

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

ESCUELA DE POSGRADO

UNIDAD DE POSGRADO DE LA FACULTAD DE

INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**"DISEÑO DE INFRAESTRUCTURA DE CARGA INTELIGENTE DE MOTOS Y
MOTOTAXIS ELÉCTRICAS PARA REDUCIR LAS EMISIONES DE DIÓXIDO
DE CARBONO EN LA CIUDAD DE IQUITOS, 2025."**

TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADEMICO DE MAESTRO EN
INGENIERÍA ELÉCTRICA CON MENCIÓN EN GERENCIA DE PROYECTOS
DE INGENIERÍA.

AUTOR: MAC TAPIA CCOYSO

ASESOR: ERNESTO RAMOS TORRES

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

Callao, 2025

PERÚ

INFORMACIÓN BÁSICA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

UNIDAD DE INVESTIGACIÓN DE POSGRADO

TÍTULO

**DISEÑO DE INFRAESTRUCTURA DE CARGA INTELIGENTE DE MOTOS Y
MOTOTAXIS ELÉCTRICAS PARA REDUCIR LAS EMISIONES DE DIÓXIDO
DE CARBONO EN LA CIUDAD DE IQUITOS, 2025.**

AUTOR: MAC TAPIA CCOYSO

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7817-8253>

DNI: 46112353.

ASESOR: MG ING. ERNESTO RAMOS TORRES

CODIGO ORCID: [https://orcid.org/0000-0002-4480-0857.](https://orcid.org/0000-0002-4480-0857)

DNI: 25706278

LUGAR DE EJECUCIÓN IQUITOS, LORETO

UNIDAD DE ANÁLISIS MOTOS Y MOTOTAXIS

TIPO: APLICATIVA - DESCRIPTIVA

ENFOQUE: CUANTITATIVO

DISEÑO DE INVESTIGACIÓN: NO EXPERIMENTAL-TRANSVERSAL

TEMA OCDE:

INGENIERÍA ELÉCTRICA, INGENIERÍA ELECTRÓNICA

DEDICATORIA

Esta tesis dedico a dios, porque sin él no sería posible la conclusión de este documento. Por otra parte, me ha dado la oportunidad de conocer nuevos amigos y desarrollo profesional. Asimismo, dedico a mis padres y hermanos quienes han puesto mucha confianza mí.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mi familia, padres, hermanos, amistades y profesores no son nada más ni nada menos que solo un conjunto: seres queridos que suponen benefactores de importancia imaginable en mis circunstancias humano. No podría sentirme más ameno con la confianza puesta sobre mi persona, especialmente cuando he contado con su mejor apoyo.

Este nuevo logro es gran parte gracias a Uds. he logrado terminar con éxito que al principio parecía un reto titánico.

Quisiera dedicar mis tesis a ustedes personas de bien, seres que ofrecen amor, bienestar, y los finos delites de mi vida.

INDICE.....	1
RESUMEN 12	
ABSTRAC 14	
INTRODUCCIÓN	16
I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	18
1.1. Descripción de la realidad problemática	18
1.2. Formulación del problema	23
1.2.1. Problema general	23
1.2.2. Problemas específicos.	23
1.3. Objetivos	24
1.3.1. Objetivo general.....	24
1.3.2. Objetivos específicos	24
1.4. Justificación	24
1.4.1. Justificación ambiental	24
1.4.2. Justificación tecnológica	25
1.4.3. Justificación técnica	25
1.4.4. Justificación metodológica.....	26
1.4.5. Justificación social	26
1.4.6. Justificación económica.	27
1.5. Delimitantes de la investigación	27
1.5.1. Delimitante teórica	27
1.5.2. Delimitante temporal	28
1.5.3. Delimitante espacial	28
II. MARCO TEÓRICO	29
2.1. Antecedentes: Internacionales y nacionales	29
2.1.1. Antecedentes internacionales	29
2.1.2. Antecedentes nacionales	34
2.2. Bases teóricas	39
2.2.1. Diseño de sistema de infraestructura de carga inteligente	39
2.2.2. Emisión de dióxido de carbono.....	58
2.3. Marco conceptual	59
2.3.1. Sistema de Infraestructura de carga inteligente de vehículos eléctricos.	59
2.3.2. Topología del sistema y modelamiento	81
2.3.3. Gestión estratégica de estación de estación de carga VE	87

2.3.4. Modelado simulación PVLIB-Python	87
2.3.5. Alimentadores de media tensión tipo radial	88
2.4. Definiciones de términos básicos	89
2.4.1. Electrolinera.....	89
2.4.2. Potencia eléctrica.....	90
2.4.3. Demanda eléctrica	90
2.4.4. Demanda máxima	91
2.4.5. Demanda promedio	92
2.4.6. Flujo de potencia o flujo de carga	92
2.4.7. Almacenamiento en baterías	92
2.4.8. Empresa de distribución eléctrica (EDE)	94
2.4.9. Características del Panel Fotovoltaico y su Importancia en el Diseño del base datos sandia.	94
2.4.10. Características del Inversor y su Importancia en el Diseño	97
III. HIPÓTESIS Y VARIABLES	99
3.1. Hipótesis	99
3.1.1. Operacionalización de Variables	101
IV. METODOLOGÍA DEL PROYECTO	103
4.1. Diseño metodológico	103
4.2. Método de investigación	103
4.3. Población y muestra	104
4.4. Lugar de estudio y periodo desarrollo	104
4.5. Técnicas e instrumentos para la recolección de la información	105
4.6. Análisis y procesamiento del diseño de infraestructura de carga inteligente para motos y mototaxis para la reducción de CO ₂ en la ciudad de Iquitos.	105
4.6.1. Estado situacional del transporte y generación de electricidad en Iquitos año 2025	106
4.6.2. Determinación de la ubicación estratégica de motos y mototaxis eléctricas para reducir de las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos. 110	110
4.6.3. Dimensionamiento de la capacidad de generación solar, almacenamiento y cargadores de motos y mototaxis eléctricas para reducir las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos.	118

4.7. Aspectos Éticos en Investigación	154
V. RESULTADOS	156
5.1. Resultados de descriptivos de la ubicación estratégica de la infraestructura de carga inteligente de mototaxis y motos.....	156
5.2. Resultados descriptivos del dimensionamiento de capacidad de generación solar, almacenamiento y cargadores componentes de la infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas.....	158
5.2.1. Capacidad de generación solar del sistema fotovoltaico	158
5.2.2. Dimensionamiento de los cargadores para motos y mototaxis eléctricas	
159	
5.2.3. Dimensionamiento de Capacidad de almacenamiento BESS	161
5.2.4. Balance energético diario e integración de la infraestructura de carga inteligente	162
5.2.5. Contribución a la reducción de emisiones de CO ₂ en la ciudad de Iquitos	
163	
5.3. Resultados descriptivos del algoritmo de recarga infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas.....	163
VI. DISCUSIONES DE RESULTADOS	166
6.1. Contrastación y demostración de la hipótesis con los resultados....	166
6.1.1. Hipótesis general:	166
6.1.2. Hipótesis específica:	169
6.2. Contrastación de los resultados con otros estudios similares.....	177
VII. CONCLUSIONES	182
7.1. Conclusión general.....	182
7.2. Conclusiones específicas	183
VIII. RECOMENDACIONES	184
8.1. Validar empíricamente el modelo con un estudio piloto controlado ..	185
8.1.1. Profundizar en estudios cuantitativos de escenarios de penetración de flota eléctrica	185
8.2. Ampliar el enfoque hacia análisis económico, social y de optimización del algoritmo de gestión	186
IX. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	186
X. ANEXOS	193

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Visualizado: Consumo de energía en EE. UU., por fuente y sector[2]	20
.....
Figura 2: POCOÚ: ○□□L—□—○φ ○M—S—□φ○S □○ GEI, S○/φúφ S○□↗□○, ○φ ○L POCO—□□ 1990–2022[4].	21
.....
Figura 3: POCOÚ: ↗○↙△○□↗□○↙○ L—S ○M—S—□φ○S □○ GEI ↗□↗↙L○S P□○ ↙ñ□ ○φ POCOÚ ○φ ○L ○S□○φ↙○—□ ↙S○ △○ ○L ○S□○φ↙○—□ □○ ↙○—□φ— φ—↗○↙○—□—□ ↙—○—S—P—○S↗□○ ○S↗áφ—○—○ [4]	21
.....
Figura 4. Una figura de V2G definido durante diferentes momentos en el día.[15]	46
.....
Figura 5. Formas avanzadas de carga inteligente[17]	46
Figura 6. Impacto de la carga inteligente de VE sobre la red eléctrica. [17]	47
Figura 7. Integración de autos eléctricos mediante smart grids[15]	52
Figura 8. Schematic diagram of EV charging infrastructure. (a) AC charging stations. (b) DC charging stations[30]	53
Figura 9: Los componentes principales incluyen rickshaws eléctricos o transportes similares, energía solar fotovoltaica distribuida/en azoteas, red local, servicios públicos locales y conjuntos de baterías auxiliares como sistema comunitario de almacenamiento de energía (ilustración del autor)[20]	54
Figura 10:caso de estudio de integracion de vehículos eléctricos en las empresas distribuidoras Electro Oriente, hidrandina y SEAL, 2023[31])	55
Figura 11. Estación de carga y e-rickshaw o mototaxi eléctrico[20]	56
Figura 12: Infraestructura de carga de acceso público (ICP)[36]	62
Figura 13: Modos de carga [26]	66

Figura 14: Tipos de conectores y tomas para vehículos eléctricos[26]	68
Figura 15. Crecimiento del despliegue de VE entre 2010 y 2050 en un escenario alineado con el Acuerdo de París	77
Figura 16: Elaborado por asociación automotriz con fuente de SUNARP[40]..	78
Figura 17: Crecimiento comparativo de vehículos eléctricos según tipo de tecnología, fuente SUNARP.[40]	79
Figura 18: La estación de carga en un Microred DC[41]	82
Figura 19. Diagrama de flujo de la gestión de potencia en la micro red DC[41]	82
Figura 20: Esquema eléctrico de la arquitectura de potencia de la microrred DC. [41]	84
Ilustración 21: Diagrama de Interacción entre fuentes y estación de carga de VE[41]	87
Figura 22. Distribución de alimentador radial[47]	89
Figura 23. Curva de demanda de consumo.[47]	91
Figura 24. Curva de demanda de consumo de 24 horas.[47]	91
Figura 25. Principio de trabajo en una batería. [1]	94
Figura 26. Perfil de generación de energía de Elor y Genrent en el día de máxima demanda 25 de septiembre de 2024, Fuente elaborado por operaciones de Elor	108
Figura 27. Perfiles de carga del mes de septiembre 2024 donde ocurrió la máxima demanda, asimismo se aparecía que el alimentador R5 es la que tiene mayor demanda.	109
Figura 28. Gráfica de box plot por alimentador: Fuente de elaboración propia en Python de Google colab a partir de perfiles de carga del mes de septiembre 2024 donde ocurrió la máxima demanda.	109
Figura 29: Estacionamiento de motos en el centro comercial Mall de Iquitos. Visita del 19/10/2025, 19:00 h. Fuente: elaboración propia.	112
Figura 30: Vista adicional del estacionamiento de motos en el Mall de Iquitos. Visita del 19/10/2025, 19:00 h. Fuente: elaboración propia.	113
Figura 31: Estacionamiento de mototaxis en el Mall de Iquitos. Visita del 19/10/2025, 19:00 h. Fuente: elaboración propia	113

Figura 32: Vista general del área de estacionamiento de motos y mototaxis en el Mall de Iquitos. Visita del 19/10/2025, 19:00 h. Fuente: elaboración propia	114
Figura 33: Playa de estacionamiento de motocicletas del Mall Iquitos. Fuente propia tomada con cámara de celular a horas 14.18 h de fecha 16 de noviembre 2025	114
Figura 34: Playa de estacionamiento de motocicletas del Mall Iquitos. Fuente propia tomada con cámara de celular a horas 14.03 h de fecha 19 de noviembre 2025	115
Figura 35: Ubicación estratégica del Mall de Iquitos. En verde: área techada disponible ($20\ 637\ m^2$) para instalación fotovoltaica; en violeta: subestación de transformación Santa Rosa. Imagen obtenida de Google Earth. Fuente: elaboración propia	117
Figura 36: línea de código para la carga de módulos e inversiones del base datos sandia (módulos 523 e inversores 3264), elaboración propia en Python.	120
Figura 37: objetos de creación de ModelChain de PBLIB en Python. Fuente elaboración propia	124
Figura 38: Descarga de datos climáticos del TMY desde PVGIS. Fuente elaboración propia en python	125
Figura 39: Parámetros de entada y localización de la ciudad Iquitos. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab	129
Figura 40: Selección de módulos de paneles fotostáticos de la base datos de SANDIA, elaboración propia en Python. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab	130
Figura 41: selección de inversor de la base datos de SANDIA, elaboración propia en Python. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab	130
Figura 42: Preparación de datos TMY de PVGIS y ejecución del modelo fotovoltaico. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab .	131
Ilustración 43: Energía y potencia calculado cada 15 minutos, se observa que los valores para ambos se han producido en diferentes fechas, asimismo se	

muestra los cálculos en base de datos de tiempo (TMY PVGIS, 15 min). Fuente elaboración propia en función de código Google Colab.....	132
Figura 44: perfil de energía generado de cada 15 para todo el 2024. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab.....	132
Figura 45: energía generada mensual para el año 2024. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab.....	133
Figura 46: Energía generada en día despejada, intermedio y nublado. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab.....	133
Figura 47: Elaboración propia a partir de los resultados de simulación del sistema fotovoltaico en Iquitos para el día representativo despejado (17 de octubre de 2024), utilizando el modelo desarrollado en pvlib con datos TMY de PVGIS y resolución de 15 minutos.....	134
Figura 48: Perfil generado del día despejado, donde se muestra que ocurrió en el día 17.10.2024. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab	135
Figura 49: Resumen anual de producción del sistema fotovoltaico en Iquitos, 2024. Elaboración propia a partir de los resultados de simulación del sistema FV Iquitos 2024 con pvlib, considerando datos climáticos típicos (TMY) y un paso temporal de 15 minutos	136
Ilustración 50: Fuente elaboración propia en función de código Google Colab.	137
Figura 51: Comparación de escenarios de operación del sistema fotovoltaico en Iquitos, 2024. Elaboración propia a partir de los resultados de simulación del sistema FV Iquitos 2024, utilizando datos climáticos TMY y el modelo energético desarrollado en pvlib.	138
Figura 52: Análisis temporal avanzado de la producción del sistema fotovoltaico en Iquitos, 2024. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab	139
Figura 53: cantidad de motos y mototaxis a cargar en el periodo de diario, mensual, anual, donde se observa que en año se cargaría 65,7000 motos eléctricas y 94,900 mototaxis. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab.	143

Figura 54: Perfil de carga diario estimado para el escenario recomendado, mostrando la demanda de potencia (kW) hora a hora y resaltando el periodo pico de 18:00 a 22:00. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab.....	144
Figura 55: Operación integrada del sistema FV + BESS para el Mall de Iquitos, Loreto (día típico).	152

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Resumen de niveles de corriente y voltajes según las normativas IEC62196, IEC61851 and SAEJ1772 standards.[19]	42
Tabla 2. Escenarios de uso de vehículos eléctricos en diferentes países y posible impacto de la carga descoordinada y la carga inteligente coordinada[21][22][23][24]	43
Tabla 3: Tipos de carga inteligente[13]	44
Tabla 4. Tipos de carga inteligente[17]	44
Tabla 5: resumen general de la infraestructura de carga insulte en Perú[28][27]	50
Tabla 6:ubicación y características de los puntos de carga por departamento [27].	50
Tabla 7. Tipos de carga de vehículos eléctricos[37]	63
Tabla 8: Clasificación de las estrategias de recarga.[28]	69
Tabla 9. Operacionalización de Variables	101
<i>Tabla 10: Características de los posibles puntos de ubicación para la infraestructura de carga de motos y mototaxis eléctricas en Iquitos. Fuente: elaboración propia en base a visitas <i>in situ</i> y procesamiento de imágenes de Google Earth</i>	110
<i>Tabla 11: Descripción de parámetros de modulo panel seleccionado</i>	121
<i>Tabla 12:Parámetros de diseño Power_Electronics__FS3000CU15__690V, autoría propia en referencia de base datos sandia.</i>	123

<i>Tabla 13: Resumen de las estadísticas agregadas para todos los escenarios evaluados</i>	142
<i>Tabla 14: Comparativa de los escenarios característicos seleccionados:</i>	142
<i>Tabla 15: Proyección de cantidad de vehículos atendidos por periodo bajo el escenario recomendado</i>	142
Tabla 16: presentan los valores calculados para los distintos horizontes temporales	146
<i>Tabla 17: Comparación de alternativas comerciales de cargadores AC ~3,3 kW</i>	147
Tabla 18: Resumen de resultados del análisis de puntos de ubicación para infraestructura de carga de motos y mototaxis eléctricas en Iquitos. Fuente: elaboración propia	157
<i>Tabla 19: Capacidad y rendimiento del sistema fotovoltaico para el mall de Iquitos</i>	159
<i>Tabla 20: Escenario recomendado de dimensionamiento de cargadores (motos y mototaxis)</i>	160
<i>Tabla 21: Número de vehículos eléctricos atendidos por la infraestructura de carga (escenario recomendado)</i>	160
<i>Tabla 22: Parámetros principales del sistema de almacenamiento BESS</i>	161
<i>Tabla 23: Balance energético diario del sistema FV + BESS + cargadores (día representativo)</i>	162
<i>Tabla 24: Emisiones de CO₂ evitadas por la generación solar asociada a la infraestructura de carga</i>	163
<i>Tabla 25: Resultados descriptivos del algoritmo de gestión de carga inteligente (día representativo)</i>	164
<i>Tabla 26: Comparación de emisiones de CO₂ en Iquitos y aporte del proyecto (2025)</i>	168

ABREVIATURAS

ALIM	:	Alimentador en media tensión
BESS	:	Battery Energy Storage System (Sistema de almacenamiento de energía de batería)
BEV	:	Batería de vehículo eléctrico
CO ₂	:	Dióxido de carbono
CNE	:	Código Nacional de Electricidad
CEPLAN	:	Centro Nacional de Planeamiento Estratégico
DERs	:	Recursos Energéticos Distribuidos
DIgSILENT	:	Digital Simulation of Electrical Networks (simulación digitalizado de redes eléctricas)
DSO	:	Operador de sistema de distribución
ELOR	:	Empresa Distribuidora Electro Oriente S.A.
FC	:	Factor de Carga
FCO	:	Índice de Capacidad Ociosa
GEI	:	Efectos de gases invernadero
GLP	:	Gas licuado de petróleo
GNV	:	Gas Natural vehicular
HFP	:	Horas Fuera de Punta
HP	:	Horas Punta
IEEE	:	Institute of Electrical and Electronic Engineering
LCE	:	Ley de Concesiones Eléctricas N°25844

MINEM	:	Ministerio de Energía y Minas
MT	:	Media Tensión
NMT	:	Nodo de media tensión
PHEV	:	Vehículo eléctrico híbrido enchufable
PIDE	:	Plan de inversiones de distribución eléctrica
PV	:	Paneles Fotovoltaicos
RES	:	Energía de fuentes renovables
SED	:	Subestación Eléctrica de Distribución
SET	:	Subestación Eléctrica de Transformación
SID	:	Sistema Integrado de Distribución
SoC	:	Estado de carga
V2G	:	Vehículo eléctrico a red
VE	:	Vehículos eléctricos

RESUMEN

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo general diseñar la infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas para reducir las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos al año 2025. La investigación se desarrolla bajo un enfoque cuantitativo, de alcance descriptivo-explicativo, con diseño no experimental y de corte transversal. La metodología combina técnicas de revisión documental (registros de demanda de energía y potencia en la cabecera del alimentador del Mall Iquitos para 2024, fichas técnicas y factores de emisión), trabajo de campo (visitas in situ, aforos de motos y mototaxis, registros fotográficos y entrevistas a personal del estacionamiento) y modelado y simulación computacional mediante notebooks en <https://github.com/Mac-Tapia/Mac-Tapia.git> para la generación fotovoltaica, determinación de cargadores, para la infraestructura de carga y dimensionamiento del sistema de almacenamiento BESS y el balance energético.

En relación con el objetivo general, los resultados se estructuran en tres etapas. Primero, para el OE.1 se evaluaron 10 puntos potenciales de ubicación y se determinó que el Mall de Iquitos es el emplazamiento estratégico óptimo: dispone de aproximadamente 20 637 m² de techo útil para paneles fotovoltaicos, se ubica a unos 60 m de la subestación Santa Rosa, cuenta con un área de estacionamiento de 957 m² y concentra cerca de 900 motos y 130 mototaxis en horario pico, con tiempos de permanencia promedio

\geq 4 horas, maximizando el potencial de sustitución de combustibles fósiles. Segundo, para el OE.2 se dimensionó un sistema fotovoltaico de 4,162 MWp DC / 3,201 MW AC, un BESS de 230 kWh / 115 kW y 30 cargadores de 4 tomas (120 puntos de recarga). La simulación anual con datos TMY de PVGIS muestra una generación de 3 972,48 MWh/año, con un rendimiento específico de 954 kWh/kWp·año y un *Performance Ratio* de 86,8 %. Adoptando un factor de emisión de 0,45 tCO₂/MWh, la energía fotovoltaica anual evita aproximadamente 1 787,6 tCO₂/año, equivalente al 0,62 % de las emisiones de la central térmica de Iquitos (290 000 tCO₂/año) y al 0,33 % del total combinado de emisiones de generación eléctrica y del transporte por motos y mototaxis (548 250 tCO₂/año), alcanzando una reducción acumulada del orden de 44 700 tCO₂ en 25 años de operación.

Finalmente, para el OE.3 se seleccionó un algoritmo de gestión de carga controlada, colaborativa, de arquitectura centralizada y basado en reglas, que prioriza el uso de la energía fotovoltaica, utiliza el BESS como respaldo y recurre a la red solo para la energía faltante, permitiendo además la inyección a red cuando exista excedente no almacenable. En el día representativo analizado, el algoritmo logra aprovechar 4 583,8 kWh/día de energía FV, de los cuales 1 825 kWh/día se destinan a la recarga de motos y mototaxis eléctricas, operar el BESS con aproximadamente 1,32 ciclos/día y alcanzar una autosuficiencia FV + BESS del 42,2 % de la demanda conjunta del mall y de la infraestructura de carga, sin vertimientos de energía. El control coordinado del BESS permite aprovechar alrededor de 75,5 MWh/año adicionales de energía fotovoltaica que, en un esquema sin gestión, se perderían, evitando por sí solo unas 34 tCO₂/año extra. En conjunto, se concluye que el diseño propuesto de la infraestructura de carga inteligente FV–BESS–cargadores, ubicado estratégicamente en el Mall de Iquitos y gestionado mediante un algoritmo de recarga controlada, contribuye de manera cuantificable a la reducción de emisiones de dióxido de carbono en un contexto donde el transporte por motos y mototaxis (61 000 mototaxis y 70 500 motos lineales) genera aproximadamente 258 250 tCO₂/año, y la generación eléctrica térmica emite 290 000 tCO₂/año.

Palabras clave: infraestructura de carga inteligente; motos eléctricas; mototaxis eléctricas; energía fotovoltaica; BESS; emisiones de CO₂; Iquitos.

ABSTRAC

The present research aims to design an intelligent charging infrastructure for electric motorcycles and mototaxis to reduce carbon dioxide emissions in the city of Iquitos by 2025. The study follows a quantitative approach, with a descriptive-explanatory scope, and a non-experimental, cross-sectional design. The methodology combines documentary analysis (records of energy and power demand at the feeder head of the Iquitos Mall for 2024, technical datasheets and emission factors), fieldwork (on-site visits, traffic counts of motorcycles and mototaxis, photographic records, and interviews with parking staff), and computational modeling and simulation using Google Colab notebooks <https://github.com/Mac-Tapia/Mac-Tapia.git> for sizing the PVLIB solar generation for photovoltaic generation, determining chargers for the charging infrastructure, and sizing for the BESS storage system and energy balance.

In line with the general objective, the results are structured into three stages. First, for Specific Objective 1 (OE.1), ten potential sites were evaluated, and the Iquitos Mall was identified as the optimal strategic location. This site offers approximately 20,637 m² of usable rooftop area for photovoltaic panels, is located about 60 m from the Santa Rosa substation, has a parking area of 957 m², and concentrates around 900 motorcycles and 130 mototaxis during peak hours, with an average parking time of ≥ 4 hours, maximizing the potential for fossil fuel substitution. Second, for Specific Objective 2 (OE.2), a photovoltaic

system of 4.162 MWp DC / 3.201 MW AC, a 230 kWh / 115 kW BESS, and 30 chargers with 4 outlets each (120 charging points) were sized. Annual simulation with PVGIS TMY data shows a generation of 3,972.48 MWh/year, with a specific yield of 954 kWh/kWp·year and a Performance Ratio of 86.8%. Using an emission factor of 0.45 tCO₂/MWh, the annual photovoltaic generation avoids approximately 1,787.6 tCO₂/year, equivalent to 0.62% of the emissions from the Iquitos thermal power plant (290,000 tCO₂/year) and 0.33% of the combined total emissions from electric generation and transport by motorcycles and mototaxis (548,250 tCO₂/year), reaching an accumulated reduction of around 44,700 tCO₂ over 25 years of operation.

Finally, for Specific Objective 3 (OE.3), a controlled, collaborative, centralized, rule-based charging management algorithm was selected. This algorithm prioritizes the use of photovoltaic energy, uses the BESS as backup, and only resorts to the grid for the remaining demand, while allowing export of surplus energy to the grid when storage capacity is exceeded. On the representative day analyzed, the algorithm manages to utilize 4,583.8 kWh/day of PV energy, of which 1,825 kWh/day are allocated to charging electric motorcycles and mototaxis, operates the BESS at approximately 1.32 cycles/day, and achieves a PV + BESS self-sufficiency of 42.2% of the combined demand of the mall and the charging infrastructure, with no PV curtailment (0 kWh/day spilled). Coordinated control of the BESS enables the use of about 75.5 MWh/year of additional photovoltaic energy which, under an unmanaged scheme, would be lost, thereby avoiding approximately 34 tCO₂/year on top of the base reduction. Overall, the results show that the proposed design of the intelligent charging infrastructure (PV–BESS–chargers), strategically located at the Iquitos Mall and operated through a controlled charging algorithm, contributes in a quantifiable manner to reducing CO₂ emissions in a context where transport by motorcycles and mototaxis (61,000 mototaxis and 70,500 motorcycles) emits approximately 258,250 tCO₂/year, and isolated thermal power generation emits 290,000 tCO₂/year.

Keywords: intelligent charging infrastructure; electric motorcycles; electric mototaxis; photovoltaic energy; BESS; CO₂ emissions; Iquitos.

INTRODUCCIÓN

La ciudad de Iquitos se encuentra en una situación particularmente crítica desde el punto de vista energético y ambiental. Por un lado, su sistema eléctrico es aislado y dependiente de una central térmica, que consume alrededor de 22,5 millones de galones de combustible fósil al año y emite aproximadamente 290 000 tCO₂/año. Por otro lado, la movilidad urbana descansa casi por completo en vehículos ligeros motorizados: se estima una flota de 61 000 mototaxis y 70 500 motos lineales, responsables de cerca del 95 % de las emisiones del sector transporte, lo que equivale a aproximadamente 258 250 tCO₂/año. La combinación de un sistema eléctrico intensivo en combustibles fósiles y un parque vehicular dominado por motos y mototaxis a gasolina o diésel convierte a Iquitos en un foco relevante de emisiones de CO₂, pero también en una oportunidad estratégica para la descarbonización.

A pesar de este panorama, en Iquitos no existe aún una flota operativa de motos ni mototaxis eléctricas, ni se cuenta con una infraestructura de carga pública que permita viabilizar su introducción. La electromovilidad se ve atrapada en un círculo vicioso: no se adquieren vehículos eléctricos porque no hay dónde cargarlos, y no se desarrolla infraestructura de carga porque no existen vehículos que la utilicen. Al mismo tiempo, la ciudad dispone de amplias superficies techadas en centros comerciales y otros edificios, con un alto potencial para la instalación de sistemas solares fotovoltaicos capaces de alimentar tanto la demanda propia de los locales como la futura recarga de vehículos eléctricos. Este contraste entre alta demanda energética fósil y alto

potencial solar no aprovechado plantea la necesidad de estudios que integren ambas dimensiones.

En este contexto, la presente tesis tiene como objetivo general *diseñar la infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas para reducir las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025*. Para ello se plantean tres objetivos específicos: (i) determinar la ubicación estratégica de la infraestructura de carga, identificando el punto de la ciudad con mayor potencial de mitigación de emisiones; (ii) dimensionar la capacidad de generación solar, el sistema de almacenamiento (BESS) y los cargadores para motos y mototaxis eléctricas, maximizando el aprovechamiento del recurso solar y la sustitución de energía fósil; y (iii) seleccionar un algoritmo de gestión de carga que coordine la operación de la planta fotovoltaica, el BESS, los cargadores y la red, priorizando la reducción de emisiones de CO₂.

La investigación adopta un enfoque cuantitativo, con un alcance descriptivo-explicativo y un diseño no experimental, transversal. Se combinan fuentes documentales (registros de demanda de energía y potencia en la cabecera del alimentador del Mall Iquitos para 2024, fichas técnicas de equipos, factores de emisión), trabajo de campo (visitas in situ, aforos de motos y mototaxis, entrevistas a personal de estacionamiento, registros fotográficos) y modelado y simulación computacional mediante notebooks en Google Colab: <https://github.com/Mac-Tapia/Mac-Tapia.git> dimensionamiento de Generación solar PVLIB - Python para la generación fotovoltaica, determinación de cargadores para la infraestructura de carga, y para el dimensionamiento del BESS y el balance energético.

Los resultados muestran, en primer lugar, que entre 10 puntos evaluados, el Mall de Iquitos es la ubicación estratégica óptima: dispone de aproximadamente 20 637 m² de techo disponible para paneles fotovoltaicos, una playa de estacionamiento de 957 m² donde se contabilizaron alrededor de 900 motos y 130 mototaxis en horario pico, tiempos de permanencia no menores a 4 horas, y una distancia de solo 60 m a la subestación de transformación Santa Rosa. En segundo lugar, el dimensionamiento del

sistema en este emplazamiento permite definir una planta fotovoltaica de 4,162 MWp DC / 3,201 MW AC, acoplada a un BESS de 230 kWh / 115 kW y a 30 cargadores de 4 tomas (120 puntos de recarga). Las simulaciones anuales con datos TMY muestran una generación de 3 972,48 MWh/año, que, con un factor de emisión de 0,45 tCO₂/MWh, se traducen en una reducción de aproximadamente 1 787,6 tCO₂/año y del orden de 44 700 tCO₂ a lo largo de 25 años de operación.

Finalmente, la selección de un algoritmo de recarga controlada, colaborativa, de arquitectura centralizada y basado en reglas permite priorizar el uso de la energía fotovoltaica, utilizar el BESS como respaldo y recurrir a la red solo cuando es estrictamente necesario, habilitando además la inyección de excedentes cuando no es posible almacenarlos. En un día representativo, este esquema logra una autosuficiencia FV + BESS del 42,2 % de la demanda conjunta (mall + recarga), sin vertimientos de energía solar, y permite aprovechar energía adicional que, en ausencia de gestión, se perdería, aumentando la reducción efectiva de CO₂ frente al escenario actual.

En síntesis, esta tesis ofrece un diseño integral de infraestructura de carga inteligente para motos y mototaxis eléctricas, adaptado a las condiciones particulares de Iquitos, y demuestra mediante resultados cuantitativos que es posible articular la elección de una ubicación estratégica, el dimensionamiento conjunto de generación fotovoltaica, almacenamiento y cargadores, y la gestión inteligente de la recarga para lograr reducciones medibles de las emisiones de CO₂. El trabajo se plantea, así como un insumo técnico para futuras decisiones de planificación energética, políticas de electromovilidad y proyectos de descarbonización del transporte ligero y del sistema eléctrico aislado de la ciudad.

I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Descripción de la realidad problemática

A nivel global, la mitigación de gases de efecto invernadero (GEI) presenta un desafío crítico. Según informes de la plataforma CEPLAN [1] se proyecta que para el año 2050, las reducciones de emisiones en los

escenarios políticos actuales alcanzarán solo un 9%, cifra lejana al 42% necesario para limitar el calentamiento global a 1.5 °C. Resulta alarmante que las emisiones globales de 2022 aumentaron un 1.2% respecto a 2021, alcanzando un récord de 57.4 Giga toneladas de dióxido de carbono equivalente (Gt CO₂eq).

A nivel internacional en el año 2023 según el informe [2] el consumo energético (petróleo, gas natural, renovables, carbón, nuclear) como se muestra en la figura 1, alcanzo una cantidad asombrosa de 93,6 billones de unidades térmicas británicas (Btu) lo que impulso los sectores de transporte, la industria, la vivienda, el comercio y la energía en EE. UU con lo cual la riqueza energética flujo por el país en 2023.

Indica por otro lado el mismo informe [2] que 93.6 billones es una cantidad increíble, pero no represente el pico del consumo energético en estados unidos, en tal sentido da un ejemplo que año 2022 el consumo fue 100 billones de Btu, por lo tanto, se estados unidos utiliza las energías diversas maneras, más del 90% proviene de combustibles fósiles o nucleares.

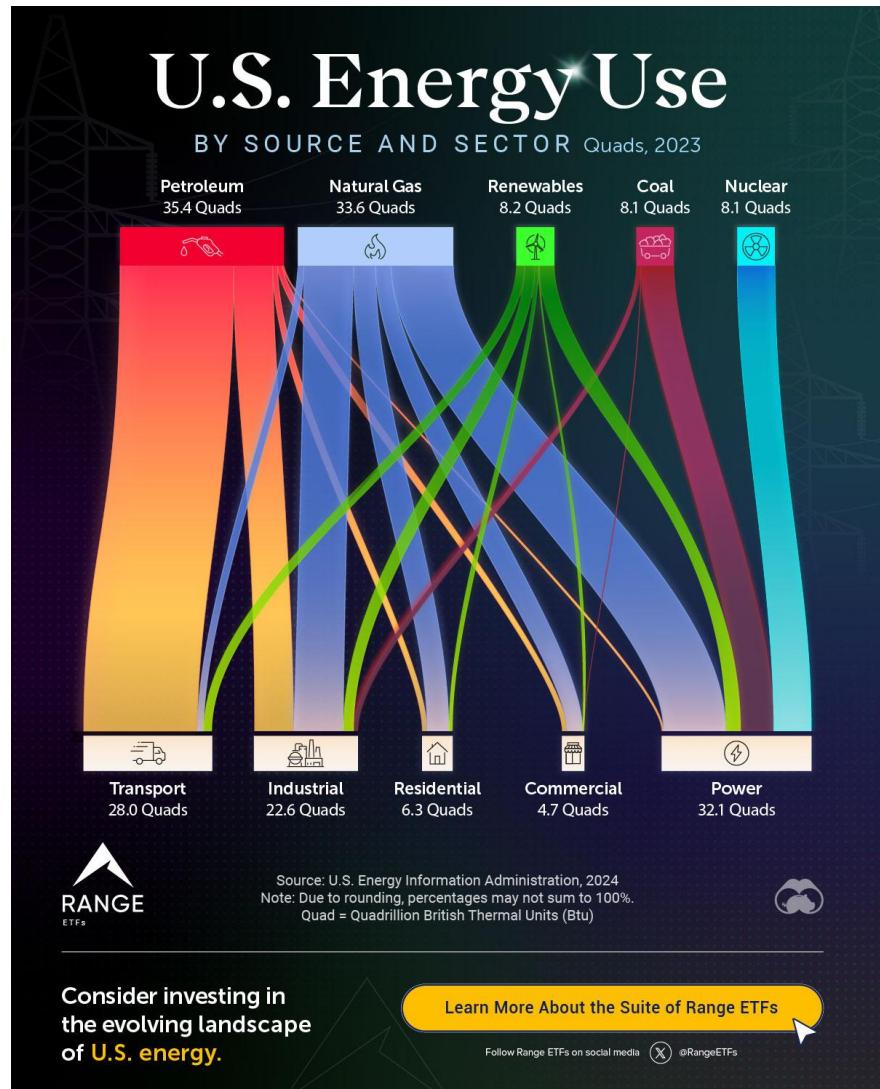


Figura 1: Visualizado: Consumo de energía en EE. UU., por fuente y sector[2]
En la figura 1 se puede identificar el consumo de petróleo es 28 cuatrillones en la cual representa el 70% transporte y el sector generación de energía es 1% según [2]

Por otra parte, en la misma figura 1 se observa el consumo de renovables es 6.3 cuatrillones en la cual representa el 22% transporte y el sector generación de energía es 39%.

En el contexto peruano, la problemática de emisiones es igualmente apremiante. Perú generó 105.14 Mt CO₂eq/año en 2022, duplicando las 47.00 Mt CO₂eq/año registradas en 1990 [1]. El análisis sectorial (Figura 2) revela que el transporte y la generación de electricidad son contribuyentes de gran magnitud a las emisiones nacionales.

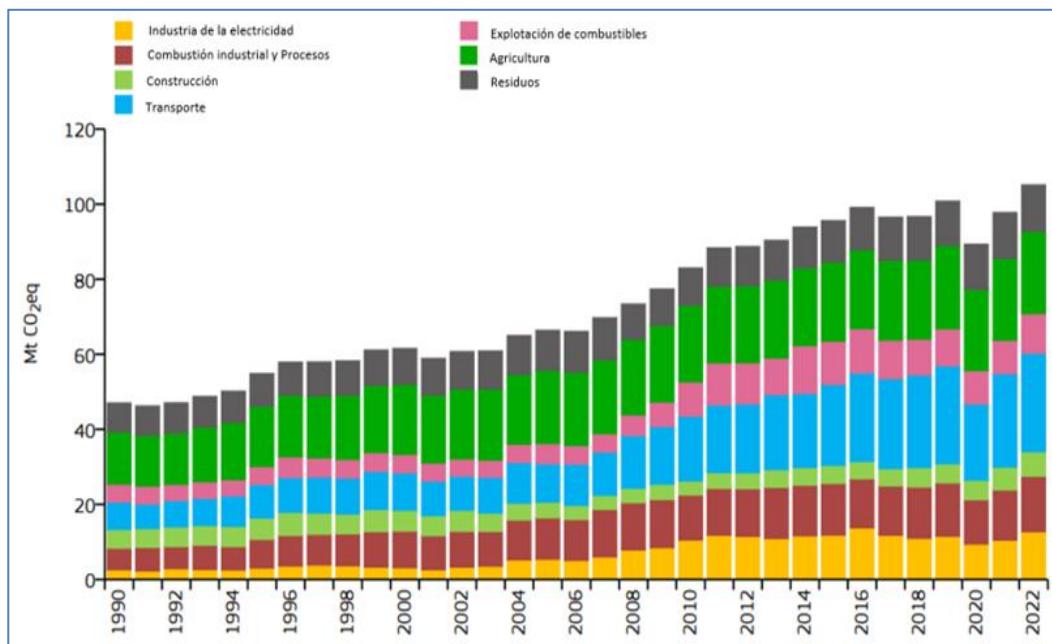


Figura 2: *P*○*O*ú: *O*□*L*—□—ó∅ *O* *L*∠*S*
*O*ℳ—*S*—□∅*O**S* *O* *GEI*, *S*○*P*ú∅ *S*○□↗□∅, *O*∅
*O**L* *P*○*O*—□□ 1990–2022[4].

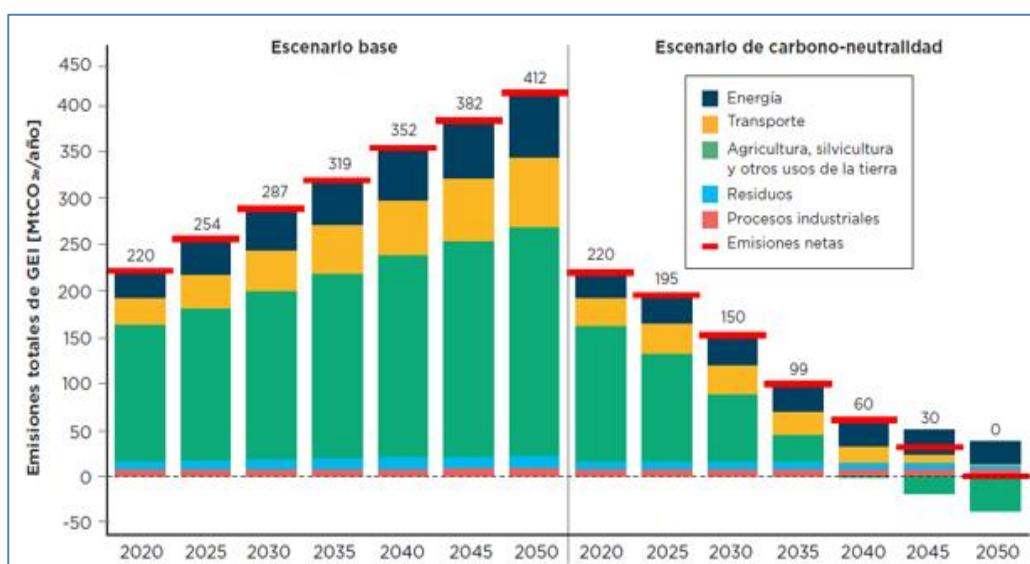


Figura 3: *PÓPOU*: 

Las proyecciones (Figura 3) indican que en el "escenario base" (sin medidas de mitigación), las emisiones continuarán aumentando progresivamente. En contraste, el "escenario de carbono-neutralidad" exige reducciones drásticas en todos los sectores. La inacción climática no solo tiene un costo ambiental; se ha proyectado que Perú podría enfrentar pérdidas del 6.0% del PIB para 2030 y del 20% para 2050 debido a la crisis climática [1].

En respuesta, el Estado ha aprobado la Estrategia Nacional ante el Cambio Climático al 2050 [3]. Esta política de aplicación obligatoria busca minimizar las emisiones de GEI, promoviendo el uso de energías renovables y un transporte sostenible como ejes de mitigación.

La ciudad de Iquitos representa un epicentro crítico de esta problemática nacional. La situación local se caracteriza por una dependencia dual de combustibles fósiles:

- En el Transporte: Según el plan de desarrollo de la provincia de Maynas [4], la flota vehicular está compuesta principalmente por 61,000 mototaxis y 70,500 motos lineales. Estos dos tipos de vehículos son responsables de casi el 95% de las emisiones del sector transporte en la ciudad, generando un estimado de 258,250 toneladas de CO₂ al año (152,500 tCO₂ de mototaxis y 105,750 tCO₂ de motos).
- En la Generación Eléctrica: El sistema eléctrico de Iquitos es un sistema aislado operado por una central térmica. Este sistema consume aproximadamente 22.5 millones de galones de combustible fósil anualmente, emitiendo 290,000 toneladas métricas de CO₂ al año [5]

Esta doble dependencia (transporte fósil y generación térmica) sitúa a Iquitos como un contribuyente significativo al calentamiento global y evidencia el incumplimiento de los compromisos de mitigación.

La Estrategia Nacional [3] impulsa la electrificación del transporte como solución. Sin embargo, la integración masiva de vehículos eléctricos (VE) en un sistema aislado como el de Iquitos presenta un desafío técnico severo.

Las causas de esta problemática son la falta de infraestructura de carga, las limitaciones técnicas de las redes existentes para una integración masiva, la falta de planificación para la transición energética y el alto costo de las mejoras requeridas [6].

Si la adopción de VE se realiza con carga no controlada (convencional), se anticipan impactos adversos: congestión en la red, sobrecarga de transformadores, aumento de pérdidas técnicas y caídas de tensión [6]. En el caso de Iquitos, esto implicaría una mayor demanda sobre la central térmica, lo que podría anular los beneficios de reducción de CO₂ y comprometer la estabilidad del sistema.

Por lo tanto, la transición es necesaria, pero requiere una infraestructura de carga gestionada (inteligente) para evitar el colapso de la red y asegurar una reducción neta de emisiones.

1.2. Formulación del problema

1.2.1. Problema general

P.G.- ¿De qué manera el diseño de infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas influye en la reducción de las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025?

1.2.2. Problemas específicos.

P.E.1 ¿De qué manera la determinación de la ubicación estratégica óptima garantiza la viabilidad técnica de motos y mototaxis eléctricas, necesaria para la reducción cuantificable de las emisiones de dióxido de carbono en Iquitos, 2025?

P.E.2 ¿En qué manera el dimensionamiento de la capacidad de generación solar, almacenamiento y cargadores de motos y mototaxis eléctricas influye en la reducción en las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025?

P.E.3 ¿En qué medida la selección del agente inteligente de gestión de carga de motos y mototaxis eléctricas maximiza la eficiencia operativa del sistema y contribuye de forma cuantificable a la reducción de las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025?

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

O.G.-Diseñar la infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas para reducir de las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025

1.3.2. Objetivos específicos

OE.1.- Determinar la ubicación estratégica óptima que garantice la viabilidad técnica de motos y mototaxis eléctricas, necesaria para la reducción cuantificable de las emisiones de dióxido de carbono en Iquitos, 2025.

OE.2.- Dimensionar la capacidad de generación solar, almacenamiento y cargadores de motos y mototaxis eléctricas para reducir las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025.

OE.3.- Seleccionar el agente inteligente de gestión de carga de motos y mototaxis eléctricas más apropiado para maximizar la eficiencia operativa del sistema, asegurando la contribución cuantificable a la reducción de las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025.

1.4. Justificación.

1.4.1. Justificación ambiental

Con el diseño de una infraestructura inteligente de carga para motocicletas y mototaxis eléctricas en Iquitos (2025) se contribuye a la

reducción de emisiones de CO₂ por dos vías complementarias: (i) la sustitución de vehículos con motor de combustión interna por vehículos eléctricos a batería, eliminando emisiones locales de escape; y (ii) la descarbonización progresiva del suministro eléctrico mediante fuentes renovables y sistemas de almacenamiento, coordinados con estrategias de carga inteligente (gestión de la demanda, desplazamiento de carga a horas de menor intensidad de carbono y priorización del uso de energía limpia).

Esta estrategia disminuye la huella de carbono del transporte ligero urbano, mejora la calidad del aire y el confort acústico, y alinea a Iquitos con los compromisos nacionales de mitigación climática y la transición energética en la Amazonía peruana.

1.4.2. Justificación tecnológica

Con el diseño de una infraestructura de carga inteligente para motocicletas y mototaxis eléctricas en Iquitos (2025), se justifica tecnológicamente el proyecto porque, a nivel de diseño, se define el uso de vehículos eléctricos ligeros (motos y mototaxis) compatibles con cargadores inteligentes para 2–3 ruedas, se selecciona un algoritmo de gestión de carga (asignación dinámica de potencia, programación horaria y control por prioridades) integrado en un EMS y sustentado en estándares abiertos (IEC 61851, OCPP 1.6/2.0.1 con ruta a ISO 15118), junto con criterios de dimensionamiento y calidad de energía; para asegurar desde el diseño la interoperabilidad, seguridad y escalabilidad, optimizar el uso de la red y habilitar un despliegue futuro eficiente que contribuya a reducir las emisiones en la ciudad.

1.4.3. Justificación técnica

Con el diseño de la infraestructura de carga inteligente para motocicletas y mototaxis eléctricas en Iquitos (2025) se justifica técnicamente porque se integra de forma segura a la red existente mediante conexión a la barra de 22,9 kV de la SET Santa Rosa, con celda/bahía dedicada, medición en MT y protecciones coordinadas; además, la gestión

dinámica de potencia, el balanceo de cargas, la programación horaria y la respuesta a la demanda evitan sobrecargas, respetan límites de tensión, corriente y cortocircuito y preservan la calidad de energía. Para lograr una operación confiable y escalable, el EMS coordina fotovoltaica y almacenamiento para peak shaving y resiliencia, con telemetría y actualizaciones remotas que permiten ampliar puntos de carga sin rediseños y sostener la reducción de emisiones.

1.4.4. Justificación metodológica

Con el diseño de infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas para reducir las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025, se contribuye a la metodología de investigación de diseño no experimental-transversal, enfoque cuantitativo, porque se usan herramientas de software y procesamiento de datos a través de simulaciones para la descripción y análisis de resultados, garantizando rigurosidad, reproducibilidad y trazabilidad mediante supuestos explícitos y métricas como tCO₂e/año evitadas, reducción de picos, utilización y calidad de servicio.

1.4.5. Justificación social

Con el diseño de infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas para reducir las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025, se contribuye al bienestar social mediante la mejora de la calidad de vida urbana, al disminuir la contaminación del aire (menor exposición a emisiones locales asociadas al transporte) y la reducción de ruidos en zonas residenciales, escolares y de alta circulación; adicionalmente, se generan co-beneficios como potenciales mejoras en la salud pública (menor incidencia de afecciones respiratorias y cardiovasculares), mayor confort acústico, reducción de costos operativos para conductores, formalización y previsibilidad del servicio y oportunidades de empleo vinculadas a la operación y mantenimiento de infraestructura, promoviendo una movilidad más equitativa y limpia para la población de Iquitos.

1.4.6. Justificación económica.

Con el diseño de infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas para reducir las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025, se generan beneficios económicos directos e indirectos al disminuir el costo total de propiedad del transporte (energía más barata que combustibles fósiles, menor mantenimiento y mayor disponibilidad), optimizar la demanda eléctrica mediante programación horaria y peak shaving (aprovechando tarifas valle y reduciendo cargos por potencia), y acceder a incentivos y financiamiento climático asociados a la mitigación de CO₂ (incluida la valorización de reducciones vía créditos de carbono cuando aplique). Adicionalmente, se reducen externalidades costosas (contaminación del aire y ruido con impactos en salud), se dinamiza el empleo local en operación y mantenimiento, y se mejora la resiliencia y continuidad del servicio al integrar generación fotovoltaica y almacenamiento, lo que disminuye pérdidas por interrupciones. Todo ello mitiga riesgos regulatorios y de mercado al alinearse con compromisos nacionales e internacionales, fortaleciendo la sostenibilidad financiera del proyecto en el tiempo.

1.5. Delimitantes de la investigación

1.5.1. Delimitante teórica

La investigación tiene amplia bibliografía y temas de investigación, en tal sentido por lo que en la presente investigación no se realiza un algoritmo o desarrollo de un software. Por lo tanto, se limita en determinar los resultados de eficiente integración de mototaxis y motocicletas eléctricas a través de las simulaciones con software Power Factory Digsilent de carga convencional y carga inteligente que incluye la generación de energía con paneles fotovoltaicos y almacenamiento de energía con las limitaciones de estado actual de las instalaciones la red de media tensión R5 de la empresa distribuidora Electro Oriente S.A.

Las simulaciones se realizan en estado estacionario y dinámico, se evaluará los flujos de potencia en condición en estado estacionario donde ocurrió la máxima demanda en el año 2024, y dinámica de 24 horas en el mismo día y año, se analizará la eficiente integración de mototaxis y motocicletas en porcentajes con carga convencional o no controlada y carga inteligente que incluye la generación de energía de paneles fotovoltaicos y baterías de almacenamiento de energía, se tomará en cuenta el estado actual de la infraestructura existente, el modelado en el software Power Factory Digsilent se realizará de red de media tensión R5, la ubicación de infraestructuras de carga se propondrán en los puntos donde está instalado los grifos de combustibles fósiles, las cargas de mototaxi y motociclistas se realizan en diferentes escenarios en el periodo de 24 horas en condiciones donde coincide con la demanda coincidente de la red de media tensión.

La propuesta de generación de paneles fotovoltaicos suministrará a las baterías de almacenamiento de energía y el excedente entregar la red pública, la máxima conexión de mototaxis y motocicletas será la cantidad máxima que se carga en un momento dado de periodo de 24 horas donde ha ocurrido la máxima demanda de la red eléctrica de media tensión.

1.5.2. Delimitante temporal

La investigación se ejecuta en 2025, pero la información primaria utilizada para el modelado y la simulación corresponde a 2024.

1.5.3. Delimitante espacial

La investigación se realizará en un punto estratégico específico de la ciudad de Iquitos, definido —a nivel de diseño— como el emplazamiento de la infraestructura de carga inteligente para motocicletas y mototaxis eléctricas. El sitio se selecciona por criterios técnicos (demanda potencial, accesibilidad vial y seguridad, disponibilidad de suelo y

viabilidad eléctrica), y su punto de conexión se considera en la barra de 22,9 kV de la SET Santa Rosa.

II. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes: Internacionales y nacionales

2.1.1. Antecedentes internacionales

Milo (2024), desarrolló la Tesis de Grado Maestro titulada: "Diseño y análisis de sistema de recarga de vehículos eléctricos basado en energía fotovoltaica", publica por la universidad de internacional de Huelva, España, tuvo como objetivo general desarrollar una solución sostenible de recarga para vehículos eléctricos basada en energía solar que reduzca la dependencia de combustibles fósiles y las emisiones de GEI, evaluando su desempeño técnico, económico y ambiental mediante simulaciones en PVsyst; el tema se centra en el diseño de una infraestructura con un arreglo fotovoltaico de 6 kWp, optimizando orientación e inclinación, considerando el sombreado e inyectando excedentes a la red del campus; el método de investigación combina diseño-simulación (PVsyst) con análisis económico-financiero y ambiental; los resultados muestran una producción anual de 8 737,18 kWh, un rendimiento específico de 1 456 kWh/kWp·año y un performance ratio (PR) de 72,76%, además de viabilidad económica con VPN = 10 545,70 EUR, TIR = 34,39%, payback = 7,3 años y ROI = 174,6%, y un impacto ambiental equivalente a ~32,9 t de CO₂ evitadas; la conclusión es que el sistema es técnica, económica y ambientalmente viable y replicable en entornos universitarios para impulsar movilidad sostenible. [7]

Esta tesis aporta a mi tesis con un marco integral y aplicable para electrificar el transporte liviano en Iquitos mediante carga inteligente: propone (i) un modelo científico-técnico de demanda de recarga para motos y mototaxis eléctricas en clima tropical húmedo, un algoritmo de programación por precio/horario y estado de carga que reduce picos, costos y emisiones, y una metodología de ubicación-dimensionamiento

de estaciones (GIS + tráfico + red) con escenarios red sola, híbrido FV + baterías y microred; (ii) una evaluación ambiental con línea base de emisiones del parque actual, escenarios de mitigación por electrificación y carga gestionada, y métricas replicables como kg CO₂/100 km, fracción solar e intensidad de carbono.

Zhonghao (2024), desarrolló la Tesis de Grado Doctor titulada: "Intelligent Planning and Operation for Electric Vehicle Charging Networks", publicada por la universidad de Hong Kong polytechnic university, Hong Kong, tuvo como objetivo general evaluar una serie de cuestiones relacionadas con la planificación y el funcionamiento de las EVCN, incluida la evaluación de la calidad del servicio (QoS), la ubicación de las estaciones de carga públicas (PCS), la programación de la carga de vehículos eléctricos basada en precios y el desarrollo de métodos de solución. Este estudio abordó la planificación y operación de redes inteligentes de carga para vehículos eléctricos (EVCNs), investigando la evaluación de la Calidad de Servicio (QoS), la ubicación óptima de estaciones de carga (PCS) considerando la ansiedad por la autonomía y estabilidad de la red, y la programación de carga mediante precios dinámicos y un novedoso esquema jerárquico de dos niveles. Utilizando modelado cuantitativo, teoría de colas difusa, optimización matemática y, principalmente, Aprendizaje por Refuerzo Profundo (DRL), la investigación reformuló los problemas como Procesos de Decisión de Markov (MDP) y desarrolló nuevos métodos de solución basados en DRL (incluyendo RNNs y enfoques híbridos como P-DQN-DDPG). Los resultados demuestran que los modelos propuestos evalúan la QoS de forma realista, los métodos de DRL superan a los algoritmos de referencia en calidad y eficiencia para problemas a gran escala, y las estrategias de programación desarrolladas apllanan eficazmente la demanda de carga. La conclusión principal fue la validación con éxito marcos inteligentes basados en DRL y modelos cuantitativos que proporcionan herramientas valiosas para el diseño, despliegue y

operación eficiente de EVCNs, apoyando la adopción masiva de VEs y la movilidad sostenible [11].

El aporte a mi tesis en el desarrollo del Marco Conceptual y Metodológico Sólido: la cual proporciona un marco integral para abordar la planificación y operación de infraestructura de carga, cubriendo aspectos clave como la evaluación de la calidad del servicio (QoS), la ubicación óptima de estaciones, y la programación inteligente de la carga. Estos son elementos esenciales que también debes considerar para motos y mototaxis en Iquitos.

Lascano (2024), desarrolló la tesis de grado de Maestro que titulada: Estimación de la demanda de una estación de carga para vehículos eléctricos en la ciudad de Ambato mediante la aplicación de métodos probabilísticos, Publicada por la universidad técnica de Cotopaxi, Latacunga, Ecuador, tuvo como objetivo general estimar la demanda eléctrica de una estación de carga para vehículos eléctricos (VE) en Ambato mediante métodos probabilísticos , específicamente la Simulación de Montecarlo, para analizar el impacto en la red eléctrica, considerando la integración de generación fotovoltaica (FV). El estudio se centró en modelar la naturaleza aleatoria de la carga de VE (número de vehículos y porcentaje de carga) para cuantificar su efecto en la red de distribución. El método de investigación fue de naturaleza cuantitativa y de simulación, donde se utilizó Python para implementar la Simulación de Montecarlo y generar escenarios de carga, y DlgSILENT PowerFactory para modelar la red eléctrica y realizar los cálculos de flujo de potencia para cada escenario. Los resultados principales indican que la estación de carga, en escenarios de alta demanda, puede causar caídas de voltaje y sobrecarga de líneas (hasta 130%), pero la integración de la generación fotovoltaica mitigó eficazmente estos efectos, mejorando el perfil de voltaje y reduciendo la carga del alimentador. La conclusión principal establece que la Simulación de Montecarlo es una herramienta efectiva para estimar la demanda estocástica de las estaciones de carga y que la integración de

generación distribuida (FV) es crucial para mitigar los impactos negativos en la estabilidad y capacidad de la red [16]

El aporte principal de este antecedente a mi tesis, es el fundamento metodológico y la justificación técnica para el diseño de la infraestructura. El estudio valida el uso de la Simulación de Montecarlo como la herramienta cuantitativa esencial para estimar la demanda estocástica y variable de las motos y mototaxis, permitiendo dimensionar la carga de manera realista. Crucialmente, demuestra que la integración de generación fotovoltaica (FV) en las estaciones de carga mitiga eficazmente los impactos negativos en la red (caídas de voltaje y sobrecarga), lo cual justifica y refuerza el componente "Inteligente" y de "Reducción de Emisiones de CO₂" de tu tesis, al combinar una fuente de energía limpia con la mitigación de riesgos técnicos en la red de Iquitos.

Fachrizal (2023), desarrolló la Tesis de Grado Doctor titulada: "Synergy between Photovoltaic Power Generation and Electric Vehicle Charging in Urban Energy Systems", publicada por la universidad Uppsala, Uppsala, Suecia, tuvo como objetivo general desarrollar esquemas de carga inteligente (Smart Charging) y evaluar su impacto en la mejora de la sinergia entre la generación fotovoltaica (FV) y los vehículos eléctricos (VE) en entornos urbanos, con el fin de superar los desafíos de integración a gran escala (picos de carga y violaciones de voltaje). La investigación se centró en cómo la Carga Inteligente y la tecnología Vehicle-to-Grid (V2G) pueden optimizar la integración de flotas de VE con la generación FV. El método de investigación se basó en el desarrollo y la simulación de Modelos de Optimización diseñados con el objetivo principal de minimizar la variabilidad de la carga neta a nivel de edificios residenciales, lugares de trabajo y escala de red de distribución/ciudad. Los resultados demuestran que el potencial de sinergia varía significativamente según los patrones de movilidad, siendo alto en lugares de trabajo (hasta 40% de mejora en acoplamiento) y limitado en áreas residenciales, y que el dimensionamiento óptimo junto con el V2G a escala de ciudad incrementa el acoplamiento de carga

(Load Matching) del 33% al 84%. La conclusión principal fue que los esquemas de carga inteligente mejoran notablemente la sinergia entre VE y FV, lo que se traduce en un mejor rendimiento y una mayor estabilidad de los sistemas energéticos urbanos al mitigar los problemas derivados de la alta penetración de ambas tecnologías.[8].

El aporte más significativo de este antecedente a mi tesis, es la justificación y el modelo conceptual para la Carga Inteligente (Smart Charging) combinado con FV. El estudio establece que el uso de modelos de optimización para minimizar la variabilidad de la carga neta es esencial para que la energía FV se acople eficientemente a la demanda de carga, demostrando que esta sinergia mejora la estabilidad de la red y aumenta la capacidad de alojamiento. Este hallazgo no solo valida la necesidad de que tu infraestructura en Iquitos sea "Inteligente" para un diseño técnico viable, sino que también respalda la estrategia de reducir emisiones de CO₂ al maximizar el uso de energía solar limpia a través de la gestión activa de la demanda de carga de las motos y mototaxis, en lugar de depender únicamente de la energía de la red.

Alyousef (2021), desarrolló la Tesis de Grado de Doctor titulada: E-Mobility Management: Towards a Grid-friendly Smart Charging Solution, publicada por la universidad de Passau, Passau, Alemania, tuvo como objetivo principal desarrollar una solución de carga inteligente (Smart Charging) apropiada, basada en estándares y escalable para vehículos eléctricos (VE), que pudiera impulsar el uso de energías renovables y garantizar que la infraestructura de la red eléctrica opere dentro de sus límites permisibles. La investigación se centró en el desarrollo de un concepto de gestión de movilidad eléctrica (E-Mobility Management) que ajusta la demanda de potencia de la estación de carga según el estado de la red en tiempo real (grid-friendly), proponiendo una arquitectura distribuida y orientada a eventos y dos tipos de controladores inteligentes (basados en lógica difusa y en el mecanismo slow-start de TCP) para gestionar la potencia y evitar la congestión. El método de investigación se basó en la simulación utilizando una topología de red de

baja tensión real, donde se probaron la arquitectura distribuida y los controladores, y se evaluaron métricas de tensión, sobrecarga, equidad y satisfacción. Los resultados demostraron que la arquitectura distribuida es capaz de mantener la tensión y la carga del transformador dentro de los umbrales y que el sistema propuesto es superior a un enfoque descentralizado, logrando una distribución de energía equitativa. La conclusión principal fue que la arquitectura de carga inteligente distribuida es una solución coste-efectiva, escalable y viable que garantiza la amigabilidad con la red y la distribución equitativa de energía, mejorando significativamente la calidad de la energía.[9].

El aporte crucial de este antecedente a mi tesis, es el marco conceptual y técnico de la Carga "Amigable con la Red" (Grid-Friendly). El estudio justifica que el diseño debe ser escalable, rentable y, sobre todo, capaz de ajustarse a la demanda de potencia según el estado de la red en tiempo real para evitar la congestión y las caídas de tensión. Esto te proporciona la base fundamental para el componente "Inteligente" de tu diseño, al validar la necesidad de una arquitectura distribuida y controladores inteligentes que aseguren la estabilidad de la red de Iquitos y una distribución justa de energía entre las estaciones y los usuarios de motos/mototaxis, garantizando la viabilidad técnica a largo plazo de la masificación del vehículo eléctrico ligero.

2.1.2. Antecedentes nacionales

Luyo & ríos (2025), desarrolló el artículo científico titulada: "Análisis operativo de la gestión de carga controlada en vehículos eléctricos: coordinación centralizada y descentralizada", publicada por Redalyc, Lima Perú, tuvo como objetivo general analizar el operativo de la gestión de carga controlada en vehículos eléctricos, con el fin de determinar la coordinación estratégica (centralizada y descentralizada) que optimice la eficiencia y equilibre la carga de los sistemas energéticos. La investigación se centró en el análisis operativo de la gestión de carga controlada, buscando específicamente la coordinación estratégica entre

los enfoques de gestión centralizada y descentralizada. El método de investigación se basó en un análisis operativo que utiliza elementos metodológicos clave como la Simulación Monte Carlo, el Flujo Óptimo de Potencia y la consideración de la gestión por agregadores y operadores de redes de distribución. Los resultados principales indican que la coordinación estratégica entre la gestión centralizada y descentralizada de la carga es el mecanismo para optimizar la eficiencia y equilibrar la carga de los sistemas energéticos. La conclusión principal establece que la coordinación estratégica entre la gestión de carga controlada de forma centralizada y descentralizada es fundamental para optimizar la eficiencia y equilibrar la carga de los sistemas energéticos, impulsando la adopción de VE y una sociedad sostenible.

El aporte esencial de este antecedente a mi tesis radica en la justificación operativa del diseño "Inteligente", al establecer que la coordinación estratégica entre la gestión de carga controlada centralizada y descentralizada es el mecanismo fundamental para optimizar la eficiencia y equilibrar la carga de los sistemas energéticos. Este principio te proporciona el modelo de control necesario para la infraestructura de Iquitos, asegurando que la carga masiva de motos y mototaxis no desestabilice la red (cumpliendo con el objetivo de diseño) y se realice de forma eficiente. Además, valida la pertinencia del análisis operativo mediante Simulación Monte Carlo y Flujo Óptimo de Potencia como métodos esenciales para la fase de diseño de la infraestructura.

Almeyda & Ayala (2023), desarrollaron la tesis de grado de maestro titulada: "Impacto de la electromovilidad en el sector transporte privado en Lima Metropolitana", publicada por la Universidad Peruana de científica de ciencias aplicadas, Lima , Perú, tuvo como objetivo general reconocer el impacto del ingreso de vehículos eléctricos (VE) al mercado de Lima Metropolitana y establecer las condiciones para que sea viable un plan de migración de vehículos de combustión interna al sector transporte privado. La investigación se centró en el impacto de la electromovilidad y el reemplazo de vehículos a ignición por eléctricos,

analizando la estructura de la red de energía, la oferta de VE y las percepciones de los usuarios. El método de investigación fue de enfoque cualitativo, de tipo descriptivo y de corte transversal, utilizando entrevistas a clientes y concesionarios, revisión de literatura y análisis de políticas públicas (caso España). Los resultados principales indicaron que los clientes expresan temores (costo inicial, autonomía), que el ahorro a largo plazo (TCO) es la principal estrategia de venta, y que los incentivos estatales en Perú son casi nulos. En la conclusión principal establecen que, para lograr un plan de migración exitoso, es fundamental la implementación de incentivos estatales y, crucialmente, el desarrollo de una red de infraestructura de carga adecuada y bien distribuida en la ciudad [10].

El aporte del antecedente a mi investigación es la solidificación del planteamiento del problema, inclusión del marco teórico, en planteamiento de estrategias de puntos de carga pública.

Echegaray (2023), desarrolló la tesis para grado de doctor titulada: “Los Vehículos eléctricos y la percepción ambiental en la Población de la provincia de Ica- año 2022”, publicada por la Universidad Nacional de San Luis Gonzaga, Ica Perú, tuvo como objetivo general determinar la relación entre el ingreso de los vehículos eléctricos y la percepción ambiental de dicha población. El tema de estudio se centró en analizar las expectativas y la relación de los ciudadanos de Ica frente a la electromovilidad y su impacto en el medio ambiente, contrastándolo con la problemática de los vehículos de combustión. Para ello, se empleó un método de investigación mixto (cuantitativo-cualitativo) de nivel correlacional, aplicando encuestas mediante Google Forms a una muestra de 480 personas. Los resultados principales indicaron un nivel de asociación de 0.29 entre las variables, demostrando un interés notable en la adquisición de estos vehículos y una expectativa de impacto ambiental positivo principalmente a mediano y largo plazo, viéndolos como una solución viable. Finalmente, la conclusión principal confirmó la existencia de una relación directa entre el ingreso de los

vehículos eléctricos y la percepción ambiental, ya que la población considera que esta tecnología contribuirá a la preservación del entorno mediante la reducción de combustibles fósiles, ruido y residuos contaminantes. [19].

El aporte principal del estudio de Ica (2022) a la investigación sobre infraestructura de carga en Iquitos (2025) es que valida la viabilidad social y la aceptación pública del proyecto. Al demostrar empíricamente que la población (en un contexto peruano) ya posee una percepción ambiental positiva hacia los vehículos eléctricos y los asocia directamente con la preservación del medio ambiente (reducción de CO₂, ruido y contaminantes), el antecedente justifica la inversión en infraestructura técnica. Esto confirma que el diseño e implementación de estaciones de carga inteligentes en Iquitos responderá a un interés de adquisición y a una conciencia favorable ya existente en los usuarios (como los conductores de mototaxis), factores cruciales para garantizar la adopción de la tecnología y el éxito en la reducción de emisiones de dióxido de carbono.

Nazario (2022), desarrolló la tesis de grado de doctor titulada: "Evaluación de políticas para la introducción y masificación de vehículos ligeros de uso privado en Lima", publicado por la Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú, tuvo como objetivo general evaluar el impacto de distintas políticas públicas en la adopción de esta tecnología en la capital peruana. El estudio trató sobre la identificación de barreras (económicas, técnicas, sociales) y el análisis de la efectividad de las políticas para superarlas, utilizando un método de investigación cuantitativo basado en el Método de Agrupación Grey (Grey Clustering) y la modelación energética LEAP bajo cinco escenarios. Los resultados demostraron que la penetración de VE varía drásticamente según las políticas aplicadas, proyectando desde un 0.1% en el escenario base (BAU) hasta un 1.631% en el escenario optimista (EV30@30) para 2030. Por lo tanto, la conclusión principal fue que la aplicación de políticas influye de manera directa y cuantificable en la masificación de los

vehículos eléctricos, siendo indispensable para su introducción exitosa en el mercado.[11]

El aporte principal de esta tesis para mi tesis es que provee un marco metodológico cuantitativo (basado en LEAP y Redes Neuronales) para justificar y dimensionar el impacto de dicho diseño. Mientras el proyecto de Iquitos se enfoca en el "qué" (el diseño técnico de la infraestructura para mototaxis), este antecedente demuestra "por qué" esa infraestructura es una política crucial: permite modelar y cuantificar cómo la implementación de una red de carga inteligente influirá directamente en la tasa de adopción de las motos eléctricas y, consecuentemente, pronosticar la reducción específica de emisiones de CO₂, validando así la viabilidad e impacto ambiental del proyecto. [11], asimismo conocer la realidad de los vehículos eléctricos en el preu

Alavarez & Loloy (2022), desarrollaron la tesis de grado de Maestro titulada: "Despliegue de la infraestructura de carga de vehículos eléctricos particulares en la ciudad de Lima", de publicada por la Universidad ESAN, Lima, Perú, tuvo como objetivo general formular una alternativa de solución para dicho despliegue mediante un modelo de Asociación Pública Privada (APP). El estudio trata sobre la justificación y estructuración de este modelo, analizando la demanda proyectada de VE al 2030, la inversión requerida y los costos asociados. Aplicando un método de investigación basado en el análisis comparativo de modelos de gestión y un modelamiento técnico-económico, los resultados ofrecen una estructuración detallada de la APP, incluyendo proyecciones financieras (flujos de caja) y el esquema contractual. La conclusión principal fue que, dada la fuerte correlación entre infraestructura y adopción de VE, la APP impulsada por el gobierno es el instrumento idóneo para superar las barreras de implementación y asegurar la masificación de la electromovilidad en la capital.[12]

El aporte fundamental de esta tesis para mi tesis es que provee el marco de gestión, financiero y contractual (APP) necesario para que dicho

diseño técnico sea económicamente viable y sostenible. Mientras la investigación de Iquitos se enfoca en el diseño técnico (la carga inteligente para motos y mototaxis), este antecedente de Lima proporciona la metodología probada para estructurar el modelo de negocio que lo soporta, incluyendo cómo estimar la inversión, proyectar la demanda (adaptable de autos a mototaxis), estructurar tarifas, asignar riesgos y gestionar la concesión, asegurando que la infraestructura diseñada pueda ser financiada, desplegada y operada exitosamente.

2.2. Bases teóricas

2.2.1. Diseño de sistema de infraestructura de carga inteligente

2.2.1.1. *Definiciones de infraestructura de carga inteligente*

En la revisión bibliográfica se encontró varias definiciones:

Según la [13] esta infraestructura de carga puede describirse como una obra civil que proporciona el espacio físico y el equipamiento necesario para la recarga de los vehículos eléctricos, estas instalaciones pueden ubicarse tanto en lugares privados como públicos, las tecnologías de carga inteligente posibilitan la regulación dinámica de la velocidad de carga según la demanda de la red en tiempo real, lo que permite optimizar el consumo energético y reducir costos. Además, estos cargadores avanzados facilitan la distribución equilibrada de la carga, permitiendo la carga simultánea de múltiples vehículos eléctricos sin generar sobrecargas en la red. También pueden integrarse con los sistemas de gestión energética del hogar para aprovechar de manera más eficiente la energía solar u otras fuentes renovables.

Según [14] es la construcción de infraestructuras de carga, que están conformadas por una serie de dispositivos que cumplen con los requisitos de seguridad y disponibilidad, ofreciendo un servicio completo e integral. Estos componentes básicos incluyen:

- Estaciones de carga o electrolineras
- Instalaciones eléctricas
- Sistemas de control y mando

- Equipos de protección e instrumentos de medida

Asimismo, el mismo [14] menciona que el proceso de recarga de un vehículo eléctrico es intuitivo, similar a la carga de un dispositivo móvil o teléfono celular, donde se conecta un cargador al puerto de carga. Es importante tener en cuenta que la energía eléctrica suministrada por la empresa concesionaria está en corriente alterna, mientras que las baterías de los vehículos eléctricos almacenan la energía en corriente continua.

Según. [15] la infraestructura de carga es una pieza importante para la promoción de uso de la electromovilidad. Su conveniencia, disponibilidad y accesibilidad son factores que el usuario tomará en cuenta para decidir comprar o no un vehículo eléctrico. Por tal motivo, resulta útil revisar como se cargan y qué tipo de tecnología existen en la actualidad

Según [16] la infraestructura de carga pública es aquella que es accesible al público y está ubicada en los terrenos de propiedad pública o privada, siempre que pueda ser utilizada por un grupo no especificado de personas.

Por otra parte, se encontró definiciones del sistema de carga inteligente de como:

Según [17] el sistema de carga inteligente es un conjunto de componentes que tienen la capacidad de consumir y suministrar energía a la red eléctrica a partir de las baterías de los vehículos eléctricos, bajo consideración de normas vigentes como CEI 62196 y la norma por la sociedad de ingeniería americana SAE J1772, donde proponen como los conectores, clavijas, y bases, en la figura 1 se muestra el esquema de los componentes del sistema inteligente de carga inteligente de vehículos eléctricos, es la que implica adaptar el ciclo de carga de los VE a las condiciones del sistema eléctrico y a las necesidades de los usuarios.

Según [18] la carga inteligente de vehículos eléctricos (VE) es un mecanismo que emplea cargadores con tecnología avanzada capaces de interactuar con la red eléctrica y otros dispositivos mediante sistemas

de gestión inteligente, los equipos utilizados están integrados de algoritmos especializados, las cuales regulan de forma autónoma los parámetros como la potencia, la duración de la recarga y el consumo energético, adaptándose a variables como la demanda energética, el costo de la electricidad o las necesidades del usuario. Este enfoque no solo optimiza la eficiencia del proceso, sino que también contribuye a la estabilidad de la red y al uso sostenible de los recursos.

según [9] considera que el algoritmo de carga inteligente comienza cuando un vehículo se conecta a un puerto de la estación de carga (CS). Este algoritmo utiliza información en tiempo real del PQ-Indicator como su única fuente sobre el estado de la red. También tiene en cuenta las necesidades energéticas del usuario final. Además, el cargador inteligente (SC) debe prevenir variaciones bruscas en la potencia de carga. De lo contrario, el vehículo eléctrico (VE) podría interpretar esos cambios como una señal de mala calidad de energía y desconectarse del puerto como consecuencia.

2.2.1.2. Teorías

Existen varios estándares disponibles a nivel mundial que abordan la infraestructura de carga de los vehículos eléctricos (VE). SAE e IEEE son utilizados por los fabricantes con sede en Estados Unidos, mientras que IEC es ampliamente utilizado en Europa. Japón cuenta con sus propios estándares de carga para VE, denominados CHAdeMO. China utiliza el estándar Guobiao (GB/T), emitido por la Administración de Normalización de China y el Comité Nacional Chino de ISO e IEC, para la carga tanto de CA como de CC, donde los estándares GB/T de carga de CA son similares a los estándares de IEC.[19]

Los estándares IEC y SAE relacionados con la carga de VE se analizan aquí en detalle, ya que son los más ampliamente utilizados. La Tabla 1 muestra un resumen de los niveles de voltaje y corriente de los estándares IEC y SAE. Se puede observar que IEC61851 y SAE J1772 tienen casi los mismos requisitos, excepto por el uso de términos. En

SAE, el nivel de potencia se denomina "nivel", mientras que en IEC se utiliza "modo" para determinar el nivel de potencia.[19]

Tabla 1. Resumen de niveles de corriente y voltajes según las normativas IEC62196, IEC61851 and SAEJ1772 standards.[19]

Standards	Fuente	Modo/Nivel	Voltaje (V)	Fase	Max Current (A)
IEC62196	AC	Modo 1	120	monofásico	16
		Modo 2	240	monofásico	32
		Modo 3	250	monofásico	32-250
IEC61851	DC	Modo 4	600	DC	400
		Modo 1	120	monofásico	16
		Modo 2	240	monofásico	80
SAE J1772	DC	Modo 4	200-450	DC	80
		Nivel 1	120	monofásico	16
	AC	Nivel 2	240	monofásico	32-80
		DC	200-450	DC	80
		Nivel 2	200-450	DC	200

Nota: resumen de las normativas según [19]

La insuficiencia de una infraestructura de recarga confiable representa un importante obstáculo para la adopción de vehículos eléctricos. Esta problemática es particularmente evidente en países o regiones en desarrollo, donde la escasez de instalaciones de recarga constituye un impedimento significativo para aquellos conductores que están considerando la posibilidad de adquirir vehículos eléctricos. Además, la falta de esta infraestructura agrava las inquietudes relacionadas con la autonomía del vehículo. Durante los viajes de larga distancia, los conductores frecuentemente expresan su preocupación por la accesibilidad de estaciones de recarga [20]

La carga desorganizada de vehículos eléctricos (VE) puede afectar negativamente la estabilidad de la red eléctrica, tal como se ejemplifica en la Tabla 1. Sin embargo, la implementación de sistemas de carga inteligente permite gestionar de manera óptima este proceso, garantizando un uso eficiente de la infraestructura energética y alineándose con las demandas de los usuarios. En la Tabla 2 se enumeran diversas estrategias para esta gestión, entre las que destacan

el control de encendido/apagado, V1G, V2G y V2B, entre otras. Según los datos analizados, tecnologías como el control ON/OFF y V1G presentan un alto nivel de madurez y adopción, mientras que V2G y V2B se encuentran en una fase intermedia de desarrollo y aceptación, todo esto según [13]. El uso de infraestructuras de carga inteligente para vehículos eléctricos (VE) puede beneficiar al sistema eléctrico al optimizar parámetros críticos sin requerir modificaciones en las instalaciones existentes. Además, ofrece ventajas tanto para los usuarios como para los propietarios de estos vehículos. Según se observa en la Tabla 2, la carga no controlada de VE se traduce en una integración menos eficiente, ya que altera parámetros del sistema eléctrico en el que se conecta. En contraste, la carga gestionada mediante infraestructura inteligente permite una integración más eficaz de los VE, evitando impactos negativos en la red. Asimismo, la comunicación con el centro de control de la red de distribución facilita una gestión óptima de la energía, equilibrando la demanda y los recursos disponibles [13].

Tabla 2. Escenarios de uso de vehículos eléctricos en diferentes países y posible impacto de la carga descoordinada y la carga inteligente coordinada[21][22][23][24]

Escenario	Parámetros	Impacto	
		Carga descontrolada	Carga inteligente
10 millones EVs en UK por 2035	Pico de Carga	Aumento de la carga máxima nocturna en 3 GW	Aumento de la carga máxima nocturna en 0,5 GW
25% proporción de vehículos eléctricos en Nueva Inglaterra	Pico de Carga	Aumento de la demanda punta en un 19%	Aumento de la demanda máxima entre un 0 y un 6 % al retrasar las actividades de carga hasta la noche
Penetración del 5% en el mercado de vehículos eléctricos en EE. UU.	Sobrecarga del transformador	4% de los transformadores de distribución sobrecargados	Sin sobrecarga del transformador
10 millones de vehículos eléctricos para 2035 en Alemania	Costo actualización de la red	Aumento del 50% en los costes de la red de baja tensión y de los transformadores	Sin costo de actualización de la red
5 estaciones de carga ubicadas en 33 redes de distribución de autobuses	Índices de confiabilidad	Aumento de SAIDI en un 44%	Aumento insignificante del SAIDI

Nota: en el cuadro se muestra el impacto de la integración con carga descontrolada y carga inteligente.

Tabla 3: Tipos de carga inteligente[13]

Tipo	Estrategia de Control	Usos
No controlada con tarifa de TOU	Ninguna	Reducción de picos con respuesta de demanda implícita; gestión de la capacidad de la red a largo plazo
Control de básico	prendido/apagado	Gestión de la congestión de la red
unidireccional V1G	Aumento y disminución de la tasa de carga en tiempo real Reacción instantánea a las condiciones de la red con el suministro de energía de retorno a la red; Requiere ajustes de hardware en la mayoría de los vehículos y EVSE.	Servicios auxiliares y regulación de frecuencia
bidireccional V2G		Servicios auxiliares, regulación de frecuencia, regulación de voltaje, seguimiento de carga, mejora de la confiabilidad, integración a corto plazo de energías renovables
bidireccional V2X (V2H, V2B)	Integración entre V2G y sistemas de gestión de viviendas/edificios	Optimización de microrredes

Nota: en el cuadro se presenta el tipo de carga, estrategias de control y usos

Tabla 4. Tipos de carga inteligente[17]

Tipo de aplicación	Control Inteligente sobre la potencia de carga	Usos posibles	Madurez
Descontrolada, pero con tarifas por tiempo de uso	Ninguno	Amortiguación de picos de demanda con respuesta de demanda implícita; manejo de capacidad de la red a largo plazo (operadores de sistemas de transmisión y distribución)	Alta (basada solo en cambios en el comportamiento de carga)
Control básico	Encendido/apagado	Manejo de la congestión de la red	Alta (despliegue parcial en mercado)
Control unidireccional (V1G)	Aumento y disminución en tiempo real de la tasa de carga	Servicios, control de frecuencia	Alta (despliegue parcial en mercado)
Bidireccional vehículo a la red (V2G) y vehículo-red (G2V)	Reacción instantánea a las condiciones de la red; requiere ajustes de hardware en la mayoría de los vehículos y EVSE	Servicios complementarios como control de frecuencia y control de tensión, seguimiento de la carga e integración de corta duración de la energía renovable	Medio (pruebas avanzadas)
Bidireccional vehículo a X (por ej., V2H/V2B)	Integración entre V2G y los sistemas de gestión de viviendas y edificios	Optimización de microrred	Medio (pruebas avanzadas)
Fijación dinámica de precio con VE (controlada)	Medidores incorporados al EVSE y comunicación cercana al tiempo real entre el vehículo, el EVSE y la red	Seguimiento de la carga e integración de corta duración de la energía renovable	Bajo

Nota: Los VE (des)cargados de manera inteligente pueden ayudar a reducir el vertido de ERV y las emisiones, a mejorar el consumo local de la producción de ERV y evitar la inversión en la capacidad de generación pico, y mitigar las necesidades de refuerzo de la red.[17]

La interacción de vehículos eléctricos con el sistema eléctrico en el presente estudio se considera el tipo unidireccional V1G como se tiene resaltado de color azul en la tabla 2 y tabla 3 la cual tiene estrategia de control Aumento y disminución de la tasa de carga en tiempo real Reacción instantánea a las condiciones de la red con el suministro de energía de retorno a la red; Requiere ajustes de hardware en la mayoría de los vehículos y EVSE y el uso que se dará es Reducción de picos con respuesta de demanda implícita; gestión de la capacidad de la red a largo plazo y Gestión de la congestión de la red como se puede ver en la figura 4.

Cada uno de estos enfoques brinda opciones diferentes para aumentar la flexibilidad de los sistemas eléctricos y para respaldar la integración de las ERV, principalmente la solar FV. La Figura 4 resume la relación entre los enfoques actuales de carga inteligente y la provisión de flexibilidad en los sistemas eléctricos. Muestra cómo otros enfoques de carga inteligente más avanzados podrían brindar mayor flexibilidad al sistema.[17]

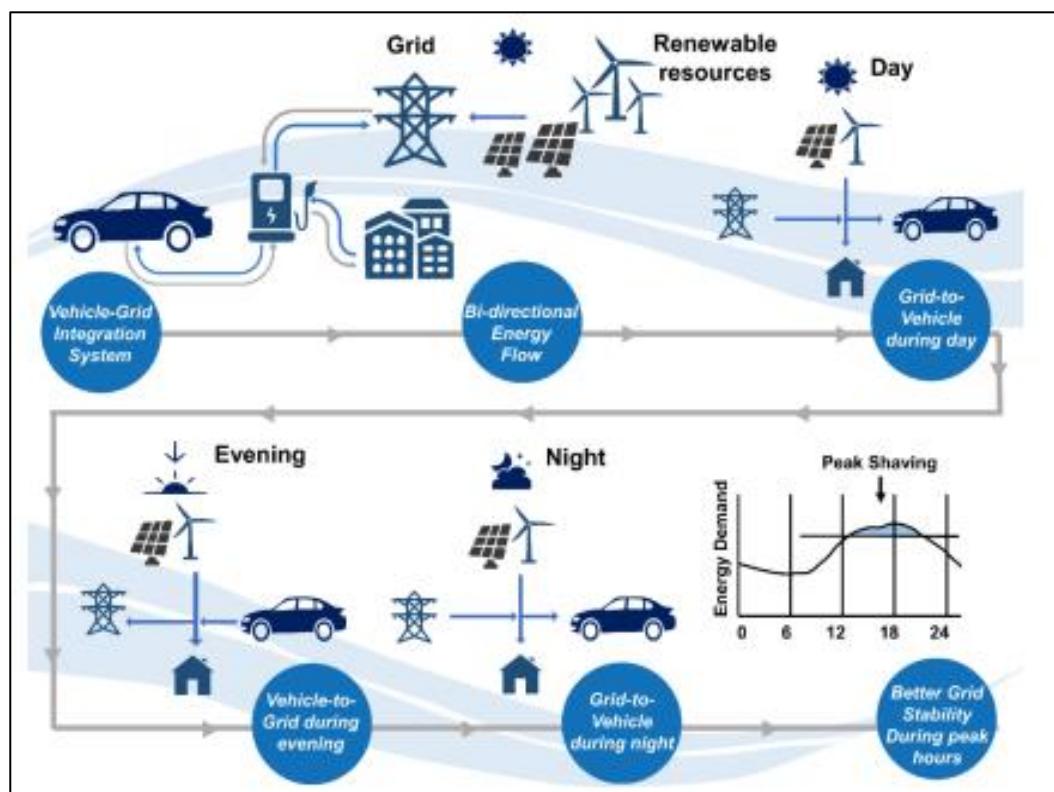


Figura 4. Una figura de V2G definido durante diferentes momentos en el día.[15]

La carga inteligente reduce los costos asociados con el refuerzo de las redes eléctricas locales. A diferencia de la carga descontrolada, disminuye la simultaneidad y reduce los picos de la demanda[17]

La carga inteligente consiste en adaptar los ciclos de carga de los vehículos eléctricos en condiciones de las redes existentes eléctricas y las necesidades del usuario.[17]

La carga inteligente permite un cierto control sobre el proceso de carga. Incluye diferentes opciones de precios y técnicas para la carga. La forma más simple de incentivo - precio por tiempo de uso – alienta a los consumidores a aplazar su carga de los períodos de demanda pico a los de mínima demanda. Será necesario contar con otros enfoques más avanzados de carga inteligente, tal como los mecanismos de control directo, como solución a largo plazo a niveles de mayor penetración y para proveer equilibrio cercano al tiempo real y servicios complementarios. Las formas principales de este tipo de carga incluyen V1G, V2G, V2H y V2B (ver Abreviaturas), tal como se las explica en la Figura 2[17].

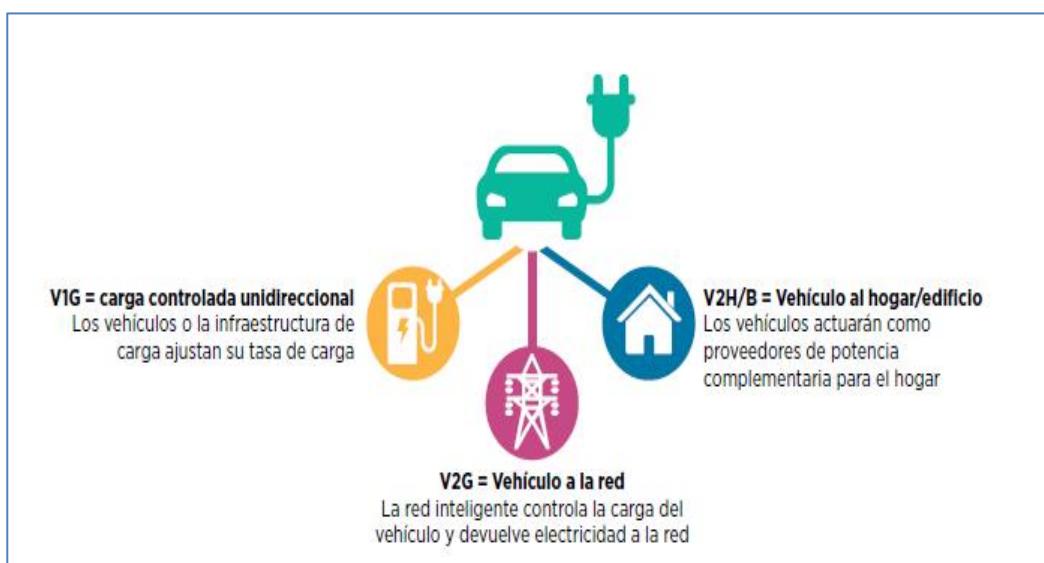


Figura 5. Formas avanzadas de carga inteligente[17]

Analizando la situación actual se pretende proponer sistemas de infraestructura de carga inteligente en los grifos de combustibles fósiles en el tramo de la red de media tensión de Electro Oriente S.A., la infraestructura tiene la capacidad de vincularse con el almacenamiento de energía y generación de energía por medios de paneles fotovoltaicos.

La carga inteligente suaviza el pico de demanda, disminuye el vertido de energía renovable variable (ERV) y facilita una mayor integración de electricidad fotovoltaica (FV) a bajo costo. Esto puede contribuir a reemplazar la generación más cara y a reducir los precios de la electricidad, el impacto de la carga inteligente en la integración de energía renovable variable (ERV) es significativo y otros estudios han señalado que la carga inteligente tiene efectos positivos en la reducción del pico de demanda del sistema y en la disminución de las emisiones de CO₂ asociadas como se aprecia en los estudios realizados [17]en la figura 3.

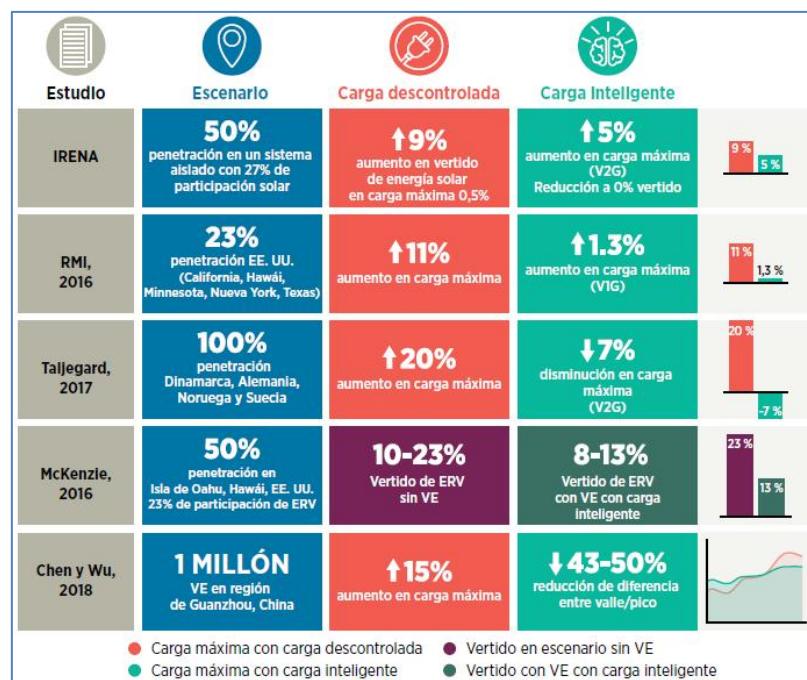


Figura 6. Impacto de la carga inteligente de VE sobre la red eléctrica. [17]

(a) Características

Una de las características clave de la carga inteligente de vehículos eléctricos es el balanceo de carga. El balanceo de carga es el proceso de gestión de flujo de energía a través del cargador y la fuente de energía. Este proceso garantiza que la energía se distribuya uniformemente entre los puntos de recarga y esto constituye una característica de seguridad crítica que lo convierte en una necesidad inestimable. El balanceo de carga de carga también protege el sistema del riesgo de sobrecargar la conexión a la red del cliente. Esto proporciona tranquilidad, tanto a los instaladores como a los usuarios finales[18].

(b) Ventajas

Gestión inteligente de la carga V1G

El gestor u operador de carga , puede aprovechar la energía almacenada en las baterías (BESS), la integración de energía de planes fotovoltaicos para optimizar la gestión demanda y oferta del sistema eléctrico a través de la infraestructura de carga inteligente por el centro de control, que tiene la capacidad de vincular los consumos y proceder con la carga en el momento oportuno para el sistema (red eléctrica) y el gestor u operador de carga, gestionada el almacenamiento de energía en horarios nocturnos donde es menos demanda que la oferta y generación de energía por fuentes renovables es mayoritaria, para suministrar en periodo diurnos [15] , dando el uso de eficiente de la infraestructura eléctrica existente de las redes de media tensión eléctricos de Electro Oriente.

(c) Funcionamiento

La gestión carga inteligente de vehículos eléctricos funciona utilizando una red de cargadores, tecnología de comunicación y software para gestionar el proceso de carga. El cargador se comunica con el ordenador de a bordo del vehículo para recopilar datos sobre el estado de carga de la batería, la temperatura y otra información relevantes. El sistema utiliza estos datos para determinar la mejor velocidad y la

duración de la carga para el vehículo. El sistema de carga inteligente también puede ajustar la velocidad de carga para adaptarla al suministro eléctrico disponible y evitar la sobrecarga de la red.[18]

2.2.1.3. Ubicación estratégica de puntos sistema de infraestructura de carga inteligente.

La ubicación estratégica de puntos carga presenta varios restos para su correcta implementación, donde se busca garantizar estaciones de carga bien distribuidas que permitan menos recorrido de VE hasta los estaciones de carga, también busca minimizar los costos de perdidas d energía en la red, indica que este problema actual difícil de resolver, además indica que cuentan con múltiples restricciones donde las variables de decisión están sujetas a límites de operativos de voltaje, capacidad máxima de la corriente, distancia entre estaciones y restricciones de balance de potencia.[25].

La ubicación estratégica de estaciones de carga publica de VE debe garantizar la accesibilidad, utilización optima y eficiencia general de la red en un área geográfica.[25]

Por otro lado, [26] manifiesta que La implementación de infraestructura de recarga está sujeta a limitaciones intrínsecas de índole espacial, técnica y económica. Consecuentemente, la investigación en este campo se enfoca primordialmente en la optimización del factor de utilización de las estaciones de recarga, con el fin de maximizar la capacidad de servicio a la flota vehicular, a la par que se evalúan estrategias para la reducción del coste total del sistema. Este desafío se asemeja al problema de asignación de recursos similar a la gestión de plazas en estacionamientos y terminales aeroportuarias, pero se complejiza al incorporar la variable de la gestión dinámica de la energía suministrada a los vehículos.

Por otra parte, menciona [27] que el contexto actual de que no avance con la implementación de VE es por falta de claridad en las normativas y apoyo estatal, asimismo se indica que, a futuro, el reto de Perú será el

doble: aumentar la penetración de VE y expandir simultáneamente las redes de carga eléctrica.

Por lo explorado a nivel nacional según [27] los datos reciente reportes de abril de 2025 portal Latinoamérica existe 64 puntos de carga, de los cuales 51 cargadores de corriente (AC), con una potencia promedio de 12.63 KW y 13 de corriente alterna (DC) de carga rápida, se presenta en la tabla 5 un resumen general y en la tabla 5 el detalle de instalaciones existentes por departamento [27]

Tabla 5: resumen general de la infraestructura de carga insulce en Perú[28][27]

Categoría	Dato Verificado (Puntos / Estaciones)	Potencia (Rango de kW)
Total Nacional	64 (Estaciones)	-
Carga Lenta / Semirrápida (AC)	51 (Corriente Alterna)	7.4 a 24 kW (Promedio 12.63 kW)
Carga Rápida (DC)	13 (Corriente Continua)	49 a 80 kW (Promedio 62.85 kW)
Liderazgo de Marcas	ENEL X (33 est.), EVBOX (14 est.)	-
Concentración	Lima concentra 50% (33 cargadores), Arequipa, Cusco y Puno le siguen.	-

Nota: en el cuadro se puede observar hasta hora un total de 61 punto de reportadas por Mobility y el 50% está instalado en Lima, y la empresa que domina el mercado es Enel x con 33 estaciones de carga.

En la tabla 6 se describe la ubicación de los cargadores según el departamento.

Tabla 6:ubicación y características de los puntos de carga por departamento [27].

Departamento / Ciudad	Cantidad (Puntos de Carga)	Potencia (kW) y Fase/Tipo	Conectores	Ubicaciones Notables (Ejemplos)
Abancay, Áncash, Apurímac, Ayacucho Arequipa	1 centro por depto. (4 total) Múltiples (al menos 4)	10 kW (Monofásico) Desde 7.4 kW hasta 120 kW (carga rápida en Mall Aventura)	2 c/u Múltiples	Hoteles Turista/DM, Institutos SENATI C.C. Lambramani, Mall Aventura (DC 120kW)
Chilca	1	14 kW (EvBox)	2	Central Termochilca Uno
Cusco	4 puntos Enel X (y más)	10 kW	1 o 2 c/u	Sicuani, Real Plaza Cusco, Ollantaytambo, Limatambo
Huancavelica Junín	1 2 puntos Enel X	7.4 kW (Monofásico AC) 10 kW	1 2 c/u	Distrito Cosme Huancayo (Real Plaza), Tarma (Hotel Los Portales)
La Libertad	2 puntos Enel X	10 kW (Monofásico AC)	1 o 2	Hotel El Faro (Pacasmayo), Hotel Casa Andina (Trujillo)
LIMA (TOTAL)	33 cargadores (15 públicos / 18 privados)	7.4 a 80 kW (AC y DC)	Varios	(Concentración Principal de Infraestructura)
Lima - Lurín	2	22 kW (Trif.) y 60 kW (DC Rápida)	1 y 2	Mega centro, Grifo Kio – Petroperú
Lima - San Isidro	6 (incluye DC)	7.4 kW (Mono) y 11,24,49,50,80 kW (Trif./DC Rápida)	Varios	Edificio Engie, Estación Primax (49 kW DC)
Lima - Miraflores	5	10 kW (Mono), 11 kW y	Varios	Larcomar, Hoteles

Lima - San Borja	6	22 kW (Trif.) 7.4 a 24 kW	Varios	Hilton/Casa Andina C.C. La Rambla, Edificio Engie, Ministerio de Energía
Lima - Otros Distritos	Cercado, J. María, Ate, Barranca, S. de Surco, Surquillo	7.4 a 22 kW	Varios	C.C. Jockey Plaza, Porsche, Real Plaza Puruchuco
Pasco, Pisco, Piura	1 centro por depto. (3 total)	10 kW (Monofásico AC)	2 c/u (Yasaki)	-
Puno	2 puntos Enel X (y más)	10 kW	2 c/u	Casa Andina Premium, Terminal Terrestre de Ayaviri
Tumbes	1 punto Enel X	10 kW	2 (Yasaki)	Hotel Punta Sol

Nota: puntos de cargas de acuerdo a la ubicación por departamento de Perú según la referencia de Mobility de abril 2025[27]

En la tabla 6 se puede apreciar que los puntos de ubicación del punto de carga implementados están en centro comerciales, hoteles y mall en este sentido se ha realizado la visita a diferentes lugares en la ciudad Iquitos para ver la situación actual del punto implementado de recarga y mayor estacionamiento de motos y mototaxis.

2.2.1.4. Los diseños de las capacidades del sistema de infraestructura de carga inteligente.

Un estudio realizado por Amiruddin & Dargaville (2024) [29] sobre la red eléctrica de Indonesia reveló que la implementación de patrones de carga inteligente para vehículos eléctricos (EVs), en conjunto con el almacenamiento y fuentes de energía renovable, conduce a una mayor adopción de EVs, mejoras superiores al 4% en el uso de energías renovables, una reducción de más del 12.8% en las emisiones de gases de efecto invernadero y una disminución de casi el 9% en el costo total del sistema; sin embargo, advierten que la carga no controlada de EVs podría, de hecho, aumentar las emisiones en comparación con escenarios sin EVs.

Los vehículos eléctricos (VE) ofrecen numerosas ventajas, aunque también presentan desventajas, siendo su elevado consumo energético una de ellas. Cargar un VE puede requerir la misma cantidad de energía que consume un hogar en Europa o Estados Unidos en un día. Por lo tanto, el atractivo de los VE solo se mantendrá si hay una alta incorporación de energías renovables (RER). De hecho, si la integración

de los VE no se realiza junto con un aumento significativo de las RER, puede resultar en una escasez de energía. El sistema eléctrico debe ser capaz de manejar esta creciente carga, lo que podría acarrear efectos negativos, como el deterioro de los recursos energéticos distribuidos (DER) y los sistemas de almacenamiento de energía (ESS), o incluso la falta de energía en las estaciones de carga, como se ve en la figura 11



Figura 7. Integración de autos eléctricos mediante smart grids[15]

Las estaciones de carga para VE se dividen en dos tipos principales, como se ilustra en la Figura 12. El proceso de carga puede realizarse de tres formas: carga no controlada, carga de doble tarifa y carga inteligente, siendo esta última la opción más rentable, aunque requiere un seguimiento y gestión adecuados. La implementación de horarios escalonados para la carga puede ayudar a optimizar el funcionamiento del sistema eléctrico de manera segura. Esta técnica puede generar ahorros de hasta un 5-35 % en costos de capital esenciales y reducir las pérdidas hasta en un 40 %. [28].

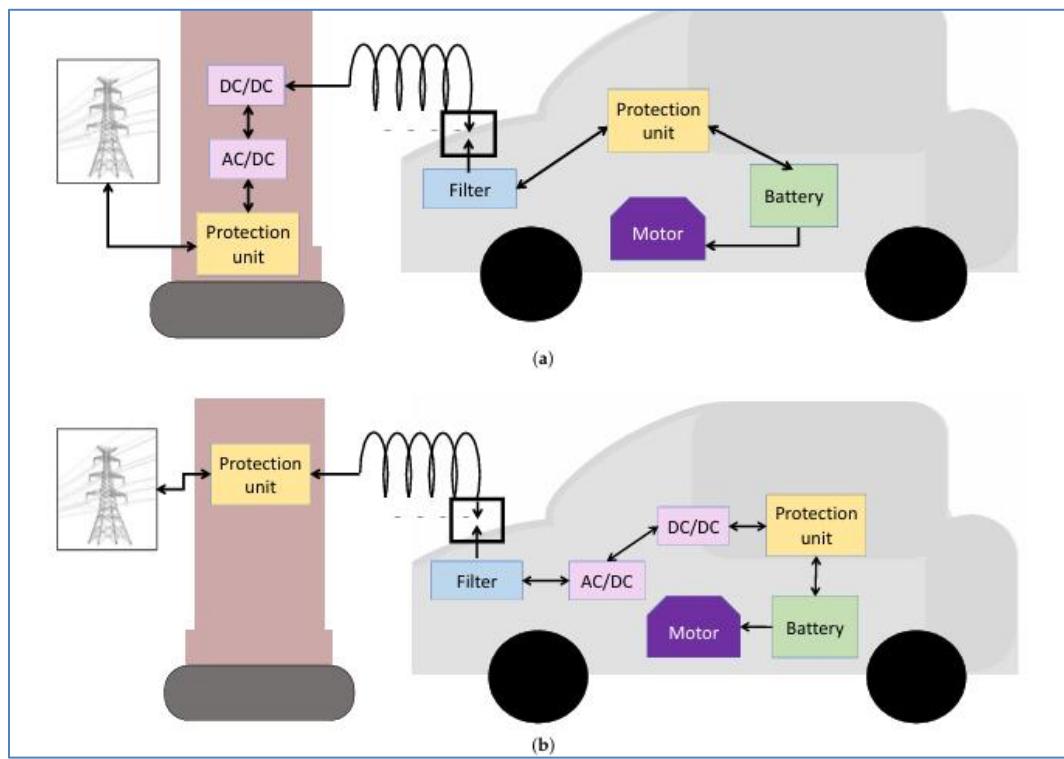


Figura 8. Schematic diagram of EV charging infrastructure. (a) AC charging stations. (b) DC charging stations[30]

2.2.1.5. *La integración de las motos y mototaxis.*

La integración los motos y mototaxis o rickshaws, tuk-tuk es la conexión a red pública a sus propias condiciones, según [20] indica que son fáciles de implementar por lo que afirma que ya fueron implementados en los países asiáticos, asimismo afirma que los vehículos mencionados se han establecido como el principal medio de transporte público en el sur de Asia (incluyendo India, Vietnam y Bangladesh, entre otros. Su popularidad radica en la versatilidad que ofrecen, ya que funcionan tanto como un medio de subsistencia como un transporte privado esencial en diversas zonas urbanas y rurales de estas naciones, como se muestra en la figura 14.

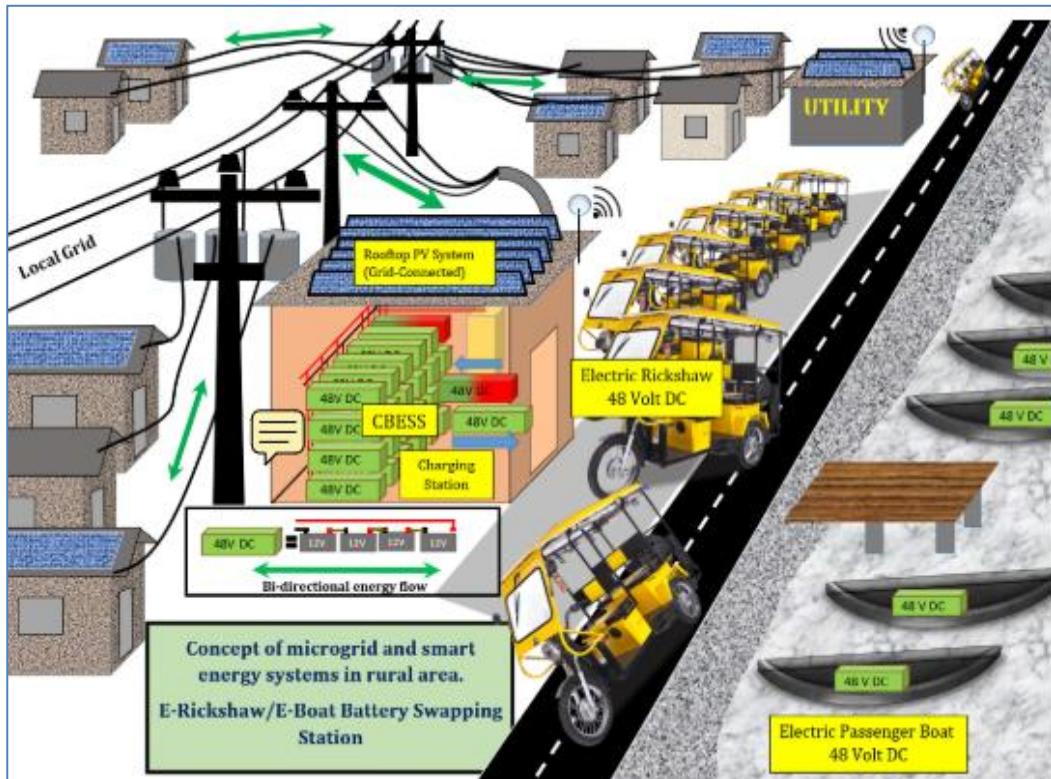


Figura 9: Los componentes principales incluyen rickshaws eléctricos o transportes similares, energía solar fotovoltaica distribuida/en azoteas, red local, servicios públicos locales y conjuntos de baterías auxiliares como sistema comunitario de almacenamiento de energía (ilustración del autor)[20]

En 2023, la corporación alemana mediante Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH evaluó la integración de la electromovilidad en Perú, específicamente de mototaxis y motocicletas eléctricas en las redes de baja tensión de Electro Oriente S.A. Analizaron dos escenarios: la recarga no controlada, que reveló limitaciones como cuellos de botella y sobrecargas en líneas y subestaciones, permitiendo integrar solo 65 motos o 20 mototaxis; y la gestión temporal de recarga (carga controlada), que posibilitó la integración de 223 motos o 99 mototaxis en la misma red sin comprometer la calidad del suministro [7]. Adicionalmente, el estudio demostró la factibilidad de un sistema fotovoltaico de 8.18 kW, conectado a la red sin almacenamiento, para 7 mototaxis eléctricos, atendiendo 2,414 sesiones de carga anuales (19,101 kWh). Con una inversión estimada de S/ 38,535.82 y un costo nivelado de energía de S/ 0.5942/kWh, el proyecto presentó una TIR del 12.84% y un periodo

de recuperación simple de 7.08 años, cuya sostenibilidad económica fue confirmada por un análisis de sensibilidad en rangos de tasa de descuento del 10% al 13% y de inflación del 4% al 7%. [8]. El estudio tuvo un alcance como se ve en la figura 10

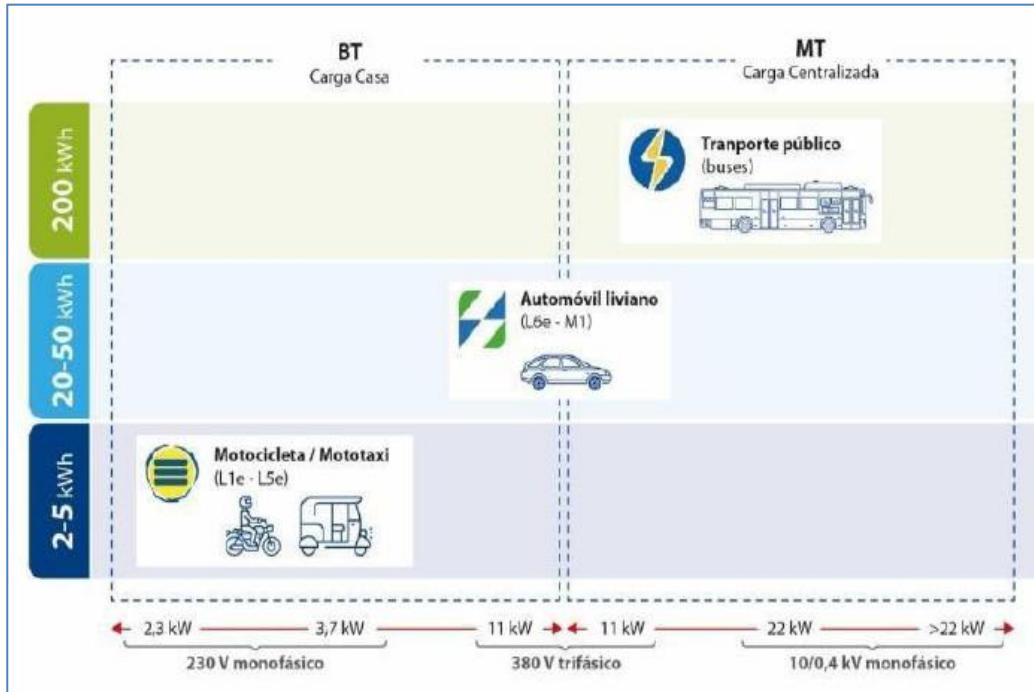


Figura 10: caso de estudio de integración de vehículos eléctricos en las empresas distribuidoras Electro Oriente, hidrandina y SEAL, 2023[31])

Es fundamental destacar en la actualidad los mototaxis y motocicletas operan con motores de combustión interna. No obstante, en los últimos años, a raíz de la creciente adopción de la electromovilidad a nivel global, han surgido fabricantes de estos vehículos que utilizan tecnología eléctrica, conocidos como “e-rickshaw (vehículo de tres ruedas que funciona con un motor eléctrico y una batería)” [20] . En Perú, estos vehículos son denominados “mototaxis” y sirven como medio de transporte en localidades situadas en provincias y departamentos fuera de la capital. La implementación de e-rickshaws enfrenta la falta de una regulación adecuada. Este crecimiento desorganizado representa una carga adicional para la infraestructura energética existente, situación que también se observa en nuestro país. Aunque hay proveedores de mototaxis eléctricas en Perú, la electromovilidad aún no se ha

materializado de manera significativa. En la Figura 11 se ilustra el proceso de carga de un mototaxi eléctrico [20]

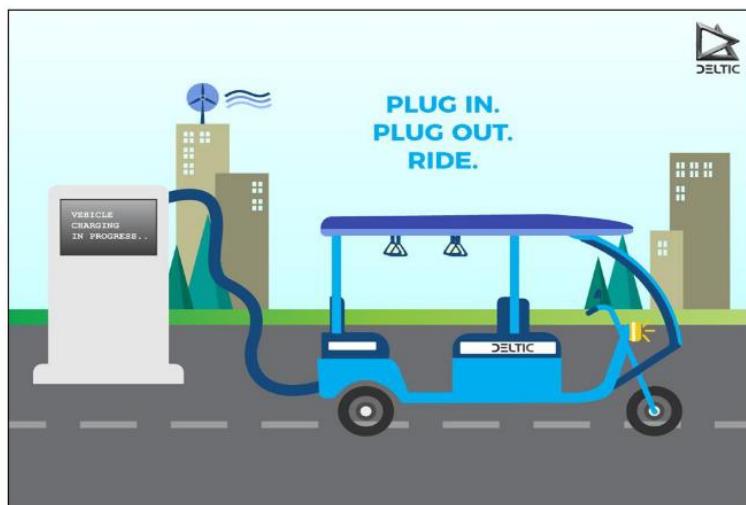


Figura 11. Estación de carga y e-rickshaw o mototaxi eléctrico[20]

La empresa Ecoenergy S.A.C. se propuso adaptar y desarrollar su propio vehículo eléctrico. En colaboración con GEM Motors y la Sociedad Alemana de Inversión y Desarrollo (DEG), lograron integrar motores eléctricos en la carrocería de un vehículo de tres ruedas. Este modelo, de última generación, es proporcionado por la empresa KYTO Green Technologies. Entre las características más destacadas de este modelo se encuentran: una velocidad máxima de 60 km/h, una autonomía de 130 km, una capacidad de carga de hasta 500 kg y la inclusión de dos motores de 4 kW. En cuanto al sistema de almacenamiento, se utilizan baterías de litio [20]

Otro de los esfuerzos dirigidos a la electrificación del sector de los mototaxis eléctricos fue implementado por la empresa Senatinos, situada en el Parque Industrial de Villa El Salvador, que lanzó un kit de conversión. Este proceso implica reemplazar el motor de combustión interna por un motor eléctrico utilizando dicho kit. El precio de este kit era de 330 dólares, lo que posibilita alcanzar ahorros significativos de hasta S/ 29 soles diarios, teniendo en cuenta que el gasto diario del vehículo eléctrico, una vez convertido, varía entre S/ 3 y S/ 4,5.[20]

En años recientes, la empresa Quantum ha ingresado al mercado peruano con modelos de vehículos de tres ruedas que capitalizan las ventajas de la electrificación, al tiempo que reducen las desventajas asociadas a los vehículos eléctricos previamente mencionados. El vehículo eléctrico en cuestión se ilustra en la Figura 8. Este modelo, conocido como Electrotaxi, cuenta con especificaciones técnicas adecuadas para entornos urbanos y rural-urbanos, que son característicos de nuestro país, particularmente en la ciudad de Huarmey. Su autonomía puede alcanzar hasta 100 km, con una velocidad máxima de 50 km/h y un motor de 3 kW. El tiempo de carga oscila entre 6 y 8 horas, utilizando una conexión adaptada a voltajes residenciales. La batería tiene una capacidad de 7.9 kWh y emplea tecnología de litio LifeP04. En la Figura 11 se presenta el modelo Electro taxi, que se considera una opción viable para cubrir distancias relativamente cortas en el entorno urbano. [20].

Por otra parte, el plan nacional de electro movilidad realiza en febrero 2024, tiene como objetivo y metas aumentar la participación de vehículos electrificados al 5% en el parque automotor para el año 2025, establecer una red de carga que abarque el 50% de las principales ciudades para el 2025, promover la adopción de vehículos eléctricos en el transporte público y fomentar la producción local de estos vehículos y sus componentes, ambos con una meta del 5% para el 2025 y fomentar la producción local de vehículos electrificados y componentes, con el objetivo de alcanzar una participación del 5% de producción local de vehículos electrificados para el año 2025 [32] para llegar cumplir los objetivos y metas propuestas se plantean incentivos para promover la adopción de vehículos electrificados las cuales son: a) Reducción temporal del impuesto Ad- Valorem: Se propone una reducción temporal del impuesto Ad-Valorem para vehículos electrificados, con el objetivo de reducir el costo de adquisición de estos vehículos. b) Reducción temporal del Impuesto General a las Ventas (IGV) e Impuesto de Promoción Municipal (IPM): Se propone una reducción temporal del IGV

y el IPM para vehículos electrificados, con el objetivo de reducir el costo de adquisición de estos vehículos. c) exoneración del impuesto vehicular patrimonial: Se propone la exoneración del impuesto vehicular patrimonial para vehículos electrificados, con el objetivo de reducir los costos de propiedad de estos vehículos. d) Acceso preferencial a carriles exclusivos: Se propone el acceso preferencial a carriles exclusivos para vehículos electrificados, con el objetivo de reducir los tiempos de viaje y mejorar la eficiencia del transporte.[32]

2.2.2. Emisión de dióxido de carbono.

2.2.2.1. *Definiciones*

Lo define como emisión de CO₂ en [33] como la liberación de dióxido de carbono a la atmósfera, las cuales son provenientes de las diferentes fuentes, pero sobre todo derivado de la actividad humana como la quema de combustible fósil, procedente de diferentes procesos industriales, explotación de ganaderas intensivas, etc, las principales fuentes de emisión de dióxido de carbón, generación de energía, transporte, procesos industriales y deforestación.

Según [34] el dióxido de carbono es un importante gas que atrapa el calor, o gas de efecto invernadero, que proviene de la extracción y quema de combustibles fósiles (como carbón, petróleo y gas natural), de incendios forestales y procesos naturales como irrupciones de volcanes.

El cambio climático es una preocupación a nivel mundial a causa de esto se lleva un acuerdo de Paris (2015) cuyo objetivo es limitar el calentamiento mundial a muy por debajo de 2°C y preferiblemente a 1.5 °C por el calentamiento global producido por CO₂ que representa el 80 % de total, la cual es producido por vehículos de carretera y generación de energía con combustibles fósiles, por ello recomienda usar vehículos eléctricos y generación de energía con recursos renovables, además se tiene un compromiso de mitigar CO₂ para el año 2030 llegar a 30% y a 2050 al 100%.[3][35].

2.3. Marco conceptual

2.3.1. Variables y dimensiones del estudio

En concordancia con la operacionalización presentada en la Tabla 8, el estudio considera una variable independiente vinculada al diseño de la infraestructura de carga inteligente y una variable dependiente asociada a las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en la ciudad de Iquitos.

2.3.1.1. Variable independiente: Diseño de la infraestructura de carga inteligente

Se entiende como el proceso de planificación y configuración de los componentes físicos y digitales que permiten abastecer energía a vehículos eléctricos, incorporando equipos de suministro (EVSE), infraestructura eléctrica, comunicaciones y un sistema de gestión que coordina la carga según restricciones de la red y/o disponibilidad de recursos energéticos distribuidos. En particular, la carga inteligente (smart/managed charging) permite modular cuándo y cuánta energía se entrega, con el fin de evitar sobrecargas y aprovechar períodos de mayor disponibilidad renovable. [20], [43]

(a) Dimensión 1: Determinación de la ubicación estratégica óptima

Corresponde a la selección del emplazamiento del estacionamiento y/o electrolinera considerando criterios técnicos (acceso y capacidad eléctrica, disponibilidad de conectividad, seguridad), espaciales (área disponible y condiciones de cobertura/techo), y de demanda (accesibilidad y cercanía a los recorridos/zonas de operación). La literatura recomienda integrar análisis espacial (SIG) y evaluación multicriterio para priorizar sitios con mayor viabilidad y utilidad. [44]

(b) Dimensión 2: Dimensionamiento de generación solar, almacenamiento y cargadores

Implica definir la capacidad de los subsistemas (potencia FV, capacidad de almacenamiento y potencia de carga instalada) para abastecer la demanda energética prevista, manteniendo continuidad del servicio y calidad del suministro. El dimensionamiento FV suele apoyarse en modelos de producción energética a partir de datos climáticos históricos, mientras que el almacenamiento requiere criterios de planificación y seguridad propios de sistemas de almacenamiento eléctrico. Los cargadores y su rango de tensión/corriente deben cumplir requisitos generales para equipos de carga conductiva. [42], [35], [41]

(c) Dimensión 3: Selección del agente inteligente de gestión de carga

Se refiere a la selección del sistema/software que monitorea, controla y coordina la operación de los cargadores (por ejemplo, un sistema de gestión de estaciones de carga, CSMS), habilitando funciones de gestión de dispositivos, seguridad y carga inteligente. La interoperabilidad se sustenta en protocolos de comunicación entre cargador y CSMS (p. ej., OCPP) y en estándares de comunicación vehículo–cargador para identificación, control y optimización de la carga (p. ej., ISO 15118). En esta investigación, la selección se realiza mediante análisis documental y comparación de alternativas, sin ejecutar simulaciones. [38], [37], [43]

2.3.1.2. Variable dependiente: Emisiones de dióxido de carbono (CO₂)

Se conceptualiza como la liberación de CO₂ a la atmósfera proveniente de fuentes asociadas a la actividad humana, particularmente la combustión de combustibles fósiles en el transporte y la generación eléctrica. Para fines de inventario, pueden distinguirse emisiones directas (asociadas a fuentes bajo control operacional) e indirectas (asociadas al consumo de electricidad adquirida), de acuerdo con marcos internacionales de contabilidad de GEI. [32], [33]

(a) Dimensión 1: Emisiones directas

Incluyen las emisiones generadas en el sitio por la combustión de combustibles fósiles en fuentes móviles y/o estacionarias bajo el límite organizacional o del sistema evaluado (p. ej., vehículos a combustión sustituidos). [33], [34]

(b) Dimensión 2: Emisiones indirectas

Comprenden las emisiones asociadas a la electricidad consumida, cuya generación ocurre fuera del límite físico del sistema (p. ej., electricidad de red utilizada para recargar vehículos). [33]

(c) Dimensión 3: Reducción neta de CO₂

Se define como la diferencia entre las emisiones del escenario base (sin el proyecto) y las emisiones del escenario con implementación (con recarga eléctrica y generación FV), considerando la sustitución de combustible fósil en transporte y, cuando corresponda, la sustitución de generación fósil por renovables. [33], [34]

2.3.2. Sistema de Infraestructura de carga inteligente de vehículos eléctricos.

La infraestructura de carga inteligente de vehículos eléctricos puede estar en espacios públicos o privados y puede ser provisto sin importar si la infraestructura de carga (IC), este sistema está por generación solar, almacenamiento de energía y cargadores de vehículos eléctricos, lo que hace que sea inteligente es por el uso de un algoritmo que lleva un control de gestión de carga, gestión de demanda de energía bajo los criterios y multi objetivos que ser humano lo asigna, estos componentes deben estar preparados y adecuados para realizar la operación en tiempo real bajo las limitaciones de la red existente, caso contrario no es carga inteligente. La infraestructura de carga pública (ICP) es un tipo de IC de acceso público como se muestra en la figura 12 se muestra las componentes de la IC en espacios públicos.[36], asimismo se describe el sobre la gestión de carga inteligente, comenzando de las características.

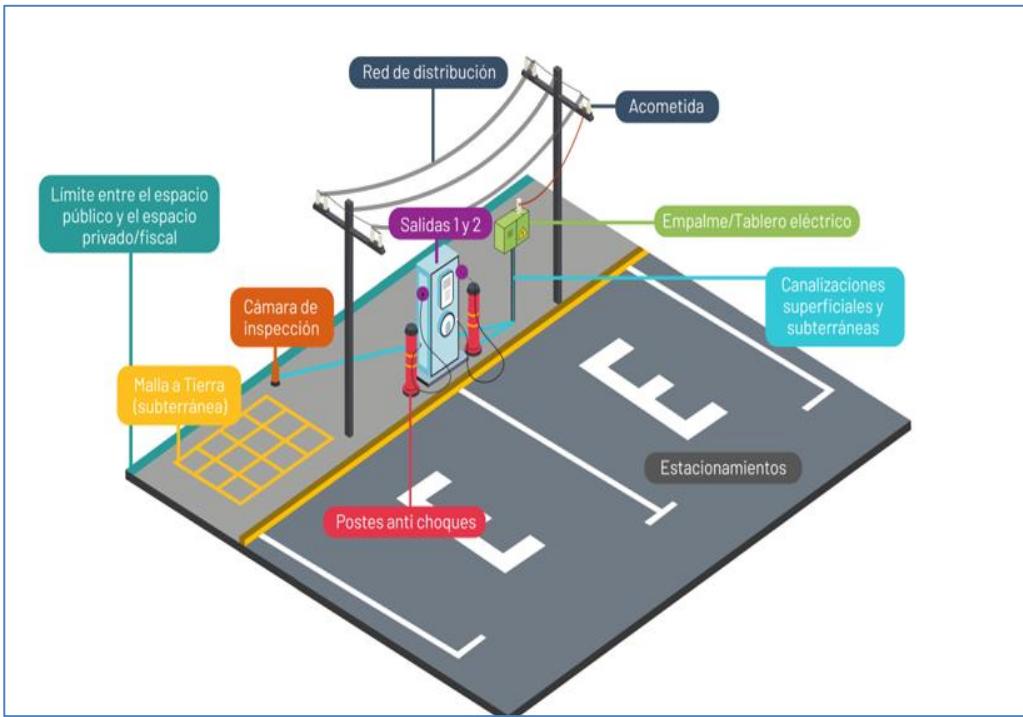


Figura 12: Infraestructura de carga de acceso público (ICP)[36]

Por lo mencionado de los componentes se conceptualiza de cada componente y de los tipos de algoritmos que existen en la gestión de carga inteligente de VE como sigue.

2.3.2.1. Cargadores eléctricos

El cargador es, básicamente, el puente principal que conecta el coche eléctrico con la electricidad. La forma exacta en que se carga va a depender de dos cosas: qué tan cargada esté la batería y qué tipo de cargador estemos usando. Hay cargadores que ya vienen incorporados en el auto, y otros son externos, como esos puntos de carga a los que conectas el vehículo, a veces con su propio cable y otras veces no [26]. En general, la tecnología de carga se divide en varias categorías, pero aquí nos vamos a centrar en uno aspecto: cómo la electricidad solo va del enchufe al coche o si puede ir en ambas direcciones (unidireccional/bidireccionales). Por último, indica [26] , para que los coches eléctricos realmente se popularicen, necesitamos tener unos estándares claros sobre cómo deben conectarse a la red eléctrica. Justo por eso, una de las normas más importantes que revisamos aquí es la

IEC 62196, que fue desarrollada por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC).

(a) Cargadores unidireccionales y bidireccionales.

No todos los equipos electrónicos que manejan la potencia permiten que la electricidad vaya y venga. Los diodos, son componentes más usados, muy comunes y baratos, solo dejan pasar la corriente en una dirección. Si queremos que la energía sea reversible, necesitamos componentes más caros, como los tiristores, IGBTs o Transistor Bipolar de Puerta Aislada. Además, otros equipos eléctricos, como ciertos medidores o sistemas de protección, tampoco están diseñados para que la corriente circule al revés. La elección de estos componentes depende de para qué los vayamos a usar. En el caso de los coches eléctricos (VE), la idea principal de los cargadores es, precisamente, cargar el coche (la energía va de la red al vehículo). Por eso, la carga que va en una sola dirección (unidireccional) es la tecnología que domina, especialmente en los cargadores que vienen incorporados en el propio coche [26] , por este motivo este estudio se centra en el selección de cargador de unidireccional.

2.3.2.2. Tipos de carga de vehículos eléctricos

En principio se consideran cuatro tipos de recarga según la velocidad que son carga lenta, carga semi rápida, carga rápida y carga ultra-rápida como se ve en tabla 5, es decir cuánto tiempo lleva recargar las baterías, depende directamente de la potencia disponible.[37] , las estaciones de carga rápida para vehículos eléctricos. Para lograr esto, se utilizan convertidores estáticos de tipo AC-DC y DC-DC, los cuales se conectan a un bus de corriente continua (DC) de tipo capacitivo. Este enfoque en la infraestructura de carga rápida es el objetivo central de este proyecto.[38]

Tabla 7. Tipos de carga de vehículos eléctricos[37]

Característica	Carga lenta	Carga semi rápida	Carga rápida	Carga ultra - rápida
----------------	-------------	-------------------	--------------	----------------------

Potencia intensidad eléctrica	e	Corriente monofásica: Hasta 3,6 kW AC	Corriente monofásica y corriente trifásica: desde 7,4 kW hasta 22 kW AC y hasta 25 kW DC	43 kW AC y 50 kW DC	Desde 50 kW D hasta 150 kW DC
Tiempo estimado de recarga		7 horas	Entre 2 y 5 horas	Entre media y 1 hora	Entre 5 -30 minutos
Localización óptima		En vivienda y centros de trabajo	En centros urbanos, supermercados, centros comerciales y de ocio	Centros urbanos y electrolineras	Electrolineras y estaciones de servicios
¿Cuándo se utiliza?		Para dejar el VE varias horas, es recomendable conectarlo durante la noche	El VE se deja recargando mientras se realizan compras o se disfruta de algún entretenimiento	El VE se deja recargando mientras se realiza una parada durante una parada durante un trayecto	El VE se deja recargando mientras se realiza una parada durante un trayecto equivalente a cuando se reposa un vehículo de combustible o si surge una emergencia

Nota: en la tabla se observa el tipo de carga por potencia tiempo y cuando se utiliza.

De acuerdo al análisis de la tabla 8 para mi investigación se selecciona el de tipo de carga semi rápida bajo consideración de potencia de localización en centros urbanos y electrolineras.

2.3.2.3. **Modos de cargas de vehículos eléctricos.**

A pesar de la gran cantidad de fabricantes de vehículos eléctricos, existe una normativa que regula la forma en la que se debe realizar la conexión, la cual se rige bajo la normativa IEC 62196. Esta norma establece que las baterías tienen 4 modos operativos para su carga, 3 en corriente alterna (AC) y 1 en corriente continua (DC), los cuales se describen a continuación:

- **Modo 1:** Sistema de recarga básico en corriente alterna, sin comunicaciones, es decir, la conexión con el vehículo se realiza directamente en un enchufe convencional. Demás [26] indica que se refiere a la conexión de VE a la red pública a través de tomacorriente, pero no excediendo los 16 A y 250 V (c.a. monofásica) o 480 V (c.a. trifásica), requiere bornes de potencia y tierra, pero no de control.

- **Modo 2:** Sistema en corriente alterna, con protocolo de comunicación entre la estación de recarga y el vehículo mediante un adaptador provisto por el fabricante. El enchufe normalmente no es exclusivo para la carga del vehículo, pero está provisto de sistemas de protección adecuados. Según [26] en este modo también usa toma convencional, levando la corriente máxima a 32 A manteniendo los niveles de tensión del modo 1, en se caso requiere los bornes de control como se indica estándar IEC61851-1, además se debe usara interruptor diferencia para garantizar la seguridad del uso del sistema.
- **Modo 3:** Sistema en corriente alterna, con protocolo de comunicación entre la estación de recarga y el vehículo. Tanto la instalación como los enchufes son de uso exclusivo para la recarga de los vehículos eléctricos, también se confirma según [39] la existencia de características de control, comunicación y protección en la infraestructura de cargamento y puede considerarse para el cargamento de inteligente, además indica que puede ser utilizado para el cargamento comercial, residencial y publico que permite el sistema de corriente alterna trifásico hasta 50 kW, asimismo indica que este modo de carga es más utilizado en residencial con potencias de 3.7 kW e 7.4 kW. Según [26] este se caracteriza por el uso equipos de alimentación de especializada para la carga de VE, de tal manera se requiere de un controlador y de bornes de control en amos extremos del cable, de este modo si no hay un vehículo conectado al cargador, por ende, este desconectado de la red.
- **Modo 4:** Sistema en corriente continua, con protocolo de comunicación entre la estación de recarga y el vehículo, y carga rápida. [14].

Los 4 modos de carga se pueden observar en a la figura 17

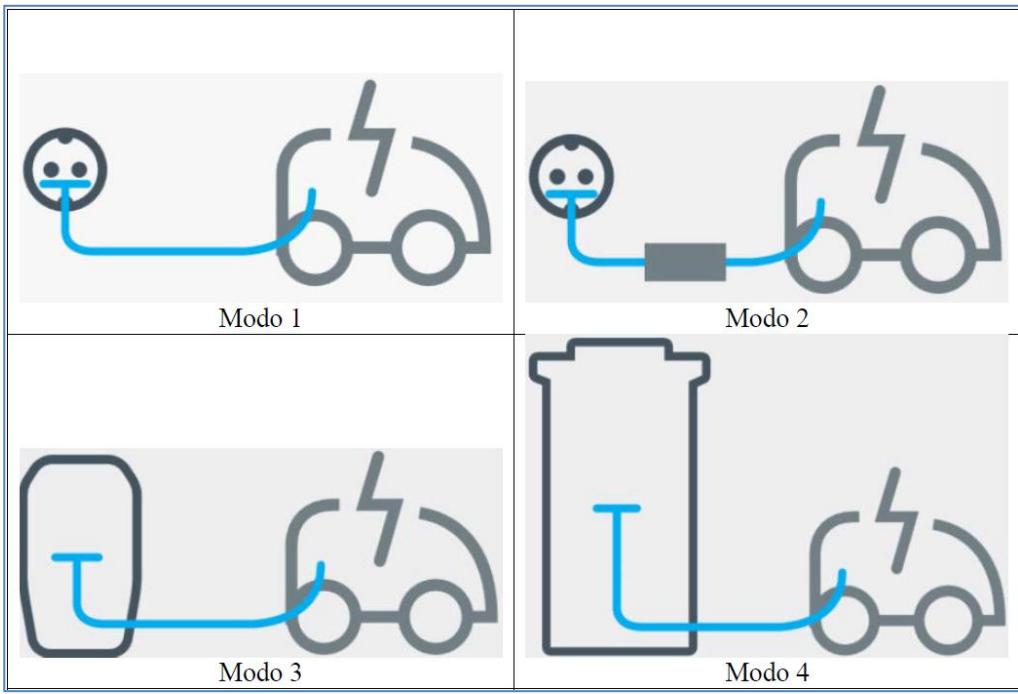


Figura 13: Modos de carga [26]

El modo de carga que se ha seleccionado para mi investigación es de modo 3, esto es debido en consideración del tipo de sistema de corriente y nivel de comunicación de estación de carga con el vehículo, además la propuesta se mi investigación se centra en la carga de motos y mototaxis, y las potencias de los mismo esta entre 2 a 4kw

(a) Conectores

El conector doméstico Schuko presenta deficiencias de seguridad al trabajar con corrientes que superan los 16 Amperios. Por esta razón, la norma IEC 62196 establece su reemplazo por alternativas más robustas, entre las que destacan[26]:

- **Tipo 1 – Yazaki (SAE J1772-2009):** Soporta tensiones monofásicas de 120 a 240 V, con potencias máximas de 16,7 kW. Su uso principal se concentra en EE. UU. y Japón, donde existe una variante capaz de manejar hasta 80 A [26].
- **Tipo 2 – Mennekes (VDE-AR-E 2623-2-2):** Adecuado para tensiones monofásicas y trifásicas que varían entre 100 y 500 V, y potencias de hasta 43,5 kW. Es ampliamente utilizado en Europa

y fue desarrollado por la empresa alemana Mennekes. Cabe destacar que Tesla utiliza una versión modificada de este conector para gestionar mayores potencias en corriente continua, diseño que se está adoptando en otras versiones de cargadores [26].

- **Tipo 3 – EV Plug Alliance o Scame:** Permite tensiones monofásicas y trifásicas de 100 a 500 V y potencias de hasta 22 kW. Su difusión se centra en Europa y fue desarrollado por un consorcio de empresas (Scame, Schneider y Legrand) [26].

La Unión Europea, a través de la Directiva 2014/94/UE, estableció el Conector Tipo 2 como el estándar para la recarga en corriente alterna en la región [58].

Adicionalmente, existen otros conectores esenciales para la recarga en corriente continua (CC):

- **Conector Único Combinado (Combined Charging System, CCS):** Desarrollado por un grupo de empresas alemanas y estadounidenses. Este diseño es lo suficientemente amplio como para integrar los pines del Tipo 1 o Tipo 2 junto a los pines para la carga rápida en corriente continua. Posee cinco bornes: dos para corriente, dos para comunicación con la red y uno para toma de tierra. Permite tanto recarga lenta (monofásica) como rápida (trifásica)[26].
- **CHAdeMO:** Uno de los estándares más extendidos, desarrollado por un consorcio industrial japonés (The Tokyo Electric Power Company, Nissan, Mitsubishi, Fuji Heavy Industries y Toyota). Suministra hasta 62,5 kW mediante corriente continua, y utiliza diez bornes: de potencia, toma de tierra y comunicación.

En la figura 14 se presenta los conectores y tomas descritos en este apartado.



Figura 14: Tipos de conectores y tomas para vehículos eléctricos[26]

2.3.2.4. Vehículo eléctrico

Vehículos eléctricos (VE) son un medio de transporte impulsado por un motor eléctrico que utiliza la energía de sus baterías para desplazarse, en lugar de depender de un motor de combustión interna convencional. Aunque se suele pensar que la historia del VE es reciente, sus raíces se remontan a 1834, cuando Thomas Davenport creó el primer prototipo de un VE rudimentario. Posteriormente, en 1847, Moses Farmer desarrolló el primer VE para dos pasajeros. Sin embargo, no se convirtió en una opción viable hasta que los franceses inventaron (1865) y perfeccionaron (1881) el sistema de almacenamiento en baterías. Con la llegada del motor de combustión interna, los VE fueron relegados debido a su menor

autonomía. No fue hasta que la preocupación por la contaminación causada por los vehículos de combustión interna comenzó a ser evidente que se empezó a considerar el VE como una alternativa al transporte tradicional. Desde entonces, se han seguido mejorando los sistemas de baterías, lo que ha incrementado su autonomía y ha hecho que se convierta en una opción de compra más viable y respetuosa con el medio ambiente [28].

Se trata de vehículos de tracción eléctrica alimentados por una batería recargada. Estos vehículos están propulsados únicamente por un motor eléctrico. La fuente de energía proviene de la electricidad almacenada en la batería, que se debe cargar a través de la red.

2.3.2.5. Algoritmos de recarga del vehículo eléctrico.

En [28] menciona, aunque existen estándares y modos de recarga, la mayor parte del punto de recarga de VE tiene elementos pasivos donde al momento de operación no consideran la limitación de red eléctrica.

Así mismo ha clasificado las estrategias de carga en dos grupos grandes, por un lado, los algoritmos unidireccionales /bidireccionales y, por el otro lado los algoritmos de recarga controlada/ no controlada. Asimismo [28] indica dentro de las estrategias de carga controlada, existen algoritmos de decisión autónoma y colaborativa, como se puede ver en la tabla 8.

Tabla 8: Clasificación de las estrategias de recarga.[28]

Tipos de recarga	Tipo de carga	
	unidireccional	bidireccional
controlada	No controlada	Arquitectura desconocida
	Algoritmos autónomos	Arquitectura desconocida
	Algoritmos colaborativos	Arquitectura centralizada Arquitectura distribuida arquitectura hibrida

Nota: no se puede tener una recarga no controlada y bidireccional, se aprecia en el algoritmo de carga no controlada no existe la bidireccional [28]

(a) Arquitectura de control

Para hablar sobre tipos de recarga existentes, es necesario entender las diferentes arquitecturas de control, las cuales se define a continuación:

- Arquitectura desconocida: no existe la comunicación bidireccional entre los distintos puntos de recarga (PR) de sistema. En tal sentido no hay ninguna estrategia de carga conjunta para disminuir el costo de recarga, menos para dar soporte la red eléctrica publica, no obstante, si puede existir comunicación unidireccional con empresa u operador[28].
- Arquitectura centralizada: dispositivos de recarga que se comunican con un coordinador. La cual tiene acceso a información como a la necesidad de carga de cada punto, precios de energía eléctrica, estado de la red en cada punto y en entre otros, para decidir la consigna de cada punto de recarga. Esta decisión la puede basar en el objetivo de evitar las congestiones, minimizar las pérdidas del sistema, minimizar costos de recarga, proporcionar servicios auxiliares y etc. En este caso el coordinador puede ser el operador de sistema de transmisión, como el OSD o agregador (quien media entre los puntos de recarga y el OSD/OST), así como varias entidades a la vez, llamados multiagente, suele tener estructuras y tomas de decisiones jerárquicas.[28]
- Arquitectura distribuida: Cada punto de recarga tiene la capacidad de comunicarse con el resto del sistema. En este modo se genera la consiga de la descarga y carga no solo considerando la información propia, precios de energía, estado de la red pública local, sino que también la información de otros puntos de recarga, del estado de redes de los otros puntos, etc., coordinándose con los demás agentes para satisfacer intereses comunes. [28]
- Arquitectura hibrida: Es una hibridación entre la arquitectura centralizada y distribuida. En este caso se define un conjunto de puntos de recarga como una zona, en la cual habrá una

arquitectura centralizada, pudiéndose coordinar con varias zonas que presente la misma arquitectura, dando lugar a una arquitectura distribuida en el nivel superior, para satisfacer interés a todas las zonas. [28]

En el presente estudio se considera la arquitectura centralizada.

(b) Tipos de recarga: Unidireccionales/bidireccionales

La clasificación de unidireccional/bidireccional de acuerdo al sentido de flujo de potencia.[28]

- ❖ Recarga unidireccional. – En este caso el flujo de potencia es un solo sentido único de la red al punto de recarga. En las estrategias de unidireccionales controladas, al tener una relación directa con la red, se utilizan otros métodos indirectos, como se da en los siguientes ejemplos [28]:
 - Gestión de respuesta de demanda /demanda
 - Control en base caída de tensión y base de caída de frecuencia.
 - Controlar el tiempo de recarga y potencia con la que se realiza para minimizar los precios.
- ❖ Recarga bidireccional. - En este caso el flujo de potencia fluye en ambos lados como de red pública a punto de recarga y de forma inversa, se clasifica en tres modalidades como son:
 - V2G.- Esta modalidad no solo carga se carga, sino que también devuelve a la red pública la energía a través de sus baterías de VE, también se puede decir V2G, La cual tiene operación complicada, al igual que complica la predicción de la demanda del VE o PR [28].
 - V2B.- Esta modalidad suele ir aplicado a la generación distribuida, esto es usualmente usado para mitigar las incidencias de fuentes de energía renovables y como modo

de cortar los picos en la demanda en un edáfico. De este se indica una gestión optimizada de flujos de energía y de sus precios de a través de una floja de Ves. Del mismo modo, puede actuar como un sistema de alimentación interrumpido, el VE o flotas de VEs tienen fácil de predicción de demanda y presenta coste de inversión. Se puede aplicar y centros comerciales, centros de formación, oficinas, etc. [28]

- V2H.- Es parecido V2B, pero en una menor escala, aplicado a nivel doméstico. [28]

Para mi investigación se utilizará el modo V2B porque a propuesta de puntos de recarga estarán ubicados en los centros comerciales y otro lugar de mayor estacionamiento de motos y mototaxis. [28]

(c) Tipos de recarga: controladas / no controladas.

Según el control se clasifican en controladas y no controladas.

❖ No controladas. – Son conocidas también como Plung & charge, son de tipo de carga unidireccional donde los VE se carga desde se conectan a red hasta estar por completo, este tipo es el más común usada, esto es porque es la más fácil de implementar debido a que no hace falta de infraestructura adicional, no tiene en cuenta el estado de la red, no tiene en cuenta el precio de la energía, no otro factor al momento de la recarga, la cual es provoca múltiples desventajas como se describe [28]:

- Aumento notable de cargabilidad de los en la red y perdidas
- Congestione sen distritos puntos
- Aumento de carga en horas pico
- Necesidad de aumentar la capacidad de la infraestructura eléctrica existe la cual lleva una inversión.

- Las cargas monofásicas pueden crear desequilibrios de las corrientes entre fases, tensiones.
- ❖ Controladas. – Es aquella que tiene en cuenta varios factores como el precio de la electricidad, estado de la red, necesidades del usuario, estado de la salud y carga de las baterías, etc. Para decir de qué forma se realizar la recarga de VE de acuerdo a que potencia, cuando empezar / finalizar, si hay proveer servicios auxiliares y como. De este modo, puede optimizar los valores de consigna de recarga para obtener un objetivo técnico y económico. Aunque se dice que es la difícil y costos de implementar por falta de infraestructura necesaria, las ventajas son [28]:
 - Mejora la gestión de flujos de potencia, por la cual disminuye perdidas.
 - Mejora la integración de las fuentes de energía renovables.
 - Reduce los costes de operación de sistema.
 - Evita la sobrepotencia de la red.

Dentro de las controladas, dependiendo de si los puntos de carga trabajan de forma individual o colectiva, además las distinciones entre algoritmos son autónomos y colaborativos. Las cuales a su vez se desarrollan por tipo de recarga unidireccional y / o bidireccional [28].

- Algoritmos autónomos. – Son aquellos algoritmos que, para determinar el funcionamiento del PR que central, no consideran el funcionamiento conjunto con otros puntos de recarga. Por lo que tiene una arquitectura descoordinada. De este grupo se destaca el control de acidez de tensión. Cabe mencionar que esta categoría considera la participación de agregadores que de manera local y descoordinadamente diseñan los perfiles de recarga de los vehículos que están bajo su control de acuerdo a

información del estado de la red, precios de electricidad, y necesidades de recarga y entre otras [28]

- Algoritmos colaborativos - Por otro lado, están los algoritmos colaborativos en los que existe comunicación y una coordinación entre distintos puntos de recarga. Las cuales trabajan con un objetivo común, ya sea técnico o económico o ambas, se destacan tres tipos de arquitecturas en este caso, de acuerdo a la relación existe los puntos, que son arquitectura centralizada, distribuida e hibrida.[28]

Respecto a los distribuidos, se puede distinguir que son multiagente, ya hay más de un participante.

Evaluando los algoritmos colaborativos de arquitectura centralizada, se puede identificar tres grandes familias como son [28]:

- Basado en agregador. - Es una entidad que puede contralorar uno o varios puntos de recarga. Se comunica con el usuario final, con el operador del sistema y el mercado eléctrico que de esta forma puede generar una recarga óptima, para obtener beneficios económicos para el mismo y usuario final. Este agregado actúa como mediador entre el usuario aguas abajo del PR, el operador del sistema y mercado eléctrico, se debe aclarar que el agregador no es una entidad exclusiva de los algoritmos colaborativos/centralizados[28].
- Basado en el operador del sistema. – Es similar al basado al agregador, solo en este caso el operador del sistema busca minimizar de precios de recarga, priorizando siempre la estabilidad del sistema y reducción de pérdidas del mismo, es decir antepone siempre el plano técnico al económico.

- Basado en multiagente. – En este caso no solo se lleva cabo por una sola entidad más bien son múltiples, está organizado por capas en donde están cada agente centrado en optimizar un objetivo en particular [28].

(d) Algoritmo de optimización

Al diseñar un algoritmo de recarga de VE se considera muchos factores como SoC, la degradación, el costo de energía, la cogestión de las redes de distribución, etc. y todo ellos están interrelacionados. Para determinar la consigna de recarga, es necesario obtener los valores más adecuados de dichos factores, minimizando/maximizando para ello una función objetiva mediante un algoritmo de optimización. [28]

Estos factores y objetivos a minimizar a sistema no lineales, están llenos de incertidumbre y limitaciones restricciones. Adicionalmente, la dinámica y la naturaleza d impredecible de VEs incrementan la complejidad del sistema, por lo que a mayor número de VEs existe mayor variables no lineales y mayor complejo. [28]

Debido a lo que se indica en el párrafo anterior de la complejidad de recarga entre las unidades, para determinar el programa de despacho optimo, normalmente se aplican varios enfoques de optimización a estos problemas de compromiso como algoritmos genéticos, optimización por enjambre de partículas, etc. [28]

Entre los objetivos más comunes a optimizar son la minimización de las perdidas, del coste de recarga, de la degradación de baterías, de la mitigación de emisiones de CO₂, la maximización de ganancias, la eficiencia, de la fiabilidad del sistema, la localización de los puntos de recarga, etc. Por otro lado están las restricciones ,más comunes que son ratio de carga/descarga d VE, el SoC de la batería, la disponibilidad de VE según habitó de conducción, decisiones del propietario/agregador del VE, precio de la electricidad, estabilidad el sistema, potencia máxima permitida, capacidad de las baterías, etc., para ello los algoritmos suelen tener las entradas de requisitos de carga de los VEs, hora de llegada y

salida de los VEs, precios de la electricidad, estado de sistema eléctricos (frecuencia, voltaje en distintos puntos, porcentaje de carga de las líneas eléctricas). [28]

Los modelos deterministas asumen predicciones precisas, aunque para representar la incertidumbre, puede usarse también métodos estocásticos de optimización para simular diversos escenarios, solo que se necesita mayor carga computacional.

Asimismo, se puede implementar optimización a tiempo real para suprimir errores de las predicciones, pero esto presenta barrera computacional para grandes flotas de VEs. Para evitar esa barrera en la optimización en tiempo real, se podría utilizar técnicas heurísticas ya que son fáciles de implementar y requiere menos datos y menor comunicación, los algoritmos más utilizados son [28]:

- ❖ Linear programming (MILP)
- ❖ Mixed-integer linear programming (MILP)
- ❖ Robust optimization
- ❖ Heuristic techniques
- ❖ Genetic algorithm
- ❖ Rule based methods
- ❖ Ant colony optimization

2.3.2.6. Evolución de vehículos eléctricos

Según el Centro para la Investigación en Energía Solar e Hidrógeno (ZSW) de Alemania, a inicios de 2019 había 5,6 millones de vehículos eléctricos (VE) en las carreteras a nivel mundial. China y Estados Unidos lideraban los mercados, con 2,6 millones y 1,1 millones de VE, respectivamente. Si la mayoría de los vehículos de pasajeros vendidos a partir de 2040 son eléctricos, se estima que para 2050 podría haber más de 1000 millones de VE en circulación (ver Figura 7). El análisis de IRENA sugiere que la capacidad de las baterías de los futuros VE podría

superar a la de las baterías estáticas. Para 2050, se espera que haya aproximadamente 14 Tera vatios hora (TWh) de baterías de VE disponibles para ofrecer servicios a la red, en comparación con los 9 TWh de baterías estáticas.[17]

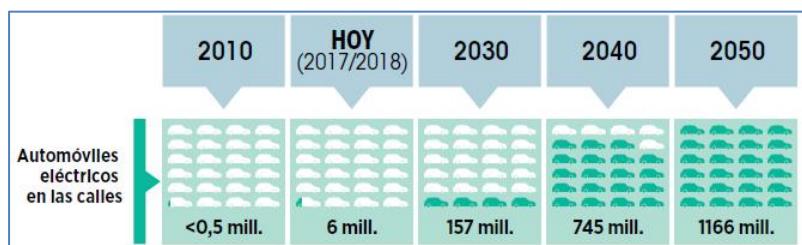


Figura 15. Crecimiento del despliegue de VE entre 2010 y 2050 en un escenario alineado con el Acuerdo de París

Por otro lado la necesidad de movilizarse y el cambio demográfico de tendencia al uso de las nuevas tecnologías esta incrementado con la adquisición de los vehículos eléctricos en diferentes partes del mundo, por el compromiso acuerdo de Paris el estado peruano esta fomentando incentivos a empresas distribuidoras de vehículos eléctricos, en tal sentido está realizando nuevas normativas para incentivos a distribuidoras de vehículos eléctricos y para la adquisición de vehículos y construcción de generación de energía base recursos renovables

Un estudio realizado por Zabala y Pico (2024) sobre la integración de 230 vehículos eléctricos (EVs) en la red de la CNEL EP en Ecuador demostró que la carga no controlada genera picos de demanda energética significativamente más altos (6.1 MW) y perfiles de tensión superiores en comparación con la carga controlada o inteligente (4.5 MW); hipotéticamente, la carga no controlada podría aumentar la demanda en 1 MW por cada 160 vehículos, mientras que la carga inteligente solo incrementaría la demanda en 0.1 MW para la misma cantidad, subrayando la importancia de una gestión controlada para la estabilidad de la red.[6].

Según [40] en Perú, las ventas de vehículos electrificados (híbridos y eléctricos) crecieron en setiembre 2025 en 44% en comparación de setiembre de 2024 esto demuestra un crecimiento considerable. Por otro

lado, según los reportes oficiales de superintendencia de registros públicos (SUNARP) se registraron 931 unidades vendidas de vehículos híbridos y eléctricos, lo que representó un incremento de 50% respecto al mes del año anterior.

Además, entre enero y septiembre se registró 7,256 unidades comercializadas como se observa en figura 20, cifra que superó en 44.1 % el volumen registrado en el mismo periodo de 2024 y que ya superó todo lo vendido en año 2024.

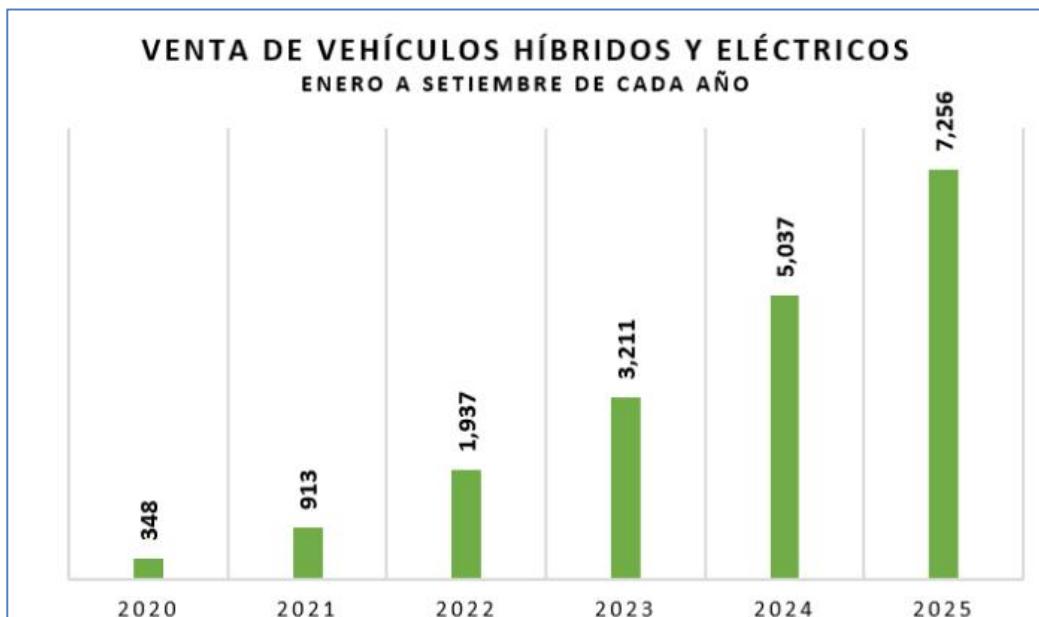


Figura 16: Elaborado por asociación automotriz con fuente de SUNARP[40]

Por su parte, los vehículos eléctricos puros, reconocidos por su eficiencia energética y por presentar menores impactos ambientales, también ampliaron su crecimiento de 6 % a 8% como se muestra en figura 16 y contrastando los vehículos híbridos hubo una ligera disminución de 48% a 40 %.

En la figura 17 se muestra la comparativa de ventas del año 2024 con 2025 donde la mayor fracción vendida son los vehículos enchufables híbridos, en la misma figura se observa que ha un incremento de BEV de 2% para el 2025 en comparación de año 2024, esto significa que existe una demanda de vehículos eléctricos puros con baterías.

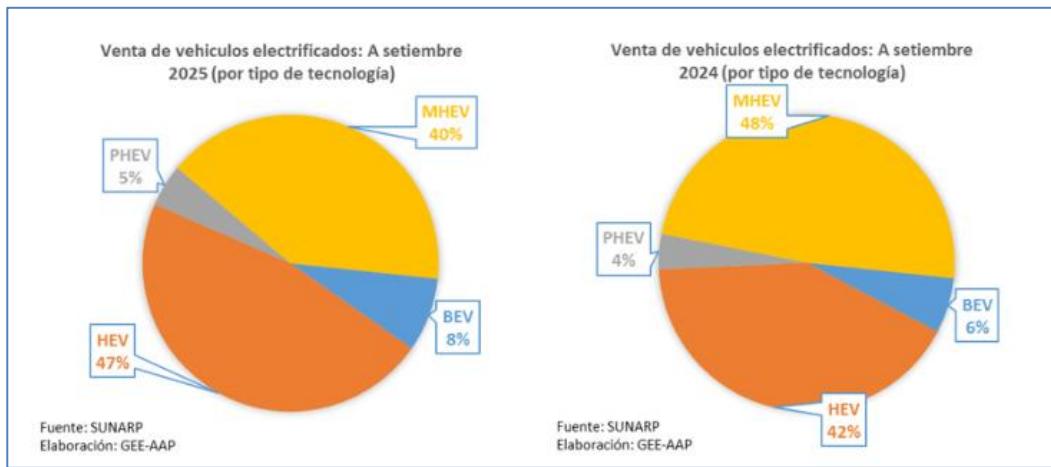


Figura 17: Crecimiento comparativo de vehículos eléctricos según tipo de tecnología, fuente SUNARP.[40]

El [40] dice que, si bien el sector ha crecido, la verdad es que los coches eléctricos y electrificados todavía no terminan de despegar en nuestro país. Hoy por hoy, de todos los autos que se venden, solo el 4.7% son electrificados. Esto es muy bajo si lo comparamos con países vecinos como Colombia, donde la participación ya llega al 33.5% (con unas 58,583 unidades vendidas entre enero y septiembre de 2025), o Ecuador, que está en el 17.8% (con 15,758 unidades). La razón principal de esta gran diferencia es, según el reporte, que en esos países el Estado ha dado un fuerte apoyo a la electromovilidad. Han implementado políticas públicas, como incentivos en los impuestos y otras facilidades, para impulsar y acelerar la compra de estas tecnologías más limpias.

2.3.2.7. Realidad de los vehículos y generación eléctricas en la ciudad de Iquitos

En las redes de media tensión de electro oriente S.A. en la ciudad de Iquitos no existe integración de mototaxis y motociclistas eléctricas esto es debido a que no existe infraestructuras de carga o recarga en el recorrido de las redes de media tensión para realizar la carga de mototaxis y motocicletas, esto debido a que la mayor cantidad de vehículos reportadas por plan de desarrollo concertado de 2025-2030 por la provincia de Maynas están conformados 61,000 mototaxis, 70,500 moto lineales, 361 microbuses, 1058 moto furgones, 95 taxis y

202 automóviles para el años 2018 [4], por parte el suministro de energía es por una central térmica a combustibles fósil, que despacho una demanda máxima en 1 año 2024 68 MW para la ciudad de Iquitos, las cuales en los casos incrementan en calentamiento global y efectos de gases invernadero en la ciudad de Iquitos.

2.3.2.8. *Tipos de vehículos eléctricos*

Actualmente, existe una gran variedad de opciones de carga para vehículos eléctricos (EV), así como de enchufes de conexión para los mismos. Sin embargo, los propios vehículos eléctricos han evolucionado, pudiendo distinguirse cuatro tipos que se comercializan actualmente [39]:

- a) HEV (Hybrid Electric Vehicle): Vehículo Eléctrico Híbrido
- b) PHEV (Plug-In Hybrid Electric Vehicle): Vehículo Eléctrico Híbrido Enchufable
- c) BEV (Battery Electric Vehicle): Vehículo Eléctrico de Batería
- d) FCEV (Hydrogen Fuel Cell Electric Vehicle): Vehículo Eléctrico de Pila de Combustible de Hidrógeno

Una característica transversal a todos los tipos de vehículos eléctricos es el frenado regenerativo (que consiste en la conversión de parte de la energía disipada durante el proceso de frenado del vehículo en energía eléctrica). En los dos primeros tipos de EV mencionados (HEV y PHEV), aún está presente un motor térmico, mientras que en los restantes (BEV y FCEV) ambas versiones son totalmente independientes de los combustibles fósiles, siendo su movilidad 100% eléctrica.[39]

En el presente estudio se considera vehículos de eléctrico de batería (BEV) según se menciona en el punto b).

De esta manera, los vehículos eléctricos deberían usarse como recursos de energía descentralizados (similar a la generación distribuida), dada su demanda de electricidad controlable (mediante carga inteligente), capacidades para el almacenamiento de energía descentralizado (baterías) y potencial como fuente de energía. Un factor importante que

complementa esta integración son las Smart Grids, mediante las cuales el flujo de energía ocurre en ambas direcciones, mejorando así la capacidad de control para promover una participación directa del consumidor en la gestión de la energía. Esto va a cambiar la forma en la que nos transportamos, usamos y producimos electricidad, puesto que los autos eléctricos se convierten prácticamente en “centrales eléctricas portátiles”[15]

2.3.3. Topología del sistema y modelamiento

La topología del sistema lo presenta en [41] como el diseño de diferentes recursos energéticos en una Microred de DC, el diseño se puede ver en la figura 18 que está compuesto por generación solar, sistema de almacenamiento de energía, la conexión a la red pública y estación de carga de VE, cuales incluyen 5 VE cargados.

También el [41] indica las micro redes están conectados a las barras en común de CD. La energía producida por PV es principalmente para la carga de VE, el almacenamiento energía es una fuente adicional para la carga de cadena de VE o para absorber la potencia que excedente de la generación PV, la red pública es usada como fuente de respaldo, así aprovechar en vender mediante la red pública la generada en exceso por generación PV.

Menciona también el [41] si la potencia generada por PV es mucho menor de que demanda la carga de VE, la potencia adicional lo suministra el almacenamiento y, por último, si ambos no abastecen la red pública inyectada potencia, analizando lo indicado en la parte superior la única carga es el VE la cual se puede constar en la figura 14 donde P_{FV} , P_s , P_G y P_{VE} son la potencia de PV, el almacenamiento, la red pública y los VE respectivamente.

Indica también [41] la estrategia de gestión es la responsable de asegurar el equilibrio instantáneo de potencia, la interacción con el desprendimiento y la restauración de carga de VE.

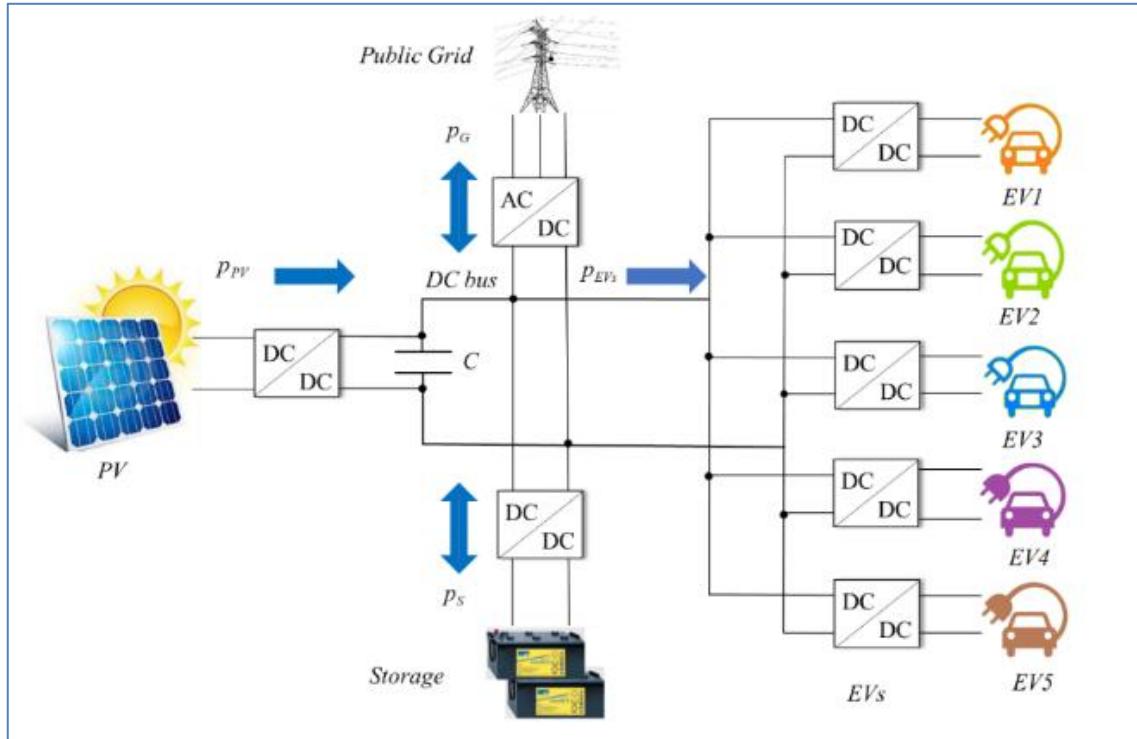


Figura 18: La estación de carga en un Microred DC[41]

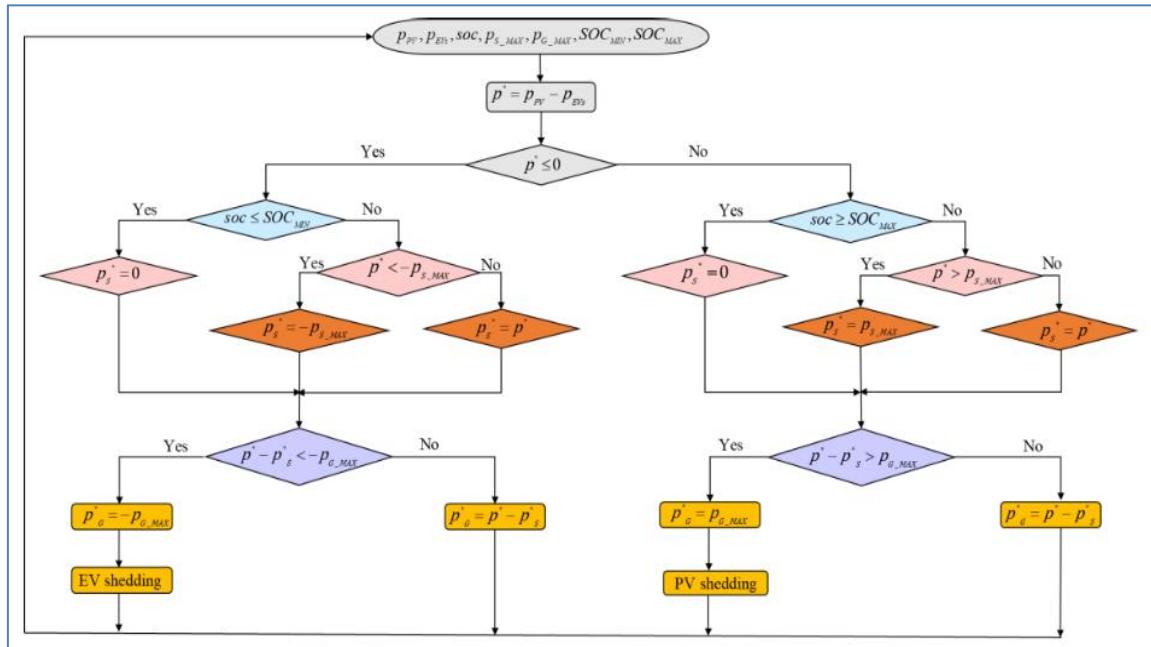


Figura 19. Diagrama de flujo de la gestión de potencia en la micro red DC[41]

Presenta la estabilidad tensión de la barra en CC con una ecuación como sigue:

$$P^* = (P_{PV_MPPT} - P_{PV_S}) - (P_{EVs_D} - P_{EVs_S})$$

donde P_{PV_MPPT} es la potencia PV impuesta por el algoritmo MPPT (Seguimiento del Punto de Máxima Potencia), P_{PV_S} es la potencia PV que necesita ser reducida, P_{EVs_S} es la demanda de potencia de los VE, y P_{EVs_D} es la potencia de VE que necesita ser reducida, en este caso, se refiere a la demanda de carga. [41]

En la gestión estratégica de potencia de micro red DC, P^* es proporcionada por la referencia de la red publico P^*_G y la referencia de potencia de almacenamiento P^*_S como se ve:

$$P^* = P^*_G + P^*_S$$

El coeficiente de distribución con nombre k este definido por la siguiente ecuación.

$$SOC_{B-MIN} \leq SOC_B(t) \leq SOC_{B-MAX}$$

El coeficiente distribución k no solo valor binario, pero valor está entre 0 y 1.

La potencia P^*_S y P^*_G se calcula por las ecuaciones de forma consecutiva.

$$P^*_S = k \cdot P^*, k \in [0,1]$$

$$P^*_G = (1 - k)P^*$$

Para evitar disminución de la vida útil y disminuir los daños de almacenamiento cuando se genera la carga y descarga se ha establecido como límite en referencia el estado de carga SOC en límite inferior SOC_{B-MIN} y como límite superior SOC_{B-MAX} , también se limita la potencia máxima de carga P_{S-MAX} . Para el caso de la red pública se limita potencia inyectada P_{G-LIM} a la red (positivo) y por el límite por la potencia suministrada por a la red (negativo). [41]

El esquema eléctrico de la arquitectura de micro red se muestra en la figura 16, en la misma se presenta la generación solar (PV), sistema de almacenamiento de energía y los vehículos eléctricos (VE) las cuales

están conectados en solo barra CC a través de sus convertidores estáticos, cuyos funciones de conmutación son f_{PV} , f_S and f_{EVS} en un nivel de tensión 400 V, asimismo para la correcta de cargamento de VE y almacenamiento se debe tener convertidores estáticos y la conexión al red pública es a través de convertidor AC/CC trifásica bidireccional con las funciones de conmutación f_A , f_B , y f_C . [41]

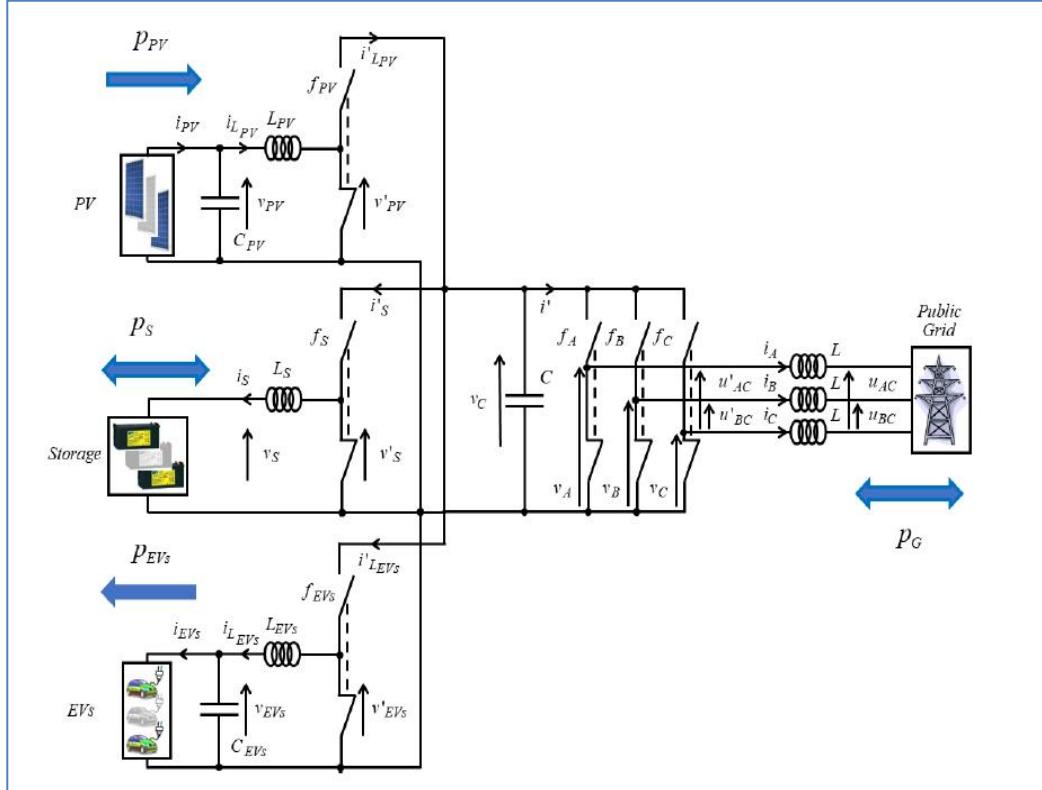


Figura 20: Esquema eléctrico de la arquitectura de potencia de la microrred DC. [41]

Asumiendo que el sistema es ideal en términos de conversión de energía y depreciando las pérdidas totales del convertidor de potencia, el balance de la Microrred de CC se da en a la siguiente ecuación. [41]

$$P_G + P_S = P_{PV} - P_{EVS} - v_{PV} \cdot C \frac{dv_c}{dt}$$

Donde v_c representa el voltaje de la barra de DC y C es la capacidad de la barra DC.

2.3.3.1. Modelado de generación fotovoltaica.

La estación de carga de VE propuesta en basa en la disponibilidad de terreno techado en el centro comercial de Mall Iquitos que tiene un área de disponible de 20,637 m² y una rea útil de 13,414.1 m² en donde determinaron 186306 paneles fotovoltaicas, estos paneles o módulos son de base de datos de sandia (Kyocera Solar KS20 2008 (E), con características técnicas principales de silicio multicristalino (mc-Si), con una potencia nominal de alrededor de 20 Wp, 36 células, 2 diodos de bypass, área aproximada de 0,072 m² y una densidad de potencia del orden de 280 W/m², el dimensionamiento generación solar se determinará utilizando la Liberia PVLIB- Python. El voltaje se determina mediante el algoritmo MPPT: perturbar y observar. La ecuación de modelado fotovoltaico se expresa mediante como sigue:

$$\frac{dv_{PV}}{dt} = \frac{i_{PV} - i_{L_{PV}}}{C_{PV}}$$

$$\frac{di_{L_{PV}}}{dt} = \frac{v_{PV} - v'_{PV}}{L_{PV}}$$

$$\begin{bmatrix} v'_{PV} \\ i'_{L_{PV}} \end{bmatrix} = f_{PV} \begin{bmatrix} v_C \\ i_{L_{PV}} \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} v'_{PV} \\ i'_{L_{PV}} \end{bmatrix} = m_{PV} \begin{bmatrix} v'_{PV} \\ i'_{L_{PV}} \end{bmatrix}$$

$$m_{PV} = \frac{1}{T} \int_0^T f_{PV} dt \text{ with } m_{PV} \in [0; 1]$$

Donde v_{PV} y $i_{L_{PV}}$ son el voltaje y corriente del panel fotovoltaico (PV) de las entradas de los convertidores, L_{PV} y C_{PV} con el inductor y capacitor de PV, respectivamente, i_{PV} representa la corriente proveída por la fuente PV, v'_{PV} y $i'_{L_{PV}}$ son el voltaje y corriente de la PV de la salida de los inversores, T es el periodo, y t es el tiempo de variable[41].

2.3.3.2. Modelado de almacenamiento de energía.

El moldeamiento de almacenamiento es un sistema caracterizado por 300V voltaje y 300 Ah d capacidad. El almacenamiento del sistema esta expresada en la siguiente ecuación [41]:

$$\frac{di_S}{dt} = \frac{v'_S - v_S}{L_S}$$

$$\begin{bmatrix} v'_S \\ i'_S \end{bmatrix} = f_S \begin{bmatrix} v_S \\ i_S \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} v'_S \\ i'_S \end{bmatrix} = m_S \begin{bmatrix} v_S \\ i_S \end{bmatrix}$$

$$m_S = \frac{1}{T} \int_0^T f_S dt \text{ with } m_S \in [0; 1]$$

Donde v'_S y i'_S representa la tensión y corriente en el almacenamiento después de la barra, v_S y i_S representa el tensión y corriente antes de del convertidor, m_S es el variable de control de almacenamiento, y L_S es del inductor [41].

2.3.3.3. Modelamiento de la red publica

La red pública es considerada en baja tensión de con un sistema trifásico de 60 Hz de frecuencia, la conexión a la red es tradicional, i' es la corriente del inversor, como tal la i_A , i_B , i_C son corrientes de fase, L es la autoinductancia, como u_{AC} y u_{BC} son las tensiones entre las fases A y C, BYC respectivamente, la ecuación del modelado se muestra en la siguiente ecuación [41].

$$\begin{bmatrix} u'_{AC} \\ u'_{BC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_A - v_C \\ v_B - v_C \end{bmatrix}; \begin{bmatrix} v_A \\ v_B \\ v_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_A \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} v_C$$

$$\begin{bmatrix} v_A \\ v_B \\ v_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_A - f_C \\ f_B - f_C \end{bmatrix}; \begin{bmatrix} v_A \\ v_B \\ v_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} m_A \\ m_B \\ m_C \end{bmatrix} v_C$$

$$\begin{bmatrix} m_A \\ m_B \\ m_C \end{bmatrix} = \frac{1}{T} \int_0^T \begin{bmatrix} f_A - f_C \\ f_B - f_C \end{bmatrix} dt \text{ with } \begin{bmatrix} m_A \\ m_B \\ m_C \end{bmatrix} \in [0; 1]$$

Donde u'_{AC} y u'_{BC} son los voltajes de salidas de las fases A y C, B y C respectivamente, v_A , v_B y v_C son voltajes de fases del sistema trifásico, m_A y m_B son variables de control de inversor [41].

2.3.3.4. Modelado de VE

El modelado de carga de VE está indicado en la ecuación:

$$\frac{dv_{EVS}}{dt} = \frac{i_{L_{EVS}} - i_{EVS}}{C_{EVS}}$$

$$\frac{di_{L_{EVS}}}{dt} = \frac{v'_{EVS} - v_{EVS}}{L_{EVS}}$$

$$\begin{bmatrix} v'_{EVS} \\ i'_{L_{EVS}} \end{bmatrix} = f_{EVS} \begin{bmatrix} v_C \\ i_{L_{EVS}} \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} v'_{EVS} \\ i'_{L_{EVS}} \end{bmatrix} = m_{EVS} \begin{bmatrix} v_C \\ i_{L_{EVS}} \end{bmatrix}$$

$$m_{EVS} = \frac{1}{T} \int_0^T f_{EVS} dt \text{ with } m_{EVS} \in [0; 1]$$

Donde v_{EVS} y $i_{L_{EVS}}$ son el voltaje y corriente de VE convertida al lado de la salida, L_{EVS} y C_{EVS} son el inductor y capacitor del VE respectivamente, i_{EVS} representa la corriente de entrada para VEs, v'_{EVS} y $i'_{L_{EVS}}$ son la tensión y corriente convertida en el lado de la entrada de VE [41].

2.3.4. Gestión estratégica de estación de estación de carga VE.

La estrategia de gestión operativa de una estación de carga VE, se centra en dos aspectos clave: la elección humana y la interacción de energía dentro de una Microrred de corriente continua CC.

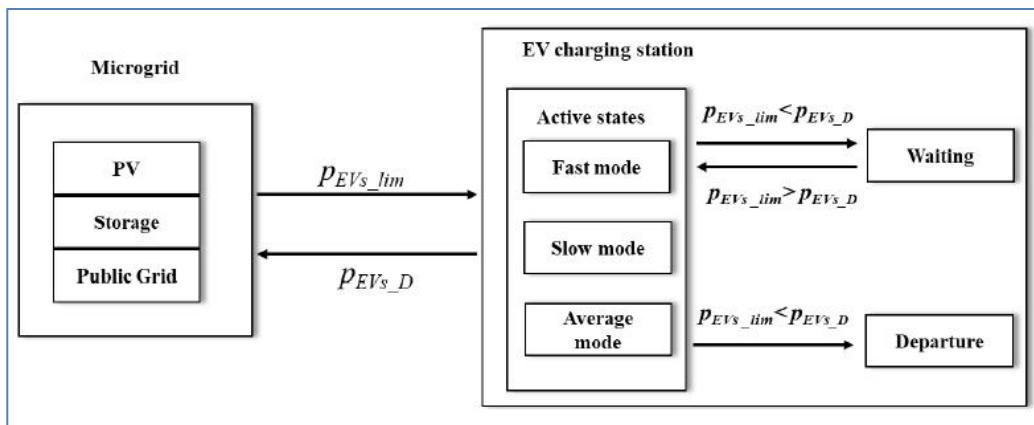


Ilustración 21: Diagrama de Interacción entre fuentes y estación de carga de VE[41]

Las fuentes de micro red de corriente continua proporcionan potencia disponible P_{EVS_lim} , es decir, la limitación de potencia para la estación de carga de VE. La estación de carga de la salida de demanda, P_{EVS_D}

2.3.5. Modelado simulación PVLIB-Python

La comunidad de pvlib-python expresa su agradecimiento a Sandia National Laboratories por el desarrollo de PVLIB para MATLAB y por el apoyo brindado a Rob Andrews (Calama Consulting) en la adaptación de la biblioteca a Python. Asimismo, Will Holmgren reconoce el respaldo del U.S. Department of Energy mediante el programa de becas posdoctorales en Eficiencia Energética y Energías Renovables (2014–2016), del Institute for Energy Solutions de la University of Arizona (2017–2018) y del programa Solar Forecasting 2 del DOE (2018). Finalmente, se agradece a todas las personas que han contribuido a pvlib-python reportando incidencias y, en particular, enviando pull requests, así como a quienes mantienen y colaboran en el ecosistema PyData.[42]

Pvlib es una biblioteca de código abierto para modelar y simular el desempeño de sistemas fotovoltaicos: ofrece funciones para posición solar, irradiancia (medición, transposición y cielos claros), modelos de módulo e inversor (p. ej., De Soto, PVsyst, SAPM), pérdidas y flujo de potencia a nivel de sistema; existe como pvlib-python y tiene su origen en la PV_LIB desarrollada en Sandia para MATLAB, y hoy se mantiene activamente por una comunidad académica e industrial [43], [44] [45]

La base de pvlib -Python es un código procedimental bien probado que implementa modelos de sistemas fotovoltaicos. Pvlib – Python también proporciona una colección de clases para usuarios que prefieren la programación con objetos. Estas clases ayudan a los usuarios a gestionar los datos de forma más organizada, ofrecen funciones inteligentes con entradas más flexibles y simplifican el proceso de modelado para situaciones comunes.[46]

2.3.6. Alimentadores de media tensión tipo radial

Los alimentadores de distribución de media tensión tipo radial se caracterizan por tener una sola fuente de generación de energía conectado a partir de ahí se empieza la distribución y entrega a cada

consumidor a través cables diseños en media tensión y subestaciones de distribución sus componentes son como sigue [41]:

- Principal o troncal del alimentador trifásico
- Trifásicas fases, bifásicas fases y monofásico en los laterales
- Reguladores de voltaje
- Trasformadores de línea
- Banco de capacitores de shunt
- Transformadores de distribución
- Líneas secundarias
- Trifásicos, monofásicos y monofásicos de cargas

En la figura 22 se puede observar a más detalle la distribución del alimentador radial con sus componentes, el alimentador es un sistema desbalanceado por las que tiene conectada cargas monofásicas en su transcurso de su recorrido y porque también los clientes son de consumidores en su mayor parte residencial o domiciliarias [47]

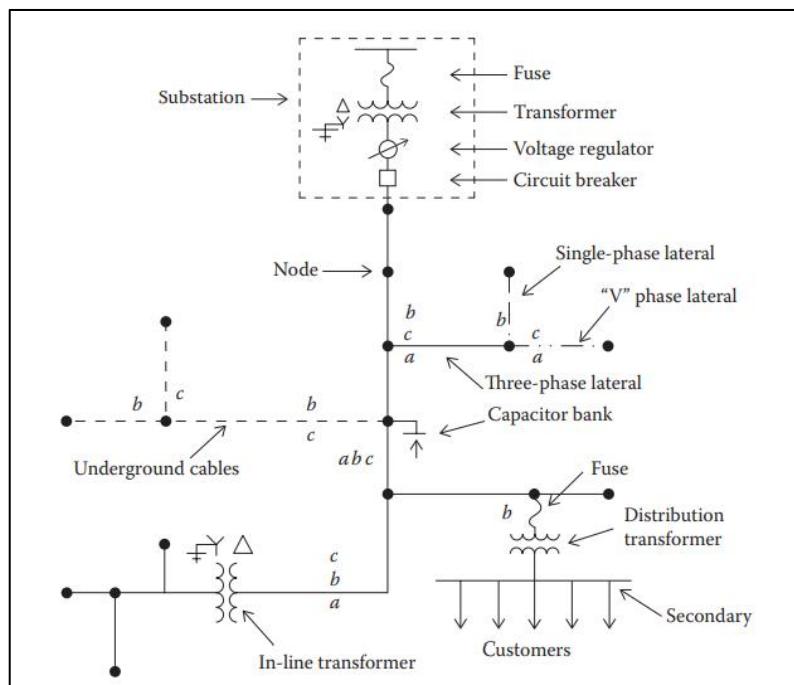


Figura 22. Distribución de alimentador radial[47]

2.4. Definiciones de términos básicos

2.4.1. Electrolinera.

Una electrolinera es una estación de servicio situada en la vía pública, similar a las gasolineras tradicionales, pero diseñada para la recarga de vehículos eléctricos o híbridos de cualquier tipo, tales como camiones, automóviles, motocicletas, entre otros. En lugar de los depósitos de gasolina o diésel que frecuentemente encontramos, estas estaciones de servicio cuentan con puntos de carga eléctrica. Las electrolineras son responsables de establecer la conexión entre el vehículo eléctrico y la red de distribución eléctrica, con la finalidad de llevar a cabo la carga de este último [48].

2.4.2. Potencia eléctrica

La potencia es la razón de cambio de la energía con respecto al tiempo. La unidad de potencia es un Watt, que es igual a joule por segundo. En lugar de decir que una carga absorbe energía a una razón dada por la potencia, es común decir que una carga absorbe potencia. La potencia instantánea en watt absorbida por una carga eléctrica es el producto de la tensión instantánea entre los extremos de la carga en volts, y la corriente instantánea hacia la carga en amperes cuya fórmula es como sigue[47]

$$P = V I \cos(\delta + \beta) \quad \text{W}$$

2.4.3. Demanda eléctrica

Para definir la carga, la curva de demanda se fracciona en intervalos de tiempos iguales como se muestra en la figura 23, también se observa que esta dividido cada 15 minutos, en cada intervalo se determina el valor medio de la demanda. Cuanto más tiempo más es corto sea el corto del tiempo, será más preciso el valor de la carga. El valor medio de la carga en un intervalo se define como la “demanda de 15 minutos en KW”, en la figura 3 se muestra las barras de demanda de cada 15 minutos de 24 horas de un cliente. Esta gráfica se realiza a partir de una hoja de cálculos que proporciona de demanda de 15 minutos en KW para un periodo de 24 horas.[47]

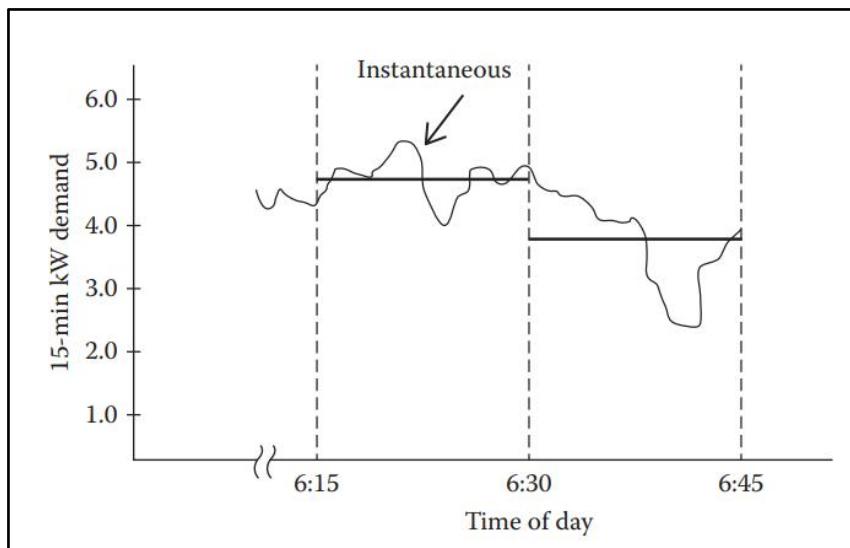


Figura 23. Curva de demanda de consumo.[47]

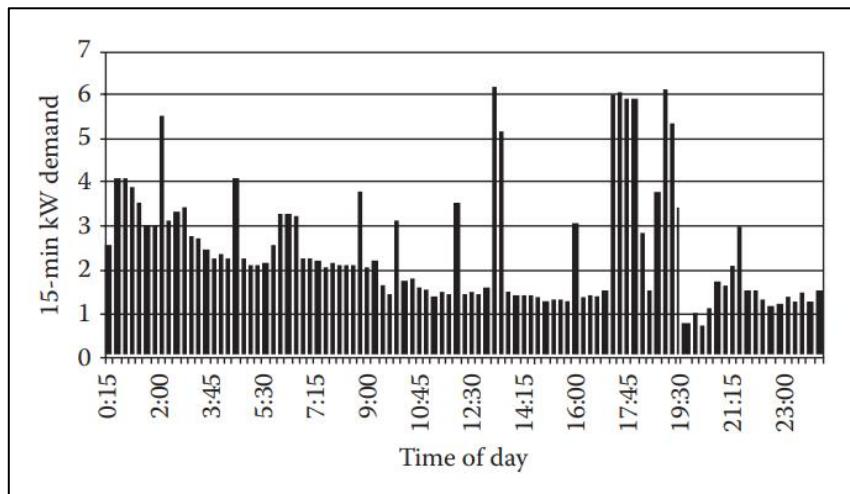


Figura 24. Curva de demanda de consumo de 24 horas.[47]

2.4.4. Demanda máxima

La curva de demanda se observa en la figura 24 de consumo residencial. Cada barra se muestra cada 15 minutos de demanda, en la gráfica se puede observar una barra de la gráfica 4 mayor que los demás que fue a las 13:15, entonces este periodo de la curva se puede llamar demanda máxima.[47]

2.4.5. Demanda promedio

Es el total de energía consumida durante el día que se suma del intervalo de cada 15 minutos por la cantidad de horas del día en este caso 24 horas el resultado es la demanda promedio.[47]

2.4.6. Flujo de potencia o flujo de carga

El flujo de carga es el modo de expresar la solución de estado de régimen de una red en el lenguaje convencional de los sistemas de potencia. Cuando se hace estudios de flujos de carga se especifican normalmente en barras de distribución de los sistemas, las combinaciones de las magnitudes como son a) barra de distribución flotante (slack), b) nudos de carga y c) nudos de generación, en la primera se especifica siempre por una tensión, constante en magnitud y fase, en la segunda se especifica la potencia activa y reactiva de la carga y en la tercera se especifica tensión en magnitud y potencia activa de la carga.[49]

Los estudios de flujos de carga se realizan para investigar el dato siguiente:

- Flujos de MW y MVar en las marcas de la red.
- Tensiones en las barras de distribución
- Influencia sobre la carga del sistema cuando se readaptan los críticos
- Influencia sobre sistema de carga de perdidas temporales de circuitos de generación y de transporte.
- Influencia sobre los sistemas de carga de la inyección en fase y en cuadratura de tensiones compensatorios
- Perdidas óptimas de sistema.[49]

2.4.7. Almacenamiento en baterías

La batería es un dispositivo que permite almacenar energía gracias a un proceso electroquímico que transforma la energía química en eléctrica además es uno de los principales componentes de los vehículos eléctricos ya que genera la electricidad necesaria para el funcionamiento

de los motores por lo tanto es un almacén de energía eléctrica capaz de cargarse y descargarse cientos de veces.

Las tres principales características para definir una batería son:

- La cantidad de energía que puede almacenar.
- La máxima corriente que puede entregar (descarga).
- La profundidad de descarga que puede sostener.

Cuando se habla de baterías también es necesario conocer que existen las industriales y las recargables, estas primeras pueden generar electricidad, pero no recargarse nuevamente sus celdas, a diferencia de las recargables las cuales pueden volver a usarse.

Durante la descarga de una batería se generan reacciones electroquímicas en los electrodos y la generación de flujo de electrones a través del circuito externo del ánodo. En la recarga un potencial externo es aplicado a través de electrodos, invirtiéndose las reacciones antes mencionadas, tal como se muestra en la Figura 2, durante este proceso los electrones son extraídos del cátodo, oxidando las especies electroactivas de la zona del cátodo. Estas son regeneradas de su estado reducido al oxidado perdiendo electrones y, a través del circuito exterior, el flujo de estos electrones es inyectado en el ánodo para reducir las especies electroactivas de la zona del ánodo. Estas especies son regeneradas de su estado oxidado al reducido, ganando electrones. De esta forma, la celda electroquímica acumula energía eléctrica en forma de energía química, que posteriormente podrá suministrar como electricidad. [1]

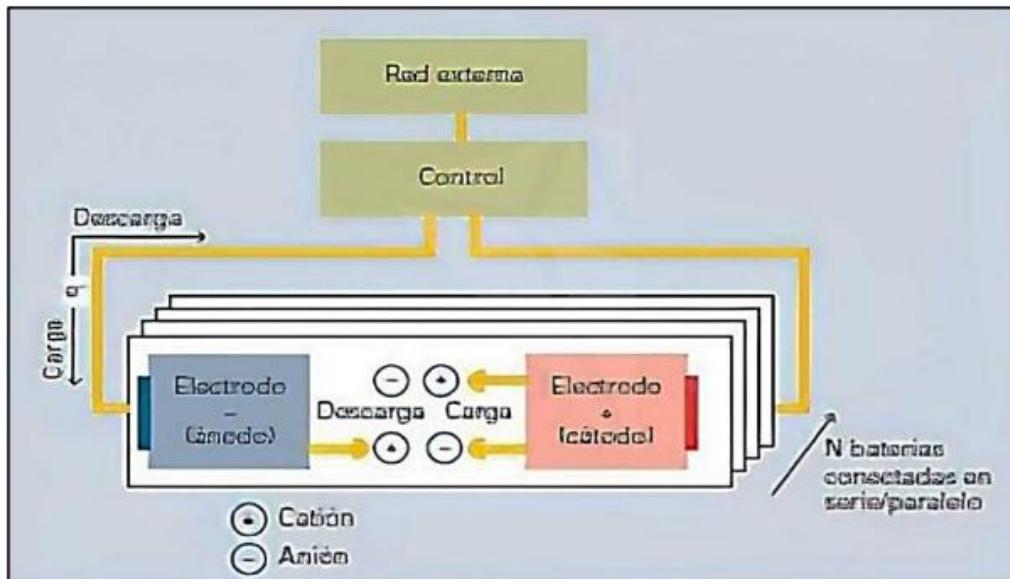


Figura 25. Principio de trabajo en una batería. [1]

2.4.8. Empresa de distribución eléctrica (EDE)

Titular de una concesión de distribución eléctrica dedicada a la distribución y comercialización eléctrica [50]

2.4.9. Características del Panel Fotovoltaico y su Importancia en el Diseño del base datos sandia.

- **Vintage:** Año de fabricación del panel. Un "Vintage" más reciente generalmente indica el uso de tecnologías más avanzadas que pueden resultar en mayor eficiencia, mejor rendimiento bajo diversas condiciones (temperatura, baja irradiancia) y mayor durabilidad. Para el diseño, un vintage más nuevo puede significar una mayor producción de energía por área y una vida útil más larga.
- **Área:** Área física del panel en metros cuadrados. Este parámetro es crucial para determinar la cantidad de espacio necesario para la instalación y para calcular la irradiancia total que el panel puede recibir. En el diseño, el área total disponible en el sitio de instalación, junto con la eficiencia del panel (que está relacionada con la potencia por área), determinará la potencia total que se puede instalar.

- **Material:** Tipo de material semiconductor utilizado (ej: c-Si para silicio cristalino, mc-Si para silicio multicristalino, CIS para cobre, indio y selenio). El material influye significativamente en la eficiencia de conversión de la luz solar en electricidad, el costo de fabricación, el coeficiente de temperatura (cómo afecta la temperatura al rendimiento) y el comportamiento bajo diferentes espectros de luz. La elección del material impacta directamente en el rendimiento del sistema y en la inversión inicial.
- **Cells_in_Series:** Número de celdas conectadas en serie. La conexión en serie aumenta el voltaje de circuito abierto (Voc) del panel. Este valor es fundamental para configurar las "strings" de paneles que se conectarán a un inversor, ya que el voltaje total de la string debe estar dentro del rango de voltaje de operación del inversor (especialmente por debajo del Vdcmax del inversor para evitar daños).
- **Parallel_Strings:** Número de cadenas de celdas conectadas en paralelo dentro del panel. La conexión en paralelo aumenta la corriente de cortocircuito (Isc) del panel. Este parámetro es importante para dimensionar la capacidad de corriente de los cables, fusibles y la entrada de corriente continua (Idcmax) del inversor para asegurar que el sistema opere de manera segura y eficiente.
- **Isc (Short-circuit Current):** Corriente máxima que el panel puede producir cuando los terminales están en cortocircuito. Es un parámetro clave para el dimensionamiento de los componentes de protección (fusibles, interruptores) y los cables de corriente continua para garantizar que puedan manejar la corriente máxima generada por el panel en condiciones de cortocircuito.
- **Voco (Open-circuit Voltage):** Voltaje máximo del panel cuando no hay carga conectada. El Voc de una string de paneles (suma de los Voc individuales) es un valor crítico para la seguridad y la compatibilidad con el inversor. Debe ser menor que el Vdcmax del

inversor en las condiciones de temperatura más bajas esperadas en el sitio de instalación para evitar sobretensiones y daños al inversor.

- **Impo (Current at Maximum Power Point):** Corriente a la cual el panel produce su máxima potencia.
- **Vmpo (Voltage at Maximum Power Point):** Voltaje a la cual el panel produce su máxima potencia.
- **Importancia de Impo y Vmpo:** Estos dos parámetros definen el Punto de Máxima Potencia (MPP) del panel. La combinación de Impo y Vmpo ($\text{Impo} * \text{Vmpo}$) da la potencia máxima (Pmpo) que el panel puede generar en condiciones estándar de prueba (STC). Para el diseño, es vital que el inversor tenga un rango de voltaje de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) que abarque el Vmpo de las strings de paneles en las diversas condiciones de operación (irradiancia y temperatura) para maximizar la extracción de energía.
- **Aisc, Aimp, Bvoco, Bvmpo, C0, C1, C2, C3, A0, A1, A2, A3, A4, B0, B1, B2, B3, B4, B5, DTC, FD, A, B, C4, C5, IXO, IXXO, C6, C7:** Estos son parámetros internos de los modelos de diodo del panel fotovoltaico (como el modelo de Sandia o el modelo CEC). No son directamente características físicas obvias, pero son fundamentales para software de simulación como pvlib. Permiten calcular con precisión el rendimiento del panel (curvas I-V y P-V) bajo una amplia gama de condiciones ambientales (irradiancia, temperatura de la celda). Para el diseño, el conocimiento de estos parámetros es crucial para realizar simulaciones de rendimiento realistas y predecir la producción de energía anual del sistema.
- **Notes:** Información adicional o fuente de los datos del panel. Puede contener detalles sobre la certificación, condiciones de prueba, o cualquier otra información relevante para el diseño y la evaluación del panel.

2.4.10. Características del Inversor y su Importancia en el Diseño

- **Vac (AC Voltage):** Voltaje de salida de corriente alterna del inversor. La selección del inversor debe asegurar que su voltaje de salida coincida con el voltaje de la red eléctrica o de las cargas a las que se conectará el sistema. Una incompatibilidad de voltaje puede impedir la conexión o dañar el equipo.
- **Pso (Standby Power Consumption):** Consumo de energía del inversor en modo de espera. Aunque suele ser bajo, el Pso contribuye a las pérdidas nocturnas del sistema. Para el diseño, un Pso menor implica una mayor eficiencia general, especialmente en sitios con largos períodos de baja o nula producción.
- **Paco (AC Output Power):** Potencia máxima de salida de corriente alterna del inversor en condiciones nominales. Este es uno de los parámetros más importantes para dimensionar el inversor. La suma de la potencia AC de todos los inversores en un sistema define la capacidad total de salida AC del sistema. En el diseño, se compara con la potencia total de los paneles para determinar la relación DC/AC y asegurar que el inversor pueda manejar la potencia generada por los paneles (evitando el "clipping" excesivo).
- **Pdco (DC Input Power):** Potencia máxima de entrada de corriente continua que el inversor puede aceptar. Similar al Paco, el Pdco define la capacidad máxima de entrada DC del inversor. La potencia total de las strings de paneles conectadas a un inversor no debe exceder significativamente este valor para evitar pérdidas por limitación de potencia en el inversor.
- **Vdco (DC Input Voltage):** Voltaje de entrada de corriente continua nominal del inversor. Las strings de paneles deben diseñarse de manera que su voltaje de operación (V_{mpo} de la string) esté cerca del Vdco nominal del inversor para optimizar la eficiencia de conversión.
- **C0, C1, C2, C3:** Parámetros del modelo de eficiencia del inversor (como el modelo CEC). Estos parámetros se utilizan para calcular la eficiencia

de conversión DC a AC del inversor en diferentes niveles de potencia de entrada. Para el diseño, un modelo de eficiencia preciso es esencial para simular la producción de energía AC del sistema a partir de la potencia DC generada por los paneles.

- **Pnt (Nighttime Power Consumption):** Consumo de energía del inversor durante la noche. Similar al Pso, contribuye a las pérdidas del sistema cuando no hay producción. Un Pnt bajo es deseable para maximizar la energía neta entregada.
- **Vdcmax (Maximum DC Input Voltage):** Voltaje máximo de entrada de corriente continua que el inversor puede tolerar de forma segura. Este es un parámetro de seguridad CRÍTICO. El voltaje de circuito abierto máximo de cualquier string de paneles (que ocurre en las temperaturas más bajas) NUNCA debe exceder el Vdcmax del inversor. Exceder este valor puede causar daños permanentes al inversor y representar un riesgo de seguridad. El diseño de las strings (número de paneles en serie) debe basarse en este límite.
- **Idcmax (Maximum DC Input Current):** Corriente máxima de entrada de corriente continua que el inversor puede aceptar. La corriente de cortocircuito (Isc) de las strings de paneles (o la suma de Isc si hay strings en paralelo conectadas a la misma entrada MPPT del inversor) debe ser compatible con el Idcmax del inversor. Este parámetro es importante para dimensionar los fusibles y protecciones de CC.
- **Mppt_low (MPPT Voltage Range Low):** Límite inferior del rango de voltaje de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) del inversor.
- **Mppt_high (MPPT Voltage Range High):** Límite superior del rango de voltaje de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) del inversor.

Importancia del Rango MPPT: El inversor intenta operar las strings de paneles en su punto de máxima potencia (MPP) variando el voltaje de operación. Para que el inversor pueda hacer esto de manera efectiva, el

voltaje del MPP de las strings (Vm_{po} de la string) debe caer dentro del rango definido por Mppt_low y Mppt_high bajo la mayoría de las condiciones de operación esperadas. El diseño de las strings (número de paneles en serie) debe considerar este rango para optimizar la recolección de energía.

- **CEC_Date, CEC_Type:** Información adicional sobre la certificación del inversor, como la certificación por la California Energy Commission (CEC). La certificación CEC es un estándar reconocido que valida el rendimiento y la seguridad de los inversores, lo cual es importante para la confianza en el equipo y para cumplir con los requisitos de conexión a la red en muchas regiones.

La correcta selección y compatibilidad entre las características del panel fotovoltaico y el inversor es fundamental para garantizar un rendimiento óptimo, seguro y eficiente del sistema de energía solar. El diseño implica dimensionar el número de paneles por serie (considerando V_{oc} y V_{dcm}, y el rango MPPT) y el número de series por inversor (considerando I_m, I_s, I_{dcmax}, P_{ac} y P_{dc}), asegurando que los voltajes y corrientes estén dentro de los rangos de operación de ambos equipos y maximizando la producción de energía anual sin comprometer la seguridad o la vida útil del equipo.

III. HIPÓTESIS Y VARIABLES

3.1. Hipótesis

Hipótesis general

H.G.- El diseño de infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas reduce las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025.

Hipótesis específica.

H.E.1 La determinación la ubicación estratégica optima de la infraestructura de carga inteligente contribuye significativamente a la

viabilidad de la reducción cuantificable de las emisiones de dióxido de carbono, al maximizar la cobertura del servicio y la demanda.

H.E.2.- El dimensionamiento de las capacidades de generación solar, almacenamiento y cargadores que son componentes de la infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas reduce la emisión de dióxido de las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025.

H.E.3.- La selección del agente inteligente de gestión de carga de infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas optimiza la eficiencia operativa del sistema, asegurando la contribución cuantificable a la reducción de las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025.

3.1.1. Operacionalización de Variables

Tabla 9. Operacionalización de Variables

Variables	Definición conceptual	Definición operacional	Dimensiones	Indicadores	ítem	Método	técnica
Variables Independiente							
		Determinación de la ubicación estratégica óptima	Área de estacionamiento de motos y mototaxis	1) Medir área disponible (m^2) del terreno. 2) Estimar capacidad de estacionamiento (n.º de plazas) según dimensiones de motos/mototaxis. 3) Verificar accesibilidad (vías de ingreso/salida) y condiciones de seguridad del punto.	Analítico-descriptivo con soporte espacial (evaluación técnica de alternativas).	Observación directa e inspección de campo; medición in situ; georreferenciación/Google earth (si aplica)	
			Área techada y área de estacionamiento	1) Medir área techada útil (m^2). 2) Determinar % de cobertura requerido para proteger cargadores y usuarios (criterio técnico). 3) Identificar restricciones físicas (sombra, árboles, edificaciones) relevantes para PV y operación.	Analítico-descriptivo.	Inspección de campo; levantamiento de información física; registro fotográfico y croquis/planos.	
			Disponibilidad de red eléctrica.	1) Identificar punto de conexión más cercano (m) y factibilidad de acometida. 2) Registrar capacidad disponible estimada (kVA) / condición del suministro (continuidad).	Analítico (diagnóstico técnico de conexión).	Análisis documental (planos/especificaciones) y verificación en campo; entrevistas técnicas breves con operador (si corresponde).	
Diseño de la infraestructura de carga inteligente.	La gestión sistema de infraestructura de carga inteligente de vehículos eléctricos (VE) es un mecanismo que emplea cargadores que son capaces de interactuar con la red eléctrica, almacenamiento de energía y paneles fotovoltaicas mediante sistemas de gestión inteligente. Estos equipos permiten la eficiente integración de vehículos eléctricos manteniendo sin variar las condiciones de la red a conectarse [20].	Para el desarrollo de esta investigación, se determinará la ubicación estratégica, diseño y de la cantidad de las motos y mototaxis para la reducción de emisión de dióxido de carbono en a la ciudad de Iquitos.	Dimensionamiento de la capacidad de generación solar, almacenamiento y cargadores	Potencia generación solar	1) Calcular potencia FV requerida (kWp) considerando irradiancia, pérdidas y criterio de cobertura (% demanda). 3) Verificar área requerida para módulos FV (m^2) vs. disponibilidad real.	Modelamiento y simulación energética (balance generación-demanda) y dimensionamiento.	Simulación/cálculo en hoja de cálculo o librería PVLIB -Python; análisis de fichas técnicas FV; uso de datos meteorológicos locales disponibles.
				Capacidad Nominal de almacenamiento.	1) Definir autonomía objetivo (horas o fracción del día) y profundidad de descarga (DoD). 2) Calcular energía útil requerida (kWh) y convertir a capacidad nominal (kWh) por eficiencia. 3) Verificar capacidad frente a picos de demanda y estrategia de carga.	Modelamiento y simulación energética; análisis de sensibilidad (escenarios de demanda).	Simulación/cálculo (hoja de cálculo/software); análisis de fichas técnicas de baterías (eficiencia, DoD, potencia).
				Cantidad de cargadores.	1) Estimar potencia simultánea máxima de carga (kW) según número de conectores y potencia por cargador.	Modelamiento de demanda y dimensionamiento eléctrico; verificación técnica.	Cálculo eléctrico; revisión de normativa/criterios de diseño; análisis de fichas técnicas de cargadores e inversores.
		Selección de Agente inteligente de gestión de carga	Arquitectura de control	1) El agente permite una arquitectura de control (centralizada, distribuida o híbrida) para supervisar múltiples cargadores desde un sistema de gestión (CSMS). 2) El agente admite integración con la red, la generación FV y el almacenamiento para aplicar límites de potencia y balanceo de carga (managed/smart charging	Analítico-comparativo (benchmarking) con enfoque descriptivo y documental.	Construcción/edición de schema.json y archivos CSV del dataset CityLearn; validación de estructura y consistencia (pruebas de ejecución)..	
			Tipo de carga	1) Compatibilidad con el tipo de carga requerido para la flota objetivo (AC/DC; modos de carga) conforme a la normativa técnica aplicable.	Modelamiento de carga EV y simulación.	Generación de charger_simulation.csv a partir del perfil horario (OE.2); parametrización de cargadores (potencia/eficiencia) en el schema.json..	

			Algoritmo de optimización (o estrategia de gestión)	- SAC genera emisiones mínimas vs. baseline - RBC ofrece mejora simple sin aprendizaje - PPO demuestra convergencia de aprendizaje	Analítico-comparativo comparativo (simulación CityLearn).	Ejecución de escenarios en CityLearn; consolidación de KPIs; tabla comparativa y selección del algoritmo ganador.
Variable Dependiente						
Las emisiones de dióxido de carbono	Lo define como emisión de CO ₂ en [32] como la liberación de dióxido de carbono a la atmósfera, las cuales son provenientes de las diferentes fuentes, pero sobre todo derivado de la actividad humana como la quema de combustible fósil, procedente de diferentes procesos industriales, explotación de ganaderas intensivas, etc, las principales fuentes de emisión de dióxido de carbón, generación de energía, transporte, procesos industriales y deforestación.	Emisiones directas	Cantidad de CO ₂ evitada a remplazo de vehículos a combustibles fósiles.	1) Estimar actividad del transporte base: n.º de unidades, km/día (o km/año), consumo (L/km). 2) Calcular emisiones base: litros consumidos × factor de emisión (kgCO ₂ /L). 3) Estimar consumo eléctrico del escenario eléctrico (kWh/km) y energía requerida total. 4) CO ₂ evitado directo = Emisiones base – (emisiones asociadas a energía usada para carga, si proviene de fuente fósil).	Método de inventario GEI por factores de emisión y comparación de escenarios (base vs. proyecto).	Análisis documental (factores de emisión); ficha de registro de actividad (km, consumo, n.º unidades); cálculo en hoja de cálculo/modelo.
		Emisiones indirectas	Cantidad de CO ₂ evitada por la generación de energía a combustibles fósiles	1) Estimar energía FV efectiva utilizada para carga (kWh/año). 2) Determinar energía fósil desplazada (kWh/año) que hubiera sido generada por red/diésel. 3) Calcular CO ₂ evitado indirecto = kWh desplazados × factor de emisión (kgCO ₂ /kWh).	Inventario GEI por factores de emisión aplicado a electricidad/generación desplazada.	Análisis documental (factor de emisión de electricidad o generación diésel); resultados de simulación energética; cálculo en hoja de cálculo.
		Reducción neta de co ₂	Cantidad total de CO ₂ Total evitada por el uso de combustible fósiles por vehículos y generación en generación	1) Integrar resultados: CO ₂ evitado total = CO ₂ evitado directo + CO ₂ evitado indirecto. 2) Restar emisiones remanentes por energía de respaldo (si se usa red/diésel para carga en ciertos períodos). 3) Reportar reducción neta por periodo (mes/año) y por unidad (kgCO ₂ /unidad·año)	Ánalisis comparativo y consolidación de escenarios; verificación de consistencia (balance energético y de emisiones)	Consolidación y validación de datos; análisis en hoja de cálculo; trazabilidad de supuestos/escenarios.

IV. METODOLOGÍA DEL PROYECTO

Tipo de metodología

La investigación es de tipo aplicativa–descriptiva. Es aplicativa porque desarrolla el diseño de una infraestructura de carga inteligente para motocicletas y mototaxis eléctricas orientada a resolver un problema concreto (reducción de CO₂ en Iquitos, 2025). Es descriptiva porque caracteriza el sistema y presenta los resultados esperados del diseño mediante modelado y simulación (sin intervención ni manipulación de variables en campo), reportando métricas técnicas y ambientales relevantes.[51]

4.1. Diseño metodológico

El estudio adopta un diseño no experimental–transversal porque no se manipulan deliberadamente las variables independientes ni se asignan tratamientos; en su lugar, se observan y miden los fenómenos en su contexto natural y en un único momento temporal para su análisis [10]

En esta investigación, ello significa caracterizar el sistema de movilidad y las condiciones eléctricas de Iquitos (2025) sin intervenir en campo; las variaciones se exploran solo a nivel teórico mediante modelado y simulación, con el propósito de evaluar el desempeño esperado del diseño de la infraestructura de carga inteligente para motos y mototaxis eléctricas. [10][51]

4.2. Método de investigación

Se adopta un enfoque cuantitativo porque el estudio determina resultados numéricos del diseño de la infraestructura: dimensionamiento de generación fotovoltaica (kWp), capacidad de almacenamiento (kWh), potencia instalada (kW), energía anual/mensual/diaria (MWh–kWh), cantidad de cargadores y puertos, número de motos/mototaxis a integrar, selección y parametrización del algoritmo de gestión de carga (asignación dinámica, programación horaria, prioridades) y CO₂ evitado (tCO₂e/año).

Estos valores se obtienen mediante modelado y simulación con series de 8.760 h, usando datos base (p. ej., 2024) para construir el escenario 2025, aplicando ecuaciones de balance potencia–energía, factores de emisión y restricciones eléctricas del punto de conexión. Se incluyen análisis de sensibilidad (penetración de flota, potencia por punto, reglas del EMS) para garantizar rigurosidad, reproducibilidad y soporte a la toma de decisiones del diseño. [10][51]

4.3. Población y muestra

El presente trabajo no estadístico, los valores presentados más abajo son datos para muestra para cálculos y dimensionamiento.

Población (Iquitos, 2024): N = 133 216 vehículos [4]

- Mototaxis: 61 000 ($\approx 45.79\%$)
- Motos lineales: 70 500 ($\approx 52.92\%$)
- Microbuses: 361 ($\approx 0.27\%$)
- Moto furgones: 1 058 ($\approx 0.79\%$)
- Taxis: 95 ($\approx 0.07\%$)
- Automóviles: 202 ($\approx 0.15\%$)

Muestra:

El estudio se centra en mototaxis y motos lineales porque concentran 131 500 unidades ($\approx 98.71\%$ del parque), es decir, prácticamente todo el universo relevante para la sustitución tecnológica y la demanda de carga [4].

La muestra que se identificó y toma para este estudio es en referencia en situ 900 motos y 130 mototaxis en hora punta 7 pm través de conteo en el parque de estacionamiento de Mall Iquitos.[51][51]

4.4. Lugar de estudio y periodo desarrollo

En ubicada es en la ciudad Iquitos, Loreto, Perú y el periodo de desarrollo a 2025 [51], con datos históricos para el año 2024.

4.5. Técnicas e instrumentos para la recolección de la información

Para la recolección de información del proyecto se empleó una estrategia mixta de fuentes de campo y secundarias, apoyada en modelado computacional. En primer lugar, se realizó una revisión documental de los registros de demanda de energía y potencia en la cabecera del alimentador del Mall Iquitos para el año 2024, así como de fichas técnicas de módulos fotovoltaicos, inversores, baterías y cargadores, y de factores de emisión de la red eléctrica peruana. Paralelamente, se efectuaron visitas a distintos puntos de la ciudad propuestos como posibles ubicaciones de la infraestructura de carga, siendo el mall el emplazamiento de mayor interés, lo que se evidenció mediante observación directa y un registro fotográfico sistemático en diferentes horarios y fechas, permitiendo caracterizar la ocupación real de la playa de estacionamiento por motos y mototaxis. El recurso solar se obtuvo de la base PVGIS (datos TMY para Iquitos) y se procesó junto con los datos de demanda en notebooks de Google Colab, empleando la librería pvlib para simular la generación fotovoltaica y otros notebooks específicos para el dimensionamiento de cargadores y del sistema de almacenamiento BESS. Finalmente, toda la información se organizó y depuró mediante hojas de cálculo y herramientas de análisis gráfico, garantizando que las decisiones de diseño de la infraestructura de carga inteligente se sustenten en datos reales, consistentes y trazables.

4.6. Análisis y procesamiento del diseño de infraestructura de carga inteligente para motos y mototaxis para la reducción de CO₂ en la ciudad de Iquitos.

Como etapa preliminar de la investigación, se realizó un levantamiento de información primaria en campo en la ciudad de Iquitos, con el propósito de sustentar la ubicación estratégica de los puntos de carga para motos y mototaxis eléctricas, así como el emplazamiento del sistema de almacenamiento de energía (BESS) y del campo fotovoltaico asociado al mall. Esta fase permitió caracterizar las condiciones reales

de operación, el flujo de usuarios, la demanda esperada de recarga, las restricciones de espacio y las particularidades del clima tropical húmedo de la región.

Paralelamente, se recopiló información secundaria en fuentes especializadas, tales como Google Académico, RENATI, ALICIA (CONCYTEC) y repositorios de universidades nacionales e internacionales, enfocando la búsqueda en estudios sobre diseño de infraestructura de carga inteligente, integración de sistemas FV–BESS y estrategias para la reducción de emisiones de CO₂ en entornos urbanos. En total, se identificaron 78 artículos científicos, 3 tesis de PhD, 6 tesis doctorales, 12 tesis de maestría y 4 tesis de pregrado relacionados con la temática. De este conjunto, se seleccionaron los trabajos más relevantes en función de su pertinencia, actualidad y viabilidad técnica, los cuales sirvieron de base para la revisión bibliográfica y para la definición de los criterios de diseño de la infraestructura de carga inteligente para motos y mototaxis eléctricas, orientada a la reducción de emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos al año 202.

4.6.1. Estado situacional del transporte y generación de electricidad en Iquitos año 2025

En la ciudad de Iquitos, se ha identificado que, en la actualidad, no existen motos y mototaxis eléctricas esto es debido a que no existe puntos de recarga público para vehículos eléctricos, ni mucho menos para motos y mototaxis eléctricas que estén conectados directamente a los alimentadores de media tensión. Esta carencia representa un obstáculo significativo para la adopción de mototaxis y motos eléctricos en la ciudad Iquitos.

El estudio del parque vehicular, según el Plan de Desarrollo Concertado de la Provincia de Maynas 2025-2030 [4] , la flota de vehículos a combustible fósiles está conformado por 61,000 mototaxis, 70,500 moto lineales, 361 microbuses, 1058 moto furgones, 95 taxis y 202 automóviles, las cuales generan 270,649 toneladas de CO₂ al año, entre

los de mayor contribución a las emisiones proviene de los mototaxis (152,500 tCO₂) y las moto lineales (105,750 tCO₂), que en conjunto representan cerca del 95% de la emisión total estimada, debido a su gran número de la descripción se observa que existe mayor cantidad de mototaxis y motos lineales las cuales son la muestra para el presente estudio. Por otra parte, la energía eléctrica es suministrada por una central térmica a combustibles fósil, a marzo de 2025 se ha informado por [5] mencionando que según los reporte del organismo supervisor de la inversión en energía y minería el sistema eléctricos de Iquitos emite 290 mil toneladas métricas de CO₂ al año por un consumo de promedio de 22.5 millones de galones de combustible fósil, la cual emite el 9% del CO₂ asociado a la producción de Perú, por lo tanto, se puede indicar que los vehículos y generación de energía contribuyen al calentamiento global y a las emisiones de gases de efecto invernadero en Iquitos y en Perú.

Estos dos tipos de vehículos, por su alta cantidad y uso predominante en la ciudad, han sido identificados como los principales candidatos para la electrificación.

En la ciudad Iquitos el suministro de electricidad es por la empresa distribuidora Electro Oriente (Elor) y la empresa GENRENT, que tiene una potencia efectiva de 39 MW y 80 MW respectivamente.

En la Figura 26 se presenta un desglose de la participación en la generación de energía de Genrent y las unidades de Elor (W1-W7, CAT) de la fecha de 25 de septiembre a horas 6:30 pm donde ocurrió la máxima demanda, en la cual se generó a base de diésel, un valor pico de 72.664 MW.

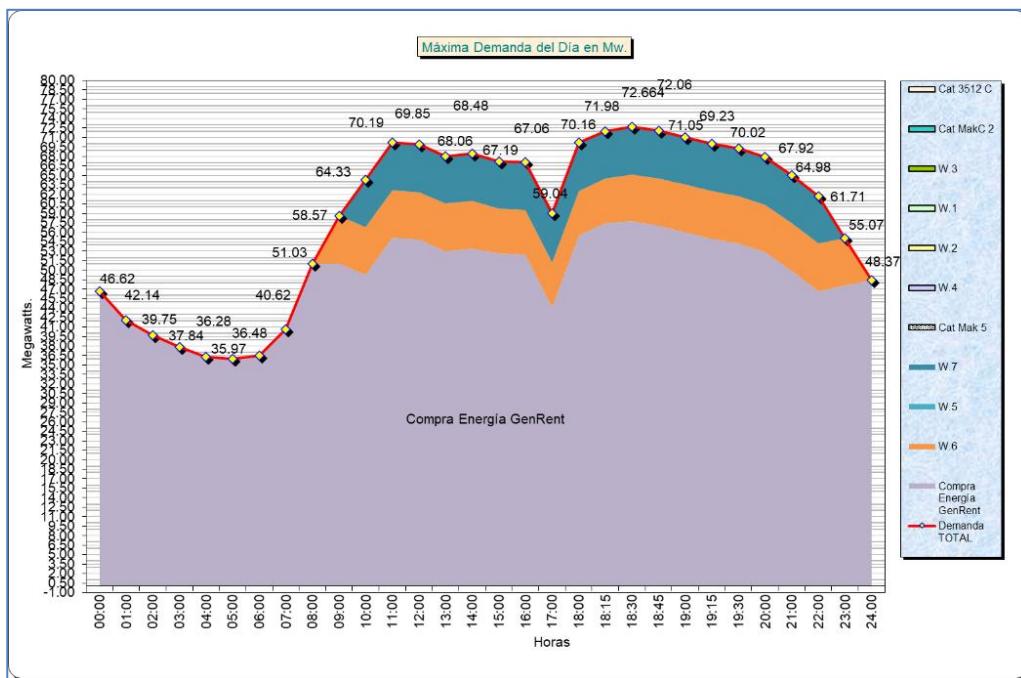


Figura 26. Perfil de generación de energía de Elor y Genrent en el día de máxima demanda 25 de septiembre de 2024, Fuente elaborado por operaciones de Elor

En la ciudad Iquitos la empresa distribuida de energía Electro Oriente S.A. (Elor) tiene alimentadores de media tensión de 10 y 22.9 kv que están conectadas en dos subestaciones: la Subestación de Iquitos, con los alimentadores SAL 01 a SAL-11, y la Subestación de Santa Rosa, con los alimentadores SAL-R1 a SAL-R12.

En la Figura 27 que presenta las curvas de demanda, a partir de registros de datos históricos en la cabecera de cada alimentador suministrados por el departamento de operaciones de ELOR donde se observa al alimentador SAL-R5 con mayor demanda, la cual es alimentador con mayor demanda próximos de 6MW en comparación a lo demás.

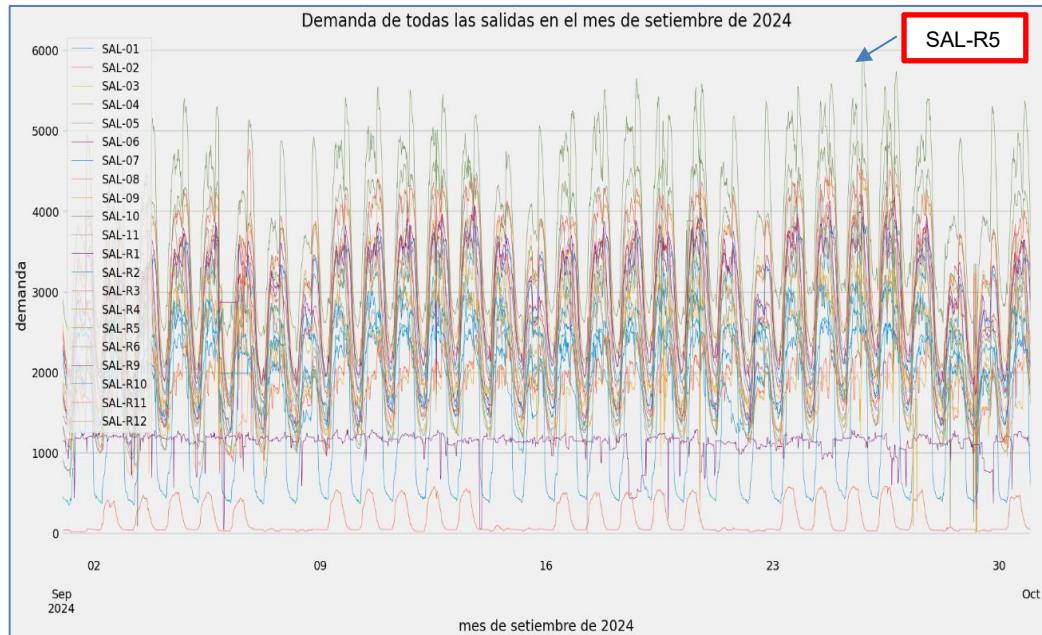
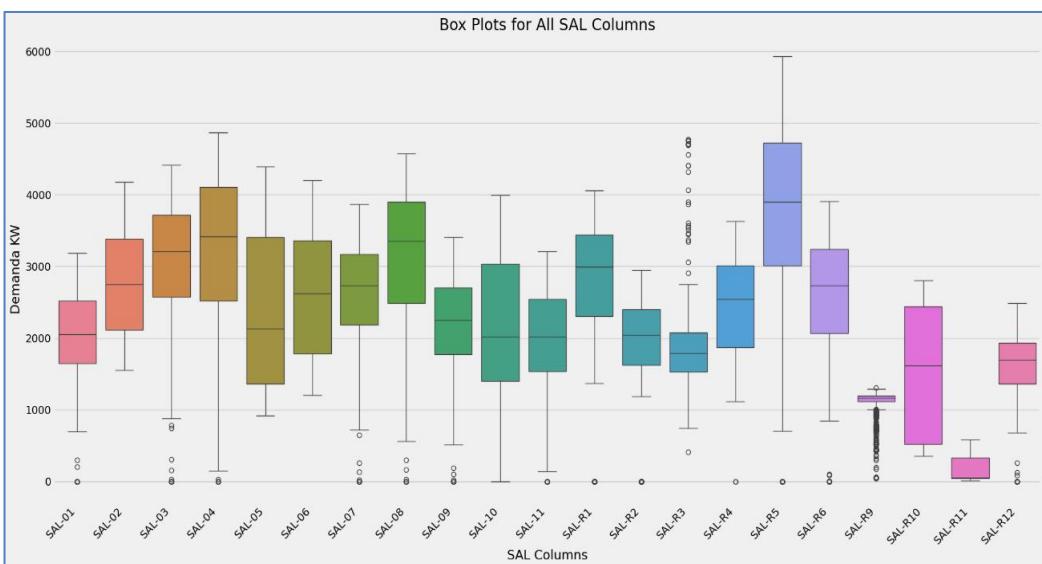


Figura 27. Perfiles de carga del mes de septiembre 2024 donde ocurrió la máxima demanda, asimismo se aprecia que el alimentador R5 es la que tiene mayor demanda.

Asimismo, se presenta en la figura 28 mediante box plot se muestra los



alimentadores.

Figura 28. Gráfica de box plot por alimentador: Fuente de elaboración propia en Python de Google colab a partir de perfiles de carga del mes de septiembre 2024 donde ocurrió la máxima demanda.

Además, en la figura 28 de los bloques boxplot existe los alimentadores tiene una brecha considerable para la integración de motos siempre cuando consideran di esta condición ya sea de cargabilidad, perdida, perfil de pensión adema los alimentadores son de topología radial.

4.6.2. Determinación la ubicación estratégica optima de la infraestructura de carga inteligente contribuye significativamente a la viabilidad de la reducción cuantificable de las emisiones de dióxido de carbono, al maximizar la cobertura del servicio y la demanda.

De acuerdo con los informes revisados, los reportes disponibles y la verificación in situ, en la ciudad de Iquitos actualmente no existen puntos de carga para vehículos eléctricos. Como parte del trabajo de campo, se identificaron 10 posibles puntos de carga para motos y mototaxis eléctricas, con el objetivo de evaluar alternativas de ubicación estratégica para la futura infraestructura de carga.

En la Tabla 10 se presenta la descripción de estos posibles puntos de ubicación, que incluye: descripción del lugar, área techada disponible para la instalación de paneles fotovoltaicos, distancia a la red de media tensión (MT), distancia a la subestación eléctrica de transformación (SET), cantidad aproximada de motos y mototaxis estacionadas y tiempo promedio de permanencia en horas:

Tabla 10: Características de los posibles puntos de ubicación para la infraestructura de carga de motos y mototaxis eléctricas en Iquitos. Fuente: elaboración propia en base a visitas in situ y procesamiento de imágenes de Google Earth

Ítem	Descripción de lugar de ubicación	Área techada aproximada disponible (m ²)	distancia a red de MT(m)	distancia a SET (m)	Cantidad de moto y mototaxis estacionados	Tiempo aproximado de estacionamiento (h)
1	Empresa distribuidores de energía Electro Oriente S.A.	14000	40	40	200	4
2	Complejo deportivo Champus	8000	40	1300	300	4
3	Aeropuerto de Iquitos	6000	500	4.4	400	2
4	Centro comercial Precios UNO	2500	45	580	100	2
5	Universidad Nacional de	10000	10	1300	200	2

Amazonia cede central						
6	Grifo Atenas	368	70	5300	500	0.20
7	Mall de Iquitos	20637	60	60	900	4
8	Universidad nacional Amazonia - Zungarococha	8300	200	16000	100	4
9	Escuela técnica PNP	21000	100	9000	200	4
10	Complejo CNI	3500	100	2200	300	4

Nota: Los valores de área, distancias y tiempos de estacionamiento corresponden a estimaciones obtenidas durante las visitas de campo realizadas en 2025 y a mediciones aproximadas a partir de Google Earth.

De la información presentada en la Tabla 10 se observa que varios de los puntos evaluados cuentan con áreas techadas significativas y una afluencia importante de motos y mototaxis, así como niveles de cercanía variables a la red de media tensión y a las subestaciones de transformación. Sin embargo, no todos los sitios combinan simultáneamente una amplia superficie disponible para la instalación fotovoltaica, una elevada concentración de vehículos estacionados, tiempos de permanencia prolongados y una distancia reducida a la infraestructura eléctrica existente.

A partir de la información de la Tabla 10 y considerando los criterios de mayor área de techo disponible para la instalación fotovoltaica, cercanía a la subestación eléctrica, disponibilidad de área de estacionamiento y mayor número de motos y mototaxis (actualmente a diésel) estacionadas, se seleccionó como ubicación estratégica para la presente investigación el Mall de Iquitos.

Este emplazamiento presenta las siguientes características relevantes para el diseño del sistema FV–BESS y la infraestructura de carga:

- Área disponible en techo para instalación fotovoltaica: 20 637 m².
- Distancia aproximada a la subestación de transformación (SET Santa Rosa): 60 m.
- Área de estacionamiento disponible: aproximadamente 957 m².
- Tiempo promedio de estacionamiento de motos y mototaxis: no menor a 4 horas, de acuerdo con la entrevista realizada al

personal encargado de la emisión de los tickets de estacionamiento.

Con fecha 19/10/2025, a las 19:00 horas, se efectuó una visita in situ al Mall de Iquitos, durante la cual se contabilizaron aproximadamente 900 motos y 130 mototaxis estacionadas en el área destinada a dichos vehículos. Esta ocupación se documenta en las Figuras 29, 30, 31 y 32, donde se muestran fotografías del estacionamiento de motos y mototaxis en el centro comercial.



Figura 29: Estacionamiento de motos en el centro comercial Mall de Iquitos. Visita del 19/10/2025, 19:00 h. Fuente: elaboración propia.

La fotografía muestra el sector techado de la playa de estacionamiento de motos del Mall Iquitos, completamente ocupado por motocicletas de combustión interna. La alta densidad de vehículos en un área relativamente reducida evidencia un punto crítico de generación de emisiones de CO₂ y contaminantes locales, asociado a los desplazamientos diarios de usuarios y trabajadores del centro comercial. Desde el enfoque del proyecto, este espacio techado se reconoce como un lugar idóneo para la implementación de cargadores para motos y mototaxis eléctricas, alimentados por el sistema fotovoltaico y el BESS del mall. La estructura existente proporciona la infraestructura básica

para integrar puntos de recarga bajo cubierta y facilitar la sustitución progresiva de vehículos a combustión por alternativas eléctricas.



Figura 30: Vista adicional del estacionamiento de motos en el Mall de Iquitos. Visita del 19/10/2025, 19:00 h. Fuente: elaboración propia.

La foto muestra el área techada de estacionamiento de motocicletas en horario nocturno, con un elevado nivel de ocupación y circulación de usuarios.



Figura 31: Estacionamiento de mototaxis en el Mall de Iquitos. Visita del 19/10/2025, 19:00 h. Fuente: elaboración propia

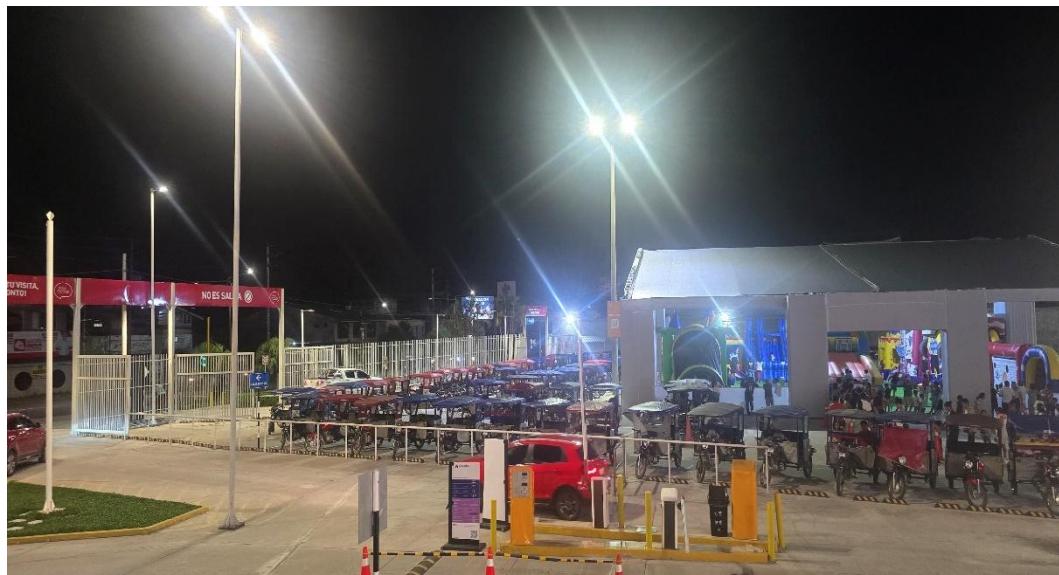


Figura 32: Vista general del área de estacionamiento de motos y mototaxis en el Mall de Iquitos. Visita del 19/10/2025, 19:00 h. Fuente: elaboración propia

En esta fotografía se observa la zona específica destinada al estacionamiento de mototaxis, también en horario nocturno, con numerosas unidades alineadas en varios pabellones junto al acceso principal del centro comercial.



Figura 33: Playa de estacionamiento de motocicletas del Mall Iquitos. Fuente propia tomada con cámara de celular a horas 14.18 h de fecha 16 de noviembre 2025.

La imagen corresponde a la playa de estacionamiento de motos del Mall Iquitos en horario diurno, durante una franja de alta afluencia de público. Se observa prácticamente la totalidad de las plazas ocupadas por

motocicletas de combustión interna, tanto bajo las estructuras techadas como en los espacios perimetrales del acceso principal. La densidad de motos es similar a la registrada en las fotografías nocturnas, lo que indica una ocupación elevada durante la mayor parte del día y, por tanto, un consumo significativo de gasolina y emisiones locales de CO₂.



Figura 34: Playa de estacionamiento de motocicletas del Mall Iquitos. Fuente propia tomada con cámara de celular a horas 14.03 h de fecha 19 de noviembre 2025

En esta fotografía se aprecian varias hileras de motocicletas estacionadas bajo las estructuras metálicas techadas y en los espacios laterales, confirmando la alta dependencia del centro comercial de este tipo de vehículo también en horario diurno y la consecuente generación de emisiones asociadas.

En conjunto, las Figuras 30 a 34 evidencian que la playa de estacionamiento de motos y mototaxis del Mall Iquitos se mantiene con una alta ocupación tanto de día como de noche, convirtiéndose en un foco relevante de emisiones de CO₂ y contaminantes atmosféricos ligados al uso intensivo de vehículos ligeros a gasolina. Desde la perspectiva de la presente tesis, este conjunto de espacios se identifica como un punto estratégico para la implementación de infraestructura de carga inteligente para motos y mototaxis eléctricas, alimentada por el sistema fotovoltaico y el BESS del mall. La elevada densidad de vehículos y su permanencia temporal en el lugar justifican la instalación

de cargadores que permitan, de manera progresiva, sustituir parte de la flota de combustión por vehículos eléctricos y transformar esta zona en un nodo de movilidad eléctrica de bajas emisiones para la ciudad de Iquitos

Por otra parte, se realizó una captura de imagen de Google earth de una vista de planta donde se puede visualizar en la figura 34, en la misma figura se observa áreas sombreadas de color verde, la cual es considerado como área techada para la el dimensionamiento de generación solar, asimismo en la misma imagen en la parte más baja se puede observar el área de estacionamiento disponible.

También se puede observar al frente del Mall de Iquitos un área sombreada de color violeta, esta parte sombreada representa la subestación de transformación cuyo nombre es santa rosa, la cual fue un punto crucial para la selección de la ubicación estratégica.

Complementariamente, se realizó una captura de imagen desde Google Earth con vista en planta del Mall de Iquitos, mostrada en la Figura 33. En dicha imagen se identifican:

- Áreas sombreadas en color verde, que corresponden a la superficie techada disponible para el dimensionamiento de la generación fotovoltaica.
- El área de estacionamiento para motos y mototaxis, ubicada en la parte inferior de la imagen.
- Un área sombreada en color violeta, ubicada frente al Mall, que representa la subestación de transformación Santa Rosa, elemento clave en la evaluación de la viabilidad eléctrica del emplazamiento.



Figura 35: Ubicación estratégica del Mall de Iquitos. En verde: área techada disponible ($20\ 637\ m^2$) para instalación fotovoltaica; en violeta: subestación de transformación Santa Rosa. Imagen obtenida de Google Earth. Fuente: elaboración propia

Por otra parte, para reforzar la elección de un centro comercial como ubicación de la infraestructura de carga, el reporte [27] sobre infraestructuras de carga de vehículos eléctricos en el Perú (ver Tabla 6 del ítem 2.2.1.3), evidencia que la mayoría de puntos de carga existentes se encuentran en centros comerciales, malls y hoteles. Esta tendencia respalda la selección del Mall de Iquitos como sitio estratégico para el diseño de la infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas en el marco de la presente investigación.

La selección del Mall de Iquitos como ubicación estratégica para la infraestructura de carga inteligente se justifica porque concentra simultáneamente las condiciones óptimas para maximizar la sustitución de combustibles fósiles y, por tanto, la reducción de emisiones de dióxido de carbono en la ciudad al año 2025. En primer lugar, presenta una alta afluencia diaria de motos y mototaxis actualmente impulsadas por diésel, con tiempos de estacionamiento promedio no menores a cuatro horas, lo que ofrece una ventana suficiente para realizar ciclos de carga completos en modalidad eléctrica. En segundo lugar, dispone de una amplia área techada ($20\ 637\ m^2$) apta para la instalación de

generación fotovoltaica, y se ubica a escasa distancia de la subestación Santa Rosa (60 m), facilitando la integración de un sistema FV–BESS que permita abastecer la demanda de carga con energía renovable y reducir la dependencia de la red y de fuentes térmicas. De este modo, la localización de la infraestructura de carga en el Mall de Iquitos no solo responde a criterios técnicos de disponibilidad de espacio y viabilidad eléctrica, sino que se orienta directamente a maximizar el potencial de mitigación de emisiones de CO₂ asociadas al reemplazo progresivo de motos y mototaxis a diésel por vehículos eléctricos en la ciudad.

4.6.3. Dimensionamiento de las capacidades de generación solar, almacenamiento y cargadores que son componentes de la infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas reduce la emisión de dióxido de las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos.

4.6.3.1. Dimensionamiento de capacidad de generación solar PVLIB-Python.

El diseño de la generación solar se centra en la selección de los módulos fotovoltaicos y de los inversores, así como en la determinación de la potencia instalada y de la energía generada mensual y anual en la ubicación estratégica seleccionada en el ítem 4.6.2, es decir, el Mall de Iquitos. Para este propósito, se emplea Python utilizando la librería PVLIB, que permite modelar el comportamiento del sistema fotovoltaico en función de las condiciones reales de radiación y clima de la zona.

El punto de partida del diseño es el área techada disponible de 20 637 m², identificada previamente en el Mall de Iquitos. Esta superficie fue determinada a partir del análisis de imágenes satelitales mediante el programa Google Earth, considerando únicamente las zonas adecuadas para la instalación de módulos fotovoltaicos.

(a) El procedimiento de diseño de generación solar con PVLIB

El diseño y la simulación del sistema fotovoltaico se realizaron mediante un cuaderno de Google Colab (<https://github.com/Mac-Tapia/Mac-Tapia.git>), empleando la librería PVLIB-Python y las bases de datos Sandia para módulos e inversores. El procedimiento seguido se describe a continuación.

1. Configuración del proyecto y parámetros de la ubicación.

En primer lugar, se importaron las librerías necesarias (pandas, numpy, matplotlib, seaborn, pvlib, entre otras) y se definieron los parámetros generales del proyecto en un diccionario `PARAMS`, que incluye:

- Ubicación: Mall de Iquitos, Perú
 - Latitud: -3.75°
 - Longitud: -73.25°
 - Altitud: 104 m.s.n.m
 - Zona Horaria: América/Lima (UTC-5).
- Geometría del generador FV:
 - Inclinación de los módulos: `Surface_tilt = 10°`
 - Azimut: `Surface_tilt = 0°` (orientado hacia el norte, convención PVLIB).
- Superficie disponible en techo:
 - Área total en el techo de mall de Iquitos:
$$A_{total} = 20,637 \text{ m}^2$$
 - Factor de ocupación (packing factor), que considera separaciones, pasillos, seguridad y restricciones constructivas:
$$PF=0.65 \text{ (con análisis de sensibilidad 0.60–0.80)}$$
 - Área utilizable efectiva.

$$A_{util}=A_{total}\times PF$$

$$A_{\text{util}}=20,637 \text{ m}^2 \times 0.65$$

Estos parámetros vinculan explícitamente el diseño con la ubicación estratégica seleccionada en el capítulo anterior (Mall de Iquitos).

2. Carga de bases de datos Sandia para módulos e inversores

En la CELDA 2 se cargaron las bases de datos estándar de PVLIB.

- **Módulos fotovoltaicos:**

```
python

sandia_modules = pvsystem.retrieve_sam("SandiaMod")
```

- **Inversores:**

```
python

sandia_inverters = pvsystem.retrieve_sam("sandiaInverter")
```

Figura 36: Línea de código para la carga de módulos e inversiones del base datos sandia (módulos 523 e inversores 3264), elaboración propia en Python.

Estas bases contienen los parámetros eléctricos y térmicos necesarios para el modelo Sandia (SAPM) de módulos y para el modelo Sandia de inversores (coeficientes, potencias nominales, tensiones, etc.).

3. Selección automática del módulo fotovoltaico y del inversor

En la CELDA 3 se implementó un procedimiento automático para elegir la combinación módulo–inversor que maximice la potencia instalable en el techo, respetando las restricciones de área y una relación DC/AC objetivo

- a) Selección del módulo (máximo kWp en techo)

Para cada módulo de la base Sandia se calcularon, entre otros:

- Potencia nominal del módulo:

$$P_{\text{mod}} \approx V_{\text{mpo}} \times I_{\text{mpo}}$$

- Área efectiva del módulo: area_mod_m2

- Densidad de potencia:

$$\text{Densidad}_{\text{W/m}^2} = \text{P}_{\text{mod}} / \text{area_modulo}$$

- Número máximo de módulos que caben en el techo utilizable:

$$N_{\text{mod,max}} = A_{\text{util}} / \text{area_modulo}$$

- Potencia DC total instalable con ese módulo:

$$P_{\text{DC,total}} = N_{\text{mod,max}} \times P_{\text{mod}} / 1000 \text{ (kw)}$$

Con estos valores se construyó un resumen (df_mods) y se ordenaron los módulos por mayor potencia DC total instalable y, en segundo término, por mayor densidad W/m². El módulo seleccionado corresponde a la primera posición de este ranking, es decir, el que más kWp permite instalar en el techo útil del Mall.

Tabla 11: Descripción de parámetros de modulo panel seleccionado

Kyocera_Solar_KS20_2008_E	
Descripción	Parametros
Vintage	2008 (E)
Area	0.072
Material	mc-Si
Cells_in_Series	36
Parallel_Strings	2
Isc0	1.26
Voco	21.7
Impo	1.16
Vmpo	17.4
Aisc	0.0004
Aimp	-0.00014
C0	1.006
C1	-0.006
Bvoco	-0.0821
Mbvoc	0
Bvmpo	-0.084
Mbvmp	0
N	1.37
C2	-0.117
C3	-11.082
A0	0.921941

A1	0.070892
A2	-0.014272
A3	0.001171
A4	-0.000034
B0	1

Nota: Datos cargados del módulo del panel fotovoltaico de Bases de Datos de Sandia National Laboratories es un centro de investigación y desarrollo de Estados Unidos que ha creado y publicado extensas bases de datos de parámetros para módulos fotovoltaicos (PV) e inversores.

b) Selección del inversor y arquitectura eléctrica.

Fijado el módulo, se recorrió la base de inversores Sandia para seleccionar aquel que mejor se adapta al campo FV

- Se filtraron inversores con:
 - Tensión nominal DC V_{dc0} disponible
 - Potencia nominal AC P_{aco} mayor a un umbral (se descartaron inversores demasiado pequeños, p. ej. < 5 kW).

$$P_{AC,inv} = \frac{P_{aco}}{1000} \text{ (kw)}$$

- Para cada inversor se estimó:
 - Módulos por string:

$$N_{\frac{mod}{str}} \approx \text{round} \frac{V_{dc0}}{V_{mpo}}$$

- Potencia DC por string y strings por inversor (ajustados a números enteros razonables).

$$P_{str} = N_{\frac{mod}{str}} \cdot \frac{P_{mod}}{1000} \dots \text{(kw)}$$

- Potencia DC por inversor y relación DC/AC por inversor.

$$P_{DC,inv} = P_{str} \cdot N_{\frac{str}{inv}} \dots \text{(kw)}$$

- Se definió una relación DC/AC objetivo en torno a:

$$ratio_{\frac{DC}{AC}} = \frac{P_{DC,inv}}{P_{AC,inv}}$$

$$\frac{ratio_{DC}}{AC} \approx 1,3$$

target_dc_ac_ratio≈1.3

y se seleccionó el inversor que, combinando el número de módulos y strings, lograba una ratio DC/AC cercano a dicho objetivo, manteniendo una potencia nominal AC adecuada para una planta de techo comercial.

Finalmente se calculó:

- Número de inversores instalados $n_{inverters}$.
- Número de módulos por inversor y total de módulos usados.
- Potencia DC nominal total y potencia AC nominal total del campo FV
- Relación DC/AC global de la planta.

Parámetros y características de inversor seleccionado

Tabla 12:Parámetros de diseño Power_Electronics_FS3000CU15_690V, autoría propia en referencia de base datos sandia.

Power_Electronics_FS3000CU15_690V	
Descripción	Parámetros
Vac	690
Pso	11384.40332
Paco	3201170
Pdco	3264884.75
Vdco	1030
C0	0
C1	0.000008
C2	0.000711
C3	0.002206
Pnt	960.351
Vdcmax	1200
Idcmax	3169.791019
Mppt_low	976
Mppt_high	1200
CEC_Date	10/15/2018
CEC_Type	Utility Interactive

Nota: Datos cargados del módulo del panel fotovoltaico de Bases de Datos de Sandia National Laboratories es un centro de investigación y desarrollo de

Estados Unidos que ha creado y publicado extensas bases de datos de parámetros para módulos fotovoltaicos (PV) e inversores.

4. Definición del sistema FV, la localización y el ModelChain

En la CELDA 4 se definió el sistema FV de referencia para PVLIB:

- **Modelo de temperatura:** se empleó el modelo SAPM para arreglos tipo `open_rack_glass_polymer`.
- **Objeto `PVSystem`:**
 - **Geometría:** `surface_tilt = 10°, surface_azimuth = 0°`.
 - Parámetros del módulo: módulo Sandia seleccionado.
 - Parámetros del inversor: inversor Sandia seleccionado
 - `modules_per_string`: número de módulos en serie por string
 - `strings_per_inverter`: número de strings en paralelo por inversor.
- **Objeto `Location`:**
 - Coordenadas de Iquitos, altitud y zona horaria, consistentes con `PARAMS`:

Con estos objetos se creó un ModelChain de PVLIB:

```
python

mc = ModelChain(
    system,
    location,
    aoi_model="physical",
    spectral_model="no_loss",
    temperature_model="sapm"
)
```

Figura 37: objetos de creación de ModelChain de PBLIB en Python. Fuente elaboración propia

Este mc representa el comportamiento de un inversor con su campo de módulos asociado.

5. Obtención de datos climáticos y simulación con TMY PVGIS.

En la CELDA 5 se obtuvieron los datos climáticos anuales mediante PVGIS y se ejecutó la simulación:

- a) Descarga del TMY desde PVGIS:

```
weather_tmy, meta = get_pvgis_tmy(
    PARAMS["lat"],
    PARAMS["lon"],
    map_variables=True
)
```

Figura 38: Descarga de datos climáticos del TMY desde PVGIS. Fuente elaboración propia en python

Con datos climáticos TMY obtenidos desde PVGIS se realiza:

- Posición solar (θ_z, γ_s)

$$(\theta_z(t), \gamma_s(t)) = f_{\text{sol}}(\phi, \lambda, t)$$

- Irradiancia en el plano del generador (POA), a partir de GHI, DNI y DHI:

$$\text{POA}(t) = f_{\text{irr}}(\text{GHI}(t), \text{DNI}(t), \text{DHI}(t), \theta_z(t), \gamma_s(t), \beta, \gamma)$$

- Temperatura de célula (modelo SAPM):

$$T_{\text{cell}}(t) = f_{\text{temp}}(\text{POA}(t), T_{\text{amb}}(t), V_{\text{viento}}(t))$$

- Potencia en MPP por módulo con el modelo Sandia (SAPM):

$$P_{\text{mod}}(t) = f_{\text{SAPM}}(\text{POA}(t), T_{\text{cell}}(t))$$

- Potencia DC por inversor:

$$P_{\text{DC},1\text{inv}}(t) = P_{\text{mod}}(t) \cdot N_{\text{mod},\text{inv}}[\text{W}] \quad (\text{en el script se trabaja luego en kW})$$

- Potencia AC por inversor (modelo Sandia de inversor):

$$P_{\text{AC},1\text{inv}}(t) = f_{\text{inv}}(P_{\text{DC},1\text{inv}}(t), V_{\text{DC}}(t)).$$

donde $V_{DC}(t)$ se aproxima como $V_{mp,mod}(t) \cdot N_{mod/str}$

b) Ajuste de zona horaria y Re muestreo:

- Se aseguró que el índice temporal estuviera en America/Lima.
- Se remuestreó la serie a un intervalo de 15 minutos, generando un DataFrame `weather_15min`.

c) Cálculo de posición solar y máscara nocturna:

- Se calculó la posición solar con las funciones de `location`.
- Se identificaron los intervalos nocturnos (elevación solar ≤ 0) y se forzó la irradiancia (GHI, DNI, DHI) a cero durante la noche para coherencia física.

d) Ejecución del modelo fotovoltaico:

- Se ejecutó:

```
mc.run_model(weather_15min)
```

- El resultado proporciona la potencia DC y AC a la salida del inversor de referencia para cada intervalo de 15 minutos del año típico.

Los datos climáticos procesados se guardaron en un archivo CSV para trazabilidad.

6. Escalado a la planta completa y cálculo de energía.

En la CELDA 6 se definieron funciones auxiliares para:

- Escalar la potencia AC de un inversor a la planta completa:
 - Se tomó la potencia AC horaria del ModelChain (`mc.results.ac`) y se multiplicó por el número total de inversores `n_inverters`.

La Scala al número de inversores a $P_{AC,tot}(t)=P_{kw_{AC,1inv}}(t) \cdot N_{inv}$.

Con opción de recortar (clipping) a la potencia nominal AC total de la planta:

$$P_{AC,total}(t) = \min(P_{AC,1inv}(t) \times n_{inv}, P_{AC,nom,total})$$

- Convertir potencia en energía:
 - Con `step_minutes = 15`, el intervalo de tiempo es:

$$\Delta t = 15/60 = 0,25\text{h}$$
 - A partir de la potencia AC total a 15 minutos, se integró para obtener:
 - Energía por intervalo (kWh)

$$E_{\Delta t}(t) = P_{AC,tot}(t) \cdot \Delta t \quad [\text{kWh}]$$
 - Energía diaria (kWh/día).

$$E_{dia}(d) = \sum_{t \in d} E_{\Delta t}(t) \quad [\text{kWh/día}]$$
 - Energía mensual (kWh/mes)

$$E_{mes}(d) = \sum_{t \in m} E_{\Delta t}(t) \quad [\text{kWh/mes}]$$
 - Energía anual (kWh/año).

$$E_{anual}(d) = \sum_t E_{\Delta t}(t) \quad [\text{kWh/año}]$$

Estos valores se exportan en formato CSV y se usan para el análisis de producción y para la integración con el dimensionamiento del BESS y la estimación de reducción de CO₂.

7. En la CELDA 7 se aplicaron estas funciones para:

- Mostrar las potencias nominales DC y AC del campo FV
- Calcular y guardar en archivos CSV:
 - Potencia AC a 15 minutos.
 - Energía AC a 15 minutos, diaria, mensual y anual, en kWh y MWh.

Estos resultados constituyen la base para cuantificar la energía solar disponible para alimentar la infraestructura de carga y, posteriormente, para estimar la reducción de emisiones de CO₂ al sustituir el consumo de diésel de motos y mototaxis por energía eléctrica de origen fotovoltaico.

8. Cálculo del Performance Ratio (PR)

En la CELDA 12 se calcula el Performance Ratio (PR) a partir de la irradiancia en el plano del generador (POA) y la energía anual AC:

- Irradiación anual sobre el plano del generador:
 - Sea POA(t) la irradiancia instantánea [W/m²]
 - Con Δt=0,25h la energía por intervalo sobre el plano es:
$$h_{\Delta t}(t)=POA(t)\cdot\Delta t[\text{Wh/m}^2]$$
 - La irradiación anual sobre el plano:
$$H_{POA}=\sum_t h_{\Delta t}(t)/1000=\sum_t h_{\Delta t}(t)/1000\cdot0,25 [\text{kWh/m}^2]$$
- Performance Ratio:
 - Con P_{DC,tot} en kWp y E_{anual} en kWh/año:
$$PR= E_{anual}/ P_{DC,tot}\cdot H_{POA}\cdot 100[\%]$$

Este indicador resume el desempeño global del sistema considerando pérdidas ópticas, térmicas, eléctricas y de conversión, y se utiliza para evaluar si el sistema simulado se encuentra dentro de rangos razonables para un clima tropical como el de Iquitos.

9. Resultados de ejecutar el script en PVLIB-Python

Los resultados se muestran de acuerdo al procedimiento y metodología realizadas en los acápite anteriores.

a. Ubicación y localización

En la imagen 37 se muestra el listado de parámetros de entrada del modelo: área total de techo (area_total_m2), factor de diseño (factor_diseno), inclinación y azimut de los módulos (surface_tilt, surface_azimuth), así como la latitud, longitud, altitud, zona horaria (tz: America/Lima) y el año de simulación (anio: 2024) correspondientes a la ciudad de Iquitos. Estos datos constituyen la base para el dimensionamiento y la evaluación energética del sistema fotovoltaico.

```
== Parámetros entrada y de la localización Iquitos ==
area_total_m2: 20637.0
factor_diseno: 0.65
surface_tilt: 10.0
surface_azimuth: 0.0
lat: -3.75
lon: -73.25
alt: 104.0
tz: America/Lima
anio: 2024
```

Figura 39: Parámetros de entrada y localización de la ciudad Iquitos. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab

b. Selección de modulo fotovoltaico.

En la imagen 38 muestra la consola de resultados de la selección automática de módulos. Primero se presentan el área total de techo, el factor de diseño y el área utilizable. A continuación, se listan los cinco módulos con mayor potencia instalable por superficie, indicando potencia del módulo, área, densidad de potencia, número máximo de módulos y potencia DC total teórica. Finalmente se resalta el módulo elegido (Kyocera_Solar_KS20_2008_E), junto con su potencia unitaria, área, densidad, número máximo de módulos que caben en el techo y la potencia DC total teórica resultante ($\approx 3,76$ MW)

```

==== Selección automática de módulo Sandia para máximo kWp en techo ===
Área total [m2]: 20637.0
Factor de diseño: 0.65
Área utilizable [m2]: 13414.1

TOP 5 módulos por kWp en techo (para referencia):
module_name      p_mod_W    area_mod_m2  densidad_W_m2  n_mod_max_area  p_total_dc_kW
Kyocera_Solar_KS20_2008_E_  20.184000    0.072       280.333333     186306        3760.400304
SolFocus_SF_1100S_CPV_28_330_2010_ 413.202800   1.502       275.101731      8930         3689.901004
SolFocus_SF_1100S_CPV_28_315_2010_ 388.159995   1.502       258.428758      8930         3466.268751
SunPower_SPR_315E_WHT_2007_E_ 315.072000   1.631       193.177192      8224         2591.152128
Panasonic_VBHN235SA06B_2013_ 238.813711   1.260       189.534692      10646        2542.410771

==== Selección de Modulo de panel fotovoltaica ====
Nombre: Kyocera_Solar_KS20_2008_E_
Potencia módulo [W]: 20.2
Área módulo [m2]: 0.072
Densidad módulo [W/m2]: 280.3
Módulos máximos en techo: 186306
Potencia DC total teórica [kW]: 3760.4

```

Figura 40: Selección de módulos de paneles fotostáticos de la base datos de SANDIA, elaboración propia en Python. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab.

C. Selección de inversor

En la figura 39 se muestra el listado de los cinco inversores candidatos con mejor desempeño, indicando el nombre de cada modelo, su potencia nominal AC ($P_{inv_nom_kW}$), el número de inversores considerados ($n_{inverters}$) y las potencias totales DC y AC de planta ($P_{total_DC_kW}$, $P_{total_AC_kW}$). En la parte inferior se presenta el inversor finalmente seleccionado, Power_Electronics_FS3000CU15_690V_, junto con su tensión DC nominal (Vdco inversor: 1030.0 V) y su potencia nominal AC ($P_{AC,inversor}$: 3201.17 kW), que servirán de base para el diseño eléctrico del sistema fotovoltaico.

```

==== Selección automática de inversor Sandia y diseño eléctrico ===
TOP 5 inversores candidatos (resumen):
inverter_name  P_inv_nom_kw  n_inverters  P_total_DC_kw  P_total_AC_kw
Power_Electronics_FS3000CU15_690V_  3201.17      1  4162.041720  3201.17
TMEIC_PVH_L3200GR_600V_  3127.43      1  4065.279624  3127.43
TMEIC_PVH_L3200GR_E7_600V_  3127.43      1  4065.279624  3127.43
TMEIC_PVH_L3200GR_EG_600V_  3127.43      1  4065.279624  3127.43
Fronius_International_GmbH_Fronius_Primo_5_0_1_208_240_240V_  5.00       612  3755.192832  3060.00

==== Selección de Inversor ===
Nombre: Power_Electronics_FS3000CU15_690V_
Vdco inversor [V]: 1030.0
P_AC,inversor [kW]: 3201.17

```

Figura 41: selección de inversor de la base datos de SANDIA, elaboración propia en Python. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab

d. TMY PVGIS, 2024 15 min, posición solar, mc.run_model.

En la imagen 40 se muestra el registro en consola de las etapas previas a la simulación: descarga del año típico meteorológico (8760 horas), asignación del índice horario para 2024, interpolación de los datos a un paso de 15 minutos (35 037 puntos), cálculo de la posición solar y aplicación de irradiancia nula durante la noche. Finalmente se indica el inicio de la simulación del modelo fotovoltaico con pvlib.

```
Descargando datos TMY de PVGIS para Iquitos...
Nº de horas del TMY: 8760
Índice horario asignado: 2024-01-01 00:00:00-05:00 → 2024-12-30 23:00:00-05:00
Interpolando datos a intervalos de 15 minutos...
Total de puntos de datos a 15 min: 35037
Calculando posición solar...
Aplicada irradiancia cero durante la noche.

Ejecutando simulación del modelo PV (ModelChain)...
```

Figura 42: Preparación de datos TMY de PVGIS y ejecución del modelo fotovoltaico.
Fuente elaboración propia en función de código Google Colab

e. Potencia/energía del campo FV y estadísticas (kWh y MWh)

En la figura presenta, en la parte superior, el día con mayor generación de energía (20 de septiembre de 2024) junto con la energía diaria asociada, así como el instante de máxima potencia (10 de enero de 2024), la potencia alcanzada y la energía en ese intervalo de 15 minutos. En la parte inferior se muestran las estadísticas globales del sistema: energía anual AC (3 972,48 MWh), yield específico (954 kWh/kWp·año), factor de planta, potencia máxima y media, horas equivalentes de funcionamiento y número de horas anuales con producción distinta de cero, que caracterizan el desempeño energético del sistema fotovoltaico

```
== Día de máxima generación y máximo intervalo de 15 min ==
Día de máxima energía: 2024-09-20 00:00:00 E = 18335.3 kWh
Instante de máxima potencia: 2024-01-10 12:00:00 P = 3201.2 kW
Energía en ese intervalo (15 min): 800.293 kWh
Día correspondiente al intervalo Pmax: 2024-01-10

== Estadísticas del sistema (TMY PVGIS, 15 min) ==
Energía anual AC: 3,972,478 kWh (3,972.48 MWh)
Yield específico: 954 kWh/kWp·año (0.95 MWh/MWp·año)
Factor de planta (AC): 14.2 %
Potencia AC máxima: 3,201.2 kW
Potencia AC media: 453.5 kW
Horas equivalentes (E/P_AC): 1,241 h/año
Horas con producción (>0 kW): 2,692 h/año
```

Ilustración 43: Energía y potencia calculado cada 15 minutos, se observa que los valores para ambos se han producido en diferentes fechas, asimismo se muestra los cálculos en base de datos de tiempo (TMY PVGIS, 15 min). Fuente elaboración propia en función de código Google Colab.

En la figura 44 se muestra, para cada día del año 2024, la energía diaria generada por la planta fotovoltaica (barras azules, eje izquierdo) y la potencia máxima alcanzada en ese día (línea roja, eje derecho). Se incluyen líneas punteadas que representan la energía diaria promedio (10,88 MWh) y la potencia máxima diaria promedio (2 271 kW), así como una anotación del valor de potencia máxima absoluta del sistema (3 201,2 kW) registrada el 10/01/2024. Esta gráfica permite analizar simultáneamente la variabilidad diaria de la generación y de los picos de potencia del sistema

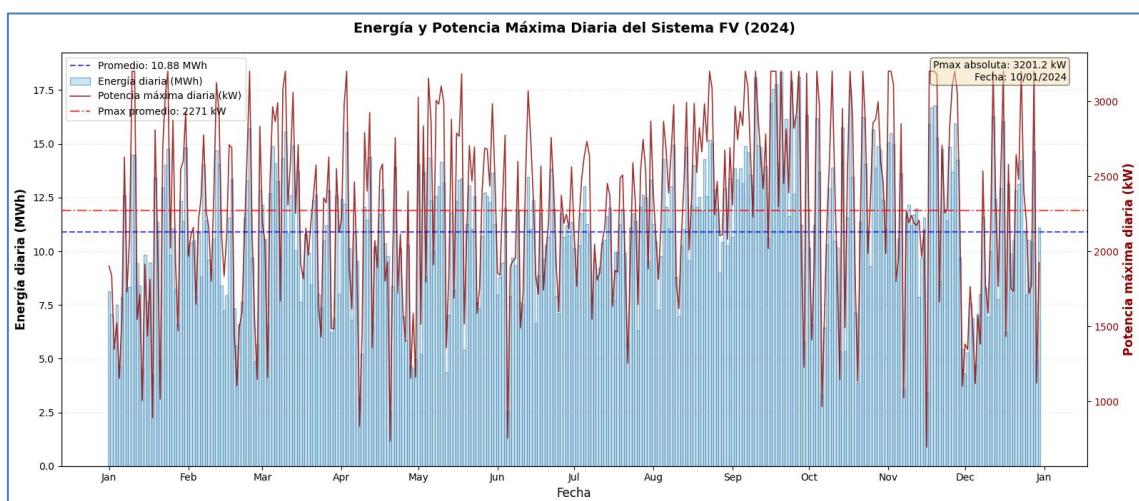


Figura 44: perfil de energía generado de cada 15 para todo el 2024. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab.

En la figura 45 se muestra una tabla con los valores de energía mensual en kWh para cada mes de 2024, calculados a partir de la simulación horaria del sistema FV. Se observa una producción que oscila aproximadamente entre 275 000 y 431 000 kWh mensuales, con el máximo registrado en septiembre, lo que permite identificar la estacionalidad de la generación solar en el emplazamiento de Iquitos

Energía mensual [kWh]:	
	kWh
Fecha	
2024-01-31	298268.214380
2024-02-29	291504.662446
2024-03-31	340414.609740
2024-04-30	275408.270618
2024-05-31	343236.097149
2024-06-30	297901.162198
2024-07-31	323260.554463
2024-08-31	366127.595191
2024-09-30	431445.217533
2024-10-31	349889.479962
2024-11-30	358395.416569
2024-12-31	296626.861830

Figura 45: energía generada mensual para el año 2024. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab

En la figura 46 se muestra los días clasificados como despejado (GHI máximo, 17/10/2024), intermedio (GHI medio, 14/06/2024) y nublado (GHI mínimo mayor que cero, 20/04/2024), junto con sus valores de GHI diario. Asimismo, se presenta la energía generada por el sistema fotovoltaico en cada uno de estos días: 17 473,7 kWh para el día despejado, 11 029,1 kWh para el día intermedio y 2 538,1 kWh para el día nublado, lo que permite comparar el comportamiento de la planta bajo distintas condiciones de nubosidad.

Días representativos según GHI diario:
Despejado (GHI max): 2024-10-17 GHI = 20194.3
Intermedio (GHI med): 2024-06-14 GHI = 13038.3
Nublado (GHI min>0): 2024-04-20 GHI = 2933.4
Energía día despejado [kWh]: 17473.7
Energía día intermedio [kWh]: 11029.1
Energía día nublado [kWh]: 2538.1

Figura 46: Energía generada en día despejada, intermedio y nublado. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab.

En la figura 47 se muestra, en el panel superior, la evolución horaria de la potencia AC del sistema (línea azul), la energía generada en cada intervalo de 15 minutos (línea discontinua naranja) y la irradiancia en el plano del generador, POA (línea roja, eje derecho), todos correspondientes a un día despejado. En el panel inferior se representa la energía acumulada a lo largo del día, que alcanza aproximadamente

17,5 MWh, evidenciando el incremento casi continuo de la producción desde el inicio de la generación matutina hasta primeras horas de la tarde.

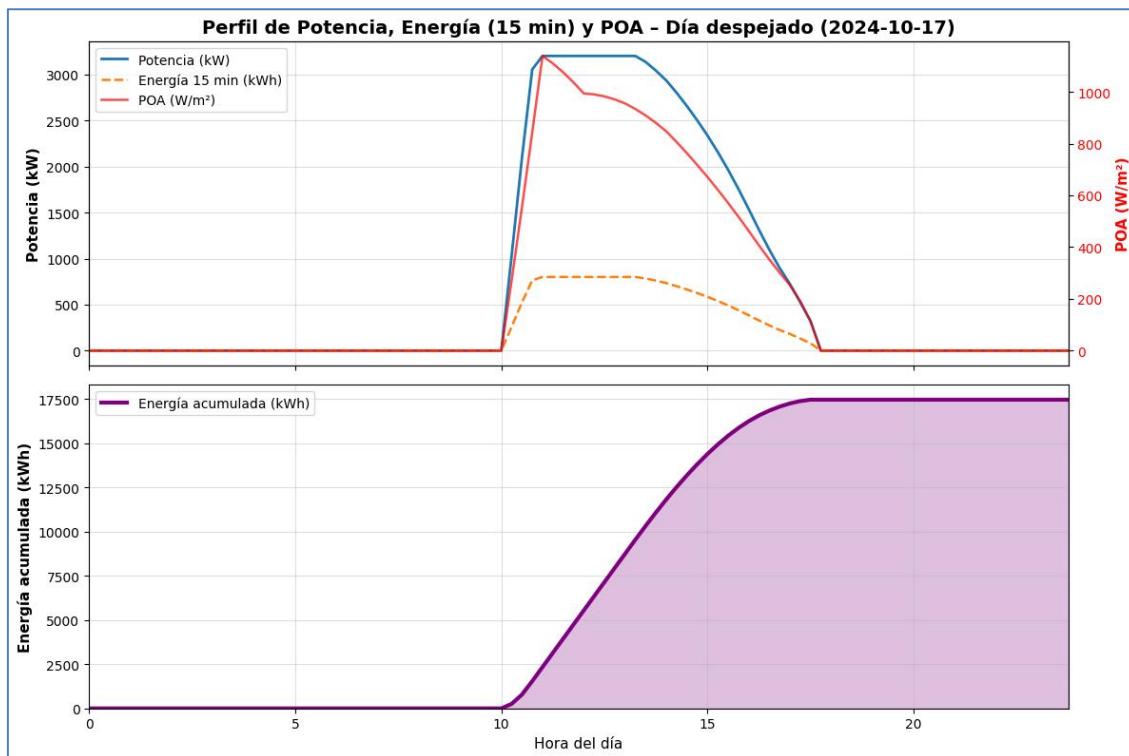


Figura 47: Elaboración propia a partir de los resultados de simulación del sistema fotovoltaico en Iquitos para el día representativo despejado (17 de octubre de 2024), utilizando el modelo desarrollado en *pvlid* con datos TMY de PVGIS y resolución de 15 minutos.

En la figura 48 se presenta el comportamiento del sistema FV durante el día despejado representativo: las barras amarillas muestran la energía generada en cada intervalo de 15 minutos (eje izquierdo), mientras que la línea azul representa la potencia AC instantánea (eje derecho). Se observa una energía total diaria de 17 474 kWh, una potencia máxima de 3 201 kW alrededor de las 11:00 h y un periodo efectivo de generación de aproximadamente 7,5 horas

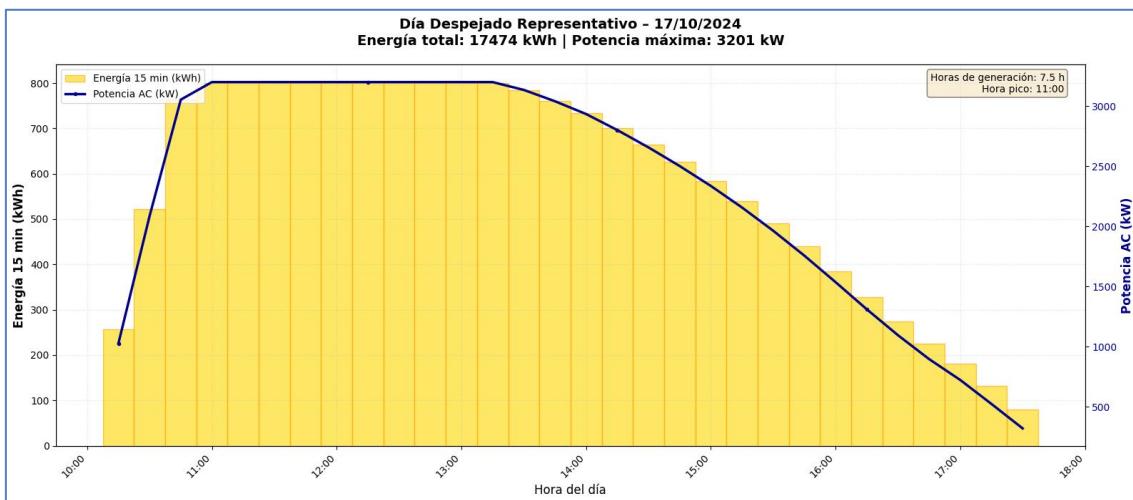


Figura 48: Perfil generado del día despejado, donde se muestra que ocurrió en el día 17.10.2024. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab

En la figura 49 se resume el comportamiento anual de la planta fotovoltaica. En la parte superior se muestra la serie de energía diaria (izquierda), donde se indica la producción total anual y el promedio diario, y la energía mensual (derecha) representada mediante barras con su valor medio anual. En la parte inferior se presenta, a la izquierda, el histograma de la energía diaria con sus valores de media y mediana, y a la derecha la distribución de la energía anual por hora del día, destacando la hora pico de generación alrededor de las 14:00 h. Estas gráficas permiten evaluar la variabilidad temporal y la concentración horaria de la producción solar

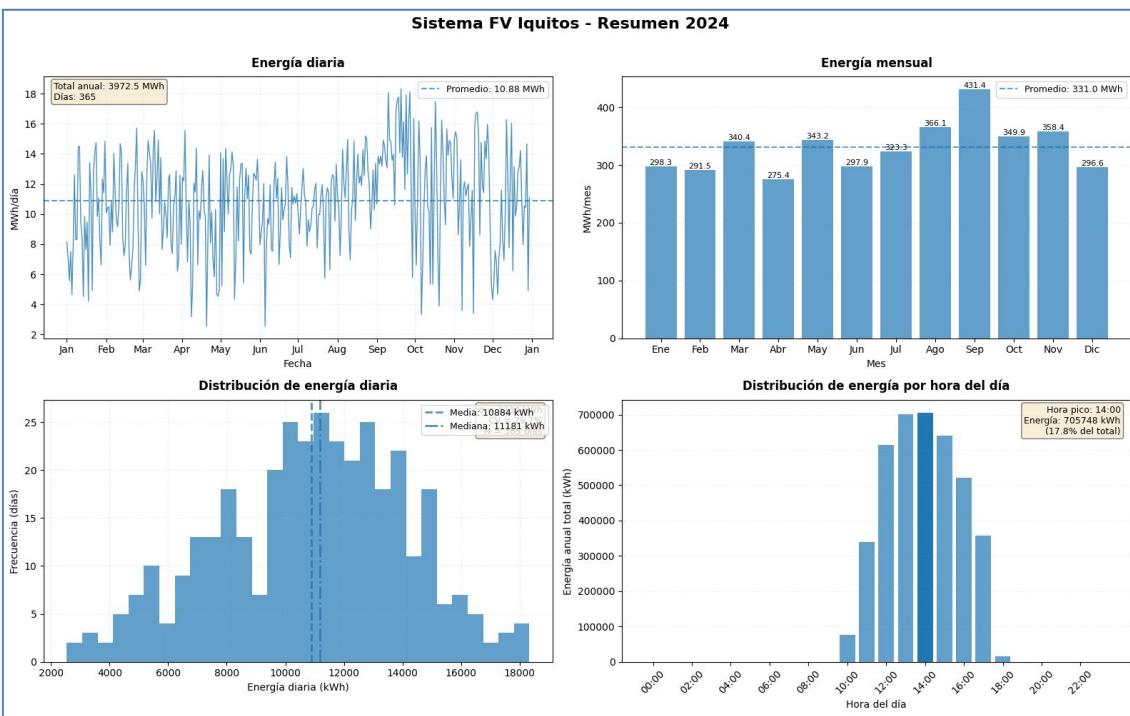


Figura 49: Resumen anual de producción del sistema fotovoltaico en Iquitos, 2024. Elaboración propia a partir de los resultados de simulación del sistema FV Iquitos 2024 con pvlib, considerando datos climáticos típicos (TMY) y un paso temporal de 15 minutos

En la figura 50 se muestra la relación casi lineal entre la irradiancia en el plano del arreglo (POA, eje horizontal) y la potencia AC total del sistema (eje vertical). Cada punto corresponde a un intervalo de cálculo y está coloreado según el nivel de potencia. Se observa una alta correlación (0,996) y un ligero aplanamiento en la parte superior debido al límite de potencia de los inversores, con una potencia máxima de 3 201,2 kW alcanzada para una POA de 941 W/m². En total se representan 10 696 puntos de datos, lo que permite caracterizar el comportamiento energético del sistema frente a la variación de la irradiancia.

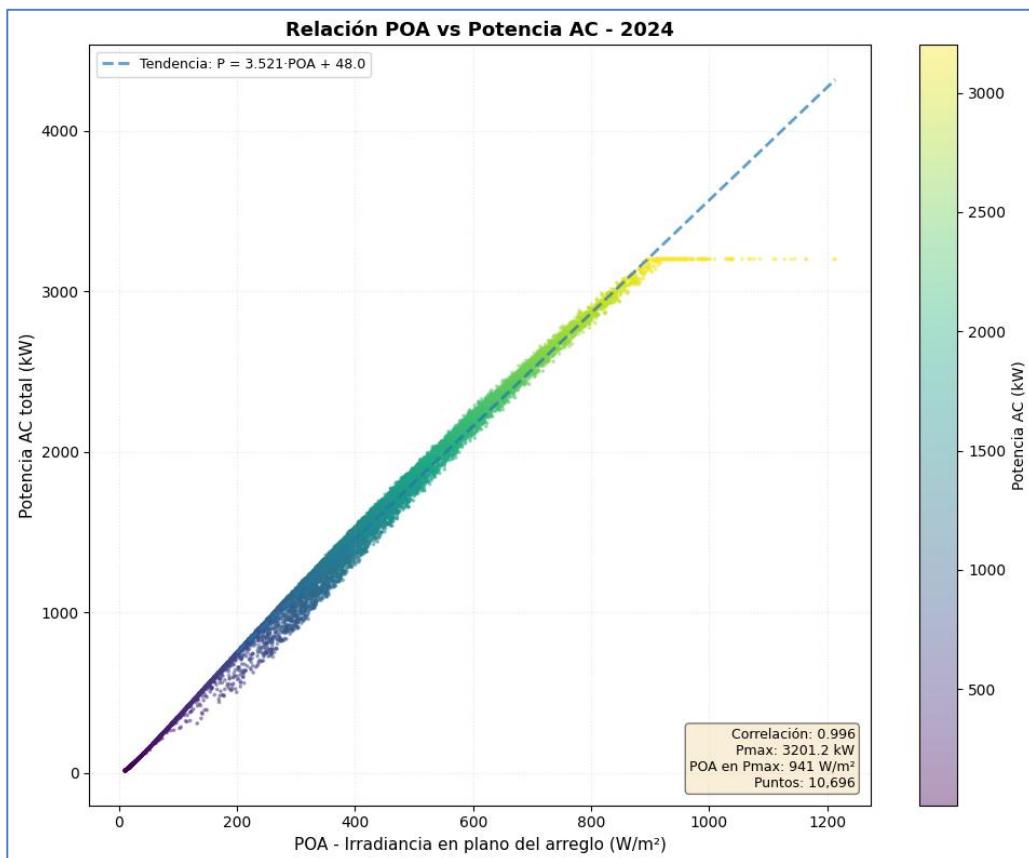


Ilustración 50: Fuente elaboración propia en función de código Google Colab.

En la figura 51 se muestra, para tres escenarios típicos de cielo (despejado, intermedio y nublado), los perfiles horarios de potencia AC, la energía acumulada y la irradiancia en el plano del generador (POA). En la parte inferior se compara el día de máxima energía con el de máxima potencia y se presenta un gráfico de barras con la energía diaria por escenario. A la derecha se incluye una tabla resumen con la energía diaria, la potencia máxima, la POA diaria y las horas de generación asociadas a cada escenario.

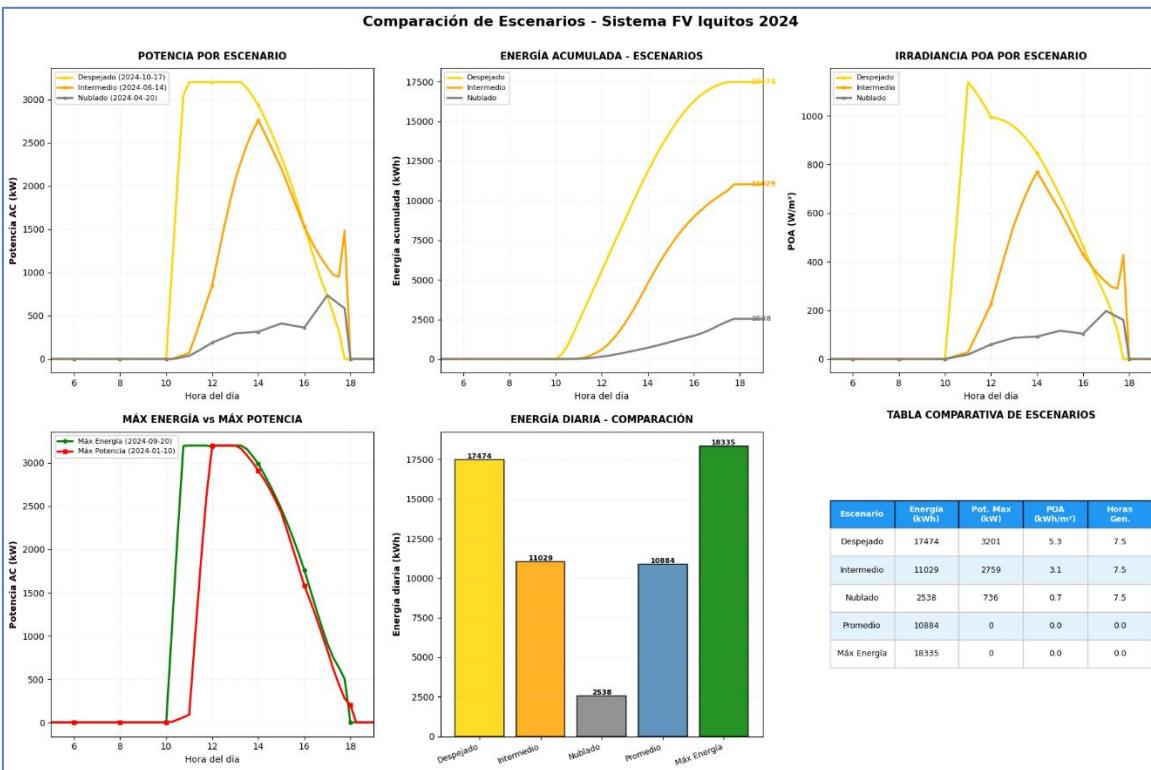


Figura 51: Comparación de escenarios de operación del sistema fotovoltaico en Iquitos, 2024.

Elaboración propia a partir de los resultados de simulación del sistema FV Iquitos 2024, utilizando datos climáticos TMY y el modelo energético desarrollado en pvlb.

En la figura 52 se presenta un análisis temporal detallado del comportamiento del sistema fotovoltaico. En la parte superior se muestra: un mapa de calor con la potencia promedio horaria por mes, la distribución mensual de la energía diaria mediante diagramas de caja y la producción acumulada por trimestre. En la parte inferior se ilustran la variabilidad de la producción diaria a lo largo del año, el histograma de la distribución de energía diaria y la evolución mensual del *performance ratio* (PR), incluyendo el valor promedio anual como referencia. Estas gráficas permiten evaluar estacionalidad, dispersión de la generación y estabilidad del rendimiento del sistema.

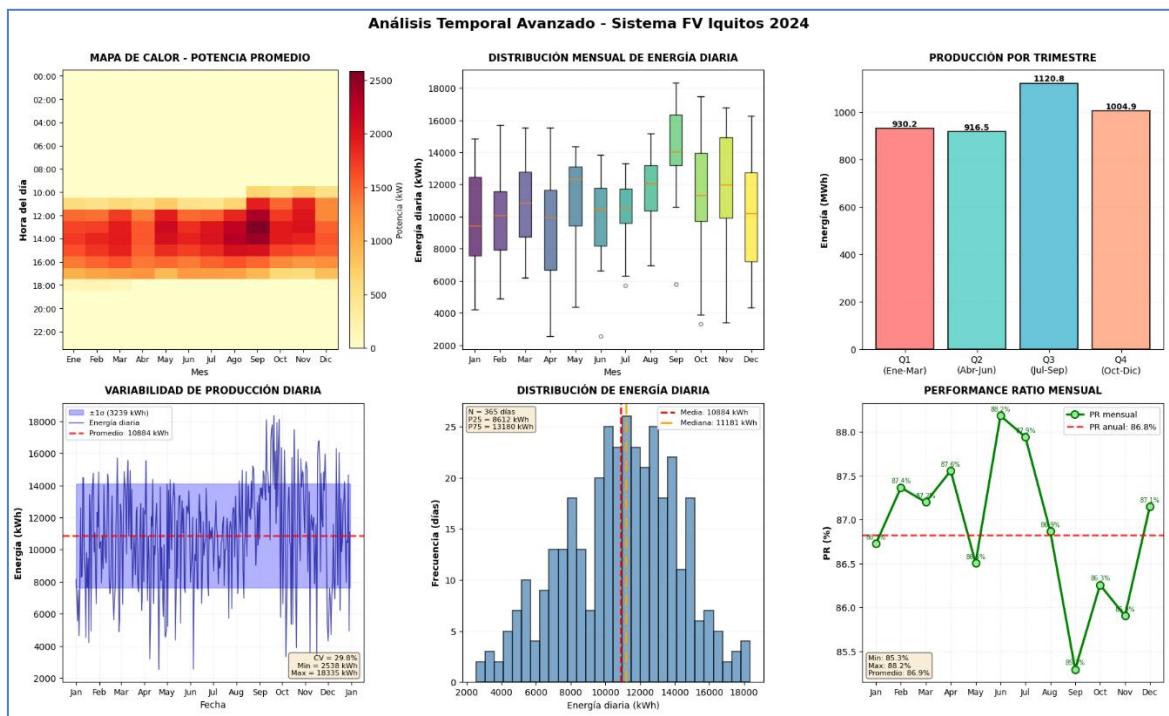


Figura 52: Análisis temporal avanzado de la producción del sistema fotovoltaico en Iquitos, 2024. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab

10. Uso de la capacidad de generación solar para la estimación de la reducción de emisiones de CO₂

Una vez dimensionado el sistema fotovoltaico en el notebook dimensionamiento de Generación solar PVLIB (<https://github.com/Mac-Tapia/Mac-Tapia.git>), se dispone de los siguientes resultados clave:

Con el diseño de sistemas fotovoltaicos no solo representa una alternativa económica para la generación de electricidad, sino que también constituye una estrategia clave para la mitigación del cambio climático al desplazar la generación de energía proveniente de fuentes convencionales, a menudo intensivas en carbono.

Para cuantificar el impacto ambiental positivo del sistema fotovoltaico propuesto para el Mall de Iquitos, se procedió a calcular las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) evitadas anualmente. Este cálculo se fundamenta en la premisa de que cada Megavatio-hora (MWh) de energía solar injectada o auto consumida evita la generación de una cantidad equivalente de energía por parte de la red eléctrica

convencional, reduciendo así los gases de efecto invernadero asociados a dicha generación.

a) Metodología de Cálculo

La reducción anual de emisiones de gases de efecto invernadero (R_{CO2}) se determina mediante el producto de la energía total generada por el sistema fotovoltaico en un año (E_{anual}) y el factor de emisión de la red eléctrica de referencia (FE_{red}).

La fórmula utilizada es la siguiente:

$$R_{CO2} = E_{anual} \times FE_{red}$$

Donde:

- R_{CO2} : Reducción anual de emisiones de CO_2 [ton $CO_2/año$].
- E_{anual} : Energía activa total generada por el sistema fotovoltaico en el año [MWh/año].
- FE_{red} : Factor de emisión de CO_2 de la red eléctrica desplazada [ton CO_2/MWh].

b) Datos de Entrada

1. Energía Anual Generada (E_{anual}): A partir de la simulación realizada con el modelo Sandía y los datos meteorológicos TMY de PVGIS, se obtuvo una producción anual estimada de:
 $E_{anual} = 3,972.48 \text{ MWh/año}$
2. Factor de Emisión (FE_{red}): Se consideró un factor de emisión conservador representativo para la red eléctrica, establecido en:
 $FE_{red} = 0.45 \text{ ton } CO_2/MWh$ [52] *Nota: Este valor representa la cantidad promedio de CO_2 emitida por cada MWh producido por el mix energético actual.*

c) Resultados del Cálculo

Sustituyendo los valores obtenidos en la simulación dentro de la fórmula propuesta:

$$R_{CO2} = 3,972.48 \text{ MWh/año} \times 0.45 \text{ ton CO}_2/\text{MWh}$$

$$R_{CO2} \approx 1,787.62 \text{ ton CO}_2/\text{año}$$

4.6.3.2. Dimensionamiento y selección de cargadores y componentes.

Para dimensionar la infraestructura de carga, se realizó una simulación explorando múltiples escenarios aleatorios, la programación se hizo en Google colab <https://github.com/Mac-Tapia/Mac-Tapia.git>. Este enfoque permite evaluar la sensibilidad del sistema ante diferentes niveles de demanda.

Las variables principales consideradas fueron:

- Penetración de vehículos eléctricos (pe): Porcentaje de la flota total de motos y mototaxis que es eléctrica.
- Factor de carga (fc): Proporción de vehículos eléctricos que requieren carga durante el periodo pico.

El objetivo de este análisis es determinar la cantidad óptima de cargadores de 4 tomas requeridos para cubrir la demanda de sesiones de carga estimadas durante las horas pico, asegurando un servicio eficiente.

(a) Parámetros Base

Los siguientes parámetros definen las condiciones operativas y de demanda base para la simulación:

- Flota Pico: 900 motos y 130 mototaxis.
- Horario de Operación: 10:00 a 22:00 (12 horas/día).
- Horas Pico: 4 horas (de 18:00 a 22:00).
- Especificaciones del Cargador: 4 tomas (sockets) por cargador.
- Potencia de Carga: 2.0 kW para motos, 3.0 kW para mototaxis.
- Tiempo de Servicio: 25.0 minutos por sesión (promedio).

(b) Análisis Estadístico

Tabla 13: Resumen de las estadísticas agregadas para todos los escenarios evaluados

Métrica	Mínimo	Máximo	Promedio	Mediana	Desv_Std
Cargadores requeridos 4 tomas (unidades)	2	30	11.55	11	6.39
Tomas totales (tomas)	8	120	46.18	44	25.55
Sesiones pico 4h (sesiones)	41.2	1030	388.24	378.52	226.94
Cargas día total (cargas)	82.4	2060	776.48	757.05	453.89
Energía día kWh (kWh)	73	1825	687.9	670.7	402.11
Potencia pico kW (kW)	20	300	115.45	110	63.88

Nota: Los valores (Mínimo, Máximo, Promedio) se obtuvieron de la simulación de 100 escenarios aleatorios variando 'pe' y 'fc'. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab

(c) Escenarios Clave Identificados

Tabla 14: Comparativa de los escenarios característicos seleccionados:

Escenario	Penetración (pe)	Factor Carga (fc)	Cargadores (4 tomas)	Total, Tomas	Energía Día (kWh)
CONSERVADOR	0.1	0.5	2	8	91.2
MEDIANO	0.35	1	11	44	638.8
RECOMENDADO	1	1	30	120	1825
MÁXIMO	1	1	30	120	1825
OPTIMISTA	1	1	30	120	1825

Nota: El escenario 'RECOMENDADO' (pe=1.0, fc=1.0) ha sido seleccionado como base para el diseño del sistema BESS debido a su robustez. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab.

(d) Detalle del Escenario Recomendado

Para el diseño del sistema BESS (Etapa 2), se ha seleccionado el escenario RECOMENDADO (pe=1.0, fc=1.0). Este escenario ofrece un diseño robusto capaz de manejar una alta penetración de vehículos eléctricos.

(e) Infraestructura y Energía

- Cargadores (4 tomas): 30 unidades.
- Tomas Totales: 120 puntos de carga.
- Energía Diaria Requerida: 1824.96 kWh.
- Potencia Pico de Demanda: 228.12 kW.

(f) Flujo Vehicular Estimado

Tabla 15: Proyección de cantidad de vehículos atendidos por periodo bajo el escenario recomendado

Periodo	Motos	Mototaxis	Total
Diario	1,800	260	2,060
Mensual	54,000	7,800	61,800
Anual	657,000	94,900	751,900

Nota: Cálculos basados en la flota pico total (900 motos y 130 mototaxis) operando al máximo de su capacidad estimada. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab.

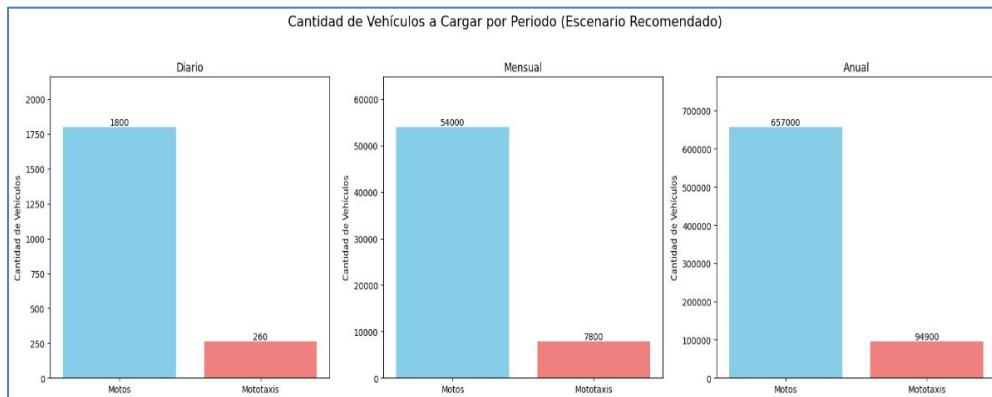


Figura 53: cantidad de motos y mototaxis a cargar en el periodo de diario, mensual, anual, donde se observa que en año se cargaría 65,700 motos eléctricas y 94,900 mototaxis. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab.

(g) Perfil de Carga

- Horas Pico (18:00 - 22:00): Demanda máxima sostenida (~228.12 kW).
- Horas Valle Operativas (10:00 - 18:00): Demanda moderada constante (aprox. 50% del pico).
- Horas No Operativas: Demanda nula, ideal para recarga del BESS si se dispone de red o remanentes solares.



Figura 54: Perfil de carga diario estimado para el escenario recomendado, mostrando la demanda de potencia (kW) hora a hora y resaltando el periodo pico de 18:00 a 22:00.
Fuente elaboración propia en función de código Google Colab.

(h) resultados

El análisis de la Etapa 1 determina que el sistema de almacenamiento (BESS) debe dimensionarse para soportar una energía diaria de 1824.96 kWh y una potencia de descarga de al menos 228.12 kW. Estos valores aseguran la continuidad del servicio incluso en el escenario de demanda recomendada (100% de penetración y factor de carga).

(i) Reducción de emisión de dióxido de carbono

Para cuantificar los beneficios ambientales y operativos del sistema de carga, se ha estructurado el siguiente marco analítico. Las ecuaciones detalladas a continuación formalizan el proceso de estimación de ahorro de emisiones.

a) Definición de Variables

Para el análisis se han considerado los siguientes parámetros operativos:

- Potencia de Carga (P_carga): 2.0 kW (Motos) y 3.0 kW (Mototaxis).

- Duración de Sesión ($t_{\text{sesión}}$): 25.0 minutos.
- Eficiencia Energética (η_{EV}): 35.0 km/kWh.
- Eficiencia de Combustión (η_{ICE}): 120.0 km/galón.
- Factor de Emisión (EF_CO2): 8.9 kg CO2/galón.

b) Ecuaciones Fundamentales

1. Energía por Sesión de Carga (E_sesión). -La energía consumida en una sola sesión de carga se define como el producto de la potencia nominal y el tiempo de conexión:

$$E_{\text{sesión}} = P_{\text{carga}} \times (t_{\text{sesión}} / 60)$$

2. Energía Diaria Total (E_diario). - La demanda energética diaria agregada corresponde a la suma de la energía entregada en todas las sesiones proyectadas para la flota:

$$E_{\text{diario}} = \text{Sumatoria}(E_{\text{sesión}})$$

3. Distancia Diaria Estimada (D_diario). - Representa la autonomía total que la flota eléctrica puede recorrer con la energía suministrada:

$$D_{\text{diario}} = E_{\text{diario}} \times \eta_{\text{EV}}$$

4. Ahorro de Combustible (F_ahorrado). -Calcula el volumen de combustible fósil desplazado, asumiendo que la distancia recorrida habría sido cubierta por vehículos de combustión interna equivalentes:

$$F_{\text{ahorrado}} = D_{\text{diario}} / \eta_{\text{ICE}}$$

5. Emisiones de CO2 Evitadas (CO2_evitado). -Cuantifica la reducción directa de la huella de carbono mediante el factor de emisión del combustible sustituido:

$$CO2_{\text{evitado}} = F_{\text{ahorrado}} \times EF_{\text{CO2}}$$

c) Resultados Consolidados de Reducción de Emisiones

A continuación, se presentan los valores calculados para los distintos horizontes temporales:

Tabla 16: presentan los valores calculados para los distintos horizontes temporales

	CO ₂ _Diario_tong	CO ₂ _Mensual_ton	CO ₂ _Anual_ton	Participación_%
Motos	3.89	116.81	1421.22	82.2%
Mototaxis	0.84	25.31	307.93	17.8%
Total	4.74	142.12	1729.15	100.0%

Nota: Los valores están expresados en toneladas de CO₂, excepto donde se indique lo contrario. Se asume una operación continua durante los 30 días del mes y 365 días del año. Fuente elaboración propia en función de código Google Colab.

- Motos: Representan el 82.2% de la reducción total, evitando aproximadamente 1,421.2 toneladas de CO₂ al año.
- Mototaxis: A pesar de ser una flota menor, contribuyen con el 17.8% del impacto, evitando 307.9 toneladas de CO₂ anualmente.

Conclusión Final: El proyecto en su conjunto evitará la emisión de 1,729.1 toneladas de CO₂ por año, consolidándose como una estrategia clave para la mitigación del cambio climático local.

- d) Selección del cargador para motos y mototaxis eléctricas de acuerdo del mercado

En función del algoritmo de gestión de carga adoptado y de los valores de dimensionamiento ya definidos (potencia FV instalada de 3,20 MW AC, BESS de 230 kWh / 115 kW y 30 cargadores con 4 tomas cada uno), se requiere un equipo de carga AC monofásico, de potencia unitaria en torno a 3 kW por toma, con capacidades de comunicación y control (OCPP) que permitan su integración en la infraestructura de carga inteligente y la ejecución del algoritmo de priorización (FV → BESS → red). Para ello se revisaron distintas alternativas comerciales disponibles en el mercado internacional de cargadores para 2 y 3 ruedas, seleccionándose tres equipos de referencia con potencias del orden de 3,3 kW.

Tabla 17: Comparación de alternativas comerciales de cargadores AC ~3,3 kW

Criterio	PRIVA 3.3 kW AC EV Charger	Terra Charge Kiwami 3.3 kW AC EV Charger	Massive Mobility 3.3 kW AC EV Charger 2W/3W
Potencia nominal de salida	3,3 kW	3,3 kW	3,3 kW
Tipo de carga	AC monofásico	AC monofásico	AC monofásico
Tensión de entrada	230 V AC ±10 %	220 V AC	230 V AC (típico para 3,3 kW AC) 1Charging
Corriente nominal	16 A	16 A	16 A
Vehículos objetivo declarados	2W y 4W	4W (pero con toma AC universal) 1Charging	2W y 3W (motos y mototaxis) 1Charging
Tipo de salida / conector	Enchufe industrial IEC 60309, 1 toma PrivateTechnologies	Toma AC socket 16 A (IS1293:2019) 1Charging	Toma AC 16 A para 2W/3W 1Charging
Protocolo de comunicación	OCPP 1.6j	OCPP 1.6j	OCPP 1.6j PrivateTechnologies+21Charging+2
Conectividad de red	GSM/4G LTE + Wi-Fi PrivateTechnologies	Wi-Fi + 4G (LTE/GSM) 1Charging	4G + Wi-Fi, app de gestión 1Charging
Acceso / autenticación	Software kiosk, prepago	OCPP + RFID / app (según CMS) 1Charging	App de reserva y control 1Charging
Protección eléctrica	Sobre/infra tensión, sobrecorriente, cortocircuito, sobretensión, fuga a tierra, falla a tierra; parada de emergencia PrivateTechnologies	Sobretensión, sobrecorriente y fuga a tierra; EMC/EMI; IP54 1Charging	Protecciones avanzadas (no detalladas) 1Charging
Uso interior / exterior	Interior y exterior (especificado por fabricante) PrivateTechnologies	Exterior IP54 (resistente a agua y polvo moderados) 1Charging	Uso público/comercial para 2W/3W (entorno urbano) 1Charging
Modo de instalación	Mural o poste	Mural o sobre soporte PrivateTechnologies+1	Mural/sostenedor (según catálogo comercial) 1Charging
Enfoque principal	Cargador AC industrial universal, énfasis en robustez y seguridad	Cargador AC compacto, orientado a uso residencial/comercial ligero	Cargador AC específico para 2W/3W, orientado a flotas y uso público
Adecuación al diseño (motos y mototaxis, 3,3 kW por toma, integración OCPP)	Alta: potencia unitaria adecuada, formato industrial IEC 60309 ideal para integrar 4 tomas por pedestal, OCPP 1.6j y comunicaciones 4G/Wi-Fi.	Media: técnicamente válido, pero orientado principalmente a 4W; exige adaptadores adicionales para motos/mototaxis.	Alta: orientado directamente a 2W/3W y 3,3 kW; ficha pública menos detallada en protecciones e instalación que PRIVA.

Nota. La tabla se ha elaborado a partir de las fichas técnicas públicas de los fabricantes PRIVA Technologies (India), Terra Charge (TerraMotors) y Massive Mobility, disponibles en sus respectivas páginas web de productos. [PrivateTechnologies+21Charging+2](#)

e) Selección del cargador de referencia para el diseño

Considerando los requerimientos del proyecto (potencia unitaria cercana a 3 kW por toma, operación en exteriores, integración con el algoritmo de gestión de carga mediante OCPP, compatibilidad con motos y

mototaxis eléctricas y robustez para uso intensivo en un estacionamiento público), se selecciona como equipo de referencia el PRIVA 3.3 kW AC EV Charger. Este equipo ofrece:

- Potencia nominal de 3,3 kW (16 A, 230 V AC monofásico), alineada con los 2–3 kW por toma definidos en el dimensionamiento del sistema, permitiendo usar una unidad por toma y constituir “cargadores de 4 tomas” agrupando cuatro equipos en un mismo pedestal. PrivateTechnologies
- Compatibilidad con vehículos de 2 ruedas (motos) y 4 ruedas, siendo técnicamente apto para alimentar el cargador a bordo de motos y mototaxis eléctricas, que tomarán energía en AC desde el enchufe industrial IEC 60309. PrivateTechnologies
- Comunicación mediante OCPP 1.6j y conectividad GSM/4G + Wi-Fi, lo que permite integrarlo de forma directa en la plataforma de gestión de carga y aplicar el algoritmo de priorización FV–BESS–red, modulando potencias y horarios de recarga en función de la disponibilidad solar y el estado de carga del BESS. PrivateTechnologies
- Elevado nivel de protección eléctrica (sobrecorriente, sobre/infra tensión, cortocircuito, sobretensión, fugas a tierra, falla a tierra) y parada de emergencia, junto con la posibilidad de instalación interior o exterior, lo que resulta adecuado para las condiciones ambientales de Iquitos y para una operación segura en una playa de estacionamiento con alta afluencia de usuarios. PrivateTechnologies

Desde el punto de vista del diseño del sistema, se plantea que cada “cargador de 4 tomas” del modelo matemático se materialice físicamente como un conjunto de cuatro PRIVA 3,3 kW montados en un mismo pedestal o estructura, compartiendo envolvente e infraestructura eléctrica, de forma que la potencia máxima por pedestal (~13,2 kW) sea coherente con los límites de potencia del

BESS y de la acometida del mall. El sistema de gestión, a través de OCPP, se encargará de:

- limitar la potencia total simultánea de las tomas activas,
- priorizar la carga en función de la disponibilidad de generación solar y del estado del BESS, y
- decidir, en cada intervalo, cuándo utilizar energía de red o inyectar excedentes fotovoltaicos no consumidos ni almacenables.

De esta manera, la selección del cargador PRIVA 3,3 kW AC EV Charger resulta consistente con las capacidades ya dimensionadas de generación FV, almacenamiento BESS y número de tomas, y permite implementar de forma realista el algoritmo de gestión de carga orientado a la reducción de emisiones de CO₂ en la ciudad de Iquitos

4.6.3.3. Dimensionamiento de almacenamiento de Energía (BESS)

El dimensionamiento del Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS) se realizó siguiendo un enfoque centrado en el aprovechamiento del excedente de generación solar fotovoltaica para el proyecto de Iquitos.

(a) Parámetros Clave Utilizados:

- Profundidad de Descarga Máxima (DoD_MAX): Se configuró en 90% (0.90). Esto significa que solo el 90% de la capacidad nominal de la batería es utilizable para evitar un deterioro prematuro de la misma. El Estado de Carga (SOC) mínimo permitido es, por lo tanto, del 10%.
- Eficiencia del BESS (EFICIENCIA_BESS): Se estableció en 95% (0.95). Este valor representa la eficiencia global del ciclo de carga y descarga de la batería, considerando las pérdidas inherentes al proceso.
- SOC Mínimo (SOC_MIN): Calculado como 1 - DoD_MAX, resultando en 10%.

- SOC Máximo (SOC_MAX): Se fijó en 100% (1.0).

(b) Criterio de Dimensionamiento:

El criterio principal y más influyente para el dimensionamiento de la capacidad del BESS fue "Almacenar TODO el excedente solar completo".

Este enfoque garantiza que cualquier energía generada por el sistema fotovoltaico que no sea consumida instantáneamente por la demanda del mall o los vehículos eléctricos sea almacenada en el BESS, maximizando así el autoconsumo de energía solar y reduciendo la dependencia de la red eléctrica. La energía excedente total de FV calculada para un día fue de 206.8 kWh.

Se realizaron también cálculos de referencia (informativos) basados en la autonomía y el déficit de energía, pero el criterio del excedente solar fue el que determinó la capacidad final.

(c) Especificaciones Calculadas del BESS Propuesto:

Basándose en el criterio de almacenamiento del excedente solar y los parámetros definidos, las especificaciones del BESS propuesto son:

- Capacidad Nominal del BESS: 230 kWh
 - Este valor se obtuvo dividiendo la energía FV excedente total por la Profundidad de Descarga Máxima (206.8 kWh / 0.90) y redondeando al múltiplo de 10 superior más cercano.
- Capacidad Útil del BESS: 207 kWh (correspondiente al 90% de la capacidad nominal).
- Potencia Nominal del BESS: 115 kW
 - Esta potencia se dimensionó utilizando un C-rate de 0.5C (lo que implica una descarga total en 2 horas). Por lo tanto, la potencia nominal se calculó como la capacidad nominal multiplicada por el C-rate ($230 \text{ kWh} * 0.5 \text{ C} = 115 \text{ kW}$), y redondeando al múltiplo de 5 superior más cercano.

a) Resumen de Dimensionamiento:

El BESS se ha dimensionado con una capacidad nominal de 230 kWh y una potencia nominal de 115 KW para asegurar que todo el excedente de energía solar producido diariamente (aproximadamente 206.8 kWh) pueda ser almacenado y posteriormente utilizado.

En la figura 53 se presenta cuatro paneles:

1. La demanda energética horaria total del mall, desagregada en consumo propio y carga de vehículos eléctricos ($\approx 11\ 027$ kWh/día).
2. El balance entre generación fotovoltaica ($\approx 4\ 584$ kWh/día) y demanda, mostrando las horas de excedente y de déficit.
3. La evolución del estado de carga (SOC) de la batería, con SOC mínimo del 10 % y máximo cercano al 95 %, indicando la carga diurna y la descarga para apoyo a la demanda.
4. Los flujos de energía entre el BESS y la red eléctrica, donde se cuantifica la energía tomada de la red ($\approx 6\ 376$ kWh/día), la ausencia de inyección y un nivel de autosuficiencia del sistema del 42,7 %.

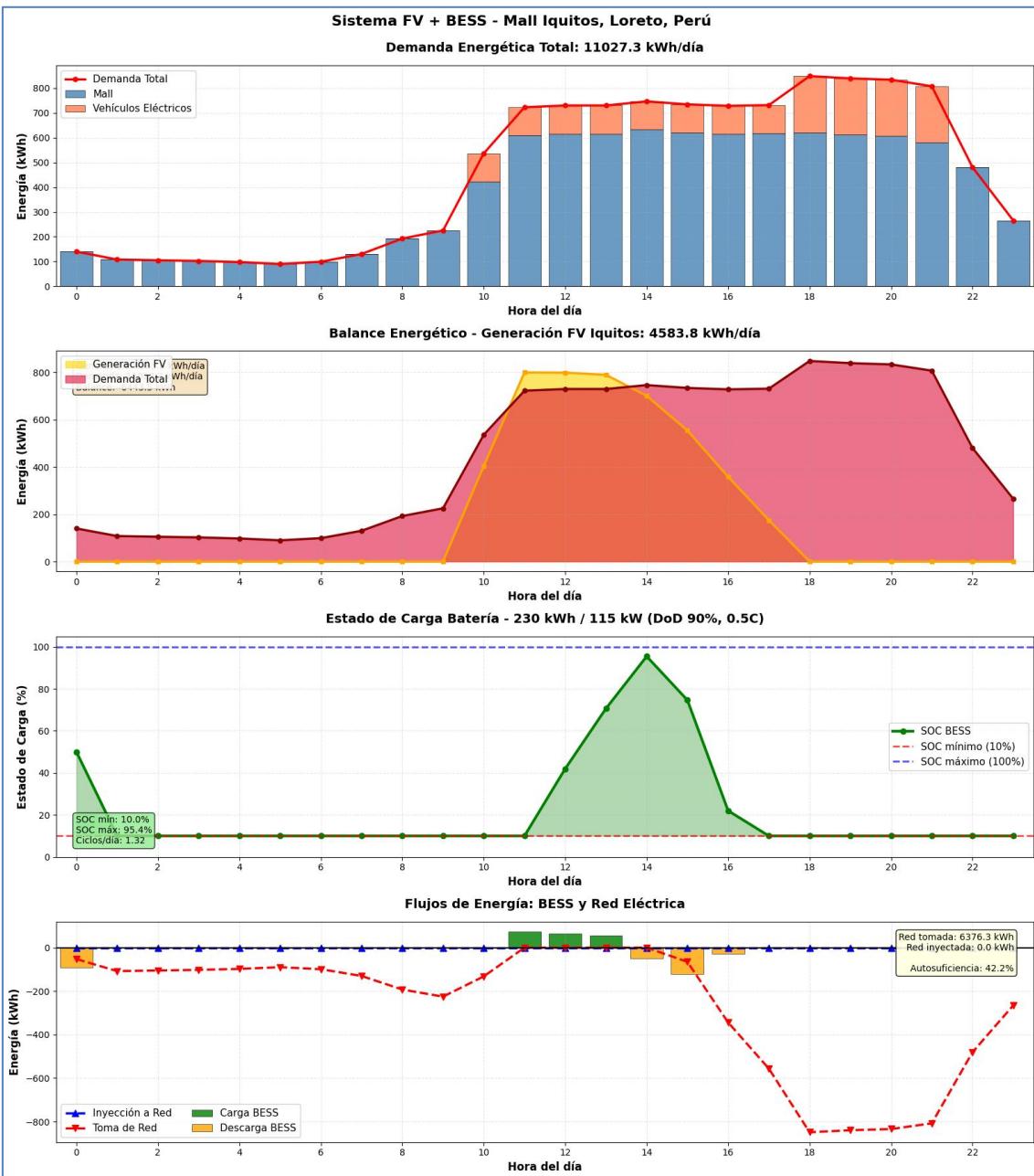


Figura 55: Operación integrada del sistema FV + BESS para el Mall de Iquitos, Loreto (día típico).

Cuando el BESS se carga con energía fotovoltaica y luego la descarga, está utilizando energía limpia que de otro modo provendría de la red. Por lo tanto, contribuye directamente a la reducción de CO₂.

El aporte a la reducción de CO₂ de la energía descargada del BESS es:

Energía descargada del BESS (proveniente de FV): 274.1 kWh/día

Factor de emisión de la red: 0.35 kgCO₂/kWh

Cálculo: 274.1 kWh/día * 0.35 kgCO₂/kWh = 95.9 kgCO₂/día.

Así, el BESS, al descargar la energía solar almacenada, contribuye con 95.9 kgCO₂/día a la reducción total de emisiones. Esto demuestra su rol crucial en maximizar el impacto ambiental positivo del sistema fotovoltaico.

4.6.3.4. *selección del agente inteligente de gestión de carga de infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas optimiza la eficiencia operativa del sistema, asegurando la contribución cuantificable a la reducción de las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos.*

Para la gestión de carga de motos y mototaxis eléctricas en el Mall de Iquitos se selecciona un algoritmo jerárquico de gestión inteligente por prioridades, de tipo determinista y basado en reglas, diseñado específicamente para las capacidades ya dimensionadas del sistema: campo fotovoltaico de 4,16 MWp DC / 3,20 MW AC, sistema de almacenamiento BESS de 230 kWh / 115 kW y 30 cargadores de 4 tomas (120 puntos de conexión para motos y mototaxis), operando con un paso de tiempo de 15 minutos. El objetivo principal del algoritmo es minimizar las emisiones de CO₂ asociadas al consumo eléctrico del mall y a la recarga de vehículos, maximizando el uso de energía fotovoltaica y del BESS, y utilizando la red pública solo cuando es estrictamente necesario; adicionalmente, cuando exista exceso de energía fotovoltaica que no pueda ser consumida ni almacenada, esta se inyecta a la red, contribuyendo también a desplazar generación fósil en el sistema eléctrico.

En la práctica, el algoritmo funciona en cada intervalo de 15 minutos a partir de cuatro entradas básicas: potencia FV disponible P_{FV}(t), estado de carga de la batería SOC(t), demanda del mall P_{mall}(t) y demanda potencial de recarga de motos y mototaxis P_{VE,sol}(t) (según el número de cargadores/tomas en uso y la potencia unitaria). Con esta información

aplica, en orden, las siguientes prioridades y restricciones: (1) se cubre en primer lugar la demanda del mall con la generación fotovoltaica disponible; (2) si existe excedente FV, se atiende la demanda de recarga de vehículos hasta el límite de potencia asignado a los cargadores (respetando la potencia total máxima de 3,20 MW AC y de 115 kW de carga/descarga del BESS); (3) si aún queda excedente, se carga el BESS siempre que el SOC(t) sea menor que el SOC_{max} (DoD 90 %, capacidad útil \approx 207 kWh); (4) si después de abastecer mall, VE y BESS sigue habiendo excedente fotovoltaico, este se inyecta a la red pública hasta el límite de capacidad de conexión; (5) cuando la suma P_{FV(t)}+P_{descargaBESS (t)} no es suficiente para cubrir P_{mall(t)}+P_{VE(t)}, el algoritmo decide, según el criterio de reducción de CO₂, priorizar la recarga de vehículos eléctricos (sustituyendo combustibles fósiles) y completar la potencia faltante con energía de la red; si fuera necesario limitar potencia, se modulaba la potencia de los cargadores (por ejemplo, reduciendo la potencia por toma) manteniendo siempre la demanda esencial del mall. Este esquema jerárquico–prioritario, anclado a las capacidades reales de generación solar, almacenamiento y cargadores, permite que en todo instante la energía fotovoltaica se utilice primero localmente, luego se almacene, y solo en último término se recurra a la red para importar energía o, en caso de excedentes no almacenables, se exporte energía limpia, logrando así una gestión de carga coherente con el objetivo de minimizar las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos.

4.7. Aspectos Éticos en Investigación

La ética en investigación constituye un conjunto de principios fundamentales que orientan mi práctica responsable y el comportamiento aceptable como investigador en diferentes campos. Estos principios son imprescindibles para asegurar que mis estudios se desarrollen de forma justa, transparente y respetuosa, protegiendo a los participantes y garantizando la validez de los hallazgos obtenidos.

Un aspecto crucial de la ética en investigación es el respeto a la autonomía de los participantes. Esto incluye la obtención del consentimiento informado, que exige que informe adecuadamente a los individuos sobre los objetivos del estudio, el procedimiento, así como los riesgos y beneficios implicados, antes de que tomen la decisión de participar. El consentimiento debe ser voluntario y sin coerción, permitiendo a los participantes la libertad de retirarse en cualquier momento sin enfrentar repercusiones negativas.

La privacidad y la confidencialidad son igualmente elementos esenciales. Tengo el deber de salvaguardar la información personal de los participantes, asegurando que los datos se manejen de tal manera que no se pueda identificar a los individuos. Este principio no solo constituye un derecho de los participantes, sino que también es fundamental para fomentar la confianza y la cooperación en el ámbito de la investigación.

Por otro lado, el principio de justicia es vital, ya que implica equidad tanto en la selección de participantes como en la distribución de los beneficios y cargas de la investigación. Es imperativo prevenir la explotación de grupos vulnerables y garantizar que todos los segmentos de la población tengan igualdad de oportunidades para participar en mis estudios.

La honestidad y la integridad académica son igualmente primordiales. Debo ser claro en mi metodología y en la presentación de mis resultados, evitando prácticas deshonestas como el plagio, la manipulación de datos y la tergiversación de hallazgos. La divulgación de cualquier conflicto de interés, ya sea financiero o personal, es vital para mantener la credibilidad tanto de mi estudio como de mí mismo como investigador.

Finalmente, los aspectos éticos en investigación también abarcan la responsabilidad social. Esto implica que debo contemplar el impacto de mi trabajo en la sociedad y esforzarme por contribuir al bienestar público, promoviendo la aplicación de mis hallazgos para beneficio de la comunidad y abordando problemas reales.

En conclusión, la ética en investigación es fundamental para ganar la confianza del público, proteger a los participantes y garantizar la validez de los resultados. Estoy comprometido con la ética en todas las etapas de mi labor, desde la planificación hasta la divulgación de resultados, cultivando una cultura de integridad y respeto en el ámbito científico.

V. RESULTADOS

5.1. Resultados de descriptivos de la ubicación estratégica optima de la infraestructura de carga inteligente contribuye significativamente a la viabilidad de la reducción cuantificable de las emisiones de dióxido de carbono, al maximizar la cobertura del servicio y la demanda.

A partir del análisis de los diez puntos evaluados en la ciudad de Iquitos, el Mall de Iquitos se identificó como la ubicación estratégica más adecuada para la implementación de la infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas. Los resultados descriptivos obtenidos permiten caracterizar de manera cuantitativa y cualitativa este emplazamiento, evidenciando su ventaja frente a las demás alternativas consideradas.

En primer lugar, el Mall de Iquitos presenta una superficie techada disponible de aproximadamente 20 637 m², lo que constituye el mayor valor entre los puntos analizados. Esta condición resulta especialmente favorable para la instalación de un sistema fotovoltaico de mediana a gran escala, capaz de suministrar una fracción significativa de la energía requerida para la recarga de motos y mototaxis eléctricas, en conjunto con un sistema de almacenamiento BESS. Además, el centro comercial se encuentra a una distancia aproximada de 60 m de la subestación de transformación Santa Rosa, lo que facilita la conexión eléctrica y reduce las pérdidas y costos asociados al tendido de infraestructura adicional.

En segundo lugar, desde el punto de vista de la demanda potencial de recarga, los resultados de la visita in situ realizada el 19/10/2025 a las 19:00 h muestran que en el estacionamiento del Mall de Iquitos se

contabilizaron cerca de 900 motos y 130 mototaxis en operación, mayoritariamente impulsadas por diésel. Asimismo, a partir de la entrevista al personal encargado de la emisión de tickets de estacionamiento, se determinó que el tiempo promedio de permanencia de estos vehículos en el mall es no menor a 4 horas, lo que constituye una ventana temporal adecuada para la realización de ciclos de carga completos en modalidad eléctrica. El área de estacionamiento disponible se estima en aproximadamente 957 m², lo que confirma la alta concentración de vehículos en un solo punto de la ciudad.

Finalmente, la combinación de alta afluencia de motos y mototaxis a diésel, tiempos de estacionamiento prolongados, gran área techada disponible para generación fotovoltaica y cercanía a la subestación eléctrica posiciona al Mall de Iquitos como el emplazamiento con mayor potencial de mitigación de emisiones de CO₂ entre los sitios evaluados. Estos resultados descriptivos sustentan la elección del mall como ubicación estratégica para el diseño del sistema FV–BESS y de la infraestructura de carga inteligente, orientada a la reducción de emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos al año 2025

Los resultados de este apartado se muestran en tabla 18 de la siguiente forma:

Tabla 18: Resumen de resultados del análisis de puntos de ubicación para infraestructura de carga de motos y mototaxis eléctricas en Iquitos. Fuente: elaboración propia

Item	Resultado clave	Descripción
1	Existencia de infraestructura de carga	No se identificaron puntos de carga formales para vehículos eléctricos (motos y mototaxis) en la ciudad de Iquitos al momento del estudio.
2	Número de puntos evaluados	Se evaluaron 10 posibles puntos de ubicación para la futura infraestructura de carga de motos y mototaxis eléctricas.
3	Criterios de evaluación	Área techada disponible para FV, distancia a red de media tensión, distancia a subestación eléctrica (SET), cantidad de motos y mototaxis estacionadas y tiempo promedio de estacionamiento.
4	Fuentes de información	Visitas in situ (trabajo de campo) y análisis de imágenes satelitales mediante Google Earth.
5	Punto seleccionado	El Mall de Iquitos fue seleccionado como ubicación estratégica para el diseño de la infraestructura de carga inteligente y del sistema FV–BESS.
6	Área techada disponible en el Mall	Aproximadamente 20 637 m ² de techo disponibles para la instalación de paneles fotovoltaicos.
7	Cercanía a subestación eléctrica	Distancia aproximada de 60 m a la subestación de transformación Santa Rosa, lo que favorece la conexión eléctrica del sistema.
8	Área de estacionamiento	Área de estacionamiento para motos y mototaxis de aproximadamente 957 m ² .

9	Cantidad de vehículos estacionados	En la visita del 19/10/2025 a las 19:00 h se contabilizaron aproximadamente 900 motos y 130 mototaxis en el Mall de Iquitos.
10	Tiempo promedio de estacionamiento	El tiempo de permanencia de las motos y mototaxis en el estacionamiento del Mall es no menor a 4 horas, según entrevista al personal encargado de los tickets.
11	Justificación de la selección	El Mall de Iquitos combina gran área techada para FV, alta concentración de motos y mototaxis, tiempos de estacionamiento prolongados y cercanía a la SET, por lo que se considera el emplazamiento óptimo para la infraestructura de carga inteligente y el sistema FV-BESS.
12	Coherencia con la literatura	El reporte [30] indica que la mayoría de infraestructuras de carga de vehículos eléctricos en el Perú se ubican en centros comerciales, malls y hoteles, lo que respalda la elección del Mall de Iquitos.
13	Contribución a la reducción de emisiones de CO ₂	La ubicación estratégica de la infraestructura de carga en el Mall de Iquitos presenta el mayor potencial de reducción de emisiones de CO ₂ entre los 10 puntos evaluados, al concentrar la mayor cantidad de motos y mototaxis actualmente a diésel, tiempos de estacionamiento prolongados y una amplia área techada disponible para generación fotovoltaica integrada a un sistema FV-BESS, reduciendo así la dependencia de fuentes fósiles en la ciudad al año 2025

Nota. La información presentada en el cuadro resume los principales resultados del análisis de campo realizado en la ciudad de Iquitos en 2025, complementado con el procesamiento de imágenes satelitales de Google Earth. Asimismo, se destaca que, entre los 10 puntos evaluados, el Mall de Iquitos es el emplazamiento que presenta el mayor potencial de reducción de emisiones de CO₂, debido a la alta concentración de motos y mototaxis a diésel, los tiempos de estacionamiento prolongados y la amplia disponibilidad de área techada para la integración de un sistema FV-BESS.

5.2. Resultados descriptivos del dimensionamiento de las capacidades de generación solar, almacenamiento y cargadores que son componentes de la infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas reduce la emisión de dióxido de las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos.

En esta sección se presentan, de forma integrada, los resultados de capacidad de generación solar, número y potencia de cargadores, sistema de almacenamiento en baterías (BESS) y su contribución a la reducción de emisiones de CO₂ para la ciudad de Iquitos. Todos los valores numéricos provienen directamente de los notebooks de dimensionamiento indicados.

5.2.1. Capacidad de generación solar del sistema fotovoltaico

El notebook Dimencionamiento_Generación_solar_PVLIBv3.ipynb dimensiona el campo fotovoltaico instalado en la cubierta del mall de Iquitos a partir del área disponible, la selección automática de módulo e

inversor Sandia y la simulación anual con datos TMY de PVGIS (resolución de 15 min, año 2024).

Los principales resultados del campo FV se resumen en la Tabla 18.

Tabla 19: Capacidad y rendimiento del sistema fotovoltaico para el mall de Iquitos

Parámetro	Valor	Unidad	Comentario técnico
Potencia DC total nominal del campo	4 162,0	kW	P_total_DC_kW, obtenida del diseño eléctrico con módulos e inversores Sandia
Potencia AC total nominal del campo	3 201,2	kW	P_total_AC_kW, suma de potencias nominales de los inversores seleccionados
Potencia AC máxima simulada	3 201,2	kW	Pico de potencia en 10/01/2024, igual a la potencia nominal AC
Potencia AC media anual	453,5	kW	Promedio de la serie de potencia AC cada 15 min
Energía anual AC	3 972 478 (3 972,48)	kWh (MWh/año)	E_anual_kWh / E_anual_MWh, energía a la salida de inversores
Yield específico	954	kWh/kWp·año	Energía anual AC dividida entre la potencia DC instalada (4 162 kWp)
Factor de planta (AC)	14,2	%	Cociente entre potencia media y potencia nominal AC
Horas equivalentes de operación	1 241	h/año	E_anual_kWh / P_total_AC_kW
Horas con producción (> 0 kW)	2 692	h/año	Número de intervalos con generación distinta de cero
Energía diaria promedio	10,88	MWh/día	Cociente entre energía anual y 365 días
Día de energía mínima	2 538	kWh/día	Día representativo “nublado”
Día de energía máxima	18 335	kWh/día	Día de máxima generación (20/09/2024)
Irradiación POA anual	1 099	kWh/m ² ·año	Irradiancia en plano de generador
Performance Ratio (PR)	86,8	%	Calculado con POA anual, potencia DC y energía anual AC

Nota. Valores extraídos de las salidas de consola del notebook Dimencionamiento_Generación_solar_PVLIBv3.ipynb, celdas de estadísticas del campo FV y estadísticas adicionales (TMY PVGIS, paso 15 min).

Estos resultados muestran que el sistema fotovoltaico es capaz de suministrar del orden de 3,97 GWh/año con indicadores de rendimiento elevados (yield \approx 954 kWh/kWp·año y PR \approx 86,8 %), lo que lo hace adecuado como fuente principal de energía renovable para la infraestructura de carga inteligente

5.2.2. Dimensionamiento de los cargadores para motos y mototaxis eléctricas

El notebook determinación de cargadores.ipynb cuantifica la infraestructura de carga para motos y mototaxis eléctricas mediante una exploración de escenarios aleatorios (pe, participación de flota eléctrica; fc, factor de carga). Cada cargador se modela con 4 tomas, con potencias unitarias de 2 kW por moto y 3 kW por mototaxi, tiempo de sesión de 25 min (TS_MIN = 25) y nivel de ocupación objetivo U_UTIL = 0,92.

El escenario recomendado para el diseño (pe = 1,0; fc = 1,0) se emplea posteriormente en el dimensionamiento del BESS. Sus resultados se detallan en la Tabla 2.

Tabla 20: Escenario recomendado de dimensionamiento de cargadores (motos y mototaxis)

Parámetro	Valor	Unidad	Comentario técnico
Parámetro de electrificación de flota (pe)	1,00	–	100 % de la flota objetivo considerada como eléctrica
Factor de carga de tomas (fc)	1,00	–	Utilización plena del potencial de carga del sistema
Número de cargadores de 4 tomas	30	cargadores	Resultado del "ESCENARIO RECOMENDADO (diseño robusto para ETAPA 2 – BESS)"
Número total de tomas	120	tomas	30 cargadores × 4 tomas
Energía diaria demandada por los VE	1 825,0	kWh/día	"Energía diaria: 1825.0 kWh (para BESS)"
Sesiones pico de carga en 4 h	1 030,0	sesiones/4 h	"Sesiones pico 4h: 1030.0"
Potencia máxima asociada a VE	228,1	kW	"Potencia máxima VE: 228.1 kW" (notebook BESS)
Potencia por toma para motos	2,0	kW	Parámetro POWER_MOTO_KW
Potencia por toma para mototaxis	3,0	kW	Parámetro POWER_MOTOTAXI_KW
Tiempo de sesión estándar	25	min/sesión	TS_MIN = 25.0
Número de tomas por cargador	4	tomas/cargador	SOCKETS_PER_CHARGER = 4

Nota. Datos obtenidos de las salidas de consola y parámetros del notebook determinación de cargadores.ipynb para el "ESCENARIO RECOMENDADO (pe = 1.00, fc = 1.00)".

El mismo notebook calcula cuántos vehículos pueden ser atendidos con este dimensionamiento (Tabla 20).

Tabla 21: Número de vehículos eléctricos atendidos por la infraestructura de carga (escenario recomendado)

Horizonte temporal	Motos eléctricas	Mototaxis eléctricos	Total vehículos
Diario	1 800	260	2 060
Mensual	54 000	7 800	61 800
Anual	657 000	94 900	751 900

Nota. Valores tomados de la salida “Cantidad de Vehículos a Cargar (Escenario Recomendado)” del notebook determinación de cargadores.ipynb.

Este dimensionamiento garantiza que la infraestructura de carga puede atender una flota significativa de motos y mototaxis eléctricas en la ciudad, constituyendo una base robusta para la electrificación del transporte ligero urbano.}

5.2.3. Dimensionamiento de Capacidad de almacenamiento BESS

El notebook DiemncionameintoBESSV4.ipynb dimensiona un sistema de almacenamiento en baterías acoplado al campo FV y a la infraestructura de carga, tomando como entrada:

- La generación fotovoltaica diaria simulada (energia_dia_pv.csv),
- La demanda diaria del mall (demanda_mall_kwh.csv), y
- El perfil diario de carga de motos y mototaxis eléctricas obtenido del escenario recomendado (seleccion_pe_fc_perfil_24h.csv).

El BESS se diseña bajo el criterio de almacenar la totalidad del excedente solar diario (“Criterio: Almacenar excedente solar completo”). Los parámetros principales del BESS resultante se presentan en la Tabla 21.

Tabla 22: Parámetros principales del sistema de almacenamiento BESS

Parámetro	Valor	Unidad	Comentario técnico
Capacidad nominal de la batería	230	kWh	“Capacidad nominal: 230 kWh”
Profundidad máxima de descarga (DoD)	90	%	DoD = 90 %
Capacidad útil (0,9 × 230)	207	kWh	“Capacidad útil (DoD 90%): 207 kWh”
Eficiencia redonda	95	%	“Eficiencia: 95%”
Potencia nominal del BESS	115	kW	Batería dimensionada a ≈0,5C respecto a la capacidad nominal
Energía FV excedente considerada para dimensionar	229,8	kWh/día	“CRITERIO SELECCIONADO – Excedente Solar: 229.8 kWh”
Energía FV realmente almacenada	206,8	kWh/día	“BESS cargada: 206.8 kWh”
Energía descargada hacia la demanda	274,1	kWh/día	“BESS descargada: 274.1 kWh”
Ciclos de carga/descarga	≈1,32	ciclos/dí	A partir de la salida “Factor de

diarios	a	utilización BESS: 132.4 %"
---------	---	----------------------------

Nota. Valores procedentes del bloque “5. DIMENSIONAMIENTO BATERÍA (BESS) – IQUITOS” y “RESULTADOS SIMULACIÓN” del notebook DiemncionameintoBESSV4.ipynb.

5.2.4. Balance energético diario e integración de la infraestructura de carga inteligente

El mismo notebook BESS cuantifica el balance energético diario para el sistema integrado mall + vehículos eléctricos + FV + BESS en un día representativo, cuyos resultados se recogen en la Tabla 5.

Tabla 23: Balance energético diario del sistema FV + BESS + cargadores (día representativo)

Concepto	Valor	Unidad	Comentario técnico
Demanda mall	9 202,4	kWh/día	“Mall: 9202.4 kWh/día”
Demanda vehículos eléctricos (VE)	1 825,0	kWh/día	“Energía total VE: 1825.0 kWh/día”
Demanda total (mall + VE)	11 027,3	kWh/día	“Demanda total: 11027.3 kWh”
Generación FV diaria	4 583,8	kWh/día	“Generación FV: 4583.8 kWh”
Energía almacenada en BESS	206,8	kWh/día	“BESS cargada: 206.8 kWh”
Energía descargada desde BESS	274,1	kWh/día	“BESS descargada: 274.1 kWh”
Energía tomada de la red	6 376,3	kWh/día	“Red tomada: 6376.3 kWh”
Energía inyectada a la red	0,0	kWh/día	“Red inyectada: 0.0 kWh”
Autosuficiencia energética del sistema	42,2	%	“AUTOSUFICIENCIA ENERGÉTICA: 42.2%”
Participación de VE en la demanda	≈ 16,6	%	1 825,0 / 11 027,3

Nota. Datos calculados y presentados en el bloque “RESULTADOS SIMULACIÓN” del notebook DiemncionameintoBESSV4.ipynb para el escenario recomendado de cargadores.

En este escenario, el sistema FV cubre aproximadamente el 41–42 % de la demanda diaria total, complementado por el BESS, mientras que el resto se abastece desde la red. La infraestructura de carga inteligente (gestión coordinada de FV, BESS y cargadores) evita vertidos de energía a la red y maximiza el autoconsumo.

La capacidad de 230 kWh permite capturar prácticamente todo el excedente FV (\approx 207 kWh/días útiles), mientras que la potencia de 115 kW asegura que el BESS pueda cargarse y descargarse dentro de las ventanas horarias de excedente y de mayor demanda sin limitaciones de potencia.

5.2.5. Contribución a la reducción de emisiones de CO₂ en la ciudad de Iquitos

Para evaluar el impacto climático del sistema, se considera que cada MWh suministrado por la planta FV reemplaza un MWh que de otro modo habría sido generado por la red peruana. Para efectos de este estudio se adopta un factor de emisión medio de la red de 0,45 tCO₂e/MWh. Con este valor se obtiene la reducción de emisiones resumida en la Tabla 23.

Tabla 24: Emisiones de CO₂ evitadas por la generación solar asociada a la infraestructura de carga

Escenario considerado	Energía FV (MWh)	Factor de emisión (tCO ₂ /MWh)	CO ₂ evitado aproximado	Unidad	Comentario
Operación anual del sistema FV (campo completo)	3 972,48	0,45	≈ 1 787,6	tCO ₂ /año	Basado en E_anual_MWh del notebook FV
Día representativo mall + VE	4,5838	0,45	≈ 2,06	tCO ₂ /día	Energía FV diaria de 4 583,8 kWh (escenario con BESS)
Porción aproximada destinada a carga de motos y mototaxis ¹	≈ 0,76	0,45	≈ 0,34	tCO ₂ /día	≈ 16,6 % de la energía FV diaria se asocia a la carga de vehículos eléctricos (VE)

¹ Suponiendo que la energía FV se reparte entre el mall y los vehículos eléctricos en proporción a su participación en la demanda diaria (≈ 83,5 % mall; ≈ 16,6 % VE).

Nota. El factor de emisión utilizado (0,45 tCO₂/MWh) se adopta como valor de referencia para representar de manera conservadora las emisiones asociadas al sistema eléctrico peruano en el contexto del presente estudio.

Bajo estas hipótesis, la planta fotovoltaica integrada a la infraestructura de carga inteligente permite evitar del orden de 1 788 tCO₂ por año, de las cuales alrededor de 125 tCO₂/año pueden vincularse específicamente a la energía renovable utilizada para la carga de motos y mototaxis eléctricas. En la vida útil esperada del sistema (por ejemplo, 25 años), la reducción acumulada se sitúa en torno a 44 700 tCO₂, constituyendo un aporte relevante a la descarbonización del sistema eléctrico local y del transporte urbano en la ciudad de Iquitos.

5.3. Resultados descriptivos selección del agente inteligente de gestión de carga de infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas optimiza la eficiencia operativa del sistema,

asegurando la contribución cuantificable a la reducción de las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos.

A continuación, se presentan, de forma sintetizada, los resultados descriptivos del algoritmo de recarga aplicado a la infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas en el Mall de Iquitos, utilizando las capacidades ya dimensionadas de generación fotovoltaica, almacenamiento BESS y cargadores, para un día representativo de operación.

Tabla 25: Resultados descriptivos del algoritmo de gestión de carga inteligente (día representativo)

Indicador	Resultado	Unidad	Descripción
Demanda total (mall + motos + mototaxis)	11 027,3	kWh/día	Energía consumida conjunta por el centro comercial y la infraestructura de carga VE.
Energía fotovoltaica aprovechada	4 583,8	kWh/día	Energía AC generada por el campo FV e integrada al consumo local bajo el algoritmo.
Energía de recarga de motos y mototaxis eléctricas	1 825,0	kWh/día	Energía diaria dirigida específicamente a la carga de motos y mototaxis eléctricas.
Energía cargada en el BESS	206,8	kWh/día	Excedente FV almacenado en la batería durante las horas de mayor generación.
Energía descargada desde el BESS	274,1	kWh/día	Energía devuelta por el BESS para apoyar la demanda en horas de menor generación FV.
Energía importada desde la red pública	6 376,3	kWh/día	Energía requerida de la red tras usar FV y BESS según la lógica de priorización del algoritmo.
Energía inyectada a la red pública	0,0	kWh/día	En el día analizado no se generaron excedentes no almacenables; no hubo vertido a red.
Autosuficiencia energética del sistema FV + BESS	42,2	%	Porcentaje de la demanda total cubierta con energía FV y BESS gestionadas por el algoritmo.
Potencia máxima simultánea de recarga de VE	228,1	kW	Pico de potencia demandada por los cargadores de motos y mototaxis eléctricas.
Estado de carga mínimo del BESS (SOC_min)	10,0	%	Límite inferior de operación, respetado por el algoritmo para proteger la batería.
Estado de carga máximo del BESS (SOC_max)	95,4	%	Nivel máximo alcanzado en el día; muestra el aprovechamiento de la capacidad útil (DoD 90 %).
Ciclos equivalentes de operación del BESS	≈ 1,32	ciclos/día	Número de ciclos diarios resultante de la carga y descarga gestionadas por el algoritmo.
Regla de priorización de fuentes	FV → BESS → Red	–	El algoritmo usa primero FV, luego BESS y recurre a la red solo para la energía faltante.

Nota. Los resultados corresponden a la simulación de un día representativo utilizando el algoritmo de gestión de carga jerárquico sobre las capacidades ya dimensionadas del sistema: campo FV (4,16 MWp DC / 3,20 MW AC), BESS (230 kWh / 115 kW) y 30 cargadores de 4 tomas (120 puntos de recarga). El algoritmo prioriza el uso de energía solar, posteriormente el apoyo del BESS y, en último término, la energía de la red, evitando vertimientos en el día analizado y maximizando el aporte de fuentes renovables a la carga de motos y mototaxis eléctricas.

A partir del marco teórico presentado en [31] y de las características concretas del sistema diseñado (campo FV de 4,16 MWp DC / 3,20 MWAC, BESS de 230 kWh / 115 kW y 30 cargadores de 4 tomas para motos y mototaxis eléctricas), en este proyecto se adopta un algoritmo de recarga controlada, colaborativo, con arquitectura centralizada y basado en reglas (rule-based), orientado a la reducción de emisiones de CO₂ y a la operación segura de la red interna del Mall Iquitos.

En términos de la clasificación de [31], el esquema propuesto se sitúa dentro de las estrategias de recarga controlada (no “plug & charge”), ya que la potencia y el momento de recarga de los VE no quedan a libre evolución, sino que se deciden considerando el estado de la red interna, la disponibilidad de generación fotovoltaica, el estado de carga del BESS y la demanda del Mall. Además, se opta por un algoritmo colaborativo con arquitectura centralizada, en el que un coordinador único (sistema de gestión de energía del mall o agregador local) recibe información de todos los puntos de recarga, del campo FV, del BESS y del punto de conexión a red, y calcula en cada intervalo (15 min) las consignas de potencia para los cargadores, la batería y el intercambio con la red. Esto es coherente con la arquitectura centralizada descrita en [31], donde el coordinador busca simultáneamente objetivos técnicos (evitar sobrecargas, mejorar la integración de renovables) y ambientales (minimizar emisiones de CO₂).

Respecto al sentido del flujo de potencia, la recarga de motos y mototaxis se modela como unidireccional (de la red/mall hacia el vehículo), cumpliendo la condición de que no existe recarga no controlada bidireccional. Sin embargo, a nivel de sistema edificio-red, el esquema se alinea con el enfoque V2B planteado en el marco teórico: el mall se comporta como “edificio” con generación distribuida (FV), almacenamiento (BESS) y puntos de recarga, gestionando de forma optimizada los flujos entre estos elementos y la red pública. De acuerdo con la premisa del proyecto, el algoritmo aplica la siguiente lógica jerárquica: (i) prioriza el uso de energía fotovoltaica para cubrir la

demandas del mall y la recarga de VE; (ii) utiliza el BESS para desplazar excedentes FV a horas de mayor demanda; (iii) recurre a la red solo para cubrir la energía faltante cuando FV + BESS no son suficientes; y (iv) si en un determinado intervalo la generación FV excede simultáneamente la demanda del mall, la demanda de recarga y la capacidad de almacenamiento del BESS, el excedente es inyectado a la red pública, contribuyendo también a desplazar generación fósil en el sistema eléctrico.

Desde el punto de vista de la implementación, en lugar de resolver en tiempo real un problema de optimización compleja (por ejemplo, MILP o algoritmos evolutivos, que [31] identifica como adecuados pero costosos computacionalmente para grandes flotas), se adopta un algoritmo heurístico basado en reglas (rule-based method). Este tipo de algoritmo, también señalado en [31] como técnica viable para sistemas con incertidumbre y datos limitados, permite: (i) limitar la potencia total de recarga en función del estado de la red interna y del punto de conexión, (ii) activar o modular la potencia de los cargadores según la disponibilidad de FV y el SOC del BESS, y (iii) garantizar que, cuando exista energía sobrante que no pueda almacenarse, se habilite la inyección a red. En síntesis, el algoritmo seleccionado puede describirse como una estrategia de recarga controlada, colaborativa, con arquitectura centralizada y lógica heurística basada en reglas, específicamente adaptada a las capacidades de generación solar, almacenamiento y cargadores dimensionadas para el Mall de Iquitos y orientada a minimizar las emisiones de CO₂ asociadas a la movilidad de motos y mototaxis eléctricas en la ciudad Iquitos.

VI. DISCUSIONES DE RESULTADOS

6.1. Contrastación y demostración de la hipótesis con los resultados.

6.1.1. Hipótesis general:

H.G: "El diseño de infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas reduce las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025."

Para contrastar esta hipótesis se compara la situación base de emisiones en Iquitos con el escenario proyectado al implementar la infraestructura de carga inteligente dimensionada en la tesis (campo FV + BESS + cargadores). Como línea base se consideran:

- Transporte terrestre: 61 000 mototaxis y 70 500 motos lineales, responsables de aproximadamente el 95 % de las emisiones del sector transporte, con un estimado de 258 250 tCO₂/año (152 500 tCO₂ de mototaxis y 105 750 tCO₂ de motos).
- Generación eléctrica en Iquitos: sistema aislado basado en una central térmica que consume alrededor de 22,5 millones de galones de combustible fósil al año, generando 290 000 tCO₂/año.

En el proyecto se ha dimensionado e implementado numéricamente (en los notebooks de Colab) una planta fotovoltaica de 3 972,48 MWh/año de generación AC (campo FV de 4,16 MWp DC / 3,20 MWAC), que alimenta simultáneamente la demanda del mall de Iquitos y la infraestructura de carga para motos y mototaxis eléctricas, con apoyo de un BESS de 230 kWh / 115 kW. Para cuantificar las emisiones evitadas se adopta un factor de emisión medio de 0,45 tCO₂/MWh para el sistema eléctrico, de modo que cada MWh generado por la planta FV desplaza generación térmica equivalente.

Aplicando este enfoque, las emisiones evitadas anualmente por la planta fotovoltaica son:

$$\begin{aligned} \text{CO}_2\text{evitado}_{\text{FV},\text{anual}} &= 3972,48 \text{ MWh/año} \times 0,45 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \\ &\approx 1787,6 \text{ tCO}_2/\text{año} \end{aligned}$$

De esta reducción total, una fracción se asocia a la demanda propia del mall y otra a la carga de motos y mototaxis eléctricas, en función de la participación de estos últimos en la demanda total. Para el día

representativo simulado, la energía FV diaria aprovechada es 4,5838 MWh/día, de la cual aproximadamente el 16,6 % se destina a la recarga de motos y mototaxis (1 825 kWh/día sobre 11 027,3 kWh/día de demanda total). Trasladando esta proporción a la generación anual, se obtiene una contribución aproximada de:

- 1 662,8 tCO₂/año de emisiones evitadas asociadas a la alimentación renovable del mall.
- 124,8 tCO₂/año de emisiones evitadas asociadas a la energía renovable empleada en la recarga de motos y mototaxis eléctricas.

La suma de ambas contribuciones coincide con las 1 787,6 tCO₂/año evitadas por la planta FV respecto a la generación térmica, por lo que no hay doble conteo.

La comparación cuantitativa se resume en la Tabla 26.

Tabla 26: Comparación de emisiones de CO₂ en Iquitos y aporte del proyecto (2025)

Concepto	Emisiones actuales (sin proyecto) [tCO ₂ /año]	Emisiones evitadas por el proyecto [tCO ₂ /año]	Reducción porcentual aproximada
Transporte por motos y mototaxis.	258 250	124,8*	0,05 %
Generación eléctrica en Iquitos (central térmica).	290 000	1 787,6	0,62 %
Total conjunto transporte (motos + mototaxis) + generación eléctrica.	548 250	1 787,6 (FV total)	0,35 %

* Corresponde a la fracción de la reducción total de 1 787,6 tCO₂/año asociado a la energía fotovoltaica utilizada para la recarga de motos y mototaxis eléctricas, calculada a partir de su participación en la demanda total.

Nota. Los valores de emisiones actuales de transporte y generación térmica provienen de los reportes citados en la tesis; las emisiones evitadas se calculan con el factor de 0,45 tCO₂/MWh aplicado a la energía fotovoltaica anual simulada (3 972,48 MWh/año) y se descomponen según la proporción de energía FV destinada al mall y a la recarga de motos y mototaxis.

Desde el punto de vista de la contrastación de la hipótesis, si se plantea como hipótesis nula H₀: “*El diseño de la infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas no reduce las emisiones de CO₂ en la ciudad de Iquitos*”, los resultados obtenidos permiten refutarla.

El sistema FV–BESS–cargadores, operado con el algoritmo de gestión

diseñado, evita aproximadamente 1 787,6 tCO₂/año de generación térmica, de las cuales una parte se asocia directamente a la recarga renovable de motos y mototaxis. Aunque el porcentaje relativo frente al total de emisiones de transporte y generación de la ciudad es todavía modesto (del orden del 0,35 %), se trata de una reducción real, cuantificable y reproducible a escala de un solo centro comercial, con un potencial claro de ampliación si se replica la infraestructura en otros puntos de alta concentración de motos y mototaxis.

En consecuencia, los resultados del dimensionamiento energético y del análisis de emisiones demuestran que el diseño de la infraestructura de carga inteligente propuesta contribuye efectivamente a reducir las emisiones de dióxido de carbono en Iquitos, por lo que la hipótesis general se acepta en los términos y escala definidos en el proyecto.

6.1.2. Hipótesis específica:

H.E.1. - “La determinación de la ubicación estratégica de la infraestructura de carga inteligente reduce las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos.”

Para contrastar esta hipótesis se partió del análisis comparativo de 10 posibles puntos de ubicación para la infraestructura de carga de motos y mototaxis eléctricas en la ciudad de Iquitos. Los puntos se evaluaron mediante criterios directamente vinculados al potencial de reducción de emisiones de CO₂, tal como se resume en la Tabla 18: (i) área techada disponible para generación fotovoltaica, (ii) distancia a la red de media tensión y a la subestación eléctrica, (iii) cantidad de motos y mototaxis estacionadas y (iv) tiempo promedio de permanencia de los vehículos, complementado con visitas in situ y análisis de imágenes satelitales.

Bajo la hipótesis nula H0: “*La elección de la ubicación de la infraestructura de carga inteligente no influye significativamente en la reducción de emisiones de CO₂*”, la localización del sistema FV–BESS y

de los cargadores sería indiferente entre los 10 puntos evaluados. Sin embargo, los resultados muestran que el Mall de Iquitos concentra simultáneamente las mejores condiciones para maximizar la mitigación de emisiones: dispone de aproximadamente 20 637 m² de área techada para la instalación de paneles fotovoltaicos (el valor más alto entre los sitios analizados), se ubica a solo 60 m de la subestación de transformación Santa Rosa (lo que reduce pérdidas y costos de conexión), y cuenta con un área de estacionamiento de 957 m² donde, en la visita del 19/10/2025 a las 19:00 h, se contabilizaron alrededor de 900 motos y 130 mototaxis en operación. Además, se verificó que el tiempo promedio de permanencia de estos vehículos en el estacionamiento es no menor a 4 horas, lo que proporciona una ventana temporal suficiente para realizar ciclos de recarga eléctrica completos.

Desde la perspectiva de las emisiones, esta combinación de alta densidad de vehículos a diésel, tiempos de estacionamiento prolongados y gran superficie disponible para generación FV integrada a un BESS implica que, para un mismo sistema de generación y almacenamiento, la cantidad de kilómetros potencialmente desplazados de combustibles fósiles a energía eléctrica renovable es máxima cuando la infraestructura se instala en el Mall de Iquitos y no en otro de los puntos analizados. Es decir, la misma planta FV–BESS genera un mayor impacto en reducción de CO₂ cuando se ubica donde se concentra el mayor número de motos y mototaxis, en lugar de en un punto con menor afluencia o menor área utilizable para generación solar.

Adicionalmente, la selección del Mall de Iquitos es coherente con la evidencia reportada en la literatura, donde se indica que la mayoría de infraestructuras de carga de vehículos eléctricos en el Perú se ubican en centros comerciales, malls y hoteles, por ser lugares de alta concentración de vehículos y permanencias prolongadas. Esto refuerza el carácter “estratégico” del emplazamiento elegido y respalda que la decisión de ubicación no es arbitraria, sino consistente con buenas prácticas observadas en otros contextos.

En síntesis, los resultados de la Tabla 18 muestran que el Mall de Iquitos es el punto que maximiza el potencial de reducción de emisiones de CO₂ entre las 10 alternativas evaluadas, al concentrar el mayor número de motos y mototaxis actualmente a diésel, ofrecer tiempos de estacionamiento adecuados para la recarga y disponer de la mayor superficie techada para integrar un sistema FV–BESS. Por tanto, se rechaza la hipótesis nula y se concluye que la determinación de la ubicación estratégica de la infraestructura de carga inteligente (Mall de Iquitos) sí contribuye a reducir las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad, aceptándose la Hipótesis Específica 1 en el ámbito y condiciones del proyecto

H.E.2. - “El dimensionamiento de las capacidades de generación solar, almacenamiento y cargadores que son componentes de la infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas reduce la emisión de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos.”

Para contrastar esta hipótesis, se parte de las capacidades resultantes del diseño desarrollado en los notebooks de Colab, en particular Dimencionamiento_Generación_solar_PVLIBv3.ipynb, complementado con el dimensionamiento de BESS y cargadores. El sistema final de la infraestructura de carga inteligente para el Mall de Iquitos queda definido por: una planta fotovoltaica de 4 162 kW DC y 3 201,2 kW AC, un sistema de almacenamiento BESS de 230 kWh / 115 kW y 30 cargadores de 4 tomas (120 puntos de carga) para motos y mototaxis eléctricas. La simulación anual con datos TMY de PVGIS (a 15 min) arroja una energía anual AC generada de 3 972,48 MWh/año, con un yield específico de 954 kWh/kWp·año y un Performance Ratio del 86,8 %, lo que confirma que el dimensionamiento del campo FV es técnicamente adecuado y permite un aprovechamiento eficiente del recurso solar.

Bajo la hipótesis nula H0: “*El dimensionamiento de las capacidades de generación solar, almacenamiento y cargadores no produce una*

reducción significativa de las emisiones de CO₂”, la instalación de la planta FV–BESS–cargadores no tendría efecto relevante sobre las emisiones asociadas al sistema eléctrico de Iquitos ni sobre la sustitución de combustibles fósiles en el transporte ligero. Sin embargo, tomando como referencia un factor de emisión de 0,45 tCO₂/MWh para la generación eléctrica basada en combustibles fósiles, la energía anual producida por la planta fotovoltaica evita que el sistema térmico local genere esa misma energía. La reducción anual de emisiones asociada al dimensionamiento del campo FV se calcula como:

$$\text{CO}_2\text{evitado}_{\text{FV},\text{anual}} = 3972,48 \text{MWh/año} \times 0,45 \text{tCO}_2/\text{MWh} \approx 1787,6 \text{tCO}_2/\text{año}$$

Asimismo, para la vida útil del sistema fotovoltaico (y de la infraestructura de carga asociada) en 25 años, la reducción acumulada de emisiones de CO₂ se obtiene multiplicando la reducción anual por el periodo de operación:

$$\text{CO}_2\text{evitado}_{\text{vidautil}} = 1787,6 \text{ tCO}_2/\text{año} \times 25 \text{años} \approx 44700 \text{tCO}_2$$

Es decir, solo por efecto de la capacidad de generación solar dimensionada se evita la emisión de alrededor de 1 788 tCO₂/año y durante su vida útil de 44 700 toneladas de CO₂ respecto a la situación sin planta FV, en la que toda la energía consumida sería provista por la central térmica de Iquitos.

El papel del BESS de 230 kWh / 115 kW y de los 30 cargadores (120 tomas) es asegurar que esta energía renovable pueda ser efectivamente integrada en el consumo local y en la recarga de motos y mototaxis, minimizando vertimientos y maximizando la sustitución de energía fósil. En el día representativo analizado, el algoritmo de gestión muestra que la planta FV suministra 4 583,8 kWh/día, de los cuales una parte se destina a la demanda del mall y otra a la recarga de motos y mototaxis (1 825 kWh/día); el BESS almacena 206,8 kWh/día y descarga 274,1 kWh/día, y la autosuficiencia energética FV + BESS alcanza el 42,2 % de la demanda conjunta mall + vehículos eléctricos. Sin el

dimensionamiento adecuado del BESS, una fracción relevante de esos 4,58 MWh/día de energía solar se perdería por imposibilidad de ser consumida en el momento de su generación; y sin el dimensionamiento adecuado de cargadores, la energía renovable no podría canalizarse hacia un número suficiente de motos y mototaxis como para impactar el sector transporte.

Desde la perspectiva global de emisiones, la comparación con el contexto de Iquitos es clara: el sistema térmico aislado emite aproximadamente 290 000 tCO₂/año y la flota de 61 000 mototaxis y 70 500 motos lineales genera del orden de 258 250 tCO₂/año. Frente a estas magnitudes, la reducción de 1 787,6 tCO₂/año obtenido con el dimensionamiento de la planta FV, BESS y cargadores puede representar alrededor de 0,62 % de las emisiones del sistema de generación eléctrica local o 0,35 % si se considera conjuntamente transporte (motos y mototaxis) y generación eléctrica. Aunque el porcentaje relativo todavía es modesto a escala ciudad, se trata de una reducción real, cuantificable y directamente atribuible al dimensionamiento de capacidades realizado en un único emplazamiento (el Mall de Iquitos), y con un potencial evidente de escalamiento si se replica el mismo esquema en otros puntos de la ciudad.

En consecuencia, los resultados demuestran que el dimensionamiento conjunto de la capacidad de generación solar (4,16 MWp), el almacenamiento BESS (230 kWh) y los cargadores (30 equipos de 4 tomas) permite desplazar generación térmica y sustituir consumo de combustibles fósiles por energía renovable en la recarga de motos y mototaxis eléctricas, reduciendo de manera efectiva las emisiones de dióxido de carbono en Iquitos. Por tanto, se rechaza la hipótesis nula y se acepta la Hipótesis H.E.2, concluyendo que el dimensionamiento de las capacidades de generación solar, almacenamiento y cargadores de la infraestructura de carga inteligente contribuye de forma comprobable a la mitigación de CO₂ en la ciudad al año 2025

H.E.3. - “La selección del algoritmo de recarga de infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas reduce las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos.”

Desde el marco teórico adoptado ([31]), las estrategias de recarga se clasifican en no controladas (“plug & charge”) y controladas, y estas últimas pueden ser autónomas o colaborativas, con arquitecturas desconocida, centralizada, distribuida o híbrida. Adicionalmente, el flujo de potencia puede ser unidireccional o bidireccional (V2G, V2B, V2H). En este proyecto se ha seleccionado, de manera explícita, un algoritmo de recarga controlada, colaborativo, con arquitectura centralizada y basado en reglas (rule-based), operando con recarga unidireccional hacia las motos y mototaxis, pero con una lógica de tipo V2B a nivel del edificio (coordinación FV–BESS–red para el mall).

Bajo la hipótesis nula H0: *“La selección del algoritmo de recarga no influye en la reducción de emisiones de CO₂, respecto a una recarga no controlada”*, el uso de un algoritmo u otro no cambiaría de forma relevante el uso de energía fotovoltaica, la operación del BESS ni el intercambio con la red. Sin embargo, los resultados del día representativo de operación muestran que el algoritmo centralizado basado en reglas produce una configuración de flujos de energía coherente con el objetivo de minimizar emisiones:

- Demanda diaria conjunta mall + motos + mototaxis: 11 027,3 kWh/día.
- Energía fotovoltaica aprovechada: 4 583,8 kWh/día (toda la FV disponible en el día se utiliza localmente).
- Energía diaria dirigida a la recarga de vehículos eléctricos: 1 825,0 kWh/día.
- Energía cargada en el BESS: 206,8 kWh/día (excedente FV almacenado).

- Energía descargada desde el BESS: 274,1 kWh/día (energía solar desplazada hacia horas de menor generación).
- Energía importada desde la red: 6 376,3 kWh/día.
- Energía inyectada a la red: 0,0 kWh/día (no hay vertimientos en el día analizado).
- Autosuficiencia energética FV + BESS: 42,2 % de la demanda total.
- Uso del BESS: \approx 1,32 ciclos/día, con SOC entre 10 % y ~95 %, lo que evidencia que el algoritmo explota efectivamente la capacidad útil de almacenamiento.

Estos resultados son consecuencia directa de la regla de priorización implementada: (1) primero se atiende la demanda del mall y de los cargadores con la generación FV; (2) si existe excedente, se carga el BESS hasta su SOC máximo; (3) si aún hubiera excedente no almacenable, se inyectaría a la red; y (4) cuando FV + BESS no son suficientes, se recurre a la red pública, pudiendo modular la potencia de recarga de los VE. Esta lógica de recarga controlada y coordinada contrasta con una estrategia no controlada (plug & charge), donde cada vehículo se cargaría a potencia máxima desde el momento de conexión, sin considerar el estado de la generación solar, del BESS ni de la red, produciendo típicamente: mayor energía importada desde la red, posible subutilización del BESS y mayor probabilidad de vertimiento de energía FV en horas de baja demanda.

Aunque no se ha modelado numéricamente un caso completo de recarga no controlada, sí es posible cuantificar un efecto mínimo atribuible al algoritmo seleccionado: el aprovechamiento del excedente fotovoltaico mediante el BESS. En el día representativo, el algoritmo permite almacenar 206,8 kWh/día que, en un esquema sin gestión (o con BESS sin coordinación), se perderían como energía no utilizada. Asumiendo que este valor diario es representativo del año, la energía adicional de origen solar efectivamente aprovechada gracias al algoritmo sería:

$$EBESS_{\text{anual}} \approx 206,8 \text{kWh/día} \times 365 \text{días} \approx 75,5 \text{ MWh/año}$$

Aplicando el factor de emisión adoptado de 0,45 tCO₂/MWh, la reducción adicional de emisiones atribuible, como mínimo, al uso coordinado del BESS bajo el algoritmo de gestión se estima en:

$$CO_2\text{evitado}_{BESS,\text{anual}} \approx 75,5 \text{MWh/año} \times 0,45 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \approx 34 \text{tCO}_2/\text{año}$$

Es decir, independientemente de la contribución total de la planta FV ($\approx 1\ 787,6$ tCO₂/año evitadas), el solo hecho de gestionar la recarga y el BESS mediante el algoritmo seleccionado evita del orden de 34 tCO₂/años adicionales que se perderían en ausencia de esa lógica (por curtailment de energía FV o por mayor dependencia de la red térmica). En la vida útil del sistema (25 años), esta reducción atribuible al algoritmo ascendería a aproximadamente:

$$CO_2\text{evitado}_{BESS,\text{vida útil}} \approx 34 \text{tCO}_2/\text{año} \times 25 \text{años} \approx 850 \text{tCO}_2$$

A esto se suma el efecto cualitativo, pero igualmente relevante, de que el algoritmo alinea la recarga de motos y mototaxis con la disponibilidad de generación solar y la capacidad del BESS, evitando picos innecesarios de demanda a la red y facilitando que una mayor proporción de la energía usada para recargar vehículos provenga de fuentes renovables. En un esquema no controlado, la infraestructura de carga podría incluso agravar los picos de demanda y las emisiones asociadas, mientras que con la recarga controlada, colaborativa y centralizada se logra exactamente lo contrario: suavizar la demanda, maximizar el autoconsumo de FV y reducir emisiones.

En resumen, la selección del algoritmo de recarga controlada, colaborativa, con arquitectura centralizada y basado en reglas no es neutra desde el punto de vista ambiental: incrementa la fracción de energía fotovoltaica efectivamente utilizada, mejora la autosuficiencia FV + BESS, reduce la energía tomada de la red y evita, como mínimo, unas 34 tCO₂/años adicionales respecto a un escenario sin gestión coordinada. Por tanto, se rechaza la hipótesis nula y se concluye que la

selección del algoritmo de recarga de la infraestructura de carga inteligente contribuye efectivamente a la reducción de las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, aceptándose la H.E 3 en el contexto y condiciones del proyecto.

6.2. Contrastación de los resultados con otros estudios similares.

A continuación, se presenta la contrastación de los resultados de la presente tesis con estudios internacionales recientes sobre infraestructura de recarga de vehículos eléctricos, sistemas fotovoltaicos asociados y estrategias avanzadas de gestión de carga.

En primer lugar, en relación con la selección de ubicaciones para estaciones de carga, el estudio de [25] para la ciudad de Cuenca desarrolla un modelo de optimización espacial que combina análisis de red vial, centralidad de nodos y cobertura territorial, identificando 100 nodos de mayor conectividad y aplicando algoritmos de agrupamiento (K-Means) para definir ubicaciones óptimas de electrolineras a largo plazo, así como gasolineras con potencial de reconversión. De forma análoga, la presente tesis aplica un proceso de evaluación multicriterio de diez puntos en Iquitos (área techada disponible para FV, cercanía a subestaciones, área y ocupación de estacionamiento, número de motos y mototaxis, tiempos de permanencia, etc.), concluyendo que el Mall de Iquitos es el emplazamiento estratégico con mayor potencial de reducción de CO₂. La diferencia clave es que, mientras el caso de Cuenca se centra en la planificación urbana de la red de carga para automóviles eléctricos en un contexto con electrolineras ya existentes, el caso de Iquitos aborda un sistema aislado sin infraestructura previa, focalizado en motos y mototaxis a diésel, y vincula explícitamente la elección del sitio con el potencial fotovoltaico en cubierta y la integración de un sistema FV–BESS para reducir emisiones en un sector transporte que concentra la mayor parte del CO₂ local.

En segundo lugar, el trabajo de [41] sobre una microred DC basada en energía fotovoltaica para estaciones de recarga de vehículos eléctricos

propone una estación alimentada por FV con almacenamiento y un algoritmo de gestión en tiempo real basado en reglas, capaz de manejar la incertidumbre del comportamiento de los usuarios, complementado con algoritmos de optimización de “shedding and restoration” (SROA) y estrategias V2G para servicios auxiliares a la red. En comparación, la tesis desarrollada para Iquitos diseña también una infraestructura de recarga alimentada por generación solar y BESS, pero aplicada a motos y mototaxis eléctricas en un sistema aislado fuertemente dependiente del diésel. Aunque ambos trabajos comparten la lógica de gestión centralizada de la recarga y el objetivo de reducir impactos sobre la red, el presente estudio introduce como rasgo diferenciador el enfoque explícito en la mitigación cuantificada de emisiones de CO₂ en una ciudad amazónica, estimando reducciones del orden de 1 787,6 tCO₂/año y cerca de 44 700 tCO₂ en 25 años de operación, mientras que Wang se centra principalmente en estabilidad del sistema, calidad de servicio y coste energético, sin una cuantificación directa de la reducción de emisiones a escala urbana.

Por otra parte, el trabajo de [7] diseña un sistema de recarga de vehículos eléctricos basado en energía fotovoltaica para un estacionamiento universitario (Campus de La Rábida), con una planta de 6 kWp que genera 8 737,18 kWh/año, un rendimiento específico de 1 456 kWh/kWp·año y un PR del 72,76 %. A lo largo de la vida útil del proyecto se estima una reducción acumulada de aproximadamente 32,9 t de CO₂, demostrando la viabilidad técnica, económica y ambiental de este tipo de soluciones a pequeña escala. La propuesta para el Mall de Iquitos puede interpretarse como una extrapolación a escala mucho mayor de este mismo concepto: se pasa de 6 kWp a aproximadamente 4,16 MWp instalados, con una generación anual de 3 972,48 MWh y una reducción del orden de 1 787,6 tCO₂/año, es decir, un salto de varios órdenes de magnitud en capacidad de generación y en impacto climático. Metodológicamente, ambos trabajos comparten el uso de herramientas de simulación (PVsyst en el caso de Miló, pvlib/Python en esta tesis) y el

análisis del rendimiento energético y ambiental de la planta FV; sin embargo, el presente estudio incorpora además un sistema BESS y una flota objetivo de motos y mototaxis, ampliando la complejidad de la gestión de carga y el alcance de la mitigación de emisiones.

En cuanto a las estrategias de gestión de la recarga, la tesis de [26] sobre estrategias de gestión de flotas de vehículos eléctricos propone metodologías para la electrificabilidad de flotas, el impacto de la recarga en generación, transporte y distribución, la gestión óptima de puntos de recarga y algoritmos de control de recarga orientados, entre otros objetivos, a reducir desequilibrios de fases en redes de distribución y explotar mercados de energía entre pares (P2P). Igualmente, González (2024) desarrolla una estrategia de recarga controlada, colaborativa y de arquitectura centralizada, que minimiza el coste de la energía, tiene en cuenta la degradación de baterías de ion-litio y proporciona soporte a la red (reducción de pérdidas, mitigación de congestiones, mejora de la integración de renovables, regulación de tensión y frecuencia, etc.). La tesis para Iquitos se alinea conceptualmente con estas propuestas al adoptar también una recarga controlada, colaborativa y centralizada a nivel de edificio/microred (Mall de Iquitos), priorizando el uso de energía solar y del BESS para la recarga y recurriendo a la red solo cuando es necesario. No obstante, introduce un énfasis distinto: el algoritmo de gestión está diseñado explícitamente para maximizar la reducción de CO₂ asociada a la sustitución de diésel en motos y mototaxis, más que para optimizar únicamente el coste o la vida útil de las baterías, adaptando los principios de la literatura a un contexto de alta vulnerabilidad energética y ambiental.

Finalmente, puede afirmarse que los resultados de esta tesis son coherentes y comparables con la evidencia internacional: se confirma que la combinación de generación fotovoltaica, almacenamiento BESS y estrategias avanzadas de gestión de recarga permite atenuar el impacto de la electromovilidad sobre la red eléctrica y reducir emisiones, tal como muestran [41], [7], [9] y [23] en sus respectivos contextos. La principal

contribución original del presente trabajo radica en trasladar estas ideas a un sistema aislado amazónico, centrado en motos y mototaxis eléctricas —vehículos responsables de la mayor parte de las emisiones del transporte local—, integrando en un único diseño: (i) la selección estratégica de ubicación, (ii) el dimensionamiento conjunto FV–BESS–cargadores y (iii) un algoritmo de recarga controlada orientado específicamente a la reducción cuantificada de CO₂ a escala de ciudad. Con ello, la tesis no solo se alinea con el estado del arte internacional, sino que lo extiende hacia un caso de estudio poco abordado en la literatura: la descarbonización de la movilidad ligera en ciudades amazónicas mediante infraestructura de carga inteligente alimentada por energía solar.

A nivel nacional, el trabajo de [53] desarrolla el “*Dimensionamiento y evaluación de factibilidad técnica, económica y ambiental de un sistema de recarga para vehículos eléctricos alimentado por un sistema solar fotovoltaico conectado a red*”, aplicado al centro comercial Plaza San Miguel en Lima. Allí se diseña un sistema FV de 29,68 kWp (56 módulos de 530 W y un inversor de 25 kW) para alimentar un cargador tipo 2, con una vida útil de 25 años y una reducción acumulada de 144,4 tCO₂ en ese periodo. En comparación, la propuesta para el Mall de Iquitos mantiene la misma lógica de integración FV–recarga en un centro comercial, pero escala la potencia instalada en casi dos órdenes de magnitud, incorpora un sistema BESS de apoyo y se orienta específicamente a motos y mototaxis, lo que explica que la reducción acumulada de CO₂ sea también muy superior. Ambos estudios coinciden en la factibilidad técnica y económica de alimentar puntos de recarga con energía solar y en la relevancia de cuantificar explícitamente los beneficios en términos de emisiones.

Por su parte, [10] analizan “*El impacto de la electromovilidad en el sector transporte privado en Lima Metropolitana*”, destacando que la migración hacia vehículos eléctricos requiere no solo de incentivos económicos, sino también de una red de puntos de carga en lugares estratégicos

como centros comerciales, centros financieros y estaciones de servicio, identificando además que la infraestructura de recarga en el Perú es aún incipiente y constituye una barrera para la masificación de la electromovilidad. En este contexto, el diseño de la infraestructura de carga inteligente en el Mall de Iquitos operacionaliza estas recomendaciones al convertir un centro comercial de alta afluencia en un nodo de recarga de alta potencia específicamente dimensionado para dos y tres ruedas, demostrando cómo las propuestas conceptuales para Lima pueden adaptarse a realidades regionales con sistemas eléctricos aislados.

En relación con la aceptación social de la electromovilidad desarrollado por [54], la tesis sobre “*Los vehículos eléctricos y la percepción ambiental en la población de la provincia de Ica – 2022*” confirma que la población asocia la masificación de vehículos eléctricos con la disminución del uso de combustibles fósiles, la reducción del ruido, la disminución de residuos contaminantes y, sobre todo, la mitigación de los gases de efecto invernadero. Aunque nuestro estudio no incluye un análisis perceptual, los resultados de Ica respaldan el supuesto de que la implementación de infraestructura de recarga renovable en Iquitos encontrará un contexto social favorable, reforzando la pertinencia de orientar el diseño hacia la máxima sustitución posible de motos y mototaxis a diésel por alternativas eléctricas alimentadas con energía solar.

Finalmente, en el ámbito de la gestión de carga, el artículo de [55] sobre “*Análisis operativo de la gestión de carga controlada en vehículos eléctricos: coordinación centralizada y descentralizada*” demuestra que los esquemas de recarga controlada, particularmente con coordinación centralizada, permiten mejorar las condiciones de operación del sistema eléctrico, reducir pérdidas y limitar la necesidad de reforzar la infraestructura, frente a escenarios de recarga desregulada. Estos hallazgos respaldan la elección, en la presente tesis, de un algoritmo de gestión centralizada que prioriza el uso de energía fotovoltaica y BESS,

limita la potencia tomada de la red y permite inyectar excedentes cuando la batería se encuentra llena y la demanda de carga es baja, contribuyendo así tanto a la estabilidad del sistema aislado de Iquitos como a la reducción de emisiones.

En síntesis, la comparación con estudios nacionales muestra una clara coherencia entre los resultados obtenidos en Iquitos y la evidencia reportada para Lima e Ica: (i) los sistemas de recarga alimentados por fotovoltaica son técnica y económicamente viables y logran reducciones significativas de CO₂, (ii) los centros comerciales son emplazamientos prioritarios para desplegar infraestructura de carga, (iii) la población percibe positivamente la electromovilidad como herramienta de mitigación ambiental y (iv) la gestión inteligente de la recarga mediante algoritmos de control es clave para integrar de forma segura grandes flotas de vehículos eléctricos. La contribución específica de esta tesis reside en trasladar estos conceptos al contexto de una ciudad amazónica con sistema eléctrico aislado, enfocándose en motos y mototaxis, y demostrando cuantitativamente que una infraestructura de carga inteligente FV–BESS bien dimensionada puede constituir un instrumento relevante de descarbonización para la ciudad de Iquitos al horizonte 2025–2050.

VII. CONCLUSIONES

7.1. Conclusión general.

Se concluye que, se diseñó una infraestructura de carga inteligente para el Mall de Iquitos constituida por un sistema fotovoltaico de 4,162 MWp DC / 3,201 MW AC, un sistema de almacenamiento BESS de 230 kWh / 115 kW y 30 cargadores de 4 tomas (120 puntos de recarga) para motos y mototaxis eléctricas. La simulación anual con datos TMY arroja una generación de 3 972,48 MWh/año, que al sustituir generación térmica con un factor de 0,45 tCO₂/MWh permite evitar aproximadamente 1 787,6 tCO₂/año. Esta reducción equivale a cerca del 0,62 % de las emisiones anuales de la central térmica de Iquitos (290 000 tCO₂/año) y

al 0,33 % del total combinado de emisiones de transporte (motos y mototaxis) y generación eléctrica (548 250 tCO₂/año). En un horizonte de 25 años de vida útil, la reducción acumulada alcanza del orden de 44 700 tCO₂, demostrando que el diseño propuesto de la infraestructura de carga inteligente constituye una medida cuantitativa y ambientalmente relevante para la descarbonización de la ciudad de Iquitos.

7.2. Conclusiones específicas

Se concluye que, El análisis de 10 puntos potenciales permitió identificar al Mall de Iquitos como la ubicación estratégica óptima. Este emplazamiento dispone de aproximadamente 20 637 m² de área techada para instalar paneles fotovoltaicos, se encuentra a unos 60 m de la subestación Santa Rosa, posee un área de estacionamiento de 957 m² y concentra una alta afluencia de vehículos ligeros: en la visita del 19/10/2025 a las 19:00 h se contabilizaron cerca de 900 motos y 130 mototaxis, mayoritariamente a diésel o gasolina, con un tiempo promedio de permanencia no menor a 4 horas. Esta combinación maximiza el número de vehículos potencialmente electrificables conectados a una misma infraestructura de recarga alimentada por energía solar. En términos de emisiones, al ubicar la planta FV–BESS en el punto de mayor concentración de motos y mototaxis se maximiza la fracción de las 258 250 tCO₂/año asociadas al transporte ligero que puede ser sustituida por energía eléctrica renovable, justificando cuantitativamente la elección del mall como emplazamiento estratégico y cumpliéndose el OE.1.

Se concluye que, El dimensionamiento realizado definió un sistema FV–BESS–cargadores capaz de integrar de forma efectiva la energía solar al consumo del mall y a la recarga de motos y mototaxis. El campo fotovoltaico de 4,162 MWp DC / 3,201 MW AC produce 3 972,48 MWh/año, con un rendimiento específico de 954 kWh/kWp·año y un PR de 86,8 %. Con el factor de emisión de 0,45 tCO₂/MWh, esta generación evita 1 787,6 tCO₂/año, lo que representa aproximadamente el 0,62 %

de las emisiones de la central térmica de Iquitos y el 0,33 % de las emisiones combinadas de transporte (motos y mototaxis) y generación eléctrica. De esta reducción anual, alrededor de 124,8 tCO₂/año se asocian directamente a la energía fotovoltaica utilizada para la recarga de motos y mototaxis eléctricas, lo que equivale a un 0,05 % de las emisiones actuales de este segmento de transporte (258 250 tCO₂/año). En 25 años, el sistema FV–BESS–cargadores evita del orden de 44 700 tCO₂, confirmando que el dimensionamiento propuesto cumple el OE.2 y contribuye de forma comprobable a reducir tanto las emisiones del sistema eléctrico aislado como una fracción de las emisiones del parque de motos y mototaxis de Iquitos.

Se concluye que, e seleccionó un algoritmo de recarga controlada, colaborativa, de arquitectura centralizada y basado en reglas, que prioriza el uso de la energía fotovoltaica, utiliza el BESS como apoyo y recurre a la red solo para la energía faltante, permitiendo además la inyección de excedentes cuando no es posible almacenarlos. En el día representativo simulado, el algoritmo logra aprovechar 4 583,8 kWh/día de energía FV, dirigir 1 825 kWh/día a la recarga de motos y mototaxis, operar el BESS con aproximadamente 1,32 ciclos/día, alcanzar una autosuficiencia FV + BESS del 42,2 % de la demanda conjunta y evitar vertimientos de energía solar (0 kWh/día). El control coordinado del BESS permite utilizar del orden de 75,5 MWh/año adicional de energía fotovoltaica que, en un esquema sin gestión, se perderían, evitando por sí solo aproximadamente 34 tCO₂/año extra. Esta reducción adicional equivale a un 0,012 % de las emisiones anuales de la central térmica y a un 0,006 % del total combinado de transporte (motos y mototaxis) y generación eléctrica. Por tanto, la selección del algoritmo no solo mejora el aprovechamiento energético, sino que incrementa de manera cuantificable la reducción de emisiones sobre la línea base de 258 250 tCO₂/año (transporte ligero) y 290 000 tCO₂/año (generación eléctrica), cumpliéndose el OE.3.

VIII. RECOMENDACIONES

8.1. Validar empíricamente el modelo con un estudio piloto controlado

Dado que en la actualidad la penetración de motos y mototaxis eléctricas en Iquitos es cero, los resultados de reducción de emisiones ($\approx 1\ 787,6\ tCO_2/año$ y $\approx 44\ 700\ tCO_2$ en 25 años) corresponden a un escenario de diseño y simulación. Se recomienda que futuras investigaciones incorporen un piloto controlado en el Mall de Iquitos, con una flota mínima de motos y mototaxis eléctricas monitoreada durante al menos un año. Este piloto debe registrar de forma cuantitativa: energía realmente consumida en los cargadores, patrones de llegada y salida, uso del BESS, energía FV efectivamente aprovechada y emisiones evitadas calculadas a partir de los datos medidos. Ello permitirá contrastar los resultados simulados de esta tesis con datos reales, ajustar los parámetros del modelo y fortalecer la validez externa de las conclusiones.

8.1.1. Profundizar en estudios cuantitativos de escenarios de penetración de flota eléctrica

Considerando que el estudio ha trabajado con un diseño técnico para un sistema FV–BESS–cargadores que podría atender una parte de la flota compuesta por 61 000 mototaxis y 70 500 motos lineales (responsables de 258 250 tCO₂/año), se recomienda que trabajos futuros desarrollen escenarios cuantitativos de penetración progresiva de motos y mototaxis eléctricas (por ejemplo 1 %, 5 %, 10 %, 25 % de la flota) y estimen, para cada escenario:

- La energía anual requerida para la recarga,
- El porcentaje de esa energía que podría ser cubierto por el sistema FV–BESS diseñado,
- La reducción de emisiones de CO₂ frente a la línea base del transporte y de la generación térmica (290 000 tCO₂/año),
- y la evolución del factor de cobertura (porcentaje de demanda cubierta por energía solar).

Esto permitirá cuantificar con mayor detalle el potencial de mitigación del diseño propuesto, condicionado a distintos niveles de electrificación real de la flota.

8.2. Ampliar el enfoque hacia análisis económico, social y de optimización del algoritmo de gestión

La presente investigación se ha centrado principalmente en el dimensionamiento energético y en la estimación cuantitativa de reducción de CO₂. Se recomienda que futuros estudios incorporen:

- Un análisis económico detallado (CAPEX, OPEX, TIR, VAN) del sistema FV–BESS–cargadores bajo distintos precios de electricidad y costos de inversión,
- Estudios cuantitativos de aceptación social y disposición a adoptar motos y mototaxis eléctricas por parte de conductores y empresas de transporte en Iquitos,
- Y la optimización matemática del algoritmo de gestión de carga (por ejemplo, formulaciones MILP o heurísticas evolutivas), usando como función objetivo la maximización de energía FV utilizada, la minimización de energía de la central térmica y la maximización de la reducción de CO₂.

Estas líneas de investigación permitirán pasar de un diseño técnicamente viable y ambientalmente prometedor a un modelo integral técnica–económica–socialmente sustentable, capaz de orientar políticas públicas y decisiones de inversión en electromovilidad para la ciudad

IX. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] “Incremento de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).” Accessed: Sep. 27, 2025. [Online]. Available: <https://observatorio.ceplan.gob.pe/ficha/t62>

- [2] A. Kennedy, "U.S. Energy Use: By Source and Sector." Accessed: Sep. 20, 2025. [Online]. Available: <https://www.visualcapitalist.com/sp/rfh01-us-energy-use/>
- [3] "Decreto Supremo que aprueba la Política Nacional: Estrategia Nacional ante el Cambio Climático al 2050 - DECRETO SUPREMO - N° 012-2024-MINAM - AMBIENTE." Accessed: Mar. 07, 2025. [Online]. Available: <https://busquedas.elperuano.pe/dispositivo/NL/2348175-4>
- [4] F. Perez, A. Pizango, J. Castillo, and C. Tapullima, "Plan de desarrollo local concertado del distrito de san juan bautista provincia de Mayna - Region Loreto," 2024.
- [5] "El camino para dar energía limpia a Iquitos, la ciudad más poblada de la selva peruana." Accessed: Sep. 27, 2025. [Online]. Available: <https://climatetrackerlatam.org/historias/los-caminos-para-dar-energia-limpia-a-la-ciudad-mas-poblada-de-la-selva-peruana/>
- [6] Z. Zhonghao, "INTELLIGENT PLANNING AND OPERATION FOR ELECTRIC VEHICLE CHARGING NETWORKS," 2024.
- [7] E. Miló, "Diseño y Análisis de sistema de Recarga de vehículos eléctricos basado en energía fotovoltaica," *Tesis de grado Maestro*, Nov. 2024.
- [8] R. Fachrizal, "Synergy between Photovoltaic Power Generation and Electric Vehicle Charging in Urban Energy Systems Optimization Models for Smart Charging and Vehicle-to-Grid," 2023. [Online]. Available: <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:uu:diva-499947>
- [9] A. Alyousef, R. Dr-Ing Hermann de Meer, and D.-I. Reinhard German, "E-Mobility Management: Towards a Grid-friendly Smart Charging Solution 2. Reviewer," 2021.
- [10] J. Almeyda and J. Ayala, "El impacto de la Electromovilidad en el sector privado en Lima Metropolitana," Lima, Aug. 2023.
- [11] R. Nazario, "Evaluación de políticas para la introducción y masificación de vehículos eléctricos ligeros de uso privado en Lima," *Tesis para optar grado de doctor*, 2022.

- [12] R. Álvarez, N. Lolay, R. Sotomayor, and E. Vivanco, “Despliegue de la infraestructura de carga de vehículos eléctricos particulares en la ciudad de Lima,” *Programa de Maestría en Gestión de Energía*, May 2022.
- [13] S. Deb, M. Pihlatie, and M. Al-Saadi, “Smart Charging: A Comprehensive Review,” 2022, *Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.* doi: 10.1109/ACCESS.2022.3227630.
- [14] C. A. Quinto, “Diseño de una estación de carga para vehículos eléctricos con fuentes hibridas en la ciudad de Puno,” 2023.
- [15] D. Schmerler, “ELECTROMOVILIDAD Conceptos, políticas y lecciones aprendidas para EL PERÚ,” 2019.
- [16] S. Á. Funke, F. Sprei, T. Gnann, and P. Plötz, “How much charging infrastructure do electric vehicles need? A review of the evidence and international comparison,” *Transp Res D Transp Environ*, vol. 77, pp. 224–242, Dec. 2019, doi: 10.1016/J.TRD.2019.10.024.
- [17] A. Dabi, *Perspectivas De Innovación Carga Inteligente Para Vehículos Eléctricos*, Copyright. La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés), 2019. [Online]. Available: www.irena.org
- [18] N. alfen, “Todo lo que necesita saber sobre la carga inteligente de vehículos eléctricos,” *Carga inteligente de vehículos eléctricos*, 2023.
- [19] H. S. Das, M. M. Rahman, S. Li, and C. W. Tan, “Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: A technological review,” Mar. 01, 2020, *Elsevier Ltd.* doi: 10.1016/j.rser.2019.109618.
- [20] A. S. M. Mominul Hasan, “Electric rickshaw charging stations as distributed energy storages for integrating intermittent renewable energy sources: A case of Bangladesh,” *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 22, Nov. 2020, doi: 10.3390/en13226119.
- [21] S. Deb, K. Tammi, K. Kalita, and P. Mahanta, “Impact of electric vehicle charging station load on distribution network,” *Energies (Basel)*, vol. 11, no. 1, 2018, doi: 10.3390/en11010178.
- [22] M. Paolo, “Analysis of Harmonic Impact of Electric Vehicle Charging on the Electric Power Grid,” *Green Energy and Smart Systems Conference*, 2017.

- [23] G. Gonzalez and E. Siavichay, "Impact of EV fast charging stations on the power distribution network of a Latin American intermediate city," *Renewable and Sustainable Energy Review*, 2019.
- [24] D. Sanchari and K. Karuna, "Review of impact of electric vehicle charging station on the power grid," *international conference on Technological Avancements in Power and Energy*, 2017.
- [25] K. Maldonado and P. Narvaez, "Análisis de Ubicación y Capacidad de Estaciones de Carga para Vehículos Eléctricos en la Ciudad de Cuenca: Evaluación de Demanda y Estrategias de Optimización," 2025.
- [26] R. Álvaro, "Estrategias de Gestión de flotas de Vehículos Eléctricos," 2024.
- [27] "Perú alcanza 49 estaciones de carga y 'va por más' ¿Cómo se distribuyen en cada ciudad? - Mobility Portal: Noticias sobre vehículos eléctricos." Accessed: Oct. 03, 2025. [Online]. Available: <https://mobilityportal.lat/peru-alcanza-49-estaciones-de-carga-y-va-por-mas-como-se-distribuyen-en-cada-ciudad/>
- [28] M. González, "Optimización de la Integración del Vehículo Eléctrico en el Sistema Eléctrico Orientado a Maximizar la Vida Útil de las Baterías y Dar Soporte a Red," 2024.
- [29] A. Amiruddin, R. Dargaville, A. Liebman, and R. Gawler, "Integration of Electric Vehicles and Renewable Energy in Indonesia's Electrical Grid," *Energies (Basel)*, vol. 17, no. 9, May 2024, doi: 10.3390/en17092037.
- [30] O. Ouramdane, E. Elbouchikhi, Y. Amirat, and E. S. Gooya, "Optimal sizing and energy management of microgrids with Vehicle-to-Grid technology: A critical review and future trends," Jul. 02, 2021, MDPI AG. doi: 10.3390/en14144166.
- [31] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, "Integración de electromovilidad en Perú," Lima, Jan. 2023.
- [32] B. Diaz, "Plan Nacional de Electromovilidad," Feb. 2024.
- [33] "Las Emisiones de CO₂ - Energía y Sociedad." Accessed: Sep. 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.energiaysociedad.es/emisiones-de-co2-que-son-y-como-se-pueden-controlar/>
- [34] "Dióxido de carbono | Signos vitales – Climate Change: Vital Signs of the Planet." Accessed: Sep. 27, 2025. [Online]. Available:

<https://climate.nasa.gov/en-espanol/signos-vitales/dioxido-de-carbono/?intent=111>

- [35] Deloitte & Co. S.A., “Actualización de Hoja de Ruta de Transición Energética 2030 – 2050,” 2022.
- [36] I. Rivas, J. Contador, and M. Amaya, “Guía para la infraestructura de carga publica,” *Guía para la infraestructura de carga pública*, 2023.
- [37] Asociación de empresas de eficiencia energética, “Infraestructura de recarga del vehículo eléctrico,” 2017.
- [38] J. Lascano, L. Chiza, R. Saraguro, C. Quinatoa, and J. Tapia, “Estimación de la Demanda de una Estación de Carga para Vehículos Eléctricos Mediante la Aplicación de Métodos Probabilísticos,” *Revista Técnica “energía”*, vol. 20, no. 1, pp. 52–64, Jul. 2023, doi: 10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.569.
- [39] G. Costa, “Sistema Multiagente aplicado a Infraestrutura de Carregamento de Veículos Elétricos em Microrrede DC,” May 2023.
- [40] Asociación automotriz del Perú, “VENTAS DE VEHÍCULOS ELECTRIFICADOS CRECIERON 44% Y YA SUPERARON TODO LO VENDIDO EN 2024.” Accessed: Oct. 18, 2025. [Online]. Available: <https://aat.org.pe/electricos-hibridos-setiembre-2025/>
- [41] D. Wang, “Microgrid based on photovoltaic energy for charging electric vehicle stations : charging and discharging management strategies in communication with the smart grid,” Jul. 2021. [Online]. Available: <https://theses.hal.science/tel-03292806v1>
- [42] “Package Overview — pvlib python 0.13.1 documentation.” Accessed: Nov. 01, 2025. [Online]. Available: https://pvlib-python.readthedocs.io/en/stable/user_guide/getting_started/package_overview.html
- [43] W. F. Holmgren, C. W. Hansen, and M. A. Mikofski, “pvlib python: a python package for modeling solar energy systems,” *J Open Source Softw*, vol. 3, no. 29, p. 884, Sep. 2018, doi: 10.21105/JOSS.00884.
- [44] J. S. Stein, W. F. Holmgren, J. Forbess, and C. W. Hansen, “PVLIB: Open source photovoltaic performance modeling functions for Matlab and Python,”

Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference, vol. 2016-November, pp. 3425–3430, Nov. 2016, doi: 10.1109/PVSC.2016.7750303.

- [45] K. S. Anderson, C. W. Hansen, W. F. Holmgren, A. R. Jensen, M. A. Mikofski, and A. Driesse, “pvlib python: 2023 project update,” *J Open Source Softw*, vol. 8, no. 92, p. 5994, Dec. 2023, doi: 10.21105/JOSS.05994.
- [46] “Intro Tutorial — pvlib python 0.13.1 documentation.” Accessed: Nov. 01, 2025. [Online]. Available: https://pvlib-python.readthedocs.io/en/stable/user_guide/getting_started/introtutorial.html
- [47] W. H. Kersting, “Distribution System Modeling and Analysis,” 2017.
- [48] S. Malgosa, “Estudio de viabilidad Técnica-Económica,” *Estudio de viabilidad técnica-económica para la implementación de una electrolinera en un área de servicio*, 2025.
- [49] B. Weedy, “Sistemas Eléctricos de gran Potencia,” 1982.
- [50] O. Vera, “LA HOJA DE RUTA DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES (SMART GRIDS) EN LA DISTRIBUCIÓN 2023 -2030,” 2022.
- [51] C. Fernández and P. Baptista, “Metodología de la investigación,” 2014.
- [52] M. Reyes, “NOTA TÉCNICA PARA EL USO DEL PRECIO SOCIAL DEL CARBONO EN LA EVALUACIÓN SOCIAL DE PROYECTOS DE INVERSIÓN,” peru, Jul. 2021. Accessed: Nov. 21, 2025. [Online]. Available: https://www.mef.gob.pe/contenidos/inv_publica/anexos/anexo3_RD006_2021EF6301.pdf
- [53] A. Telada, “Dimensionamiento y evaluación de factibilidad técnica, económica y ambiental de un sistema de recarga para vehículos eléctricos alimentado por un sistema solar fotovoltaico conectado a red,” Feb. 2022.
- [54] J. Echegaray, “Los Vehículos eléctricos y la percepción ambiental en la Población de la provincia de Ica- año 2022,” 2023. [Online]. Available: <http://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>
- [55] C. W. Villanueva-Machado, J. E. Luyo, and A. Ríos-Villacorta, “OPERATIVE ANALYSIS OF CONTROLLED CHARGING MANAGEMENT FOR ELECTRIC VEHICLES: CENTRALIZED AND DECENTRALIZED COORDINATION,” *Ingenius*, vol. 2025, no. 34, pp. 43–60, Jul. 2025, doi: 10.17163/ings.n34.2025.04.

X. ANEXOS

Matriz de Consistencia

PROBLEMA	OBJETIVOS	VARIABLES	HIPÓTESIS	METODOLOGÍA
PROBLEMA GENERAL <p>¿En qué medida el diseño de infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas influye en la reducción de las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025?</p> <p>PROBLEMAS ESPECÍFICOS</p> <p>P.E.1 ¿En qué medida la ubicación estratégica de motos y mototaxis eléctricas influyen en la reducción de las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025?</p> <p>P.E.2 ¿En qué medida la capacidad de generación solar, almacenamiento y cargadores de motos y mototaxis eléctricas influyen en la reducción de las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025?</p> <p>P.E.3 ¿En qué medida el algoritmo de recarga de motos y mototaxis influye en la reducción de las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025?</p>	OBJETIVO GENERAL <p>Diseñar la infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas para reducir de las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025.</p> <p>OBJETIVOS ESPECÍFICOS</p> <p>OE.1.- Determinar la ubicación estratégica de motos y mototaxis eléctricas para reducir de las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025</p> <p>OE.2.- Dimensionar la capacidad de generación solar, almacenamiento y cargadores de motos y mototaxis eléctricas para reducir de las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025.</p> <p>OE.3.- Seleccionar el algoritmo de recarga de motos y mototaxis eléctricas para la reducción de las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025</p>	Variables Independiente: Diseño de la infraestructura de carga inteligente Variable Dependiente: Las emisiones de dióxido de carbono	HIPÓTESIS GENERAL <p>el diseño de infraestructura de carga inteligente de motos y mototaxis eléctricas reduce las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025.</p> <p>HIPÓTESIS ESPECÍFICAS</p> <p>H.E.1.- La determinación la ubicación estratégica reduce las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025</p> <p>H.E.2.- El dimensionamiento de las capacidades de generación solar, almacenamiento y cargadores de motos y mototaxis eléctricas reduce la emisión de dióxido de las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025.</p> <p>H.E.3.- La selección del algoritmo de recarga de motos y mototaxis eléctricas reduce las emisiones de dióxido de carbono en la ciudad de Iquitos, 2025</p>	1.METODO DE INVESTIGACION <p>El nivel de investigación es aplicativo y correlacional, es aplicativo porque se propone para en el lugar existente para dar una solución de un problema existe real y es correlacional por busca la, es correlacional porque existe causa y efecto al manejo de las variables</p> <p>2. DISEÑO METODOLÓGICO <p>El diseño de investigación es no experimental, porque no se manipula variables.</p> <p>El método o ruta de investigación es en enfoque cuantitativo, Transversal por que se basa en el estudio o análisis de los datos históricos con resultados numéricos</p> <p>4. POBLACIÓN Y MUESTRA Población: Vehículos a base combustible fósiles, Muestra: Motos y mototaxis</p> <p>5. LUGAR DE ESTUDIO Cuidad de Iquitos.</p> </p>