



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**“GESTIÓN DE LA DEMANDA PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS
APLICADA A LA REGULACIÓN ECUATORIANA CON GENERACIÓN SOLAR
FOTOVOLTAICA”**

Trabajo de titulación previo a la obtención
del título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: LUIS MIGUEL MARTÍNEZ BARRERA
HERNÁN PATRICIO QUITO JARA
TUTOR: ING. FLAVIO ALFREDO QUIZHPI PALOMEQUE

Cuenca - Ecuador
2022

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Luis Miguel Martínez Barrera con documento de identificación N° 0106785363 y Hernán Patricio Quito Jara con documento de identificación N° 0106520588; manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 18 de mayo del 2022

Atentamente,



Luis Miguel Martínez Barrera
0106785363



Hernán Patricio Quito Jara
0106520588

CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Nosotros, Luis Miguel Martínez Barrera con documento de identificación N° 0106785363 y Hernán Patricio Quito Jara con documento de identificación N° 0106520588, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Proyecto técnico con enfoque investigativo: “Gestión de la demanda para la recarga de vehículos eléctricos aplicada a la regulación ecuatoriana con generación solar fotovoltaica”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 18 de mayo del 2022

Atentamente,



Luis Miguel Martínez Barrera
0106785363



Hernán Patricio Quito Jara
0106520588

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque con documento de identificación N° 0102257482, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “GESTIÓN DE LA DEMANDA PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS APLICADA A LA REGULACIÓN ECUATORIANA CON GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA”, realizado por Luis Miguel Martínez Barrera con documento de identificación N° 0106785363 y por Hernán Patricio Quito Jara con documento de identificación N° 0106520588, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto técnico con enfoque investigativo que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 18 de mayo del 2022



Firmado electrónicamente por:
FLAVIO ALFREDO
QUIZHPI
PALOMEQUE

Ing. Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque

0102257482

DEDICATORIA

Luis.

Este trabajo de titulaciónón la dedico principalmente a mis padres Carmen Barrera y Miguel Martínez quienes me han brindado su apoyo, amor y valores en toda mi formación académica, sin ellos todo este proceso no hubiera sido posible. De igual manera me gustaría dedicar a toda mi familia más cercana como mis hermanos, mi tía y mi prima quienes al igual que mis padres han estado siempre apoyándome de manera desinteresada.

Hernán.

Dedicado de manera especial a mi madre María Jara ya que sin tu consejos, oraciones, aliento y compañía nada de esto hubiera sido posible. A mi padre Manuel Quito y a mis hermanos María Quito y Ángel Quito por estar siempre pendientes de mí y haberme brindado su apoyo incondicional en todos los aspectos de mi vida. A mis tíos y primos maternos que siempre me apoyaron a culminar mis estudios y me brindaron palabras de aliento para no desmayar en este viaje.

AGRADECIMIENTO

Nuestra sincera gratitud primeramente a Dios, que nos ha brindado salud y vida para poder terminar con éxito nuestros estudios de pregrado. Expresar también nuestra gratitud a nuestro tutor de tesis Ing. Flavio Quizhpe y colaboradores externos Ing. Marco Toledo e Ing. Boris Trelles, quienes de manera desinteresada nos han guiado y aportado con sus conocimientos durante todo este proceso de titulación. De igual manera extender nuestra gratitud al Dr. Arturo Peralta quien se sumó a nuestro grupo de trabajo y nos guió en la etapa final de nuestro proyecto de titulación. Finalmente agradecer a docentes y amigos que han aportado de manera directa o indirecta en la base de todo el conocimiento adquirido en estos años.

RESUMEN

El proyecto de grado presenta una metodología de gestión de la demanda para la recarga de vehículos eléctricos, mediante un modelo de optimización basado en programación lineal utilizando generación solar fotovoltaica para el abastecimiento de energía eléctrica en las estaciones de carga, cumpliendo con la regulación N° ARCERNNR 001/2021 de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables para generación distribuida en el Ecuador.

La Regulación N° ARCERNNR 001/2021, establece las condiciones técnicas que un consumidor debe cumplir, esto es, no exceder de 1MW de capacidad de generación instalada, pago de peajes de distribución y liquidación en el Mercado Eléctrico de la Demanda de energía consumida. Sobre la base de las restricciones técnicas normativas, se modela una planta de generación solar fotovoltaica de 1MW, considerando la estocasticidad de las variables de radiación solar, a través de la herramienta computacional PVSyst, esta generación se inyecta a la red de transmisión para que sea liquidada por el Operador Nacional de Electricidad.

Desde el lado de la demanda, se analizó los patrones de movilidad vehicular, preferencias de los consumidores, sectores estratégicos de la ciudad que albergarían las estaciones de carga y tasas de penetración potencial de vehículos eléctricos, a través de encuestas y herramientas predictivas, de tal manera que, se obtengan las variables y magnitudes de consumos de energía para la recarga de los vehículos eléctricos.

Con las variables de generación y demanda, se construye un modelo de optimización lineal utilizando la herramienta computacional GAMS, a través de dos tipos de recargas, el primero donde el usuario realice la recarga a la máxima potencia a un costo más elevado de la energía y el segundo donde el usuario recargue su vehículo eléctrico sujeto a las condiciones de demanda y generación en un instante determinado a un menor costo. De esta manera, la metodología de optimización reduce los picos de demanda, logrando disminuir el impacto en las redes de distribución.

Finalmente se presenta una evaluación financiera de la metodología propuesta, la cual determina la viabilidad del proyecto de acuerdo a los costos analizados para la recarga de los vehículos eléctricos en los diferentes rangos horarios.

ABSTRACT

The degree project presents a demand management methodology for electric vehicle charging through an optimization model based on linear programming using solar photovoltaic generation to supply electricity at charging stations, complying with regulation No. ARCERNNR 001/2021 of the Agency for Regulation and Control of Energy and Non-Renewable Natural Resources for distributed generation in Ecuador.

Regulation N° ARCERNNR 001/2021 establishes the technical conditions that a prosumer must comply with, i.e., not to exceed 1MW of installed generation capacity, payment of distribution tolls and settlement in the Electricity Market the energy demand consumed. Based on the technical regulatory restrictions, a 1MW solar photovoltaic generation plant is modelled, considering the stochasticity of the solar radiation variables, through the PVsyst computational tool, this generation is deposited in the electricity market to be settled by the National Electricity Operator.

On the demand side, we analyzed vehicle mobility patterns, consumer preferences, strategic sectors of the city that would house charging stations, and potential penetration rates of electric vehicles through surveys and predictive tools to obtain the variables and magnitudes of energy consumption for recharging electric vehicles.

The generation and demand variables, with the input for the construction of the linear optimization model through the computational tool GAMS, through two types of recharging, the first where the user performs the recharge at maximum power at a higher cost of energy and the second where the user recharges his electric vehicle subject to the demand and generation conditions at a given time at a lower cost. In this way, the optimization methodology reduces the demand peaks, reducing the impact on the distribution networks and postponing investments.

Finally, a financial evaluation of the proposed methodology is presented, which determines the project's feasibility according to the costs analyzed for the recharging of electric vehicles in the different time ranges.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	ii
CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA	iii
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
RESUMEN	i
ABSTRACT	ii
LISTA DE FIGURAS	vi
LISTA DE TABLAS	ix
ABREVIATURAS	12
NOMENCLATURA	13
CAPÍTULO 1	14
INTRODUCCIÓN	14
1.1 Antecedentes	14
1.2 Planteamiento del problema	15
1.3 Justificación.....	16
1.4 Objetivos	17
1.4.1 Objetivo general	17
1.4.2 Objetivos específicos.....	17
1.5 Alcance del proyecto.....	18
CAPÍTULO 2	19
ANÁLISIS DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA	19
2.1 Movilidad Eléctrica	19
2.1.1 Vehículo Eléctrico como aporte a la movilidad sostenible	19
2.1.2 Contexto de los VE's en el mundo.....	20
2.1.3 Movilidad eléctrica en países con mayor penetración de VE's.....	22
2.1.4 Oportunidades en América Latina.....	23
2.2 Análisis vehicular del Ecuador.....	26
2.2.1 Vehículos de combustión interna	26
2.2.2 Consumo energético de vehículos a combustión interna	26
2.3 Situación actual del Ecuador en movilidad eléctrica.....	28
2.3.1 Vehículos eléctricos comercializados en el Ecuador.....	29
2.4 Sistemas de movilidad eléctrica	30
2.4.1 Autos eléctricos	30
2.4.2 Potencia en vehículos eléctricos.....	32
2.4.3 Autonomía.....	32
2.4.4 Curva de carga.....	33

2.4.5	Modos de carga	34
2.4.6	Conectores de carga	35
2.4.7	Cargadores inteligentes	39
2.5	Estaciones de carga	42
2.5.1	Elementos de una estación de carga	42
2.5.2	Adecuaciones eléctricas para estación de carga	43
2.5.3	Tipos de infraestructura de carga	45
2.5.4	Costo de instalación de una estación de carga.....	45
	Ubicación de las estaciones de carga.....	46
2.6	Caracterización de la movilidad en la ciudad de Cuenca	47
2.6.1	Situación geográfica de la ciudad de Cuenca	47
2.6.2	Red viaria de la ciudad de Cuenca	47
2.6.3	Índices de viajes en la ciudad de Cuenca	50
2.6.4	Análisis estadístico de movilidad en la ciudad de Cuenca	52
CAPÍTULO 3.....		59
NORMATIVAS Y ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA		59
3.1	Institucionalidad del sector eléctrico ecuatoriano	59
3.1.1	Leyes del sector eléctrico ecuatoriano.....	59
3.1.2	Estructura del sector eléctrico ecuatoriano.....	60
3.1.3	Regulación ARCERNNR 001/2021	61
3.1.3.1	Generación Distribuida.....	61
3.1.3.2	Precedentes de la regulación 001/2021	61
3.1.3.3	Contrastación entre la regulación 001/2021 y la Regulación 003/18.....	62
3.1.3.4	Caracterización y contenido de la regulación 001/2021.....	63
3.1.3.5	Balance de energía, medición y comercialización	64
3.1.4	Regulación 002/2021.....	66
3.1.4.1	Caracterización de la regulación 002/2021	67
3.1.4.2	Alternativas de participación para los CGD bajo la regulación 002/2021 ..	67
3.1.5	Regulación 005/20.....	68
3.1.5.1	Caracterización de la regulación 005/20	69
3.1.5.2	Aspectos para la liquidación de las transacciones comerciales.....	70
3.1.6	Pliego tarifario.....	71
3.1.6.1	Tarifa eléctrica en bajo voltaje para recarga de VE's.....	71
3.1.6.2	Tarifa eléctrica en medio y alto voltaje para recarga de VE's.....	72
3.2	Análisis de la generación para el abastecimiento de estaciones de carga para VE's ..	72
3.2.1	Distribución de energías renovables en el Ecuador.....	72
3.2.2	Generación solar fotovoltaica en el Ecuador.....	73
3.2.3	Componentes del sistema de generación fotovoltaico.....	75
3.2.4	Definición de potencia objetivo	77

3.2.5	Selección de equipos y elementos	77
3.2.6	Factibilidad técnica	79
3.2.7	Condiciones meteorológicas idóneas	80
3.2.8	Simulación de generación para la planta solar fotovoltaica	80
3.2.9	Presupuesto.....	82
3.2.10	Costos operación, mantenimiento y administración.....	84
3.3	Demanda de VE's.....	85
3.3.1	Aproximación en la frecuencia de carga para VE's	85
3.3.2	Pronóstico de incremento de la demanda de VE's	86
CAPÍTULO 4.....		88
MODELO DE OPTIMIZACIÓN.....		88
4.1	Introducción al modelo de programación lineal.....	88
4.1.1	Problema de optimización.....	88
4.1.2	Programación lineal.....	88
4.1.3	Componentes de un modelo de programación lineal	89
4.2	Herramienta GAMS	90
4.2.1	Bloques de programación en GAMS.....	90
4.3	Metodología para la optimización de la demanda para recarga de VE's	91
4.4	Descripción de los escenarios	92
4.4.1	Escenario con ocupación del 30% de las plazas de carga	93
4.4.2	Escenario con ocupación del 60% de plazas de carga.....	94
4.4.3	Escenario con ocupación del 80% de las plazas de carga	94
4.5	Formulación matemática del problema de optimización.....	95
4.6	Configuración de simulación	98
4.7	Análisis y resultados del modelo de optimización	100
CAPÍTULO 5.....		108
ANÁLISIS FINANCIERO DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA		108
5.1	Análisis financiero de planta solar fotovoltaica	108
5.2	Costos por distribución y comercialización	109
5.3	Análisis de costo de venta por recarga de VE.....	110
5.5	Análisis de rentabilidad de la metodología propuesta.....	116
5.6	Emisiones de CO2 Ahorradas.	119
CONCLUSIONES.....		121
RECOMENDACIONES.....		124
BIBLIOGRAFÍA.....		125
ANEXOS		133

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Metodología para la gestión de la manda para la recarga de VE's.	16
Figura 2. Venta mundial de VE's en millones de unidades.	20
Figura 3. Incremento y disminución de las ventas en VE's frente a VCI's.	21
Figura 4. Barreras para la penetración de VE's.	22
Figura 5. Precio medio por paquete y celda de baterías para VE's.	24
Figura 6. VE's y puntos de carga disponibles en LAC en el año 2020.	25
Figura 7. Porcentaje representativo en la energía consumida por tipo de gasolina en el Ecuador.	28
Figura 8. Venta de VE's en Ecuador en unidades.	28
Figura 9. Origen de los VE's en circulación en Ecuador.	29
Figura 10. Marcas de VE's más vendidos en Ecuador el 2021.	30
Figura 11. KIA Soul EV.	31
Figura 12. Curva de carga del VE Nissan Leaf con una potencia de carga de 40kW. ...	33
Figura 13. Modos de carga del VE.	34
Figura 14. Conector Tipo 1 Yazaki.	36
Figura 15. Conector Tipo 2 Menekes.	36
Figura 16. Conector Tipo 3 Scame.	37
Figura 17. Conector Tipo 4 Chademo.	37
Figura 18. Conector combo 1.	38
Figura 19. Conector combo 2.	38
Figura 20. Conector schuko.	39
Figura 21. Conexión V2G.	40
Figura 22. Estación de carga Raption-50.	46
Figura 23. Capacidad del viario en la ciudad de Cuenca (Veh/h).	49
Figura 24. Zonas con mayor saturación viaria – Centro Histórico de Cuenca.	49
Figura 25. Motivos de viajes en la ciudad de Cuenca.	50
Figura 26. Porcentaje de viajes en la ciudad de Cuenca por zonas.	51
Figura 27. Encuesta - usuario – distancia recorrida.	55
Figura 28. Encuesta – Combustible – Nivel de combustible.	55
Figura 29. Frecuencia de abastecimiento –Horario.	56
Figura 30. Tiempo de abastecimiento – Presupuesto mensual.	56
Figura 31. Encuesta – Aceptación de VE's – Conocimiento de leyes.	56
Figura 32. Motivos que preocupan a los usuarios antes de adquirir un VE.	57
Figura 33. Lugares preferidos por usuarios para recargas de un VE.	58
Figura 34. Estructura institucional y empresarial del sector eléctrico ecuatoriano.	60
Figura 35. Potencias nominales instaladas bajo la regulación 003/18.	62
Figura 36. Estructura de medición y comercialización para consumidores sin demanda horaria.	65
Figura 37. Estructura de medición y comercialización para consumidores con demanda horaria.	66
Figura 38. Atlas Solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica.	74

Figura 39. Tipos de células fotovoltaicas.	75
Figura 40. Inversor Solar de la marca SMA y Goodwe.	76
Figura 41. Partes de una Planta Solar Fotovoltaica.	77
Figura 42. Características del modelo YL280P-35b de panel solar Yingli Solar.....	78
Figura 43. Características del inversor ABB PVS800-57-0250kW-A.	79
Figura 44. Zona de ubicación de la Planta Solar Fotovoltaica.	79
Figura 45. Datos de generación diaria a lo largo de un año de la planta solar fotovoltaica.	81
Figura 46. Valores de generación mínimos, máximos y promedio de la planta solar fotovoltaica.	81
Figura 47. Aproximación a la frecuencia de carga de vehículos de combustión interna según la población encuestada.....	86
Figura 48. Línea de tendencia para proyección de VE´s en la ciudad de Cuenca.....	87
Figura 49. Pronóstico de crecimiento de VE´s hasta el año 2050 en la ciudad de Cuenca.	87
Figura 50. Metodología para la gestión de la manda para la recarga de VE's.	92
Figura 51. Valores medios de generación para la planta solar fotovoltaica para configuración de simulación.....	100
Figura 52. Optimización de la demanda en el escenario del 30% (patrones de carga según encuestados).	100
Figura 53 Energía suministrada escenario 30% patrones de carga según encuestados.	101
Figura 54. Balance energético escenario 30% patrones de carga según encuestados ..	102
Figura 55. Optimización de la demanda en el escenario 30% (patrones de carga ideales).	103
Figura 56. Energía suministrada escenario 30% patrones de carga ideales.	103
Figura 57. Balance energético escenario 30% patrones de carga ideales.....	104
Figura 58. Optimización de la demanda en el escenario 60% patrones de carga ideales.	104
Figura 59. Energía suministrada escenario 60% patrones de carga ideales.	105
Figura 60 Balance energético escenario 60% patrones de carga ideales.....	106
Figura 61. Optimización de la demanda en el escenario 80% (patrones de carga ideales).	106
Figura 62. Energía suministrada escenario 80% patrones de carga ideales.	107
Figura 63. Balance energético escenario 80% patrones de carga ideales.....	107
Figura 64. Esquema de metodología de costos para el proyecto.....	111
Figura 65. Energía suministrada vs. costo, caso 30% con patrones de carga según encuestas.....	113
Figura 66. Energía suministrada vs. costo, caso 30% con patrones de carga ideales...	113
Figura 67. Energía suministrada vs. costo, caso 60% con patrones de carga ideales..	114
Figura 68. Ingresos y egresos por compra de energía, caso 60% con patrones de carga ideales.	114
Figura 69. Energía suministrada vs. costo, caso 80% con patrones de carga ideales...	115

Figura 70. Ingresos y egresos por compra de energía, caso 80% con patrones de carga ideales.	115
Figura 71. Ingresos anuales netos por venta de energía.	118
Figura 72. Ingresos totales por venta de energía con precio de recargas vs. precios de generación.....	119
Figura 73. Emisiones de CO2 producida por VE's y VCI's.	121
Figura 74. Balance de carbono para la Planta Solar Fotovoltaica.	121

LISTA DE TABLAS

Tabla I	
Comparativa entre VCI's y VE's.	19
Tabla II	
Despliegue de puntos de recarga para VE's: tendencia a largo plazo en la UE.	22
Tabla III	
Puntos de carga para VE's disponibles en la UE en unidades.	23
Tabla IV	
Resumen de incentivos para la compra de VE's en LAC.	25
Tabla V	
Edad promedio del parque automotor ecuatoriano.	26
Tabla VI	
Despacho de combustibles en galones.	27
Tabla VII	
Características distintivas de los subtipos de VE's.	30
Tabla VIII	
Comparación de las características principales de los VE's.	31
Tabla IX	
Especificaciones técnicas de los VE's homologados en Ecuador.	32
Tabla X	
Conectores de carga de VE's.	35
Tabla XI	
Resumen de costos para implementación de 5 estaciones de carga con cargadores Raption50	46
Tabla XII	
Casas comerciales encuestadas en la ciudad de Cuenca.	52
Tabla XIII	
VE disponibles en casas comerciales encuestadas.	52
Tabla XIV	
Principales motos y scooters disponibles en casas comerciales encuestadas.	53
Tabla XV	
Datos y tamaño de la muestra estadística.	54
Tabla XVI	
Esquema tarifario para recarga de VE's en bajo voltaje.	71
Tabla XVII	
Esquema tarifario para recarga de VE's en medio y alto voltaje.	72
Tabla XVIII	
Potencia instalada en generación a nivel nacional.	73
Tabla XIX	
Radiación solar global estimada.	74
Tabla XX	
Datos geográficos de la zona seleccionada.	80

Tabla XXI	
Parámetros meteorológicos del sitio geográfico escogido.	80
Tabla XXII	
Resumen de parámetros simulados para la planta solar fotovoltaica.	82
Tabla XXIII	
Presupuesto de equipo y suministro.	83
Tabla XXIV	
Presupuesto para cableado.....	83
Tabla XXV	
Presupuesto para la celda de media tensión.	83
Tabla XXVI	
Presupuesto para montaje mecánico.....	83
Tabla XXVII	
Presupuesto de obras complementarias y total del proyecto.	84
Tabla XXVIII	
Costos de operación, mantenimiento y administración.	85
Tabla XXIX	
Resumen de casos de estudio.	93
Tabla XXX	
¿En qué horario usualmente reestablece el combustible de su vehículo?	93
Tabla XXXI	
Caso con ocupación al 30% de las bahías de carga.....	94
Tabla XXXII	
Escenario con ocupación del 60% de las bahías de carga.	94
Tabla XXXIII	
Escenario con ocupación del 80% de las bahías de carga.	95
Tabla XXXIV	
Características principales del conjunto de VE's escogidos para este estudio.....	99
Tabla XXXV.	
Resumen de costos totales del proyecto.	108
Tabla XXXVI	
Parámetros económicos considerados para el proyecto.	108
Tabla XXXVII	
Costos de peajes de distribución por etapa funcional y costos de comercialización....	109
Tabla XXXVIII	
Costos de peajes por energía y potencia inyectada a la red mensualmente.....	110
Tabla XXXIX	
Costos por recarga eléctrica con y sin optimización.	111
Tabla XL	
Costos totales por recarga de VE's.....	112

Tabla XLI	
Porcentajes de ocupación de plazas de carga según proyección de VE's hasta el año 2050.	116
Tabla XLII	
Flujos de caja y amortización durante la vida del proyecto.	118
Tabla XLIII	
Emisiones de CO2 en VCI's vs. VE's.	120

ABREVIATURAS

VE	Vehículo Eléctrico
VCI	Vehículo a Combustión Interna
LAC	Latinoamérica y El Caribe
ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables
UE	Unión Europea
AEADE	Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador
MHEV	Vehículo Microhíbrido Eléctrico
HEV	Vehículo Híbrido Eléctrico
PHEV	Vehículo Híbrido Eléctrico Enchufable
BEV	Vehículo Eléctrico de Batería
IEC	International Standards for all electrical
V2G	Vehicle-to-Grid
AC	Corriente Alterna
DC	Corriente Directa
AHR	Analytical Hierarchical Process
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador
LOSPEE	Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica
SNEE	Sistema Nacional de Eficiencia Energética
MERNNR	Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables
CENACE	Operador Nacional de Electricidad
GD	Generación Distribuida
SGDA	Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento
CGD	Centrales de Generación Distribuida
PME	Plan Maestro de Electricidad
NREL	Nacional Renewable Energy Laboratory
GAMS	General Algebraic Modeling System

NOMENCLATURA

Índices

k	Período de tiempo
E	Bahía de carga

Parámetros

$\overline{p^{VE-min}}$	Potencia mínima de carga del vehículo eléctrico
$\overline{p^{VE-max}}$	Potencia máxima de carga del vehículo eléctrico
P_k^S	Potencia mínima de carga asignada por el operador en k
δ	Valor mínimo de potencia de carga

Variables

p^{NS}	Potencia no suministrada por la generación solar fotovoltaica
p^{VE}	Potencia consumida por los vehículos eléctricos
p^{GSFV}	Potencia generada por la central solar fotovoltaica
$P_{k,E}^{VE}$	La potencia total consumida por parte de los vehículos eléctricos en k, E
P_k^{GSFV}	La potencia generada por la central solar fotovoltaica en cada periodo k
P_k^{VE}	Potencia total consumida por los autos eléctricos en k
$PX_{k,E}$	Matriz de variables de decisión en k, E
$C_{k,E}$	Matriz de tipo binaria para la linealización de $P_{k,E}^{VE}$

Conjuntos

T	Conjunto de intervalos de tiempo k en un día
VE	Conjunto de vehículos eléctricos

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

Los sistemas de movilidad tradicional basados en el uso de combustibles fósiles son los medios de transporte más utilizados en la actualidad, se estima que, en los próximos 50 años al ritmo actual de consumo, las reservas de petróleo a nivel mundial lleguen a agotarse. Por tal motivo, la creciente demanda de medios de transporte y la responsabilidad de la sociedad en la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero, motivan el incremento de sistemas de transporte basados en energía eléctrica (Sandoval & Torres, 2020).

La transición a una movilidad eléctrica es fomentada por diferentes frentes en los países de la región a través de incentivos financieros como un impulso a la adquisición del Vehículo Eléctrico (VE) (Rezaeimozafar et al., 2020),(Clairand-Gómez et al., 2020). Los incentivos en Ecuador están establecidos en el pago del 0% del Impuesto al Valor Agregado (IVA) a través de la ley de eficiencia energética y la eliminación de pago en estacionamientos de espacios públicos tarifados, además, se analiza la posibilidad de una ley exclusiva de movilidad eléctrica con propuestas como incentivos tributarios y reducción de 20% en costos de matrículas a VE's (Portaluppi, 2021). A pesar de estos esfuerzos, la transición a esta tecnología ha sido lenta debido a la poca infraestructura de carga disponible y a los altos costos de adquisición de VE's (Frías Marín & de Miguel, 2019).

En cuanto a infraestructura de carga, se ha considerado la recarga de VE's mediante el uso de energías renovables, en estudios como en (Ortiz, 2017) y (Rengifo Trejo, 2019), se plantea el uso de paneles solares como fuente de alimentación eléctrica para la recarga de VE's, mientras que, en (Davis, 2017) se analiza el impacto que podría ocasionar el cambio de vehículos de combustión interna (VCI) a VE's en ciudades del Ecuador como Quito, Guayaquil y Cuenca, planteando la posibilidad de satisfacer dicha demanda a través de energía solar fotovoltaica, de acuerdo a lo que se propone en la teoría del "metabolismo urbano", donde una ciudad puede autosustentarse con los recursos propios que generan.

La introducción masiva de VE's ocasiona cambios importantes en la demanda de energía eléctrica, problemas en la red, pérdidas y disminución en la calidad de la energía (J.-M. Clairand et al., 2020),(Rubio Alulema, 2019). Por tal motivo, es indispensable que se desarrollen estudios enfocados a la optimización de la demanda de energía eléctrica, promoviendo el uso de generación renovable no convencional (Solar fotovoltaica) para el autoabastecimiento de dicha demanda, apegados a las regulaciones del mercado eléctrico ecuatoriano.

En (J. M. Clairand, Rodriguez-Garcia, et al., 2018) se ha planteado la posibilidad de uso de un agregador para gestionar la carga de VE's, reduciendo costos y cumpliendo con las limitaciones técnicas requeridas por el operador de distribución y transmisión. Caso similar se plantea en (Bertolín Corisco, 2014), donde se busca gestionar la demanda de recarga de VE's mediante redes inteligentes, dicho gestor decide cuando será la hora idónea para recargar un VE, sin comprometer las recargas de los usuarios ni la sostenibilidad del sistema eléctrico.

En este sentido, el estudio conforme la regulación ecuatoriana, orienta su aporte a contribuir con la expansión de la infraestructura de carga para VE's, con la finalidad de mantener la gestión óptima de la demanda de energía, producto de una introducción masiva de estos vehículos en los sistemas de distribución a través de generación de energía solar fotovoltaica como medio de autoabastecimiento, de tal manera que se aporte en la mitigación de los problemas medioambientales provocados por el uso de combustibles fósiles para la movilidad.

1.2 Planteamiento del problema

La tendencia creciente hacia la utilización de VE's como una forma de mitigación al cambio climático, trae nuevos retos que se deben afrontar planificadamente para masificar dicha tecnología. Uno de los mayores problemas que surge en esta transición, está en satisfacer la demanda de energía eléctrica producto de la introducción de estos vehículos en los sistemas de distribución, motivando la búsqueda de metodologías de gestión de demanda y nuevas formas de generación de electricidad basado en energías limpias a fin que los costos sean socialmente equilibrados en el impulso de esta tecnología en el corto y mediano plazo.

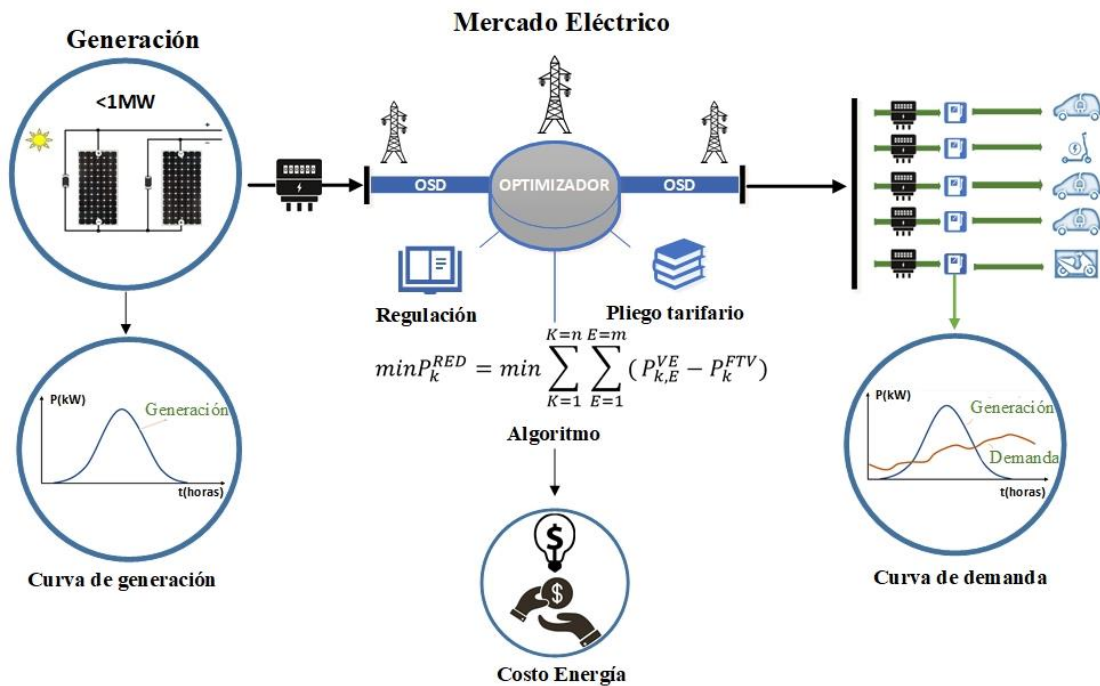


Figura 1. Metodología para la gestión de la manda para la recarga de VE's.

1.3 Justificación

La movilidad eléctrica crece aceleradamente en América Latina y los países de la región, en muchos de estos sin una planificación vial y de infraestructura eléctrica para satisfacer la demanda de estas nuevas cargas que se introducen en el sistema eléctrico de distribución, es por ello que surge la necesidad de implementar modelos de gestión para optimizar la demanda de energía eléctrica a través de la inclusión de estaciones de carga, con la finalidad de satisfacer una movilidad sostenible a través del uso de generación renovable no convencional, cumpliendo aspectos regulatorios y de mercado eléctrico ecuatoriano.

En este sentido, este trabajo de investigación propone el desarrollo de una metodología para optimizar la recarga de VE's y equipos de movilidad eléctrica, a través de la gestión de la demanda y la utilización de generación solar fotovoltaica, de tal forma que se cumpla la normativa emitida por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) para transacciones en el mercado eléctrico ecuatoriano.

La metodología propuesta utiliza un modelo en el cual la demanda de energía eléctrica en la recarga de VE's sea gestionada por un algoritmo optimizador, utilizando generación

solar fotovoltaica cumpliendo de manera estricta lo estipulado en la regulación ecuatoriana para el autoabastecimiento de energía eléctrica.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

- Proporcionar una metodología para optimizar la recarga de VE's basada en la aplicación de la regulación ecuatoriana para el autoabastecimiento con el uso de generación renovable solar fotovoltaica en sistemas de distribución de energía.

1.4.2 Objetivos específicos

- Analizar la demanda de energía eléctrica producto de la recarga de vehículos y equipos de movilidad eléctrica conectados en las estaciones de carga, que corresponden al modelo de gestión de la demanda en los sistemas de distribución contemplado en la regulación 005/20 para el autoabastecimiento de energía eléctrica y pliego tarifario.
- Determinar los parámetros técnicos y de operación para una central de generación solar fotovoltaica cumpliendo con lo que determina la regulación ecuatoriana ARCERNNR 001/2021 para generación distribuida con el fin de satisfacer la demanda de energía de las estaciones de recarga de VE's.
- Desarrollar una metodología para optimizar la demanda de energía eléctrica producto de la recarga de VE's, en función de la capacidad de autoabastecimiento de la generación solar fotovoltaica a través de las transacciones en el mercado eléctrico ecuatoriano.
- Realizar el análisis técnico y económico de la metodología propuesta para la gestión de la demanda en la recarga de VE's, con la finalidad de determinar el precio de la energía y los indicadores financieros que contribuyan a la sostenibilidad del modelo en función del potencial de generación renovable.

1.5 Alcance del proyecto

La investigación estudia una metodología de gestión de la demanda para la recarga de vehículos eléctricos en ciudades intermedias (Caso de estudio la ciudad de Cuenca). El modelo de gestión es genérico y podría ser implementado en zonas con condiciones similares a las de este estudio, cumpliendo los criterios y aspectos regulatorios, proyección de crecimiento de VE's basados en encuestas, contrastación de patrones de comportamiento en usuarios con vehículos de combustión interna y variables medioambientales estocásticas para la implementación de la generación solar fotovoltaica para el autoabastecimiento, de manera que la infraestructura desde la generación hasta el consumo, sea técnica, económica y ambientalmente sostenible.

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA




2.1 Movilidad Eléctrica

2.1.1 Vehículo Eléctrico como aporte a la movilidad sostenible

En los últimos 30 años los avances tecnológicos han sido exponenciales en los VE's, permitiendo que diferentes países se enfoquen en promover y crear políticas que vayan en pro del uso de estos vehículos. El aporte fundamental que ofrece un VE hacia una movilidad sostenible se encuentra en el beneficio ambiental, puesto que no se generan emisiones contaminantes al medio ambiente como lo hacen los VCI's. La Tabla I, resume algunos de los aspectos relevantes entre un VE y un VCI.

Tabla I

Comparativa entre VCI's y VE's.

		
Mantenimiento	Mantenimiento >80%	Menor mantenimiento al poseer menos partes móviles
Calidad de aire	Las emisiones afectan al medio ambiente	No poseen emisiones aportando así a la reducción de la contaminación
Contaminación acústica	El proceso de combustión genera ruido	Silencioso debido a que no poseen transmisión mecánica ni procesos de combustión
Costo	Costo inicial bajo	Costo inicial alto
Costos de operación	Mayor costo de operación	Menor costo de operación
Autonomía	Entre 5 y 9 km/l de gasolina y hasta 35 km/galón	Entre 13 y 15 kWh/100km, hasta 450 km con carga completa y uso combinado
Abastecimiento	Estaciones de servicio disponibles	Reducido número de estaciones de carga, se puede cargar en el hogar
Incentivos económicos y de uso.	No	Si

Nota. Tabla realizada con información tomada de (Stephanía & Salgado, 2019),(Xavier et al., 2017).

Entre los factores determinantes para el desarrollo de la movilidad eléctrica sostenible se encuentran la financiación, planificación, disponibilidad de puntos de carga, precios de energía, transporte público, penetración de nuevas tecnologías de movilidad eléctrica en mercado como motos y scooters eléctricos, con un importante aumento en el volumen de ventas en los últimos años (Sta et al., 2011).

Esta penetración de VE's representa una disminución de la demanda de combustibles fósiles a largo plazo, permitiendo a distintos países mantener un importante ahorro

económico, que se estima al 2050 podrían ascender a 85 mil millones de dólares en los países de Latinoamérica y el Caribe (LAC) (López & Galarza, 2016).

2.1.2 Contexto de los VE's en el mundo

La penetración de VE's a nivel mundial se ha incrementado significativamente en los últimos 10 años, en el 2011 se registraron aproximadamente 110.000 VE's en circulación y en el 2020, se incorporaron un aproximado de 3 millones de unidades a las carreteras. Actualmente superan los 10 millones de unidades de VE's en circulación a nivel mundial (Figura 2), esto representa una tasa de crecimiento anual del 40%; Por otra parte, la cuota de mercado a finales de 2020 fue de 4,2% con respecto al mercado global de vehículos en el mundo (Orús, 2021). A pesar de este crecimiento importante en el número de VE's, estos todavía representan una pequeña fracción del mercado global de vehículos en circulación (IEA, 2021b).

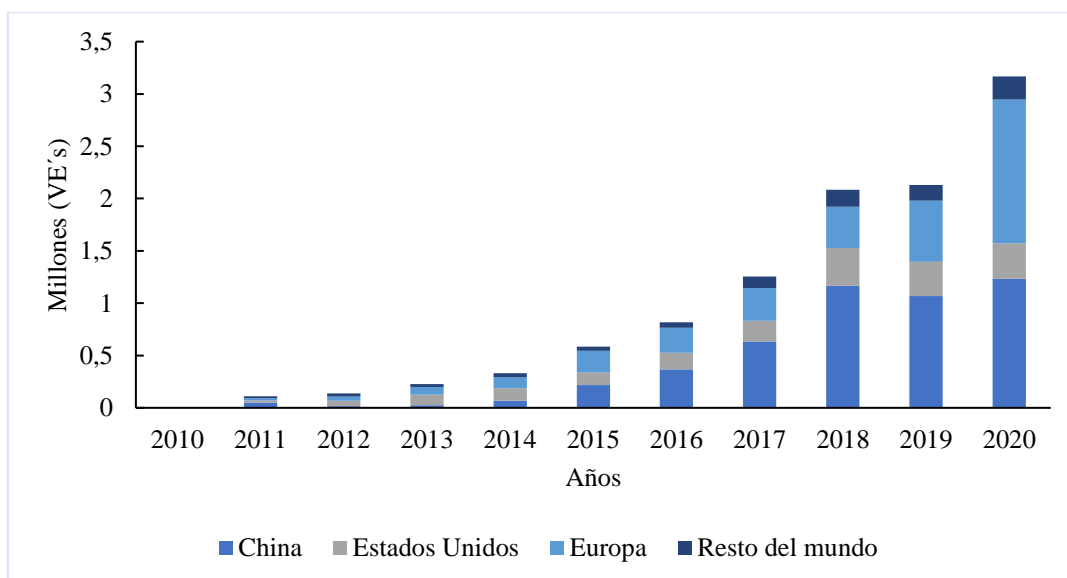


Figura 2. Venta mundial de VE's en millones de unidades.

Nota. Información tomada de (IEA, 2021a).

Para finales del año 2020, el número de vehículos matriculados tuvo un incremento del 41 % y las ventas de VE's en Europa superaron a China posicionando a este continente como el principal mercado de vehículos con esta tecnología, en la Figura 3 se puede observar que en el 2020 en comparación al 2019, las ventas de VE's en el continente europeo se incrementaron en 135% y la venta de vehículos con la tecnología convencional disminuyó 24% (IEA, 2021a).

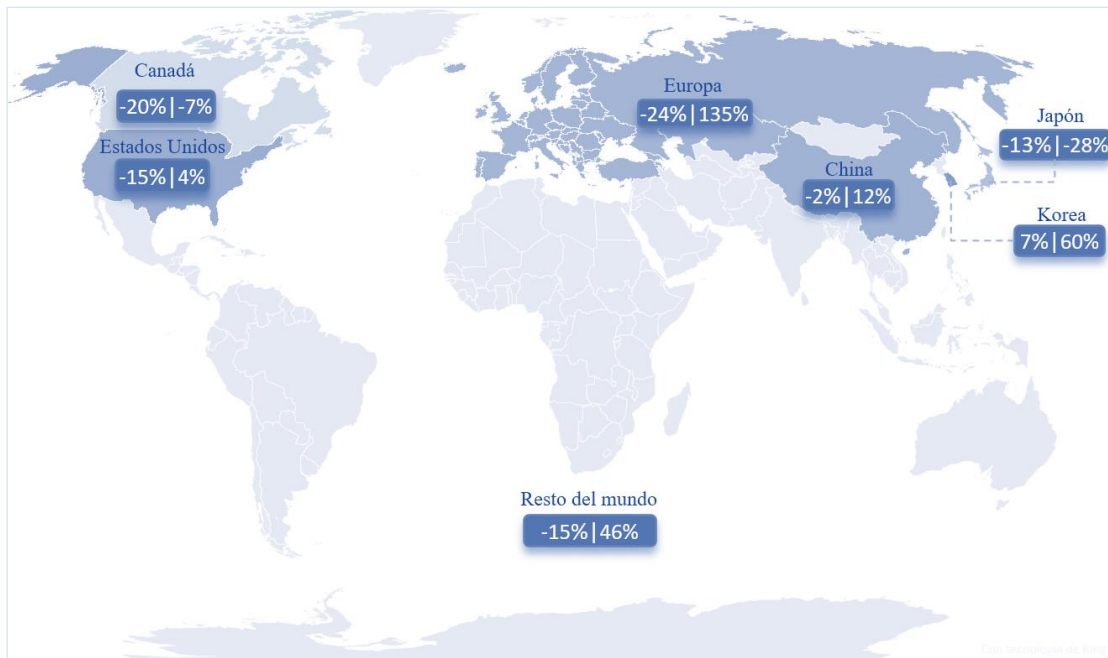


Figura 3. Incremento y disminución de las ventas en VE's frente a VCI's.

Nota. La Figura muestra el porcentaje mundial de aumento y decremento de ventas en vehículos con tecnología convencional frente a VE's. Información tomada de (IEA, 2021a).

La importación de la tecnología empleada en movilidad eléctrica resulta un problema en países de LAC, en la mayoría de los casos resulta mucho más económico adquirir un VCI que un VE. La Figura 4 muestra un listado de las principales barreras que tienen los países de LAC para que la oferta y demanda de VE's se incremente de manera exponencial (Isla et al., 2019).

A partir del año 2010, la mejora en la eficiencia de las baterías y la reducción de su costo, ha hecho que la demanda de VE's se incremente, sin embargo, para alcanzar un panorama favorable hacia la movilidad eléctrica, los costos de producción y de las baterías deberán reducirse considerablemente (Isla et al., 2019).

A pesar de que los precios de los VE's se tratan de amortizar por varios subsidios, queda todavía un largo camino por recorrer, adoptar políticas y modelos de países más desarrollados resulta indispensable, con estímulos no solamente financieros sino también en los costos indirectos, como estacionamientos exclusivos, carriles preferenciales, acceso a la circulación por zonas restringidas para VE's, exención de pago de peajes, y en algunas ciudades saturadas de tráfico resultaría viable implementar la eliminación de la restricción de movilidad.



Figura 4. Barreras para la penetración de VE's.

Nota. Figura realizada con información de (She et al., 2017),(Vassileva & Campillo, 2017).

2.1.3 Movilidad eléctrica en países con mayor penetración de VE's

Los gobiernos de los países europeos han desarrollado un gran compromiso en busca de incrementar la cuota de automóviles con energía alternativa, es así que, en el 2020 los VE's de batería, híbridos enchufables e híbridos eléctricos representaron el 5,4%, 5,1% y 11,9 % de todos los coches vendidos respectivamente. La disponibilidad de la infraestructura de carga en estos países ha experimentado un gran crecimiento, desde el año 2014 a la actualidad ha llegado a un 750% (ver Tabla II). Sin embargo, los cerca de 225 mil puntos de carga disponibles no resultan suficientes (IEA, 2021a).

Tabla II

Despliegue de puntos de recarga para VE's: tendencia a largo plazo en la UE.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	% 14/20
Puntos de Recarga	26.391	49.363	77.038	109.896	123.727	171.287	224.237	+750%

Nota. Información tomada de (IEA, 2021a).

Países Bajos ha sido la zona de Europa que posee el mayor número de puntos de carga por cada 100 km de carretera, en la Tabla III se observa que en esta zona existen aproximadamente 48 puntos de carga por cada 100 km, mientras que el panorama menos

favorable lo tiene Lituania con un promedio de 0,2 puntos de carga, es decir, no alcanza a tener un punto de carga por cada 100 km de carretera (IEA, 2021a).

Tabla III

Puntos de carga para VE's disponibles en la UE en unidades.

Mayor número de puntos de carga por 100km de carretera		Menor número de puntos de carga por 100km de carretera	
1.	Países Bajos (47,5)	1.	Lituania (0,2)
2.	Luxemburgo (34,5)	2.	Grecia (0,2)
3.	Alemania (19,4)	3.	Polonia (0,4)
4.	Portugal (14,9)	4.	Letonia (0,5)
5.	Austria (6,1)	5.	Rumania (0,5)

Nota. Información de (IEA, 2021a).

China por su parte ha venido experimentando un enorme crecimiento económico, por lo que ha incrementado su parque automotor y cada vez más personas adquieren un automóvil, razón por la cual, el país asiático ha llegado a poseer el mercado automotriz más grande del mundo y con ello graves problemas de salud ligados a la contaminación ambiental con altas emisiones de gases de efecto invernadero.

Para mitigar los efectos adversos de la contaminación, China optó por ofrecer subsidios para que sus habitantes adquirieran VE's, permitiendo que un gran número de personas se beneficien con esta tecnología. El resultado de implementar estos subsidios no fue favorable para el gobierno, puesto que pagar se volvió sumamente costoso, por lo que, se planteó eliminar de forma gradual y centrarse en los fabricantes, de tal manera que un cierto porcentaje de vehículos vendidos anualmente deben funcionar con baterías. Estas políticas adoptadas por el gobierno apuntan a que, para el 2030, cuatro de cada diez vehículos vendidos sean eléctricos (Hsieh et al., 2018).

2.1.4 Oportunidades en América Latina

El transporte motorizado es responsable de alrededor de un tercio de los gases de efecto invernadero en América Latina, debido a la tasa de urbanización que representa alrededor del 80% de personas viviendo en núcleos urbanos. En estas zonas las personas se movilizan mediante el transporte público, es así que la motorización masiva aumenta a la par del nivel de ingresos de sus habitantes (Onu - move, 2020).

El número total de vehículos automotores ha aumentado hasta tener una razón de 170 vehículos por cada mil habitantes, debido a esto la región posee una ventana de

oportunidades única para innovar y realizar una transformación hacia la sostenibilidad del transporte. Los avances que optimicen y amplíen el transporte urbano tendrán como resultado un mejor uso del espacio público, reducción de importaciones de combustibles fósiles, reducción de la huella de carbono y consecuentemente una mejora en la calidad de aire y múltiples beneficios a la salud (Onu - Move, 2021).

La introducción del VE en América Latina se verá beneficiada en los siguientes años debido a la disminución de los precios de baterías eléctricas, precios que en 2020 se ubicaban en aproximadamente 100 \$/kWh en contraste con los 458 \$/kWh que podían llegar a costar en 2013 (ver Figura 5).

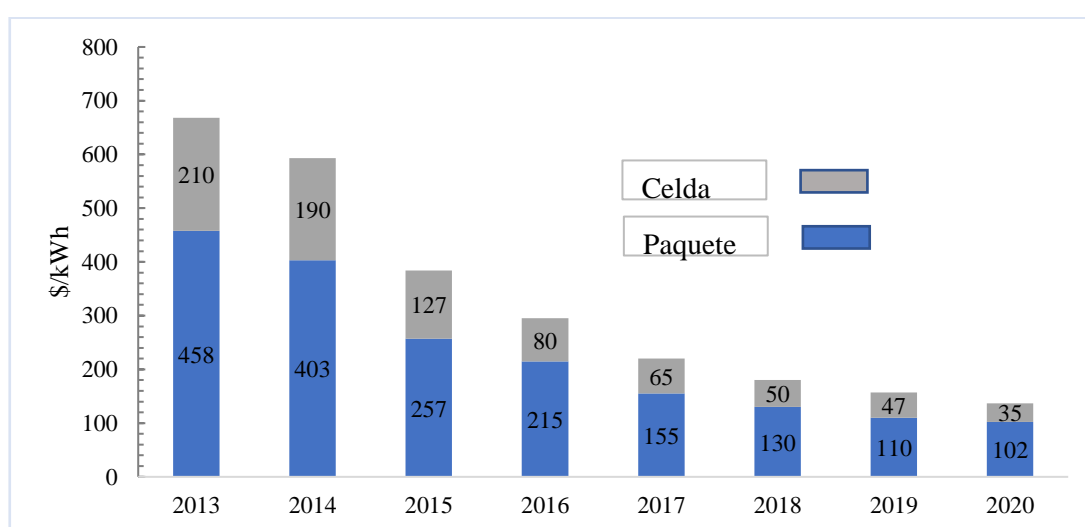


Figura 5. Precio medio por paquete y celda de baterías para VE's.

Nota. Figura realizada con datos tomados de (Henze, 2020). Muestra la reducción de los costos de las celdas y conjunto de módulos de batería o paquetes a lo largo de los años.

La introducción de VE's en países de LAC ha sido de manera gradual. Chile, Colombia, República Dominicana y Costa Rica actualmente llevan la delantera en cuanto a la inclusión de tecnología y políticas de movilidad eléctrica. Para finales del 2020 en Chile existían 581 VE's y 244 electrolinerías; Colombia por su parte es el país que posee la mayor flota de VE's en la región alcanzando las 3.334 unidades en circulación, Costa Rica con su "Plan de descarbonización" y la "Ley de incentivos y promoción del transporte eléctrico" ha dado enormes pasos para fortalecer la movilidad eléctrica en el sector. La Figura 6, presenta un recuento del número de VE's y estaciones de carga disponibles en los países de LAC en el año 2020 (Chinadialogue, 2021),(Electromaps, 2021).

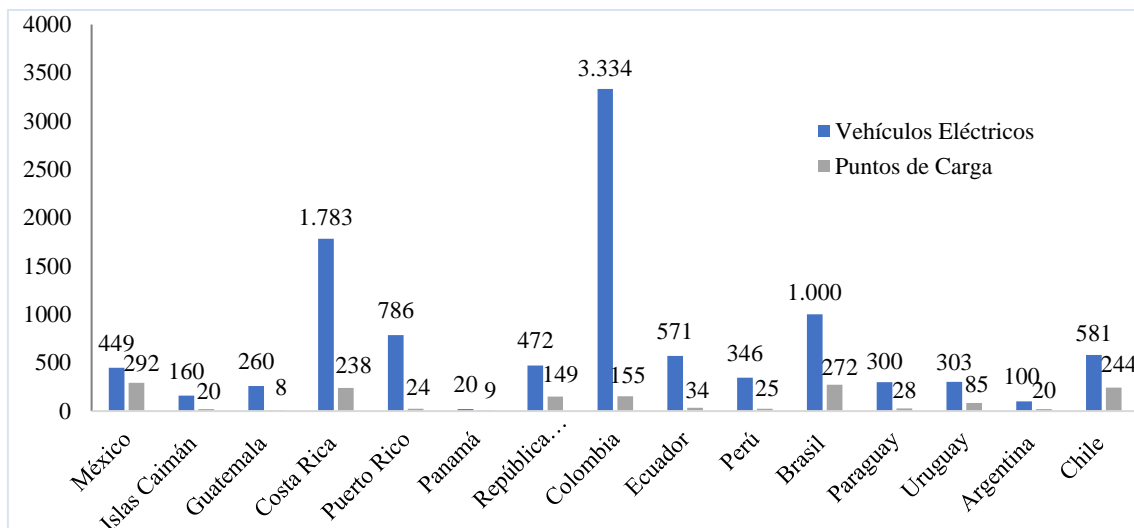


Figura 6. VE's y puntos de carga disponibles en LAC en el año 2020.

Nota. Figura realizada tomando datos de (Chinadialogue, 2021),(Electromaps, 2021)

El mercado automovilístico es muy dinámico y uno de los temas principales se centra en como las políticas públicas puedan favorecer a que los vehículos más eficientes tengan mayor presencia en el mercado, es por esto que los gobiernos se encuentran realizando esfuerzos y promoviendo incentivos para acelerar la introducción masiva de VE's en la región. Algunos incentivos que actualmente se encuentran en ejecución y otros que aún son caso de análisis y estudio se muestran en la Tabla IV.

Tabla IV

Resumen de incentivos para la compra de VE's en LAC.

Categoría	Instrumento	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Costa Rica	Ecuador	México	Panamá
Incentivos de compra	Impuesto de valor agregado				✓	✓	✓		
	Impuesto de Importación	✓	✓		✓	✓	✓	✓	
	Otros	✓	✓			✓	✓	✓	✓
Incentivos de uso y circulación	Impuesto de propiedad/circulación					✓		✓	
	Excepción de peajes				✓	✓		✓	
	Parqueo				✓	✓		✓	
Otros instrumentos de promoción	Otros					✓		✓	
	Excepción pico y placa				✓	✓			
	Tarifa eléctrica diferenciada	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Ley integral de movilidad eléctrica			✓		✓			

✓ Incentivo completo para vehículos eléctricos/Instrumento aprobado y en marcha
 ✓ Incentivo parcial para vehículos eléctricos/Instrumento en fase de diseño

Nota. Tabla realizada con información tomada de (ONU, 2019).

2.2 Análisis vehicular del Ecuador

2.2.1 Vehículos de combustión interna

El período de tiempo en el que un vehículo puede permanecer operativo o funcional depende de múltiples factores, uno de ellos es el mantenimiento adecuado y periódico que se le dé a cada vehículo siguiendo las recomendaciones y especificaciones del fabricante, así también influirá un adecuado manejo del vehículo por parte del conductor.

Los factores mencionados conllevan a que tener un tiempo estimado de vida útil para un VCI sea una tarea compleja, en este contexto, estudios llevados a cabo por la Environmental Protection Agency de los Estados Unidos, señalan que si se considera una media de 240 a 320 mil km recorridos al año, el tiempo medio de vida útil de un automóvil está entre 13 a 14 años (U.S. Environmental Protection Agency., 2017).

Según datos recopilados por la AEADE, la edad promedio del parque automotor ecuatoriano es de 16 años, de un total de 2'678.250 vehículos aproximadamente el 37% (990.786 vehículos) tienen más de 15 años de antigüedad (ver Tabla V). Esto indica que un gran número de automóviles habrían ya sobrepasado el tiempo medio de vida útil y son candidatos próximos a ser renovados (AEADE, 2022).

Tabla V

Edad promedio del parque automotor ecuatoriano.

Edad del parque automotor								Edad Promedio:	15,8 años
0 años	1-5 años	6-10 años	11-15 años	16-20 años	21-25 años	26-30 años	31-35 años	+36 años	
85.818	515.699	622.118	461.829	222.704	186.781	197.030	68.176	316.095	
3%	19%	23%	17%	8%	7%	7%	3%	12%	
TOTAL:								2.678.250	

Nota. Información tomada de (AEADE, 2022).

2.2.2 Consumo energético de vehículos a combustión interna







Una de las principales causas de la contaminación en el mundo es el uso de vehículos a combustión, Ecuador no es la excepción e inclusive esta contaminación tiende a ser peor que en otros países de la región, esto debido a que los combustibles no poseen las características adecuadas pues se ha venido usando los mismos parámetros de exigencia de calidad de combustibles desde hace 20 años.

A pesar de que en análisis realizados a la calidad de combustibles, estos arrojan que cumplen con los parámetros de calidad dispuestos por la normativa nacional vigente, resulta necesario que se mejore su calidad en pro de reducir las emisiones, esto se lograría mediante una introducción de las medidas dispuestas en las normas Euro, siguiendo el ejemplo del vecino país Colombia que se encuentra en proceso de acoger las medidas impuestas por la normativa Euro VI (AEADE, 2022).

En cuanto a la energía consumida por los vehículos convencionales, en el informe de PETROECUADOR correspondiente al primer trimestre del 2021, se presentan los datos de combustible despachado en galones, en la Tabla VI se observa cómo está distribuido el despacho de los combustibles en el Ecuador, la gasolina Ecopaís es la que más se consume con un total de 16.5 millones de galones al día, le sigue la gasolina Extra con 15 millones de galones y la gasolina Super con 3.3 millones de galones, además el consumo de Diésel Premium y Diésel 2 es de 32.4 y 0.84 millones de galones respectivamente (EP Petroecuador, 2021).

Tabla VI

Despacho de combustibles en galones.

						
		Gasolina Super	Gasolina Extra	Gasolina Ecopaís	Diésel Premium	Diésel 2
1er trimestre 2021(Gal)		27.453.860	122.314.260	133.961.568	217.397.098	5.671.040
Prom. mensual (Gal)		9.151.287	40.771.420	44.653.856	72.465.699	1.890.347
Prom. diario (Gal)		100.564	448.038	490.702	796.326	20.773
Energía mensual (kWh)		307.947.952	1 371.990.115	1 502.637.117	2 949.353.949	76.937.123
Energía diaria (kWh)		3.384.057	15.076.828	16.512.505	32.410.468	845.461

Nota. Tabla realizada tomando datos de (EP Petroecuador, 2021).

La energía consumida en el país por medios de transporte terrestre asciende a los 68,2 GWh, si se considera los tipos de gasolina Ecopaís, Extra y Super la energía consumida es de 34.9 GWh. El 48% del total de la energía consumida pertenece al Diésel Premium, mientras que el 24, 22 y 5% corresponde a la gasolina Ecopaís, Extra y Super respectivamente (ver Figura 7).

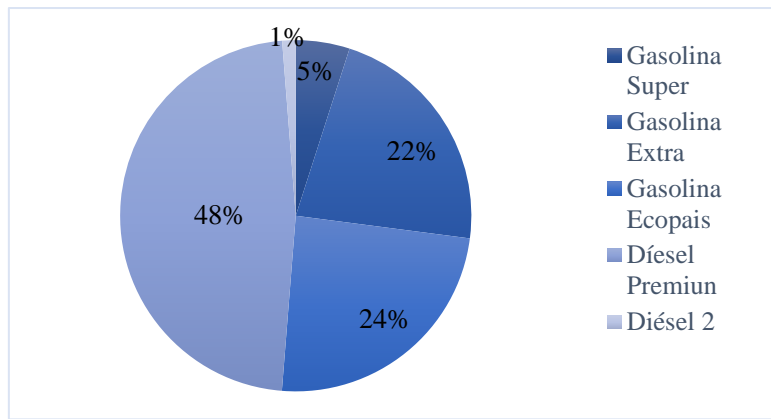


Figura 7. Porcentaje representativo en la energía consumida por tipo de gasolina en el Ecuador.

Nota. Figura realizada con información de (EP Petroecuador, 2021).

2.3 Situación actual del Ecuador en movilidad eléctrica

En el año 2015 la compañía fabricante de autos surcoreana KIA, introduce por primera vez al mercado ecuatoriano su modelo 100% eléctrico conocido como KIA SOUL EV. Para finales del año 2016 el número de VE's comercializados fue de 84 unidades, mientras que en diciembre de 2021 se tuvo registro de un total de 909 vehículos netamente eléctricos en circulación (ver Figura 8).

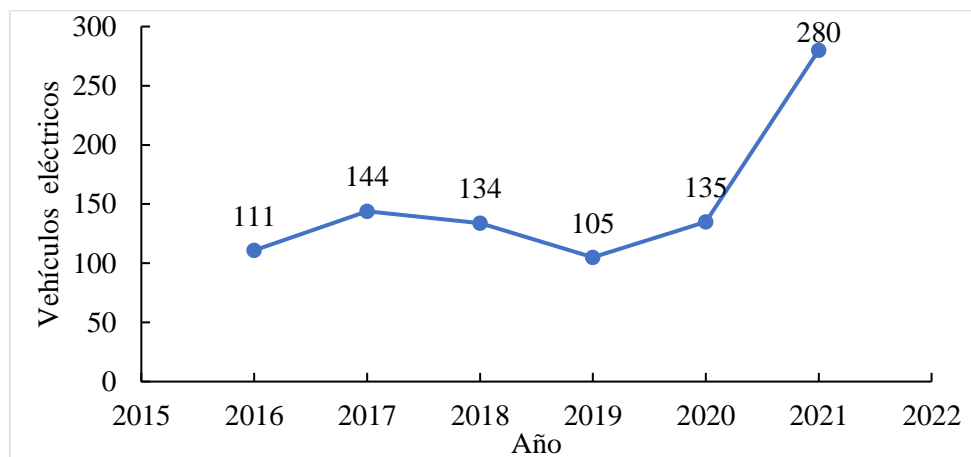


Figura 8. Venta de VE's en Ecuador en unidades.

Nota. Figura realizada con datos tomados de (VARUS, 2022).

Con base al registro de comercialización de vehículos automotores en el Ecuador, la venta de vehículos livianos a combustión interna en el año 2021 alcanzó la cifra de 100.369 unidades, frente a las 280 unidades de VE's vendidos que representa el 0,28% del total de vehículos comercializados en este año (AEADE, 2022).

Los fabricantes de VE's con mayor presencia en el país provienen principalmente de países como China, Alemania y Corea del Sur (ver Figura 9).

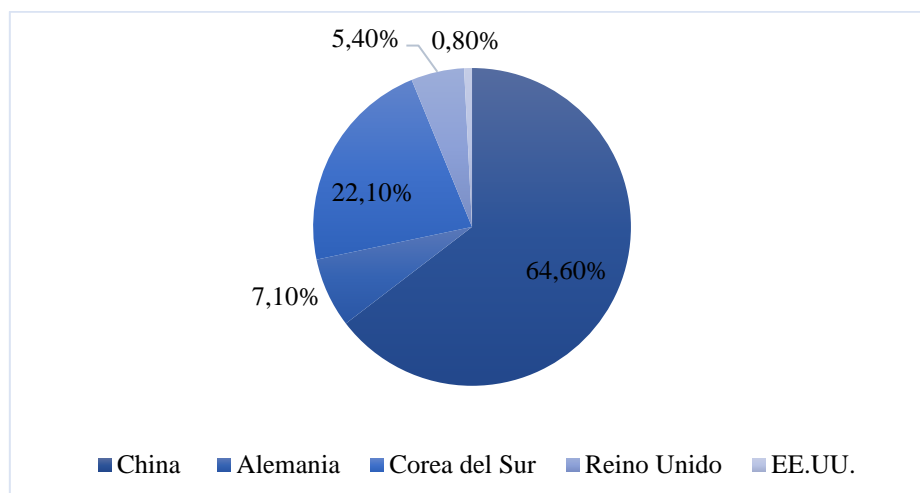


Figura 9. Origen de los VE's en circulación en Ecuador.

Nota. Figura realizada con información tomada de (VARUS, 2022).

Estimaciones realizadas por la firma de consultoría estadounidense “Frost and Sullivan”, indican que para el 2025 los vehículos híbridos eléctricos, vehículos híbridos eléctricos enchufables y VE's de batería podrían llegar a alcanzar las 14.950 unidades, esto representaría el nivel más grande de penetración en la región con un 9,9 % del total de ventas de vehículos en el país (Isla et al., 2019).

2.3.1 Vehículos eléctricos comercializados en el Ecuador

En el país se comercializan principalmente VE's pertenecientes a cinco empresas, estas son las marcas chinas BYD, Dayang, Hanteng, Kaiyun, y la marca Surcoreana Kia, los costos de estos vehículos varían entre \$ 13.000 y \$ 34.000 dólares.

El 2021 se cerró con un total de 135 VE's vendidos en todo el país, la compañía China KIA vendió un total de 60 unidades que representa el 33% del total de ventas para ese año, le siguen las compañías BYD y DONGFENG con un total de 49 y 28 unidades vendidas respectivamente. Uno de los autos con más acogida del público es el BYD e2, destacan de este vehículo su autonomía que puede alcanzar hasta los 400 km (AEADE - asecmovel, 2021).

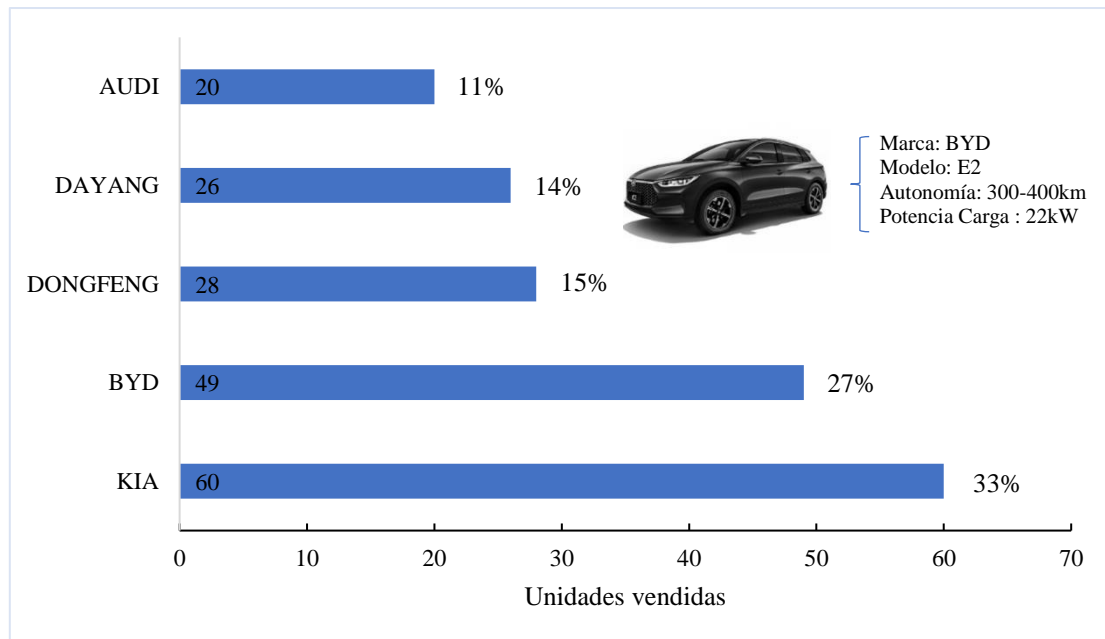


Figura 10. Marcas de VE's más vendidos en Ecuador el 2021.

Nota. Figura realizada con información tomada de (AEADE - asecmovel, 2021).

2.4 Sistemas de movilidad eléctrica

2.4.1 Autos eléctricos

El auto eléctrico es aquel que utiliza un suministro de energía eléctrica como fuente de energía para impulsar su movimiento, entre los tipos de vehículos eléctricos se pueden encontrar varios subtipos como el 100% eléctrico, híbrido enchufable y eléctrico de autonomía extendida, sin embargo en la Tabla VII y Tabla VIII, todos estos tienen la particularidad de poseer en su estructura un motor eléctrico (Ros Marín & Barrera Doblado, 2017).

Tabla VII

Características distintivas de los subtipos de VE's.

Sigla	Descripción	Motor eléctrico	Motor de combustión interna	Conector a red eléctrica	Sistema de combustión interna para generación de electricidad
HEV	VE híbrido	✓	✓		
PHEV	VE híbrido enchufable	✓	✓	✓	
BEV	VE de batería	✓		✓	
REEV	VE de autonomía extendida	✓		✓	✓
FCEV	VE de celda de combustible	✓			✓

Nota. Tabla realizada tomando datos de (Pérez et al., 2019).

Existen varios tipos de autos considerados eléctricos, estos no necesariamente suelen tener a la energía eléctrica como única fuente, sino más bien son llamados así puesto que la electricidad forma también parte de su fuente de movilidad, si bien es cierto prácticamente todos los autos que se mueven en las carreteras del mundo poseen una parte eléctrica para alimentar ciertos componentes del vehículo mediante una batería o realizar alguna función, no por esto se convierten en vehículos eléctricos.



Figura 11. KIA Soul EV.

Nota. Uno de los primeros vehículos 100% eléctricos introducidos a Ecuador, tomado de (Kia Ecuador, 2021).

Tabla VIII

Comparación de las características principales de los VE's.

	MHEV	HEV	PHEV	BEV
Start/Stop	S	S	S	S
Freno Regenerativo	S	S	S	S
Asistencia de potencia	S	S	S	S
Manejo 100% eléctrico	N	S	S	S
Motor Eléctrico	10 kW a 15kW	Más de 20kW	Más de 50kW	Mas de 50kW
Batería	6-6.5Ah,←1kWh, 144-volt, NiMH/Li-ion	6-6.5Ah, →1kWh, 330-volt, NiMH/Li-ion	4-16kWh, Li-ion	10-100kWh, Li-ion
Voltaje de operación	12V/144V	12V/500V	12V/500+V	12V/500+V
Rango de manejo máximo	Gasolina: ~600km Eléctrico: 0km	Gasolina: ~600km Eléctrico: 0km	Gasolina: ~600km Eléctrico: 16-96km	Eléctrico:536+km
Costo adicional de motor y transmisión	US\$500-1.500	US\$1.200-3.000	10-15% costo del vehículo	20-30% costo del vehículo
Reducción de emisiones en la operación del vehículo	5-20%	~30%	Hasta 80% (dependiendo del ciclo de manejo)	100% (sin emisiones del motor)
Ganancia de eficiencia de combustible	10 a 20%	20 a 30%	Más de 50%	Sin combustible

Nota. Tabla realizada con información tomada de (Isla et al., 2019). Muestra las características de los distintos tipos de VE. Siendo MHEV: Vehículo Microhíbrido Eléctrico, HEV: Vehículo Híbrido Eléctrico, PHEV: Vehículo Híbrido Eléctrico Enchufable y BEV: Vehículo Eléctrico de Batería.

Actualmente existe una gran variedad de autos 100% eléctricos, los modelos comercializados en Ecuador poseen autonomías de hasta 400km y potencias de 160 kW, capacidad de baterías de hasta 43 kWh y tiempos de carga entre 45 min y 6 horas dependiendo del tipo de carga.

2.4.2 Potencia en vehículos eléctricos

La potencia está definida como la cantidad de energía que puede generar el vehículo en una unidad de tiempo (1 segundo) y su unidad es el vatio (W), en un VE esta magnitud eléctrica se puede medir mediante un banco de pruebas. La potencia de un VE puede presentarse en dos maneras, la potencia nominal que es aquella que viene indicada en las especificaciones técnicas del vehículo y esta se producirá al trabajar con la tensión nominal y la potencia real, que es aquella generada cuando el vehículo trabaja a una tensión diferente a la tensión nominal (Ros Marín & Barrera Doblado, 2017).

2.4.3 Autonomía

Se define a la autonomía de un VE como la capacidad para poder desplazarse de un punto a otro sin tener que hacer una parada para cargar su suministro de energía o batería. Cada VE posee especificaciones técnicas diferentes, de las cuales destaca su autonomía representada en kilómetros, este valor puede variar dependiendo de algunos factores como el estilo de conducción, la topografía de la zona, etc. (Reinoso & Ortega, 2020).

En la Tabla IX se observa que actualmente en el Ecuador los VE's homologados para su comercialización poseen autonomías que se encuentran entre los 100 y 400 km, siendo el modelo BYD E5 de la compañía china BYD el que posee las mejores especificaciones técnicas con 400 km de autonomía, 160 kW de potencia y una capacidad de carga de la batería de 62 kWh, lo que lo hace ser el vehículo con el menor tiempo de carga (1.5h a 380V) (VARUS Ecuador, 2022).

Tabla IX

Especificaciones técnicas de los VE's homologados en Ecuador.

	Autonomía (km)	Potencia (kW)	Torque (N.m)	Vel. Máx (km/h)	Cap. Batería (kWh)	Tiempo Carga
BYD E5 400	400	160	310	130	62	7h-220V/1.5h-380V
BYD S2	400	70	180	130	42	6h-220V/1h-380V
BYD E3 GL 400	400	70	180	130	47.3	6.6 h a 220V
MG ZS EV	335	110	353	125	44	6.5h-220V/1h-380V
BYD E2	305	70	180	125	35.2	7h-220V/1h-380V
NISSAN LEAF	270	110	320	144	40	6 a 8h-220V

RANAULT KANGOO	270	44	225	130	43.4	6h-220V
KIA SUL EV	200	81.4	285	145	27	5h-220V/45min-380V
XINXIANG H6	165	4	--	50	7.5	--
ZOTYE DOMY	160	13.5	150	80	16	6 a 8h-220V
JIAYUANCITY SPIRIT	120	7.5	--	80	--	8h-110V
DAYANG-CHOK	100	4.5	--	50	--	8h-110V/5h-220V
DAYANG-CHOK-G2	100	6	--	50	--	8h-110V/6h-220V
DAYANG-CHOK CROSS	100	6	--	50	--	8h-110V/6h-220V
RENAULT TWIZY	100	13	57	80	6.1	3.5h-220V
ZHIDOU D1	100	18	--	120	--	6h-220V

Nota. Tabla realizada con datos tomados de (VARUS Ecuador, 2022).

2.4.4 Curva de carga

En términos generales la curva de carga representa la forma característica en la que un VE carga su batería, es decir muestra durante cuánto tiempo carga el VE y a que potencia, esto permite tener una idea de la velocidad de carga y mientras mayor sea esta velocidad, menor será el tiempo en el que la batería se cargará. El parámetro de tiempo de carga resulta un factor fundamental junto con la autonomía al momento de analizar un VE, pues mientras menor sea este tiempo para cargar la batería en una estación de carga, mayor será la satisfacción del usuario (Sun et al., 2020). La Figura 12 muestra la curva de carga del VE Nissan Leaf.

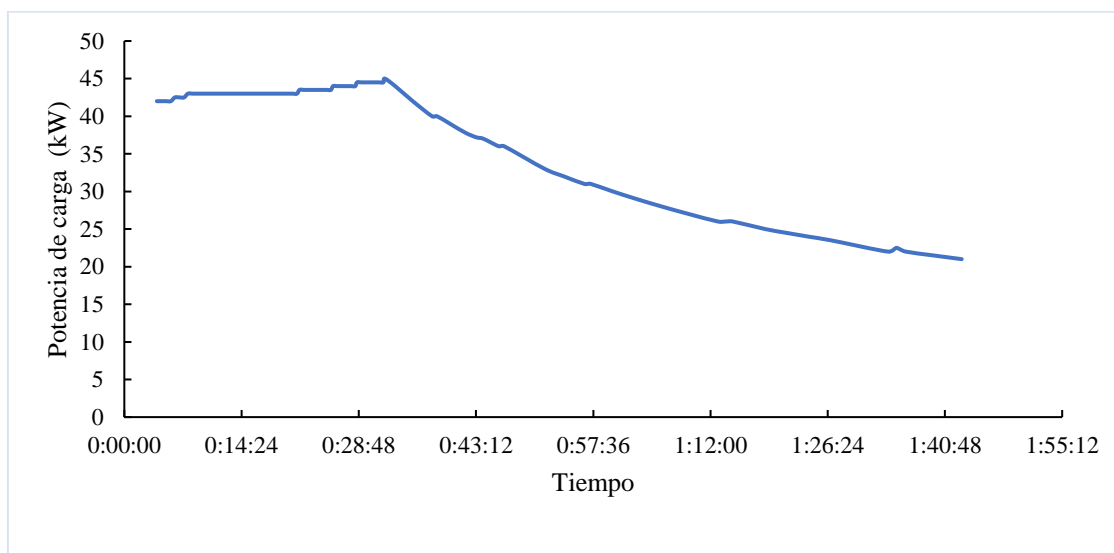


Figura 12. Curva de carga del VE Nissan Leaf con una potencia de carga de 40kW.

Nota. Figura realizada con información tomada de (Fastned, 2020).

2.4.5 Modos de carga

La norma que define los distintos modos de carga es la IEC 61851, en dicha norma se detalla las distintas formas o modos de conexión entre la alimentación eléctrica y la batería del VE siendo estas de 4 modos distintos (Rata et al., 2019).

Modo 1: Modo de carga limitado a una corriente no mayor a 16A, su conexión se realiza de forma directa con dos conectores, uno a la red y otro al vehículo con un voltaje máximo en monofásico de 250V y 480V en trifásico. Al ser simple su conexión suele utilizarse en vehículos que no requieran un tiempo prolongado de carga como motos, bicicletas y scooters. Al no contar con protecciones y no requerir pines de control, en algunos países se prohíbe este modo de carga para VE's.

Modo 2: Modo de carga limitado a una corriente no mayor a 32A, se considera una evolución del modo de carga 1 al contar con un dispositivo intermedio entre el conector de alimentación y la carga, esto para verificar la correcta conexión del VE a la red, también cuenta con protecciones contra sobre corriente, falla a tierra y corrientes residuales, en algunos casos este dispositivo permite la selección de la velocidad de carga.

Modo 3: Modo de carga limitado a una corriente máxima de 250 A, a diferencia del modo de carga 2 el dispositivo de control y protección está integrado en el cargador con el que se alimenta a las baterías del VE. Este tipo de carga es recomendado para fabricantes de VE's y operadores de carga como electrolineras.

Modo 4: Modo de carga limitado a una corriente máxima de 400 A, este tipo de carga se caracteriza por ser realizada en corriente continua, un inversor es el encargado de la conversión de corriente AC de la red en corriente CC para la recarga del VE. Este modo de carga se reserva únicamente para recargas rápidas. En la Figura 13 se resume los 4 modos de carga disponibles para los VE's.

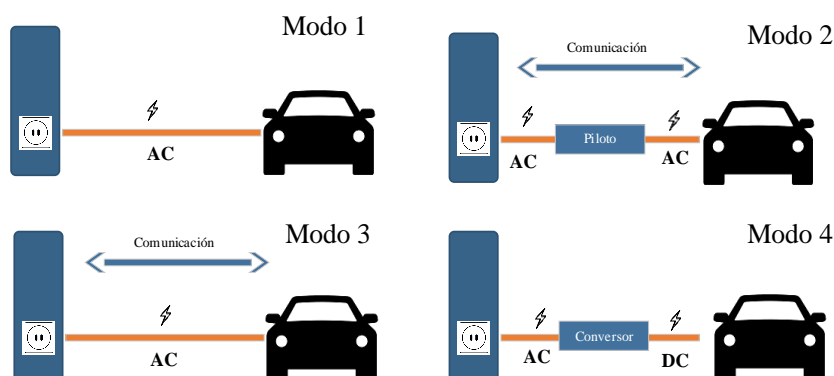


Figura 13. Modos de carga del VE.








Nota. Figura realizada con información tomada de (Schwarzer et al., 2015)(Bernal, 2020), muestra los distintos modos de carga para VE's.

2.4.6 Conectores de carga

Dentro de los conectores de carga para VE's existe una amplia gama, estos no se encuentran homologados y se pueden clasificar por distintas particularidades como el tipo de alimentación (AC o DC), monofásica, trifásica o la combinación de estas, los modos de carga e incluso por el número de pines que lo conforman. La norma IEC 62196 toma algunas de estas consideraciones y clasifica los conectores según la alimentación si es AC (IEC 62196-2) o DC y combinados (IEC 62196-3) (Falvo et al., 2014).

Tabla X

Conectores de carga de VE's.

Conector		Pines	Características
Tipo 1	SAE J1772-2009 (Yazaki)		Norma: IEC 62196-2 Alimentación: Monofásica AC 120V-240V /32A - 80A / 7,4kW-16,8kW Modo de carga: 2 y 3
Tipo 2	VDE-AR-E 2623-2-2 (Mennekes)		Norma: IEC 62196-2 Alimentación: Monofásica, Trifásica AC 100V-500V /16A - 63A / 3,7kW-43,5kW Modo de carga: 2 y 3
Tipo 3	EV Plug Alliance (Scaem)		Norma: IEC 62196-2 Alimentación: Monofásica Trifásica AC 100V-500V /16A-32A / 22kW Modo de carga: 1,2,3
Tipo 4	(Chademo)		Norma: IEC 62196-3 Alimentación: CC Máx. 500V / Máx. 200A / Máx. 62,5 kW Modo de carga: 4
Combinación	SAE J1772 (Combo 1)		Norma: IEC 62196-3 Alimentación: Monofásica CC 200V-450V /80A - 200A /36kW-90kW Modo de carga: 2,3,4
Combinación	CCS (Combo2)		Norma: IEC 62196-3 Alimentación: Monofásica, Trifásica AC-CC Máx. 850V / Máx. 200A / 43kW-100kW Modo de carga: 2,3,4
Otro	Schuko		Norma: CEE 7/4 Alimentación: Monofásica AC Máx. 250V / Máx. 16A / Modo de carga: 1,2

Nota. Tabla realizada con información tomada de (Restrepo Laverde & Tobón Ramírez, 2018),(Alvarado, 2017). Muestra los distintos tipos de conectores disponibles según las normas IEC 62196-2, IEC 62196-3 y CEE 7/4.

Conector Tipo 1 SAE J1772-2009 (Yazaki)

Conector diseñado para sistemas monofásicos con tensiones entre 120 y 240 V y una potencia de hasta 16.8kW, utiliza tensión alterna y permite carga lenta o semirápida. Cuenta con 5 pines de los cuales, dos son para alimentación, dos para comunicación entre el cargador externo y el VE y un pin de puesta a tierra. Estos tipos de conectores aceptan modos de carga 1, 2 y 3 y son aceptados mayoritariamente en mercados americanos y asiáticos en autos como Tesla Roadster, Toyota, Chevrolet, Renault entre otros (Restrepo Laverde & Tobón Ramírez, 2018),(Alvarado, 2017).



Figura 14. Conector Tipo 1 Yazaki.

Nota. Figura tomada de (Emobility Advisor, 2018).

Conector tipo 2 VDE-AR-E 2623-2-2 (Mennekes)

Conector diseñado para sistemas monofásicos como trifásicos con tensiones de 100 a 500V y una potencia de hasta 43,5kW en alterna. Este conector está conformado con 7 pines, 4 para alimentación, 1 para conexión a tierra y 2 para comunicaciones. Permite modos de carga 2 y 3, además muestra un grado menos de seguridad frente a otros conectores pues bloquea la clavija, pero no la tapa de los pines, por lo que se puede acceder a las partes de tensión. Se encuentran mayoritariamente en mercados como el europeo en marcas como Renault, BMW, Porsche (Restrepo Laverde & Tobón Ramírez, 2018),(Alvarado, 2017).



Figura 15. Conector Tipo 2 Mennekes.

Nota. Figura tomada de (Emobility Advisor, 2018).

Conector tipo 3 EV Plug Alliance (Scame)

Permite la conexión monofásica y trifásica con tensiones de 100 a 500 V con una corriente máxima de 32 A con la cual suministra una potencia de hasta de 22 kW. Desarrollado por fabricantes italianos y franceses como Schneider Electric, Scame y Legrand, este conector cuenta con 5 a 7 pines según el fabricante, estos distribuidos para tensión monofásica o trifásica, conexión a tierra y comunicación a red. A diferencia del conector tipo 2 ofrece un solo modo de carga tipo 3 y un grado máximo de seguridad al contar con obturadores de protección con lo cual se asegura que no exista contactos con los pines energizados (Restrepo Laverde & Tobón Ramírez, 2018),(Alvarado, 2017).



Figura 16. Conector Tipo 3 Scame.

Nota. Figura tomada de (Lugenergy, 2021).

Conector tipo 4 (Chademo)

Conector especializado en cargas rápidas en corriente continua con intensidades máximas de 200A y potencias de hasta 62.5 kW. Acepta únicamente el modo de carga 4 al utilizar corriente continua. Integra 10 pines de los cuales dos son para alimentación eléctrica, para comunicaciones y señalización y uno sin asignación. De origen japonés está presente en marcas como Nissan, Mitsubishi, Toyota, KIA entre otras (Restrepo Laverde & Tobón Ramírez, 2018),(Alvarado, 2017).



Figura 17. Conector Tipo 4 Chademo.

Nota. Figura tomada de (Emobility Advisor, 2018).

Conector SAE J1772 (Combo 1)

Conector en corriente continua basado en el conector tipo 1 SAE J1772, soporta intensidades de 80A con potencias de 36kW o 200A con potencias de hasta 90 kW. Cuenta con 5 o 7 pines según el fabricante donde se encuentra la alimentación, protecciones y comunicaciones. Al ser una versión americana para la recarga de VE's en corriente continua se puede encontrar en fabricantes como Chevrolet y Ford, aunque su uso esta menos extendido que el conector Combo 2.



Figura 18. *Conector combo 1.*

Nota. Figura tomada de (The Wallbox, 2020).

Conector CCS (Combo2)

Conector combinado compuesto por un conector Tipo 2 en AC y Tipo 4 con dos terminales para alimentación DC. Permite potencias de carga de 43kW en AC y de hasta 100 kW en DC, siendo elegido mayoritariamente para estaciones de carga rápida por fabricantes europeos y americanos. Entre las marcas que incorporan estos conectores en sus VE's se encuentran Audi, BMW Porsche y Volkswagen.



Figura 19. *Conector combo 2.*

Nota. Figura tomada de (The Wallbox, 2020).

Conector Schuko

Schuko es un conector no homologado el cual es de uso convencional en domicilios con clavijas de tipo F estandarizados por la norma CEE 7/4. Debido a su configuración las tensiones que soporta no deben superar los 250V y su corriente de 16A en AC. El modo de carga puede ser de tipo 1 y 2 y generalmente es usado para recargar motos, scooters y bicicletas eléctricas, aunque algunos VE's también lo traen de fábrica.



Figura 20. Conector schuko.

Nota. Figura tomada de (The Wallbox, 2020).

2.4.7 Cargadores inteligentes

La función principal de un cargador inteligente es gestionar de forma eficiente la carga de un VE al conectarlo a los sistemas de energía eléctrica. Esta carga inteligente se logra al comunicar el sistema de carga con el Operador del Sistema de Distribución a través de una conexión de datos, en dicha conexión se envían datos relevantes que ayudan a optimizar la carga del VE.

La información entregada por el cargador inteligente puede incluir el tiempo y velocidad de carga, la capacidad de la red local y datos de consumo de energía del lugar en donde se realiza la recarga. Todos los datos entregados por el cargador inteligente pueden ser enviados mediante wifi o bluetooth a una plataforma de gestión centralizada basada en la nube, donde se visualiza y analiza en tiempo real por algún algoritmo o software de gestión que toma las decisiones de cuándo y cómo se realizará la recarga del VE. Dicha gestión de recarga inteligente permite tener un control al usuario del consumo de energía por lo general a través de una página o aplicación móvil, pudiendo controlar sus pagos y turnos de carga de manera remota (Virta, 2021).

El uso de un cargador inteligente se hace indispensable, pues para gestionar el suministro de energía eléctrica sin depender de fuentes de energía costosas y contaminantes durante los picos de demanda por la inclusión de VE's, muchas empresas

de servicios públicos fijan sus precios según la hora de recarga tanto para clientes residenciales o empresariales, pudiendo ser mayor en horas de alta demanda o menores en horas de baja demanda. Frente a esto los usuarios de VE's al usar un sistema inteligente que pueda elegir cuándo y dónde desean realizar la carga, aprovechan las ventajas de reducción en las tarifas de recarga (Virta, 2021).

Con la carga inteligente diferentes empresas u operadores de red pueden aprovechar esta tecnología con el fin de tener una potencia variable dependiendo de cuantos vehículos están consumiendo potencia al mismo tiempo y según las horas del día (Virta, 2021).

Tecnología V2G

Una de las tecnologías adoptadas para reducir el impacto en las redes de distribución se conoce como V2G, aquí el vehículo estará equipado con cargadores bidireccionales, se utiliza la batería del VE para almacenar energía durante las horas de bajo consumo y descarga la batería cuando se necesite la energía (ver Figura 21).

Aunque los VE's comerciales aún no están diseñados con la funcionalidad V2G completa, es un avance tecnológico más en el camino de otras iniciativas como la “carga inteligente” o el uso inteligente de la energía, esto para reducir el consumo en horas punta (João & Fraga, 2018).

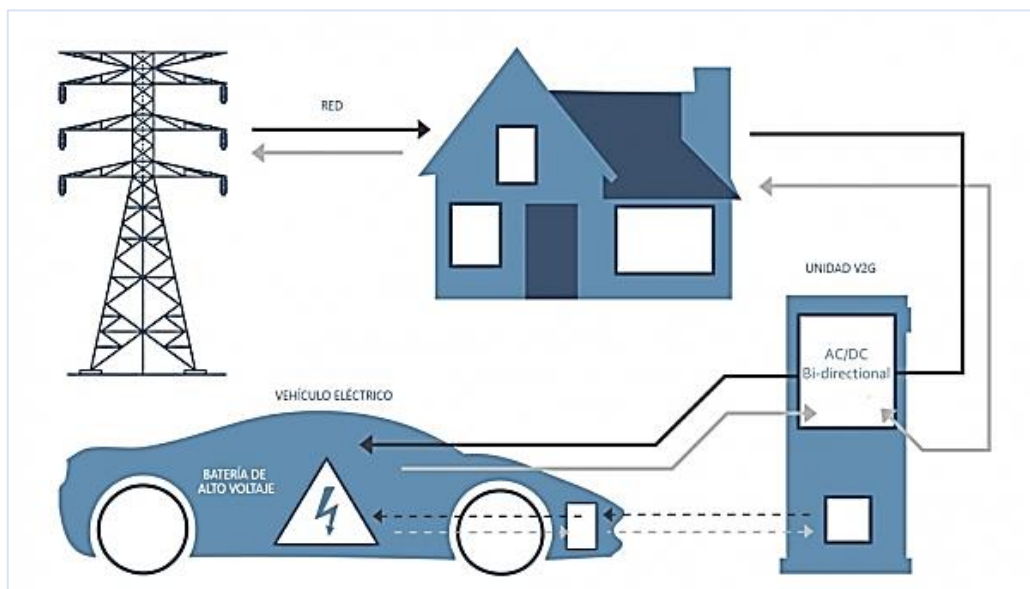


Figura 21. Conexión V2G.

Nota. Figura tomada de (RecargaCochesElectricos, 2019).

Tipos de funcionalidades de la carga inteligente

Power Sharing

Es una función de algunos cargadores inteligentes que permite balancear las cargas en edificios o estructuras donde de disponga de una potencia limitada. El sistema permite distribuir de manera equitativa las cargas cuando estas se conectan simultáneamente, también permite que no se requieran mejoras o incremento de la infraestructura eléctrica en un lugar permitiendo un ahorro en costos y equipamiento a la hora de implementar puntos de carga en lugares convencionales (Wallbox Academy, 2021).

Power Boost

Permite nivelar los picos de voltaje impidiendo superar la capacidad máxima de energía en un lugar donde se disponga de estructura de carga para VE's. Tener uno o varios VE's conectados a la red podría provocar que se supere la capacidad máxima de energía eléctrica destinada para un lugar, como consecuencia producirse cobros extras por parte del distribuidor de energía al consumir más electricidad de la contratada.

Esta función distribuye la carga activamente entre el cargador inteligente y los diferentes dispositivos eléctricos que se estén utilizando, permitiendo así que cuando se esté acercando a la capacidad máxima de energía el cargador reduzca la potencia o incluso para la carga del VE automáticamente, garantizando así que no se supere el máximo de energía contratado y por ende no se presenten sobrecargos en las tarifas de consumo (Wallbox Academy, 2021).

Dynamic Power Sharing

La función Dynamic Power Sharing combina las funciones Power Boost y Sharing permitiendo gestionar la demanda energética de una estructura de carga considerando la capacidad máxima de energía disponible en el lugar. Este sistema aprovecha los momentos de baja demanda eléctrica para suministrar potencia a los cargadores de manera equitativa, por el contrario, si se sobrepasa el límite permitido el sistema bloqueará la carga de los VE's, permitiendo así cubrir las necesidades de la red de carga sin tener que incrementar la potencia general de instalación y sin comprometer la tarifa contratada (Wallbox Academy, 2021).

2.5 Estaciones de carga

Actualmente se podría clasificar las estaciones de carga en dos tipos, aquellas destinadas a la recarga de baterías y aquellas encargadas únicamente a su cambio. Al enfocarse la investigación en el Ecuador se presentan estudios realizados en este país, caso particular en la ciudad de Cuenca.

A fecha de esta investigación el Ecuador aun no cuenta con una normativa que regule el uso y recarga de los VE's, con lo cual, con el fin de proporcionar desde el ámbito investigativo propuestas de estaciones de carga como base para la investigación que se realiza, se toma como referencia la normativa Española ITC-BT 52 emitida por real decreto con fecha de publicación diciembre del 2014 y entrada en vigor Julio del 2015, la cual proporciona una guía técnica de infraestructura para la recarga de VE's (Ministerio de Economía Industria y Competitividad-España, 2018).

2.5.1 Elementos de una estación de carga

La normativa ITC-BT 52 señala los términos y definiciones que constituyen la infraestructura para la recarga de VE's entendiéndose como:

- **Gestor de recargas:** entidad comercial la cual siendo consumidor está autorizado a la reventa de energía eléctrica para la recarga energética.
- **Circuito de recarga colectivo:** circuito interior de la instalación que alimenta a dos o más estaciones de recarga desde el cuadro de mando o protección.
- **Circuito de recarga individual:** circuito interior de la instalación que alimenta a la estación de recarga.
- **Contador eléctrico principal:** contador de energía encargado de medir la energía consumida por las estaciones de recarga.
- **Contador secundario:** permite controlar el consumo y los costos de las estaciones de carga individuales de la estación.
- **Estación de movilidad eléctrica:** agrupación de elementos indispensables para la conexión del VE a la instalación eléctrica.
- **Control piloto:** elemento electrónico o mecánico que controla la comunicación y protecciones requeridas según el modo de carga.
- **Infraestructura de recarga de VE's:** conjunto de elementos físicos y lógicos destinados a la recarga del VE como estación de carga, sistemas de control, canalizaciones eléctricas, cuadros de protección, mando y equipos de medida.

- **Punto de conexión:** punto donde se conecta el VE para el abastecimiento de energía eléctrica pudiendo ser un tomacorriente o conector.
- **Sistema de alimentación específico del VE:** elementos destinados a entregar energía eléctrica al VE como cable de conexión, base de tomacorriente, conector y protecciones de la estación de recarga.
- **Sistema de protección de la línea general de alimentación (SPL):** elementos destinados a la protección de la línea general de alimentación contra sobrecarga. En caso de requerir modos de carga 3 y 4 el sistema puede actuar desconectando cargas o regulando la corriente.

2.5.2 Adecuaciones eléctricas para estación de carga

Adecuaciones

Según la normativa ITC-BT 52 toda instalación destinada a la recarga de VE's tiene que tomar las siguientes consideraciones:

Alimentación: la norma ITC-BT 52 al ser europea indica que para la recarga de VE's la tensión nominal desde la red de distribución deber ser de 230/400V AC para modos de carga 1, 2 y 3. En caso de contar con tensiones de 127/220V y se requiera una conexión trifásica, se deberá hacer la conversión a 230/400V. Para modos de carga 4 donde se requiere una conversión de AC a DC la tensión de entrada podrá llegar hasta 1kV trifásicos y 1500V en DC.

Sistemas de conexión del neutro: la protección contra contactos indirectos se hace mediante dispositivos de protección diferencial.

Canalizaciones: las canalizaciones se realizan dependiendo de donde se realizará la instalación. Los cables deben ser de 450/750V y con conductor de cobre clase 5 o 6 resistente a condiciones mecánicas ambientales y de seguridad.

Puntos de conexión: debe colocarse junto al lugar donde se va a cargar y de forma fija, para el uso público la altura sobre el nivel del suelo máximo será de 1.2m y para lugares donde existan personas con movilidad reducida será entre los 0.7 y 1.2m. Para potencias superiores a 3.7kW-22kW y mayores, se equiparán con conectores mínimo de tipo 2 para garantizar la comunicación. Para modos de carga 3 y 4, el dispositivo de comunicación y protecciones debe estar incorporado en la base o conector de alimentación.

Contador secundario de medida de energía: debe ser de tipo A o superior con capacidad de medir y registrar energía activa, reactiva y demanda. Adicionalmente tiene que guardar el perfil de carga cuarto horario, factor de potencia y calidad de energía.

Protecciones

Medidas de protección contra contactos directos e indirectos: el circuito que alimenta a la estación deberá siempre contar con conductor de protección y toma a tierra. Todos los puntos de conexión deben contar con protección diferencial de corriente diferencial residual aginada máxima de 30mA.

Medidas de protección contra sobreintensidades: se debe proteger el circuito de recarga hasta el punto de conexión con dispositivos de corte omnipolar contra sobrecargas o cortocircuitos. En instalaciones que cuenten con modos de carga 1 y 2, el interruptor automático tendrá una corriente máxima de 10A pudiendo ser de 16A siempre que el fabricante garantice su seguridad. Para modos de carga 3 la sección del interruptor automático debe garantizar la seguridad y protección durante el proceso de carga.

Medidas de protección contra sobretensiones: como medida de seguridad la normativa ITC-BT 52 exige que todos los circuitos deben tener protecciones contra sobretensiones temporales y transitorias. Para sobretensiones temporales los dispositivos de protección deben ser configurados a la máxima sobretensión de 440V entre fase y neutro y deben ser instalados cerca del cuadro principal de mando y protección. En caso de que el dispositivo de protección contra sobretensiones no lleve protecciones incorporadas, se debe instalar protecciones adicionales aguas arriba con el fin de mantener el servicio en caso de descargas de rayos que superen la intensidad máxima prevista evitando así que salte el interruptor general.

Medidas de protección en función de las influencias externas

La estación de recarga debe tener algunos grados de protección contra influencias externas como grados de protección contra penetración de agua con un mínimo de protección IPX4, grado de protección contra impactos mecánicos en material eléctrico que requiera suma protección y grado de protección de las canalizaciones con medidas como tubos con una resistencia mínima de impacto grado 4 y compresión grado 5.

2.5.3 Tipos de infraestructura de carga

La infraestructura de carga se ajusta según las condiciones del terreno y la capacidad instalada en potencia que se planea colocar. La norma ITC-BT 52 presenta distintas configuraciones y esquemas para estaciones de uso comercial, entre las principales configuraciones se tiene una donde el cuadro de mando y protecciones es general y se pueden conectar una o varias estaciones y otra donde las protecciones y el circuito de recarga es individual para cada estación (ver ANEXO 1 y ANEXO 2).

2.5.4 Costo de instalación de una estación de carga

El estudio presentado en (León, Edgar;Quituisaca, 2019), analiza los criterios para la instalación de una infraestructura de recarga de VE's tomando en consideración la demanda, sistema viario y permisos de uso del suelo. Adicionalmente se aplica los criterios de la norma ITC-BT 52 para dimensionamiento de la estación y consideraciones de seguridad. Las infraestructuras de carga propuestas en (León, Edgar;Quituisaca, 2019), disponen de una capacidad instalada máxima de 50kW, las cuales funcionan con los modos de carga de tipo 3 y 4 a través del uso de los conectores tipo Chademo y CCs combo.

Empresas como Circontrol Mobility & eMobility cuentan con estaciones de carga denominadas Raption-22 que permiten doble salida de corriente de 56 A – 22kW en DC y 32A-22kW en AC con conectores tipo 2, CCS combo 2 y para la versión más económica los Raption-22 con conectores tipo Chademo. De requerir más potencia la estación de carga Raption-50 cuenta con corrientes de 125A-50kW en DC y 32A – 22kW en AC.

La ventaja de estas estaciones de carga es que su arquitectura es modular con lo cual se puede escalar la potencia entregada según las necesidades del usuario. Además, permite una eficiencia energética mayor al desconectar módulos cuando el VE necesite menos potencia de carga. Los costos de cada estación rodean los 30.000\$ a 41.000 \$ en el mercado europeo (Circuitor, 2021).



Figura 22. Estación de carga Raption-50.

Nota. Figura tomada de (Circuitor, 2021).

Si se considera para el proyecto la implementación de 5 estaciones de carga cada una con dos cargadores Raption 50 para un total de 20 bahías de carga, la inversión total sería de aproximadamente 1 millón de dólares como se muestra en la Tabla XI, los costos de Operación y Mantenimiento ascienden a un valor de 21.000 dólares por año que representaría aproximadamente el 2% de la inversión total.

Tabla XI

Resumen de costos para implementación de 5 estaciones de carga con cargadores Raption50

Elementos	Cantidad	Precio Unitario (\$)	Precio (\$)	Costos 5 Estaciones (\$)
Transformador 200 KVA	1	18.000,00	18.000,00	90.000,00
Contador principal	1	700,00	700,00	3.500,00
Cargador	2	41.000,00	82.000,00	410.000,00
Dispensador de Agua	1	112,00	112,00	560,00
Dispensador de Aire	1	5.000,00	5.000,00	25.000,00
Servicios Sanitarios	1	336,00	336,00	1.680,00
Bodega	1	168,00	168,00	840,00
Local Comercial	1	3.360,00	3.360,00	16.800,00
Otros	1	560,00	560,00	2.800,00
Terreno	1	94.640,00	94.640,00	473.200,00
Total				\$ 1.024.380,00

Nota. Tabla realizada con información de autores y de (León, Edgar;Quituisaca, 2019).

Ubicación de las estaciones de carga

La localización de una estación de carga está supeditado al área y a las necesidades de los usuarios para acceder a la recarga. Es imperioso decir que en una ciudad intermedia como Cuenca, las áreas con mayor afluencia de gente son las más aptas para instalar este

tipo de infraestructura tal como concluye la investigación realizada en (Vásquez Bernal, 2019).

En (Vásquez Bernal, 2019) se determina los lugares más convenientes para la localización de estaciones de carga rápida en la ciudad de Cuenca mediante el proceso analítico jerárquico (AHP). Los lugares idóneos tomando en cuenta criterios como accesibilidad, seguridad y preferencia por parte de los usuarios son sectores como Mall del Río y Millenium Plaza, en cuanto a criterios como potencia en redes de distribución los lugares propuestos por la investigación son el Hospital Regional, Monay Shopping y CELEC.

Lugares como Monay Shopping, Batán Shopping, Aeropuerto y Hospital Regional son lugares idóneos para la implementación de estaciones de carga debido a la alta afluencia de viajes origen-destino, por su parte sectores como la Universidad Católica de Cuenca (casa administrativa), Coral Centro de las Américas y CELEC también son considerados lugares competentes debido a que son áreas de crecimiento urbano (Vásquez Bernal, 2019).

2.6 Caracterización de la movilidad en la ciudad de Cuenca

2.6.1 Situación geográfica de la ciudad de Cuenca

La ciudad de Cuenca se encuentra ubicada en el centro-sur del Ecuador en la provincia del Azuay, es la urbe más poblada de esta provincia y la tercera ciudad más grande del Ecuador. Al encontrarse geográficamente en un sistema montañoso y numerosos ríos que la fragmentan, la movilidad y el crecimiento de la ciudad está condicionado a estos factores. Las conexiones viarias desde sectores rurales o de otras provincias se realizan de forma radial siguiendo la morfología del terreno, por lo que no se pueden complementar con un sistema viario de mayor capacidad (GAD Municipal del Cantón Cuenca, 2015).

2.6.2 Red viaria de la ciudad de Cuenca

Patrones de la red viaria de Cuenca

Dentro del casco urbano, el sistema viario de la ciudad de Cuenca se encuentra delimitado por patrones ortogonales con tramos rectos correspondientes al Centro Histórico y algunas zonas de Totoracocha, patrones radio céntricos con tramos dispersos

con amplias áreas verdes en zonas como El Ejido, patrones irregulares que se concentran en zonas residenciales donde son delimitadas por las necesidades y demandas de suelo en sectores como Ricaurte y El Valle, por último patrones lineales, característicos de tramos viales que conectan la ciudad con sectores rurales (GAD Municipal del Cantón Cuenca, 2015).

Estructura viaria de la ciudad de Cuenca

La estructura vial de la ciudad de Cuenca conecta los diferentes sectores dentro de la ciudad, puntos rurales y provinciales y se clasifican en cuatro distintas, estas son:

- Vías expresas: conectan destinos distantes con la ciudad, el tráfico se da a altas velocidades con pocos puntos de acceso a otros viarios.
- Vías arteriales: conectan los accesos exteriores de la ciudad a diferentes puntos de esta, se da a velocidades medias de hasta 50km/h.
- Vías colectoras: conectan las vías arteriales con los diferentes barrios o viceversa con velocidades de hasta 50km/h.
- Vías locales: conectan las vías colectoras con los destinos finales, generalmente con zonas de residencia.

Con esta caracterización la ciudad de Cuenca cuenta en mayor medida con viales locales, las cuales corresponden al 73% del total de vías, las vías colectoras representan el 18% seguidas por las vías arteriales con el 6 % y vías expresas con un 3%.

Del total de vías en la ciudad el 60% cuentan con estructura de doble sentido o dos carriles, seguido por vías con un solo carril con el 29% y vías con tres o más carriles que representan el 11%. Las medidas de dichas vías varían de 7,5 a 12 m para vías con menos capacidad y de 12 a 19 m para vías con secciones de mayor capacidad (GAD Municipal del Cantón Cuenca, 2015).

Capacidad y grado de saturación viaria en la ciudad de Cuenca

Según el plan de movilidad la mayor parte del viario de la ciudad representada por un 78% cuenta con una capacidad máxima de unos 4.000 veh/h, el viario con capacidad de albergar y superar los 5.000 veh/h representan el 22%. Viarios con capacidades menores a 2.000 veh/h representan a lugares como el Centro Histórico y zonas de residencia (ver Figura 23).

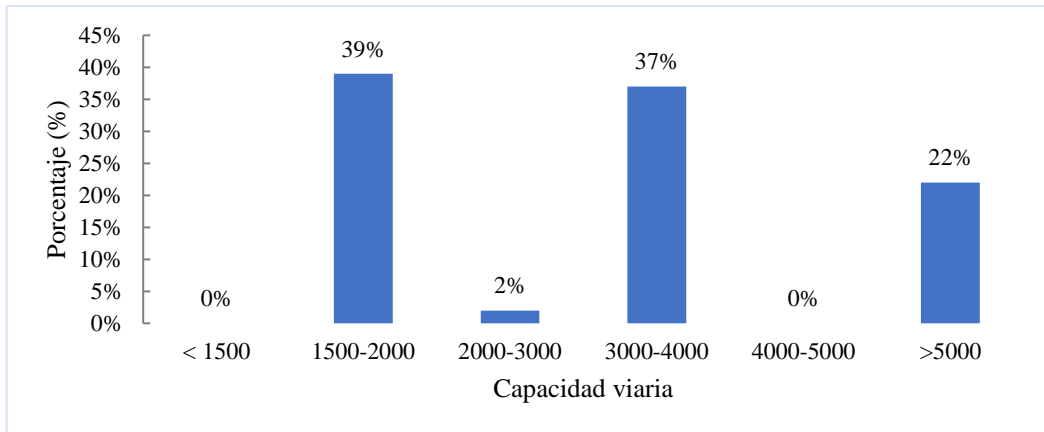


Figura 23. Capacidad del viario en la ciudad de Cuenca (Veh/h).

Nota. Figura realizada con datos tomados de (GAD Municipal del Cantón Cuenca, 2015).

La mayor parte del sistema viario de la ciudad de Cuenca, no supera el 60 % de saturación en horas convencionales, este escenario cambia en horas pico en zonas como el Centro Histórico, donde se realiza la mayor actividad comercial y de gestiones con lo cual se supera el 100 % de su capacidad (ver Figura 24).

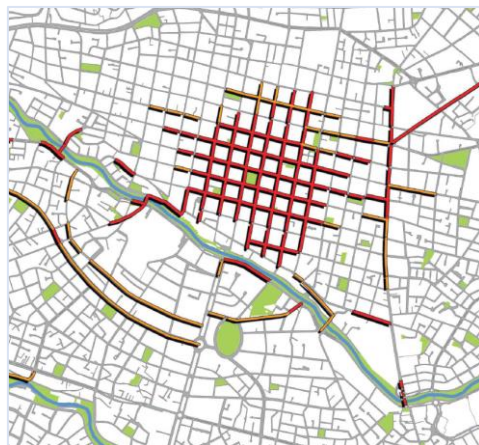


Figura 24. Zonas con mayor saturación viaria – Centro Histórico de Cuenca.

Nota. Figura tomada de (GAD Municipal del Cantón Cuenca, 2015). Muestra la zona del Centro Histórico de Cuenca y algunas vías aledañas en color rojo como las vías con mayor saturación en horas pico.

Composición vehicular de la ciudad de Cuenca

El parque automotor de la ciudad de Cuenca se compone principalmente de tres tipos:

- Ligeros: representan el mayor porcentaje del parque automotor de Cuenca con alrededor de un 83 % en vías arteriales y un 93% en vías colectoras y locales.

- Pesados: se encuentran en menor medida que los vehículos livianos y son representados por buses y camiones con un 6% en vías arteriales, su presencia es poca en vías colectoras con alrededor del 1%.
- Motos: su composición es baja y representan alrededor de un 3% a un 4% según el tipo de vía y composición de tráfico se analice.

2.6.3 Índices de viajes en la ciudad de Cuenca

La mayor parte de la movilidad en la ciudad es realizada por transporte motorizado con alrededor de un 69% de un promedio de 600.000 viajes según el municipio de Cuenca en su plan de movilidad. Los principales motivos de los viajes en la ciudad son por trabajo, gestiones personales y estudios (ver Figura 25).

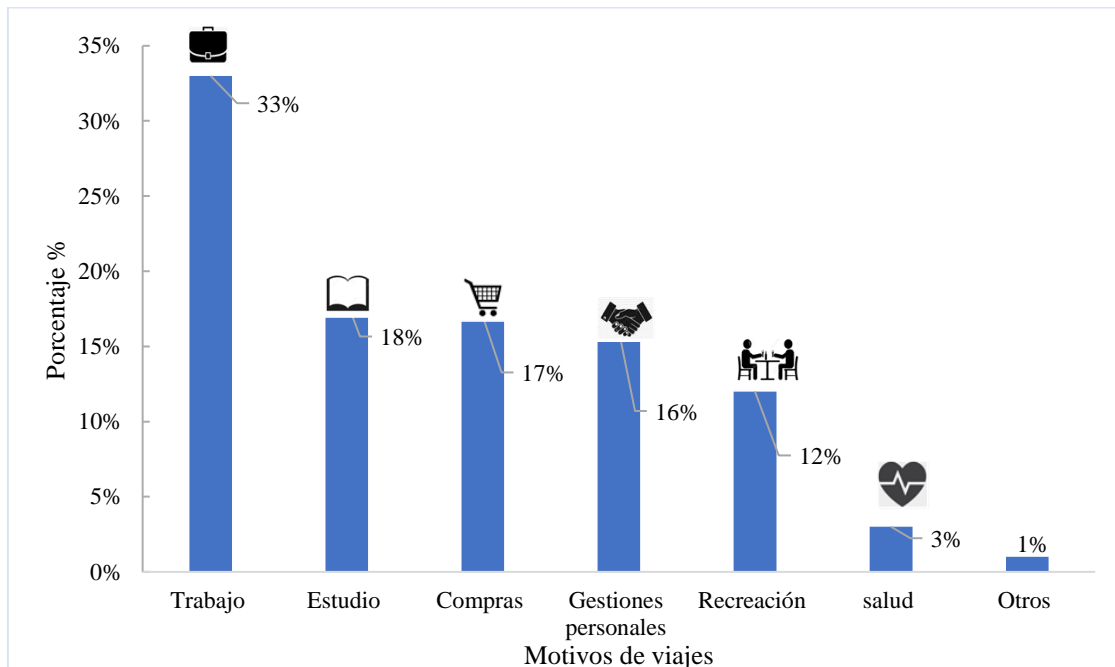


Figura 25. Motivos de viajes en la ciudad de Cuenca.

Nota. Figura realizada con datos tomados de (GAD Municipal del Cantón Cuenca, 2015).

Según (GAD Municipal del Cantón Cuenca, 2015) el Centro Histórico de la ciudad de Cuenca es la zona que concentra el mayor número de viajes, dichos viajes son realizados desde zonas rurales y zonas periféricas de la ciudad. Se ha categorizado los viajes según el tipo de transporte, determinando que en el transporte público la zona con mayor número de viajes es Totoracocha con destinos principalmente al Centro Histórico, El Ejido y Feria libre. Los destinos en el transporte privado como peatonal son principalmente a zonas como el Centro Histórico, El Ejido, Yanuncay y Miraflores (ver Figura 26).

En cuanto a los viajes de destino según el motivo, la movilidad por trabajo se da en sectores como el Centro Histórico, El Ejido y Yanuncay. La movilidad por motivos educativos, compras y gestiones personales se dan principalmente en zonas como Yanuncay, El Ejido y Miraflores.

El plan de movilidad de la ciudad de Cuenca señala que, en el transporte público los motivos de movilidad por trabajo, compras y gestiones personales sobresalen frente a otros motivos. En caso del uso de vehículo privado los principales motivos de viajes son por trabajo, gestiones personales y recreación. Para gestiones personales y compras se prefiere transporte público y a pie, para motivos de recreación se prefiere el vehículo privado y por movilización por estudios los cuencanos utilizan más el transporte público.

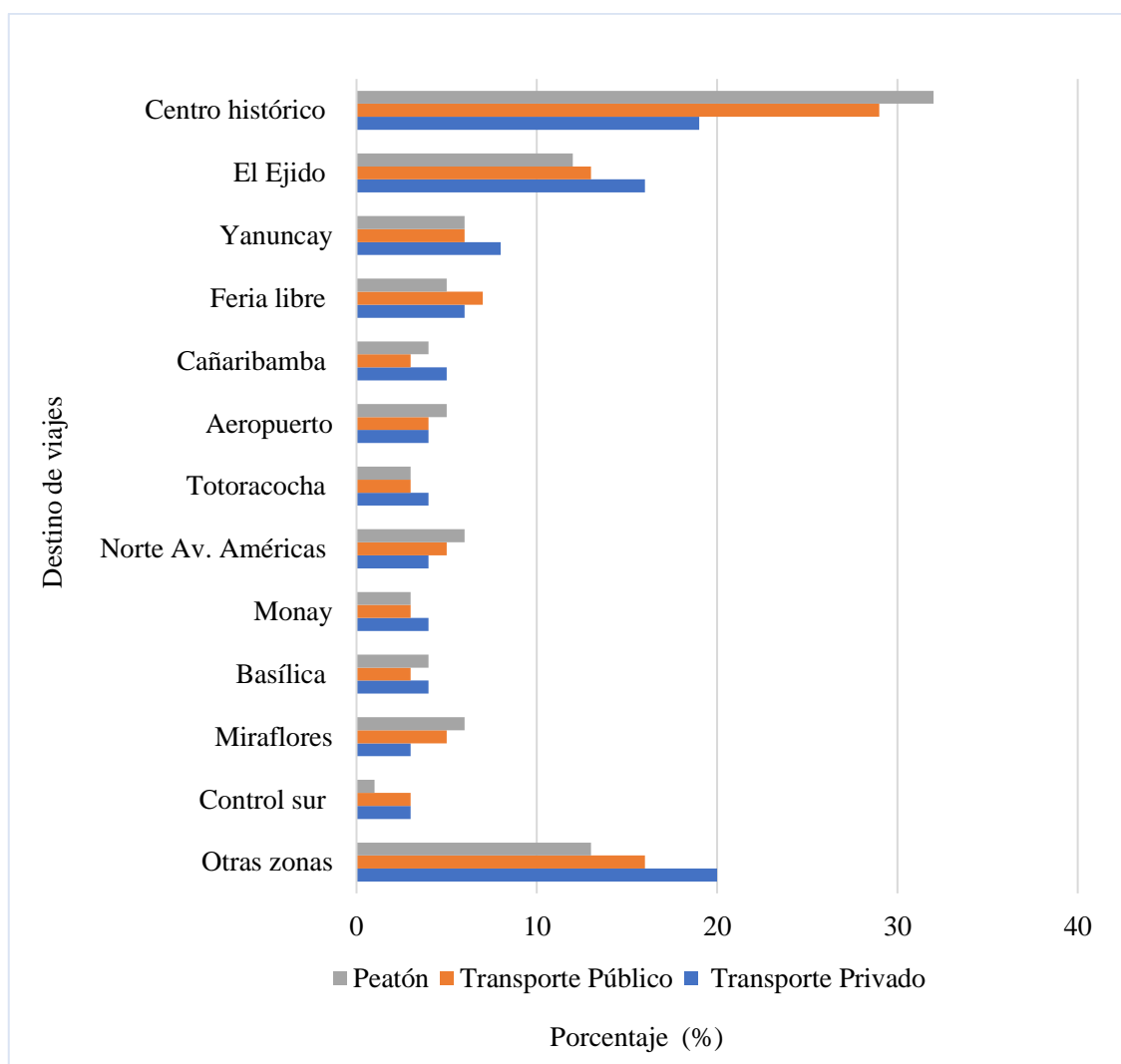


Figura 26. *Porcentaje de viajes en la ciudad de Cuenca por zonas.*

Nota. Figura realizada con datos de (GAD Municipal del Cantón Cuenca, 2015).

2.6.4 Análisis estadístico de movilidad en la ciudad de Cuenca

Como parte del proyecto de investigación se realizó una encuesta enfocada a conocer la movilidad en la ciudad de Cuenca, dicha encuesta se divide en dos partes, una con el fin de determinar la comercialización de los distintos vehículos de movilidad eléctrica en la ciudad y otra encuesta enfocada en determinar patrones de uso y abastecimiento de combustible de vehículos convencionales con el fin de extrapolarlos a un escenario con VE's.

2.6.4.1 Encuestas a casas comerciales

Las encuestas a casas comerciales se realizaron en la ciudad de Cuenca desde el punto de vista de un comprador convencional, con información disponible en la red y puntos de alta concurrencia sobre la venta de vehículos de movilidad eléctrica (ver Tabla XII).

Tabla XII

Casas comerciales encuestadas en la ciudad de Cuenca.

No	Local	Tipo de eléctrico
1	Amercom	Autos, scooters, motos
2	Eco motion	Bicicletas, scooters, motos
3	Ecomove	Bicicletas y scooters
4	Velocifero	Scooters
5	E - Car	Autos
6	Kia	Autos
7	Hyundai Cuenca (Asiacar)	Autos
8	Cuencauto	Autos

Nota. Muestra algunos centros de venta de vehículos y sistemas de movilidad eléctrica en la ciudad de Cuenca.

En la ciudad de Cuenca se encuentran a la venta 6 tipos de VE's en las distintas casas comerciales, con precios que oscilan desde los 9.000,00 \$ y los 43.000,00 \$ (ver Tabla XIII).

Tabla XIII

VE disponibles en casas comerciales encuestadas.

Marca	Modelo	Autos		Características		
		Distribuidor	Tipo	Precio referencial	Potencia	Autonomía
Hanteng	X5 TA EV	Amercom	SUV	\$29.500,00	95kW	252km
Dayang	Chok Cross	Amercom	SUV	\$11.990,00	6kW	100km
Dayang	Chock G2	Amercom	SUV	\$9.000,00	6kW	180km
HYUNDAI	IONIQ Electric (Ev)	HYUNDAI Cuenca (Asiacar)	Auto	\$25.000,00	100kW	373km

KIA	Soul EV	KIA Cuenca (Motricentro)	Auto	\$30.990,00	81,4kW	200Km
Dongfeng	Rich 6EV	CUENCAUTO	Camioneta	\$43.000,00	120 kW	405Km

Autos de las marcas Hanteg y Dayang se han comercializado en la ciudad mediante la empresa Amercom, en el caso de Kia a corte marzo del 2021 su modelo eléctrico se encuentra discontinuado debido a la falta de producción de chips por parte de los fabricantes. Autos como el Hyundai IONIQ Electric son comercializados en la ciudad. En el caso de la camioneta DongFeng, esta no es importada directamente por “DongFeng Ecuador” puesto que solo comercializa vehículos de gasolina y diésel, la compañía encargada de importar este modelo eléctrico es “Automotores Zhong Xing”.

Motos, bicicletas y scooters eléctricos son los vehículos de movilidad eléctrica más vendidos en la ciudad de Cuenca y son una gran cantidad de casas comerciales que las venden. La Tabla XIV resume los principales modelos de motos y scooters encontrados en las casas comerciales.

Tabla XIV

Principales motos y scooters disponibles en casas comerciales encuestadas.

Marca	Ciclomotor			Características		
	Modelo	Distribuidor	Tipo	Precio referencial	Potencia	Autonomía
Zp	EM99XT CHAMPION	Eco-motion	Moto	\$2.100,00	2000W	80Km
Zp	ME-ZP. TRIWORK	Eco-motion	Moto	\$1.950,00	850W	70Km
Zp	ME-ZP. CITY	Eco-motion	Moto	\$1.350,00	1000W	55Km
Super Soco	TS1200R	Amercom	Moto	\$2.480,00	1800W	60km
Super Soco	TC1500	Amercom	Moto	\$2.790,00	3000W	60km
Kuggo	G2 -Pro	Eco-motion	Scooter	\$950,00	1000W	60Km
Velocifero	Mad	Velocifero Cuenca	Scooter	\$1.650,00	2000W	56Km

2.6.4.2 Encuestas a la población de Cuenca

La encuesta busca patrones de uso y reabastecimiento de combustible por parte de los usuarios que poseen VCI's, con lo cual se pretende tener un panorama general y poder extrapolarnos a un escenario en donde dichos vehículos sean reemplazados por VE's. Según la AEADE la provincia del Azuay en el año 2020 contó con 137.700 unidades de vehículos livianos (AEADE, 2022). Con dichos datos se calcula el tamaño de la muestra estadística para el análisis expresada en la ecuación (1).

$$\text{Tamaño de muestra} = \frac{\frac{Z^2 * p(1 - p)}{e^2}}{1 + \left(\frac{z^2 * p(1 - p)}{e^2 N}\right)} \quad (1)$$

Donde:

N: Tamaño de la población

e: margen de error

z: puntuación *z*

p: variabilidad

Para el análisis se considera un margen de error del 0.03 y un nivel de confianza del 95% como se expresa en la Tabla XV.

Tabla XV

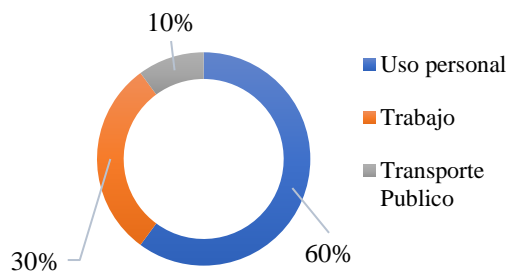
Datos y tamaño de la muestra estadística.

Parámetros	Valor
Población(N)	137700
Puntuación Z	1,96
Margen de error (e)	0,03
Nivel de Confianza	0,95
Variabilidad (p)	0,5
Tamaño de la muestra	1059

Mediante la ecuación (1) se determinó que se necesita una muestra de 1059 encuestados para tener un margen de error de 0.03 y un nivel de confianza del 95 %. A fin de obtener un análisis práctico, se tomó una muestra de 1080 encuestados pertenecientes a la ciudad de Cuenca y sus alrededores, quienes fueron consultados mediante encuestas online y presenciales. El cuestionario seleccionado se basó en 12 preguntas divididas en 2 secciones, 8 preguntas enfocadas en conocer los hábitos de uso y frecuencia de abastecimiento de combustible en autos convencionales y 4 preguntas enfocadas a la aceptación del VE.

Gran parte de los encuestados dan un uso personal a su vehículo, seguido por usuarios relacionados a su trabajo y por último transporte público, adicionalmente Cuenca al ser una ciudad intermedia la distancia promedio que recorren los encuestados al día es alrededor de 10 a 50 Km (ver Figura 27)

¿Cuál es el uso más frecuente que realiza su vehículo?



¿Qué distancia promedio recorre al día en su vehículo?

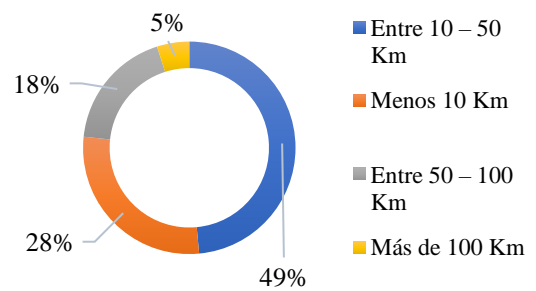
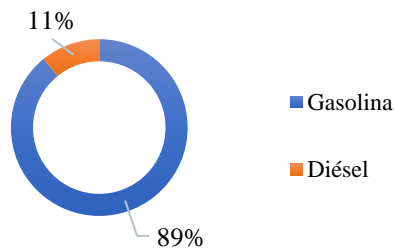


Figura 27. Encuesta - usuario – distancia recorrida.

Los hábitos al momento de realizar el reabastecimiento de combustible en los vehículos de la población encuestada son muy marcados, con una predominancia a reabastecer de combustible cuando el tanque de estos se encuentra por debajo de su media, adicionalmente la mayoría de abastecimientos son con combustible a gasolina (ver Figura 28).

¿Su vehículo de uso permanente utiliza?



¿Para realizar el reabastecimiento de combustible en su vehículo, el indicador del tanque de combustible está?

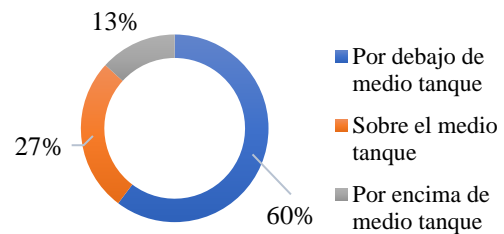


Figura 28. Encuesta – Combustible – Nivel de combustible.

En cuanto a frecuencia, horarios, tiempo de reabastecimiento y presupuesto mensual, la población encuestada prefiere reabastecer su vehículo semanalmente y en horarios que van desde las 8h00 a las 22h00, el promedio que tardan en la estación de abastecimiento es de 5 a 10 minutos y el presupuesto mensual que destinan los usuarios es de 20 a 50 dólares (ver Figura 29 y Figura 30).

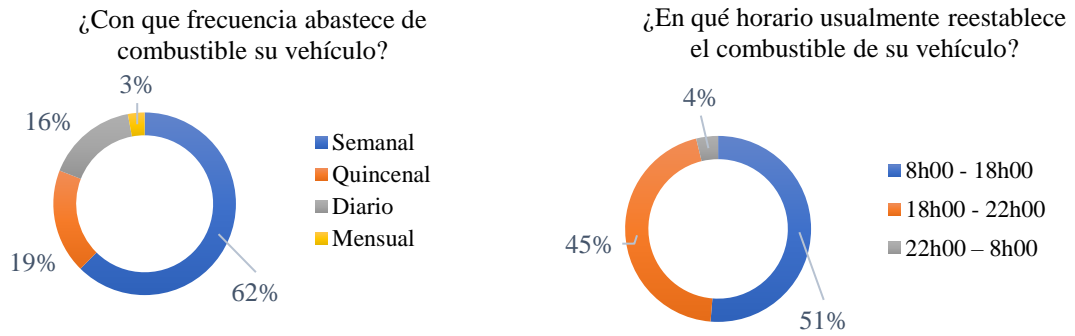


Figura 29. Frecuencia de abastecimiento –Horario.

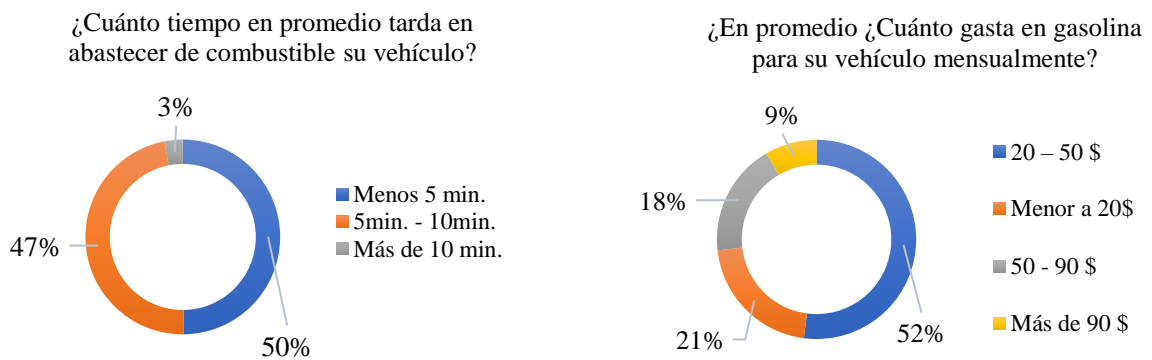


Figura 30. Tiempo de abastecimiento – Presupuesto mensual.

De la población total de encuestados, al 78 % le interesa adquirir un VE sin embargo el 73 % no tiene conocimiento de las ventajas ni excepciones arancelarias que el gobierno provee al adquirir un VE, lo cual podría reflejarse en la baja cantidad de VE's presentes en la ciudad (ver Figura 31).

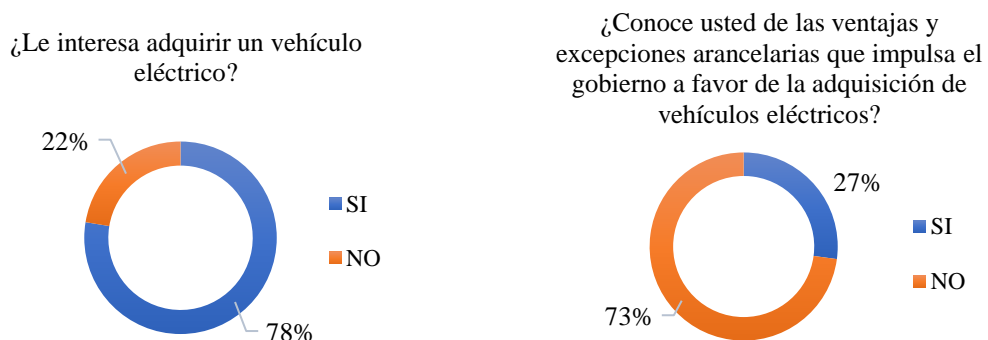


Figura 31. Encuesta – Aceptación de VE's – Conocimiento de leyes.

El factor que más preocupa a la ciudadanía a la hora de adquirir un VE son los puntos de carga como se reflejan en la Figura 32, Adicionalmente otro factor que preocupa a la ciudadanía es la duración y autonomía de la batería, pues el recambio de una batería no resulta rentable para algunos usuarios.

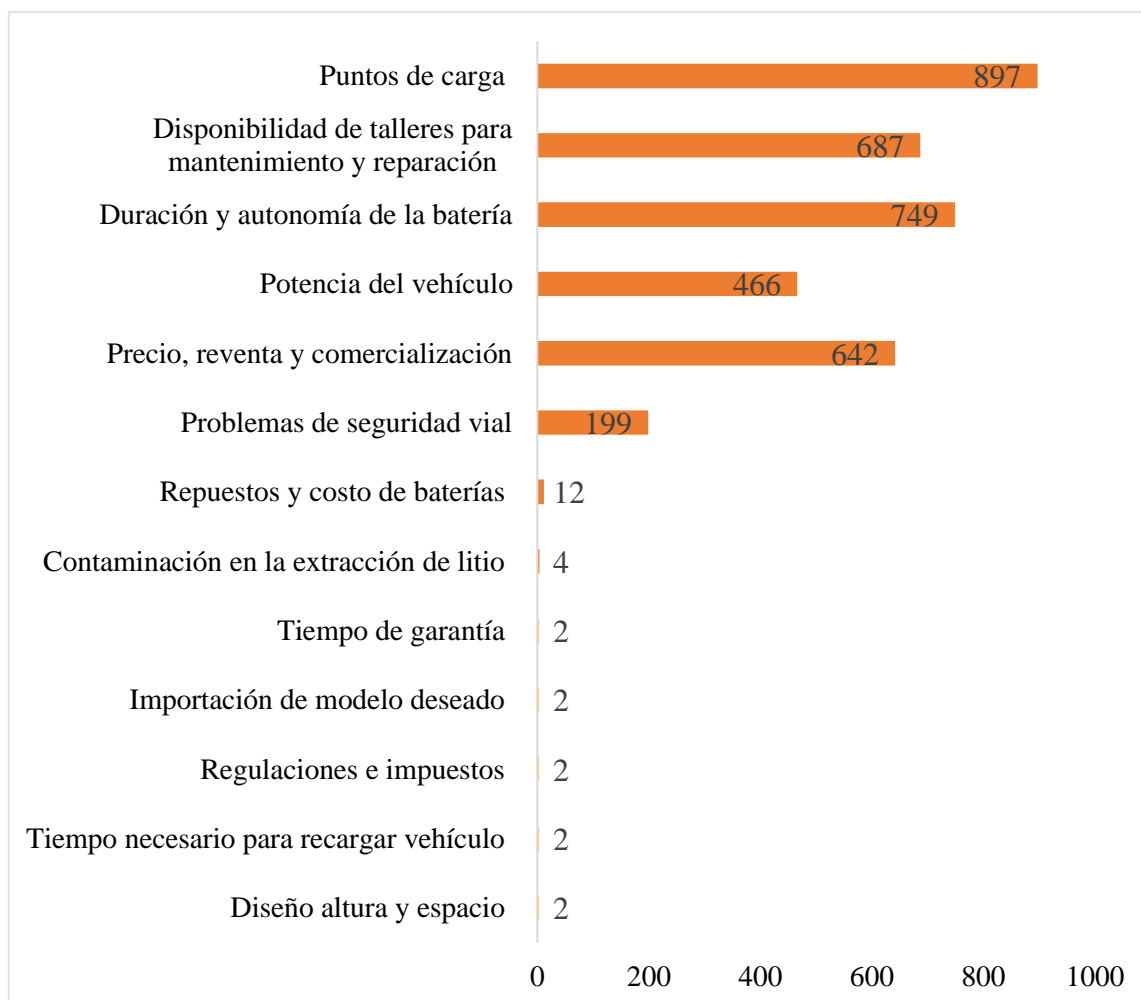


Figura 32. *Motivos que preocupan a los usuarios antes de adquirir un VE.*

El lugar más conveniente para realizar una recarga en caso de poseer un VE según la ciudadanía encuestada es en sus hogares. Existe también un alto nivel de ciudadanos que prefieren realizar la recarga de sus VE's en puntos de recarga públicos a través de electrolineras (ver Figura 33).

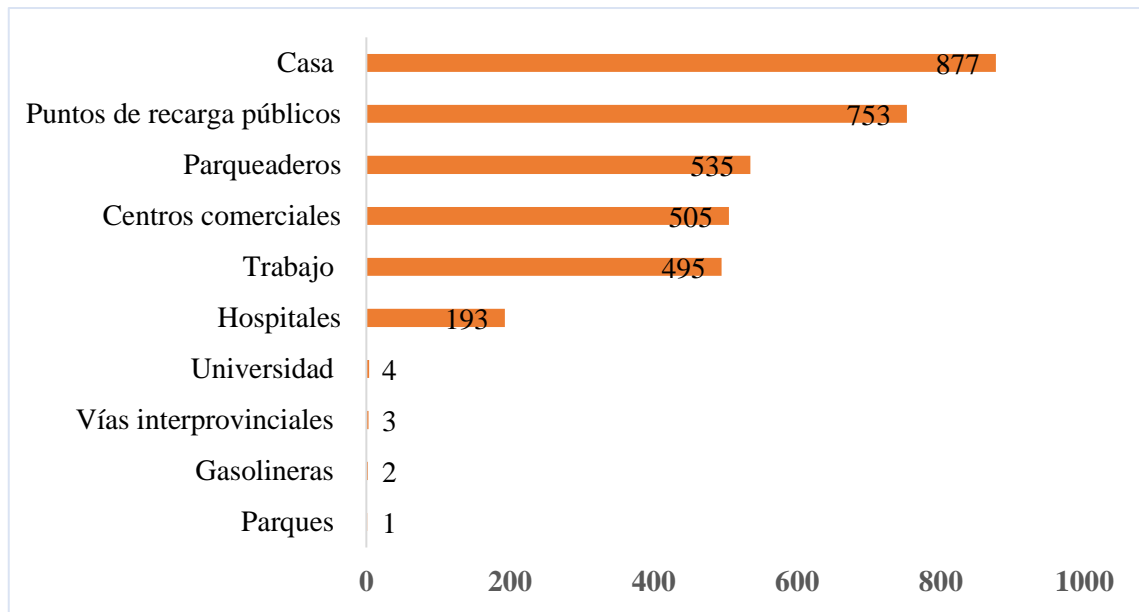


Figura 33. Lugares preferidos por usuarios para recargas de un VE.

CAPÍTULO 3

NORMATIVAS Y ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

3.1 Institucionalidad del sector eléctrico ecuatoriano

3.1.1 Leyes del sector eléctrico ecuatoriano

En el Ecuador, el estado es el ente encargado de regular, administrar, controlar y gestionar los sectores estratégicos cumpliendo con criterios ambientales, prevención, precaución y eficiencia tal como lo cita el artículo 313 de la constitución aprobada en 2008. Es así que en el sector eléctrico del país se han formulado leyes y creados organismos que se encargan de hacer cumplir los criterios antes mencionados tanto para servidores públicos como privados, entre estos se encuentran:

Ley orgánica del servicio público de energía eléctrica (LOSPEE). - Esta ley regula las actividades relacionadas al servicio público de energía eléctrica, promoción y ejecución de planes con energías renovables y establecimiento de mecanismos de eficiencia energética tanto para el sector público como privado.

Reglamento general a LOSPEE. - Se encarga de establecer las condiciones necesarias para la aplicación de la LOSPEE garantizando la transparencia en sus procesos.

Ley orgánica de defensa del consumidor. – Norma las relaciones entre proveedores y consumidores procurando la equidad y seguridad jurídica en ambas partes.

Ley orgánica de eficiencia energética. – Establece el marco legal y régimen de funcionamiento del Sistema Nacional de Eficiencia Energética (SNEE). Es la ley que más impulsa el uso racional y sostenible de la energía con políticas que favorecen a la movilidad eléctrica, entre las más relevantes se destacan:

- La creación de un plan de chatarrización de vehículos para personas que ofrecen el servicio de transporte público o privado, que salgan de servicio y reemplacen sus unidades por VE's.
- La creación de incentivos que fomenten la movilidad eléctrica por parte de los gobiernos autónomos descentralizados.
- La incorporación de nuevos vehículos de transporte público únicamente eléctricos a partir del año 2025.

- El transporte eléctrico tanto público como privado podrá gozar de tarifas preferenciales en la medida de lo posible.
- El sistema de carga de VE's podrá ser ofrecido por cualquier persona natural o jurídica con un costo establecido por el titular y regulado por el Arconel (República del Ecuador Asamblea Nacional, 2019).

3.1.2 Estructura del sector eléctrico ecuatoriano

El ente rector que controla el sector eléctrico ecuatoriano es el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (MERNNR), quien es el encargado de la planificación, políticas y otorgamiento de títulos habilitantes. En un grado menor se encuentra la Agencia de Regulación y Control de Energías y Recursos no Renovables (ARCERNNR) quien se encarga del cumplimiento de las regulaciones y control de la electricidad. Por último, se encuentra el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) quien es el encargado de operar y administrar el mercado eléctrico ecuatoriano. En la estructura empresarial las empresas de generación y autogeneración están a un grado superior que las empresas de transmisión y empresas eléctricas de distribución y comercialización, en un grado inferior se encuentran los consumidores finales y grandes consumidores como se muestra en la Figura 34.

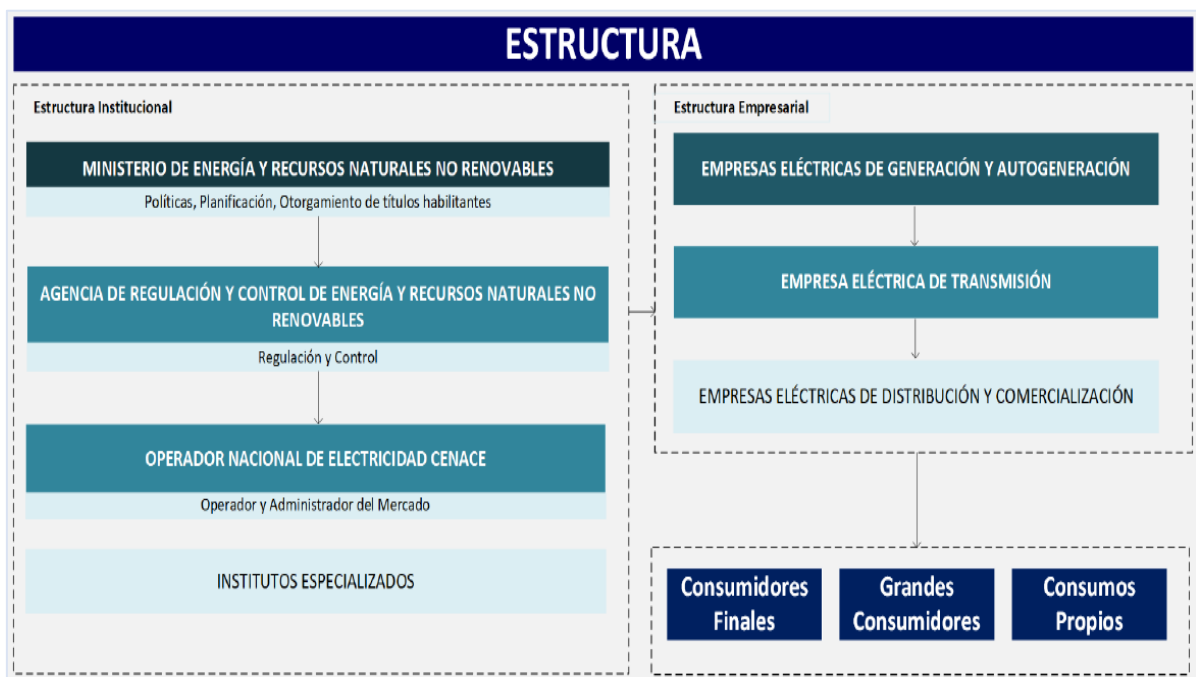


Figura 34. Estructura institucional y empresarial del sector eléctrico ecuatoriano.

Nota: Figura tomada de (ARCERNNR, 2021c).

3.1.3 Regulación ARCERNNR 001/2021

Dentro del marco normativo que regula la energía eléctrica en el Ecuador se encuentra la regulación No.001/2021, el objetivo principal de esta regulación es determinar los términos y condiciones para el proceso de habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas eléctricos de generación distribuida con energías renovables para el abastecimiento de los consumidores.

3.1.3.1 Generación Distribuida

La generación de energía distribuida (GD), también conocida como generación de energía descentralizada, se compone de muchas fuentes pequeñas de energía eléctrica distribuidas en distintos lugares los más próximos a las cargas o redes de distribución de energía, con la opción de comprar o vender en el sistema nacional interconectado o funcionar de forma aislada. La GD dispone de ventajas frente a la generación eléctrica tradicional entre estas ventajas están:

- Menores costos de producción, construcción y ampliación de redes de transmisión.
- Incremento de la seguridad energética.
- Reducción de pérdidas energéticas.
- Menor contaminación al usar fuentes de energía renovables.
- Incentivo a la electrificación de la economía (Almeida, 2006).

3.1.3.2 Precedentes de la regulación 001/2021

La regulación 001/2021 entró en vigencia en abril del 2021, previo a esta regulación se encontraba la 003/18 entrada en vigencia en octubre del 2018 y derogada en el año 2021. La regulación 003/18 presentaba algunas desventajas frente a la actual regulación como la utilización únicamente de energías renovables de carácter solar fotovoltaico y mayores trámites para los proponentes.

A la presente fecha se han llevado a cabo proyectos solares fotovoltaicos con una potencia nominal de 2.8 MWp distribuida en 80 proyectos de generación solar fotovoltaica, dicha generación es utilizada en mayor medida por usuarios residenciales, seguida por clientes de carácter comercial y muy pocos proponentes de carácter industrial. Las empresas distribuidoras con mayor número de proyectos llevados a cabo bajo la

antigua regulación son El Oro, Guayas y Pichincha como se aprecia en la Figura 35 (Salazar, 2021).

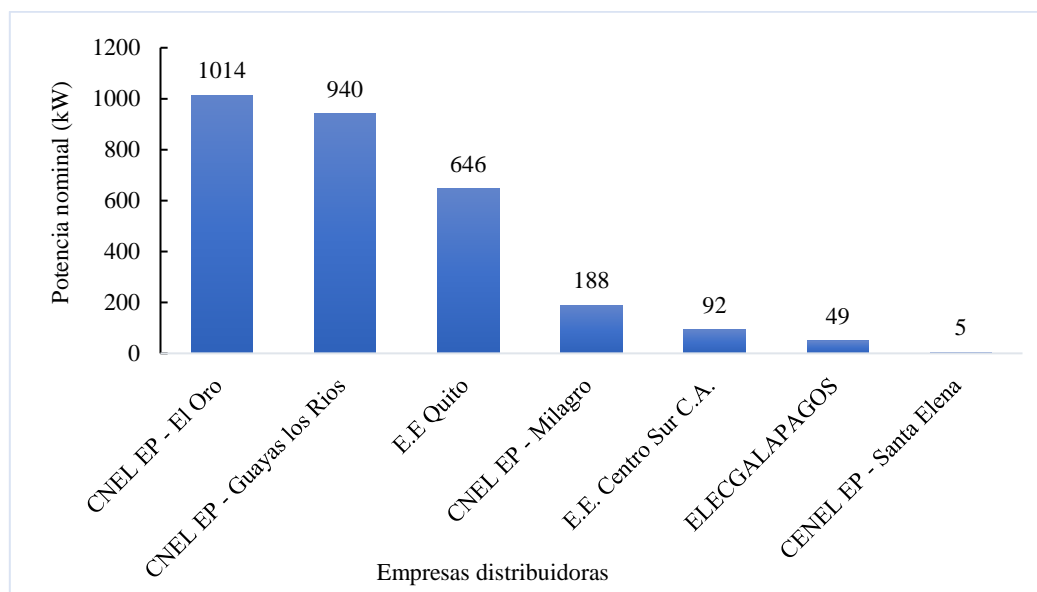


Figura 35. Potencias nominales instaladas bajo la regulación 003/18.

Nota. Figura realizada con información tomada de (Salazar, 2021). Indica las potencias instaladas por las diferentes empresas distribuidoras en el Ecuador bajo la regulación 003/18.

3.1.3.3 Contrastación entre la regulación 001/2021 y la Regulación 003/18

La principal mejora de la regulación 001/2021 frente a la 003/18 es la ampliación de las formas de generación de los sistemas distribuidos, pasando de ser únicamente solar fotovoltaico a cualquier fuente de generación eléctrica renovable como biogás, biomasa, hidroelectricidad, eólico etc. Otra de las mejoras significativas es la simplificación de trámites siendo este únicamente con la distribuidora, eliminando los trámites ante la agencia de control de la electricidad. También trámites simplificados para potencias menores a 30kW y análisis de factibilidad de conexión y certificado de calificación por parte de la distribuidora.

Bajo el punto de vista técnico también se realizaron mejoras con la incorporación del estándar IEEE 1547 como referencia para la instalación, pruebas y operación para generación distribuida debido a que en Ecuador aún no se cuenta con un estándar técnico específico (Salazar, 2021).

3.1.3.4 Caracterización y contenido de la regulación 001/2021

Un sistema de generación distribuida para el autoabastecimiento (SGDA) debe cumplir ciertas condiciones entre las cuales se encuentran:

- Tener una potencia nominal menor a 1MW.
- El sistema se tiene que conectar en sincronía con las redes de distribución.
- Tiene que aprovechar fuentes de energía renovables pudiendo utilizar o no almacenamiento de energía.
- El sistema tiene que estar asociado a un número de suministro para cada proponente.

Bajo estos criterios la norma también propone dos modalidades de abastecimiento para los SGDA con el fin de cumplir y aprovechar de una mejor manera los recursos energéticos distribuidos, estos son:

- Las instalaciones del SGDA y la demanda del proponente están ubicados en el mismo lugar donde se dispone de un solo punto de conexión y medición con el sistema de distribución.
- Las instalaciones del SGDA y la demanda del proponente están ubicados en distintos lugares, pero se encuentran conectados a través de las redes de distribución, en este caso se dispone de dos puntos de conexión y medición entre la generación y la demanda.

Para la factibilidad de conexión se establece dos categorías las cuales contemplan las adecuaciones y procedimientos que tienen que realizar los proponentes para la habilitación, así como las condiciones de operación normal y falla de la red de distribución, estas son:

- Categoría 1. - corresponden a potencias nominales por parte los SGDA conectadas a bajo voltaje siendo menor o igual a 10kW monofásica, menor o igual a 20kW bifásica y menor o igual a 30kW trifásica. En este caso se pasa por un proceso simplificado de hasta 15 días donde se verificará la factibilidad de la conexión, esquemas de conexión y condiciones de operación.
- Categoría 2. – corresponde a potencias nominales por parte de los SGDA que superen los voltajes mencionados en la categoría 1. En este caso el procedimiento hasta la habilitación del SGDA se tendrá que realizar en un

máximo de 45 días, donde se verificará las adecuaciones a la red de distribución que se tendrán que implementar los esquemas de conexión y condiciones de operación y falla. Tanto para la categoría 1 como 2 los costos de adecuaciones y modificaciones a las redes de distribución deberán ser asumidos por los proponentes.

Para el despacho, operación y mantenimiento se establece que el consumidor es responsable del mantenimiento y operación segura del SGDA y en caso de que se incumplan con los parámetros de calidad de energía se procederá a la suspensión del SGDA, al no existir una normativa de operación y mantenimiento se dispone la utilización de la norma IEEE 1547 (ARCERNNR, 2021d).

3.1.3.5 Balance de energía, medición y comercialización

Uno de los puntos importantes de la regulación 001/2021 especifica que la generación de los SGDA será con el objetivo de abastecer la demanda eléctrica del consumidor, si en caso por condiciones operativas o variación en el consumo, la energía que no se consuma, se podrán inyectar a la red de distribución creando así un crédito energético al consumidor. El crédito energético que el consumidor pueda generar o en cuyo caso se consuma de la red, deberá ser analizado por la empresa distribuidora de forma mensual bajo dos modalidades, para consumidores sin demanda horaria y consumidores con demanda horaria (ARCERNNR, 2021d).

Consumidores sin demanda horaria

La empresa distribuidora mediante el sistema de medición instalado realizará un balance entre la energía consumida de la red de distribución ($ERED_i$) y la inyectada por parte de los SGDA ($EINY_i$) obteniendo así la energía neta en un periodo mensual ($ENET_i$). En el caso de que la generación hubiese sido mayor al consumo, se generará un crédito energético (CEM_i) que podrá ser utilizado al siguiente mes generando así un saldo acumulado ($SEA_{(i-1)}$), dicho saldo acumulado tiene un periodo de vigencia de hasta 24 meses y servirá para cubrir la energía facturable (EF_i) en el mes que la demanda sea mayor a la generación. En caso no se disponga de créditos energéticos se facturará al cliente según el pliego tarifario vigente (ver Figura 36).

$$ENET_i = ERED_i - EINY_i \quad (2)$$

Para consumidores con tarifa general con demanda, independiente del valor facturado a pagar por consumo, se le facturará mensualmente el cargo por demanda y comercialización.

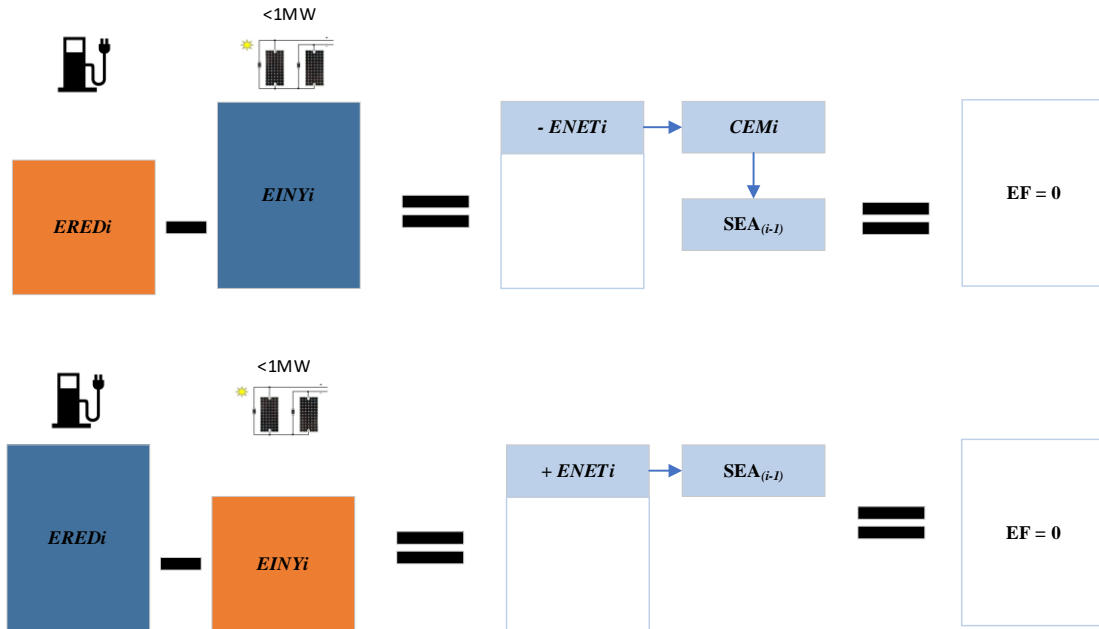


Figura 36. Estructura de medición y comercialización para consumidores sin demanda horaria.

Nota. Figura realizada con información tomada de (ARCERNNR, 2021d). Indica los distintos casos bajo la modalidad sin demanda horaria donde si se posee crédito energético la energía facturable será cero, caso contrario se cobrará conforme al pliego tarifario.

Consumidores con demanda Horaria

Para clientes con demanda horaria, la empresa distribuidora mediante el sistema de medición instalado determina la energía neta consumida mensualmente entre lo consumido e inyectado a la red en cada uno de los períodos de demanda horaria según lo que determina el pliego tarifario. Para ello se calculará los valores equivalentes de energía inyectada ($EEINY_i$) y los valores equivalentes de energía consumida ($EERED_i$) bajo la siguiente formula:

$$EEINY_i = \sum_{k=1}^n (EINY_k \times T_k) / Tm_i \quad (3)$$

$$EEREDi = \sum_{k=1}^n (ERED_K x T_k) / Tm_i \quad (4)$$

$$ENETe_i = EEREDi - EEINYi \quad (5)$$

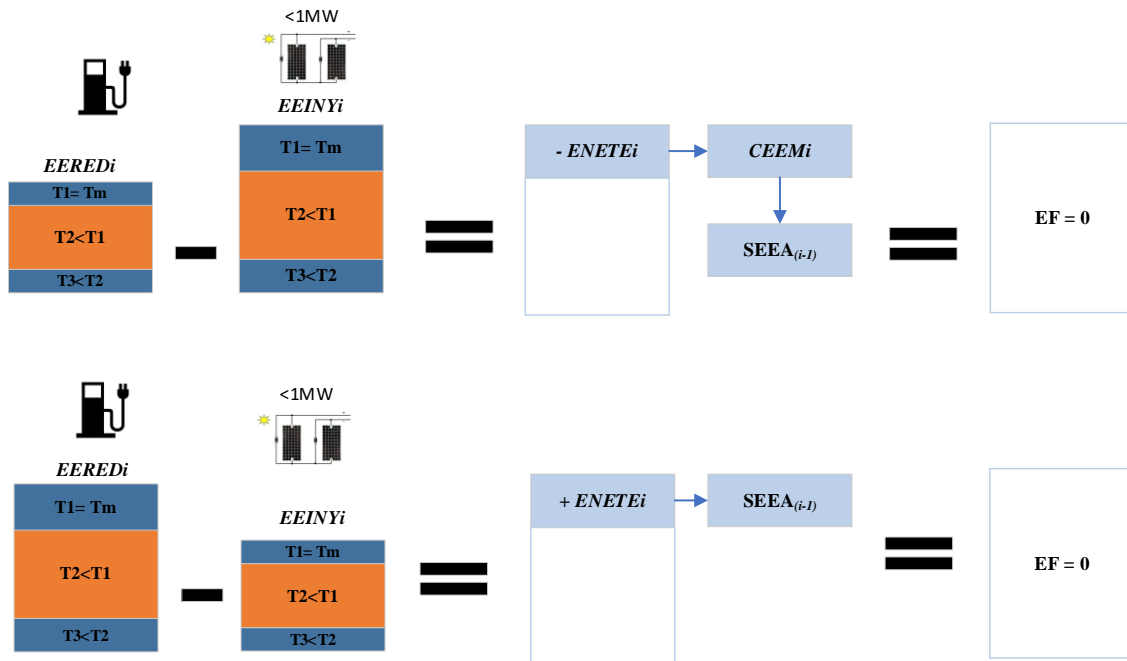


Figura 37. Estructura de medición y comercialización para consumidores con demanda horaria.

Nota. Figura realizada con información tomada de (ARCERNNR, 2021d). Al igual que el caso anterior muestra el esquema de comercialización con la diferencia de que se tendrá una tarifa para cada horario. T_k representa el cargo tarifario por energía del período de demanda k y T_m el mayor de los cargos tarifarios horarios en el mes (USD/kWh).

Al igual que el caso anterior los créditos energéticos que se pudiesen generar pueden ser utilizados en meses posteriores para cubrir la demanda energética haciendo que la energía facturable sea menor o incluso cero.

3.1.4 Regulación 002/2021

A diferencia de la regulación 001/2021 que se enfoca a la generación distribuida para consumidores regulados, la regulación 002/2021 establece el marco normativo para la actividad de generación distribuida en empresas que posean un título habilitante, entregado por el ministerio rector para la actividad de generación.

Esta regulación es aplicable únicamente para empresas generadoras que operen y administren centrales de generación distribuida, empresas distribuidoras en cuyas redes se conecten centrales de generación distribuida y para el CENACE (ARCERNNR, 2021e).

3.1.4.1 Caracterización de la regulación 002/2021

En el marco de la regulación 002/2021 se establece las características que deben cumplir las centrales de generación distribuida (CGD) para entrar en esta categoría, estas son:

- Tener una potencia nominal no menor a 100 kW y no mayor a 10 MW.
- El sistema de conexión debe ser menor a 138 kV.
- Deben estar conectados cerca de los centros de carga o consumo.
- La generación debe estar compuesta únicamente de energías renovables no convencionales con la posibilidad de generación con combustibles fósiles siempre y cuando estos proyectos estén contemplados en el plan maestro de electricidad.
- Las CGD pueden entrar en esta categoría únicamente si poseen un título habilitante entregado por el MERNNR.
- Las centrales que operen bajo la modalidad de CGD no podrán ser propiedad de autogeneradores ni pertenecer a grupos electrógenos de emergencia.

3.1.4.2 Alternativas de participación para los CGD bajo la regulación 002/2021

La regulación 002/2021 establece los espacios de participación y las personas jurídicas que pueden desarrollar estos proyectos bajo la modalidad de CGD, estas son:

Proyectos con demanda regulada.

Estos proyectos constan en el Plan maestro de Electricidad (PME) y son propuestas por las propias empresas de distribución con potencias mayores o iguales a 1 MW y menores o iguales a 10 MW, con la finalidad de mejorar la calidad y confiabilidad del servicio. Para el desarrollo de estos proyectos el MERNNR puede delegar a empresas públicas bajo un título habilitante o a empresas privadas bajo un proceso público de selección. (ARCERNNR, 2021e).

Proyectos sin demanda regulada.

Son proyectos bajo la iniciativa privada de economía popular y solidaria y de economía mixta, cuyo objetivo es la alimentación de energía eléctrica a los grandes consumidores. La potencia nominal debe ser menor a 10 MW y las transacciones comerciales de compra y venta de energía en esta categoría se encuentra regulado bajo la normativa ARCERNNR 005/20 (ARCERNNR, 2021e).

Proyectos con demanda regulada \geq 1MW.

Son proyectos bajo la iniciativa privada de economía popular y solidaria y de economía mixta, cuyo objetivo sea vender la energía a la demanda regulada o las empresas de distribución. Las potencias nominales deben estar entre 1MW y 10 MW (ARCERNNR, 2021e).

Proyectos con demanda regulada $<$ 1 MW.

Al igual que el caso anterior son proyectos de iniciativa privada de economía popular y solidaria y de economía mixta cuyo objetivo es vender la energía a las empresas distribuidoras con la particularidad que su generación debe ser menor a 1 MW. A diferencia de los casos anteriores, donde los generadores están obligados a suscribir contratos regulados con todas las empresas de distribución, en este caso el generador suscribe un contrato únicamente con la empresa distribuidora a cuyas redes se conecta.

Bajo esta particularidad la empresa de distribución tiene que establecer cuanta energía anual máxima contrata (EAMC) por parte de la generadora, que es el producto de la demanda comercial de energía que tuvo el año anterior la distribuidora (DCEA), multiplicado por un porcentaje (PA) que establece anualmente el ARCERNNR (ARCERNNR, 2021e).

3.1.5 Regulación 005/20

La regulación 005/20 constituye las disposiciones y regulaciones para la comercialización y administración de las transacciones comerciales para participantes mayoristas en el sector eléctrico ecuatoriano. Los participantes mayoristas en el sector eléctrico ecuatoriano son personas jurídicas dedicadas a las actividades de generación, autogeneración, transmisión, distribución, comercialización, grandes consumidores y exportadores o importadores de energía (ARCERNNR, 2020).

Para su habilitación dichos participantes deben suscribir contratos o en su caso, obtener títulos habilitantes que le permitan participar en el sector eléctrico ecuatoriano, así por ejemplo, empresas públicas y de economía mixta solo requieren una autorización otorgada por el MERNNR para participar, por su parte para empresas de capital privado, de economía popular y solidaria y estatales, si su habilitación es por medio de un proceso público de selección tendrán que tramitar un contrato de concesión, en cambio si no lo es, tanto las empresas mencionadas como los autogeneradores tienen que participar mediante un título habilitante (ARCERNNR, 2020).

3.1.5.1 Caracterización de la regulación 005/20

Las transacciones comerciales de energía podrán ser ejecutadas teniendo en cuenta algunas consideraciones, entre las principales se destaca:

- Todos los participantes mayoristas del sector eléctrico ecuatoriano previo a las transacciones comerciales de energía, deben suscribir sus contratos según la categoría y normativa vigente que corresponda.
- El CENACE es el ente que verificará que se haya cumplido con los respectivos contratos de conexión.
- El ARCERNNR, en caso de generadores o autogeneradores, informará a la empresa distribuidora donde se encuentran conectados, con el fin de que se liquide y facture por el consumo de servicios auxiliares y consumos de potencia respectivos.
- Las transacciones comerciales para proyectos con potencias nominales menores a 1MW se liquidarán conforme a lo establecido en la regulación de generación distribuida y la presente regulación.

Los contratos que se puedan suscribir son de tres tipos y pueden incluir condiciones adicionales o pactadas entre las partes, siempre y cuando se respete la normativa vigente. Dichos contratos pueden ser:

- Contratos regulados: son contratos suscritos entre las empresas generadoras o autogeneradoras con las empresas de distribución.
- Contratos bilaterales: son contratos suscritos entre las empresas generadoras o autogeneradoras con los grandes consumidores.
- Contratos bilaterales para comercialización de energía a nivel internacional: son contratos habilitados para transacciones internacionales de

electricidad sujetos a los lineamientos emitidos por el MERNNR y a normas y acuerdos supranacionales.

Todas las transacciones comerciales entre participantes del sector eléctrico ecuatoriano son determinadas y liquidadas por el operador nacional de electricidad CENACE. Las transacciones permitidas mediante la regulación corresponden a 5 tipos:

- Compraventa de energía a través de contratos regulados que suscriban con todas las empresas distribuidoras.
- Compraventa de energía a través de contratos bilaterales que suscriban.
- Compraventa de energía a través de contratos bilaterales, suscritos entre los participantes mayoristas habilitados para realizar transacciones internacionales.
- Transacciones a corto plazo.
- Intercambios internacionales de electricidad, conforme a la normativa que se expida para el efecto.

En caso de que en una transacción comercial de electricidad los montos de energía producidos sean mayores a los montos de energía contratados, se puede realizar una transacción a corto plazo el cual se liquidará de acuerdo al costo horario de energía más un cargo por capacidad (ARCERNNR, 2020).

3.1.5.2 Aspectos para la liquidación de las transacciones comerciales

El encargado de verificar dichas liquidaciones es el CENACE, entre algunos aspectos relevantes para la investigación se encuentran:

- La liquidación de las transacciones comerciales de energía se realizará horariamente, salvo rubros con valoración de cargo fijo, contratos regulados u otros que por su naturaleza se los tenga que hacer diario o mensual.
- La energía entregada por los generadores y los excedentes de los autogeneradores sujeta a contratos regulados con las empresas de distribución se liquidarán proporcionalmente a la demanda comercial de energía de cada empresa de distribución.

- Los grandes consumidores y autogeneradores pagarán al transmisor y a la empresa de distribución el costo por transmisión asociado a potencia y peajes de distribución.
- La energía horaria entregada por parte los autogeneradores será asignada a sus consumos, los posibles excedentes de energía horaria serán asignados primero a los contratos bilaterales si hubiese y finalmente a los contratos regulados.

3.1.6 Pliego tarifario

Documento emitido por la ARCONEL establece las tarifas eléctricas para los distintos tipos de clientes pudiendo ser de categoría residencial con un consumo eléctrico en bajo voltaje y de carácter industrial destinado a actividades de gran consumo eléctrico como comercios, industria y prestación de servicios tanto públicos como privados en medio y alto voltaje. La empresa distribuidora es la encargada de determinar la categoría de tarifa eléctrica a la cual se asocia el cliente, esto de acuerdo a las características de la carga y uso de la energía. Bajo esta categorización se han establecido tres tipos de tarifas eléctricas según el voltaje manejado para la recarga de VE's, pudiendo ser estos en bajo, medio y alto voltaje (ARCERNNR, 2021b).

3.1.6.1 Tarifa eléctrica en bajo voltaje para recarga de VE's

Esta tarifa se aplica a consumidores en bajo voltaje y que dispongan de un VE con un límite de carga lenta para voltajes de suministro no mayor a 600 V y una potencia de hasta 10 kW. A esta tarifa se aplica la facturación por demanda, comercialización y consumo exclusivo del VE registrados por un medidor de demanda horaria independiente. Las tarifas aplicadas se reflejan en la Tabla XVI.

Tabla XVI

Esquema tarifario para recarga de VE's en bajo voltaje.

Horario	Demanda (USD/kW-mes)	Energía (USD/kWh)	Comercialización (USD/Consumidor)
L-V 08:00 hasta 18:00 horas		0,08	
L-D 18:00 hasta 22:00 horas	4,05	0,1	1,414
L-D 22:00 hasta 08:00 horas		0,05	
S - D 08:00 hasta 18:00 horas		0,05	

Nota: Tabla realizada con información de (ARCERNNR, 2021b).

3.1.6.2 Tarifa eléctrica en medio y alto voltaje para recarga de VE's

Se aplica a consumidores en medio voltaje cuyo consumo eléctrico se enfoque a la recarga de VE's en estaciones de carga rápida, para esto la estación debe tener instalado un medidor con registro de demanda horaria que registre el consumo de energía en horas pico medio y base. En el caso de alto voltaje aplica para voltajes de suministro mayores a 40kV y menor a 138 kV, aunque comparte la estructura tarifaria para medio voltaje con cargos de demanda y comercialización respectivamente. Las tarifas que aplican para esta categoría se reflejan en la Tabla XVII.

Tabla XVII

Esquema tarifario para recarga de VE's en medio y alto voltaje.

Horario	Demanda (USD/kW-mes)	Energía (USD/kWh)	Comercialización (USD/Consumidor)
L-V 08:00 hasta 18:00 horas		0,069	
L-D 18:00 hasta 22:00 horas	4,05	0,086	1,414
L-D 22:00 hasta 08:00 horas		0,043	
S - D 08:00 hasta 18:00 horas		0,043	

Nota: *Tabla realizada con información de (ARCERNNR, 2021b).*

3.2 Análisis de la generación para el abastecimiento de estaciones de carga para VE's

3.2.1 Distribución de energías renovables en el Ecuador

Ecuador posee un predominio de energías renovables para la generación eléctrica, es así que aproximadamente el 60,73% de potencia instalada 5.299,09 MW provienen de energías renovables como la Hidráulica con 58,44%, Eólica con 0,24%, Fotovoltaica con 0,32%, Biomasa con 1,65% y Biogás con 0,08%. El 39,27% restante de la potencia instalada proviene de centrales con tecnologías convencionales y no renovables como los motores de combustión interna (MCI), Turbogás y Turbovapor (ver Tabla XVIII) (ARCERNNR, 2021f).

En 2020 se dio luz verde al proyecto denominado “El Aromo”, el mismo que pretende multiplicar la capacidad actual de generación mediante energía solar fotovoltaica, este proyecto ocupará un área de aproximadamente 2,9 kilómetros cuadrados, terreno que fue adecuado anteriormente, pues estuvo pensado para la construcción de una refinería de

petróleo ubicado en la provincia de Manabí. Tendrá una capacidad mínima instalada de 200MW +/-2% , este proyecto multiplicará por siete el potencial de generación fotovoltaico actual (MERNNR, 20200).

Tabla XVIII

Potencia instalada en generación a nivel nacional.

	Potencia nominal		Potencia efectiva	
	MW	%	MW	%
Renovable	5.299,09	60,73%	5.254,95	64,89%
Hidráulica	5.098,75	58,44%	5.064,16	62,53%
Eólica	21,15	0,24%	21,15	0,26%
Fotovoltaica	27,63	0,32%	26,74	0,33%
Biomasa	144,3	1,65%	136,4	1,68%
Biogás	7,26	0,08%	6,5	0,08%
No Renovable	3.426,12	39,27%	2.843,42	35,11%
MCI	2.042,65	23,41%	1.636,37	20,21%
Turbogas	921,85	10,57%	775,55	9,58%
Turbovapor	461,63	5,29%	431,5	5,33%

Nota : Tabla realizada con información de (ARCERNNR, 2021f).

3.2.2 Generación solar fotovoltaica en el Ecuador

El aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica para la producción de energía eléctrica, como consecuencia de una mejora tecnológica y reducción de costes de paneles solares, la ha posicionado como una de las principales fuentes de energía renovable a nivel mundial. Ecuador no es la excepción y en los últimos años se han promovido varios proyectos que incluyen energías renovables limpias incluida la energía solar fotovoltaica, esto gracias a que el país se encuentra en una zona privilegiada con un excelente potencial para generación utilizando este tipo de fuentes de energía.

En (ARIAE, 2008) se presenta el “Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica”, publicado por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) en 2008, esta fue la primera publicación realizada a fin de impulsar la masificación del uso de energía solar como fuente de energía, este estudio se realizó utilizando información generada por el Nacional Renewable Energy Laboratory (NREL) de los Estados Unidos, el documento presenta información de insolación directa, difusa y global en el país, mostrando mapas mensuales y mapas con promedios anuales.

La Figura 38, muestra los datos de energía solar global promedio de valores diarios de insolación total (directa y difusa), de aquí se pudo determinar que el valor medio de irradiación solar global en el Ecuador es de aproximadamente 4,575 Wh/m²/día, por

otra parte el potencial solar estimado en el país para fines de generación eléctrica es de 312 GW (456 TWh por año o 283 millones de barriles equivalentes de petróleo)(Muñoz-Vizhñay et al., 2018).

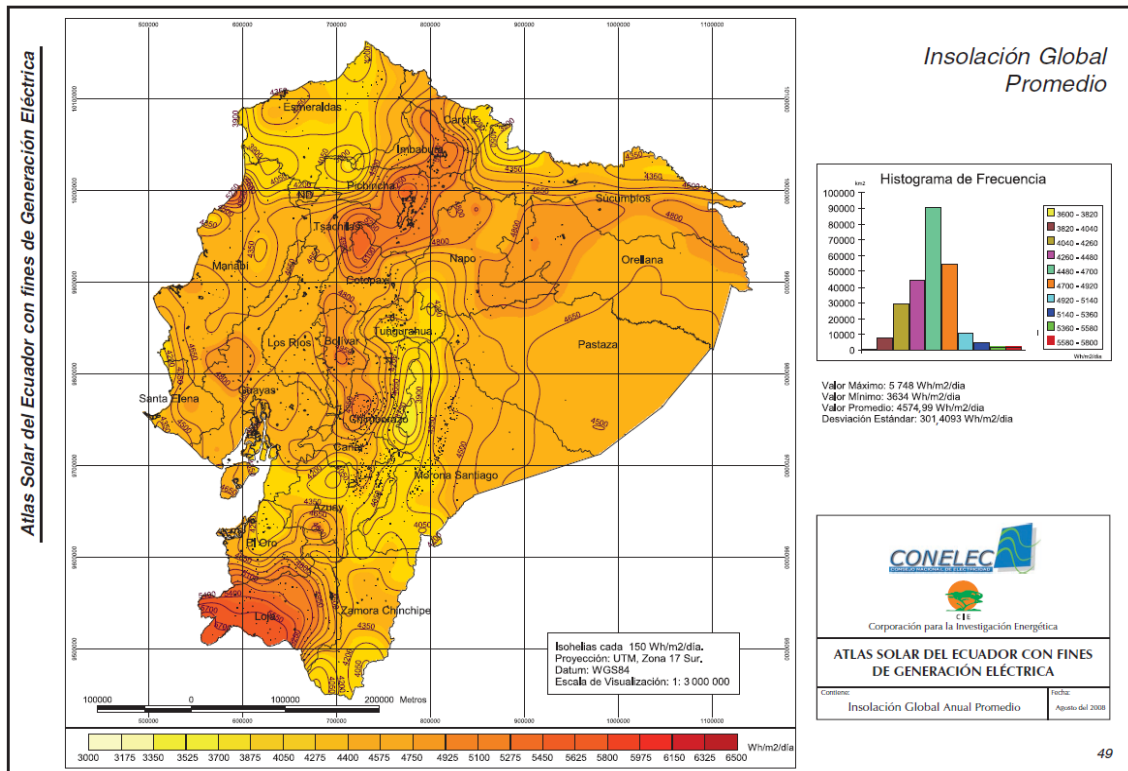


Figura 38. Atlas Solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica.

Nota. Figura tomada de (ARIAE, 2008).

En el año 2015 un estudio presentado en (Delgado Orellana & Orellana Samaniego, 2015), estima la radiación promedio diaria en varios sectores del cantón Cuenca, los datos obtenidos indican que el sector con mayor radiación solar por metro cuadrado al día es Molleturo, Baños por otro parte presenta la menor radiación con 5,1 y 3,8 kWh /m²/día respectivamente, también se encontró que la radiación promedio diaria del cantón Cuenca en el año 2014 fue de 14.269 kWh /m²/día. Los datos de radiación solar estimada en cada uno de los sectores estudiados se presentan en la Tabla XIX.

Tabla XIX

Radiación solar global estimada.

Estación	Radiación solar global estimada (kWh m ⁻² día ⁻¹)
Baños	3,80
Chaucha	4,05
C.T..S	4,30
Cumbe	4,13
Irquis	4,15

Llacao	4,58
Molleturo	5,10
Nulti	4,75
Quingeo	4,17
San Joaquín	4,04
Santa Ana	3,97
Syausí	4,11
Sinincay	4,30
Tixán	4,14
Turi	4,11
UPS	4,65

Nota. Tabla tomada de (Delgado Orellana & Orellana Samaniego, 2015).

En (Ordoñez & Vaca, 2020) se presenta el Mapa Solar del Ecuador 2019, se determina una radiación Global promedio aproximada de $4,6 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ para la zona del Azuay.

3.2.3 Componentes del sistema de generación fotovoltaico

Paneles Solares

Las células fotovoltaicas son aquellas encargadas de captar la energía contenida en la radiación solar y convertirla en energía eléctrica, estas células una vez que se agrupan llegan a formar el panel solar fotovoltaico.

Los materiales más comunes que se utilizan para la fabricación de células fotovoltaicas son el arseniuro de galio y el silicio, de estos tipos, las células de silicio son las más utilizadas y su rendimiento dependerá de la estructura interna que presenten las láminas de silicio, estas estructuras pueden ser monocristalinas, policristalinas o amorfas (ver Figura 39).

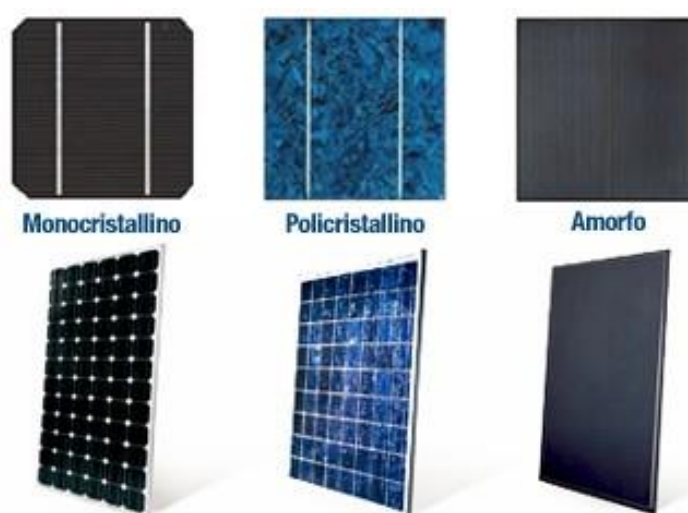


Figura 39. Tipos de células fotovoltaicas.

Nota. Figura tomada de (Eliseo Sebastián, 2020).

Inversor

El inversor se encargará de tomar la energía que se genera en los módulos fotovoltaicos y transformarlos en energía útil para ser consumida, los paneles solares entregan corriente continua, por lo tanto, el trabajo del inversor será adecuar la onda de corriente continua a una onda sinusoidal de 60Hz.



Figura 40. *Inversor Solar de la marca SMA y Goodwe.*

Nota. Imagen tomada de (SMA, 2021)

La Figura 41 muestra las partes principales de una Planta Solar Fotovoltaica que se describen a continuación:

- La estación meteorológica: será la encargada de recopilar datos de las condiciones meteorológicas de la ubicación geográfica de la planta para su análisis, de esta manera poder determinar la radiación solar a recibirse.
- Armario de corriente continua: las células fotovoltaicas generarán electricidad la misma que será recibida en este armario.
- Armario de corriente alterna: aquí se recibirá la electricidad producto de la conversión de energía continua a alterna realizada en el inversor.
- Sistema de monitorización y control: destinado a la supervisión del funcionamiento de los elementos que componen la planta.
- Líneas de transporte: utilizadas para llevar la energía eléctrica hasta los centros de consumo.
- Transformador: utilizado para adaptar los niveles de tensión.

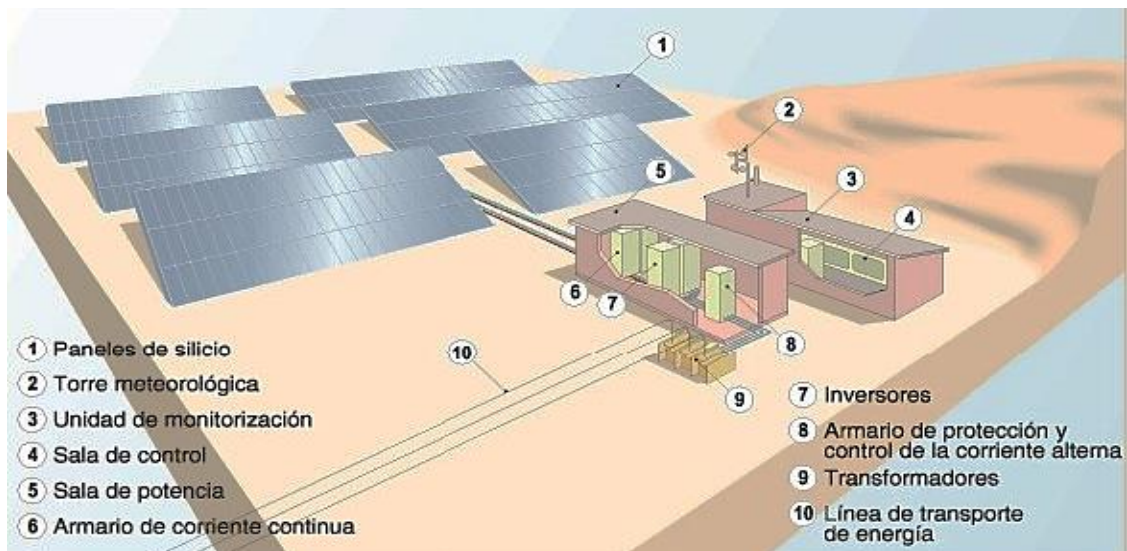


Figura 41. Partes de una Planta Solar Fotovoltaica.

Nota. Figura tomada de (Sector Electricidad, 2016)

3.2.4 Definición de potencia objetivo

El recurso solar disponible en nuestra región favorece a la creación de mega proyectos de generación fotovoltaica, en este sentido y apegados a la regulación ecuatoriana 001/2021 que limita la potencia nominal de un sistema de generación distribuida para el autoabastecimiento, se ha optado por realizar el análisis utilizando una potencia nominal máxima permitida de 1 MW, esto permitirá al proyecto satisfacer la demanda de carga de VE's durante varios años, en los que se tendrá una penetración importante en el mercado ecuatoriano.

3.2.5 Selección de equipos y elementos

Los elementos principales que conforman una planta solar fotovoltaica son los paneles solares y los inversores. Las características de los paneles e inversores escogidos para el estudio corresponden a los presentados en (Jaya Montalvo et al., 2016), los mismos que se encuentran disponibles en el territorio ecuatoriano para su comercialización. Además, esto permite tomar como base el mencionado estudio en el cual la potencia instalada de la planta corresponde a 1 MW ubicada en la zona costera del Ecuador.

Paneles Solares

Los paneles solares son los componentes principales para la planta solar fotovoltaica, actualmente existe una gran variedad en el mercado, la empresa líder en esta tecnología es "Jinko Solar", la cual ha vendido alrededor de 4 mil millones de dólares por concepto de módulos solares en el mundo. Esta empresa se encuentra asentada en Shanghái y tuvo

su inmersión en el mercado de la tecnología solar en el año 2006, otras empresas importantes son Trina Solar, Canadian Solar, Hanwha, JA Solar, LONGI Green Energy Technology y Yingli Green Energy (Statista, 2020).

En (Jaya Montalvo et al., 2016) se realiza un estudio de diseño y viabilidad de una central fotovoltaica conectada a la red para autoconsumo con una potencia nominal de 1MW, se ha tomado como referencia los resultados obtenidos de esta investigación para poder adaptarlos a las condiciones topográficas y climatológicas de la provincia del Azuay. Los paneles solares escogidos pertenecen al fabricante Yingli Solar y su modelo YL280P-35b, las características de este panel se pueden ver en la Figura 42, estas han sido tomadas del programa PVsyst que permite el acceso a una base de datos amplia de componentes de una Planta Fotovoltaica.

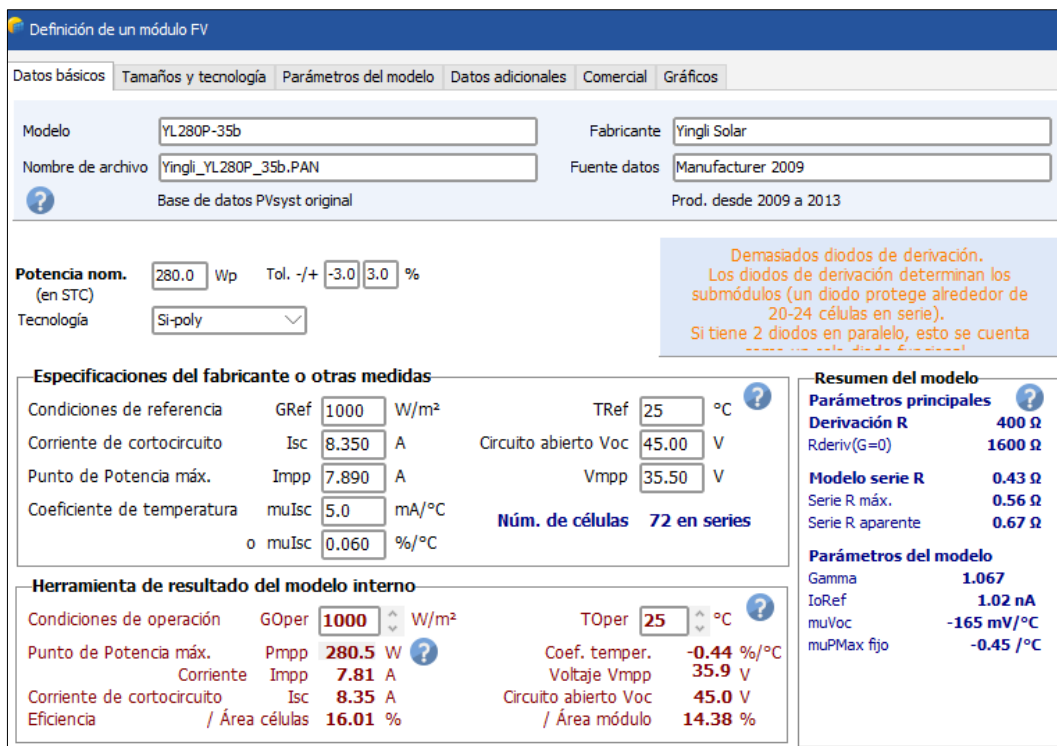


Figura 42. Características del modelo YL280P-35b de panel solar Yingli Solar.

Inversor

Se ha escogido el inversor de la compañía ABB, modelo PVS800-57-0250kW-A, las características se muestra en la Figura 43, el cual tiene una potencia de salida de 200 kW por el número de inversores instalados en el proyecto solar fotovoltaica será de 4.

Definición del inversor de red

Parámetros principales | Curva de eficiencia | Parámetros adicionales | Parámetros de salida | Tamaños y tecnología | Datos comerciales

Modelo: PVS800-57-0250kW-A Fabricante: ABB

Nombre de archivo: InversoOND Fuente de datos: Manufacturer 2017

Definición de parámetros personalizados Prod. desde 2010

Lado de entrada (Campo FV CC)

Voltaje MPP mínimo: 450 V

Voltaje mín. para PNom: N/A V

Corriente de entrada máxima: N/A A

Voltaje MPP nominal: N/A V

Voltaje MPP máximo: 825 V

Voltaje FV máx. absoluto: 1000 V

Umbral de potencia: 3750 W

Especificación contractual, sin significado físico verdadero: ? Requerido

Potencia FV nominal: 250 kW

Potencia FV máxima: 300 kW

Corriente FV máxima: 600 A

Lado de salida (Red CA)

Monofásico Trifásico Bifásico

Frecuencia: 50 Hz 60 Hz

Voltaje de red: 300 V

Potencia de CA nominal: 250 kVA

Potencia CA máxima: 250 kVA

Corriente CA nominal: 485 A

Corriente CA máxima: 195 A

Eficiencia

Eficiencia máxima: 98.02% ?

Eficiencia definida para 3 voltajes

Figura 43. Características del inversor ABB PVS800-57-0250kW-A.

3.2.6 Factibilidad técnica

Para el proyecto de generación solar fotovoltaica se ha escogido un punto referencial en la provincia del Azuay-Cantón Santa Isabel provisto por el simulador PVsyst, debido a que en dicho lugar se tiene registro de variables meteorológicas actualizadas del lugar con un gran índice de radiación solar idóneo para proyectos de generación fotovoltaica. La ubicación exacta para el proyecto se muestra en la Figura 44.

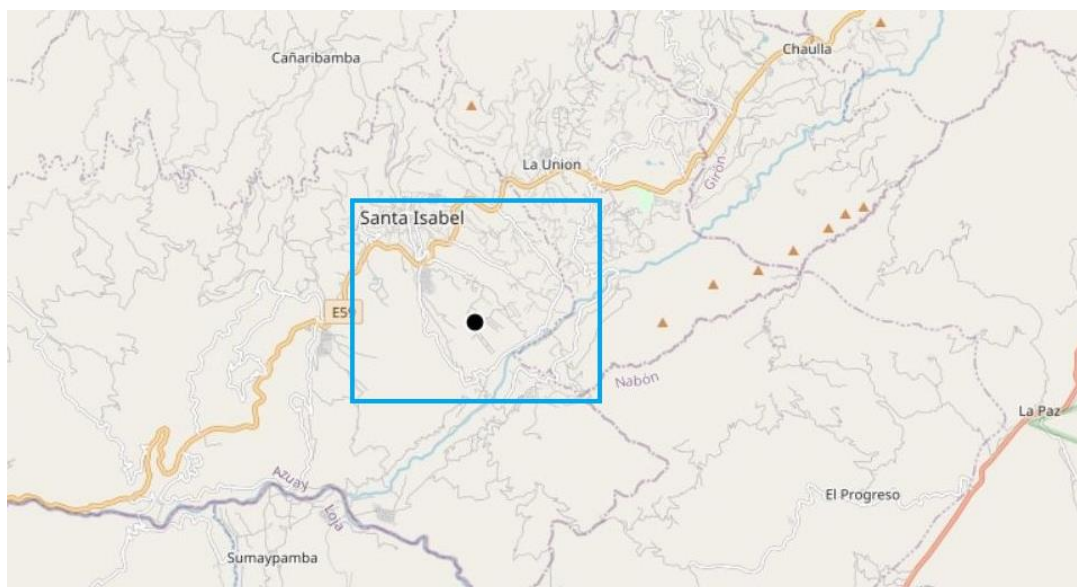


Figura 44. Zona de ubicación de la Planta Solar Fotovoltaica.

Tabla XX*Datos geográficos de la zona seleccionada.*

Localidad	País	Latitud (°)	Longitud (°)	Altitud (m)	Zona Horaria
Hacienda Constancia	Ecuador	-3,3	-79,3	1176	-5

3.2.7 Condiciones meteorológicas idóneas

Mediante un análisis comparativo entre distintos lugares de la provincia del Azuay y los valores obtenidos por las estaciones meteorológicas instaladas en esta zona (ver Tabla XIX), se escogió la ubicación antes mencionada, debido a que presenta altos índices de irradiación horizontal con un promedio de 5,22kWh/m²/día (ver Tabla XXI), la cual resulta idónea para generación fotovoltaica, otro factor determinante es la disponibilidad del terreno debido a que se cuenta con amplias extensiones para la instalación de los paneles fotovoltaicos.

Tabla XXI*Parámetros meteorológicos del sitio geográfico escogido.*

	Irradiación horizontal global (kWh/m ² /día)	Irradiación difusa horizontal (kWh/m ² /día)	Temperatura (°C)	Velocidad del viento m/s	Humedad relativa %
Enero	5,60	2,19	21,30	2,59	71,80
Febrero	5,02	2,60	21,50	2,31	73,30
Marzo	5,52	2,44	21,90	2,19	72,60
Abril	5,53	2,42	21,50	2,39	72,90
Mayo	5,33	1,74	20,80	2,59	73,40
Junio	5,02	2,07	19,10	2,80	76,10
Julio	5,01	2,11	18,30	2,89	75,70
Agosto	5,23	2,21	17,80	3,00	75,30
Septiembre	5,60	2,16	17,70	3,10	76,30
Octubre	4,59	2,64	18,10	3,10	75,00
Noviembre	5,04	2,34	18,50	3,10	73,80
Diciembre	5,14	2,47	20,20	3,10	70,70
Promedio	5,22	2,28	19,7	2,8	73,9

Nota. Tabla realizada con datos obtenidos del software de simulación PVsyst, considerando variables meteorológicas del año 2021.

3.2.8 Simulación de generación para la planta solar fotovoltaica

Se ha recopilado una base de datos correspondiente a curvas de generación diaria para la planta solar fotovoltaica, esta base de datos es obtenida según las condiciones meteorológicas del lugar elegido a lo largo de un año y se encuentran disponibles en PVsyst a través del software Meteonorm. La Figura 45 muestra las curvas de generación

diaria donde se puede observar que a lo largo del año esta curva puede variar dependiendo de las condiciones climáticas del lugar, en días despejados se pueden obtener los valores máximos de generación y en días nublados se tendrán valores mínimos de generación.

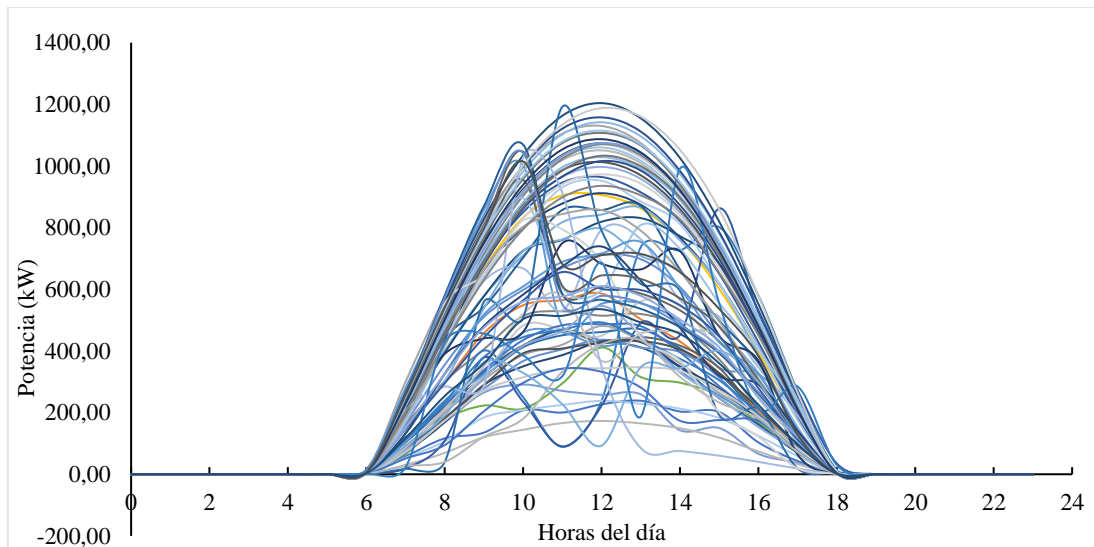


Figura 45. Datos de generación diaria a lo largo de un año de la planta solar fotovoltaica.

Nota. Imagen realizada con datos recopilados del software de simulación PVsyst.

Con los valores de generación obtenidos en la Figura 45, se obtienen los valores de generación mínima, media y máxima para el proyecto solar fotovoltaico mostrados en la Figura 46, estos valores resultan del análisis de la base de datos correspondiente a los 365 días del año en las horas de generación a lo largo del día.

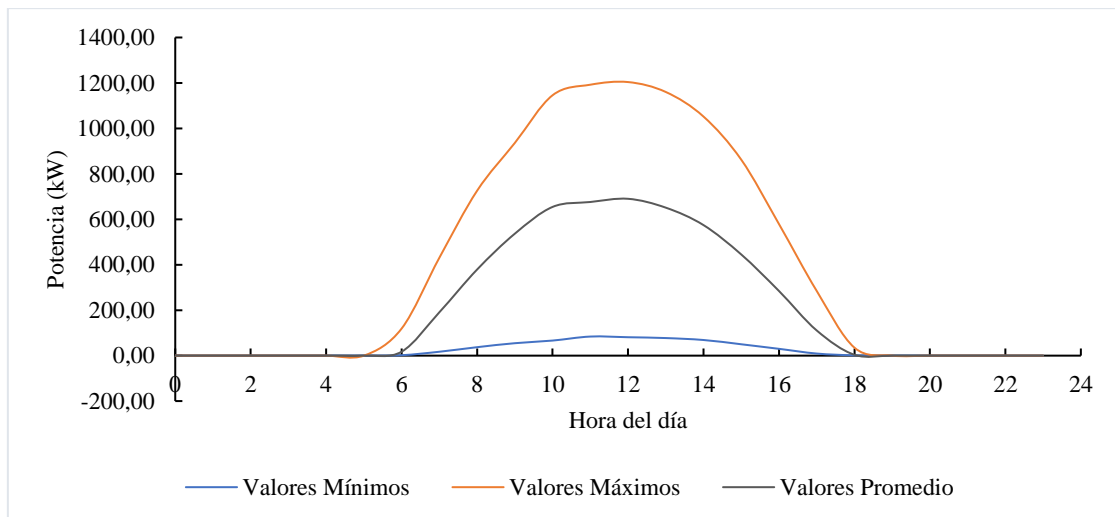


Figura 46. Valores de generación mínimos, máximos y promedio de la planta solar fotovoltaica.

En la Tabla XXII se muestran los valores proyectados de energía inyectada a la red correspondientes a cada mes durante un año. Febrero es el mes con la menor producción de energía con 111,5 MWh inyectados a la red, mayo por su parte es el mes de mayor generación con 144,3 MWh inyectados a la red. La energía total proyectada a inyectarse a la red en un año de funcionamiento de la planta solar es de 1.583,5 MWh.

Por otro lado, la proporción de rendimiento que presenta la planta es del 82% (ver Tabla XXII), esto se traduce a que aproximadamente un 18% de la energía irradiada se ha perdido debido a diferentes factores como pérdidas en el cableado, pérdidas térmicas, etc.

Tabla XXII

Resumen de parámetros simulados para la planta solar fotovoltaica.

Mes	Irradiación Horizontal Global (kWh/m ²)	Irradiación difusa horizontal (kWh/m ²)	Temperatura ambiente (°C)	Energía efectiva a la salida del conjunto (MWh)	Energía Inyectada a la red (MWh)	Proporción de rendimiento PR
Enero	173,60	67,74	21,30	156,40	132,40	0,818
Febrero	140,60	72,87	21,54	131,30	111,50	0,823
Marzo	171,20	75,66	21,86	165,30	138,60	0,815
Abril	165,80	72,72	21,49	166,80	140,20	0,820
Mayo	165,20	53,86	20,82	172,30	144,30	0,816
Junio	150,50	62,24	19,05	158,10	135,80	0,836
Julio	155,40	65,38	18,31	162,20	139,70	0,839
Agosto	162,20	68,59	17,83	164,80	141,80	0,839
Septiembre	167,90	64,70	17,66	165,50	141,20	0,832
Octubre	142,40	81,74	18,11	134,20	116,70	0,841
Noviembre	151,20	70,22	18,48	137,10	118,30	0,831
Diciembre	159,40	76,70	20,22	143,20	123,00	0,829
Año	1905,40	832,42	19,72	1857,20	1583,50	0,828

Nota. Tabla realizada con datos tomados del software de simulación PVsyst.

3.2.9 Presupuesto

La Tabla XXIII, Tabla XXIV, Tabla XXV y Tabla XXVI detallan el presupuesto general del proyecto, donde se ha considerado equipos y suministros, cableado, celda de media tensión, montaje mecánico y obras complementarias.

Tabla XXIII*Presupuesto de equipo y suministro.*

Descripción	Cantidad	Precio Unitario (\$)	Precio Total (\$)
Módulos fotovoltaicos	3772	157	592204
Estructuras	56	418,47	23434,32
Inversores	4	67.500,00	270000
Medidor	1	5.000,00	5000
Transformador	1	24.637,26	24637,26
Caja de conexiones	28	467,00	13076

Nota. Tabla realizada con datos de autores y (Jaya Montalvo et al., 2016).**Tabla XXIV***Presupuesto para cableado.*

Descripción	Cantidad	Unidad	Precio Unitario (\$)	Precio Total (\$)
Conexión entre paneles-StringBox	8600	m	0,67	5762
String Box-Inversor	1800	m	5,08	9144
Inversor-Transformador	20	m	4,30	86
Cable de P/T (CHICOTES)	332	m	0,50	166

Nota. Tabla realizada tomando datos de (Jaya Montalvo et al., 2016)**Tabla XXV***Presupuesto para la celda de media tensión.*

Descripción	Cantidad	Precio Total (\$)
Fusibles	3	
Interruptor automático CC	1	
Interruptor automático termomagnético AC	1	
Disyuntor	1	
Seccionador (En Celda)	3	
Relés	1	
Armario de protecciones	2	78.769,48
Contador de energía	1	
CT	3	
PT	3	
Celda modular de remonte de cables Schneider	1	
Celda modular de remonte de cables con barraje Schneider	1	

Nota. Tabla realizada con datos de autores y (Jaya Montalvo et al., 2016).**Tabla XXVI***Presupuesto para montaje mecánico.*

Descripción	Cantidad	Precio Total (\$)
Paneles y estructuras	1	15.000,00
Inversores	1	20.000,00
Puesta a tierra	1	27.000,00

Nota. Tabla realizada con datos de autores y (Jaya Montalvo et al., 2016).

Luego de realizada la simulación en PVsyst con las condiciones meteorológicas de la zona austral escogida y aprovechando el nivel de radiación presente, se ha obtenido el número de paneles solares necesarios, además se considera el precio de un terreno con dimensiones similares (6177 m²) ubicado en la zona rural de Santa Isabel, cuyo valor promedio por metro cuadrado es de \$30 USD. El valor total del proyecto de generación solar fotovoltaica asciende alrededor de 1,9 millones de dólares (ver Tabla XXVII).

Tabla XXVII

Presupuesto de obras complementarias y total del proyecto.

Descripción	Cantidad	Precio Total (\$)
Estudio de seguridad y salud	1	15.000,00
Terreno	6177 m ²	185.310,00
Limpieza, desbroce, relanteo y nivelación	1	50.000,00
Estudios (factibilidad y ambiental)	1	100.000,00
Casa de máquinas (infraestructura y estructura metálica)	1	50.000,00
Cercado y puerto de acceso	1	100.000,00
Sistema de agua (potable, contra incendios)	1	100.000,00
Canalizaciones	1	50.000,00
Servicios auxiliares (iluminación)	1	10.000,00
Subestación y misceláneos	1	100.000,00
Pruebas de funcionamiento y puesta en marcha	1	30.000,00
Total		\$ 1874589

Nota. Tabla realizada con datos de autores y (Jaya Montalvo et al., 2016).

3.2.10 Costos operación, mantenimiento y administración

Dentro de los costos fijos se tiene aquellos representados por las labores de mantenimiento, operación y administración, los mismos que deben permanecer entre el rango del 2% al 3% del total de la inversión, entonces:

$$\text{Costos } O \text{ y } M_1 = \text{Presupuesto} \times 2\% \quad (6)$$

$$\text{Costos } O \text{ y } M_1 = \$ 2'062.048 \times 2\% \quad (7)$$

$$\text{Costos } O \text{ y } M_1 = \$ 41.240,95 \quad (8)$$

$$\text{Costos } O \text{ y } M_2 = \text{Presupuesto} \times 3\% \quad (9)$$

$$\text{Costos } O \text{ y } M_2 = \$ 2'062.048 \times 3\% \quad (10)$$

$$\text{Costos } O \text{ y } M_2 = \$ 61.861,439 \quad (11)$$

Los costos de operación, mantenimiento y administración deberían estar aproximadamente entre \$ 41.240,95 y \$ 61.861,439 que representan el 2 y 3% de la inversión, en la Tabla XXVIII se presenta el resumen de estos costos.

Tabla XXVIII

Costos de operación, mantenimiento y administración.

Concepto		Costo Mensual (\$)	Costo Anual (\$)
Sueldos			
	Jefe de planta	2.000,00	26.000,00
	Técnico administrativo	425,00	5.525,00
	Técnico asistente	800,00	10.400,00
Servicios básicos			
	Agua	30,00	360,00
	Teléfono	30,00	360,00
	Electricidad	50,00	600,00
Costos generales			
	Seguridad	425,00	5.525,00
	Suministros de limpieza	15,00	180,00
	Evaluación, mantenimiento	800,00	9.600,00
Total			58.550,00

Nota. Tabla realizada con datos de (Jaya Montalvo et al., 2016).

3.3 Demanda de VE's

3.3.1 Aproximación en la frecuencia de carga para VE's

Los patrones de abastecimiento para los sistemas de movilidad en la ciudad de Cuenca son muy variados como se muestra en el capítulo 2, a gran parte de la muestra poblacional encuestada le resulta más conveniente reabastecerse de combustible semanalmente en horarios de 8h00 a 18h00 y con tiempos que no superan los 5 minutos como se muestra en la Figura 47.

Los patrones presentados resultan un problema al extrapolarlos a un escenario en el cual se considere el reemplazo de los VCI's por VE's, pues debido a que el tiempo que una persona natural emplea en abastecer su vehículo es menor a 5 minutos, de ahí la necesidad de implementar estaciones de carga rápida en lugar de estaciones de baja potencia.

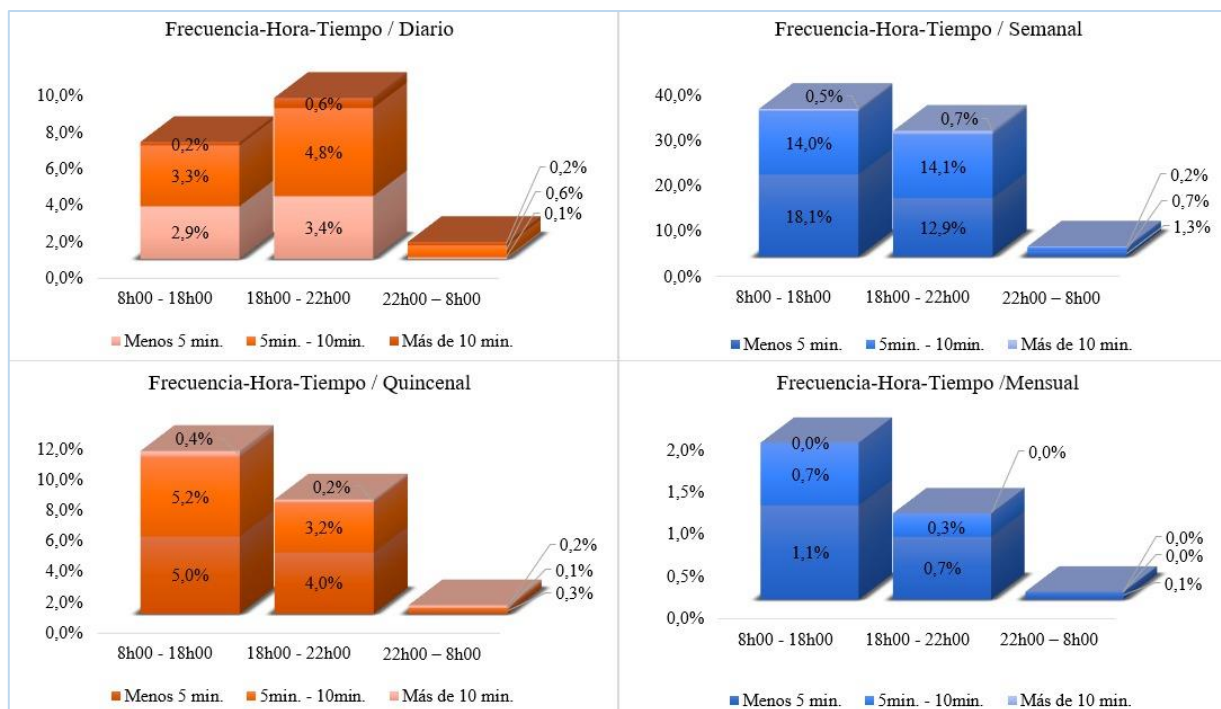


Figura 47. Aproximación a la frecuencia de carga de vehículos de combustión interna según la población encuestada.

3.3.2 Pronóstico de incremento de la demanda de VE's

Si bien este análisis de frecuencia de carga se realizó bajo un escenario actual con la población de VE's registrados hasta el año 2020, se espera que, en los próximos años con el mejoramiento de la tecnología en baterías, reducción de costos para VE's y las políticas implementadas por el gobierno, el número de VE's incremente significativamente en el país.

Si se considera el hecho de que el parque automotor a nivel nacional tiene un aproximado de 2,7 millones de vehículos livianos a combustión interna, de los cuales el 37% se encuentra próximo a cumplir con su periodo de vida útil y tomando además en cuenta el alto nivel de aceptación de la gente (78%) para el VE, el porcentaje de penetración para esta tecnología podría ser aún mayor (AEADE, 2022).

La estimación de la demanda puede ser realizada bajo diferentes modelos, uno de ellos es la aproximación de la demanda de VE's bajo una línea de tendencia obtenida a partir de datos anteriores de venta de VE's en el Ecuador. En el país se tiene registro de venta de unidades desde el año 2015 aunque por efectos prácticos se tomó desde el año 2016 puesto que en el año 2015 apenas fueron vendidas 6 unidades (VARUS, 2022).

En el caso de la ciudad de Cuenca según datos presentados en (VARUS, 2022) y (AEADE - asecmovel, 2021), se tiene un registro de aproximadamente 85 unidades de VE's comercializados, la línea de tendencia se ajusta a una función polinómica de tercer grado como se muestra en la Figura 48. El ajuste de curva realizado nos permite usar la ecuación de tercer grado encontrada para estimar el número de VE's que ingresarán cada año al parque automotor hasta el 2050.

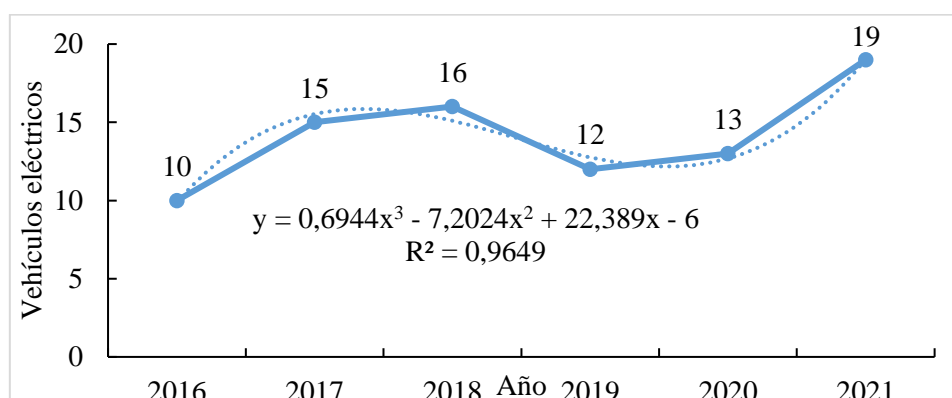


Figura 48. Línea de tendencia para proyección de VE's en la ciudad de Cuenca.

Nota. Figura realizada con información de (VARUS, 2022),(AEADE - asecmovel, 2021).

En el ANEXO 9 se puede observar la proyección de crecimiento de VE's para cada año en la ciudad de Cuenca, esta estimación muestra que para finales del 2050 se tendrán en circulación un aproximado de 182.114 unidades de VE's. Cabe resaltar que al igual que los VE's los VCI también aumentaran en proporción por lo cual la proyección realizada no estaría muy lejos de la realidad. La Figura 49 muestra la curva de pronóstico de crecimiento de VE's hasta ese año, se puede observar una tendencia exponencial de crecimiento a partir del año 2026.

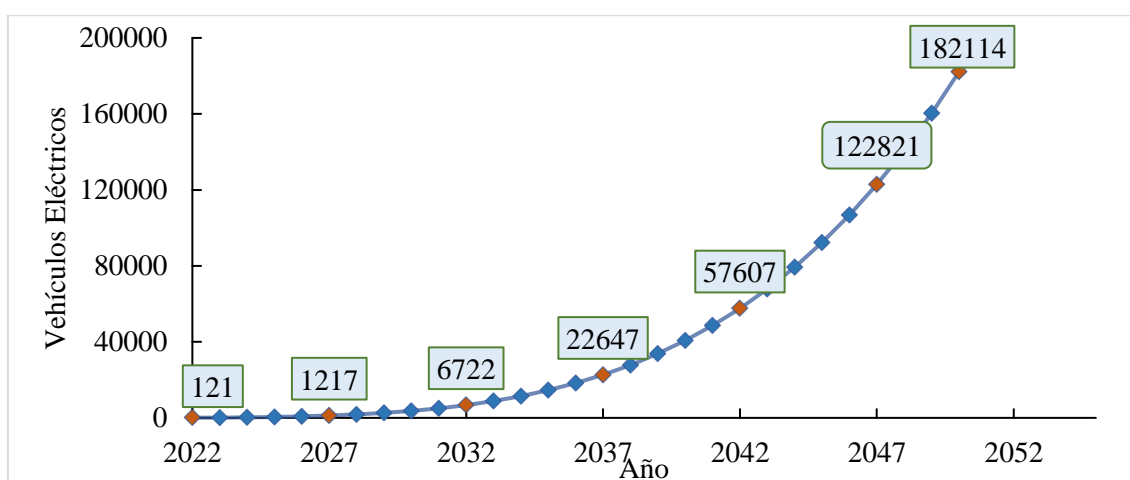


Figura 49. Pronóstico de crecimiento de VE's hasta el año 2050 en la ciudad de Cuenca.

CAPÍTULO 4

MODELO DE OPTIMIZACIÓN

4.1 Introducción al modelo de programación lineal

4.1.1 Problema de optimización

Los problemas de optimización buscan los valores de las variables tales que permitan a la función objetivo ser óptima cumpliendo con ciertas restricciones. Se pueden clasificar a los métodos de optimización en metaheurísticos y clásicos, dentro de los métodos metaheurísticos se incluyen a los algoritmos evolutivos, el método simulado (Simulated Anneling) y las búsquedas heurísticas o los sistemas multiagente, dentro del segundo grupo se encuentra la optimización lineal, lineal entera o mixta, no lineal, estocástica, dinámica, etc. (Ramos et al., 2010).

4.1.2 Programación lineal

La programación lineal estudia la optimización (minimización o maximización) de una función lineal que satisface un conjunto de restricciones lineales de igualdad y/o desigualdad (Getán Oliván & Boj del Val, 2012).

Características

El modelo de programación lineal tiene las siguientes características:

- Variables de decisión no negativas.
- Las restricciones son funciones afines a dichas variables.
- La función objetivo es una función afín de las mismas variables.

Se puede dividir a la programación lineal en dos grupos, el primer grupo es la programación lineal entera, en la que todas las variables de decisión serán enteras y el segundo grupo hace referencia a la programación lineal mixta, cuando una parte de las variables de decisión son enteras (Getán Oliván & Boj del Val, 2012).

Condiciones de los modelos lineales

Determinismo: No se puede utilizar variables aleatorias que sean susceptibles a seguir alguna ley de probabilidad, las variables aleatorias se podrán representar mediante un conjunto de valores correspondientes a casos de estudios o con valores medios, esto en función de la distribución de probabilidad.

Continuidad: Las variables de decisión podrán tomar cualquier valor no negativo en primeras instancias, si las condiciones del modelo requieren el uso de variables con valores enteros, se deberá recurrir a técnicas de programación lineal entera o mixta

Proporcionalidad: Esta propiedad implica que al momento de incrementar o decrementar el valor de una variable de decisión cualquiera que esta sea, la función objetivo y sus restricciones también deberán de experimentar dichos incrementos o decrementos de manera proporcional.

4.1.3 Componentes de un modelo de programación lineal

Las variables

Dentro de las variables se distingue dos tipos:

- Variables de decisión: aquellas que miden la magnitud a optimizar o aquellas magnitudes sobre las cuales se puede decidir o actuar.
- Variables auxiliares: estas dependerán de las variables de decisión, no son necesariamente indispensables en la creación de un modelo, pero prescindir de ellas supone tener que crear un modelo más complicado (Getán Oliván & Boj del Val, 2012).

Función objetivo

Esta expresión relaciona las variables definidas con el valor a optimizar, a cada variable se le asociará un coeficiente “c”, que será la proporción en la cual variará el valor “z” a optimizar (Getán Oliván & Boj del Val, 2012).

$$[OPT]z = C_1X_1 + C_2X_2 + \dots + C_iX_i + \dots + C_nX_n \quad (12)$$

Restricciones

Estas expresiones son aquellas que limitan el conjunto de valores posibles que las variables de decisión pueden tener, por lo tanto, la solución óptima deberá necesariamente encontrarse dentro de la región factible y a su vez los valores existentes dentro de esta región factible deben cumplir con las restricciones dadas, estas restricciones pueden ser presentadas como ecuaciones o inecuaciones. Por ejemplo, restricciones de “i” menor o igual como:

$$a_{i1}X_1 + a_{i2}X_2 + \dots + a_{in}X_n \leq b_i \quad (13)$$

Restricciones de “j” mayor o igual como:

$$a_{j1}X_1 + a_{j2}X_2 + \dots + a_{jn}X_n \geq b_j \quad (14)$$

Restricciones de “k” igual:

$$a_{k1}X_1 + a_{k2}X_2 + \dots + a_{kn}X_n \geq b_k \quad (15)$$

4.2 Herramienta GAMS

Al utilizar la programación lineal como base para la resolución de un problema se hace indispensable utilizar un software de optimización, esto debido a la gran cantidad de variables y ecuaciones que pueden conformar el problema. Existen gran cantidad de software utilizado en la actualidad para este fin, sin embargo, el software que se utilizará para el desarrollo de la metodología propuesta será GAMS.

GAMS, por sus siglas General Algebraic Modelling System, es un lenguaje de programación que permite la modelización y resolución de problemas de programación lineal, no lineal y entera, siendo estos de origen únicamente algebraico pudiendo aceptar problemas de optimización con ecuaciones diferenciales, pero no de forma directa. (Blanco, 2019)

4.2.1 Bloques de programación en GAMS

La programación en GAMS debe realizarse de forma secuencial y por bloques siendo algunos obligatorios y otros optativos. Entre los bloques de programación obligatorios se encuentran (Blanco, 2019):

- Bloque de variables. - este bloque incluye las variables que se van a utilizar en el modelo, se especifican características como el tipo, cotas, etc. Para definir este bloque se debe comenzar con la palabra “variables”.
- Bloque de ecuaciones. - se especifica o declara las ecuaciones que conforman el problema de optimización como función objetivo y restricciones. Se define este bloque con la palabra “equations”.
- Bloque de modelo. – permite asignar un nombre al modelo e identificar las ecuaciones que conforman el problema de optimización. Si todas las ecuaciones descritas conforman el modelo se utiliza la palabra “all” caso contrario se asigna una a una las ecuaciones del modelo. Para designar este bloque se utiliza la palabra “model”.

- Bloque de solución. – bloque que da las instrucciones de resolución del problema, aquí se especifica el modelo, el tipo de optimización a realizar (lineal, no lineal, mixta, etc.), la interpretación (maximización, minimización) y la variable a optimizar (Z). Este bloque se representa con la palabra “solve”.

Los bloques de programación optativos son:

- Bloque de conjuntos. - en este bloque se declara los conjuntos o conjuntos multidimensionales si se trata de la combinación de dos o más conjuntos. La sentencia que define el bloque de conjuntos se denomina “set”.
- Bloque de datos. – se declaran los parámetros que conforman el problema de optimización, pudiendo ser estos escalares entendidos como constantes numéricas, parámetros definidos como listas de constantes numéricas y tablas que conforman arreglos de dos o más magnitudes de constantes numéricas. Para declarar este bloque depende del tipo de datos que se va a ingresar pudiendo ser “parameters”, “tables” o “scalars”.
- Bloque display. – permite mostrar que elementos y variables se muestran en los resultados. Este bloque se asigna con la palabra “display”.

4.3 Metodología para la optimización de la demanda para recarga de VE’s

Se desea optimizar la demanda de energía eléctrica presente en un número “m” de estaciones de carga producto de la penetración de VE’s en un determinado lugar. Para abastecer esta demanda se considera la utilización de la energía generada por una planta solar fotovoltaica, energía que será inyectada a la red durante las horas de generación en la mañana y tarde (6:00h-18:00h). No se considera el uso de sistemas de almacenamiento como baterías puesto que la energía generada será inyectada directamente a la red.

Para un determinado tiempo “k”, en el cual la energía generada por la planta solar fotovoltaica inyectada a la red, sea menor a la energía consumida por la demanda presente en las estaciones de carga, se considera la compra de energía a la empresa distribuidora con un costo de penalización, esta energía deberá ser la menor posible para que no se afecte de sobremanera a la red de distribución y costos de recarga.

El usuario del VE que desee recargar su batería en cualquiera de las estaciones de carga podrá elegir entre una carga regulada y una carga no regulada.

En el modo de carga regulado, el modelo de optimización determinará la potencia de carga disponible para un determinado tiempo “k”, potencia que estará limitada entre una potencia de carga mínima y una potencia de carga máxima, el usuario que escoja esta opción se verá beneficiado por costos de energía más bajos.

La segunda forma de carga será no regulada, en esta modalidad el usuario cargará a la máxima potencia de carga de su VE, de otra manera si la potencia de carga del vehículo sobrepasa la potencia de carga máxima de la estación de carga, el vehículo cargará a la potencia máxima suministrada por la estación. En este caso el costo de la energía será mucho mayor que en la carga regulada. El esquema de la metodología del proyecto se observa en la Figura 50.

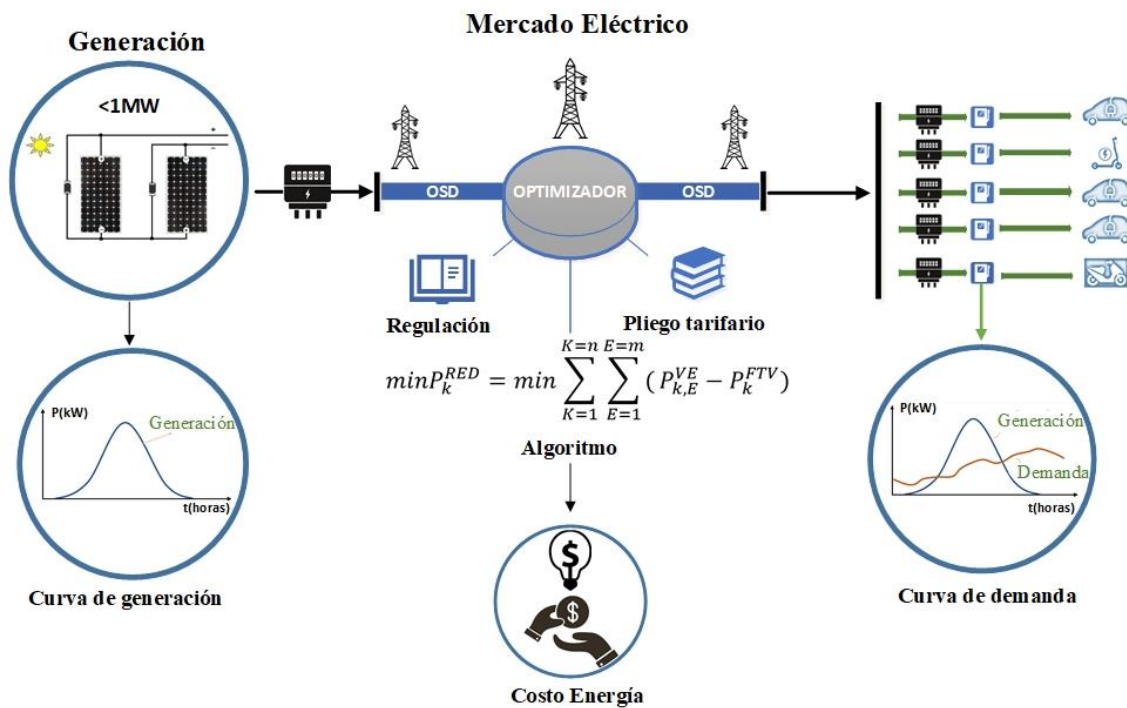


Figura 50. Metodología para la gestión de la manda para la recarga de VE's.

4.4 Descripción de los escenarios

Para la metodología propuesta se pretende la utilización de 20 estaciones o bahías de carga las cuales suministrarán de energía a los VE's que ingresen al sistema. El análisis para cada periodo de carga se lo realiza en lapsos de tiempo de 15 minutos, con lo cual el número de plazas de carga en función del tiempo serán de 1920 a lo largo del día.

Se plantean tres escenarios, cada escenario difiere uno de otro en cuanto al porcentaje de ocupación de las bahías de carga y al porcentaje según rango horario en el cual los usuarios realicen su recarga. De esta manera un porcentaje de ocupación del 100% significaría que las 1920 plazas disponibles para las recargas estén utilizadas, este caso es poco probable por lo que se plantea un análisis de un 30%, 60% y 80% de ocupación como se muestra en la Tabla XXIX. Por otra parte, el análisis para el porcentaje de recargas según el rango horario se plantea según lo descrito en el pliego tarifario para usuarios de media y alta tensión.

Tabla XXIX

Resumen de casos de estudio.

Rango Horario	Nº Períodos de tiempo k	Nº Estaciones (u)	Nº Plazas 100% (u)	Nº Plazas 30% (u)	Nº Plazas 60% (u)	Nº Plazas 80% (u)
22h00 - 8h00	36					
8h00 - 18h00	44	20	1920	576	1152	1536
18h00 - 22h00	16					

Nota: Muestra el número de plazas disponibles a lo largo de 24 horas con los parámetros establecidos según el porcentaje de ocupación.

4.4.1 Escenario con ocupación del 30% de las plazas de carga

Este escenario plantea una ocupación del 30% de las plazas de carga disponibles a lo largo de 24h, es decir 576 plazas. Los patrones de comportamiento para el horario de recarga se basan en las encuestas realizadas en el capítulo 2, donde se determinó los horarios del día en los cuales los usuarios de vehículos a combustión acostumbran a reabastecer de combustible, como se muestra en la Tabla XXX. Estos porcentajes se toman en cuenta para distribuir la ocupación de las estaciones de carga en los horarios mencionados.

Tabla XXX

¿En qué horario usualmente reestablece el combustible de su vehículo?

Horario	Respuestas	Porcentaje
08h00 - 18h00	554	51%
18h00 - 22h00	485	45%
22h00 - 08h00	41	4%

Nota. Tabla realizada por los autores. Se muestran los resultados obtenidos de la encuesta entre un total de 1080 personas encuestadas.

Por otra parte, bajo el mismo porcentaje de ocupación de plazas de carga, se plantea una modificación a los patrones de carga por parte de los usuarios con una distribución de carga ideal, con la cual mejoraría los resultados en cuanto a aprovechamiento de la energía fotovoltaica y menor afectación a la red como se muestra en la Tabla XXXIV.

Tabla XXXI

Caso con ocupación al 30% de las bahías de carga.

Rango Horario	Períodos de tiempo k	Plazas 100%	30% Ocupación	Encuestados	Ideal
22h00 - 08h00	36	720		4%	30%
08h00 - 18h00	44	880	576	51%	50%
18h00 - 22h00	16	320		45%	20%

4.4.2 Escenario con ocupación del 60% de plazas de carga

Aquí se plantea una ocupación de plazas de carga al 60%, sin embargo, si se sigue el patrón de carga de los usuarios de vehículos a combustión encuestados, en el rango horario de 18h00-22h00 no se podría satisfacer la demanda de plazas de carga, debido a que se requiere 518 plazas y solo se dispone un total de 320. Frente a esto en este caso se plantea solo la distribución de patrones de carga ideal como en el caso anterior (ver Tabla XXXII).

Tabla XXXII

Escenario con ocupación del 60% de las bahías de carga.

Rango Horario	Períodos de tiempo k	Plazas	60% Ocupación	Encuestados	Ideal
22h00 - 08h00	36	720		4%	30%
8h00 - 18h00	44	880	1152	51%	50%
18h00 - 22h00	16	320		45%	20%

4.4.3 Escenario con ocupación del 80% de las plazas de carga

Este escenario presenta la misma problemática que el caso anterior, se plantea de igual manera una redistribución de porcentajes de ocupación de plazas de carga, de esta manera se incrementa la ocupación en el rango horario de 22h00-8h00 y decrementa en el horario de 8h00-22h00, siendo este quien disminuye de manera más significativa su porcentaje de ocupación como se muestra en la Tabla XXXIII.

Tabla XXXIII*Escenario con ocupación del 80% de las bahías de carga.*

Rango Horario	Períodos de tiempo k	Plazas	80% Ocupación	Encuestados	Ideal
22h00 - 8h00	36	720		4%	35%
8h00 - 18h00	44	880	1536	51%	50%
18h00 - 22h00	16	320		49%	15%

4.5 Formulación matemática del problema de optimización.

El modelo se basa en estudios como (J.-M. Clairand et al., 2020), (J. M. Clairand, Rodríguez-García, et al., 2018), (J. M. Clairand, Rodríguez-García, et al., 2018) y plantea el abastecimiento de energía eléctrica a un número “m” de estaciones o bahías de carga mediante las redes de distribución, esta red estará repotenciada por la energía inyectada proveniente de la planta solar fotovoltaica, en caso de que la demanda supere la generación se considera la compra de energía a la empresa distribuidora bajo costos de penalización.

Las regulaciones 001/2021 y 002/2021 permiten el intercambio comercial de energía entre generadoras y el sistema nacional interconectado, pudiendo utilizar excedentes de energía en momentos en los cuales no se suministre energía por parte de la generadora, por ende, el balance de energía entre lo generado y consumido se puede expresar mediante la ecuación:

$$P^{NS} = P^{VE} - P^{GSFV} \quad (16)$$

La potencia no suministrada por la planta solar fotovoltaica (P^{NS}) será igual a la diferencia entre la potencia consumida por los autos eléctricos (P^{VE}) y la potencia generada por la central solar fotovoltaica (P^{GSFV}). Tener un balance positivo significará que se tiene que comprar energía a la empresa distribuidora bajo costos de penalización para cubrir la demanda en las estaciones de carga, por otra parte, si dicho balance es negativo significará que se está generando más de lo demandado y se podrá utilizar dichos excedentes en momentos de no generación o al final en el balance de energía mensual.

El abastecimiento de energía eléctrica es realizado a lo largo del día y dividido en periodos de tiempo denominados instantes “k”. Cada instante de tiempo “k” tiene un lapso de 15 minutos por lo que el número “n” de instantes ‘k’ serán de 96 al largo de 24 horas en el conjunto de tiempo T.

$$T = [1,2,3 \dots \dots n] \quad (17)$$

La potencia total consumida por parte de los VE’s dependerá de las potencias de carga de cada vehículo del conjunto “VE” representada mediante la expresión $P_{k,E}^{VE}$, dicha variable es bidimensional debido a que varía de acuerdo al tiempo “k” y a la estación a la que se conecta “E”.

$$P_{k,E}^{VE} = \begin{bmatrix} P_{1,1}^{Ve} & P_{1,2}^{Ve} & \dots & P_{k1,m}^{Ve} \\ P_{2,1}^{Ve} & P_{2,2}^{Ve} & \dots & P_{k2,m}^{Ve} \\ \dots & \dots & \ddots & \dots \\ P_{n,1}^{Ve} & P_{n,2}^{Ve} & \dots & P_{n,m}^{Ve} \end{bmatrix} \quad (18)$$

La potencia generada por la central solar fotovoltaica no es constante y varía según la curva de generación por lo que se tendría diferentes potencias a lo largo del día o en cada instante “k” de tiempo.

$$P_k^{GSFV} = \begin{bmatrix} P_{k1}^G \\ P_{k2}^G \\ \dots \\ P_{kn}^G \end{bmatrix} \quad (19)$$

Al sumar todas las potencias en el tiempo, la ecuación o función objetivo del modelo se representa de la siguiente manera:

$$P_k^{NS} = P_{k,E}^{VE} - P_k^{GSFV} \quad (20)$$

El modelo minimiza la compra de energía a la distribuidora por potencia no suministrada por la central solar fotovoltaica producto de la recarga de VE’s, al aumentar el consumo de potencia producto de la generación solar fotovoltaica.

$$\min P_k^{NS} = \min \sum_{K=1}^{K=n} \sum_{E=1}^{E=m} (P_{k,E}^{VE} - P_k^{GSFV}) \quad (21)$$

Sujeto a:

$$P_{k,E}^{Ve} = C_{k,E} \times PX_{k,E} \quad (22)$$

La matriz $P_{k,E}^{VE}$ será igual al producto de la matriz binaria resultado de la linealización de $P_{k,E}^{VE}$ por la matriz de variables de decisión $PX_{k,E}$

$$\overline{P^{VE-min}} < P_{k,E}^{VE} < \overline{P^{VE-max}} \quad \forall P^{VE} \in VE \quad (23)$$

La potencia regulada no puede ser mayor a la potencia máxima de carga del vehículo eléctrico que ingrese al sistema. Por otra parte, dicha potencia tampoco podrá ser menor a una potencia mínima de carga asignada por el operador, esto con el objetivo de entregar siempre energía eléctrica a los usuarios independientemente si se escoja una carga regulada o no regulada.

$$P_k^S = \begin{bmatrix} P_{k1}^S \\ P_{k2}^S \\ \dots \\ P_{kn}^S \end{bmatrix} \quad (24)$$

Al no considerar un sistema de almacenamiento de energía físico para la central solar fotovoltaica, en instantes de tiempo donde no se genere energía, necesariamente se debe comprar energía a la empresa distribuidora, dicho consumo puede ser restringido a un valor máximo de potencia (P_k^S) definido por el operador y ser variable a lo largo del tiempo.

$$P_k^S \geq \delta \quad \forall k \in T \quad (25)$$

Al restringir el valor de $P_{k,E}^{VE}$ a un valor mínimo ($\overline{P^{Ve-min}}$) el valor de P_k^S necesariamente debe ser mayor o igual a “ δ ” en cada instante “ k ” debido al número de

estaciones o bahías de carga. Este sería el valor mínimo que el sistema debe restringir tanto por seguridad energética en caso de falla de la central solar fotovoltaica o por no generación en horas de la noche.

$$P_k^{GSFV} + P_k^S \geq P_k^{VE} \quad \forall k \in T \quad (26)$$

La suma de la potencia de restricción comprada a la empresa distribuidora (P_k^S) y la potencia de generación (P_k^{GSFV}) deberá ser mayor o igual a la potencia regulada producto de la recarga de VE's en las estaciones de carga.

4.6 Configuración de simulación

Al conocer las variables de decisión, las ecuaciones que gobiernan el sistema y sus restricciones, es posible extrapolar el modelo a un entorno de simulación en el lenguaje de programación GAMS. Los escenarios planteados indican como ingresan los VE's en cada instante " k " con un máximo de 96 y en cada estación de carga " E " con un máximo de 20 bahías.

La potencia máxima a la que permite cargar cada bahía de carga es de 50kW, esto como una limitante propia de las estaciones de carga. Adicionalmente la potencia mínima independientemente de con que potencia máxima se cargue cualquier vehículo será 7.2 kW, esta sería la potencia mínima que asignaría el optimizador con lo cual el valor de " δ " para el vector P_k^S será de 144KW en horarios de generación y de 18h00 a 22h00, en el horario de 22h00 a 6h00 se asignará un potencia de 300 kW al vector P_k^S , esto con el objetivo de restringir en menor medida la potencia de carga e incentivar las recargas en estos horarios.

La configuración de la simulación para el ingreso de datos de potencia se realiza de forma aleatoria respetando los porcentajes de máxima y mínima demanda según el horario de carga. El entorno de programación en GAMS tendrá dos matrices, una que represente las potencias de carga que están ingresando al sistema ($P_{k,E}^{VE}$) y otra matriz de tipo binaria ($C_{k,E}$) resultado de la linealización de $P_{k,E}^{VE}$ que indicará si se está o no cargando el vehículo eléctrico ingresado.

$$P_{k,E}^{VE} = C_{k,E} \times PX_{k,E}$$

$$\begin{bmatrix} P_{1,1}^{Ve} & P_{1,2}^{Ve} & \dots & P_{1,m}^{Ve} \\ P_{2,1}^{Ve} & P_{2,2}^{Ve} & \dots & P_{2,m}^{Ve} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{n,1}^{Ve} & P_{n,2}^{Ve} & \dots & P_{n,m}^{Ve} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & \dots & 0 \\ 1 & 0 & \dots & 1 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & 1 & \dots & 0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} PX_{1,1} & PX_{1,2} & \dots & PX_{1,m} \\ PX_{2,1} & PX_{2,2} & \dots & PX_{2,m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ PX_{n,1} & PX_{n,2} & \dots & PX_{n,m} \end{bmatrix} \quad (27)$$

El programa de optimización multiplica la matriz binaria por una potencia $PX_{(K,E)}$ la cual cumpla las ecuaciones de restricción (22), (23), (25) y (26) devolviendo una matriz de potencias optimizadas que regulen la potencia de carga de los vehículos que ingresen. Los valores máximos de carga que el optimizador asignará a cada auto están restringidos por la matriz de potencias $P_{k,E}^{VE}$.

Los valores de potencia de carga para los distintos VE's ingresarán de forma aleatoria siguiendo una distribución homogénea. Estas potencias se han considerado tomando en cuenta algunos de los vehículos eléctricos más vendidos en Ecuador en los últimos años y a nivel mundial. La Tabla XXXIV resume las principales características de los vehículos eléctricos escogidos para el estudio, cuyas potencias de carga resulten significativas para cada estación pues dichos modelos cuentan con distintas potencias.

Tabla XXXIV

Características principales del conjunto de VE's escogidos para este estudio

Marca	Modelo	Potencia de carga (KW)	Capacidad de la batería (KWH)	Autonomía (Km)
KIA	Soul EV	50	27	200
NISSAN	Leaf	50	40	270
BYD	E2	22	35,2	305
BYD	S2	22	42	400
BYD	E5	22	60,4	400
BYD	T3	22	48	250
MG	ZS EV	28	44,5	335
RENAULT	ZOE	7,4	52	395
FIAT	500	11	23,8	180
VOLKSWAGEN	ID.4	50	82	418
PEUGEOT	e-208	28,7	50	340
HYUNDAI	KONA	50	39,2	305
VOLKSWAGEN	ID.3	45	11	330

Nota. Tabla realizada con información de (VARUS, 2022),(AEADE - asecmovel, 2021).

Los valores de generación por parte de la central solar fotovoltaica serán los valores de generación medio como se muestra en la Figura 51, estos valores corresponden a un día de generación.

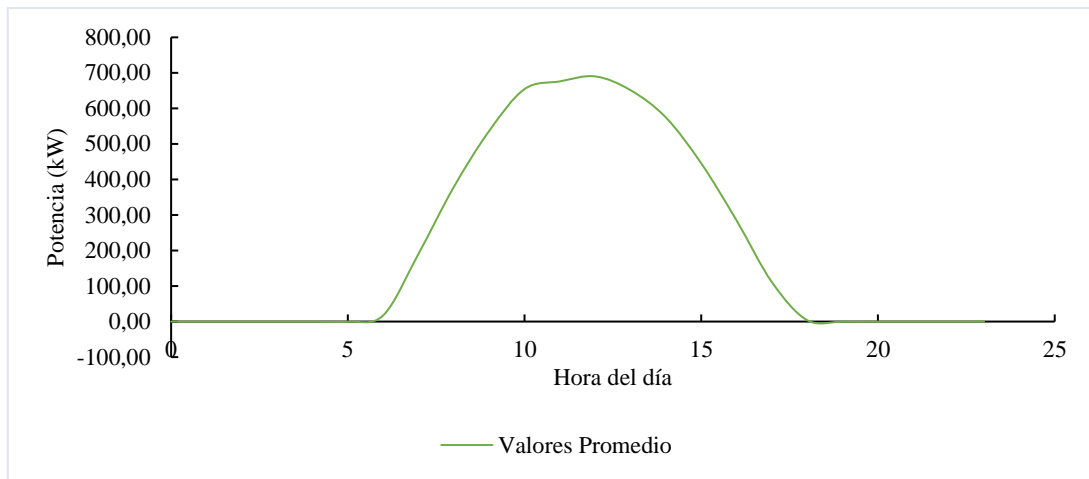


Figura 51. Valores medios de generación para la planta solar fotovoltaica para configuración de simulación.

4.7 Análisis y resultados del modelo de optimización

Al simular el modelo en el programa GAMS se obtienen los gráficos correspondientes de potencia optimizada y sin optimizar, así como la gráfica de la generación solar fotovoltaica que en cuyo caso se tomó valores promedio.

Escenario con ocupación del 30% de las plazas de carga

Para el caso en el cual se plantea una ocupación de las plazas de carga de un 30 % con los patrones de carga según las encuestas realizadas, se puede ver que la energía inyectada a la red por parte de la generación solar fotovoltaica abastece sin complicaciones la demanda, salvo en horarios de 18h00 a 22h00 que son de gran demanda y con menos plazas de carga como se puede ver en la Figura 52.

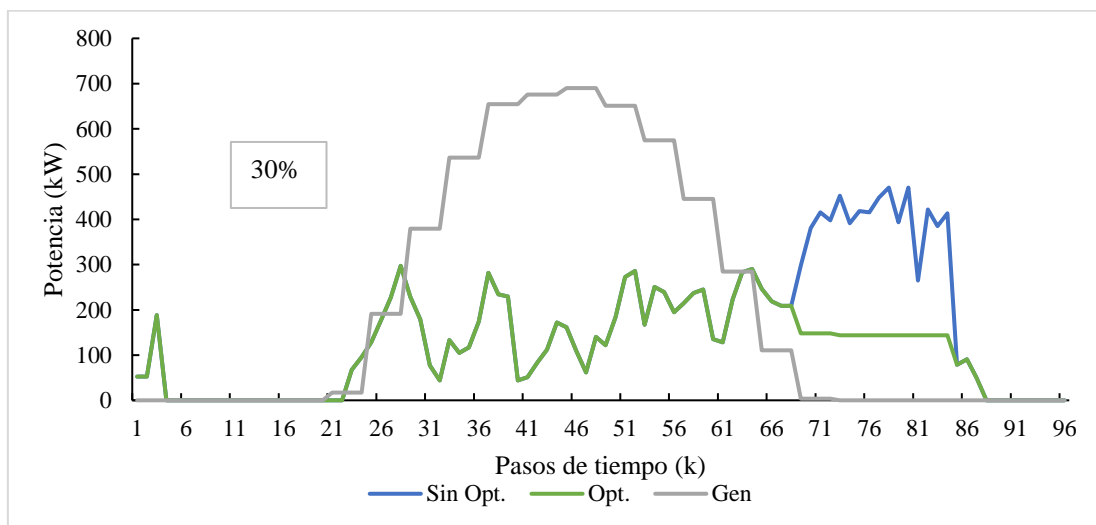


Figura 52. Optimización de la demanda en el escenario del 30% (patrones de carga según encuestados).

En este caso el optimizador actúa, restringiendo la suma de todas las recargas a una potencia máxima de 144kW en horarios de 18h00-22h00 como se planteó en la configuración de la simulación, esta potencia que la central solar fotovoltaica no pudo suplir deberá ser comprada a la empresa distribuidora bajo costos de penalización.

En todos los escenarios planteados se asume que los usuarios están de acuerdo con la energía que el optimizador les suministra en un tiempo especificado sin pedir más recarga. Esto en otros escenarios o en la vida real puede cambiar y el usuario podría pedir más tiempo de carga si el optimizador no cumplió con la energía requerida. Este cambio no significaría una modificación en el optimizador, simplemente se ocuparían más plazas de carga en cada instante de tiempo “k” para un mismo auto. Al restringir la potencia y asumir que el usuario no pide más recarga, la energía suministrada con optimización en este caso será menor, tal como se refleja en la Figura 53.

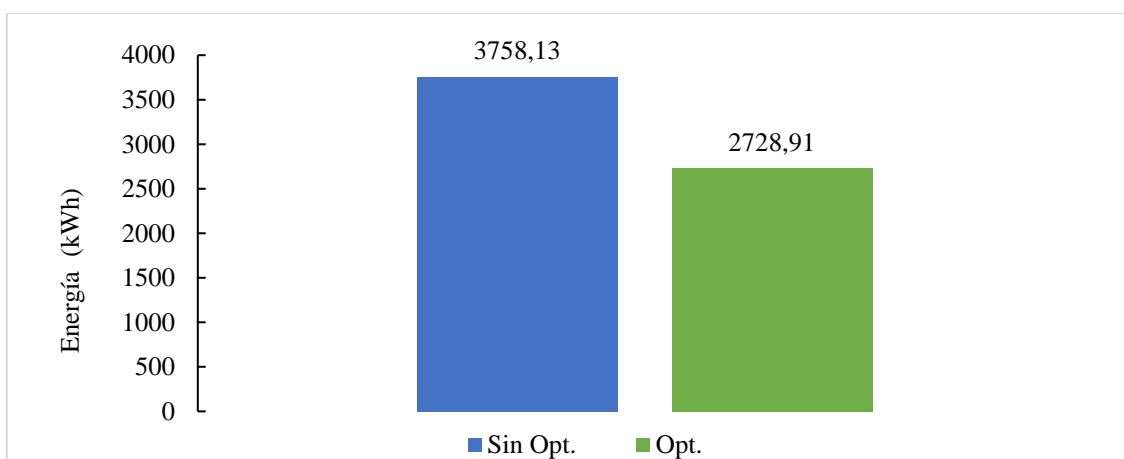


Figura 53. *Energía suministrada escenario 30% patrones de carga según encuestados.*

De igual forma el balance energético al final del día será favorable cuando se optimiza, teniendo más energía entregada a su favor por parte de la generación solar fotovoltaica que cuando no se optimiza, debido a que como se menciona, los autos que estén optimizando su recarga no cargan a la máxima potencia sino a la potencia que asigne el optimizador (ver Figura 54).

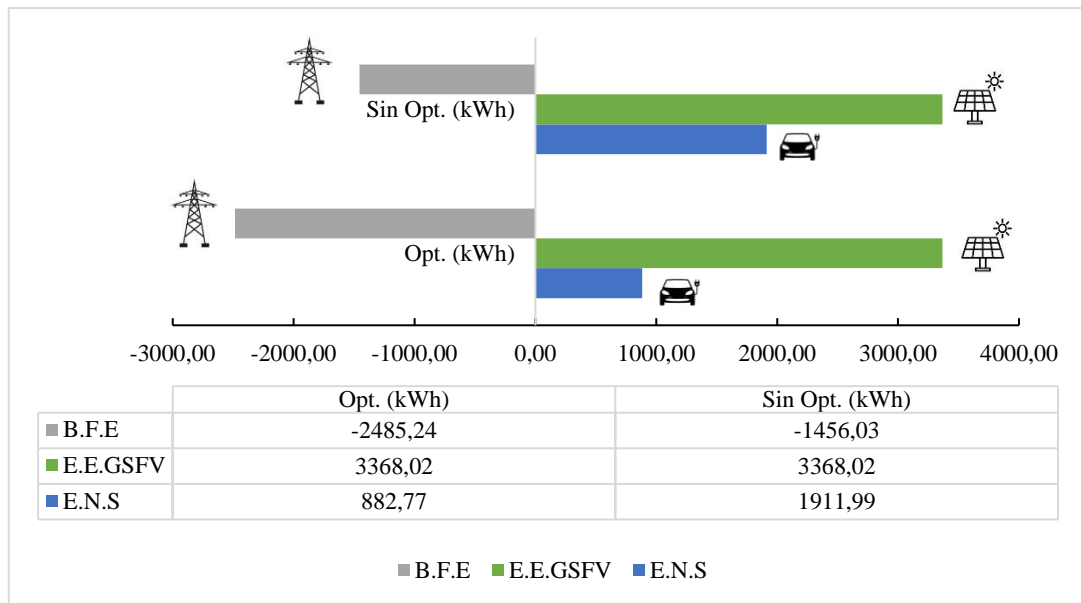


Figura 54. Balance energético escenario 30% patrones de carga según encuestados

Nota: La tabla representa el balance final de energía (B.F.E), que existe entre la diferencia de la generación solar fotovoltaica que no se consumió o excedentes (E.E.GSFV.) y la energía que no pudo suministrar la generación solar fotovoltaica (E.N.S), ya sea porque la demanda superó la generación en ese momento específico o porque no se estuvo generando.

Tanto en el escenario sin optimizar como optimizado se observa que la demanda no supera la generación, por lo que existen excedentes de energía que se pueden utilizar en el siguiente período de balance energético.

Sin embargo, el objetivo de la metodología es suministrar la mayor cantidad de energía a los VE's con la menor afectación a la red. Bajo este escenario la solución más viable en cuyo caso se asuma que los usuarios no dispongan de más tiempo para recarga, sería modificar los patrones de carga, distribuyendo la demanda durante todo el día y evitando así saturación y picos de demanda en horas específicas.

El nuevo escenario plantea, al igual que el primero una ocupación del 30% de plazas de carga, pero distribuidas de forma homogénea. La gráfica de potencia optimizada y sin optimizar bajo esta nueva perspectiva se refleja en la Figura 55.

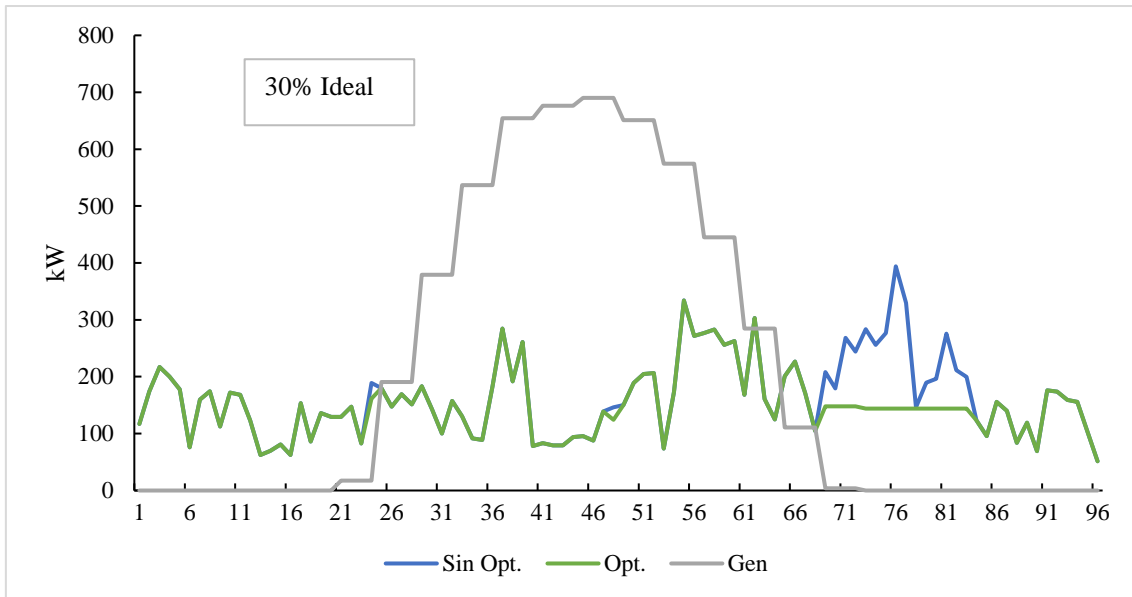


Figura 55. Optimización de la demanda en el escenario 30% (patrones de carga ideales).

Al ser la demanda repartida de forma homogénea, la energía suministrada tanto en el escenario sin optimización como en el optimizado son similares, existiendo una diferencia de 383,608 kWh de energía no suministrada frente a una energía no suministrada de 1029,2142 kWh en el caso anterior.

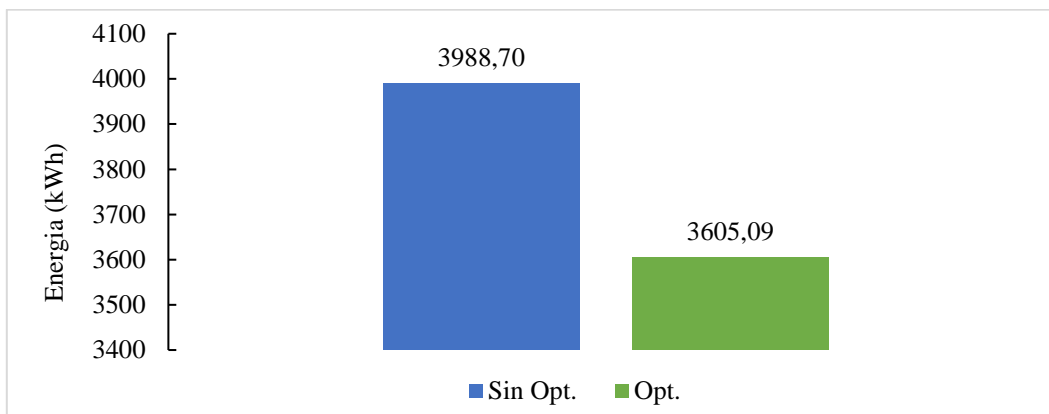


Figura 56. Energía suministrada escenario 30% patrones de carga ideales.

El balance total de energía para este escenario se presenta en la Figura 57. Al igual que en el caso anterior el balance de energía es negativo existiendo excedentes de energía.

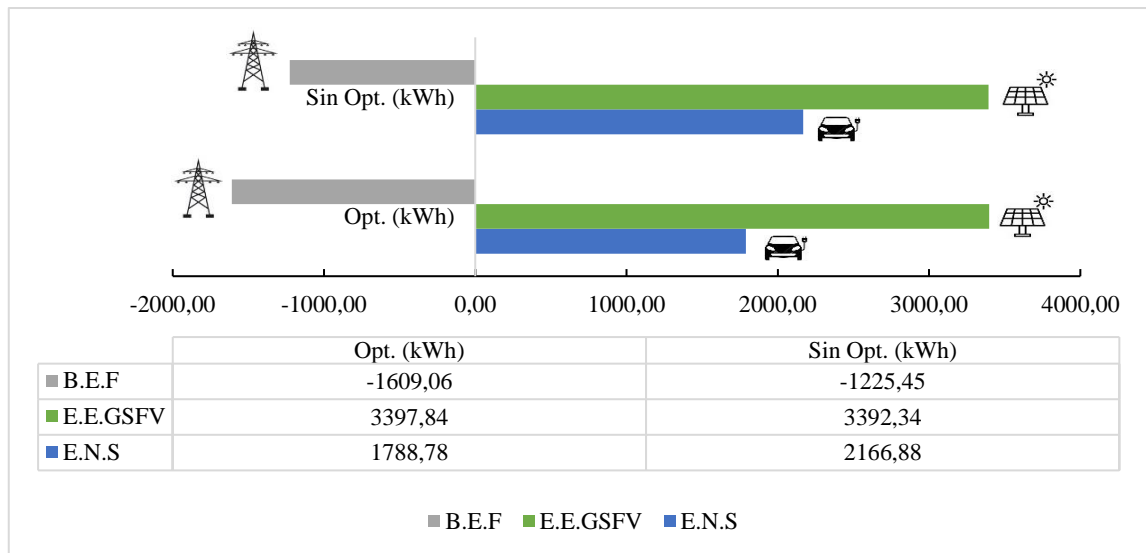


Figura 57. Balance energético escenario 30% patrones de carga ideales.

Escenario con ocupación del 60% de las plazas de carga

Al replicar los escenarios en los casos en los que se tenga una ocupación del 60% de las plazas de carga, los patrones de carga según las encuestas no pueden ser simulados, esto debido a que al ser un gran porcentaje de cargas en horarios con pocas plazas de carga (18h00-22h00) las estaciones o bahías de carga disponibles no satisfacen la demanda, por lo tanto, necesariamente se tienen que mover las recargas a horarios con menos demanda. El escenario con una ocupación de las plazas de carga del 60% y con patrones de carga ideales se refleja en la Figura 58.

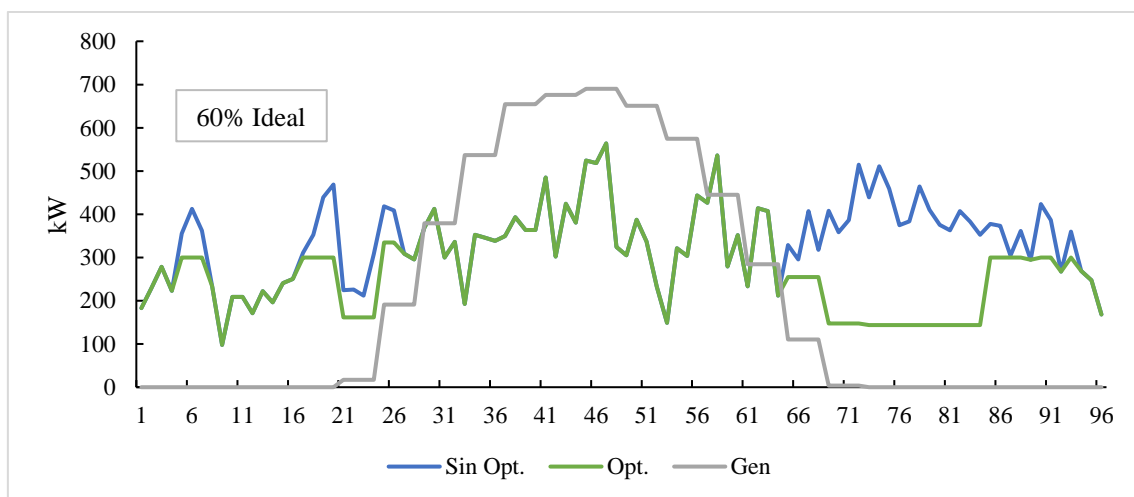


Figura 58. Optimización de la demanda en el escenario 60% patrones de carga ideales.

Al ser mayor la carga, el optimizador debe restringir la demanda con mayor frecuencia, con picos de 300kW en horarios de no generación y 144kW en horarios de alta demanda

como en casos anteriores. Así también se observan picos de demanda que sobrepasan la generación incluso en el escenario optimizado, esto se debe a que en cada instante de tiempo “*k*” el optimizador asigna una potencia de 144kW extra que se suma a la generación.

La energía suministrada en el caso que se ocupe optimización no difiere mucho del caso sin optimización, esto debido a que se simula el caso ideal en el cual la carga está distribuida de forma equitativa.

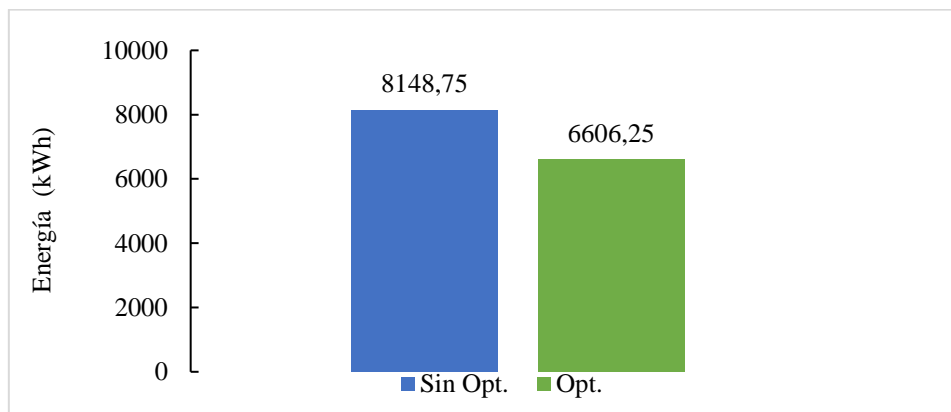


Figura 59. *Energía suministrada escenario 60% patrones de carga ideales.*

En este caso el balance de energía es positivo, indicando que con o sin optimización necesariamente se tiene que consumir potencia de la red puesto que la demanda superó a la generación. En el caso de un escenario donde se optimice todas las recargas, la demanda no suministrada es menor por lo que la afectación a la red disminuye al igual que los costos (ver Figura 60).

Realizar un pronóstico acertado, el cual indique hasta que porcentaje de plazas de ocupación en las bahías de carga el sistema de generación fotovoltaico abastece, es de alta incertidumbre, debido a que las potencias que ingresan al sistema son aleatorias y cambian con frecuencia, pese a ello en base a pruebas realizadas, este porcentaje oscila entre el 45 % de ocupación (ver ANEXO 17).

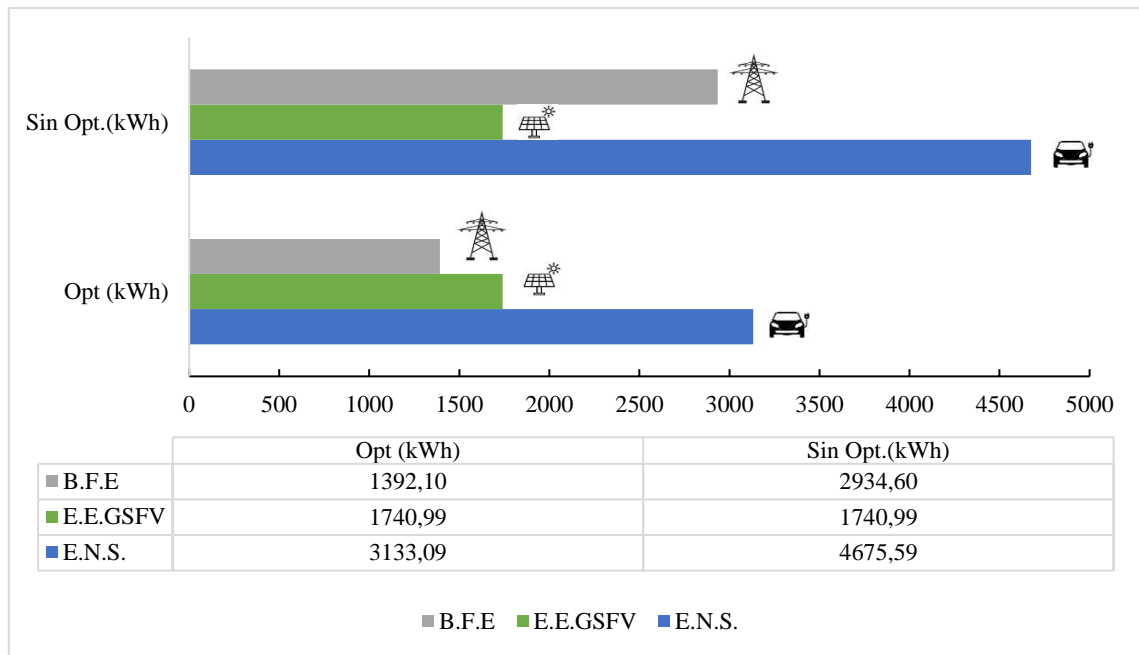


Figura 60 Balance energético escenario 60% patrones de carga ideales.

Escenario con ocupación del 80% de las plazas de carga

El escenario con un 80% de ocupación no difiere mucho del caso del 60% pues como se indica, la generación solar fotovoltaica abastece hasta un porcentaje inferior de plazas de ocupación de carga. En este escenario se puede evidenciar que la curva de demanda tiende a ser semejante a la curva de potencias P_k^s y P_k^{GSFV} pues el optimizador debe restringir con mayor frecuencia la potencia de carga $P_{k,E}^{VE}$ debido a la alta demanda (ver Figura 61).

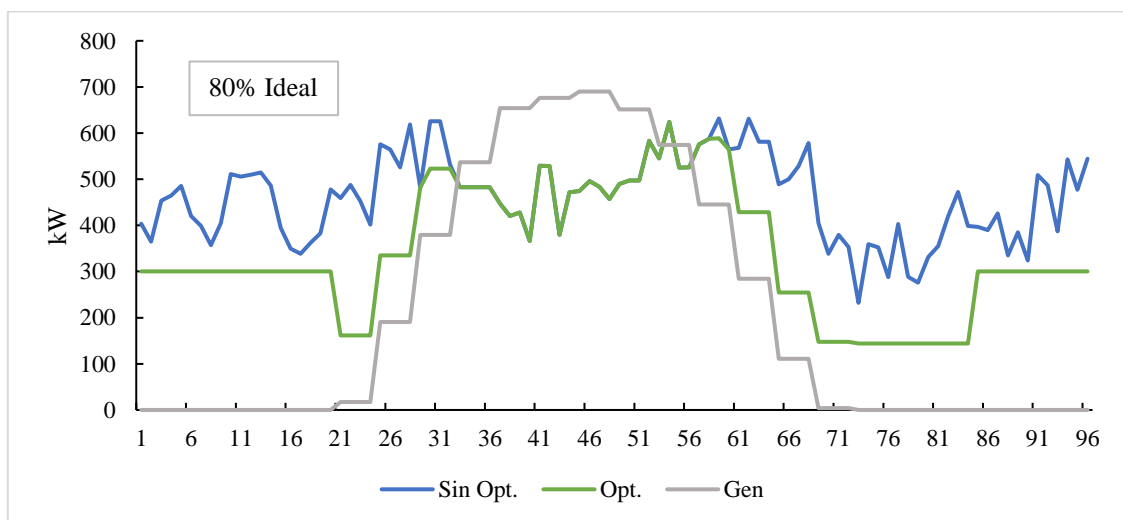


Figura 61. Optimización de la demanda en el escenario 80% (patrones de carga ideales).

La energía suministrada en el escenario donde se optimice las recargas no difiere significativamente del escenario sin optimización, pues se utiliza una distribución de patrones de carga ideales como se planteó en los escenarios. (ver Figura 62).

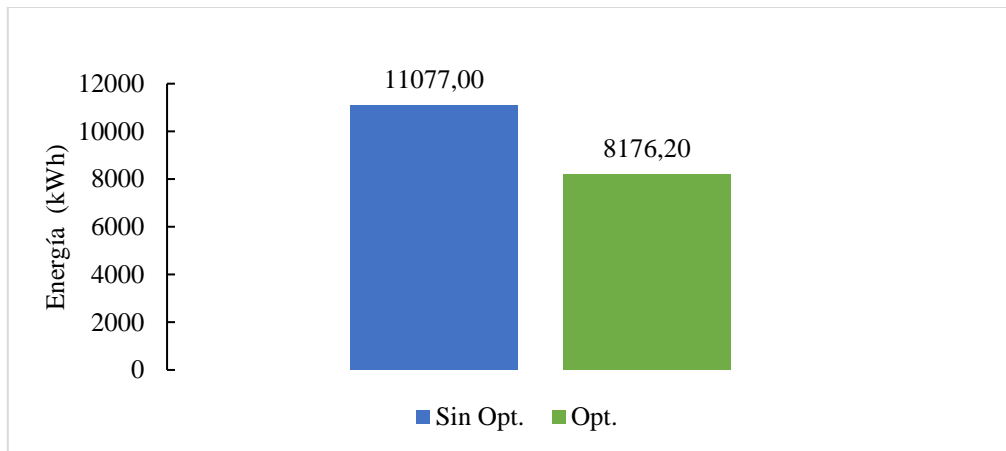


Figura 62. Energía suministrada escenario 80% patrones de carga ideales.

La ocupación del 80% de plazas de carga provoca que al igual que en el caso del 60% el balance sea positivo, por lo cual se está comprando energía a la empresa distribuidora. La potencia que no es aprovechada de la generación solar fotovoltaica es significativamente menor que en otros casos y la potencia comparada a la empresa distribuidora es mayor debido a la alta demanda. (Ver Figura 63).

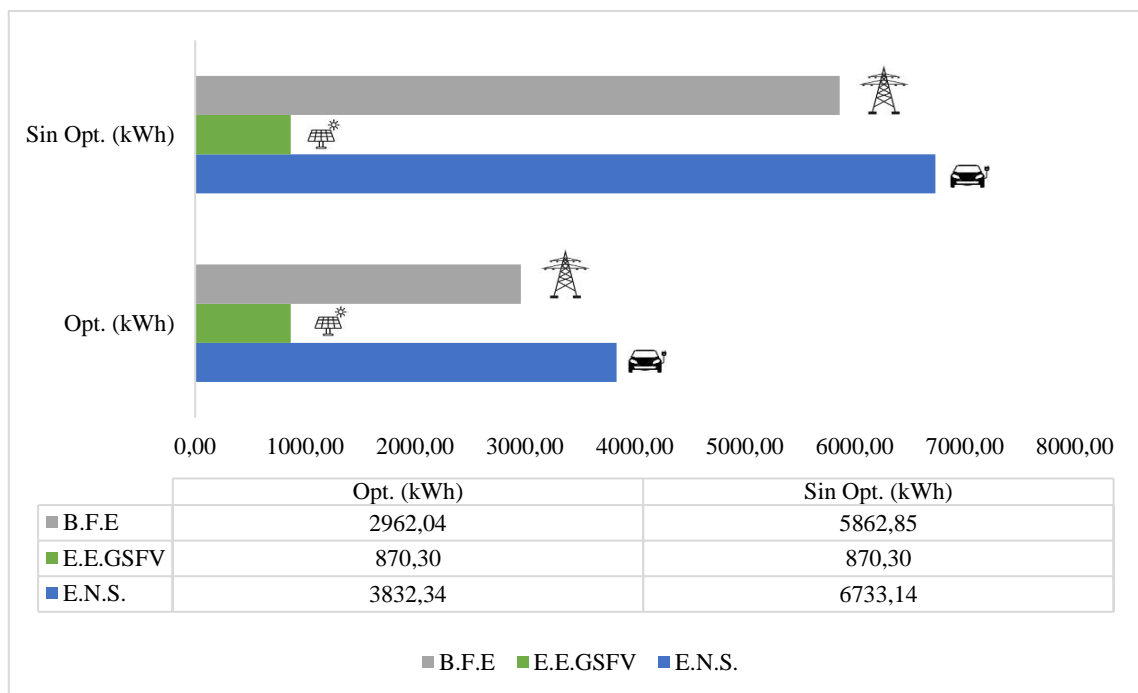


Figura 63. Balance energético escenario 80% patrones de carga ideales.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS FINANCIERO DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

5.1 Análisis financiero de planta solar fotovoltaica

La infraestructura pensada para este proyecto consta de dos partes, la primera se centra en la planta solar fotovoltaica y por otro lado la infraestructura correspondiente a las estaciones de carga. La Tabla XXXV presenta un resumen de los principales costos que contemplan el proyecto. Se observa que los costos de instalación total ascienden a 2.898.969,06 USD y los costos de operación y mantenimiento ascienden a 79.550,00 USD anuales.

Tabla XXXV.

Resumen de costos totales del proyecto.

Descripción	Costo (\$)
Suministro y equipos	928.351,58
Cableado	15.158,00
Celda MT	78.769,48
Montaje mecánico	62.000,00
Obras complementarias	790.310,00
Estaciones de carga	1.024.380,00
Total	2.898.969,06
Costos de operación y mantenimiento	79.550,00

Nota. Tabla realizada con datos de autores y (Bernal, 2020).

Teniendo en cuenta los parámetros económicos mostrados en la Tabla XXXVI, los resultados de la simulación y el análisis económico realizado por el software PVsyst se establece un costo nivelado de energía de 0,135 USD/kWh y un precio base de venta de energía bajo estos parámetros de 0,18 UDS/kW, este precio sin considerar el costo de peajes por transmisión de energía y costos de penalización por compra de energía en casos en los que la generación no abastezca la demanda.

Tabla XXXVI

Parámetros económicos considerados para el proyecto.

Parámetro	Valor
Costo del Proyecto	\$2.898.969
Costos de operación y mantenimiento	\$79.550
Variación de la producción	0,64%
Vida del proyecto	25 años
Tasa de descuento	5,60%

Nota. Tabla realizada con datos de autores y (Bernal, 2020).

5.2 Costos por distribución y comercialización

La energía generada por la central solar fotovoltaica es inyectada directamente a la red y esta a su vez distribuida a los centros de carga o en su caso a las electrolíneas. Según los aspectos para liquidación de las transacciones comerciales descritas en la regulación 005/20, es obligación de los grandes consumidores o autogeneradores pagar a la empresa distribuidora y al transmisor los costos por potencia y peajes de distribución.

Dicha liquidación es analizada en el informe de “Análisis y determinación del costo de servicio público de energía eléctrica” (ARCERNNR, 2021a), publicado por el ARCERNNR y cuyo objetivo es determinar los costos del servicio público de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

Los costos por peajes que se consideran en este estudio son dos y corresponden a:

- Costo por potencia (USD/kW): corresponden a los valores a liquidar en las etapas funcionales de líneas de subtransmisión, subestaciones de subtransmisión, redes primarias, transformadores y redes secundarias
- Costo de energía (USD/kWh): corresponden a los valores de reconocimiento por pérdidas de transporte de energía de los consumos de los grandes consumidores o autogeneradores en las etapas funcionales de líneas de subtransmisión, subestaciones de subtransmisión, redes primarias, transformadores y redes secundarias. Para ello se calcula con respecto a la diferencia entre el precio de la energía en el punto de carga y el precio de la energía en la barra de entrega de la empresa distribuidora.

A parte de estos rubros también se considera el precio por comercialización de energía, descrito en el pliego tarifario correspondiente a estaciones de carga en media y alta tensión. La tabla con los valores correspondientes para el cobro de peajes de la empresa de distribución en el Azuay (E.E. Centro Sur) se describen en la Tabla XXXVII.

Tabla XXXVII

Costos de peajes de distribución por etapa funcional y costos de comercialización.

Rubros	E.E. Centro Sur
	Primaria
Peajes de potencia por etapa funcional	13,24 USD/kWh
Peajes de energía por etapa funcional	0,0007 USD/kWh
Costo por comercialización	1 ,414 USD.

Nota. Tabla realizada con información de (ARCERNNR, 2021b) y (ARCERNNR, 2021a).

La Tabla XXXVIII resume los costos que se deberían liquidar a la distribuidora y al transmisor mensualmente por el pago de peajes según la energía generada por la planta solar, la potencia máxima y el costo por comercialización.

Tabla XXXVIII

Costos de peajes por energía y potencia inyectada a la red mensualmente.

Mes	Energía Inyectada a la red (kWh)	Potencia Generada Demanda (KW)	Comercialización (USD)	Energía (USD/kWh)	Demanda \$ (USD/kW)	Total USD/Mes
Enero	132400	733,1	1,41	92,68	9706,24	9798,92
Febrero	111500	685,66	1,41	78,05	9078,14	9156,19
Marzo	138600	728,70	1,41	97,02	9647,99	9745,01
Abril	140200	754,00	1,41	98,14	9982,96	10081,10
Mayo	144300	714,02	1,41	101,01	9453,62	9554,63
Junio	135800	685,94	1,41	95,06	9081,85	9176,91
Julio	139700	673,12	1,41	97,79	8912,11	9009,90
Agosto	141800	721,07	1,41	99,26	9546,97	9646,23
Septiembre	141200	756,04	1,41	98,84	10009,97	10108,81
Octubre	116700	572,54	1,41	81,69	7580,43	7662,12
Noviembre	118300	660,93	1,41	82,81	8750,71	8833,52
Diciembre	123000	684,71	1,41	86,10	9065,56	9151,66
Año	1583500	690,1	16,97	1108,45	109643,09	111924,99

5.3 Análisis de costo de venta por recarga de VE

Al incluir los costos por comercialización y pago de peajes por energía inyectada a la red, el flujo de caja obtenido a partir del programa PVsyst financieramente no es rentable, pues se establece un costo de venta de energía de 0.18 ctvs/kWh, además se considera que toda la energía generada es vendida, caso que podría no suceder en un escenario real, pues la curva de introducción de VE's es exponencial, con lo cual la venta de energía por recarga de VE's en los primeros años podría no consumir toda la energía generada.

Según la regulación 001/2021 la empresa de distribución no liquida económicamente los excedentes de energía a los autogeneradores, solo los almacena como crédito energético para el mes posterior hasta un máximo de 24 meses. Por lo cual se hace necesario plantear un costo de recarga que cubra todas estas limitaciones y gastos para que el proyecto sea rentable.

La Figura 64 muestra la distribución de costos que se debería considerar en el precio final por venta de energía para rentabilizar el proyecto, siendo en la primera etapa el costo por generación, la siguiente etapa costos por distribución relacionados a peajes,

comercialización y costos por compra de energía debido a demanda no suministrada por la generación solar y la última etapa comprende la demanda en la cual se encuentran los costos finales de recarga que pagarán los usuarios de los VE's.

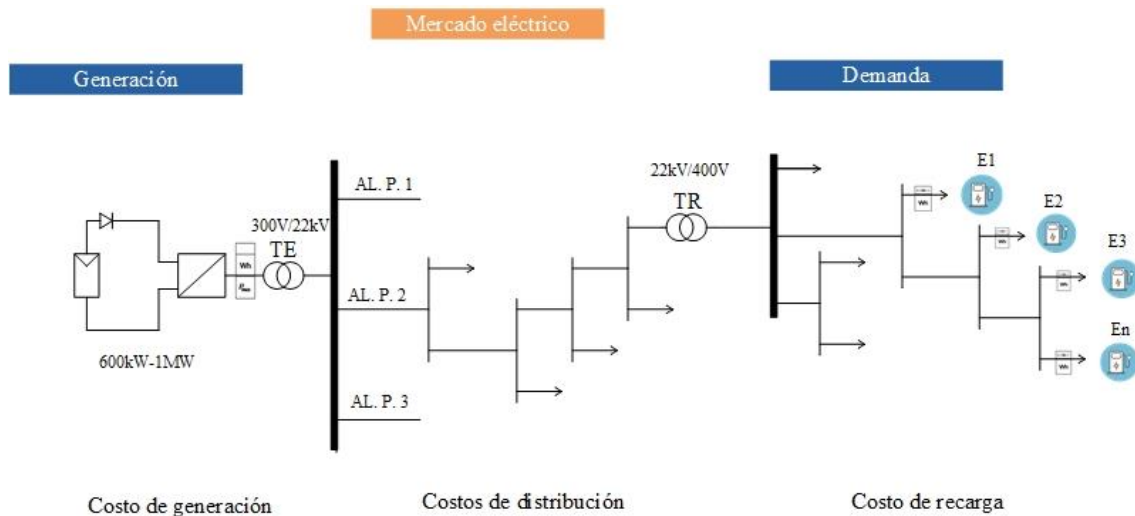


Figura 64. Esquema de metodología de costos para el proyecto.

La metodología propone dos tipos de recargas, una en la cual el usuario recarga su VE a la máxima potencia con un mayor precio en la compra de energía, o una recarga optimizada donde la potencia de carga se regula de acuerdo a las condiciones de demanda y mercado con un menor precio.

Bajo esa perspectiva, el análisis económico se configura mediante los precios fijados según los rangos horarios de tarifa eléctrica en medio y alto voltaje del pliego tarifario y los costos de generación por kWh de la planta solar fotovoltaica. A estos precios se le suma un recargo o costo de penalización por posible compra de energía a la empresa distribuidora, siendo mayor en horarios de no generación. De esta forma los costos para cada tipo de recarga y cada rango horario se muestran en la Tabla XXXIX.

Tabla XXXIX

Costos por recarga eléctrica con y sin optimización.

Horario	Costo base	Costos penalización	Recargo sin optimización	Costo sin optimización	Costo con optimización
6h00 - 18h00	\$0,18	\$0,02	\$0,10	\$0,30	\$0,20
18h00 - 22h00	\$0,08	\$0,16	\$0,10	\$0,34	\$0,24
22h00 - 6h00	\$0,04	\$0,08	\$0,10	\$0,22	\$0,12

El horario de 6h00 – 18h00 corresponde al horario de generación de la planta solar fotovoltaica y reemplaza el horario de 8h00 – 18h00 del pliego tarifario. El recargo o costo de penalización se cobra debido a que como se menciona, en horarios de no generación necesariamente se debe comprar energía a la empresa distribuidora, independientemente de una recarga optimizada o no, por lo que se tendría que liquidar al distribuidor bajo la tarifa más alta del pliego tarifario tal como indica el capítulo V de la regulación 001/2021.

Con los nuevos costos de recarga se puede realizar una estimación del precio que supondría tendrá que pagar el usuario por una recarga completa basado en los vehículos propuestos en los escenarios y que corresponden a la demanda que ingresa al optimizador (ver Tabla XL).

Tabla XL

Costos totales por recarga de VE's.

Marca	Modelo	Capacidad de la Batería (kWh)	Costos de recarga					
			6h00 - 18h00		18h00 - 22h00		22h00 - 6h00	
			Sin Opt.	Opt.	Sin Opt.	Opt.	Sin Opt.	Opt.
Kia	Soul EV	27	\$8,10	\$5,40	\$9,18	\$6,48	\$5,94	\$3,24
Nissan	Leaf	40	\$12,00	\$8,00	\$13,60	\$9,60	\$8,80	\$4,80
BYD	E2	35,2	\$10,56	\$7,04	\$11,97	\$8,45	\$7,74	\$4,22
BYD	S2	42	\$12,60	\$8,40	\$14,28	\$10,08	\$9,24	\$5,04
BYD	E5	60,4	\$18,12	\$12,08	\$20,54	\$14,50	\$13,29	\$7,25
BYD	T3	48	\$14,40	\$9,60	\$16,32	\$11,52	\$10,56	\$5,76
MG	ZS EV	44,5	\$13,35	\$8,90	\$15,13	\$10,68	\$9,79	\$5,34
Renault	Zoe	52	\$15,60	\$10,40	\$17,68	\$12,48	\$11,44	\$6,24
Fiat	500	23,8	\$7,14	\$4,76	\$8,09	\$5,71	\$5,24	\$2,86
Volkswagen	ID.4	82	\$24,60	\$16,40	\$27,88	\$19,68	\$18,04	\$9,84
Peugeot	e-208	50	\$15,00	\$10,00	\$17,00	\$12,00	\$11,00	\$6,00
Hyundai	Kona	39,2	\$11,76	\$7,84	\$13,33	\$9,41	\$8,62	\$4,70
Volkswagen	ID.3	11	\$3,30	\$2,20	\$3,74	\$2,64	\$2,42	\$1,32

5.4 Ingresos por venta de energía diaria según escenarios

En el caso del escenario base con la ocupación del 30%, al requerir una recarga optimizada la energía suministrada será menor en comparación con una recarga sin optimización, por ende, los costos también serán menores. La gráfica de energía suministrada frente a los costos de recarga para este escenario se muestra en la Figura 65.

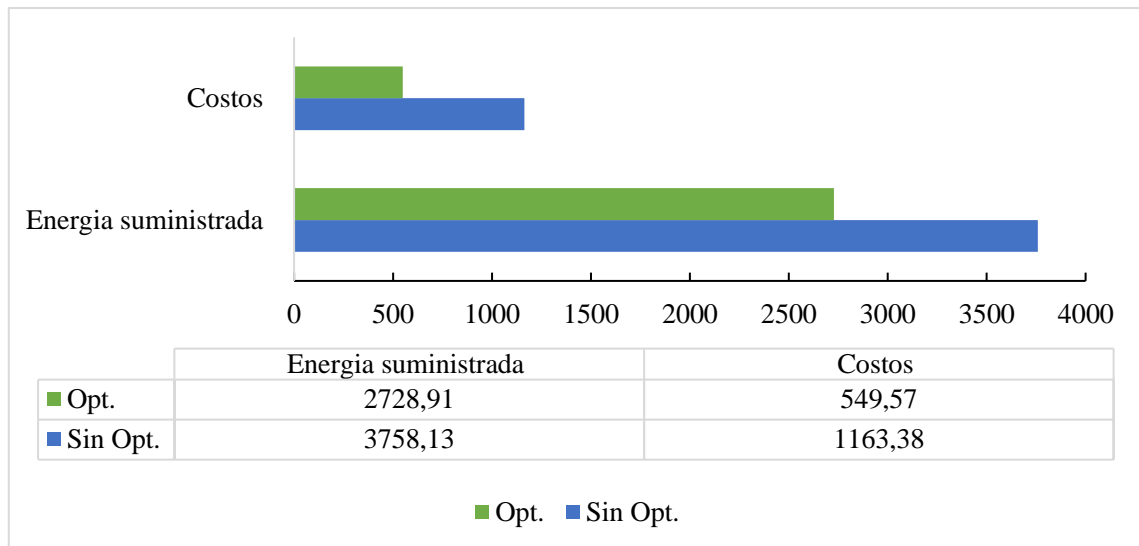


Figura 65. *Energía suministrada vs. costo, caso 30% con patrones de carga según encuestas.*

Para el caso donde se plantea una ocupación de plazas de carga de 30% pero con una distribución de demanda ideal, el escenario cambia. La energía suministrada en este caso es mayor debido a que el sistema no sufre saturación y no se restringe excesivamente la potencia por lo que la venta de energía en este caso puede ser mayor. Esto beneficia tanto al consumidor, al recargar su batería con más energía y mayor potencia de carga y al distribuidor al vender más energía (Ver Figura 66).

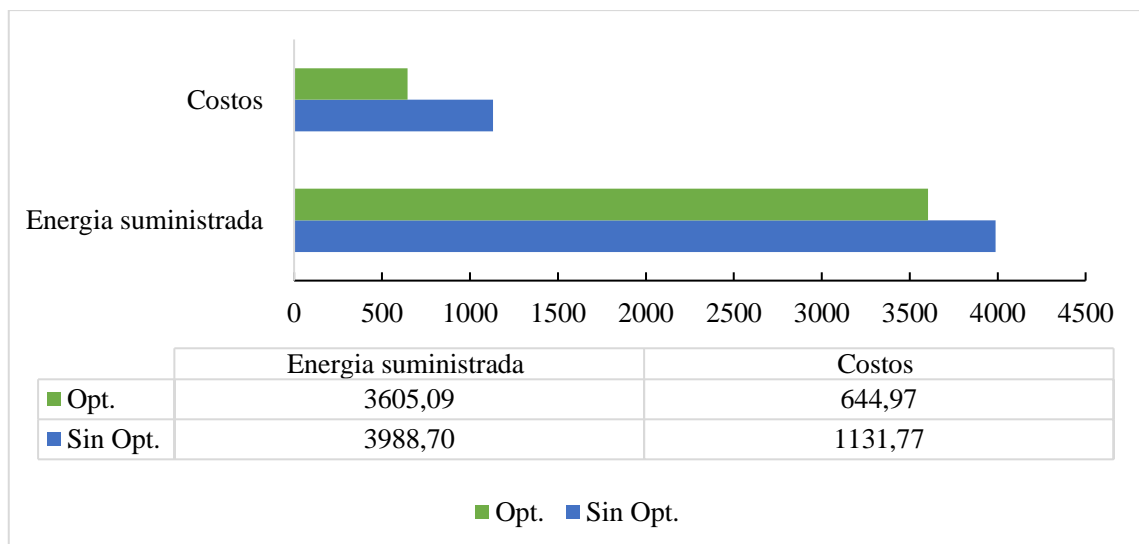


Figura 66. *Energía suministrada vs. costo, caso 30% con patrones de carga ideales.*

Con una ocupación del 60% y un escenario ideal donde la demanda está distribuida, la gráfica de costos frente a energía suministrada no difiere mucho del caso ideal del 30 %.

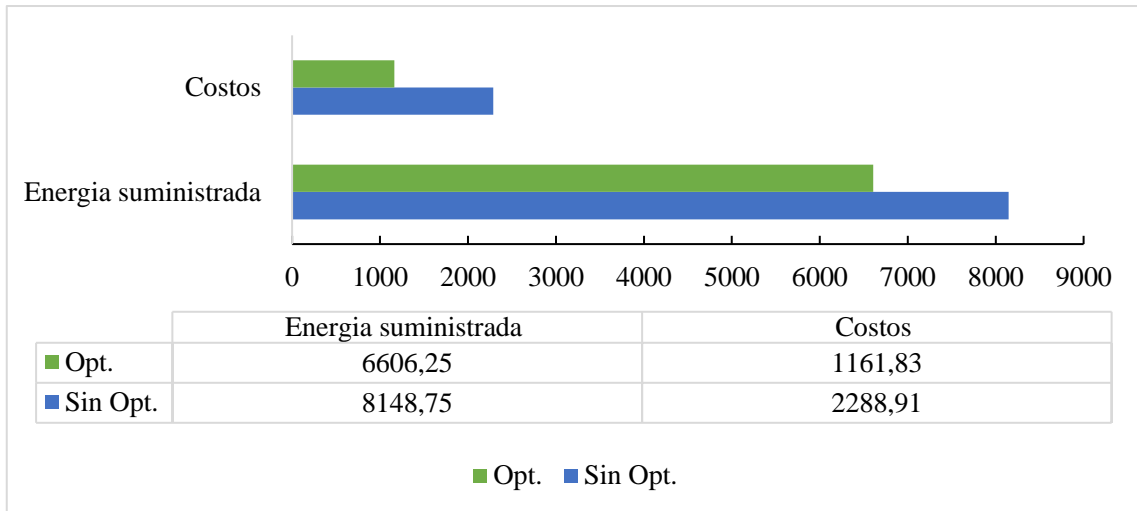


Figura 67. *Energía suministrada vs. costo, caso 60% con patrones de carga ideales.*

En este caso en particular el balance energético es positivo (ver Figura 67), por lo que se está comprando energía a la empresa distribuidora. Asumiendo que la distribuidora cobra los valores no suministrados por la generación al costo más alto del pliego tarifario según la regulación 001/2021, se puede estimar los precios que se tendría que pagar a la distribuidora por concepto de compra de energía, los ingresos netos o finales que se obtendrían se pueden ver en la

Figura 68.

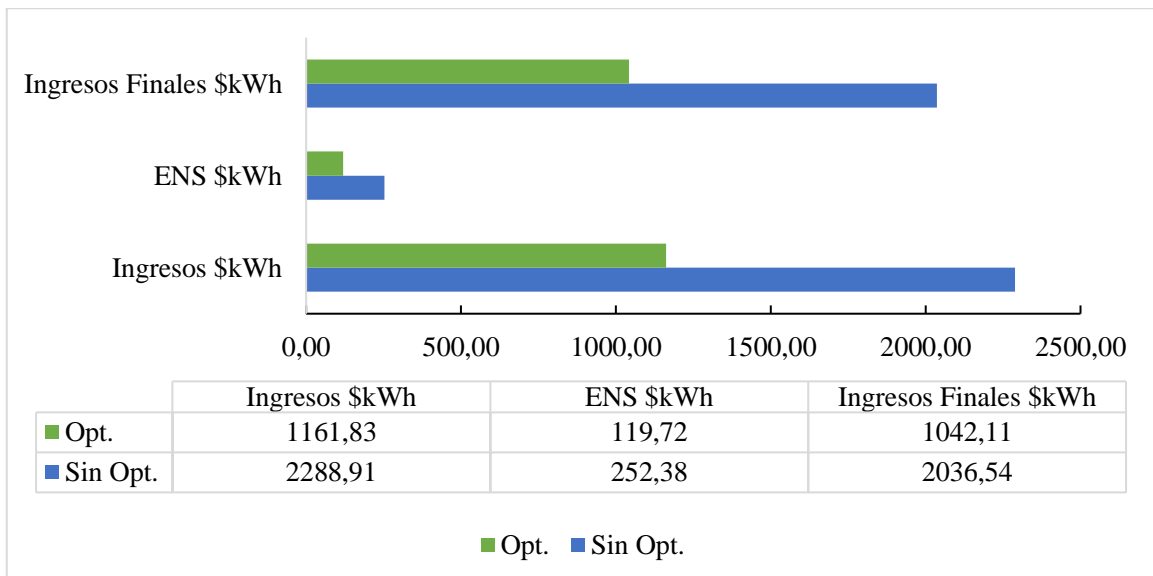


Figura 68. *Ingresos y egresos por compra de energía, caso 60% con patrones de carga ideales.*

En este escenario con una ocupación de 60% y con los precios planteados, aún es rentable para el operador, puesto que lo que se tiene que pagar por concepto de compra de energía es inferior a los ingresos por venta de energía a los usuarios.

En el caso de ocupación de un 80% de plazas de carga la gráfica de energía suministrada vs. costos se refleja en la Figura 69.

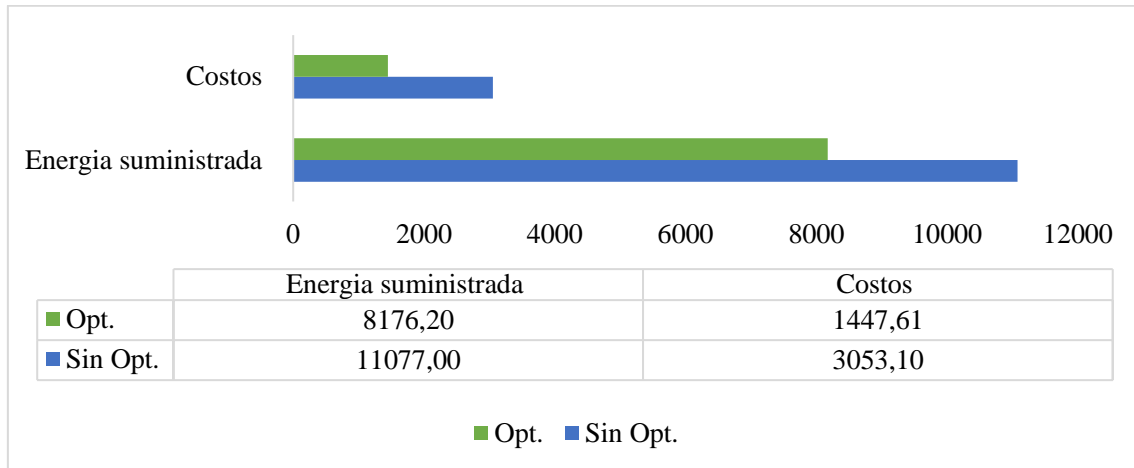


Figura 69. Energía suministrada vs. costo, caso 80% con patrones de carga ideales.

Los ingresos por venta de energía en el caso de una ocupación del 80% son positivos al igual que en el caso anterior, aunque cabe mencionar que, si el precio que se tiene que pagar a la distribuidora por concepto de compra de energía es más elevado, una ocupación mayor al 80% haría al proyecto menos rentable debido a que en este caso la energía no suministrada por la generación fotovoltaica es mayor (ver Figura 70).

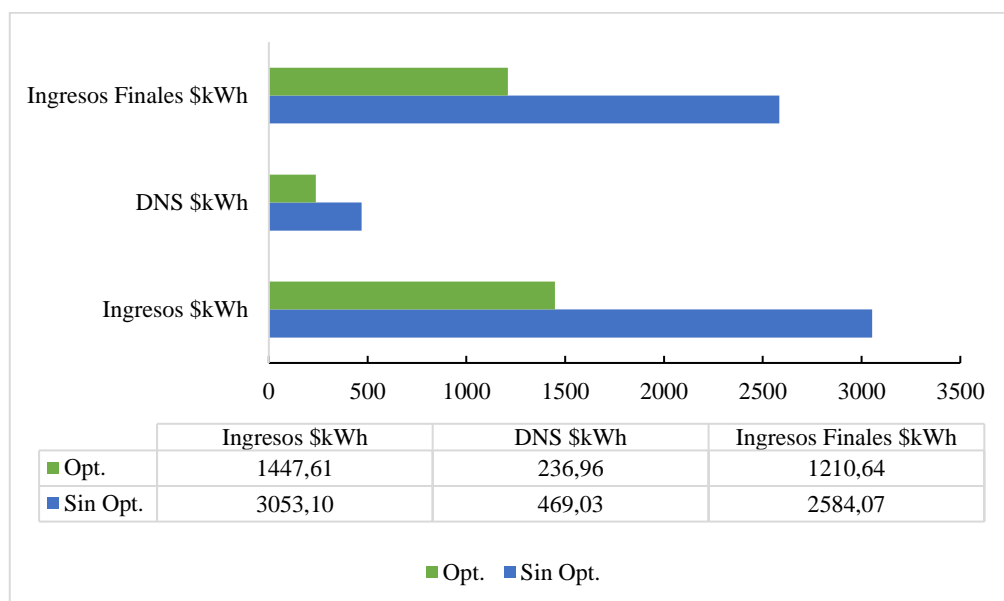


Figura 70. Ingresos y egresos por compra de energía, caso 80% con patrones de carga ideales.

5.5 Análisis de rentabilidad de la metodología propuesta.

Muchas de las variables de ingreso son aleatorias y la propia naturaleza del modelo hacen que este sea de alta incertidumbre. Esto imposibilita tener datos exactos a la hora de rentabilizarlo bajo esta metodología de optimización, sin embargo, se pueden obtener escenarios los cuales reflejen el comportamiento del modelo y ver si es rentable o no bajo esas condiciones.

Con la proyección de VE's hasta el año 2050 y en base a las encuestas realizadas a la población de Cuenca, se estima el porcentaje de ocupación de plazas de carga que supondría ocuparían dichos vehículos en las estaciones de carga. Los criterios utilizados se basan en las encuestas, relacionadas a los kilómetros promedio recorridos por la población cuencana con el objetivo de estimar el número de recargas al mes, así como el porcentaje de personas interesadas en realizar el abastecimiento en puntos de recarga públicos.

Así también se estima un porcentaje de plazas de ocupación para recarga de cada uno de estos vehículos, en base a un promedio de capacidad de batería y niveles de recarga según los encuestados. Bajo estos parámetros el número de VE's y las plazas que ocuparían cada año se muestran en la Tabla XLI.

Tabla XLI

Porcentajes de ocupación de plazas de carga según proyección de VE's hasta el año 2050.

N	Años	VE pronosticados	Porcentaje de plazas de carga ocupadas
1	2026	792	21%
2	2027	1217	33%
3	2028	1810	49%
4	2029	2611	70%
5	2030	3664	80%
6	2031	5017	80%
7	2032	6722	80%
8	2033	8835	80%
9	2034	11417	80%
10	2035	14533	80%
11	2036	18252	80%
12	2037	22647	80%
13	2038	27795	80%
14	2039	33777	80%
15	2040	40679	80%
16	2041	48591	80%
17	2042	57607	80%
18	2043	67825	80%

19	2044	79347	80%
20	2045	92279	80%
21	2046	106732	80%
22	2047	122821	80%
23	2048	140665	80%
24	2049	160387	80%
25	2050	182114	80%

Nota. Tabla realizada por autores. El método utilizado en la obtención de los porcentajes de carga se detalla en el ANEXO 15 y ANEXO 16.

Se observa que a partir del año 2030 bajo los parámetros establecidos se tendría una ocupación de plazas de carga de un 80%. Este valor es constante en años posteriores pues las plazas de carga ya no abastecerían a la demanda, además no aumenta su valor hasta un 100% pues esto supondría que las plazas de carga se encuentran ocupadas todo el tiempo a lo largo de 24 horas, caso que no refleja la realidad.

En todos los años de vida útil del proyecto se considera un porcentaje de variación de producción de energía por parte de la central solar fotovoltaica del 0.5%, debido al envejecimiento de los paneles y otros componentes, con lo cual los ingresos netos por venta de energía disminuyen a lo largo de la vida útil del proyecto con el mismo porcentaje de ocupación de plazas de carga, debido a que se tiene que comprar más energía de la red.

Al conocer los ingresos por venta de energía aproximados, según el nivel de ocupación con patrones de carga ideales, se puede estimar la rentabilidad del proyecto, la cual incluya los ingresos económicos con los nuevos precios de recarga y los egresos por pago de peajes, comercialización y costos por concepto de compra de energía.

Los ingresos promedio se obtuvieron a partir de diferentes porcentajes de ocupación de plazas de carga, con patrones de carga ideales y potencias de carga aleatorias (ver ANEXO 17 y ANEXO 18). La gráfica de ingresos anuales por venta de energía se refleja en la Figura 71.

Los flujos de caja y los valores de amortización se pueden observar en la Tabla XLII. Con los valores establecidos para el cobro de recarga de VE's, el período de recuperación es alrededor de 17 años y un retorno de la inversión del 60%, con un valor presente neto de 1737.031,50 USD.

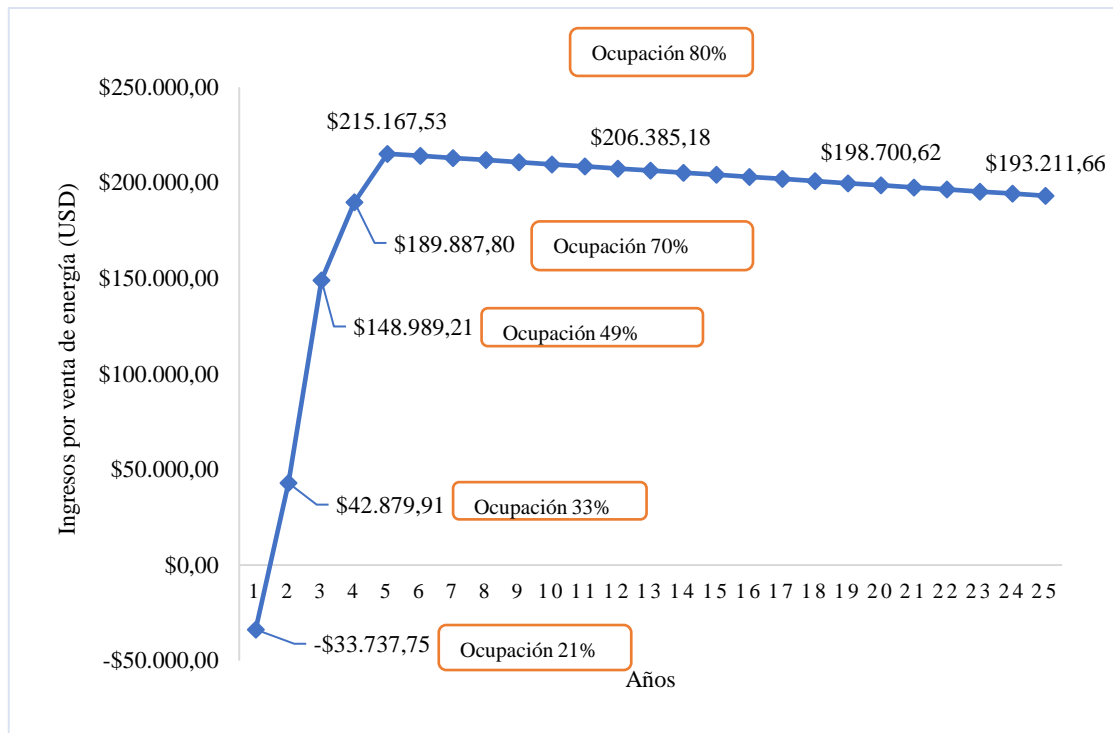


Figura 71. Ingresos anuales netos por venta de energía.

Tabla XLII

Flujos de caja y amortización durante la vida del proyecto.

Año	Ingresos por venta de energía (\$)	Costo O y M y P (\$)	Ingresos totales anuales (\$)	Flujo de Caja (\$)	Amortización (\$)	
1	2026	\$157.737,25	\$191.475,00	-\$33.737,75	-\$2.932.706,81	-1,2%
2	2027	\$234.570,38	\$191.475,00	\$9.142,15	-\$2.889.826,91	0,3%
3	2028	\$341.969,15	\$191.475,00	\$158.131,36	-\$2.740.837,70	5%
4	2029	\$384.254,49	\$191.475,00	\$348.019,16	-\$2.550.949,90	12%
5	2030	\$411.033,70	\$191.475,00	\$563.186,69	-\$2.335.782,37	19%
6	2031	\$411.033,70	\$191.475,00	\$777.256,42	-\$2.121.712,64	27%
7	2032	\$411.033,70	\$191.475,00	\$990.228,36	-\$1.908.740,70	34%
8	2033	\$411.033,70	\$191.475,00	\$1.202.102,50	-\$1.696.866,56	41%
9	2034	\$411.033,70	\$191.475,00	\$1.412.878,85	-\$1.486.090,21	49%
10	2035	\$411.033,70	\$191.475,00	\$1.622.557,41	-\$1.276.411,65	56%
11	2036	\$411.033,70	\$191.475,00	\$1.831.138,18	-\$1.067.830,88	63%
12	2037	\$411.033,70	\$191.475,00	\$2.038.621,15	-\$860.347,91	70%
13	2038	\$411.033,70	\$191.475,00	\$2.245.006,32	-\$653.962,74	77%
14	2039	\$411.033,70	\$191.475,00	\$2.450.293,71	-\$448.675,35	85%
15	2040	\$411.033,70	\$191.475,00	\$2.654.483,30	-\$244.485,76	92%
16	2041	\$411.033,70	\$191.475,00	\$2.857.575,10	-\$41.393,96	99%
17	2042	\$411.033,70	\$191.475,00	\$3.059.569,10	\$160.600,04	106%
18	2043	\$411.033,70	\$191.475,00	\$3.260.465,31	\$361.496,25	112%
19	2044	\$411.033,70	\$191.475,00	\$3.460.263,73	\$561.294,67	119%
20	2045	\$411.033,70	\$191.475,00	\$3.658.964,35	\$759.995,29	126%
21	2046	\$411.033,70	\$191.475,00	\$3.856.567,18	\$957.598,12	133%
22	2047	\$411.033,70	\$191.475,00	\$4.053.072,21	\$1.154.103,15	140%
23	2048	\$411.033,70	\$191.475,00	\$4.248.479,46	\$1.349.510,40	147%
24	2049	\$411.033,70	\$191.475,00	\$4.442.788,90	\$1.543.819,84	153%
25	2050	\$411.033,70	\$191.475,00	\$4.636.000,56	\$1.737.031,50	160%

La Figura 72 muestra los ingresos netos obtenidos a lo largo de la vida útil del proyecto en la cual se consideran costos de peajes, distribución y compra de energía para recarga de VE's.

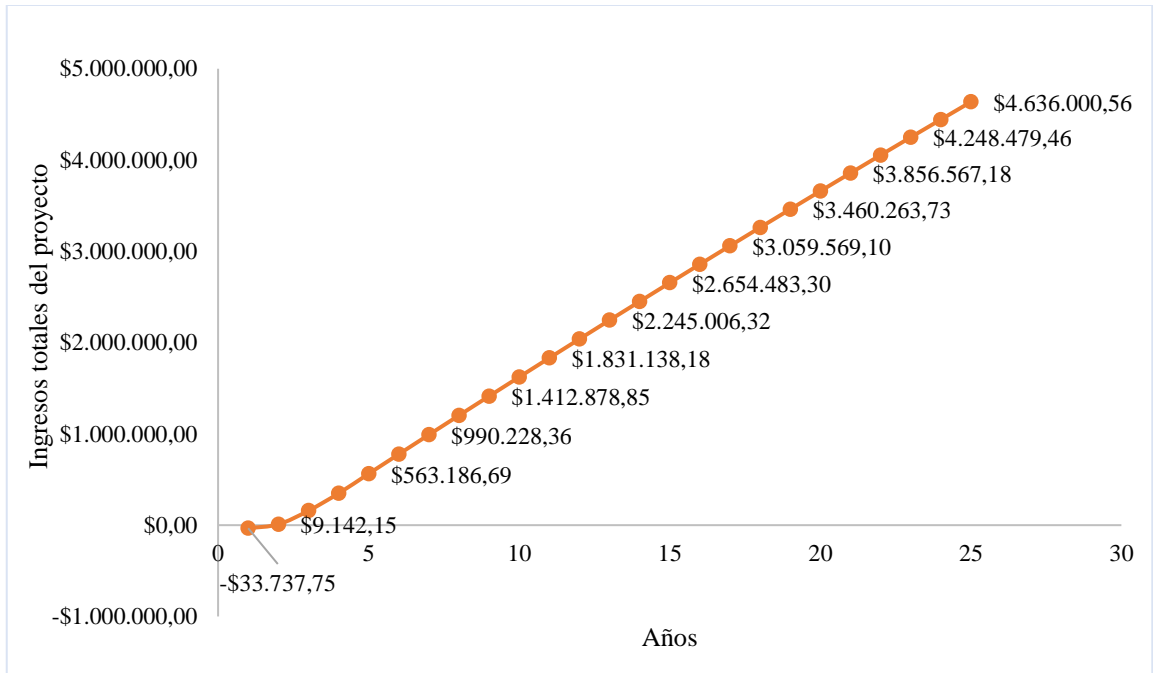


Figura 72. *Ingresos totales por venta de energía con precio de recargas.*

5.6 Emisiones de CO2 Ahorradas.

Para analizar las emisiones contaminantes de CO2 producidas por el uso ya sea de un vehículo convencional o un eléctrico, no solo se debe considerar las emisiones emitidas por el período de funcionamiento, existen también otros aspectos a considerar y uno de ellos es la contaminación que se realiza en el proceso de fabricación de cada vehículo. Tomando en cuenta estas consideraciones en (European Environment Agency, 2018) se establece que un VE contamina aproximadamente entre 60 y 76 gramos de CO2 por kilómetro y un promedio de 143 gramos de CO2 por kilómetro en vehículos de combustión interna.

Las encuestas realizadas en esta investigación permiten tener un aproximado de kilómetros recorridos para cada año. Estos datos permiten hacer una comparación entre las emisiones de CO2 al ambiente entre vehículos eléctricos y vehículos convencionales como la mostrada en la Tabla XLIII.

Tabla XLIII*Emisiones de CO2 en VCI's vs. VE's.*

	Año	Número de VE según proyección	Km/año (km)	Emisiones VCI (tCO2/año)	Emisiones VE (tCO2/año)	Ahorro (tCO2/año)
1	2026	792	15744600	2251,4778	1070,6328	1180,845
2	2027	1217	24202800	3461,0004	1645,7904	1815,21
3	2028	1810	35985600	5145,9408	2447,0208	2698,92
4	2029	2611	51868800	7417,2384	3527,0784	3890,16
5	2030	3664	72757800	10404,3654	4947,5304	5456,835
6	2031	5017	99648000	14249,664	6776,064	7473,6
7	2032	6722	133455600	19084,1508	9074,9808	10009,17
8	2033	8835	175408200	25083,3726	11927,7576	13155,615
9	2034	11417	226713600	32420,0448	15416,5248	17003,52
10	2035	14533	288565200	41264,8236	19622,4336	21642,39
11	2036	18252	362413800	51825,1734	24644,1384	27181,035
12	2037	22647	449650800	64300,0644	30576,2544	33723,81
13	2038	27795	551894400	78920,8992	37528,8192	41392,08
14	2039	33777	670631400	95900,2902	45602,9352	50297,355
15	2040	40679	807633000	115491,519	54919,044	60572,475
16	2041	48591	964737000	137957,391	65602,116	72355,275
17	2042	57607	1143720000	163551,96	77772,96	85779
18	2043	67825	1346644800	192570,206	91571,8464	100998,36
19	2044	79347	1575372600	225278,282	107125,337	118152,945
20	2045	92279	1832099400	261990,214	124582,759	137407,455
21	2046	106732	2119104000	303031,872	144099,072	158932,8
22	2047	122821	2438496000	348704,928	165817,728	182887,2
23	2048	140665	2792764800	399365,366	189908,006	209457,36
24	2049	160387	3184322400	455358,103	216533,923	238824,18
25	2050	182114	3615708600	517046,33	245868,185	271178,145
Total			24979543200	3572074,68	1698608,94	1873465,74

Se puede observar que, si se asume una penetración de VE's según la proyección realizada en el Capítulo 3, para el 2050 el ahorro de emisiones de CO2 al medio ambiente sería de aproximadamente 1.9 millones de toneladas. La Figura 73 muestra la curva de emisiones de CO2 para las dos tecnologías usadas de vehículos y la curva de ahorro que supone una penetración netamente de VE's frente a una penetración de VCI's.

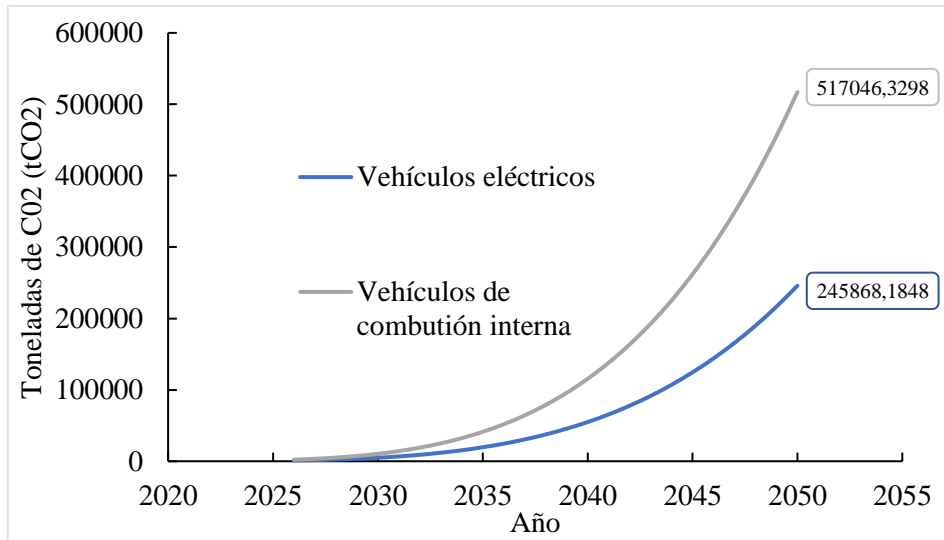


Figura 73. Emisiones de CO2 producida por VE's y VCI's.

En cuanto a planta solar fotovoltaica, los resultados de la simulación determinan un ahorro de emisiones aproximadas de 393,20 tCO2 al año, los resultados de balance de carbono para la planta solar se muestran en la Figura 74.

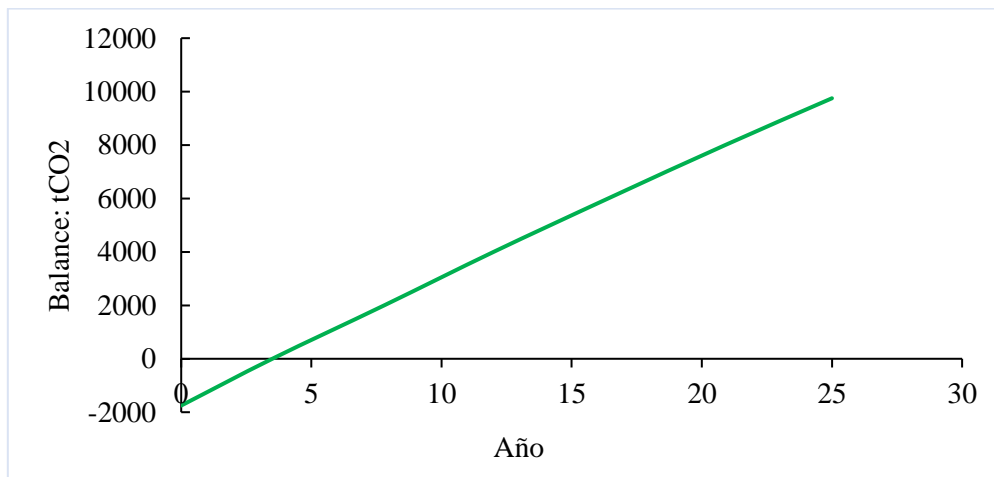


Figura 74. Balance de carbono para la Planta Solar Fotovoltaica.

El análisis tanto por penetración de vehículos eléctricos e implementación de la planta solar fotovoltaica suponen un ahorro promedio anual de 52.357 toneladas de CO2.

CONCLUSIONES

En base a las encuestas realizadas a nivel local en la ciudad de Cuenca, se pudo determinar que los factores que impiden una masiva introducción de VE's al parque automotor son la poca disponibilidad de puntos de carga y el desconocimiento y escasa información sobre la tecnología que involucra un VE.

Alrededor del 70% de la población encuestada está interesada en cargar un VE en puntos de carga públicos, por lo cual resulta importante que en los próximos años se desarrollen nuevas normativas e incentivos económicos, que hagan atractiva la inversión tanto pública como privada en estos proyectos.

Con la entrada en vigencia de la nueva regulación 001/2021 y 002/2021 se abre una amplia ventana de oportunidades para el desarrollo de proyectos con generación limpia y renovable. Por su parte la generación distribuida contribuye a mejorar la confiabilidad y seguridad energética, así como a la reducción de pérdidas en los sistemas de distribución.

El software de simulación PVsyst resulta una herramienta muy útil, puesto que permite el acceso a una gran base de datos de parámetros meteorológicos y catálogos de componentes, esenciales para realizar estimaciones y proyecciones de generación en zonas de estudio como la provincia del Azuay, la cual posee un gran potencial para el desarrollo de proyectos de generación solar fotovoltaica debido a los altos índices de radiación solar.

Los patrones de carga obtenidos mediante las encuestas son viables a corto plazo con una ocupación máxima del 37% de plazas de carga, a partir de este porcentaje necesariamente se deben modificar los patrones de carga de los usuarios a horarios menos saturados. Una distribución ideal de patrones de carga bajo un escenario optimizado representa una menor congestión en la red, lo que se traduce a mayor energía suministrada y mayor potencia de carga para los usuarios que se acojan a este tipo de recarga.

El porcentaje de ocupación de plazas de carga con el cual la generación de la planta solar fotovoltaica abastece la demanda sin tener que comprar energía a la empresa distribuidora es de alrededor de un 45%, esto obtenido mediante un análisis recursivo de varios escenarios escogidos aleatoriamente aplicando distribución homogénea.

El número de estaciones de carga no puede ser menor al planteado en esta investigación debido a que si se utiliza un menor número de plazas de carga, el periodo de recuperación de la inversión sobrepasaría al tiempo de vida útil del proyecto. Así también la implementación de un número mayor de estaciones de carga que las planteadas pondría en riesgo la operación del proyecto puesto que tendría un incumplimiento del título habilitante entregado para generación distribuida bajo la regulación 001/2021 la cual es una potencia nominal menor a 1MW.

Lo que determinará o no la rentabilidad del proyecto dependerá del precio final de venta de energía para la recarga de VE's a los usuarios, este precio deberá contemplar todas las fases que incluya el proyecto como generación, transmisión y costos derivados como penalizaciones, compra de energía, entre otros.

El uso de energía solar fotovoltaica para abastecer la demanda en estaciones de carga de VE's representa un impacto positivo al medio ambiente, puesto que, al ser energía limpia, la reducción de emisiones de CO₂ al ambiente es importante, de igual manera incentivar la adquisición de un VE representa a corto, mediano y largo plazo un ahorro de emisiones de CO₂.

RECOMENDACIONES

Para obtener resultados confiables al momento de realizar las encuestas, se recomienda considerar un margen de error inferior al 0,05% y un nivel de confianza no menor al 95%, esto permitirá que la información aportada por la muestra estadística refleje la realidad del escenario que se quiere analizar.

El software PVsyst presenta una base de datos extensa de componentes eléctricos y electrónicos a la cual el usuario puede acceder libremente, se debe verificar que los componentes elegidos para el diseño de la planta solar fotovoltaica no se encuentren descontinuados y estén disponibles en el país o región de estudio.

Para el desarrollo de la programación lineal en GAMS se recomienda que los datos de entrada y salida como matrices y vectores, sean desarrollados e impresos en software externo que permita manipular datos numéricos extensos, mediante tablas como hojas de cálculo o Matlab, puesto que estas resultan más perceptivos e intuitivos para la programación y el análisis.

Si bien la ARCERNNR bajo la regulación 003 /20 ha establecido el "Modelo de contrato de suministro para los proveedores del servicio de carga de energía a vehículos eléctricos " este documento no especifica los requerimientos técnicos y de servicio para las estaciones de carga, por lo cual se recomienda la creación de un informe técnico que permita la implementación de dichas estaciones vinculadas a la realidad del sector eléctrico ecuatoriano, con la cual pueda facilitar e incentivar nuevos proyectos que impulsen la movilidad eléctrica.

BIBLIOGRAFÍA

- AEADE. (2022). *Boletín Sector Automotor en Cifras*. <https://www.aeade.net/boletin-sector-automotor-en-cifras/>
- AEADE - asecmovel. (2021). *Informe mensual de movilidad sostenible*.
<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZDdhNWZiYTgtZDA5ZS00ZmJLWE1MGUtZDRmZThhYTRlYzIxIiwidCI6IjMzMTUwODY3LTAyYjktNDFiNC1iNmE5LTViY2MzMTlmZDc3ZSIsImMiOjR9>
- Almeida, W. (2006). Generación distribuida y su potencial aplicación en el Ecuador. *Revista Técnica "Energía,"* 2(1), 83-81 pp.
<https://doi.org/10.37116/REVISTAENERGIA.V2.N1.2006.306>
- Alvarado, S. (2017). *Estudio de factibilidad para la implementación de electrolineras en el Distrito Metropolitano de Quito*. <http://repositorio.uide.edu.ec/handle/37000/2271>
- ARCERNNR. (2020). *REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-005/20*.
https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/01/Regulacion-005_20-Transacciones-Comerciales.pdf
- ARCERNNR. (2021a). *Dirección de regulación económica y tarifas del sector eléctrico análisis y determinación del costo del servicio público de energía eléctrica periodo: enero-diciembre 2022 informe institucional*.
- ARCERNNR. (2021b). *Dirección de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica Periodo: Enero-Diciembre 2021 Informe Institucional*.
- ARCERNNR. (2021c). *Mapa normativo e institucional del sector eléctrico ecuatoriano*.
https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2021/03/2021_03_16-Mapa-normativo-V4pro2.pdf
- ARCERNNR. (2021d). *REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-001/2021* (pp. 1–39).
<https://www.energiaestrategica.com/wp-content/uploads/2021/05/Resolucion-Nro.-ARCERNNR-013-2021-signed-signed.pdf>
- ARCERNNR. (2021e). *REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-002/21*.
<https://www.energiaestrategica.com/wp-content/uploads/2021/05/Resolucion-Nro.-ARCERNNR-014-2021-signed-signed.pdf>
- ARCERNNR. (2021f). *Revista Panorama Eléctrico – Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables*.
<https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/revista-panorama-electrico/>

- ARIAE. (2008). *Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica*.
<https://www.ariae.org/servicio-documental/atlas-solar-del-ecuador-con-fines-de-generacion-electrica>
- Bernal, M. (2020). *Dimensionamiento De Una Micro Red Tipo Estación De Recarga Para Vehículos Eléctricos Conectados Al Sistema Eléctrico*.
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/18953/1/UPS%0A-%0ATTTS049.pdf>
- Bertolín Corisco, S. (2014). *Gestión de demanda en una smart-grid con vehículos eléctricos*.
- Blanco, M. (2019). *Guía de introducción a GAMS*.
<https://doi.org/10.13140/RG.2.2.21181.00481>
- Chinadialogue. (2021). *Latin America's nascent electric car market*.
<https://dialogochino.net/en/climate-energy/44044-latin-americas-nascent-electric-car-market/>
- Circutor. (2021). *Estación de carga rápida*. <http://circutor.es/es/formacion/vehiculo-electrico/aplicaciones/estacion-de-carga-rapida>
- Clairand-Gómez, J.-M., Rodríguez-García, J., & Álvarez, C. (2020). Assessment of Technical and Economic Impacts of EV User Behavior on EV Aggregator Smart Charging. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy (Online)*, 8(2), 356–366.
<https://doi.org/10.35833/MPCE.2018.000840>
- Clairand, J.-M., Álvarez-Bel, C., Rodríguez-García, J., & Escrivá-Escrivá, G. (2020). Impact of Electric Vehicle Charging Strategy on the Long-Term Planning of an Isolated Microgrid. *Energies 2020, Vol. 13, Page 3455, 13(13)*, 3455. <https://doi.org/10.3390/EN13133455>
- Clairand, J. M., Rodriguez-Garcia, J., & Alvarez-Bel, C. (2018). Smart Charging for Electric Vehicle Aggregators Considering Users' Preferences. *IEEE Access*, 6, 54624–54635.
<https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2872725>
- Clairand, J. M., Rodríguez-García, J., & Álvarez-Bel, C. (2018). Electric Vehicle Charging Strategy for Isolated Systems with High Penetration of Renewable Generation. *Energies 2018, Vol. 11, Page 3188, 11(11)*, 3188. <https://doi.org/10.3390/EN11113188>
- Davis, M. M. (2017). Más allá del petróleo: Una mirada al impacto de los autos eléctricos en las tres principales ciudades del Ecuador. *Estoa. Revista de La Facultad de Arquitectura y Urbanismo de La Universidad de Cuenca*, 6(10), 151–158.
<https://doi.org/10.18537/EST.V006.N010.13>
- Delgado Orellana, G. J., & Orellana Samaniego, M. L. (2015). *Estimación de la radiación solar global diaria en el cantón Cuenca mediante la aplicación del modelo Bristow &*

Campbell.

- Electromaps. (2021). *Puntos de recarga para vehículo eléctrico de uso público*.
<https://www.electromaps.com/mapa?qsearch=>
- Eliseo Sebastián. (2020). *Calidad de células para paneles solares fotovoltaicos*.
https://eliseosebastian.com/calidad-de-celulas-para-paneles-solares-fotovoltaicos/#google_vignette
- Emobility Advisor. (2018). *Los conectores más comunes para coches eléctricos*.
<https://emobilityadvisor.com/lista-de-conectores-mas-comunes-para-recarga-de-coches-electricos>
- EP Petroecuador. (2021). *EP Petroecuador despachó cerca de 517 millones de galones de combustibles, para el mercado local, durante el primer trimestre del 2021*.
<https://www.eppetroecuador.ec/?p=10253>
- European Environment Agency. (2018). *Electric vehicles from life cycle and circular economy perspectives*. <https://www.eea.europa.eu/publications/electric-vehicles-from-life-cycle>
- Falvo, M. C., Sbordone, D., Bayram, I. S., & Devetsikiotis, M. (2014). EV charging stations and modes: International standards. *2014 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, SPEEDAM 2014*, 1134–1139.
<https://doi.org/10.1109/SPEEDAM.2014.6872107>
- Fastned. (2020). *Electric vehicle charging curves*. <https://fastnedcharging.com/en/>
- Frías Marín, P., & de Miguel, C. (2019). Aspectos medioambientales del vehículo eléctrico. *Economía Industrial, ISSN 0422-2784, N° 411, 2019 (Ejemplar Dedicado a: Vehículo Eléctrico)*, Págs. 45-53, 411, 45–53.
<https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=6932912&info=resumen&idioma=SPA>
- GAD Municipal del Cantón Cuenca. (2015). *Plan de Movilidad*.
<http://www.cuenca.gob.ec/?q=content/plan-de-movilidad>
- Getán Oliván, J., & Boj del Val, E. (2012). *Programación lineal*.
<http://diposit.ub.edu/dspace/handle/2445/21824>
- Henze, V. (2020). *Battery Pack Prices Cited Below \$100/kWh for the First Time in 2020*.
<https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/>
- Hsieh, I. Y. L., Kishimoto, P. N., & Green, W. H. (2018). Incorporating Multiple Uncertainties into Projections of Chinese Private Car Sales and Stock. *Transportation Research Record*, 2672(47), 182–193. <https://doi.org/10.1177/0361198118791361>

- IEA. (2021a). *Electric Vehicles*. <https://www.iea.org/reports/electric-vehicles>
- IEA. (2021b). *Global electric car stock by region and mode, 2010-2020*.
<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-electric-car-stock-by-region-and-mode-2010-2020>
- Isla, L., Singla, M., Rodríguez Porcel, M., & Granada, I. (2019). *Análisis de tecnología, industria, y mercado para vehículos eléctricos en América Latina y el Caribe*.
<https://doi.org/10.18235/0001638>
- Jaya Montalvo, G. A., Sarmiento Carrillo, J. A., & Espol. (2016). *Diseño y análisis de viabilidad de una central fotovoltaica conectada a red, para autoconsumo en una industria procesadora de alimentos situada en la Provincia del Guayas*.
- João, M., & Fraga, M. (2018). *Os Desafios da Mobilidade Elétrica em Portugal num Contexto de Cidades Inteligentes*. <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/111128/2/257707.pdf>
- Kia Ecuador. (2021). *Kia Soul EV*. <https://www.kia.com/ec/showroom/soul-ev.html>
- León, Edgar; Quituisaca, D. (2019). *Estudio de la ubicación y dimensionamiento de electrolinerías en la ciudad de Cuenca*.
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/17323/1/UPS-CT008270.pdf>
- López, G., & Galarza, S. (2016). *Movilidad Eléctrica: Oportunidades para Latinoamérica*.
<https://euroclimaplus.org/seccion-publicaciones/sectores/movilidad-urbana/movilidad-electrica-oportunidades-para-latinoamerica>
- Lugenergy. (2021). *Tipos de Conectores para Coches Eléctricos*.
<https://www.lugenergy.com/tipo-de-conectores-vehiculo-electrico/>
- MERNNR. (2020). *Informe Ejecutivo – Rendición de Cuentas 2020*.
<https://www.recursosyenergia.gob.ec/proceso-de-rendicion-de-cuentas-2020/>
- Ministerio de Economía Industria y Competitividad-España. (2018). *Guía Técnica de aplicación de la ITC BT 52 – Infraestructura para la recarga de Vehículos eléctricos*.
<https://www.lugenergy.com/guia-tecnica-aplicacion-la-itc-bt-52-infraestructura-la-recarga-vehiculos-electricos/>
- Muñoz-Vizhñay, J. P., Rojas-Moncayo, M. V., & Barreto-Calle, C. R. (2018). Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador. *Ingenius*, 19, 60–68.
<https://doi.org/10.17163/ING.S.N19.2018.06>
- ONU. (2019). *Los compromisos de América Latina y el mundo en la Cumbre sobre la Acción Climática*. <https://news.un.org/es/story/2019/09/1462582>

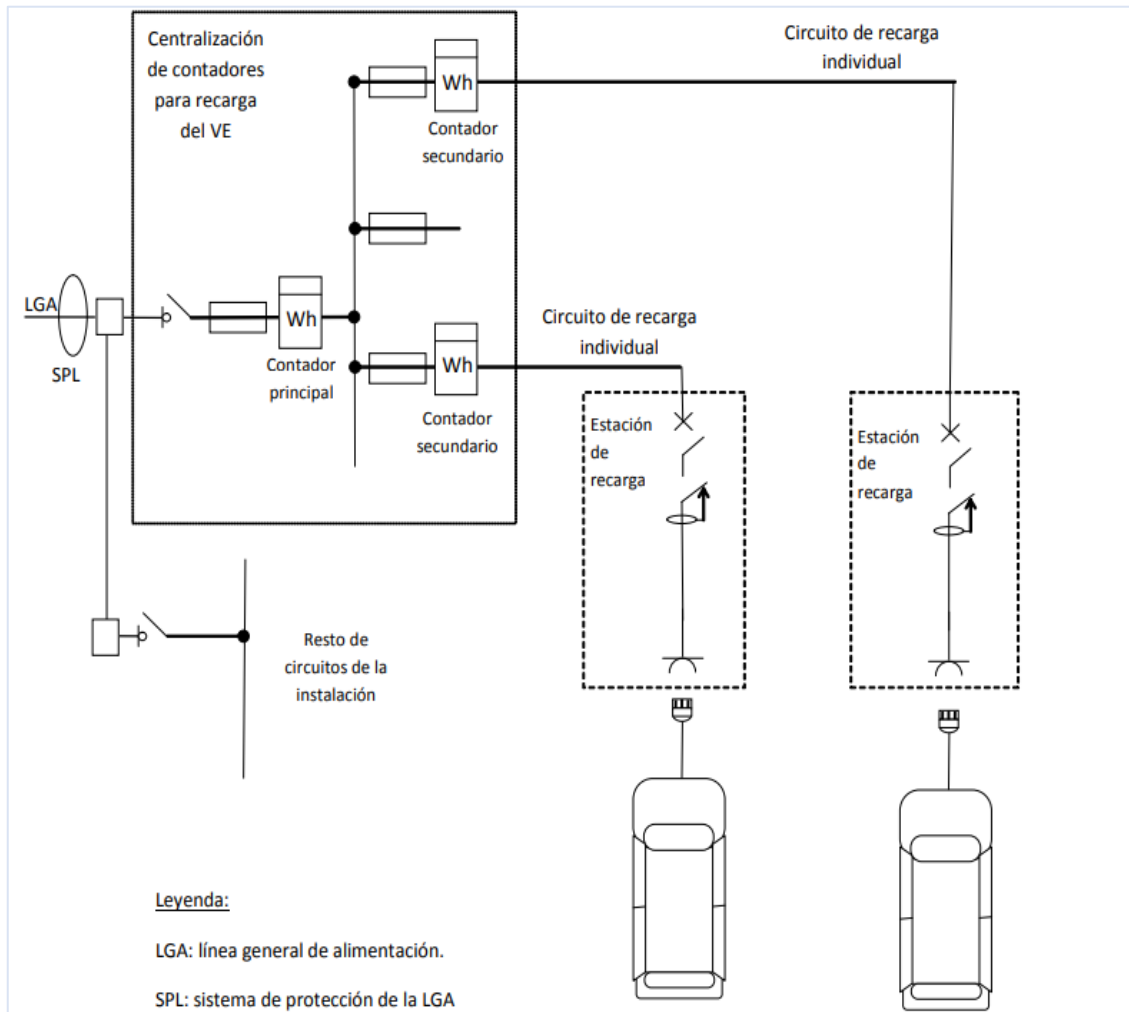
- Onu - move. (2020). *Movilidad eléctrica en América Latina y el Caribe*.
<https://movelatam.org/4ta-edicion/>
- Onu - Move. (2021). *Oportunidades para la movilidad eléctrica en América Latina*.
<https://movelatam.org/portfolio-item/oportunidades-para-la-movilidad-electrica-en-latinoamerica/>
- Ordoñez, F., & Vaca, D. (2020). *Mapa Solar del Ecuador*. <https://www.epn.edu.ec/mapa-solar-del-ecuador/>
- Ortiz, J. I. J. (2017). Estudio de Pre-factibilidad de una Electrolinera Alimentada con Paneles Solares Ubicada en la Región Costera del Ecuador. *Espirales Revista Multidisciplinaria de Investigación*, 1(11). <https://doi.org/10.31876/RE.V1I11.127>
- Orús, A. (2021). *Vehículos eléctricos: cuota de mercado a nivel mundial 2011-2020*.
<https://es.statista.com/estadisticas/977122/cuota-de-mercado-global-de-vehiculos-electricos/>
- Pérez, D., Gutiérrez, M. C., & Mix Vidal, R. (2019). *Electromovilidad: Panorama actual en América Latina y el Caribe: Versión infográfica*. <https://doi.org/10.18235/0001654>
- Portaluppi, A. (2021). *Nueva Ley más financiamiento: Los programas que acelera Ecuador para electromovilidad*. <https://portalmovilidad.com/nueva-ley-mas-financiamiento-los-programas-que-acelera-ecuador-para-electromovilidad/>
- Ramos, A., Sánchez, P., Ferrer, J. M., Barquín, J., & Linares, P. (2010). *Modelos matemáticos de optimización*.
- Rata, M., Rata, G., Filote, C., Raboaca, M. S., Graur, A., Afanasov, C., & Felseghi, A. R. (2019). The electrical vehicle simulator for charging station in mode 3 of IEC 61851-1 standard. *Energies*, 13(1), 1–10. <https://doi.org/10.3390/en13010176>
- RecargaCochesElectricos. (2019). *El futuro de los coches eléctricos*.
<https://www.recargacocheselectricos.com/tag/tecnologia-del-futuro/>
- Reinoso, L., & Ortega, J. (2020). *Incremento de la autonomía de un vehículo eléctrico Dayang CHOK-S mediante paneles solares Increasing the autonomy of a Dayang CHOK-S electric vehicle through solar panels*. 3(2), 40–46. <https://doi.org/10.37135/ns.01.06.03>
- Rengifo Trejo, L. A. (2019). *Diseño de un sistema de energía limpia y autosustentable mediante la implementación de paneles fotovoltaicos y banco de baterías para la recarga energética en vehículos eléctricos*.
- República del Ecuador Asamblea Nacional. (2019). *Ley de eficiencia energética*.
<https://www.rekursyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/03/Ley->

- Restrepo Laverde, J. V. A., & Tobón Ramírez, D. A. (2018). Desarrollo de estación de carga de vehículos eléctricos. *Lámpsakos*, 19, 22–29. <https://doi.org/10.21501/21454086.2532>
- Rezaeimozafar, M., Eskandari, M., Amini, M. H., Moradi, M. H., & Siano, P. (2020). A Bi-Layer Multi-Objective Techno-Economical Optimization Model for Optimal Integration of Distributed Energy Resources into Smart/Micro Grids. *Energies* 2020, Vol. 13, Page 1706, 13(7), 1706. <https://doi.org/10.3390/EN13071706>
- Ros Marín, J. A., & Barrera Doblado, O. (2017). *Vehículos eléctricos e híbridos*. https://books.google.com/books/about/Vehículos_eléctricos_e_híbridos.html?id=3LwrDwAAQBAJ
- Rubio Alulema, C. G. (2019). *Análisis armónico en la red de distribución eléctrica para determinar los efectos de la inclusión de vehículos eléctricos usando transformada de Wavelet y Hilbert Huang*.
- Salazar, O. (2021). *Seminario Proyectos Fotovoltaicos con Nuevas Regulaciones*. <https://www.centrosur.gob.ec/wp-content/uploads/2021/08/6.-Regulaciones-ARCERNNR-001-y-002-2021.-O.Salazar-20210721.pdf>
- Sandoval, D. J. T., & Torres, E. M. G. (2020). Respuesta de demanda de energía por introducción de vehículos eléctricos: estado del arte. *I+D Tecnológico*, 16(1), 5–11. <https://doi.org/10.33412/IDT.V16.1.2433>
- Schwarzer, V., Ghorbani, R., & Block, D. (2015). *Current State-of-the-Art of EV Chargers*. <http://evtc.fsec.ucf.edu/research/project5.html>
- Sector Electricidad. (2016). *Partes de una central solar fotovoltaica*. <https://www.sectorelectricidad.com/13747/pregunta-del-dia-que-producen-las-centrales-solares-fotovoltaicas/>
- She, Z. Y., Qing Sun, Ma, J. J., & Xie, B. C. (2017). What are the barriers to widespread adoption of battery electric vehicles? A survey of public perception in Tianjin, China. *Transport Policy*, 56, 29–40. <https://doi.org/10.1016/J.TRANPOL.2017.03.001>
- SMA. (2021). *Inversor fotovoltaico SMA Solar*. <https://www.sma.de/es/productos/inversor-fotovoltaico.html>
- Sta, S. D. T. D. A., Marzo, M., Boronat, R., Garcia, M., Gual, Q., & Pujals, C. (2011). El vehiculo electrico: Desafios tecnologicos, infraestructuras y oportunidades de negocio. *Amazon*, 240.
- Statista. (2020). *Revenue of JinkoSolar in FY 2020, by product and service*.

- <https://www.statista.com/statistics/558730/revenue-of-jinko-solar-by-product-and-services/>
- Stephanía, L., & Salgado, O. (2019). *Ventajas y desventajas de los vehículos eléctricos como TPI según la percepción de sus conductores en la ciudad de Bogotá*.
<http://repository.unipiloto.edu.co/handle/20.500.12277/4898>
- Sun, C., Li, T., Low, S. H., & Li, V. O. K. (2020). Classification of electric vehicle charging time series with selective clustering. *Electric Power Systems Research*, 189, 106695.
<https://doi.org/10.1016/J.EPSR.2020.106695>
- The Wallbox. (2020). *Tipos de conectores de Vehículos Eléctricos*.
<http://wallbox.eu/es/info/tipos-de-conectores-de-vehiculos-electricos.html>
- U.S. Environmental Protection Agency. (2017). *Procesamiento de Vehículos al Final de su Vida Útil: Guía para la Protección Medioambiental, la Seguridad y la Rentabilidad en la Zona Fronteriza de EEUU - México*.
<https://nepis.epa.gov/Exe/ZyPDF.cgi/P100VDTJ.PDF?Dockkey=P100VDTJ.PDF>
- VARUS. (2022). *Estadísticas de ventas de Vehículos Eléctricos en Ecuador*.
<https://varusecuador.com/estadisticas/>
- VARUS Ecuador. (2022). *Vehículos eléctricos homologados en Ecuador*.
<https://varusecuador.com/vehiculos-electricos-homologados/>
- Vásquez Bernal, F. N. (2019). *Propuesta de localización de estaciones de carga rápida para vehículos eléctricos en áreas urbanas. Caso de estudio ciudad de Cuenca*.
<http://dspace.uazuay.edu.ec/handle/datos/9621>
- Vassileva, I., & Campillo, J. (2017). Adoption barriers for electric vehicles: Experiences from early adopters in Sweden. *Energy*, 120, 632–641.
<https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2016.11.119>
- Virta. (2021). *Smart Charging of Electric Vehicles*. https://www.virta.global/smart-charging?__hstc=51530422.266637ec6d8a8a971a56750ccd14e0a6.1618437318260.1618437318260.1618437318260.1&__hssc=51530422.12.1618437318261&__hsfp=2083971285&hsutk=266637ec6d8a8a971a56750ccd14e0a6&contentType=standard-page#six
- Wallbox Academy. (2021). *Energy Management Solutions [EMS]*.
<https://support.wallbox.com/es/knowledge-base/soluciones-de-gestion-energetica/>
- Xavier, L., Hinojosa, O., Antonio, J., Casanova, T., Alexander, C., Calvache, G., José, J., & Mediavilla, C. (2017). Análisis de incentivos y proyecciones del vehículo 100% eléctrico en el Ecuador. *INNOVA Research Journal*, 2(4), 112–124.

<https://doi.org/10.33890/INNOVA.V2.N4.2017.243>

ANEXO 2 INSTALACIÓN COLECTIVA PARA UNA ESTACIÓN DE CARGA SEGÚN LA NORMA ITC-BT 52



Nota. Se muestra una instalación colectiva con un contador principal y contadores secundarios individuales para cada estación de recarga. Tomado de (Ministerio de Economía Industria y Competitividad-España, 2018)

ANEXO 3. RESUMEN DE CONFIGURACIÓN DE SIMULACIÓN Y RESULTADOS DE DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA EN PVSYS

Definición del sistema de red, Variante VC1: "SIMULACION YUNGUILLA2"

Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto

Nombre: Inclinación: **10°**
 Oriente: **Plano inclinado fijo** Azimut: **0°**

Ayuda de pre-dimensionamiento

Sin dimensionamiento Ingrese potencia planeada: kWp
 Redimens. ... o área disponible(módulos): m²

Seleccione el módulo FV

Todos los módulos Filtro: Todos los módulos F^v Módulos necesarios aprox. **3774**

Jinkosolar 265 Wp 26V Si-poly JKM 265PP-60 Hasta 2018 Manufacturer 2013

Usar optimizador

Voltajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) **26.7 V**
 Voc (-10°C) **43.0 V**

Seleccione el inversor

Todos los inversores Voltaje de salida 300 V Tri 60Hz 50 Hz
 60 Hz

ABB 250 kW 450 - 825 V TL 60 Hz PVS800-57-0250kW-A Hasta 2021

Núm. de inversores: Voltaje de funcionamiento: **450-825 V** Poder global inversor: **1000 kWca**
 Voltaje máximo de entrada: **1000 V**

Diseñe el conjunto

Núm. de módulos y cadenas

Mód. en serie: entre 17 y 23
 Núm. de cadenas: única posibilidad 164

Perdida sobrecarga: **0.0 %**
 Proporción Pnom: **1.00**

Núm. de módulos: 3772 Área: 6174 m²

Condiciones de operación

Vmpp (60°C): 613 V
 Vmpp (20°C): 735 V
 Voc (-10°C): 989 V

Irradia. plano: **1000 W/m²**
 Impp (STC): 1398 A
 Isc (STC): 1481 A
 Isc (en STC): 1481 A

La potencia del inversor está ligeramente sobredimensionada.

Máx. en datos STC
 Potencia de funcionamiento máx. **899 kW**
 (en 1000 W/m² y 50°C)

Potencia nom. conjunto (STC) 1000 kWp

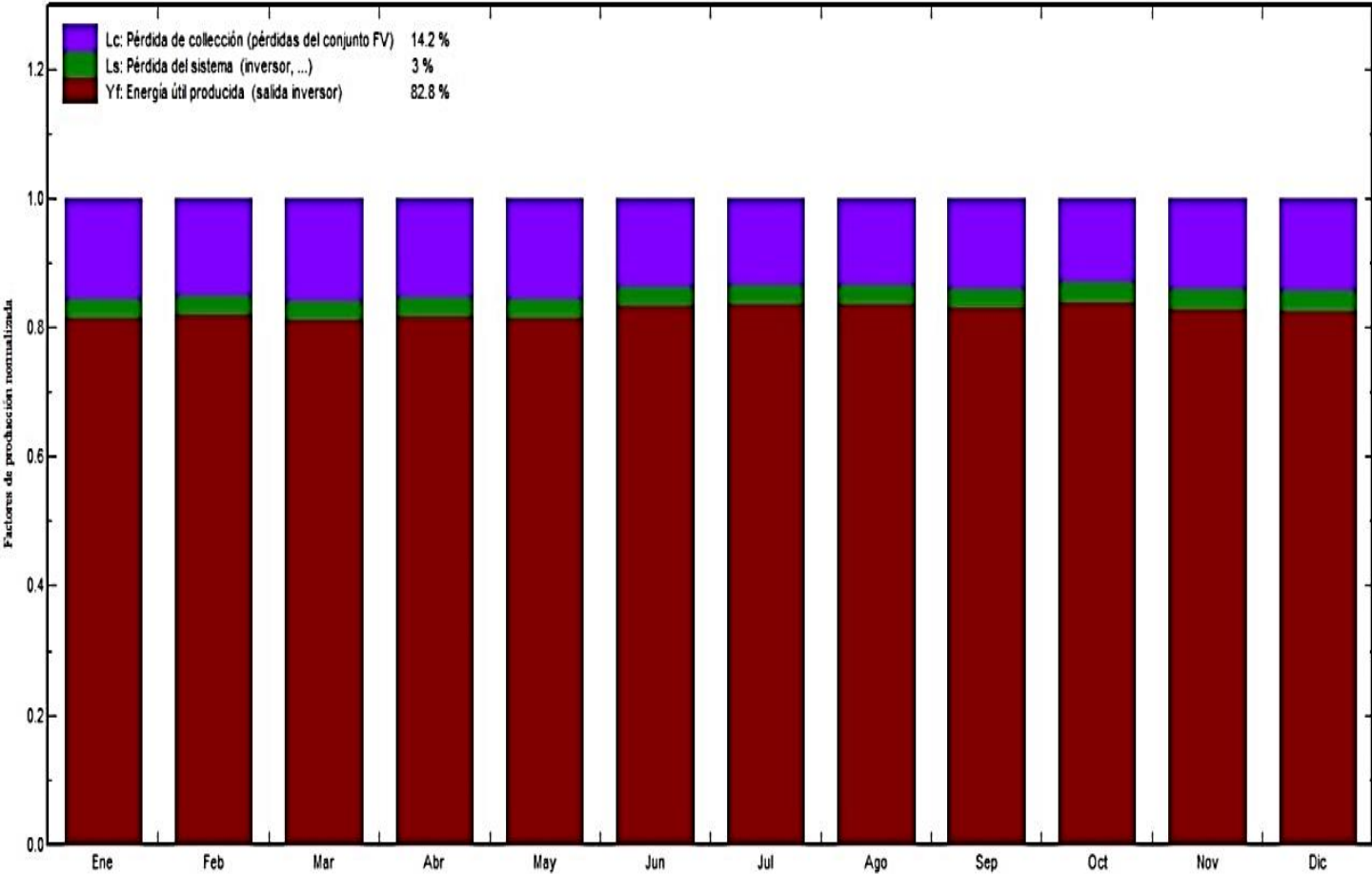
Lista de subconjuntos

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
Conjunto FV		
Jinkosolar - JKM 265PP-60	23	164
ABB - PVS800-57-0250kW-A	4	1

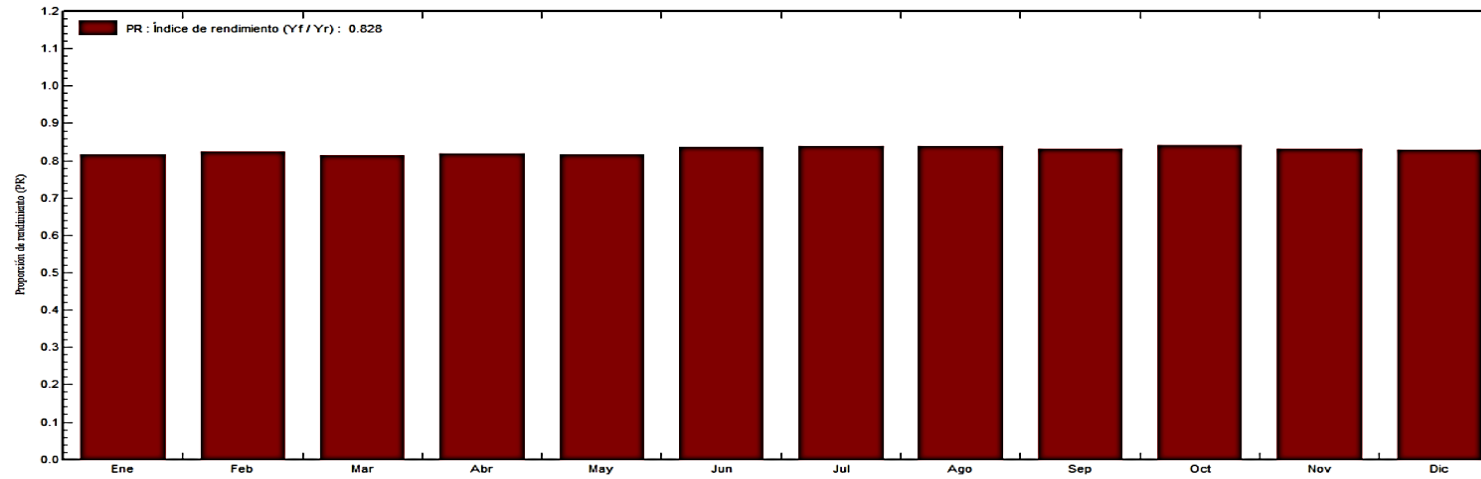
Resumen sistema global

Núm. de módulos	3772
Área del módulo	6174 m ²
Núm. de inversores	4
Potencia FV nominal	1000 kWp
Potencia FV máxima	992 kWCC
Potencia de CA nominal	1000 kWCA
Proporción Pnom	1.000

ANEXO 4. PRODUCCIONES NORMALIZADAS Y FACTORES DE PÉRDIDAS: POTENCIA NOMINAL 1000kWP



ANEXO 5. PROPORCIÓN DE RENDIMIENTO (PR)



ANEXO 6. SUMAS MENSUALES POR HORA PARA ENERGÍA INYECTADA DE LA RED

SIMULACION YUNGUILLA2

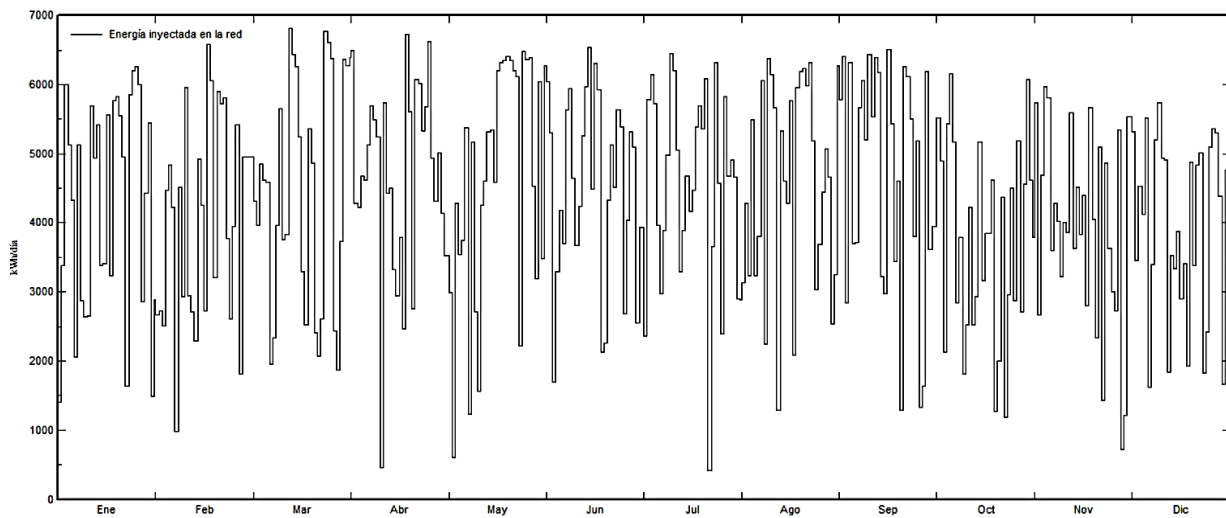
Sumas mensuales por hora para E_Grid [MWh]

	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
Enero	0	0	0	0	0	0	0	4	9	13	16	17	17	17	15	13	8	3	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0	0	3	7	11	14	15	15	14	13	10	7	3	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0	0	4	10	14	17	18	18	17	16	13	8	3	0	0	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0	0	0	5	11	15	18	18	19	17	15	12	8	3	0	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0	0	0	6	11	15	18	18	19	17	15	13	8	3	0	0	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0	0	0	5	10	14	17	17	18	17	15	12	8	3	0	0	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0	0	0	5	11	15	18	18	19	17	15	12	8	3	0	0	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0	0	0	5	10	14	17	19	19	18	16	13	8	3	0	0	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0	0	0	5	10	14	18	18	19	18	16	13	8	2	0	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0	1	5	10	13	15	15	15	14	13	10	6	1	0	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	1	6	11	14	16	15	14	14	12	9	5	1	0	0	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	5	9	13	15	16	17	16	14	10	6	2	0	0	0	0	0	0
Año	0	0	0	0	0	0	2	58	120	167	199	204	207	197	176	138	88	30	0	0	0	0	0	0

ANEXO 7. RESUMEN DE EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO EN PVSYST, SIN CONSIDERAR PEAJES DE DISTRIBUCIÓN NI COSTOS POR COMPRA DE ENERGÍA.

Financial analysis								
Detailed economic results (USD)								
	Electricity sale	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Cumul. profit	% amorti.
2025	285235	79550	0	205685	24682	181003	-2717966	6.2%
2026	283524	79550	0	203974	24477	179497	-2538469	12.4%
2027	281813	79550	0	202263	24272	177991	-2360478	18.6%
2028	280101	79550	0	200551	24066	176485	-2183993	24.7%
2029	278390	79550	0	198840	23861	174979	-2009014	30.7%
2030	276678	79550	0	197128	23655	173473	-1835541	36.7%
2031	274967	79550	0	195417	23450	171967	-1663574	42.6%
2032	273256	79550	0	193706	23245	170461	-1493113	48.5%
2033	271544	79550	0	191994	23039	168955	-1324158	54.3%
2034	269833	79550	0	190283	22834	167449	-1156710	60.1%
2035	268121	79550	0	188571	22629	165943	-990767	65.8%
2036	266410	79550	0	186860	22423	164437	-826330	71.5%
2037	264698	79550	0	185148	22218	162931	-663399	77.1%
2038	262987	79550	0	183437	22012	161425	-501975	82.7%
2039	261276	79550	0	181726	21807	159919	-342056	88.2%
2040	259564	79550	0	180014	21602	158412	-183644	93.7%
2041	257853	79550	0	178303	21396	156906	-26737	99.1%
2042	256141	79550	0	176591	21191	155400	128663	104.4%
2043	254430	79550	0	174880	20986	153894	282557	109.7%
2044	252719	79550	0	173169	20780	152388	434946	115.0%
2045	125504	79550	0	45954	5514	40439	475385	116.4%
2046	124648	79550	0	45098	5412	39686	515071	117.8%
2047	123792	79550	0	44242	5309	38933	554004	119.1%
2048	122936	79550	0	43386	5206	38180	592184	120.4%
2049	122081	79550	0	42531	5104	37427	629611	121.7%
Total	5998500	1988750	0	4009750	481170	3528580	629611	121.7%

ANEXO 8. ENERGÍA DIARIA INYECTADA A LA SALIDA DEL SISTEMA



**ANEXO 9. PRONÓSTICO DE DEMANDA DE VE SEGÚN AJUSTE DE CURVA
AL AÑO 2050**

	Año	Vehículos según proyección	Sumatorias Anuales
1	2016	10	10
2	2017	15	25
3	2018	16	41
4	2019	12	53
5	2020	13	66
6	2021	19	85
7	2022	36	121
8	2023	68	189
9	2024	118	307
10	2025	192	499
11	2026	293	792
12	2027	425	1217
13	2028	593	1810
14	2029	801	2611
15	2030	1053	3664
16	2031	1353	5017
17	2032	1705	6722
18	2033	2113	8835
19	2034	2582	11417
20	2035	3116	14533
21	2036	3719	18252
22	2037	4395	22647
23	2038	5148	27795
24	2039	5982	33777
25	2040	6902	40679
26	2041	7912	48591
27	2042	9016	57607
28	2043	10218	67825
29	2044	11522	79347
30	2045	12932	92279
31	2046	14453	106732
32	2047	16089	122821
33	2048	17844	140665
34	2049	19722	160387
35	2050	21727	182114
Total		182114	182114

ANEXO 10. PROGRAMACIÓN DE OPTIMIZACIÓN EN GAMS

```

Modelo de optimizacion para recarga de VE con generacion solar fotovoltaica
4
5
Bloque de conjuntos: Se declaran los conjuntos a utilizar
9
10 SETS
11     E Estaciones de carga          /E1*E20 /
12     K Pasos de tiempo             /K1*K96 /
13
Bloque de datos: se declaran vectores y tablas desde excel.
17
18     PARAMETERS C(K,E),P(K,E),G(K),PS(K);
19
LIBINCLUDE C:\GAMS\37\includ\xlimport.gms
LIBINCLUDE C:\GAMS\37\includ\xlimport.gms
LIBINCLUDE C:\GAMS\37\includ\xlimport.gms
LIBINCLUDE C:\GAMS\37\includ\xlimport.gms
148
Bloque de variables : se declaran las variables a utilizar, Z es la energia de la red
que se desea reducir.
153
154 VARIABLES
155
156 Z variable de energia de la red que queremos minimizar;
157
158 POSITIVE VARIABLES X(K,E) Variables de potencia entre un tiempo K y el vehiculo que ingresa a una electrolinera ;
159
160
Bloque de ecuaciones: se declaran las ecuaciones que conforman el sistema.
Incluyen las restricciones maximos y minimos de potencia a regular,
la funcion objetivo y
las restricciones.
167
168 EQUATIONS
169
170 Funobj, Restriccion1;
171
172 X.LO(K,E)=7.2;
173 X.UP(K,E)=P(K,E);
174
175 Funobj.. Z =E= -SUM((K,E), C(K,E)*X(K,E)-G(k));
176
177 Restriccion1(K) .. SUM((E), C(K,E)*X(K,E))=L= G(K)+PS(K);
178
Bloque de modelo: se incluye todas las ecuaciones involucradas en el modelo.
182
183
184 MODEL Optimizacion /ALL/;
185
186
Bloque de solucion : se especifica si se maximiza o minimiza el problema y el metodo que se utilizara para el modelo.
190
191 SOLVE Optimizacion using LP MINIMIZING Z;
192
193
Resultados: se imprime los resultados de la optimizacion en hojas de excel para su analisis.
197
198 execute_unload "resultado.gdx" z.l,x.l,C,P;
199 execute 'gdxrw.exe resultado.gdx par=C rng=matriz!b1'
200 execute 'gdxrw.exe resultado.gdx par=P rng=matriz!b10'
201 execute 'gdxrw.exe resultado.gdx var=z rng=potencias!b1'
202 execute 'gdxrw.exe resultado.gdx var=x rng=potencias!b5'

---- Funobj =E=
Funobj.. Z + X(K1,E1) + X(K1,E2) + X(K1,E3) + X(K1,E4) + X(K1,E5) + X(K1,E6) + X(K1,E7) + X(K1,E8) + X(K1,E9) + X(K1,E10) + X(K1,E11) + X(K1,E12) + X(K1,E13) + X(K1,E14) + X(K1,E15) + X(K1,E16) + X(K1,E17) + X(K1,E18) + X(K1,E19) + X(K1,E20) =L= 300 ; (LHS = 93.6)

---- Restriccion1 =L=
Restriccion1(K1) .. X(K1,E1) + X(K1,E2) + X(K1,E3) + X(K1,E4) + X(K1,E5) + X(K1,E6) + X(K1,E7) + X(K1,E8) + X(K1,E9) + X(K1,E10) + X(K1,E11) + X(K1,E12) + X(K1,E13) + X(K1,E14) + X(K1,E15) + X(K1,E16) + X(K1,E17) + X(K1,E18) + X(K1,E19) + X(K1,E20) =L= 300 ; (LHS = 93.6)
Restriccion1(K2) .. X(K2,E1) + X(K2,E2) + X(K2,E3) + X(K2,E4) + X(K2,E5) + X(K2,E6) + X(K2,E7) + X(K2,E8) + X(K2,E9) + X(K2,E10) + X(K2,E11) + X(K2,E12) + X(K2,E13) + X(K2,E14) + X(K2,E15) + X(K2,E16) + X(K2,E17) + X(K2,E18) + X(K2,E19) + X(K2,E20) =L= 300 ; (LHS = 93.6)
Restriccion1(K3) .. X(K3,E1) + X(K3,E2) + X(K3,E3) + X(K3,E4) + X(K3,E5) + X(K3,E6) + X(K3,E7) + X(K3,E8) + X(K3,E9) + X(K3,E10) + X(K3,E11) + X(K3,E12) + X(K3,E13) + X(K3,E14) + X(K3,E15) + X(K3,E16) + X(K3,E17) + X(K3,E18) + X(K3,E19) + X(K3,E20) =L= 300 ; (LHS = 93.6)
REMAINING 93 ENTRIES SKIPPED

GAMS 37.1.0 r07954d5 Released Nov 11, 2021 WEX-WEI x86 64bit/MS Windows - 02/21/22 11:51:27 Page 4
G e n e r a l   A l g e b r a i c   M o d e l i n g   S y s t e m
Column Listing   SOLVE Optimizacion Using LP From line 191

---- Z variable de energia de la red que queremos minimizar
Z
1      (.LO, .L, .UP, .M = -INF, 0, +INF, 0)
1      Funobj

---- X Variables de potencia entre un tiempo K y el vehiculo que ingresa a una electrolinera
X(K1,E1)
1      (.LO, .L, .UP, .M = 7.2, 7.2, 11, 0)
1      Funobj
1      Restriccion1(K1)
0      (OLD LEVEL ****)

X(K1,E2)
1      (.LO, .L, .UP, .M = 7.2, 7.2, 11, 0)
1      Funobj
1      Restriccion1(K1)
0      (OLD LEVEL ****)

X(K1,E3)
1      (.LO, .L, .UP, .M = 7.2, 7.2, 22, 0)
1      Funobj
1      Restriccion1(K1)
0      (OLD LEVEL ****)

REMAINING 1220 ENTRIES SKIPPED
GAMS 37.1.0 r07954d5 Released Nov 11, 2021 WEX-WEI x86 64bit/MS Windows - 02/21/22 11:51:27 Page 5
G e n e r a l   A l g e b r a i c   M o d e l i n g   S y s t e m
Model Statistics   SOLVE Optimizacion Using LP From line 191

```

		LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
----	EQU Funobj	417132.3057	417132.3057	417132.3057	1.0000
----	EQU Restriccion1				
		LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
K1	-INF	300.0000	300.0000		-1.0000
K2	-INF	300.0000	300.0000		-1.0000
K3	-INF	300.0000	300.0000		-1.0000
K4	-INF	300.0000	300.0000		-1.0000
K5	-INF	300.0000	300.0000		-1.0000
K6	-INF	300.0000	300.0000		-1.0000
K7	-INF	300.0000	300.0000		-1.0000
K8	-INF	300.0000	300.0000		-1.0000
K9	-INF	300.0000	300.0000		-1.0000
K10	-INF	300.0000	300.0000		-1.0000
K11	-INF	300.0000	300.0000		-1.0000
K12	-INF	300.0000	300.0000		-1.0000
K13	-INF	300.0000	300.0000		-1.0000
K14	-INF	300.0000	300.0000		-1.0000
K15	-INF	300.0000	300.0000		-1.0000
K16	-INF	300.0000	300.0000		-1.0000
K17	-INF	300.0000	300.0000		-1.0000
K18	-INF	300.0000	300.0000		-1.0000
K19	-INF	300.0000	300.0000		-1.0000
K20	-INF	300.0000	300.0000		-1.0000
K21	-INF	161.4237	161.4237		-1.0000
K22	-INF	161.4237	161.4237		-1.0000
K23	-INF	161.4237	161.4237		-1.0000
K24	-INF	161.4237	161.4237		-1.0000
K25	-INF	334.9823	334.9823		-1.0000
K26	-INF	334.9823	334.9823		-1.0000
K27	-INF	334.9823	334.9823		-1.0000
K28	-INF	334.9823	334.9823		-1.0000
K29	-INF	423.4000	523.0717		.
K30	-INF	423.4000	523.0717		.
K31	-INF	423.4000	523.0717		.
K32	-INF	423.4000	523.0717		.
K33	-INF	480.8000	680.6806		.
K34	-INF	480.8000	680.6806		.
K35	-INF	480.8000	680.6806		.
K36	-INF	480.8000	680.6806		.
K37	-INF	480.8000	798.4343		.
K38	-INF	480.8000	798.4343		.
K39	-INF	480.8000	798.4343		.
K40	-INF	480.8000	798.4343		.
K41	-INF	427.9000	820.0804		.
K42	-INF	427.9000	820.0804		.
K43	-INF	427.9000	820.0804		.
K44	-INF	427.9000	820.0804		.
K45	-INF	427.9000	834.0990		.
K46	-INF	427.9000	834.0990		.
K47	-INF	427.9000	834.0990		.
K48	-INF	427.9000	834.0990		.
K49	-INF	412.6000	795.1500		.
K50	-INF	412.6000	795.1500		.
K51	-INF	412.6000	795.1500		.
K52	-INF	200.2000	795.1500		.
K53	-INF	200.2000	718.3392		.
K54	-INF	200.2000	718.3392		.
K55	-INF	309.8000	718.3392		.
K56	-INF	309.8000	718.3392		.
K57	-INF	309.8000	589.1081		.
K58	-INF	309.8000	589.1081		.
K59	-INF	309.8000	589.1081		.
K60	-INF	267.7000	589.1081		.
K61	-INF	267.7000	428.3994		.
K62	-INF	410.5000	428.3994		.
K63	-INF	410.5000	428.3994		.
K64	-INF	410.5000	428.3994		.
K65	-INF	254.6743	254.6743		-1.0000
K66	-INF	254.6743	254.6743		-1.0000
K67	-INF	254.6743	254.6743		-1.0000
K68	-INF	254.6743	254.6743		-1.0000
K69	-INF	147.7108	147.7108		-1.0000
K70	-INF	147.7108	147.7108		-1.0000
K71	-INF	147.7108	147.7108		-1.0000
K72	-INF	147.7108	147.7108		-1.0000
K73	-INF	144.0000	144.0000		-1.0000
K74	-INF	144.0000	144.0000		-1.0000
K75	-INF	144.0000	144.0000		-1.0000
K76	-INF	144.0000	144.0000		-1.0000
K77	-INF	144.0000	144.0000		-1.0000
K78	-INF	144.0000	144.0000		-1.0000
K79	-INF	144.0000	144.0000		-1.0000
K80	-INF	144.0000	144.0000		-1.0000
K81	-INF	144.0000	144.0000		-1.0000
K82	-INF	144.0000	144.0000		-1.0000
K83	-INF	144.0000	144.0000		-1.0000
K84	-INF	144.0000	144.0000		-1.0000
K85	-INF	240.4000	300.0000		.
K86	-INF	240.4000	300.0000		.
K87	-INF	240.4000	300.0000		.
K88	-INF	258.1000	300.0000		.
K89	-INF	258.1000	300.0000		.
K90	-INF	258.1000	300.0000		.
K91	-INF	179.4000	300.0000		.
K92	-INF	179.4000	300.0000		.
K93	-INF	179.4000	300.0000		.
K94	-INF	179.4000	300.0000		.
K95	-INF	179.4000	300.0000		.
K96	-INF	179.4000	300.0000		.
		LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
----	VAR Z	-INF	389119.7413	+INF	.
Z variable de energia de la red que queremos minimizar					

ANEXO 11. MATRIZ DE POTENCIAS SIN OPTIMIZAR(IZQUIERDA) Y OPTIMIZADA (DERECHA) CASO 30% - PATRONES DE CARGA SEGÚN ENCUESTAS.

	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13	E14	E15	E16	E17	E18	E19	E20		E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13	E14	E15	E16	E17	E18	E19	E20
K1	7.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K1	7.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K2	7.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K2	7.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K3	0	50	0	22	0	0	0	0	0	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K3	0	50	0	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K23	0	0	0	11	0	0	0	0	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K23	0	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K24	28.7	0	11	0	0	0	0	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K24	28.7	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
K25	0	50	0	0	0	0	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K25	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
K26	50	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K26	50	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K27	50	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K27	50	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K28	50	0	50	0	28	0	50	0	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	K28	50	0	50	0	28	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K29	0	22	50	0	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K29	0	22	50	0	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K30	0	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K30	0	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K31	0	0	0	0	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K32	0	0	0	0	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
K33	22	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K33	22	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K34	22	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K34	22	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K37	22	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K37	22	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K38	22	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K38	22	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K39	0	45	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K39	0	45	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K41	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K41	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K42	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K42	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K43	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K43	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K44	0	11	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K44	0	11	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	K47	0	0	0	0	0																

ANEXO 12. MATRIZ DE POTENCIAS SIN OPTIMIZAR (IZQUIERDA) Y OPTIMIZADA (DERECHA) CASO 30% - PATRONES DE CARGA IDEALES

	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	E10	E11	E12	E13	E14	E15	E16	E17	E18	E19	E20	
K1	0	0	0	0	22	22	0	0	50	11	0	0	0	0	0	50	28	0	0	0	
K2	0	0	0	0	22	22	0	0	50	0	28,7	0	0	50	0	0	28	50	0	0	
K3	0	0	50	22	0	0	0	0	28,7	0	0	50	0	50	0	28	50	0	0	0	
K4	0	0	50	22	22	0	0	50	0	28,7	0	0	0	50	0	0	0	0	0	0	
K5	0	0	50	22	22	11	0	50	0	28,7	0	0	50	0	50	0	50	22	0	0	
K6	0	50	50	0	0	11	22	0	0	50	7,4	50	0	50	50	0	50	22	0	0	
K7	0	50	0	0	22	0	0	0	11	0	50	7,4	50	0	50	50	0	50	22	0	
K8	0	50	0	0	22	0	0	0	11	0	50	0	0	0	50	0	50	0	0	0	
K9	7,4	0	0	0	0	0	0	7,4	11	0	22	0	22	0	0	28	0	0	0	0	
K10	7,4	0	0	0	22	50	50	7,4	0	22	0	0	0	0	0	0	0	50	0	0	
K11	0	0	0	0	0	50	0	7,4	0	22	22	0	22	0	28	0	0	50	7,4	0	
K12	0	7,4	22	7,4	0	0	0	0	11	22	22	0	22	0	0	0	50	7,4	0	0	
K13	7,4	7,4	0	0	7,4	0	50	0	0	11	0	22	0	22	0	0	45	0	50	0	
K14	7,4	0	0	7,4	22	50	0	0	0	0	7,4	0	22	0	28	45	0	0	7,4	0	
K15	7,4	0	22	0	0	50	7,4	0	22	7,4	0	22	45	0	0	0	50	7,4	0	0	
K16	0	0	7,4	50	7,4	11	22	22	0	50	28	0	50	28	0	0	0	0	0	0	
K17	0	22	0	7,4	0	0	0	0	22	50	7,4	0	0	0	28,7	45	28,7	0	50	28	22
K18	11	22	50	7,4	11	0	0	22	50	0	22	28	0	28,7	0	0	50	50	0	0	
K19	11	0	50	7,4	11	0	0	22	0	7,4	22	28	50	28,7	45	28,7	50	28	0	0	
K20	11	22	50	0	11	0	50	22	50	0	22	0	50	28,7	45	28,7	0	50	28	0	
K21	11	0	0	7,4	0	11	50	0	0	0	28	0	0	45	0	50	0	0	22	0	
K22	0	0	50	0	11	0	50	7,4	0	0	28,7	0	0	28,7	0	0	50	0	22	0	
K23	0	0	50	0	0	11	50	0	0	22	0	0	28,7	0	0	50	0	0	0	0	
K24	11	0	50	7,4	0	11	50	22	0	0	0	0	0	28,7	50	28	0	0	0	0	
K25	45	0	11	50	0	22	50	0	45	50	7,4	0	22	0	28	0	22	28	22	45	
K26	45	0	11	50	11	22	0	0	45	50	7,4	0	22	0	28	0	22	28	22	45	
K27	0	0	0	50	11	22	0	0	45	0	7,4	28,7	0	22	28	0	0	28	22	45	
K28	0	22	11	50	0	0	0	0	28,7	0	0	0	22	0	28	0	0	45	28	22	
K29	0	22	11	50	11	0	0	0	50	7,4	28,7	22	22	0	50	22	28	0	0	45	
K30	0	0	11	50	11	22	50	22	45	50	7,4	0	0	22	0	50	22	28	22	0	
K31	45	0	11	50	11	22	0	0	28,7	0	0	22	28	22	28	0	0	0	0	0	
K32	45	22	0	50	11	22	0	0	50	7,4	28,7	22	0	28	0	0	28	22	0	0	
K33	0	50	0	22	0	0	0	11	22	11	0	11	11	7,4	11	0	0	0	28,7	0	
K34	0	11	0	22	11	0	0	11	0	7,4	0	11	11	7,4	0	0	0	0	28,7	0	
K35	50	0	22	22	28	28	11	0	22	11	22	11	22	0	50	28,7	0	0	0	0	
K36	50	50	0	22	28	0	11	11	0	11	11	11	7,4	7,4	11	0	28,7	50	28,7	0	
K37	0	22	15	50	0	0	0	0	28,7	0	0	7,4	22	28	28	11	22	0	28,7	0	
K38	50	50	0	22	0	28	11	11	22	11	22	0	11	7,4	7,4	11	22	0	28,7	0	
K39	50	50	22	0	28	0	11	11	0	11	22	11	11	0	7,4	0	22	28,7	50	28,7	
K40	50	50	22	0	28	0	11	11	0	11	22	11	11	0	7,4	0	22	28,7	50	28,7	
K41	22	0	0	11	50	22	22	0	11	50	50	28,7	11	28,7	28	50	28,7	22	0	0	
K42	0	0	28,7	11	0	22	0	11	11	50	0	0	50	28,7	11	0	28	0	28,7	22	
K43	0	22	28,7	11	50	0	22	11	0	50	50	0	0	28,7	0	50	28,7	22	0	0	
K44	0	22	28,7	11	50	0	22	11	0	50	50	0	0	28,7	28	0	50	28,7	22	0	
K45	0	22	28,7	0	50	22	22	11	11	50	50	50	28,7	0	28,7	28	50	0	22	0	
K46	22	22	0	11	50	22	0	11	11	50	50	50	28,7	0	28,7	28	50	28,7	22	0	
K47	22	22	0	11	50	22	0	11	11	50	50	50	28,7	0	28,7	28	50	28,7	22	0	
K48	22	0	0	11	50	0	0	11	11	0	50	50	0	28,7	11	28,7	0	0	28,7	22	
K49	0	7,4	28,7	0	0	0	50	22	0	45	7,4	28,7	11	50	11	0	11	0	11	22	
K50	7,4	7,4	28,7	50	0	22	0	0	50	22	0	11	50	11	0	22	0	11	0	0	
K51	7,4	7,4	0	50	0	11	50	22	50	45	0	0	0	50	0	0	22	0	22	0	
K52	7,4	7,4	0	0	22	0	0	0	50	45	0	28,7	0	0	28	11	0	11	22	0	
K53	7,4	7,4	0	50	0	22	0	0	7,4	0	11	0	0	22	0	11	0	0	22	11	
K54	0	7,4	0	50	22	11	0	0	50	45	7,4	28,7	0	50	0	28	11	0	11	0	
K55	7,4	0	45	0	0	22	28	45	0	11	22	50	0	28,7	0	7,4	22	7,4	0	7,4	
K56	7,4	50	45	28,7	50	0	28	0	0	50	50	45	7,4	22	7,4	45	7,4	45	7,4	0	
K57	0	0	0	0	50	22	28	45	7,4	11	22	50	28,7	45	7,4	0	7,4	45	7,4	0	
K58	0	50	45	0	50	22	28	45	7,4	11	22	50	28,7	45	7,4	22	7,4	45	0	0	
K59	0	50	45	0	0	28	0	11	22	0	0	7,4	22	7,4	0	7,4	0	7,4	0	0	
K60	0	45	7,4	7,4	0	0	22	0	0	45	22	0	45	0	50	22	50	0	7,4	28,7	
K61	22	0	7,4	7,4	0	0	22	0	0	0	0	0	45	0	50	22	50	0	7,4	0	
K62	22	0	7,4	7,4	0	0	28	22	0	45	22	0	45	0	50	22	50	22	0	28,7	
K63	22	0	7,4	7,4	22	28	22	0	0	45	0	0	45	28	50	22	50	22	7,4	28,7	
K64	22	0	7,4	7,4	22	0	22	0	0	45	0	0	28	0	0	22	7,4	28,7	0	0	
K65	0	0	22	28	22	22	28,7	22	45	28	11	0	50	50	0	0	0	0	0	0	
K66	0	45	22	0	0	0	22	0	22	45	28	11	28,7	0	0	0	0	0	0	0	
K67	0	28,7	45	0	0	0	22	45	28	0	28,7	22	50	50	0	22	22	22	22	0	
K68	50	28,7	45	22	28	0	0	28	0	0	28	22	22	22	0	28	22	22	22	0	
K69	50	28,7	45	22	28	0	0	28	0	0	28	22	22	22	0	28	22	22	22	0	
K70	50	28,7	45	22	0	0	22	28,7	22	0	28	11	28,7	22	0	0	28	0	22	0	
K71	0	28,7	50	22	7,4	50	0	50	0	11	50	0	22	28,7	0	45	0	22	0	0	
K72	0	28,7	50	22	7,4	50	0	50	0	11	50	0	22	28,7	0	45	0	22	0	0	
K73	22	28,7	0	22	7,4	50	45	0	45	0	50	45	0	28,7	28	0	0	22	45	0	
K74	0	28,7	0	22	7,4	50	45	0	45	22	28,7	28	45	50	22	22	0	22	0	0	
K75	22	0	22	0	7,4	50	45	0	45	11	50	0	22	28,7	28	45	50	22	22	0	
K76	22	0	50	22	7,4	0	0	50	45	11	50	0	22	0	28	0	0	22	0	45	
K77	0	7,4	22	22	7,4	28	11	50	0	7,4	0	45	28	22	28,7	22	22	11	0	0	
K78	0	7,4	22	22	7,4	28	11	50	0	7,4	28	45	28	22	28,7	22	22	11	0	0	
K79	50	7,4	0	0	22	0	28	11	0	28	50	7,4	28	45	28	22	28,7	22	22	11	
K80	0	7,4	7,4	22	22	7,4	28	11	50	0	7,4	28	45	28	0	22	11	0	0	0	
K81	0	7,4	0	22	22	7,4	28	11	50	0	7,4	28	45	28	0	22	11	0	0	0	
K82	22	0	11	7,4	45	45	22	22	0	50	0	0	45	0	11	22	22	22	11	50	
K83	22	28																			

ANEXO 15. CONFIGURACIÓN DE PATRONES DE CARGA SEGÚN KILÓMETROS RECORRIDOS POR ENCUESTADOS.

Usuario	Parámetro	Encuestados	Porcentaje	Km. PM	Autonomía PM. VE (km)	Días autonomía	Número de recargas al mes
A	Entre 10 – 50 Km	524	49%	30		8	4
B	Menos 10 Km	304	28%	5	225	45	1
C	Entre 50 – 100 Km	199	18%	75		3	10
D	Más de 100 Km	53	5%	200		1	30

ANEXO 16. OBTENCIÓN DE PORCENTAJES DE PLAZAS DE CARGA MENSUALES SEGÚN KILÓMETROS RECORRIDOS.

N	Año	VE pronosticados	N. autos según tipo de usuario				Número de recargas al mes según usuario				Numero de plazas de carga según usuario				Plazas de carga mensuales	%
			A 49%	B 28%	C 18%	D 5%	A 4	B 1	C 10	D 30	A 4	B 4	C 4	D 4		
1	2016	10	3	2	1	0	12	2	10	0	48	8	40	0	96	0,2%
2	2017	25	9	5	3	1	36	5	30	30	144	20	120	120	404	0,7%
3	2018	41	14	8	5	1	56	8	50	30	224	32	200	120	576	1,0%
4	2019	53	18	10	7	2	72	10	70	60	288	40	280	240	848	1,5%
5	2020	66	23	13	8	2	92	13	80	60	368	52	320	240	980	1,7%
6	2021	85	29	17	11	3	116	17	110	90	464	68	440	360	1332	2,3%
7	2022	121	42	24	15	4	168	24	150	120	672	96	600	480	1848	3,2%
8	2023	189	65	37	24	7	260	37	240	210	1040	148	960	840	2988	5,2%
9	2024	307	105	60	39	11	420	60	390	330	1680	240	1560	1320	4800	8,3%
10	2025	499	171	98	63	17	684	98	630	510	2736	392	2520	2040	7688	13,3%
1	2026	792	272	155	100	28	1088	155	1000	840	4352	620	4000	3360	12332	21,4%
2	2027	1217	417	239	153	43	1668	239	1530	1290	6672	956	6120	5160	18908	32,8%
3	2028	1810	621	355	228	63	2484	355	2280	1890	9936	1420	9120	7560	28036	48,7%
4	2029	2611	896	512	329	91	3584	512	3290	2730	14336	2048	13160	10920	40464	70,3%
5	2030	3664	1257	718	462	128	5028	718	4620	3840	20112	2872	18480	15360	56824	80,0%
6	2031	5017	1721	983	632	176	6884	983	6320	5280	27536	3932	25280	21120	77868	80,0%
7	2032	6722	2306	1318	847	235	9224	1318	8470	7050	36896	5272	33880	28200	104248	80,0%
8	2033	8835	3030	1732	1113	309	12120	1732	11130	9270	48480	6928	44520	37080	137008	80,0%
9	2034	11417	3916	2238	1439	400	15664	2238	14390	12000	62656	8952	57560	48000	177168	80,0%
10	2035	14533	4985	2848	1831	509	19940	2848	18310	15270	79760	11392	73240	61080	225472	80,0%
11	2036	18252	6260	3577	2300	639	25040	3577	23000	19170	100160	14308	92000	76680	283148	80,0%
12	2037	22647	7768	4439	2854	793	31072	4439	28540	23790	124288	17756	114160	95160	351364	80,0%
13	2038	27795	9534	5448	3502	973	38136	5448	35020	29190	152544	21792	140080	116760	431176	80,0%
14	2039	33777	11586	6620	4256	1182	46344	6620	42560	35460	185376	26480	170240	141840	523936	80,0%
15	2040	40679	13953	7973	5126	1424	55812	7973	51260	42720	223248	31892	205040	170880	631060	80,0%
16	2041	48591	16667	9524	6122	1701	66668	9524	61220	51030	266672	38096	244880	204120	753768	80,0%
17	2042	57607	19759	11291	7258	2016	79036	11291	72580	60480	316144	45164	290320	241920	893548	80,0%
18	2043	67825	23264	13294	8546	2374	93056	13294	85460	71220	372224	53176	341840	284880	1052120	80,0%
19	2044	79347	27216	15552	9998	2777	108864	15552	99980	83310	435456	62208	399920	333240	1230824	80,0%
20	2045	92279	31652	18087	11627	3230	126608	18087	116270	96900	506432	72348	465080	387600	1431460	80,0%
21	2046	106732	36609	20919	13448	3736	146436	20919	134480	112080	585744	83676	537920	448320	1655660	80,0%
22	2047	122821	42128	24073	15475	4299	168512	24073	154750	128970	674048	96292	619000	515880	1905220	80,0%
23	2048	140665	48248	27570	17724	4923	192992	27570	177240	147690	771968	110280	708960	590760	2181968	80,0%
24	2049	160387	55013	31436	20209	5614	220052	31436	202090	168420	880208	125744	808360	673680	2487992	80,0%
25	2050	182114	62465	35694	22946	6374	249860	35694	229460	191220	999440	142776	917840	764880	2824936	80,0%

ANEXO 17. INGRESOS PROMEDIO POR PORCENTAJES DE OCUPACIÓN BAJO DISTINTOS ESCENARIOS.

Ocupación	Escenario	Ingresos por venta de energía					Egresos por compra de energía de la red					Ingresos promedio					
		1	2	3	4	5	1	2	3	4	5					\$	
10%	Opt	\$243,06	\$272,49	\$234,77	\$243,03	\$200,82							\$238,83				
	Sin Opt.	\$379,84	\$425,47	\$365,60	\$384,48	\$313,63							\$373,80				
15%	Opt	\$374,28	\$299,92	\$347,44	\$350,31	\$393,23							\$353,04				
	Sin Opt.	\$587,03	\$470,53	\$546,48	\$550,75	\$617,09							\$554,38				
20%	Opt	\$392,37	\$411,48	\$457,25	\$494,24	\$435,46							\$438,16				
	Sin Opt.	\$618,70	\$649,77	\$721,03	\$779,98	\$684,05							\$690,71				
25%	Opt	\$547,75	\$544,46	\$575,21	\$598,58	\$543,28							\$561,86				
	Sin Opt.	\$880,65	\$859,67	\$935,82	\$988,79	\$852,18							\$903,42				
30%	Opt	\$613,46	\$656,47	\$639,24	\$606,79	\$741,97							\$651,58				
	Sin Opt.	\$984,05	\$1.054,98	\$1.029,62	\$1.009,81	\$1.211,35							\$1.057,96				
35%	Opt	\$642,80	\$703,41	\$678,68	\$666,58	\$700,38							\$678,37				
	Sin Opt.	\$1.104,28	\$1.204,52	\$1.143,78	\$1.091,93	\$1.137,68							\$1.136,44				
40%	Opt	\$791,32	\$800,73	\$877,66	\$770,79	\$879,98							\$824,10				
	Sin Opt.	\$1.329,60	\$1.350,00	\$1.457,28	\$1.348,98	\$1.492,73							\$1.395,72				
45%	Opt	\$885,67	\$922,18	\$879,64	\$936,27	\$925,39	-1,8275473	29,19239971	-7,839547336	35,29245266	18,66439971		\$909,83				
	Sin Opt.	\$1.519,96	\$1.603,87	\$1.487,29	\$1.634,00	\$1.576,08	37,4576943	77,86169432	29,91569432	83,93369432	57,57369432		\$1.564,24				
50%	Opt	\$955,84	\$948,40	\$931,47	\$933,67	\$980,20	49,7343997	40,86845266	30,63639971	43,54045266	51,50239971		\$949,91				
	Sin Opt.	\$1.660,26	\$1.639,72	\$1.689,56	\$1.620,57	\$1.726,94	95,0456943	82,29169432	100,6756943	82,47769432	113,7156943		\$1.667,41				
55%	Opt	\$996,29	\$919,22	\$981,23	\$1.015,79	\$958,66	81,3583997	34,08839971	64,02439971	94,99239971	49,71298157		\$974,24				
	Sin Opt.	\$1.796,87	\$1.638,57	\$1.766,49	\$1.839,85	\$1.752,51	155,243694	90,66169432	131,6036943	163,0056943	121,2476943		\$1.758,86				
60%	Opt	\$976,38	\$1.019,01	\$1.048,90	\$1.020,05	\$1.019,73	77,4463997	108,9783997	124,9303997	104,2830345	104,9109816		\$1.016,81				
	Sin Opt.	\$1.832,43	\$1.964,52	\$1.949,45	\$1.895,33	\$1.985,94	177,669694	228,2896943	215,8996943	186,1916943	225,0776943		\$1.925,54				
65%	Opt	\$1.025,70	\$1.013,01	\$1.048,76	\$1.087,00	\$1.084,04	108,886982	100,0929816	119,3003997	154,5329368	152,5623997		\$1.051,70				
	Sin Opt.	\$2.087,30	\$2.000,06	\$2.048,04	\$2.118,95	\$2.116,94	261,717694	230,4596943	240,2556943	278,9836943	290,8736943		\$2.074,26				
70%	Opt	\$1.069,43	\$1.054,40	\$1.079,33	\$1.049,03	\$1.084,67	142,8244	132,8023997	149,4229816	129,2229816	152,1349816		\$1.067,37				
	Sin Opt.	\$2.119,59	\$2.156,97	\$2.175,59	\$2.127,28	\$2.176,45	280,679694	308,9576943	308,5576943	302,1076943	307,3016943		\$2.151,18				
75%	Opt	\$1.138,00	\$1.098,80	\$1.102,25	\$1.127,95	\$1.095,52	188,534982	161,2689816	164,6989816	179,2989816	160,2129816		\$1.112,50				
	Sin Opt.	\$2.381,70	\$2.186,89	\$2.238,23	\$2.303,00	\$2.334,01	392,553694	311,5196943	336,4476943	346,5956943	368,3596943		\$2.288,76				
80%	Opt	\$1.173,43	\$1.132,38	\$1.096,28	\$1.176,77	\$1.129,94	212,154937	184,7889368	160,7249368	214,3789368	181,3609368		\$1.141,76				
	Sin Opt.	\$2.522,54	\$2.353,04	\$2.399,73	\$2.526,76	\$2.358,28	452,541694	383,1256943	408,9696943	444,1256943	366,3936943		\$2.432,07				
85%	Opt	\$1.153,73	\$1.156,46	\$1.152,34	\$1.166,26	\$1.147,84	199,018937	200,8449368	198,0949368	207,3749368	195,0949368		\$1.155,33				
	Sin Opt.	\$2.643,40	\$2.475,13	\$2.538,65	\$2.590,28	\$2.431,58	486,441694	422,3216943	464,8576943	468,4096943	406,7236943		\$2.535,81				
90%	Opt	\$1.236,55	\$1.204,25	\$1.158,49	\$1.223,09	\$1.197,94	254,236982	232,6989368	202,1929368	245,2649368	228,4969368		\$1.204,06				
	Sin Opt.	\$2.821,17	\$2.636,60	\$2.606,43	\$2.729,23	\$2.672,05	571,823694	478,8276943	482,5956943	535,6056943	520,4896943		\$2.693,10				

% de Ocupación	Ingresos promedios	% de incremento según % de ocupacion
10%	238,8346	
15%	353,0372	48%
20%	438,1590156	24%
25%	561,8560157	28%
30%	651,5844001	16%
35%	678,3720001	4%
40%	824,0972001	21%
45%	909,8324967	10%
50%	949,9142998	4%
55%	974,2378426	3%
60%	1016,814033	4%
65%	1051,702778	3%
70%	1067,373592	1%
75%	1112,502141	4%
80%	1141,760274	3%
85%	1155,325474	1%
90%	1204,064087	4%

ANEXO 18. FLUJOS DE CAJA Y AMORTIZACIÓN SEGÚN PORCENTAJES DE OCUPACIÓN DE PLAZAS DE CARGA.

N	Año	VE pronosticados	Ingresos mensuales	ingresos anuales	Operación y mantenimiento	Peajes	Ingresos netos por venta de energía	Ingresos totales	Flujo de caja	Amortización
#	#	#	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	%
1	2026	792	\$13.144,77	\$157.737,25	\$79.550,00	\$111.925,00	-\$33.737,75	-\$33.737,75	-\$2.932.706,81	-1,16%
2	2027	1217	\$19.547,53	\$234.570,38	\$79.550,00	\$111.925,00	\$42.879,91	\$9.142,15	-\$2.889.826,91	0,32%
3	2028	1810	\$28.497,43	\$341.969,15	\$79.550,00	\$111.925,00	\$148.989,21	\$158.131,36	-\$2.740.837,70	5,45%
4	2029	2611	\$32.021,21	\$384.254,49	\$79.550,00	\$111.925,00	\$189.887,80	\$348.019,16	-\$2.550.949,90	12,00%
5	2030	3664	\$34.252,81	\$411.033,70	\$79.550,00	\$111.925,00	\$215.167,53	\$563.186,69	-\$2.335.782,37	19,43%
6	2031	5017	\$34.252,81	\$411.033,70	\$79.550,00	\$111.925,00	\$214.069,73	\$777.256,42	-\$2.121.712,64	26,81%
7	2032	6722	\$34.252,81	\$411.033,70	\$79.550,00	\$111.925,00	\$212.971,94	\$990.228,36	-\$1.908.740,70	34,16%
8	2033	8835	\$34.252,81	\$411.033,70	\$79.550,00	\$111.925,00	\$211.874,14	\$1.202.102,50	-\$1.696.866,56	41,47%
9	2034	11417	\$34.252,81	\$411.033,70	\$79.550,00	\$111.925,00	\$210.776,35	\$1.412.878,85	-\$1.486.090,21	48,74%
10	2035	14533	\$34.252,81	\$411.033,70	\$79.550,00	\$111.925,00	\$209.678,56	\$1.622.557,41	-\$1.276.411,65	55,97%
11	2036	18252	\$34.252,81	\$411.033,70	\$79.550,00	\$111.925,00	\$208.580,76	\$1.831.138,18	-\$1.067.830,88	63,17%
12	2037	22647	\$34.252,81	\$411.033,70	\$79.550,00	\$111.925,00	\$207.482,97	\$2.038.621,15	-\$860.347,91	70,32%
13	2038	27795	\$34.252,81	\$411.033,70	\$79.550,00	\$111.925,00	\$206.385,18	\$2.245.006,32	-\$653.962,74	77,44%
14	2039	33777	\$34.252,81	\$411.033,70	\$79.550,00	\$111.925,00	\$205.287,38	\$2.450.293,71	-\$448.675,35	84,52%
15	2040	40679	\$34.252,81	\$411.033,70	\$79.550,00	\$111.925,00	\$204.189,59	\$2.654.483,30	-\$244.485,76	91,57%
16	2041	48591	\$34.252,81	\$411.033,70	\$79.550,00	\$111.925,00	\$203.091,80	\$2.857.575,10	-\$41.393,96	98,57%
17	2042	57607	\$34.252,81	\$411.033,70	\$79.550,00	\$111.925,00	\$201.994,00	\$3.059.569,10	\$160.600,04	105,54%
18	2043	67825	\$34.252,81	\$411.033,70	\$79.550,00	\$111.925,00	\$200.896,21	\$3.260.465,31	\$361.496,25	112,47%
19	2044	79347	\$34.252,81	\$411.033,70	\$79.550,00	\$111.925,00	\$199.798,42	\$3.460.263,73	\$561.294,67	119,36%
20	2045	92279	\$34.252,81	\$411.033,70	\$79.550,00	\$111.925,00	\$198.700,62	\$3.658.964,35	\$759.995,29	126,22%
21	2046	106732	\$34.252,81	\$411.033,70	\$79.550,00	\$111.925,00	\$197.602,83	\$3.856.567,18	\$957.598,12	133,03%
22	2047	122821	\$34.252,81	\$411.033,70	\$79.550,00	\$111.925,00	\$196.505,04	\$4.053.072,21	\$1.154.103,15	139,81%
23	2048	140665	\$34.252,81	\$411.033,70	\$79.550,00	\$111.925,00	\$195.407,24	\$4.248.479,46	\$1.349.510,40	146,55%
24	2049	160387	\$34.252,81	\$411.033,70	\$79.550,00	\$111.925,00	\$194.309,45	\$4.442.788,90	\$1.543.819,84	153,25%
25	2050	182114	\$34.252,81	\$411.033,70	\$79.550,00	\$111.925,00	\$193.211,66	\$4.636.000,56	\$1.737.031,50	159,92%

ANEXO 19. PROCESO PARA EL CÁLCULO DE KILÓMETROS RECORRIDOS POR VE PARA CADA AÑO PARA CALCULO DE EMISIONES DE Co2

Año	VE pronosticados	Número de vehículos según porcentaje encuestas				Kilómetros recorridos promedio (km)				Kilómetros recorridos (km)				Total recorrido por año (km)	
		49%	28%	18%	5%	25	5	75	200						
1	2026	792	388	222	143	111	9700	1110	10725	22200	3492000	399600	3861000	7992000	15744600
2	2027	1217	596	341	219	171	14900	1705	16425	34200	5364000	613800	5913000	12312000	24202800
3	2028	1810	887	507	326	254	22175	2535	24450	50800	7983000	912600	8802000	18288000	35985600
4	2029	2611	1279	731	470	366	31975	3655	35250	73200	11511000	1315800	12690000	26352000	51868800
5	2030	3664	1795	1026	660	513	44875	5130	49500	102600	16155000	1846800	17820000	36936000	72757800
6	2031	5017	2458	1405	903	703	61450	7025	67725	140600	22122000	2529000	24381000	50616000	99648000
7	2032	6722	3294	1882	1210	941	82350	9410	90750	188200	29646000	3387600	32670000	67752000	133455600
8	2033	8835	4329	2474	1590	1237	108225	12370	119250	247400	38961000	4453200	42930000	89064000	175408200
9	2034	11417	5594	3197	2055	1599	139850	15985	154125	319800	50346000	5754600	55485000	115128000	226713600
10	2035	14533	7121	4069	2616	2035	178025	20345	196200	407000	64089000	7324200	70632000	146520000	288565200
11	2036	18252	8943	5111	3285	2556	223575	25555	246375	511200	80487000	9199800	88695000	184032000	362413800
12	2037	22647	11097	6341	4076	3171	277425	31705	305700	634200	99873000	11413800	110052000	228312000	449650800
13	2038	27795	13620	7783	5003	3892	340500	38915	375225	778400	122580000	14009400	135081000	280224000	551894400
14	2039	33777	16551	9458	6080	4729	413775	47290	456000	945800	148959000	17024400	164160000	340488000	670631400
15	2040	40679	19933	11390	7322	5695	498325	56950	549150	1139000	179397000	20502000	197694000	410040000	807633000
16	2041	48591	23810	13605	8746	6803	595250	68025	655950	1360600	214290000	24489000	236142000	489816000	964737000
17	2042	57607	28227	16130	10369	8065	705675	80650	777675	1613000	254043000	29034000	279963000	580680000	1143720000
18	2043	67825	33234	18991	12209	9496	830850	94955	915675	1899200	299106000	34183800	329643000	683712000	1346644800
19	2044	79347	38880	22217	14282	11109	972000	111085	1071150	2221800	349920000	39990600	385614000	799848000	1575372600
20	2045	92279	45217	25838	16610	12919	1130425	129190	1245750	2583800	406953000	46508400	448470000	930168000	1832099400
21	2046	106732	52299	29885	19212	14943	1307475	149425	1440900	2988600	470691000	53793000	518724000	1075896000	2119104000
22	2047	122821	60182	34390	22108	17195	1504550	171950	1658100	3439000	541638000	61902000	596916000	1238040000	2438496000
23	2048	140665	68926	39386	25320	19693	1723150	196930	1899000	3938600	620334000	70894800	683640000	1417896000	2792764800
24	2049	160387	78590	44908	28870	22454	1964750	224540	2165250	4490800	707310000	80834400	779490000	1616688000	3184322400
25	2050	182114	89236	50992	32781	25496	2230900	254960	2458575	5099200	803124000	91785600	885087000	1835712000	3615708600