

**Escuela Superior Politécnica del Litoral**

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

Análisis técnico-económico de una estación de carga fotovoltaica para  
vehículos eléctricos en el parqueadero de la FIEC

INGE-2826

**Proyecto Integrador**

Previo la obtención del Título de:

**Ingeniero Eléctrico**

Presentado por:

Johanness Elian Quispe Díaz

Camilo André Molina Ruíz

Guayaquil - Ecuador

Año: 2025

## **Dedicatoria**

Dedico este trabajo a mis padres,  
quienes fueron fundamentales en mi  
crecimiento profesional, a Dios,  
quien siempre me ha acompañado, y  
a mi futura esposa, la señorita  
Jovanna Tua, cuya presencia ha  
mejorado mi vida.

Johanness Quispe.

Dedicado a mi madre, que con su  
amor y apoyo incondicional, es mi  
motor para seguir adelante.

Camilo Molina

## **Agradecimientos**

Agradezco a mi familia y a mis seres queridos.

Johanness Quispe.

Agradecido con Dios y con mi madre por darme la oportunidad que mi familia no tuvo.

Camilo Molina

## **Declaración Expresa**

---

Nosotros Johannes Elian Quispe Díaz y Camilo André Molina Ruíz acordamos y reconocemos que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por nosotros durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que nos corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de nuestra innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique a los autores que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 26 de mayo del 2025

---

Johanness Elian Quispe  
Díaz

---

Camilo André Molina  
Ruiz

## **Evaluadores**

---

Mgtr. Patricia Isabel

Pasmay Bohórquez

**Profesora de la  
materia**

---

MSc. Otto Alvarado

Moreno

**Tutor de tesis**

## Resumen

El crecimiento de la flota de vehículos eléctricos en Ecuador demuestra la existencia de una oportunidad de mejora en la infraestructura dedicada a estos vehículos. El estudio evalúa la viabilidad técnica-económica de una estación de carga fotovoltaica en el parqueadero de la FIEC, con el objetivo de ofrecer una solución energética sostenible que favorezca la transición hacia la electromovilidad en el campus; respondiendo a políticas institucionales y municipales que promueven el uso de energías renovables y exigen la implementación de cargadores en al menos el 1% de estacionamientos públicos. El diseño se fundamentó en normativa nacional e internacional, considerando análisis de la demanda energética, dimensionamiento del sistema fotovoltaico y la validación de interconexión en sincronismo con la red de media tensión mediante herramientas de simulación. Se emplearon módulos fotovoltaicos bifaciales Longi y en combinación con los inversores Growatt generando 209,700 kWh anuales, respaldando el 49.7% de la energía consumida por los cargadores BYD para carga estándar y BENY para carga rápida, además de, una reducción estimada de 1,313.846 tCO<sub>2</sub> en 25 años. El proyecto demuestra ser factible, replicable y económicamente rentable, por tener un retorno de inversión en diez años. Finalmente, se evidencia que su implementación contribuye a la sostenibilidad del campus y a una posible expansión.

**Palabras Clave:** Vehículos eléctricos, ESPOL, Estación de carga, Sistemas Fotovoltaicos, Sistemas Sostenibles, Energías Renovables, Etap, Pvsyst, Parqueadero Solar

## Abstract

*The growth of the electric vehicle fleet in Ecuador demonstrates the existence of an opportunity to improve the infrastructure dedicated to these vehicles. The study evaluates technical-economic viability of a photovoltaic charging station in the FIEC car park, with the objective of offering a sustainable energy solution that promotes the transition to electromobility on campus; in response to institutional and municipal policies that promote the use of renewable energy and require the implementation of chargers in at least 1% of public car parks. The design was based on national and international standards, considering energy demand analysis, sizing of the photovoltaic system and validation of interconnection in synchronism with the medium-voltage grid using simulation tools. Longi bifacial photovoltaic modules were used in combination with Growatt inverters, generating 209,700 kWh per year, providing 49.7% of the energy consumed by BYD chargers for standard charging and BENY for fast charging, in addition to an estimated reduction of 1,313.846 tCO<sub>2</sub> in 25 years. The project proves to be feasible, replicable and economically profitable, with a return on investment of ten years. Finally, it demonstrates implementation contributes to campus sustainability and a possible expansion.*

*Keywords:* Electric vehicles, ESPOL, Charging station, Photovoltaic systems, Sustainable systems, Renewable energies, Etap, Pvsys, Solar parking

## Índice General

Resumen .....	I
Abstract.....	II
Abreviaturas.....	VII
Simbología.....	VIII
Capítulo 1 .....	1
1.1.    Introducción.....	2
1.2.    Descripción del problema.....	3
1.3.    Justificación.....	4
1.4.    Objetivos.....	6
1.4.1.    Objetivo General.....	6
1.4.2.    Objetivos Específicos .....	6
1.5.    Marco Teórico .....	7
1.5.1.    Vehículos Eléctricos.....	7
1.6.    Estaciones de Carga.....	9
1.6.1.    Clasificación de estaciones de carga .....	9
1.6.2.    Modos de carga según IEC 6185.....	10
1.6.3.    Tipos de conectores .....	10
1.7.    Energía y Suministro Eléctrico.....	12
1.7.1.    Energías renovables aplicadas .....	12
1.7.2.    Tipos de Paneles solares .....	12
1.7.3.    Tecnologías de paneles bifaciales.....	12

1.7.4.	Irradiancia y radiación solar .....	13
1.7.5.	Integración con estaciones de carga .....	13
1.7.6.	Sistemas fotovoltaicos On Grid.....	14
1.7.7.	Expansión y adaptación de la red eléctrica.....	15
1.8.	Normativa Técnica y de Seguridad .....	15
1.8.1.	Normativas para construcción de estaciones .....	15
1.8.2.	Obra civil y diseño estructural.....	16
1.8.3.	Protección eléctrica.....	17
1.8.4.	Regulaciones para la instalación de cargadores .....	18
	Capítulo 2 .....	19
2.1.	Caracterización del sitio y valores promedio del recurso solar .....	23
2.2.	Recolección de datos sobre el uso e intención de adopción de vehículos eléctricos.....	27
2.3.	Obtención de datos para el análisis de la demanda energética .....	28
2.4.	Cálculo de la demanda energética por la carga de vehículos eléctricos .....	29
2.4.1.	Orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos.....	30
2.5.	Dimensionamiento del sistema fotovoltaico.....	31
2.5.1.	Cálculo de la potencia de los inversores red.....	32
2.5.2.	Número de inversores de red .....	33
2.5.3.	Número de módulos fotovoltaicos.....	33
2.5.4.	Distribución del número de módulos fotovoltaicos para los inversores de red	36

2.5.5.	Cálculo de los dispositivos de protección DC .....	37
2.5.6.	Cálculo del área útil para la implantación del proyecto .....	37
2.5.7.	Cálculo para la subestación trifásica convencional .....	38
2.6.	Selección de equipos para el diseño de la electrolinera.....	44
2.6.1.	Marca y modelo de los cargadores seleccionados .....	44
2.6.2.	Módulos fotovoltaicos .....	46
2.6.3.	Inversores de red.....	48
2.7.	Validación del sistema fotovoltaico mediante simulaciones .....	49
2.7.1.	Diseño en PVsyst.....	49
2.7.2.	Simulación en ETAP .....	49
Capítulo 3	.....	50
3.1.	Descripción de los Parámetros Claves.....	52
3.2.	Análisis del dimensionamiento fotovoltaico .....	53
3.3.	Análisis de resultados en PVsyst .....	54
3.3.1.	Diagrama de perdidas .....	57
3.3.2.	Resumen y resultados principales.....	58
3.4.	Análisis y validación del sistema conectado a la red usando ETAP .....	60
3.4.1.	Flujos de potencia para ambos escenarios .....	60
3.4.2.	Coordinación de protecciones .....	65
3.4.3.	Simulación de la malla a tierra .....	73
3.5.	Análisis económico.....	77

Capítulo 4 .....	82
4.1.    Conclusiones.....	83
Bibliografía.....	86
Apéndice A Diagramas unifilares.....	89
Apéndice B Metodología de diseño fotovoltaico .....	91
Apéndice C Metodología de diseño de interconexión con media tensión.....	103
Apéndice D Simulación de obra civil con Revit .....	110
Apéndice E Presupuesto de los distintos casos .....	119

## Abreviaturas

AC – Corriente alterna

ARCENNER – Asociación Ecuatoriana de Normalización y Certificación

BENY – Marca de cargadores eléctricos

BYD – Build Your Dreams (marca de cargadores y vehículos eléctricos)

DC – Corriente continua

DPS – Dispositivo de Protección contra Sobretensiones

ETAP – Programa de Análisis de Transitorios Eléctricos

FIEC – Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

HSP – Hora Solar Pico

IEC – Comisión Electrotécnica Internacional

MPPT – Seguimiento del Punto de Máxima Potencia

PR – Proporción de rendimiento energético

PV – Energía fotovoltaica / Panel solar

PVsyst – Software de Sistemas Fotovoltaicos

SGD – Sistema de Generación Distribuida

SGDA – Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento

SOC – Estado de Carga

t – Toneladas métricas

tCO<sub>2</sub> – Toneladas de CO<sub>2</sub>

VE – Vehículos Eléctricos

HSP – Hora Solar Pico [h]

## Simbología

A – Amperios [A]

A – Área ocupada por los módulos fotovoltaicos [ $m^2$ ]

W<sub>p</sub> – Vatio pico [W<sub>p</sub>]

E – Energía consumida por los vehículos eléctricos [kWh]

P – Potencia eléctrica [kW]

t – Tiempo de operación o carga [h]

$\eta$  – Factor de rendimiento energético (%)

$V_{OC}$  – Voltaje de circuito abierto de un módulo fotovoltaico [V]

$I_{sc}$  – Corriente de cortocircuito de un módulo fotovoltaico [A]

$V_L$  – Voltaje de línea [V]

$V_{LL}$  – Voltaje entre líneas [V]

$I_L$  – Corriente de línea [A]

kWh/kW<sub>p</sub>/año – Producción específica del sistema fotovoltaico [kWh por kW<sub>p</sub> instalado por año]

PR – Proporción de rendimiento energético (%)

S – Potencia aparente [kVA]

$\alpha$  – Coeficiente de temperatura de voltaje [%/ $^{\circ}$ C]

$\beta$  – Coeficiente de temperatura de corriente [%/ $^{\circ}$ C]

N – Número de módulos fotovoltaicos (totales, en serie o en paralelo)

$I_{mp}$  – Corriente en el punto de máxima potencia del módulo [A]

$V_{mp}$  – Voltaje en el punto de máxima potencia del módulo [V]

$V_n$  – Voltaje nominal de operación del inversor o cargador [V]

$I_n$  – Corriente nominal de operación [A]

k – Factor de coincidencia de carga (adimensional)

## Índice de figuras

<b>Figura 1.1</b> Ventas mensuales de VE desde enero 2023 a noviembre 2024.....	2
<b>Figura 1.2</b> Ventas anuales de VE en unidades 2015 - 2024.....	3
<b>Figura 1.3</b> Modos de carga y su respectivo conector .....	11
<b>Figura 1.4</b> Instalación de estación de carga para el sector público, comercial y privado .....	16
<b>Figura 2.1</b> Campus Gustavo Galindo Velasco .....	23
<b>Figura 2.2</b> Estacionamiento de la FIEC.....	24
<b>Figura 2.3</b> Radiación Promedio Horizontal Global del lugar seleccionado .....	25
<b>Figura 2.4</b> Radiación Global Horizontal Promedio a una inclinación de 10° de los módulos fotovoltaicos.....	26
<b>Figura 2.5</b> Encuesta sobre adopción de vehículos eléctricos .....	27
<b>Figura 2.6</b> Diagrama unifilar del sistema paneles-inversores .....	36
<b>Figura 2.7</b> Caída tensión del tramo de interconexión a 220 VLL .....	43
<b>Figura 2.8</b> Cargador de Modo 2 de BYD .....	45
<b>Figura 2.9</b> Cargador rápido de Modo 4 de BENY.....	45
<b>Figura 2.10</b> Módulo fotovoltaico LR7-72HGD-605M.....	47
<b>Figura 2.11</b> Módulo fotovoltaico LR7-72HGD-605M.....	47
<b>Figura 2.12</b> Inversor de red Growatt modelo MAX 70KTL3 LV .....	49
<b>Figura 3.1</b> Proporción de rendimiento energético .....	55
<b>Figura 3.2</b> Producción normalizada.....	56
<b>Figura 3.3</b> Diagrama de pérdidas del sistema al año .....	57
<b>Figura 3.4</b> Balances y resultados principales .....	59
<b>Figura 3.5</b> Emisiones de CO <sub>2</sub> ahorradas .....	59
<b>Figura 3.6</b> Flujo de potencia para una irradiancia de 915 [W/m <sup>2</sup> ] .....	61

<b>Figura 3.7</b> Flujo de potencia para una irradiancia de 100 [W/m <sup>2</sup> ] .....	61
<b>Figura 3.8</b> Flujo de potencia para una irradiancia de 915 [W/m <sup>2</sup> ] .....	62
<b>Figura 3.9</b> Flujo de potencia para una irradiancia de 100 [W/m <sup>2</sup> ] .....	63
<b>Figura 3.10</b> Cálculo del banco de capacitores para la caída de tensión en la barra de 400 [VLL].....	64
<b>Figura 3.11</b> Secuencia de activación para una falla en la barra de 220 VLL .....	65
<b>Figura 3.12</b> Secuencia de activación para una falla a la salida del inversor de red.....	66
<b>Figura 3.13</b> Secuencia de activación para una falla en la barra de 400 VLL .....	66
<b>Figura 3.14</b> Coordinación de protecciones para escenario 1 .....	67
<b>Figura 3.15</b> Secuencia de activación para una falla a la salida del inversor de red.....	68
<b>Figura 3.16</b> Secuencia de activación para una falla en la barra de 400 VLL .....	69
<b>Figura 3.17</b> Secuencia de activación para una falla en la barra de 220 VLL .....	70
<b>Figura 3.18</b> Secuencia de activación para una falla en la barra del Edificio 11A .....	71
<b>Figura 3.19</b> Coordinación de protecciones para el escenario 2 .....	72
<b>Figura 3.20</b> Malla a tierra del escenario 1 .....	73
<b>Figura 3.21</b> Dimensiones de la malla a tierra del escenario 1 .....	74
<b>Figura 3.22</b> Resultados de la simulación de la malla a tierra del escenario 1 .....	74
<b>Figura 3.23</b> Malla a tierra del escenario 2 .....	75
<b>Figura 3.24</b> Dimensiones de la malla a tierra del escenario 2 .....	75
<b>Figura 3.25</b> Resultados de la simulación de la malla a tierra del escenario 2 .....	76
<b>Figura 3.26</b> Resistividad de las diferentes capas del suelo.....	76
<b>Figura 3.27</b> Pliego tarifario 2025 para usuarios con consumo en medio voltaje .....	77
<b>Figura 3.28</b> Flujo de caja para 25 años.....	80
<b>Figura 3.29</b> VAN, TIR y PAYBACK .....	81
<b>Figura A.1</b> Diagrama unifilar del escenario 1 .....	89

<b>Figura A.2</b> Diagrama unifilar del escenario 2 .....	90
<b>Figura B.1</b> Pantalla inicial del software de simulación de sistemas fotovoltaicos .....	91
<b>Figura B.2</b> Interfaz de la base de datos antes de diseñar .....	92
<b>Figura B.3</b> Ubicación donde se tomarán los datos para la simulación.....	93
<b>Figura B.4</b> Parámetros del sitio y datos meteorológicos mensuales .....	94
<b>Figura B.5</b> Selección del módulo fotovoltaico .....	95
<b>Figura B.6</b> Selección del inversor de red.....	96
<b>Figura B.7</b> Pantalla general para el diseño y simulación del proyecto.....	97
<b>Figura B.8</b> Orientación 1 con 10° de inclinación y 81° de azimut.....	98
<b>Figura B.9</b> Orientación 2 con 10° de inclinación y -99° de azimut.....	99
<b>Figura B.10</b> Interfaz de diseño y distribución de los equipos. ....	100
<b>Figura B.11</b> Factor de pérdida anual por suciedad .....	101
<b>Figura B.12</b> Autoconsumo fijo de la electrolinera .....	102
<b>Figura C.1</b> Interfaz de inicio de ETAP.....	103
<b>Figura C.2</b> Parámetros del módulo fotovoltaico cargados en la librería de ETAP .....	104
<b>Figura C.3</b> Configuración de las cadenas de los módulos fotovoltaicos.....	105
<b>Figura C.4</b> Parámetros del inversor de red.....	106
<b>Figura C.5</b> Modelado de los inversores de red.....	107
<b>Figura C.6</b> Modelado del escenario 1.....	108
<b>Figura C.7.</b> Modelado del escenario 2.....	108
<b>Figura D.1</b> Render de la obra civil en parqueadero ESPOL.....	110
<b>Figura D.2</b> Vista superior de la obra civil .....	110
<b>Figura D.3</b> Vista 3D ángulo suroeste .....	111
<b>Figura D.4</b> Vista 3D ángulo noreste.....	111
<b>Figura D.5</b> Estructura de carga muerta para paneles fotovoltaicos #1 .....	112

<b>Figura D.6</b> Estructura #2 de carga para paneles fotovoltaicos #2 .....	112
<b>Figura D.7</b> Padmount 200 kVA y cargador BENY 60kW .....	113
<b>Figura D.8</b> Medidas del cuarto eléctrico .....	113
<b>Figura D.9</b> Distribución de equipos dentro del cuarto eléctrico.....	114
<b>Figura D.10</b> Distribución de cargadores BYD y estructura de carga vista desde el sur .....	114
<b>Figura D.11</b> Distribución de cargadores BYD, estructura de carga, y cuarto eléctrica vista desde el norte .....	114
<b>Figura D.12</b> Panel fotovoltaico LONGI 605W .....	115
<b>Figura D.13</b> Caja de paso 50x50x50 cm .....	115
<b>Figura D.14</b> Padmount 200 kVA.....	116
<b>Figura D.15</b> Cargador BENY 60 kW .....	116
<b>Figura D.16</b> Transformador seco200 kVA .....	117
<b>Figura D.17</b> Tablero eléctrico.....	117
<b>Figura D.18</b> Inversor Growatt 75 kW.....	118
<b>Figura D.19</b> Cargador BYD 7kW.....	118
<b>Figura E.1</b> Presupuesto del diseño, escenario #1 .....	119
<b>Figura E.2</b> Continuación presupuesto del diseño, escenario #1 .....	120
<b>Figura E.3</b> Continuación presupuesto del diseño, escenario #1 .....	121
<b>Figura E.4</b> Continuación presupuesto del diseño, escenario #1 .....	122
<b>Figura E.5</b> Presupuesto del diseño, escenario #2 .....	123
<b>Figura E.6</b> Continuación presupuesto del diseño, escenario #2 .....	124
<b>Figura E.7</b> Continuación presupuesto del diseño, escenario #2 .....	125
<b>Figura E.8</b> Continuación presupuesto del diseño, escenario #2 .....	126

## Índice de tablas

<b>Tabla 1.1</b> Tipos de baterías ventajas y desventajas .....	8
<b>Tabla 1.2</b> Modos de carga según IEC 6185 .....	10
<b>Tabla 1.3</b> Tipos de conectores, corriente y potencia de carga para los distintos modos de carga.....	11
<b>Tabla 1.4</b> Integración de estaciones de carga fotovoltaicos a la red.....	14
<b>Tabla 1.5</b> Descarga nominal de magnetotérmicas y diferenciales.....	17
<b>Tabla 2.1</b> Datos técnicos de vehículos eléctricos .....	28
<b>Tabla 2.2</b> Resumen del diseño eléctrico del escenario 1 .....	40
<b>Tabla 2.3</b> Consumo máximo del edificio 11a en los últimos seis meses.....	41
<b>Tabla 2.4</b> Resumen del diseño eléctrico del escenario 2 .....	42
<b>Tabla 2.5</b> Especificaciones de cargadores para vehículos eléctricos.....	44
<b>Tabla 2.6</b> Comparación de módulos fotovoltaicos bifaciales de 605 Wp .....	46
<b>Tabla 2.7</b> Comparación de inversores de red.....	48
<b>Tabla 3.1</b> Resumen y resultados de PVsyst .....	58
<b>Tabla 3.2</b> Energía facturable al mes de la electrolinera sin paneles .....	78
<b>Tabla 3.3</b> Energía generada al año sin paneles .....	78
<b>Tabla 3.4</b> Energía facturable al mes de la electrolinera con paneles .....	78
<b>Tabla 3.5</b> Energía generada al año con paneles .....	79
<b>Tabla 3.6</b> Comparación de factura, valor a pagar y ahorro al año en dólares .....	79

# **Capítulo 1**

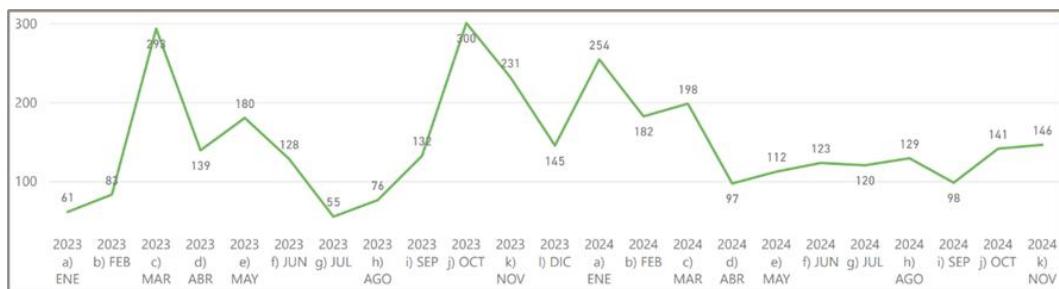
## 1.1. Introducción

La transición hacia la movilidad eléctrica es irreversible. En 2024, las ventas globales de vehículos eléctricos (VE) alcanzaron más de 17 millones de unidades, representando más del 20% del mercado automotor [1]. China, Europa y Estados Unidos lideran esta adopción, con participaciones del 45%, 25% y 11%, respectivamente. Sin embargo, en economías emergentes como Ecuador, la falta de infraestructura de carga y los altos costos de los VE frenan su penetración, a pesar del potencial ambiental y económico que ofrecen.

Ecuador evidencia un crecimiento dispar en la adopción de VE. Según la Figura 1.2 de la Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador, en 2024 se vendieron 1778 unidades, lo que representa una caída del 2.5% respecto de las ventas de 2023 las cuales fueron 1823 unidades [1]. No obstante, este crecimiento es volátil: en octubre de 2024, las ventas cayeron un 53% interanual, reflejando la dependencia de incentivos puntuales y la ausencia de una política de Estado robusta como se puede ver en la Figura 1.1.

**Figura 1.1**

*Ventas mensuales de VE desde enero 2023 a noviembre 2024.*



*Nota:* Se observa un crecimiento variable en la adopción de vehículos eléctricos en 2023, comparado con 2024. Tomado de: AEADE, 2024

**Figura 1.2**

*Ventas anuales de VE en unidades 2015 - 2024*



*Nota:* Las ventas anuales de VE muestran un crecimiento escalonado y sostenido en la última década. Tomado de: [iea.org](http://iea.org)

## 1.2. Descripción del problema

El campus de la ESPOL, con una comunidad superior a los 15,000 usuarios y una flota vehicular en crecimiento, no cuenta actualmente con infraestructura dedicada a la carga de vehículos eléctricos. Esto representa una oportunidad desaprovechada, considerando que el campus recibe una radiación solar promedio de 4,2 kWh/m<sup>2</sup>/día [2].

En este contexto, el presente trabajo busca analizar la implementación de una estación de carga fotovoltaica, dado que la adopción de esta infraestructura representa una oportunidad clave para liderar con el ejemplo. Así, se evidencia un área de mejora en la integración de acciones concretas que acompañen las políticas institucionales. Estas políticas promueven el diseño y uso de tecnologías basadas en energías renovables, así como prácticas operativas sostenibles que integren soluciones limpias y de bajo impacto ambiental.

### 1.3. Justificación

La implementación de una estación de carga fotovoltaica para vehículos eléctricos en el parqueadero de la FIEC en ESPOL podría motivar significativamente a la comunidad politécnica y a usuarios externos a considerar la adopción de vehículos de cero emisiones, lo que contribuye con el compromiso de tener un campus verde. En el contexto actual, donde los cortes de energía eléctrica se han vuelto frecuentes, la adopción de una electrolinera aportaría energía a la red interna, influyendo positivamente a la confiabilidad del sistema eléctrico de la ESPOL. Por ello, aprovechar la radiación solar, el cual es un recurso que se tiene frecuentemente en el campus, se presenta como una alternativa viable y sostenible.

Una estación de carga fotovoltaica permite cargar autos sin generar emisiones, ni depender exclusivamente de la red eléctrica convencional. Este tipo de estaciones que integran energía solar mejoran indirectamente la calidad de vida de una comunidad. Además, al ser un proyecto desarrollado desde la universidad, sirve como ejemplo educativo, un laboratorio vivo a escala real donde estudiantes podrán analizar, y profundizar la integración de energías renovables aportando tecnologías innovadoras para futuras generaciones. Esta propuesta une tecnología, medio ambiente y bienestar social en una misma solución, demostrando que desde la academia se pueden impulsar cambios reales hacia una movilidad más limpia y accesible para todos.

Desde el punto de vista ambiental, el sistema contribuirá a la reducción de 1.313,846 toneladas de CO<sub>2</sub> durante su vida útil, basado en un factor de emisión ecuatoriano de 0.5 kg CO<sub>2</sub>/kWh, alineándose con los compromisos del Acuerdo de París. Además, el proyecto trasciende su dimensión técnica para convertirse en un catalizador de cambio social y educativo dentro de la comunidad politécnica y su entorno.

Por otro lado, la integración de este proyecto responde directamente a “La ordenanza para la creación de edificios inteligentes de estacionamientos y plataforma tecnológica de integración digital de estacionamientos en Guayaquil”, que promueve el desarrollo de infraestructura física y tecnologías de la información y comunicación. Dicha ordenanza establece que, como mínimo el 1% del total de parqueos existentes debe incluir puntos de carga de electricidad de 110 o 220 voltios para ser usados por vehículos eléctricos.

Como modelo replicable, el diseño documentado en esta tesis brindará a otras instituciones públicas y privadas herramientas validadas para implementar soluciones similares. La ESPOL, como referente académico, podría liderar la creación de una red de parqueaderos solares en Ecuador, promoviendo estándares de construcción sostenible.

Finalmente, al integrar cargadores accesibles, el proyecto democratiza el acceso a la movilidad eléctrica, históricamente limitada por la escasez de infraestructura, y alinea a la universidad con el séptimo y onceavo ODS.

## 1.4. Objetivos

### 1.4.1. Objetivo General

Evaluar la factibilidad de una estación de carga fotovoltaica en el parqueadero de la FIEC, mediante el uso de herramientas de simulación, con el fin de atender la incorporación de vehículos eléctricos en el campus aportando a una solución energética sostenible.

### 1.4.2. Objetivos Específicos

- Determinar la zona donde se implementará la estación de carga fotovoltaica para la estimación del área útil y equipos requeridos.
- Calcular la demanda de energía eléctrica requerida para la recarga de las baterías de vehículos eléctricos, en función del número estimado de usuarios y el perfil de carga diaria.
- Dimensionar el sistema fotovoltaico necesario para cubrir dicha demanda, teniendo en cuenta la variabilidad de la irradiancia solar en la zona y condiciones reales de operación.
- Analizar el rendimiento energético de la estación de carga usando herramientas de simulación de sistemas fotovoltaicos y análisis de flujos de potencia.

## 1.5. Marco Teórico

### 1.5.1. Vehículos Eléctricos

#### 1.5.1.1. *Concepto y funcionamiento general*

Los vehículos eléctricos (VE) son medios de transporte que utilizan el vector eléctrico almacenado en baterías como fuente primaria para la operación del motor generando movilidad en el vehículo. Dependiendo del tipo de VE se tiene un mayor consumo del vector energético a utilizar (derivados del petróleo o electricidad) pero en su gran mayoría estos VE promueven la transición energética de consumo en el sector del transporte en cada región del planeta.

#### 1.5.1.2. *Tipos de vehículos eléctricos.*

Los vehículos eléctricos se caracterizan por el tipo de tecnología que emplean. Se subdividen en tres grandes categorías. Los vehículos eléctricos híbridos (HEV) que combinan un motor de combustión interna (ICE) que tiene como fuente primaria los derivados del petróleo con un motor eléctrico auxiliar para mejorar la eficiencia del combustible. Los vehículos eléctricos de batería (BEV) que exclusivamente utilizan la energía eléctrica almacenada en baterías recargables de gran autonomía capaces de recargarse en electrolineras. Por último, los vehículos eléctricos híbridos enchufables (PHEV), tienen la misma tecnología que los HEV, pero estos cuentan con baterías de mayor capacidad integran la posibilidad de recarga en electrolineras. [3].

### 1.5.1.3. *Tipos de baterías y autonomía*

Las baterías para los VE deben de tener una alta densidad energética (capacidad para retener la energía eléctrica). Mientras mayor sea esta característica, mayor será la autonomía del VE. Otra característica imprescindible es la durabilidad. Es necesario tener un alto número de ciclos de carga/descarga antes que su potencia efectiva caiga debajo del 80%. En la Tabla 1.1 se presenta los diferentes tipos de baterías utilizadas en los automóviles eléctricos [4].

**Tabla 1.1**

*Tipos de baterías ventajas y desventajas*

Material catódico	Ventajas	Desventajas
NiCoMn	Alta densidad de potencia, buena autonomía.	Uso de cobalto y costoso.
LiMn <sub>2</sub> O <sub>4</sub>	Alta densidad de potencia, muy buena estabilidad térmica	Ciclo de vida moderado, menor energía
LiFePO <sub>4</sub>	Muy buena estabilidad térmica y ciclo de vida, buena capacidad de potencia sin efecto memoria, más ligero y más pequeño	Baja densidad de energía
LiNiMnCoO <sub>2</sub>	Alta densidad de potencia, alta densidad de energía, alta eficiencia energética, buen ciclo de vida	Inestabilidades estructurales/químicas durante ciclos repetidos

*Nota:* La Tabla 1.1 presenta varios tipos de baterías dependiendo su material catódico destacando sus ventajas y desventajas en su uso. Tomado de: A Review Technology Development of Electric Vehicles

## 1.6. Estaciones de Carga

### 1.6.1. Clasificación de estaciones de carga

Las estaciones de carga se clasifican dependiendo del tipo de recarga que se utilice (conductiva, inductiva). El tipo de carga conductiva ofrece cargar los VE con corriente alterna (nivel 1 o 2) o corriente continua con diferentes voltajes y potencias de carga [5].

Las estaciones de carga AC de nivel 1, se utilizan comúnmente en residencias con sistemas monofásicos a 120 voltios para carga lenta, en cambio en el nivel 2, la red eléctrica monofásica tiene tensión de 240 V con una potencia de carga que alcanza los 19,2 kW.

Las estaciones de caga llamadas carga rápida, contienen un inversor para suministrar potencia en corriente continua a la batería del VE y de igual manera, se clasifican en nivel 1 y nivel 2. En el nivel 1 la potencia de carga alcanza los 36 kW, mientras que, en el nivel 2 la corriente de carga puede alcanzar hasta 200 A y la potencia de carga alcanza los 90 kW necesitando solo 20 min para cargar la batería desde el 20 % al 80 % del SOC.

### 1.6.2. Modos de carga según IEC 6185

En la actualidad, la normativa técnica ecuatoriana sobre estaciones de carga para VE [6] se basa en los 4 modos de carga definidos en el estándar IEC 6185, como se puede ver en la Tabla 1.2.

**Tabla 1.2**

*Modos de carga según IEC 6185*

Modos de carga	Voltaje	Corriente	Característica
Modo 1	250 V AC monofásica 480 V AC trifásica.	<16 A	Uso doméstico
Modo 2		<32 A	Control piloto, protección contra choques eléctricos y puesta a tierra
Modo 3	400 V AC trifásica	55 A ~ 108 A	
Modo 4	Voltaje y corriente DC varía dependiendo de la potencia máxima de carga		

*Nota:* Se presentan los modos de carga según la norma IEC 6185 con su respectivo voltaje, corriente y característica específica. Tomado de IEC 6185

### 1.6.3. Tipos de conectores

Según el estándar con el que se esté trabajando en cada región, hay diferentes normativas que rigen el uso de cierto tipo de conectores, debido a la tensión nominal, el tipo de conexión, la infraestructura, la naturaleza de la corriente, la potencia que entrega y el uso que se le dé, como se observa en la Tabla 1.3. La guía de instalación técnica de Schneider para estaciones de carga de VE [7] provee la siguiente Figura 1.3 que define y diferencia el tipo de conector utilizado para los escenarios posibles.

### Tabla 1.3

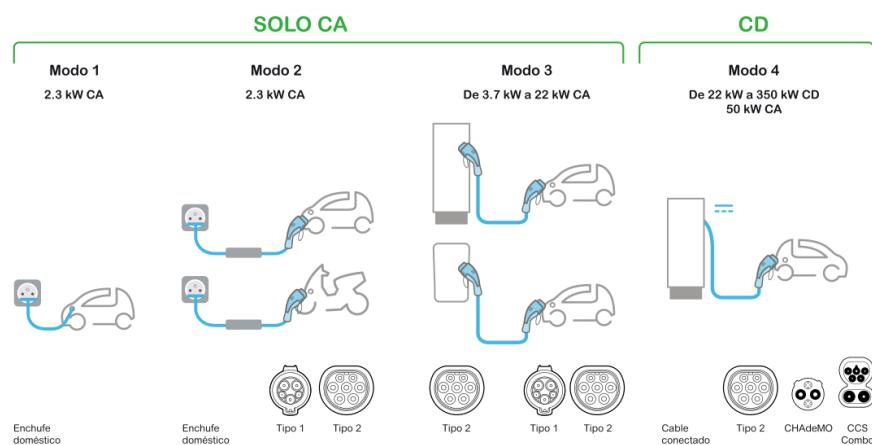
*Tipos de conectores, corriente y potencia de carga para los distintos modos de carga.*

Conejor	Modo de Carga	Corriente	Potencia
Tipo 1 (SAE J1772)	Modo 1, Modo 2 (AC)	Monofásica	3 a 7,4 kW
Tipo 2 (IEC 62196-2)	Modo 3 (AC)	Monofásica y trifásica	3 a 43 kW
CCS Combo 2 (IEC 62196-3)	Modo 4 (DC)	Corriente continua	Hasta 350 kW
CHAdeMO	Modo 4 (DC)	Corriente continua	Hasta 62,5 kW (hasta 400 kW con CHAdeMO 2.0)

*Nota:* La tabla presenta los diferentes tipos de conectores para los distintos modos de carga. Tomado de (A Review Technology Development of Electric Vehicles)

### Figura 1.3

*Modos de carga y su respectivo conector*



*Nota:* La figura presenta los distintos conectores dependiendo de los distintos modos de carga. Tomado de Schneider Electric

## 1.7. Energía y Suministro Eléctrico

### 1.7.1. Energías renovables aplicadas

La energía solar fotovoltaica es una manera de capturar la radiación solar y convertirla en electricidad aprovechando el efecto fotovoltaico. Las celdas solares convierten la luz solar en corriente eléctrica. Los sistemas fotovoltaicos se clasifican en On-grid, Off-grid o híbridos [8].

### 1.7.2. Tipos de Paneles solares

**Módulo fotovoltaico monofacial:** Está compuesto por un conjunto de celdas solares que capturan la radiación solar directa que incide sobre la cara frontal del módulo y la transforma en electricidad.

**Módulo fotovoltaico bifacial:** Tienen un diseño con doble vidrio, lo que les permite captar la radiación solar tanto de la cara frontal como de la parte posterior del módulo. Además de la radiación directa, los módulos bifaciales aprovechan la radiación difusa y reflejada, conocida como efecto albedo [9].

### 1.7.3. Tecnologías de paneles bifaciales

La eficiencia no es igual en ambos lados de los paneles bifaciales. Esto se debe a que, cuando se ilumina desde la parte posterior, la mayoría de los portadores de carga se generan en áreas alejadas de la unión, que se encuentra en la parte superior de la célula [9].

#### **1.7.4. Irradiancia y radiación solar**

La irradiancia es la energía aprovechada por los paneles solares. Esta energía varía dependiendo de la radiación solar en el lugar. La radiación dependerá del clima específico generando componentes llamados radiación directa y radiación difusa. Comprender el espectro de cada componente y su orientación relativa al plano, es esencial para mejorar los modelos de predicción de energía eléctrica generada [10]. La radiación directa es la mayor producción, ya que, incide en la cara frontal del panel, mientras que, la radiación difusa es la reflexión de la radiación directa sobre otra superficie, polvo, nubes, contaminantes, etc. La radiación que se tomara en consideración en el proyecto es la radiación global que siendo la suma de la radiación directa y difusa [9].

#### **1.7.5. Integración con estaciones de carga**

El aumento de vehículos eléctricos (VE) en el mercado podría generar presión sobre la red eléctrica, lo que representa un desafío para la infraestructura de distribución de energía. Para enfrentar esto, la integración de sistemas de generación distribuida con la conexión unidireccional V1G y la bidireccional V2G ofrecen soluciones al permitir el intercambio de energía entre las baterías de los VE y la red eléctrica y el sistema distribuido. Estas tecnologías ofrecen ventajas como la reducción de los costos de carga, mayor seguridad y permite a los VE ajustar de manera dinámica la velocidad y los tiempos de carga, como se explica en la Tabla 1.4 [11].

**Tabla 1.4**

*Integración de estaciones de carga fotovoltaicos a la red*

Energía solar fotovoltaica	
Ventajas	Inconvenientes
Fácil instalación	Intermitente y menos eficiente
Madurez técnica	Disposición de materiales tóxicos
Mantenimiento relativamente bajo	Huellas de carbono debidas a la fabricación, transporte
Mayor vida útil	Alto costo de reemplazo

*Nota:* La tabla presenta ventajas y desventajas asociadas a la integración de SGD a sistemas de cargadores de VE. Tomado de Renewable energy integration with electric vehicle technology:

### **1.7.6. Sistemas fotovoltaicos On Grid**

#### **1.7.6.1. Inversores on-grid**

Este equipo se encarga convertir la corriente alterna en corriente directa, de ajustar la tensión, THD a los niveles y frecuencias necesarios para su correcta integración con la red. Se clasifican en conmutados por línea, los autoconmutados, métodos de conexión, el número de niveles de tensión en la salida, las técnicas de conmutación PWM, el tipo de fuente de entrada, la carga que alimentan y sus características de salida [12].

#### **1.7.6.2. Tecnología MPPT**

El seguimiento de la potencia variable de los paneles fotovoltaicos se optimiza al combinar un convertidor DC-DC con el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). El MPPT se coordina con el convertidor de potencia, el convertidor DC-DC o el inversor DC - AC para maximizar la eficiencia de los módulos fotovoltaicos de alta potencia [12].

### **1.7.7. Expansión y adaptación de la red eléctrica**

#### **1.7.7.1. Inyección a la red de media tensión**

Uno de los requisitos más importantes establecidos debido a la creciente integración de SGD en el sistema eléctrico es la reinserción voluntaria de la red. Las normativas actuales exigen al SGD mantenerse conectadas durante las contingencias y que realicen servicios auxiliares, como la inyección o absorción de corriente reactiva, para asegurar la estabilidad del sistema y facilitar la recuperación del voltaje a sus niveles normales tras la perturbación. [13].

#### **1.7.7.2. Consecuencias técnicas**

**Estabilidad.** Se exige que los SGD apliquen métodos de control para ajustar el suministro de energía activa en respuesta a las fluctuaciones de frecuencia entre 58,5 y 62,5 Hz por un máximo de 10 segundos [13].

**Regulación de voltaje.** Se exige que la variación de voltaje no debe superar  $\pm 0,05$  p.u. incluso en condiciones de operación variables [13].

## **1.8. Normativa Técnica y de Seguridad**

### **1.8.1. Normativas para construcción de estaciones**

Según la referencia [7] las siguientes normativas son las más relevantes.

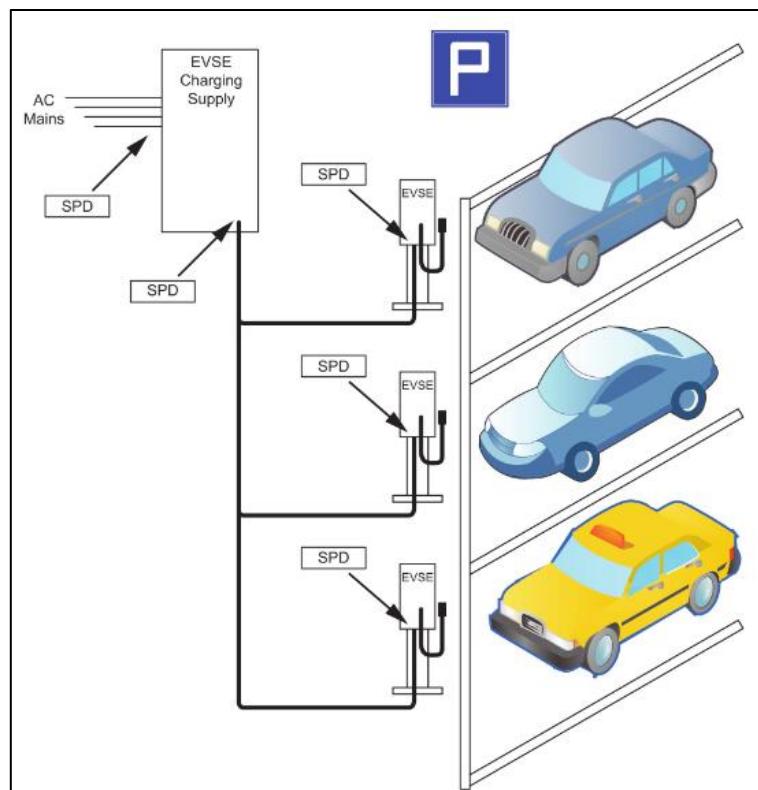
1. IEC 61851: Esta norma establece los requisitos generales y modos de la recarga de vehículos eléctricos.
2. IEC 62196: Esta norma define los estándares para los conectores y cables utilizados en la recarga de vehículos eléctricos.
3. IEC 61851-23: Esta norma se enfoca en los sistemas de carga rápida para vehículos eléctricos.

### 1.8.2. Obra civil y diseño estructural

La obra civil diferirá según el emplazamiento ya sea residencial o público, comercial y laboral. La normativa IEEE [14] establece que el diseño estructural debe respetar la normativa de protección eléctrica. Establece que el centro de carga se debe encontrar en un garaje techado a  $\pm 3$  metros del panel de servicio. A continuación, se presenta la Figura 1.4 donde se presenta los sistemas de protección necesarios para un emplazamiento público, comercial y laboral.

**Figura 1.4**

*Instalación de estación de carga para el sector público, comercial y privado*



*Nota:* Se presenta de forma general como debe ser la instalación de cargadores de VE

Tomado de IEEE

#### **1.8.2.1. Sistema de puesta a tierra**

El sistema de puesta a tierra debe ser diseñada en relación a las necesidades, ubicaciones de los tableros, de la carga máxima, descargas eléctricas y fallas en serie. El estándar IEEE 80-2000 es nuestra base guía sobre la instalación apropiada de la puesta a tierra en subestaciones de AC [15].

#### **1.8.3. Protección eléctrica**

##### **1.8.3.1. Sobretensores**

La protección contra sobretensores o DPS debe ser de categoría C para exteriores en la caja del medidor, en el panel de servicio y en la fuente de servicio del cargador eléctrico si es un sector público.

##### **1.8.3.2. Sobrecorrientes**

Al trabajar en DC, las fallas por sobrecorriente y caídas del voltaje aumentan. La norma IEEE establece que el sistema debe contener portafusibles como se lo puede ver en la Tabla 1.5. La protección contra sobrecorrientes en corriente alterna son los magnetotérmicas y diferenciales con categoría según su ubicación.

#### **Tabla 1.5**

*Descarga nominal de magnetotérmicas y diferenciales*

Ubicación	Descarga nominal
Abierta	10 kA a 20 kA
Cubierta	>20 kA
Subterránea	3 kA a 10 kA

*Nota:* La tabla contiene la descarga nominal en amperios para sobrecorrientes

#### ***1.8.3.3. Descargas a tierra***

Depende del nivel isoceráunico de la ubicación donde se va a realizar la instalación (abierta, cubierta, subterránea). La norma IEEE [14], recomienda la instalación de DPS, puesta a tierra conectada a una punta Franklin por medio de un bajante de cobre de calibre 4/0 AWG [16].

#### **1.8.4. Regulaciones para la instalación de cargadores**

La regulación ecuatoriana ARCENNER 003/20 establece un modelo de contrato de suministro para los proveedores del servicio de carga de energía a vehículos eléctricos. Este modelo generalizado toma en consideración varias normativas para regir de manera global la instalación de estaciones de carga para VE.

## **Capítulo 2**

## 2. Metodología

El presente proyecto fue desarrollado, considerando una serie de pasos que combina, un enfoque cuantitativo y método descriptivo, ya que el desarrollo del proyecto se basa en el análisis numérico de la demanda energética, el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico y la validación técnica de su operación mediante herramientas de simulación.

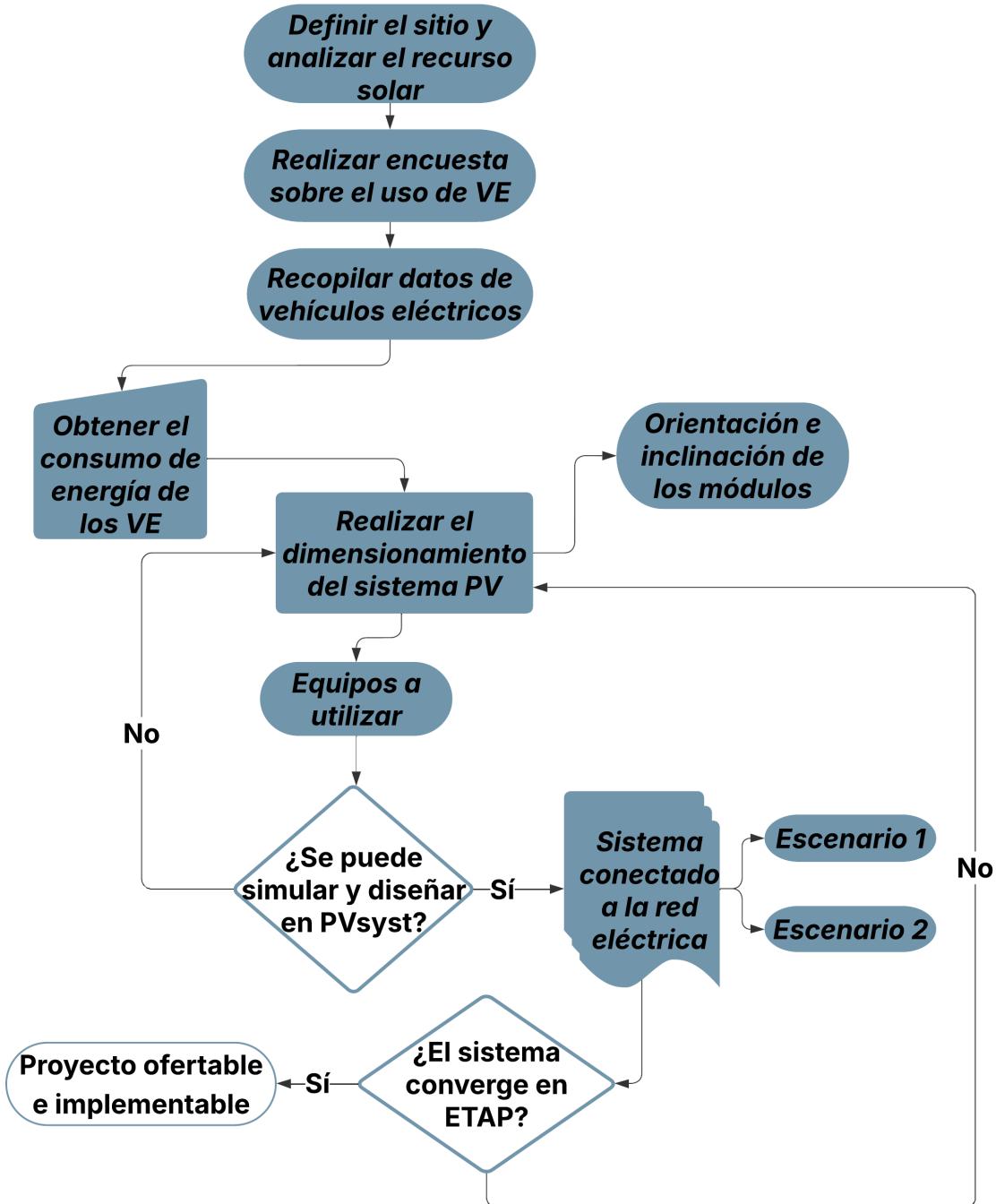
Este enfoque se complementa con una perspectiva aplicada y proyectiva, propia de los trabajos de ingeniería, donde el objetivo es diseñar una solución técnica viable, eficiente y replicable.

Como primer paso se recopiló información relevante como encuestas, normativas y equipos disponibles en el mercado para estaciones de carga de vehículos eléctricos. Así mismo, se pudo obtener un conocimiento sólido por medio de datos reales y casos desarrollados anteriormente. Analizando estos datos se puede desarrollar criterios para diseñar todo el sistema.

Luego, se tomaron los datos del recurso solar presentes en la zona de estudio donde se implantará el proyecto y con esto se estimó la demanda de energía eléctrica necesaria para la implementación de una electrolinera funcional.

Con los datos antes mencionados, se utilizó la herramienta de simulación PVsyst (la versión gratuita por un mes) para validar el diseño fotovoltaico de la electrolinera. Desde aquí el enfoque cuantitativo permitió sentar las bases del proyecto, ya que se basó en un diseño preliminar con fundamentos teóricos, y con ello se simuló el sistema fotovoltaico durante un año.

Como último punto, se utilizó el software ETAP para validar el rendimiento del diseño completo del sistema, desde la generación fotovoltaica, instalación eléctrica y equipos de potencia. La comprobación del diseño mediante un flujo de potencia AC permitió analizar el comportamiento de la electrolinera conectada a la red eléctrica del campus de la ESPOL. Validar el sistema eléctrico con ETAP garantizó un correcto funcionamiento en situaciones reales de operación. El siguiente diagrama ilustra nuestros pasos a seguir para el desarrollo del proyecto.



## 2.1. Caracterización del sitio y valores promedio del recurso solar

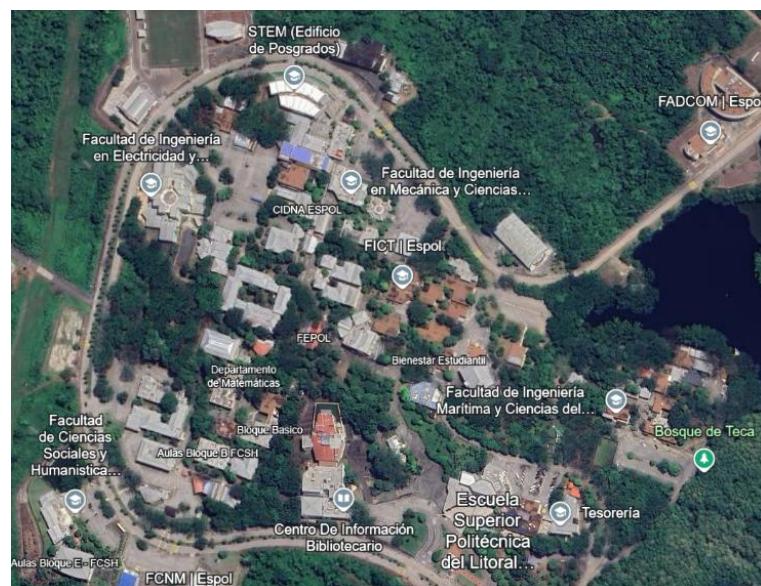
La primera fase del proyecto consistió en la evaluación técnica del sitio de instalación, a fin de identificar las condiciones físicas y ambientales que incidirían en el rendimiento del sistema fotovoltaico. La electrolinera se proyecta para ser instalada en el parqueadero de la FIEC, ubicado en el campus Gustavo Galindo de la ESPOL como se lo puede ver más adelante en la Figura 2.1 y Figura 2.2, en la ciudad de Guayaquil, Ecuador.

Se realizó un análisis detallado de las características del sitio, considerando los siguientes factores:

- a) Orientación e inclinación de los módulos
- b) Espacio útil para el montaje de los paneles solares
- c) Ausencia de sombras o elementos que obstruyan la radiación directa

**Figura 2.1**

*Campus Gustavo Galindo Velasco*



*Nota:* Vista aérea del Campus Gustavo Galindo Velasco, ubicado en la ciudad de Guayaquil. Tomando de Google Earth (<https://n9.cl/md53u>)

**Figura 2.2**

*Estacionamiento de la FIEC*

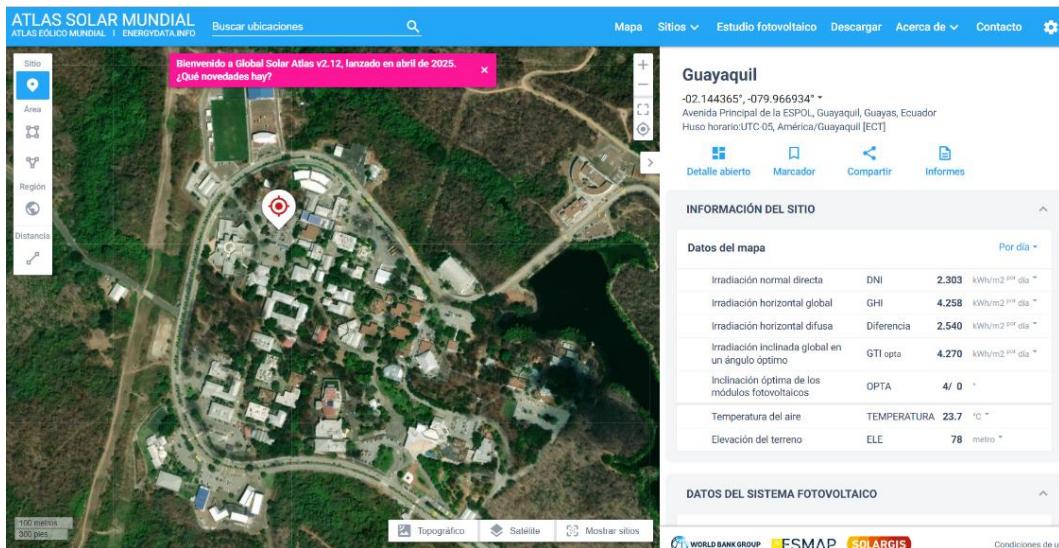


*Nota:* Vista aérea del sitio donde se implantará el proyecto. Tomado de Google Earth (<https://n9.cl/0uuc1>)

En paralelo, se realizó un análisis del recurso solar disponible en la zona. Para ello, se utilizaron datos obtenidos de Global Solar Atlas, una herramienta respaldada por el Banco Mundial y Solargis. Los datos muestran que la zona seleccionada presenta una radiación solar promedio horizontal de  $4.27 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ , lo cual constituye un potencial solar considerable para aplicaciones fotovoltaicas, como lo muestra la Figura 2.3 y Figura 2.4 a continuación.

**Figura 2.3**

*Radiación Promedio Horizontal Global del lugar seleccionado*



*Nota: Radiación promedio del parqueadero. Tomado de la página Global Solar Atlas (<https://globalsolaratlas.info/map?s=-2.144365,-79.966934&m=site&c=-2.14458,-79.966736,11&pv=ground,0,10,160>)*

## Figura 2.4

*Radiación Global Horizontal Promedio a una inclinación de 10° de los módulos*

*fotovoltaicos*



*Nota:* La radiación presente es calculada por un factor de corrección debido a una inclinación de 10°. Tomado de Global Solar Atlas (<https://globalsolaratlas.info/map?s=-2.144365,-79.966934&m=site&c=-2.14458,-79.966736,11&pv=ground,0,10,160>)

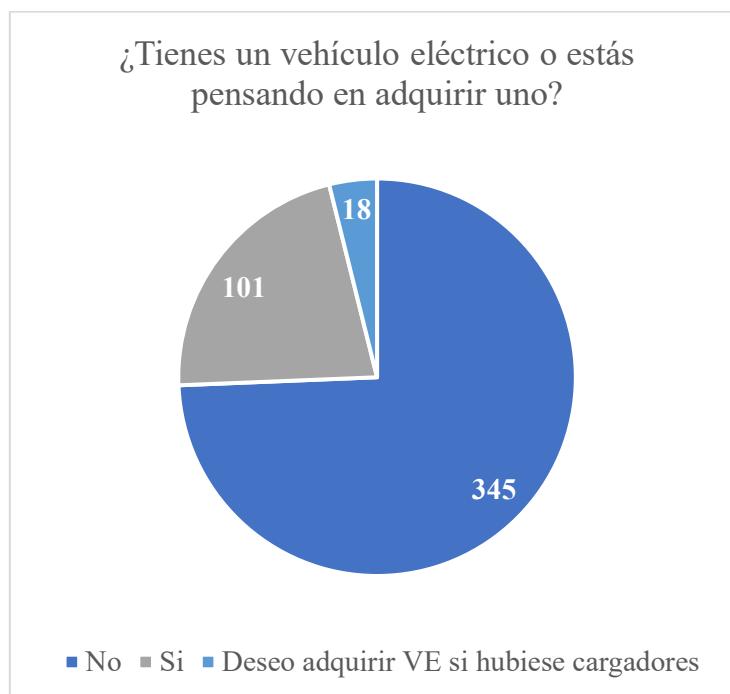
## 2.2. Recolección de datos sobre el uso e intención de adopción de vehículos eléctricos

Con el fin de validar la necesidad de infraestructura de carga dentro del campus universitario y estimar el nivel potencial de uso de la electrolinera, se desarrolló una encuesta exploratoria de carácter cuantitativo, dirigida a la comunidad estudiantil de la ESPOL.

Participaron un total de 464 estudiantes de distintas carreras y niveles académicos. Los resultados se presentan en Figura 2.5.

**Figura 2.5**

*Encuesta sobre adopción de vehículos eléctricos*



*Nota:* Este grafico muestra la cantidad de personas que están interesadas en adquirir o tienen vehículos eléctricos. Elaboración propia.

### 2.3. Obtención de datos para el análisis de la demanda energética

El análisis de la demanda energética para la estación de carga se basó en una investigación previa de los vehículos eléctricos (VE) que se encuentran actualmente en el mercado. La Tabla 2.1 a continuación resume esos parámetros.

**Tabla 2.1**

*Datos técnicos de vehículos eléctricos*

Marca y modelo de VE	BYD DOLPHIN	BYD YUANG PLUS	BYD SEAGULL	AMBACAR NETA V	CHEVROLET BOLT EUV	CHERY EQ7
Velocidad máxima (km/h)	150	160	120	120	146	180
Capacidad de batería (kWh)	44.9	49.92	38	40.7	65	65.5
Autonomía (km)	405	410	400	401	456	512
Potencia del motor (kW)	70	150	55	71	147	155
Cargador interno (kW)	6.6	7	6.6	6.6	7	7
Tiempo de carga rápida de 60 kW de 30% al 80% (min)	25	22.5	20	30	30	30

*Nota:* Se presentan los datos técnicos de VE más comunes en el mercado ecuatoriano.

Tomado de BYD, Ambacar, Chevrolet y Chery.

Estos datos fueron la base para calcular la demanda energética diaria estimable que se tendría en la electrolinera. Así mismo, se puede apreciar que una hora de carga equivale en promedio a tener 7 [kWh] de energía en la batería, esto se lleva a cabo sacando un promedio de la potencia en kW de los cargadores internos que tienen estos vehículos eléctricos en el mercado ecuatoriano.

## 2.4. Cálculo de la demanda energética por la carga de vehículos eléctricos

Se asumió una jornada operativa de 10 horas continuas, desde las 07:00 am hasta 17:00 pm, considerando el horario habitual de clases y la rotación de estudiantes. Esta suposición, aunque conservadora, permite modelar el comportamiento de consumo en un escenario de alta demanda energética. Las estaciones de carga para VE suelen estar ubicadas en sectores estratégicos como centros comerciales, espacios públicos y estaciones de servicio.

Las cargas contempladas en el análisis fueron las siguientes:

- A. Siete cargadores de 7 [kW]
- B. Un cargador rápido de 60 [kW]
- C. Tres tomacorrientes de 300 [W]

El cálculo de energía se realizó utilizando la fórmula:

$$E = P \times t \quad (2.1)$$

Donde:

- I. E: energía diaria en kWh
- II. P: potencia total en kW
- III. t: tiempo de operación en horas

Aplicando los valores estimados en la formula (2.1):

$$E_{total} = (49 + 60 + 0.9)kW \times 10h = 1099 \text{ kWh/día}$$

#### 2.4.1. Orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos

La orientación e inclinación de los paneles solares son aspectos fundamentales que afectan directamente la eficiencia del sistema fotovoltaico. Para la ubicación seleccionada, es decir el parqueadero de la FIEC la latitud es de  $-2.144^{\circ}$ . Por lo tanto, usando la siguiente ecuación podemos determinar el ángulo de inclinación óptimo para los módulos fotovoltaicos.

$$\beta_{opt} = 3.7 + (0.69 * Latitud) \quad (2.2)$$

Donde:

- 1)  $\beta_{opt}$ : Ángulo de inclinación óptimo en  $[^{\circ}]$
- 2) Latitud: Latitud del lugar seleccionado en  $[^{\circ}]$

Reemplazando los valores en la ecuación (2.2) de la latitud del sitio obtenemos el ángulo de inclinación óptimo.

$$\beta_{opt} = 3.7 + (0.69 * 2.144)$$

$$\beta_{opt} = 5.179^{\circ}$$

El ángulo de inclinación óptimo es de  $5.179^{\circ}$ . Sin embargo, para asegurar la autolimpieza se debe poner los módulos a un ángulo mínimo de  $10^{\circ}$ .

## 2.5. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

Para calcular la potencia del generador fotovoltaico primero se debe determinar la hora solar pico (HSP) presente en la zona. La irradiancia es baja en las horas de la mañana, aumenta hasta alcanzar su cenit hacia el mediodía y disminuye por la tarde hasta el anochecer. Dicho esto, mediante la siguiente ecuación tenemos:

$$HSP = \frac{\text{irradiacion global horizontal}}{1000 w/m^2} \quad (2.3)$$

Donde:

*HSP*: Hora Solar Pico [h]

Reemplazando la irradiación global en la ecuación (2.3) se obtiene:

$$HSP = \frac{4251 Wh/m^2}{1000 w/m^2}$$

$$HSP = 4.251 [h]$$

Una vez obtenido el tiempo en que el sol entrega una irradiancia constante se procede a determinar la potencia del generador fotovoltaico mediante la siguiente ecuación (2.4):

$$P_{PV} = \frac{E_{día}[kWh]}{HSP * PR} \quad (2.4)$$

Donde:

- 1)  $P_{PV}$ : Potencia pico del generador fotovoltaico en [Wp]
- 2)  $E_{día}$ : Energía diaria consumida en [kWh]
- 3)  $HSP$ : Hora Solar Pico en [h]
- 4)  $PR$ : Factor de rendimiento energético

Para este paso se define un factor de rendimiento energético del 80%. Además, el sistema fue diseñado para respaldar el 49.7% del consumo de energía. Con base a los valores y reemplazándolos en la ecuación (2.4) se obtiene:

$$P_{PV} = \frac{1099*(0.497)}{4.251*(0.8)} = 160610.15 \text{ [Wp]}$$

### 2.5.1. Cálculo de la potencia de los inversores red

Cada módulo fotovoltaico se conectó a un inversor de red. La potencia del inversor se calcula en función al valor de la potencia del generador fotovoltaico, por lo que se emplea la siguiente ecuación:

$$P_{inv} = 0.8 \dots 0.9 * P_{PV} \quad (2.5)$$

Donde:

- 1)  $P_{inv}$ : Potencia del inversor de red en [kW]
- 2)  $P_{PV}$ : Potencia pico del generador fotovoltaico en [Wp]

Para garantizar que el sistema pueda entregar su potencia nominal en gran parte del día, es necesario sobredimensionar la instalación. Con lo antes mencionado y reemplazando en la ecuación (2.5) se tiene:

$$P_{inv} = 0.88 * (160610.15)$$

$$P_{inv} = 141.336932 \text{ [kW]}$$

### 2.5.2. Número de inversores de red

Los inversores que se seleccionaron tienen una potencia de 70 [kW]. Se tiene que, el número de inversores se determina a través de la ecuación:

$$N_{inv} = \frac{P_{inv}}{P_{Ninv}} \quad (2.6)$$

Donde:

- 1)  $N_{inv}$ : Número de inversores de red
- 2)  $P_{inv}$ : Potencia del inversor de red en [kW]
- 3)  $P_{Ninv}$ : Potencia nominal del inversor de red en [kW]

Reemplazando los valores de la potencia en la ecuación (2.6) se obtiene:

$$N_{inv} = \frac{141.336932}{70}$$

$$N_{inv} = 2.019 \approx 2$$

### 2.5.3. Número de módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos deben ser los suficientes para respaldar con el porcentaje de la demanda a cubrir, entonces mediante la siguiente ecuación:

$$N_{paneles} = \frac{P_{PV}}{P_{PM}} \quad (2.7)$$

Donde:

- a)  $N_{paneles}$ : Número de módulos fotovoltaicos
- b)  $P_{PV}$ : Potencia pico del generador fotovoltaico en [Wp]
- c)  $P_{PM}$ : Potencia pico del módulo fotovoltaico en [Wp]

Reemplazando las potencias en la ecuación (2.7) se obtiene:

$$N_{paneles} = \frac{160610.15}{605} = 265.47 \approx 266$$

### 2.5.3.1. Número de módulos fotovoltaicos en serie

Para este apartado se usa los datos del módulo fotovoltaico. Por lo que, mediante la siguiente ecuación:

$$V_{oc}(Ti) = V_{oc}(STC) * \left[ 1 + \left( (Ti - 25) * \left( C_{oef}(V_{oc}) / 100 \right) \right) \right] \quad (2.8)$$

Donde:

- a)  $V_{oc}(Ti)$ : Voltaje de circuito abierto a una temperatura  $Ti$  en [Vdc]
- b)  $V_{oc}(STC)$ : Voltaje de circuito abierto en condiciones estándar de medida en [Vdc]
- c)  $Ti$ : Temperatura de trabajo del módulo en [°C]
- d)  $C_{oef}(V_{oc})$ : Coeficiente térmico de voltaje de circuito abierto en [%/°C]

Para este paso se toman valores de temperatura de los módulo máximos y mínimos. Entonces como máximo tendremos una temperatura de 75 [°C] y mínimo 0 [°C]. Reemplazando los 0 [°C] en la ecuación (2.8) se obtiene:

$$V_{oc}(0°C) = 52.33 * \left[ 1 + \left( (0 - 25) * (-0.23/100) \right) \right]$$

$$V_{oc}(0°C) = 55.33 [Vdc]$$

Una vez conocemos el  $V_{oc}$  a 0°C podemos calcular el número de módulos máximos que podremos conectar en serie, para esto dividimos el voltaje máximo del inversor entre el  $V_{oc}$  del módulo en invierno.

$$N_s(max) = \frac{V_{max(inv)}}{V_{oc}(Ti)} \quad (2.9)$$

Reemplazando los voltajes en la ecuación (2.9) se obtiene:

$$N_s(max) = \frac{1100}{55.33} = 19.88 \approx 19$$

Siguiendo el mismo proceso, reemplazando la temperatura de 75 °C en la ecuación (2.8) se obtiene:

$$V_{oc}(75^{\circ}\text{C}) = 52.33 * [1 + ((75 - 25) * (-0.23/100))]$$

$$V_{oc}(75^{\circ}\text{C}) = 46.31 \text{ [Vdc]}$$

$$N_s(\text{min}) = \frac{V_{min}(\text{inv})}{V_{oc}(\text{Ti})} \quad (2.10)$$

Reemplazando el resultado de  $V_{oc}$  a 75°C en la ecuación de (2.10):

$$N_s(\text{min}) = \frac{200}{46.31} = 4.32 \approx 5$$

El mínimo de módulos que se puede conectar es de 4.32. Como el valor del voltaje no puede ser menor el número de módulos mínimo tiene que ser de 5.

#### **2.5.3.2. Número de módulos fotovoltaicos en paralelo**

En este caso debido a la cantidad de entradas MPPT del inversor no se usó cadenas en paralelo sin embargo si debemos comprobar que la corriente del módulo este dentro del permitido de cada entrada.

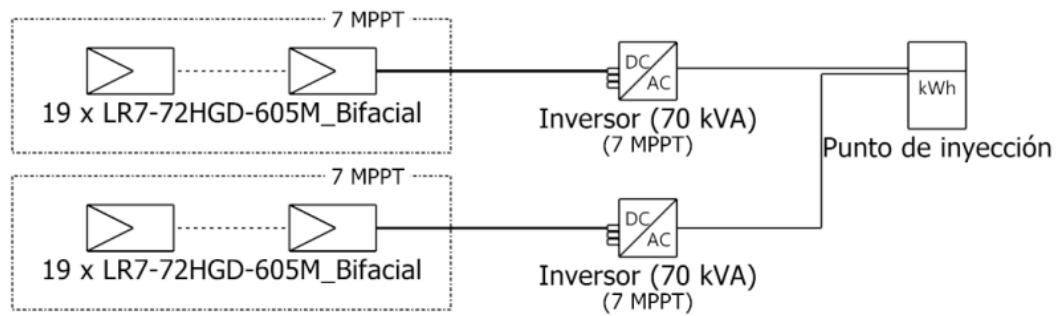
La máxima corriente de entrada por MPPT es de 26 [A], la corriente de máxima potencia en condiciones estándar de medida es de 13.68 [A], por lo tanto, el diseño está dentro de los valores permisibles.

#### 2.5.4. Distribución del número de módulos fotovoltaicos para los inversores de red

La distribución de los módulos fotovoltaicos que van a las entradas MPPT de los inversores de red serán un conjunto de 19 módulos en serie y un total de 14 cadenas, es decir 7 cadenas repartidas en cada inversor. Se resume en la siguiente Figura 2.6.

**Figura 2.6**

*Diagrama unifilar del sistema paneles-inversores*



*Nota:* Se presenta la distribución de las cadenas en cada MPPT de los inversores. Tomado de PVsyst.

### 2.5.5. Cálculo de los dispositivos de protección DC

Para cada cadena de módulos fotovoltaicos se consideró a la llegada de cada MPPT de los inversores de red protecciones en DC. Para mantenimientos futuros lo mejor es poder separar la generación solar sin riesgo de cortocircuitos, entonces se consideró un string box que contendrá una caja con puerta y bisagra donde habrá 14 bases porta fusibles, 7 disyuntores de dos polos DC y 7 DPS. La capacidad de los fusibles se determina con la siguiente ecuación:

$$I_f = 1.25 * I_{sc} \quad (2.11)$$

Donde:

- a)  $I_f$ : Corriente que soporta el fusible en [A]
- b)  $I_{sc}$ : Corriente de corto circuito del módulo fotovoltaico en [A]

Reemplazando la corriente en la ecuación (2.11) se obtiene:

$$I_f = 1.25 * 14.57 = 18.21 \approx 20 [A]$$

### 2.5.6. Cálculo del área útil para la implantación del proyecto

Este apartado es muy importante cuando nuestro objetivo es saber el número de módulos fotovoltaicos que realmente podemos colocar en la ubicación deseada. Entonces conociendo el área útil logramos dictaminar que la cantidad calculada fue la correcta, por lo tanto:

$$\text{Área}_{panel} = ancho * largo \quad (2.12)$$

Reemplazando el ancho y largo del panel en la ecuación (2.12) se obtiene:

$$\text{Área}_{panel} = 2.382 * 1.134 = 2.7012 [m^2]$$

Una vez determinado el área del panel, se calculó el área útil total necesaria para los 266 módulos fotovoltaicos con la ecuación.

$$\text{Área}_{total} = \text{Área}_{panel} * \#_{paneles} * f_{seguridad} \quad (2.13)$$

Reemplazando los valores de área, número de paneles y un factor de seguridad en la ecuación (2.13).

$$\text{Área}_{total} = 2.7012 * 266 * 1.15 = 826.30 \text{ [m}^2\text{]}$$

En resumen, para instalar los paneles solares necesitamos un área total de 826.30 [m<sup>2</sup>].

### 2.5.7. Cálculo para la subestación trifásica convencional

#### 2.5.7.1. Escenario 1, conexión con la red de media tensión

La subestación trifásica convencional para la conexión a la red tendrá un transformador pad mounted para la conexión en media tensión, así como un transformador seco para bajar el nivel de tensión de 400 [VLL] a 220 [VLL]. El dimensionamiento del transformador es un aspecto crucial para garantizar que el sistema fotovoltaico funcione correctamente y de manera segura.

En el caso de que no haya carga conectada y los inversores estén operando a plena capacidad, la energía generada por los inversores deberá ser inyectada completamente a la red eléctrica. Por lo tanto, el transformador debe ser capaz de manejar toda la potencia máxima generada por los inversores, es decir, 140 [kW]. Usando la siguiente ecuación (2.14) se obtiene la capacidad del transformador a un 23% de reserva:

$$KVA_{Trafo} = \frac{\left(\frac{P_{max}}{0.92}\right)}{\%_{reserva}} \quad (2.14)$$

Donde:

- 1)  $KVA_{Trafo}$ : Capacidad nominal del transformador en [kVA]
- 2)  $P_{max}$ : Potencia máxima a dimensionar [kW]
- 3)  $\%_{reserva}$ : Es el porcentaje de reserva del transformador

Reemplazando los valores de capacidad, potencia y % de reserva en la ecuación (2.14), se obtiene:

$$KVA_{Traf}o = \frac{\left(\frac{140}{0.92}\right)}{0.77} = 197.63 \approx 200 [kVA]$$

De la misma manera reemplazando en la ecuación (2.14), pero para el transformador seco que alimenta los cargadores de 7 [kW] con un 25% de reserva:

$$KVA_{Traf}o = \frac{\left(\frac{49}{0.92}\right)}{0.75} = 71.014 \approx 75 [kVA]$$

### 2.5.7.1.1. Cálculo para el diseño eléctrico general del sistema

Una vez dimensionado el sistema fotovoltaico debemos diseñar el sistema eléctrico en general como lo es las protecciones, alimentadores de baja tensión y tableros. Mediante la siguiente Tabla 2.2 se muestra un resumen del diseño eléctrico y en la Figura A.1 del Anexo A se presenta el diagrama unifilar del diseño.

**Tabla 2.2**

*Resumen del diseño eléctrico del escenario 1*

Elementos	Corriente		Voltaje [VLL]	Conductor	Tubería EMT
	nominal [A]	Breaker			
Inversor	112.7	4P-150A	400	3#1/0+N#2+T#6	Ø2"
Cargador rápido	102	4P-150A	400	3#1/0+N#2+T#6	Ø2"
Trafo. 200 [kVA]	288	3P-150A	400	3#500MCM+N#350MCM+T#4	Ø4"
Trafo. 75 [kVA]	108	3P-150A	400	3#1/0+N#2+T#6	Ø2"
Trafo. 75 [kVA]	197	3P-250A	220	3#250MCM+N#4/0+T#6	Ø3"
Cargador estándar	32	2P-50A	220	2#6+T#10	Ø1"

*Nota:* Se presenta el resumen de los equipos necesarios para el escenario #1 propuesto.

Elaboración propia.

### 2.5.7.2. Escenario 2, conexión en baja tensión con el edificio 11A

Este escenario tiene como propósito principal la interconexión del sistema fotovoltaico con la red de baja tensión mediante el tablero principal del edificio 11A. La energía excedente generada por la electrolinera será inyectada a dicho tablero, lo que permitirá cubrir parcialmente el consumo diario del edificio.

Dado que el transformador del edificio opera muy por debajo de su capacidad nominal con un consumo promedio diario del edificio en los últimos seis meses de aproximadamente 152 [kVA], se garantiza una capacidad suficiente para absorber la potencia nominal de nuestras cargas. La Tabla 2.3 resume la información a continuación.

**Tabla 2.3**

*Consumo máximo del edificio 11a en los últimos seis meses*

Año	Mes	S (kVA) máx	Cargabilidad
<b>2024</b>	Noviembre	152	25%
	Diciembre	180	30%
<b>2025</b>	Enero	184	31%
	Febrero	131	22%
	Marzo	131	22%
	Abril	133	22%

*Nota:* Elaboración propia, los datos fueron proporcionados por el departamento de sostenibilidad de la ESPOL.

Entonces para este nuevo escenario debemos dimensionar el transformador seco que conectará la barra de 400 [VLL] y la de 220 [VLL]. Con un 23% de reserva, reemplazando los valores en la ecuación (2.14) se tiene:

$$KVA_{Trafo} = \frac{\left(\frac{140}{0.92}\right)}{0.77} = 197.62 \approx 200 [kVA]$$

### 2.5.7.2.1. Cálculo para el diseño eléctrico general del sistema

Las protecciones son las mismas que el anterior escenario, pero con un ligero cambio. La siguiente Tabla 2.4 lo resume.

**Tabla 2.4**

*Resumen del diseño eléctrico del escenario 2*

Elementos	Corriente		Voltaje [VLL]	Conductor	Tubería EMT
	nominal [A]	Breaker			
Inversor	112.7	4P-150A	400	3#1/0+N#2+T#6	Ø2"
Cargador rápido	102	4P-150A	400	3#1/0+N#2+T#6	Ø2"
Trafo. 200 [kVA]	288	3P-320A	400	3#350MCM+N#4/0+T#4	Ø3 1/2"
Trafo. 200 [kVA]	525	3P-630A	220	2(3#350MCM+N#4/0) + T#2	2Ø3 1/2"
Cargador estándar	32	2P-50A	220	2#6+T#10	Ø1"
Edificio 11A	404	3P-630A	220	2(3#350MCM+N#4/0) + T#2	2Ø3 1/2"

*Nota:* Se presenta el resumen de los equipos necesarios para el escenario #2 propuesto.

Elaboración propia.

Para este caso, se consideró la utilización de la barra de 220 [VLL] existente del edificio 11A, a la cual se conectará el sistema, como se ilustra en la Figura A.2 del Anexo A. La distancia entre la barra de 220 [VLL] del proyecto y la barra existente del edificio es de aproximadamente 96 metros.

**Figura 2.7**

*Caída tensión del tramo de interconexión a 220 VLL*

Calculadora caida de tension para equipos electricos NEC/NFPA70/NTC2050			
Voltaje (Tension):	220 V	▼	
Fases:	3F - AC	▼	
Factor de potencia:	Otro valor:	▼	
	0,92		
Calibre conductor:	350 kcmil	▼	
Temperatura conductor:	75 °C	▼	
Numero de conductores por fase:	2		
Material del conductor	Cobre	▼	
Material de la canalizacion	PVC	▼	
Nombre equipo	Amperios	▼	Metros
Equipo	405	96	2,5%

La caida de tension cumple con la recomendación del NEC/NFPA70/NTC2050

*Nota:* Calculo para determinar la caída tensión presente en el tramo de interconexión.

Tomado de Electricaplicada (<https://electricaplicada.com/calculadora-caida-de-tension/>)

La corriente con la que se calcula la caída de tensión proviene de la corriente nominal en condiciones de máxima generación, es decir 140 [kW] a un nivel de tensión de 220 [VLL].

## 2.6. Selección de equipos para el diseño de la electrolinera

Para el desarrollo del proyecto, se realizó una selección técnica de los componentes principales del sistema fotovoltaico y de carga, considerando criterios de compatibilidad comercial, eficiencia energética y confiabilidad. A continuación, en la Tabla 2.5 se presenta los equipos a utilizar y algunas comparaciones con otras marcas.

### 2.6.1. Marca y modelo de los cargadores seleccionados

**Tabla 2.5**

*Especificaciones de cargadores para vehículos eléctricos*

Especificaciones	BYD	BENY
Modelo	7kw GB Estándar	BMDC60-S
Potencia de salida (kW)	7	60
Conecotor	Tipo 2	CCS1/CCS2/GBT/CHADEMO/NACS
Voltaje de entrada (V)	220/230/240	380-415
Corriente nominal (A)	32	102
Frecuencia (Hz)	50/60	50/60
Modo de carga	Modo 2	Modo 4
Conección con la red	L1, L2 y PE	3P+N+PE
Voltaje de salida (Vdc)	-	150-1000
Corriente de salida (A)	-	0-200

*Nota:* Las especificaciones fueron extraídas de la página de beny.com y de gelectriic.com ambos son proveedores de este tipo de productos.

Las siguientes 45 Figura 2.8 y Figura 2.9 ilustran los cargadores seleccionados.

**Figura 2.8**

*Cargador de Modo 2 de BYD*



*Nota:* Cargador de 7 kW GB Estándar de la marca BYD. Tomado de GELECTRIIC (<https://www.gelectriic.com/blog/manuales-3/cargador-de-pared-byd-5?anim>)

**Figura 2.9**

*Cargador rápido de Modo 4 de BENY*



**Nota:** Cargador de 60 kW BMDC60-S de la marca BENY. Tomado de BENY (<https://www.beny.com/>)

### 2.6.2. Módulos fotovoltaicos

**Tabla 2.6**

*Comparación de módulos fotovoltaicos bifaciales de 605 Wp*

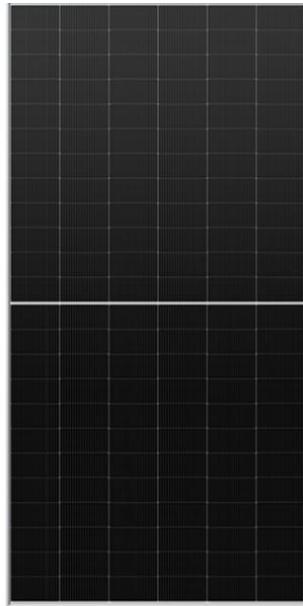
Especificaciones	Longi Solar	Trina Solar	Sunpal
Modelo	LR7-72HGD-605M	TSM-NEG19RC.20	SP605M-66H
		605W	
Eficiencia (%)	22.4	22.4	22.4
Potencia (Wp)	605	605	605
Vmp (V)	44.23	40.5	40.46
Imp (A)	13.68	14.94	14.95
Voc (V)	52.33	48.7	48.75
Isc (A)	14.57	15.83	15.81
Peso (kg)	33.5	33.7	33.5
Dimensiones (mm)	2382x1134x30	2382x1134x30	2382x1134x30
$\beta$	-0.230%/ $^{\circ}$ C	-0.24%/ $^{\circ}$ C	-0.25%/ $^{\circ}$ C
$\alpha$	0.045%/ $^{\circ}$ C	0.04%/ $^{\circ}$ C	0.046%/ $^{\circ}$ C

*Nota:* Especificaciones de módulos fotovoltaicos de 605 Wp, Tomado de Longi Solar, Trina Solar y Sunpal.

El modelo LR7-72HGD-605M de Longi fue el elegido por su alta eficiencia y tecnología bifacial, lo cual permite aprovechar la reflexión solar sobre el piso del parqueadero y aumentar la generación en hasta un 10% a 15%. La siguiente Figura 2.10 y Figura 2.11 muestra el panel solar de Longi.

**Figura 2.10**

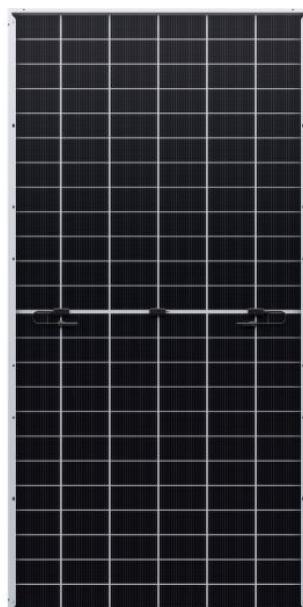
*Módulo fotovoltaico LR7-72HGD-605M*



*Nota:* Vista frontal del módulo fotovoltaico LR7-72HGD-605M. Tomado de LONGi (<https://www.longi.com/en/>)

**Figura 2.11**

*Módulo fotovoltaico LR7-72HGD-605M*



*Nota:* Vista trasera del módulo fotovoltaico LR7-72HGD-605M. Tomado de LONGi (<https://www.longi.com/en/>)

### 2.6.3. Inversores de red

**Tabla 2.7**

*Comparación de inversores de red*

Especificaciones	Growatt	SMA	Huawei
Modelo	MAX 70KTL3 LV	Sunny Tripower 125	SUN2000-60KTL-M0
Max Potencia PV	105000W	187500W	-
Max. Voltaje DC	1100V	1100V	1100V
Rango de voltaje MPPT	200V-1000V	180V-1000V	200V-1000V
No. De MPPTs	7	12	6
No. De entradas por MPPT	2	2	2
Max. Corriente por MPPT	26A	30A	22A
Max. Corriente de cortocircuito por MPPT	32A	40A	30A
Potencia de salida AC	70000W	125000W	60000W
Voltaje nominal AC	220V/380V, 230V/400V	230V/400V	220V/380V, 230V/400V
Frecuencia	50/60 Hz	45 Hz a 65 Hz	50/60 Hz
Max. Corriente de salida AC	112.7A	181.1A	86.7A
THDi	<3%	<3%	<3%
Conexión con la red	3P+N+PE	3P+N+PE	3P+PE
Max. Eficiencia	99%	98.4%	98.9%

*Nota:* Los inversores de red presentes fueron seleccionados por su eficiencia y por figurar en la base de datos de PVsyst.

El modelo MAX 70KTL3 LV de Growatt fue seleccionado por su versatilidad en sistemas de gran escala, gracias a sus 7 seguidores MPPT independientes, que permiten una mejor gestión de múltiples cadenas de paneles con diferentes orientaciones o niveles de irradiancia. El modelo del inversor de red se muestra en la siguiente Figura 2.12.

**Figura 2.12**

*Inversor de red Growatt modelo MAX 70KTL3 LV*



*Nota:* Vista frontal del inversor Growatt modelo MAX 70KTL3 LV. Tomado de la página Growatt. (<https://growatt.tech/es/product/growatt-max-70-ktl3-lv-3-phase-industrial-inverter/>)

## 2.7. Validación del sistema fotovoltaico mediante simulaciones

### 2.7.1. Diseño en PVsyst

PVsyst es una herramienta de simulación que permite diseñar y validar un sistema fotovoltaico. Con los cálculos realizados se parametriza el *software* desde los equipos hasta datos específicos para la obtención de resultados confiables. Su configuración se muestra en el Apéndice B

### 2.7.2. Simulación en ETAP

En este apartado simulamos el diagrama unifilar de ambos escenarios considerando las capacidades nominales de los paneles solares e inversores de red junto con el sistema eléctrico en general. Su configuración se muestra en el Apéndice C

## **Capítulo 3**

### 3. Resultados y análisis

En este capítulo se abordarán los resultados obtenidos a partir de la simulación y validación del sistema fotovoltaico propuesto para la estación de carga de vehículos eléctricos en el parqueadero de la Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación (FIEC). El objetivo principal de este análisis es evaluar la viabilidad del proyecto en términos de eficiencia energética y capacidad de carga, mediante el uso de herramientas avanzadas de simulación como PVsyst y ETAP.

Para lograr este análisis, se partió de los objetivos establecidos en capítulos anteriores. En primer lugar, se determinó el área donde se implementará la estación de carga, lo cual es crucial para dimensionar adecuadamente los equipos fotovoltaicos. A partir de allí, se calculó la demanda energética de los vehículos eléctricos, lo que permitió realizar un dimensionamiento adecuado del sistema fotovoltaico. Posteriormente, se utilizaron herramientas de simulación para validar los resultados y asegurar que el sistema propuesto pueda satisfacer la demanda energética de manera eficiente, considerando la variabilidad de la irradiancia solar en la zona y las condiciones reales de operación.

A través de este análisis, se pretende conocer el rendimiento energético de la estación de carga, identificar posibles mejoras en su diseño y proporcionar recomendaciones para su implementación en el campus. En las siguientes secciones, se desglosarán los resultados obtenidos en cada fase del estudio.

### **3.1. Descripción de los Parámetros Claves**

Para comprender los resultados obtenidos, es fundamental entender los parámetros que fueron considerados durante la simulación y validación del sistema fotovoltaico. En primer lugar, se tuvo en cuenta la zona de instalación dentro del parqueadero de la FIEC, un espacio clave para estimar el área útil para la instalación de los paneles solares. La orientación, la inclinación de los paneles y la ubicación geográfica fueron factores determinantes en la simulación, pues influyen directamente en la cantidad de irradiancia solar disponible durante el día.

La demanda de energía también fue un parámetro esencial, ya que el sistema fotovoltaico debe ser capaz de cubrir las necesidades energéticas de los vehículos eléctricos del campus. Para este fin, se calculó la cantidad de energía que se consumiría, teniendo en cuenta el número de cargadores y el horario de operación. La energía como se vio en el capítulo 2 fue de 1099 [kWh], este valor es muy optimista, ya que diseñamos basándonos en el peor de los escenarios (todas las cargas operando durante 10 horas), esto nos permitió dimensionar el sistema para respaldar el 49.7 % de la energía.

Finalmente, se consideraron otros parámetros como la variabilidad de la irradiancia solar, que depende de factores climáticos y estacionales, y las condiciones reales de operación del sistema fotovoltaico, lo que permitió simular distintos escenarios y garantizar que el sistema sería eficiente en todo momento. La irradiación promedio determinada fue de 4.251 kWh/m<sup>2</sup>/día para una inclinación de los módulos de 10°, con este valor supimos las horas solares pico donde el sol entrega una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup> de forma constante.

### **3.2. Análisis del dimensionamiento fotovoltaico**

Los cálculos realizados en el capítulo 2 sentaron las bases para el diseño y simulación en PVsyst. La potencia pico instalada en paneles solares fue de 160610.15 [Wp] lo que representa un número bastante atractivo para la generación de energía. Este valor va acorde a la potencia instalada que se puede tener para un nivel de tensión menor a los 69 [kV], es decir la inyección máxima para una red de media tensión, según la regulación ARCONEL 001/24 en el capítulo 2 “*Categorización de Centrales de Generación*”.

La regulación ARCONEL 001/21 nos dice que un Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA) es aquel que se encuentra dentro de la misma área de servicio en la que se encuentra el consumidor, entonces por la potencia instalada de nuestra planta fotovoltaica entramos en esta categorización por tener menos de 1 [MW] instalado. Así mismo, el procedimiento a seguir para la factibilidad de conexión en sincronismo con la red de distribución sería la “*Factibilidad de conexión para SGDAs categoría 2*”.

Los módulos fotovoltaicos LR7-72HGD-605M de Longi, se escogieron por su alta eficiencia y su entrega extra de potencia por ser bifaciales, para aprovechar esta tecnología lo ideal sería pintar el suelo del parqueadero de blanco y de esta manera aprovechar el factor de albedo que impacta positivamente en nuestro sistema de generación.

Los inversores de red MAX 70KTL3 LV de Growatt, son los seleccionados por su alta eficiencia, su vida útil, su disponibilidad en el mercado y por la cantidad de MPPTs que nos brindan la facilidad de tener varias orientaciones e inclinaciones sin la preocupación de que una cadena de módulos fotovoltaicos este afectando negativamente a otras.

Las cadenas de 19 módulos fueron determinadas y verificadas por los cálculos del capítulo 2, y así mismo su debida validación en el software PVsyst. La cantidad de módulos para este proyecto son 266, de los cuales se tendrán 3 orientaciones distintas. Al estar cerca de la línea equinoccial tenemos la ventaja de no tener tantas perdidas por orientación.

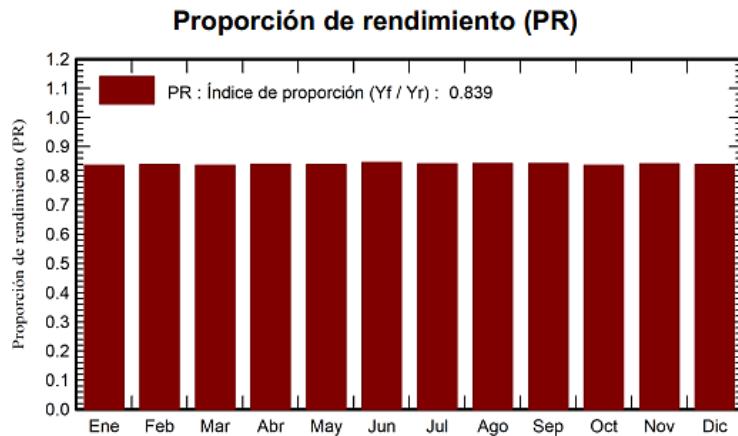
### **3.3. Análisis de resultados en PVsyst**

Una vez que se definieron los cálculos correspondientes al capítulo 2, se procedió a realizar la simulación del sistema fotovoltaico utilizando la herramienta profesional PVsyst. Esta simulación permitió obtener los resultados relativos al rendimiento del sistema en función de la irradiancia solar en la zona, la orientación de los paneles y otros factores como las pérdidas en general.

El rendimiento energético fue uno de los aspectos más relevantes de esta simulación con un valor de 83.9%. Los resultados indicaron que el sistema fotovoltaico propuesto es capaz de generar suficiente energía para cubrir en un porcentaje la demanda de los vehículos eléctricos. Se puede observar que existe una linealidad en el rendimiento energético durante los diferentes períodos del año, debido a la radiación solar predominante en esta zona. Mírese la siguiente Figura 3.1.

**Figura 3.1**

*Proporción de rendimiento energético*

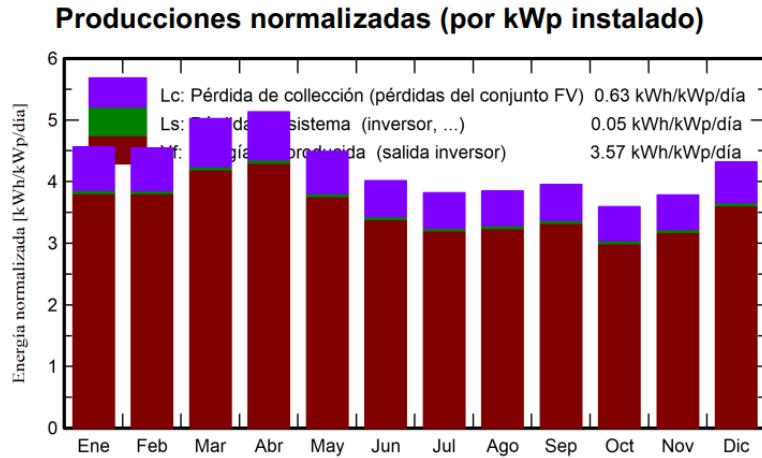


*Nota:* La figura muestra el performance ratio (PR) del sistema solar, observamos que es superior al establecido en los cálculos lo que genera mayor atractivo al proyecto. Tomado de PVsyst.

La producción de energía normalizada también es un aspecto a considerar. Con una potencia pico de 161 [kWp], la electrolinera produce 1303 kWh/kWp/año. Así mismo, se puede observar mediante la Figura 3.2 las pérdidas del conjunto fotovoltaico las cuales son de 0.63 kWh/kWp/día (color lila) y las pérdidas del sistema inversor con un valor de 0.05 kWh/kWp/día (color verde). Como valor final, se tiene que la energía utilizable a la salida del inversor de red es de 3.57 kWh/kWp/día (color rojo).

**Figura 3.2**

*Producción normalizada*

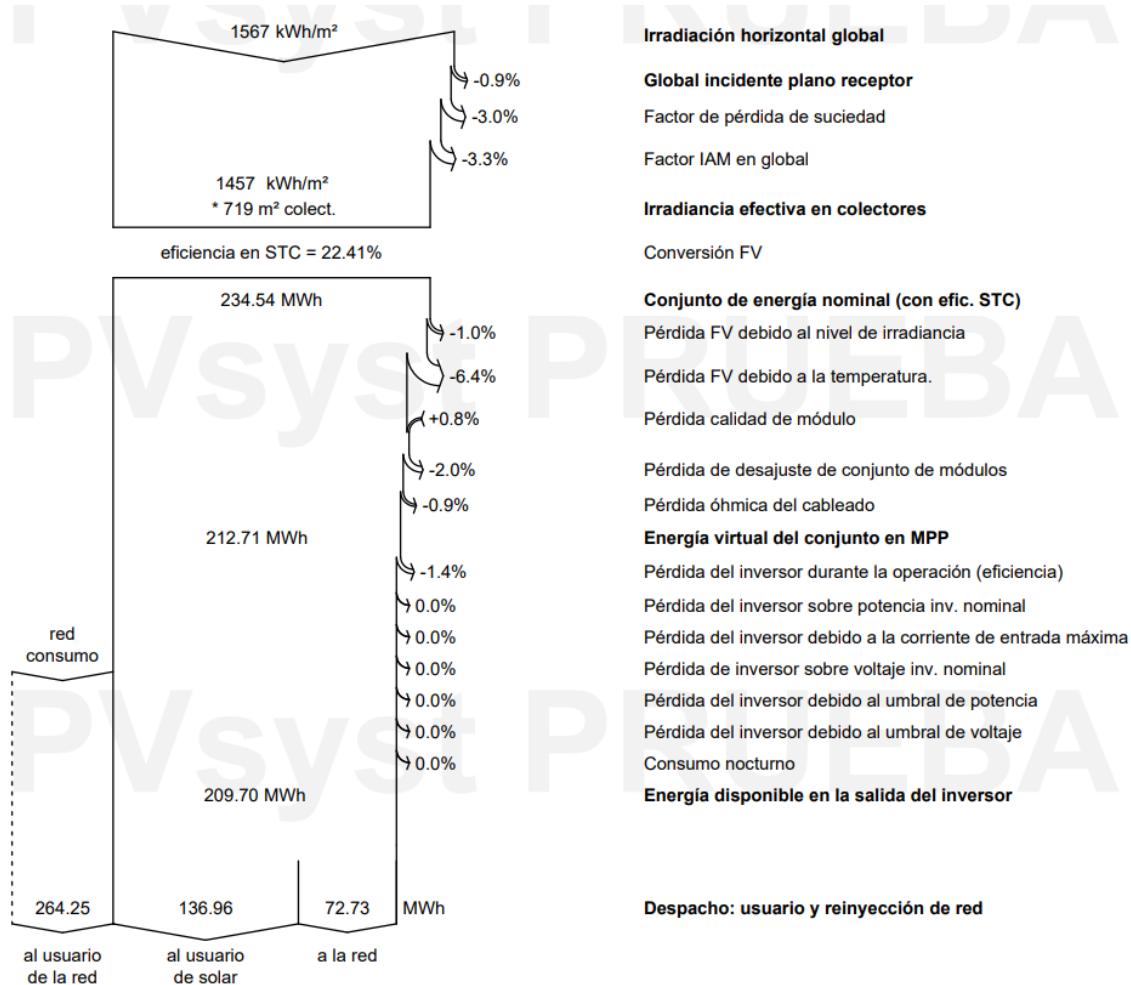


*Nota:* La figura muestra la producción normalizada por kWp instalado, así mismo las pérdidas del sistema solar y la energía útil a la salida del inversor de red.

### 3.3.1. Diagrama de pérdidas

**Figura 3.3**

*Diagrama de pérdidas del sistema al año*



*Nota:* La figura muestra las pérdidas detalladas del sistema solar desde la entrada de energía en forma de radiación hasta la salida del inversor de red, el consumo del usuario y lo que se va a la red eléctrica. Tomado de PVsyst.

El diagrama mostró que el conjunto fotovoltaico capta una radiación de 1567 [kWh/m<sup>2</sup>] y, al multiplicar por el área total de los 266 módulos, se obtiene una energía total de 234.540 [kWh]. Tras las pérdidas, la energía a la salida del inversor de red es de 209.700 [kWh], de los cuales 136.960 [kWh] corresponden al consumo del usuario. La red complementa el suministro con una aportación de 264.250 [kWh].

### 3.3.2. Resumen y resultados principales

El software PVsyst es una herramienta profesional que nos permitió diseñar y simular nuestro proyecto y así determinar su existencia, la siguiente Tabla 3.1 muestra un resumen de los resultados principales.

**Tabla 3.1**

*Resumen y resultados de PVsyst*

Latitud	-2.14 °
Longitud	-79.97 °
Altitud	66 [m]
Factor de Albedo	0.2
Potencia instalada en PV	161 [kWp]
Numero de módulos	266
Potencia en inversores	140 [kW]
Numero de inversores	2
Consumo constante fijo	401,000 [kWh/año]
Energía producida	209,700 [kWh/año]
Energía usada	401,210 [kWh/año]
Producción específica	1303 [kWh/kWp/año]
Proporción de rendimiento	83.91%
Perdidas por suciedad	3%

*Nota:* Los datos mostrados en esta tabla son los arrojados por la simulación en PVsyst.

La siguiente Figura 3.4 muestra los balances y los resultados principales, así como la Figura 3.5 presenta las toneladas de CO<sub>2</sub> ahorradas por la generación de energías renovables con un valor de 1,313.846 toneladas durante 25 años. Con este resultado reforzamos el hecho de ser una universidad que apunta a la sostenibilidad y a un campus más verde.

**Figura 3.4**

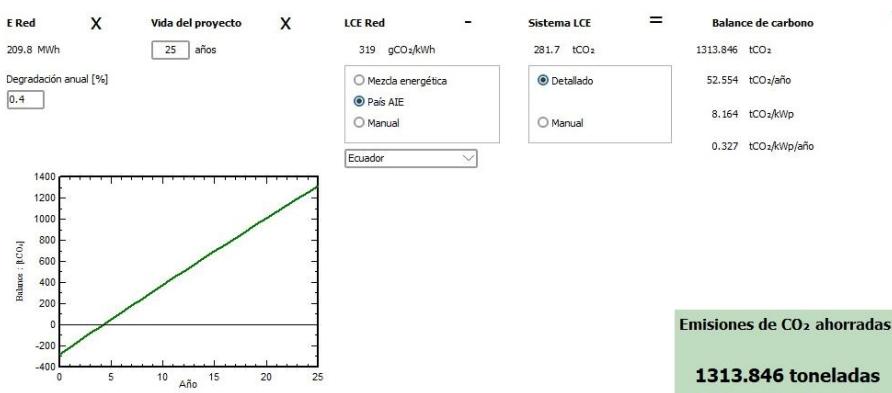
*Balances y resultados principales*

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
<b>Enero</b>	142.8	80.51	26.41	141.5	132.6	19.29	34.08	12.10	6.93	21.98
<b>Febrero</b>	128.5	77.05	26.25	127.3	119.6	17.41	30.78	10.79	6.37	19.98
<b>Marzo</b>	157.1	88.85	26.80	155.7	146.3	21.22	34.08	12.91	8.04	21.16
<b>Abril</b>	155.2	85.75	26.47	154.0	144.9	21.06	32.98	12.56	8.23	20.42
<b>Mayo</b>	140.2	71.74	26.21	139.2	130.7	19.03	34.08	12.00	6.77	22.08
<b>Junio</b>	121.4	72.70	24.60	120.3	112.6	16.60	32.98	11.15	5.22	21.82
<b>Julio</b>	119.6	61.58	24.26	118.3	110.7	16.23	34.08	10.78	5.21	23.29
<b>Agosto</b>	120.5	69.33	23.92	119.4	112.0	16.42	34.08	10.84	5.33	23.23
<b>Septiembre</b>	119.8	72.05	23.94	118.7	111.3	16.31	32.98	10.69	5.38	22.29
<b>Octubre</b>	112.4	69.42	24.29	111.3	104.2	15.22	34.08	10.41	4.57	23.67
<b>Noviembre</b>	114.6	76.41	24.48	113.5	106.2	15.60	32.98	10.83	4.54	22.14
<b>Diciembre</b>	135.0	84.92	26.33	133.8	125.4	18.30	34.08	11.89	6.15	22.19
<b>Año</b>	1567.1	910.32	25.33	1552.8	1456.6	212.69	401.21	136.96	72.73	264.25

*Nota:* La figura muestra la irradiación, temperatura ambiente, energía generada, energía del usuario y la energía inyectada a la red. Tomado de PVsyst.

**Figura 3.5**

*Emisiones de CO<sub>2</sub> ahorradas*



*Nota:* La figura muestra las emisiones de CO<sub>2</sub> ahorradas durante el tiempo de vida útil del proyecto. Tomado de PVsyst.

### **3.4. Análisis y validación del sistema conectado a la red usando ETAP**

Para garantizar la viabilidad del sistema fotovoltaico propuesto, se procedió a validar los resultados de la simulación mediante el análisis de flujos de potencia en la herramienta ETAP. ETAP es un software especializado en el análisis de redes eléctricas que permite modelar y simular la operación de sistemas de distribución y generación de energía.

En esta fase del análisis, se realizó una simulación de los dos escenarios de interconexión con la red eléctrica. Para ambos escenarios la validación fue exitosa, ya que los dos esquemas de conexión confirmaron que el sistema fotovoltaico propuesto podría satisfacer la demanda de la estación de carga fotovoltaica bajo condiciones operativas de alta irradiancia.

Además, se realizó un estudio de cortocircuito, coordinación de protecciones y simulación de una malla a tierra para ambos escenarios. Estos estudios aparte del flujo de potencia permiten validar al sistema de forma completa.

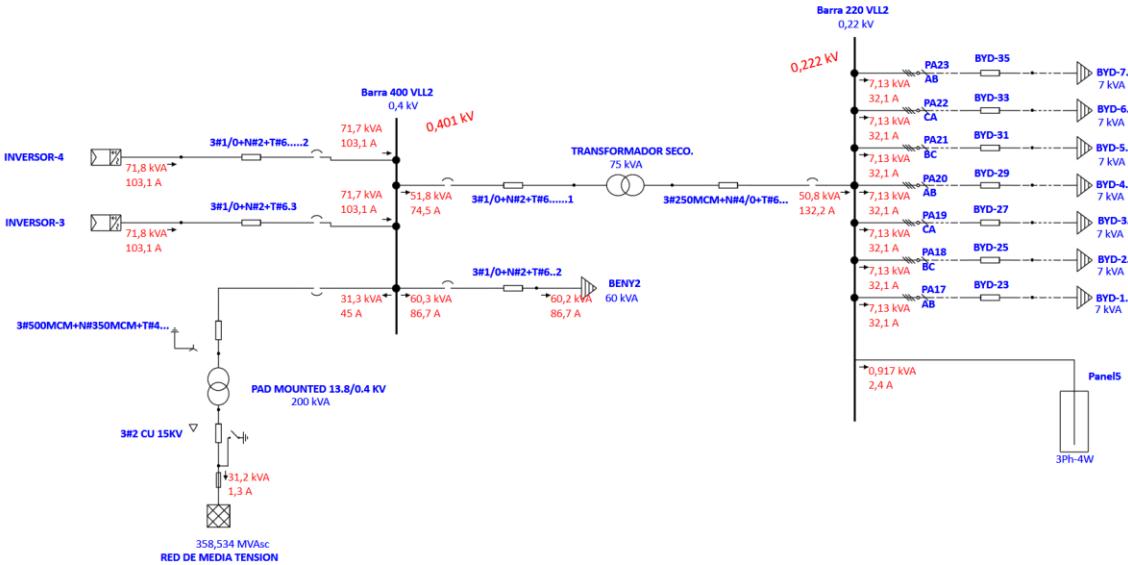
#### **3.4.1. Flujos de potencia para ambos escenarios**

##### ***3.4.1.1. Escenario 1, conexión independiente a media tensión***

El objetivo de este escenario fue conectarse de forma independiente a la red de media tensión para así evitar posibles problemas de sobrecarga en transformadores existentes de algún edificio cercano. En la Figura 3.6 vemos como es la distribución de potencia cuando estamos bajo una irradiancia de  $915 [W/m^2]$ , es decir un valor común a medio día. De la misma forma, la Figura 3.7 representa el comportamiento de la electrolinera a irradiancias bajas como a las primeras horas del día o las horas finales de la tarde, con un valor de  $100 [W/m^2]$ :

**Figura 3.6**

*Flujo de potencia para una irradiancia de 915 [W/m<sup>2</sup>]*

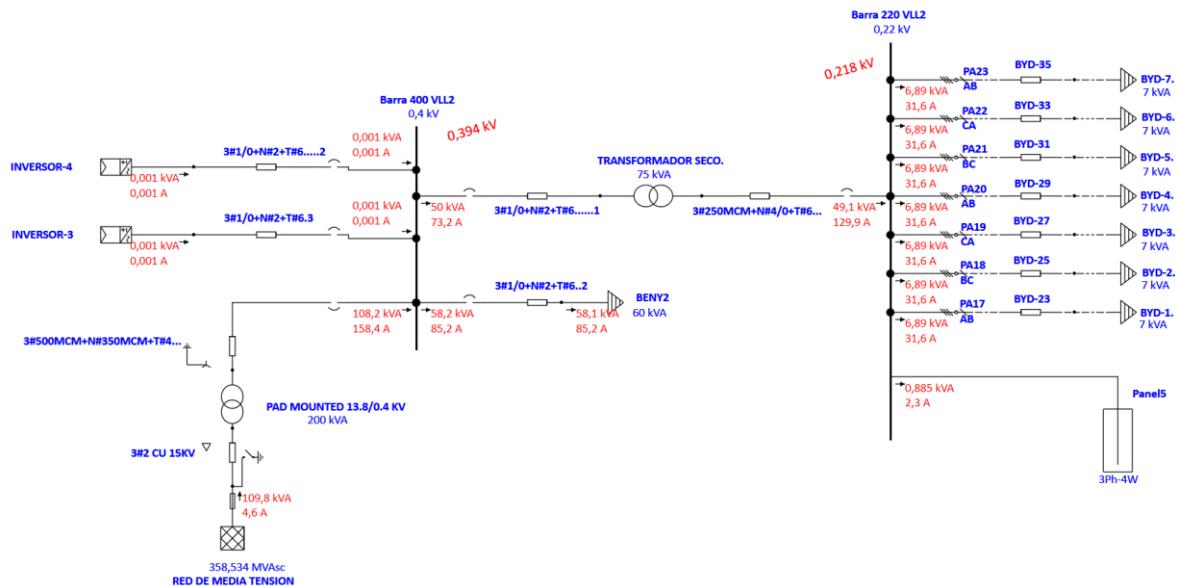


*Nota:* La figura muestra el flujo de potencia para una irradiancia común de medio día.

Tomado de ETAP.

**Figura 3.7**

*Flujo de potencia para una irradiancia de 100 [W/m<sup>2</sup>]*



*Nota:* La figura muestra el flujo de potencia para una irradiancia a las primeras horas de

la mañana u horas finales de la tarde. Tomado de ETAP.

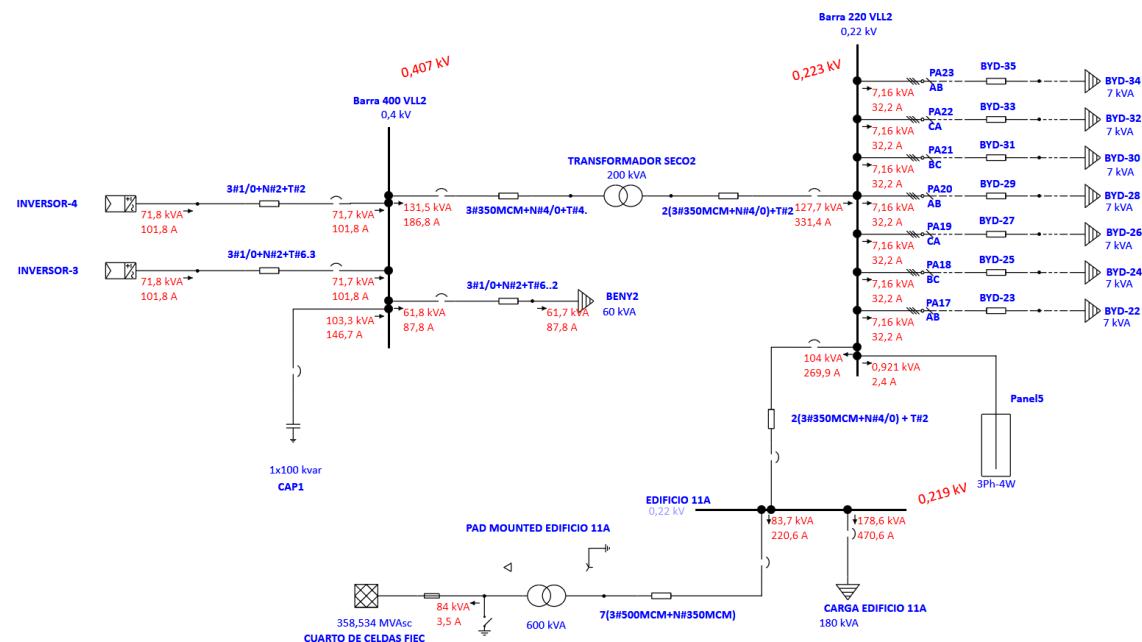
Observamos que en la Figura 3.6 el sistema puede cubrir la demanda de los cargadores e incluso generar sobrantes que se inyectan a la red eléctrica con un valor de 31.2 [kVA]. La Figura 3.7 muestra lo contrario, ya que necesita el apoyo de la red eléctrica para abastecer a las cargas con un valor de 109.8 [kVA].

### 3.4.1.2. Escenario 2, conexión al Edificio 11<sup>a</sup>

Realizando el mismo procedimiento del escenario 1, pero conectándonos al tablero de 220 [VLL] del edificio 11A. La siguiente Figura 3.8 y Figura 3.9 muestran los resultados.

**Figura 3.8**

*Flujo de potencia para una irradiancia de 915 [W/m<sup>2</sup>]*

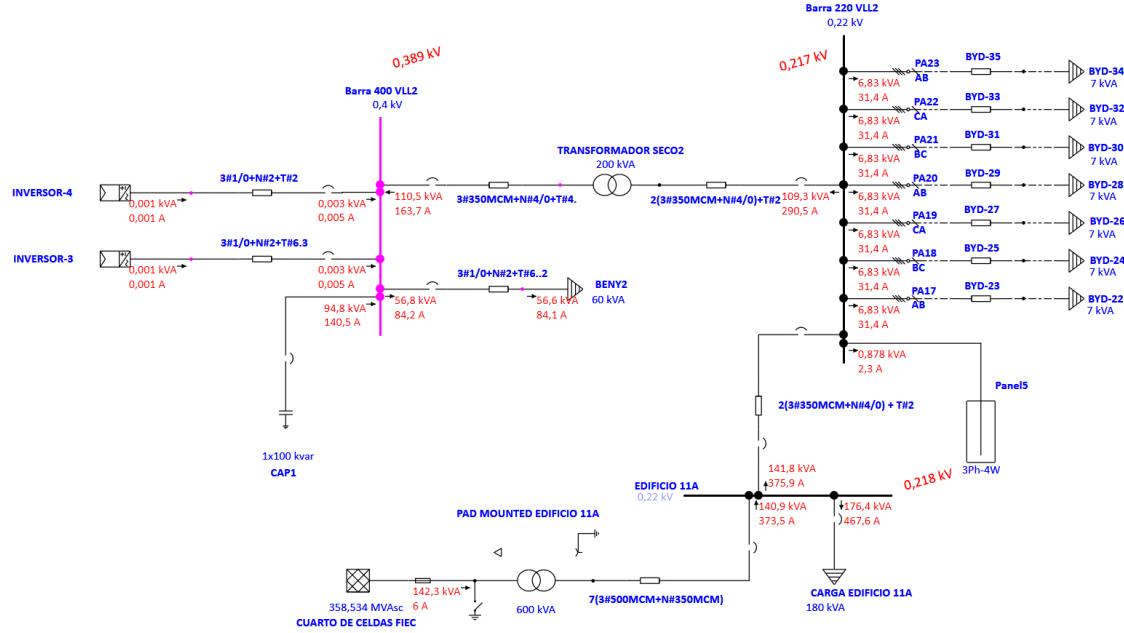


*Nota:* La figura muestra el flujo de potencia para una irradiancia común del medio día.

Tomado de ETAP.

**Figura 3.9**

*Flujo de potencia para una irradiancia de 100 [W/m<sup>2</sup>]*

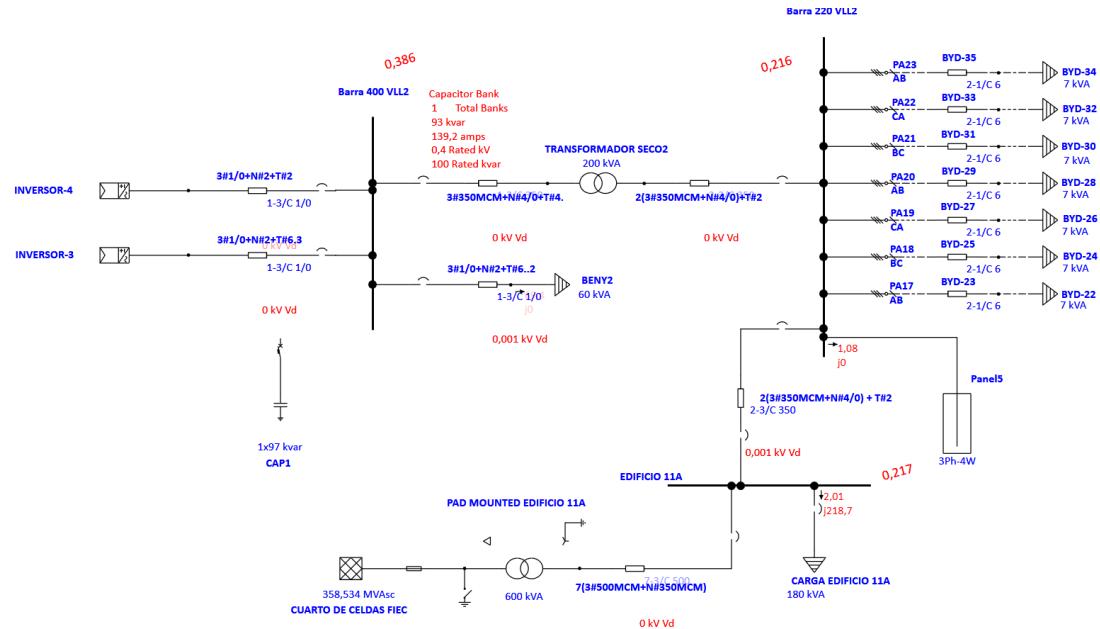


*Nota:* La figura muestra el flujo de potencia para una irradiancia a las primeras horas de la mañana u horas finales de la tarde. Tomado de ETAP.

Debido a la distancia de la interconexión el sistema tendrá caídas de tensión que podrían afectar a la barra de 400 [VLL], por ello se calculó un banco de capacitores adecuado para mantener la tensión a los límites necesarios en las horas de baja irradiancia (95% y 105%) como se lo puede ver en la Figura 3.10.

**Figura 3.10**

Cálculo del banco de capacitores para la caída de tensión en la barra de 400 [VLL]



*Nota:* La figura muestra el valor del banco de capacitores nominal a colocar para evitar salir de los límites de caída de tensión. Tomado de ETAP.

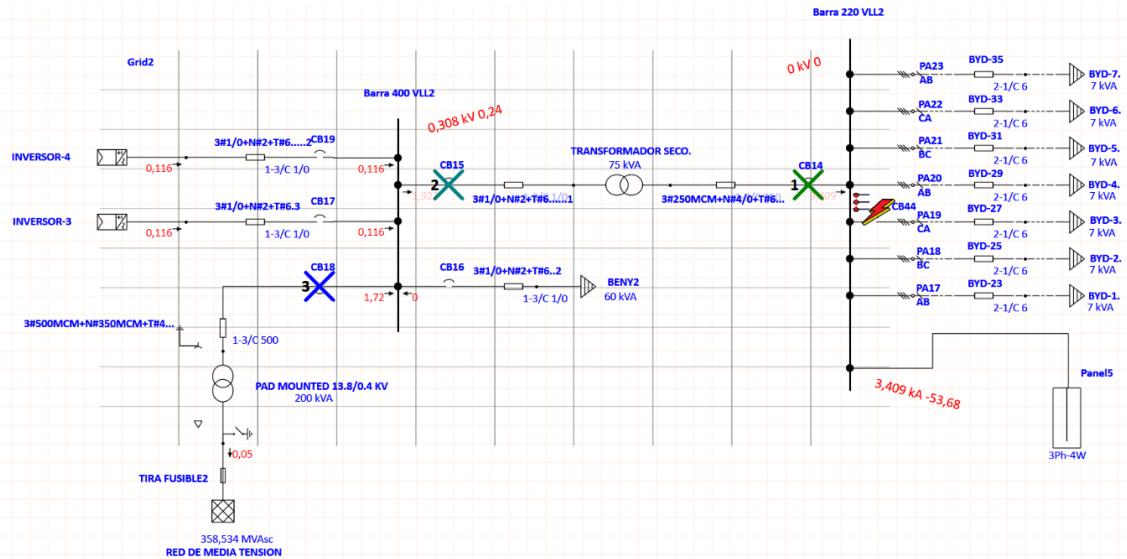
### **3.4.2. Coordinación de protecciones**

Para completar un diseño sólido se realizó un estudio de coordinación de protecciones teniendo en cuenta la selectividad de los equipos de protección. A continuación, se presentan varias fallas en diferentes puntos y su secuencia de actuación en las Figura 3.11, Figura 3.12 y Figura 3.13.

### **3.4.2.1. Escenario 1, conexión independiente a media tensión**

**Figura 3.11**

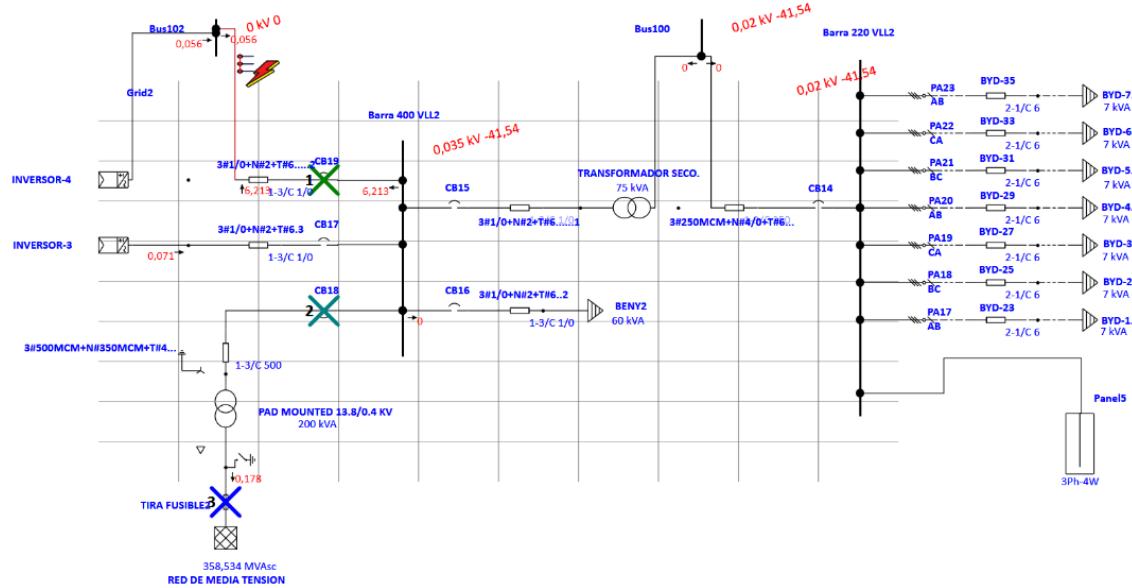
### *Secuencia de activación para una falla en la barra de 220 VLL*



*Nota:* La figura muestra la selectividad de las protecciones para una falla en la barra de 220 VLL. Tomado de ETAP

**Figura 3.12**

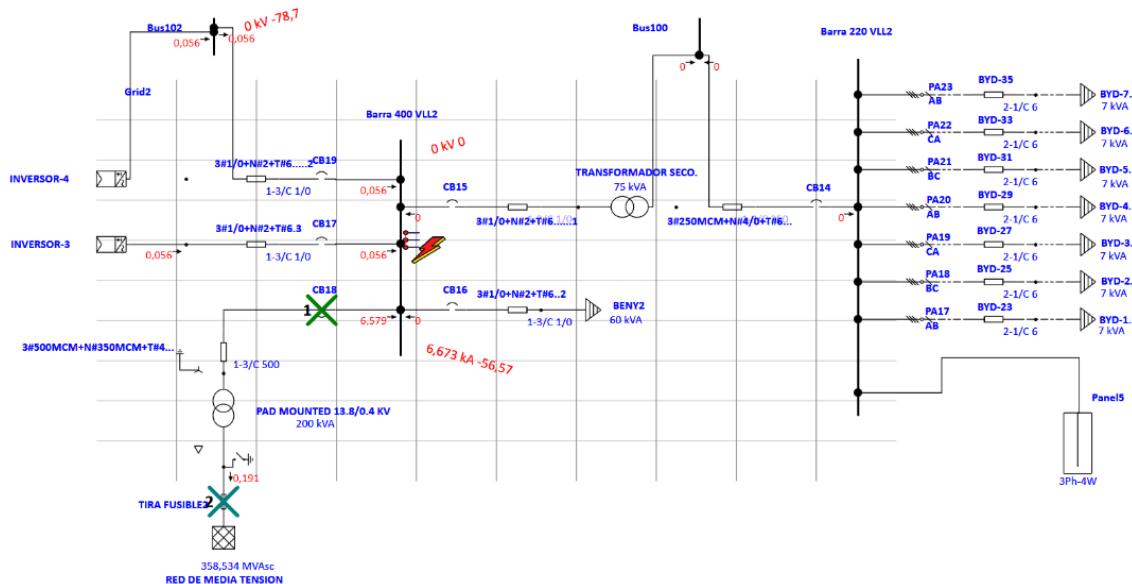
*Secuencia de activación para una falla a la salida del inversor de red*



*Nota:* La figura muestra la selectividad de las protecciones para una falla a la salida del inversor de red. Tomado de ETAP

**Figura 3.13**

*Secuencia de activación para una falla en la barra de 400 VLL*

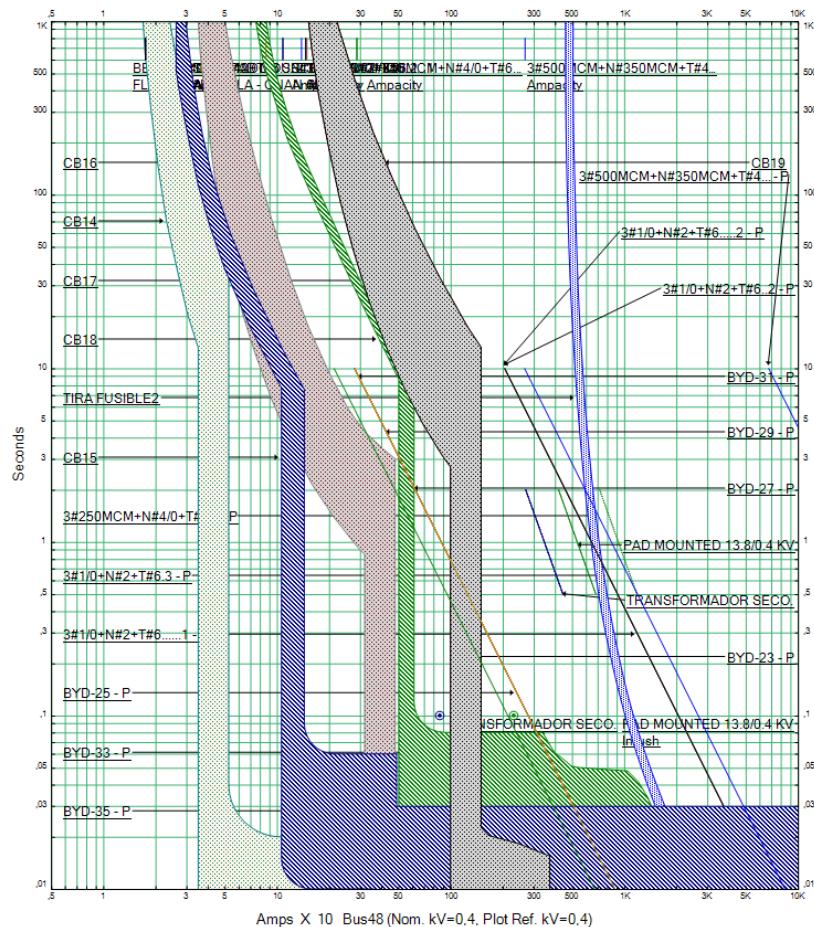


*Nota:* La figura muestra la selectividad de las protecciones para una falla en la barra de 400 VLL. Tomado de ETAP

La selectividad se llevó a cabo usando curvas características de disparo y una vez correctamente coordinadas obtuvimos una secuencia de activación, véase la siguiente Figura 3.14.

**Figura 3.14**

*Coordinación de protecciones para escenario 1*



*Nota:* La figura muestra la coordinación de protecciones aguas abajo hasta aguas arriba.

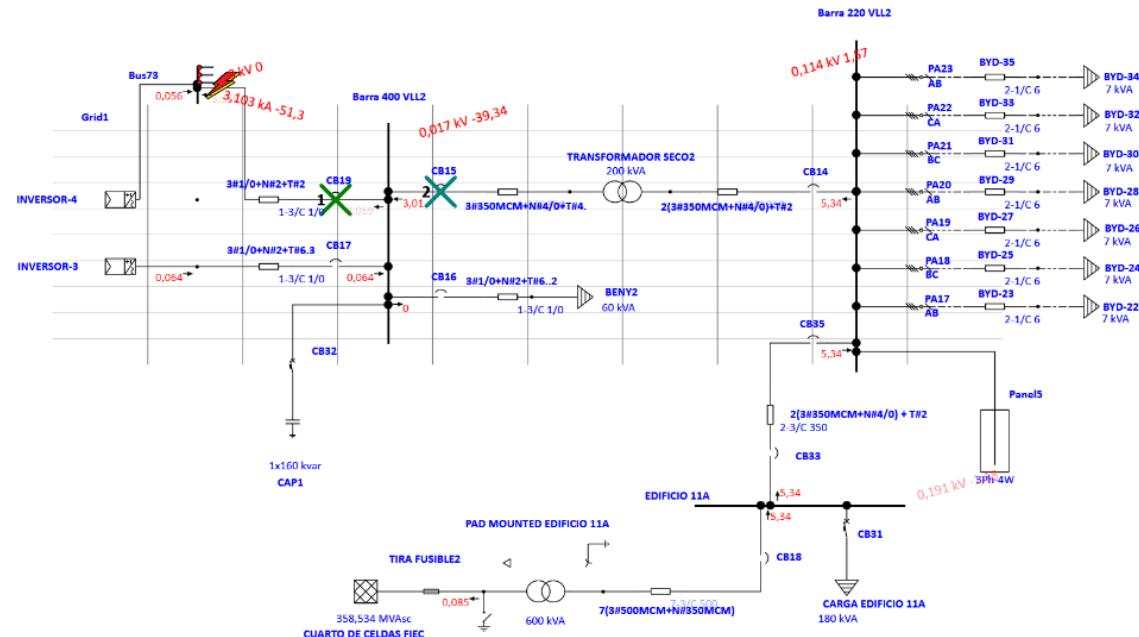
Tomado de ETAP

### 3.4.2.2. Escenario 2, conexión al Edificio 11<sup>a</sup>

A continuación, se presentan varias fallas en diferentes puntos y su secuencia de actuación en la Figura 3.15, Figura 3.16, Figura 3.17 y Figura 3.18.

**Figura 3.15**

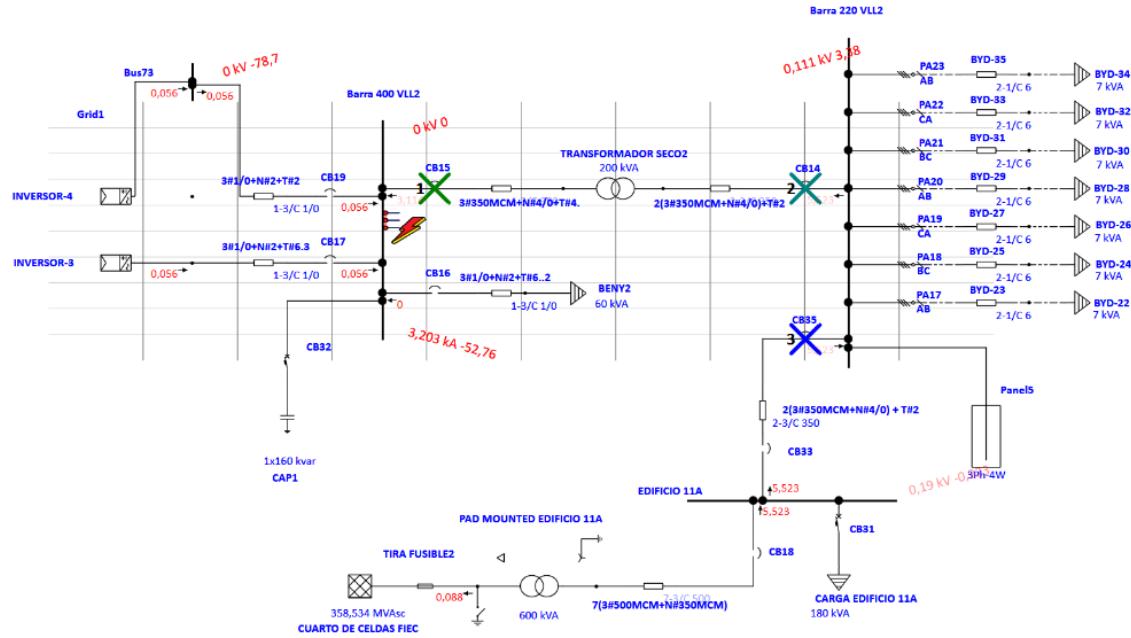
*Secuencia de activación para una falla a la salida del inversor de red*



*Nota:* La figura muestra la selectividad de las protecciones para una falla a la salida del inversor de red. Tomado de ETAP

**Figura 3.16**

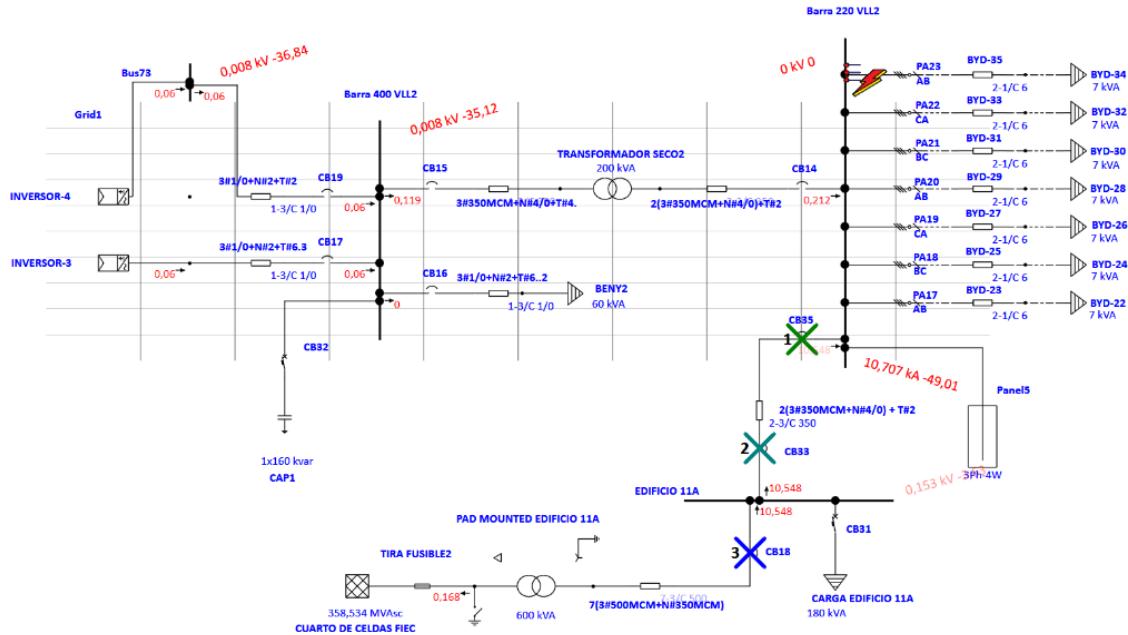
*Secuencia de activación para una falla en la barra de 400 VLL*



*Nota:* La figura muestra la selectividad de las protecciones para una falla en la barra de 400 VLL. Tomado de ETAP

**Figura 3.17**

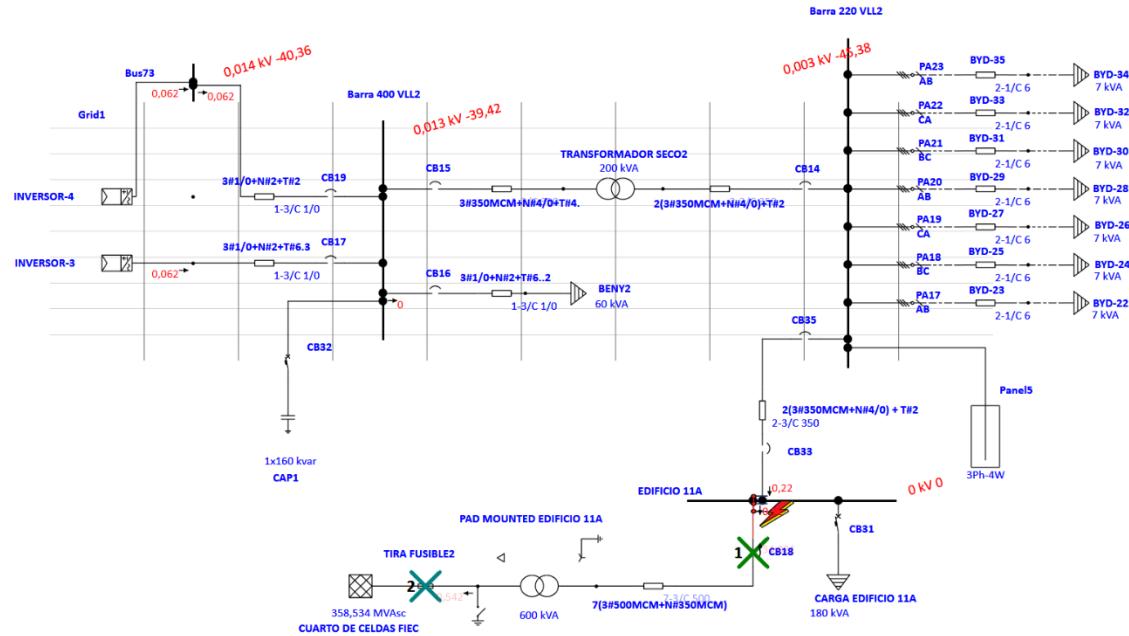
### *Secuencia de activación para una falla en la barra de 220 VLL*



*Nota:* La figura muestra la selectividad de las protecciones para una falla en la barra de 220 VLL. Tomado de ETAP

**Figura 3.18**

*Secuencia de activación para una falla en la barra del Edificio 11A*

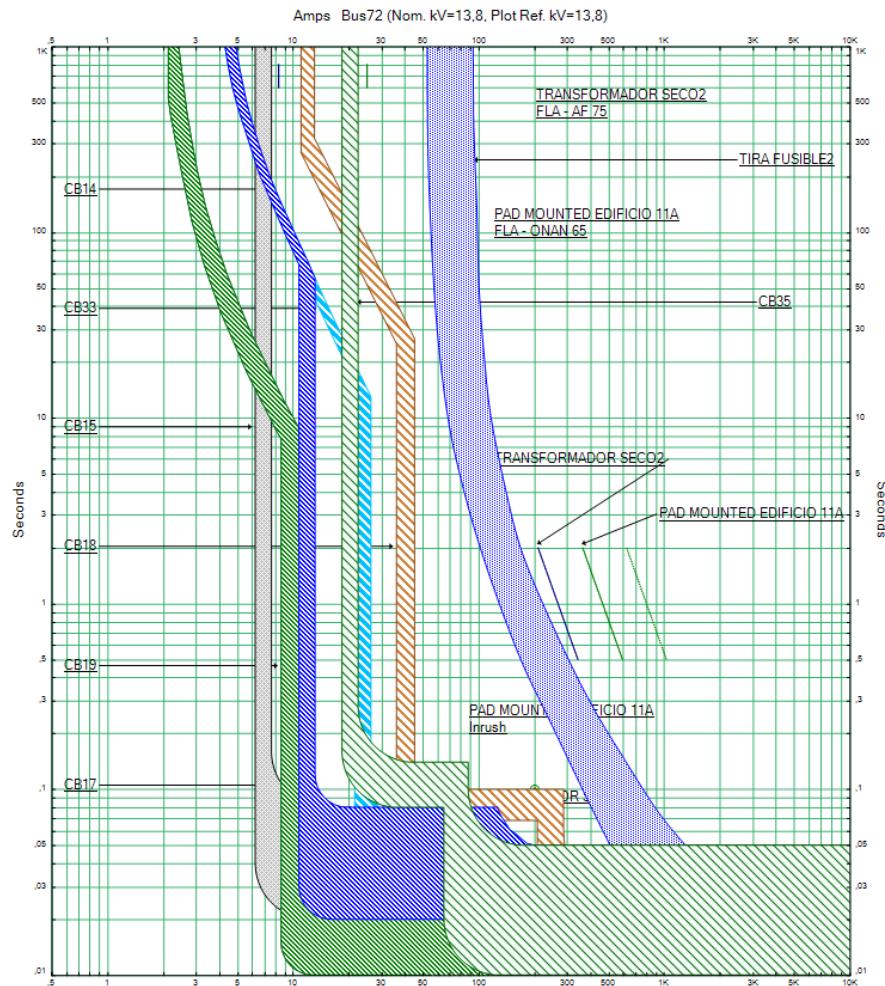


*Nota:* La figura muestra la selectividad de las protecciones para una falla en la barra del Edificio 11A. Tomado de ETAP

La selectividad del caso 2 se llevó a cabo usando curvas características de disparo y una vez correctamente coordinadas obtuvimos una secuencia de activación, véase la siguiente Figura 3.19.

**Figura 3.19**

*Coordinación de protecciones para el escenario 2*



*Nota:* La figura muestra la coordinación de protecciones aguas abajo hasta aguas arriba.

Tomado de ETAP

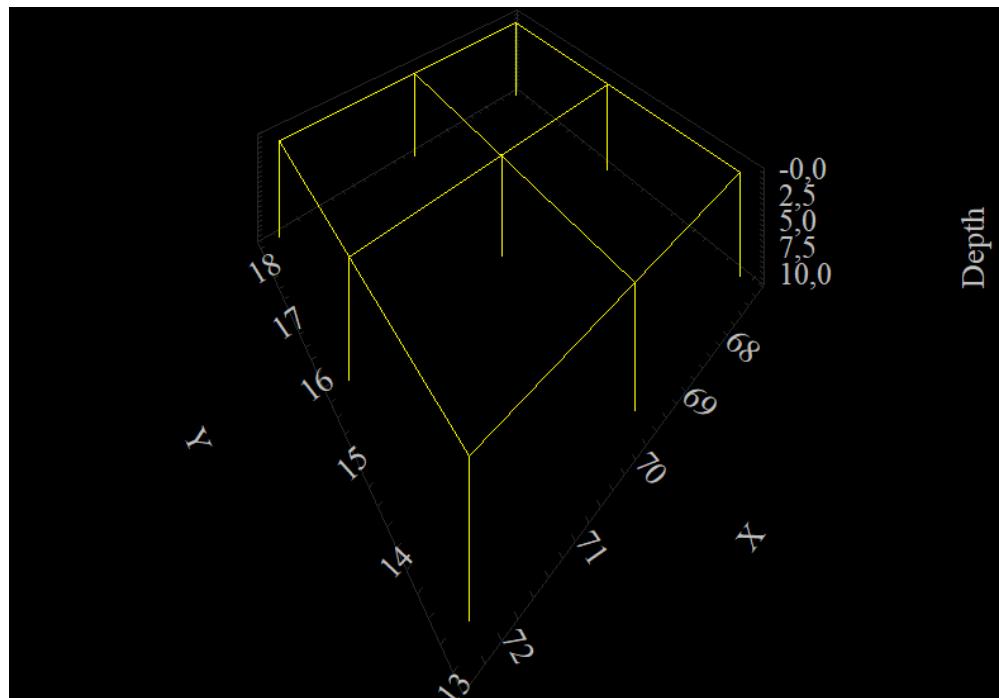
### **3.4.3. Simulación de la malla a tierra**

Para ambos escenarios se diseñó y simuló una malla a tierra que esté en los límites aceptados por la IEEE 80. Además, los resultados obtenidos no deben ser considerados como absolutos, ya que no se realizó una medición exacta de la resistividad del suelo. Para simular la malla a tierra nos basamos en valores característicos de la resistividad del suelo del campus.

#### **3.4.3.1. Escenario 1, conexión independiente a media tensión**

**Figura 3.20**

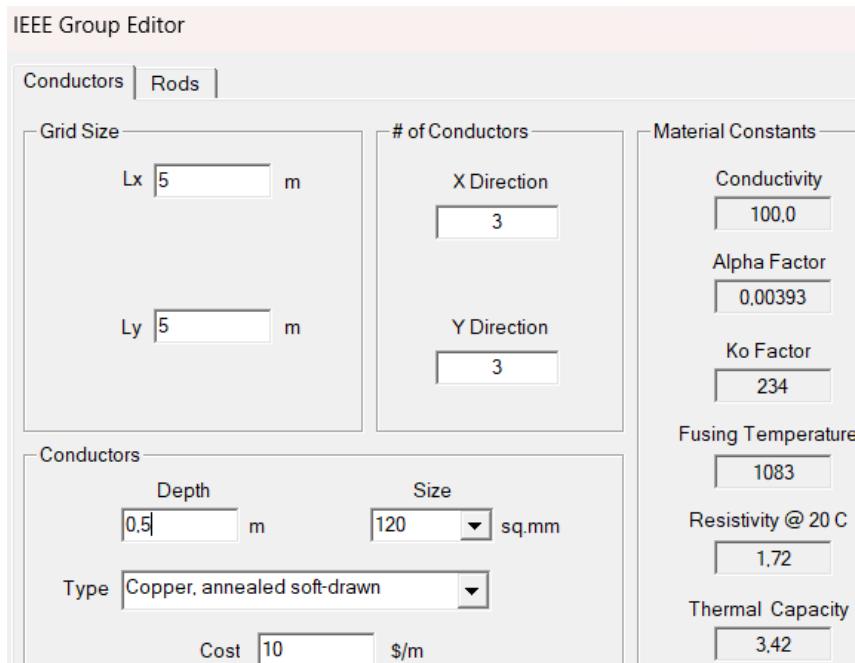
### *Malla a tierra del escenario 1*



*Nota:* La figura muestra la malla a tierra en 3D. Tomado de ETAP

**Figura 3.21**

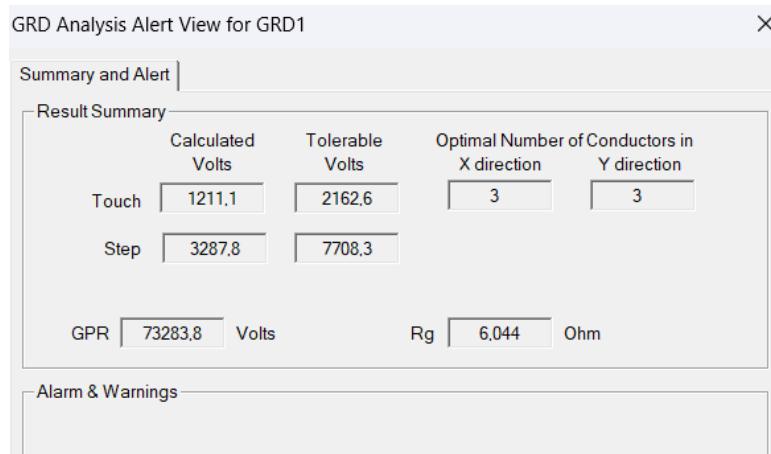
*Dimensiones de la malla a tierra del escenario 1*



*Nota:* La figura muestra las dimensiones de la malla a tierra. Tomado de ETAP

**Figura 3.22**

*Resultados de la simulación de la malla a tierra del escenario 1*



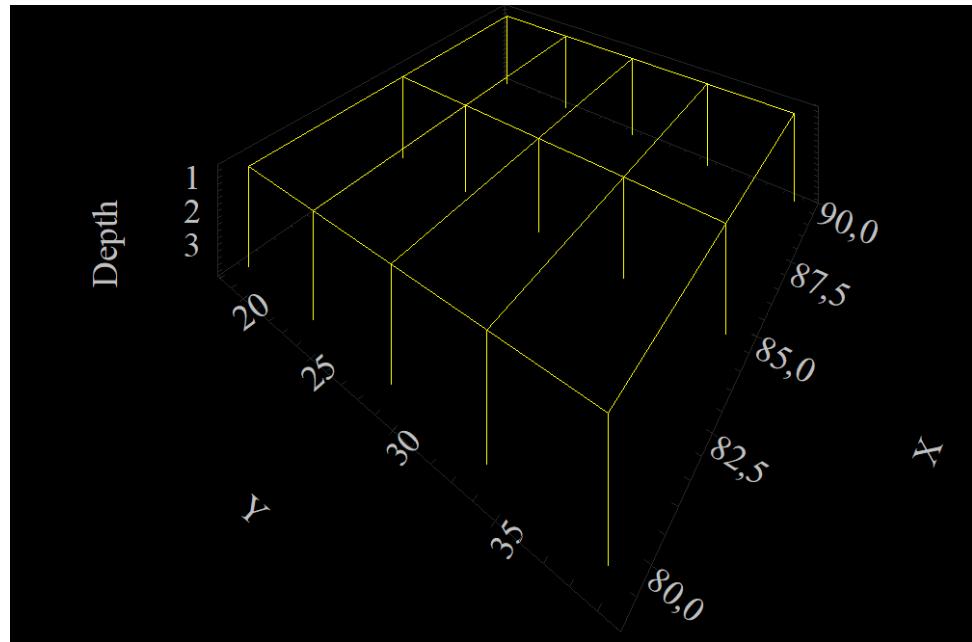
*Nota:* La figura muestra los resultados de la simulación de la malla a tierra diseñada.

Tomado de ETAP

### 3.4.3.2. Escenario 2, conexión al Edificio 11<sup>a</sup>

**Figura 3.23**

*Malla a tierra del escenario 2*



*Nota:* La figura muestra la malla a tierra en 3D. Tomado de ETAP

**Figura 3.24**

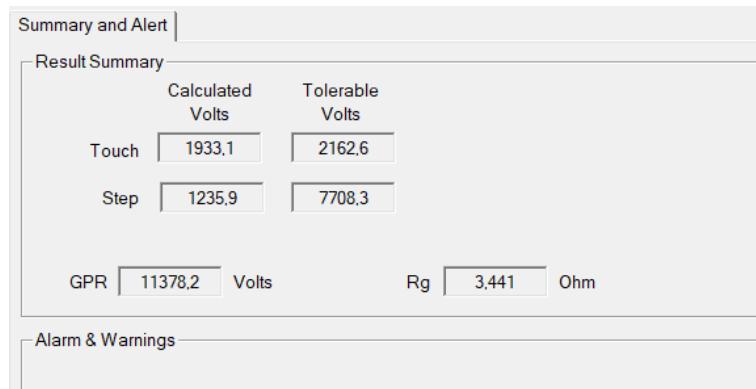
*Dimensiones de la malla a tierra del escenario 2*

Conductors		Rods		
Grid Size		# of Conductors		
Lx	10	m	X Direction	5
Ly	20	m	Y Direction	3
Conductors		Material Constants		
Depth	0.75	m	Conductivity	100.0
Type	Copper, annealed soft-drawn		Alpha Factor	0.00393
Size	120	sq.mm	Ko Factor	234
Cost	10	\$/m	Fusing Temperature	1083
			Resistivity @ 20 C	1.72
			Thermal Capacity	3.42

*Nota:* La figura muestra las dimensiones de la malla a tierra. Tomado de ETAP

**Figura 3.25**

*Resultados de la simulación de la malla a tierra del escenario 2*

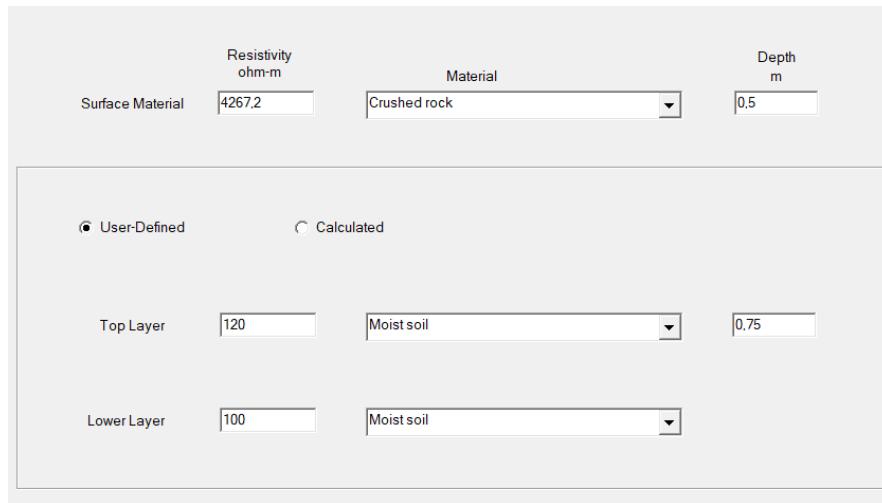


*Nota:* La figura muestra los resultados de la simulación de la malla a tierra diseñada.

Tomado de ETAP

**Figura 3.26**

*Resistividad de las diferentes capas del suelo*



*Nota:* La figura muestra los valores de la resistividad presente en las diferentes capas de suelo. Tomado de ETAP

En general, las simulaciones mostraron que, con la energía proveniente del sol, el sistema fotovoltaico puede satisfacer las necesidades de la estación de carga para vehículos eléctricos en horarios donde la irradiancia es alta, mientras que para irradiancias bajas la red cubrirá el déficit.

La simulación con softwares especializados como PVsyst y ETAP garantizan un diseño sólido y eficiente, lo que permite hacer de este proyecto un modelo replicable y escalable para otros entornos que no necesariamente sean parqueaderos.

### 3.5. Análisis económico

El análisis económico de la estación de carga fotovoltaica se enfoca en la viabilidad financiera del proyecto, evaluando la inversión necesaria y el impacto económico a largo plazo. La inversión inicial incluye la adquisición e instalación de los paneles solares, inversores y la infraestructura necesaria para el funcionamiento de la estación de carga. A continuación, se ilustra la Figura 3.27 donde se establece el precio por demanda y consumo energético.

**Figura 3.27**

*Pliego tarifario 2025 para usuarios con consumo en medio voltaje*

NIVEL VOLTAJE	BAJO Y MEDIO VOLTAJE		
1-300 Superior	<b>BOMBEO AGUA - COMUNIDADES CAMPESINAS DE ESCASOS RECURSOS ECONÓMICOS SIN FINES DE LUCRO</b>		0,700
		0,040	
		0,040	1,414
<b>ASISTENCIA SOCIAL, BENEFICIO PÚBLICO Y CULTO RELIGIOSO CON DEMANDA</b>			
2,622		0,060	1,414
<b>ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PÚBLICO CON DEMANDA HORARIA</b>			
08:00 hasta 22:00 horas		0,060	1,414
22:00 hasta 08:00 horas		0,050	

*Nota:* La figura muestra los precios a pagar por un consumo con demanda horaria en media tensión. Tomado del Pliego Tarifario 2025.

Teniendo en cuenta la Figura 3.27 se realizó el siguiente análisis de consumo de energía de la electrolinera en la Tabla 3.2, Tabla 3.3, Tabla 3.4, Tabla 3.5 y Tabla 3.6.

**Tabla 3.2***Energía facturable al mes de la electrolinera sin paneles*

<b>Consumo en (kW):</b>	109
<b>Primer consumo (kWh):</b>	2,000.0
<b>Potencia (\$/kW-mes)</b>	2,622
<b>Energía (\$/kWh-mes)</b>	0.06
<b>Total por potencia (\$)</b>	285.798
<b>Total por energía (\$)</b>	1200
<b>Energía Facturable (\$)</b>	1,485.798
<b>Comercialización (\$)</b>	1.414
<b>Factura de planilla (\$)</b>	1,487.212

*Nota:* La tabla muestra el cálculo respectivo para conocer el dinero a pagar por el consumo energía al mes de la electrolinera sin paneles. Elaboración propia.

**Tabla 3.3***Energía generada al año sin paneles*

<b>Energía al año (kWh)</b>	240,000.0
<b>Energía generada al año (kWh)</b>	209,700.0

*Nota:* La tabla muestra la energía generada al año. Elaboración propia.

**Tabla 3.4***Energía facturable al mes de la electrolinera con paneles*

<b>Consumo en (kW):</b>	109
<b>Consumo en (kWh):</b>	2,525.0
<b>Potencia (\$/kW-mes)</b>	2,622
<b>Energía (\$/kWh-mes)</b>	0.06
<b>Total por potencia (\$)</b>	285.798
<b>Total por energía (\$)</b>	151.5
<b>Energía Facturable (\$)</b>	437.298
<b>Comercialización (\$)</b>	1.414
<b>Factura de planilla (\$)</b>	438.712

*Nota:* La tabla muestra el cálculo respectivo para conocer el dinero a pagar por el consumo energía al mes de la electrolinera con paneles. Elaboración propia.

### Tabla 3.5

*Energía generada al año con paneles*

Energía al mes con paneles (kWh)	17,475.0
Energía a facturar al mes (kWh)	2,525.0

Nota: La tabla muestra la energía generada al año. Elaboración propia.

### Tabla 3.6

*Comparación de factura, valor a pagar y ahorro al año en dólares*

Factura sin paneles al año	
Factura de planilla	Valor al año
\$ 1,487.21	\$ 17,846.54
Factura con paneles al año	
Factura de planilla	Valor al año
\$ 438.71	\$ 5,264.54
Ahorro al año (\$)	
	\$ 12,582.00

Nota: La tabla muestra la comparación sobre factura en dólares al año con o sin paneles y el ahorro al año. Elaboración propia.

En la Figura 3.27 se tomó como principal guía el pliego tarifario 2025 para CNEL Guayaquil. La ESPOL al tener una tarifa de demanda horaria debe pagar al mes por un consumo de demanda máxima registrada y de energía consumida. Para el consumo de potencia máxima al mes se consideró todos los cargadores enchufados en un instante específico es decir 109 [kW], y para la energía se estimó con la relación de consumo del edificio 11A que en promedio tiene alrededor de 20000 [kWh/mes].

Por último, con este análisis de consumo se conoció cuanto es el ahorro al año que se tendría por tener el sistema fotovoltaico como fuente de generación, dando un valor de \$ 12,582. Además, este fue el valor para el análisis del flujo de caja del VAN y TIR calculador en la Figura 3.29, para los siguientes años se tuvo en cuenta el factor de envejecimiento que en nuestro caso sería de 0.4% cada año como se lo ilustra en la Figura 3.28.

**Figura 3.28**

*Flujo de caja para 25 años*

AÑO	FLUJO NETO	FLUJO AJUSTADO	FLUJO ACUMULADO
0	\$ -123.150,00		\$ -123.150,00
1	\$ 12.582,00	\$ 12.582,00	\$ -110.568,00
2	\$ 12.531,67	\$ 12.531,67	\$ -98.036,33
3	\$ 12.481,55	\$ 12.481,55	\$ -85.554,78
4	\$ 12.431,62	\$ 12.431,62	\$ -73.123,16
5	\$ 12.381,89	\$ 12.381,89	\$ -60.741,27
6	\$ 12.332,37	\$ 12.332,37	\$ -48.408,91
7	\$ 12.283,04	\$ 12.283,04	\$ -36.125,87
8	\$ 12.233,90	\$ 12.233,90	\$ -23.891,97
9	\$ 12.184,97	\$ 12.184,97	\$ -11.707,00
10	\$ 12.136,23	\$ 12.136,23	\$ 429,23
11	\$ 12.087,68	\$ 12.087,68	\$ 12.516,91
12	\$ 12.039,33	\$ 12.039,33	\$ 24.556,24
13	\$ 11.991,18	\$ 11.991,18	\$ 36.547,42
14	\$ 11.943,21	\$ 11.943,21	\$ 48.490,63
15	\$ 11.895,44	\$ 11.895,44	\$ 60.386,07
16	\$ 11.847,86	\$ 11.847,86	\$ 72.233,92
17	\$ 11.800,46	\$ 11.800,46	\$ 84.034,39
18	\$ 11.753,26	\$ 11.753,26	\$ 95.787,65
19	\$ 11.706,25	\$ 11.706,25	\$ 107.493,90
20	\$ 11.659,42	\$ 11.659,42	\$ 119.153,32
21	\$ 11.612,79	\$ 11.612,79	\$ 130.766,11
22	\$ 11.566,34	\$ 11.566,34	\$ 142.332,45
23	\$ 11.520,07	\$ 11.520,07	\$ 153.852,52
24	\$ 11.473,99	\$ 11.473,99	\$ 165.326,51
25	\$ 11.428,09	\$ 11.428,09	\$ 176.754,60

*Nota:* La figura muestra los valores de flujo de caja, flujo neto y flujo acumulado.

Elaboración propia.

**Figura 3.29**

*VAN, TIR y PAYBACK*

<b>i</b>	<b>VAN</b>	<b>TIR</b>	<b>PAYBACK</b>
0%	\$176.754,60	9%	9,96

*Nota:* La figura muestra los valores de tabulados de VAN, TIR y PAYBACK.

Elaboración propia.

Todo este análisis se realizó partiendo de que ESPOL cuenta con una partida presupuestaria para realizar esta inversión de \$123,150.00, por lo que no habría tasa de interés. Sin embargo, si se requiere un financiador se deberá tener en cuenta una tasa de interés por el préstamo del dinero para evaluar el comportamiento.

## **Capítulo 4**

#### 4.1. Conclusiones

La factibilidad de la estación de carga fotovoltaica en el parqueadero de la FIEC fue evaluada con éxito mediante el uso de herramientas de simulación, permitiendo validar el proyecto como una solución energética sostenible para la incorporación de vehículos eléctricos en el campus. El sistema propuesto no solo responde a las necesidades energéticas de los cargadores de vehículos eléctricos, sino que también contribuye a una mayor eficiencia energética en la universidad.

Las siguientes conclusiones demuestran los objetivos alcanzados:

- La selección del parqueadero de la FIEC como ubicación para la instalación de la estación de carga fotovoltaica fue determinada en base a factores como la disponibilidad de espacio, orientación e inclinación óptima de los paneles solares y condiciones climáticas favorables dentro del campus permitiendo así la mayor captación de radiación solar.
- La demanda energética de la estación de carga fotovoltaica se estimó en 1,099 [kWh] diarios, considerando una operatividad continua de 10 horas para los cargadores de 7 [kW], 60 [kW] y los tres puntos de 300 [W], dando una potencia instalada de 109.9 [kW]. El valor de la energía se la obtuvo teniendo en cuenta un factor de coincidencia de uno para un diseño optimista, lo que asegura un sistema eficiente y confiable.
- Por medio de la investigación de los vehículos eléctricos presentes en Ecuador se tiene que la capacidad de las baterías ronda los 50,67 [kWh]. Nuestra generación anual de energía eléctrica con un valor de 209,700 [kWh] da como resultado un total de 4138 automóviles abastecidos en un año y 344 al mes, lo que representa un menor uso de la energía proveniente de la red eléctrica aportando a la sostenibilidad.

- Mediante cálculos teóricos, se dimensionó un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica para abastecer el 49.7% de la demanda energética de los cargadores. La potencia pico instalada en paneles solares fue de 160,610.15 [Wp], con un rendimiento energético del 83.9% y 4.251 horas solares pico. Este dimensionamiento va acorde con la energía diaria calculada y garantiza una producción solar adecuada durante las horas de mayor irradiancia.
- Se diseñó, simuló y validó el sistema eléctrico completo, partiendo del diseño en PVsyst hasta el punto de inyección, e incluyendo el modelado de la interconexión con la red mediante ETAP. Estas simulaciones demostraron que el rendimiento energético del proyecto fotovoltaico puede cubrir el 100% de la demanda durante las horas de alta irradiancia. Sin embargo, en las primeras horas de la mañana y al final del día, la energía necesaria debe ser suministrada por la red.
- Con el pliego tarifario vigente para el año 2025, la evaluación económica reveló un retorno de la inversión proyectado para el año doce, con un Valor Actual Neto (VAN) de \$176,754.60 y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 9%. Estos resultados indican que el proyecto es financieramente viable, ya que se amortiza en la mitad de su vida útil. Dado que se trata de una institución pública, estos valores pueden considerarse como positivos porque reflejan un beneficio social más que individual. Además, es posible obtener un retorno anticipado de la inversión si se decide expandir el sistema mediante la instalación de más módulos fotovoltaicos para aumentar la generación de energía o un posible cobro de la energía suministrada a los vehículos eléctricos.

Finalmente, la implementación de la estación de carga fotovoltaica demuestra la viabilidad técnica y económica de integrar energías renovables en la infraestructura universitaria, contribuyendo a la sostenibilidad y eficiencia energética del campus. Este proyecto no solo responde a la creciente demanda de movilidad eléctrica, sino que también abre oportunidades para futuras mejoras, como la incorporación de almacenamiento energético y la ampliación de la capacidad de los cargadores. Por último, los beneficios, la reducción de emisiones y costos energéticos consolidan a la universidad como referente en innovación y compromiso ambiental.

## Bibliografía

- [1] I. E. Agency, «iea.org,» The Global EV Outlook, 2024. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024/executive-summary>.
- [2] INAMHI, «INAMHI,» 2023. [En línea]. Available: <https://inamhi.gob.ec/info/visor>.
- [3] I. Beza, M. Z. Asy'ari, M. Idris, V. Epin, I. Rizwanul Fattah y M. Spraggon, «Electric vehicle (EV) and driving towards sustainability: Comparison between EV, HEV, PHEV, and ICE vehicles to achieve net zero emissions by 2050 from EV,» *Alexandria Engineering Journal*, vol. 82, pp. 459-467, 2023.
- [4] F. Alanazi, «Electric Vehicles: Benefits, Challenges, and Potential Solutions for Widespread Adaptation,» *Applied Sciences. Towards a Sustainable Future: The Role of Electric Vehicles and Smart Grids in the Energy Transition*, vol. 13, nº 10, 2023.
- [5] X. Sun, Z. Li, X. Wang y C. Li, «Technology Development of Electric Vehicles: A Review,» *MDPI energies*, vol. 13, p. 90, 2020.
- [6] MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, «Unidades de Propiedad y de Construcción de,» VICEMINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE, Octubre 2022. [En línea]. Available: [https://www.unidadespropiedad.com/pdf/2d/Secc3-EspTec/Movilidad\\_Electrica/Unid\\_Const\\_Estaciones\\_Carga.pdf](https://www.unidadespropiedad.com/pdf/2d/Secc3-EspTec/Movilidad_Electrica/Unid_Const_Estaciones_Carga.pdf). [Último acceso: 5 2025].
- [7] S. Electric, «Documento de Especificaciones Técnicas de Soluciones EVlink de Movilidad Eléctrica para Edificios,» Schneider Electric;.

- [8] N. C. Santana-Mendoza, J. E. Villeda-Cruz, D. A. D. Jesús-Domínguez y A. S. Cortes-Ortiz, «Celdas Solares,» TEPEXI Boletín Científico de la Escuela Superior Tepeji del Río, 2024.
- [9] D. A. Fuentes Quiñonez y C. E. Dueñas Puentes, «Análisis Experimental Del Desempeño De Paneles Fotovoltaicos Bifaciales Con Diferentes Tipos De Albedo,» Universidad Autónoma De Bucaramanga, Bucaramanga, 2023.
- [10] M. B. Sánchez-Lanuza, «Estrategias e impacto de la radiación solar espectral para,» Departamento de Ingeniería Energética Escuela Técnica Superior de Ingeniería – ETSI, Sevilla, 2024.
- [11] P. Barman, L. Dutta, S. Bordoloi, A. Kalita, P. Buragohain, S. Bharali y B. Azzopardi, «Renewable energy integration with electric vehicle technology: A review of the existing smart charging approaches,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 183, p. 15, 2023.
- [12] A. Hamid, N. Mbungu y A. Elnady, «A systematic review of grid-connected photovoltaic and photovoltaic/thermal systems: Benefits, challenges and mitigation,» *Energy & Environment*, nº DOI: 10.1177/0958305X221117617, p. 45, 2022.
- [13] Y. G. Landera, O. C. Zevallos, R. Neto y J. Castro, «A review of grid connection requirements for photovoltaic power plants,» *energies*, vol. 16, p. 24, 2023.
- [14] IEEE, «Guía IEEE para la protección contra sobretensiones de Infraestructura para vehículos eléctricos,» *IEEE*, p. 41, 2022.
- [15] I. P. E. Society, «Guia para la instalacion apropiada de puesta a tierra en subestaciones AC,» *IEEE*, p. 200, 2000.
- [16] O. A. V. Fox, «DISEÑO Y ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA LA».

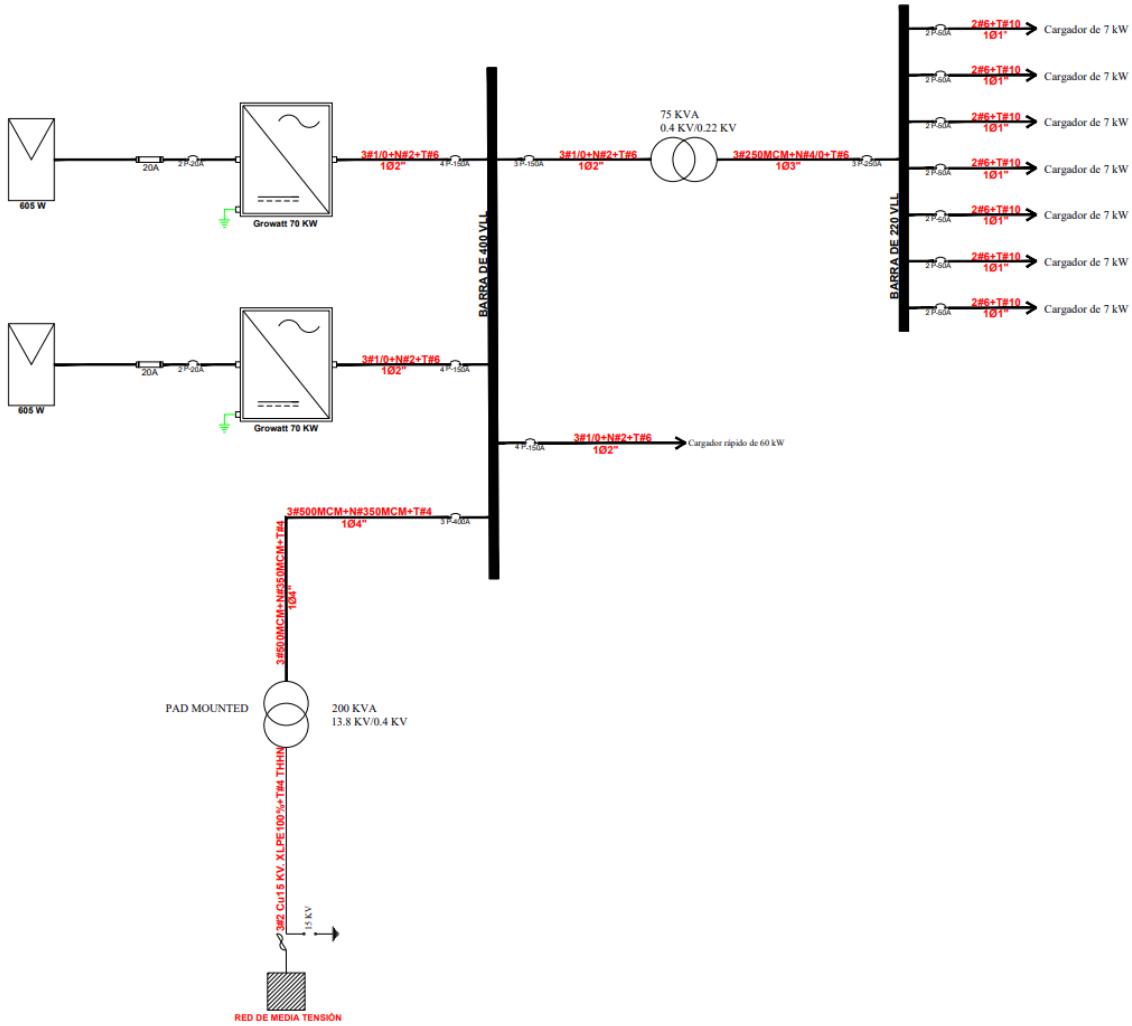
- [17] J. Larminie y J. Lowry, Electric vehicle technology explained, 2012.
- [18] C. Yang, T. Sun, W. Wang, Y. Li, Y. Zhang y M. Zha, «Regenerative braking system development and perspectives for electric vehicles: An overview,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 198, 2024.
- [19] S. d. E. y. P. d. IEEE, «Guía IEEE para la protección contra sobretensiones de Infraestructura para vehículos eléctricos,» *IEEE*, p. 41, 2022.
- [20] M. d. E. y. Minas, «Ministerio de Energia y Minas,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.geoenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/08/Estudio-de-analisis-y-prospectiva-de-la-electromovilidad-en-Ecuador-y-el-mix-energetico-al-2030.pdf>

## Apéndice A

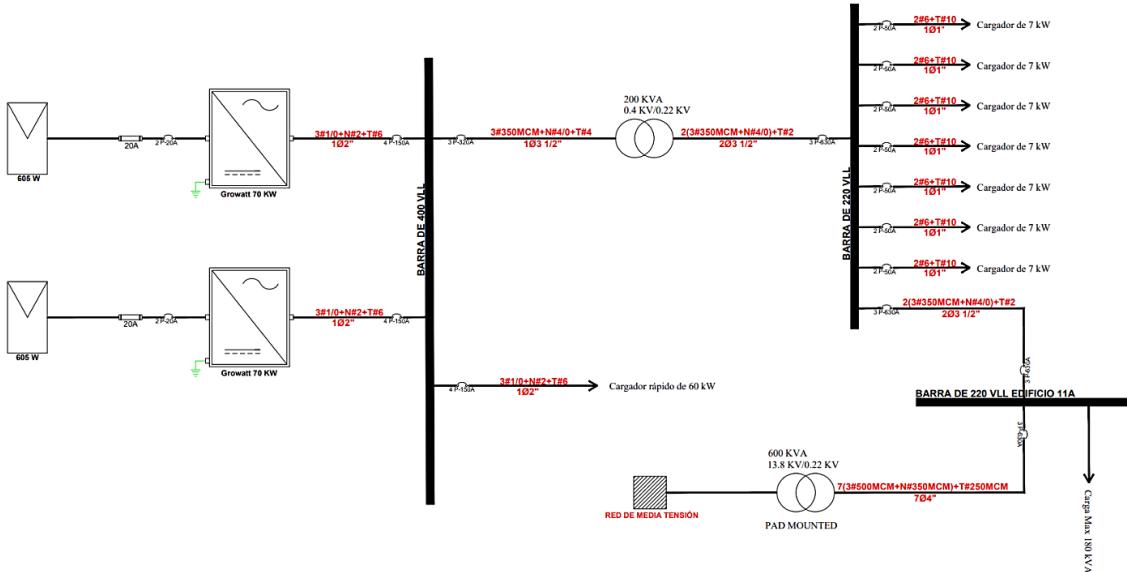
### Diagramas unifilares

**Figura A.1**

*Diagrama unifilar del escenario 1*



*Nota:* Diagrama unifilar del escenario #1. Elaboración propia

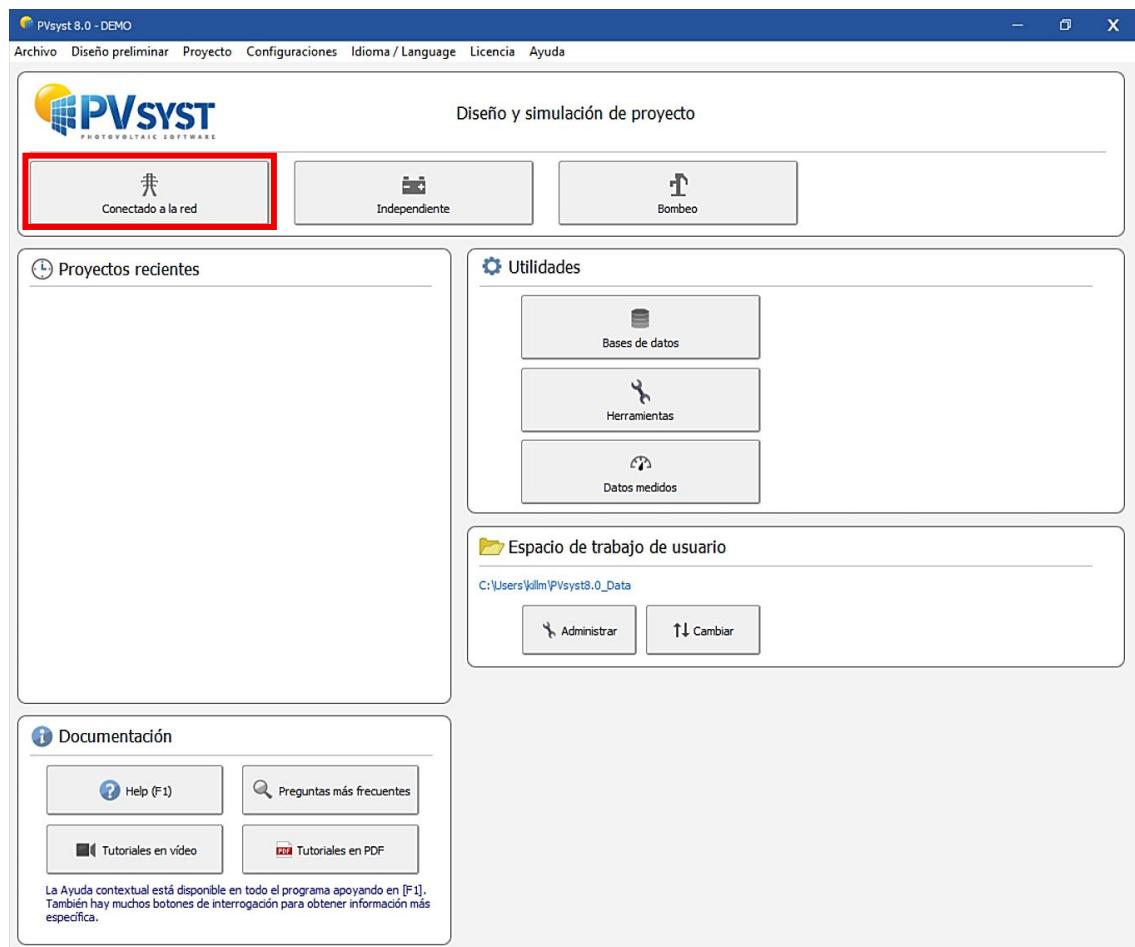
**Figura A.2***Diagrama unifilar del escenario 2*

## Apéndice B

### Metodología de diseño fotovoltaico

**Figura B.1**

*Pantalla inicial del software de simulación de sistemas fotovoltaicos*



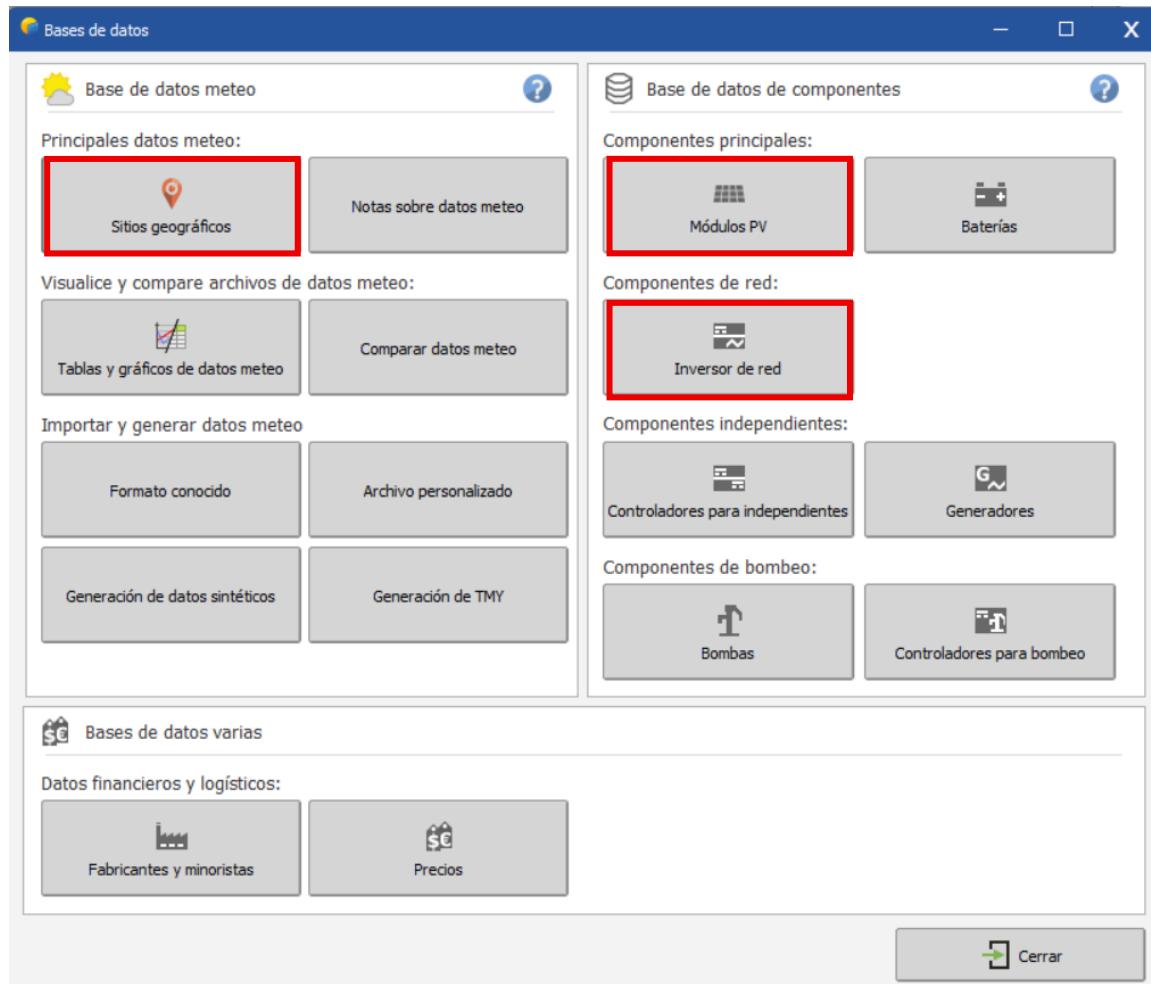
*Nota:* La pantalla de inicio muestra los tipos de proyectos que podemos diseñar y simular.

Tomado de PVsyst.

Previo al diseño modificamos parámetros en la base de datos, estos parámetros son: marca y modelo del módulo fotovoltaico, marca y modelo del inversor de red, y ubicación del sitio geográfico. Mediante la siguiente Figura B.2 mostramos esta interfaz.

**Figura B.2**

*Interfaz de la base de datos antes de diseñar*

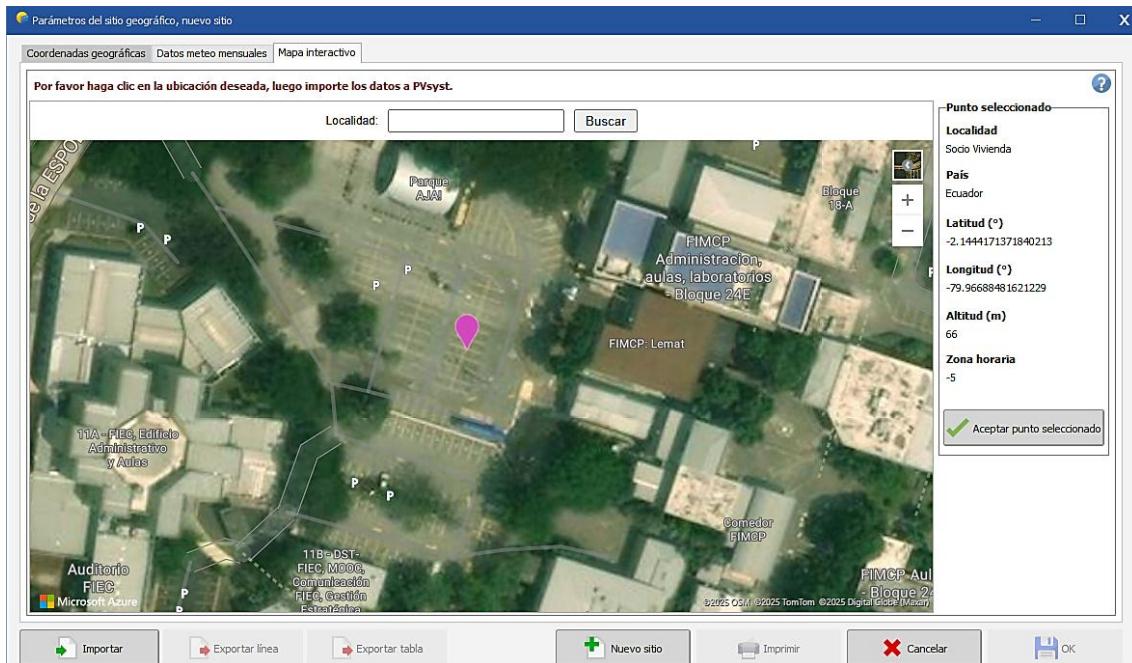


*Nota:* En este apartado podemos configurar la base de datos meteorológica y de los componentes. Tomado de PVsyst.

Lo primero que definimos fue el sitio geográfico de nuestro lugar de estudio. La siguiente figura muestra el sitio seleccionado donde se ve el país, latitud, longitud, altitud y zona horaria.

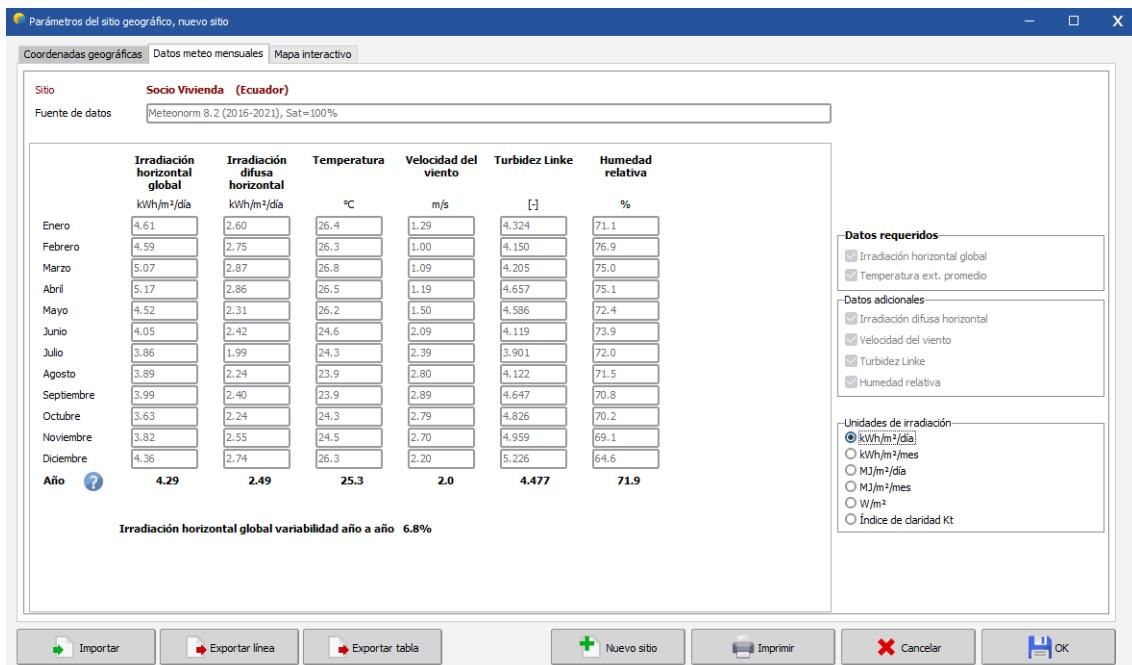
### Figura B.3

*Ubicación donde se tomarán los datos para la simulación.*



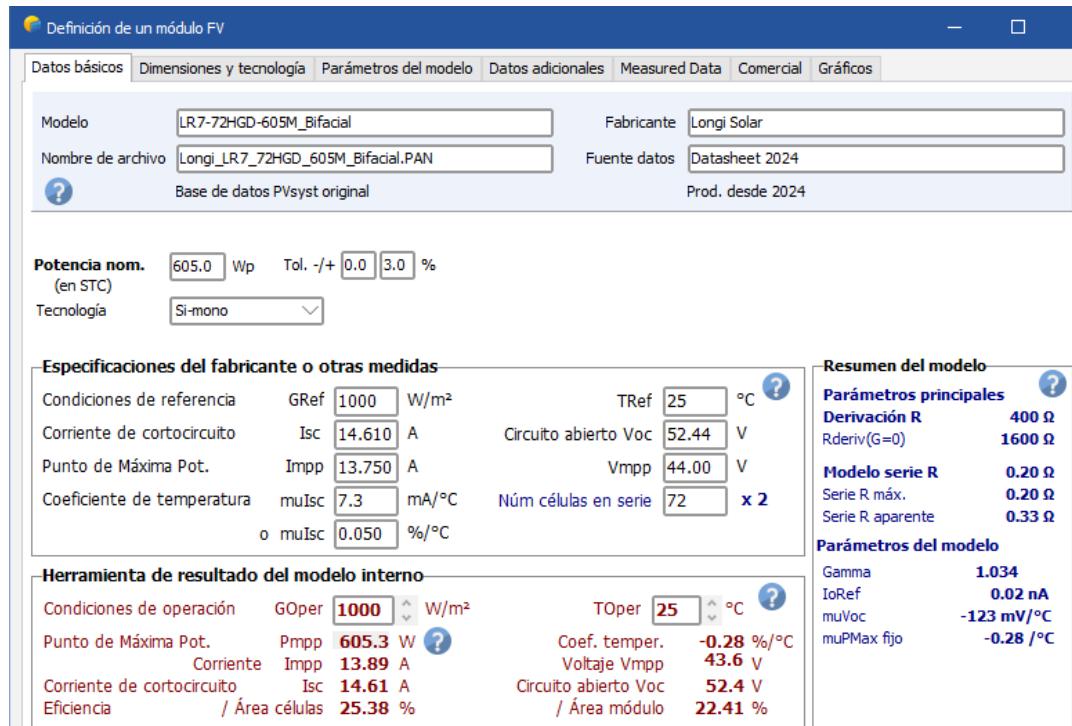
*Nota:* Esta figura muestra la coordenada exacta de estudio por medio de un punto de selección. Tomado de PVsyst.

Del lugar seleccionado por medio del mapa de PVsyst se obtienen los valores de radiación solar presente en la zona junto a datos como la temperatura.

**Figura B.4***Parámetros del sitio y datos meteorológicos mensuales*

*Nota:* Esta figura muestra los datos de la irradiación horizontal global, difusa horizontal, temperatura, velocidad del viento y la humedad relativa presentes en la zona. Tomado de PVsyst.

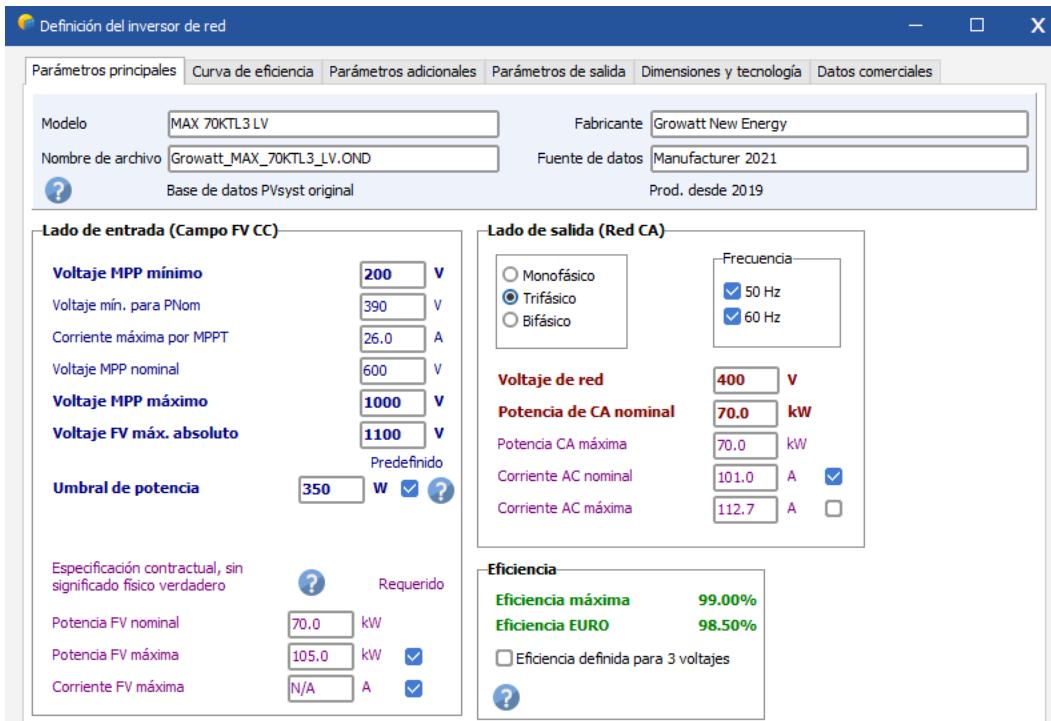
Una vez seleccionada la ubicación se escogió los equipos a utilizar en la base de datos, estos fueron los módulos y los inversores con su marca y modelo. Las siguientes Figura B.5, Figura B.6 muestran esta selección.

**Figura B.5***Selección del módulo fotovoltaico*

*Nota:* Se presenta el modelo del módulo fotovoltaico con sus parámetros. Tomado de PVsyst.

**Figura B.6**

*Selección del inversor de red*

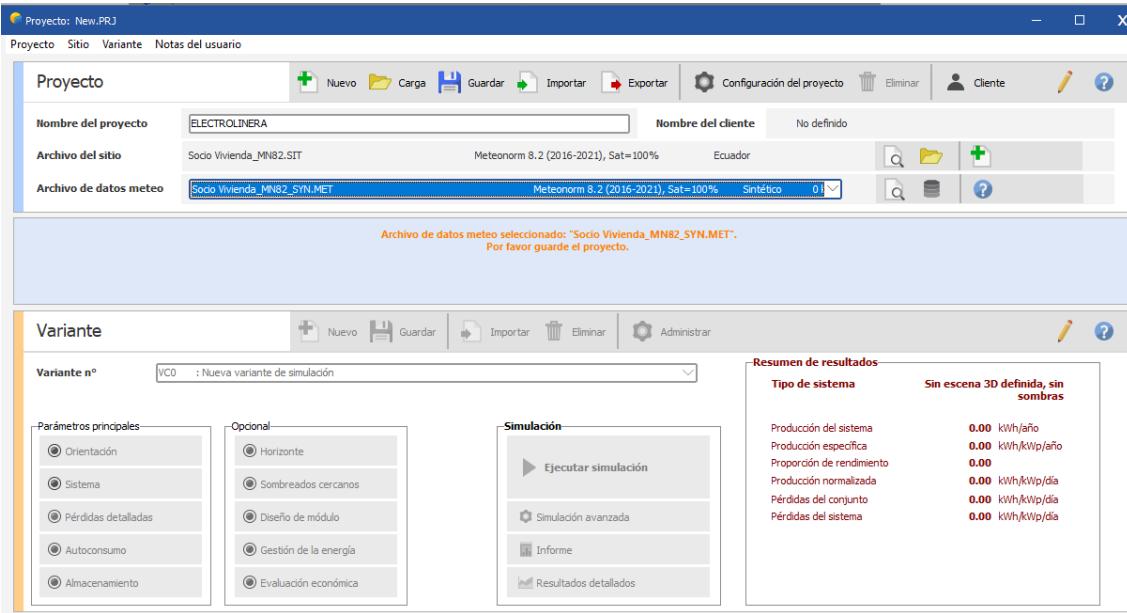


*Nota:* Se presenta el modelo del inversor de red con sus parámetros. Tomado de PVsyst.

Al momento que se definió los equipos en la base de datos previo al diseño y simulación se empezó por crear un nuevo proyecto y para ello escogimos la opción de conectado a la red, nuestro sistema contempla inyección a la red eléctrica de los sobrantes de energía como el autoconsumo que en este caso sería nuestras cargas (cargadores). La Figura B.7 a continuación presenta la interfaz de diseño.

**Figura B.7**

*Pantalla general para el diseño y simulación del proyecto*



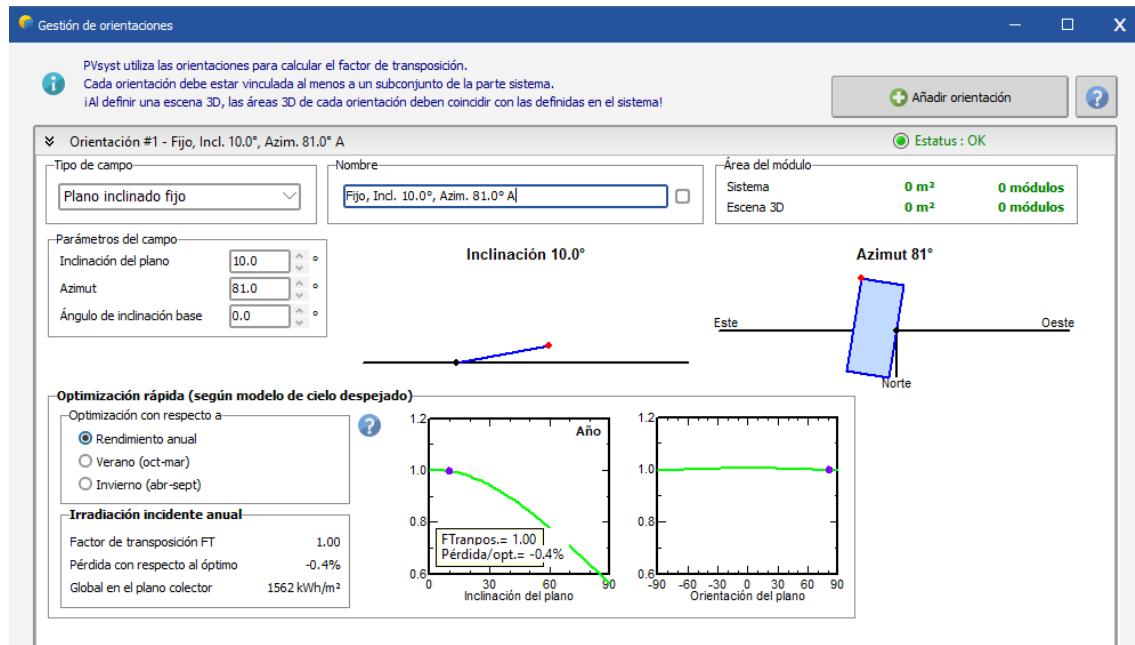
*Nota:* En esta imagen se presenta los componentes a llenar para el diseño y simulación.

Tomado de PVsyst.

A continuación, se definieron las orientaciones de los módulos fotovoltaicos. En la versión más reciente de PVsyst, se permite definir múltiples orientaciones para los paneles solares, asignando inversores específicos a cada orientación. Estas orientaciones se presentan a continuación:

**Figura B.8**

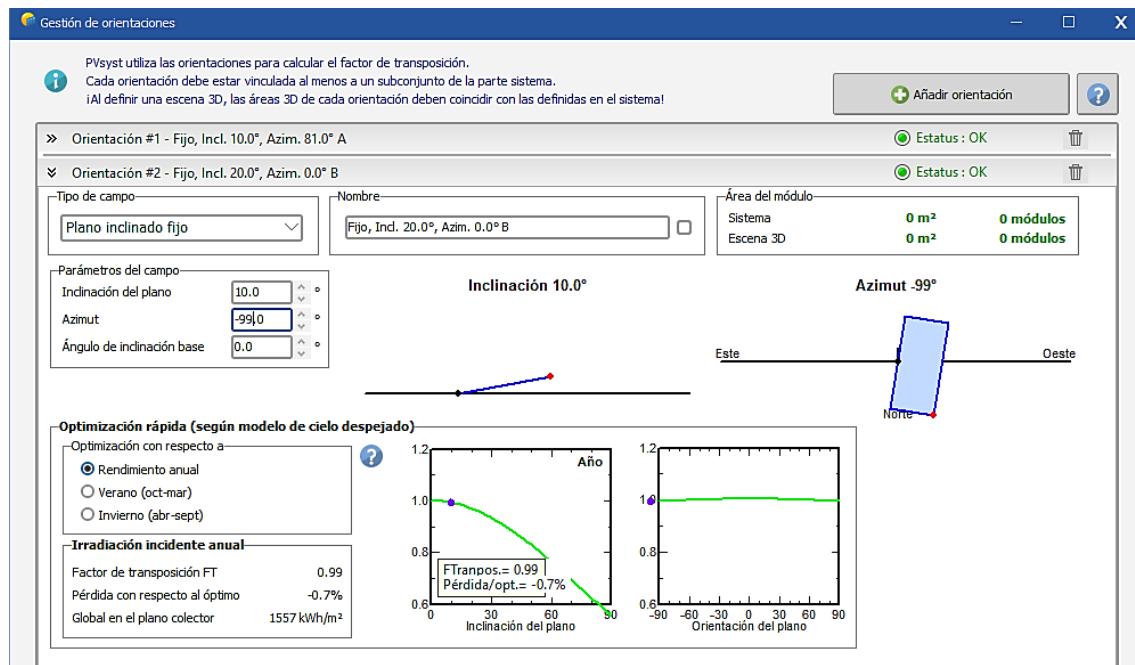
Orientación 1 con 10° de inclinación y 81° de azimut



*Nota:* Se muestra la primera orientación la cual mira hacia el noroeste y las pérdidas que se generan. Tomado de PVsyst.

**Figura B.9**

Orientación 2 con 10° de inclinación y -99° de azimut

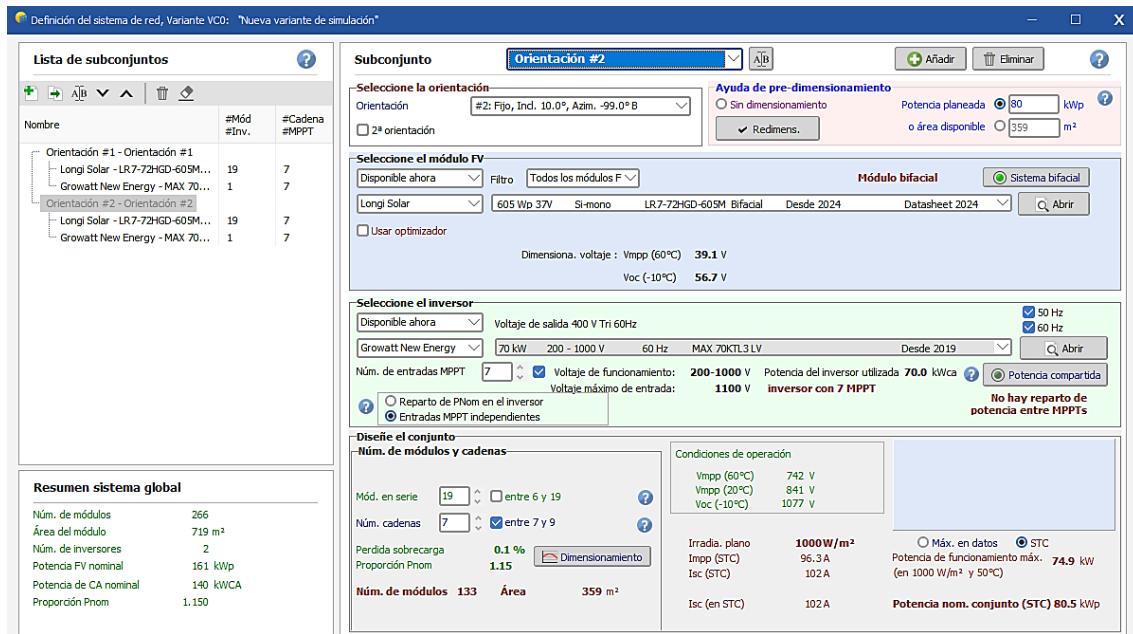


Nota: Se muestra la segunda orientación la cual mira hacia el sureste y las pérdidas que se generan. Tomado de PVsyst.

Con las orientaciones definidas, colocamos la distribución de los módulos en serie por cada MPPT y comprobamos que el sistema opera bajo los límites ya calculados en la sección 2.6.3.1. La siguiente Figura B.10 muestra este enunciado.

**Figura B.10**

*Interfaz de diseño y distribución de los equipos.*

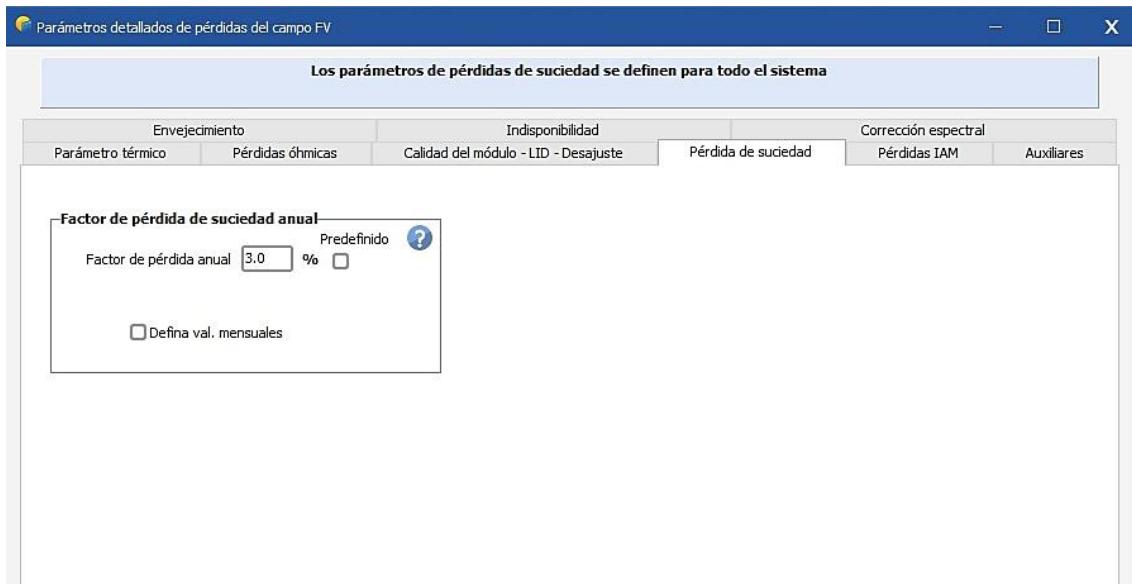


*Nota:* Esta imagen ilustra las dos orientaciones con sus respectivos módulos fotovoltaicos e inversores de red se aprecia que los cálculos fueron correctos al no tener ninguna notificación en el espacio azul. Tomado de PVsyst.

Para tener un sistema más realista, se consideró en la simulación las pérdidas de suciedad del 3%, este valor se puede modificar en el apartado de perdidas detalladas, véase en la siguiente Figura B.11.

**Figura B.11**

*Factor de pérdida anual por suciedad*

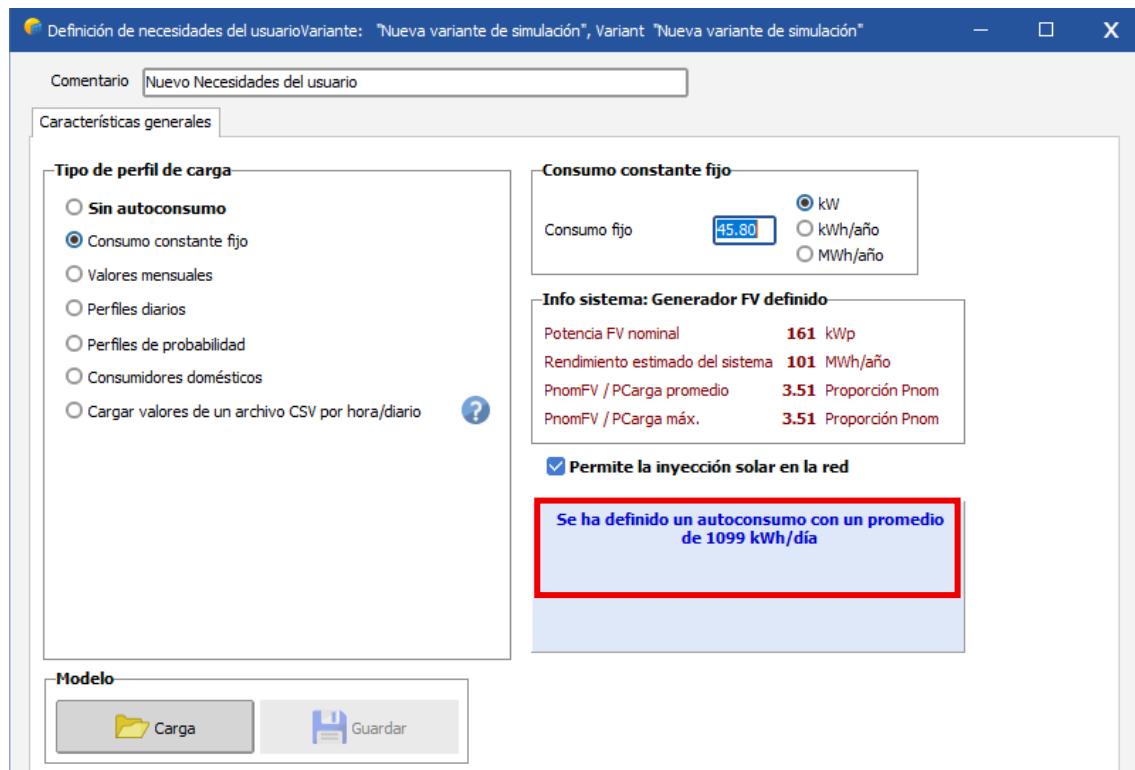


*Nota:* En este apartado se presenta las pérdidas del campo FV donde se puede simular perdidas comunes que por suciedad. Tomado de PVsyst.

Continuando con el diseño, el software también permite asignar un autoconsumo que para nuestro caso sería de 109.9 [kW], sin embargo, al colocar ese valor el PVsyst hace un cálculo para todo un día por lo que estimamos un valor de consumo fijo que arroje la energía consumida en 10 horas, mírese la siguiente Figura B.12.

**Figura B.12**

*Autoconsumo fijo de la electrolinera*



*Nota:* Esta imagen muestra el autoconsumo de la electrolinera en una jornada de operación de 10 horas. Tomado de PVsyst.

De esta manera terminamos de diseñar y simular el sistema fotovoltaico en PVsyst.

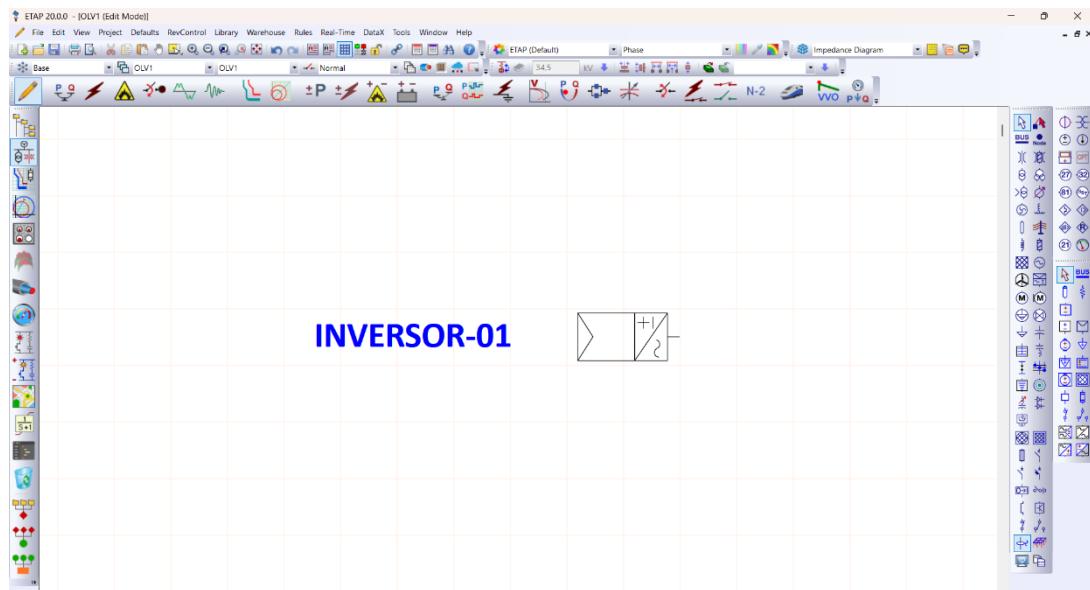
## Apéndice C

### Metodología de diseño de interconexión con media tensión

La siguiente figura muestra la configuración del sistema paneles e inversores en un solo bloque.

**Figura C.1**

*Interfaz de inicio de ETAP*

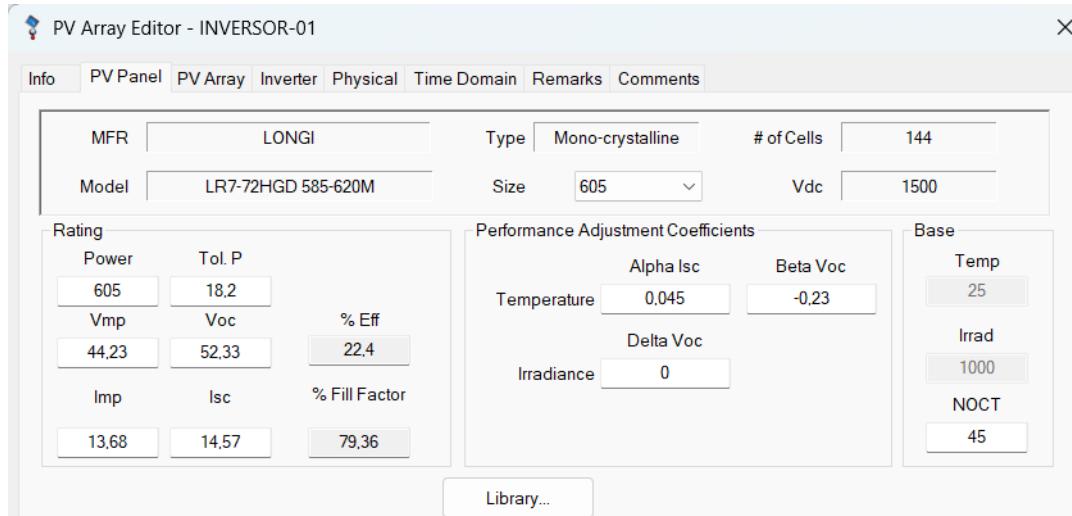


*Nota:* La figura muestra la pantalla de inicio de ETAP donde se muestra el bloque de paneles e inversor. Tomado de ETAP.

En la figura 34 se seleccionó el bloque en donde converge la potencia en paneles y de los inversores de red. Mediante la siguiente figura mostramos la configuración del bloque PVArray.

### Figura C.2

*Parámetros del módulo fotovoltaico cargados en la librería de ETAP*

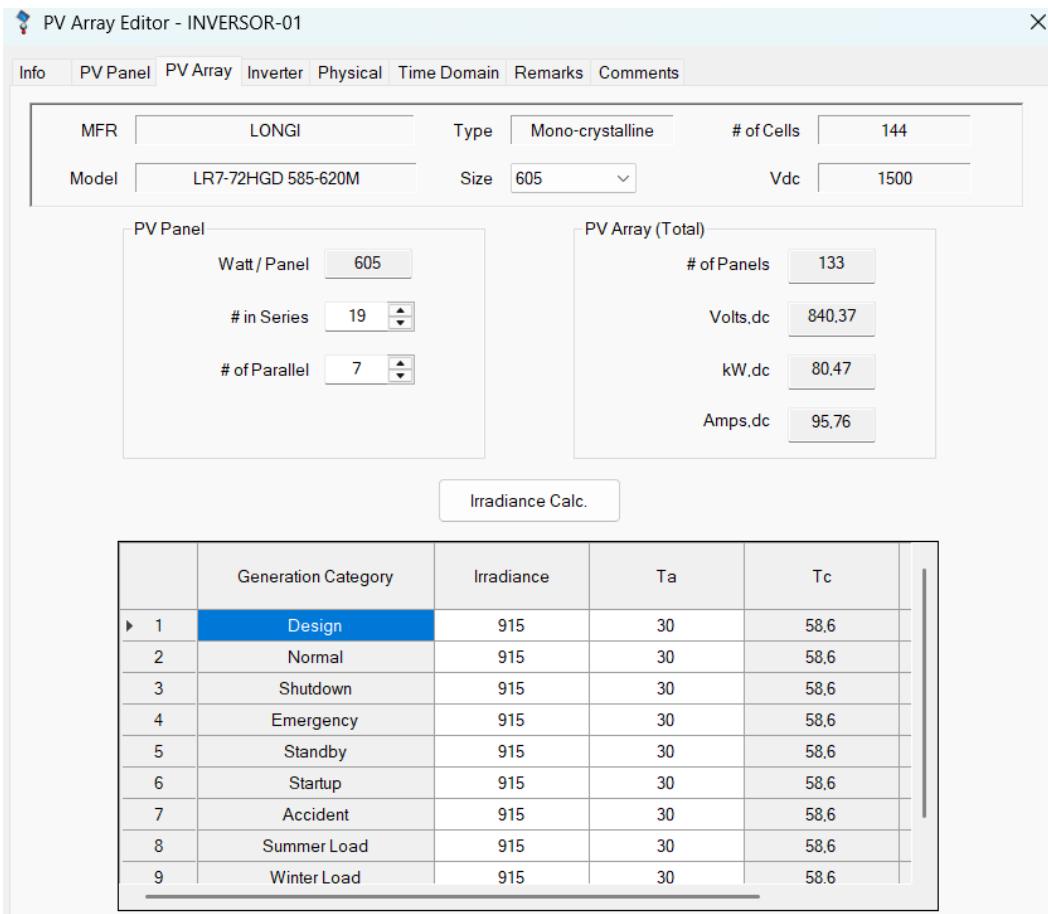


*Nota:* Se presenta los parámetros a llenar para la simulación del módulo fotovoltaico.

Tomado de ETAP.

**Figura C.3**

*Configuración de las cadenas de los módulos fotovoltaicos*

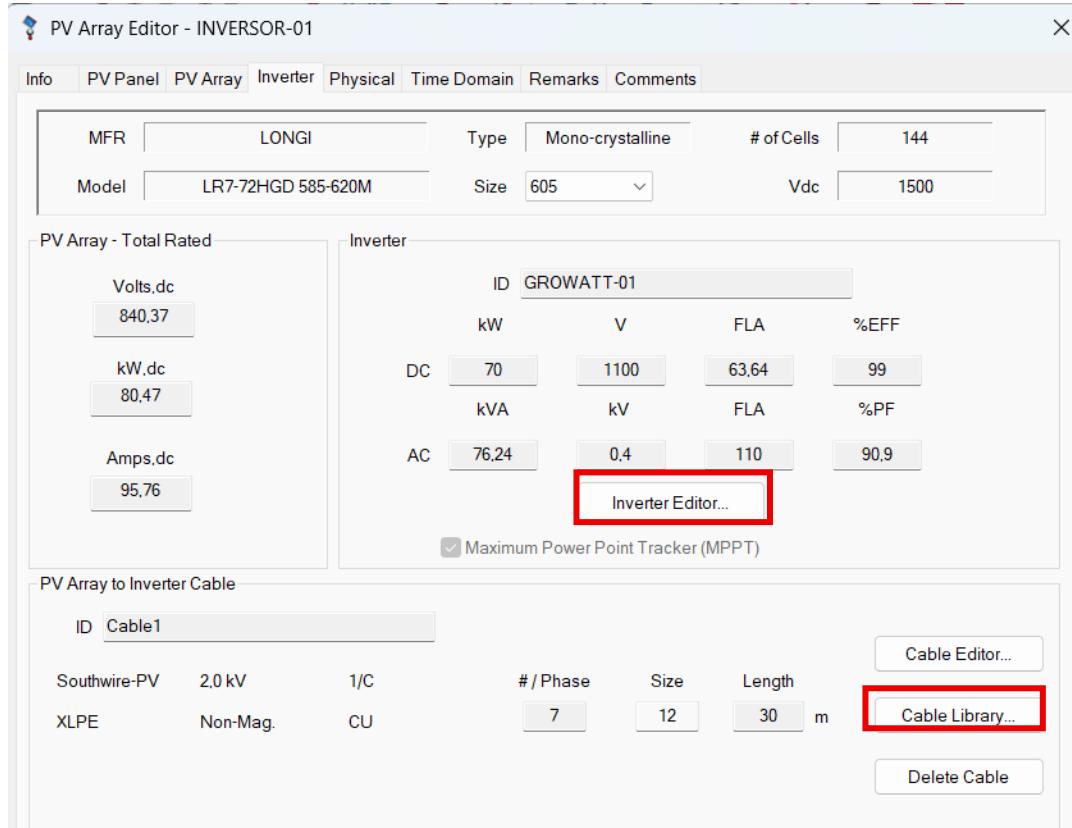


*Nota:* La imagen ilustra la configuración del número de módulos en serie, de las cadenas y de la irradiancia calculada según la ubicación seleccionada. Tomado de ETAP.

La irradiancia de diseño es estimada por el software, la cual por medio de la ubicación en grados de la latitud y longitud en un día seleccionado calcula el valor más alto registrado. La siguiente ilustración corresponde a la información del inversor.

**Figura C.4**

*Parámetros del inversor de red*

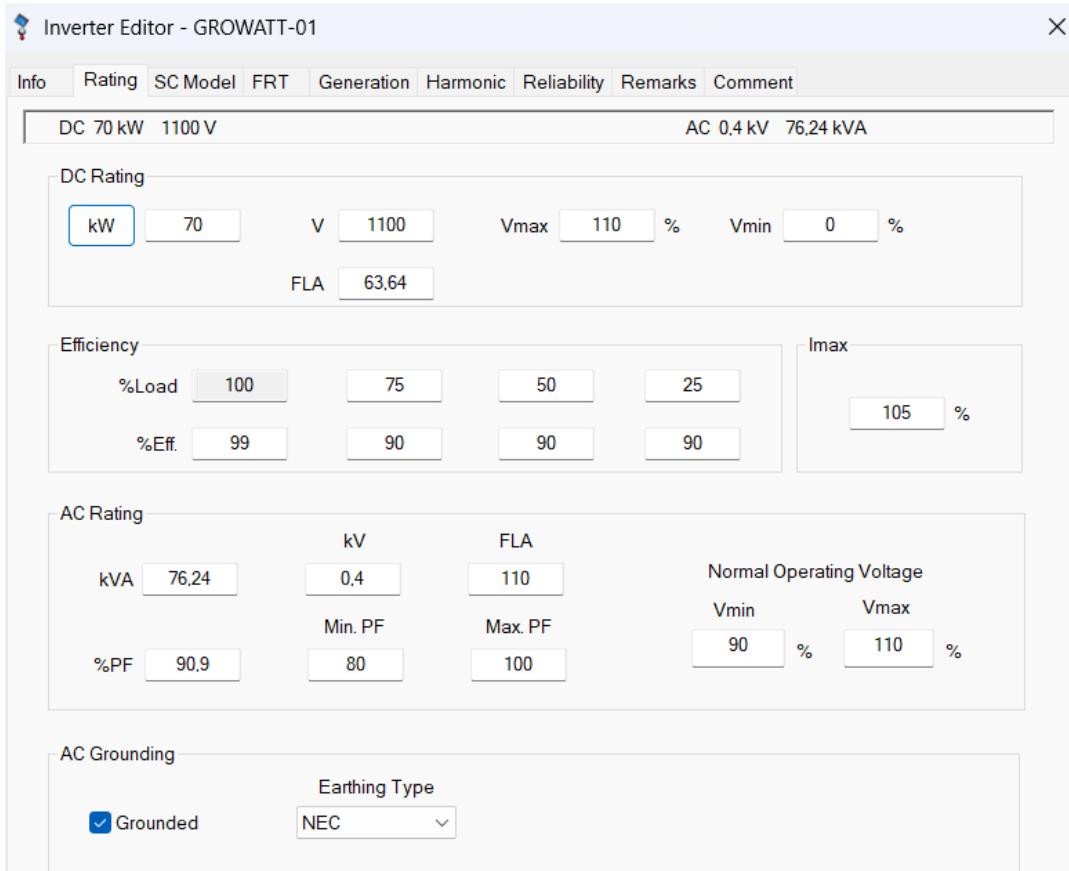


*Nota:* Esta imagen muestra los parámetros modificables del inversor de red y del número de cables solares hasta el inversor. Tomado de ETAP.

Los parámetros del inversor se colocaron seleccionando la opción editar inversor y al mismo tiempo la de librería de cable. La siguiente imagen muestra los datos llenados del inversor.

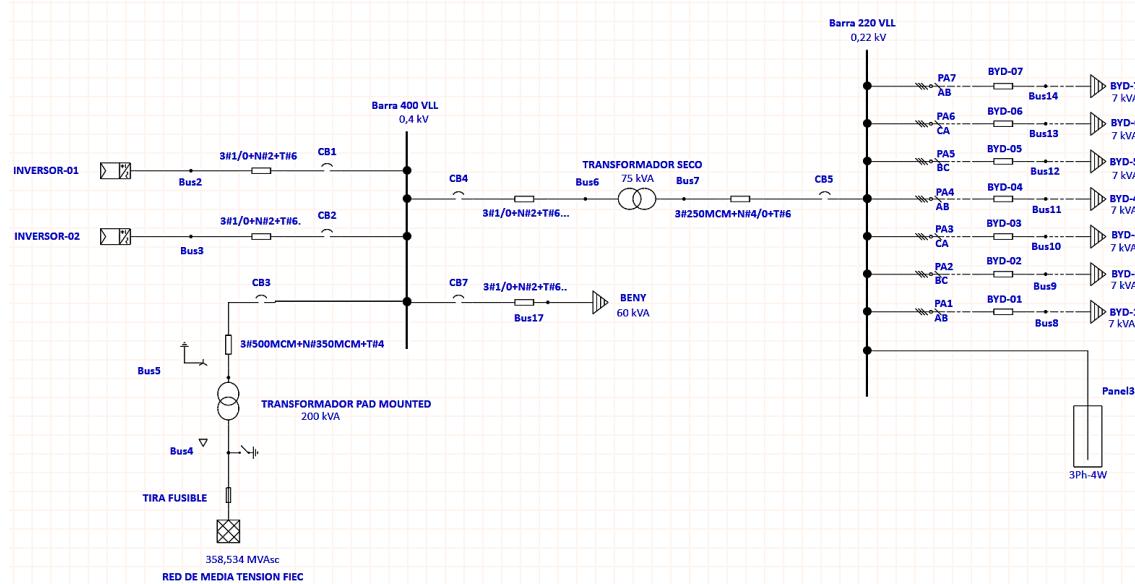
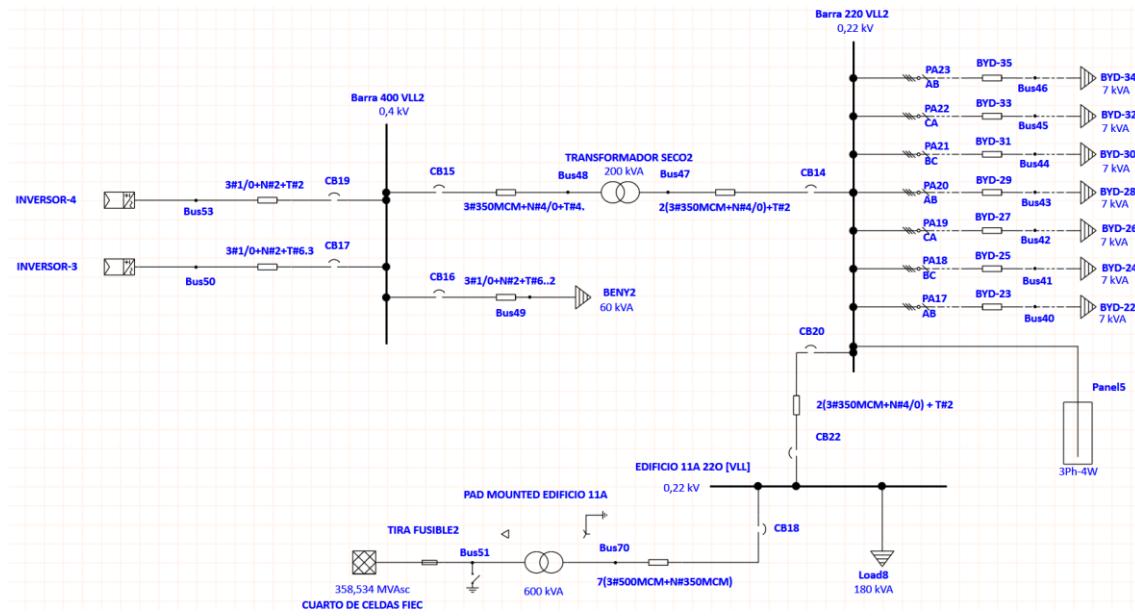
**Figura C.5**

*Modelado de los inversores de red*



*Nota:* Esta figura muestra los apartados a completar para modelar nuestros inversores de red. Tomado de ETAP.

Una vez completado los parámetros de cada elemento que conforma el sistema fotovoltaico solo faltó modelar el sistema eléctrico en general de ambos escenarios y simular un flujo de potencia. Las imágenes a continuación muestran los dos escenarios dibujados en ETAP.

**Figura C.6***Modelado del escenario 1**Nota:* Esta imagen ilustra el diagrama unifilar del escenario 1. Tomado de ETAP.**Figura C.7.***Modelado del escenario 2**Nota:* Esta imagen ilustra el diagrama unifilar del escenario 2. Tomado de ETAP.

Estos modelos en el software ETAP generaron un análisis detallado sobre cuál es la mejor opción para la interconexión con la red eléctrica. Mediante el flujo de carga pudimos observar el despacho de potencia presente en cada carga conectada.

## Apéndice D

### Simulación de obra civil con Revit

**Figura D.1**

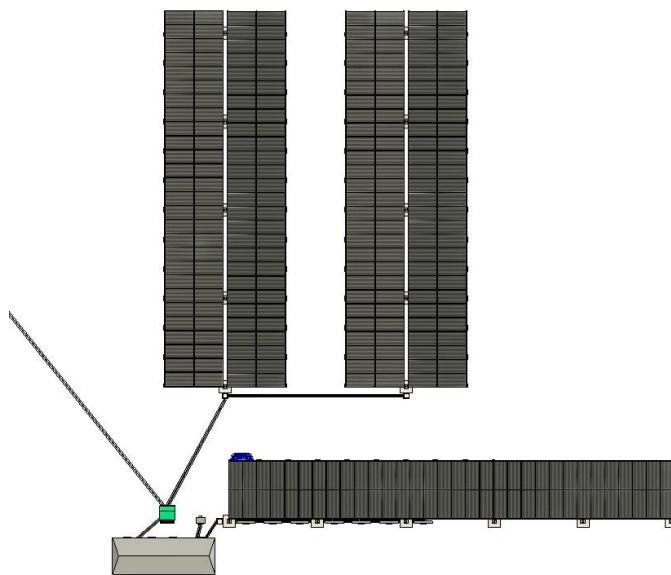
*Render de la obra civil en parqueadero ESPOL*



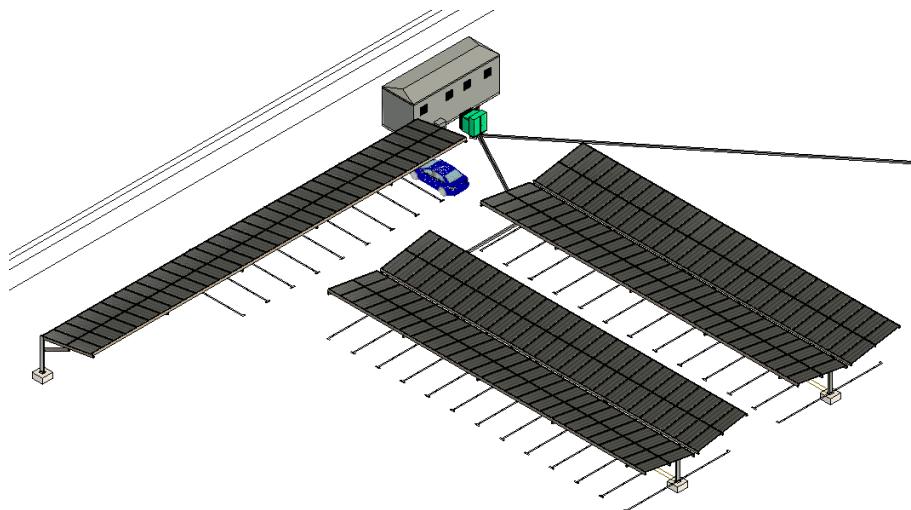
*Nota:* Esta imagen ilustra como se vería el proyecto implementado en el parqueadero de la FIEC. Elaboración propia.

**Figura D.2**

*Vista superior de la obra civil*

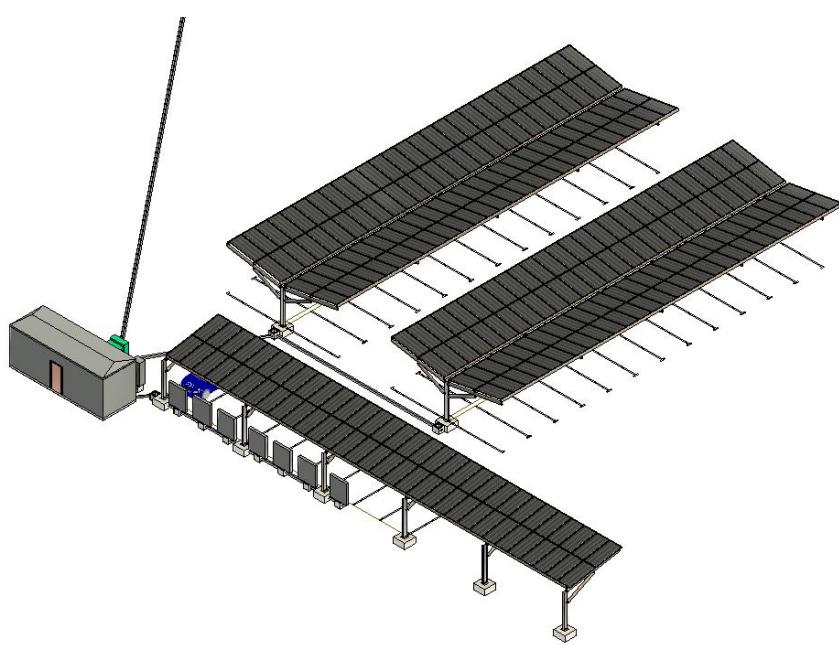


*Nota:* Vista superior de la obra civil en el parqueadero de la FIEC. Elaboración propia.

**Figura D.3***Vista 3D ángulo suroeste*

Nota: Vista 3D ángulo suroeste de la implementado en el parqueadero de la FIEC.

Elaboración propia.

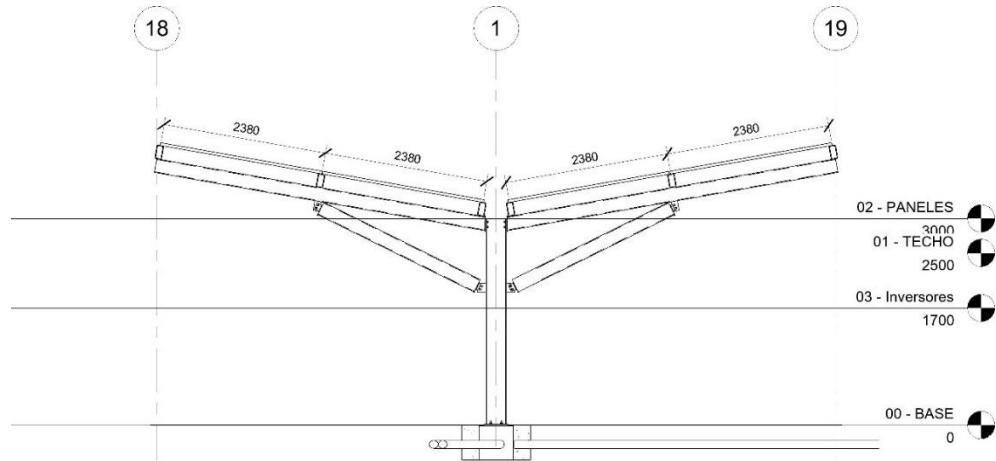
**Figura D.4***Vista 3D ángulo noreste*

Nota: Vista 3D ángulo noreste de la implementado en el parqueadero de la FIEC.

Elaboración propia.

**Figura D.5**

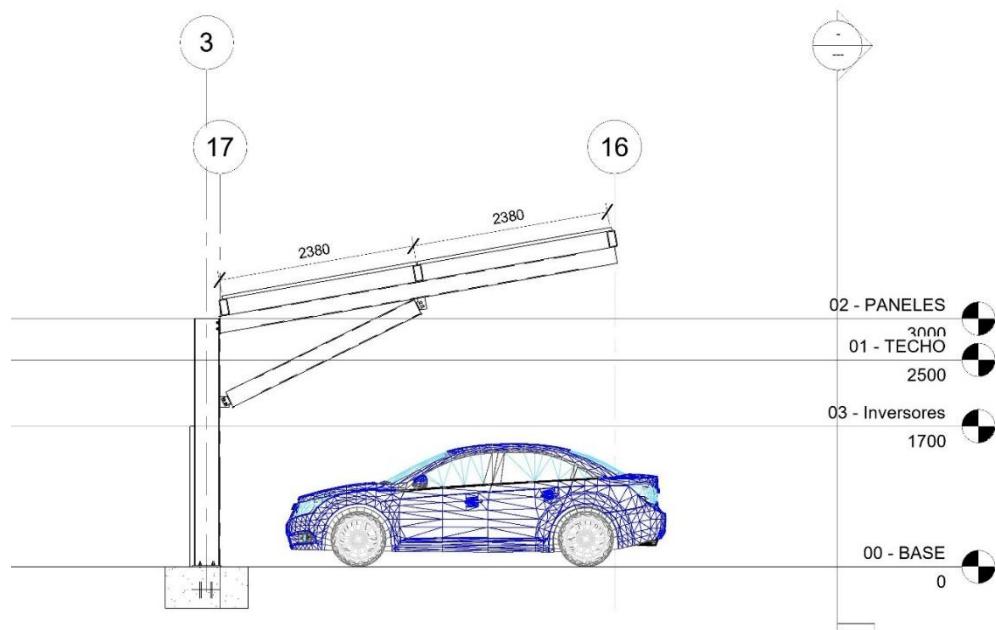
*Estructura de carga muerta para paneles fotovoltaicos #1*



*Nota:* Estructura de carga muerta para los paneles fotovoltaicos. Elaboración propia.

**Figura D.6**

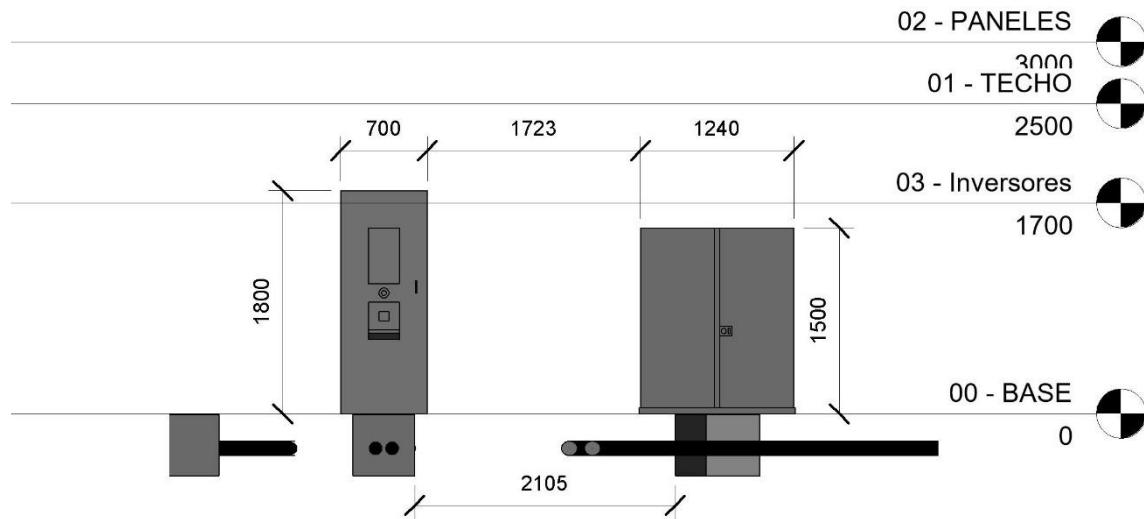
*Estructura #2 de carga para paneles fotovoltaicos #2*



*Nota:* Estructura de carga muerta para los paneles fotovoltaicos. Elaboración propia.

**Figura D.7**

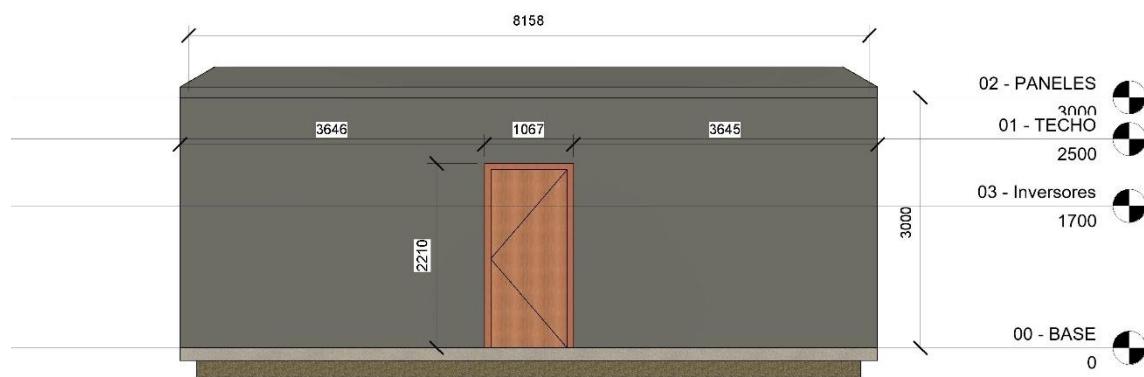
*Padmount 200 kVA y cargador BENY 60kW*



*Nota:* Medidas e implementación de equipos. Elaboración propia.

**Figura D.8**

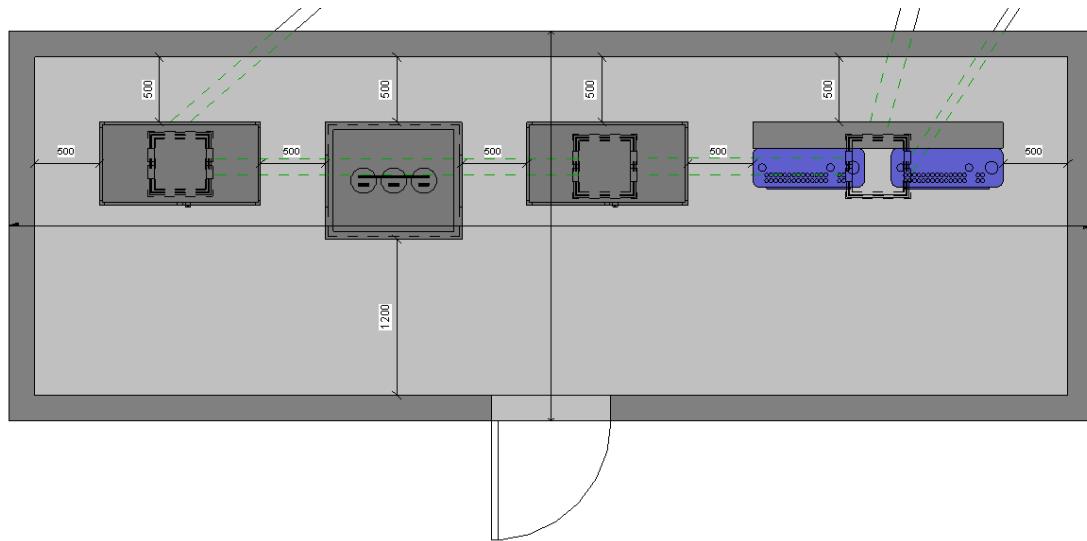
*Medidas del cuarto eléctrico*



*Nota:* Medidas del cuarto eléctrico. Elaboración propia.

**Figura D.9**

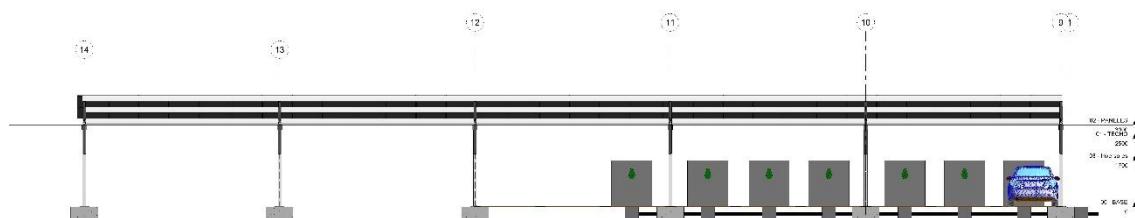
*Distribución de equipos dentro del cuarto eléctrico*



Nota: Medidas e implementación de equipos en el cuarto eléctrico. Elaboración propia.

**Figura D.10**

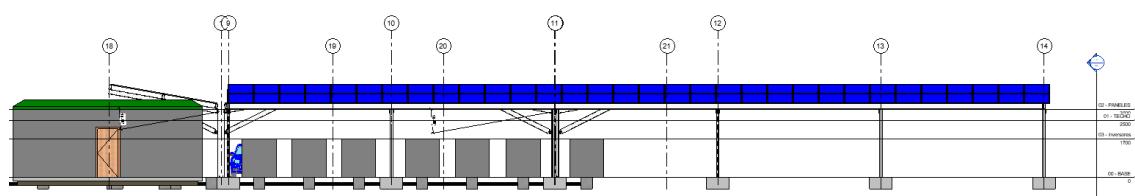
*Distribución de cargadores BYD y estructura de carga vista desde el sur*



Nota: Implementación de cargadores BYD de 7 kW. Elaboración propia.

**Figura D.11**

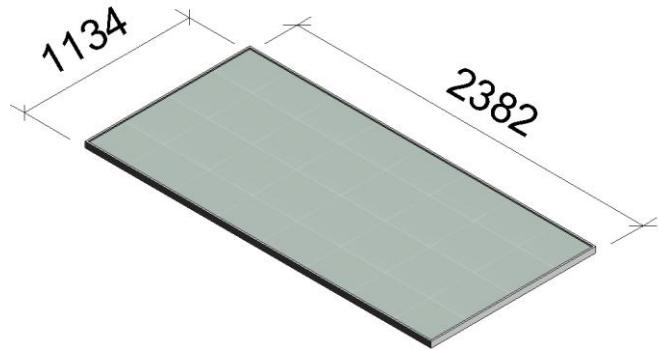
*Distribución de cargadores BYD, estructura de carga, y cuarto eléctrica vista desde el norte*



Nota: Implementación de cargadores BYD de 7 kW, estructura de carga, y cuarto eléctrico. Elaboración propia.

**Figura D.12**

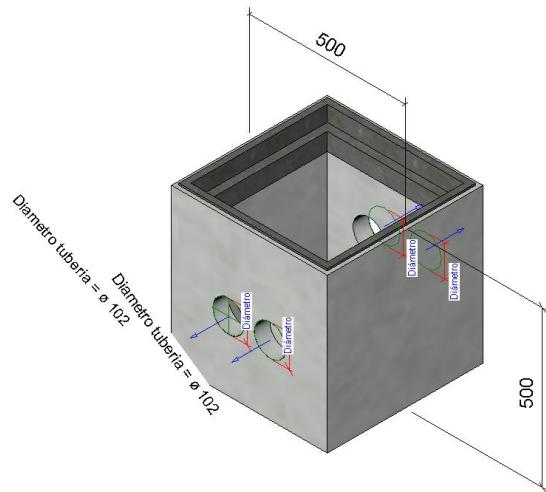
Panel fotovoltaico LONGI 605W



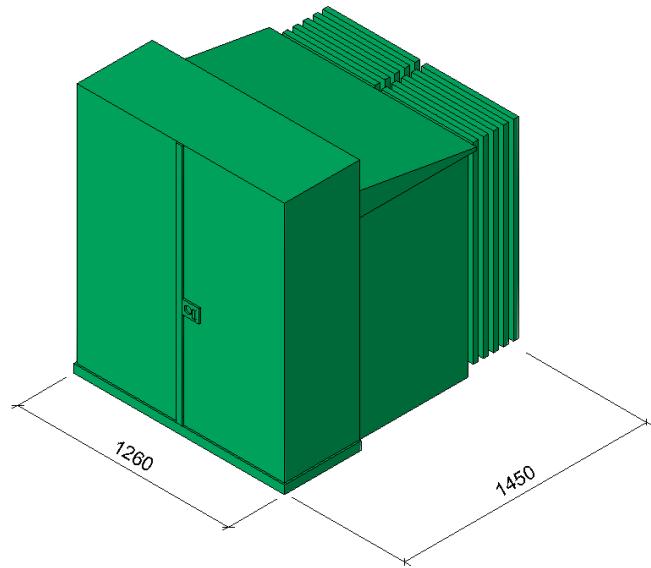
Nota: Medidas del panel LONGI 605 W. Elaboración propia.

**Figura D.13**

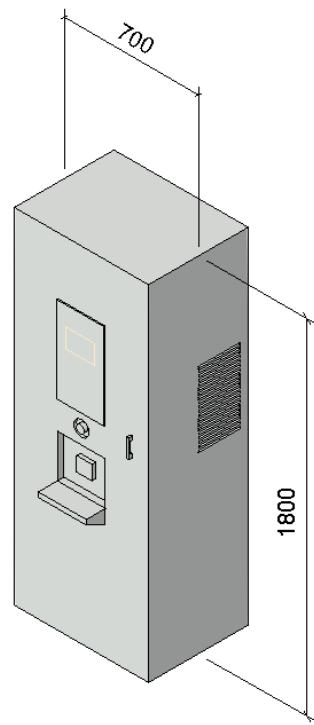
Caja de paso 50x50x50 cm



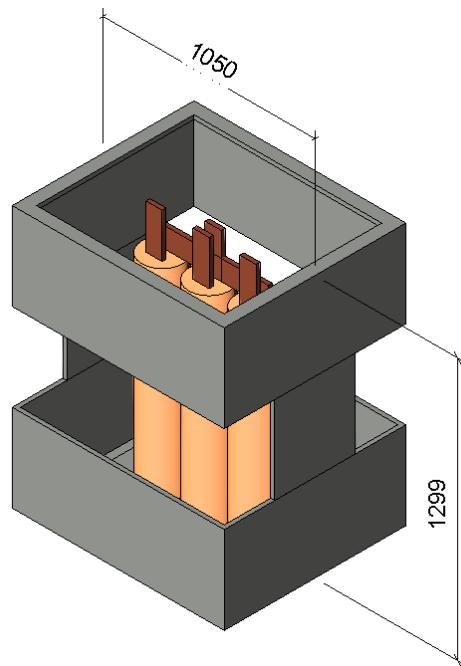
Nota: Medidas de la caja de paso. Elaboración propia.

**Figura D.14***Padmount 200 kVA*

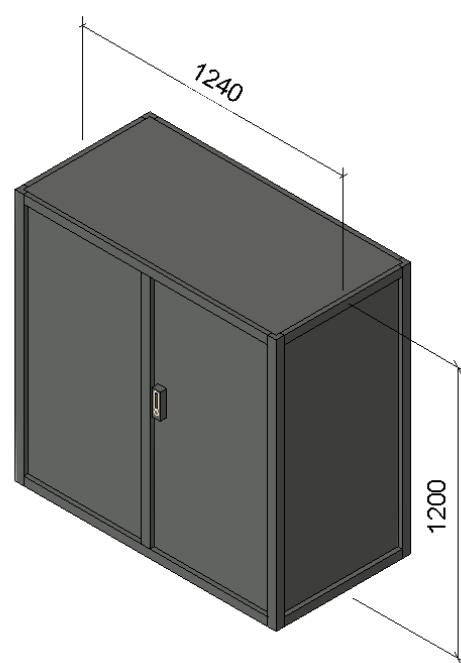
Nota: Medidas del padmount de 200 kVA. Elaboración propia.

**Figura D.15***Cargador BENY 60 kW*

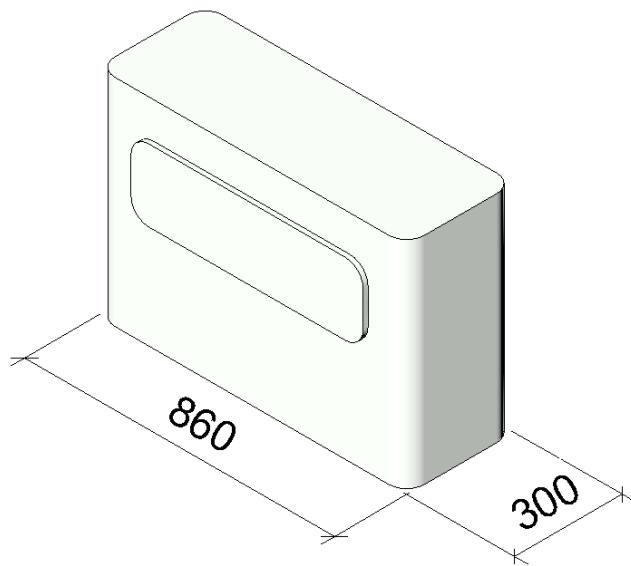
Nota: Medidas del cargador BENY de 60 kW. Elaboración propia.

**Figura D.16***Transformador seco 200 kVA*

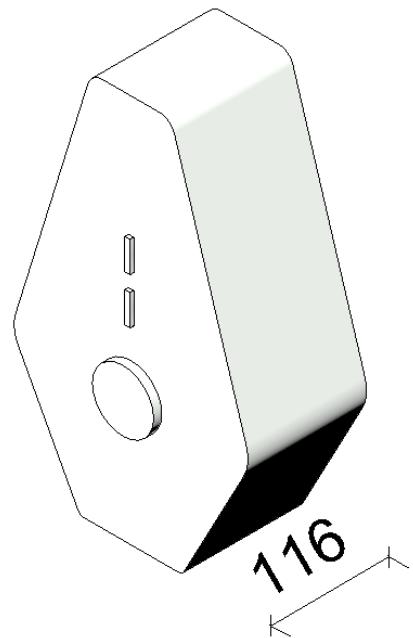
*Nota:* Medidas del transformador seco 200 kVA. Elaboración propia.

**Figura D.17***Tablero eléctrico*

*Nota:* Medidas del tablero eléctrico a 220 v. Elaboración propia.

**Figura D.18***Inversor Growatt 75 kW*

*Nota:* Medidas del inversor Growatt 75 kW. Elaboración propia.

**Figura D.19***Cargador BYD 7kW*

*Nota:* Medidas del cargador 7 kW. Elaboración propia.

## Apéndice E

### Presupuesto de los distintos casos

**Figura E.1**

*Presupuesto del diseño, escenario #1*

ECOCHARGE											
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	UND.	VALOR UNITARIO MATERIAL	VALOR TOTAL MATERIAL	VALOR UNITARIO MANO OBRA	VALOR TOTAL MANO OBRA	VALOR UNITARIO DT+IND	VALOR TOTAL DT+IND	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
	<b>Alimentadores de Media Tensión SURTERRANEO desde poste hasta Trafo</b>										
<b>1</b>	Alimentador 3x2 Cu 1SKV XLPE 100%+N04 TTU CABLE: MV-90 15 KV, 133% 15 KV, # 2 XLP	134	M.	\$ 25,08	\$ 3.360,72	\$ 4,53	\$ 607,02	\$ 2,27	\$ 304,18	\$ 31,88	\$ 4.271,92
		402	M.	\$ 8,36	\$ 3.360,72						
<b>2</b>	Tub PVC 4" PARA CONDUCTORES SUBTERRANEOS MEDIA TENSION	124,00	M	\$ 8,33	\$ 1.032,60	\$ 25,00	\$ 3.100,00	\$ 12,50	\$ 1.550,00	\$ 45,83	\$ 5.682,60
	TUBERIA PVC 4" x 1 M (1108)M) 145 Psi	21	U	\$ 39,60	\$ 831,60						
	TUBERIA REVERSIBLE DE 4"	1	U	\$ 25,00	\$ 25,00						
	CAJA DE PASO DE 40x60x30 CM. CON PUERTA Y BISAGRA	4	U	\$ 44,00	\$ 176,00						
	<b>Puntas Terminales y Terminalas de Compresión para media tensión</b>										
<b>3</b>	Puntas Terminales y Terminalas de Compresión para alimentadores	1	GLB.	\$ 445,99	\$ 445,99	\$ 1.000,00	\$ 1.000,00	\$ 500,00	\$ 500,00	\$ 1.945,99	\$ 1.945,99
	PUNTA TERMINAL EXTERIOR 2 Awg (3mm <sup>2</sup> ) - 15kv	3	U	\$ 51,10	\$ 153,30	\$ 500,00					
	PUNTA TERMINAL INTERIOR 2 Awg (3mm <sup>2</sup> ) - 15kv	3	U	\$ 85,66	\$ 256,98	\$ 500,00					
	TERMINALES COMPRESSION OJO 2 CANA LARGA UL	6	U	\$ 0,94	\$ 5,64						
	TERMINALES COMPRESSION OJO 4 CANA LARGA UL	2	U	\$ 0,53	\$ 1,06						
	PERNO CADMIADO 1/2"X2" ROSCA CORIDA COMPLETO	8	U	\$ 0,59	\$ 4,72						
	PASTA DE CONTACTO	1	U	\$ 11,16	\$ 11,16						
	CINTA ABLANTE 20 YARDAS	3	U	\$ 0,81	\$ 2,43						
	CINTA AUTOFUNDENTE 3 M	1	U	\$ 10,70	\$ 10,70						
	LA MANO DE OBRA DE LOS TERMINALES DE COMPRESIÓN SE ENCUENTRA EN LOS ALIMENTADORES										
	<b>Malla a Tierra</b>										
<b>4</b>	Puesta a tierra para tramo y sistema en general	1	GLB.	\$ 585,79	\$ 585,79	\$ 27,00	\$ 27,00	\$ 13,50	\$ 626,29	\$ 626,29	
	CABLE # 2/0 AWG DESNUDO COBRE	30	M.	\$ 8,10	\$ 243,00	\$ 2,21					
	VARILLA DE 1/2" X 10' CORTEADA	9	U	\$ 1,11	\$ 11,99	\$ 19,27					
	SAL DADIA BA EXOTERMICA 115°C	9	U	\$ 2,70	\$ 64,80	\$ 5,52					
	SAL CARBON VEGETAL, BENTONITA, DOSIS QUÍMICAS DE GEL	2	U	\$ 80,00	\$ 160,00						
<b>5</b>	Pararrayos	1	GLB.	\$ 1.010,00	\$ 1.010,00	\$ 105,10	\$ 105,10	\$ 52,55	\$ 52,55	\$ 1.167,65	\$ 1.167,65
	LPI STORMASTER LS115GLG. NIVEL DE PROTECCIÓN I. (HIGH PROTECTION)	1	U	\$ 860,00	\$ 860,00						
	BASE Y MASTIL RICHO GALVANIZADO 2" X 3 MTS CON ACCESORIOS FILACION	1	U	\$ 150,00	\$ 150,00						
	<b>Alimentadores de Baja Tensión</b>										
<b>6</b>	Alimentador 3x500MCM+Nx350MCM+T#4 de Cu FLEX desde TRAFO Bloques hasta Tablero de 400 VLL	10	M.	\$ 126,33	\$ 1.263,30	\$ 3,32	\$ 33,20	\$ 1,66	\$ 16,60	\$ 131,31	\$ 1.313,10
	ULTRAFLEX MCM .500 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	30	M.	\$ 33,16	\$ 994,80						
	ULTRAFLEX MCM .350 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	10	M.	\$ 23,84	\$ 238,40						
	ULTRAFLEX AWG .4 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	10	M.	\$ 3,01	\$ 30,10						
<b>7</b>	Alimentador 3#1.0+N#2+T#6 de Cu FLEX desde Tablero de 400 VLL hasta Cargador rápido de 60 kW	12	M.	\$ 29,15	\$ 349,80	\$ 2,30	\$ 27,60	\$ 1,15	\$ 13,80	\$ 32,60	\$ 391,20
	ULTRAFLEX AWG .4 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	36	M.	\$ 7,48	\$ 269,28						
	ULTRAFLEX AWG .2 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	12	M.	\$ 4,68	\$ 56,16						
	ULTRAFLEX AWG .6 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	12	M.	\$ 2,03	\$ 24,36						
<b>8</b>	Alimentador 3#1.0+N#2+T#6 de Cu FLEX desde Tablero de 400 VLL hasta Growatt 1	9	M.	\$ 29,15	\$ 262,35	\$ 2,30	\$ 20,70	\$ 1,15	\$ 10,35	\$ 32,60	\$ 293,40
	ULTRAFLEX AWG .4 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	27	M.	\$ 7,48	\$ 201,96						
	ULTRAFLEX AWG .2 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	9	M.	\$ 4,68	\$ 43,12						
	ULTRAFLEX AWG .6 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	9	M.	\$ 2,03	\$ 18,27						

**Figura E.2***Continuación presupuesto del diseño, escenario #1*

Artículo	Cantidad	Unidad	Descripción	Precio Unitario	Impuestos	Total	Envío	Mano de Obra	Costo Total		
<b>Alimentadores</b>											
<b>9</b>	Alimentador 3#1/0+N#2+T#6 de Cu FLEX desde Tablero de 400 VLL hasta Growatt 2	9	M.	\$ 29,15	\$ 262,35	\$ 2,30	\$ 20,70	\$ 1,15	\$ 10,35	\$ 32,60	\$ 293,40
	ULTRAFLEX AWG - 1/0 (FLEX MULTIHILO) COBRE 600V CERTIFICADO UL	27	M.	\$ 7,48	\$ 201,96						
	ULTRAFLEX AWG - 2 (FLEX MULTIHILO) COBRE 600V CERTIFICADO UL	9	M.	\$ 4,68	\$ 42,12						
	ULTRAFLEX AWG - 6 (FLEX MULTIHILO) COBRE 600V CERTIFICADO UL	9	M.	\$ 2,03	\$ 18,27						
<b>10</b>	Alimentador 3#1/0+N#2+T#6 de Cu FLEX desde Tablero de 400 VLL hasta Trafo de 400 VLL	9	M.	\$ 29,15	\$ 262,35	\$ 2,30	\$ 20,70	\$ 1,15	\$ 10,35	\$ 32,60	\$ 293,40
	ULTRAFLEX AWG - 1/0 (FLEX MULTIHILO) COBRE 600V CERTIFICADO UL	27	M.	\$ 7,48	\$ 201,96						
	ULTRAFLEX AWG - 2 (FLEX MULTIHILO) COBRE 600V CERTIFICADO UL	9	M.	\$ 4,68	\$ 42,12						
	ULTRAFLEX AWG - 6 (FLEX MULTIHILO) COBRE 600V CERTIFICADO UL	9	M.	\$ 2,03	\$ 18,27						
<b>11</b>	Alimentador 3#250MCM+N#4 0+T#6 de Cu FLEX desde Trafo de 220 VLL hasta Tablero de 220 VLL	9,00	M.	\$ 67,82	\$ 610,38	\$ 2,92	\$ 26,28	\$ 1,46	\$ 13,14	\$ 72,20	\$ 649,80
	ULTRAFLEX MCM - 250 (FLEX MULTIHILO) COBRE 600V CERTIFICADO UL	27	M.	\$ 17,22	\$ 464,94						
	ULTRAFLEX AWG - 4/0 (FLEX MULTIHILO) COBRE 600V CERTIFICADO UL	9	M.	\$ 14,13	\$ 127,17						
	ULTRAFLEX AWG - 6 (FLEX MULTIHILO) COBRE 600V CERTIFICADO UL	9	M.	\$ 2,03	\$ 18,27						
<b>Alimentadores Secundarios de Baja Tensión TDP-220</b>											
<b>12</b>	Alimentador 2#6+T#10 de Cu FLEX desde TDP-220 hasta BYD-01	13,00	M.	\$ 4,72	\$ 61,36	\$ 1,00	\$ 13,00	\$ 0,50	\$ 6,50	\$ 6,22	\$ 80,86
	ULTRAFLEX AWG - 6 (FLEX MULTIHILO) COBRE 600V CERTIFICADO UL	26	M.	\$ 2,03	\$ 52,78						
	CABLE THHN # 10 COBRE 600 V. COLOR VERDE	13	M.	\$ 0,66	\$ 8,58						
<b>13</b>	Alimentador 2#6+T#10 de Cu FLEX desde TDP-220 hasta BYD-02	17,00	M.	\$ 4,72	\$ 80,24	\$ 1,00	\$ 17,00	\$ 0,50	\$ 8,50	\$ 6,22	\$ 105,74
	ULTRAFLEX AWG - 6 (FLEX MULTIHILO) COBRE 600V CERTIFICADO UL	34	M.	\$ 2,03	\$ 69,02						
	CABLE THHN # 10 COBRE 600 V. COLOR VERDE	17	M.	\$ 0,66	\$ 11,22						
<b>14</b>	Alimentador 2#6+T#10 de Cu FLEX desde TDP-220 hasta BYD-03	20,00	M.	\$ 4,72	\$ 94,40	\$ 1,00	\$ 20,00	\$ 0,50	\$ 10,00	\$ 6,22	\$ 124,40
	ULTRAFLEX AWG - 6 (FLEX MULTIHILO) COBRE 600V CERTIFICADO UL	40	M.	\$ 2,03	\$ 81,20						
	CABLE THHN # 10 COBRE 600 V. COLOR VERDE	20	M.	\$ 0,66	\$ 13,20						
<b>15</b>	Alimentador 2#6+T#10 de Cu FLEX desde TDP-220 hasta BYD-04	24,00	M.	\$ 4,72	\$ 113,28	\$ 1,00	\$ 24,00	\$ 0,50	\$ 12,00	\$ 6,22	\$ 149,28
	ULTRAFLEX AWG - 6 (FLEX MULTIHILO) COBRE 600V CERTIFICADO UL	48	M.	\$ 2,03	\$ 97,44						
	CABLE THHN # 10 COBRE 600 V. COLOR VERDE	24	M.	\$ 0,66	\$ 15,84						
<b>16</b>	Alimentador 2#6+T#10 de Cu FLEX desde TDP-220 hasta BYD-05	28,00	M.	\$ 4,72	\$ 132,16	\$ 1,00	\$ 28,00	\$ 0,50	\$ 14,00	\$ 6,22	\$ 174,16
	ULTRAFLEX AWG - 6 (FLEX MULTIHILO) COBRE 600V CERTIFICADO UL	56	M.	\$ 2,03	\$ 113,68						
	CABLE THHN # 10 COBRE 600 V. COLOR VERDE	28	M.	\$ 0,66	\$ 18,48						
<b>17</b>	Alimentador 2#6+T#10 de Cu FLEX desde TDP-220 hasta BYD-06	32,00	M.	\$ 4,72	\$ 151,04	\$ 1,00	\$ 32,00	\$ 0,50	\$ 16,00	\$ 6,22	\$ 199,04
	ULTRAFLEX AWG - 6 (FLEX MULTIHILO) COBRE 600V CERTIFICADO UL	64	M.	\$ 2,03	\$ 129,92						
	CABLE THHN # 10 COBRE 600 V. COLOR VERDE	32	M.	\$ 0,66	\$ 21,12						
<b>18</b>	Alimentador 2#6+T#10 de Cu FLEX desde TDP-220 hasta BYD-07	36,00	M.	\$ 4,72	\$ 169,92	\$ 1,00	\$ 36,00	\$ 0,50	\$ 18,00	\$ 6,22	\$ 223,92
	ULTRAFLEX AWG - 6 (FLEX MULTIHILO) COBRE 600V CERTIFICADO UL	72	M.	\$ 2,03	\$ 146,16						
	CABLE THHN # 10 COBRE 600 V. COLOR VERDE	36	M.	\$ 0,66	\$ 23,76						
<b>Alimentadores de DC Panel</b>											
<b>19</b>	Alimentador 2#10 Positivo y negativo	572	M.	\$ 2,80	\$ 1,601,60	\$ 0,55	\$ 314,60	\$ 0,28	\$ 160,16	\$ 3,63	\$ 2,076,36
	CABLE SOLAR 10AWG	1144	U.	\$ 1,40	\$ 1,601,60						
<b>Terminales de Compresión para baja tensión</b>											
<b>20</b>	Terminales de Compresión para alimentadores	1	GLB.	\$ 374,70	\$ 374,70	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 374,70	\$ 374,70
	TERMINALES COMPRESION OJO 500 MCM CANA LARGA UL	6	U.	\$ 7,28	\$ 43,68						
	TERMINALES COMPRESION OJO 350 MCM CANA LARGA UL	4	U.	\$ 7,83	\$ 31,32						

**Figura E.3**

*Continuación presupuesto del diseño, escenario #1*

	TERMINALES COMPRESION OJO 250 MCM CAÑA LARGA UL	6	U.	\$ 3,61	\$ 21,66						
	TERMINALES COMPRESION OJO 4/0 CAÑA LARGA UL	2	U.	\$ 3,30	\$ 6,60						
	TERMINALES COMPRESION OJO 1/0 CAÑA LARGA UL	24	U.	\$ 1,63	\$ 39,12						
	TERMINALES COMPRESION OJO 2 CAÑA LARGA UL	8	U.	\$ 0,84	\$ 7,52						
	TERMINALES COMPRESION OJO 4 CAÑA LARGA UL	2	U.	\$ 0,53	\$ 1,06						
	TERMINALES COMPRESION OJO 6 CAÑA LARGA UL	36	U.	\$ 0,43	\$ 15,48						
	PERNO CADMIADO 1/4"x1 1/2" ROSCA CORRIDA COMPLETO	16	U.	\$ 0,14	\$ 2,24						
	PERNO CADMIADO 3/8"x2" ROSCA CORRIDA COMPLETO	72	U.	\$ 0,36	\$ 25,92						
	PASTA DE CONTACTO	10	U.	\$ 11,16	\$ 111,60						
	CINTA AISLANTE 20 YARDAS NEGRA	50	U.	\$ 1,37	\$ 68,50						
	LA MANO DE OBRA DE LOS TERMINALES DE COMPRESIÓN SE ENCUENTRA EN LOS ALIMENTADORES.										
	<b>Accesorios para las cadenas de paneles</b>										
22	Interruptor termomagnético 2P-20A DC	14,00	GLB	\$ 20,00	\$ 280,00	\$ 10,00	\$ 140,00	\$ 5,00	\$ 70,00	\$ 35,00	\$ 490,00
	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO 2P-20A 1500Vdc	14	U.	\$ 20,00	\$ 280,00						
23	Fusible 20A DC	14,00	GLB	\$ 10,00	\$ 140,00	\$ 5,00	\$ 70,00	\$ 2,50	\$ 35,00	\$ 17,50	\$ 245,00
	FUSIBLE 20A 1500dc	14	U.	\$ 5,00	\$ 70,00						
	PORATAFUSIBLE	14	U.	\$ 5,00	\$ 70,00						
24	DPS 1500 VDC	14,00	GLB	\$ 25,00	\$ 350,00	\$ 5,00	\$ 70,00	\$ 2,50	\$ 35,00	\$ 32,50	\$ 455,00
	DPS 1500Vdc	14	U.	\$ 25,00	\$ 350,00						
	<b>Tuberías y accesorios EMT para baja tensión</b>										
25	Tubo EMT 2"	50,00	M	\$ 5,79	\$ 289,48	\$ 3,61	\$ 180,50	\$ 1,81	\$ 90,50	\$ 11,21	\$ 560,48
	TUBERIA EMT 2" x 3m. IPAC O FUJI	17	U.	\$ 15,47	\$ 262,99						
	UNION EMT 2"	17	U.	\$ 1,05	\$ 17,85						
	CONECTOR EMT 2"	8	U.	\$ 1,08	\$ 8,64						
26	Tubo EMT 1"	340,00	M	\$ 2,70	\$ 916,68	\$ 1,47	\$ 499,80	\$ 0,74	\$ 251,60	\$ 4,91	\$ 1.668,08
	TUBERIA EMT 1" x 3m. IPAC O FUJI	114	U.	\$ 7,65	\$ 872,10						
	UNION EMT 1"	114	U.	\$ 0,31	\$ 35,34						
	CONECTOR EMT 1"	28	U.	\$ 0,33	\$ 9,24						
27	Tubo EMT 3/4"	450,00	M	\$ 1,82	\$ 817,38	\$ 1,47	\$ 661,50	\$ 0,74	\$ 333,00	\$ 4,03	\$ 1.811,88
	TUBERIA EMT 3/4" x 3m. IPAC O FUJI	150	U.	\$ 5,21	\$ 781,50						
	UNION EMT 3/4"	150	U.	\$ 0,20	\$ 30,00						
	CONECTOR EMT 3/4"	28	U.	\$ 0,21	\$ 5,88						
28	Tubo EMT 3"	10,00	M	\$ 14,81	\$ 148,10	\$ 8,12	\$ 81,20	\$ 4,06	\$ 40,60	\$ 26,99	\$ 269,90
	TUBERIA EMT 3" x 3m.	4	U.	\$ 32,50	\$ 130,00						
	UNION EMT 3"	4	U.	\$ 2,66	\$ 10,64						
	CONECTOR EMT 3"	2	U.	\$ 3,73	\$ 7,46						
29	Tubo EMT 4"	10,00	M	\$ 19,69	\$ 196,92	\$ 9,62	\$ 96,20	\$ 4,81	\$ 48,10	\$ 34,12	\$ 341,22
	TUBERIA EMT 4" x 3m.	4	U.	\$ 42,90	\$ 171,60						
	UNION EMT 4"	4	U.	\$ 3,72	\$ 14,88						
	CONECTOR EMT 4"	2	U.	\$ 5,22	\$ 10,44						
	<b>Puntos eléctricos</b>										
30	Punto de Tomacorriente 120V (1#12+N#12+T#14)	3,00	U.	\$ 40,77	\$ 122,30	\$ 20,00	\$ 60,00	\$ 10,00	\$ 30,00	\$ 70,77	\$ 212,30
	TUBERIA EMT 3/4" x 3m. IPAC O FUJI	10	U.	\$ 5,21	\$ 52,10						
	CABLE THHN # 12 COBRE 600 V. COLOR ROJO	30	M.	\$ 0,44	\$ 13,20						

**Figura E.4**

### *Continuación presupuesto del diseño, escenario #1*

**Figura E.5***Presupuesto del diseño, escenario #2*

ECOCHARGE											
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	UND.	VALOR UNITARIO MATERIAL	VALOR TOTAL MATERIAL	VALOR UNITARIO MANO OBRA	VALOR TOTAL MANO OBRA	VALOR UNITARIO DT-IND	VALOR TOTAL DT-IND	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
<b>Alimentadores de Media Tensión SUBTERRANEO desde poste hasta Trafo</b>											
1	Alimentador 3#2 Cu 15KV XLPE 100% + N64 TTU	134	M.	\$ 25,08	\$ 3.360,72	\$ 4,53	\$ 607,02	\$ 2,27	\$ 304,18	\$ 31,88	\$ 4.271,92
	CABLE MV-90 15 KV. 133% 15 KV. # 2 XLP	402	M.	\$ 8,36	\$ 3.360,72						
<b>2</b>											
	Tub PVC 4" PARA CONDUCTORES SUBTERRANEOS MEDIA TENSION	124,00	M.	\$ 8,33	\$ 1.032,60	\$ 25,00	\$ 3.100,00	\$ 12,50	\$ 1.550,00	\$ 45,83	\$ 5.682,60
	TUBERIA PVC 4" x 6 M. (110MM) 145 PSI	21	U.	\$ 39,60	\$ 831,60						
	TUBERIA REVERSIBLE DE 4"	1	U.	\$ 25,00	\$ 25,00						
	CAJA DE PASO DE 40x40x30 CM. CON PUERTA Y BISAGRA	4	U.	\$ 44,00	\$ 176,00						
<b>Puntas Terminales y Terminales de Compresión para media tensión</b>											
3	Puntas Terminales y Terminales de Compresión para alimentadores	1	uds	\$ 445,99	\$ 445,99	\$ 1.000,00	\$ 1.000,00	\$ 500,00	\$ 500,00	\$ 1.945,99	\$ 1.945,99
	PUNTA TERMINAL EXTERIOR 2 Awg (35mm <sup>2</sup> ) - 15kv	3	U.	\$ 51,10	\$ 153,30	\$ 500,00					
	PUNTA TERMINAL INTERIOR 2 Awg (35mm <sup>2</sup> ) - 15kv	3	U.	\$ 85,66	\$ 256,98	\$ 500,00					
	TERMINALES COMPRESION OJO 2 CANA LARGA UL	6	U.	\$ 0,94	\$ 5,64						
	TERMINALES COMPRESION OJO 4 CANA LARGA UL	2	U.	\$ 0,53	\$ 1,06						
	PERNO CADMIADO 1/2"x2" ROSCA CORIDA COMPLETO	5	U.	\$ 0,59	\$ 4,72						
	PASTA DE CONTACTO	1	U.	\$ 11,16	\$ 11,16						
	CINTA AISLANTE 20 YARDAS	3	U.	\$ 0,81	\$ 2,43						
	CINTA AUTOFLUIDENTE 3 M.	1	U.	\$ 10,70	\$ 10,70						
	LA MANO DE OBRA DE LOS TERMINALES DE COMPRESIÓN SE ENCUENTRA EN LOS ALIMENTADORES.										
<b>Malla a Tierra</b>											
4	Puesta a tierra para trafo y sistema en general	1	uds	\$ 585,79	\$ 585,79	\$ 27,00	\$ 27,00	\$ 13,50	\$ 13,50	\$ 626,29	\$ 626,29
	CABLE # 2/0 AWG DESNUDO COBRE	30	M.	\$ 8,10	\$ 243,00	\$ 2,21					
	VARILLAS 5/8" X # COOPERWELD	9	U.	\$ 13,11	\$ 117,99	\$ 19,27					
	SOLDADURA EXOTERMICA 115 gr.	9	U.	\$ 7,20	\$ 64,80	\$ 5,52					
	SAL CARBON VEGETAL, BENTONITA, DOSIS QUÍMICAS DE GEL	2	U.	\$ 80,00	\$ 160,00						
5	Pararrayo	1	uds	\$ 1.010,00	\$ 1.010,00	\$ 105,10	\$ 105,10	\$ 52,55	\$ 52,55	\$ 1.167,65	\$ 1.167,65
	LPI STORMASTER ESE15GLG. NIVEL DE PROTECCIÓN I (HIGH PROTECTION)	1	U.	\$ 860,00	\$ 860,00						
	BASE Y MASTIL RIGIDO GALVANIZADO 2" X 3 MT CON ACCESORIOS FIJACION	1	U.	\$ 150,00	\$ 150,00						
<b>Alimentadores de Baja Tensión</b>											
6	Alimentador 3#1x350(MCM-N64x0)+T#2 de Cu FLEX desde Tablero de 220 VLL hasta Tablero de 220 V. Edificio 11A.	90	M.	\$ 175,98	\$ 16.894,08	\$ 6,29	\$ 603,84	\$ 3,15	\$ 302,40	\$ 185,42	\$ 17.800,32
	ULTRAFLEX MCM .350 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	576	M.	\$ 23,84	\$ 13.731,84						
	ULTRAFLEX AWG .4/0 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	192	M.	\$ 14,13	\$ 2.712,96						
	ULTRAFLEX AWG .2 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	96	M.	\$ 4,68	\$ 449,28						
7	Alimentador 3#1+0+N#2+T#6 de Cu FLEX desde Tablero de 400 VLL hasta Cargador rápido de 60 kW	12	M.	\$ 29,15	\$ 349,80	\$ 2,30	\$ 27,60	\$ 1,15	\$ 13,80	\$ 32,60	\$ 391,20
	ULTRAFLEX AWG .1/0 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	36	M.	\$ 7,48	\$ 269,28						
	ULTRAFLEX AWG .2 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	12	M.	\$ 4,68	\$ 56,16						
	ULTRAFLEX AWG .6 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	12	M.	\$ 2,03	\$ 24,36						
8	Alimentador 3#1+0+N#2+T#6 de Cu FLEX desde Tablero de 400 VLL hasta Growatt I	9	M.	\$ 29,15	\$ 262,35	\$ 2,30	\$ 20,70	\$ 1,15	\$ 10,35	\$ 32,60	\$ 293,40
	ULTRAFLEX AWG .1/0 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	27	M.	\$ 7,48	\$ 201,96						
	ULTRAFLEX AWG .2 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	9	M.	\$ 4,68	\$ 42,12						
	ULTRAFLEX AWG .6 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	9	M.	\$ 2,03	\$ 18,27						
9	Alimentador 3#1+0+N#2+T#6 de Cu FLEX desde Tablero de 400 VLL hasta Growatt 2	9	M.	\$ 29,15	\$ 262,35	\$ 2,30	\$ 20,70	\$ 1,15	\$ 10,35	\$ 32,60	\$ 293,40

**Figura E.6**

*Continuación presupuesto del diseño, escenario #2*

10	Alimentador 3x350MCM+N#4/0-T#4 de Cu FLEX desde Tablero de 400 VLL hasta Trafo de 400 VLL	9	M.	\$ 88,66	\$ 797,94	\$ 3,15	\$ 28,35	\$ 1,58	\$ 14,22	\$ 93,39	\$ 840,51
	ULTRAFLEX MCM 350 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	27	M.	\$ 23,84	\$ 643,68						
	ULTRAFLEX AWG 2 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	9	M.	\$ 4,68	\$ 42,12						
	ULTRAFLEX AWG 6 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	9	M.	\$ 2,03	\$ 18,27						
11	Alimentador 2(3x350MCM+N#4/0)+T#2 de Cu FLEX desde Trafo de 220 VLL hasta Tablero de 220 VLL	9,00	M.	\$ 175,98	\$ 1.583,82	\$ 6,29	\$ 56,61	\$ 3,15	\$ 28,35	\$ 185,42	\$ 1.068,78
	ULTRAFLEX MCM 350 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	54	M.	\$ 23,84	\$ 1.287,36						
	ULTRAFLEX AWG 4/0 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	10	M.	\$ 14,13	\$ 254,34						
	ULTRAFLEX AWG 4 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	9	M.	\$ 4,68	\$ 42,12						
<b>Alimentadores Secundarios de Baja Tensión TDP-220</b>											
12	Alimentador 2#6-T#10 de Cu FLEX desde TDP-220 hasta BYD-01	13,00	M.	\$ 4,72	\$ 61,38	\$ 1,00	\$ 13,00	\$ 0,50	\$ 6,00	\$ 6,22	\$ 80,86
	ULTRAFLEX AWG 6 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	20	M.	\$ 2,03	\$ 52,78						
	CABLE THHN # 10 COBRE 600 V. COLOR VERDE	13	M.	\$ 0,68	\$ 8,58						
13	Alimentador 2#6-T#10 de Cu FLEX desde TDP-220 hasta BYD-02	17,00	M.	\$ 4,72	\$ 80,24	\$ 1,00	\$ 17,00	\$ 0,50	\$ 8,50	\$ 6,22	\$ 105,74
	ULTRAFLEX AWG 6 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	34	M.	\$ 2,03	\$ 69,02						
	CABLE THHN # 10 COBRE 600 V. COLOR VERDE	17	M.	\$ 0,68	\$ 11,22						
14	Alimentador 2#6-T#10 de Cu FLEX desde TDP-220 hasta BYD-03	20,00	M.	\$ 4,72	\$ 94,40	\$ 1,00	\$ 20,00	\$ 0,50	\$ 10,00	\$ 6,22	\$ 124,40
	ULTRAFLEX AWG 6 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	40	M.	\$ 2,03	\$ 81,20						
	CABLE THHN # 10 COBRE 600 V. COLOR VERDE	20	M.	\$ 0,68	\$ 13,20						
15	Alimentador 2#6-T#10 de Cu FLEX desde TDP-220 hasta BYD-04	24,00	M.	\$ 4,72	\$ 113,28	\$ 1,00	\$ 24,00	\$ 0,50	\$ 12,00	\$ 6,22	\$ 149,28
	ULTRAFLEX AWG 6 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	48	M.	\$ 2,03	\$ 97,44						
	CABLE THHN # 10 COBRE 600 V. COLOR VERDE	24	M.	\$ 0,68	\$ 15,84						
16	Alimentador 2#6-T#10 de Cu FLEX desde TDP-220 hasta BYD-05	28,00	M.	\$ 4,72	\$ 132,16	\$ 1,00	\$ 28,00	\$ 0,50	\$ 14,00	\$ 6,22	\$ 174,16
	ULTRAFLEX AWG 6 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	56	M.	\$ 2,03	\$ 113,68						
	CABLE THHN # 10 COBRE 600 V. COLOR VERDE	20	M.	\$ 0,68	\$ 18,48						
17	Alimentador 2#6-T#10 de Cu FLEX desde TDP-220 hasta BYD-06	32,00	M.	\$ 4,72	\$ 151,04	\$ 1,00	\$ 32,00	\$ 0,50	\$ 16,00	\$ 6,22	\$ 199,04
	ULTRAFLEX AWG 6 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	64	M.	\$ 2,03	\$ 129,92						
	CABLE THHN # 10 COBRE 600 V. COLOR VERDE	32	M.	\$ 0,68	\$ 21,12						
18	Alimentador 2#6-T#10 de Cu FLEX desde TDP-220 hasta BYD-07	36,00	M.	\$ 4,72	\$ 169,92	\$ 1,00	\$ 36,00	\$ 0,50	\$ 18,00	\$ 6,22	\$ 223,92
	ULTRAFLEX AWG 6 (FLEX MULTIHILo) COBRE 600V CERTIFICADO UL	72	M.	\$ 2,03	\$ 146,16						
	CABLE THHN # 10 COBRE 600 V. COLOR VERDE	36	M.	\$ 0,68	\$ 23,76						
<b>Alimentadores de DC Paneles</b>											
19	Alimentador 2#10 Positivo y negativo	572	M.	\$ 2,80	\$ 1.601,60	\$ 0,55	\$ 314,00	\$ 0,28	\$ 160,16	\$ 3,03	\$ 2.076,36
	CABLE SOLAR 10AWG	1144	U.	\$ 1,40	\$ 1.601,60						
<b>Terminales de Compresión para baja tensión</b>											
20	Terminales de Compresión para alimentadores	1	U.	\$ 374,70	\$ 374,70	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 374,70	\$ 374,70
	TERMINALES COMPRESION OIO 500 MCM CANA LARGA UL	6	U.	\$ 7,26	\$ 43,68						
	TERMINALES COMPRESION OIO 350 MCM CANA LARGA UL	4	U.	\$ 7,83	\$ 31,32						
	TERMINALES COMPRESION OIO 250 MCM CANA LARGA UL	6	U.	\$ 3,61	\$ 21,66						
	TERMINALES COMPRESION OIO 4/0 CANA LARGA UL	2	U.	\$ 3,30	\$ 6,60						
	TERMINALES COMPRESION OIO 1/0 CANA LARGA UL	24	U.	\$ 1,63	\$ 39,12						
	TERMINALES COMPRESION OIO 2 CANA LARGA UL	6	U.	\$ 0,94	\$ 7,52						
	TERMINALES COMPRESION OIO 4 CANA LARGA UL	2	U.	\$ 0,53	\$ 1,06						
	TERMINALES COMPRESION OIO 6 CANA LARGA UL	30	U.	\$ 0,43	\$ 15,48						

**Figura E.7**

*Continuación presupuesto del diseño, escenario #2*

	PERNO CADMIADO 1/4"x1 1/2" ROSCA CORRIDA COMPLETO	16	U.	\$ 0,14	\$ 2,24						
	PERNO CADMIADO 3/8"x2" ROSCA CORRIDA COMPLETO	72	U.	\$ 0,36	\$ 25,92						
	PASTA DE CONTACTO	10	U.	\$ 11,16	\$ 111,60						
	CINTA AISLANTE 20 YARDAS NEGRA	50	U.	\$ 1,37	\$ 68,50						
	LA MANO DE OBRA DE LOS TERMINALES DE COMPRESIÓN SE ENCUENTRA EN LOS ALIMENTADORES.										
	<b>Accesorios para las cadenas de paneles</b>										
22	Interruptor termomagnético 2P-20A DC	14,00	GLB	\$ 20,00	\$ 280,00	\$ 10,00	\$ 140,00	\$ 5,00	\$ 70,00	\$ 35,00	\$ 490,00
	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO 2P-20A 1500Vdc	14	U.	\$ 20,00	\$ 280,00						
23	Fusible 20A DC	14,00	GLB	\$ 10,00	\$ 140,00	\$ 5,00	\$ 70,00	\$ 2,50	\$ 35,00	\$ 17,50	\$ 245,00
	FUSIBLE 20A 1500dc	14	U.	\$ 5,00	\$ 70,00						
	PORTAFUSIBLE	14	U.	\$ 5,00	\$ 70,00						
24	DPS 1500 VDC	14,00	GLB	\$ 25,00	\$ 350,00	\$ 5,00	\$ 70,00	\$ 2,50	\$ 35,00	\$ 32,50	\$ 455,00
	DPS 1500Vdc	14	U.	\$ 25,00	\$ 350,00						
	<b>Tuberías y accesorios EMT para baja tensión</b>										
25	Tubo EMT 2"	50,00	M	\$ 5,79	\$ 289,48	\$ 3,61	\$ 180,50	\$ 1,81	\$ 90,50	\$ 11,21	\$ 560,48
	TUBERIA EMT 2" x 3m. IPAC O FUJI	17	U.	\$ 15,47	\$ 262,99						
	UNION EMT 2"	17	U.	\$ 1,05	\$ 17,85						
	CONECTOR EMT 2"	5	U.	\$ 1,08	\$ 8,64						
26	Tubo EMT 1"	340,00	M	\$ 2,70	\$ 916,68	\$ 1,47	\$ 499,80	\$ 0,74	\$ 231,00	\$ 4,91	\$ 1.066,08
	TUBERIA EMT 1" x 3m.. IPAC O FUJI	114	U.	\$ 7,65	\$ 872,10						
	UNION EMT 1"	114	U.	\$ 0,31	\$ 35,34						
	CONECTOR EMT 1"	26	U.	\$ 0,33	\$ 9,24						
27	Tubo EMT 3/4"	450,00	M	\$ 1,82	\$ 817,38	\$ 1,47	\$ 661,50	\$ 0,74	\$ 333,00	\$ 4,03	\$ 1.811,88
	TUBERIA EMT 3/4" x 3m. IPAC O FUJI	150	U.	\$ 5,21	\$ 781,50						
	UNION EMT 3/4"	150	U.	\$ 0,20	\$ 30,00						
	CONECTOR EMT 3/4"	20	U.	\$ 0,21	\$ 5,88						
28	Tubo EMT 3"	10,00	M	\$ 14,81	\$ 148,10	\$ 8,12	\$ 81,20	\$ 4,06	\$ 40,60	\$ 26,99	\$ 269,90
	TUBERIA EMT 3" x 3m.	4	U.	\$ 32,50	\$ 130,00						
	UNION EMT 3"	4	U.	\$ 2,66	\$ 10,64						
	CONECTOR EMT 3"	2	U.	\$ 3,73	\$ 7,46						
29	Tubo EMT 4"	10,00	M	\$ 19,69	\$ 196,92	\$ 9,62	\$ 96,20	\$ 4,81	\$ 48,10	\$ 34,12	\$ 341,22
	TUBERIA EMT 4" x 3m.	4	U.	\$ 42,90	\$ 171,60						
	UNION EMT 4"	4	U.	\$ 3,72	\$ 14,88						
	CONECTOR EMT 4"	2	U.	\$ 5,22	\$ 10,44						
	<b>Puntos eléctricos</b>										
30	Punto de Tomacorriente 120V (1#12+N#12+T#14)	3,00	U.	\$ 40,77	\$ 122,30	\$ 20,00	\$ 60,00	\$ 10,00	\$ 30,00	\$ 70,77	\$ 212,30
	TUBERIA EMT 3/4" x 3m. IPAC O FUJI	10	U.	\$ 5,21	\$ 52,10						
	CABLE THHN #12 COBRE 600 V. COLOR ROJO	30	M.	\$ 0,44	\$ 13,20						
	CABLE THHN #12 COBRE 600 V. COLOR BLANCO	30	M.	\$ 0,44	\$ 13,20						
	CABLE THHN #12 COBRE 600 V. COLOR VERDE	30	M.	\$ 0,44	\$ 13,20						
	UNION EMT 3/4"	10	U.	\$ 0,20	\$ 2,00						
	CONECTOR EMT 3/4"	6	U.	\$ 0,21	\$ 1,26						
	CAJA RECTANGULAR PROFUNDA	3	U.	\$ 0,35	\$ 1,05						
	ABRAZADERA CHANNEL 3/4"	20	U.	\$ 0,06	\$ 1,20						
	CANAL ESTRUCTURAL TROQUELADO (CHANNEL 2,44 MTSX2CM)	1	U.	\$ 6,49	\$ 6,49						
	HOJA DE SIERRA	3	U.	\$ 1,20	\$ 3,60						

**Figura E.8**

### *Continuación presupuesto del diseño, escenario #2*