

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**DISEÑO DE LA CONEXIÓN ELÉCTRICA DE UN SISTEMA DE
FOTOVOLTAICO PARA AUTOCONSUMO EN
IMPLEMENTACIÓN DE MOBILIDAD SOSTENIBLE EN ESPOL**

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero Eléctrico

Presentado por:

Daniel Felipe Morales Mercado

Abraham José Sandoya Lara

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2021

DEDICATORIA

Me gustaría dedicar el presente proyecto a mis padres, quienes siempre me han apoyado y aconsejado en todo momento de mi vida. A mis hermanos, los cuales han estado conmigo cuando más los he necesitado. A mis amigos, por toda su ayuda brindada todos estos años. Finalmente, a mis profesores por todo el conocimiento impartido durante toda mi etapa académica.

Daniel Morales Mercado

El presente proyecto se lo dedico a mi principal mentor, mi padre Ricardo, quien en vida me direccionó hacia lo que estoy consiguiendo. A mi madre Cecilia, mi tía Eugenia y hermanos, que como núcleo familiar siguieron impulsando mi crecimiento personal, académico y profesional. También quiero hacer una mención general a mis amigos, y maestros que han me acompañado en este trayecto de mi vida universitaria.

Abraham Sandoya Lara

AGRADECIMIENTOS

Quiero empezar agradeciendo a Dios por todas las bendiciones recibidas durante mi vida, por haberme dado unos excelentes padres los cuales son mi modelo a seguir. A todo mi círculo cercano por haber estado conmigo en las buenas y en las malas, en especial a mis amigos Abraham y Alejandro por haber sido de gran ayuda durante toda la carrera. Finalmente, agradezco a mis maestros por todos los conocimientos otorgados.

Daniel Morales Mercado

Quiero agradecer a mi mamá Cecilia, a mi tía Eugenia y hermanos que fueron fundamentales en el transcurso de mi carrera y de gran motivación en la etapa final. A mi gran amigo Daniel por formar un gran equipo desde etapas de colegio y poder culminar el trabajo de titulación. Finalmente, un sincero agradecimiento a los Jimmy Córdova e Iván Endara por la guía y seguimiento a lo largo de todo el trabajo de titulación.

Abraham Sandoya Lara

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *DANIEL FELIPE MORALES MERCADO* y *ABRAHAM JOSÉ SANDOYA LARA* damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Daniel Morales Mercado

Abraham Sandoya Lara

EVALUADORES

Ing. Iván Endara Vélez

Profesor de la materia

Ing. Jimmy Córdova Villagómez

Profesor tutor

RESUMEN

El campus Prosperina de la ESPOL se caracteriza por su gran cantidad de áreas verdes y compromiso con el ecosistema. A pesar de esto, vehículos de transporte masivo impulsados por motores de combustión interna circulan dentro del campus politécnico lo que representa una contribución considerable de dióxido de carbono al medio ambiente aumentando los registros de huella de carbono por parte de la institución. Con este antecedente, se planteó en un trabajo de titulación anterior el diseño de un sistema de generación de energía eléctrica por medio de un sistema de captación fotovoltaico para la carga de las baterías de un bus y 100 *scooters*. El dimensionamiento fue acorde a las condiciones geográficas y climáticas del campus proyectando de manera preliminar una potencia generada de 48.6 kW. El presente proyecto busca diseñar la interconexión eléctrica de la generadora fotovoltaica y el centro de carga de buses y *scooters* con la red eléctrica de 13.8 kV de ESPOL. Por lo que de manera inicial se procedió a validar los datos de demanda. Luego se realizó el dimensionamiento de la interconexión, tanto de los conductores, protecciones y transformadores. Otros factores de interés como resistividad eléctrica del terreno fueron medidos en el campus para diseñar una malla de puesta a tierra en el software ETAP de referencia para futuras instalaciones. Posteriormente se validaron los datos del pre-dimensionamiento de la interconexión mediante la simulación de sistema de potencia en el software DlgSILENT PowerFactory y mediante un flujo de carga se pudo constatar el correcto dimensionamiento de los componentes del sistema eléctrico. Por concepto de sostenibilidad se realizó un análisis económico considerando la inversión inicial y los costos de operación referente al bus eléctrico y otro análisis de emisiones de dióxido de carbono al medio ambiente comparando el uso de bus convencional a diésel con el eléctrico. Determinando así reducciones de la emisión de CO₂ superiores a las 17 toneladas anuales.

Palabras clave: Energía fotovoltaica, interconexión eléctrica, diésel, dióxido de carbono, dimensionamiento eléctrico.

ABSTRACT

The Prosperina campus of ESPOL is characterized by its large number of green areas and its commitment to the ecosystem. Despite this, mass transit vehicles driven by internal combustion motors circulate within the polytechnic campus, which represents a considerable contribution of carbon dioxide to the environment, increasing the institution's carbon footprint records. With this background, it was proposed in a previous degree work the design of an electric power generation system by means of a photovoltaic collection system for charging the batteries of a bus and 100 scooters. The sizing was according to the geographic and climatic conditions of the campus, projecting a preliminary generated power of 48.6 kW. The present project seeks to design the electrical interconnection of the photovoltaic generator and the bus and scooter charging center with the 13.8 kV electrical network of ESPOL. Therefore, the demand data was initially validated. Then the sizing of the interconnection was carried out, both for the conductors, protections and transformers. Other factors of interest such as electrical resistivity of the ground were measured on campus to design a grounding grid in the ETAP software for future installations. Subsequently, the pre-dimensioning data of the interconnection was validated through the simulation of the power system in the DIgSILENT PowerFactory software and through a load flow it was possible to verify the correct dimensioning of the components of the electrical system. In terms of sustainability, an economic analysis was performed considering the initial investment and operating costs related to the electric bus and another analysis of carbon dioxide emissions to the environment comparing the use of conventional diesel bus with the electric one. This resulted in CO₂ emission reductions of more than 17 tons per year.

Keywords: Photovoltaic energy, electrical interconnection, diesel, carbon dioxide, electrical dimensioning

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	I
<i>ABSTRACT</i>	II
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS	VI
SIMBOLOGÍA	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	VIII
CAPÍTULO 1	1
1. Introducción	1
1.1 Descripción del problema	2
1.2 Justificación del problema	2
1.3 Objetivos	3
1.3.1 Objetivo General	3
1.3.2 Objetivos Específicos	3
1.4 Marco teórico	3
1.4.1 Potencial fotovoltaico en Ecuador	3
1.4.2 Sistema de generación fotovoltaica	4
1.4.3 Elementos de un sistema de generación fotovoltaica	5
1.4.4 Sistema fotovoltaico conectado a la red	6
1.4.5 Aspectos técnicos para la interconexión con la red eléctrica	¡Error!
Marcador no definido.	
1.4.6 Posibles problemas de la interconexión de sistemas fotovoltaicos	8
1.4.7 Elementos de la interconexión con la red	10
1.4.8 Normativa empleada	13

CAPÍTULO 2	14
2. Metodología	14
2.1 Análisis de demanda eléctrica	16
2.2 Especificaciones y requerimientos	16
2.2.1 Especificaciones del sistema	16
2.2.2 Requerimientos del sistema	16
2.3 Ubicación de las instalaciones	17
2.4 Dimensionamiento de la interconexión	18
2.4.1 Dimensionamiento del transformador elevador.	19
2.4.2 Dimensionamiento de conexión de la electrolinera	19
2.4.3 Selección de conductores	20
2.4.4 Selección de cargador de baterías	21
2.4.5 Selección de transformadores reductores	22
2.4.6 Selección del inversor	22
2.5 Dimensionamiento de protecciones y elementos de medición	25
2.5.1 Protecciones DC	25
2.5.2 Protecciones AC	26
2.6 Malla de puesta a tierra	26
2.7 Elementos de medición	29
2.8 Redimensionamiento del inversor y número de paneles	29
2.9 Simulación del sistema de potencia	31
2.10 Análisis de costos	32
2.11 Estudio de emisiones de carbono debido al uso de combustible diésel y consumo de electricidad proveniente de la red	33
CAPÍTULO 3	35
3. Resultados y análisis	35
3.1 Dimensionamiento de la interconexión eléctrica	35

3.1.1	Selección de conductores	35
3.1.2	Selección de transformadores.....	37
3.1.3	Determinación del número de paneles	38
3.1.4	Selección del inversor	40
3.1.5	Dimensionamiento de las protecciones	43
3.1.6	Medición de resistividad del terreno	43
3.1.7	Malla de puesta a tierra.....	45
3.2	Implementación del sistema de potencia en DigSILENT.....	48
3.3	Análisis de costos de ejecución y funcionamiento	50
3.4	Análisis de emisiones de CO ₂	53
CAPÍTULO 4		56
4.	Conclusiones Y Recomendaciones.....	56
	Conclusiones.....	56
	Recomendaciones.....	58
BIBLIOGRAFÍA		59
APÉNDICES.....		60

ABREVIATURAS

AC Altern current

ARCONEL Agencia de Regulación y Control de Electricidad

AWG American Wire Gauge

DC Direct current

ESPOL Escuela Superior Politécnica del Litoral

FIEC Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

FV Fotovoltaico

IEC International Electrotechnical Commission

INEN Instituto Ecuatoriano de Normalización

IRENA International Renewable Energy Agency

NATSIM Normas De Acometidas Cuartos De Transformadores Y Sistemas De Medición Para El Suministro De Electricidad

SEP Sistema eléctrico de potencia

SIMBOLOGÍA

A	Amperios
CO ₂	Dióxido de carbono
kVA	kilo Volt-amperios
kW	Kilovatios
kWh	Kilovatio hora
m	Metro
V	Voltios
Ω	Ohmios
° C	Grados Celsius
ρ	Resistividad

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Arreglo de paneles en serie.....	5
Figura 1-2 Arreglo de paneles en paralelo.....	6
Figura 1-3 Diagrama de una interconexión eléctrica.....	7
Figura 2-1. Diagrama de flujo	15
Figura 2-2 Vista aérea BICIESPOL	17
Figura 2-3. Espacio propuesto para la construcción de la electrolinera	18
Figura 2-4 Diagrama esquemático de la interconexión	18
Figura 2-5. Diagrama de conexión del medidor de resistencia de puesta a tierra	27
Figura 2-6. Datos para el estudio de un caso para la malla 1 en ETAP	28
Figura 2-7. Datos del estudio de un caso para la malla 2 en ETAP.	29
Figura 2-8. S.E.P a implementar en DiGSILENT	32
Figura 2-9 Ruta realizada por el bus interno de ESPOLE	34
Figura 3-1 Diagrama de conexión de los paneles solares con el inversor.....	40
Figura 3-2. Curva de resistividad del terreno	44
Figura 3-3. Diseño referencial de malla de puesta a tierra de mayor tamaño	46
Figura 3-4. Diseño referencial de malla de puesta a tierra de menor tamaño	47
Figura 3-5. Resultados del caso para la malla 1	47
Figura 3-6. Resultados del caso para la malla 2	48
Figura 3-7. Flujo de potencia de la interconexión efectuado en DiGSILENT.....	49
Figura 3-8. Codificación de colores por nivel de voltaje	49
Figura 3-9. Codificación de colores por nivel de carga	50
Figura 3-10. Cálculo de flujo de potencia.....	50

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1 Demanda energética de los vehículos eléctricos	¡Error!	Marcador	no definido.
--	---------	----------	--------------

Tabla 2-2. Calibre de conductores según su amperaje soportado **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 2-3. Matriz de decisión para el tipo de carga . **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 2-4. Datos iniciales del suelo **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 3-1. Conductores por utilizar en el lado de baja de los transformadores **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 3-2. Conductores por utilizar en el lado de alta de los transformadores **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 3-3. Parámetros obtenidos a temperatura máxima **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 3-4. Parámetros obtenidos a temperatura mínima **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 3-5 Criterios de selección de inversor..... **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 3-6. Protecciones eléctricas por utilizar **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 3-7. Mediciones de resistividad..... **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 3-8. Datos de malla de puesta a tierra 1 **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 3-9. Datos para malla de puesta a tierra 2..... **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 3-10. Costo de la interconexión **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 3-11. Costo del sistema de captación y estructura de montaje **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 3-12. Costos por uso de vehículos **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 3-13. Emisiones de CO2..... **¡Error! Marcador no definido.**

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) establece que los principales objetivos de la transformación energética son la descarbonización del sector energético y la reducción de emisiones de carbono mitigando el cambio climático. Las emisiones de CO₂ originadas por el transporte representan el 20.5% a nivel mundial. Se especula también que ante el constante crecimiento de la electrificación y eficiencia energética se podría obtener una reducción de aproximadamente el 90% de emisiones de CO₂ y con la implementación de plantas de generación fotovoltaica, para el 2.050, se podría obtener un 21% de reducción del dióxido de carbono consecuente de la generación eléctrica.

Dados estos antecedentes, la implementación de plantas fotovoltaicas ha sido material de reiterados estudios en variadas instituciones del Ecuador y algo semejante ocurre con la movilidad automotriz, que también es partícipe en la emisión masiva de CO₂ y se lo ha estudiado continuamente con el fin de obtener una movilidad sostenible y eco-amigable.

La basta cantidad de personas en el campus de la Escuela Politécnica Superior del Litoral se refleja en más de 11.000 estudiantes y aproximadamente 1.500 personas entre personal académico y administrativo. Esta afluencia demanda a su vez una constante movilización dentro del campus, la cual se ha ido desarrollando por medio de vehículos particulares, buses y otros vehículos facilitados por la institución.

Debido a sus condiciones geográficas la ciudad de Guayaquil, ciudad en la que se sitúa el campus ESPOL, cuenta con las características ideales para llevar a cabo un proyecto solar fotovoltaico viable. Por lo que se ha planificado anteriormente un programa de movilidad sostenible el cual se basa en transportación eléctrica dentro del campus con su respectivo centro de carga alimentado por energía fotovoltaica. El presente trabajo de titulación tiene como objetivo el diseño de la interconexión del centro de carga fotovoltaico para los vehículos eléctricos con la red eléctrica del campus con el fin de asegurar un suministro constante de energía y un funcionamiento óptimo del centro de carga FV.

1.1 Descripción del problema

Debido a la basta cantidad de personal académico, administrativo y estudiantil que hacen uso de vehículos de combustión interna dentro del campus Prosperina-ESPOL, las emisiones de carbono no cesan de contaminar el ecosistema del campus universitario. Por lo tanto, resulta imperativo la implementación de transporte eco-amigable impulsado por electricidad generada a partir de energías renovables.

Adicionalmente, considerando la constante necesidad de movilidad para estudiantes, profesores y personal de la universidad entre las diferentes facultades del campus se necesitan ejecutar planes con el fin de agilizar la transportación interna y que sean prioritariamente amigables con el medio ambiente.

Para esta iniciativa de movilidad sostenible dentro del campus, ya se ha propuesto la implementación de un bus y 100 scooters eléctricos los cuales necesitan de un centro de carga alimentado principalmente por energía solar fotovoltaica con todos sus requerimientos de por medio.

Además de la implementación del sistema eléctrico de generación fotovoltaica para la carga de los vehículos eléctricos, se necesita tener un respaldo ante una posible escasez de energía eléctrica proporcionado por el sistema FV. Es decir que, de tener una generación mayor a la demanda, es necesario inyectar esta energía sobrante a la red, y en caso contrario, la energía faltante sería tomada de la red. Por lo que es importante realizar la interconexión del sistema fotovoltaico a la red. Tomando en cuenta las condiciones del sistema de generación fotovoltaica planteado, este carece de un diseño de interconexión a la red tan necesario, en el que se consideren los dispositivos de control, protección de la red y redimensionamiento de inversor número de paneles en caso de alguna deficiencia técnica.

1.2 Justificación del problema

El presente proyecto de titulación se llevará a cabo para complementar el modelo del sistema de generación fotovoltaico a utilizar para un centro de carga para vehículos eléctricos dentro del campus ESPOL. Esta propuesta abarca principalmente la interconexión del centro de carga y el sistema de generación

fotovoltaico con la red de distribución con el fin de asegurar una operación adecuada del sistema y prevenir problemas de abastecimiento, ya sea excesivo o carente, y de esta manera inyectar el exceso de energía a la red o tomar lo faltante de la misma dependiendo de la necesidad del sistema de generación fotovoltaica y del nivel de carga de las baterías de los vehículos eléctricos.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Asegurar la operación de un sistema de generación fotovoltaico mediante el diseño de la interconexión eléctrica del sistema de generación de 48.6 kWp y de una estación de carga para la conexión de un bus eléctrico de 130 kWh y 100 scooters eléctricos de 0.29 kWh.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Seleccionar los diferentes equipos de control y medición para un óptimo sistema eléctrico.
2. Dimensionar los dispositivos de protección y conductores requeridos para la interconexión del sistema fotovoltaico.
3. Realizar medición de resistividad en el terreno previsto para la electrolinera.
4. Simular la operación del sistema fotovoltaico junto con su interconexión a la red de ESPOL analizando la afectación a la red.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Potencial fotovoltaico en Ecuador

En Ecuador, debido a su ubicación geográfica, el recurso solar es constante durante casi todo el año, por lo que tiene un gran potencial para la instalación de plantas fotovoltaicas. El país cuenta con 6,3 horas de luz perpendicular promedio al año, lo cual es mayor a las 5,2 horas requeridas para que una central de generación fotovoltaica funcione en óptimas condiciones. [1]

Además, se cuentan con niveles de radiación solar que permiten la planificación e implementación de sistemas o tecnologías solares fotovoltaicos y térmicos. Según Cevallos-Sierra y Ramos-Martín se

necesitan 3.8 kWh/m^2 como un valor adecuado para tener un proyecto fotovoltaico viable, y el mapa de radiación correspondiente al territorio ecuatoriano se muestra como un 75% del mismo cuenta con niveles de irradiación superiores al indicado con una media diaria de 4.2 kW/m^2 . Asimismo, del atlas solar del Ecuador se obtiene el valor de radiación promedio en la ciudad de Guayaquil mensual de 4.063 kWh/m^2 .

La emisión de las regulaciones ARCERNNR-001/2021 y ARCERNNR-002/2021 provocaron aumentos de proyectos y emprendimientos basados en la generación fotovoltaica. En estas regulaciones se establecen los requisitos, pautas y condiciones técnicas que deben tener en cuenta las personas jurídicas para instalar centrales distribuidas con una capacidad máxima de 10MW [2].

1.4.2 Sistema de generación fotovoltaica

La generación de energía solar fotovoltaica resulta de la conversión de la energía proporcionada por la radiación solar a electricidad. El principal participante en esta transición de energía es la celda solar, conjunto de células solares, que por medio de su composición singular de materiales semiconductores tales como silicio cristalino o arseniuro de galio dan como resultado al contacto con la radiación solar el efecto fotoeléctrico. En este efecto fotovoltaico la luz recibida por el panel lo estimula para obtener un intercambio de electrones entre las placas semiconductoras produciendo así electricidad [3].

Por otra parte, el sistema de generación fotovoltaico se define como el conjunto de equipos trabajando en armonía con la finalidad de obtener la transformación y suministro de energía a diferentes equipos, dependiendo los requerimientos del sistema al cual se encuentre conectado, mismos que se pueden considerar como cargas que utilizan esta energía para su desempeño.

1.4.3 Elementos de un sistema de generación fotovoltaica

Los sistemas fotovoltaicos generalmente constan de seis componentes individuales: arreglo de paneles fotovoltaicos, banco de baterías, controlador de carga, inversor, medidor de potencia y una red eléctrica. El banco de baterías y el controlador son opcionales en casos donde se desee almacenar energía y el sistema no esté conectado a la red [4].

Arreglo solar fotovoltaico

La unión de varios paneles solares es lo que se conoce como un arreglo solar fotovoltaico. Conectar varios paneles juntos permite producir una corriente más alta o funcionar a un voltaje más elevado.

La conexión de paneles en serie hace que el arreglo funcione con voltajes más altos. Normalmente, 12, 24 o 48 voltios en un sistema autónomo, cientos de voltios en un sistema de conexión a la red. En esta configuración se suman los voltajes de cada panel y la potencia para obtener el valor del voltaje y potencia total que el arreglo genera como se muestra en la Figura 1-1.

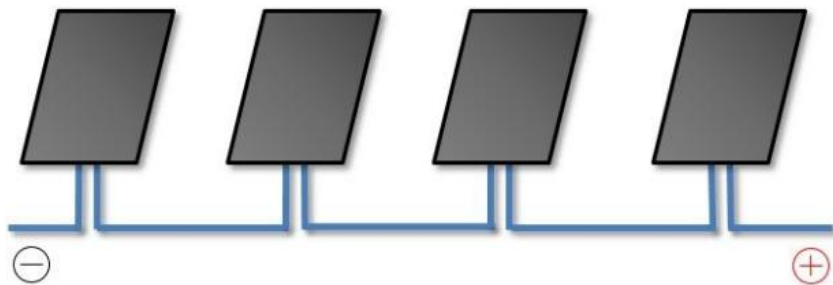


Figura 1-1. Arreglo de paneles en serie

La conexión de los paneles en paralelo que se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** permite que un arreglo solar produzca más potencia mientras mantiene el mismo voltaje que los paneles individuales. En esta configuración se obtiene un voltaje promedio de los paneles y la potencia total se calcula sumando la potencia individual de cada panel.

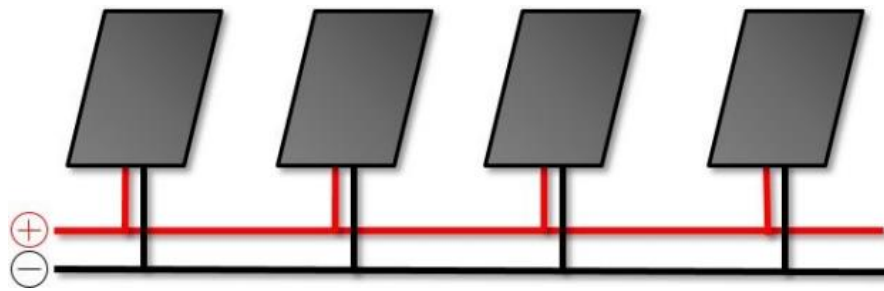


Figura 1-2 Arreglo de paneles en paralelo

Inversor

La electricidad generada por un sistema eléctrico solar es de corriente continua ya que el panel fotovoltaico se asemeja a una fuente de voltaje en un circuito DC y la electricidad de la red es corriente alterna de alto voltaje, por lo que se necesita un inversor para convertir la corriente de continua a corriente alterna. Se busca realizar este cambio en el tipo de corriente ya que la mayoría de los equipos domiciliarios e industriales funcionan con energía alterna [4].

1.4.4 Sistema fotovoltaico conectado a la red

Esta es una de las configuraciones posibles cuando se instala un arreglo fotovoltaico, también es conocida como Grid-tied, misma que es actualmente muy popular en Europa, América del Norte y Australia, esto se debe a la disponibilidad de subvenciones para reducir los costos de instalación, la capacidad de ganar dinero a través de tarifas de alimentación y la oportunidad de vender electricidad a las compañías eléctricas [4].

En un sistema de conexión a la red, las cargas funcionan con energía solar durante el día y cualquier excedente de energía que produzca se inyecta a la red. Por las tardes y por la noche, cuando el sistema de energía solar no produce electricidad, compra su energía a las compañías eléctricas de la manera habitual. El beneficio de las instalaciones solares conectadas a la red es que reducen la dependencia de las grandes compañías eléctricas y garantizan que se produzca una mayor parte de la electricidad de una manera ambientalmente eficiente [1].

1.4.5 Aspectos técnicos para la interconexión con la red eléctrica

El sistema de medición utilizado en el Ecuador es el netmetering, el cual consiste en medir la energía que fotovoltaica que se entrega a la carga y la energía inyectada a la red, con estos valores se obtiene un valor de energía neta la cual resulta de la resta de ambas. Un ejemplo de este modelo se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**



Figura 1-3 Diagrama de una interconexión eléctrica

Según la resolución Nro. ARCONEL-042/18 la empresa de distribución realizará mensualmente un balance económico de la energía entregada y consumida para la facturación con el consumidor. En caso de que en el resultado del balance mensual neto de energía exista un remanente negativo a facturar al consumidor, la empresa de distribución valorará la energía consumida a la tarifa correspondiente del pliego tarifario aprobado por ARCONEL y será facturada al consumidor. En el caso que exista un remanente positivo de energía entregada a la red a favor del consumidor,

esta energía se considerará como crédito de energía a favor del consumidor que se pasa al siguiente mes y así sucesivamente [5].

1.4.6 Posibles problemas de la interconexión de sistemas fotovoltaicos

Pérdidas

Las pérdidas en el sistema fotovoltaico se deben a la ineficiencia del inversor, cableado y desajuste al convertir de DC a AC. Otras razones son la temperatura del módulo fotovoltaico, el uso incompleto de la irradiancia por reflejo de la superficie frontal del módulo, la suciedad o la nieve, el tiempo de inactividad del sistema y las fallas de los componentes [6].

Armónicos de altas y bajas frecuencias

Los armónicos se dividen en dos categorías: armónicos de baja y alta frecuencia. Se generan armónicos de baja frecuencia como resultado de las características no lineales del inversor en el sistema fotovoltaico. La salida del inversor que es corriente alterna no es una onda sinusoidal pura, en consecuencia, incluye armónicos además de la frecuencia fundamental.

Fluctuaciones de frecuencia

La fluctuación de frecuencia es el resultado de la diferencia de oferta y demanda. Si estas fluctuaciones conducen a una resonancia, los generadores pueden dañarse y puede producirse un colapso de reacción en cadena.

DC offset

La salida de los inversores no es una onda sinusoidal pura y puede contener componentes de DC. Si un componente DC excesivo se transfiere al lado de AC, se pueden iniciar corrosiones en el equipo subterráneo, saturación del transformador y distorsión de la corriente de magnetización del transformador, errores de medición y mal funcionamiento del equipo de protección.

Caídas de voltaje

Las caídas de tensión y las interrupciones breves generalmente son las perturbaciones más graves de la calidad de la energía, ya que afectan a los equipos. La disminución de voltaje (menos del 90% de su voltaje nominal durante más de 1 minuto se denomina subtensión y menos de un minuto se denomina caída de voltaje). En los sistemas de generación fotovoltaica estas caídas se deben a dos factores: transiciones de nubes y falla repentina de los paneles, particularmente como consecuencia de un disparo falso de la operación de protección durante incidentes de voltaje o frecuencia, que pueden conducir a voltajes inaceptablemente bajos en partes del sistema.

Desde la perspectiva de la red, la caída de tensión puede deberse básicamente a cortocircuitos y a la conmutación de grandes cargas (como el arranque de un motor de inducción). Esto puede provocar perturbaciones de la red a través del sistema fotovoltaico, así como sobrecorriente y desbalance. Por ejemplo, la desconexión repentina de grandes plantas a nivel de transmisión debido a las perturbaciones en la red producirá un deterioro de la estabilidad del sistema [6].

Variaciones de voltaje

Los cambios horarios en la radiación solar provocan fluctuaciones en la producción del sistema fotovoltaico. El otro factor es que la fluctuación de voltaje generalmente ocurre durante el paso de las nubes.

Sobrevoltajes

En el caso de los sistemas fotovoltaicos, si su generación supera la demanda, el excedente de energía fluirá de regreso a la red. Esta corriente inversa conduce a un aumento de voltaje. Además, el flujo de potencia inverso afecta a la coordinación de la protección y también al funcionamiento del regulador de voltaje de línea (si se aplica) [6].

1.4.7 Elementos de la interconexión con la red

El propósito principal de la interconexión con la red es el entregar energía desde los proveedores hasta los consumidores finales. En este caso se tienen tres elementos principales, las generadoras eléctricas, las líneas de transmisión y los transformadores a nivel de distribución que llega a los consumidores finales. A este nivel de distribución, por medio de elementos detallados a continuación, se conecta el sistema de generación fotovoltaico con la red eléctrica [7].

Panel de breakers o disyuntores

Es un interruptor automático que abre un circuito eléctrico en el caso de existir una sobrecorriente causada por cortos y sobre cargas en la instalación eléctrica. Van conectados en serie con el circuito eléctrico y se presentan según su capacidad de corriente, por lo general 15, 20, 30, 40, 50 amperios, en adelante. Sirve para la protección de los equipos eléctricos y de las personas.

Medidor bidireccional

En los sistemas interconectados se suele utilizar un medidor bidireccional, el cual realiza la medición de la electricidad de los paneles que es inyectada al sistema o red eléctrica y la energía consumida de la carga. Si la diferencia entre lo inyectado hacia la red y lo consumido es positivo esta cantidad de energía quedará registrada para ser considerada en el siguiente periodo de facturación hasta por dos años. En el caso de que esta diferencia sea negativa, el consumo será cobrado al usuario. Al implementarse la carga y la generadora de manera independiente, se pueden hacer uso de medidores unidireccionales.

Fusibles

Es un dispositivo eléctrico el cual se emplea para la protección de una instalación eléctrica y los equipos conectados a ella contra sobrecorrientes ocasionadas por fallas aguas abajo del fusible. Este elemento actúa mediante la fusión de un filamento causada por las altas temperaturas

consecuentes del elevado paso de corriente ocasionada por alguna falla. En el sistema de generación fotovoltaico este dispositivo es utilizado para la protección de los circuitos de corriente continua y protección de los ramales de los fotovoltaicos.

Seccionador

Dispositivo electromecánico accionado manualmente que sirve para aislar de manera remota cualquier falla del circuito. En este caso se hará uso de seccionadores portafusibles.

Seccionador portafusibles: aumenta la seguridad en la operación de los equipos, se facilitan diagnósticos al tener orificios que permiten mediciones y cambios de fusibles.

Descargador de tensión o varistor

Este elemento disminuye su resistencia con el aumento de tensión entre sus terminales. Se coloca en paralelo al circuito que se quiera proteger con el fin de absorber los picos de voltaje que superen a su tensión nominal. Cuando esta diferencia de potencial entre los terminales sea superior a lo permitido el varistor disminuirá su resistencia, permitiendo el paso de la tensión y accionando al fusible de protección por sobrecorriente. Dos varistores serán empleados, uno entre el positivo y la tierra y otro entre el negativo y la tierra. Se sugiere también su aplicación para la protección del *String box* [1].

Pararrayos

Debido a que las instalaciones de los módulos se encuentran sobrecubiertas son instalaciones de alto riesgo cuando respecta a una protección contra rayos. Por lo que, resulta necesaria la instalación de este dispositivo ionizador para desviar cualquier descarga atmosférica hacia la tierra de modo que no cause daño material o humano. Se recomienda su instalación a unos 6 metros de altura con respecto a los paneles o en el perímetro del arreglo para evitar la creación de sombra.

Sistema de puesta a tierra

Los módulos fotovoltaicos pueden obtener carga electrostática debido a su funcionamiento y de esta manera puede presentar un riesgo para el usuario. Por este motivo la puesta a tierra en sistemas de generación fotovoltaicos se realiza conectando a tierra los marcos metálicos de los arreglos de paneles. La conexión de puesta a tierra se realiza mediante picas por las cuales se realiza la conducción eléctrica entre los marcos metálicos y la tierra.

Transformador

En una interconexión eléctrica resulta necesario la implementación de dispositivos elevadores o reductores del nivel de voltaje debido a que se está trabajando con diferentes niveles de tensión.

Cargadores de vehículos eléctricos

Los cargadores de vehículos eléctricos funcionan en esencia como rectificadores, es decir que convierten la corriente alterna en corriente continua. Dependiendo del tipo de carga que se emplee en el vehículo, esta tendrá una afectación a la red la cual se describirá a continuación.

- Cargador lento (menor potencia): para mayor tiempo de carga, requiere menor flujo de corriente y por ende una menor potencia instantánea requerida del sistema. Por lo regular se realiza a un voltaje de 240 voltios y una corriente de 16 amperios entregando una potencia de 3.84 kW, el tiempo de carga es de alrededor de 8 horas.
- Cargador rápido (Mayor potencia): para menor tiempo de carga, requiere mayor flujo de corriente y por ende una mayor potencia instantánea requerida del sistema. El uso de este tipo de carga puede presentar un cambio representativo en el flujo de potencia del sistema. Convencionalmente trabaja con un flujo continuo de corriente, por lo que puede llegar a alcanzar corrientes de hasta 400 A y potencias pico de 150 kW. De esta manera se puede obtener más de la mitad de la carga de la batería en menos de un cuarto de hora.

1.4.8 Normativa empleada

Como referencias normativas se parte de la *Norma técnica ecuatoriana INEN* y regulaciones de la ARCONEL detalladas a continuación.

Para la elección de los conductores se ha regido con diferentes normativas INEN tales como:

- NTE INEN 210 define conductores, alambres y otros cables de uso eléctrico [8].
- NTE INEN 331 “Alambres de aluminio desnudos de sección circular para uso eléctrico” [9].
- NTE INEN 332: “Materiales metálicos de uso eléctrico mediante la determinación de la resistividad volumétrica” [10].
- NTE INEN 2345: “Alambres y cables con aislamiento termoplástico” [11].
- NTE INEN 335: “Cables desnudos de aluminio 1350 para uso eléctrico” [12].

Para la selección de los transformadores se ha consultado principalmente la normativa NTE INEN 2683 “Transformadores de distribución monofásicos tipo pedestal, auto refrigerados. Requisitos”

Del código eléctrico nacional se han consultado los artículos 240, 450 y 690 para el pre-dimensionamiento de conductores y protecciones a utilizar en las diferentes partes del sistema eléctrico de potencia [13].

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

Para el desarrollo del proyecto y obtención de resultados se definió el problema mediante la revisión literaria de la tesis “Diseño de un sistema fotovoltaico solar para la carga de unidades de transportación eléctrica en el campus ESPOL” para poder complementar lo carente con respecto a la conexión eléctrica. Inicialmente se realizó un diagrama de trabajo como se muestra en la Figura 2-1 para identificar las etapas y actividades del proyecto. Luego, para dar inicio al desarrollo se realizó una validación de los datos de demanda energética y cada uno de los elementos correspondientes al sistema de generación fotovoltaica y centro de carga. Luego se procedió con el dimensionamiento de la interconexión considerando elementos eléctricos tales como transformadores, conductores, entre otros. Adicionalmente se realizó el dimensionamiento las protecciones eléctricas del sistema y el dimensionamiento de los componentes de la electrolinera tales como cargador de baterías, transformadores, mallas de puesta a tierra, etc.

Por medio de una matriz de decisión se escogió el cargador de baterías con la potencia más conveniente.

Se realizaron mediciones de resistencia en el terreno de referencia, por medio del método de Werner se obtuvieron valores de resistividad para poder realizar un diseño referencial de mallas de puesta a tierra en el software ETAP.

Se simuló la interconexión del sistema fotovoltaico y el centro de carga en el software DigSILENT PowerFactory considerando otras cargas presentes en la red de media tensión de ESPOL.

Se evaluó la sostenibilidad del proyecto considerando las emisiones de dióxido de carbono producto de la utilización de los buses de combustión interna, la utilización de la red eléctrica y la compensación debida a la electricidad utilizada proveniente del centro de generación fotovoltaico.

Finalmente, se evaluó la viabilidad del proyecto considerando los costos de implementación y ahorro proyectado por la generación eléctrica del arreglo de paneles fotovoltaicos.

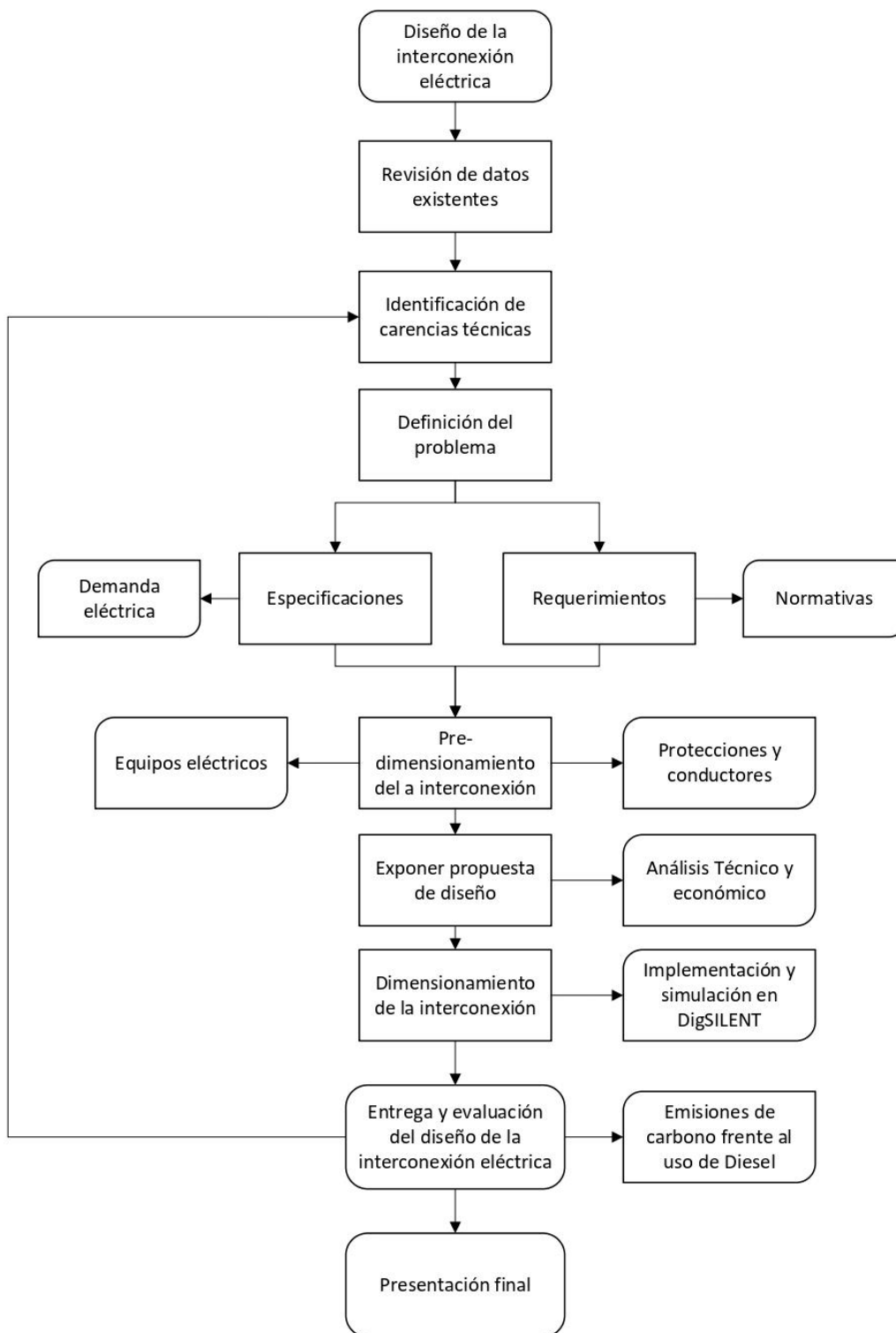


Figura 2-1. Diagrama de flujo

2.1 Análisis de demanda eléctrica

Mediante la revisión literaria realizada en el proyecto planteado por Guillca y Villacís, se otorgaron datos técnicos de los dispositivos a cargar y el arreglo fotovoltaico los cuales son numerados a continuación.

El método de transporte planteado propone un bus eléctrico con una longitud de 8 metros y 100 scooters eléctricos. Las características de estos dispositivos se muestran en la Tabla 2-1 Demanda energética de los vehículos eléctricos.

Tabla 2-1 Demanda energética de los vehículos eléctricos

Equipo	Capacidad de batería [kWh]	Tasa de consumo [kWh/km]	Unidades	Carga representativa [kWh/día]
Bus 8 m	130	0.95	1	130
Scooter	0.29	-	100	28.8
			TOTAL	158.8

2.2 Especificaciones y requerimientos

2.2.1 Especificaciones del sistema

El sistema de generación fotovoltaico cuenta con un arreglo de 108 paneles solares aportando una potencia nominal de 48.6 kW. Por la disponibilidad en el mercado se escogieron 3 inversores con una potencia nominal de 15 kW, estos inversores tienen un voltaje de salida trifásico por lo que se usará un transformador trifásico para elevar el voltaje al nivel de media tensión (13.8 kV).

2.2.2 Requerimientos del sistema

El centro de carga de los vehículos eléctricos y el sistema de generación fotovoltaico deben estar conectados a la red de media tensión de ESPOL. La conexión de las unidades con la red eléctrica y la implementación de los respectivos equipos y protecciones eléctricas deben asegurar el funcionamiento constante y adecuado del centro de

carga para poder minimizar los costos de consumo eléctrico debido a la carga de los vehículos.

2.3 Ubicación de las instalaciones

Según criterios de peso tales como superficie disponible, la tendencia a formarse sombras en la región, accesibilidad para el mantenimiento, seguridad para los equipos y costos por instalación, los cuales fueron tomados en consideración para la instalación de los módulos fotovoltaicos, se decidió que el lugar ideal para el montaje es en la estación de bicicletas (Bici-ESPOL) el cual colinda con el rectorado de la institución (Figura 2-2). De igual manera, en esta área se incluirán los diferentes equipos eléctricos necesarios para la interconexión de la generadora fotovoltaica con la red de 13.8 kV del campus.



Figura 2-2 Vista aérea BICIESPOL

El centro de carga de los vehículos eléctricos se tiene previsto próximo al área de mantenimiento (Figura 2-3).



Figura 2-3. Espacio propuesto para la construcción de la electrolinera

2.4 Dimensionamiento de la interconexión

Por factibilidad del proyecto se ha decidido realizar dos circuitos independientes para la carga del bus y para la carga de los scooters eléctricos y servicios auxiliares como se aprecia en la Figura 2-4 Diagrama esquemático de la interconexión. El bus eléctrico se carga a un voltaje trifásico de 440 V mientras que los scooters y los servicios auxiliares trabajarán a un voltaje monofásico de 120 V.

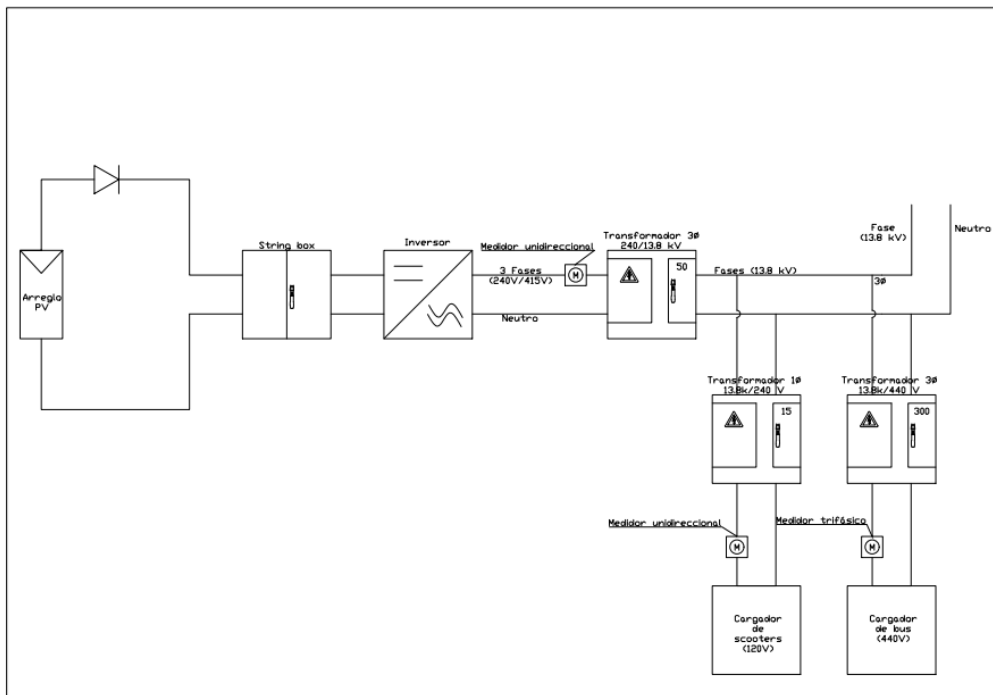


Figura 2-4 Diagrama esquemático de la interconexión

Debido a que se requiere un suministro ininterrumpido a la estación de carga de los vehículos se han diseñado tres circuitos independientes interconectados con la red. El circuito del arreglo fotovoltaico es protegido utilizando un string box y se conecta a un inversor que convierte el voltaje DC a un voltaje AC el cual lo dicta la disposición de los paneles. Esta energía es dirigida hacia un transformador elevador el cual eleva el voltaje que proviene del a 13.8 kV. A este nivel de voltaje se conectan dos transformadores en paralelo, uno monofásico y el otro trifásico. De manera preliminar se consideró al primer transformador que reduce el voltaje a 240 V para alimentar el cargador de scooters, y al otro transformador lo reduce el nivel de tensión a 440 V para energizar el cargador de bus. En el punto de 13.8 kV el sistema eléctrico tiene la interconexión con la red de media tensión de ESPOL.

2.4.1 Dimensionamiento del transformador elevador.

La red de ESPOL a la que se conectarán el centro de carga y la generadora fotovoltaica es de 13.8 kV. En este caso, para la generadora fotovoltaica se debe implementar un transformador elevador de voltaje para llevar el nivel de tensión del arreglo de los módulos a un nivel de media tensión. Considerando la potencia entregada por el sistema (48.6 kWp) y un factor de seguridad de 1.25.

Para el cálculo de la potencia aparente del transformador se hizo uso de la siguiente expresión:

$$S = \frac{P_{load}}{FP} \quad \text{Ec. 1}$$

2.4.2 Dimensionamiento de conexión de la electrolinera

Para el circuito correspondiente a la carga del bus eléctrico se han propuesto dos tipos de carga de tipo plug-in:

- Carga semi-rápida, la cual obtiene una carga completa en un tiempo aproximado de 5 horas consumiendo una potencia instantánea de 80 kW.
- Carga rápida, la cual obtiene una carga completa en un tiempo aproximado de 2 horas consumiendo una potencia instantánea de 200 kW.

Al ser potencias diferentes requirieron su respectivo dimensionamiento para los conductores, transformadores y protecciones.

Para el circuito monofásico de carga de scooters y servicios auxiliares se ha tomado como referencia cargadores de scooters SEGWAY® los cuales tienen una potencia nominal de 71 W. Considerando una cantidad de 100 scooters, la potencia instantánea total demandada por esta estación de carga resultó de 7.1 kW y 3 kW para servicios auxiliares, obteniendo una potencia total de 10.1 kW [14].

2.4.3 Selección de conductores

Para la selección de conductores se tomó como referencia el calibre de los conductores según su amperaje tal como se muestra en la Tabla 2-2.2 Calibre de conductores según su amperaje soportado. Además, se ha considerado que el campus ESPOL cuenta con distribución eléctrica subterránea por lo que se ha optado por cables monoconductores con aislamiento THW, según lo establecido por el NATSIM el artículo 240 del código eléctrico nacional para el dimensionamiento de conductores y protecciones contra sobre corrientes.

Tabla 2-2.2 Calibre de conductores según su amperaje soportado

Alambres y cables THHN/THWN 90°C					
Calibre AWG o kcmil	No. Hilos	Clase cableado	Diámetro Conductor (mm)	Peso Total Aprox (kg/km)	Corriente soportada (A)
14	1	Sólido	1.63	24	15
12	1	Sólido	2.05	35	20
10	1	Sólido	2.59	56	30
8	1	Sólido	3.26	97	50
6	7	B	4.52	146	60
4	7	B	5.71	234	85
2	7	B	7.20	358	85
1/0	19	B	8.88	560	150
2/0	19	B	8.96	695	175

3/0	19	B	11.19	864	200
4/0 AWG	19	B	12.56	1077	230 A

Para la selección de los conductores a implementar en el diseño se procedió a calcular la corriente que fluiría a consecuencia de la carga. Para el cálculo de esta corriente nominal monofásica (I_n) para la carga de los scooters y los servicios auxiliares tales como iluminación y tomacorrientes se hizo uso de la siguiente expresión:

$$I_n = \frac{P_{load}}{FP * V_{LN}} \quad \text{Ec. 2}$$

Para el cálculo de la corriente nominal trifásica para la carga de los buses eléctricos se utilizó la siguiente expresión:

$$I_n = \frac{P_{load}}{\sqrt{3} * FP * V_{LL}} \quad \text{Ec. 3}$$

Dónde:

P_{load} : potencia demandada por la estación de carga

FP: Factor de potencia mínimo permitido en Ecuador (0.92)

V_{LL} : Voltaje de línea a línea

V_{LN} : Voltaje de línea a neutro

Considerando un factor de seguridad de 1.25, la corriente del disyuntor, que a su vez indicará el calibre de conductor viene dada por:

$$I_d = 1.25 * I_n \quad \text{Ec. 4}$$

2.4.4 Selección de cargador de baterías

Para los cargadores de baterías para los buses eléctricos se ha tomado como referencia la carga de los buses eléctricos de la marca BYD, los modelos K9G Y K11A los cuales tienen tipos de carga semi-rápida y rápida con potencias de 80 kW y 200 kW respectivamente.

Para la selección del tipo de carga se ha tomado en consideración factores como costo de operación, tiempo de carga, costo de implementación, disponibilidad a lo largo del día y funcionabilidad a futuro considerando la implementación de más buses. Estas decisiones son fundamentadas en base a la Tabla 2-3.3 Matriz de decisión para el tipo de carga.

Tabla 2-3.3 Matriz de decisión para el tipo de carga

Factores	Costo de operación	Tiempo de carga	Costo de implementación	Disponibilidad diaria	Funcionabilidad a futuro	Puntuación
Peso Tipo	4	5	3	3	5	
Carga semi-rápida	5	3	4	4	3	74
Carga rápida	4	5	3	5	5	90

2.4.5 Selección de transformadores reductores

Se tomó como referencia vehículos eléctricos en el mercado actual ya que en la transportación pública ecuatoriana se cuentan con buses eléctricos cuya carga se realiza a una tensión de 440 V y una frecuencia de 60 Hz.

Para la selección de los transformadores se calculará la potencia aparente (S) se hizo uso de la siguiente expresión:

$$S = \frac{P_{load}}{FP} \quad \text{Ec. 5}$$

Para la carga del bus eléctrico se consideraron, asimismo, los casos de carga rápida y semi-rápida y un factor de seguridad de 1.25.

2.4.6 Selección del inversor

Para escoger el inversor a utilizar en el arreglo fotovoltaico se deben tener en cuenta ciertos parámetros y requerimientos técnicos que son

propios de cada panel. Se debe tener en cuenta los voltajes máximo y mínimo que se tiene a la salida del sistema fotovoltaico y la potencia máxima de la carga a ser instalada considerando las distintas temperaturas a la que los paneles van a estar sometidos [15].

Se considera que a condiciones normales de funcionamiento se entregará la máxima potencia. Para conocer el voltaje en el punto máxima potencia total se multiplica la tensión del punto de máxima potencia de cada panel por el número de paneles en serie en cada ramal. La corriente de máxima de potencia total se obtiene de la multiplicación de la corriente del punto de máxima potencia por el número de paneles en paralelo.

$$V_{mppTOTAL} = V_{mpp} * N_s \quad \text{Ec. 6}$$

$$I_{mppTOTAL} = I_{mpp} * N_p \quad \text{Ec. 7}$$

Para la ciudad de Guayaquil se considerará 19° C como temperatura mínima y 34° C como la máxima, de esta manera se puede obtener la temperatura a la cual trabajan las células de los paneles fotovoltaicos. Se considera 25° C como temperatura estándar de funcionamiento de los paneles solares.

$$T_p = T_a + \frac{(NOTC - 20) * S}{800} \quad \text{Ec. 8}$$

T_p es la temperatura alcanzada por la celda.

T_a es la temperatura ambiente del sitio.

$NOTC$ es la temperatura nominal de operación de la celda.

S es la irradiancia media.

Para conocer la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito bajo nuevas condiciones de temperatura se utiliza las siguientes ecuaciones.

$$V_{oc(X^{\circ}C)} = V_{oc(25^{\circ}C)} * \left(1 + \frac{\Delta V_{oc(T)}}{100} * \Delta T \right) \quad \text{Ec. 9}$$

Donde:

$V_{oc(X^{\circ}C)}$ es el voltaje de circuito abierto a cierta temperatura.

$V_{oc(25^{\circ}C)}$ es la tensión de circuito abierto en condiciones estándar.

ΔT es la diferencia de temperatura entre el panel y en su condición estándar.

$\Delta V_{oc(T)}$ es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto.

$$I_{sc(X^{\circ}C)} = I_{sc(25^{\circ}C)} * \left(1 + \frac{\Delta I_{sc(T)}}{100} * \Delta T \right) \quad \text{Ec. 10}$$

Donde:

$I_{sc(X^{\circ}C)}$ es la corriente de cortocircuito a cierta temperatura.

$I_{sc(25^{\circ}C)}$ es la corriente de cortocircuito en condiciones estándar.

ΔT es la diferencia de temperatura entre el panel y en su condición estándar.

$\Delta I_{sc(T)}$ es el coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito.

También es necesario conocer el voltaje y corriente de máxima potencia bajo nuevas condiciones de temperatura.

$$V_{mp(X^{\circ}C)} = V_{mp(25^{\circ}C)} * \left(1 + \frac{\Delta V_{mp(T)}}{100} * \Delta T \right) \quad \text{Ec. 11}$$

Donde:

$V_{mp(X^{\circ}C)}$ es el voltaje de máxima potencia a cierta temperatura.

$V_{mp(25^{\circ}C)}$ es la tensión de máxima potencia en condiciones estándar.

ΔT es la diferencia de temperatura entre el panel y en su condición estándar.

$\Delta V_{mp(T)}$ es el coeficiente de variación de tensión de máxima potencia.

$$I_{mp(X^{\circ}C)} = I_{mp(25^{\circ}C)} * \left(1 + \frac{\Delta I_{mp(T)}}{100} * \Delta T \right) \quad \text{Ec. 12}$$

Donde:

$I_{mp(X^{\circ}C)}$ es la corriente de máxima potencia a cierta temperatura.

$I_{mp(25^{\circ}C)}$ es la corriente de máxima potencia en condiciones estándar.

ΔT es la diferencia de temperatura entre el panel y en su condición estándar.

$\Delta I_{mp(T)}$ es el coeficiente de variación de corriente de máxima potencia.

2.5 Dimensionamiento de protecciones y elementos de medición

Tal como se detalló en la sección anterior, se tomó como referencia lo detallado en la sección 240 del código eléctrico nacional donde se establece que la corriente nominal o ajuste de disparo de los equipos de protección ante sobrecorrientes debe tener un factor máximo de 1.25 o del 125% de la corriente del circuito. Con respecto a la conexión del sistema fotovoltaico se siguió con lo detallado en el artículo 690, numerales 9 al 18 para la protección de transformadores de potencia, circuitos de fuentes fotovoltaica, medios de desconexión para la fuente y conductores, fusible, interruptores automáticos y la desconexión en partes o total del circuito. Mediante las normas técnicas mencionadas anteriormente se procedió a identificar los elementos de protección necesarios para el pre-dimensionamiento sistema y el respectivo dimensionamiento de estos dispositivos. Para la explicación de las protecciones a utilizar se ha decidido a realizar grupos según el circuito, tipo de corriente y nivel de voltaje.

2.5.1 Protecciones DC

Para el tramo entre el arreglo de paneles fotovoltaicos y el string-box se ha establecido:

Fusibles de media tensión que protegerán los ramales del generador fotovoltaico, donde su corriente admisible vendrá dada por:

$$I_f = 1.25 * I_{fv}$$

Ec. 13

Dónde I_f representa la corriente máxima admitida por el fusible e I_{fv} es la corriente de sobrecarga del módulo fotovoltaico.

Entre el string-box y el inversor se colocará un seccionador. Para la elección de este dispositivo se tuvo en cuenta el voltaje al que se encuentra la línea del inversor y la corriente admisible para poder interrumpir el paso de corriente. Esta corriente admisible viene dada por la corriente de cortocircuito (I_{SC}) que podría acontecer en cada panel multiplicado con el número de ramales o circuitos en paralelo (N) al que se encuentra conectado el seccionador. El voltaje máximo V_{inv} es el que produce el arreglo fotovoltaico cuando se encuentra en circuito abierto a la temperatura ambiente. Estos valores se obtuvieron a partir del redimensionamiento del inversor.

2.5.2 Protecciones AC

La parte de corriente alterna se encuentra posterior a la conexión del inversor (véase Figura 2-2 Vista aérea BICIESPOL). Siguiendo con las normativas técnicas especificadas anteriormente se han seleccionado las siguientes protecciones:

- Interruptor por tensión y frecuencia: protección designada para la interconexión con un rango admisible de +/- 1 Hz. (Al inversor)
- Disyuntores o breakers: protección dimensionada con el mismo criterio de seguridad utilizada para los conductores eléctricos explicada en 2.6.3.
- Interruptor magnetotérmico principal de la interconexión dimensionada con el criterio explicado en 2.6.3.
- Codo porta fusible para los transformadores padmounted, dimensionado con el mismo criterio explicado en la sección 2.7.1.

2.6 Malla de puesta a tierra

Para el dimensionamiento de la malla de puesta a tierra se ha realizado las mediciones de resistividad en un área cercana al parqueadero de CONDUESPOL, la cual sirvió como referencia para el cálculo de la resistividad del terreno y

posteriormente el diseño de la malla de puesta a tierra. Este terreno es vegetal el cual posee una cantidad de humedad considerable, también cabe destacar que las mediciones se realizaron en un día lluvioso por lo que se anticipó que las medidas de resistividad serían bastantes bajas y por ende cumplirían con el estándar óptimo para la instalación de picas y mallas de puesta a tierra. Las mediciones de resistividad se las realizó con el equipo EARTH RESISTANCE TESTER 382252 de EXTECH tomando como rango de resistencia 200 Ω . Los cálculos se realizaron mediante el método de Werner, por lo que para la obtención de los valores de resistividad se optó por tomar distancias de medición de 15 cm, 30 cm, 50 cm, 100 cm, 200 cm y 300 cm entre la barra de tierra de referencia y las dos picas de medición del equipo (Véase Figura 2-5). Con los valores de resistencia obtenidos se procedió realizar la curva de resistividad de terreno haciendo uso de un código elemental en el software MATLAB. Posteriormente se realizó el diseño y validación de la malla de puesta a tierra en el software ETAP siguiendo, la norma IEEE STD 80-2000. Se realizaron dos diseños de referencia para la malla de puesta a tierra (Figura 2-6 y Figura 2-7). Uno de mayor dimensión para ser utilizado en el sistema de captación o electrolinera y otro de menor dimensión como modelo para mallas para otros equipos eléctricos a instalar en el terreno estudiado. Los datos iniciales del suelo (Tabla 2-4.4 Datos iniciales del suelo) y los diseños propuestos para los dos tipos de malla se muestran a continuación.

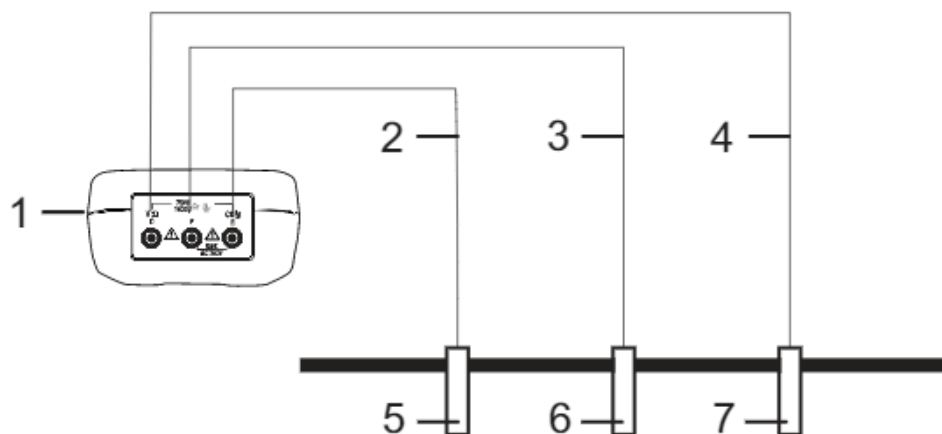


Figura 2-5. Diagrama de conexión del medidor de resistencia de puesta a tierra

Tabla 2-4.4 Datos iniciales del suelo

	Resistividad [Ω]	Material	Profundidad [m]
Superficie	3000	Roca triturada	0.5
Capa superior	30	Suelo húmedo	3
Capa inferior	50	Suelo orgánico húmedo	

Figura 2-6. Datos para el estudio de un caso para la malla 1 en ETAP

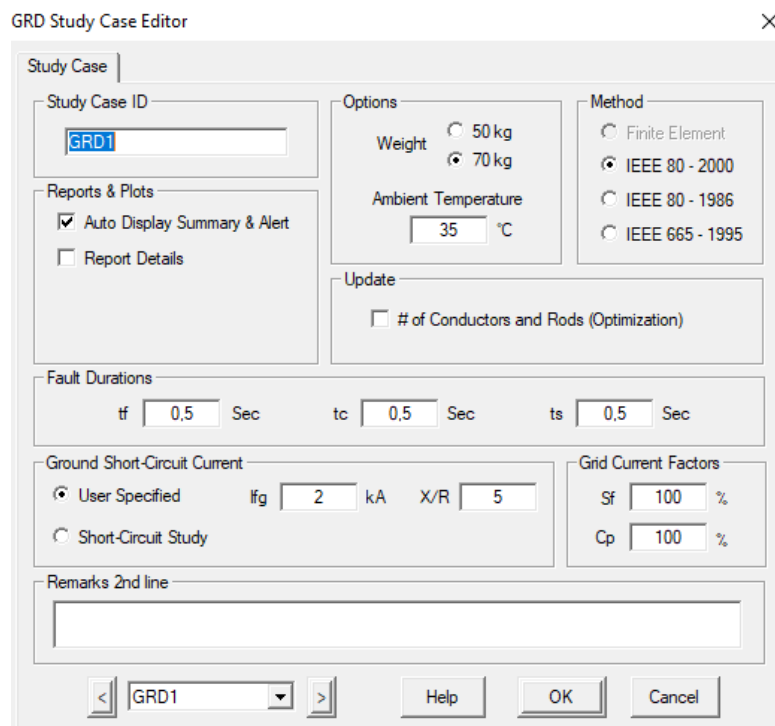


Figura 2-7. Datos del estudio de un caso para la malla 2 en ETAP.

2.7 Elementos de medición

Para poder realizar un seguimiento de la energía inyectada a la red por parte de la generadora fotovoltaica y lo consumido por cada uno de los circuitos correspondientes a la carga se decidió por la implementación de un medidor unidireccional monofásico tipo vitrina clase 20 para el circuito de carga de scooters y la generadora fotovoltaica y dos medidores unidireccionales trifásicos para el centro de carga del bus eléctrico. De esta manera, se permitirá realizar balances energéticos y económicos en tiempo real, tomando en consideración diferentes escenarios dependientes de condiciones ambientales y de la demanda que se requiera en cualquier instante en las instalaciones.

2.8 Redimensionamiento del inversor y número de paneles

Para el cálculo de paneles primero se consideró tres inversores Sunny Tripower 15000TL de voltaje máximo de 10000 V y potencia máxima de 15330 W conectados en paralelo. Cada inversor permite máximo 3 cadenas en paralelo. Con el inversor

escogido, aplicando el criterio detallado en las siguientes fórmulas, se realiza una estimación inicial del número y configuración de paneles a utilizar.

$$N_t = \frac{P_{\max(inv)}}{P_{panel}} \quad \text{Ec. 13}$$

$$N_s = \frac{V_{\max(inv)}}{V_{mpp}} \quad \text{Ec. 14}$$

$$N_p = \frac{N_t}{N_s} \quad \text{Ec. 15}$$

Donde:

N_t es el número total de paneles

N_p es el número de paneles en paralelo

N_s es el número de paneles en serie

$P_{\max(inv)}$ es la potencia máxima del inversor

P_{panel} es la potencia máxima del panel solar

$V_{\max(inv)}$ es el voltaje máximo del inversor

V_{mpp} es el voltaje en el punto máximo de potencia del panel solar

En el caso que los valores de los números de paneles sean decimales, se tendría que realizar un ajuste del arreglo de paneles en serie y paralelo con el fin de tener una cantidad entera aproximada.

Estos valores del número de paneles son una estimación inicial, luego de haber obtenido los valores máximos de voltaje y corriente alcanzados por el panel se verificó que el arreglo haya cumplido con la siguiente condición.

$$N_{\max \text{ paneles serie}} * V_{oc(T\min)} < V_{\max inv} \quad \text{Ec. 16}$$

Donde:

$N_{\max \text{ paneles serie}}$ es el número máximo de paneles en serie.

$V_{oc(T_{\min})}$ es el voltaje de circuito abierto del panel en su temperatura mínima.

$V_{\max inv}$ es el voltaje máximo del inversor.

Un dato que se tuvo en cuenta es que en el caso que no hubiese cumplido con la condición, se hubiese tenido que hallar el número de paneles en serie que hagan esta proposición verdadera y después con las fórmulas mostradas anteriormente se hallaría la configuración correcta de paneles en serie y en paralelo y de esta manera también cambiaría los valores de interés del inversor y por ende del seccionador a escoger.

2.9 Simulación del sistema de potencia

Con el fin de observar el comportamiento de la red con la adición de la carga acercado a la realidad se ha procedido a simular el sistema eléctrico de potencia equivalente de la conexión del centro de carga de los vehículos eléctricos y el arreglo de paneles fotovoltaicos. En el apéndice A se muestra un diagrama unifilar reducido de la red de media tensión de ESPOL. Para el diseño de este diagrama unifilar se tomó como referencia el diagrama unifilar de la red de media tensión del campus de ESPOL, el cual otorga valores reales de potencia para el sistema.

Adicionalmente, con el propósito de obtener mayor simplicidad, se diseñó un sistema de potencia equivalente para la implementación en DIgSILENT. El diagrama seguido para la implementación en el software se muestra en la Figura 2-8. Para el diseño en DIgSILENT, se consideraron datos técnicos de los transformadores, se ingresaron las potencias estimadas del centro de carga de bus y scooter, la generadora fotovoltaica. Los demás circuitos del campus de ESPOL fueron reducidos a una carga equivalente. Finalmente se procedió a realizar un análisis flujo de potencia del sistema a condiciones nominales, tanto para la generación fotovoltaica como para la carga, siendo en este análisis la red de 13.8 kV el transformador de potencia de ESPOL. De esta manera se obtuvo el gráfico mostrado evaluando de manera visual cómo se encontraría trabajando la red a plena carga de los componentes.

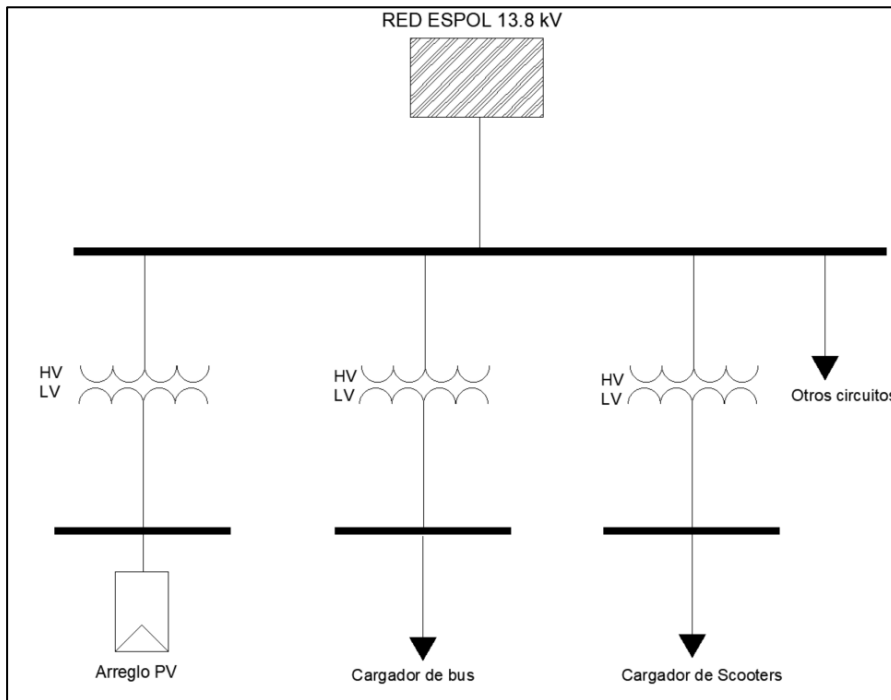


Figura 2-8. S.E.P a implementar en DigSILENT

2.10 Análisis de costos

Para realizar el análisis de costos del proyecto se lo ha considerado en dos partes; los costos de implementación de la interconexión y los costos de funcionamiento del sistema fotovoltaico y el centro de carga de los vehículos eléctricos. Para el presupuesto inicial se ha realizado una búsqueda de precios de los distintos equipos eléctricos, de protección y conductores con proveedores y mano de obra a nivel nacional.

Por otro lado, para el análisis de costos de funcionamiento se ha considerado un año académico presencial ordinario, tomando en cuenta los meses de clase los cuales cuentan con mayor afluencia de personas y por ende una mayor demanda de energía eléctrica por la carga de los vehículos eléctricos. Para el análisis global de costos se ha realizado una comparación entre el costo de la energía eléctrica consumida por la carga del bus eléctrico con el costo del combustible Diésel consumido por un bus de las mismas dimensiones. Para este último punto mencionado se tuvo en consideración las horas del día en los que se cargarán los

vehículos eléctricos y también la energía inyectada por el arreglo fotovoltaico para obtener un balance de energía y costos.

2.11 Estudio de emisiones de carbono debido al uso de combustible diésel y consumo de electricidad proveniente de la red

El análisis de emisiones de dióxido de carbono se realizó en dos grandes partes. Primero, el estudio se centró en la cantidad de CO₂ producto de la combustión del diésel. La segunda parte se considera netamente al consumo de electricidad y la generación. Debido a que este proyecto se ha ido desarrollando en cada etapa con la finalidad de disminuir emisiones de CO₂. Como se mencionó, se consideró el impacto ambiental asociado al cesar con la utilización del vehículo a combustión. Para poder realizar el análisis de factibilidad, económico y ecológicos se realizó una estimación de la cantidad de toneladas de CO₂ que un bus impulsado mediante diésel dentro del campus de ESPOL dejará de emitir en un año.

Según estudios en promedio las emisiones de CO₂ producidas por un galón de diésel son 10.180 gramos de CO₂ / galón de Diésel. Para la obtención de la distancia total recorrida por el bus se ha hecho uso de la herramienta Google Maps (Figura 2-9). El trayecto del recorrido del bus interno de la ESPOL desde la garita hasta el parqueadero de buses tiene una distancia de 3.4 km. El bus interno antes de pandemia tenía recorridos de un bus cada media hora y su recorrido era de 6 am a 4 pm. Se escogió un valor promedio de consumo del bus de 35L/100km. Se tomó en cuenta también que el recorrido interno solo lo realizará el bus eléctrico cuando esté implementado. Las emisiones de dióxido de carbono analizadas corresponden a los 8 meses del año lectivo con más afluencia de personal que son en los que se ha considerado que se hace mayor uso de los vehículos y por ende se haría mayor uso de la carga de las baterías eléctricas, aproximadamente a 160 días laborables.

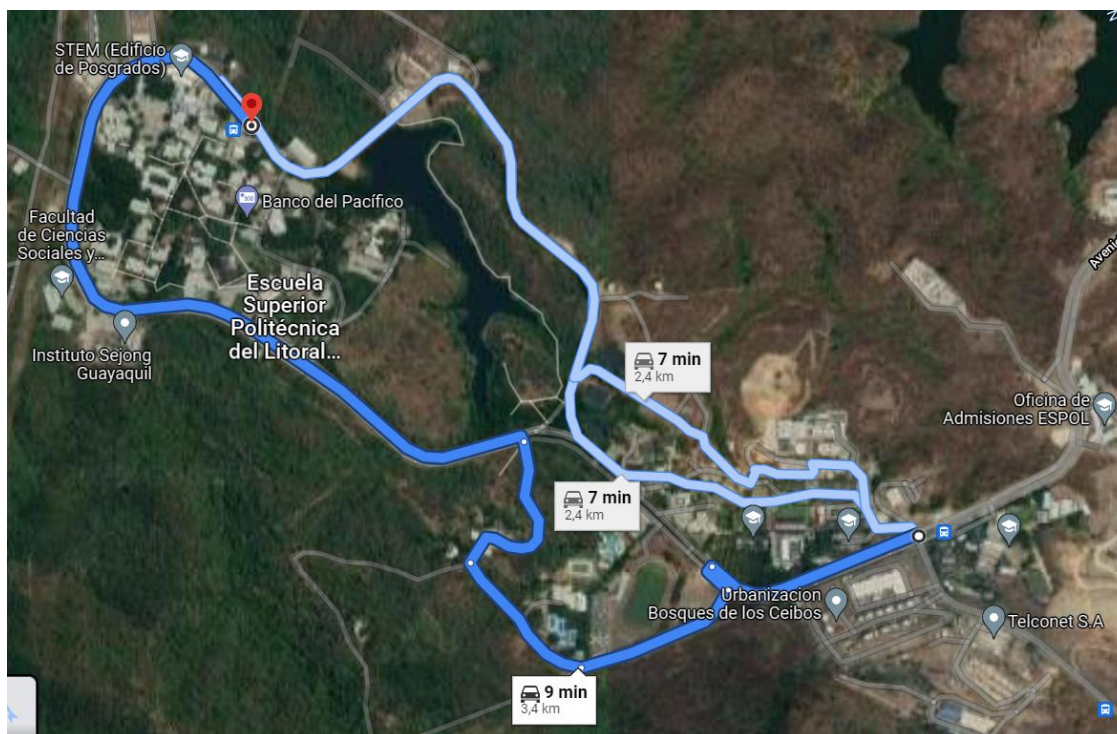


Figura 2-9 Ruta realizada por el bus interno de ESPOL

Para continuar con el criterio de sostenibilidad ecológica en base a la huella de carbono, se realizó un análisis de emisiones de CO₂ en el campus Prosperina debido al uso de la red eléctrica para la carga de los vehículos eléctricos y, en contraste, lo compensado por medio de la electricidad generada por el arreglo fotovoltaico. Para este análisis se han considerado valores otorgados por el departamento de sostenibilidad de ESPOL hasta el último término ordinario con asistencia normal en el campus, es decir 2019. También se han considerado factores de emisiones promedio de dióxido de carbono por cada unidad de kilovatio hora. El factor se lo ha obtenido de diferentes estudios realizados de emisión de CO₂ debido a la generación de electricidad cuyo valor ha fluctuado entre 241 y 397.5 g CO₂ kWh en la última década [16].

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Dimensionamiento de la interconexión eléctrica

3.1.1 Selección de conductores

Ramal de generación fotovoltaica

El fusible para utilizar en el lado de alta de 13.8 kV del transformador fue calculado de la siguiente manera.

$$I_n = 2.27 A$$

$$I_f = 2.84 A$$

Considerando fusibles de media tensión existentes en el mercado, el fusible que protege el transformador de 50 kW de 5 A.

Para el alimentador por norma se utiliza el conductor 3 fases #2 y neutro #4, lo que significa que se usará para los 3 cables de fase un conductor de calibre número 2 y para el neutro uno número 4.

Ramal de carga de buses

Para el cálculo de las protecciones se consideraron ambos lados del transformador, para este ramal se tiene del lado de alta un voltaje de 13.8 kV y en el de baja 440V.

Lado de baja del transformador

Cómo se mencionó en 2.6.3, se han planteado los escenarios de carga rápida y carga semirápida tal como se detalla a continuación.

Carga rápida:

$$P_{\text{Load}} = 200 \text{ kW}$$

$$V_{\text{LL}} = 440 \text{ V}$$

$$I_n = 285.25 A$$

$$I_d = 1.25 * 285.25 A$$

$$I_d = 356.57 A$$

Considerando disyuntores existentes en el mercado, el disyuntor principal para el circuito de carga rápida para el autobús eléctrico será un 3P-400 A

Para el alimentador principal se ha decidido por 2 conjuntos de conductores en paralelo de 3 fases #2/0 neutro #1/0 y tierra #2

Ramal de estación de carga para scooters

Lado de baja del transformador

$$P_{\text{Load}} = 7100 \text{ W}$$

$$V = 240 \text{ V}$$

$$I_n = 32.16 \text{ A}$$

$$I_d = 40.2 \text{ A}$$

Considerando disyuntores existentes en el mercado, el disyuntor principal para el circuito de carga rápida para el autobús eléctrico será un 2P-40 A

Para el alimentador se ha decidido por **2F#4 + N#6 + T#8**

Lado de alta del transformador

$$I_n = 0.68 \text{ A}$$

$$I_f = 0.85 \text{ A}$$

Considerando fusibles de media tensión existentes en el mercado, el fusible que protege el transformador de 15 kW es de 5 A tipo T.

Para el alimentador por norma se utiliza el conductor 3 fases #2 y neutro #4.

Para los servicios auxiliares:

$$P_{\text{Load}} = 3000 \text{ W}$$

$$V = 240 \text{ V}$$

$$I_n = 13.58 \text{ A}$$

$$I_d = 16.98 \text{ A}$$

Considerando disyuntores existentes en el mercado, el disyuntor principal para el circuito de carga rápida para el autobús eléctrico será un 2P-20 A.

Para el alimentador se ha decidido por **2F#10 + N#12 + T#14.**

Para el disyuntor principal:

$$P_{Load} = 10100 \text{ W}$$

$$I_n = 45.74 \text{ A}$$

$$I_d = 51.18 \text{ A}$$

Considerando disyuntores existentes en el mercado, el disyuntor principal para el circuito de carga de scooter eléctrico y circuitos auxiliares será un 2P-50 A. Para el alimentador se ha decidido por **2F#6 + N#8 + T#10.**

3.1.2 Selección de transformadores

Es importante considerar la viabilidad económica en el sentido, que la solución planteada debe ser económicamente viable y tecnológicamente factible.

Para carga rápida:

$$S = \frac{1.25 * 200 \text{ kW}}{0.92}$$

$$S = 271.74 \text{ kVA}$$

Se opta por un transformador trifásico tipo pedestal radial de **300 kVA**

Para el circuito de carga de los scooters y servicios auxiliares:

$$S = \frac{1.25 * 10.1 \text{ kW}}{0.92}$$

$$S = 13.72 \text{ kVA}$$

Por la disponibilidad en el mercado nacional, se optó por un transformador monofásico PAD Mounted de **15 kVA.**

Para elevar el nivel de voltaje proveniente del arreglo fotovoltaico se ha optado por un transformador trifásico de **50 kVA**. El detalle de potencia y voltaje se podrá observar en la sección 3.1.4.

Tabla 3-1. Conductores por utilizar en el lado de baja de los transformadores

Circuito	I_n (A)	I_d (A)	Conductores	Longitud
Carga de buses	285.25	356.57	2 x (3F #2/0 + N#1/0) + T#2	30 m
Scooters y Servicios Auxiliares	45.74	51.18	2F#6 + N#8 + T#10	30 m
Scooters	32.16	40.2	2F#4 + N#6 + T#8	30 m
Servicios auxiliares	13.58	16.98	2F#10 + N#12 + T#14.	30 m
Salida de inversores	35.4	44.25	3F#8 + N#10	30 m

Tabla 3-2. Conductores por utilizar en el lado de alta de los transformadores

Circuito	I_n (A)	I_d (A)	Conductores	Longitud
Carga de buses	9.09	11.36	3F #2AWG-15kV + N#4AWG	70 m
Scooters y Servicios Auxiliares	0.68	0.85	3F #2AWG-15kV + N#4AWG	70 m
Generación fotovoltaica	2.27	2.84	3F #2AWG-15kV + N#4AWG	50 m

3.1.3 Determinación del número de paneles

Para el cálculo de paneles se consideró que se tiene inversores Sunny Tripower 15000TL de voltaje máximo de 10 kV y potencia máxima de 15.3 kW conectados en paralelo. Cada inversor permite máximo 3

cadena en paralelo. Los datos utilizados del inversor para los cálculos fueron obtenidos en su respectiva hoja de especificaciones.

$$N_t = \frac{P_{\max(inv)}}{P_{panel}} = \frac{45990}{450} = 102.2 \text{ paneles}$$

$$N_s = \frac{V_{\max(inv)}}{V_{mpp}} = \frac{1000}{41.4} = 24.15$$

$$N_p = \frac{N_t}{N_s} = \frac{102.2}{24.15} = 4.231$$

Se realiza un ajuste del arreglo de paneles en serie y paralelo con el fin de tener una cantidad cercana a 103 paneles.

$$N_t = 104$$

$$N_s = 26$$

$$N_p = 4$$

Estos valores del número de paneles son una estimación inicial, los cálculos de voltajes y corrientes máximo y mínimos alcanzados en el panel determinan si esta es la configuración correcta. Luego de haber obtenido en el punto 3.1.4 el valor del voltaje en circuito abierto en la temperatura mínima se procede a verificar si la configuración es la correcta

$$26 * 50.41 < 1000$$

$$1310.66 < 1000$$

No cumplió, se halló el número de cadenas en paralelo y el número total de paneles solares.

$$N_p = \frac{N_t}{N_s} = \frac{104}{19.83} = 5.24$$

$$N_p = 6$$

$$N_s = 17$$

$$N_t = 17 * 6 = 102$$

Se obtuvo como resultado óptimo un arreglo total de 6 conjuntos en paralelo de 17 paneles solares en serie.

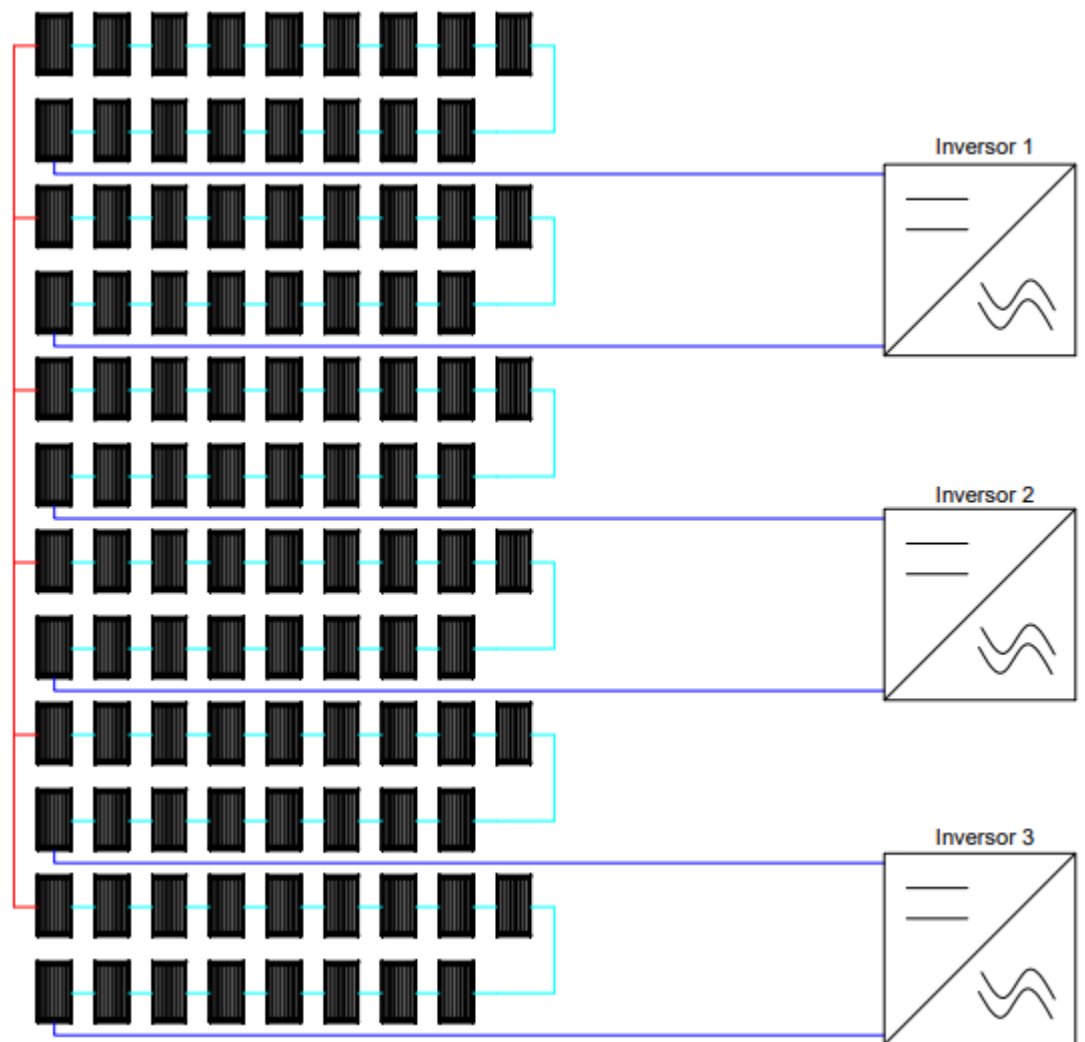


Figura 3-1 Diagrama de conexión de los paneles solares con el inversor

Al tener 3 inversores y 6 strings de paneles solares, se va a distribuir uniformemente teniendo 2 cadenas para cada inversor como se muestra en la Figura 3-1 Diagrama de conexión de los paneles solares con el inversor

3.1.4 Selección del inversor

Para los siguientes cálculos se utilizó las especificaciones del fabricante del panel solar escogido.

$$V_{mpp} = 41.4 V$$

$$P_{max} = 450 Wp$$

$$V_{oc(25^{\circ}C)} = 50 V$$

$$I_{sc(25^{\circ}C)} = 11.54 A$$

$$\Delta V_{oc(T)} = -0.286 \%/^{\circ}C$$

$$\Delta I_{sc(T)} = 0.057 \%/^{\circ}C$$

$$NOCT = 45^{\circ}C$$

El dato de coeficiente de variación de voltaje de máxima potencia no se encontró en las especificaciones, por lo que se usó una aproximación.

$$\Delta V_{mpp(T)} = 0.76 * \Delta V_{oc(T)}$$

$$\Delta V_{mpp(T)} = 0.2174 V$$

Cálculo para temperatura máxima

La irradiancia media a 34° es aproximadamente 1000 W/m²

Tabla 3-3. Parámetros obtenidos a temperatura máxima

Descripción	Valor
T_p	65.25°
$V_{oc(65.25^{\circ}C)}$	44.24 V
$I_{sc(65.25^{\circ}C)}$	11.80 A
$V_{mpp(65.25^{\circ}C)}$	45.02 V

Cálculo para la temperatura mínima

La irradiancia media a 19 ° es aproximadamente 100 W/m²

Tabla 3-4. Parámetros obtenidos a temperatura mínima

Descripción	Valor
T_p	25.25°

$V_{oc(25.25^{\circ}C)}$	50.41 V
$I_{sc(25.25^{\circ}C)}$	11.52 A
$V_{mpp(25.25^{\circ}C)}$	41.14 V

Se obtuvieron los valores de voltajes y corriente considerando el número de paneles en serie y paralelo.

$$V_{mpp(25.25^{\circ}C)Total} = 765.34 V$$

$$V_{mpp(65.25^{\circ}C)Total} = 699.38 V$$

$$V_{oc(25.25^{\circ}C)Total} = 856.97 V$$

$$V_{oc(65.25^{\circ}C)Total} = 242.08 V$$

$$I_{sc(25.25^{\circ}C)Total} = 69.12 A$$

$$I_{sc(65.25^{\circ}C)Total} = 70.8 A$$

El voltaje obtenido en el punto de máxima potencia total a temperatura estándar para el sistema fotovoltaico.

$$V_{mppTOTAL} = V_{mpp} * N_s$$

$$V_{mppTOTAL} = 41.4 * 17$$

$$V_{mppTOTAL} = 703.8 V$$

$$V_{DC-max(inv)} = 1000 V \text{ (Valor a considerar para el inversor)}$$

$$I_{DC-max(inv)} = 33 A$$

$$I_{DC-max(inv)} = 33 * 3 = 99 A$$

Tabla 3-5 Criterios de selección de inversor

Tiempo	Tensión de máxima potencia	Tensión de circuito abierto	Corriente de cortocircuito
Verano (19°C)	$V_{mpp(25.25^{\circ}C)}$ = 765.34 V	$V_{oc(25.25^{\circ}C)}$ = 856.97 V	$I_{sc(25.25^{\circ}C)} = 69.12 A$
Invierno (34°C)	$V_{mpp(65.25^{\circ}C)}$ = 699.38 V	$V_{oc(65.25^{\circ}C)}$ = 242.08 V	$I_{sc(65.25^{\circ}C)} = 70.8 A$

Se puede observar que $V_{oc(25.25^{\circ}C)}$ e $I_{sc(65.25^{\circ}C)}$ no superan el límite máximo establecido, además los voltajes se encuentran dentro del rango de valores de tensión de entrada (240-800V), por lo tanto, la configuración de paneles se mantendrá igual. De esta manera se confirma que se utilizará 3 inversores **Sunny Tripower 15000TL** de 15330 Wp conectados en paralelo.

3.1.5 Dimensionamiento de las protecciones

Tabla 3-6. Protecciones eléctricas por utilizar

Circuito	Tipo de protección	Modelo
Ramal de generación fotovoltaica (Lado de alta)	Fusible	5 A
Cargador de bus eléctrico (Lado de baja transformador 300kVA)	Interruptor magnetotérmico	3P-400 A
Cargador de scooters	Interruptor de corte	2P-40 A
Servicios auxiliares	Interruptor de corte	2P-15 A
Lado de baja de transformador de 15 kVA	Interruptor de corte	2P-50 A
Lado de alta de transformador de 15 kVA	Codos Fusibles	#2-15kV
Lado de alta del transformador de 50 kVA	Codos Fusibles	#2-15kV
Lado de alta del transformador de 300 kVA	Codos Fusibles	#2-15kV
String de paneles fotovoltaico	Fusible DC	10 A
Salida del inversor	Seccionador	1000 V

3.1.6 Medición de resistividad del terreno

En la Tabla 3-7. Mediciones de resistividad se detallan los valores de resistencia medidos en el campo y los valores de resistividad obtenida por medio del método de Werner.

Tabla 3-7. Mediciones de resistividad

Medición de resistividades		
a (m)	Resistencia (Ω)	ρ ($\Omega \cdot m$)
1	2.73	17.15
2	1.50	18.85
5	0.86	27.01
8	0.62	31.16
10	0.55	34.55
14	0.44	38.70



Figura 3-2. Curva de resistividad del terreno

Los niveles de resistividad en las mediciones realizadas a diferentes separaciones de los electrodos variaron desde aproximadamente $20 \Omega \cdot m$ a $40 \Omega \cdot m$ como se muestra en la Figura 3-2. Curva de resistividad del terreno, por lo que si se desea obtener una resistividad media de este terreno esta se debería considerar un valor de $30 \Omega \cdot m$. Estos valores de

resistividad obtenidos resultan ser bajos debido a que el terreno en el cual se realizaron las mediciones es un suelo vegetal húmedo. Debido a esta baja resistividad del terreno resulta factible colocar en este espacio la malla de puesta a tierra para proteger a los equipos eléctricos utilizados en este sistema de generación fotovoltaica ya que tendría una buena capacidad de descarga ante cualquier tipo de falla en el sistema.

3.1.7 Malla de puesta a tierra

Se realizaron las simulaciones de ambas mallas en el software ETAP 12.6 y se determinó lo siguiente:

- La simulación de la malla pequeña utilizando los datos de la Tabla 3-8 se muestra en la Figura 3-3. Los resultados del voltaje de toque y paso mostrados en la Figura 3-5 demuestra que se han cumplido los límites de voltaje establecidos.
- La malla grande fue simulada utilizando los datos de la Tabla 3-9. Datos para malla de puesta a tierra 2 y se muestra en la Figura 3-4. Diseño referencial de malla de puesta a tierra de menor tamaño. Los resultados del voltaje de toque y paso para este caso mostrados en la Figura 3-6 también muestra un cumplimiento de los límites de voltaje establecidos.

Tabla 3-8. Datos de malla de puesta a tierra 1

3	Tamaño	Número de conductores
X	25	4
Y	25	4
Datos de los conductores		Datos de las varillas
Profundidad: 1 m Tamaño: 50 mm ² Tipo: cobre recocido suave Costo: 8 dólares el metro		Número: 12 Diámetro: 2 cm Longitud: 3 m Arreglo: varillas en toda el área de la malla Tipo: cobre recocido suave Costo: 60 por varilla

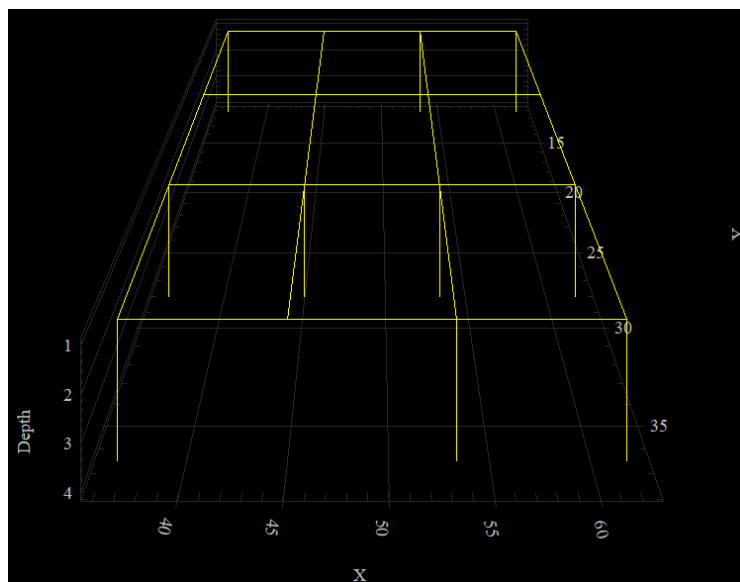


Figura 3-3. Diseño referencial de malla de puesta a tierra de mayor tamaño

Tabla 3-9. Datos para malla de puesta a tierra 2

	Tamaño	Número de conductores
X	2.5	2
Y	2.5	2
Datos de los conductores		Datos de las varillas
Profundidad: 1 m Tamaño: 50 mm ² Tipo: cobre recocido suave Costo: 8 dólares el metro		Número: 5 Diámetro: 2 cm Longitud: 3 m Arreglo: varillas en toda el área de la malla Tipo: cobre recocido suave Costo: 60 por varilla

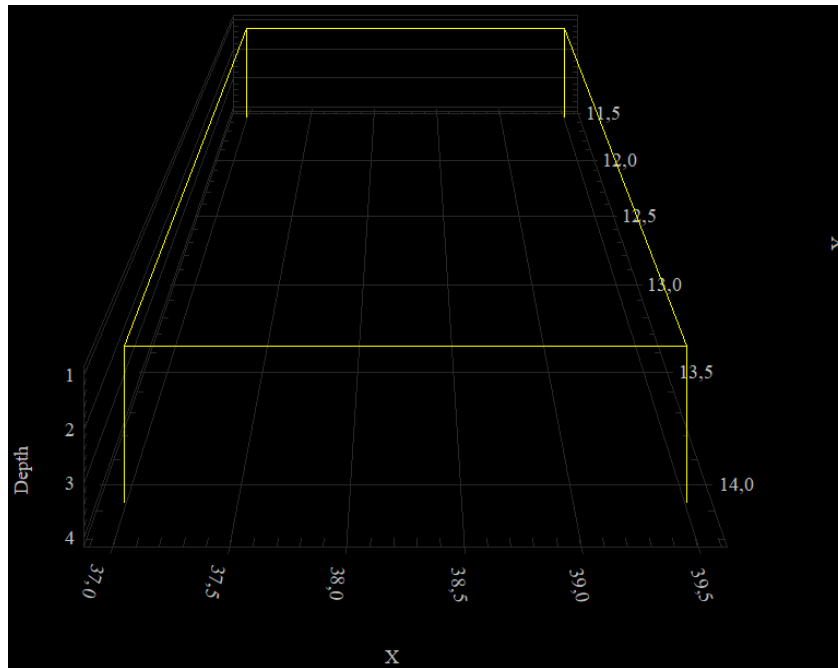


Figura 3-4. Diseño referencial de malla de puesta a tierra de menor tamaño

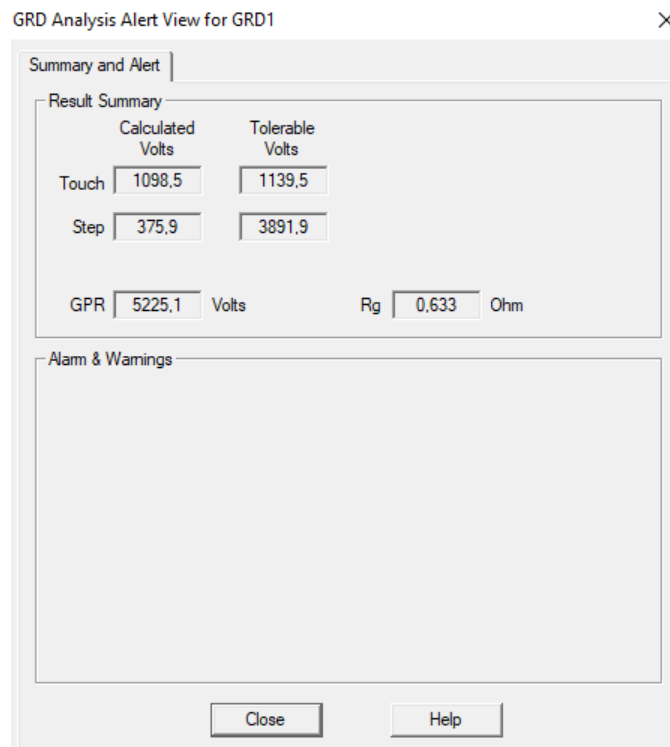


Figura 3-5. Resultados del caso para la malla 1

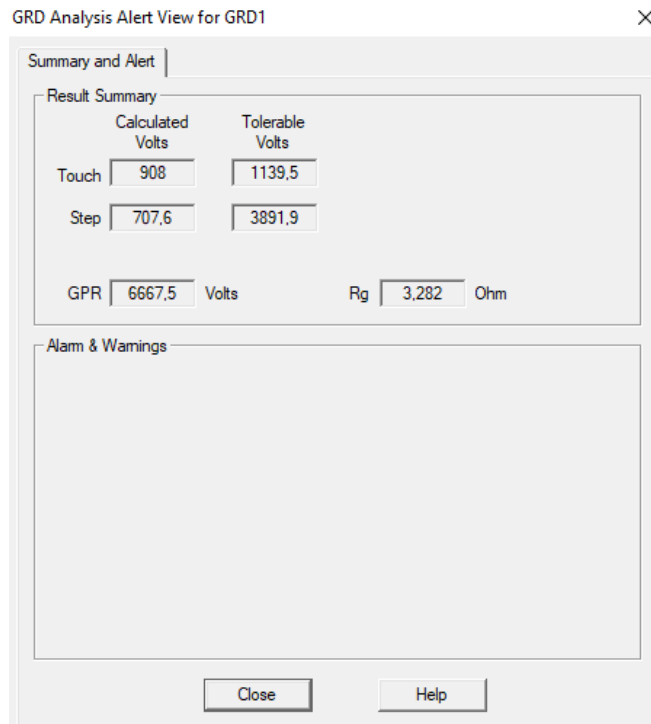


Figura 3-6. Resultados del caso para la malla 2

3.2 Implementación del sistema de potencia en DigSILENT

Con el dimensionamiento realizado, no se obtuvo sobrecarga en ninguno de los equipos cuando se trabaja en condiciones nominales o máxima carga. Como se puede observar en la codificación de colores de las Figura 3-8 y Figura 3-9, comparándolo con el diagrama mostrado en la Figura 3-7 los transformadores de 300 KVA, correspondiente al centro de carga de buses, y de 50 KVA, correspondiente al sistema de captación fotovoltaico, trabajan cerca de su capacidad máxima, por encima del 90%. En la Figura 3-10 se observa el cálculo de flujo de potencia.

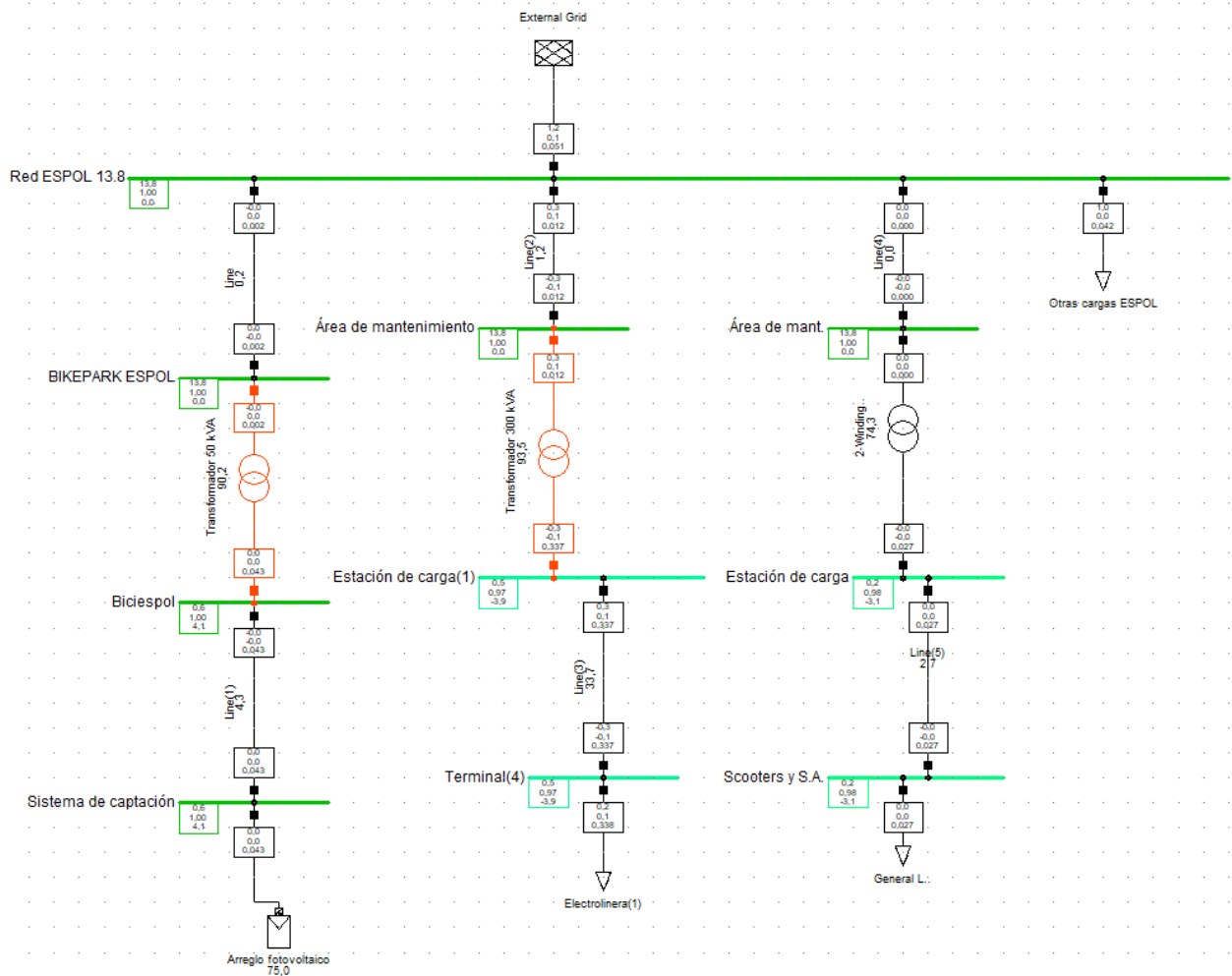


Figura 3-7. Flujo de potencia de la interconexión efectuado en DiGSILENT

Voltage Limits of Node Elements

Voltage Colouring Mode: Low and High Voltage

Lower Limit of Allowed Voltage:			Upper Limit of Allowed Voltage:		
	Lower Voltage ... p.u.	Colour		Upper Voltage ... p.u.	Colour
▶ <=	1	13	▶ >=	1	13
<=	0,95	6	>=	1,05	216
<=	0,9	4	>=	1,1	2

Figura 3-8. Codificación de colores por nivel de voltaje

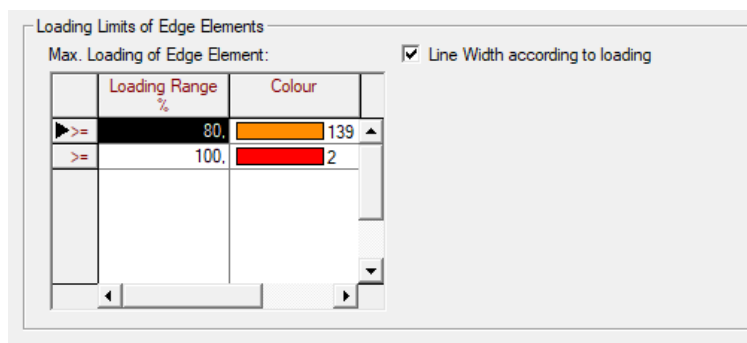


Figura 3-9. Codificación de colores por nivel de carga

Load Flow Calculation				Edge Elements				
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence	No					
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1,00 kVA					
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0,10 %					
				DIGSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: / Date: 1/30/2022			
Grid: Red-ESPOL	System Stage: Red-ESPOL	Study Case: Study Case	Annex: / 1					
Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power.-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
Electrolinera(1)	Lod		Terminal(4)	0,250	0,106	0,92	0,338	1,033
General Load(1)	Lod		Scooters y S.A.	0,010	0,004	0,92	0,027	1,025
Otras cargas ESPOL	Lod		Red ESPOL 13.8	1,000	0,000	1,00	0,042	1,000
Arreglo fotovoltaico	Pvsys	75,00	Sistema de captación	0,045	0,000	1,00	0,043	0,752
External Grid	Xnet		Red ESPOL 13.8	1,215	0,136	0,99	0,051	0,001
Line	Lne	0,19	BIKEPARK ESPOL	0,045	-0,003	1,00	0,002	0,002
Line(1)	Lne	4,34	Red ESPOL 13.8	-0,045	0,003	-1,00	0,002	0,002
Line(2)	Lne	1,17	Biciespol	-0,045	-0,000	-1,00	0,043	0,043
Line(3)	Lne	33,75	Sistema de captación	0,045	0,000	1,00	0,043	0,043
Line(4)	Lne	0,05	Red ESPOL 13.8	0,250	0,127	0,89	0,012	0,012
Line(5)	Lne	2,68	Area de mantenimiento	-0,250	-0,127	-0,89	0,012	0,012
2-Winding Transformer	Tr2	74,30	Estación de carga(1)	0,250	0,106	0,92	0,337	0,337
Transformador 300 kVA	Tr2	93,53	Terminal(4)	-0,250	-0,106	-0,92	0,337	0,337
Transformador 50 kVA	Tr2	90,23	Red ESPOL 13.8	0,010	0,005	0,90	0,000	0,000
			Area de mant.	-0,010	-0,005	-0,90	0,000	0,000
			Estación de carga	0,010	0,004	0,92	0,027	0,027
			Scooters y S.A.	-0,010	-0,004	-0,92	0,027	0,027
			Area de mant.	0,010	0,005	0,90	0,000	0,743
			Estación de carga	-0,010	-0,004	-0,92	0,027	0,743
			Area de mantenimiento	0,250	0,127	0,89	0,012	0,935
			Estación de carga(1)	-0,250	-0,106	-0,92	0,337	0,935
			BIKEPARK ESPOL	-0,045	0,003	-1,00	0,002	0,902
			Biciespol	0,045	0,000	1,00	0,043	0,902

Figura 3-10. Cálculo de flujo de potencia

3.3 Análisis de costos de ejecución y funcionamiento

En la Tabla 3-10 se detalla la cotización realizada con diferentes proveedores.

Tabla 3-10. Costo de la interconexión

Ítem	Unidad	Costo unitario	Cant.	Costo total
Transformador trifásico 50 kVA	U	6,500.00	1	\$6,500.00
Transformador trifásico 300 kVA	U	8,000.00	1	\$ 8,000.00
Transformador monofásico 15 kVA	U	4,500.00	1	\$ 4,500.00
Suministro e instalación de cableado	U	-	-	\$ 3,200.10
Disyuntor 3P-400A	U	383.95	1	\$ 383.95
Disyuntor 3P-150A	U	117.86	1	\$ 117.86
Disyuntor 2P-20A	U	18.50	1	\$ 18.50
Disyuntor 2P-50A	U	34.72	1	\$ 34.72
Disyuntor 3P-30A	U	33.86	1	\$ 33.86
Sistema de puesta a tierra para transformadores Padmounted	U	318.50	3	\$ 955.50
Sistema de puesta a tierra para alimentadores secundarios	U	47.00	3	\$ 141.00
Sistema de puesta a tierra para tableros de medidores	U	24.30	3	\$ 72.90
Tablero tipo vitrina para medidor monofásico	U	570.78	1	\$ 570.78
Tablero tipo vitrina para medidor trifásico	U	790.00	2	\$ 1,580.00
Obras civiles	-	-	-	\$ 3,848.01
Codo fusible #2, 15 KV.	U	831.22	7	\$ 5,818.54
Mano de obra	U	-	-	\$ 15,475.46
Logística e ingeniería	U	-	-	\$ 5,158.49
Total				\$56,409.66

El

valor de \$56.409,66 mostrado en la Tabla anterior representa el costo total de implementación de la interconexión eléctrica. Del proyecto planteado por Guillca

y Villacís se obtuvo la siguiente proforma correspondiente a la implementación del sistema de captación, estructura, diseño e ingeniería (Tabla 3-11).

Tabla 3-11. Costo del sistema de captación y estructura de montaje

Ítem	Costo
Sistema de captación	\$46,378.39
Estructura	\$3,946.28
Diseño e ingeniería	\$9,600.00
Total	\$59,924.66

Lo que, sumado con el costo de la implementación de la interconexión eléctrica, daría un total de **\$ 116,334.32** como inversión inicial.

Se tomó en consideración el mismo costo de energía eléctrica del principio del proyecto el cual corresponde a 0.065\$/kWh. El sistema de captación fue dimensionado para otorgar anualmente un aproximado de 24,632 kWh por lo que el arreglo fotovoltaico representaría un ahorro anual de \$1,601.08. Otro factor importante que se consideró para el análisis de viabilidad económica es el reemplazo del vehículo de combustión por un vehículo eléctrico. Como se puede observar en la sección 3.4, se estimó que un bus a diésel consuma 47.6 litros diarios realizando la ruta interna de ESPOL, lo que correspondería a 1508.951 galones de diésel en los 160 días al año con mayor afluencia en el campus. Se conoce que el costo actual del galón de diésel es de \$1.90 USD. De esta manera se obtuvo que por el consumo de diésel se invierten \$2,867.01. Por otro lado, se proyectó que el vehículo eléctrico consuma 9825 kWh directos de la red eléctrica (Véase sección 3.4), habiendo obtenido así un costo de operación de \$638.63 anuales. Adicionalmente, la compañía BYD detalla que los costos de mantenimiento de un bus eléctrico son de aproximadamente \$0.05/km, mientras que en su equivalente a diésel es de \$0.30/km. Partiendo de estos hechos, en la Tabla 3-12 recopilaron los datos más generales a tener en consideración en la transportación.

Tabla 3-12. Costos por uso de vehículos

Tipo de bus Factor	Eléctrico	A diésel
Costo por electricidad o combustible	\$ 638.63	\$ 2,867.01
Costo de mantenimiento	\$ 1,088.00	\$ 6,528.00
Costo total por uso	\$1,726.63	\$ 9,395.01

Como se puede observar en la Tabla anterior, el uso del vehículo eléctrico se representa un ahorro anual de **\$ 7668.38 USD**. Teniendo en cuenta este monto ahorrado anualmente, la inversión inicial utilizada en la construcción del sistema de captación y la interconexión con la red de ESPOL se solventaría en 15 años y regularmente los sistemas de generación fotovoltaica tienen una vida útil en un rango de 25 a 30 años, por lo que el excedente representaría un beneficio de mínimo \$ 76,683.80 USD, esto refleja la factibilidad que tendría la ejecución de este proyecto.

3.4 Análisis de emisiones de CO₂

Como se puede observar en la Figura 2-9, un recorrido del bus interno consta 6.8 km considerando ida y vuelta. Este trayecto es cada media hora por lo que se tiene.

$$\text{Recorridos al día del bus interno} = (16 - 6) * 2 = 20 \text{ recorridos}$$

$$20 \text{ recorridos} * 6.8 \text{ km} = 136 \text{ km/día}$$

$$\frac{35 \text{ litros}}{100 \text{ km}} * \frac{136 \text{ km}}{1 \text{ día}} = 47.6 \text{ litros/día}$$

Se obtuvo el valor promedio de cuantos litros de diésel se consume en el día un bus de combustión a Diésel de ESPOL.

$$\frac{10180 \text{ gramos de CO}_2}{1 \text{ galón de diesel}} * \frac{1 \text{ galón de diesel}}{3.78541 \text{ litros}} * \frac{47.6 \text{ litros}}{1 \text{ día}}$$

$$= \frac{128009.383 \text{ gramos de CO}_2}{1 \text{ día}}$$

Con los datos obtenidos se obtuvo cuantos gramos de CO₂ se emiten al día por los buses internos de la ESPOL.

Para el siguiente cálculo se consideraron todos los días laborales en 8 meses ya que este es el total de meses de los periodos académicos en un año.

$$\frac{8 \text{ meses}}{1 \text{ año}} * \frac{20 \text{ días laborales}}{1 \text{ mes}} = \frac{160 \text{ días laborales}}{1 \text{ año}}$$

$$\frac{128009.383 \text{ gramos}}{1 \text{ día}} * \frac{1 \text{ tonelada}}{1000000 \text{ gramos}} * \frac{160 \text{ días}}{1 \text{ año}} = \frac{20.4815 \text{ toneladas de CO}_2}{1 \text{ año}}$$

Con la implementación del bus eléctrico no se emitirían 20.4815 toneladas de CO₂ debido consumo de combustible diésel al ambiente. Este valor obtenido es únicamente para una unidad de transporte de 8m. Es decir que sustituyendo más unidades de buses y, dependiendo de este tamaño, las emisiones de CO₂ al ambiente se podrían reducir aún más, aportando directamente a la reducción de huella de carbono.

De la Tabla de análisis de demanda energética mostrado en la Tabla 2-1 se detalla que, por día, la carga representativa diaria proyectada para el abastecimiento de las baterías de los vehículos eléctricos es de 158.8 kWh. Tal como en el análisis anterior se consideró los 160 días laborables en un año educativo común lo que daría un total de 25408 kWh en este periodo de tiempo. Según el dimensionamiento realizado del sistema de captación previo al diseño de la interconexión, entre los meses de mayo y enero en los que se ha considerado este estudio, se proyectó una generación de 15583 kWh. Según este análisis se tendría un consumo de 9825 kWh directos de la red eléctrica. Según el factor de emisión de CO₂ del sistema nacional interconectado de Ecuador, en 2019 fue de 243 gramos de CO₂ por cada kWh. De esta manera se obtuvo una emisión de 2387.45 kg de CO₂ por la diferencia

de energía suministrada directamente por la red eléctrica. Además, se ha determinado que por la utilización de sistema de captación en su tiempo de vida útil es de aproximadamente 20 gramos de CO₂ por cada kWh. Con esta estimación, considerando los 15,583 kWh suministrados por el sistema de generación fotovoltaica para la alimentación de los vehículos eléctricos se obtuvo una emisión de aproximadamente 311.66 kg de dióxido de carbono. Del análisis anterior, las emisiones de CO₂ se resumen en la Tabla 3-13Tabla 3-12.

Tabla 3-13. Emisiones de CO₂

Descripción	KgCo₂-EQ
Red eléctrica	2387.5
Sistema de Captación	311.6
Disminución de consumo de diésel	-20481.5
Total	-17,782.4

La emisión de dióxido de carbono debido a la utilización de diésel es bastante considerable y se refleja directamente en la disminución de 17.782 toneladas de CO₂ directamente ligadas al cese de consumo de este tipo de combustible por parte de los buses internos de la universidad.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El proyecto desarrollado tuvo como objetivo principal realizar un diseño para la interconexión eléctrica a un sistema de generación fotovoltaico y centro de carga para vehículos eléctricos con el fin de fomentar un desarrollo sostenible con un enfoque económico y ecológico. El presente trabajo logró complementar la parte técnica del proyecto, haciendo uso de herramientas de medición y computacionales y también permitió ampliar el criterio de ahorro económico y reducción de emisión de dióxido de carbono por movilidad y consumo de electricidad.

Conclusiones

- Con el análisis de huella de carbono realizado y considerando tanto el consumo de electricidad como el de combustible se determinó que el reemplazo de un bus a diésel por un bus eléctrico disminuiría en un aproximado de 17 toneladas de dióxido de carbono provenientes del campus politécnico.
- Con el redimensionamiento del sistema se optó a que el sistema de generación fotovoltaica tenga una capacidad nominal de 45.9 kWp, teniendo ahora con un arreglo de 102 paneles solares distribuidos en 6 cadenas de 17 paneles conectados en serie para el suministro de energía eléctrica a la red del campus politécnico.
- La interconexión del sistema fotovoltaico a la red se redimensionó a la utilización de tres inversores trifásicos en paralelo de 15.330 kW conectados a un transformador trifásico de 50 kVA. Este arreglo inyecta energía eléctrica a la línea de 13.8 kV de ESPOL.
- Para la protección y control de las cadenas en paralelo del sistema fotovoltaico se utilizará un string box el cual cuenta con fusibles de protección de 1000 V-DC en cada entrada y un MODBUS RTU para la monitorización de corrientes y voltajes a través de un software.
- Considerando gastos directos de consumo correspondientes al bus eléctrico y scooters, por factores como consumo de gasolina y mantenimiento se

observó que el mayor ahorro significativo corresponde a la suspensión del empleo de buses a diésel, ascendiendo hasta \$ 7,668.38 USD anuales.

- En el análisis de viabilidad económica se realizó una comparación de la inversión inicial necesaria para la construcción del sistema de captación y la interconexión del sistema con la red de ESPOL la cual es de \$ 116,334.32 USD y se determinó que, con respecto al ahorro anual de \$ 7,668.28 USD tomaría 15 años la recuperación de este financiamiento inicial.
- Se realizaron las mediciones para la resistividad del terreno y se constató que al ser un suelo vegetal, llano y con humedad presenta valores bajos de resistividad y por ende, condiciones óptimas para la implementación de mallas de puestas a tierra asegurando salvaguardar los equipos eléctricos y personal humano en caso de una falla eléctrica.
- Por medio del software DIgSILENT PowerFactory se pudo diseñar la interconexión como un sistema de potencia simplificado y al realizar el flujo de carga a condiciones nominales y las características de los equipos eléctricos y conductores se pudo observar que no existe sobrecarga en el modelo planteado para la conexión con la red de media tensión del campus politécnico.

Recomendaciones

- Si en el futuro se desea aumentar la cantidad de buses eléctricos será necesario tener redimensionar la potencia de los transformadores, cambiar el calibre de los conductores y fusible de cada ramal por unos de mayor amperaje. Si la cantidad de buses que se va a aumentar es una cantidad mínima como 2 buses extras, se podría cargar un bus a la vez para evitar sobrecorriente y una gran inversión.
- Debido a que el sistema de generación fotovoltaico y el centro de carga de vehículos eléctricos se encuentran interconectados a la red de manera independiente, si se desea ampliar la capacidad de suministro de carga debido a la adición de más vehículos eléctricos se podrían instalar más sistemas de captación conectados con la red de manera que se inyecte parcialmente o en su totalidad la energía consumida por los vehículos eléctricos adicionales.
- Las pérdidas de eficiencia por obstrucción debido a la suciedad pueden ascender a un 8% en un arreglo fotovoltaico por lo que para optimizar la funcionalidad del sistema de captación se recomienda realizar limpieza a los paneles fotovoltaicos de unas cuatro veces por año, esta frecuencia podría aumentar si el sistema de captación es instalado en lugares con niveles altos de polvo.

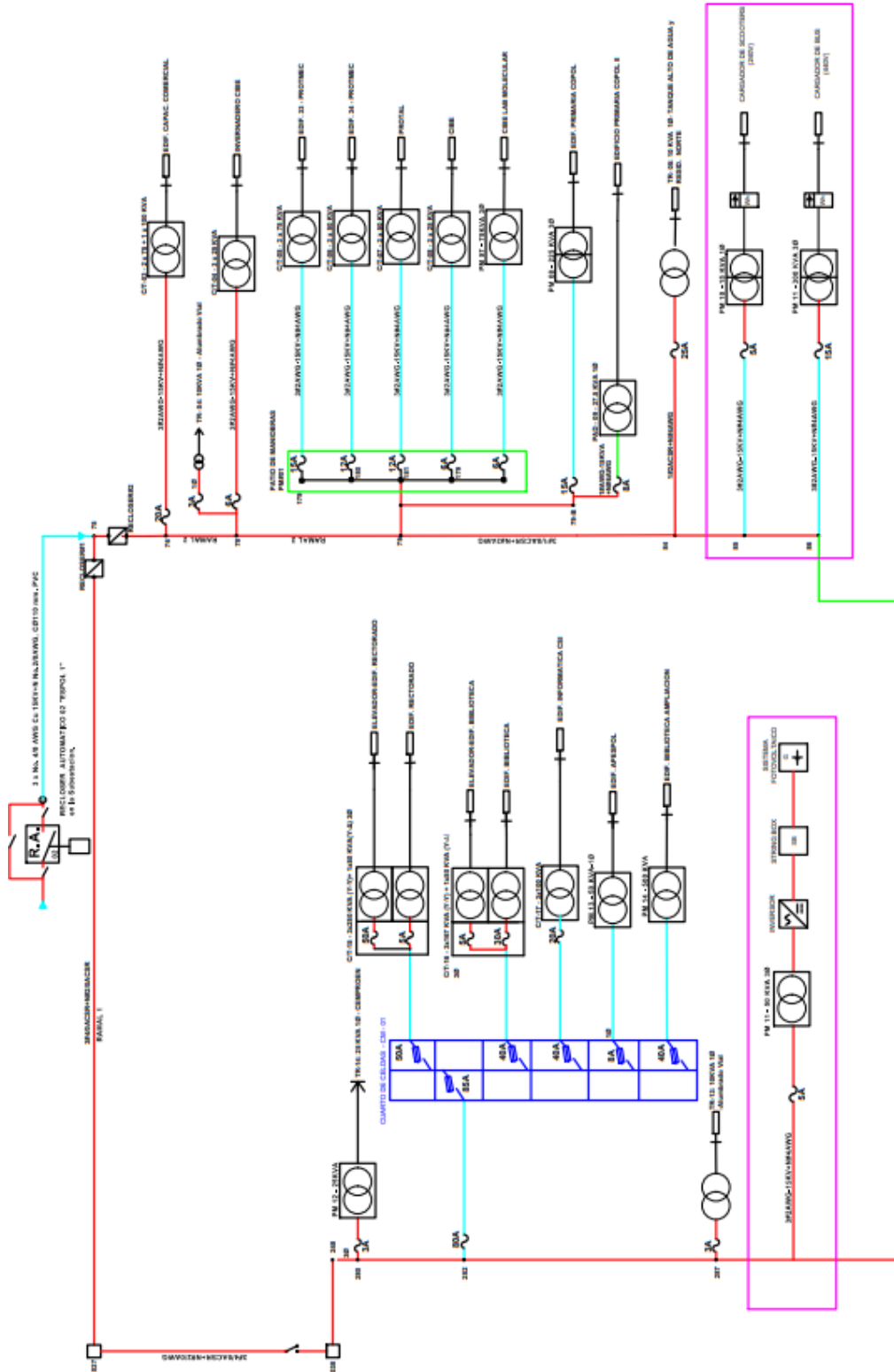
BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. R. Jorge Muñoz, «Incentivo a la generación distribuida,» Loja, 2017.
- [2] E. Estratégica, *Dos nuevas regulaciones despiertan expectativas para la generación distribuida en Ecuador*, Guayaquil, 2021.
- [3] R. Líderes, *La luz solar enciende esta idea*, Guayaquil, 2017.
- [4] M. Boxwell, *Solar Electricity Handbook*, Londres: Greenstream Publishing, 2019.
- [5] CONELEC, «REGULACIÓN No.CONELEC- 003/08,» Guayaquil, 2008.
- [6] V. G. A. Mitra Mirhosseini, «Interconnection of Large-Scale Photovoltaic Systems,» Sydney, 2013.
- [7] M. d. E. y. R. N. N. Renovables, «Recursos y Energía,» [En línea]. Available: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/central-hidroelectrica-coca-codo-sinclair/>.
- [8] Instituto ecuatoriano de normalización, *Conductores, alambres y cables para uso eléctrico*, Quito: INEN, 2010.
- [9] INEN, *Alambres de aluminio*, Quito: INEN, 2010.
- [10] Instituto Ecuatoriano de Normalización, *Materiales metálicos para uso eléctrico*, Quito: INEN, 2010.
- [11] Instituto Ecuatoriano de Normalización, *Alambres con aislamiento termoplástico*, Quito: Inen, 2010.
- [12] Instituto Ecuatoriano de Normalización, *Cables desnudos de aluminio para uso eléctrico*, Quito: INEN, 2010.
- [13] Servicio ecuatoriano de normalización, *Código eléctrico ecuatoriano*, Quito: ECP, 2010.
- [14] U. T. d. S. María, «Cargadores para buses eléctricos,» Santiago de Chile, 2019.
- [15] H. Cornejo, «Sistema solar fotovoltaico de conexión a la red en el Centro Materno Infantil de la Universidad de Piura,» Piura, 2013.
- [16] CTFE, «Factor de emisión de CO2 del Sistema de Interconectado,» Guayaquil, 2019.

APÉNDICES






APÉNDICE A

A. Diagrama unifilar simplificado de la red de ESPOL



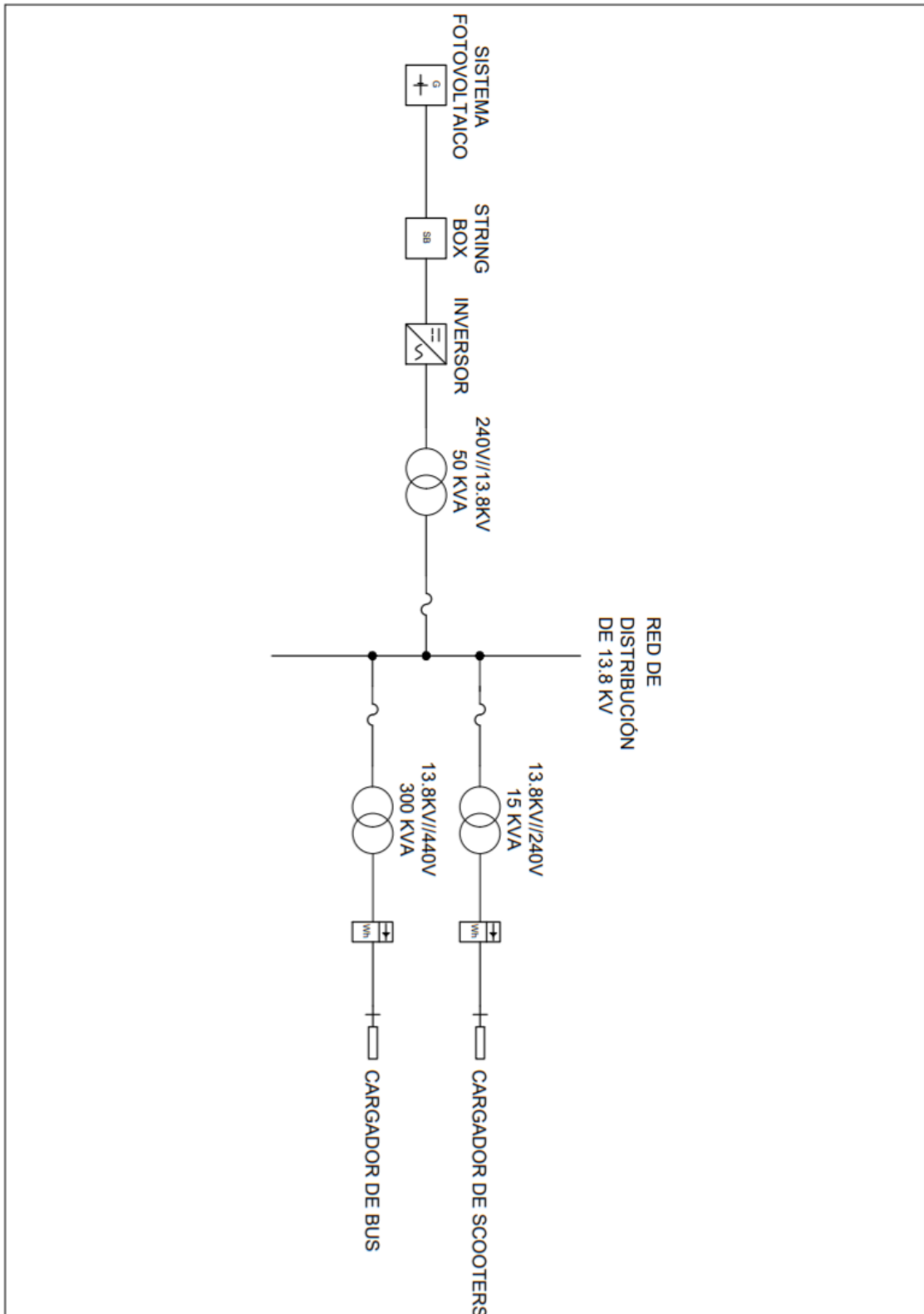
APÉNDICE B

B. Simbología utilizada en el diagrama unifilar

SIMBOLO	DESCRIPCION
	RECLOSER - 15 KV. - 630 A.
	LINEA AEREA 13200/7620 V, 3φ - 1φ
	LINEA SUBTERRANEA 15 KV
	TRANSFORMADOR 18-CSP EN POSTE
	CAJA FUSIBLE 15KV-100A.EN POSTE
	BANCO DE 3 TRANSFORMADORES EN CUARTO
	TRANSFORMADOR TIPO PADMOUNTED
	POSTE HORMIGON 18 Mts INDICA #
	POSTE HORMIGON 11 Mts INDICA #
	SECCIONADOR DE AIRE-3 POLOS 15 KV-600 A.
	FUSIBLE EN CELDA-MT
	BANCO DE CAPACITORES EN POSTE
	INDICA CALIBRE DE FUSIBLE, EJEMPLO: 3 AMPERIOS

APÉNDICE C

C. Diagrama unifilar simplificado de la interconexión



APÉNDICE D

D. Presupuesto desglosado

tem	Descripción	Unidad	Precio Unitario	Cantidad	Costo
1	Transformador trifásico 50 kVA (pad mounted), incluye conector elbow, elbow arrester, luz señalizadora y tapón aislado.	U	\$ 6.500,00	1	\$ 6.500,00
2	Transformador trifásico 300 kVA (pad mounted), incluye conector elbow, elbow arrester, luz señalizadora y tapón aislado.	U	\$ 8.000,00	1	\$ 8.000,00
3	Transformador monofásico 15 kVA (pad mounted), incluye conector elbow, elbow arrester, luz señalizadora y tapón aislado.	U	\$ 4.500,00	1	\$ 4.500,00
4	Disyuntor 3P-400A	m	\$ 383,95	1	\$ 383,95
5	Cable #2/0	m	\$ 11,50	60	\$ 690,00
6	Cable #1/0	m	\$ 8,95	60	\$ 537,00
7	Cable #2	m	\$ 5,60	30	\$ 168,00
8	Cable #4	m	\$ 3,60	60	\$ 216,00
9	Cable #6	m	\$ 2,30	90	\$ 207,00
10	Cable #8	m	\$ 1,58	150	\$ 237,00
11	Canle #10	m	\$ 0,85	120	\$ 102,00
12	Cable #14	m	\$ 0,36	30	\$ 10,80
13	Canle#12	m	\$ 0,62	30	\$ 18,60
14	Cable #2AWG-15kV	m	\$ 0,62	30	\$ 18,60
15	Cable #4 AWG-15kV	m	\$ 0,62	30	\$ 18,60
16	Disyuntor 3P-150A	U	\$ 117,86	1	\$ 117,86
17	Disyuntor 2P-20A	U	\$ 18,50	1	\$ 18,50
18	Disyuntor 2P-50A	U	\$ 34,72	1	\$ 34,72
19	Disyuntor 3P-30A	U	\$ 33,86	1	\$ 33,86
20	Sistema de puesta a tierra para transformadores Padmounted	U	\$ 318,50	3	\$ 955,50
21	Sistema de puesta a tierra para alimentadores secundarios	U	\$ 47,00	3	\$ 141,00
22	Sistema de puesta a tierra para tableros de medidores	U	\$ 24,30	3	\$ 72,90
23	Tablero tipo vitrina para medidor monofásico	U	\$ 570,78	1	\$ 570,78
24	Tablero tipo vitrina para medidor trifásico	U	\$ 790,00	2	\$ 1.580,00

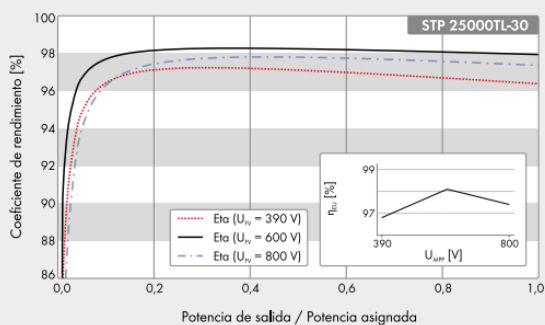
Ítem	Descripción	Unidad	Precio Unitario	Cantidad	Costo
25	Base de Hormigón Armado 210 Kg/cm2 para Transformador Monofasico Tipo Padmounted	U	\$ 209,75	1	\$ 209,75
26	Base de Hormigón Armado 210 Kg/cm2 para Transformador Trifásico Tipo Padmounted	U	\$ 379,85	2	\$ 759,70
27	Instalación de cables subterráneos y acometidas eléctricas	U	\$ 976,50	1	\$ 976,50
28	Codo fusible #2, 15 KV. Incluye BUSHING INSERT 15 KV 200 A, Luz Señalizadora de presencia de voltaje y cable # 10 AWG THHN para aterrizaje de conector elbow.	U	\$ 831,22	7	\$ 5.818,54
29	Caja de paso de hormigón armado 80x80x80 cm	U	\$ 248,79	6	\$ 1.492,74
30	Provisión e instalación de canalización con 6 tubos 110mm de pvc	m	\$ 36,24	38,24	\$ 1.385,82
31	Mano de obra	U			\$ 15.475,46
32	Logística e ingeniería	U			\$ 5.158,49
				Total	\$ 56.409,66

APÉNDICE E

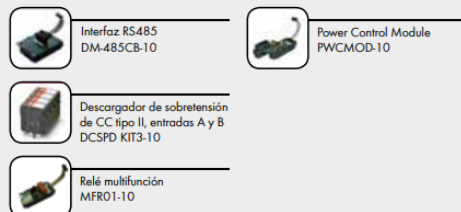
E. Ficha técnica inversor Sunny Tripower 15000 TL

Datos técnicos	Sunny Tripower 15000TL
Entrada (CC)	
Potencia máxima de CC (con $\cos \phi = 1$)/potencia asignada de CC	15330 W/15330 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	240 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3; B:3
Salida (CA)	
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	15000 W
Potencia máx. aparente de CA	15000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
Rango de tensión de CA	180 V a 280 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz/230 V
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	29 A/21,7 A
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable	1/0 inductivo a 0 capacitivo
THD	≤ 3%
Fases de inyección/conexión	3/3
Rendimiento	
Rendimiento máx./europeo	98,4%/98,0%
Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	●
Monitorización de toma a tierra/de red	● / ●
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II	○
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	● / ● / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II
Datos generales	
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	661/682/264 mm [26,0/26,9/10,4 in]
Peso	61 kg [134,48 lb]
Rango de temperatura de servicio	-25 °C a +60 °C [-13 °F a +140 °F]
Emisión sonora, típica	51 dB(A)
Autoconsumo nocturno	1 W
Topología/principio de refrigeración	Sin transformador/OptiCool
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100%
Equipamiento / función / accesorios	
Conexión de CC/CA	SUNCLIX/Borne de conexión por resorte
Pantalla	○
Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●
Relé multifunción/Power Control Module	○ / ○
OptiTrack Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7	● / ● / ●
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller	● / ●
Garantía: 5/10/15/20 años	● / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones previstos	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 0972-1, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3:2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014
* No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438	
Modelo comercial	STP 15000TL-30

Curva de rendimiento



Accesorios



APÉNDICE F

Ficha técnica panel solar AE Monocristalino 450W

TECHNICAL DATA

AE MC-144 Series 430W-450W

SPECIFICATIONS		AE430MC-144	AE435MC-144	AE440MC-144	AE445MC-144	AE450MC-144
Nominal Max. Power	P _{max} (Wp)	430	435	440	445	450
Maximum power voltage	V _{mp} (V)	40.6	40.8	41.0	41.2	41.4
Maximum power current	I _{mp} (A)	10.60	10.67	10.74	10.80	10.87
Open-circuit voltage	V _{oc} (V)	49.2	49.4	49.6	49.8	50.0
Short-circuit current	I _{sc} (A)	11.19	11.26	11.33	11.46	11.54
Module efficiency	(%)	19.78	20.01	20.24	20.47	20.70
Operating temperature	(°C)	-40 to +85				
Maximum system voltage DC	V (IEC)	1500				
Maximum series fuse rating	(A)	20				
Power tolerance	(%)	0 ~ + 5				
Temp. coefficients of P _{max}	(%/°C)	-0.370				
Temp. coefficients of V _{oc}	(%/°C)	-0.286				
Temp. coefficients of I _{sc}	(%/°C)	0.057				
Nom. Operating cell temp.(NOCT)	(°C)	45±2				

The electrical data apply to standard test conditions (STC): Irradiance of 1000 W/m² with spectrum AM 1.5 and a cell temperature of 25°C.

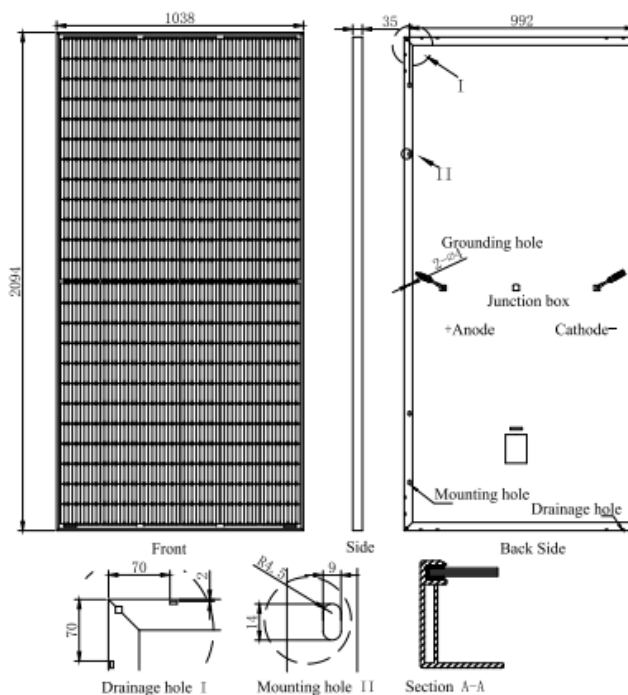
MATERIAL CHARACTERISTICS

Cell type	Mono-crystalline 166*83 mm
No. of cells	144 Cells (72 Full Cells)
Dimensions	2094 x 1038 x 35 mm
Weight	23 kg
Junction box	IP 68 rated (3 bypass diodes)
Output cable	1 x 4.0mm ² , 350 mm length or customised
Connector type	MC4 / MC4 compatible
Hail resistance	Max. Ø 25 mm, at 23 m/s
Wind load	2400 Pa / 244 kg/m ²
Mechanical load	5400 Pa / 550 kg/m ²

PACKAGING INFORMATION

Packing configuration	64 pcs / double pallet
Loading Capacity	704 pcs / 40HQ
Size / pallet (mm)	2125x1140x2415 mm
Weight	1596kg /double pallet

DIMENSIONS



CERTIFICATES



APÉNDICE G

Ficha técnica ninebot G30P Kick Scooter

Machine Parameters	Max. Speed	Approx. 18.6 mph (30 km/h) Approx. 15.5 mph (25 km/h)
	Typical Range :::	Approx. 40.4 miles (65 km)
	Max. Slope	Approx. 20%
	Traversable Terrain	asphalt/flat pavement: obstacles < 0.4 in (1cm): gaps <1.2 in (3 cm)
	Operating Temperature	14-104°F (-10-40°C)
	Storage Temperature	-4-122°F (-20-50°C)
	IP Rating	IPX5
	Duration of Charging	~6 h
Battery	Nominal Voltage	36 VDC
	Max. Charging Voltage	42 VDC
	Charging Temperature	32-104°F (0-40°C)
	Nominal Capacity	551 Wh
	Battery Management System	Over-heating, short circuit, over-current and over-charge protection
	Number Of Batteries	1
Motor	Nominal Power	350 W

APÉNDICE H

Ficha técnica bus eléctrico K9G

DIMENSIONES		K9G-S / K9G-I	
Largo		12540 mm	
Ancho		2550 mm	
Alto		3411 mm	
Distancia entre ejes		6150 mm	
Voladizo delantero [mm]		2700 mm	
Voladizo posterior [mm]		3690 mm	
Trocha eje delantero [mm]		2110 mm	
Trocha eje posterior [mm]		1904 mm	
Ángulo de aproximación		8.5°	
Ángulo de salida		8.5°	
Altura mínima al suelo [mm]		153 mm	
Radio de giro [mm]		≤ 12000 mm	

PESOS Y CAPACIDADES		K9G-S	K9G-I
Peso bruto vehicular [PBV] [kg]		19500 kg	19500 kg
Peso en vacío [kg]		13850 kg	14130 kg
Capacidad de carga [kg]		5650 kg	5370 kg
Economía de combustible [km/kWh]		0.93 km/kWh	
Capacidad de pasajeros, de pie y sentados [incluye chofer]		De pie: 49 Sentados: 31 + 1 chofer	De pie: 44 Sentados: 31 + 1 chofer
Área útil disponible para pasajeros de pie [m ²]		8 m ²	

TRANSMISIÓN		K9G-S / K9G-I	
Tipo		Motor en llanta sin caja de cambios	
Nº de marchas		3, Drive, Neutro y Retro	
Tracción		4x2 trasera	

CHASIS		K9G-S / K9G-I	
Tipo		Bús Urbano	
Categoría [clase]		M3 (Clase II)	
Combustible		Electricidad	
Tipo de motor		AC síncrono de imanes permanentes	
Familia y Modelo		BYD-2912TZ-XY-A	
Potencia máxima		150 kW x 2 (201 HP x 2)	
Torque		550 Nm x 2	
Autonomía		300 km	
Velocidad máxima [km/h]		80 km/h	

FRENOS		K9G-S / K9G-I	
DELANTEROS		DESCRIPCIÓN	
Marca		Knorr	
Tipo de Accionamiento		Freno de disco, freno neumático	
POSTERIORES		DESCRIPCIÓN	
Marca		Knorr	
Tipo de Accionamiento		Freno de disco, freno neumático	
DE ESTACIONAMIENTO		DESCRIPCIÓN	
Marca		Knorr	
Tipo de Accionamiento		Freno de resorte	

SISTEMAS ESPECIALES		K9G-S	K9G-I
Ascensor para silla de ruedas		NO	SÍ

BATERÍA		K9G-S	K9G-I
Tecnología LITIO-HIERRO-FOSFATO		324kWh de capacidad	