

# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

## **Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

Estudio técnico para el dimensionamiento de un sistema de generación distribuida fotovoltaica interconectado a la red para el suministro eléctrico de una agencia de CNEL EP ubicada en el cantón Naranjito.

### **PROYECTO INTEGRADOR**

Previo la obtención del Título de:

#### **Ingeniero en Electricidad**

Presentado por:

Robalino Salazar Ernesto Joel

Guerrero Gavilanes Evelyn Viviana

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2022

## **DEDICATORIA**

El presente proyecto integrador lo dedico a mis padres, Ernesto y Justina, por todo su amor, esfuerzo y paciencia durante todos estos años de estudio me han brindado su apoyo y motivación para cumplir esta meta, siempre con la bendición de Dios.

A mi abuelita Justina, la cual siempre ha estado pendiente en cada paso de mi vida, demostrándome todo su amor y confianza en mí.

A mi Tía Beatriz, por siempre tenerme presente en sus oraciones y brindándome consejos que me han ayudado a cumplir mis metas.

Finalmente, a mis mejores amigas Alexia y Katalina, las hermanas que me dio la universidad, por todo su apoyo y lindas palabras en momentos difíciles que me ayudaron a no rendirme y seguir adelante.

**Ernesto Joel Robalino Salazar**

Dedico este trabajo investigativo a:

Mis padres Victor y Mónica quienes con su apoyo, paciencia y esfuerzo me han acompañado a lo largo de este camino hasta verme cumplir mi sueño, inculcándome perseverancia y esfuerzo para tomar las adversidades y convertirlas en fortalezas sabiendo que Dios me protege siempre.

A mi hermana Carol por su cariño y respaldo incondicional durante todo este proceso, compartiendo conmigo mis victorias y ayudándome en mis tropiezos.

A mis tíos Margot y Francisco por sus oraciones, consejos y brindarme posada en su hogar que de una u otra forma me acompañaron en mis metas.

Finalmente, se la dedico a mis mejores amigas Vicky y Andrea por apoyarme a la distancia, extender palabras dulces en momentos difíciles y su amor brindado cada día, gracias mis mosqueteras siempre están en mi corazón.

**Evelyn Viviana Guerrero Gavilanes**

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi familia por darme todo su apoyo para completar mis estudios en una gran universidad y estar presente en cada momento.

A mis amigos que de alguna manera me dieron su apoyo en buenos y malos momentos a lo largo de estos años.

**Ernesto Joel Robalino Salazar**

A mi familia por haberme dado la oportunidad de formarme en una excelente universidad y darme apoyo durante toda esta etapa.

De especial manera a nuestro tutor de proyecto por la guía, no solo en la elaboración de este trabajo de titulación, sino a lo largo de mi carrera universitaria brindándonos apoyo en el desarrollo profesional.

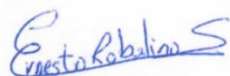
Además, a mi compañero de proyecto Ernesto por el compromiso y dedicación puestos en el trabajo para culminar esta etapa de nuestra vida profesional de la mejor manera.

**Evelyn Viviana Guerrero Gavilanes**

Un agradecimiento especial a la Unidad de Negocial Milagro CNEL EP y a los Ingenieros Edwin Serrano y Miguel León por la oportuna ayuda e información brindada a lo largo del proyecto.

## DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Ernesto Joel Robalino Salazar* y *Evelyn Viviana Guerrero Gavilanes* 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”



Ernesto Joel Robalino  
Salazar  
CC. 0950140749



Evelyn Viviana Guerrero  
Gavilanes  
CC.1725517104

# EVALUADORES

---

**MSc. Ángel Recalde**  
PROFESOR DE LA MATERIA



Firmado electrónicamente por:  
**MIGUEL ALBERTO  
TORRES RODRIGUEZ**

---

**PhD. Miguel Torres**  
PROFESOR TUTOR

## RESUMEN

En los últimos años se ha buscado producir electricidad a partir de energías renovables no convencionales con el fin de reducir la contaminación ambiental y mejorar la calidad del servicio eléctrico, siendo esta iniciativa abordada en el sector público sobre todo en empresas encargadas de la distribución y comercialización de la energía. El presente proyecto ofrece una propuesta de diseño de un sistema de generación distribuida fotovoltaico para cubrir la demanda de una agencia en construcción de CNEL EP UN Milagro. Se inicio recopilando información meteorológica del sector para conocer factores climáticos que influyan en el rendimiento del sistema, así como para saber la disponibilidad del recurso solar, posteriormente a través de técnicas de *machine learning* se realizó un procesamiento de datos los cuales fueron empleados en un algoritmo matemático de optimización para encontrar un dimensionamiento adecuado que cumpla con las necesidades técnicas requeridas en las instalaciones y minimice costos de diseño. Se obtuvo resultados para tres distintos escenarios de estudio con enfoques diferentes, los cuales favorecen al uso de la generación renovable como fuente alterna de producción de energía eléctrica. Por consiguiente, la aplicación de este tipo de tecnología favorece a la red ya que evita sobrecarga y pérdidas de energía, a su vez brinda un servicio versátil, autosustentable y eco amigable a los usuarios.

**Palabras Clave:** Generación distribuida fotovoltaica, energías renovables, Machine Learning, Modelo Óptimo, Autosustentable.

## **ABSTRACT**

*In recent years, efforts have been made to produce electricity from non-conventional renewable energies in order to reduce environmental pollution and improve the quality of electricity service, this initiative being approached in the public sector, especially in companies in charge of the distribution and commercialization of energy. This project offers a design proposal for a photovoltaic distributed generation system to supply the demand of a commercial agency under construction of CNEC EP UN Milagro. It began by collecting meteorological information from the location area of the PV system to know climatic factors that influence the performance of the system, as well as to know the availability of the solar resource, later, data processing was carried out using machine learning techniques that were used in a mathematical optimization algorithm, to find an adequate dimensioning that satisfies the technical needs required in the facilities and minimizes design costs. Results were obtained for three different study scenarios with different approaches, which favor the use of renewable generation as an alternative source of electricity production. Therefore, the application of this type of technology favors the network because it avoids overload and energy losses, while providing a versatile, self-sustaining, and eco-friendly service to users.*

**Keywords:** *Photovoltaic distributed generation, renewable energies, Machine Learning, Optimal Model, Self-sustaining.*



# ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES.....	I
RESUMEN.....	II
<i>ABSTRACT</i> .....	III
ÍNDICE GENERAL .....	IV
ABREVIATURAS.....	VII
SIMBOLOGÍA .....	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS .....	IX
ÍNDICE DE tablas.....	XI
CAPÍTULO 1.....	13
1. Introducción .....	13
1.1 Descripción del problema .....	14
1.2 Justificación del problema .....	14
1.3 Objetivos .....	16
1.3.1 Objetivo General .....	16
1.3.2 Objetivos Específicos.....	16
1.4 Estado del Arte.....	17
1.4.1 Avance de la Generación Distribuida.....	17
1.4.2 Generación Distribuida en Latinoamérica .....	18
1.4.3 Generación Distribuida en el Ecuador .....	19
1.5 Marco teórico.....	20
1.5.1 Radiación Solar terrestre .....	20
1.5.2 Sistemas de generación fotovoltaica conectados a la red .....	21
1.5.3 Planificación y Estrategias para inclusión de Generación Distribuida en redes de 13.8 kV y 69 kV .....	22
1.5.4 Marco regulatorio .....	23

1.5.5	Descripción del Proyecto .....	24
1.5.5.1	Ubicación .....	24
1.5.5.2	Descripción de instalaciones .....	25
1.5.5.3	Sistema Eléctrico Vigente .....	27
1.5.6	Técnicas de <i>Machine Learning</i> .....	27
1.5.6.1	K-Means .....	28
1.5.6.2	Gaussian Mixture Modeling (GMM) .....	28
1.5.7	PVsyst software .....	29
1.5.8	Modelos de Optimización .....	29
CAPÍTULO 2.....		30
2.	METODOLOGÍA .....	30
2.1	Recopilación de Información .....	31
2.1.1	Datos de Consumo de la Agencia actual en Naranjito .....	31
2.1.2	Diseño de las Instalaciones Eléctricas de la Agencia .....	33
2.1.3	Estimación de la Demanda Eléctrica .....	34
2.1.4	Datos del Recurso Solar .....	34
2.2	Clasificación e Identificación de representantes de datos solares .....	35
2.3	Curva característica de la demanda para Diciembre y Junio .....	44
2.4	Factor representativo de condiciones técnicas y ambientales para la generación solar	46
2.5	Características operativas y económicas del sistema fotovoltaico .....	48
2.5.1	Características técnicas de los elementos del sistema de generación fotovoltaico .....	49
2.5.2	Costos de implementación y operación .....	51
2.6	Costos para ingresar en el modelo de optimización .....	53
2.7	Formulación del Modelo de Optimización .....	55
2.7.1	Parámetros del diseño .....	56

2.7.2	Variables del sistema.....	57
2.7.3	Función objetivo.....	58
2.7.4	Restricciones .....	58
2.8	Diseño del sistema Fotovoltaico para la agencia en PVSyst.....	60
2.8.1	Ingreso de datos solares.....	60
2.8.2	Determinación de área disponible.....	62
2.8.3	Orientación e inclinación de paneles fotovoltaicos.....	63
2.8.4	Demanda de energía de la agencia nueva CNEL EP Naranjito.....	64
2.8.5	Selección de elementos del sistema de generación distribuida fotovoltaico	66
CAPÍTULO 3.....		69
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	69
3.1	Resultados de recopilación de información .....	69
3.1.1	Instalaciones eléctricas de la nueva agencia .....	69
3.1.2	Perfiles de la estimación de la demanda eléctrica .....	71
3.2	Resultados de los datos históricos de condiciones climáticas aplicando <i>Machine Learning</i> .....	72
3.3	Resultados del modelo de optimización en AMPL para el diseño óptimo del sistema de generación distribuida fotovoltaica .....	74
3.4	Resultados de simulaciones con el Programa PVSyst.....	78
3.5	Análisis de rentabilidad económica .....	81
CAPÍTULO 4.....		86
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	86
4.1	Conclusiones.....	86
4.2	Recomendaciones.....	88
BIBLIOGRAFÍA.....		89
APÉNDICES.....		94

## ABREVIATURAS

SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
CENACE	Operador Nacional de Electricidad
GMM	Modelo de Mezcla Gaussiana
AMPL	A Mathematical Programming Language
IEA	Agencia Internacional de la Energía
DPCA	Coalición de Poder de Distribución de América
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
GD	Generación Distribuida
ERNC	Energía Renovable no Convencional
SFVCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red
GAD´S	Gobiernos Autónomos Descentralizados
LCOE	Costo Nivelado de Energía
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
CONELC	Consejo Nacional de Electricidad
LOSPEE	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
ML	Machine Learning
NASA	Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio
DC	Corriente Directa
AC	Corriente Alterna
PV	Fotovoltaico
GDF	Generación Distribuida Fotovoltaica
BTU	Unidad Térmica Británica
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables
CNEL EP	Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad

## SIMBOLOGÍA

CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
kW	Kilovatios
MW	Megavatios
W	Vatios
W/m <sup>2</sup>	Irradiancia
kV	Kilovoltios
msnm	Metros sobre el nivel del mar
kVA	Kilovoltiamperios
μ	Vectores medios
Σ	Covarianza
kWh	Kilovatiohora
°C	Grados centígrados
mm/hora	Milímetro/hora
kWh/m <sup>2</sup> /día	Horas pico de sol
%/°C	Coeficiente de temperatura
A	Amperios
\$/kWh	Dólares/kilovatiohora
Glb	Global (unidad usada para facturar)

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Generación Distribuida Fotovoltaica en Latinoamérica, mayores representantes en generación solar. ....	18
Fuente: Creación de Viviana Guerrero y Ernesto Robalino datos tomados de [26]. ....	18
Figura 1.2.-Mapa de radiación solar del Ecuador. ....	21
Fuente: 2017 The World Bank, Solar resource data: Solargis. ....	21
Figura 1.3.-Sistema de Generación Fotovoltaica conectado a la red. ....	22
Figura 1.4.-Orden jerárquico de las ordenanzas, leyes, reglamentos y regulaciones que rigen la generación distribuida. ....	23
Figura 1.5.- Ubicación geográfica de la Agencia Naranjito (lugar de construcción). ....	25
Figura 1.6.- Distribución interna correspondiente a la planta baja y exteriores de la Agencia Naranjito. ....	25
Figura 1.7 Distribución interna correspondiente al Mezanine de la Agencia Naranjito. ....	26
Figura 2.1.- Diagrama de flujo con la Metodología para el diseño óptimo de la generación distribuida fotovoltaica ....	30
Figura 2.3 Demanda Eléctrica de cada panel de distribución de la Agencia. ....	34
Figura 2.4 Series de tiempo de Irradiancia, temperatura, precipitación y nubosidad pertenecientes a Enero 2021. ....	35
Figura 2.5 Método de Codo de Jambu para la selección óptimo del número de grupos. ....	36
Figura 2.6 Grafica de dispersión de Clústeres de Irradiación y Temperatura de enero 2021. ....	37
Figura 2.7 Distribución Gaussiana de Temperatura del aire para Enero 2021. ....	37
Figura 2.8 Irradiancia Horizontal Global con k-means y GMM. ....	40
Figura 2.9 Temperatura del aire con k-means y GMM. ....	41
Figura 2.10 Precipitación de Lluvia con k-means y GMM. ....	42
Figura 2.11 Nivel de Nubosidad con k-means y GMM ....	43
Figura 2.12 Curva de demanda de un día típico en diciembre. ....	45
Figura 2.13 Curva de demanda de un día típico en junio. ....	45
Figura 2.14 Diagrama de Flujo del Modelo de optimización del Sistema de Generación Distribuida ....	55
Figura 2.15 Ingreso de coordenadas en PVSyst para obtención de base de datos. ....	61

Figura 2.16 Datos históricos del clima en PVSyst (NASA). .....	61
Figura 2.17 Fachada frontal de la nueva Agencia CNEL EP Naranjito.....	62
Figura 2.18 Distribución de áreas de la nueva Agencia CNEL EP Naranjito.....	63
Figura 2.19 Configuración de orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos ....	64
Figura 2.20 Ingreso de perfil diario de demanda para época de Invierno (diciembre)...	65
Figura 2.21 Ingreso de perfil diario de demanda para época de Verano (junio). .....	65
Figura 2.22 Primera configuración del sistema para paneles de 550 W - Primer caso.	67
Figura 2.23 Segunda configuración del sistema para paneles de 415 W - Segundo caso.....	67
Figura 2.24 Tercera configuración del sistema para paneles de 415 W - Tercer caso..	68

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Datos del consumo energético del último año de la Agencial CNEL EP Naranjito actual.....	31
Tabla 2.2 Datos representativos de Irradiancia, temperatura, precipitación de lluvia y nubosidad obtenidos con el algoritmo de k-means.....	38
Tabla 2.3 Datos representativos de Irradiancia, temperatura, precipitación de lluvia e índice de claridad obtenidos con el algoritmo de Gaussian Mixture Models (GMM). ....	39
Tabla 2.4 Factor representativo de condiciones ambientales de cada mes. ....	47
Tabla 2.5 Especificaciones técnicas panel solar de 550 W .....	49
Tabla 2.6 Especificaciones técnicas panel solar de 535 W .....	49
Tabla 2.7 Especificaciones técnicas panel solar de 415 W .....	50
Tabla 2.8 Especificaciones técnicas del inversor monofásico. ....	50
Tabla 2.9 Especificaciones técnicas del inversor monofásico. ....	51
Tabla 2.10 Especificaciones técnicas del inversor trifásico. ....	51
Tabla 2.11 Costos de mano de obra y mantenimiento. ....	52
Tabla 2.2.12 Costos unitarios de elementos del sistema fotovoltaico. ....	53
Tabla 2.13 Número de paneles empleados para cada caso de estudio analizado en el proyecto.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla 3.1 Paneles de distribución planta baja y primer piso nueva agencia Naranjito. .	70
Tabla 3.2 Paneles de distribución de centrales de aire y tomacorrientes regulados. ....	70
Tabla 3.3 Resultados del modelo de optimización para los tres casos de estudio. ....	75
Tabla 3.4 Porcentaje de corte de energía para el escenario 1.....	76
Tabla 3.5 Porcentaje de corte de energía para el escenario 2 .....	77
Tabla 3.6 Porcentaje de corte de energía para el escenario 3. ....	77
Tabla 3.7 Cantidad de elementos y área total del diseño en PVSyst. ....	79
Tabla 3.8 Resultados del resumen de simulación en PVSyst para los escenarios de estudio.....	80



Tabla 3.9 Desglose de rubros para el escenario 1. ....	82
Tabla 3.10 Desglose de rubros para el escenario 2 .....	83
Tabla 3.11 Desglose de rubros para el escenario 3 .....	83
Tabla 3.12 Costos de instalación obtenidos de PVSyst. ....	84
Tabla 3.13 Valores de beneficio tributario y costo de energía fotovoltaica de vida útil para cada escenario. ....	85

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN

En Ecuador, la generación se constituye de grandes centrales hidroeléctricas y térmicas[1] [2], por causa de las considerables distancias los lugares lejanos a las fuentes no reciben energía de calidad afectando a la eficiencia del sistema eléctrico de potencia (SEP); con el fin de resguardar los recursos naturales y fomentar un respeto ambiental [3], se integra la producción de electricidad a pequeña escala a través de sistemas que se conecten a la líneas de distribución en zonas aledañas a las cargas o usuarios finales [4] [5], buscando una planificación sostenible del mercado eléctrico actual se ha implementado la generación distribuida para satisfacer una demanda pronosticada de manera módica y segura [6].

A lo largo de los últimos años los sistemas eléctricos de potencia han ido evolucionando, lo que le ha permitido ser más flexible, confiable y tener un mayor control en el operación de la energía, pero esto involucra implementar tecnología actualizada de mayor complejidad y grandes inversiones, como los sistemas fotovoltaicos [48]; por ello para lograr diseños apropiados y eficientes se emplean modelos de optimización en la toma de decisiones en cuestiones de costo/beneficio/producción con el objetivo de alcanzar una operación sostenible y segura.

El presente estudio técnico abarca una propuesta de diseño óptimo para un sistema de generación fotovoltaica interconectado a la red que proveerá energía a una agencia perteneciente a Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP con el fin de garantizar la operatividad y eficiencia para su consumo eléctrico, aprovechando al máximo el recurso solar disponible mediante algoritmos matemáticos de optimización y técnicas de *Machine Learning* para la comprensión de datos y parámetros creando un modelo de ventaja competitiva en el sector eléctrico no únicamente para CNEL EP, sino también como un referente para

industrias públicas y privadas que busquen implementar sistemas de autogeneración eficientes, responsables, sostenibles y rentables [7].

### **1.1 Descripción del problema**

La producción de electricidad tiene como finalidad cubrir las necesidades de consumo energético que diariamente demandan los distintos usuarios a nivel nacional [8], esto se ha ido llevando a cabo mediante sistemas de generación centralizados que emplean recursos convencionales algunos no renovables que acarrear un mayor impacto ambiental en los sectores donde se desarrollan dichos proyectos, en los últimos años se ha ido migrando a tecnología que garantiza la obtención de energía eléctrica mediante el uso de pequeñas fuentes cercanas al lugar de consumo [9]; buscando contribuir a la transformación energética sostenible se ha impulsado la implementación de sistemas de autogeneración que aprovechan el recurso solar como fuente principal pero que trabajen en conjunto con el sistema eléctrico actual, esto para reducir la huella ecológica, las emisiones de carbono y las pérdidas tanto en transmisión como distribución. Debido a esto instituciones como CNEL EP quieren fomentar la generación distribuida Fotovoltaica para suplir la demanda de sus agencias por lo cual es necesario realizar un estudio donde se evalúe variables como radiación, temperatura y otros factores ambientales reduciendo espacios de incertidumbre y arbitrariedad a la hora de realizar un modelo que permita de manera segura tomar decisiones con respecto al proceso de implementación del diseño así como del máximo aprovechamiento del recurso para cumplir con la necesidad de suministro eléctrico dentro de las zonas donde se implemente dicho sistema.

### **1.2 Justificación del problema**

El desarrollo tecnológico y el crecimiento industrial en los sectores productivos del país sigue avanzando cada día, lo cual conlleva a un incremento considerable en el consumo de electricidad hasta tal punto que las centrales eléctricas existentes no son capaces de abastecer el crecimiento de la demanda, según un artículo

publicado por el Ministerio de Energía y Minas en el 2021 el consumo de Electricidad aumentó un 8,13% con respecto al 2020 [10]; como una alternativa se tendría la construcción de nuevas centrales, líneas de transmisión, subestaciones, entre otros elementos imprescindibles para crear una red más grande, pero a su vez esto causa un sistema más costoso y menos eficiente debido a que aumentan las pérdidas por transmisión, el costo de energía a los usuarios y las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) siendo un gas causante del efecto invernadero que perjudica al medio ambiente [11]; por consiguiente, el país ha buscado nuevas alternativas de generación eléctrica que contribuyan a un desarrollo sostenible [12].

De acuerdo con estadísticas publicadas por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) [13], en Ecuador no existe una producción significativa de energía eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales como son la generación fotovoltaica, eólica, etc. Por ello, la empresa CNEL EP como un referente en la distribución y comercialización de la energía eléctrica a usuarios residenciales, comerciales e industriales, y considerando la Regulación 003/18 de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) que establece las condiciones de desarrollo, implementación y participación de sistemas de micro generación fotovoltaica para consumidores hasta 100 kW de capacidad instalada [14], planifica a futuro implementar en sus agencias tecnologías de autogeneración fomentando el uso de recursos renovables, específicamente la generación distribuida fotovoltaica, presentando beneficios técnicos, económicos y ambientales como: reducción de pérdidas en distribución debido a que la energía se genera en el mismo lugar del consumo, minimizar el costo del suministro eléctrico proveniente de la red, producción de energía limpia y asequible al no generar residuos contaminantes al medio ambiente.

Para optimizar el proceso de gestión e implementación de sistemas de energía solar fotovoltaica se acude a la aplicación de técnicas de aprendizaje automático o

*Machine Learning* que son de gran importancia para el manejo de atributos meteorológicos a partir de conjunto de datos no estructurados como irradiancia solar, temperatura, nubosidad, junto con otras variables climáticas con el objetivo de encontrar el mejor grupo de parámetros que represente todo el agrupamiento de datos y así obtener una comprensión más real del ambiente donde se ubicará el sistema de autogeneración [15], convirtiéndose en una ventaja profesional para el sector de micro generación eléctrica no solamente al optimizar el desempeño y eficiencia del sistema sino también por reducir costos en la implementación y mantenimiento.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Diseñar un sistema de generación distribuida fotovoltaico interconectado a la red como una alternativa de suministro eléctrico para la agencia CNEL Naranjito mediante el uso de técnicas de *Machine Learning* y modelos de optimización.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

1. Estimar la demanda eléctrica total de la agencia para el dimensionamiento de la capacidad de generación fotovoltaica requerida mediante el cálculo de carga.
2. Sistematizar la información obtenida de los recursos solares disponibles de la zona para la definición del modelo de optimización del sistema de generación fotovoltaica mediante técnicas de *K-Means* y *GMM* de *machine Learning*.
3. Realizar el diseño del sistema de generación fotovoltaica requerido para el abastecimiento de la demanda eléctrica de la agencia mediante la creación de un modelo de optimización en AMPL y basado en una evaluación técnica de los equipos disponibles en el mercado.

4. Analizar la rentabilidad del dimensionamiento del sistema de generación fotovoltaica contrastando un modelo que abarca el total de la demanda de la agencia frente a una demanda sectorizada.

## **1.4 Estado del Arte**

### **1.4.1 Avance de la Generación Distribuida**

Los sistemas de generación distribuida, que también son conocidos como sistemas de generación descentralizada se fueron desarrollando a partir de su contraparte, los sistemas centralizados [16]. Este concepto fue reintroducido como tal en la década de 1970, pero el término de generación distribuida fue acuñado hasta la década de 1990 [17].

En la actualidad no existe aún una conceptualización única y común, puesto que son muchos factores que afectan en su definición, como: conexión a red, límite de potencia, tecnologías empleadas, etc. Definiciones como la de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), la Coalición de Poder de Distribución de América (DPCA), el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) que se pueden revisar en las referencias [18][19][20][21]. Las mayores diferencias surgen sobre el tamaño o límite de potencia, aunque resalta siempre de generadores de menor escala a los convencionales. Por ello, se puede decir que: la generación distribuida es un sistema en el cual se ve involucrado todo tipo de recursos y tecnologías para la generación eléctrica, determinada a una pequeña o mediana capacidad, con la principal característica que se encuentra situado cerca a los centros de consumo y con la posibilidad de interactuar con la red eléctrica de una empresa distribuidora de energía eléctrica para efectos de compra y venta de energía [22].

El interés se enfoca en tecnologías de Generación Distribuida (eólica y solar) radica en el hecho que son renovables el cual su campo de desarrollo está en marcha, así lo evidencia diferentes estudios de mercado a nivel mundial [23]. Precisamente, los primeros avances de formas de generación distribuida en este nuevo milenio se han llevado a cabo del desarrollo de energías renovables teniendo un gran aporte

con el compromiso de preservar el medio ambiente, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y el consumo de combustibles fósiles [16].

#### 1.4.2 Generación Distribuida en Latinoamérica

En la producción de energía eléctrica de la región Latinoamericana se contempla el uso de los recursos hídricos disponibles [24][25], lo cual origina que la capacidad instalada de este tipo de tecnología supere a las que involucran energías renovables no convencionales o ERNC; el desarrollo de la generación distribuida permanece en notable ascenso en el territorio pero enfrenta desafíos técnicos y limitaciones financieras que se transforman en obstáculos desde su fase de planificación hasta su implementación [24] [26].

En la región sudamericana como se muestra en la Figura 1.1 se tiene una producción de 23.3033 MW en el 2020 siendo Brasil quien lidera la generación solar y Argentina entre las naciones más recientes en apegarse a la generación distribuida. [26].

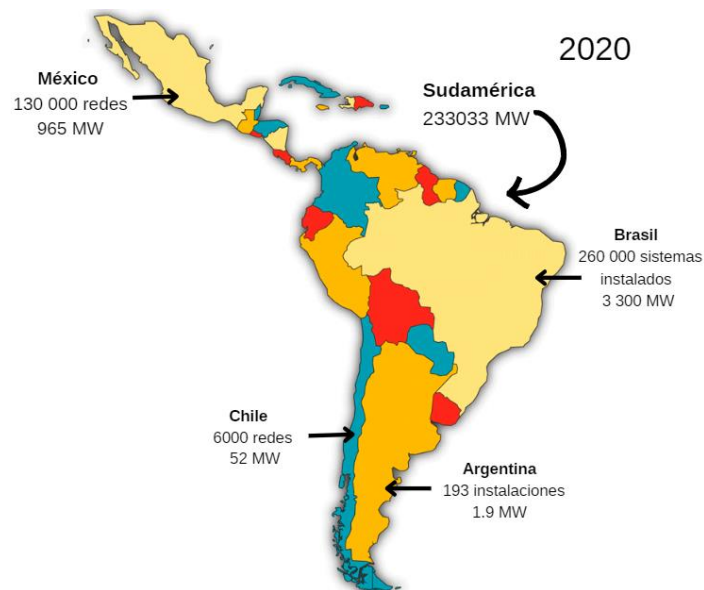


Figura 1.1 Generación Distribuida Fotovoltaica en Latinoamérica, mayores representantes en generación solar.  
Fuente: Creación de Viviana Guerrero y Ernesto Robalino datos tomados de [26].

Cabe señalar que cada país tiene una estructura particular que le faculta incorporar estas tecnologías bajo las características de su mercado energético, de la apertura a la competencia, la sostenibilidad y la solidez de los sistemas [24] dichas

regulaciones encaminan a las naciones hacia una autosuficiencia energética empleando espacios existentes en sus inmediaciones, donde usuarios residenciales, comerciales e industriales, así como entidades públicas y privadas satisfagan sus necesidades eléctricas mediante óptimos sistemas de generación distribuida fotovoltaica fortaleciendo la red eléctrica a la que están conectados; por ejemplo universidades en Brasil han colocado en sus campus sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica (SFVCR) integrados en los techos de sus edificios [27] cuyos resultados son evaluados mediante parámetros como productividad, calidad y rendimiento confirmando en ambos casos que este tipo de tecnología es una forma prometedora de producir electricidad en el medio urbano [28].

### **1.4.3 Generación Distribuida en el Ecuador**

El alto nivel de energía solar en el Ecuador permite que proyectos que se asocien con la aplicación técnica de generación distribuida fotovoltaica conectada a la red de baja tensión puedan ser altamente empleados a nivel nacional [29][30], logrando integrar fuentes renovables entre servicios energéticos y entidades conexas a la elaboración de bienes, porque sirven de respaldo ante cortes imprevistos de energía en la red pública incrementando la calidad, eficacia y reduciendo las pérdidas en el servicio [31].

La potencia efectiva instalada del país es de 8.080,39 MW donde solo el 64,9% corresponde a energías renovables donde el 96,9% concierne a la fuente hidráulica y solo un 3,1% representa energía solar, eólica y biomasa [32] se ha planteado en los últimos años disponer de las importantes reservas renovables no convencionales donde la producción fotovoltaica es una alternativa que aporta energía limpia y reduce el pico de demanda vespertino en las compañías distribuidoras mediante microrredes de entre 1 W hasta 5 kW [1][2].

Con base a esto el marco regulatorio actual ha facilitado que se introduzca diferentes fuentes de generación renovable sobre todo la fotovoltaica, en lugares



patrimoniales, gubernamentales e incluso en los mismos predios de las distribuidoras de electricidad [3] por ejemplo, en Quito y Cuenca sus empresas distribuidoras han implementado paneles solares en las cubiertas de sus edificaciones reduciendo el uso del suministro comercial que proviene de la red, se determinó mediante un análisis técnico cuanto será la demanda en base a los planos arquitectónicos de los inmuebles y los mapas de radiación solar [4] del mismo modo se aplica en GAD's parroquiales rurales para precautelar el normal funcionamiento de procesos internos con beneficios tanto económicos como sociales [30]. Además, se aceptó mecanismos que promuevan la energía solar competitiva frente a plantas térmicas basada en el indicador de paridad de *Levelized Cost of Energy* (LCOE) cuya producción según la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) es de 23,59 MW que se distribuye en 24 centrales fotovoltaicas ubicadas a lo largo de la Sierra y Costa ecuatoriana.

## 1.5 Marco teórico

### 1.5.1 Radiación Solar terrestre

Es un fenómeno físico provocado por la emisión de energía por parte del Sol en forma de radiaciones electromagnéticas. Estas radiaciones son cuantificadas en unidades de irradiación  $W/m^2$  que refleja su potencia por unidad de superficie [5]. Se estima que solo el 50% de la radiación solar lograr alcanzar la superficie terrestre, donde el 24% de la radiación llega directamente, el 21% no llega directamente y el 29% se pierda en el espacio [6][33].

En la parte superior de la atmosfera recibe una cantidad de  $1.367 W/m^2$  de energía solar, conocido también como parámetro de insolación o constante solar, y se manifiesta de 3 formas diferentes [34]:

- Radiación directa: Es el tipo de radiación que índice de forma directa del sol.
- Radiación difusa: Es el tipo de radiación dispersada por agentes atmosféricos y terrestres.

- Radiación reflejada o albedo: Es el tipo de radiación que es reflejada por el suelo u objetos cercanos.

La radiación directa es la mayor y la más importante en el diseño de un sistema de generación fotovoltaica. Ecuador es uno de los países de la región que cuenta con la mayor cantidad de radiación solar, solo siendo superado por Chile [6], como se observa en la Figura 1.2.

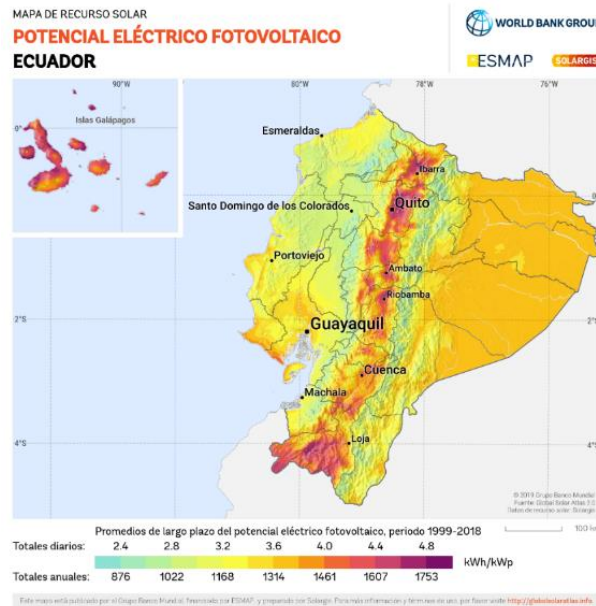


Figura 1.2.-Mapa de radiación solar del Ecuador.  
Fuente: 2017 The World Bank, Solar resource data: Solargis.

### 1.5.2 Sistemas de generación fotovoltaica conectados a la red

El sistema de generación fotovoltaica está conectado a la red eléctrica pública y es el encargado de suministrar la demanda total o sectorizada de acuerdo con la necesidad del usuario, donde el sistema fotovoltaico utiliza la red eléctrica pública para completar el suministro de la demanda o en su caso inyecta a la red el exceso de energía generada [4].

En Ecuador, este tipo de sistema más utilizado a nivel residencial y comercial. Actualmente, la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables tiene vigentes sus regulaciones ARCONEL 003/18 y ARCERNNR 001/21 para evitar inconvenientes técnicos tanto para usuarios residenciales y

comerciales como para empresas distribuidoras, en la sección 1.5.4 se explicará con mayor detalle el marco regulatorio.

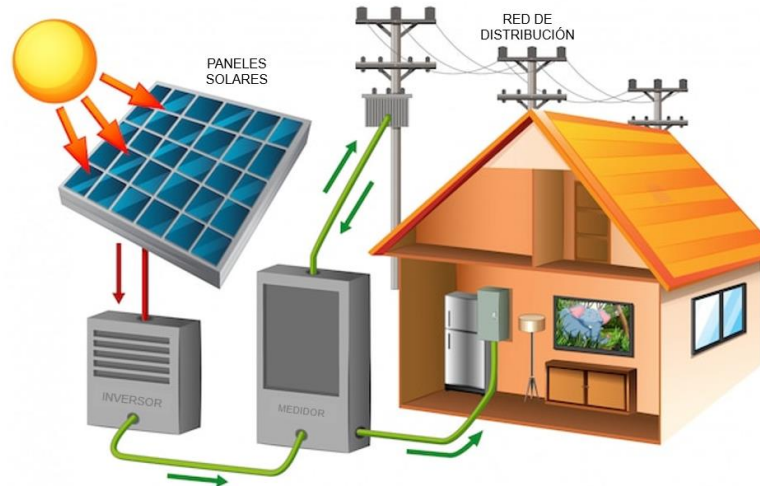


Figura 1.3.-Sistema de Generación Fotovoltaica conectado a la red.

### 1.5.3 Planificación y Estrategias para inclusión de Generación Distribuida en redes de 13.8 kV y 69 kV

La generación distribuida en redes de baja tensión y de subtransmisión debe ser planeada determinando las mejores condiciones técnicas y económicas, es importante el desarrollo de mecanismos de proyección que aborden el nivel de incertidumbre que se asocia con la introducción de este tipo de generación acoplada a la red pública; se toma decisiones actualmente en factores como impacto ambiental, reducción de pérdidas, precio de la energía y emisiones de CO<sub>2</sub> con el objetivo de obtener un sistema eléctrico sostenible [35].

En distintos países del continente americano los modelos de planificación para la expansión de la red de distribución incluyen la generación distribuida, los impactos de este sistema tienen su mayor afectación en la empresa distribuidora de energía, es preciso señalar que los operadores de red disponen de información suficiente sobre sus características y disponibilidad para la inserción de GD [36], se define de acuerdo a la zona potencial para la ejecución de GD y las demandas energéticas del consumidor donde se nota aspectos como la identificación de zonas factibles

para su implementación, determinación de requerimientos energéticos de la zona y la posibilidad de maniobrar este tipo de tecnología conservando la confiabilidad del sistema. De acuerdo con esto la planificación en el Ecuador debe regirse a los siguientes criterios establecidos en el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) desde el 2015 que son seguridad, confiabilidad, calidad, niveles de pérdidas adecuados y política energética de distribución.

#### 1.5.4 Marco regulatorio

En el sistema eléctrico ecuatoriano como complemento a la generación centralizada se implementó la generación distribuida cambiando el paradigma hacia una alternativa sustentable, cuya ejecución requiere de marcos jurídicos, técnicos y económicos adecuados para su próspero desarrollo [37]. Específicamente en conexión con el marco legal vigente de la generación distribuida predominan las ordenanzas, leyes, reglamentos y regulaciones presentadas en la Figura 1.4 siendo las más significativas las regulaciones que se detallan a continuación.



Figura 1.4.-Orden jerárquico de las ordenanzas, leyes, reglamentos y regulaciones que rigen la generación distribuida.

#### Regulación Nro. ARCONEL 003/18

Esta regulación dentro del marco normativo establece la participación de la generación distribuida y tiene como finalidad fijar las circunstancias para el

desarrollo, implementación y participación de consumidores que cuenten con generación fotovoltaica de hasta 100 kW, instaladas en la edificación que estén dentro del pliego tarifario de bajo o medio voltaje [14].

### **Regulación Nro. ARCERNNR 001/21**

En el año 2021 en el mes de abril se aprobó la presente regulación que estipula que la generación distribuida dentro del Marco Normativo para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica, que tiene como propósito establecer las disposiciones para el proceso de habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida basadas en fuentes renovables para el autoabastecimiento de consumidores regulados [32].

#### **1.5.5 Descripción del Proyecto**

La Unidad de Negocio Milagro correspondiente a la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP ha planificado implementar el uso de energías renovables no convencionales como fuente de generación dentro de sus inmediaciones, debido es ello se desarrolla un sistema fotovoltaico óptimo con y sin respaldo de almacenamiento de energía para satisfacer la demanda de su nueva agencia en Naranjito tomando en consideración si abastecerá la demanda completa del predio o solo de manera centralizada.

##### **1.5.5.1 Ubicación**

La nueva agencia será construida en el Cantón Naranjito perteneciente a la Provincia del Guayas, se ubicará en las coordenadas  $-2.168982^{\circ}\text{S}$ ,  $79.463760^{\circ}\text{W}$  zona 17M a 31 msnm, sobre la Avenida 5 de Octubre entre Avenida 9 de Octubre y calle Pichincha, donde actualmente se encuentra el lugar llamado el “Mall de las papas”, como se muestra en la Figura 1.5.

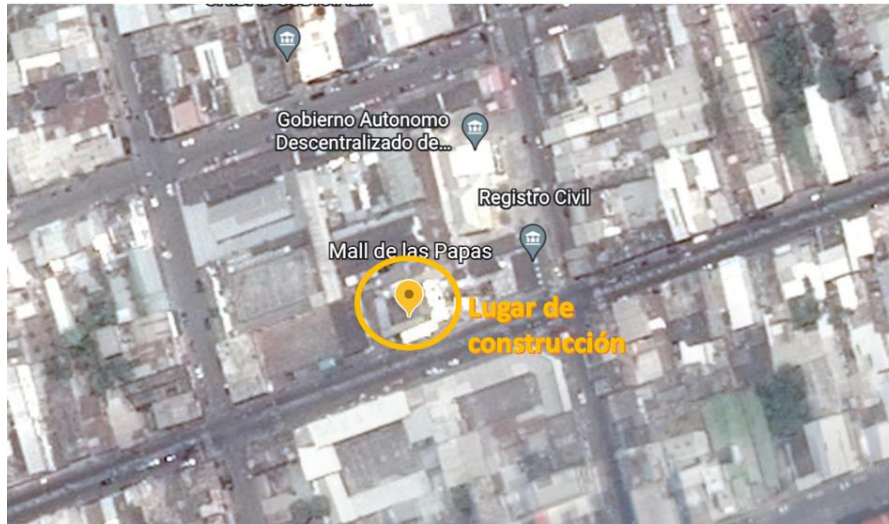


Figura 1.5.- Ubicación geográfica de la Agencia Naranjito (lugar de construcción).

### 1.5.5.2 Descripción de instalaciones

Se detalla a continuación las áreas correspondientes dentro de la agencia para la cual se implementará el diseño de generación distribuida fotovoltaica del presente proyecto. En la Figura 1.6 y Figura 1.7 se muestra la distribución interna de la planta baja, mezanine y exteriores de la agencia en construcción.

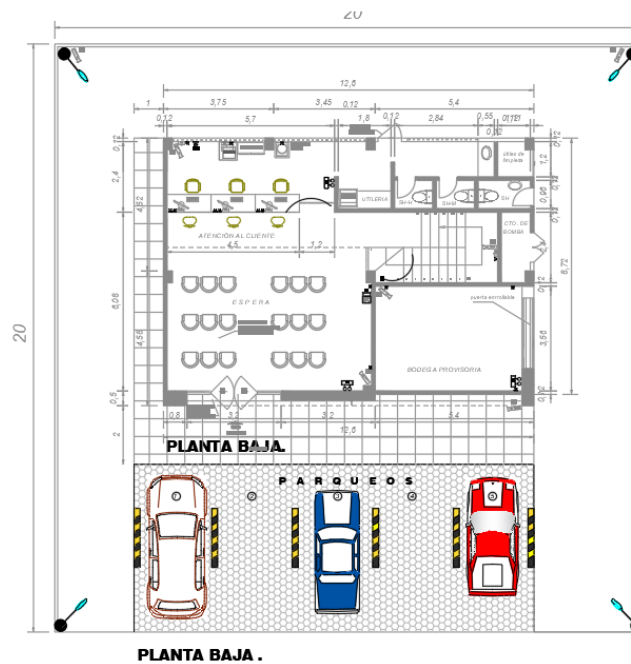


Figura 1.6.- Distribución interna correspondiente a la planta baja y exteriores de la Agencia Naranjito.

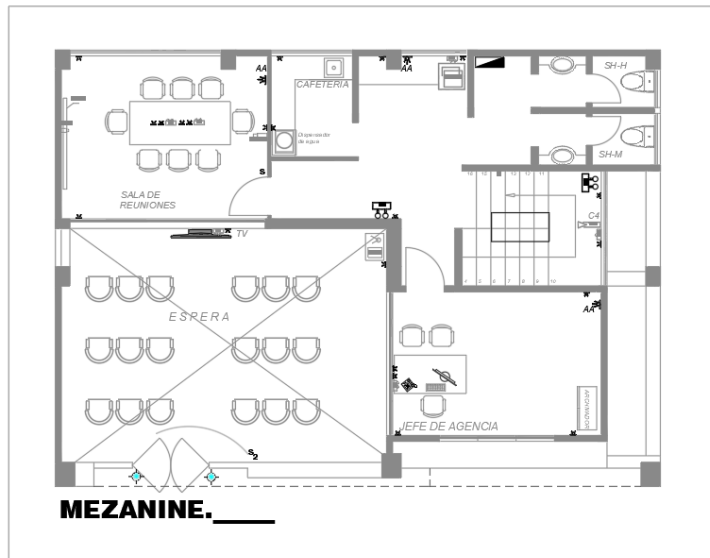


Figura 1.7 Distribución interna correspondiente al Mezanine de la Agencia Naranjito.

La planta baja está constituida de la siguiente manera:

- Sala de espera
- Área de Servicio al cliente
- Cuarto de utilería
- Baños
- Escalera
- Bodega provisoria
- Cuarto de bomba

El exterior posee área de parqueos y un patio de entrada de vehículo y contará con servicio eléctrico de iluminación conectado a la generación distribuida.

La planta de Mezanine está constituida de la siguiente manera:

- Sala de Reuniones
- Oficina de Jefe de Agencia
- Cafetería
- Baños

### **1.5.5.3 Sistema Eléctrico Vigente**

El sistema eléctrico de la nueva Agencia CNEL Naranjito va a contar con una alimentación desde la subestación Roberto Astudillo de 69/13,8 kV perteneciente a la concesión de CNEL EP Milagro, mediante el alimentador C - DMLA051 (Naranjito - Naranjito 2) de 13,8 kV que energizará un transformador trifásico de 25 kVA.

En el Apéndice D, se identifica 4 circuitos principales correspondientes a un tablero de distribución cada uno, el primero corresponde a circuitos de iluminación y tomacorrientes de 120 V en la planta baja y exteriores, el segundo corresponde a iluminación y tomacorrientes de 120 V de la planta de Mezanine, el tercero pertenece a las cargas mayores como las centrales de aire y aire acondicionados convencionales, y el último circuito, corresponde a las cargas especiales de los tomacorrientes regulados que parten del UPS ubicado en el cuarto de Rack.

La planilla de circuitos derivados y el cálculo de la demanda de la Agencia que son necesarios para estimar la demanda a suplir se detallan en la primera parte del Capítulo 2 correspondiente a la metodología.

### **1.5.6 Técnicas de Machine Learning**

Las técnicas de *Machine Learning* (ML) abarcan una amplia gama de temas interdisciplinarios, que intenta encontrar una relación entre los datos de entrada y salida [38]. Para el diseño óptimo se requiere obtener meses representativos del conjunto de datos solares y las técnicas que destacan son de clasificación, regresión y agrupamiento. Algunos algoritmos utilizados en las técnicas de agrupamiento son: *K-Means*, *Gaussian Mixture Modeling (GMM)*, *Neural Networks* [39].



### **1.5.6.1 K-Means**

El algoritmo K-Means de ML explora un número previamente planificado de grupos de un conjunto de datos desordenados (sin etiquetar), con el fin de obtener un grupo optimizado de datos [40].

El modelo de *Clustering* se base en dos interpretaciones:

- En primer lugar, el centro del conglomerado es la media aritmética (AM) de todos los puntos de datos asociados con el conglomerado.
- En segundo lugar, cada punto es adjunto a su centro de agrupación en comparación con otros centros de agrupación.

Es decir, el algoritmo de *K-Means* se refiere a encontrar el promedio de los datos, su objetivo es identificar “k” número de centroides para asignar cada punto de datos al grupo más cercano [41], permitiendo agrupar los datos en varios grupos al detectar las distintas categorías de grupos en los conjuntos de datos [40].

### **1.5.6.2 Gaussian Mixture Modeling (GMM)**

El *GMM* son una generalización de las distribuciones gaussianas y se pueden usar para representar cualquier conjunto de datos que se pueda agrupar en múltiples distribuciones gaussianas, también se pueden usar para estimar la probabilidad de que un nuevo punto de datos pertenezca a cada grupo [42].

Este modelo consta de dos partes: vectores medios ( $\mu$ ) y matrices de covarianza ( $\Sigma$ ) [42][43].

Los pasos para usar la técnica de *GMM* de ML son los siguientes [42]:

- Determinar una matriz de covarianza que defina cómo se relaciona cada gaussiana entre sí.
- Determinar el número de gaussianos en cada grupo define cuántos clústeres hay.

- Seleccionar los hiperparámetros que definen cómo separar de manera óptima los datos utilizando modelos de mezcla gaussiana.

### **1.5.7 PVsyst software**

PVsyst [44], es una herramienta que sirve para realizar diseños de instalaciones fotovoltaicas aisladas o conectadas a la red, permitiendo el estudio, la simulación y análisis de datos completos de los sistemas de generación fotovoltaicos. Este *software* permite dimensionar el tamaño de las instalaciones considerando la radiación solar que recibe en función a su ubicación. Aparte de realizar análisis técnicos del dimensionamiento del sistema fotovoltaico, también permite el análisis económico usando costos reales de los elementos y dispositivos de la instalación, costos adicionales y condiciones de inversión, en cualquier moneda.

### **1.5.8 Modelos de Optimización**

Con la introducción de generación distribuida en la expansión de la red eléctrica pública se ha buscado implementar algoritmos y programas de optimización estocásticos o probabilísticos para el diseño de estos sistemas, que evalúan el riesgo considerando la incertidumbre y aleatoriedad de las fuentes para obtener una mayor precisión en la búsqueda de la solución [45][35].

Dentro de la planificación de la GD es crucial determinar una localización adecuada para que mejore el desempeño del sistema de potencia, por lo cual se ha propuesto técnicas como la de Abdelaziz y colaboradores, quienes diseñaron un algoritmo para ajustar la generación distribuida apoyada en fuentes renovables en redes desbalanceadas incluyendo estándares probabilísticos de carga para generación solar y eólica estableciendo la locación óptima de la generación en el sistema de distribución disminuyendo considerablemente las pérdidas anuales de energía [46].

# CAPÍTULO 2

## 2. METODOLOGÍA

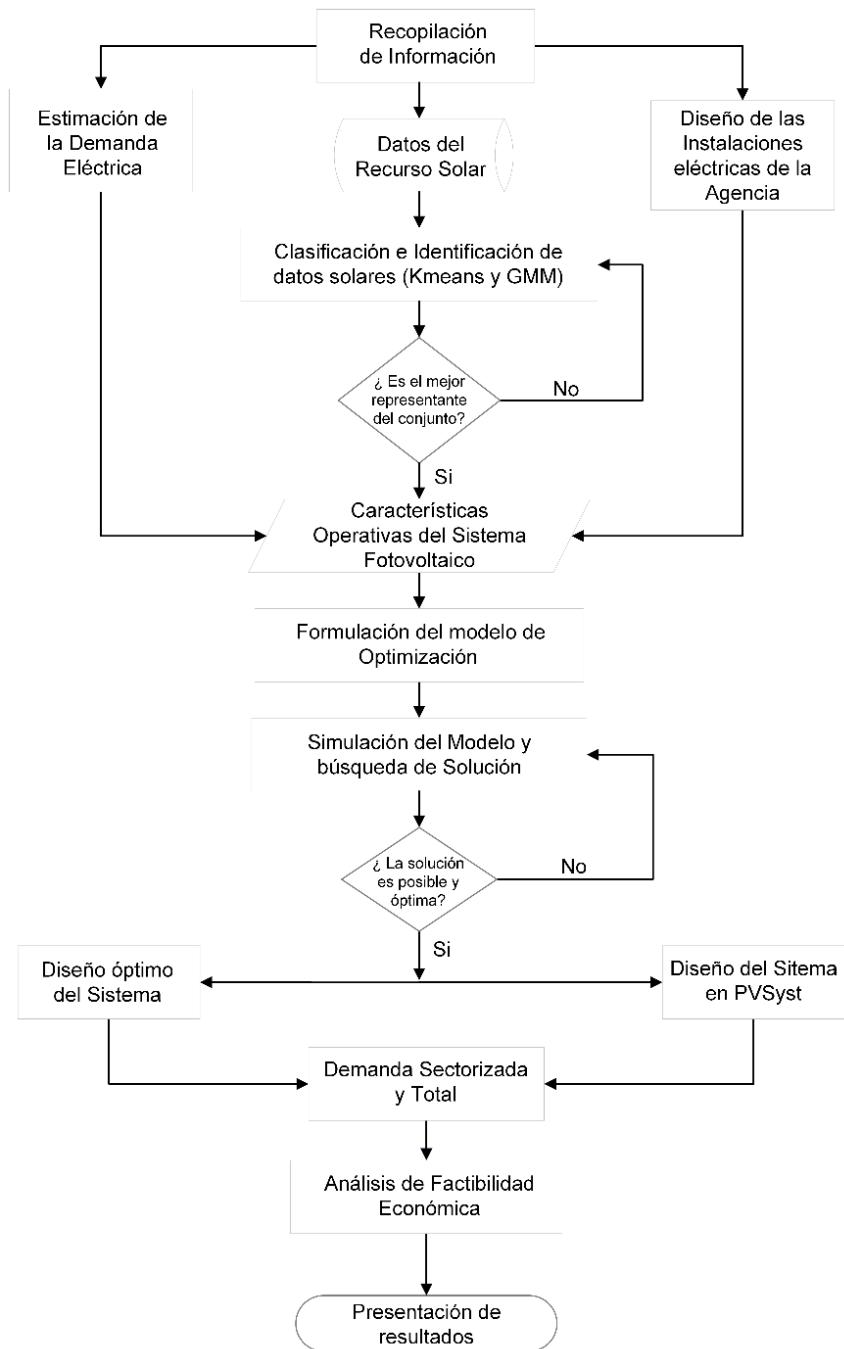


Figura 2.1.- Diagrama de flujo con la Metodología para el diseño óptimo de la generación distribuida fotovoltaica.

En el presente capítulo se explica y detalla el proceso a seguir para obtener el diseño óptimo de la generación distribuida fotovoltaica conectada a la red para la Agencia de CNEL EP perteneciente al cantón Naranjito, en el diagrama de flujo *Figura 2.1*, se indica la metodología a emplearse en el proyecto.

## **2.1 Recopilación de Información**

Para empezar a desarrollar la metodología del proyecto que nos llevará a obtener un diseño óptimo de generación distribuida fotovoltaica, se obtuvo la información sobre el consumo energético actual de la agencia que está operando, posterior se realizó el plano de las instalaciones eléctricas de la agencia repotenciada, se determinó su demanda aproximada y se recopiló información meteorológica concerniente al lugar geográfico donde se construirá la Agencia, dentro del cual se efectuará el estudio con la finalidad de conocer datos climáticos que nos permitan alcanzar resultados fiables tomando como base la irradiancia, temperatura, precipitación y nubosidad de la zona para modelar un sistema favorable y funcional que cumpla con los requerimientos energéticos establecidos.

### **2.1.1 Datos de Consumo de la Agencia actual en Naranjito**

*Para realizar una estimación correcta de la demanda de la agencia comercial que será repotenciada, se solicitó las lecturas del consumo energético del medidor de la actual agencia que se encuentra operando. Los datos que se muestran en la*

Tabla 2.1 fueron proporcionados por el departamento de facturación y comercialización de CNEL UN Milagro que está a cargo de la concesión mediante un convenio establecido entre la entidad y la Escuela Superior Politécnica del Litoral. [47]

*Tabla 2.1 Datos del consumo energético del último año de la Agencia CNEL EP Naranjito actual.*

Año	Meses	Lectura Anterior (kWh)	Lectura Actual (kWh)	Consumo energético (kWh)
2022	Julio	22068	22413	345
2022	Junio	21708	22068	360
2022	Mayo	21320	21708	388
2022	Abril	20928	21320	392
2022	Marzo	20582	20928	346
2022	Febrero	20224	20582	358
2022	Enero	19875	20224	349
2021	Diciembre	19519	19875	356
2021	Noviembre	19196	19519	323
2021	Octubre	18879	19196	317
2021	Septiembre	18563	18879	316
2021	Agosto	18203	18563	360
2021	Julio	17891	18203	312

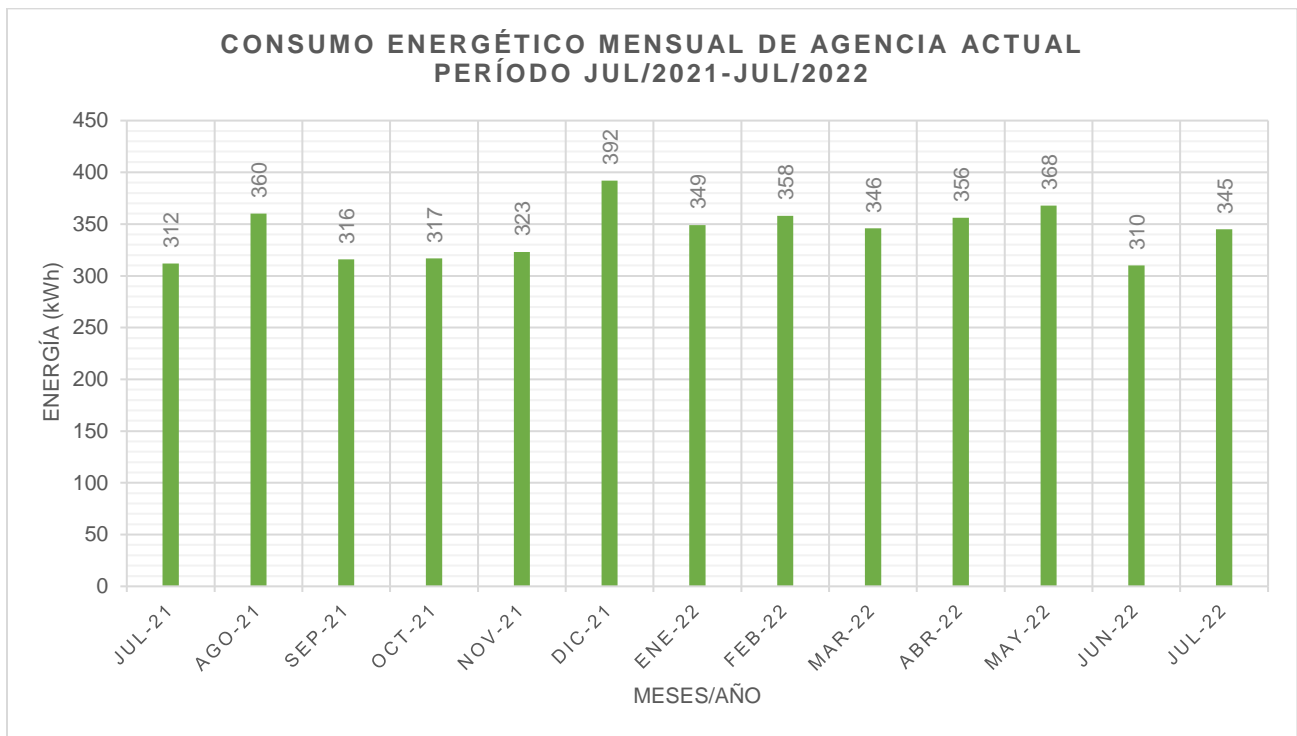


Figura 2.2 Consumo Energético de la Agencia comercial actual desde Julio/2021 hasta Julio/2022.

En la Figura 2.2 se muestra por medio de un gráfico de barras el consumo energético mensual del último año comprendido en el periodo de julio del 2021 hasta

julio del 2022, mostrando un consumo promedio de energía mensual de 347,85 kWh; se los emplea para obtener una tendencia de consumo de la estimación de demanda de la agencia comercial que será repotenciada.

### **2.1.2 Diseño de las Instalaciones Eléctricas de la Agencia**

Los planos arquitectónicos de la agencia nueva fueron la base para el desarrollo del diseño de sus instalaciones eléctricas. Al ser un proyecto que será implementado; es decir, se encuentra en su fase de construcción primero se procedió a realizar el plano eléctrico, identificando la cantidad y locación de los circuitos tanto de tomacorrientes como de alumbrado externos e internos para niveles de voltaje de 120 y 240 Voltios, así como la distribución de los paneles en función de la demanda requerida por la agencia. A continuación, se explica los circuitos definidos en el plano:

- En la planta baja se ubicará el Panel PD-A el cual cuenta con cuatro circuitos de alumbrado y nueve de tomacorrientes de 120 V.
- En el Mezanine se encuentra Panel PD-B que es un circuito derivado de PD-A (en cascada), cuenta con cinco circuitos de alumbrado y once de tomacorrientes de 120 V.
- El panel PD-C correspondiente a la parte de climatización ubicado en la planta baja en el área de bodega cuenta con cinco tomacorrientes de 220 V monofásico, dos para las centrales de aire de 60000 BTU para la planta baja y mezanine, tres para aires acondicionados tipo Split de 18000 BTU ubicados en el área de atención al cliente, sala de reuniones y oficina de jefe agencia, respectivamente.
- Por último, se tiene el panel PD-UPS con cuatro tomacorrientes regulados de 120 V para equipos electrónicos ubicado en el cuarto de rack.

Se puede observar todo a detalle correspondiente a la planilla de circuitos derivados en el Apéndice A.

### 2.1.3 Estimación de la Demanda Eléctrica

El estimar la demanda eléctrica de la Agencia en edificación nos permitirá conocer cuánto es la capacidad de generación requerida en el diseño fotovoltaico, el posible impacto ambiental y los factores económicos resultantes de su construcción y puesta en marcha.

Mediante una hoja de cálculo se procedió a determinar la demanda eléctrica de cada panel de distribución de acuerdo con las cargas instaladas, considerando un factor de demanda de 0,7 y un factor de coincidencia de 1 para los circuitos de 120/240 V monofásicos en la Agencia de CNEL EP.

Los valores de demanda eléctrica de cada panel de distribución de la agencia se muestran en la Figura 2.3.

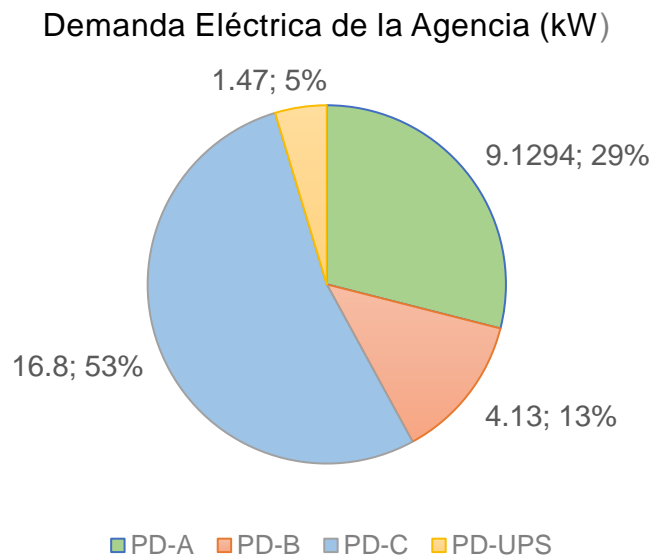


Figura 2.3 Demanda Eléctrica de cada panel de distribución de la Agencia.

De acuerdo con la Figura 2.3, la demanda útil total de la agencia es de 17,54 kW donde el 53% es ocupado por las centrales de aire de 60000 BTU.

### 2.1.4 Datos del Recurso Solar

El punto de partida para la obtención de la información fue la revisión de bases internacionales existentes, que aportan cifras para investigaciones de procesos

climáticos donde se abarca estimaciones a partir de cantidades meteorológicas y flujos de energía solar superficial en un formato de serie temporal ya sea día, mes o año [48], en este proyecto se empleó la *Power Data* perteneciente a la Administración Nacional de Aeronáutica y Espacio (NASA) mediante la cual se extrajo datos como temperatura, irradiancia solar, nubosidad y precipitación dentro de una línea temporal de tres años.

## 2.2 Clasificación e Identificación de representantes de datos solares

En esta sección se analizará la disponibilidad del recurso solar presente en la zona, a partir de datos históricos concernientes a los años 2019, 2020 y 2021 de radiación solar, temperatura, precipitación de lluvia y nubosidad, disponible en la base de datos de la NASA, como se ve en la Figura 2.4, mediante dos técnicas de *machine Learning* para el agrupamiento y clasificación de datos, *k-means* y *Gaussian mixture models* implementados en *Matlab* [49] y *Python* [50], respectivamente. Se procedió a encontrar los valores representativos para cada mes durante los tres años, con el objetivo de determinar los meses más calurosos y fríos como representantes del conjunto de datos para el dimensionamiento óptimo del sistema fotovoltaico.

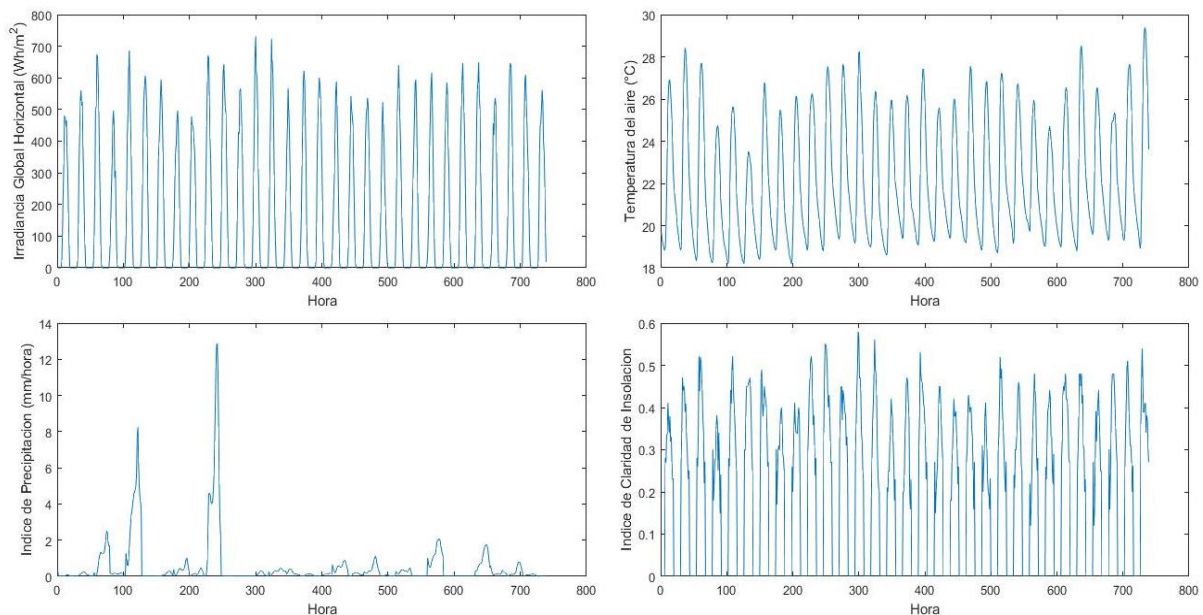


Figura 2.4 Series de tiempo de Irradiancia, temperatura, precipitación y nubosidad pertenecientes a Enero 2021.



Del ejemplo mostrado en la Figura 2.4, que indica datos solares y meteorológicos de enero del 2021 se necesita seleccionar un número adecuado de grupos para el conglomerado de cifras y encontrar el mejor representante del conjunto. Una cantidad óptima de grupos es muy importante para no sobredimensionar el agrupamiento de datos y caer en errores como asociar datos heterogéneos o por el contrario adquirir demasiadas colecciones con datos homogéneos.

Por ello, para evitar una selección aleatoria o errónea del número óptimo de Clústeres o grupos se aplica el método de Codo de Jambu para obtener el dígito apropiado de grupos mediante su curva que evidencia donde ocurre el cambio brusco en la inercia intraclase del conglomerado de datos. En la Figura 2.5 se evidencia la curva del codo para la irradiancia y temperatura del mes de enero 2021, se muestra que el cambio brusco ocurre en el 2, entonces el número óptimo de Clústeres para este escenario es dos.

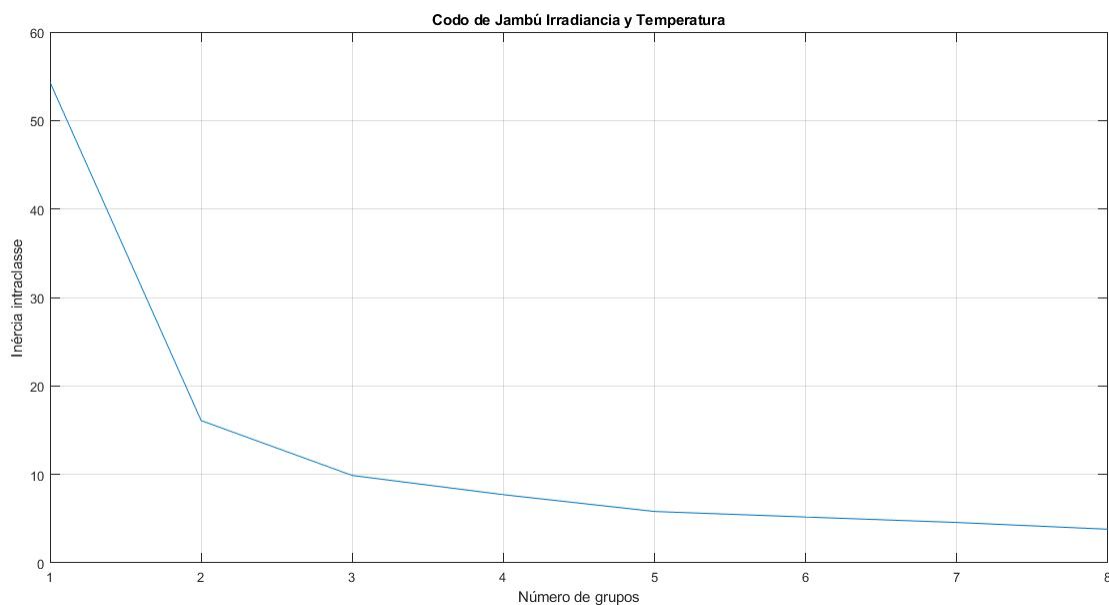


Figura 2.5 Método de Codo de Jambu para la selección óptimo del número de grupos.

Una vez que se tiene el número definido de grupos se procede aplicar la primera técnica de *machine Learning*, el algoritmo de *k-means* para encontrar los representantes de cada conjunto de datos. En la Figura 2.6 se muestra un ejemplo

de los grupos de irradiancia y temperatura del aire correspondiente a enero del 2021.

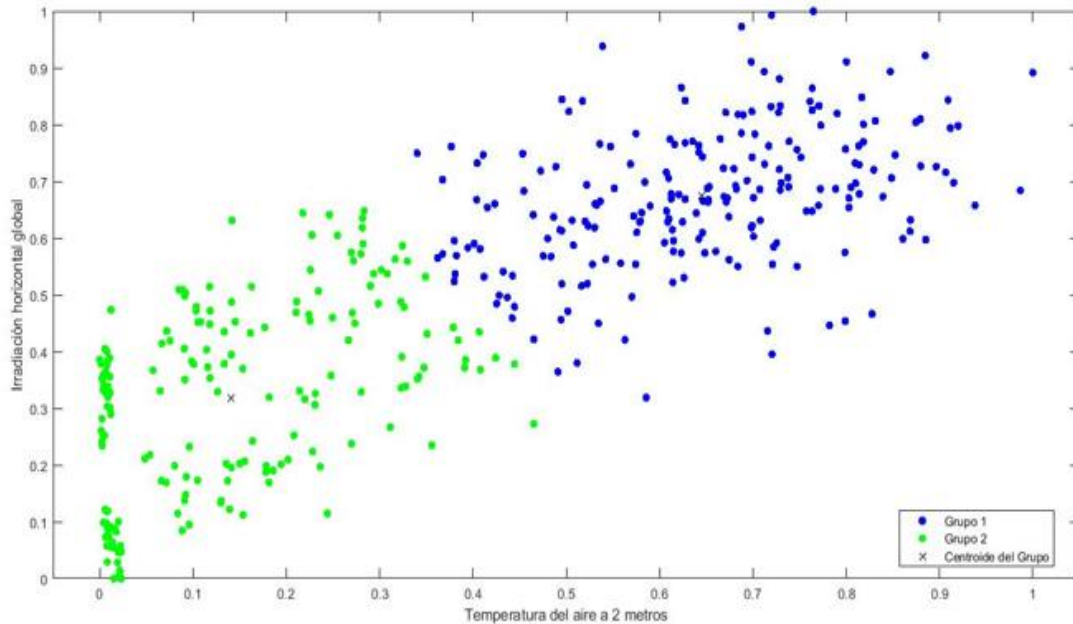


Figura 2.6 Grafica de dispersión de Clústeres de Irradiación y Temperatura de enero 2021.

De la misma manera, se aplica la segunda técnica de *machine Learning*, el algoritmo de *Gaussian Mixture models (GMM)* que consiste en agrupar conjuntos de datos por medio de distribuciones gaussianas como se muestra en el ejemplo de la Figura 2.7 para dos agrupaciones de datos.

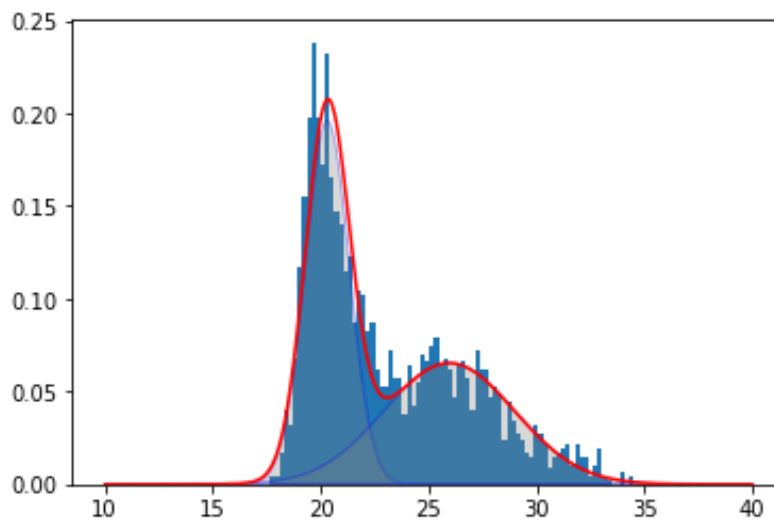


Figura 2.7 Distribución Gaussiana de Temperatura del aire para Enero 2021.

Ambas técnicas se aplican para cada mes de la base de datos en el periodo de 3 años. Los resultados de los algoritmos de *k-means* y *GMM* para encontrar los representantes del conjunto de datos se presentan en la Tabla 2.2 y Tabla 2.3.

Tabla 2.2 Datos representativos de Irradiancia, temperatura, precipitación de lluvia y nubosidad obtenidos con el algoritmo de *k-means*.

Mes	Niveles de Parámetros	Radiación horizontal global <i>Wh/m<sup>2</sup>/dia</i>	Temperatura del aire <i>°C</i>	Precipitación de Lluvia <i>mm/hora</i>	Nivel de Nubosidad
Enero	Min	114.50	22.70	0.06	80.69
	Max	464.33	27.72	21.88	
Febrero	Min	108.19	22.71	0.07	87.54
	Max	466.17	26.79	22.09	
Marzo	Min	104.53	22.21	0.04	88.07
	Max	480.34	25.69	25.05	
Abril	Min	119.18	22.59	0.03	82.75
	Max	510.66	26.82	29.03	
Mayo	Min	99.35	22.75	0.02	76.03
	Max	422.23	27.89	3.07	
Junio	Min	94.09	22.50	0.03	73.58
	Max	385.67	28.56	0.94	
Julio	Min	90.45	22.62	0.01	77.89
	Max	388.60	29.43	0.12	
Agosto	Min	108.70	23.28	0.01	68.45
	Max	456.16	30.60	0.10	
Septiembre	Min	115.34	23.50	0.01	70.42
	Max	483.06	30.39	0.08	
Octubre	Min	119.36	23.40	0.05	75.41
	Max	457.44	29.56	0.79	
Noviembre	Min	117.81	24.47	0.11	79.23
	Max	453.37	29.82	7.04	
Diciembre	Min	106.79	25.67	0.22	84.02
	Max	444.97	31.76	28.02	

Tabla 2.3 Datos representativos de Irradiancia, temperatura, precipitación de lluvia e índice de claridad obtenidos con el algoritmo de Gaussian Mixture Models (GMM).

Mes	Radiación horizontal global <i>Wh/m<sup>2</sup>/dia</i>	Varianza Irradiancia	Peso Irradiancia	Temperatura del aire °C	Varianza Temperatura	Precipitación de Lluvia <i>mm/hora</i>	Varianza Precipitación	Nivel de Nubosidad	Varianza Claridad
Enero	48.48	1708.23	0.2676	20.30	1.0495	0.17	0.0605	83.02	0.0249
	393.85	24762.86	0.7323	25.95	9.1638	22.81	16.2054		
Febrero	50.50	1868.52	0.2882	20.99	5.2019	0.11	0.0081	88.06	0.0035
	397.36	25865.60	0.7117	25.68	0.9222	0.59	0.1440		
Marzo	47.44	1776.10	0.2789	20.71	0.9366	0.10	0.0093	87.96	0.0043
	407.25	29502.86	0.7210	25.01	3.0533	0.78	0.45383		
Abril	108.73	7311.64	0.3993	20.58	1.4380	0.05	0.0019	83.19	0.0055
	489.70	19570.81	0.6006	25.99	3.6035	0.47	0.1742		
Mayo	106.61	5599.69	0.3437	20.34	2.5175	0.06	0.0035	75.62	0.0044
	411.05	12845.69	0.6562	27.24	4.6350	0.43	0.1442		
Junio	91.45	4183.35	0.3131	19.89	3.0779	0.06	0.0032	75.93	0.0038
	368.16	15910.48	0.6868	27.68	5.4479	0.90	1.3427		
Julio	37.15	1380.27	0.2250	19.64	4.2507	0.02	0.0001	75.67	0.0062
	330.45	21899.16	0.7749	28.48	6.2426	0.16	0.0392		
Agosto	46.3290	2013.00	0.2368	19.26	2.9391	0.01	0.0001	69.78	0.0049
	384.07	32126.21	0.7631	28.54	11.1753	0.09	0.0001		
Septiembre	60.30	1284.28	0.1603	19.54	2.1969	0.02	0.0002	71.13	0.0057
	412.24	32371.37	0.8396	28.38	11.1390	0.14	0.0205		
Octubre	48.67	197.00	0.1499	19.74	1.5914	0.02	0.0002	77.64	0.0056
	387.67	29017.95	0.8500	27.55	10.1161	0.16	0.0171		
Noviembre	50.62	221.36	0.1503	19.29	1.5214	0.02	0.0003	77.92	0.0062
	384.06	26997.20	0.8496	26.28	7.8315	0.25	0.0860		
Diciembre	49.47	1302.08	0.2184	19.73	1.4152	0.05	0.0025	84.68	0.0045
	376.54	24744.29	0.7815	26.34	7.3469	0.49	0.3060		

A partir de la información de los datos representativos de cada mes por medio de las técnicas de *k-means* y *GMM*, se realiza diagramas de barras para visualizar de mejor manera el impacto de cada una de las variables climáticas durante todo el periodo de 3 años y la comparación de resultados de ambos algoritmos de *machine Learning*, como se muestra en la Figura 2.8, Figura 2.9, Figura 2.10 y Figura 2.11.

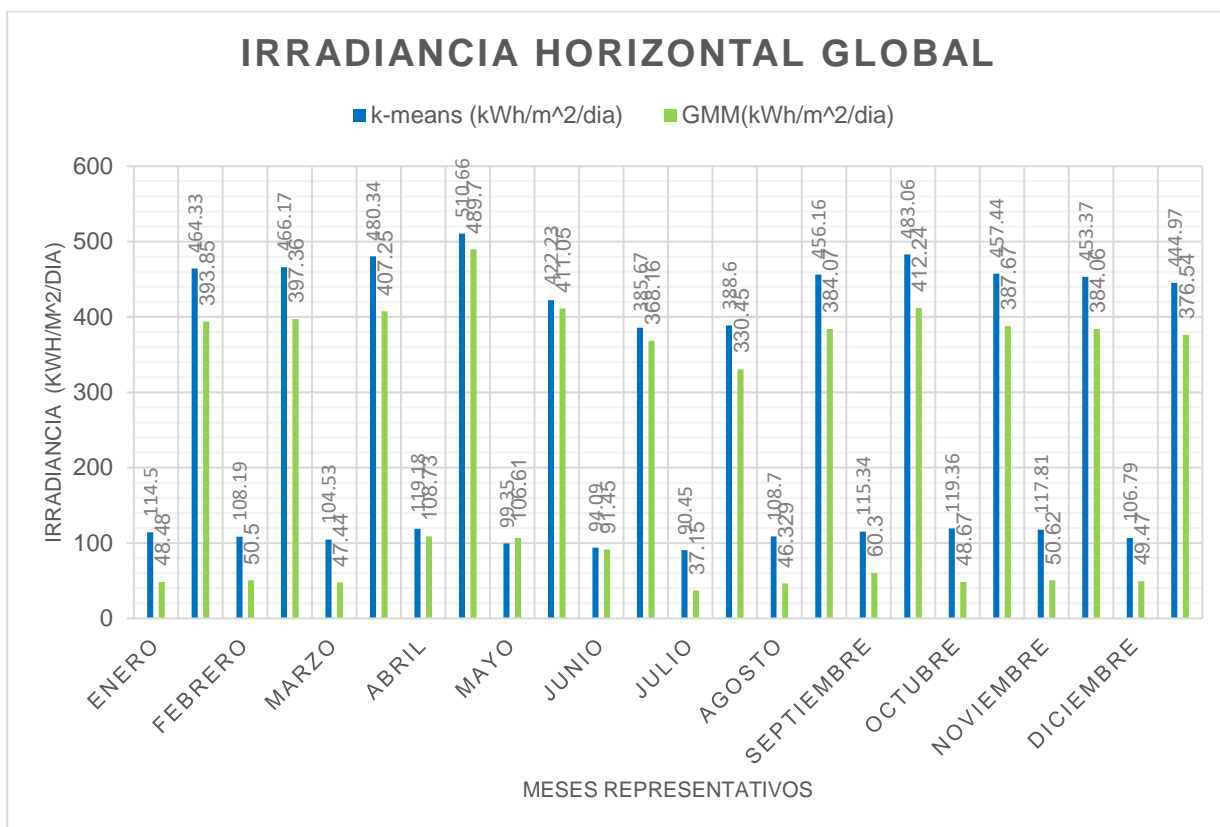


Figura 2.8 Irradiancia Horizontal Global con *k-means* y *GMM*.

La irradiancia horizontal global de los meses representativos muestra bastante similitud en los resultados obtenidos por ambas técnicas de ML, donde para cada mes se tiene representados mínimos y máximos de todo el conjunto de datos de irradiancia.

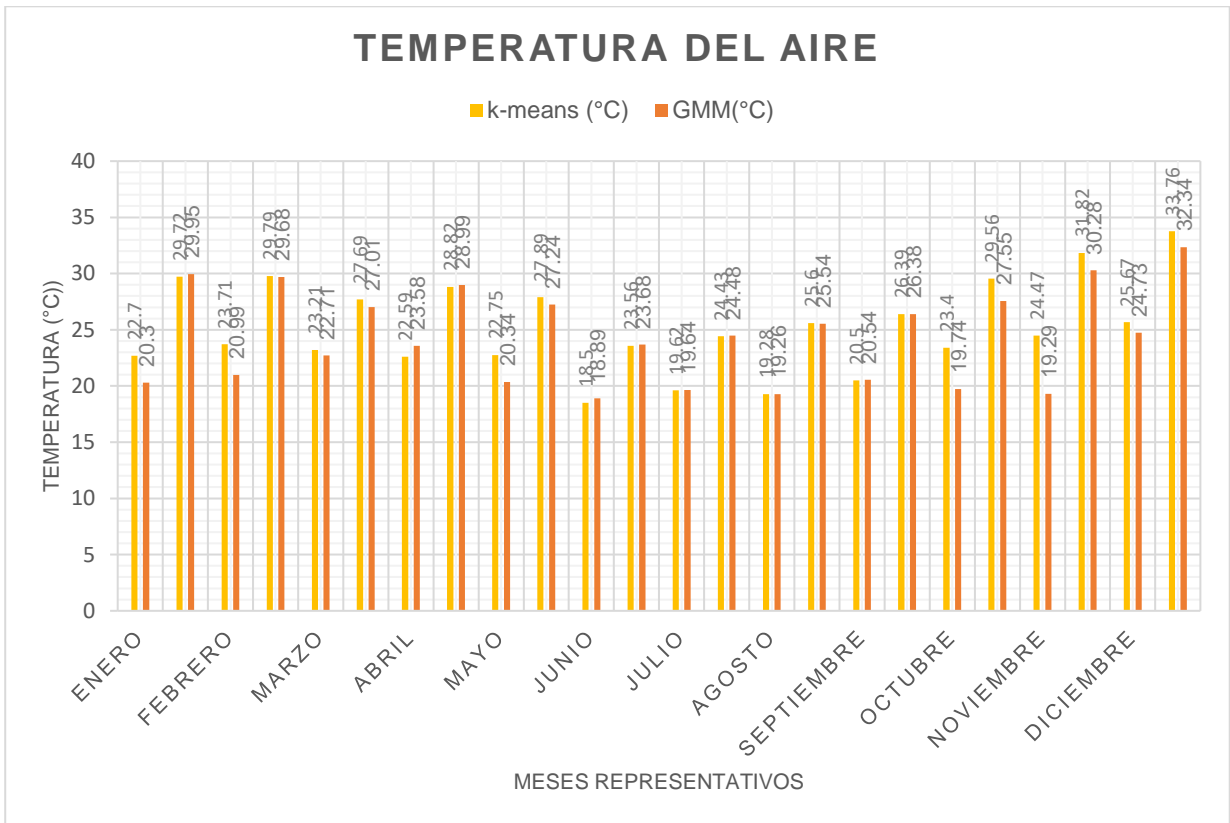


Figura 2.9 Temperatura del aire con k-means y GMM.

Los datos representativos de temperatura del aire durante el periodo de tiempo mencionado se muestran en la Figura 2.9, se puede observar que el último trimestre del año presenta una mayor temperatura que llegan incluso a los 33 °C. En cambio, meses como junio, julio y agosto tienen la menor temperatura del año.

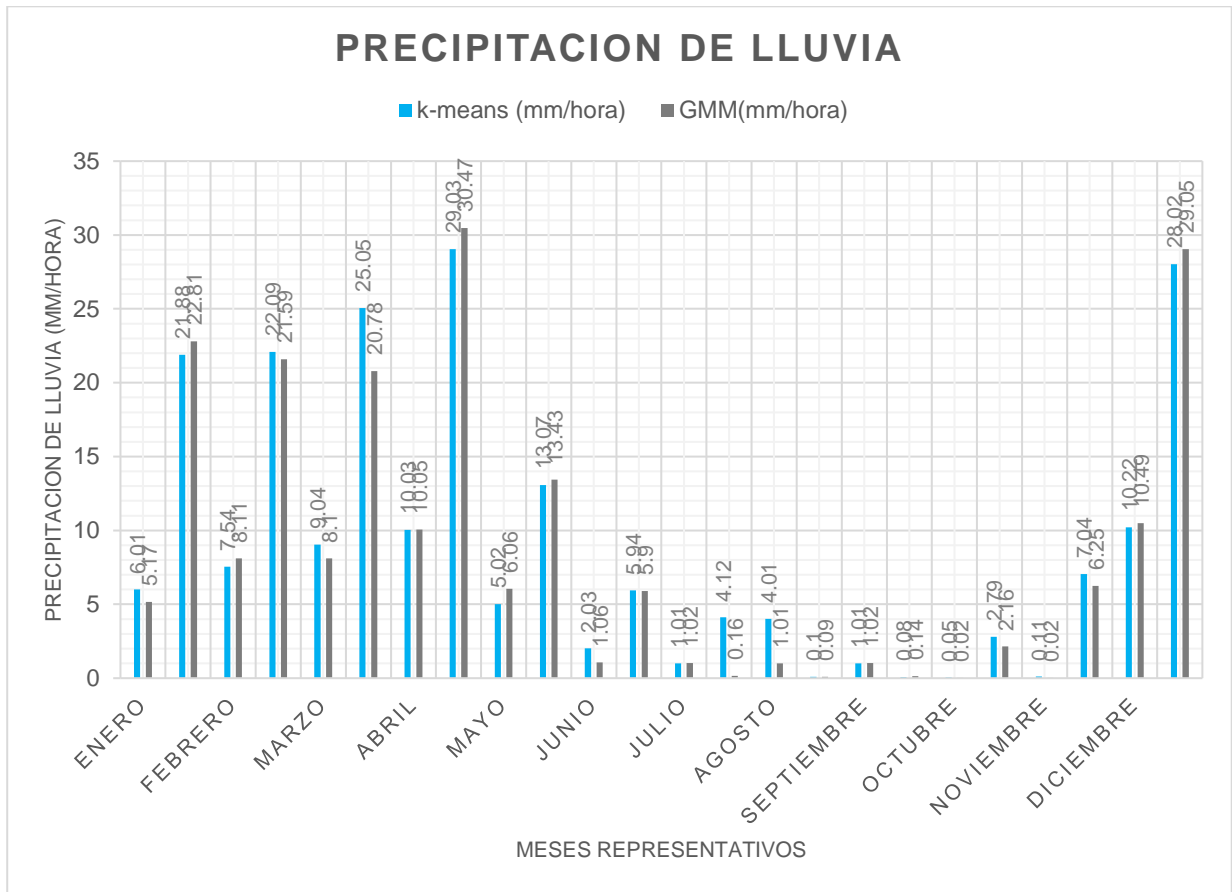


Figura 2.10 Precipitación de Lluvia con k-means y GMM.

En la Figura 2.10 se observa la precipitación de lluvia para los meses representativos en mm/hora, donde se tiene un mayor registro de precipitación desde diciembre hasta abril, a diferencia desde mayo a noviembre la probabilidad de lluvia es muy baja, lo cual afecta también a la temperatura y sensación térmica de la zona de acuerdo con la cantidad de humedad en el ambiente.

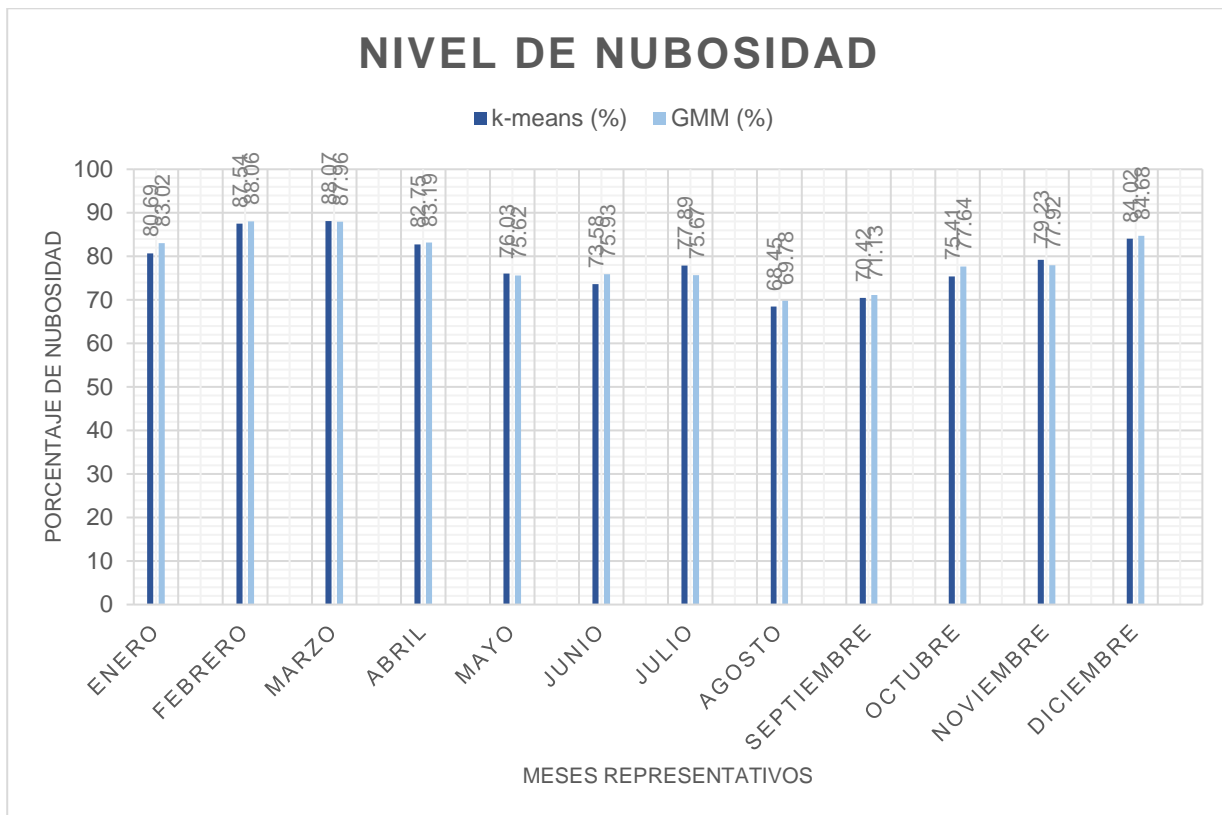


Figura 2.11 Nivel de Nubosidad con k-means y GMM

En la Figura 2.11 se puede observar que los meses durante el periodo de tres años que presentan mayor porcentaje de nubosidad se encuentran desde diciembre hasta marzo con una media 81,42%, este parámetro es importante considerar en el modelo óptimo ya que influye en la cantidad de radiación solar que recibe el panel fotovoltaico.

Para el diseño del sistema de generación distribuida fotovoltaico se van a considerar los datos representativos de irradiación solar en kWh/m<sup>2</sup>/día del mes caluroso y del mes más frío, con el fin de garantizar que la GD pueda satisfacer la demanda sin sobredimensionar la generación y producir energía de sobra que representa pérdidas económicas. En la Región de la Costa, en los meses que presentan una mayor temperatura y probabilidad de lluvia suelen ser los más calurosos y por ende el consumo de electricidad aumenta por los equipos de climatización, pero en los



meses con menor temperatura y precipitación se reduce el consumo eléctrico, entonces se optimiza la generación fotovoltaica entre ambos escenarios.

Por lo tanto, para el diseño del sistema óptimo de generación distribuida fotovoltaica se considerará la irradiancia horizontal global de los meses de Diciembre y Junio, con valores máximos de 444,97 y 94,97 kWh/m<sup>2</sup>/día, respectivamente.

### **2.3 Curva característica de la demanda para Diciembre y Junio**

Para el planteamiento de las curvas diarias de demanda eléctrica únicamente se consideran para los meses de Diciembre y Junio que se determinaron en la sección anterior 2.2 como los meses representativos del periodo de análisis donde existirá la demanda máxima y mínima, también considerando el cálculo de estimación de la demanda de la sección 2.1.3 con un consumo útil de 17,53 kW para la agencia nueva. Para la estimación del tiempo de consumo dentro de la agencia se estima el horario de atención comercial entre 08h00 y 17h00, además el diseño de generación distribuida fotovoltaica suplirá de energía durante las horas del día (06h00-18h00), fuera de esa franja horaria la energía para el consumo será brindada por la red eléctrica pública.

Las estimaciones de las curvas típicas de demanda eléctrica para los meses representativos de diciembre y junio se presentan en la Figura 2.12 y Figura 2.13, son determinadas en base a la interpolación de la información del consumo energético actual y la estimación de la agencia repotenciada.

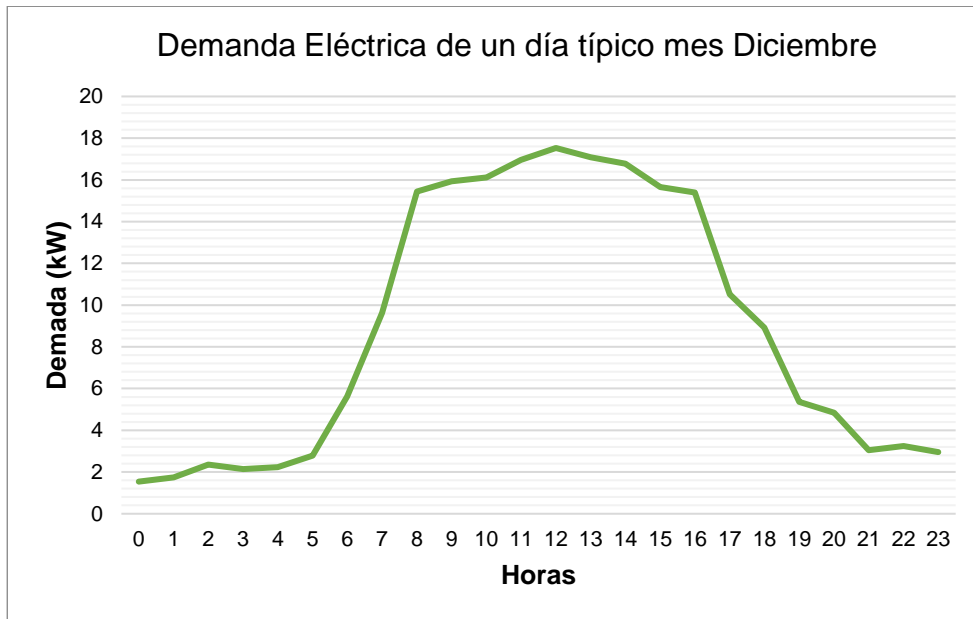


Figura 2.12 Curva de demanda de un día típico en diciembre.

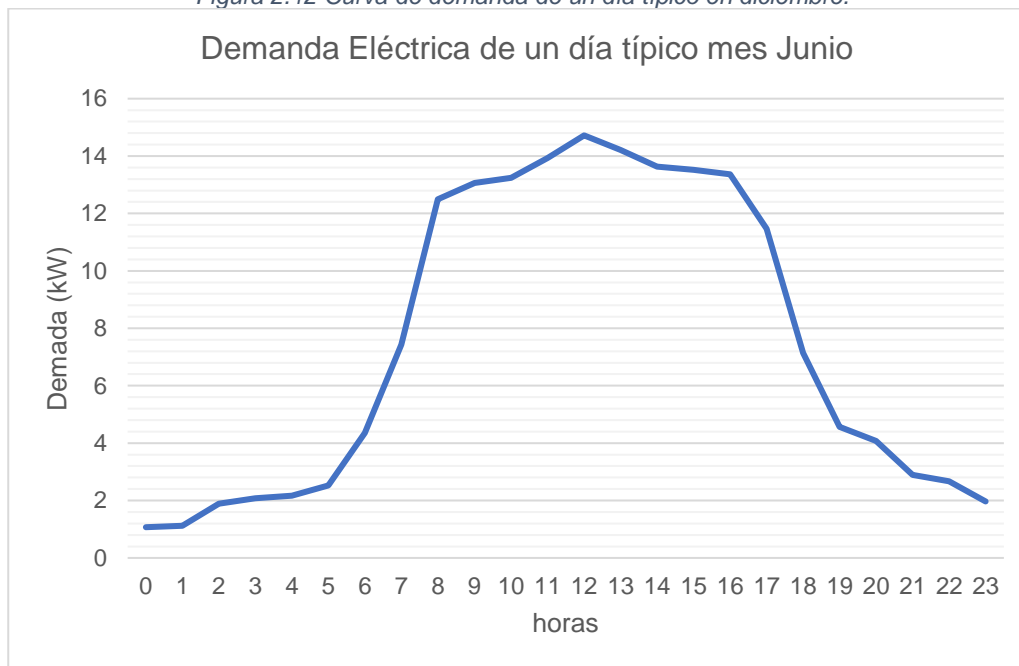


Figura 2.13 Curva de demanda de un día típico en junio.

En la Figura 2.12 se observa un pico de demanda máxima en 17,53 kW para Diciembre y en la Figura 2.13 en 14,72 kW para Junio. En Ecuador, la tasa de crecimiento de consumo energético para zonas urbanas es de 1,035% anual acorde a las estadísticas proporcionadas por el Banco mundial [51], por ende para el diseño

del sistema fotovoltaico se considerará una tasa anual de 1% de crecimiento de consumo eléctrico para la agencia comercial en un tiempo de proyección de 20 años, por tanto, la demanda máxima proyectada es de 21,04 kW para Diciembre y 17,66 kW para Junio, que son los meses del mayor y menor consumo eléctrico, respectivamente.

## 2.4 Factor representativo de condiciones técnicas y ambientales para la generación solar

Es necesario definir un factor representativo sobre las condiciones ambientales en base a los valores obtenidos por medio de la aplicación de las técnicas de *machine learning*, el cual será clave para la definición del modelo de optimización. El factor representativo que depende del tiempo y es la relación entre la potencia de salida de la celda fotovoltaica y la potencia nominal del panel, se define como:

$$F_t^{GR} = \frac{\text{Potencia salida celda}}{\text{Potencia nominal Panel}} = \frac{P_{out}}{P_{NP}} \quad (2.1)$$

Para calcular la potencia generada por los paneles fotovoltaicos se hace uso de las siguientes ecuaciones: [52]

$$P_{out} = P_{NP} * \left\{ \frac{G}{1000} * [1 + \alpha * (T_{cell} - 25)] \right\} \quad (2.2)$$

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{NOCT-20}{800} * G \quad (2.3)$$

Donde:

$G$ : Irradiación solar de la ubicación [W/m<sup>2</sup>]

$T_{amb}$ : Temperatura ambiente [°C]

$NOCT$ : Temperatura de operación nominal de la celda [°C]

$\alpha$ : Coeficiente de temperatura para producción de potencia en el panel solar [%/°C]

$T_{cell}$ : Temperatura de la celda [°C]

$P_{NP}$ : Potencia nominal del panel solar bajo condiciones estándar [W]

$P_{out}$ : Potencia de salida del panel solar [kW]

En el diseño de sistemas fotovoltaicos es necesario realizar una corrección en las especificaciones del panel solar donde se consideren las condiciones reales que dependen de la ubicación geográfica del sistemas de generación fotovoltaico. Se lo realiza mediante la ecuación 2.4: [52]

$$X(T_c) = X^* + (T_c - T_c^*) * \frac{dX}{dT_c} \quad (2.4)$$

Donde:

$X(T_c)$ : Valor en condiciones reales

$X$ : Valor en condiciones estándar

$T_c$ : Temperatura real de la celda [°C]

$T_c^*$ : Temperatura en condiciones estándar de la celda [°C]

$\frac{dX}{dT_c}$ : coeficiente de temperatura de X [1/°C]

Se considera las condiciones de operación reales para realizar la corrección en las especificaciones del panel fotovoltaico, como condiciones de operación reales se considera irradiancia solar media y temperatura máxima.

Utilizando las ecuaciones 2.1, 2.2, 2.3, 2.4 y los datos de radiación solar media y temperatura encontrados con las técnicas de *machine learning* de la Tabla 2.2 y los parámetros técnicos definidos en la sección 2.5.1, se obtiene el factor representativo de generación fotovoltaica de cada mes del año típico del periodo de análisis, teniendo en cuenta que los meses de diciembre y junio son los más caluroso y frio, respectivamente. Los valores representativos se presentan en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4 Factor representativo de condiciones ambientales de cada mes.

Mes	Niveles de Parámetros	Factor representativo de condiciones ambientales De generación solar $[F_t^{GR}]$
	Min	0.1350

Enero	Max	0.8012
Febrero	Min	0.1265
	Max	0.8057
Marzo	Min	0.1216
	Max	0.8409
Abril	Min	0.1414
	Max	0.9181
Mayo	Min	0.1148
	Max	0.7008
Junio	Min	0.1079
	Max	0.6181
Julio	Min	0.1032
	Max	0.6246
Agosto	Min	0.1272
	Max	0.7813
Septiembre	Min	0.1361
	Max	0.8477
Octubre	Min	0.1416
	Max	0.7844
Noviembre	Min	0.1395
	Max	0.7745
Diciembre	Min	0.1246
	Max	0.7543

Como se muestra en la Tabla 2.4, los factores máximos representativos de las condiciones climáticas para los meses de diciembre y junio son 0,7543 y 0,6181, respectivamente.

## 2.5 Características operativas y económicas del sistema fotovoltaico

Los equipos que se han tomado en cuenta para el diseño fotovoltaico de generación distribuida de la agencia en construcción, se los ha obtenido de una serie de cotizaciones de comercios a nivel nacional que expenden los componentes para la

implementación del sistema, obteniendo precios referenciales dentro del mercado actual. Tomando como base las cotizaciones de tres distintos proveedores se obtienen características técnicas de distintos componentes de la microrred, a partir de la información obtenida se considera varios dispositivos que se emplean generalmente para el diseño; dichos elementos son mostrados en la sección 2.5.1.

### 2.5.1 Características técnicas de los elementos del sistema de generación fotovoltaico

Se busca contrastar mediante tablas las características técnicas de los distintos equipos que fueron presentados por los proveedores, con el fin de identificar el modelo que cumple de manera oportuna las necesidades técnicas para el dimensionamiento del diseño fotovoltaico que abarca la demanda total o la demanda sectorizada, permitiendo además definir los costos fijos y de operación para el sistema.

*Tabla 2.5 Especificaciones técnicas panel solar de 550 W*

Potencia nominal	550 W
Tolerancia	±10 W
Eficiencia	21,5%
Voltaje de operación óptimo	41,7 V
Corriente de operación óptimo	13,20 A
Voltaje de circuito abierto	49,6 V
Corriente de cortocircuito	14,00 A
Peso	27,8 kg
Área	2,261x1,134 m <sup>2</sup>
Temperatura de operación	-40 °C - ±85 °C
Precio mercado nacional	\$325

*Tabla 2.6 Especificaciones técnicas panel solar de 535 W*

Potencia nominal	535 W
------------------	-------

Tolerancia	±5 W
Eficiencia	20.9%
Voltaje de operación óptimo	41,55 V
Corriente de operación óptimo	12,88 A
Voltaje de circuito abierto	49,37 V
Corriente de cortocircuito	13,76 A
Peso	27,2 kg
Área	2,256 x 1,133 m <sup>2</sup>
Temperatura de operación	-40 °C - ±85 °C
Precio mercado nacional	\$322

*Tabla 2.7 Especificaciones técnicas panel solar de 415 W*

Potencia nominal	415 W
Tolerancia	±3 W
Eficiencia	21,25%
Voltaje de operación óptimo	30,79 V
Corriente de operación óptimo	13,48 A
Voltaje de circuito abierto	37,31 V
Corriente de cortocircuito	14,01 A
Peso	22 kg
Área	1,722 x 1,134 m <sup>2</sup>
Temperatura de operación	-40 °C - ±85 °C
Precio mercado nacional	\$270

*Tabla 2.8 Especificaciones técnicas del inversor monofásico.*

Potencia nominal de entrada DC	9000 W
Potencia nominal de salida AC	6000 W
Voltaje nominal de entrada DC	24 – 36 V
Voltaje nominal de salida AC	220V – 240V

Máximo voltaje de entrada	600 V
Frecuencia nominal	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz
Dimensiones	435 x 470 x 176 mm
Eficiencia del inversor	96.6 % / 97.0 %
Precio mercado nacional	\$ 1.820

*Tabla 2.9 Especificaciones técnicas del inversor monofásico.*

Potencia nominal de entrada DC	7500 W
Potencia nominal de salida AC	6000 W
Voltaje nominal de salida AC	220V – 240V
Máximo voltaje de entrada	600 V
Frecuencia nominal	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz
Dimensiones	400 x 410 x 165 mm
Eficiencia del inversor	96.6 % / 97.0 %
Precio mercado nacional	\$ 1.350

*Tabla 2.10 Especificaciones técnicas del inversor trifásico.*

Potencia nominal de entrada DC	30000 W
Potencia nominal de salida AC	20000 W
Voltaje nominal de salida AC	220 V / 380 V - 240 V / 415 V
Máximo voltaje de entrada	1000 V
Frecuencia nominal	60 Hz / 54 Hz hasta 66 Hz
Dimensiones	728 x 762 x 266 mm
Eficiencia del inversor	97.9 % / 98.3 %
Precio mercado nacional	\$3.745

### **2.5.2 Costos de implementación y operación**

Dentro del modelo de optimización se plantean variables referentes a los costos de operación y mantenimiento, además se establece un aproximado del sueldo de los



operadores basado en la cotización de un proveedor de servicios técnicos, la información se resume en la Tabla 2.11 para obtener una representación con mayor exactitud.

*Tabla 2.11 Costos de mano de obra y mantenimiento.*

Descripción	Cantidad	Subtotal
Mano de obra (instalación de estructuras de anclaje, paneles fotovoltaicos, interconexión de paneles, inversores y puesta en marcha.	Glb	\$1.768
Mantenimiento	Glb	\$700

Para el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red la inversión abarca costos de transporte, obra civil e implementos y equipos necesarios para efectuar el proyecto, además se toma en cuenta costos fijos dentro de los que se considera gastos de operación y mantenimiento. Dentro de un plan de mantenimiento preventivo se establece la limpieza de los paneles de polvo o ceniza para este caso específico y la revisión del inversor; debido a ello se define la siguiente ecuación 2.5 para determinar el costo de maniobra y preservación [50].

$$Costo_{operación\ y\ mantenimiento} = 0.01 * Costo_{total\ de\ la\ inversión} \quad (2.5)$$

En la

Tabla 2 se resume de manera general los costos que tendrá cada uno de los elementos del sistema fotovoltaico incluyendo además mantenimiento y puesta en marcha del proyecto.

*Tabla 2.2.12 Costos unitarios de elementos del sistema fotovoltaico.*

Descripción	Costo
Paneles solar 550 kW (demanda total)	\$325
Paneles solar 415 kW (demanda sectorizada)	\$270
Inversor monofásico	\$1.820
Estructuras de anclaje <i>Kit Microreel Alucín Solar</i>	\$53,74
Materiales varios	\$88,15
Mano de obra	\$1.768
Mantenimiento en los primeros 5 años	\$3.500

## 2.6 Costos para ingresar en el modelo de optimización

### Límite máximo de generación renovable

Esta cifra representa la cantidad máxima de energía que puede producir la generación solar colocada en la agencia, se considera el valor pico de la demanda máxima estimada para el mes de diciembre que se muestra en la sección 2.3 el cual es de 21,04 kW.

### Costo de instalar generación solar

Esta suma se determina a partir de la cantidad a utilizar de paneles solares en el proyecto, adicionalmente se agrega el gasto de operación y mantenimiento que se debe realizar para obtener un 1 kW de generación solar. El enfoque es analizar la optimización para tres casos, la demanda total de la agencia, la demanda cubriendo solo las centrales de aire y en el último será el consumo de iluminación y tomacorrientes. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se indica la cantidad de paneles solares a emplearse en cada caso dependiendo de la potencia que entrega cada módulo, el costo de operación y mantenimiento para el que se aplicó la ecuación 2.5 y por último se obtiene el costo de instalar una fuente solar.

*Tabla 2.13 Número de paneles empleados para cada caso de estudio analizado en el proyecto.*

Casos de estudio	Módulo solar de 550W			Módulo solar de 415W		
	Cantidad	Costo de operación y mantenimiento [\$/W]	Costo de instalar una fuente solar [\$/kW]	Cantidad	Costo de operación y mantenimiento [\$/W]	Costo de instalar una fuente solar [\$/kW]
Demanda total	40	130	13,130	50	135	13,635
Demanda considerando solo centrales de aire	30	97,5	9,8475	38	102,6	10,3626
Demanda de circuitos de alumbrado y tomacorrientes	18	58,5	5,9085	26	70,2	7,0902

### **Costo por corte de energía**

En Ecuador se aplica la resolución Nro. 025/11 del ARCONEL, en la que se indica que el valor del costo de energía no suministrada está relacionada al cumplimiento de obligaciones operativas dependiendo del tipo de tecnología en proyecto de generación o autogeneración, para un ERNC ese valor es igual a 0,646 \$/kWh [51].

## 2.7 Formulación del Modelo de Optimización

En el proceso inicial de formulación del problema de optimización se emplea el diagrama de flujo de la Figura 2.14, en el cual se indica los parámetros de ingreso y las variables de salida usadas en el modelo. Se ingresan datos en forma de conjunto entre los cuales se encuentran la demanda eléctrica de la agencia, el intervalo de horas y el factor representativo de irradiancia, además, se establecen otros valores iniciales como límite de instalación fotovoltaica, factor de distribución de la demanda entre otros; a la salida del esquema en su etapa final luego de ser aplicada la optimización se obtendrá una serie de variables tales como la potencia activa máxima de la generación fotovoltaica, el porcentaje de corte de energía y la cantidad de paneles solares a usar en el sistema.

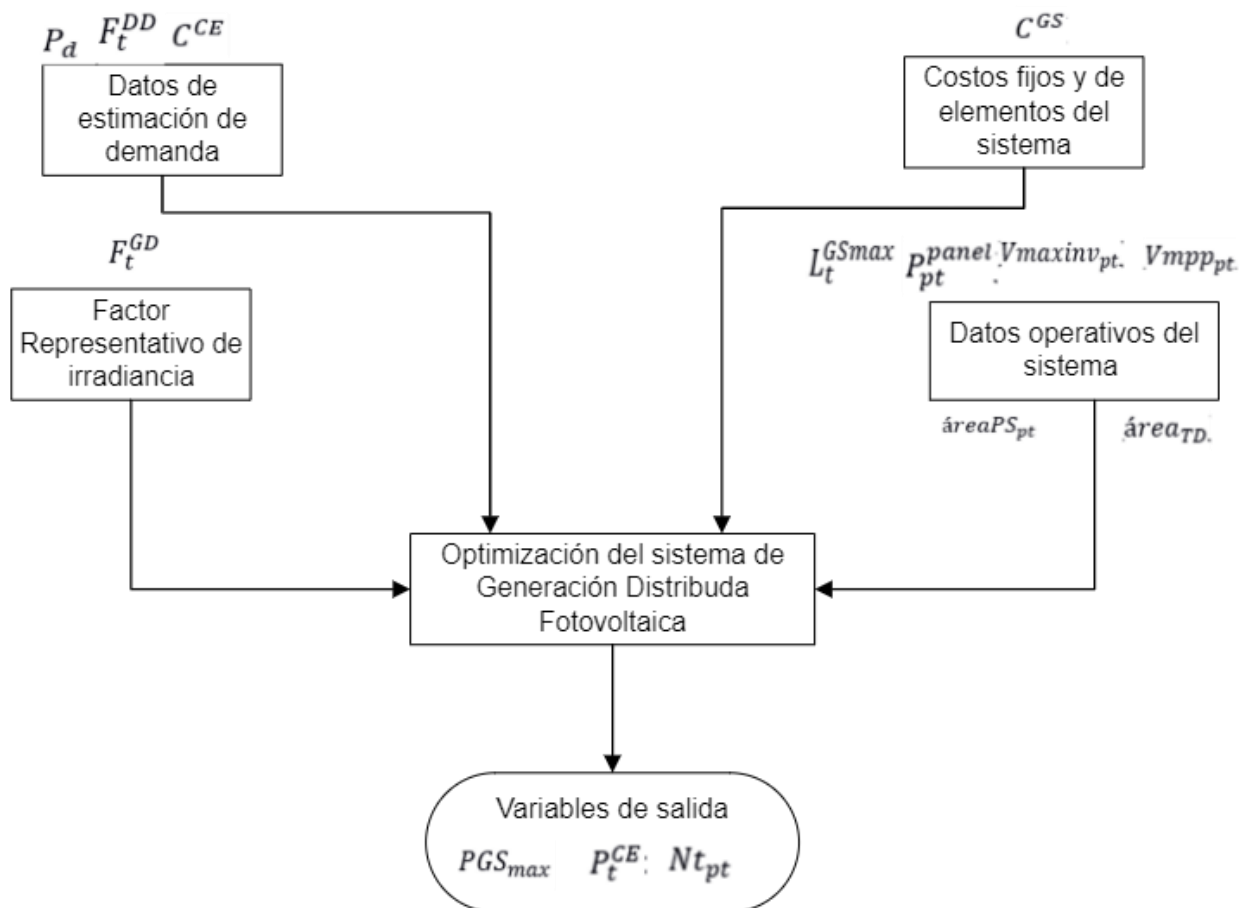


Figura 2.14 Diagrama de Flujo del Modelo de optimización del Sistema de Generación Distribuida

Para proceder en el desarrollo del modelo de optimización se identificó la función de costo que será minimizada y las restricciones que actúan sobre ella, para ello se planteó el valor de instalar la Generación solar ( $C^{GS}$ ) y el costo por corte de energía ( $C^{CE}$ ).

### 2.7.1 Parámetros del diseño

Demanda activa de la Agencia CNEL EP Naranjito ( $P_t^d$ ): Son los valores de potencia activa de consumo diario del predio estimados de la Agencia CNEL EP de Naranjito expresados en kilovatios.

Factor dependientes de condiciones solares ( $f_r^{GD}$ ): Son cifras que se produce mediante procesos estocásticos empleando una base de datos históricos de irradiancia solar considerando un periodo de veinticuatro horas en base a días representativos del mes más caluroso y frío en el *machine learning*.

Potencia de Panel Solar ( $P_{pt}^{panel}$ ): Datos de potencia nominal de los paneles considerando la demanda total o demanda sectorizada para obtener la cantidad de paneles en el dimensionamiento del diseño de la generación distribuida solar.

Voltaje máximo de inversor monofásico ( $V_{maxinv_{pt}}$ ): Dato técnico del inversor monofásico concerniente al valor máximo de voltaje de entrada que soporta los modelos escogidos en la sección 2.5.1 usados para el dimensionamiento.

Voltaje de potencia máxima de panel solar ( $V_{mpp_{pt}}$ ): Valor de voltaje que soporta en potencia máxima el panel fotovoltaico empleado para el dimensionamiento.

Área que ocupa el panel solar ( $\text{área}_{PS_{pt}}$ ): Superficie que ocupa cada módulo solar para determinar la cantidad total de paneles a emplear en el dimensionamiento.

Área total disponible ( $\text{área}_{TD}$ ): Valor del área disponible en la superficie plana del techo de la agencia en  $m^2$  donde se va a instalar los módulos fotovoltaicos.

Límite de instalación de generación solar ( $IGS_{max}$ ): Potencia máxima de instalación para el dimensionamiento de generación fotovoltaica

Factor de distribución de demanda ( $f^{DD}$ ): Concierno a una porción de la demanda siendo de 1 para la demanda total y de 0,8 para una demanda sectorizada, tomando en consideración para el dimensionamiento las centrales de aire.

Costo de instalar la generación solar ( $C^{GD}$ ): En este valor se incluye los costos de los elementos como paneles, inversores, conductores, estructuras de soporte, entre otros dependiendo de la capacidad que tendrá el diseño de la generación distribuida solar, dado en \$/kW.

Costo por el corte de energía ( $C^{CE}$ ): Es el precio correspondiente a la energía no suministrada por la red para abastecer la demanda en un determinado periodo de tiempo, dado en \$/kW.

Tiempo de muestreo en horas ( $\delta$ ): Corresponde al periodo de tiempo en horas concerniente a una día.

## 2.7.2 Variables del sistema

Dimensionamiento de potencia activa máxima óptima de la generación solar ( $PGS_{max}$ ): Es el límite óptimo de potencia activa que se puede generar a partir del recurso solar, tomando en cuenta dos casos, el primero donde el sistema fotovoltaico abarca la demanda total de la agencia o el segundo caso donde se lo dimensiona para una parte centralizada sin tomar en cuenta las centrales de aire.

Porcentaje de corte de energía ( $P_t^{CE}$ ): Variable para la cual se toma en cuenta el valor de energía no suministrada, depende del periodo de tiempo en horas y de la demanda datos contenidos en un conjunto T.

Número totales de paneles solares ( $Nt_{pt}$ ): Cantidad total de paneles a usar en el dimensionamiento del diseño, depende de la potencia del panel y del área tanto del

módulo solar como de la superficie de la edificación y de la demanda que debe cubrir sea esta total o sectorizada.

### 2.7.3 Función objetivo

El propósito de crear un modelo de optimización es minimizar los costos, en este caso se emplea para obtener valores favorables en el dimensionamiento técnico y económico del sistema de generación distribuida fotovoltaico, basado en esto se plantea la siguiente función objetivo:

$$\begin{aligned}
 & \textit{Minimizar}_{\textit{costos dimensionamiento GDF}} \\
 & = \textit{Costo}_{\textit{instalar generación solar}} \\
 & + \textit{Costo}_{\textit{corte de energía}} \\
 \\
 & \textit{Minimizar}_{\textit{costos dimensionamiento GDF}} = C^{GD} f^{DD} PGS_{max} + 365 \sum_{t \in T} \delta C^{CE} P_t^D P_t^{CE}
 \end{aligned}$$

La función objetivo consta de dos partes, la primera representa al costo que tendrá instalar generación solar en el predio, consta de las siguientes variables:

$C^{GD}$ : Costo de instalar la generación solar

$f^{DD}$ : Factor de distribución de demanda

$PGS_{max}$ : Dimensionamiento de potencia activa óptima máxima de generación solar

El segundo término se conforma de las siguientes variables representando el costo por corte de energía.

$\delta$ : Tiempo de muestreo en horas

$C^{CE}$ : Costo por el corte de energía

$P_t^D$ : Demanda activa de la agencia CNEL EP Naranjito

$P_t^{CE}$ : Porcentaje corte de energía

### 2.7.4 Restricciones

#### Balance de potencia activa

Es una igualdad donde interviene el factor dependiente de condiciones solares el cual actúa junto con el dimensionamiento óptimo de la potencia activa máxima a

esto se le iguala a la demanda de la agencia considerando un porcentaje de corte de energía.

$$fr_t^{GD} * PGS_{max} = P_t^d * (1 - P_t^{CE})$$

### **Restricción de no negatividad en la demanda activa de la agencia**

Representa la potencia activa demandada por la agencia actual y debe ser mayor o igual a cero.

$$P_t^d \geq 0$$

### **Restricción de no negatividad de la potencia de la generación distribuida fotovoltaica**

Representa la energía suministrada por el sistema de generación distribuida fotovoltaica a la agencia o en efecto a la red, debe ser mayor o igual a cero.

$$PGS_{max} \geq 0$$

### **Restricción del porcentaje de corte de energía**

El porcentaje de corte de energía debe ser un valor entre uno y cero, ya que define en que porción el sistema deja de suministrar energía.

$$0 \leq P_t^{CE} \leq 1$$

### **Restricción del dimensionamiento de la generación distribuida fotovoltaica**

El dimensionamiento de potencia activa máxima no debe superar un límite de instalación para la generación solar, el cual involucra una potencia máxima de instalación.

$$PGS_{max} \leq lGS_{max}$$

### **Restricción de la cantidad de paneles a instalar para alcanzar la potencia óptima**

Depende directamente de la potencia óptima máxima alcanzada del sistema de generación distribuida fotovoltaica e inversamente de la potencia nominal del panel solar disponible, que se va a emplear de 550W y 415W como demanda total y sectorizada respectivamente.



$$Nt_{pt} = \frac{PGS_{max} * 1000}{P_{pt}^{panel}}$$

El código implementado en AMPL o *A Mathematical Programming Language*, donde se detalla el modelo de optimización y los datos requeridos puede ser revisado en el Apéndice G.

## **2.8 Diseño del sistema Fotovoltaico para la agencia en PVSyst**

Esta sección corresponde al diseño del sistema de generación distribuida fotovoltaico en el programa PVSyst para la nueva agencia de CNEL EP en Naranjito, tomando los resultados obtenidos del cálculo de estimación de la demanda y el consumo eléctrico para los meses de Diciembre y Junio, los cuales poseen la máxima y mínima demanda, por lo cual el sistema fotovoltaico se debe garantizar en ambos escenarios.

PVSyst permite realizar el dimensionamiento, simulación y análisis de datos del sistema de generación solar interconectado a la red, además dentro de su base de datos se puede ingresar las coordenadas de la ubicación donde se instalará el sistema para obtener los datos históricos de irradiancia, temperatura, precipitación, entre otros, proporcionados por la NASA.

### **2.8.1 Ingreso de datos solares**

Como primer paso, se adquiere la base de datos históricos del clima donde se ubicará la instalación fotovoltaica, se ingresa las coordenadas en latitud y longitud de la ubicación exacta de la nueva agencia, como se muestra en la ventana de configuración de la Figura 2.15.

Parámetros del sitio geográfico para Agencia CNEL EP Naranjito\_Nasa\_2022.SIT

Coordenadas geográficas | Météo mensual | Mapa interactivo

**Ubicación**

Nombre del sitio:

País:  Región:

**Coordenadas geográficas**

Latitud: Decimal  [°] Grad. Min. Sep.    (+ = Norte, - = Hemisferio Sur)

Longitud:  [°]    (+ = Este, - = Oeste de Greenwich)

Altitud:  M por encima del nivel del mar

Zona horaria:  Corresponde a una diferencia promedio

Hora Legal - Hora Solar = 0h 18m

**Importación de datos meteo**

Meteororm 8.0

NASA-SSE

PVGIS TMY

NREL / NSRDB TMY

Solcast TMY

Figura 2.15 Ingreso de coordenadas en PVSyst para obtención de base de datos.

Los datos históricos proporcionados por la NASA en PVSyst mostrados en la Figura 2.16, brindan información de irradiación horizontal, irradiación difusa y temperatura mensuales de un año promedio, necesarios para el cálculo óptimo del dimensionamiento del sistema de generación solar.

Sitio: **Agencia CNEL EP Naranjito (Ecuador)**

Fuente de datos:

	<b>Irradiación horizontal global</b> kWh/m <sup>2</sup> /mes	<b>Irradiación difusa horizontal</b> kWh/m <sup>2</sup> /mes	<b>Temperatura</b> °C	<b>Humedad relativa</b> %
Enero	139.2	68.2	21.9	90.1
Febrero	128.5	64.7	21.7	90.6
Marzo	156.2	72.2	21.8	90.2
Abril	147.3	64.2	22.2	92.1
Mayo	139.8	60.8	22.2	90.1
Junio	125.4	56.1	21.9	88.4
Julio	124.3	59.8	22.0	82.4
Agosto	139.5	64.2	22.7	77.0
Septiembre	142.2	67.5	23.2	75.9
Octubre	139.8	71.3	23.0	75.7
Noviembre	141.6	66.0	22.3	80.4
Diciembre	146.0	66.6	22.1	82.6
<b>Año</b>	<b>1669.8</b>	<b>781.6</b>	<b>22.2</b>	<b>84.6</b>

**Irradiación horizontal global variabilidad año a año 6.8%**

Figura 2.16 Datos históricos del clima en PVSyst (NASA).

## 2.8.2 Determinación de área disponible

Entre los parámetros que requiere el programa para realizar la simulación del diseño está la estimación del área total disponible para la instalación de los módulos fotovoltaicos lo que permite comprobar la factibilidad de la instalación.

La fachada de la nueva agencia se muestra en la Figura 2.17, se observa que la parte superior (loza) es de superficie plana fija donde serán ubicados los módulos fotovoltaicos, además existe sobre altura de una pared frontal que producirá una sombra en la superficie de techo, por lo cual no se considera para el área total disponible donde se proyecta la sombra de la pared.



Figura 2.17 Fachada frontal de la nueva Agencia CNEL EP Naranjito.

En la Figura 2.18 se presenta la distribución de áreas en la superficie del techo para la instalación de los módulos PV, teniendo tres áreas:

- A1= 8,6 m x 3,95 m
- A2= 8,6 m x 3,65 m
- A3= 4,49 m x 5,70 m

Por tanto, el área total disponible para la distribución de los paneles solares en la superficie superior de la agencia es de 90.95 m<sup>2</sup>.

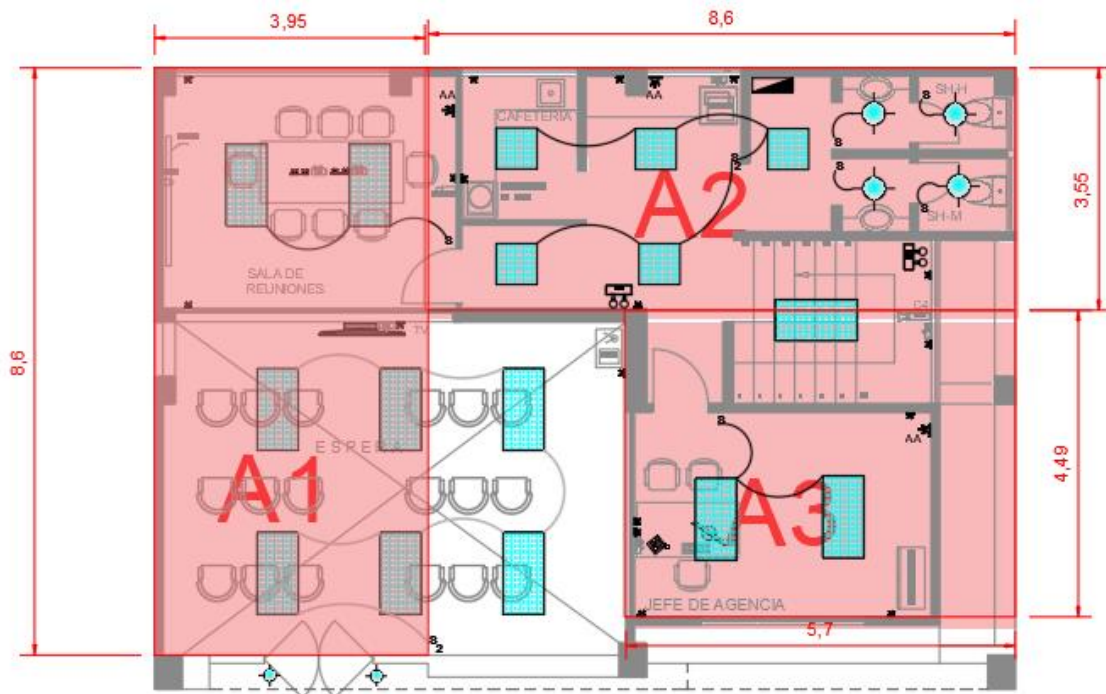


Figura 2.18 Distribución de áreas de la nueva Agencia CNEP EP Naranjito.

### 2.8.3 Orientación e inclinación de paneles fotovoltaicos

Para aprovechar la máxima incidencia de irradiancia en los paneles fotovoltaicos, los mismos están orientados hacia el hemisferio opuesto del sentido que estaban al inicio, es decir si estaban orientados en el hemisferio norte, el sentido correcto de orientación para los módulos PV sería hacia el sur.

En la *Figura 2.19* se observa la configuración de la orientación e inclinación de los paneles solares para obtener un rendimiento óptimo de acuerdo con la incidencia de irradiancia, teniendo un ángulo de inclinación de  $10^\circ$  y  $0^\circ$  de azimut.

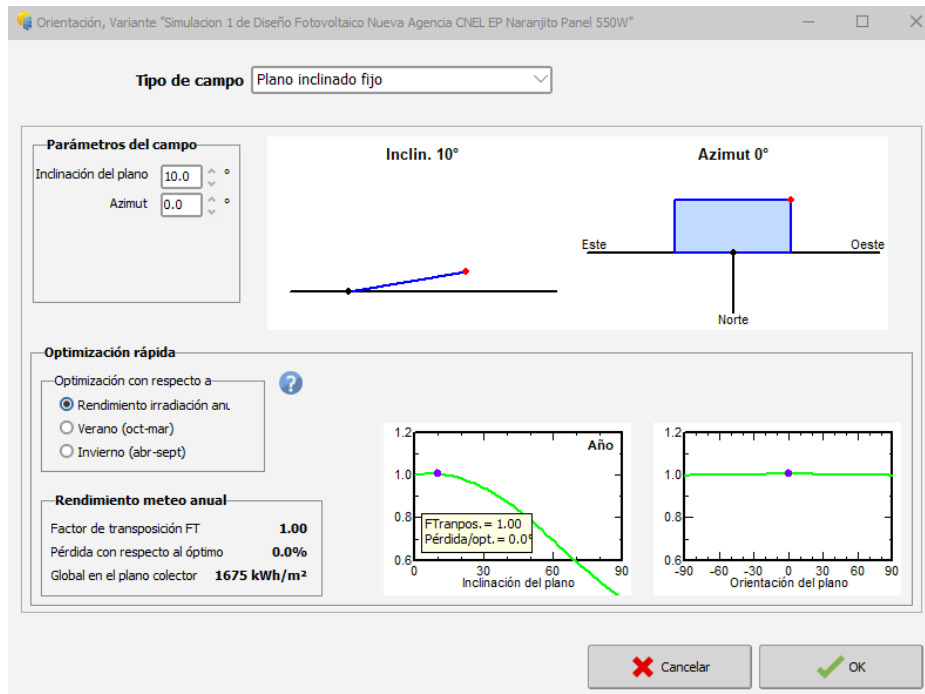


Figura 2.19 Configuración de orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos.

### 2.8.4 Demanda de energía de la agencia nueva CNEL EP Naranjito

Para el ingreso del consumo eléctrico necesario de la nueva agencia se utilizó los perfiles de demanda diaria de los meses de Diciembre y Junio definidos en la sección 2.3.

En la Figura 2.20 y la Figura 2.21 se muestra el ingreso del consumo por horas durante el día para la época de Invierno (mes de diciembre) y la época de Verano (mes de junio) correspondiente a las estaciones calurosas y frescas anuales en la Región Costa, también donde existe el consumo máximo y mínimo de energía, respectivamente, debido a su mayoría por equipos de climatización.

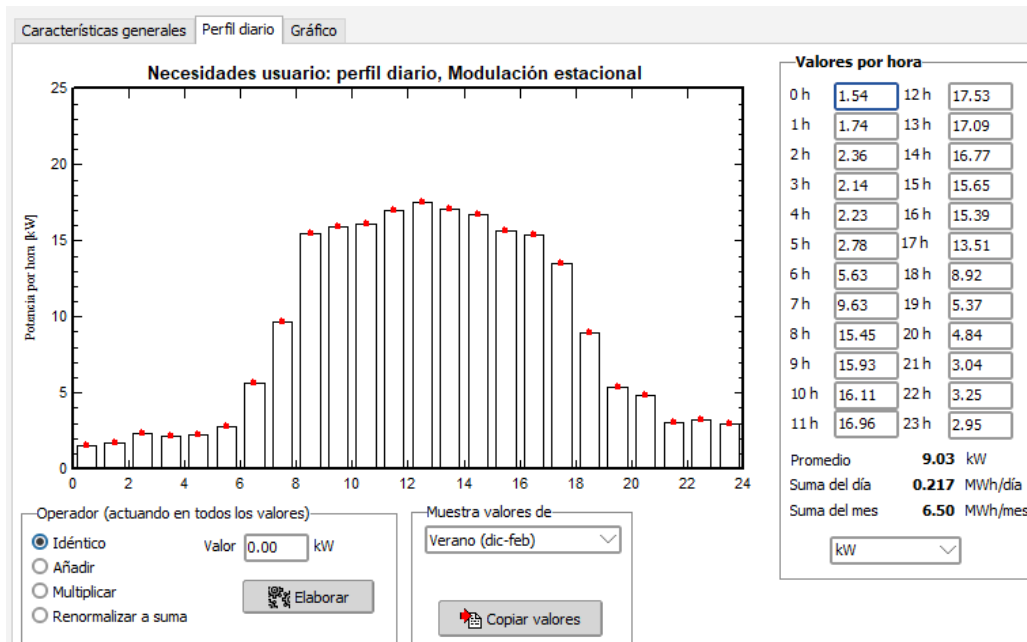


Figura 2.20 Ingreso de perfil diario de demanda para época de Invierno (diciembre).

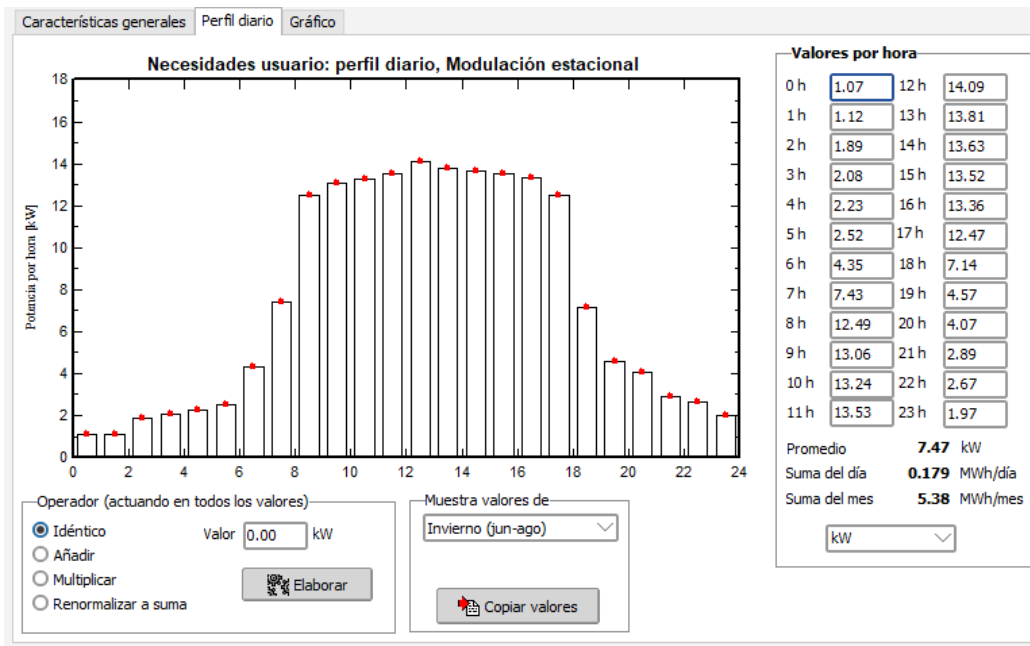


Figura 2.21 Ingreso de perfil diario de demanda para época de Verano (junio).

### **2.8.5 Selección de elementos del sistema de generación distribuida fotovoltaico**

Para el dimensionamiento del sistema de generación distribuida fotovoltaica se escogió dos tipos de paneles solares y dos tipos de inversores DC/AC:

- El primer panel de 550 W perteneciente a la marca Axetic Energy con datos técnicos actualizados al 2022.
- El segundo panel de 415 W perteneciente a la marca Axetic Energy con datos técnicos actualizados al 2022.
- El primer inversor de 9000 W con entrada de voltaje de 80 – 750 Vdc 60 Hz con datos técnicos actualizados al 2021.
- El primer inversor de 7000 W con entrada de voltaje de 80 – 750 Vdc 60 Hz con datos técnicos actualizados al 2021.

En la Figura 2.22, se muestra una primera configuración del sistema de generación solar donde el programa indica la cantidad 38 paneles de 550 W conectados 18 en serie y 2 cadenas en paralelo, con 2 inversores de 9000 W para cumplir la demanda requerida en el primer caso de estudio.

En cambio, la Figura 2.23 se observa una segunda configuración del sistema de generación solar donde el programa indica la cantidad 36 paneles de 415 W conectados 9 en serie y 4 cadenas en paralelo, con 2 inversores de 7000 W para cumplir la demanda requerida en el segundo caso de estudio.

Finalmente, la Figura 2.24 muestra una tercera configuración del sistema de generación solar donde el programa indica la cantidad 24 paneles de 415 W conectados 12 en serie y 2 cadenas en paralelo, con 1 inversor de 9000 W para cumplir la demanda requerida en el tercer caso de estudio.

Para los dos últimos casos se realizó el diseño del sistema PV con paneles de 415 W pero, también se lo realizara con el panel de 550 W donde sus resultados se contrastarán en el capítulo 3 de resultados y análisis.

### Subconjunto

**Nombre y orientación del subconjunto**  
Nombre:       Inclinación:   
Oriente:       Azimut:

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
 Sin dimensionamiento      Ingrese potencia planeada:  kWp  
 Redimens.      ... o área disponible (módulos):  m²

---

**Selección del módulo FV**  
Disponibles ahora:       Módulos necesarios aprox.: **38**  
Todos los fabricantes:       Manufacturer: 2022  
 Usar optimizador

Voltajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) **36.2 V**  
Voc (-10°C) **54.8 V**

---

**Selección del inversor**  
Disponibles ahora:       Generico  
Núm. de inversores:       Voltaje de funcionamiento: **72-750 V**      Poder global inversor: **18.0 kWca**  
 Utilizar característica multi-MPPT      Voltaje máximo de entrada: **900 V**      **inversor con 2 MPPT**

---

**Diseñe el conjunto**

**Núm. de módulos y cadenas**

Mód. en serie:  entre 2 y 16  
Núm. cadenas:  entre 16 y 19

Perdida sobrecarga: **0.0 %**  
Proporción Pnom: **1.16**      [Mostrar dimensionamiento](#)

**Núm. de módulos: 38**      **Área: 84 m²**

**Condiciones de operación**

Vmpp (60°C): 72 V  
Vmpp (20°C): 84 V  
Voc (-10°C): 110 V

Irradia. plano: **1000 W/m²**  
Imp (STC): 253 A  
Isc (STC): 265 A

Isc (en STC): 265 A

El valor Isc del conjunto es mayor que la corriente de entrada máxima del inversor (es decir, (i.e. 38.0 A/entrada)). (Info, no significativa)

Máx. en datos       STC

Potencia de funcionamiento máx.: **19.1 kW**  
(en 1000 W/m² y 50°C)

**Potencia nom. conjunto (STC) 20.9 kWp**

### Lista de subconjuntos

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
Generador PV P1		
Axitec Energy - AXIpremium XX...	2	19
Generic - 9 kWac inverter	2	1

---

### Resumen sistema global

Núm. de módulos: 38  
Área del módulo: 84 m²  
Núm. de inversores: 2  
Potencia FV nominal: 20.9 kWp  
Potencia FV máxima: 20.2 kWCC  
Potencia de CA nominal: 18.0 kWCA  
Proporción Pnom: 1.161  
Proporción de red lim. Pnom: 1.900

Figura 2.22 Primera configuración del sistema para paneles de 550 W - Primer caso.

### Subconjunto

**Nombre y orientación del subconjunto**  
Nombre:       Inclinación:   
Oriente:       Azimut:

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
 Sin dimensionamiento      Ingrese potencia planeada:  kWp  
 Redimens.      ... o área disponible (módulos):  m²

---

**Selección del módulo FV**  
Disponibles ahora:       Módulos necesarios aprox.: **36**  
Todos los fabricantes:       Manufacturer: 2022  
 Usar optimizador

Voltajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) **27.4 V**  
Voc (-10°C) **41.4 V**

---

**Selección del inversor**  
Disponibles ahora:       Canadian Solar Inc.  
Núm. de inversores:       Voltaje de funcionamiento: **80-500 V**      Poder global inversor: **14.6 kWca**  
 Utilizar característica multi-MPPT      Voltaje máximo de entrada: **600 V**      **inversor con 3 MPPT**

---

**Diseñe el conjunto**

**Núm. de módulos y cadenas**

Mód. en serie:  entre 3 y 14  
Núm. cadenas:  única posibilidad 12

Perdida sobrecarga: **0.0 %**  
Proporción Pnom: **1.02**      [Mostrar dimensionamiento](#)

**Núm. de módulos: 36**      **Área: 70 m²**

**Condiciones de operación**

Vmpp (60°C): 82 V  
Vmpp (20°C): 96 V  
Voc (-10°C): 124 V

Irradia. plano: **1000 W/m²**  
Imp (STC): 160 A  
Isc (STC): 168 A

Isc (en STC): 168 A

El valor Isc del conjunto es mayor que la corriente de entrada máxima del inversor (es decir, (i.e. 30.0 A/entrada)). (Info, no significativa)

Máx. en datos       STC

Potencia de funcionamiento máx.: **13.7 kW**  
(en 1000 W/m² y 50°C)

**Potencia nom. conjunto (STC) 14.9 kWp**

### Lista de subconjuntos

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
Generador PV P1		
Axitec Energy - AXIpremium XX...	3	12
Canadian Solar Inc. - CSI-7KTL...	2	1

---

### Resumen sistema global

Núm. de módulos: 36  
Área del módulo: 70 m²  
Núm. de inversores: 2  
Potencia FV nominal: 14.9 kWp  
Potencia FV máxima: 14.5 kWCC  
Potencia de CA nominal: 14.6 kWCA  
Proporción Pnom: 1.023

Figura 2.23 Segunda configuración del sistema para paneles de 415 W - Segundo caso.



### Subconjunto

**Nombre y orientación del subconjunto**

Nombre:  Inclinación:  Oriente: **Plano inclinado fijo** Azimut:

**Ayuda de pre-dimensionamiento**

Sin dimensionamiento Ingrese potencia planeada:  kWp

Redimens. ... o área disponible(módulos):  m²

---

**Seleccione el módulo FV**

Disponibles ahora:  Filtro:  Módulos necesarios aprox.: **23**

Todos los fabricantes:  415 Wp 27V Si-mono AXIpremium XXL HC BLK AC-4 Axitec Energy Manufacturer 2022

Usar optimizador

Voltajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) **27.4 V**  
Voc (-10°C) **41.4 V**

---

**Seleccione el inversor**

Disponibles ahora:  Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz  50 Hz  60 Hz

Todos los fabricantes:  9.0 kW 72 - 750 V TL 50/60Hz 9 kWac inverter Generic

Núm. de inversores:   Voltaje de funcionamiento: **72-750 V** Poder global inversor: **9.0 kWca**

Utilizar característica multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: **900 V** **inversor con 2 MPPT**

---

**Diseñe el conjunto**

**Núm. de módulos y cadenas**

Mód. en serie:   entre 3 y 21

Núm. cadenas:   entre 5 y 6

Perdida sobrecarga: **0.0 %**

Proporción Pnom: **1.11**

**Núm. de módulos: 24 Área: 47 m²**

**Condiciones de operación**

Vmpp (60°C): 109 V  
Vmpp (20°C): 128 V  
Voc (-10°C): 166 V

Irradia. plano: **1000 W/m²**

Imp (STC): 79.9 A  
Isc (STC): 83.8 A

Isc (en STC): 83.8 A

El valor Isc del conjunto es mayor que la corriente de entrada máxima del inversor (es decir, (i.e. 38.0 A/entrada)). (Info, no significativa)

Máx. en datos  STC

Potencia de funcionamiento máx.: **9.1 kW** (en 1000 W/m² y 50°C)

**Potencia nom. conjunto (STC) 10.0 kWp**

### Lista de subconjuntos

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
Generador PV P1-1		
Axitec Energy - AXIpremium XX...	4	6
Generic - 9 kWac inverter	1	1

---

### Resumen sistema global

Núm. de módulos	24
Área del módulo	47 m²
Núm. de inversores	1
Potencia FV nominal	10.0 kWp
Potencia FV máxima	9.6 kWCC
Potencia de CA nominal	9.0 kWCA
Proporción Pnom	1.107

Figura 2.24 Tercera configuración del sistema para paneles de 415 W - Tercer caso.

# CAPÍTULO 3

## 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos acorde con la metodología desarrollada en el capítulo 2; analizando las soluciones obtenidas de los procesos enmarcados en la Figura 2.1 que abarca desde el levantamiento de información, el perfil de demanda, la obtención de cifras representativas a partir de técnicas de *machine learning*, además de un dimensionamiento óptimo a partir de un modelo matemático de optimización y una simulación en el software PVSyst, finalizando con un análisis económico de la propuesta planteada.

### 3.1 Resultados de recopilación de información

El proceso de recopilación de información inicio con la revisión del plano arquitectónico y el consecuente planteamiento de los circuitos eléctricos, permitiendo estimar una demanda total y otra sectorizada que deberán ser abastecidas por el diseño planteado de generación distribuida fotovoltaica y serán analizadas como casos separados en secciones posteriores del capítulo; estos perfiles de demanda eléctrica se obtuvieron de datos de la agencia actual de CNEL EP Naranjito correspondientes al periodo de julio de 2021 hasta julio del año actual.

#### 3.1.1 Instalaciones eléctricas de la nueva agencia

Al ser una agencia en construcción se requirió un diseño eléctrico completo que incluya los circuitos necesarios tanto de alumbrado y tomacorrientes que cumplan con las necesidades técnicas requeridas por parte del personal de CNEL EP UN Milagro, bajo esta premisa se incluyó en el diseño 4 paneles de distribución, el primero y segundo conectados en cascada, los cuales cubren el servicio de luminarias y tomacorrientes de la planta baja y el primer piso; el tercero corresponde a los aires acondicionados: 2 centrales y 3 tipo Split; por último, el cuarto panel incluye solo tomacorrientes regulados, cada panel se detalla en la Tabla 3.1 y Tabla 3.2.

Tabla 3.1 Paneles de distribución planta baja y primer piso nueva agencia Naranjito.

Panel	Ubicación	N° Circuitos		Servicio	Total [kW]
		Alumbrado	Tomacorrientes		
PD-A	Bodega provisoria	5	9	Alumbrado Led Tomacorrientes 120V	9,129
PD-B	Pasillo B	6	11	Alumbrado Led Tomacorrientes 120V	4,130

Tabla 3.2 Paneles de distribución de centrales de aire y tomacorrientes regulados.

Panel	Ubicación	N° Circuitos	Servicio	Total [kW]
PD-AA	Bodega provisoria	5	2 centrales de 60000 BTU 1 SPLIT de 24000 y 2 de 18000 BTU	16,80
PD-UPS	Cuarto de Rack	4	Tomacorrientes regulados	1,470

En la planta baja de la agencia se tiene el panel PD-A con 14 circuitos entre alumbrado, tomacorriente y cargas especiales con una demanda de 9,129 kW, el cual está en cascada con el panel PD-B ubicado en el pasillo B en la planta alta con 17 circuitos de 120 V con una demanda de 4,13 kW, como se muestra en la Tabla 3.1.

Por su parte, en el área de bodega provisoria en la planta baja está ubicado el panel PD-AA correspondiente a 2 centrales de 60000 BTU, 1 Split de 24000 y 2 de 18000 BTU teniendo una demanda de 16,80 kW, luego el panel PD-UPS en el cuarto de Rack con 4 circuitos de tomacorrientes regulados destinados a la conexión para la protección de equipos electrónicos tiene una demanda de 1,47 kW, como se observa en la Tabla 3.2.

Finalmente, considerando un factor de coincidencia de 0.8 se tiene una demanda total útil para la agencia de 17,54 kW.

### 3.1.2 Perfiles de la estimación de la demanda eléctrica

A partir de las lecturas de consumo eléctrico del medidor de la actual agencia Naranjito proporcionadas por el departamento de facturación y comercialización de CNEL UN Milagro, entre julio de 2021 y julio de 2022, se identificó en primera instancia a diciembre como el mes de consumo máximo con 392 kWh a diferencia de junio como el mes de menor consumo con 310 kWh; ambos meses son analizados de acuerdo con las condiciones meteorológicas que presentan, ya que en la región costa el incremento de temperatura se da entre los meses de octubre a diciembre, a comparación de los meses de junio hasta agosto, donde se reporta un reducción de calor en el ambiente, menor cantidad de lluvias y bajo nivel de nubosidad, todos estos factores llegan afectar el rendimiento de una Generación Distribuida Fotovoltaica (GDF) como se muestra en la Figura 3.1.

Las curvas de consumo por hora del día en ambos meses indican perfiles característicos de una demanda comercial, que fueron determinados por medio de una interpolación conformando la demanda base para los casos de estudios analizados, todo esto mediante el modelo de optimización.

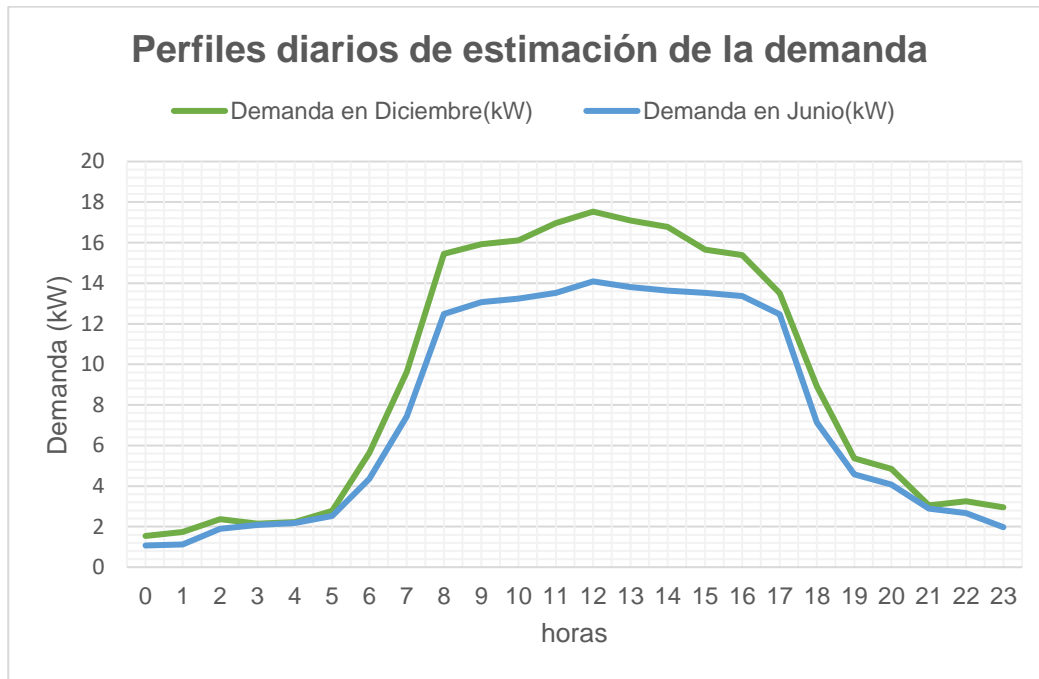


Figura 3.1 Perfiles de demanda de máximo y mínimo consumo energético concernientes a junio y diciembre

La agencia tiene un horario laboral de 8h00 a 16h00 correspondiente a las horas del día en que se encuentran trabajadores en la oficina, por lo cual las máquinas y equipos están operando continuamente. Al medio día se presenta el pico máximo de demanda diaria, siendo para diciembre un valor de 17,53 kW y para junio de 14,09 kW, la diferencia entre las demandas se debe al modo de uso de la climatización en las instalaciones, ya que a finales de año se presenta en el interior de las edificaciones una mayor temperatura por lo tanto estos equipos llegan a operar hasta 12 horas al día. Además, en la época de invierno se dispone de menor cantidad de luz natural obligando a mantener luminarias encendidas en horas de la mañana, todos estos factores influyen en el incremento de la demanda energética para el mes de diciembre.

### **3.2 Resultados de los datos históricos de condiciones climáticas aplicando *Machine Learning***

A partir del procesamiento de datos históricos de las condiciones climáticas de irradiancia, temperatura, precipitación y nubosidad para el periodo de 3 años (2019, 2020, 2021) se obtuvieron los valores mejores representados de cada variable de interés por cada mes mediante las técnicas de *k-means* y GMM que se presentaron en la Tabla 2.2 y Tabla 2.3. Para un análisis de resultados se presenta la Figura 3.2 con las curvas gaussianas los meses representativos.

En el ejemplo mostrado, la Figura 3.2a muestra la agrupación de datos en dos grupos (curvas) de irradiancia, en junio identificado como el mes menos caluroso del periodo, el primero evidencia la mayor parte de datos aglomerados alrededor del segundo grupo con un peso de 68,68% para encontrar una irradiancia de 368,16 Wh/m<sup>2</sup>/día y el otro grupo con 31,31% de tener 91,45 Wh/m<sup>2</sup>/día, en la Figura 3.2b se tiene un comportamiento similar para el mes de diciembre identificado como el mes más caluroso, ya que el 78,15% se centra en 376,54 Wh/m<sup>2</sup>/día y el restante en 49,47 Wh/ m<sup>2</sup>/día .

En cambio, la Figura 3.2c y la Figura 3.2d muestran el comportamiento de las agrupaciones gaussianas para la variable de la temperatura ambiente para los meses de junio y diciembre. Para el mes menos caluroso, la mayoría de los datos se agrupan alrededor de 24,68°C con peso de 63,89% y el restante 36,11% alrededor de 19,89°C y para el mes más caluroso es de 83,84% más probable tener temperaturas de 29,64°C que de 19,63°C con 16,15% de valores medidos.

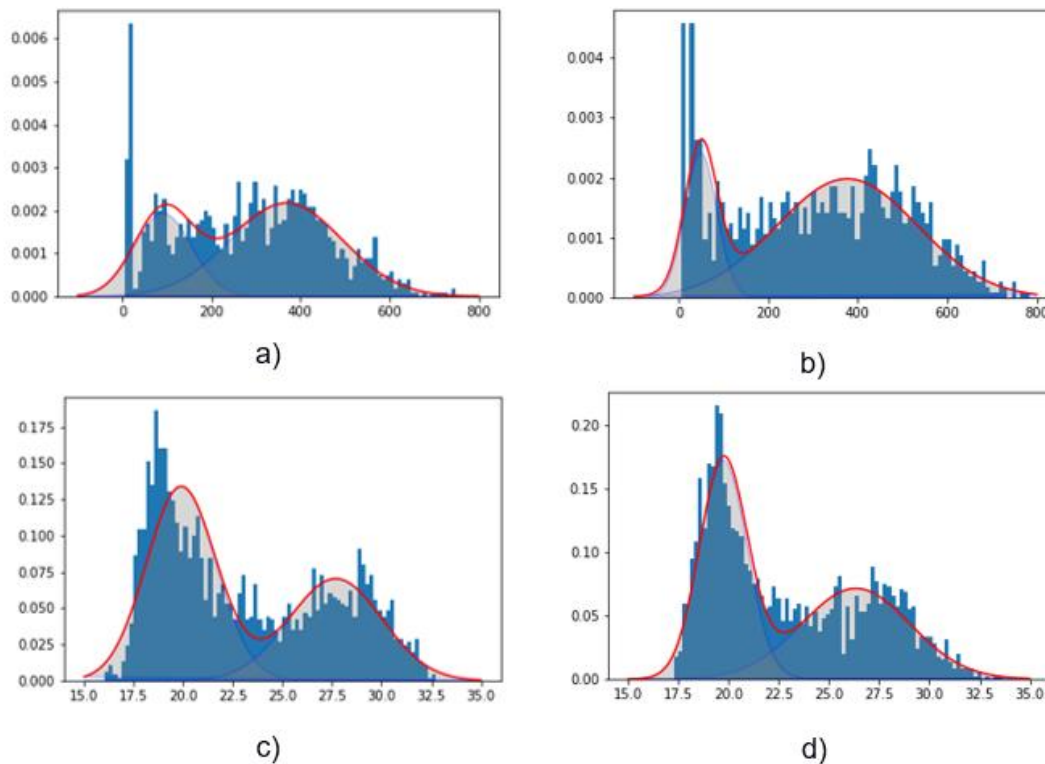


Figura 3.2 Curvas Gaussianas: a) Irradiancia global en Junio, b) Irradiancia global en Diciembre, c) Temperatura ambiente en Junio, d) Temperatura ambiente en Diciembre.

Por último, los resultados encontrados mediante las técnicas de *machine learning* para variables de irradiancia y temperatura ambiente evidencia que la implementación de módulos fotovoltaicos en la ubicación de la agencia es una opción técnicamente viable para el aprovechamiento de la energía solar, debido a que la incidencia de la radiación solar en la zona presenta una producción anual de 1.666,59 kWh/m<sup>2</sup>.

### **3.3 Resultados del modelo de optimización en AMPL para el diseño óptimo del sistema de generación distribuida fotovoltaica**

En el capítulo 2 se planteó el modelo de optimización el cual fue realizado en el editor de texto Notepad [53] a través del lenguaje de programación AMPL [54]; para el desarrollo del dimensionamiento del sistema de generación distribuida fotovoltaico para la nueva agencia de CNEL EP en Naranjito, se considerará tres tipos de escenarios de estudio.

#### **Escenario 1: Demanda energética total de la agencia**

Corresponde a todo el consumo eléctrico estimado en el cálculo de la demanda con un valor 17,53 kW de demanda útil, considerando para el diseño del sistema la proyección de crecimiento eléctrico a una demanda de 21,04 kW, tomando como datos históricos las condiciones climáticas y el consumo eléctrico de diciembre debido a tiene la mayor demanda.

Por tanto, el dimensionamiento óptimo del sistema conectado a la red, así como su análisis económico deberá considerar abastecer el consumo total de la agencia.

#### **Escenario 2: Demanda energética sectorizada solo de centrales de aire de la agencia**

Corresponde únicamente al consumo eléctrico por parte de los equipos de climatización, es decir, solo al panel de distribución PD-C con una demanda útil de 14,80 kW estimado en el cálculo de la demanda, se considera la proyección de crecimiento eléctrico de 17,66 kW para el diseño del sistema, se toma datos meteorológicos y de consumo eléctrico de junio siendo la época de menor demanda.

Para el diseño óptimo del sistema conectado a la red y el análisis económico se debe tomar en cuenta que solo se va a suministrar energía para abastecer el consumo de las centrales de aire acondicionado de la agencia.

#### **Escenario 3: Demanda energética sectorizada sin considerar las centrales de aire de la agencia**

Se considera únicamente al consumo eléctrico por parte de los circuitos de iluminación y tomacorrientes a nivel de voltaje de 120V sin considerar el consumo por climatización, es decir solo los paneles de distribución PD-A, PD-B y PD-UPS con una demanda útil de 8,13 kW estimando una proyección de crecimiento eléctrico de 9,75 kW.

En la

Casos de Estudio	Máxima potencia activa óptima de generación solar kW $PGS_{max}$	Costo de instalar generación solar \$/año	Costo por corte de energía \$/año	Costo total del diseño de generación distribuida fotovoltaica \$/año	Número de paneles a emplear de acuerdo con su potencia.		Área óptima de instalación de paneles solares m <sup>2</sup>	
					550W	415W	550W	415W
1	20,48	26.893,6	18.969,2	45.862,8	37	49	84	72
2	15,04	9.626,92	21.047,9	30.674,8	28	36	62	53
3	9,36	2.487,9	13.343	15.830,9	18	23	39	32

se indican los resultados del modelo de optimización planteado para obtener el dimensionamiento óptimo del diseño de generación distribuida solar durante un año, en los cuales se muestran costos totales y parciales para cada uno de los escenarios explicados anteriormente, de igual manera la cantidad de paneles a utilizar en el sistema y el área que ocuparán los módulos fotovoltaicos.

Tabla 3.3 Resultados del modelo de optimización para los tres casos de estudio.

Casos de Estudio	Máxima potencia activa óptima de generación solar kW $PGS_{max}$	Costo de instalar generación solar \$/año	Costo por corte de energía \$/año	Costo total del diseño de generación distribuida fotovoltaica \$/año	Número de paneles a emplear de acuerdo con su potencia.		Área óptima de instalación de paneles solares m <sup>2</sup>	
					550W	415W	550W	415W
1	20,48	26.893,6	18.969,2	45.862,8	37	49	84	72
2	15,04	9.626,92	21.047,9	30.674,8	28	36	62	53
3	9,36	2.487,9	13.343	15.830,9	18	23	39	32



1	20,48	26.893,6	18.969,2	45.862,8	37	49	84	72
2	15,04	9.626,92	21.047,9	30.674,8	28	36	62	53
3	9,36	2.487,9	13.343	15.830,9	18	23	39	32

Se considera un porcentaje de corte de energía (PCE) durante el cual la agencia tendrá que abastecerse directamente de la red debido a que el recurso renovable no estará disponible; indica las horas del día y en qué porción suministrará electricidad la red. El costo total para el escenario 1 es de 45.862,8 \$/año tomando en cuenta que este valor es la suma del total de paneles solares a emplear y lo que se cobrará por corte de energía que es de 18.969,2 \$/año, esto se obtuvo a partir de datos de demanda de un día del mes de diciembre que al ser el más caluroso presenta mayor cantidad de lluvias y nubosidad, por ende se mantendrán equipos de climatización y luminarias en uso constante, requiriendo en horas pico de consumo la red también suministre un porcentaje de energía a la agencia como se observa en la Tabla 3.4.

*Tabla 3.4 Porcentaje de corte de energía para el escenario 1.*

Hora	PCE	Hora	PCE	Hora	PCE	Hora	PCE
1	0	7	0,04	13	0,05	19	0
2	0	8	0	14	0	20	0
3	0	9	0	15	0.	21	0
4	0	10	0	16	0.	22	0
5	0	11	0	17	0,05	23	0
6	0,08	12	0,04	18	0,08	24	0

Para el segundo escenario, el costo total disminuye a 30.674,8 \$/año debido que se decide cubrir solo la demanda de los aires acondicionados de la agencia, pero el costo por corte de energía se incrementa ya que en un mayor porcentaje del día se deberá tomar energía de la red como se indica en la Tabla 3.5 por lo que se debe

considerar si el ahorro en el dimensionamiento compensa las implicaciones que tiene el no utilizar toda la capacidad del sistema fotovoltaico.

*Tabla 3.5 Porcentaje de corte de energía para el escenario 2*

Hora	PCE	Hora	PCE	Hora	PCE	Hora	PCE
1	0	7	0,08	13	0,06	19	0
2	0	8	0	14	0	20	0
3	0	9	0	15	0	21	0
4	0	10	0	16	0,04	22	0
5	0	11	0,04	17	0,04	23	0
6	0,1	12	0,06	18	0,08	24	0

El escenario tres tiene un costo total de dimensionamiento de 15.830,9 \$/año que en comparación a los dos escenarios anteriores es menor, debido que se debe cubrir una menor demanda, lo cual permitirá que el sistema fotovoltaico instalado abastezca de manera eficiente las instalaciones. Su costo de corte de energía en comparación con el caso 2 se reduce como se puede observar en la Tabla 3.6 en donde el porcentaje de energía que se toma de la red es inferior a un 8% sobre todo para horas pico de demanda. Por lo tanto, este escenario permitirá aprovechar la generación distribuida al máximo, logrando que en casos de contingencia la agencia pueda seguir funcionando normalmente.

*Tabla 3.6 Porcentaje de corte de energía para el escenario 3.*

Hora	PCE	Hora	PCE	Hora	PCE	Hora	PCE
1	0	7	0	13	0,07	19	0
2	0	8	0,03	14	0	20	0
3	0	9	0,03	15	0	21	0
4	0	10	0	16	0	22	0
5	0	11	0	17	0	23	0
6	0	12	0,08	18	0	24	0

En general el escenario 2 y 3 tienen un menor costo de dimensionamiento debido a que ocupan una menor cantidad de paneles lo que reduce el costo de instalar

generación solar y pueden estar distribuidos de una mejor manera en la superficie destinada para el sistema, pero no se cubre en totalidad la demanda del predio lo cual no es la mejor opción desde una perspectiva técnica ya que se busca migrar a este tipo de recursos para minimizar las pérdidas que existen en la red y permitir a los usuarios tener energía ininterrumpida durante toda la jornada laboral, en cambio implementar el escenario 1 sería lo ideal pero el factor económico es alto ya que al demandar mayor cantidad de potencia los costos incrementan sobre todo por el valor de los equipos y el mantenimiento; en cuestiones de espacio también es viable ya que la superficie total es de 90,95 m<sup>2</sup> y basándonos en los resultados del modelo en AMPL usando 37 paneles se ocuparía una área de 84 m<sup>2</sup>, dentro del análisis realizado para cada uno de los casos de estudio se encontró la operación óptima para cada uno de ellos en las condiciones planteadas, la selección de la propuesta más apropiada le concierne a la administración bajo la premisa de que cumpla con los requerimientos técnicos, cuenten con el recurso económico y cumplan las obligaciones ambientales dentro de las normativas [32].

### **3.4 Resultados de simulaciones con el Programa PVSyst**

De acuerdo con la metodología planteada en el Capítulo 2, se realizó la simulación del diseño de generación distribuida fotovoltaica en el programa PVSyst para los tres casos de estudios mencionados en la sección anterior. Los resultados de la simulación permiten conocer la cantidad de elementos del sistema fotovoltaico conectado a la red, así como su valoración económica para la inversión del proyecto en cada uno de los escenarios.

Los resultados obtenidos por medio de la simulación en PVSyst permitieron conocer la cantidad de elementos necesarios y la conexión de los mismos para suplir con la demanda de la agencia para los tres escenarios de estudio planteados, para lo cual se simuló con dos configuraciones para cada escenario, utilizando los dos tipos de paneles solares de 550 W y 415 W y los inversores de 9kW y 7kW, con el fin de tener variedad de elementos en el diseño y realizar un contraste con los resultados

obtenidos en el modelo de optimización. La cantidad de elementos y el área total que ocupan para cada escenario de estudio se muestra en la

Tabla 3.7.

Tabla 3.7 de y área total en PVSyst.

Caso de Estudio	Cantidad de paneles		Área total del conjunto de módulos PV [m <sup>2</sup> ]		Cantidad de inversores monofásicos	
	Cantidad de paneles solares		Área total del conjunto de módulos PV [m <sup>2</sup> ]		Cantidad de inversores monofásicos	
	550W	415W	550W	415W	9 kW	7 kW
1	36	52	81	69	2	2
2	28	36	60	50	2	2
3	18	24	36	29	1	-

Cantidad elementos del diseño

En la Tabla 3.7 se observa la cantidad de módulos fotovoltaicos, inversores monofásicos y el área total que ocupan el conjunto de paneles para los tres escenarios de estudio. Los resultados de la simulación en PVSyst muestran dos tipos de configuraciones para cada escenario usando los dos tipos de paneles solares e inversores monofásicos, donde se evidencia que usando el módulo PV de 550W se requiere menor cantidad para conjunto para satisfacer la demanda en cada caso de estudio, lo cual ofrece una característica técnica más confiable y un ahorro económico que se detallará en la siguiente sección 3.5 del capítulo.

Las simulaciones realizados en el programa, se consideró pérdidas que ocurren en el funcionamiento y operación por diversos factores, y son:

- Pérdidas por suciedad
- Pérdidas por temperatura
- Pérdidas óhmicas

- Pérdidas por nivel de irradiancia

Tabla 3.8 Resultados del resumen de simulación en PVSyst para los escenarios de estudio.

Casos de Estudio	Producción del Sistema [kWh/año]	Porcentaje de Rendimiento [%]	Pérdidas del conjunto de paneles [kWh/kWp/día]	Pérdidas del Sistema [kWh/kWp/día]
1	26.700	81,10	0,88	0,09
2	21.700	84,70	0,65	0,15
3	14.050	85,20	0,60	0,08

En la

Tabla observa de los la del cual se del año, el

Casos de Estudio	Producción del Sistema [kWh/año]	Porcentaje de Rendimiento [%]	Pérdidas del conjunto de paneles [kWh/kWp/día]	Pérdidas del Sistema [kWh/kWp/día]
1	26.700	81,10	0,88	0,09
2	21.700	84,70	0,65	0,15
3	14.050	85,20	0,60	0,08

3.8 se el resumen resultados de simulación sistema, en la muestra la producción sistema por rendimiento, pérdidas del

conjunto de paneles y pérdidas del sistema en kWh/kWp/año considerando únicamente las configuraciones del dimensionamiento con los paneles de 550W, cuyos valores reflejan un diseño del sistema eficiente debido a que el rendimiento

es superior al 80% y pérdidas casi nulas en la producción de energía por kWh/kWp/día.

Otro factor al que se encuentra expuesto la ubicación donde se instalarán el conjunto de paneles solares es la contaminación por cenizas proveniente de la quema de los bagazos de caña de azúcar en el cantón Naranjito, por lo cual el factor por pérdidas por suciedad se considera alrededor del 4,56% que se definió en la simulación.

### 3.5 Análisis de rentabilidad económica

Tomando en consideración los datos de la

Casos de Estudio	Máxima potencia activa óptima de generación solar kW $PGS_{max}$	Costo de instalar generación solar \$/año	Costo por corte de energía \$/año	Costo total del diseño de generación distribuida fotovoltaica \$/año	Número de paneles a emplear de acuerdo con su potencia.		Área óptima de instalación de paneles solares m <sup>2</sup>	
					550W	415W	550W	415W
1	20,48	26.893,6	18.969,2	45.862,8	37	49	84	72
2	15,04	9.626,92	21.047,9	30.674,8	28	36	62	53
3	9,36	2.487,9	13.343	15.830,9	18	23	39	32

, en la que se indica la cantidad de paneles a utilizar de acuerdo a cada escenario planteado obtenidos del modelo de optimización en el cual se incluyó datos técnicos referentes a los paneles solares, se decidió realizar el análisis económico empleando módulos de 550W para los tres casos ya que al entregar una mayor potencia se implementará menor cantidad de paneles lo que representa un ahorro en la inversión realizada, no obstante cabe mencionar que las características técnicas de los equipos aportan con una buena calidad al diseño del sistema.

Se plantea un análisis económico en general para cada escenario basado en valores monetarios que se obtuvo de cotizaciones, referenciándolas a las cantidades que se van a utilizar de cada equipo para conseguir el diseño de la

generación distribuida fotovoltaica, serán valores aproximados, pero cumplen con la finalidad de informar al cliente la inversión que deberá realizar al implementar el sistema de acuerdo con el escenario que escoja.

Para explicarlo de mejor manera se plantean tablas en las que se desglosan rubros generales del proyecto para cada caso por separado, incluyendo cinco ítems que van desde el costo del sistema fotovoltaico de autoconsumo que incluye módulos solares e inversores, las estructuras de anclaje, materiales complementarios, hasta la mano de obra y mantenimiento.

*En las Tabla 3.9,*

*Tabla 3.10 y*

Tabla 3.11 se presentan los valores monetarios que el cliente debe considerar como inversión al implementar una generación distribuida fotovoltaica en la agencia, de acuerdo con cada escenario el de mayor costo será el caso 1 dado que se debe cubrir la demanda total de energía que tendrá las instalaciones, siendo el rubro de mayor peso el costo de los equipos ya que se utilizarán 36 paneles solares y 2 inversores monofásicos, para el caso 2 y 3 que se tratan de una demanda sectorizada los valores son reducidos debido a que la potencia que demandan es menor, por lo cual solo se usan 28 y 18 módulos, y 2 inversores monofásicos de 7 kW y 1 inversor de 9kW, respectivamente, reduciendo considerablemente el valor de los sistemas.

Se consideró como un rubro fijo el valor de mano de obra y mantenimiento ya que son valores externos que cada empresa especializada maneja, debido a ello se usó valores referenciales para obtener un estimado del costo general para cada escenario.

*Tabla 3.9 Desglose de rubros para el escenario 1.*

Ítem	Descripción	Subtotal
1	Sistema fotovoltaico de autoconsumo de 21,04 kW	\$ 26,893.60
2	Estructura de anclaje	\$ 2,259.70
3	Materiales complementarios	\$ 3,706.48
4	Mano de obra	\$ 3,536.00
5	Mantenimiento 5 primeros años	\$ 3,500.00
Total		\$ 39,895.78

*Tabla 3.10 Desglose de rubros para el escenario 2*

Ítem	Descripción	Subtotal
1	Sistema fotovoltaico de autoconsumo de 17,66 kW	\$ 11,800.00
2	Estructura de anclaje	\$ 1,648.97
3	Materiales complementarios	\$ 2,704.73
4	Mano de obra	\$ 3,536.00
5	Mantenimiento 5 primeros años	\$ 3,500.00
Total		\$ 23,189.70

*Tabla 3.11 Desglose de rubros para el escenario 3*

Ítem	Descripción	Subtotal
1	Sistema fotovoltaico de autoconsumo de 9,75 kW	\$ 4,307.90
2	Estructura de anclaje	\$ 1,099.32
3	Materiales complementarios	\$ 1,803.15
4	Mano de obra	\$ 3,536.00
5	Mantenimiento 5 primeros años	\$ 3,500.00
Total		\$ 14,246.37



Con el fin de comprobar los valores obtenidos a partir del modelo de optimización se realizó el diseño en el software PVSyst, en el cual se insertó los datos meteorológicos, la potencia demandada en cada escenario y se seleccionó equipos con características similares a los proporcionados en la sección 2.5.1. En la Tabla 3.12 se muestra los resultados de costos totales de inversión para la instalación fotovoltaica en PVSyst para cada escenario de estudio, estos costos consideran únicamente la compra de módulos fotovoltaicos, inversores monofásicos, estructuras, mano de obra de instalación y mantenimiento anual durante los primeros 5 años. Para el primer caso se tiene un costo total de \$ 40,532.56 que abarcan el consumo eléctrico de toda la agencia con 36 paneles, el segundo caso posee un costo final de \$ 24.897.28 con 28 paneles supliendo la demanda de aires acondicionado, y finalmente, el tercer escenario su costo de inversión es \$ 13,908.65 con un total de 18 paneles para cumplir la demanda eléctrica de alumbrado y tomacorrientes de la agencia.

*Tabla 3.12 Costos de instalación obtenidos de PVSyst.*

Resultados de costos en PVSyst	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Costo total de inversión para la instalación	\$ 40,532.56	\$ 24.897.28	\$ 13,908.65

Se ha considerado un beneficio tributario que se contempla dentro la Ley de Régimen Tributario Interno [55], el cual establece parámetros técnicos y formales que se debe cumplir al implementar mecanismos de generación de energía a partir de una fuente renovable y contribuya a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, con la finalidad de acceder a una deducción adicional; conociendo que este gasto adicional no puede superar un valor equivalente al 5% de los ingresos totales.

Este valor nos permitirá calcular el costo de energía fotovoltaica en vida útil es decir para 25 años ya que éste es el tiempo máximo que pueden durar los paneles bajo cualquier inclemencia del tiempo por estar expuestos a factores ambientales como calor, contaminación y lluvia, de la misma manera y con el apoyo de un cálculo aproximado de ahorro anual se calcula el *payback*, lo que permite al cliente

visualizar cuanto será el tiempo que le tomará recuperar la inversión realizada. En la Tabla 3.13 se indican los valores para cada escenario descrito en la sección 3.3.

*Tabla 3.13 Valores de beneficio tributario y costo de energía fotovoltaica de vida útil para cada escenario.*

Escenario	Beneficio tributario	Costo de energía fotovoltaica en vida útil	Tiempo de recuperación de inversión
1	2.026,628	0,057	7 años 1 mes
2	1.244,864	0,044	8 años 2 meses
3	712,319	0,038	10 años 3 meses

En el Apéndice I se encuentra la tabla donde se realiza los cálculos de ahorro anual para cada escenario, estimando la energía producida por el sistema fotovoltaico, los valores de consumo y facturación sin generación distribuida, se obtuvo un aproximado de la demanda que tendrá la nueva agencia para cada escenario, finalmente se determinó un ahorro anual.

# CAPÍTULO 4

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este capítulo se presentan las conclusiones a las que se llegó luego del desarrollo del proyecto, en función del análisis de resultados obtenido por medio de la metodología propuesta.

### 4.1 Conclusiones

A partir del planteamiento de diferentes escenarios de operación, se presentaron varias propuestas de diseño para el abastecimiento de la demanda eléctrica de la agencia, cada una de ellas están basadas en su óptimo diseño acorde a los requerimientos técnicas, así mismo con el cumplimiento de las condiciones medioambientales. Desde el punto de vista técnico, las tres propuestas del dimensionamiento fotovoltaico para cada escenarios son viables, debido que garantizan el máximo aprovechamiento de la fuente renovable durante las horas de operación de la agencia comercial y los elementos escogidos son los apropiados con base a las necesidades de consumo. Desde el punto de vista económico, los escenarios de operación 1 y 2 son los mejores, ya que se obtiene un mayor ahorro anual en la facturación eléctrica por la venta de energía a la red, siendo el primero

que presenta un mayor ahorro y cubriendo la demanda total, así como el beneficio tributario por implementar sistemas de generación con base a energías renovables.

Por medio de la información brindada por la Unidad de Negocios Milagro de CNEL EP como los datos de consumo, ubicación y planos arquitectónicos de la nueva agencia a construir, se logró realizar el diseño eléctrico y estimar la demanda máxima de consumo para el planteamiento de los tres escenarios, categorizadas en demanda total y sectorizadas, se estimó una potencia total instalada de 17,54 kW con un consumo anual de 23.664,00 kWh/año.

La aplicación de técnicas de *machine learning* de *k-means* y *GMM* permitió obtener los representantes óptimos de las variables climáticas de irradiancia, temperatura ambiente, precipitación y nubosidad, ya que permitió convertir datos estocásticos en valores determinísticos para definir los meses calurosos y fríos donde se limita la demanda máximo y mínimo de generación para los escenarios de operación en el modelo de optimización, y acorde a los resultados permitió encontrar de manera precisa la disponibilidad del recurso solar en un año promedio, con una energía incidente anual de 1.643,76 kWh/m<sup>2</sup>.

El diseño del modelo de optimización en AMPL, permitió el dimensionamiento del sistema con la capacidad de suministrar la demanda de la nueva agencia CNEL EP Naranjito, la ventaja del modelo óptimo es que ofrece versatilidad, ya que brinda diferentes resultados con base a las preferencias del usuario, acorde a los datos de consumo y especificaciones técnicas de los elementos del sistema a instalar, obteniendo un diseño fotovoltaico priorizando la generación solar o uno enfocado a disminuir los costos de dimensionamiento. Por otro lado, el diseño realizado en el software PVSyst permite contrastar los resultados obtenidos con el modelo de optimización que considera primordialmente los requerimientos de funcionamiento, pero no se encarga de ofrecer un costo de dimensionamiento óptimo.

En la perspectiva económica, el análisis de factibilidad permitió brindar información al usuario de cuánto es el valor económico de la inversión que necesita para la implementación del sistema de generación distribuida fotovoltaica para cada escenario de operación según su elección, así como el tiempo de recuperación de ésta, tomando como ejemplo el primer escenario que tiene una inversión de \$ 39.895,78 con un tiempo de recuperación de 7 años.

## **4.2 Recomendaciones**

Para la obtención de datos más exactos se puede implementar otros métodos de *machine learning* como redes neuronales, para estimar datos diarios de potencia y obtener curvas de demanda a partir de valores mensuales, con la finalidad de aproximar las cifras faltantes mediante modelos matemáticos, explorando variables de tiempo y espacio que se obtengan del lugar de estudio.

En el modelo de optimización se puede incluir la posibilidad de discretizar las variables numéricas, debido a que esto mejoraría la exactitud de los resultados en el modelo predictivo óptimo, permitiendo obtener valores enteros con respecto al número de equipos a utilizarse en el diseño.

Esta propuesta puede ser incluida en sistemas fotovoltaicos ya implementados para corroborar si la producción eléctrica del dimensionamiento de generación es óptima, con el fin de realizar mejoras en sistemas que llevan algunos años en funcionamiento, ya que en los últimos años las condiciones climáticas han cambiado permitiendo al usuario realizar ciertos ajustes técnicos que incrementen la producción eléctrica.

# BIBLIOGRAFÍA

- [1] T. Ackermann, G. Andersson, y L. Söder, «Distributed generation: a definition1In addition to this paper, a working paper entitled 'Distributed power generation in a deregulated market environment' is available. The aim of this working paper is to start a discussion regarding different aspects of distributed generation. This working paper can be obtained from one of the authors, Thomas Ackermann.1», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 57, n.º 3, pp. 195-204, abr. 2001, doi: 10.1016/S0378-7796(01)00101-8.
- [2] A. Riofrio, D. Carrión, y D. Vaca, «Propuesta de Modelo de Operación Aplicado a Micro Redes Fotovoltaicas en Generación Distribuida», *Digital*, vol. 12, n.º 1, pp. 216-229, 2016, doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v12.n1.2016.47>.
- [3] D. Icaza, F. Jurado, y G. Pulla, «What is of interest that the buildings of the public electrical companies are also provided with solar energy? Case study "Empresa Eléctrica Centro Sur C.A." in Cuenca-Ecuador.», *Glasgow*, 30/09 2020, pp. 377-383. doi: 10.1109/ICRERA49962.2020.9242862.
- [4] J. Angamarca y R. Guevara, «Diseño de micro generación fotovoltaica conectada a la red para el suministro eléctrico de los centros operativos y agencias de la EEQ ubicados al noroccidente y sur de la ciudad de Quito.», Grado, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2020. Accedido: 20 de junio de 2022. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20865>
- [5] M. C. L. G. Fernández García y Ing. A. Cervantes Torres, «Proyecto de diseño e implementación de un sistema fotovoltaico de interconexión a la red eléctrica en la Universidad Tecnológica de Altamira.», Tesis Doctoral, CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN MATERIALES AVANZADOS, S.C., Altamira, 2017.
- [6] J. C. Plasencia Coronel, «Diseño de un sistema fotovoltaico interconectado a red de 4.5 kW en el complejo policial la despensa -en el distrito de José leonardo Ortiz -

- provincia de Chiclayo - Lambayeque.», Tesis de Grado, Universidad Nacional Pedro Luis Gallo, Lambayaque-Perú, 2018.
- [7] ONU, *Objetivo 7 - Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna*. 2022. Accedido: 10 de junio de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>
- [8] «Generación Distribuida - Evaluación Técnica y Económica», Perú, 5 de marzo de 2021. Accedido: 10 de junio de 2022. [Webinar]. Disponible en: <https://inelinc.com/curso/generacion-distribuida-evaluacion-tecnica-y-economica-6k315>
- [9] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, *Reglamento a Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica*. 2022, p. 4. Accedido: 10 de junio de 2022. [En línea]. Disponible en: <http://www.eeq.com.ec:8080/documents/10180/24600913/REGLAMENTO+A+LA+LEY+ORG%C3%81NICA+DEL+SERVICIO+P%C3%9ABLICO+DE+ENERG%C3%8DA+EL%C3%89CTRICA/d3f53b87-ac86-4fca-90fc-93f4fdd6534a>
- [10] «La demanda eléctrica del Ecuador aumentó en un 8,13%», 22 de agosto de 2022. <https://www.recursosyenergia.gob.ec/la-demanda-electrica-del-ecuador-aumento-en-un-813/#:~:text=En%20Ecuador%2C%20de%20enero%20hasta,incidieron%20para%20registrar%20este%20incremento> (accedido 10 de junio de 2022).
- [11] CTFE, «Factor de Emisión de CO2 del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador», Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de Gases de efecto invernadero, Ecuador, Técnico V7, 2019. Accedido: 10 de junio de 2022. [En línea]. Disponible en: [https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/11/factor\\_de\\_emision\\_de\\_co2\\_del\\_sistema\\_nacional\\_interconectado\\_de\\_ecuador\\_-\\_informe\\_2019.pdf](https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/11/factor_de_emision_de_co2_del_sistema_nacional_interconectado_de_ecuador_-_informe_2019.pdf)
- [12] ONU, *Objetivo 12 - Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles*. 2022. Accedido: 25 de mayo de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-consumption-production/>
- [13] CENACE, «Informe anual CENACE 2020», Quito, Ecuador, Técnico, 2020. Accedido: 10 de junio de 2022. [En línea]. Disponible en: <http://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/04/Informe-Anual-CENACE-2020-Parte-1.pdf>
- [14] ARCONEL, *Resolución Nro. ARCONEL -042/18 Regulación Nro. ARCONEL -003/18*. 2018, pp. 1-41. [En línea]. Disponible en: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/01/Codificacion-Regulacion-No.-ARCONEL-003-18.pdf>
- [15] L. Ordoñez Palacios, D. León Vargas, A. Bucheli Guerrero, y H. Ordoñez Eraso, «Solar Radiation Prediction on Photovoltaic Systems Using Machine Learning Techniques», *6/20*, vol. Vol. 29 (54), e11751, 17 de septiembre de 2020. Accedido: 10 de junio de 2022. [En línea]. Disponible en: <http://www.scielo.org.co/pdf/rfing/v29n54/0121-1129-rfing-29-54-11751.pdf>

- [16] M. Chuqui Quinteros, «ANÁLISIS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN HOGARES Y EDIFICACIONES», Universidad Politecnica Salesiana Sede - Quito, Quito, Ecuador, 2014. Accedido: 15 de junio de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/7529/6/UPS%20-%20KT00890.pdf>
- [17] «Taller de la Comisión de Energía en el Plan Estratégico de GD». Pacific Gas and Electric Company & Distributed Utility Associates, 5 de febrero de 2002.
- [18] L. Tecnalía, «Guía Básica de la Generación Distribuida». Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM), Gráficas Elisa S.A, Madrid, España, 2007.
- [19] L. Tecnalía, «Guía Básica de la Generación Distribuida». Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM), Gráficas Elisa S.A, Madrid, España, 2007.
- [20] IEEE, *Standard IEEE 1547*. 2018, p. 138. [En línea]. Disponible en: <https://site.ieee.org/gms-pes/files/2017/02/IEEE-1547-Vermont-Chapter.pdf>
- [21] Presidencia-de-la-República-del-Ecuador y Ministerio-de-Energía-y-Recursos-Naturales-No-Renovables, *REGLAMENTO A LEY ORGANICA DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA*. 2019, p. 2/61. [En línea]. Disponible en: <https://www.gob.ec/regulaciones/reglamento-ley-organica-servicio-publico-energia-electrica>
- [22] E. Fernando Duran, «La Generación Distribuida: Retos frente al Marco Legal del Mercado Eléctrico Ecuatoriano», *Revista Técnica «energía»*, vol. Vol. 10 Núm. 1, n.º Edición No. 10, p. 15, 31 de enero de 2014.
- [23] V. Méndez Quezada, «Generación Distribuida: Aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio», Tesis Doctoral, UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS DE MADRID, Madrid, España, 2005. Accedido: 18 de junio de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.comillas.edu/rest/bitstreams/429468/retrieve>
- [24] D. Arias, X. Gavela, y P. Riofrio, «Estado del Arte: Incentivos y Estrategias para la Penetración de Energía Renovable», *Energía*, n.º 18, pp. 91-103, ene. 2022, doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.494>.
- [25] C. Luna, «Potencial de energías renovables no convencionales para generar electricidad en el Departamento del Putumayo.», Maestría, Autónoma de Manizales, Manizales, 2019. Accedido: 17 de junio de 2022. [En línea]. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/360427564\\_POTENCIAL\\_DE\\_ENERGIAS\\_RENOVABLES\\_NO\\_CONVENCIONALES\\_PARA\\_GENERAR\\_ELECTRICIDAD\\_EN\\_EL\\_DEPARTAMENTO\\_DEL\\_PUTUMAYO](https://www.researchgate.net/publication/360427564_POTENCIAL_DE_ENERGIAS_RENOVABLES_NO_CONVENCIONALES_PARA_GENERAR_ELECTRICIDAD_EN_EL_DEPARTAMENTO_DEL_PUTUMAYO)
- [26] I. Romero, «Generación Distribuida en Latinoamérica», *capecLAV*, NN. <https://capevlac.olade.org/blog/generacion-distribuida-en-latinoamerica/> (accedido 17 de junio de 2022).
- [27] J. Urbanetz, G. Máximo, F. Stumpf, y J. D'Angela, «Acompanhamento do desempenho do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica da utfpr – Sede Neoville», Sodebras, jun. 2017, vol. yy-n. xxx, p. 1,2. doi: <https://doi.org/10.1590/1678-4324-smart-2018000280>.
- [28] J. Urbanetz, F. Stumpf, J. D'Angela, y G. Máximo, «Análise da operação de sistemas fotovoltaicos instalados na Universidade Tecnológica Federal do Paraná,



- em Curitiba», Forteleza, Brasil, oct. 2017, p. 1,2. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/handle/1/10094>
- [29] M. Rodríguez, A. Vázquez, y W. Saltos, «El Potencial Solar y la Generación Distribuida en la Provincia de Manabí en el Ecuador», *RIEMAT*, vol. 2, n.º 2, p. 6, dic. 2017, doi: 10.33936/riemat.v2i2.1143.
- [30] D. Icaza, J. Cabrera, y P. Arias, «Solar energy supply for the Rural Parish GAD's of Ecuador», ago. 2018, pp. 1-6. doi: 10.1109/ANDESCON.2018.8564659.
- [31] A. Vázquez, «La Formación Ambiental desde el aprovechamiento de la energía solar, el ahorro y la eficiencia energética», Máster, Técnica de Manabí, Ecuador, 2016. Accedido: 20 de junio de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://revistas.utm.edu.ec/index.php/Riemat/article/view/1143>
- [32] Agencia de Regulacion y Control de Energía, *ARCERNNR-021/2021*, vol. 447. 2021, p. 4. Accedido: 20 de junio de 2022. [En línea]. Disponible en: [controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/07/res\\_nro\\_\\_arcernnr-021-2021.pdf](http://controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/07/res_nro__arcernnr-021-2021.pdf)
- [33] J. M. Méndez Muñiz y R. Cuervo García, *Energía Solar Fotovoltaica*, Tercera. FC Editorial.
- [34] C. Erazo, «Aplicación de energía solar fotovoltaica para vivienda unifamiliar de bajo consumo energético». <https://www.monografias.com/trabajos-pdf5/aplicacion-energia-solar-fotovoltaica-vivienda-unifamiliar/aplicacion-energia-solar-fotovoltaica-vivienda-unifamiliar#ixzz3rbFrcM49> (accedido 22 de junio de 2022).
- [35] C. Ponce, «Planificación óptima de la generación distribuida en redes de Distribución de Energía Eléctrica.», Doctoral, Zaragoza, España, 2010. Accedido: 22 de junio de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.yumpu.com/es/document/read/18087204/planificacion-optima-de-la-generacion-distribuida-en->
- [36] A. González, «Estudio de la integración de la energía solar fotovoltaica en la edificación y su aplicación para el diseño de una instalación de 53 kW», Grado, Carlos III de Madrid, España, 2009. Accedido: 22 de junio de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/5985>
- [37] S. Espinoza, «Generación distribuida y su aplicabilidad en Ecuador», *Digital*, Ecuador, p. 1, 24 de marzo de 2018.
- [38] K. Anuradha, D. Erlapally, y G. Karuna, «Analysis Of Solar Power Generation Forecasting Using Machine Learning Techniques». *E3S Web of Conferences* 309, 01163, 2021. Accedido: 22 de junio de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202130901163>
- [39] C. Ferrer Martínez, «Machine Learning for Solar Energy Prediction», Tesis de Grado, Escuela Politecnica Superior de Gandia, Gandia, 2018.
- [40] N. Tyagi, «What is K-means Clustering in Machine Learning?», *Analytics Steps*, 9 de febrero de 2021. <https://www.analyticssteps.com/blogs/what-k-means-clustering-machine-learning>
- [41] Dr. M. J. Garbade, «Understanding K-means Clustering in Machine Learning», *Towards Data Science*, 12 de septiembre de 2018. <https://towardsdatascience.com/understanding-k-means-clustering-in-machine->

- learning-6a6e67336aa1#:~:text=K%2Dmeans%20clustering%20is%20one,known%2C%20or%20labelled%2C%20outcomes. (accedido 22 de junio de 2022).
- [42] A. Kumar, «Gaussian Mixture Models: What are they & when to use?», 14 de abril de 2022. [https://vitalflux.com/gaussian-mixture-models-what-are-they-when-to-use/#:~:text=Gaussian%20mixture%20models%20\(GMMs\)%20are,marketing%20and%20so%20much%20more!](https://vitalflux.com/gaussian-mixture-models-what-are-they-when-to-use/#:~:text=Gaussian%20mixture%20models%20(GMMs)%20are,marketing%20and%20so%20much%20more!) (accedido 22 de junio de 2022).
- [43] G. Solanki, «Understanding Gaussian Mixture Model», 18 de septiembre de 2020. <https://www.mygreatlearning.com/blog/gaussian-mixture-model/> (accedido 22 de junio de 2022).
- [44] «PVsyst Photovoltaic Software». PVsyst SA, Switzerland. Accedido: 22 de febrero de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.pvsyst.com/>
- [45] J. Tello y A. Marulanda, «Modelos de optimización para sistemas de potencia en la evolución hacia redes inteligentes: Una revisión.», *Digital*, vol. 84, n.º 202, pp. 102-111, 13 de julio de 2017.
- [46] A. Y. Abdelaziz, Y. G. Hegazy, W. El-Khattam, y M. M. Othman, «Optimal allocation of stochastically dependent renewable energy based distributed generators in unbalanced distribution networks», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 119, pp. 34-44, 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.09.005>.
- [47] ESPOL y CNEL EP, *Convenio Marco de cooperación Interinstitucional técnica y científica entre la Escuela Superior Politécnica del Litoral - ESPOL y la Empresa Nacional de Electricidad CNEL EP para la vinculación social y empresarial, el fomento de la innovación, transferencia de tecnológica, educación continua ejecutiva, actividades académicas e investigativas prestación de servicios y proyectos conjuntos*. 2021, p. 8. [En línea]. Disponible en: <https://convenios.espol.edu.ec/>
- [48] NASA, «Power Data Access Viewer». Estados Unidos. [Nasa]. Disponible en: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- [49] The MathWorks, Inc., «Matlab». América Latina, 2022 de 1994. [En línea]. Disponible en: <https://la.mathworks.com/products/matlab.html>
- [50] TheRegRunner, «Python». 2022.
- [51] H. Pandyaswargo, «“Estimating the energy demand and growth in off-grid villages: Case studies from Myanmar, Indonesia, and Laos”», *Energies*, vol. Vol 13, oct. 2020.
- [52] J. G. Angamarca Ipiales y R. D. Guevara Pajuña, «Diseño de micro generación fotovoltaica conectada a la red para el suministro eléctrico de los centros operativos y agencias de la EEQ ubicados al noroccidente y sur de la Ciudad de Quito», Tesis de Grado, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2020.
- [53] D. Ho, «Notepad++». 15 de julio de 2022. Accedido: 24 de agosto de 2022. [C++]. Disponible en: <https://notepad-plus-plus.org/author/>
- [54] R. Fourer, D. Gay, y B. Kernighan, «AMPL». Laboratorios Bell, 10 de enero de 2020. Accedido: 24 de agosto de 2022. [Multiplataforma]. Disponible en: <https://ampl.com/about-us/>
- [55] Asamblea Nacional, *Ley de Régimen Tributario Interno*, vol. 26. 2018, pp. 16-17. Accedido: 24 de agosto de 2022. [En línea]. Disponible en:

# APÉNDICES

## APÉNDICE A

### Resultados del cálculo de la demanda para la nueva Agencia CNEL EP Naranjito

OBRA AGENCIA CNEL NARANJITO							
OBJETO : PANEL PD-A							
UBICACIÓN BODEGA PROVISORIA							
Nº. CIRCUITO	Nº. PUNTOS	SERVICIO	CARGA (VATIOS)	FACTOR MULT.	SUB-TOTAL	FACTOR DEMANDA	TOTAL
A1	8	ALUMBRADO LED	40	1.00	320	0.70	224
A2	5	ALUMBRADO LED	24	1.00	120	0.70	84
A3	2	ALUMBRADO LED	96	1.00	192	0.70	134
A3	3	ALUMBRADO LED	24	1.00	72	0.70	50
A4	4	ALUMBRADO LED	150	1.00	600	0.70	420
TA1	6	TOMACORRIENTE 120V	150	1.00	900	0.70	630
TA2	3	TOMACORRIENTE 120V	300	1.00	900	0.70	630
TA3	1	TOMACORRIENTE 120V	200	1.00	200	0.70	140
TA4	1	TOMACORRIENTE 120V	150	1.00	150	0.70	105
TA5	3	TOMACORRIENTE 120V	100	1.00	300	0.70	210
TA6	3	TOMACORRIENTE 120V	100	1.00	300	0.70	210
TA7	4	TOMACORRIENTE 120V	100	1.00	400	0.70	280
TA8	1	TOMACORRIENTE 120V	2238	1.00	2,238	0.70	1,567
TA9	3	TOMACORRIENTE 120V	150	1.00	450	0.70	315
PD-B	1	PANEL PD-B	5900	1.00	5,900	0.70	4,130
TOTAL (VATIOS):					13,042	0.70	9,129

DEMANDA TOTAL: 9,129 VATIOS  
 FACTOR DE COINCIDENCIA 1  
 DEMANDA UTIL 9,129 VATIOS  
 CORRIENTE NOMINAL: 41.35 AMP.  
 DISYUNTOR: 70A-2P  
 CONDUCTOR: 2F # 4 THHN+ N # 6 THHN + T # 8 THHN  
 DUCTO: Ø 1 1/2"

OBRA : AGENCIA CNEL NARANJITO							
OBJETO : PANEL PD-B							
UBICACIÓN: PASILLO B							
Nº. CIRCUITO	Nº. PUNTOS	SERVICIO	CARGA (VATIOS)	FACTOR MULT.	SUB-TOTAL	FACTOR DEMANDA	TOTAL
B1	6	ALUMBRADO LED	96	1.00	576	0.70	403
B1	2	ALUMBRADO LED	24	1.00	48	0.70	34
B2	2	ALUMBRADO LED	96	1.00	192	0.70	134
B3	5	ALUMBRADO LED	60	1.00	300	0.70	210
B4	4	ALUMBRADO LED	24	1.00	96	0.70	67
B5	3	ALUMBRADO LED	96	1.00	288	0.70	202
TB1	5	TOMACORRIENTE 120V	150	1.00	750	0.70	525
TB2	4	TOMACORRIENTE 120V	150	1.00	600	0.70	420
TB3	5	TOMACORRIENTE 120V	150	1.00	750	0.70	525
TB4	2	TOMACORRIENTE 120V	300	1.00	600	0.70	420
TB5	1	TOMACORRIENTE 120V	300	1.00	300	0.70	210

TB6	1	TOMACORRIENTE 120V	100	1.00	100	0.70	70
TB7	1	TOMACORRIENTE 120V	200	1.00	200	0.70	140
TB8	1	TOMACORRIENTE 120V	300	1.00	300	0.70	210
TB9	1	TOMACORRIENTE 120V	300	1.00	300	0.70	210
TB10	2	TOMACORRIENTE 120V	100	1.00	200	0.70	140
TB11	1	TOMACORRIENTE 120V	300	1.00	300	0.70	210
TOTAL (VATIOS):					5,900	0.70	4,130

DEMANDA TOTAL: 4,130 VATIOS  
 FACTOR DE COINCIDENCIA 1  
 DEMANDA UTIL 4,130 VATIOS  
 CORRIENTE NOMINAL: 18.70 AMP.  
 DISYUNTOR: 40A - 2P  
 CONDUCTOR: 2 # 8 THHN+ N # 10 THHN + T # 12 THHN  
 DUCTO: Ø 1"

OBRA : AGENCIA CNEL NARANJITO							
OBJETO : PANEL PD-AA							
UBICACIÓN: BODEGA PROVISORIA							
Nº. CIRCUITO	Nº. PUNTOS	SERVICIO	CARGA (VATIOS)	FACTOR MULT.	SUB-TOTAL	FACTOR DEMANDA	TOTAL
AA1	1	CENTRAL 60000BTU COMP.	8000	1.00	8,000	0.70	5,600
AA2	1	CENTRAL 60000BTU COMP.	8000	1.00	8,000	0.70	5,600
AA3	1	SPLIT 24000BTU COMP.	3200	1.00	3,200	0.70	2,240
AA4	1	SPLIT 18000BTU COMP.	2400	1.00	2,400	0.70	1,680
AA5	1	SPLIT 18000BTU COMP.	2400	1.00	2,400	0.70	1,680
TOTAL (VATIOS):					24,000	0.70	16,800

DEMANDA TOTAL: 16,800 VATIOS  
 FACTOR DE COINCIDENCIA 1  
 DEMANDA UTIL 16,800 VATIOS  
 CORRIENTE NOMINAL: 76.09 AMP.  
 DISYUNTOR: 125A - 2P  
 CONDUCTOR: 2 # 2 THHN+ N # 4 THHN + T # 6 THHN  
 DUCTO: Ø 2"

OBRA : AGENCIA CNEL NARANJITO							
OBJETO : PANEL PD-UPS							
UBICACIÓN: CUARTO DE RACK							
Nº. CIRCUITO	Nº. PUNTOS	SERVICIO	CARGA (VATIOS)	FACTOR MULT.	SUB-TOTAL	FACTOR DEMANDA	TOTAL
T1	3	TOMACORRIENTE UPS	300	1.00	900	0.70	630
T2	1	TOMACORRIENTE UPS	300	1.00	300	0.70	210
T3	2	TOMACORRIENTE UPS	300	1.00	600	0.70	420
T4	1	TOMACORRIENTE UPS	300	1.00	300	0.70	210
TOTAL (VATIOS):					2,100	0.70	1,470

DEMANDA TOTAL: 1,470 VATIOS  
 FACTOR DE COINCIDENCIA 1  
 DEMANDA UTIL 1,470 VATIOS  
 CORRIENTE NOMINAL: 6.66 AMP.  
 DISYUNTOR: 20A - 2P  
 CONDUCTOR: 2 # 10 THHN+ N # 12 THHN + T # 12 THHN  
 DUCTO: Ø 1"

OBRA : AGENCIA CNEL NARANJITO							
OBJETO : TABLERO DE DISTRIBUCION PRINCIPAL							
UBICACIÓN : BODEGA PROVISORIA							
Nº. CIRCUITO	Nº. PUNTOS	SERVICIO	CARGA (VATIOS)	FACTOR MULT.	SUB-TOTAL	FACTOR DEMANDA	TOTAL
PD-A	1	Circuitos Derivados	13,042	1.00	13,042	0.70	9,129
PD-AA	1	Circuitos Derivados	16,800	1.00	16,800	0.70	11,760
PD-UPS	1	Tomacorriente UPS	1,470	1.00	1,470	0.70	1,029
TOTAL (VATIOS):					31,312	0.70	21,918

DEMANDA TOTAL: 21,918 VATIOS

FACTOR DE COINCIDENCIA	0.8	
DEMANDA UTIL	17,535	VATIOS
CORRIENTE NOMINAL:	79.41	AMP.
DISYUNTOR:	125A - 2P	
CONDUCTOR:	2 # 1/0 THHN+ N # 2 THHN + T # 4 THHN	
DUCTO:	Ø 2"	

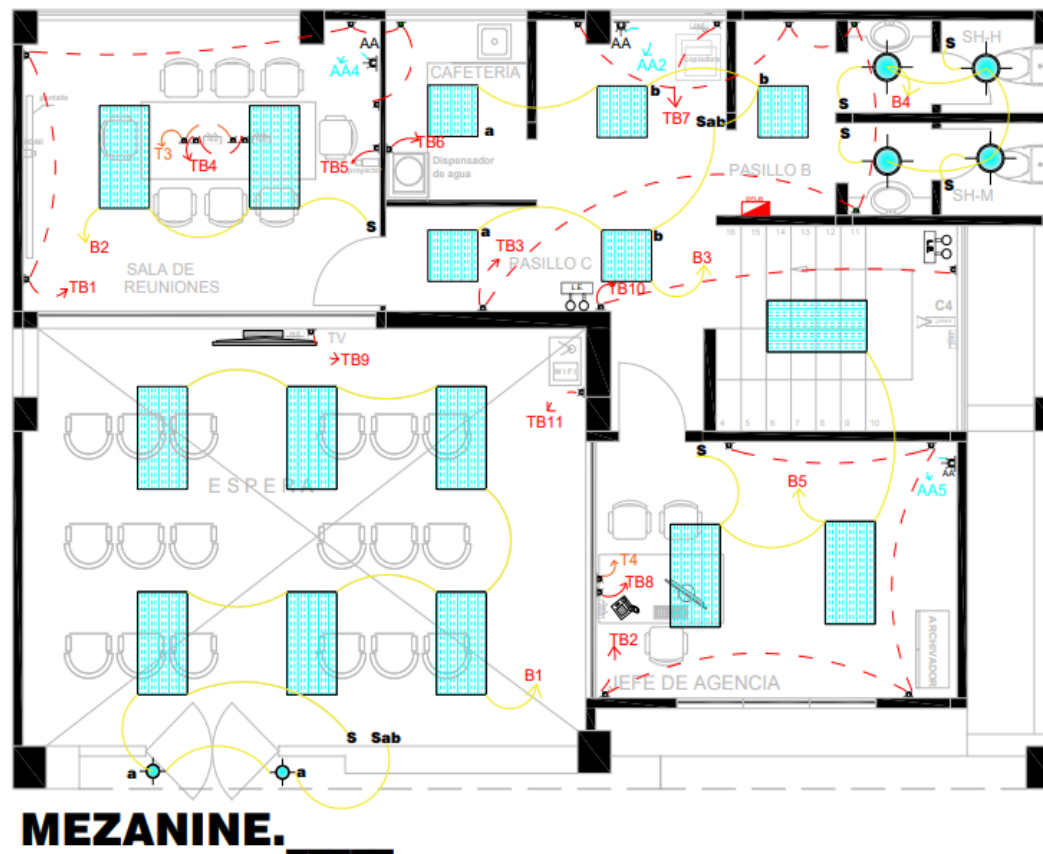
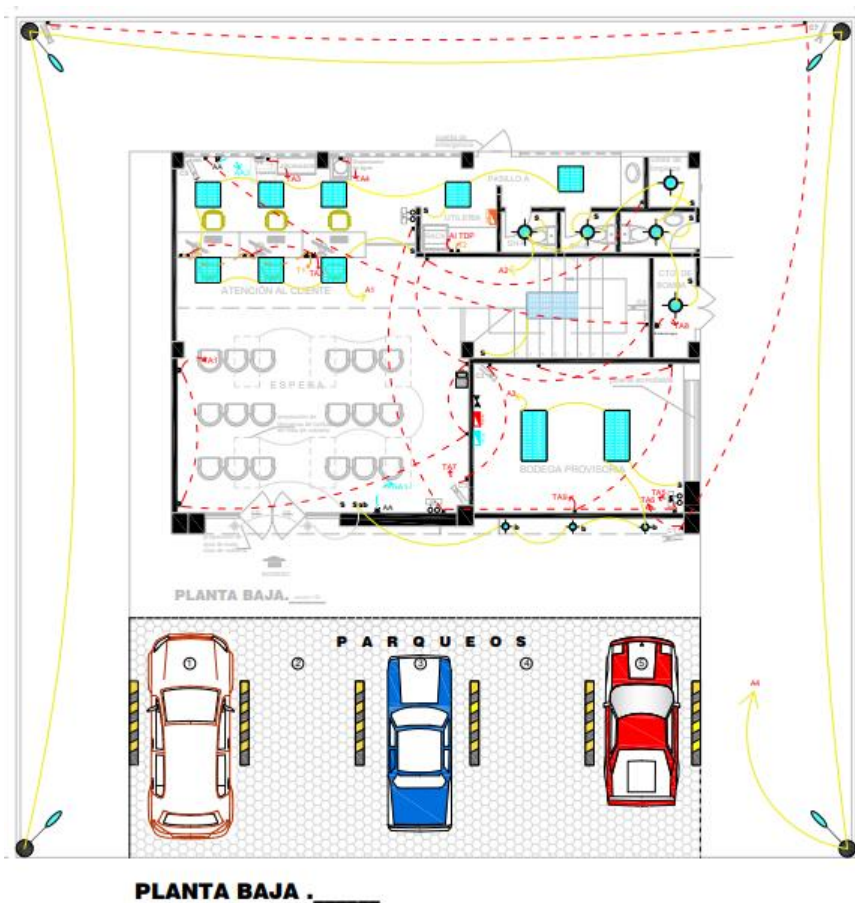
## APÉNDICE B

### Resultados de la planilla de circuitos derivados para la nueva Agencia CNEL EP Naranjito

PLANILLA DE CIRCUITOS DERIVADOS								
PANEL	CIRCUITO	FASE	N° PUNTOS	CALIBRE COND.	VOLT.	DUCTO	DISYUNTOR #P - AMP	SERVICIOS
PD-A 24 Esp. 120/220v	A1	A	8	12	120	1/2"	1P-20	Alumbrado Atención al Cliente - Pasillo A
	A2	A	5	12	120	1/2"	1P-20	Alumbrado Baños P. Baja, U. Limpieza, Cto de Bomba
	A3	B	5	12	120	1/2"	1P-20	Alumbrado Bodega Provisoria, Fachada Frontal
	A4	A	4	12	220	1/2"	2P-20	Alumbrado Exterior
	TA1	B	6	12	120	1/2"	1P-20	Tomacorrientes S.G Sala de Espera
	TA2	A	3	12	120	1/2"	1P-20	Tomacorrientes Puestos de Atención al Cliente
	TA3	B	1	12	120	1/2"	1P-20	Tomacorriente Copiadora
	TA4	A	1	12	120	1/2"	1P-20	Tomacorriente Dispensador de Agua
	TA5	A	3	12	120	1/2"	1P-20	Tomacorrientes Luces de Emergencia
	TA6	B	3	12	120	1/2"	1P-20	Tomacorrientes Cámaras de Vigilancia Externas
	TA7	A	4	12	120	1/2"	1P-20	Tomacorrientes Cámaras de Vigilancia Internas
	TA8	B	1	12	220	1/2"	2P-20	Tomacorriente Bomba de Agua
	TA9	A	3	12	120	1/2"	1P-20	Tomacorrientes S.G Bodega Provisoria
PD-B	AB	1	6	220	1"	2P-50	Circuitos Derivados Panel PD-B	
PANEL	CIRCUITO	FASE	N° PUNTOS	CALIBRE COND.	VOLT.	DUCTO	DISYUNTOR #P - AMP	SERVICIOS
PD-B 24 Esp. 120/220v	B1	A	8	12	120	1/2"	1P-20	Alumbrado Sala de Espera (Mezanine), Entrada
	B2	B	2	12	120	1/2"	1P-20	Alumbrado Sala de Reuniones
	B3	A	5	12	120	1/2"	1P-20	Alumbrado Pasillo B-C, Cafetería
	B4	B	4	12	120	1/2"	1P-20	Alumbrado Baños Mezanine
	B5	A	3	12	120	1/2"	1P-20	Alumbrado Escaleras, Oficina de Jefe Agencia
	TB1	B	5	12	120	1/2"	1P-20	Tomacorriente S.G Sala de Reuniones
	TB2	A	4	12	120	1/2"	1P-20	Tomacorriente S.G Oficina Jefe de Agencia
	TB3	B	5	12	120	1/2"	1P-20	Tomacorriente S.G Pasillo C, Baños
	TB4	A	2	12	120	1/2"	1P-20	Tomacorriente Computadoras Sala de Reuniones
	TB5	B	1	12	120	1/2"	1P-20	Tomacorriente Proyector - Sala de Reuniones
	TB6	A	1	12	120	1/2"	1P-20	Tomacorriente Dispensador de Agua - Cafetería
	TB7	B	1	12	120	1/2"	1P-20	Tomacorriente Copiadora Mezanine
	TB8	A	1	12	120	1/2"	1P-20	Tomacorriente Computador Oficina Jefe de Agencia
TB9	B	1	12	120	1/2"	1P-20	Tomacorriente TV Sala de Espera	
TB10	A	1	12	120	1/2"	1P-20	Tomacorriente Luces de Emergencia - Mezanine	
TB11	B	1	12	120	1/2"	1P-20	Tomacorriente WIFI	
PANEL	CIRCUITO	FASE	N° PUNTOS	CALIBRE COND.	VOLT.	DUCTO	DISYUNTOR #P - AMP	SERVICIOS
PD-AA 16 Esp. 120/220v	AA1	AB	1	6	220	2"	2P-70	Tomacorriente A.A. 60000 BTU - Central Planta Baja
	AA2	AB	1	6	220	2"	2P-70	Tomacorriente A.A. 60000 BTU - Central Mezanine
	AA3	AB	1	10	220	1"	2P-30	Tomacorriente A.A. Split 24000 BTU - Servicio al Cliente
	AA4	AB	1	10	220	1"	2P-30	Tomacorriente A.A. Split 18000 BTU - Sala de Reuniones
	AA5	AB	1	10	220	1"	2P-30	Tomacorriente A.A. Split 18000 BTU - Oficina Jefe de Agencia
PANEL	CIRCUITO	FASE	N° PUNTOS	CALIBRE COND.	VOLT.	DUCTO	DISYUNTOR #P - AMP	SERVICIOS
PD-UPS 8 Esp. 120/220v	T1	A	3	12	120	1/2"	1P-20	Tomac.UPS Atención al Cliente
	T2	B	1	12	120	1/2"	1P-20	Tomac.UPS Cuarto de Rack
	T3	A	2	12	120	1/2"	1P-20	Tomac.UPS Sala de Reuniones
	T4	B	1	12	120	1/2"	1P-20	Tomac.UPS Oficina Jefe de Agencia

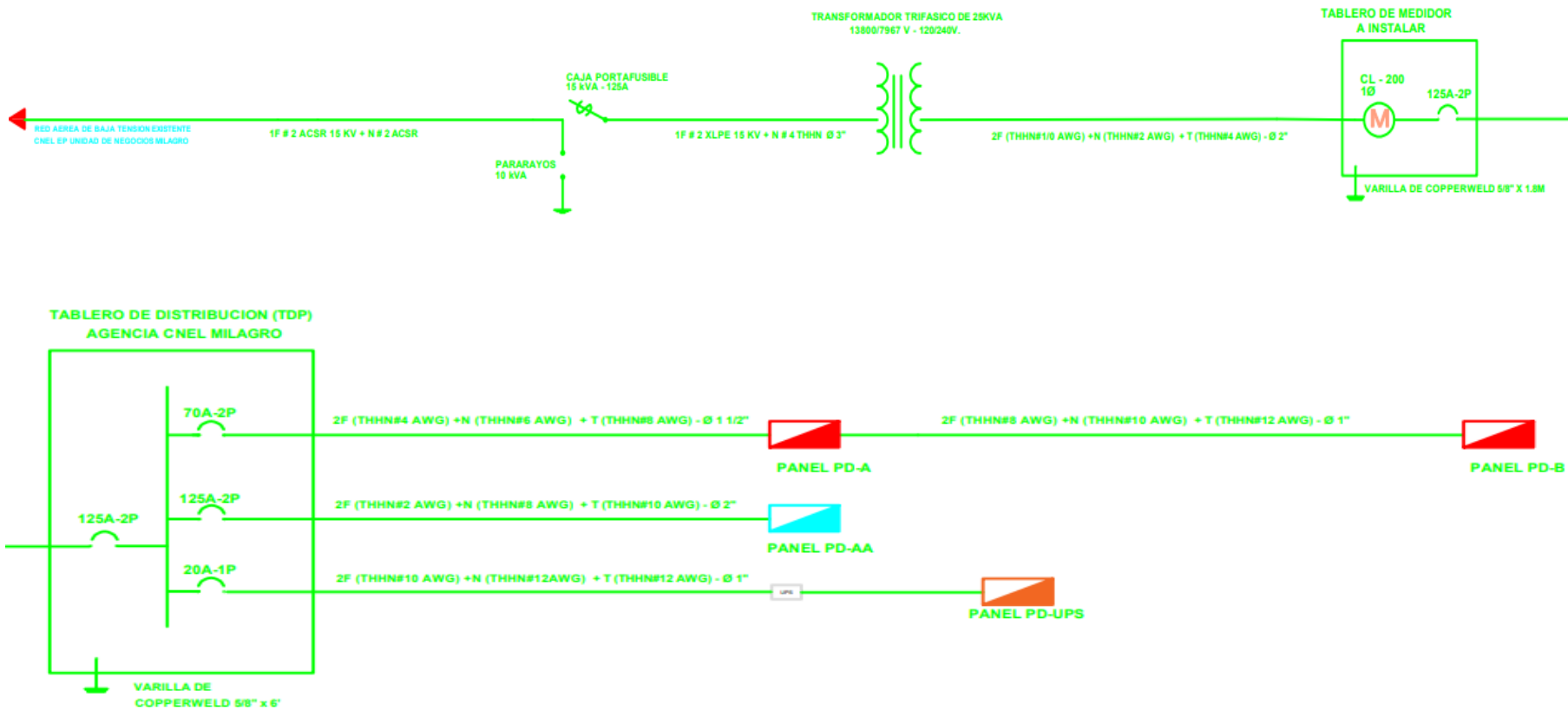
## APÉNDICE C

### Planos del diseño eléctrico para la nueva Agencia CNEL EP Naranjito



## APÉNDICE D

### Diagrama Unifilar del diseño eléctrico para la nueva Agencia CNEL EP Naranjito





# APÉNDICE E

## Código en Matlab k-means

```
%Código k-means: Tesis de grado de Ernesto Robalino - Evelyn Guerrero
close all
clear all
clc
%ALLSKY: All Sky Surface Shortwave Downward Irradiance (Wh/m^2)
%T2M:Temperature at 2 Meters (C)
%PREST:Precipitation Corrected Index (mm/hour)
%CLEARKT: All Sky Insolation Clearness Index (dimensionless)

%% Lectura de datos
filename = '06_Junio_2019_2020_2021.csv';
Datos = readtable(filename);
Datos=table2array(Datos);

ALLSKY=Datos(:,5);
T2M=Datos(:,6);
PREST=Datos(:,7);
CLEARKT=Datos(:,8);
%% Gráficos
h = 1:length(Datos);
t = tiledlayout(2,2);
nexttile
plot(h,ALLSKY)
xlabel('Hora')
ylabel('Irradiancia Global Horizontal (Wh/m^2)')
nexttile
plot(h,T2M)
xlabel('Hora')
ylabel('Temperatura del aire (°C)')
nexttile
plot(h,PREST)
xlabel('Hora')
ylabel('Indice de Precipitacion (mm/hora)')
nexttile
plot(h,CLEARKT)
xlabel('Hora')
ylabel('Indice de Claridad de Insolacion')
t.Padding = 'compact';
t.TileSpacing = 'compact';

%% Selección de datos

[row,col] = find(Datos(:,4)>=6 & Datos(:,4)<=18); %Registra los índices
del lugar donde se cumple la condición
COLVER = Datos(row,4); %Devuelve los valores de los indices (horas) que
cumplan la condición
COLVER1 = Datos(row,5); %Irradiancia durante el día
COLVER2 = Datos(row,6); %Temperatura durante el día
COLVER3 = Datos(row,7); %Precipitacion durante el día
COLVER4 = Datos(row,8); %Claridad durante el día
SolData=[COLVER1 COLVER2]; %Irradiancia y Temperatura, desde las 6am hasta
18pm
Data_min=min(SolData); %Se obtiene el valor mínimo por cada columna
Data_max=max(SolData); %Se obtiene el valor máximo por cada columna
Data_escal = rescale(SolData,'InputMin',Data_min,'InputMax',Data_max);
%Escalamiento de los valores

%% Determina la cantidad de clústeres Radiación y Temperatura (Metodo del
Codo de Jambu)
```

```

sa=[];
K=[];
for k=1:8
    [idx,c,sumd]=kmeans(Data_escale,k);
    sa=[sa sum(sumd)];
    K=[K];
end
figure (2)
plot(K,sa) %Codo de Jambú
title('Codo de Jambú Irradiancia y Temperatura')
xlabel('Número de grupos')
ylabel('Inercia intraclase')
grid on

%% Algoritmo de Kmeans Radiación y Temperatura
[idx,K1]=kmeans(Data_escale,2);
figure (3)
gscatter(Data_escale(:,1),Data_escale(:,2),idx,'bgm')
hold on
plot(K1(:,1),K1(:,2),'kx') %Gráfica el centroide
legend('Grupo 1','Grupo 2','Centroide del Grupo')
%title('Aplicando Kmeans')
xlabel('Temperatura del aire a 2 metros')
ylabel('Irradiación horizontal global')

IT_datos=[idx COLVER SolData];

%% IDENTIFICAR HORAS CLUSTER 2 Radiación y Temperatura
[row2,col2] = find(IT_datos(:,1)==2); %Registra los índices del lugar
donde se cumple la condición
Cluster2 = IT_datos(row2,2); %Devuelve los valores de los índices que
cumplan la condición
Cluster2_1 = IT_datos(row2,3);
Cluster2_2 = IT_datos(row2,4);
SolDataC2=[Cluster2 Cluster2_1 Cluster2_2]; %Horas del cluster 2
%IDENTIFICAR HORAS CLUSTER 1
[row,col] = find(IT_datos(:,1)==1); %Registra los índices del lugar donde
se cumple la condición
Cluster1 = IT_datos(row,2); %Devuelve los valores de los índices que
cumplan la condición
Cluster1_1 = IT_datos(row,3);%Devuelve los valores de irradiancia que
cumplen la condición
Cluster1_2 = IT_datos(row,4);%Devuelve los valores de temperatura que
cumplen la condición
SolDataC1=[Cluster1 Cluster1_1 Cluster1_2]; %Horas del cluster 1

%C1
C_NewI1=K1(1,1)*(Data_max(:,1)-Data_min(:,1))+Data_min(:,1);
C_NewT1=K1(1,2)*(Data_max(:,2)-Data_min(:,2))+Data_min(:,2);
%C2
C_NewI2=K1(2,1)*(Data_max(:,1)-Data_min(:,1))+Data_min(:,1);
C_NewT2=K1(2,2)*(Data_max(:,2)-Data_min(:,2))+Data_min(:,2);
%Centroides_Irradiancia_Temperatura=[c_NewT1,c_NewI1;c_NewT2,c_NewI2];

%% CLUSTER PARA LA PRECIPITACION DE LLUVIA
PREST=Datos(:,7);

%%número de clusters
B2=PREST;
colmin2=min(B2); %Se obtiene el valor mínimo por cada columna
colmax2=max(B2); %Se obtiene el valor máximo por cada columna
P1=rescale(B2,'InputMin',colmin2,'InputMax',colmax2); %Escalamiento de los
valores

```

```

%Determina la cantidad de clústeres
sa=[];
K=[];
for k=1:8
    [idx,c,sumd]=kmeans(P1,k);
    sa=[sa sum(sumd)];
    K=[K];
end
figure(6)
plot(K,sa) %Codo de Jambú Precipitacion de LLuvia
title('Codo de Jambú Precipitacion de LLuvia')
xlabel('Número de Grupos')
ylabel('Inercia Intra-clases WCSS')
grid on
%%Kmeans solo con P

P=PREST;
t=1:604800;
rng default; % For reproducibility
X = [P];
figure (7)
plot(X(:,1),'.');
title 'Cluster Precipitacion de LLuvia';
opts = statset('Display','final');
[idx,K2] = kmeans(X,2,'Distance','cityblock',...
    'Replicates',5,'Options',opts);
% figure;
% plot(X(idx==1,1),'r.','MarkerSize',12);
% hold on
% plot(X(idx==2,1),'b.','MarkerSize',12)
% plot(C(:,1),'kx',...
%     'MarkerSize',15,'LineWidth',3)
% plot(X(idx==3,1),'g.','MarkerSize',12)
% plot(C(:,1),'kx',...
%     'MarkerSize',15,'LineWidth',3)
% legend('Cluster 1','Cluster 2','Cluster 3','Centroids',...
%     'Location','NW')
% title 'Cluster Assignments and Centroids'
% hold off
%Cluster_Velocidad_Del_Viento_10m= C2

%% CLUSTER PARA EL INDICE DE CLARIDAD
CLEARKT=Datos(:,8);

%%número de clusters
B2=CLEARKT;
colmin2=min(B2); %Se obtiene el valor mínimo por cada columna
colmax2=max(B2); %Se obtiene el valor máximo por cada columna
P1=rescale(B2,'InputMin',colmin2,'InputMax',colmax2); %Escalamiento de los
valores

%Determina la cantidad de clústeres
sa=[];
K=[];
for k=1:8
    [idx,c,sumd]=kmeans(P1,k);
    sa=[sa sum(sumd)];
    K=[K];
end
figure(8)
plot(K,sa) %Codo de Jambú Índice de Claridad
title('Codo de Jambú Índice de Claridad')
xlabel('Número de Clústeres')
ylabel('Inercia Intra-clases WCSS')

```

```

grid on
%%Kmeans solo con P

P=CLEARKT;
t=1:604800;
rng default; % For reproducibility
X = [P];
figure (9)
plot(X(:,1),'.');
title 'Cluster Indice de Claridad';
opts = statset('Display','final');
[idx,K3] = kmeans(X,2,'Distance','cityblock',...
    'Replicates',5,'Options',opts);
% figure;
% plot(X(idx==1,1),'r.','MarkerSize',12);
% hold on
% plot(X(idx==2,1),'b.','MarkerSize',12)
% plot(C(:,1),'kx',...
%     'MarkerSize',15,'LineWidth',3)
% plot(X(idx==3,1),'g.','MarkerSize',12)
% plot(C(:,1),'kx',...
%     'MarkerSize',15,'LineWidth',3)
% legend('Cluster 1','Cluster 2','Cluster 3','Centroids',...
%     'Location','NW')
% title 'Cluster Assignments and Centroids'
% hold off

%Cluster_Velocidad_Del_Viento_50m= C3

%% RESULTADOS

Centroides_Irradiancia_Temperatura=[C_NewI1,C_NewT1;C_NewI2,C_NewT2]
Cluster_Precipitacion_Lluvia= K2
Cluster_Indice_Claridad= K3

```

## APÉNDICE F

### Código en Python Gaussian Mixture Model (GMM)

Basado en el ejemplo de: <https://github.com/scikit-learn/scikit-learn/issues/4717>

```
import numpy as np

from sklearn import mixture #Scikit-
Learn es una de estas librerías gratuitas para Python. Cuenta con algoritmos de clasific
ación, regresión, clustering y reducción de dimensionalidad.

from sklearn.cluster import KMeans
from scipy import stats

import matplotlib.pyplot as plt
import seaborn as sns # Seaborn es una librería para Python que permite generar fácil
mente elegantes gráficos

p=[]
nombre_archivo = "12_Diciembre_2019_2020_2021.csv" # declaramos el nombre del
archivo

with open(nombre_archivo "r") as archivo : # abrimos el archivo con la funcion open next
(archivo, None) # omitimos la primera la primera linea del ecabezado con netx pa r aque
itere el archivo

    for linea in archivo :
        linea = linea.rstrip() # empezamos a leer cada linea con rstrip, que remeue el salto d
e linea

        separador = "," # declaramos cual es el separador
        lista = linea.split(",") # .split convertira cada cadena de caracteres a una lista o arregl
o,
```

```

# seleccione en la lista:

#4 Datos históricos de Irradiancia Global

#5 Datos históricos de Temperatura ambiente

#6 Datos históricos de
precipitación de Lluvia

#7 Datos históricos de nivel de
nubosidad

p.append(float(lista[1])) # de la lista vamos a leer los valores como flotantes
np.random.seed(2)
x = np.concatenate([
    np.random.normal(0, 2, 2000),
    np.random.normal(5, 5, 2000),
    np.random.normal(3, 0.5, 2000)
])

x=np.array(p)

# filtramos los elementos que valen cero en el vector, de esta manera se toma únicamente las horas del día que hay radiación solar
x= np.fromiter((element for element in x if element >0), dtype = x.dtype)
plt.hist(x, 80, density=True)
plt.savefig('dwe')

# Data are in x
x.shape

# Again data have to be reshape for fitting GMM: Esta función devuelve un nuevo array con los datos del array cedido como primer argumento y el nuevo tamaño indicado:
x = x.reshape(-1, 1)
# Fit the GMM:

gmm_model2 = mixture.GaussianMixture(n_components=1, max_iter= 500, random_state=0)

```

```

gmm_model2.fit(x)
# Check that the means and variances correspond to the ones we generated the data from
om

print("GM: ", gmm_model2.means_, "Covariances: ", gmm_model2.covariances_, "Weights: ", gmm_model2.weights_)

xpdf = np.linspace(0, 10, 1000) # Points to generate
xpdf = xpdf.reshape(-1,1)

# Calculate mixture model's scores: avg. loglikelihood
# Get score for each of the points in linspace
loglikelihoods = gmm_model2.score_samples(xpdf)

# As we got log likelihoods, to get likelihoods we go back:

# Each point has a likelihood to belong to a certain mixture, plot those:

plt.plot(xpdf, np.exp(loglikelihoods), '-r')
plt.hist(x, 80, density=True)

for i in range(gmm_model2.n_components):

    pdf = gmm_model2.weights_[i] * stats.norm(gmm_model2.means_[i, 0],
                                              np.sqrt(gmm_model2.covariances_[i, 0])).pdf(xpdf)

    plt.fill(xpdf, pdf, facecolor = 'gray', edgecolor='blue', alpha= 0.3)
    plt.savefig('dwe2',dpi=400)

# Compare to kmeans:

kmeans2_model = KMeans(n_clusters=1, n_init = 30, random_state=0)
kmeans2_model.fit(x)

kmeans2_model.cluster_centers_

```

## APÉNDICE G

### Implementación del modelo de optimización en AMPL

```
# Optimizacion de sistema de generacion distribuida fotovoltaica para Agencia CNEL
EP Naranjito
# Tesis: Ernesto Robalino - Evelyn Guerrero
#definir conjuntos
#T: TIEMPO
set T;                # Conjunto de los intervalos de tiempo, demanda,
tarifa
set PT;                # Parametros tecnicos de la Instalacion de
Generacion Fotovoltaica
#NUEVO
#####
#####
#definir parametros
param Pd{T};          # Demanda activa de la Agencia CNEL EP Naranjito
param frGD{T};        # factor dependiente de condiciones solares (tecnicas de
machine learning)
param Ppanel{PT};     # Potencia de Panel solar (550 W y 415 W)
param Vmaxinv{PT};    # Voltaje maximo de inversor monofasico
param Vmpp{PT};       # Voltaje de potencia maxima de panel solar
param areaPS{PT};     # Area que ocupa el panel solar
param areaTD;         # Area total disponible
param IGSmax;         # Limite de instalacion de generacion solar(potencia
maxima de instalacion)
param fDD;            # Factor de distribución de demanda ( 1: demanda total; 0.8:
demanda sectorizada(centrales de aire))
param cGD;            # Costo de instalar la generación solar (elementos del sistema)
param cCE;            # Costo por el corte de energía ( energía no suministrada por la
red)
param delta > 0;     # Tiempo de muestreo en horas
#####
#####
```



```

#definir variables
var PGSmax >=0;          #Dimensionamiento de potencia activa maxima optima
de la generacion solar
var pCE{T};            #Porcentaje de Corte de energia (la energia que
suministra la red)
var Nt{PT};            #Numero totales de paneles solares
var Ns{PT};            #Numero de cadenas en serie
var Np{PT};            #Numero de cadenas en paralelo
var aOP{PT};          #Area optima de instalacion de paneles solares
#####
#####
# Funcion objetivo
minimize Costo_dimensionamiento_GDF:
    (cGD * fDD * PGSmax) + (365 * sum {t in T} (delta * cCE * Pd[t] * pCE[t]));
#Funcion de costo del dimensionamiento del sistema de generacion distribuida
fotovoltaica
# RESTRICCIONES
subject to Balance_energia{t in T}: # Balance de potencia activa de la agencia y de
la red
    frGD[t] * PGSmax = Pd[t]*(1 - pCE[t]);
subject to No_negatividad_Pd{t in T}: # No negatividad de la demanda activa de la
agencia
    Pd[t] >=0;
subject to No_negatividad_PGSmax: # No negatividad de la Generacion distribuida
de la agencia
    PGSmax >=0;
subject to Porcentaje_corte_energia_0{t in T}: # Porcentaje de corte de energia entre
0 y 1
    pCE[t] >= 0;
#subject to Porcentaje_corte_energia_1{t in T}: # Porcentaje de corte de energia
entre 0 y 1
    #pCE[t] <= 1;

```

subject to Dimensionamiento\_GDF: # Dimensionamiento de GDF menor o igual al limite de generacion solar

$$PGSmax \leq IGSmax;$$

subject to Numero\_paneles{p in PT}: #Numero de paneles a instalar para la potencia optima de generacion solar

$$Nt[p] = PGSmax * 1000 / Ppanel[p];$$

subject to cadena\_serie{p in PT}: #Numero de cadenas de paneles en serie

$$Ns[p] = Vmaxinv[p] / Vmpp[p];$$

subject to Cadena\_parelo{p in PT}: #Numero de cadenas de paneles en serie

$$Np[p] = Nt[p] / Ns[p];$$

subject to Area\_optima{p in PT}: #Numero de cadenas de paneles en serie

$$aOP[p] = Nt[p] * areaPS[p];$$

data;

param: T : Pd frGD :=

# [kW]

1	1.54	0.0000
2	1.74	0.0000
3	2.36	0.0000
4	2.14	0.0000
5	2.23	0.0000
6	2.78	0.1246
7	5.63	0.1246
8	9.63	0.1246
9	15.45	0.7543
10	15.93	0.7543
11	16.11	0.7543
12	16.96	0.7543
13	17.53	0.7543
14	17.09	0.7543
15	16.77	0.7543
16	15.65	0.7543

```

17    15.39  0.1246
18    13.51  0.1246
19     8.92  0.0000
20     5.37  0.0000
21     4.84  0.0000
22     3.04  0.0000
23     3.25  0.0000
24     2.95  0.0000;

```

```
param delta:= 1;
```

param:	PT:	Ppanel	Vmaxinv	Vmpp	areaPS:=
#		[kW]	[V]	[V]	[m2]
	1	550	600	41.6527	2.2639
	2	415	600	41.6590	1.4527;

```
param areaTD:= 89.81; # [m2] area total disponible para instalacion
```

```
param IGSmax:= 21.04; # [kW] límite de generacion solar
```

```
param fDD:= 1; # [%] para demanda total o sectorizada
```

```
param cGD:= 1313.0 ; # [$/kW] costo de instalacion de generacion solar
```

```
param cCE:= 0.646; # [$/kWh} costo de corte de energia
```

```
reset;
```

```
model Modelo_Tesis_SistemaGDF.mod;
```

```
data Data_Tesis_SistemaGDF_Total.dat;
```

```
option solver cplex;
```

```
solve Costo_dimencionamiento_GDF;
```

```
display PGSmax, Nt, Ns, Np, aOP;
```

```
display pCE;
```

```
display cGD * fDD * PGSmax;
```

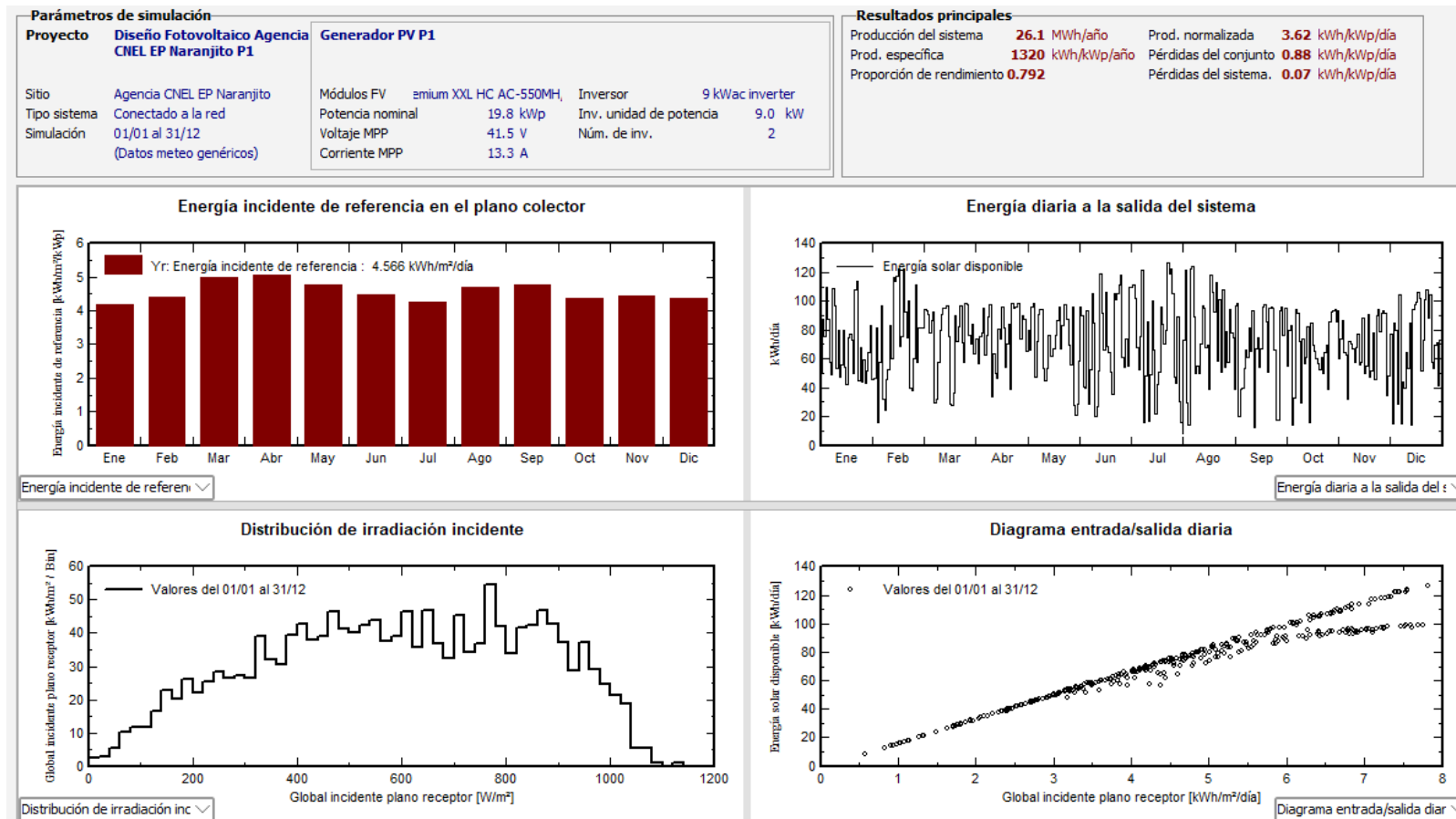
```
display 365 * sum {t in T} (delta * cCE * Pd[t] * pCE[t]);
```

```
display Costo_dimencionamiento_GDF;
```

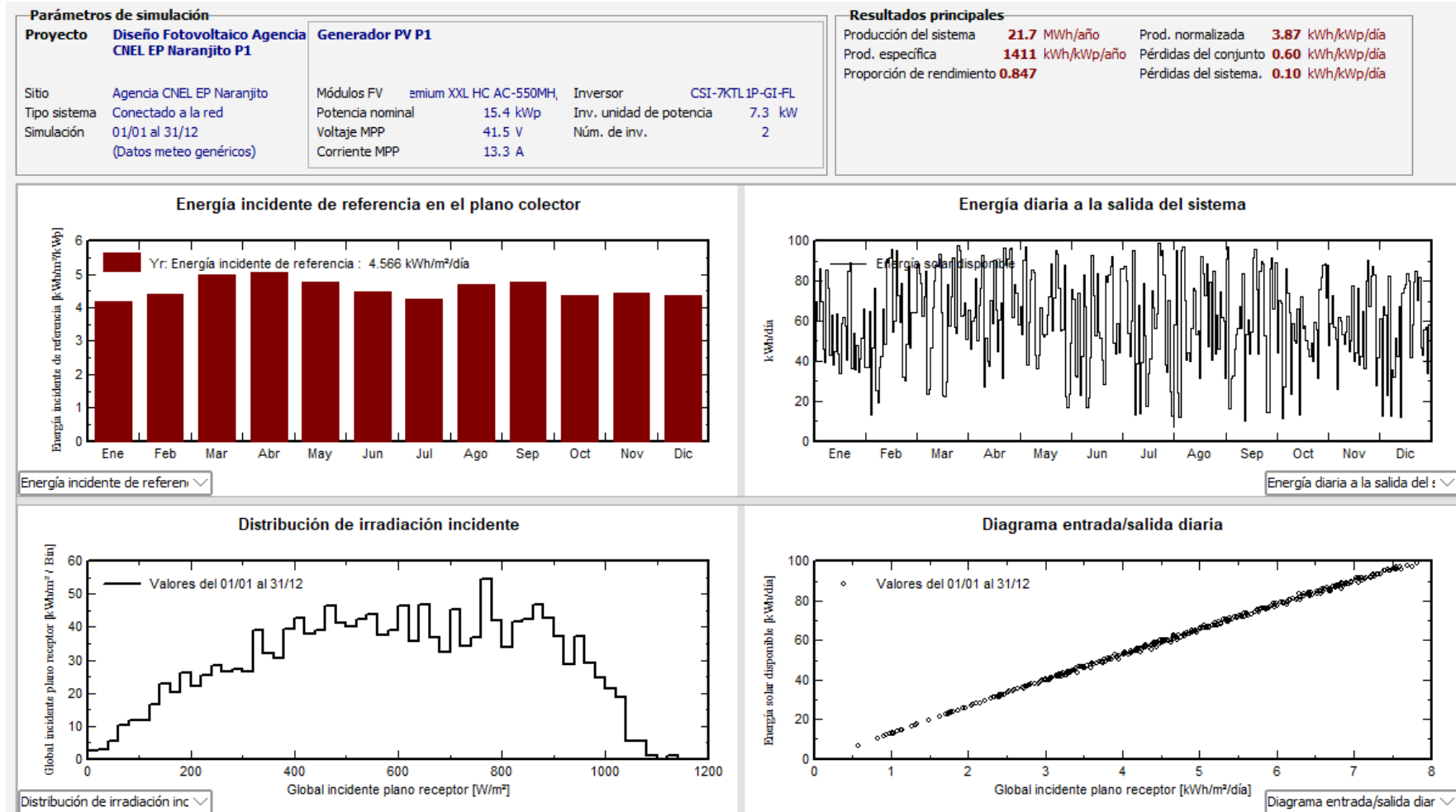
# APÉNDICE H

## Resultados de dimensionamiento en PVSyst

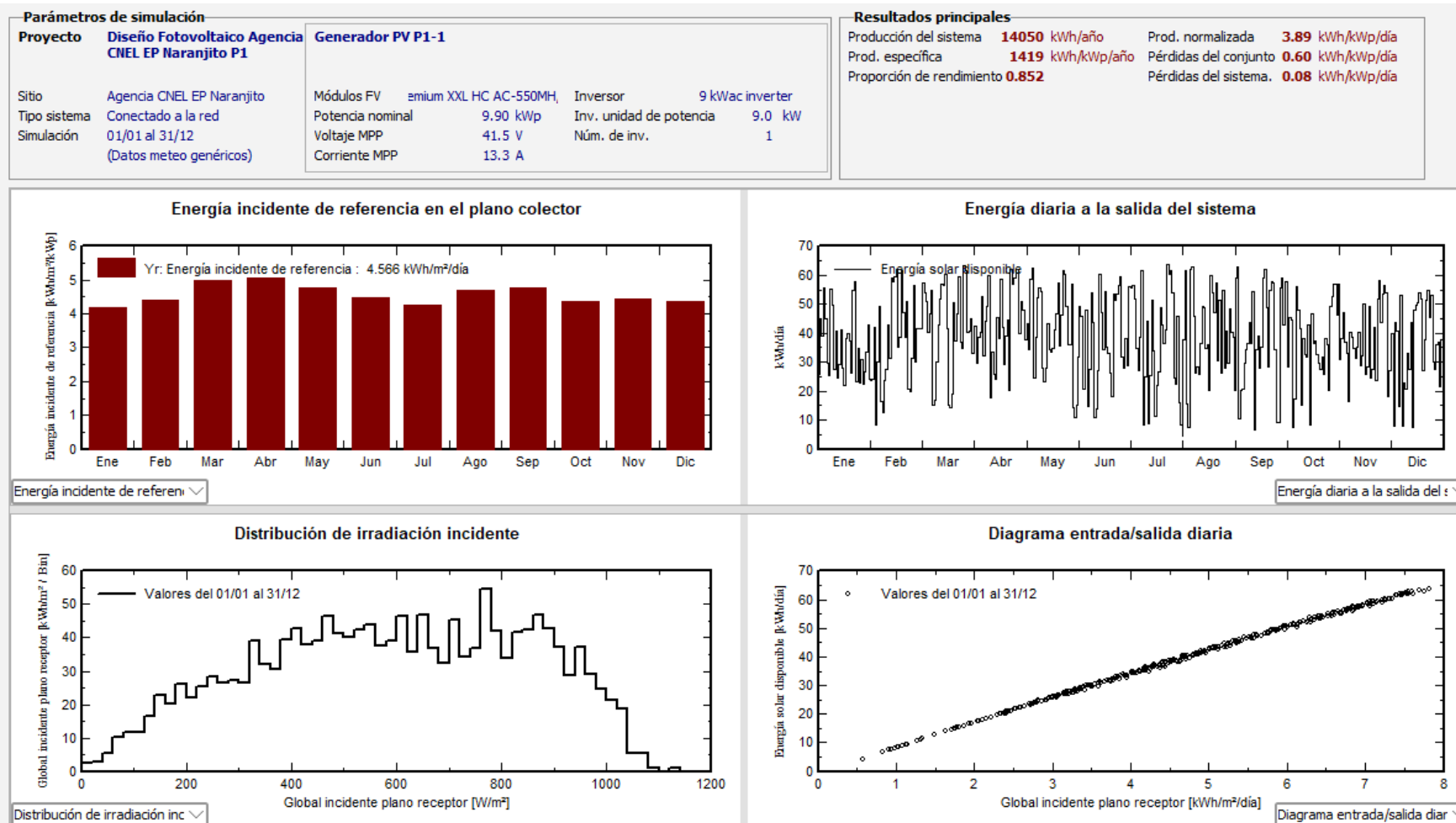
### Para escenario 1: Demanda total



## Para escenario 2: Demanda sectorizada solo centrales de aire



## Para escenario 3: Demanda sectorizada solo alumbrado y tomacorrientes



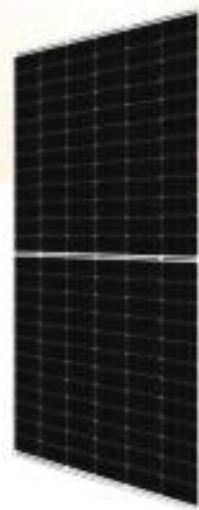
## APÉNDICE I

### Cálculo del Ahorro anual para cada escenario

Mes	Sin Generacion distribuida Fotovoltaica		Energia producida (kWh)			Con Generacion distribuida Fotovoltaica				Ahorro anual (\$)		
	Consumo (kWh)	Factura Estimada CNEL (\$)	Escenario 1 (kWh)	Escenario 2 (kWh)	Escenario 2 (kWh)	Consumo (kWh)	Factura Estimada Caso 1 CNEL (\$)	Factura Estimada Caso 2 CNEL (\$)	Factura Estimada Caso 3 CNEL (\$)	Escenario 1 (\$)	Escenario 2 (\$)	Escenario 3 (\$)
jul-21	2327.21	\$ 177.87	2005.58	1455.58	805.58	2327.21	\$ 29.30	\$ 70.05	\$ 118.19	\$ 148.56	\$ 107.82	\$ 59.67
ago-21	2685.24	\$ 204.39	2049.87	1299.87	649.87	2685.24	\$ 52.54	\$ 108.10	\$ 156.25	\$ 151.84	\$ 96.29	\$ 48.14
sep-21	2357.04	\$ 180.08	1986.26	1236.26	586.26	2357.04	\$ 32.95	\$ 88.50	\$ 136.65	\$ 147.13	\$ 91.57	\$ 43.43
oct-21	2364.50	\$ 180.63	2009.64	1259.64	609.64	2364.50	\$ 31.77	\$ 87.32	\$ 135.47	\$ 148.86	\$ 93.31	\$ 45.16
nov-21	2409.26	\$ 183.94	2014.96	1264.96	614.96	2409.26	\$ 34.69	\$ 90.24	\$ 138.39	\$ 149.26	\$ 93.70	\$ 45.55
dic-21	2923.93	\$ 222.07	2074.34	1324.34	674.34	2923.93	\$ 68.41	\$ 123.97	\$ 172.12	\$ 153.65	\$ 98.10	\$ 49.95
ene-22	2603.19	\$ 198.31	2062.87	1312.87	662.87	2603.19	\$ 45.50	\$ 101.06	\$ 149.21	\$ 152.81	\$ 97.25	\$ 49.10
feb-22	2670.32	\$ 203.28	2041.84	1291.84	641.84	2670.32	\$ 52.03	\$ 107.59	\$ 155.74	\$ 151.25	\$ 95.69	\$ 47.54
mar-22	2580.81	\$ 196.65	2045.13	1295.13	645.13	2580.81	\$ 45.16	\$ 100.72	\$ 148.86	\$ 151.49	\$ 95.94	\$ 47.79
abr-22	2655.40	\$ 202.18	2054.52	1304.52	654.52	2655.40	\$ 49.99	\$ 105.55	\$ 153.69	\$ 152.19	\$ 96.63	\$ 48.48
may-22	2744.91	\$ 208.81	2014.87	1264.87	614.87	2744.91	\$ 59.56	\$ 115.11	\$ 163.26	\$ 149.25	\$ 93.69	\$ 45.55
jun-22	2312.29	\$ 176.76	1949.37	1199.37	549.37	2312.29	\$ 32.36	\$ 87.92	\$ 136.07	\$ 144.40	\$ 88.84	\$ 40.69
jul-22	2573.36	\$ 196.10	1997.41	1247.41	597.41	2573.36	\$ 48.14	\$ 103.70	\$ 151.85	\$ 147.96	\$ 92.40	\$ 44.25
<b>Total</b>	<b>33207.47</b>	<b>\$ 2,531.05</b>	<b>26306.66</b>	<b>16756.66</b>	<b>8306.66</b>	<b>33207.47</b>	<b>\$ 582.41</b>	<b>\$ 1,289.82</b>	<b>\$ 1,915.74</b>	<b>\$ 1,948.64</b>	<b>\$ 1,241.23</b>	<b>\$ 615.31</b>

## APÉNDICE J

### Ficha técnica del panel 550W



## HiKu6 monocristalino PERC

525 W ~ 550 W

CS6W-525 | 530 | 535 | 540 | 545 | 550MS

#### MÁS POTENCIA



Potencia del módulo hasta 550 W  
Eficiencia del módulo de hasta un 21,5 %



Costo nivelado de energía hasta un 4,5% inferior  
Costo del sistema hasta un 5,6 % inferior



Tecnología de mitigación integral de degradación por luz y temperatura elevada; reducción de hasta un 50%



Compatible con los mayores fabricantes de seguidores, producto rentable para centrales de servicio público



Mayor tolerancia a la sombra

#### MÁS CONFIABLE



Minimiza el impacto de las microfisuras



Carga de nieve intensa hasta 5400 Pa,  
carga de viento mejorada hasta 2400 Pa\*

12 años

Garantía aumentada de materiales y mano de obra\*

25 años

Garantía de potencia lineal\*

Degradación de potencia el 1<sup>er</sup> año no superior al 2%

Degradación de potencia anual posterior no superior al 0,55%

\*Según la declaración de garantía limitada aplicable de Canadian Solar.

#### CERTIFICADOS DEL SISTEMA DE GESTIÓN\*

ISO 9001: 2015 / Sistema de gestión de calidad  
ISO 14001: 2015 / Normas del sistema de gestión ambiental  
ISO 45001: 2018 / Normas internacionales de salud y seguridad ocupacional

#### CERTIFICADOS DEL PRODUCTO\*

IEC 61215 / IEC 61730 / INMETRO  
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716  
UNI 9177 Reacción al fuego: clase 1 / Take-e-way



\* Los certificados específicos aplicables a diferentes tipos de módulos y mercados varían; por lo tanto, no todas las certificaciones aquí señaladas se aplican simultáneamente a los productos que ordena o usa. Comuníquese con el representante de ventas local de Canadian Solar para confirmar los certificados específicos disponibles para su producto y aplícalos en las regiones de uso.

CSI Solar Co., Ltd. se compromete a suministrar productos solares, soluciones en sistemas solares y servicios de alta calidad a los clientes de todo el mundo. Canadian Solar fue reconocido como proveedor de módulos N° 1 en términos de calidad y relación precio/rendimiento según la encuesta IHS Module Customer Insight Survey, además de ser líder en desarrollo de proyectos fotovoltaicos y fabricación de módulos solares, con más de 50 GW instalados en el mundo entero desde 2001.

\* Consulte el manual de instalación para obtener información detallada.

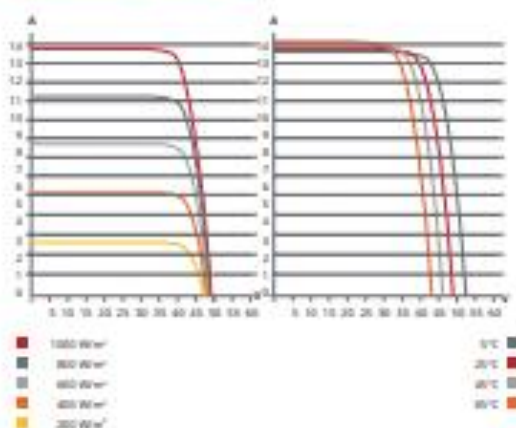
CSI Solar Co., Ltd.  
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, service.latam@csisolar.com



## DIAGRAMA TÉCNICO (mm)



## CS6W-530MS / CURVAS I-V



## DATOS ELÉCTRICOS | STC\*

CS6W	525MS	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS
Potencia nominal máx. (Pmax)	525 W	530 W	535 W	540 W	545 W	550 W
Voltaje de operación ópt. (Vmp)	40,7 V	40,9 V	41,1 V	41,3 V	41,5 V	41,7 V
Corriente de operación ópt. (Imp)	12,90 A	12,96 A	13,02 A	13,08 A	13,14 A	13,20 A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	48,6 V	48,8 V	49,0 V	49,2 V	49,4 V	49,6 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	13,75 A	13,80 A	13,85 A	13,90 A	13,95 A	14,00 A
Eficiencia del módulo	20,5%	20,7%	20,9%	21,1%	21,3%	21,5%
Temperatura de operación	-40°C ~ +85°C					
Voltaje máx. del sistema	1500 V (IEC/UL) o 1000 V (IEC/UL)					
Características ignífugas del módulo	TIPO 1 (UL 61730 1500 V), TIPO 2 (UL 61730 1000 V) o CLASE C (IEC 61730)					
Clasificación máx. de fusible en serie	25 A					
Clasificación de aplicación	Clase A					
Tolerancia de potencia	0 ~ + 10 W					

\* Bajo condiciones de prueba estándar (STC) de irradiación de 1000 W/m², espectro AM 1,5 y temperatura de celda de 25°C.

## DATOS ELÉCTRICOS | NMO\*

CS6W	525MS	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS
Potencia nominal máx. (Pmax)	392 W	396 W	400 W	403 W	407 W	411 W
Voltaje de operación ópt. (Vmp)	38,0 V	38,2 V	38,4 V	38,6 V	38,8 V	39,0 V
Corriente de operación ópt. (Imp)	10,33 A	10,37 A	10,42 A	10,45 A	10,49 A	10,54 A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	45,8 V	46,0 V	46,2 V	46,4 V	46,6 V	46,8 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	11,09 A	11,13 A	11,17 A	11,21 A	11,25 A	11,30 A

\* Bajo temperatura de operación nominal del módulo (NMO): irradiación de 800 W/m², espectro AM 1,5, temperatura ambiente 25°C, velocidad del viento 1 m/s.

## DATOS MECÁNICOS

Especificación	Datos
Tipo de celda	Monocristalina
Disposición de las celdas	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensiones	2261 X 1134 X 35 mm (89,0 X 44,6 X 1,38 pulg.)
Peso	27,8 kg (61,3 lbs)
Cubierta delantera	Vidrio templado de 3,2 mm
Marco	Aleación de aluminio anodizado
Caja de conexiones	IP68, 3 diodos de derivación
Cable	4 mm² (IEC) 12 AWG (UL)
Longitud del cable (con conector)	410 mm (16,1 pulg.) (+) / 290 mm (11,4 pulg.) (-) o longitud personalizada*
Conector	Serie T4, H4 UTX o MC4-EVO2
Por bandeja	30 piezas
Por contenedor (40' HQ)	600 piezas

\* Para obtener información detallada, comuníquese con los representantes técnicos y de ventas locales de Canadian Solar.

## CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA

Especificación	Datos
Coefficiente de temperatura (Pmax)	-0,34 %/°C
Coefficiente de temperatura (Voc)	-0,26 %/°C
Coefficiente de temperatura (Isc)	0,05 %/°C
Temperatura de operación nominal del módulo	42 ± 3 °C

## SECCIÓN DE SOCIOS



\* Las especificaciones y características principales en esta ficha técnica pueden ser ligeramente distintas a nuestros productos reales debido a la constante innovación y mejora de los productos. CSI Solar Co., Ltd. se reserva el derecho a ajustar la información aquí descrita en cualquier momento si es necesario, sin previo aviso. Tenga en consideración que los módulos fotovoltaicos deben ser manipulados e instalados por personal calificado y con capacitación profesional, recuente también leer detenidamente las instrucciones de seguridad e instalación antes de usar nuestros módulos.

CSI Solar Co., Ltd.

199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, service.lasam@csisolar.com

## APÉNDICE K

### Ficha técnica del inversor de 9 kW



## Solis-1P(7-10)K-4G

Inversores Solis monofásicos



### Características:

- 98.1% de eficiencia máxima
- Cumplimiento con UL 1741, IEEE1547
- Tecnología de conmutación de alta frecuencia
- Rango de voltaje ultra amplio, voltaje de arranque ultra bajo
- Interrupción de Circuito de falla de arco integrado (AFCI)
- Diseño de 1 MPPT con algoritmo preciso
- Compacto y ligero
- Conexión amigable y adaptable a la red



### Modelo:

Solis-1P7K-4G    Solis-1P8K-4G  
Solis-1P9K-4G    Solis-1P10K-4G

**Tabla de datos**

Modelo	Solo - SP7K-40	Solo - SP7K-60	Solo - SP9K-60	Solo - SP10K-60
<b>Entrada (CC)</b>				
Potencia de entrada máxima recomendada	8 kW	8.2 kW	10.8 kW	11.8 kW
Voltaje máximo de entrada	600 V			
Voltaje de nominal	230 V			
Voltaje de arranque	120 V			
Rango de voltaje MPPT	100-600 V			
Corriente máxima de entrada	10 A / 10 A / 10 A			
Corriente máxima de cortocircuito	13.8 A / 13.8 A / 13.8 A			
Número de MPPT (Número máxima de cadenas de entrada)	3/3			
<b>Salida (CA)</b>				
Potencia nominal de salida	7 kW	8 kW	9 kW	10 kW
Potencia máxima de salida aparente	7 kVA	8 kVA	9 kVA	10 kVA
Potencia máxima de salida	7 kW	8 kW	9 kW	10 kW
Voltaje nominal de la red	1,9kVA, 230V			
Frecuencia nominal de la red	60 Hz			
Corriente nominal de salida de red	31.8 A	36.4 A	40.8 A	43.1 A
Corriente máxima de salida	33.7 A	38.6 A	41.3 A	43.5 A
Factor de potencia	>0.99 (0.9 que llega a 0.9 de redaca)			
THDi	<1.5%			
<b>Eficiencia</b>				
Eficiencia máxima	98.1%			
Eficiencia EU	97.6%			
<b>Protección</b>				
Protección contra polaridad inversa DC	Sí			
Protección contra cortocircuito	Sí			
Protección de sobrecalentamiento de salida	Sí			
Protección contra sobretensiones	Sí			
Monitor de red	Sí			
Detección Anti-Isola	Sí			
Protección de temperatura	Sí			
APC integrado (Protección de circuito de falla de arco DC)	Sí			
Interruptor de CC integrado	Opcional			
<b>Datos generales</b>				
Dimensiones (longitud*ancho*altura)	333*333*240mm			
Peso	13kg			
Topología	Sin transformador			
Consumo propio (noche)	<1 W			
Rango de temperatura de funcionamiento	-25 ~ +60°C			
Humedad relativa	0-100%			
Nivel de protección	TYPE-III			
Enfriamiento	Convección natural			
Altitud máxima de funcionamiento	6000 m			
Conformidad	UL 1741, IEEE 1547, UL 1818B, UL 1998, FCC, UL 1912A			
<b>Características</b>				
Conexión de CC	Conector MC4			
Conexión de CA	Enchufe de conexión rápida			
Pantalla	LCD			
Comunicación	RS485, Opcional: Wi-Fi, GPRS			