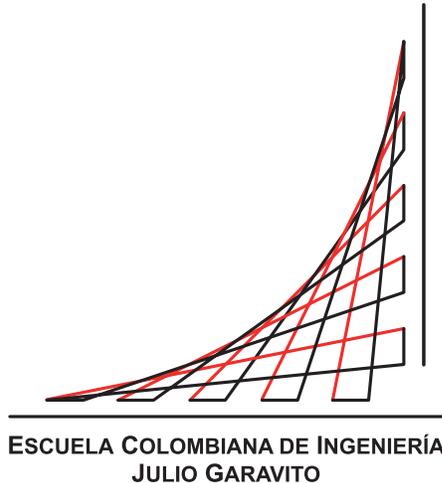


Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito  
Maestría en Ingeniería Eléctrica



# Determinación de la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en redes de distribución industriales

Autor:

Ing. Juan Sebastián Garzón Zamora

Director:

Ing. Agustín Rafael Marulanda Guerra, PhD

Bogotá D.C, Colombia

Abril, 2022



Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito  
Maestría en Ingeniería Eléctrica

# Determinación de la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en redes de distribución industriales

**Juan Sebastián Garzón Zamora**

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

**Magíster en Ingeniería Eléctrica**

con énfasis en:

**Sistemas de potencia**

Director:

Ing. Agustín Rafael Marulanda Guerra, PhD

Grupo de Investigación:

Modelación Estratégica de Energía y Potencia

Bogotá D.C, Colombia

2022, abril



# Aceptación del Jurado

---

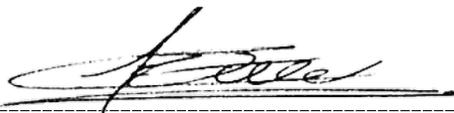
El Trabajo de grado de Maestría titulado **Determinación de la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en redes de distribución industriales**, presentado por **Juan Sebastián Garzón Zamora**, cumple con los requisitos establecidos por la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito para optar al título de Magister en Ingeniería Eléctrica con énfasis en Sistemas de potencia.



-----  
Director(a): Agustín Rafael Marulanda Guerra, PhD



-----  
Jurado: Javier Andrés Ruiz Garzón, MSc



-----  
Jurado: Carlos Daniel Vera Silva, MSc

Bogotá D.C, Colombia  
Abril, 2022



*A mi familia, prometida, amigos y profesores porque el éxito de una persona refleja el apoyo recibido en el camino.*



# Agradecimientos

---

A mis padres porque con amor me inculcaron los valores y principios que hoy me definen como ser humano, a mi hermana por ser esa persona incondicional que siempre está para brindar los consejos y retroalimentaciones correctas en el momento indicado, a mi prometida por ser la persona que dio ese aliento final y ser ese apoyo como compañera de vida en el desarrollo de este trabajo de grado. Igualmente agradezco a la Escuela Colombiana de ingeniería y a todo el personal que allí labora, haciendo de este lugar una institución con una calidez inigualable, de la cual me siento orgulloso hacer parte. Adicionalmente extendiendo mis agradecimientos a ENEL CODENSA , empresa a la que pertenezco y que me brindó el apoyo requerido para el desarrollo de este trabajo de grado.



# Resumen

---

El uso de fuentes de generación distribuida ha incrementado en los últimos años en especial a nivel industrial, siendo en nuestro país la energía solar fotovoltaica la más incipiente, una muestra de ello son las publicaciones de los periódicos El Tiempo, El Espectador y de la revista Dinero que evidencian proyectos de este tipo en industrias como Comestibles Ítalo, Industrias ABB y la Empresa de Licores de Cundinamarca. Esto conlleva la necesidad de ejecutar estudios, que permitan determinar y analizar el comportamiento de los sistemas eléctricos de potencia que contengan este tipo de elementos, con el propósito de evitar afectaciones en las redes de distribución existentes.

La investigación realizada en este trabajo de grado, tiene como finalidad establecer la máxima penetración de energía solar fotovoltaica en una red de distribución industrial, determinando el efecto que tiene la integración de dicha generación en la red mediante varios escenarios de dispersión (participación) y penetración, donde se evaluarán variables definidas previamente con los umbrales permitidos de indicadores de calidad de potencia existentes en la norma NTC 5001 de 2008.

Este estudio tiene tres partes fundamentales, en la primera se trabajará en el modelamiento de las fuentes de generación distribuida, en este caso la solar fotovoltaica por medio de la irradiancia y temperatura e igualmente, a partir de la curva de la demanda tipo a analizar que en nuestro caso es un circuito de distribución industrial (34.5 kV). En el caso de estudio se analizará específicamente el alimentador Rurales de la subestación Termozipa, ubicado en la Sabana Norte de Bogotá. Este modelamiento se realizó mediante el análisis del Modelo de Gaussianas Mixtas, para realizar el ajuste de probabilidad y estimar la disponibilidad de recurso solar y perfil de consumo para un día de sol (12 horas), con una frecuencia de muestreo de cada 5 minutos para la irradiancia y horaria para la carga. Posteriormente se realizó el Análisis de Monte Carlo, para recrear 1.000 días de simulación a partir de las estimaciones realizadas; por su parte, los valores estimados de temperatura fueron ajustados mediante interpolación por Splines cúbicas expresándolos en función de la irradiancia.

Posteriormente se integra el sistema de distribución industrial elegido en el software de simulación OpenDSS, para realizar iteraciones de manera cuasidinámica a partir de los modelos

estadísticos obtenidos. De esta manera, se analizan los perfiles de tensión y las corrientes de carga para el alimentador industrial sin generación distribuida (caso base), donde se definen las variables de estudio, siendo la regulación de tensión, factor de potencia, sobretensiones en la subestación, flujo de potencia inverso y los umbrales permitidos para cada una. Además se evalúan 22 escenarios de participación y penetración, donde para cada uno se evalúan los valores máximos permitidos para las variables de estudio mediante la herramienta MATLAB, y así determinar el valor máximo de penetración de energía solar fotovoltaica permisible en una red de distribución industrial.

A partir de los casos de participación y penetración propuestos, se determinó que la máxima penetración de energía solar fotovoltaica para un circuito de distribución industrial es del 120 % de la capacidad instalada a lo largo de la troncal del alimentador; sin embargo, aunque esta potencia excede la nominal del transformador de distribución al que esté conectado, no se genera sobrecarga en el mismo, esto debido a que la temperatura de operación de los paneles representa una eficiencia de aproximadamente 90 % de la generación máxima, y de ésta manera no se supera el umbral de la capacidad instalada del alimentador de red industrial. De esta manera, no representará violaciones en los valores de las variables de seguimiento analizadas. Si bien se evidencia que se presentan variaciones en el factor de potencia y flujos de potencia inversos, estos no exceden la capacidad del conductor, por su parte respecto a las variaciones de tensión, no se superan los límites definidos por la norma NTC 5001 de 2008 en los nodos donde se instala el sistema solar fotovoltaico y en nodo del alimentador no se modifica considerablemente su comportamiento.

Por otra parte, se evidencia que al ser un circuito de carácter industrial por la consideración de perfil de carga constante a lo largo del día y la exclusividad en los transformadores de distribución; el factor de uso es una característica que impacta directamente en la máxima penetración de generación solar fotovoltaica, ya que establece la cantidad de energía que se va a demandar en los centros de consumo. De esta manera, se determina que el valor máximo de penetración de energía solar fotovoltaica permisible en una red de distribución industrial, corresponde al doble del factor de uso de los transformadores de distribución, lo que ratifica lo mencionado por Vera en [1].

# Abstract

---

The use of distributed generation sources has increased in recent years, especially at the industrial level, with photovoltaic solar energy being the most incipient in Colombia, an example of this are the publications of the newspapers "El Tiempo", "El Espectador" and the "Dinero" magazine that show projects of this type in industries such as Comestibles Ítalo, Industrias ABB and the Empresa de Licores de Cundinamarca. This entails the need to carry out studies to determine and analyze the behavior of electrical power systems that contain this type of elements in order to avoid damage to existing distribution networks.

The research carried out in this work aims to establish the maximum percentage of penetration of photovoltaic solar energy, determining the effect that its integration has through dispersion and penetration scenarios, where previously defined variables will be evaluated with the allowed values. of power quality indicators existing in the NTC 5001 of 2008 standard.

This study has three fundamental parts, the first will work on the modeling of distributed generation sources, in this case solar photovoltaic through irradiance and temperature. Likewise, based on the typical demand curve to be analyzed, which in our case is an industrial distribution circuit (34.5 kV). In the study case will be carried out specifically the Rurales feeder of the Termozipa substation, located in the North Sabana of Bogotá. This modeling was carried out through the analysis of the Mixed Gaussian Model to perform the probability adjustment and estimate the availability of solar resource and consumption profile for a sunny day (12 hours) with a sampling frequency every 5 minutes. for irradiance and time for charging. Subsequently, the Monte Carlo Analysis was performed to recreate 1.000 days of simulation from the estimates made; meanwhile, the estimated temperature values were adjusted by interpolation by cubic splines expressing them as a function of irradiance.

Subsequently, the chosen industrial distribution system is integrated into the OpenDSS simulation software, to perform quasi-dynamic iterations based on the statistical models obtained. In this way, the voltage profiles and load currents for the industrial feeder without distributed generation (base case) are analyzed, where the study variables are defined, being voltage regulation, power factor, overvoltages in the substation and reverse power flow and the

thresholds allowed for each. Besides; 22 participation and penetration scenarios are modeled, where for each one the maximum values allowed for the study variables are evaluated using the MATLAB tool, and thus determine the maximum value of permissible photovoltaic solar energy penetration in an industrial distribution network.

Based on the proposed participation and penetration cases, it was determined that the maximum penetration of photovoltaic solar energy for an industrial distribution circuit is 120 % of the installed capacity along the feeder trunk; However, although this power exceeds the nominal value of the distribution transformer to which it is connected, it does not generate an overload due to the fact that the operating temperature of the panels represents an efficiency of approximately 90 % of the maximum generation, in this way the threshold of the installed capacity of the industrial network feeder is not exceeded. It not represents violations in the values of the analyzed monitoring variables. Although it is evident that there are variations in the power factor and reverse power flows, these do not exceed the ampacity of the conductor; For its part, regarding voltage variations, the limits defined by the NTC5001 of 2008 standard are not exceeded in the nodes where the photovoltaic solar system is installed and its behavior is not considerably modified in the feeder node.

On the other hand, it is evident that as it is an industrial circuit, due to the consideration of a constant load profile throughout the day and the exclusivity in the distribution transformers; The information is evidenced that according to the information provided by the Network Operator represents a condition of a high use factor, this being a characteristic that directly impacts in the maximum penetration of photovoltaic solar generation, since it determines that so much energy demand is going to be establish in consumption centers. then, for an industrial distribution network, the maximum permissible photovoltaic solar energy penetration value, corresponds to twice the use factor of the distribution transformers, which ratifies what Vera mentioned in [1].

# Contenido

---

Agradecimientos . . . . .	III
Resumen . . . . .	VII
Abstract . . . . .	IX
Contenido . . . . .	IX
Lista de figuras . . . . .	XV
Lista de tablas . . . . .	XVII
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Planteamiento del problema . . . . .	1
1.2. Estado del arte . . . . .	3
1.3. Objetivos . . . . .	9
1.3.1. Objetivo general . . . . .	9
1.3.2. Objetivos específicos . . . . .	10
1.4. Organización del documento . . . . .	10
<b>2. Marco teórico</b>	<b>11</b>
2.1. Sistema de distribución de la Sabana Norte de Bogotá . . . . .	11
2.2. Sistema de generación solar fotovoltaico . . . . .	14
2.3. Impactos en el sistema de distribución . . . . .	15
2.3.1. Impactos en valores de tensión . . . . .	16
2.3.2. Flujo de potencia inverso . . . . .	16
2.4. Máxima penetración de energía solar fotovoltaica . . . . .	16
2.5. Herramientas matemáticas . . . . .	17
2.5.1. Modelo de Gaussianas Mixtas . . . . .	17
2.5.2. Análisis de Monte Carlo . . . . .	18
2.5.3. Interpolación por Splines cúbicas . . . . .	18
2.5.4. Ecuaciones de Carsson . . . . .	19
2.6. OpenDSS . . . . .	20

<b>3. Metodología</b>	<b>21</b>
3.1. Adquisición de datos . . . . .	24
3.2. Modelo probabilístico . . . . .	25
3.2.1. Ajuste Modelo de Gaussianas Mixtas . . . . .	26
3.2.2. Análisis de Monte Carlo . . . . .	26
3.2.3. Interpolación por Splines Cúbicas . . . . .	27
3.3. Modelo del Sistema eléctrico . . . . .	28
3.3.1. Circuito de distribución . . . . .	28
3.3.2. Sistema solar fotovoltaico . . . . .	29
3.3.3. Carga . . . . .	30
3.3.4. Integración de modelos . . . . .	31
<b>4. Casos de estudio</b>	<b>32</b>
4.1. Perfil de Carga . . . . .	32
4.2. Recurso solar . . . . .	35
4.2.1. Irradiancia . . . . .	36
4.2.2. Temperatura de operación del panel solar fotovoltaico . . . . .	38
4.3. Circuito de distribución . . . . .	39
4.4. Límites de operación del sistema de distribución . . . . .	43
4.5. Simulación y escenarios propuestos . . . . .	44
<b>5. Análisis de resultados</b>	<b>49</b>
5.1. Caso Base . . . . .	50
5.2. Caso 100PV100 . . . . .	56
5.3. Caso especial 1 - 100PV120 . . . . .	64
5.4. Caso especial 2 - 100PV150 . . . . .	68
<b>6. Conclusiones</b>	<b>73</b>
6.1. Conclusiones generales . . . . .	73
6.2. Aportes . . . . .	74
6.3. Trabajos futuros . . . . .	75
<b>Referencias</b>	<b>76</b>
<b>Anexos</b>	<b>86</b>
<b>A. Modelo Probabilístico</b>	<b>87</b>
A.1. Ajustes del Modelo de Gaussianas Mixtas carga . . . . .	87
A.2. Ajustes de Modelo de Gaussianas Mixtas irradiancia . . . . .	89

A.3. Interpolación de Splines Cúbicas . . . . .	103
<b>B. Modelo alimentador Rurales</b>	<b>108</b>
B.1. Modelado de los tipos de conductores . . . . .	108
B.2. Modelado de los tramos de red . . . . .	109
B.3. Modelo circuito Rurales - participación del 25 % . . . . .	110
B.4. Modelo alimentador Rurales - participación 50 % . . . . .	111
B.5. Modelo alimentador Rurales - participación 75 % . . . . .	112
B.6. Modelo alimentador Rurales - participación 100 % . . . . .	113



# Lista de Figuras

---

<b>2.1.</b>	Sistema de distribución con configuración radial. . . . .	13
<b>2.2.</b>	Sistema de distribución con configuración mixta (suplencia). . . . .	14
<b>3.1.</b>	Diagrama de flujo para determinar la capacidad máxima permitida de penetración solar fotovoltaica en un circuito de distribución industrial (modificado de [1]) . . . . .	22
<b>3.2.</b>	Estación meteorológica VSN800-14 Weather Station de ABB. Tomado de [110]	24
<b>3.3.</b>	Modelo sistema solar PV en OpenDSS . . . . .	30
<b>4.1.</b>	Curva de carga alimentador Rurales según tipo de día . . . . .	33
<b>4.2.</b>	Validación gráfica del ajuste de Gaussianas Mixtas de la carga obtenida para las 12:00. . . . .	34
<b>4.3.</b>	Curva de irradiancia promedio a partir de las mediciones Vs Curva de irradiancia de Atlas interactivo IDEAM . . . . .	36
<b>4.4.</b>	Validación gráfica del ajuste de Gaussianas Mixtas de irradiancia obtenido para las 13:30. . . . .	37
<b>4.5.</b>	Nube de puntos medida de temperatura Vs irradiancia (a) conjunto de polinomios cúbicos ajustados por método de Splines (b) . . . . .	39
<b>4.6.</b>	Tipos de red utilizados en el modelo de: red aérea (LAR102) [112] (a) red subterránea (CS212) [113] (b) . . . . .	40
<b>4.7.</b>	Diagrama de sistema modelado para alimentador Rurales caso base . . . . .	42
<b>4.8.</b>	Modelado alimentador Rurales en OpenDSS . . . . .	45
<b>4.9.</b>	Diagrama de sistema modelado alimentador Rurales con participación del 100%	47
<b>5.1.</b>	Tensión (a), corriente (b) en la subestación para el caso base . . . . .	50
<b>5.2.</b>	Posición del tap en la subestación para el caso base . . . . .	51
<b>5.3.</b>	Potencia activa (a), potencia reactiva (b) en la subestación para el caso base	51
<b>5.4.</b>	Factor de potencia en la subestación para el caso base . . . . .	52
<b>5.5.</b>	Gráfico de bigotes de potencia activa en la subestación para el caso base . .	52

5.6.	Gráfico de bigotes de potencia reactiva en la subestación para el caso base . . . . .	53
5.7.	Gráfico de bigotes de tensión en el nodo inicial de las líneas del alimentador Rurales para el caso base . . . . .	54
5.8.	Gráfico de bigotes de corriente en el nodo inicial de las líneas del alimentador Rurales para el caso base . . . . .	55
5.9.	Gráfico de bigotes de tensión en el nodo de media tensión de los transformadores del alimentador Rurales para el caso base . . . . .	55
5.10.	Gráfico de bigotes de corriente en el nodo de media tensión de los transformadores del alimentador Rurales para el caso base . . . . .	56
5.11.	Gráfico de bigotes de potencia activa generada por los sistemas fotovoltaicos del alimentador Rurales para el caso 100 % participación y 100 % penetración . . . . .	57
5.12.	Tensión (a), corriente (b) en la subestación para el caso 100 % participación y 100 % penetración . . . . .	58
5.13.	Potencia activa (a), potencia reactiva (b) en la subestación para el caso 100 % participación y 100 % penetración . . . . .	59
5.14.	Factor de potencia en la subestación para el caso 100 % participación y 100 % penetración . . . . .	59
5.15.	Gráfico de bigotes de potencia activa en la subestación para el caso 100 % participación y 100 % penetración . . . . .	60
5.16.	Gráfico de bigotes del factor de potencia en la subestación para el caso 100 % participación y 100 % penetración . . . . .	61
5.17.	Gráfico de bigotes de tensión en el nodo inicial de las líneas del alimentador Rurales para el caso 100 % participación y 100 % penetración . . . . .	62
5.18.	Gráfico de bigotes de corriente en el nodo inicial de las líneas del alimentador Rurales para el caso 100 % participación y 100 % penetración . . . . .	62
5.19.	Gráfico de bigotes de tensión en el nodo de media tensión de los transformadores del alimentador Rurales para el caso 100 % participación y 100 % penetración . . . . .	63
5.20.	Gráfico de bigotes de tensión en el nodo de media tensión de los transformadores del alimentador Rurales para el caso 100 % participación y 100 % penetración . . . . .	64
5.21.	Tensión (a) y corriente (b) en la subestación para el caso 100 % participación y 120 % penetración . . . . .	65
5.22.	Gráficos de bigotes de potencia generada (a) y potencia activa en la subestación (b) para el caso 100 % participación y 120 % penetración . . . . .	66
5.23.	Gráficos de bigotes de tensión (a) y corriente (b) en las líneas del alimentador Rurales para el caso 100 % participación y 120 % penetración . . . . .	67

<b>5.24.</b> Gráficos de bigotes de tensión (a) y corriente (b) en los transformadores de distribución del alimentador Rurales para el caso 100 % participación y 120 % penetración . . . . .	68
<b>5.25.</b> Tensión (a) y corriente (b) en la subestación para el caso 100 % participación y 150 % penetración . . . . .	69
<b>5.26.</b> Gráficos de bigotes de potencia generada (a) y potencia activa en la subestación (b) para el caso 100 % participación y 150 % penetración . . . . .	70
<b>5.27.</b> Gráficos de bigotes de tensión (a) y corriente (b) en las líneas del alimentador Rurales para el caso 100 % participación y 150 % penetración . . . . .	71
<b>5.28.</b> Gráficos de bigotes de tensión (a) y corriente (b) en los transformadores de distribución del alimentador Rurales para el caso 100 % participación 150 % penetración . . . . .	72
<b>B.1.</b> Diagrama de sistema modelado para determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en el alimentador Rurales con participación del 25 % . . . . .	110
<b>B.2.</b> Diagrama de sistema modelado para determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en el alimentador Rurales con participación del 50 % . . . . .	111
<b>B.3.</b> Diagrama de sistema modelado para determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en el alimentador Rurales con participación del 75 % . . . . .	112
<b>B.4.</b> Diagrama de sistema modelado para determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en el alimentador Rurales con participación del 100 % . . . . .	113



# Lista de tablas

---

1.1.	Límites de índices técnicos de rendimiento para determinar máxima penetración de generación solar fotovoltaica (traducido y modificado de [21]) . . . . .	5
1.2.	Exigencias de conexión de generación distribuida por operador de red (Traducido y modificado de [53]) . . . . .	6
1.3.	Casos de estudio de <i>hosting capacity</i> realizados previamente (traducido y modificado de [21]) . . . . .	8
1.3.	Casos de estudio de <i>hosting capacity</i> realizados previamente (traducido y modificado de [21]) . . . . .	9
2.1.	Niveles de tensión definidos por la CREG 070 [75] . . . . .	12
4.1.	Modelos ajustados del perfil de carga para los datos medidos . . . . .	34
4.2.	Desbalance de carga en cabecera alimentador Rurales . . . . .	35
4.3.	Modelos ajustados del perfil de irradiancia para los datos medidos . . . . .	38
4.4.	Escenarios de simulación alimentador Rurales . . . . .	46
A.1.	Modelos ajustados del perfil de carga para los datos medidos . . . . .	87
A.1.	Modelos ajustados del perfil de carga para los datos medidos . . . . .	88
A.2.	Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos . . . . .	89
A.2.	Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos . . . . .	90
A.2.	Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos . . . . .	91
A.2.	Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos . . . . .	92
A.2.	Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos . . . . .	93
A.2.	Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos . . . . .	94
A.2.	Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos . . . . .	95
A.2.	Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos . . . . .	96
A.2.	Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos . . . . .	97
A.2.	Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos . . . . .	98
A.2.	Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos . . . . .	99

<b>A.2.</b> Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos . . . . .	100
<b>A.2.</b> Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos . . . . .	101
<b>A.2.</b> Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos . . . . .	102
<b>A.3.</b> Polinomios cúbicos de interpolación de la temperatura en función de la irradiancia . . . . .	103
<b>A.3.</b> Polinomios cúbicos de interpolación de la temperatura en función de la irradiancia . . . . .	104
<b>A.3.</b> Polinomios cúbicos de interpolación de la temperatura en función de la irradiancia . . . . .	105
<b>A.3.</b> Polinomios cúbicos de interpolación de la temperatura en función de la irradiancia . . . . .	106
<b>A.3.</b> Polinomios cúbicos de interpolación de la temperatura en función de la irradiancia . . . . .	107
<b>B.1.</b> Modelo de tipos de conductores alimentador Rurales . . . . .	108
<b>B.2.</b> Modelo de líneas alimentador Rurales . . . . .	109

---

## Capítulo 1

# Introducción

---

El presente capítulo está dividido en cinco secciones, en las que se expone el planteamiento del problema, seguido del estado del arte del tema que aborda este trabajo, con base a ello se plantean los objetivos que se desarrollaron en la ejecución del mismo y por último se describe la estructura del documento.

### 1.1. Planteamiento del problema

El crecimiento de la población mundial junto al gran desarrollo de la industria, ha ocasionado un fuerte aumento de la demanda energética, de esta forma las tecnologías de Generación Distribuida que se conectan sobre la red de distribución, cercanas a los centros de consumo y que pueden funcionar con fuentes de energías renovables o combustibles fósiles han llamado la atención.

Si bien se presentan estas dos alternativas, debido al alto crecimiento de gases de efecto invernadero, se tomó como medida inicial el acuerdo de Glasgow COP26 de 2021 (del cual Colombia es un país participante), donde los países suscritos se comprometen a la reducción en un 51 % de la contaminación ambiental para el año 2030, e igualmente para dar cumplimiento al objetivo número siete de desarrollo sostenible planteado por la Organización de Naciones Unidas (ONU), el cual busca garantizar el acceso a una energía segura, sostenible, menos contaminante y moderna para todos [2]. Este evento promovió iniciativas tomadas por el gobierno nacional a través de la ley 1715 de 2014 [3], que brinda beneficios tributarios, arancelarios y de implementación de fuentes de energía renovable no convencionales, igualmente para facilitar la implementación de dichas tecnologías en Colombia se creó la resolución CREG 030 del 2018 [4] y la cual fue modificada por la CREG 174 de 2021 [5]. Incentivando el uso de las mismas y limitando las emisiones de gases que producen el efecto invernadero.

Esto ha incrementado el interés de los usuarios principalmente por la industria, de utilizar e instalar generación fotovoltaica, donde no sólo se genera cierto porcentaje de la energía a utilizar, sino que esta puede ser vendida al operador de red para su comercialización,

proyectándola como una tecnología con altos niveles de penetración en el sistema eléctrico nacional en general y sistema de distribución local en particular. Una muestra de ello son las publicaciones de los periódicos *El Tiempo*, *El Espectador* y de la revista *Dinero*, que evidencian proyectos de este tipo como son: Comestibles Ítalo en alianza con Enel-Codensa con 1.080 paneles solares, donde se cubrió parte del techo de la fábrica y desde donde se van a generar 490 MWh de energía cada año, lo suficiente para abastecer cada mes a 3.300 hogares; Industrias ABB incorporará 1.182 paneles fotovoltaicos de Enel-Codensa en planta de producción en Pereira, con la cual se generarán 511 MWh de energía al año, lo suficiente para abastecer más de 4.250 hogares durante un mes; por último la Empresa de Licores de Cundinamarca instalará cerca de 400 paneles solares, que tendrán la capacidad de generar 179 MWh de energía al año, lo que podría llegar a ser el consumo mensual de 1.600 hogares para reducir en 22 % el consumo de energía eléctrica en la planta [6].

Sin embargo, esta alta penetración en energía solar fotovoltaica genera incógnitas respecto al impacto que esta ocasiona en la red de distribución en un marco de calidad de potencia, dentro de los que se destacan: variaciones de tensión, desbalance de tensión, sobre tensiones y flujo de potencia inverso [7–9]. Donde la magnitud de estos impactos depende de tres factores fundamentales: el nivel de penetración, el nivel de distribución (participación) de la generación y las condiciones propias del circuito de distribución [10–12]. Sin embargo, la magnitud de los impactos de la penetración de generación distribuida, está directamente relacionados con el nivel de penetración en sí, el nivel de distribución y los parámetros técnicos de la red de distribución [13].

Además, teniendo en cuenta el comportamiento estocástico de la disponibilidad solar siendo el recurso energético principal para este tipo de generación, y la curva de la demanda tipo de la industria a analizar, se hace necesaria la implementación del análisis por Modelo de Gaussianas Mixtas junto con el Análisis de Monte Carlo, para realizar el ajuste de probabilidad y estimar la disponibilidad de recurso solar y perfil de consumo, para que estos puedan ser modelados en un software que permita realizar simulaciones bajo estas condiciones.

Lo anterior motiva el presente trabajo, en el cual se analizará el impacto asociado a la conexión de Generación Distribuida con diferentes escenarios de participación y penetración en una red de distribución industrial, que es la que potencialmente se verá afectada por este tipo de generación en nuestro país. Donde la creciente penetración de estos medios de generación, hace necesaria la realización de modelos que permitan determinar la capacidad máxima de generación fotovoltaica permitida, verificando que tanto para el operador de red como para los consumidores, la interconexión a la red sea segura y bajo los parámetros de calidad de potencia definidos en la norma NTC 5001 del 2008 [14] "Calidad de potencia eléctrica. Límites y metodología de evaluación en punto de conexión común".

El recurso solar como principal fuente de energía fotovoltaica representa problemas al

garantizar energía firme, debido a su comportamiento estocástico (incrementa en ciudades como las de la Sabana Norte de Bogotá por su alto nivel de nubosidad y constantes cambios climáticos), lo que ocasiona retos para la operación del sistema de cara al operador de red en aspectos como la estabilidad del sistema y calidad de potencia, como variaciones de tensión, desbalance de tensión, sobre tensiones y flujo de potencia inverso [7–9,15], por lo cual estos se han acogido a lo presentado en la resolución CREG 174 de 2021, ya que en caso de permitir ilimitadamente el uso de generación distribuida, dichos parámetros superarían los umbrales permitidos y podrían ocasionar problemas mayores en un sistema de distribución local o incluso el Sistema de Transmisión Regional.

Por esta razón, se hace necesario para Colombia definir de igual manera metodologías empleadas por otros países [11,16–19], para determinar la máxima penetración de generación fotovoltaica a instalar en una red de distribución industrial, considerando los límites de operación [12] para mejorar algunos parámetros de la misma [20], ya que como se mencionó anteriormente, este valor depende directamente de la topología de la red, lo que lo hace único para cada país de acuerdo a su configuración eléctrica.

Igualmente, frente a la inminente llegada de fuentes de generación eléctrica a partir de energía fotovoltaica al sector industrial, que se conectan a la red de distribución en los niveles de media tensión, se hace necesario determinar cuál es la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en un sistema de distribución industrial sin que afecte la regulación de tensión, dirección del flujo de potencia y cargabilidad del alimentador.

Con base a lo anterior y alineado con el acuerdo de Glasgow COP26, en Colombia se emitió por parte del ente regulador la resolución CREG 030 de 2018, donde se estableció que el nivel máximo permitido de penetración solar fotovoltaica es del 15% en nivel de tensión 1 (baja tensión) de la capacidad nominal del alimentador [4], la cual fue aumentada al 50% en la resolución CREG 174 de 2021 [5]; sin embargo la configuración del mismo, impacta este umbral de penetración para que se realice sin afectar los parámetros de calidad de energía propios de la red, descritos en la norma técnica colombiana NTC 5001 de 2008, y aunque en el país hay un bajo *know-how* para su determinación, el presente trabajo de grado pretende reducir estas brechas a partir del planteamiento: ¿Es posible determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en redes de distribución industriales?.

## 1.2. Estado del arte

El incremento de la penetración de energía solar fotovoltaica ha generado desafíos de cara a la operación, administración y planeamiento de las redes de distribución; por ello, los operadores de red requieren adquirir conocimiento en este campo para establecer niveles máximos de penetración solar fotovoltaica en las redes eléctricas, sin que genere impacto en

la operación con condiciones normales [21]. Por ello, se creó la necesidad de integrar un nuevo concepto para abarcar este tema a lo que se definió la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en redes de distribución, el cual fue *Hosting Capacity* por su terminología en inglés por Bollen en el 2005 [22], en donde se evaluaban los parámetros no únicamente del operador de red, sino umbrales de carácter técnico de cara al usuario final.

Posteriormente Hassan [23] en 2008 lo definió como la capacidad que presenta un alimentador de estar en presencia de generación distribuida, sin presentar alteraciones en sus variables de operación de acuerdo a los umbrales previamente definidos; por ello, se requiere determinar la cantidad marginal de paneles solares fotovoltaicos sin que se violen los criterios de aceptación, dichos valores pueden cambiar de acuerdo a las condiciones generales de las redes eléctricas, topología del alimentador y penetración de energía solar fotovoltaica. Entonces se definió que el valor de la máxima penetración de energía solar fotovoltaica en un circuito de distribución, es directamente proporcional al riesgo que tanto los clientes como los operadores de red quieren asumir, mediante la selección apropiada de los índices de rendimiento que se van a vigilar y sus límites permitidos. [24].

Para determinar cual es el mayor criterio o índice técnico para definir los límites de comparación de los distintos estudios acerca de la definición de la máxima penetración, Walla en 2012 [25] concluyó que las sobretensiones son el principal límite de rendimiento para los cálculos de la determinación máxima de penetración de generación distribuida, una evidencia de ello son los trabajos realizados en [26–35] que enmarcan sus análisis en las violaciones de tensión, seguido de la sobrecarga en el transformador, capacidad amperimétrica en los tramos de red [36–44] y desbalance de carga [41, 45–48]. Igualmente Divan en 2016 [49] define que el peor escenario es cuando los incrementos de tensión ocurren cerca a los centros de consumo y en la cabecera del alimentador presentan caídas de tensión, ocasionando que hayan flujos de potencia inversos.

En la tabla 1.1 se presentan los límites permitidos para los índices técnicos empleados por los operadores de red en distintos países del mundo para autorizar una nueva conexión de Generación Distribuida en las redes eléctricas de su incumbencia. Dichos índices técnicos son: **PI1** = Violaciones de tensión, **PI2** = Violaciones de corriente, **PI3** = Sobrecarga del transformador y **PI4** = Desbalance de carga; como se mencionó previamente el más empleado son las violaciones de tensión donde se aprecia que para países como Australia, Italia, Finlandia, Sudáfrica y Reino unido permiten un valor de 1.1 p.u, mientras que países como Estados Unidos, Dinamarca e Indonesia valores de 1.05 p.u [21]. Por su parte se puede apreciar que en los casos cuando se realiza el análisis por capacidad instalada del transformador, no se permite la conexión de generación distribuida que supere la potencia nominal del mismo.

**Tabla 1.1:** Límites de índices técnicos de rendimiento para determinar máxima penetración de generación solar fotovoltaica (traducido y modificado de [21])

ÍNDICE	LÍMITE	PAÍS	AÑO	REFERENCIA
PI1	$PI1 \leq +10\% V_n$ (253 V) (0.9 p.u.-1.1 p.u.)	Bélgica	2011	[26]
PI1	$\pm 10\% V_n$	Estados Unidos	2012	[27]
PI1, PI4	$PI1 = \pm 3\% V_n$ ; $PI4 = 1\% VUF$	Australia	2014	[45]
PI1	0.89 p.u.-1.1 p.u. (205 V-253 V) (-11/+10% $V_n$ )	Australia	2014	[28]
PI1	$PI1 \leq +10\%$	Italia	2015	[36]
PI1	$PI1 \leq +10\% V_n$ (253 V) (0.9 p.u.-1.1 p.u.)	Bélgica	2016	[29]
PI1	$PI1 = -6/+10\% V_n$ , 0.94 p.u.-1.1 p.u.	Reino Unido	2016	[30]
PI1	$PI1 = \pm 10\% V_n$	Dinamarca	2016	[46]
PI1, PI2, PI3	$PI1 = (-15/+10\% V_n)$ ; $PI2, PI3 = 100\%$ nominal	Reino Unido	2016	[37]
PI1, PI2, PI3	$PI1 = 0.9$ p.u.-1.1 p.u.; $PI2, PI3 = 100\%$ nominal	Suiza	2016	[38]
PI1	$PI1 \leq +10\% V_n$ (253 V) (0.9 p.u.-1.1 p.u.)	Sudáfrica	2017	[31]
PI1, PI2, PI3	$PI1 \leq +10\%$	Finlandia	2017	[39]
PI1, PI2, PI3	$PI2 = 105\%$ I nominal; $PI3 = 100\%$ nominal	Estados Unidos	2017	[40]
PI1	$PI1 \leq 1.05$ p.u. ( $\pm 5\% V_n$ )	Estados Unidos	2018	[32]
PI1, PI3, PI4	$PI1 = 0.92$ p.u.-1.05 p.u.; $PI3 = 187.5\% S_n$ ; $PI4 = 3\%$	Brasil	2018	[41]
PI1	$PI1 = 0.95$ p.u.-1.06 p.u.	Australia	2018	[47]
PI1	$PI1 \leq 1.05$ p.u. ( $\pm 5\% V_n$ )	Estados Unidos	2019	[33]
PI1	$PI1 \leq 1.05$ p.u. ( $\pm 5\% V_n$ )	Estados Unidos	2019	[34]
PI1	$PI1 \leq 1.05$ p.u. ( $\pm 5\% V_n$ )	Estados Unidos	2019	[35]
PI1, PI2, PI3	$PI1 = \pm 6\% V_n$ ; $PI2, PI3 = 100\%$ nominal	Rumania	2019	[42]
PI1, PI2, PI3	$PI1 = \pm 10\% V_n$ ; $PI2 = 75\% S_n$ ; $PI3 = 100\% S_n$	Eslovenia	2019	[43]
PI1, FP	$PI1 = 1.05$ p.u.; FP limite < 0.85	Canadá	2019	[50]
PI1	$PI1 = 0.95$ p.u.-1.05 p.u.	China	2019	[48]
PI1	$PI1 = 0.9$ p.u.-1.1 p.u. (BT); 0.95 p.u.-1.05 p.u. (MT)	Italia	2019	[44]
PI1	$PI1 = PI1 \leq 1.05$ p.u. ( $\pm 5\% V_n$ )	Estados Unidos	2020	[51]

De igual manera, en el 2016 Palminier [52] estudiando el impacto de la alta penetración solar fotovoltaica en los circuitos de distribución, destacó que previo a dicho estudio se había implementado globalmente una medida que consiste, en no recomendar conexiones de sistemas con energía fotovoltaica cuya potencia generada excediera en un 15% la carga máxima del alimentador donde se conectara, esta medida fue la implementada por la resolución CREG 030 de 2018 [4]. Por otra parte, la implementada actualmente por la Comisión de Regulación

de Energía y Gas es la resolución CREG 174 de 2021, que estableció que el nivel máximo permitido de penetración solar fotovoltaica en el nivel de tensión 1 (baja tensión) de la capacidad nominal del alimentador es del 50 % [5]. En la tabla 1.2 se identifican los criterios mínimos de aceptación de un proyecto de Generación Distribuida por distintos operadores de red a nivel mundial, los cuales se expresan en función de la potencia del transformador o respecto al límite térmico del conductor, en donde se evidencia que la medida implementada por el regulador colombiano no es aplicada actualmente a nivel mundial [53].

**Tabla 1.2:** Exigencias de conexión de generación distribuida por operador de red (Traducido y modificado de [53])

PAÍS	LÍMITES TÉRMICOS	LÍMITES CORTO CIRCUITO
Corea del Sur	<b>MT:</b> $P_{GD} < 0.2P_{tr}$	<b>MT:</b> $P_{GD} < 0.15P_{tr}$ <b>MT</b> $P_{GD} < 0.15P_{ter}$
España	<b>MT:</b> $P_{GD} < 0,5P_{tr}$ <b>MT:</b> $P_{GD} < 0.5P_{ter}$	<b>MT:</b> $P_{GD} < 0.1MVA_{CCpcc}$
Africa del Sur	<b>BT:</b> $P_{GD} < 0.25P_{tr}$ <b>BT:</b> $P_{GD} < 0,25P_{Intcomp}$ <b>BT:</b> $P_{GD} < 0,75P_{IntGD}$	No hay registro
China	No hay registro	$P_{GD} < 0.1MVA_{CCpcc}$
Estados Unidos	No hay registro	$P_{GD} < 0.1MVA_{CCpcc}$ $MVA_{CCGD} < 0.25MVA_{CCfeed}$
Bélgica	<b>BT:</b> $P_{GD} < P_{tr}$	No hay registro
Canadá	$P_{GD} < 0,6(P_{tr} + P_{minSub})$	No hay registro
República Checa	$P_{GD} < P_{tr} + P_{minsub}$ para redes de 110 kV	No hay registro
Italia	<b>BT:</b> $P_{GD} < 0,65P_{tr}$ <b>BT:</b> $P_{GD} < 0.6P_{ter}$	No hay registro
Portugal	<b>BT:</b> $P_{GD} < 0.25P_{tr}$	No hay registro

$P_{tr}$  : Potencia en el transformador,  $P_{GD}$  : Potencia de la generación distribuida,  $P_{ter}$  : Potencia límite térmico,  $P_{Int}$  : Potencia del interruptor,  $P_{minsub}$  : Potencia mínima en la SE

Por otro lado, en 2012 el Instituto de investigación de potencia eléctrica - *EPRI* por sus siglas en inglés, realizó un análisis sobre un circuito de distribución de 34.5 kV para determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica, basado en el comportamiento de la carga del alimentador [54], en donde concluyó que aunque este valor se define en función de la carga máxima del circuito, existe una correlación entre la tensión y flujo de potencia, donde la determinación de la máxima penetración solar fotovoltaica se puede expresar como un porcentaje de la capacidad instalada del alimentador o como la carga máxima del mismo. Adicionalmente, determinó una herramienta que estocásticamente define el tamaño y ubica-

ción de los sistemas fotovoltaicos, por lo cual dicha metodología ha sido implementada por varios autores, ya que los operadores de red tienen un alto grado de incertidumbre respecto a la ubicación de la generación distribuida.

Navarro en 2013 [55] y Arshad en 2017 [39] elaboraron estudios y planteamientos con base al análisis de Monte Carlo, para la determinación de la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en redes de distribución de Reino Unido y Finlandia respectivamente. En dichos estudios realizaron ajustes probabilísticos para determinar Funciones de Densidad de Probabilidad, tanto al perfil de carga como el recurso solar aplicable al alimentador en función de la ubicación del mismo. Una vez modelado el alimentador, se realizaron 100 y 1.000 flujos de carga (iteraciones) para cada nivel de penetración PV definidos inicialmente, hasta que las variables de seguimiento violaran los valores establecidos.

Rylander en 2013 [61] estableció que el *Hosting Capacity* depende de la penetración fotovoltaica, para lo que realizó comparaciones en dos alimentadores con carga residencial y comercial con el mismo nivel de tensión (15 kV) y con dos niveles de penetración (8 MW y 6 MW), donde evidenció que el alimentador presentaba mayor capacidad de penetración solar fotovoltaica con la menor generación (69 % respecto al 63 %) adicionando que a gran escala se presentan violaciones de calidad de potencia como lo son desbalances, *flicker*, armónicos y corrientes elevadas; posteriormente Aziz en 2017 [62] agregó que de hecho, en una red de baja tensión se obtienen mayores valores máximos de penetración fotovoltaica que un alimentador de media tensión. Por su parte, Vera en 2020 [1] realizó un estudio para determinar la capacidad máxima de generación solar fotovoltaica en las redes de distribución residenciales de la ciudad de Bogotá, realizando ajuste de Modelo de Gaussianas Mixtas y posteriormente Análisis de Monte Carlo para estimar la carga del alimentador en estudio e irradiancia para la ciudad de Bogotá, estos últimos fueron los datos de entrada para determinar la temperatura por interpolación. Con esto concluyó que la máxima penetración de generación solar fotovoltaica, es directamente proporcional al factor de uso de los transformadores de distribución y de la tolerancia al flujo inverso de potencia por parte del operador de red.

En la tabla **1.3** se muestran algunos casos de estudio a nivel mundial, en donde se presentan los índices técnicos evaluados en cada estudio y la máxima penetración de energía solar fotovoltaica obtenida de dichos modelos, donde se puede apreciar que los trabajos realizados en [33, 34, 44, 50, 67] emplean la carga máxima como factor de análisis para determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica, siendo el índice con mayor referencia. Por otra parte, se tiene que la capacidad instalada del transformador debe ampliamente usarse para determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en función de dicho índice técnico [41, 42, 47, 68]. Otros índices igualmente usados, pueden ser la proporción de clientes con sistemas fotovoltaicos y en función de la disponibilidad de espacio en las cubiertas de las viviendas/industrias que alimenta el circuito.

**Tabla 1.3:** Casos de estudio de *hosting capacity* realizados previamente (traducido y modificado de [21])

HC ESTIMADO	ÍNDICE	PAÍS	AÑO	REFERENCIA
50 %	Clientes con sistemas PV	Bélgica	2011	[26]
28.57 %	Consumo energético	Suiza	2011	[69]
95 %	Carga mínima	Estados Unidos	2012	[27]
111 %	Potencia activa de la carga	Australia	2012	[70]
30 %	Carga máxima	Estados Unidos	2013	[11]
31.9 % (63.81 kW)	Capacidad instalada	Australia	2014	[45]
40 %	Carga máxima	Australia	2014	[28]
BT 120 %, MT 70 %	Carga máxima	Italia	2015	[36]
86 %	Carga máxima	Australia	2015	[63]
45 %	Espacio en cubiertas de techo	Bélgica	2016	[29]
43 % (1.258 GWh)	Consumo energético	Suiza	2016	[38]
40 %	Clientes con sistemas PV	Dinamarca	2016	[46]
30 %	Clientes con sistemas PV	Reino Unido	2016	[30]
200 %	Clientes con sistemas PV	Reino Unido	2016	[37]
15 – 30 %	Carga máxima (33.69 MW)	Estados Unidos	2017	[40]
Urbano: 239.7 % Rural: 198 %	Carga máxima	Finlandia	2017	[39]
40 %	Capacidad instalada	Sri Lanka	2017	[68]
70 %	Carga total del circuito	Sudáfrica	2017	[31]
100 % (8.8 MW)	Carga del alimentador	Indonesia	2018	[47]
38.2 %	Capacidad instalada	Brasil	2018	[41]
35.65 %	Capacidad instalada	Estados Unidos	2018	[47]
35 %	Capacidad instalada	Australia	2018	[47]
88 %	Consumo energético	Irlanda	2018	[71]
15.5 % (2.6 MW)	Capacidad instalada	Estados Unidos	2018	[32]

**Tabla 1.3:** Casos de estudio de *hosting capacity* realizados previamente (traducido y modificado de [21])

HC ESTIMADO	ÍNDICE	PAÍS	AÑO	REFERENCIA
86 %	Carga total	China	2018	[64]
77 % (4.8 MW)	Carga total	Estados Unidos	2019	[65]
30 %	Capacidad instalada	Rumania	2019	[42]
40 %	Carga máxima	Sudáfrica	2019	[66]
16.48 % (1349 kW)	Carga máxima	Canadá	2019	[50]
132 %	Carga máxima	Estados Unidos	2019	[67]
Residencial: 82 - 150 % Industrial: 31 %	Carga máxima	Italia	2019	[44]
35 %	Carga máxima	Estados Unidos	2019	[33]
81 %	Carga máxima	Estados Unidos	2019	[34]
30 %	Capacidad instalada	Colombia	2020	[1]

En el 2017, Dubey [72] mencionó que para mejorar la máxima penetración de generación producidas por la energía solar fotovoltaica instalada en un alimentador, se pueden implementar métodos como el control de tensión que involucre bancos de condensadores, sistema de almacenamiento en baterías, respuesta de la demanda (deslastre automático de cargas) o mediante el intercambiador de tomas del transformador de potencia; sin embargo se manifiesta que la violación de tensión, podría presentarse por un corto tiempo debido al desfase temporal que existe entre la señal de mando y la actuación propia del equipo. Por tal razón, Sun plantea la mejora de dicha máxima penetración como un problema de optimización [73]. Se concluyó que el índice técnico que más impacta en la selección del método de mejora penetración máxima son violaciones de tensión [74].

## 1.3. Objetivos

A continuación, se describen los objetivos general y específicos, en los cuales se enfocó el desarrollo del presente trabajo.

### 1.3.1. Objetivo general

Determinar la capacidad máxima de generación solar fotovoltaica en sistemas de distribución industrial radial de 34.5 kV de la Sabana Norte de Bogotá, en función de los parámetros de calidad de energía definidos en la Norma Técnica Colombiana NTC 5001 de 2008.

### **1.3.2. Objetivos específicos**

1. Estimar el recurso disponible de irradiancia y curva de demanda de carga mediante análisis de Monte Carlo, para modelar de manera cuasi-dinámica el comportamiento estocástico de la disponibilidad solar y la variabilidad de la demanda.
2. Modelar cuasi-dinámicamente el sistema de distribución industrial radial para veintidos escenarios diferentes de participación y penetración de energía solar fotovoltaica, con la integración de la estimación del recurso y demanda mediante las herramientas Matlab y OpenDSS.
3. Determinar el comportamiento de la regulación de tensión, cargabilidad de corriente y dirección del flujo de potencia en la operación del sistema, para cada uno de los escenarios de penetración y compararlos con los límites establecidos en la norma NTC 5001 de 2008.

## **1.4. Organización del documento**

El presente documento está organizado en 6 capítulos, donde en el capítulo 1 se expone la introducción del mismo, que contiene el planteamiento del problema, estado del arte y objetivos; posteriormente en el capítulo 2 se relacionan todos los conceptos y fundamentos básicos empleados para el desarrollo de este trabajo, como lo son sistema de generación fotovoltaico, impactos en los sistemas de distribución, máxima penetración de energía solar fotovoltaica, herramientas matemáticas y software empleado. En el capítulo 3 se presenta la metodología empleada para determinar la capacidad máxima de generación solar fotovoltaica en un circuito de distribución industrial con la forma en la que fueron integrados y simulados los modelos obtenidos; en el capítulo 4 se presenta el caso de estudio específico y los criterios analizados en este trabajo de grado, como lo son perfil de carga, recurso solar, límites de operación del sistema de distribución y los escenarios propuestos. Por su parte, en el capítulo 5 se exponen los análisis de resultados obtenidos y por último; en el capítulo 6 presentan las conclusiones respectivas que comprenden igualmente aportes y propuestas para trabajos futuros.

---

## Capítulo 2

# Marco teórico

---

De forma global se presentan los conocimientos sobre sistemas de generación solar fotovoltaica, los impactos que estos traen sobre las redes de distribución, *PV hosting capacity* y conceptos básicos sobre las herramientas a emplear a lo largo del desarrollo de este trabajo, con el fin que el lector tenga un contexto para el entendimiento del mismo.

### 2.1. Sistema de distribución de la Sabana Norte de Bogotá

El sistema eléctrico colombiano está contemplado por tres etapas fundamentales que son generación, transmisión y distribución; donde en la primera se transforma la fuente de energía a niveles de tensión de  $11.4kV$  o  $13.8kV$ , que luego a través de una subestación eléctrica de potencia y líneas de transmisión, es transportada a transformadores de distribución para que finalmente sea suministrada a los centros de consumo [76], esta distribución puede ser a  $11.4$  o  $13.2$  kV para carga residencial o  $34.5$  kV para un perfil de carga industrial. Por su parte, la resolución CREG 070 de 1998 [75] menciona que la transmisión y distribución en el Sistema Interconectado Nacional se realiza mediante los siguientes subsistemas:

- **Sistema de Transmisión Nacional:** “*Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a  $220$  kV que operan el nivel de tensión 5 (ver tabla 2.1), los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.*”
- **Sistema de Transmisión Regional:** “*Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los Activos de Conexión del operador de red al sistema de transmisión nacional y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4 (ver tabla 2.1). Los sistemas de transmisión regional*

pueden estar conformados por los activos de uno o más Operadores de Red.”. Es del cual se conecta la subestación que alimenta el circuito de estudio que se presentará posteriormente en la sección 3.3.1.

- **Sistema de Distribución Local:** “Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 (ver tabla 2.1) dedicados a la prestación del servicio en un Mercado de Comercialización.”. El presente trabajo se centrará en este sistema, para validar los impactos de la conexión de generación solar y determinar la máxima penetración de esta, sin que se afecten los parámetros de calidad de servicio.

**Tabla 2.1:** Niveles de tensión definidos por la CREG 070 [75]

Nivel	Nivel de tensión [kV]
5	$V \geq 220$
4	$57,5 \leq V < 220$
3	$30 \leq V < 57,5$
2	$1 \leq V < 30$
1	$V < 1$

Con base a lo anterior, en el presente trabajo el sistema de generación solar fotovoltaico será conectado en el nivel de tensión 1 (por baja tensión) en los transformadores de distribución que de acuerdo al nivel de participación se indique; además se va a analizar el impacto en un alimentador de 34.5 kV lo que lo ubica en el Sistema de Distribución Local en el nivel de tensión 3.

Entonces, para determinar la máxima penetración de energía solar fotovoltaica, se requiere analizar su impacto en el sistema de distribución, y en particular para su uso industrial corresponde al nivel de tensión 3 (34.5 kV). Por tal razón, para la Sabana Norte de Bogotá que es la zona en la cual se encuentra el alimentador en estudio que será expuesto más adelante en la sección 3.3.1, se tiene que el Sistema de Transmisión Regional alimenta las subestaciones de potencia y esta contiene a su vez activos del Sistema de Distribución Local, que con el transformador de distribución (115/34.5 kV) reduce el nivel de tensión para que pueda ser distribuido y se suministre servicio de energía eléctrica a los clientes industriales. Por tal condición de perfil de carga industrial, los transformadores de distribución son de uso exclusivo y usualmente el alimentador contiene 15 transformadores en promedio. Estos alimentadores presentan configuración radial en estado normal y con el apoyo de los dispositivos de maniobra se permite dar suplencia con alimentadores, generando configuraciones en anillo para garantizar mayor confiabilidad al sistema.

A continuación se describen los componentes principales de las redes de distribución:

- **Transformador de Potencia:** Reduce el nivel de tensión de alta tensión a media tensión.
- **Transformador de distribución:** Transformador de distribución que reduce la tensión de media a baja tensión.
- **Alimentador principal:** Redes aéreas o subterráneas de distribución de energía eléctrica. Para redes industriales los tipos de red utilizados son estructura aérea triangular (LAR102) [112] y para subterránea mediante la norma de construcción (CS212) [113].
- **Dispositivos de maniobra:** Equipos que permiten operar la red eléctrica y realizar maniobras de apertura/cierre, suplencia y pueden ser telecontrolados o de mando manual. Igualmente pueden operar bajo carga como interruptores de cabecera, reconectores y seccionadores o de operar sin carga, como los seccionamientos tipo cuchilla.

Los sistemas de distribución industriales tienen dos clasificaciones, de acuerdo a la disposición de la forma en que se realice la conexión de los alimentadores, que son configuración radial y en anillo. Los sistemas de distribución radiales como se puede ver en la figura 2.1 son aquellos con una única fuente de energía y se caracterizan por tener un flujo de potencia en una sola dirección que es de la S/E hacia los centros de consumo. Como no tiene topologías y disposiciones redundantes, es el más económico en su implementación aunque frente a una falla en el sistema [77], no garantiza continuidad en el servicio para los clientes aguas abajo de la zona de falla.

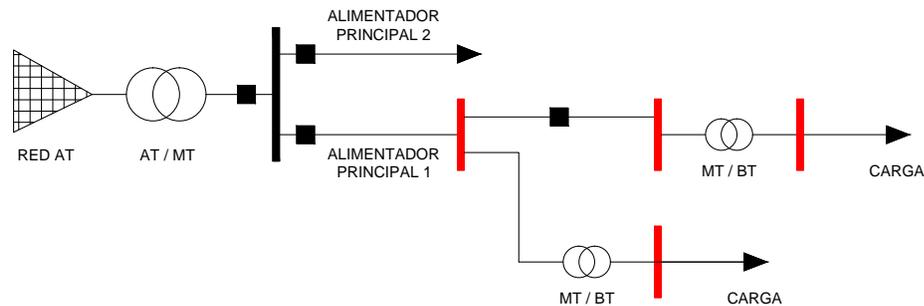


Figura 2.1: Sistema de distribución con configuración radial.

Por su parte, un sistema de distribución en anillo tiene simultáneamente dos o más alimentadores interconectados, incrementando así la confiabilidad del sistema, aunque también

considerablemente su inversión económica. Se caracteriza porque el flujo de potencia puede provenir de varias fuentes de energía y este depende de la topología del alimentador. Adicionalmente como presenta la figura 2.2, una posibilidad es la construcción de circuitos de distribución radiales, y a través de dispositivos de maniobra normalmente abiertos (punto de suplencia) convierte estos en configuración en anillo para minimizar la afectación a los usuarios en caso de falla; sin embargo, este es restrictivo frente a las condiciones de cargabilidad de los alimentadores, que asumirán la carga total o parcial del alimentador en falla y de regulación de tensión. Este alimentador puede pertenecer a la misma subestación o a otra, que cumpla con criterios de operación mínimos para realizarlo: Que tenga el mismo nivel de tensión, grupo de conexión del transformador de potencia y secuencia entre fases.

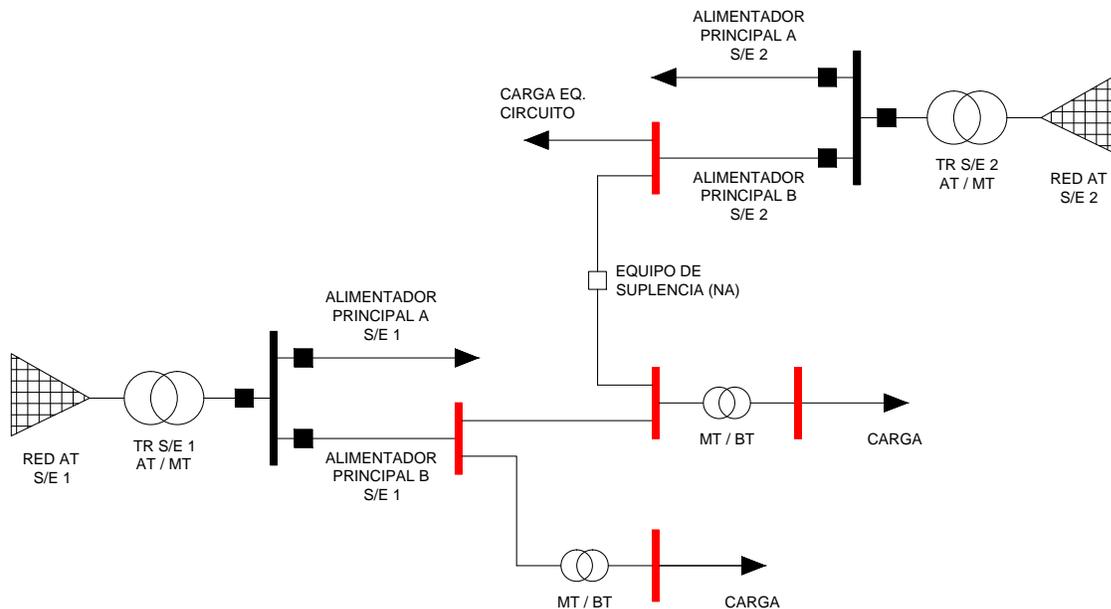


Figura 2.2: Sistema de distribución con configuración mixta (suplencia).

## 2.2. Sistema de generación solar fotovoltaico

La energía solar fotovoltaica es el fenómeno físico de conversión de la radiación solar en energía eléctrica. Esta transformación se consigue aprovechando las propiedades de los materiales semiconductores, mediante las células fotovoltaicas en las que usualmente el material en el que están construidas es el silicio. Así, cuando la luz del Sol (fotones) incide en una de las caras de la célula solar se genera a través del fenómeno fotoeléctrico una corriente eléctrica continua.

Estos sistemas pueden presentar dos tipos de instalaciones comercialmente, los cuales son

las aisladas o modo isla, cuya solución es para abastecer una necesidad específica, ya sea una vivienda aislada del sistema interconectado nacional, una estación repetidora de telecomunicación, bombeo de agua para riego, etc. Por otra parte se encuentran las de conexión a la red, donde existe un flujo de potencia bidireccional en el que la energía producida se utiliza tanto para el uso final como para inyectar los excedentes de generación a la red de distribución y ser vendida al operador de red.

En este trabajo de grado nos enfocaremos en la segunda solución, la cual cuenta con tres elementos básicos que son: Arreglo de paneles solares fotovoltaicos, instalados usualmente sobre el tejado de un edificio o integradas en cualquier elemento estructural del mismo o en un terreno libre y despejado para poder captar la mayor irradiancia posible. Otro elemento importante es el inversor, empleado para convertir la energía de corriente continua que proporcionan el arreglo de paneles a corriente alterna de valores nominales de la red eléctrica a la que se conecta. Por último está el control de interconexión con la red eléctrica comercial, el cual suele estar incorporado en los inversores o se puede emplear transferencias automáticas garantizando el sincronismo necesario para realizar conexiones al sistema de manera segura y que no afecten la integridad de los equipos que lo conforman.

### 2.3. Impactos en el sistema de distribución

La implementación de generación distribuida y en particular la energía solar fotovoltaica, no representa energía firme al depender directamente de la disponibilidad del recurso solar como fuente principal, representando alteraciones debido a la característica estocástica de la irradiancia y condiciones meteorológicas [78]. Esto provoca alteraciones en los niveles de tensión tales como variaciones, desbalances de tensión, sobretensiones, modificaciones en los esquemas de coordinación de protecciones y flujo de potencia inverso, además de problemas de calidad de potencia como *flicker*, armónicos (por las condiciones propias del sistema de generación distribuida) y deterioro de los intercambiadores de tomas de los transformadores. Sin embargo, en este trabajo de grado nos enfocaremos en las tres primeras, ya que por medio de estas se puede determinar la capacidad máxima de penetración de generación fotovoltaica en las redes de distribución [7, 9, 13, 78–84].

La magnitud de estos impactos depende del nivel de penetración, el nivel de tensión de distribución, la configuración de la red y la ubicación de la generación solar fotovoltaica en el sistema de distribución [7]. Para efectos de análisis en este trabajo se contemplarán niveles de penetración de energía solar fotovoltaica baja, media y alta, los cuales se obtienen realizando variaciones a los niveles de dispersión y potencia de los sistemas fotovoltaicos instalados en el alimentador de estudio.

### 2.3.1. Impactos en valores de tensión

Respecto a las variaciones de tensión producidas por la generación distribuida, específicamente a causa de la energía solar fotovoltaica, se pueden presentar variaciones de tensión y sobretensiones las cuales dependen del comportamiento estocástico del recurso solar.

- **Variaciones:** La calidad del perfil de tensión es afectado por las fluctuaciones de la potencia generada e inyectada al sistema de distribución, y cuando esta es influenciada por la propiedad de los recursos naturales (como velocidad del viento, intensidad de radiación solar, nubosidad etc.), ocasiona variaciones en el nivel de tensión suministrado [8, 81, 85].
- **Sobretensiones:** En estado estable el perfil de tensión decrece a lo largo de la red en dirección del flujo de potencia, pero en función al nivel de penetración de energía solar fotovoltaica en el sistema de distribución; sobre todo hacia el medio día que es donde se presenta la mayor irradiancia y por ende la mayor disponibilidad de recurso solar, ocasiona que desde el punto de conexión se vea una reducción de la carga demandada, reduciendo a su vez la potencia reactiva e incrementando así los niveles de tensión en los nodos cercanos a la ubicación de los paneles fotovoltaicos. [81]

### 2.3.2. Flujo de potencia inverso

En un esquema de generación distribuida, los paneles fotovoltaicos o cualquier fuente de generación se encuentran cerca a la carga, lo que ocasiona que los niveles de tensión en los nodos donde se encuentren instaladas aumenten, y que a su vez si se realiza una alta penetración relativa de generación distribuida, se incrementarían considerablemente las tensiones hasta tal punto de ser superiores que en cabecera, generando un flujo de potencia inverso presentado principalmente en las horas donde los recursos energéticos presentan mayor disponibilidad, aunque este fenómeno también puede presentarse en las horas valle debido a que la generación total es mayor que la demanda de la carga; lo que produce una sobrecarga en el alimentador y a su vez incrementa las pérdidas afectando los intercambiadores de tomas de los transformadores de potencia y los reguladores automáticos de tensión [81, 86].

## 2.4. Máxima penetración de energía solar fotovoltaica

*PV Hosting capacity* por sus siglas en inglés, es la máxima penetración posible de generación solar fotovoltaica a conectar en un sistema de distribución sin que presente alguna anomalía en el marco de los parámetros de calidad de potencia como lo son sobretensión,

regulación de tensión y desbalance [10]. El *Hosting capacity* depende de las características propias de cada sistema de distribución, lo que representa que para cada nivel de participación y penetración, punto de instalación y topología del alimentador esta varía, por lo cual es necesaria la realización de procesos estocásticos a través de varias simulaciones mediante un enfoque probabilístico [87–89], el cual contempla en nuestro caso las estimaciones para el recurso solar (irradiancia y temperatura) y el perfil de carga del alimentador que se desee modelar.

## 2.5. Herramientas matemáticas

Teniendo en cuenta que a los datos adquiridos se les debe realizar un ajuste probabilístico, se requiere la implementación de distintas herramientas matemáticas que se emplearon de la siguiente manera como lo indica la sección 3, para el perfil de carga y la irradiancia se realizó un ajuste a través del Modelo de Gaussianas Mixtas y posteriormente se recrearon 1.000 días de sol a través del Análisis de Monte Carlo; por su parte para el ajuste probabilístico de la temperatura, se implementó el método de interpolación por Splines cúbicas para que se obtuviese dicha variable en función de la irradiancia, también se definen las Ecuaciones de Carson empleadas para determinar las impedancias de secuencia y por último describe las principales funcionalidades del software de simulación OpenDSS, herramienta computacional empleada para el desarrollo del modelo del presente trabajo.

### 2.5.1. Modelo de Gaussianas Mixtas

El ajuste probabilístico de Modelo de Gaussianas Mixtas radica en la combinación y sobreposición de varias distribuciones normales o gaussianas sobre la misma muestra aleatoria de datos, esto representa una gran ventaja ya que esta condición convierte a la herramienta en una muy versátil, ya que puede presentar distintos tipos de ajustes para los intervalos de muestras analizados [90–92].

Entonces, para una muestra aleatoria  $Y = (Y_1, Y_2, \dots, Y_n)$  de tamaño  $n$ , donde  $Y_j$  es un vector aleatorio con función de densidad de probabilidad  $f(y_j)$  en este caso una normal. Así  $y = (y_1, y_2, \dots, y_n)$  representa una muestra observada o realizada de  $Y$ , donde  $y_j$  se refiere a un valor observado del vector aleatorio  $Y_j$ .

La función de distribución de probabilidad en el modelo de Gaussianas Mixtas está dada por:

$$f(y_j|\Psi) = \sum_{i=1}^{nc} p_i f_i(y_j|\mu_i, \sigma_i^2) \Psi = (p_1, p_2, \dots, p_{nc}, \mu_1, \mu_2, \dots, \mu_{nc}, \sigma_1, \sigma_2, \dots, \sigma_{nc})$$

$$1 = \sum_{i=1}^{nc} p_i$$

Donde  $nc$  es la cantidad de componentes de gaussianas y  $p_i$  representa el porcentaje de participación de la  $i$ -ésima componente. En este caso, debido a que es sobreposición de distribuciones normales, la función de densidad de probabilidad puede expresarse mediante  $f(y|\mu, \sigma^2)$ .

### 2.5.2. Análisis de Monte Carlo

El Análisis de Monte Carlo agrupa una serie de procedimientos que analizan distribuciones de variables aleatorias usando simulación de números al azar, empleando una técnica que hace uso de la estadística para recrear mediante modelos matemáticos, el comportamiento de sistemas no dinámicos. Esta característica lo convierte en ideal para determinar la irradiancia y perfil de carga en este trabajo, debido a que se analizan distribuciones de variables empleando simulación de números aleatorios. [93, 94].

El algoritmo de Monte Carlo realiza la generación de números aleatorios basándose en distribuciones acumuladas de frecuencia, identificando las variables que caractericen el sistema para llevar a cabo un experimento, el cual consistente en:

- Ajustar las distribuciones a los datos de entrada.
- Ejecutar simulaciones.
- Combinar las simulaciones.
- Calcular intervalos de confianza.

$$\bar{x} \pm z \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$$

- Calcular incertidumbre:

$$\%Incertidumbre = \frac{1}{2} \times \frac{\text{Amplitud del intervalo de confianza}}{\text{Estimación}} \times 100\%$$

### 2.5.3. Interpolación por Splines cúbicas

Este tipo de interpolación a trozos o segmentaria, se caracteriza por el grado de los polinomios con los que se interpola (en caso de este trabajo de grado 3) en los sub-intervalos, donde se dispone en un conjunto de datos que cuyo objetivo fundamental es que sean expresados en forma de alguna variable previamente definida  $f(x) = y$ .

Una función Spline está formada por  $n - 1$  polinomios, cada uno definido sobre un sub-intervalo, que se unen entre sí, obedeciendo a ciertas reglas de continuidad [95, 96].

Sea  $N+1$  la cantidad de pares de datos (en nuestro caso irradiancia y temperatura) que  $t_0 < t_1 < \dots < t_n$  y  $k \leq 0$  tendrá una función spline ( $S$ ) de grado  $k$  que satisface:

- Para todo intervalo  $[t_{i-1}, t_i]$ ,  $S$  es un polinomio de grado menor igual a  $k$ .
- $S$  tiene una derivada  $(k-1)$  continua para el intervalo  $[t_0, t_n]$ .

$$S(x) = \left\{ \begin{array}{ll} S_0(x) = a_{0i}x^i + a_{0i-1}x^{i-1} + \dots + a_0x + b_0, & x \in [t_0, t_1) \\ S_1(x) = a_{1i}x^i + a_{1i-1}x^{i-1} + \dots + a_1x + b_1, & x \in [t_1, t_2) \\ \vdots & \vdots \\ S_n(x) = a_{ni}x^i + a_{ni-1}x^{i-1} + \dots + a_nx + b_n, & x \in [t_{n-1}, t_n) \end{array} \right\} = xy$$

#### 2.5.4. Ecuaciones de Carsson

Método utilizado para determinar la impedancia de un alimentador el cual considera parámetros eléctricos de las redes de distribución longitudinales y transversales; siendo los primeros: resistencia e inductancia (impedancia expresado de manera compleja), que se modelan a lo largo de la línea eléctrica y dependen de dimensiones de construcción y de propiedades del conductor. Por otra parte, los transversales son la capacitancia y conductancia (admitancia expresado de manera compleja) representadas en paralelo que dependen de características constructivas de la red y permitividad del material. Estas últimas pueden no ser consideradas para modelos de línea corta [76]. Igualmente el método de Carsson contempla que la tierra es una superficie plana e infinita con resistividad constante, se considera el efecto de retorno de tierra bajo esta premisa [77, 97] analizando las impedancias propias y mutuas.

$$Z_{ii} = r_i + 4wP_{ii}G + j \left( x_i + 2wG + \ln \frac{S_{ii}}{GMR_i} + 4wQ_{ii}G \right) \quad (2.1)$$

$$Z_{ij} = 4wP_{ij}G + j \left( x_i + 2wG + \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} + 4wQ_{ij}G \right) \quad (2.2)$$

Donde:

- $Z_{ii}$ : Impedancia propia del conductor  $[\Omega/milla]$ .
- $Z_{ij}$ : Impedancia mutua entre los conductores  $i, j$   $[\Omega/milla]$ .
- $w$ : Frecuencia angular del sistema.
- $P_f$ : Potencia activa monofásica  $[W]$ .

- $G$ : Conductancia del material en estudio.
- $x_i$ : Reactancia del conductor  $i$ .
- $\theta_{ij}$ : Ángulo entre el par de líneas dibujadas del conductor  $i$  con su imagen y del conductor  $i$  y la imagen de  $j$ .
- $GMR_i$ : Radio Medio Geométrico del conductor  $i$ .
- $D_{ij}$ : Distancia entre los conductores  $i$  y  $j$ .
- $S_{ij}$ : Distancia entre el conductor  $i$  y la imagen del conductor  $j$ .

## 2.6. OpenDSS

OpenDSS es un software de libre utilización ideado como una herramienta computacional para el análisis de sistemas de distribución de energía eléctrica ante la presencia de generación distribuida. Dentro de sus principales funcionalidades están:

- Posibilidad de realizar simulaciones secuenciales con la frecuencia de muestreo deseada. Esto es práctico en el presente trabajo, ya que se tienen diferentes muestreos para la adquisición de los datos del perfil de carga, de la irradiancia y temperatura.
- Cada elemento puede tener una única curva de carga o de funcionamiento. Esta función es muy útil, ya que puede integrar la estimación realizada con el ajuste de Modelo de Gaussianas Mixtas, Análisis de Monte Carlo e interpolación por Splines Cúbicas al modelado del panel fotovoltaico.
- Análisis de interconexión de generación distribuida. Prestando la posibilidad de implementar paneles solares fotovoltaicos con sus curvas de eficiencia características e integrándolas al modelo.
- Mejoramiento de la eficiencia en redes de distribución.
- Modo de uso *Dutycycle*: simulación de ciclos de trabajo con incrementos de 1 a 5 segundos. Útil para el análisis de la generación de energía renovable [17], que permite integrar datos cuya gestión de la información haya sido adecuada para el modelamiento.

---

## Capítulo 3

# Metodología

---

Con el fin de determinar la capacidad máxima permitida de penetración de generación solar fotovoltaica para una red industrial, se debe contemplar que los criterios técnicos de la red permanezcan dentro de los parámetros establecidos por la normativa vigente. Para Colombia, estos umbrales son establecidos por el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC) a través de la Norma Técnica Colombiana NTC 5001 del 2008 [14] y el reglamento de distribución de energía eléctrica mediante la resolución CREG 070 de 1998 [75].

Con base a ello, y de acuerdo a lo mencionado por Vera en [1], se realizó el análisis del comportamiento de un circuito de distribución urbano con perfil de carga de características residenciales, el presente trabajo tiene un enfoque similar con la diferencia que se aborda un alimentador con un perfil de carga industrial y que presentan tres diferencias representativas que son: El comportamiento de la carga en un circuito industrial es indistinto si es un día entre semana o de fin de semana, como se explicará más a fondo en la sección 4.1, igualmente de acuerdo a la información brindada por el operador de red el factor de uso de un circuito de distribución industrial está entre el 60 % y el 70 % de la capacidad nominal de los transformadores de distribución, para efectos del presente trabajo se asumirá 60 % ya que representa la condición más exigente para el modelo. Por otra parte, las subestaciones de potencia en alimentadores residenciales alimentan más circuitos y se requiere hacer equivalentes de carga para validar el flujo de carga inverso, por su parte el alimentador industrial al no tener varios circuitos, no se requiere hacer equivalentes de la demanda del transformador de potencia y el alimentador permanece más tiempo en topología normal sin ser requeridas suplencias. Por último los transformadores de distribución en un alimentador industrial son de uso exclusivo; en cambio, en un alimentador residencial se tienen varios usuarios para el mismo centro de distribución.

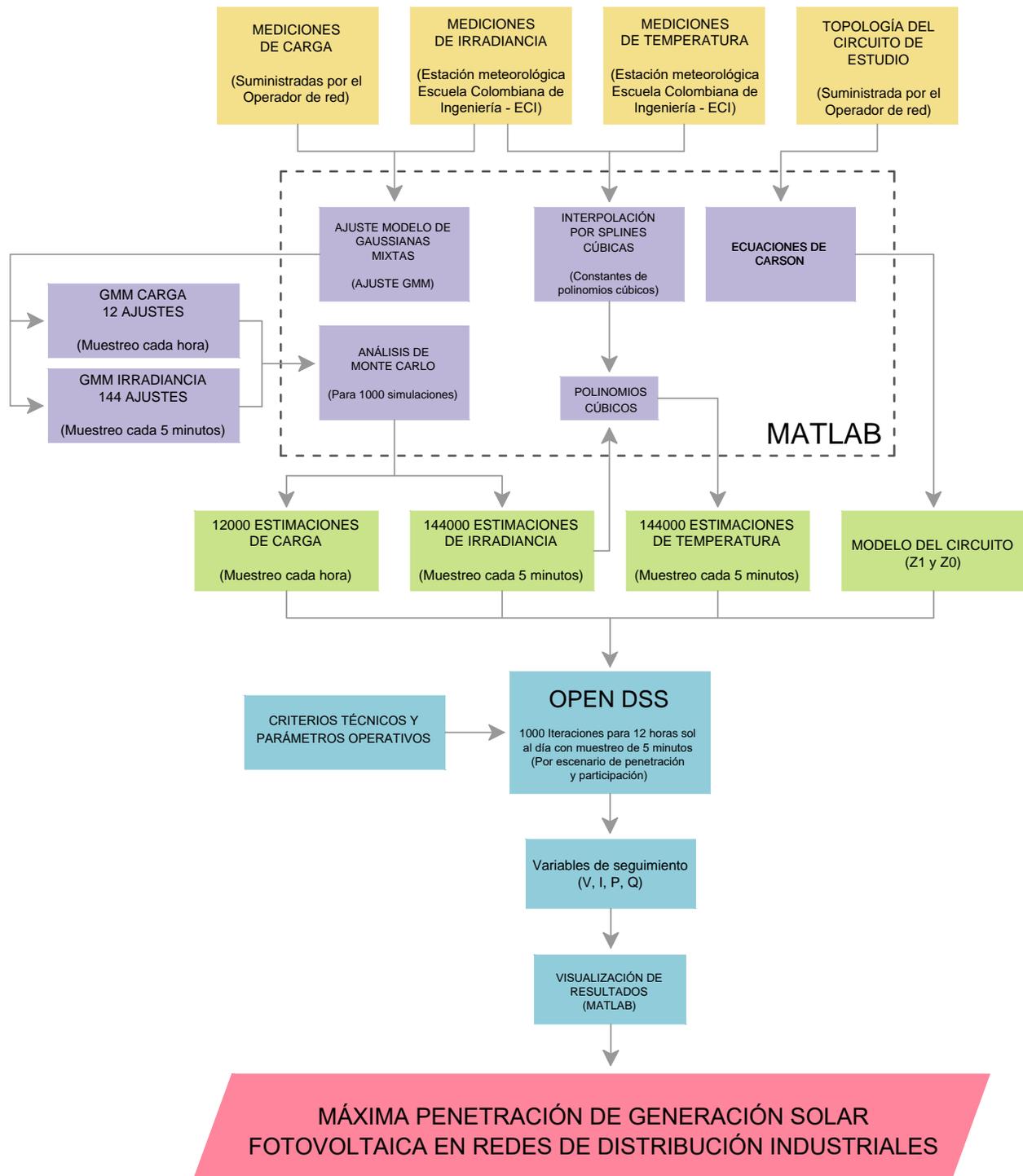


Figura 3.1: Diagrama de flujo para determinar la capacidad máxima permitida de penetración solar fotovoltaica en un circuito de distribución industrial (modificado de [1])

La figura **3.1** muestra la metodología utilizada en este trabajo para determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica para redes de distribución industriales, en donde se relacionan los parámetros de entrada y salida para cada subproceso, los cuales se clasificaron en cuatro grandes bloques que son: Adquisición de datos, ajuste probabilístico para determinar las estimaciones del recurso solar y carga, modelado de la red con los respectivos criterios de simulación y visualización de resultados realizados en MatLab y OpenDSS. En secciones posteriores, se especificará el procedimiento ejecutado en estos bloques. En la primera se presenta la manera en la que se obtuvieron los datos a partir de los cuales se elabora el modelo implementado, seguido del procedimiento para obtener el ajuste probabilístico de la irradiancia y de la carga a través del ajuste Modelo de Gaussianas Mixtas y de análisis de Monte Carlo, después se describe el procedimiento para obtener la temperatura de operación del panel fotovoltaico en función de la irradiancia a través de interpolación por Splines cúbicas para obtener las estimaciones o datos de entrada para la simulación, junto con el modelado del alimentador a partir de la topología del mismo, además se presenta cada uno de los criterios para realizar el modelo del sistema de distribución seleccionado para determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en un circuito de distribución industrial en el software OpenDSS, seguido la descripción de las simulaciones a realizar y el tratamiento de datos obtenidos de cada simulación; y por último se presentan las consideraciones y escenarios definidos para cada caso de estudio.

A partir de las simulaciones bajo los criterios establecidos, se realizan 1.000 iteraciones para 12 horas de sol al día con una frecuencia de muestreo de 5 minutos extrayendo la información de las variables de seguimiento, que en este caso son las tensiones, corrientes, potencia activa y reactiva en cada nodo del alimentador, realizando la comparación y análisis de comportamiento de cada una de estas por escenario de penetración y participación propuestos. En caso de que se violen los criterios de aceptación, se determina la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en redes de distribución industriales.

En el caso que en ningún escenario sean vulnerados los umbrales establecidos, se dice que la máxima penetración de generación solar fotovoltaica es superior al 100%; sin embargo, como el criterio de parada para determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica es vulnerar los umbrales definidos para las variables de seguimiento, se definen dos escenarios adicionales, que son con una participación del 100% y con penetración del 120% y 150%, lo que contempla una instalación solar con potencia de generación mayor a la capacidad instalada en el alimentador de distribución, que debe ser validada para que durante las horas de generación nominal de los paneles solares fotovoltaicos, no se sobrecargue los transformadores de distribución ya que no es una condición permitida por el operador de red.

### 3.1. Adquisición de datos

El operador de red suministró información con la topología del alimentador requerido con datos como ubicación, longitud, tipos y calibres de conductor; igualmente fue suministrada información técnica y de operación de los equipos pertenecientes a dicho alimentador y a la subestación de potencia de la cual está conectado, tal información fue potencia de transformadores, factor de uso, perfil de carga, mediciones instantáneas de carga que determinan el desbalance, entre otros. Así, para el perfil de carga del alimentador de estudio, se suministró información para el periodo comprendido entre junio de 2020 y junio de 2021 con un muestreo horario.



Figura 3.2: Estación meteorológica VSN800-14 Weather Station de ABB. Tomado de [110]

De manera similar, los valores de mediciones de irradiancia y temperatura fueron obtenidos de la estación meteorológica VSN800-14 Weather Station de ABB [110] (ver figura 3.2), la cual fue instalada en la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito para el periodo comprendido entre junio de 2020 y junio de 2021 al igual que los datos previamente obtenidos de cargabilidad del alimentador, aunque con un muestreo de 5 minutos. A pesar de que se suministró la data para las veinticuatro horas del día, se extrajo únicamente la información asociada a la franja horaria de 06:00 a 18:00, ya que es el rango de horas sol al día, obteniendo 144 ajustes de Modelo de Gaussianas Mixtas. Posteriormente, con los ajustes obtenidos de irradiancia y carga, se realizó el análisis de Monte Carlo para la creación de 1.000 eventos para cada ajuste; equivalentes al número de días que se realizó la simulación, obteniendo así 144.000 estimaciones de irradiancia. Debido a la diferencia entre las tasas de muestreo para los datos de carga y recurso solar, se asumió que la carga del alimentador es

constante durante la hora  $t$  para las doce simulaciones, en las que varían la irradiancia y la temperatura como se mencionará en la sección 4.5.

## 3.2. Modelo probabilístico

La implementación de generación distribuida y en particular la energía solar fotovoltaica, no representa energía firme al depender directamente de la disponibilidad del recurso solar como fuente principal, representando alteraciones debido a la característica estocástica de la irradiancia y condiciones meteorológicas [17], además el perfil de carga típico del circuito industrial a analizar, se hace necesario un ajuste de probabilidad para las estimaciones de recurso solar y perfil de consumo para los intervalos de simulación que se seleccionaron. Con esta necesidad, los ajustes mediante Modelo de Gaussianas Mixtas y Análisis de Monte Carlo se convierten en las herramientas idóneas para realizar estas estimaciones y que serán nuestros datos de entrada una vez definidas las tasas de muestreo de medición de los datos a emplear, ya que esto está directamente relacionado con los ajustes de probabilidad con sus respectivos histogramas, donde cada uno podría tener funciones de probabilidad distintas.

De acuerdo a lo evidenciado en la figura **3.1**, los datos de entrada de todo el proceso son los valores asociados a las mediciones de tres variables: Carga, irradiancia y temperatura. Los primeros fueron obtenidos como se mencionó, a partir del operador de red quien suministró dicha información para un intervalo comprendido entre junio de 2019 hasta junio de 2021 con un muestreo horario. Por otra parte, los valores de mediciones de irradiancia y temperatura fueron obtenidos de la estación meteorológica instalada en la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito para el mismo periodo de las mediciones de carga, con un muestreo de cada 5 minutos. Con base a esta información, se selecciona el intervalo entre junio de 2020 y junio de 2021, debido a que se evidencia que como particularidad y por las condiciones sanitarias producto de la cuarentena a causa de la pandemia por el COVID-19, el perfil de carga del alimentador presenta un comportamiento normal a partir de esta fecha, en la que coincide con el periodo donde se levantaban por parte del gobierno nacional restricciones de cuarentena.

Con base a lo anterior y como se muestra en la figura **3.1**, en el caso de la carga, se realizan 12 ajustes que corresponden a uno por cada hora de sol del día (periodo comprendido entre las 06:00 hasta las 18:00); mientras que para la irradiancia establecen ajustes probabilísticos cada 5 minutos, lo que equivale a 144 ajustes para el mismo intervalo de sol del día. Posteriormente, con los ajustes obtenidos de irradiancia y carga se realiza el análisis de Monte Carlo, para la creación de 1.000 eventos para cada ajuste anteriormente descritos equivalentes al número de días, que a su vez reflejan las simulaciones que posteriormente se realizarán; obteniendo de esta manera 12.000 estimaciones para el perfil de carga y 144.000

estimaciones de irradiancia. Adicionalmente y dada la relación existente entre la irradiancia y la temperatura, se realiza interpolación por Splines cúbicas para obtener los polinomios que definan la función de temperatura para cada valor de irradiancia estimado, generándose así igualmente 144.000 estimaciones de temperatura.

Las estimaciones de carga, irradiancia y temperatura se relacionan en los nodos de baja tensión a través del software de simulación, siendo la estimación de carga asignada a cada transformador de distribución con que cuente la red, para que presenten el comportamiento de perfil de carga estimado. Por su parte, las estimaciones de irradiancia y temperatura deben ser asignadas a los módulos correspondientes al modelo de paneles solares fotovoltaicos que requieren entre otras estos datos de entrada en el software OpenDSS.

### 3.2.1. Ajuste Modelo de Gaussianas Mixtas

Partiendo que un ajuste mediante funciones de densidad de probabilidad convencionales, no es el apropiado para el desarrollo del presente trabajo, ya que debido a la gran cantidad de datos obtenidos, por la naturaleza variable del perfil de carga y la irradiancia, puede presentarse que sus resultados no se ajusten con facilidad; por tal razón, se decide implementar en el desarrollo de este trabajo la metodología presentada por Singh y Quiros en 2018 [98,99], que consiste en ajuste de Modelos Gaussianas Mixtas cuya función de densidad de probabilidad ( $f(y)$ ) es la suma ponderada de  $M$  distribuciones normales, como se describió en la sección 2.5.1. Este ajuste de datos se detalla posteriormente en el capítulo 4.

El reto principal con la implementación de este ajuste, es determinar la cantidad  $M$  de componentes gaussianas a emplear, principalmente porque al ser un número alto de componentes que brindarían un ajuste con mejor precisión, se generan inconvenientes de convergencia en el cálculo [98]. Por tal razón se emplea el criterio de información de Akaike para la estimación del modelo [100], que es una opción para determinar el número de componentes que mejor representa una serie de datos y que a su vez contiene una validación del modelo ajustado; para seleccionar el modelo que mejor representa los datos se debe tomar aquel que obtenga el menor valor [101]. Una vez definido esto; en MATLAB, el proceso de ajuste de los modelos de Gaussianas Mixtas se ejecutan con configuraciones de hasta 5 componentes gaussianas, a los que al finalizar el cálculo se les realiza validación mediante el test de bondad de ajuste  $X^2$  para un nivel de significancia  $\alpha$  establecido. En caso que todas las estimaciones sean aprobadas, no es necesario aumentar la cantidad de componentes gaussianas.

### 3.2.2. Análisis de Monte Carlo

Para el presente trabajo, se emplearon los 5 pasos relacionados por McMurray en [94] y mencionados en la sección 2.5.2, los cuales son:

- **Ajustar las distribuciones a los datos de entrada:** Previo a la recreación de números aleatorios, es necesario determinar la función de densidad de probabilidad que ajuste los datos de entrada. Para el trabajo se ajusta con el Modelo de Gaussianas Mixtas previamente descrito.
- **Ejecutar simulaciones de Monte Carlo:** Una vez identificada la función de densidad de probabilidad, se debe determinar el número de simulaciones necesarias para que los resultados sean válidos, teniendo en cuenta que mayor número de simulaciones significa mayor precisión pero también mayor requerimiento computacional.
- **Combinar las simulaciones de Monte Carlo:** Consiste en sustituir cada uno de los valores del paso anterior en la función matemática de interés y así obtener los  $n$  resultados simulados.
- **Calcular intervalos de confianza:** En el caso de una distribución normal (las empleadas en el ajuste de Gaussianas Mixtas) el intervalo de confianza se determina como refleja la ecuación 2.5.2. De esta manera, el intervalo de confianza depende de la media ( $\bar{x}$ ), desviación estándar ( $\sigma$ ), número de simulaciones ( $n$ ) y z-valor ( $z$ ).
- **Calcular incertidumbre:** Por último, esto se realiza a través de la ecuación 2.5.2.

### 3.2.3. Interpolación por Splines Cúbicas

La temperatura de operación del panel en un sistema de generación fotovoltaica tiene una relación inversamente proporcional con la energía generada; es decir que a mayor temperatura de operación del panel, esto ocasiona una disminución en la eficiencia de generación del sistema solar fotovoltaico [102,103]; con base a esta relación, se hace necesario determinar una herramienta matemática que a partir de las mediciones realizadas para estos dos parámetros establezca una función que las relacione, se estableció la relación por medio de interpolación, específicamente Splines Cúbicas ya que de acuerdo a lo expresado por Ramos [104,105] son las de mayor precisión. Con base a lo anterior, para efectos de este trabajo se asumió que esta temperatura solo depende del nivel de irradiancia (datos medidos).

Como se observa en la figura 3.1, inicialmente se realiza la adquisición de datos de la irradiancia disponible y temperatura de operación del panel medidos en la estación meteorológica de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito. Cabe resaltar que esta extracción de datos debe realizarse con el mismo muestreo para que se relacione de manera adecuada mediante interpolación; con estas mediciones a través de MATLAB se realiza diagrama de dispersión y se determinan los polinomios cúbicos que relacionan las dos variables para cada intervalo definido, posteriormente el conjunto de polinomios obtenidos es evaluado

con cada uno de los valores de irradiancia obtenido con el análisis de Monte Carlo descrito en la sección anterior, para obtener la misma cantidad de valores para ambas variables; así estos 144.000 datos de temperatura obtenidos, representan información de entrada para el software OpenDSS en el modelo del panel fotovoltaico.

De acuerdo con lo mencionado en la sección 2.5.3, entre mayor sea el grado de los polinomios a calcular, mayor será la precisión en la interpolación, sin embargo esto representa mayor requerimientos de cómputo; de esta manera un grado razonable para emplear es polinomio de grado tres (3),  $k=3$ . Para obtener los  $n - 1$  polinomios se sigue el procedimiento mostrado en [96].

### 3.3. Modelo del Sistema eléctrico

A continuación, se presentan los criterios de selección del circuito de distribución industrial, el modelado del sistema solar fotovoltaico y de la carga, para posteriormente ser integrados en el software de simulación OpenDSS.

#### 3.3.1. Circuito de distribución

Teniendo en cuenta que el circuito de distribución debe presentar un comportamiento de carga de carácter industrial, para el operador de red incumbente en la ciudad de Bogotá y el departamento de Cundinamarca se tienen dos posibilidades: la Zona Franca de Occidente, es decir el corredor de los municipios de Cota, Funza, Madrid y Mosquera o la Sabana Norte de Bogotá que comprende los municipios de Chía, Cajicá, Zipaquirá y Tocancipá; siendo este último el seleccionado, debido a sus características técnicas, donde se tiene la mayor carga con perfil completamente industrial en las subestaciones eléctricas, a las cuales pertenecen los alimentadores que suministran el servicio de energía a los clientes de la zona; además por la ubicación geográfica de la estación meteorológica de la cual se tomó la medición de los datos de irradiancia y temperatura de operación de los paneles, presenta cercanía a su trazado y por consiguiente las condiciones meteorológicas son completamente aplicables a esta zona.

Con base a lo anterior, se seleccionó la Subestación Termozipa, la cual es alimentada por alta tensión a 115 kV y que alimenta dos transformadores de potencia de 30 MVA de características eléctricas idénticas, con niveles de tensión de 115/34.5 kV cuya salida por media tensión alimenta la barra a la que se encuentran los alimentadores Quala y Rurales. Para el presente trabajo se seleccionó el alimentador Rurales, ya que presenta mayor consumo energético y presenta una mayor longitud en kilómetros respecto a los demás circuitos de la subestación, además cuenta con una pequeña central hidroeléctrica propiedad de la compañía Colcerámicas (CORONA), que servirá para analizar el comportamiento de la generación solar

fotovoltaica en un alimentador con presencia de otras generaciones distribuidas implementadas. Para la troncal principal del alimentador Rurales se tienen distintos tramos de red que bien pueden ser aéreos o subterráneos, permitiendo así la conexión de transformadores de distribución donde principalmente corresponden a equipos de uso exclusivo para un único cliente de tipo industrial; igualmente modelo del panel solar fotovoltaico es conectado al nodo de baja tensión del transformador de distribución.

Los tramos de red del alimentador deben ser modelados mediante las ecuaciones de Carson mostradas en la sección 2.5.4 de las cuales se obtendrán las impedancias de secuencia para ser modeladas en OpenDSS, esto se detallará en la sección 4.3. El alimentador seleccionado presenta características de redes de distribución mixta ya que a pesar de que presenta un generador exclusivo que es considerado como un punto suplencia por la capacidad de este, únicamente suple la demanda de una porción de los transformadores de distribución convirtiéndolo en una suplencia parcial; considerándose en términos generales al alimentador Rurales como un alimentador con configuración radial.

### 3.3.2. Sistema solar fotovoltaico

Como se mencionó anteriormente, ya que la resolución CREG 030 del 2018 [4] propone medir el nivel de penetración solar fotovoltaico en función de la potencia instalada del transformador aguas arriba de la instalación del sistema solar fotovoltaico, este será conectado directamente al lado de baja tensión de cada transformador de distribución del alimentador Rurales; adicionalmente como se muestra en la figura **3.3**. que es el modelo de un sistema solar fotovoltaico en OpenDSS, se identifican variables de entrada que se han obtenido previamente como las estimaciones de irradiancia y temperatura obtenidas, a través de los ajustes del Modelo de Gaussianas Mixtas junto con el análisis de Monte Carlo e interpolación por Splines Cúbicas respectivamente.

Otros datos de entrada son la potencia activa, reactiva, factor de potencia y punto de máxima potencia ( $P_{mpp}$ ), donde para el factor de potencia se relacionó  $FP = 1.0$  ya que un panel solar fotovoltaico no suministra potencia reactiva. El  $P_{mpp}$  y la potencia activa suministrada variarán en cada simulación de acuerdo el escenario de penetración que se esté modelando, esto será detallado en la sección 4.5, adicional a ello, OpenDSS requiere dos curvas características que afectan considerablemente el valor de generación suministrada, que son la eficiencia del panel en función de la potencia generada y la potencia generada en función de la temperatura de operación del panel; para estos dos datos de entrada se emplearon las curvas características del fabricante de paneles solares fotovoltaicos BISOL Group [106], las cuales coinciden con las propuestas por el software de simulación OpenDSS.

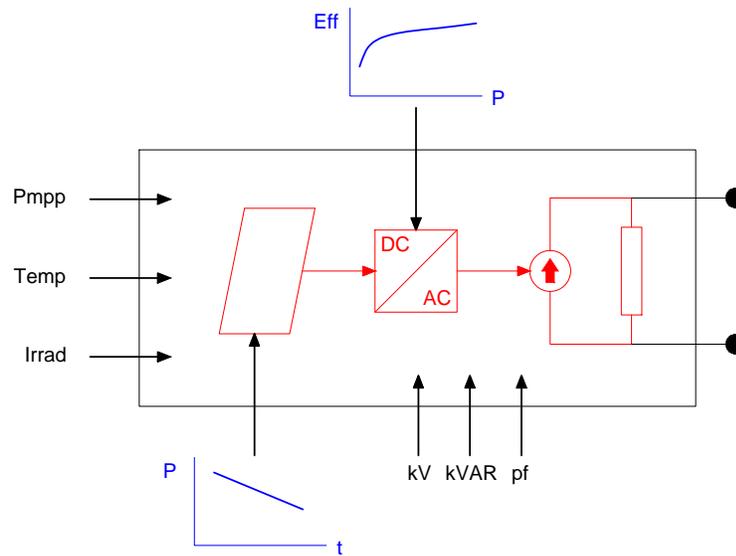


Figura 3.3: Modelo sistema solar PV en OpenDSS

### 3.3.3. Carga

El operador de red suministró los datos de las mediciones de corriente instantánea realizada por los relés para cada fase del interruptor del alimentador Rurales, igualmente se entregaron los datos de factor de potencia instantáneo. Como se indicará en la sección 4.1. así cada perfil de carga obtenido representa el comportamiento en por unidad de la red visto desde cabecera, posteriormente este comportamiento es trasladado a los puntos concentrados de carga, es decir a cada transformador de distribución, esta asignación se realiza de manera monofásica según la potencia nominal, factor de uso y desbalance; datos reportados por el operador de red.

Igualmente, de acuerdo a información suministrada por el operador de red, todas las cargas del alimentador Rurales ya que presentan un comportamiento de consumo de tipo industrial y contemplando que los transformadores de distribución de este alimentador son de uso exclusivo, se modelaron con un factor de uso del 60 % y se representaron como cargas monofásicas con potencias activa (P) [kW] y reactiva (Q) [kVAR] constantes a las que se les aplicó el desbalance promedio calculado con los datos suministrados por el operador de red, esto se presenta detalladamente en la sección 4.1.

Como se mencionó previamente, este procedimiento se aplicó igualmente para el perfil de carga en el alimentador Quala medidos y suministrados por el operador de red; es decir, se modeló como tres cargas monofásicas con las corrientes medidas con el desbalance aplicado.

### **3.3.4. Integración de modelos**

Una vez se tenga cada uno de los modelos implementados, estos pueden ser integrados a través del software de simulación OpenDSS en donde se parametriza para que se realicen iteraciones cuasidinámicas cada 5 minutos; es decir, que para cada intervalo definido, se realiza una simulación con los datos de carga, irradiancia y temperatura estimados para la frecuencia de muestreo deseada como se indicó en la sección 2.6. Este proceso se realizó para las 12 horas de sol al día con un total de 1.000 días simulados. Para cada simulación es necesario extraer los resultados de las variables de estudio (voltaje, corriente y potencia) medidos en el nodo de media tensión de cada transformador de distribución y nodo inicial de cada tramo de red, los cuales son almacenados en monitores (medidores en OpenDSS) para que posteriormente sean analizados con el apoyo de la herramienta MATLAB y así finalmente determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica para el alimentador de estudio.

---

## Capítulo 4

# Casos de estudio

---

Este capítulo describe cómo se desarrolló el caso de estudio y cómo se realizaron los modelos respectivos, donde inicialmente se expone el análisis de la información a partir de los datos adquiridos, luego se muestra la forma en la que se integraron las estimaciones obtenidas, incluyendo los umbrales y consideraciones generales de operación para cada caso de escenario y penetración propuestos, a los que se les realiza el análisis para determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica a partir de la integración de todos los modelos en el software de simulación OpenDSS y procesamiento de datos con la ayuda del software computacional MATLAB.

### 4.1. Perfil de Carga

La carga o demanda de energía en un sistema eléctrico, es un parámetro fundamental para determinar la máxima penetración de energía solar fotovoltaica debido a que para los momentos en que la demanda de energía sea mínima, representa desafíos para el modelo del sistema, puesto que en caso que coincida con un horario de máxima generación fotovoltaica incrementaría los impactos en el sistema de distribución descritos en la sección 2.3. Por tal razón se requiere determinar el perfil o perfiles de carga que se incluyan en el modelo a simular, para determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en un circuito de distribución industrial.

Con base a los datos suministrados por el operador de red mencionados en la sección 3.1, se tiene la información de la carga monofásica en la cabecera del alimentador Rurales de la subestación Termozipa, para el periodo comprendido entre junio de 2020 y junio de 2021 con un muestreo horario. Ahora bien, para determinar los perfiles de carga que se van a modelar y contemplando que la carga del alimentador de estudio presenta comportamiento industrial que se caracteriza por tener un perfil de demanda constante, independiente si el día en estudio es hábil o no, se procedió a verificar esta información contemplando los dos escenarios planteados por Vera [1] que son día hábil laboral y día de fin de semana, en donde

se evidenciaría la necesidad de implementar los dos perfiles de carga o si bien de la manera esperada se modelaba un único perfil de carga. En la figura 4.1 se muestra la curva de carga promedio para un día hábil mediante la línea de color rojo; por otro lado, la curva promedio para un día de fin de semana se representa con línea azul.

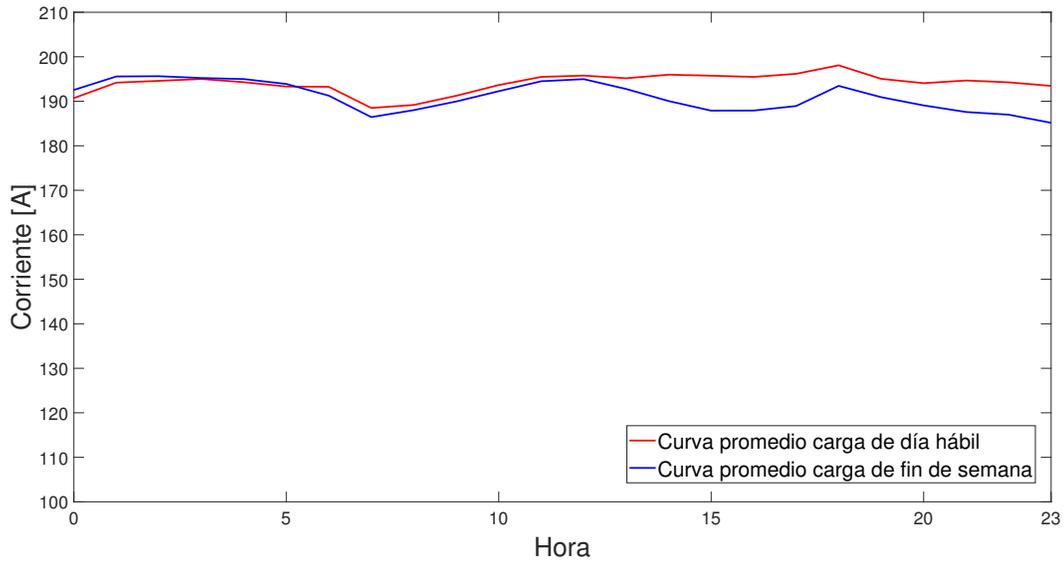


Figura 4.1: Curva de carga alimentador Rurales según tipo de día

La ecuación 4.1 muestra la máxima diferencia que hay entre la carga de un día hábil y la del fin de semana, donde se puede ver que es de 4.29 %, la cual ocurre en la última hora del día. Por tal razón y como se aprecia en la gráfica, este comportamiento puede considerarse un perfil de carga único indistinto si corresponde a un día hábil o de fin de semana. Igualmente se puede apreciar como se describió en la sección 3.3.

$$\%Dif = \frac{(193.45 - 185.16)}{193.45} \times 100 \% = 4.29 \% \quad (4.1)$$

Una vez determinado el modelo de carga para determinar la máxima penetración de energía solar fotovoltaica, se contempla la aleatoriedad de dicho parámetro y se requiere hacer un ajuste probabilístico que represente completamente dicho comportamiento. Como se mencionará en la sección 4.5 al tener 12 horas de simulación correspondientes a las horas de sol al día, donde inicialmente se validaron los datos analizando el histograma que representa el comportamiento estadístico para la demanda de energía para cada hora, como se observa en la figura 4.2 presenta un comportamiento similar a una distribución normal. Sin embargo, con el ajuste de Método de Gaussianas Mixtas, representado con la línea roja, se obtiene una mayor precisión al brindar la posibilidad de ajustarlo a más distribuciones normales

combinadas. Como se presenta en el anexo A.1 para la hora de las 12:00, esta tuvo un ajuste con 5 gaussianas, en dicho anexo se puede apreciar los valores característicos de para cada ajuste realizado como lo son: media, desviación estándar y porcentaje de participación por componente.

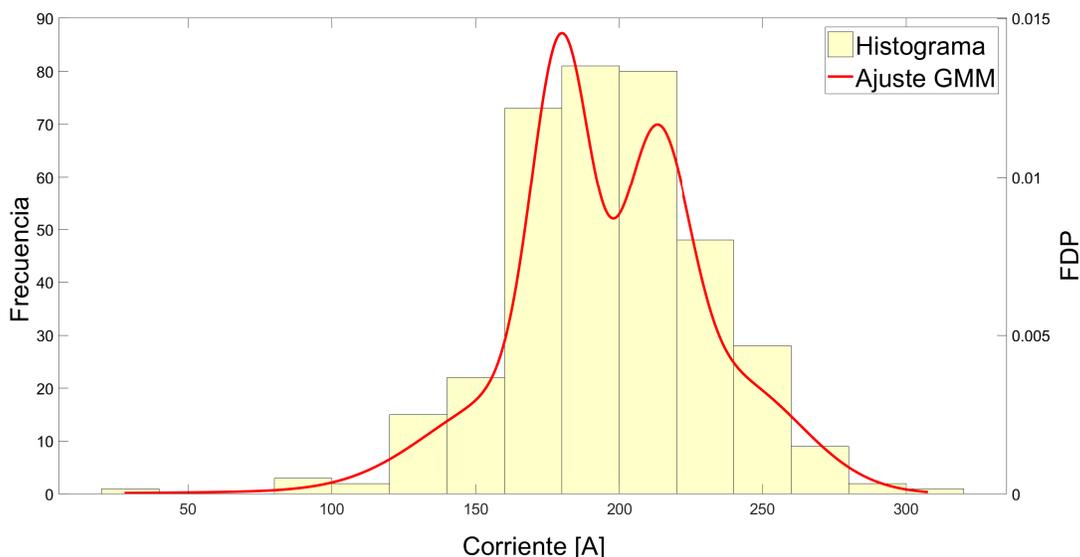


Figura 4.2: Validación gráfica del ajuste de Gaussianas Mixtas de la carga obtenida para las 12:00.

En la tabla 4.1 se muestran los valores de media ( $\mu$ ), desviación estándar ( $\sigma$ ) y proporción de cada componente gaussiana para el ajuste realizado a la carga obtenida para la hora de las 12:00.

**Tabla 4.1:** Modelos ajustados del perfil de carga para los datos medidos

HORA	PARÁMETRO	COMP. 1	COMP. 2	COMP. 3	COMP. 4	COMP. 5
12:00	$\mu$	111.9665	161.9205	179.9792	212.7429	239.6905
	$\sigma$	3401.8288	811.662	105.2018	134.0475	570.2154
	Prop	0.0123	0.2122	0.3019	0.2644	0.2092

Igualmente como se evidencia en la tabla 4.2, el alimentador Rurales presenta un ligero desbalance en las corrientes de fase, esto es atribuible a motores monofásicos, cargas por iluminación, etc., por tal razón todas las cargas serán conectadas al nodo de baja tensión de cada transformador de distribución y modeladas como 3 cargas monofásicas con  $P$  y  $Q$

constantes, a los que se les será aplicado los porcentajes de desbalance obtenidos, con un factor de uso del 60 % de acuerdo a la información suministrada por el operador de red. Para el factor de potencia, se tiene un valor de  $FP = 0.969$  en atraso medido en la cabecera de la subestación Termozipa, y será relacionado dentro de los parámetros de simulación.

**Tabla 4.2:** Desbalance de carga en cabecera alimentador Rurales

MEDICIÓN	ITEM	FASE A	FASE B	FASE C
MEDICIÓN 1	CARGA	185.846	198.743	185.697
	BALANCE	100 %	106.940 %	99.920 %
MEDICIÓN 2	CARGA	240.784	250.397	237.432
	BALANCE	100 %	103.992 %	98.608 %
MEDICIÓN 3	CARGA	195.999	208.77	90.992
	BALANCE	100 %	106.516 %	97.445 %
MEDICIÓN 4	CARGA	199.532	209.328	195.216
	BALANCE	100 %	104.909 %	97.837 %
DESBALANCE PROMEDIO	CARGA	205.54025	216.8095	202.33425
	BALANCE	100 %	105.589 %	98.453 %

Posterior a cada ajuste realizado por el Método de Gaussianas Mixtas, con el apoyo del método de Monte Carlo se recrearon 1.000 días de sol para realizar así la simulación en OpenDSS con los modelos obtenidos, a partir de ello y como se explicó en la sección 3.3.3, se relaciona la estimación del perfil de carga ajustada al modelo en por unidad para ser ingresada en cada modelamiento de carga como un “*LoadShape*” en el software de simulación OpenDSS, lo que hace que la carga modelada asociada a cada transformador de distribución se limite su comportamiento dependiendo del ajuste probabilístico realizado a la demanda de energía. Igualmente, este procedimiento se aplicó para el perfil de carga en el alimentador Quala, que es el circuito de distribución que igualmente alimenta el transformador de potencia de la subestación Termozipa, cuyos valores de carga nominales son medidos en el interruptor de cabecera y suministrados por el operador de red; es decir, este alimentador se modeló como tres cargas monofásicas cuyas corrientes son las medidas en cabecera, a las que se les aplicó el desbalance obtenido para el alimentador Rurales.

## 4.2. Recurso solar

En esta sección se relacionarán las consideraciones generales para los modelos de irradiancia y temperatura en la simulación del software computacional OpenDSS, para determinar la

máxima penetración de generación de energía solar fotovoltaica en un circuito de distribución industrial, como lo es el alimentador Rurales de la subestación Termozipa.

### 4.2.1. Irradiancia

Inicialmente, para seleccionar la fuente de datos para el modelado del recurso solar, se contemplaron dos posibilidades que fueron las mediciones de irradiancia obtenidas de la estación meteorológica de la Escuela Colombiana de Ingeniería, para el periodo comprendido entre junio de 2020 y junio de 2021, con un muestreo de 5 minutos. Por otro lado, se tienen los datos promedio almacenados en el portal web del Atlas interactivo del IDEAM mediante una estación meteorológica instalada en la Universidad Nacional de Colombia (Sede Bogotá) para el año 2020 con un muestreo horario. Los niveles de error presentados son mitigados mediante el incremento de iteraciones que son modeladas a través del análisis de Monte Carlo, ya que por medio de este, se recrean 1.000 días generando 144.000 flujos de potencia a partir de los 144 ajustes de Gaussianas Mixtas realizados para los datos de irradiancia medidos de la estación meteorológica de la Escuela Colombiana de Ingeniería. Dicha reducción en el error porcentual es debido a que a mayor número de iteraciones, los resultados de los ajustes tienden más a los valores esperados.

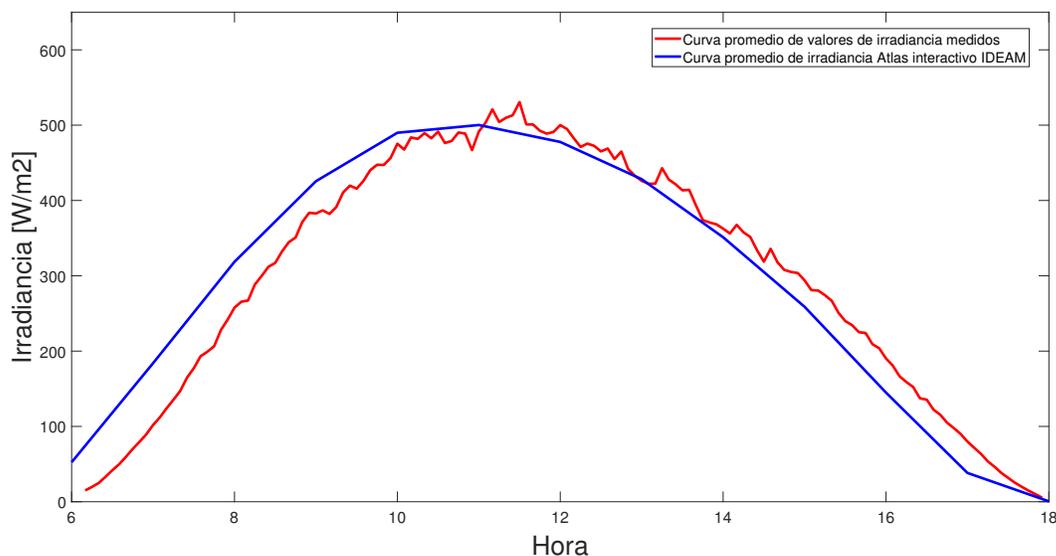


Figura 4.3: Curva de irradiancia promedio a partir de las mediciones Vs Curva de irradiancia de Atlas interactivo IDEAM

En la figura 4.3 se aprecian de color rojo el valor medio de la totalidad de estimaciones de irradiancia ingresadas al software de simulación OpenDSS y en azul se presenta el valor medio

de los datos de irradiancia obtenidos del atlas interactivo del IDEAM [111]. A continuación, se relaciona el error porcentual a causa de la realización 1.000 eventos en la simulación, siendo el máximo error el 6 % y el menor error que se ocasiona a las 11:00 del 2 %.

$$\%error = \frac{(500.2 - 530.6)}{530.6} \times 100 \% = 6 \%$$

Por tal razón, se decidió implementar en el modelo la data obtenida de la estación meteorológica VSN800-14 Weather Station de ABB, ya que al contar con información con un muestreo de cada 5 minutos para un año completo de mediciones, se tienen los datos suficientes para realizar un ajuste probabilístico con mucha más precisión, por medio del modelo de Gaussianas Mixtas se realizaron 144 estimaciones, lo que equivale a uno cada 5 minutos para las horas de sol al día representando mejor calidad en la información que se va a ingresar al modelo de OpenDSS, considerando que a través del análisis de Monte Carlo se recrearon 1.000 días para el modelo; adicionalmente la ubicación geográfica de la estación meteorológica de la Escuela Colombiana de Ingeniería representa características geográficas similares a las presenciadas en el trazado de red del alimentador Rurales por lo que se asume que el recurso solar es igual para esta zona.

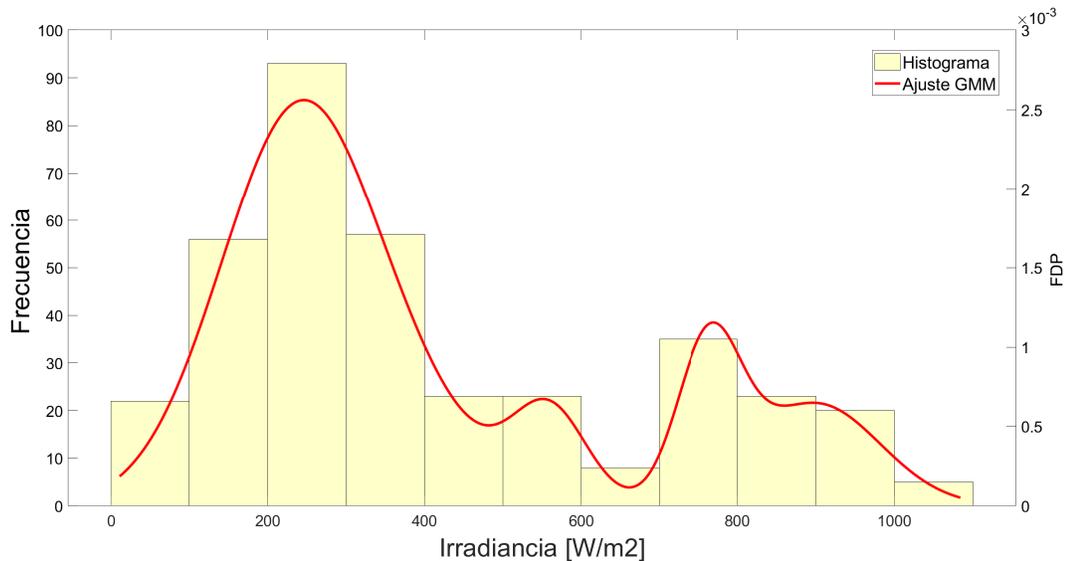


Figura 4.4: Validación gráfica del ajuste de Gaussianas Mixtas de irradiancia obtenido para las 13:30.

Inicialmente se analizó el histograma que representa el comportamiento estadístico, para la irradiancia medida como se observa en la figura 4.4. De igual manera, se presenta el ajuste de método de Gaussianas Mixtas, realizado para este comportamiento el cual está representado

con la línea roja; como se detalla en el anexo A.2 para la hora de las 13:30, esta tuvo un ajuste con 5 gaussianas, como se indicó en la sección 4.1, en dicho anexo se pueden apreciar los valores característicos de Gaussianas Mixtas para cada ajuste realizado como lo son: media, desviación estándar y porcentaje de participación por componente. Posteriormente se realizó la prueba de bondad de ajuste  $X^2$  con un nivel de significancia del 5 % para validar el ajuste obtenido.

En la tabla 4.3 se muestran los valores de media ( $\mu$ ), desviación estándar ( $\sigma$ ) y proporción de cada componente gaussiana para el ajuste realizado a la irradiancia obtenido para la hora de las 13:30.

**Tabla 4.3:** Modelos ajustados del perfil de irradiancia para los datos medidos

HORA	PARÁMETRO	COMP. 1	COMP. 2	COMP. 3	COMP. 4	COMP. 5
13:30	$\mu$	234.9803	363.2237	559.5013	761.4427	892.3104
	$\sigma$	9856.828	12637.3139	2204.0701	1491.5972	7280.6524
	Prop	0.5741	0.1284	0.0652	0.0905	0.1419

#### 4.2.2. Temperatura de operación del panel solar fotovoltaico

De manera similar para la irradiancia; los datos de temperatura de operación que son aquellos valores de temperatura medidos en la superficie de la celda del panel solar fotovoltaico, fueron obtenidos de la estación meteorológica de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito para el periodo comprendido entre junio de 2020 y junio de 2021, con un muestreo de 5 minutos. A partir de los valores de irradiancia y de temperatura medidos por la estación meteorológica, se construyó la gráfica de temperatura de operación en función de la irradiancia, la cual se puede apreciar en la figura 4.5 (a).

Igualmente se realizó interpolación por Splines cúbicas, en el anexo A.3 se relaciona para cada intervalo de irradiancia estimada y las constantes que acompañan a la variable elevada a la potencia indicada; gráfica que se indica en la figura 4.5 (b); por tal razón, evaluando cada valor de irradiancia estimado a través del ajuste de Modelo de Gaussianas Mixtas y análisis de Monte Carlo, se generarán igualmente 144.000 estimaciones de temperatura y como se mencionó en el capítulo 3 ya que la relación entre eficiencia de generación del panel solar fotovoltaico y temperatura afecta directamente la potencia generada en el sistema fotovoltaico, estos valores serán integrados en la simulación de OpenDSS ya que es uno de los parámetros de entrada en el modelo del panel usado por dicho software computacional.

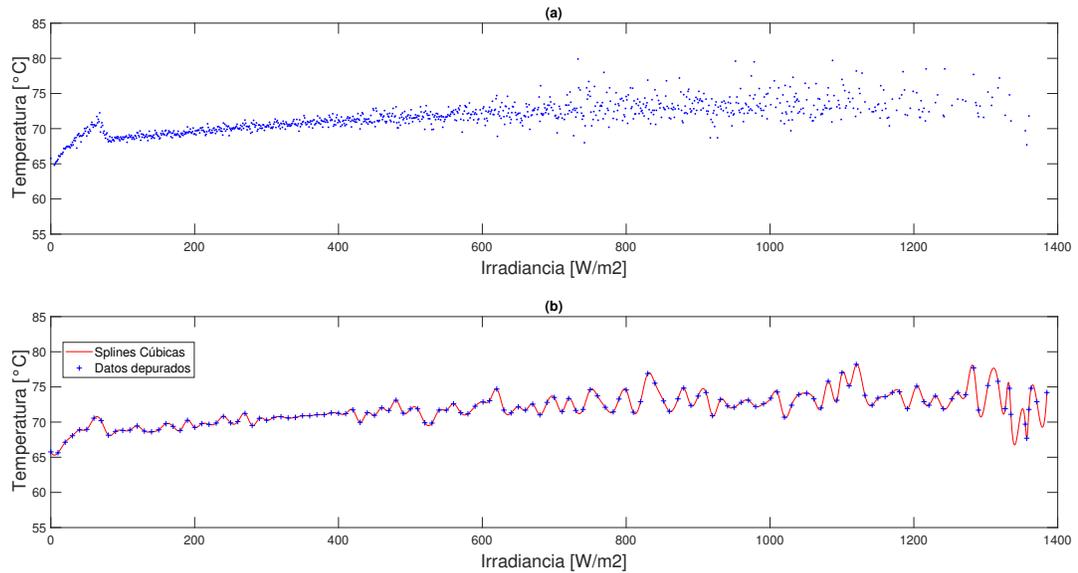


Figura 4.5: Nube de puntos medida de temperatura Vs irradiancia (a) conjunto de polinomios cúbicos ajustados por método de Splines (b)

### 4.3. Circuito de distribución

Con base a lo mencionado en la sección 3.3.1, se seleccionó el alimentador Rurales el cual será empleado para analizar el impacto de la generación solar fotovoltaica en un circuito de distribución industrial, en el cual se tienen distintos tramos de red que bien pueden ser aéreos o subterráneos, permitiendo así la conexión de transformadores de distribución que corresponden a transformadores de uso exclusivo para un único cliente de tipo industrial, por esta razón se implementó el modelo de conexión del panel solar fotovoltaico por el lado de baja tensión de los centros de distribución del alimentador.

Por tal razón, se contempló directamente sobre los transformadores de distribución los porcentajes de penetración y participación a lo largo del alimentador para determinar los escenarios que se modelarán y analizarán en OpenDSS - MATLAB. Adicional, contemplando que la resolución CREG 174 del 2021 [5] propone medir el nivel de penetración PV en función de la potencia instalada del transformador directamente aguas arriba de la instalación del sistema solar fotovoltaico, y que por la condición de transformadores exclusivos presentada en los sistemas de distribución industriales aplica perfectamente.

Para modelar el alimentador Rurales alimentado por el transformador de potencia de la subestación Termozipa, se partió desde el equivalente de red de alta tensión que corresponde a las potencias de cortocircuito trifásica y monofásica por el lado de alta tensión de la

subestación suministradas por el operador de red. Igualmente con las características del transformador de potencia de la subestación Termozipa que siendo de 30 MVA y con niveles de tensión nominales de 115/34.5 kV; de esta manera y con la información de grupo de conexión, impedancia, posición del intercambiador de tomas. Para el caso del intercambiador de tomas, este se modelará como 3 autotransformadores monofásicos conectados a cada fase por el lado de alta tensión del transformador de potencia.

Como elementos adicionales de la subestación, se requiere el modelado de cargas del alimentador Quala; otro alimentador conectado a la barra de media tensión del transformador de potencia. Esto se realizó modelando una carga total (suministrada por el operador de red) con el procedimiento de modelado de cargas individuales de cada transformador de distribución aplicado a la carga instantánea promedio como se describió en la sección 4.1.

Otro componente de vital importancia en un sistema de distribución son los conductores y estructuras en las que estos se disponen; ya que representan la topología del sistema, es decir, disposición de los conductores; si el tramo es aéreo o subterráneo, tipo de conductor, calibre del mismo, longitud del tramo. Estos datos serán empleados en las ecuaciones de Carson mostradas en la sección 2.5.4 teniendo en cuenta que cumplen las condiciones para ser contempladas como líneas cortas (menor a 80 Km), para así obtener en función de los parámetros geométricos de la instalación los valores de impedancia propia de cada conductor e impedancia mutua, y finalmente empleando conversión de impedancias de fase a secuencia (cero y positiva) para ser ingresado al software de simulación.

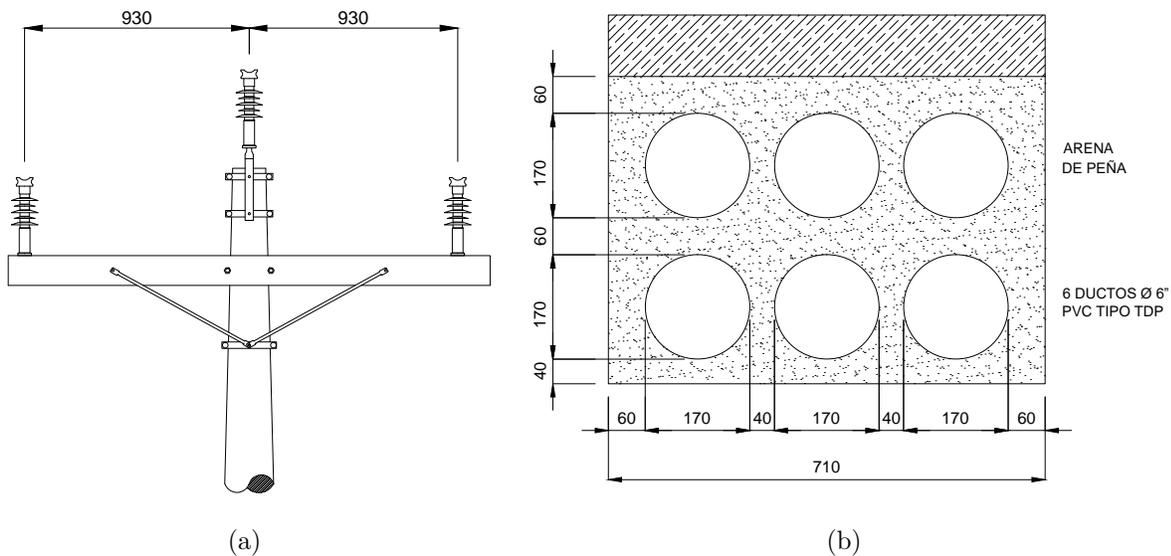


Figura 4.6: Tipos de red utilizados en el modelo de: red aérea (LAR102) [112] (a) red subterránea (CS212) [113] (b)

Para el alimentador Rurales se tiene topología aérea y subterránea, tal como se muestra en la figura 4.6 donde se presentan las normas constructivas para un nivel de tensión de 34,5 kV para redes aéreas y subterráneas con las normas LAR102 [112] y CS212 [113]; estas cuentan con el detalle de distanciamiento entre conductores que fue empleado para calcular las impedancias de secuencia mediante las ecuaciones de Carsson como se indicó en el párrafo anterior. En el anexo B.1 se muestran los tipos de conductores existentes en el alimentador Rurales con sus respectivas características e impedancias de secuencia cero y positiva en  $[\Omega/km]$  asociados a los distintos tramos del alimentador Rurales y que serán integrados en OpenDSS.

En cuanto a las líneas de distribución, el anexo B.2 presenta la totalidad de tramos de red del alimentador Rurales, allí se detalla toda la data ingresada a OpenDSS, en donde para cada nombre de conductor se relaciona la información de impedancias de secuencia mostradas en el anexo B.1. En el software de simulación se implementó la información anterior, junto con los modelos descritos en el capítulo 3 y a este modelo se denominó caso base, que representa el flujo de carga del alimentador Rurales sin generación solar fotovoltaica; es decir, únicamente con la topología suministrada por el operador de red, el cual es presentado en la figura 4.7 con los nombres y características de cada equipo y nodos que componen el sistema, y con base a los cuales se reflejará el análisis de resultados en el capítulo 5. Se relacionan en color rojo los nodos donde se encuentran conectados transformadores de distribución y que como se mencionó previamente, son los nodos potenciales donde se instalarán los sistemas solares fotovoltaicos del caso de estudio.

Ahora bien, los circuitos de distribución contienen adicionalmente los dispositivos de maniobra; estos equipos pueden ser de dos tipos: de operar bajo carga como interruptores de cabecera, reconectores y seccionalizadores o de operar sin carga como los seccionamientos tipo cuchilla; sin embargo, para el presente trabajo estos equipos no se contemplan en el modelo ya que no reflejan impactos en los flujos de carga y por consiguiente en las variables de seguimiento como lo son potencias activa, reactiva, tensiones y voltajes nodales a lo largo del alimentador; dichos equipos son empleados en la operación de las redes de distribución para hacer maniobras de suplencia o de reestablecimiento del servicio en caso de falla. Igualmente, el alimentador Rurales operativamente presenta suplencias con otros alimentadores de la red de 34.5 kV de la Sabana Norte de Bogotá; sin embargo, estas suplencias no están activas en el estado de operación estándar de los alimentadores y por tal razón no serán contemplados en el presente trabajo para determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en un circuito de distribución industrial.

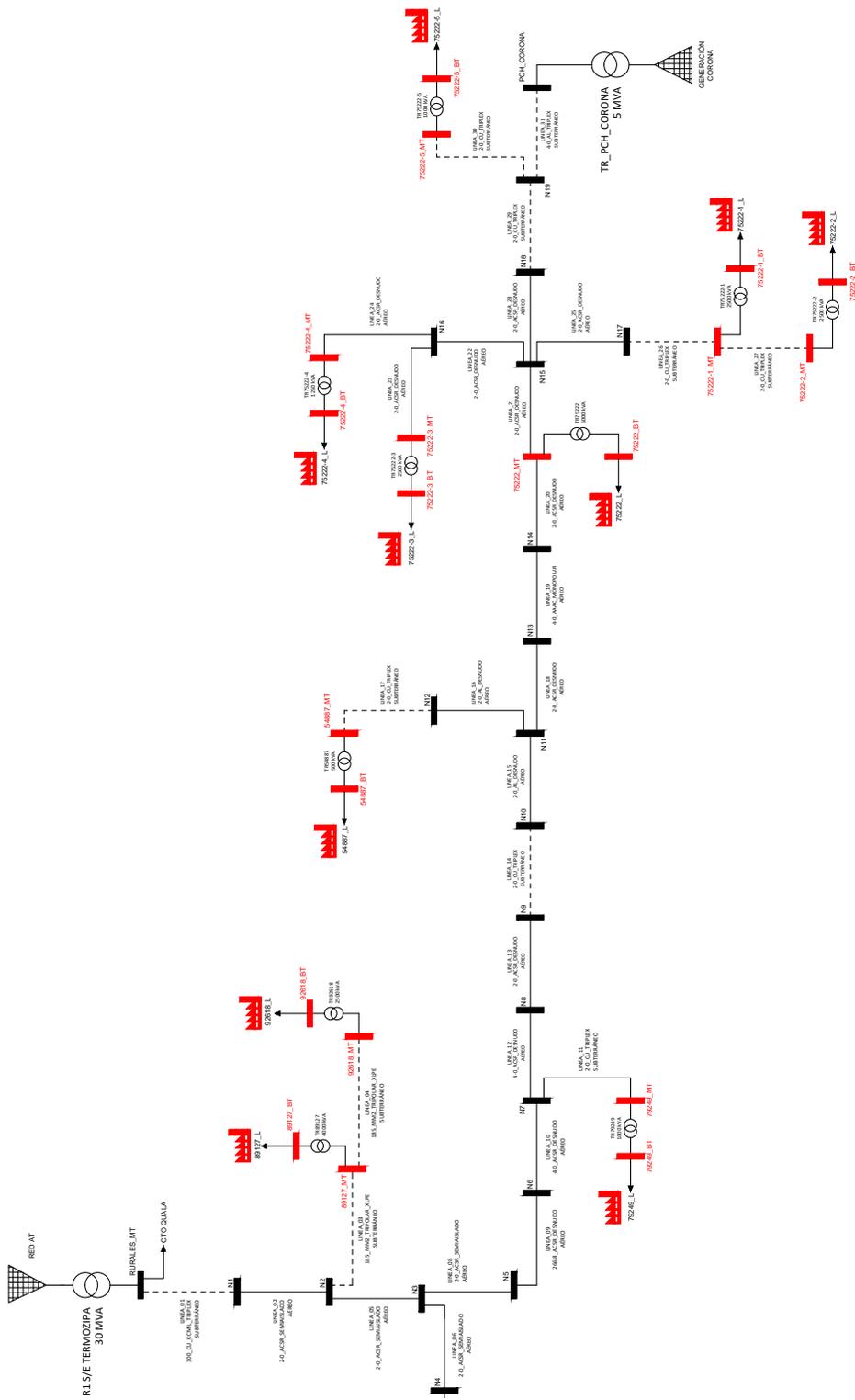


Figura 4.7: Diagrama de sistema modelado para alimentador Rurales caso base

## 4.4. Límites de operación del sistema de distribución

De acuerdo a la sección 2.3, el mayor impacto en las redes eléctricas de distribución son sobretensiones, regulación de tensión y flujo de potencia inverso; a continuación se describen los parámetros y umbrales tolerados en el análisis para determinar la máxima penetración de energía solar fotovoltaica en un sistema de distribución industrial, teniendo en cuenta lo establecido en la NTC 5001 de 2008 [14] y los criterios propios del operador de red.

- **Sobretensión:** Se evaluará que para cada nodo donde se conecte el sistema solar fotovoltaico no supere el 5 % en su magnitud y no caiga del 10 % ( $0.9 \leq V \leq 1.05 P.U.$ ).
- **Regulación de tensión:** No se admitirá que existan variaciones de tensión superiores al 10 % respecto al caso base en todos los nodos de la red modelados en OpenDSS y presentados en la figura 4.7.
- **Flujo de potencia:** Se admitirá flujo de potencia inverso siempre y cuando este sea menor en magnitud a la corriente en estado normal, garantizando así condiciones operativas para los conductores. Dicha condición para el operador de red representa que el dimensionamiento de los activos de su propiedad en alimentadores en presencia de sistemas fotovoltaicos podría ser derrateado, ya que se brindaría suplencia a través del nodo de media tensión de la subestación a los demás circuitos conectados a ella (en este caso el alimentador Quala), ocasionando que el transformador de potencia trabaje en vacío. En el caso de una adopción masiva de generación solar fotovoltaica, y el nivel de penetración en todos los circuitos de distribución que alimente el transformador de potencia contengan sistemas solares fotovoltaicos, se ocasiona flujo de potencia entrando por la barra de media tensión de la subestación inyectándola al sistema de alta tensión. Para ello se requerirán estudios de coordinación de protecciones que no son objetos del presente trabajo.

Para definir en qué proporción y donde se modificarán los escenarios de participación y penetración propuestos, se debe contemplar que para determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en un circuito de distribución industrial, se puede obtener de distintas maneras, como lo son: en proporción de la carga máxima [108], dependiendo de la cantidad de usuarios con sistemas solares instalados [10, 54] o como proporción de la capacidad del alimentador [109], aunque debido a la resolución CREG 174 de 2021, se debe determinar en el transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión [5], siendo en este caso el transformador de distribución directamente aguas arriba del sistema fotovoltaico instalado. Por ello, se determinaron en función de la capacidad instalada de los transformadores de distribución del alimentador Rurales, ocasionando que la máxima

generación solar fotovoltaica sea constante para un alimentador bajo ciertos escenarios. Estos se definirán como nivel de participación y nivel de penetración.

- **Nivel de participación:** Porcentaje de transformadores de distribución del alimentador que adoptan la generación solar fotovoltaica respecto al total de cabinas de transformación del alimentador.
- **Nivel de penetración:** Porcentaje que representa como la relación entre la potencia de sistema solar fotovoltaico a instalar y la potencia nominal del transformador aguas arriba de donde instala el panel solar fotovoltaico.

## 4.5. Simulación y escenarios propuestos

Para calcular la capacidad máxima permitida de penetración solar fotovoltaica en un circuito de distribución industrial, se requieren analizar flujos de potencia con modelación dinámica que contemple la variación del recurso solar y perfil de carga a lo largo del día y que estos datos de entrada sean integrados en un simulador que dentro de sus funcionalidades presente la posibilidad de realizar la cantidad de iteraciones requeridas bajo estas condiciones, motivo por el cual se decidió usar OpenDSS en el presente trabajo.

Para los datos obtenidos de la carga, se realizó el análisis de información suministrada y se determinó que debido al comportamiento de tipo industrial del alimentador Rurales, la carga no varía en función si el día es laboral o no. De manera similar, se utiliza el perfil de carga medido en la cabecera del alimentador e ingresada en valores en por unidad, igualmente se relaciona esta carga estimada a cada transformador de distribución, lo que genera un ajuste dinámico para la carga conectada en cada transformador como se indicó en la sección 3.3.3. La figura 4.8 muestra el esquema básico del modelo del alimentador Rurales en OpenDSS, donde se aprecia en color azul la relación de la carga en por unidad para la cabecera y ajustada a cada carga individual.

Las estimaciones de irradiancia realizadas a partir del ajuste de Gaussianas Mixtas y análisis de Monte Carlo, deben ser integradas al modelo en OpenDSS, en particular del sistema solar fotovoltaico; donde será ingresada en por unidad ocasionando que se genere la máxima potencia del panel en la franja horaria que mayor recurso solar se registre; como valor de entrada adicional, OpenDSS requiere la curva de potencia Vs temperatura de operación del panel, lo que varía la generación fotovoltaica a lo largo del día, de acuerdo a la temperatura estimada por la interpolación de Splines Cúbicas. La figura 4.8 indica que las estimaciones de irradiancia, temperatura y la curva de potencia Vs temperatura mencionada anteriormente, son ingresadas directamente en el módulo del panel solar fotovoltaico, el cual es conectado a la barra de baja tensión de los transformadores de distribución.

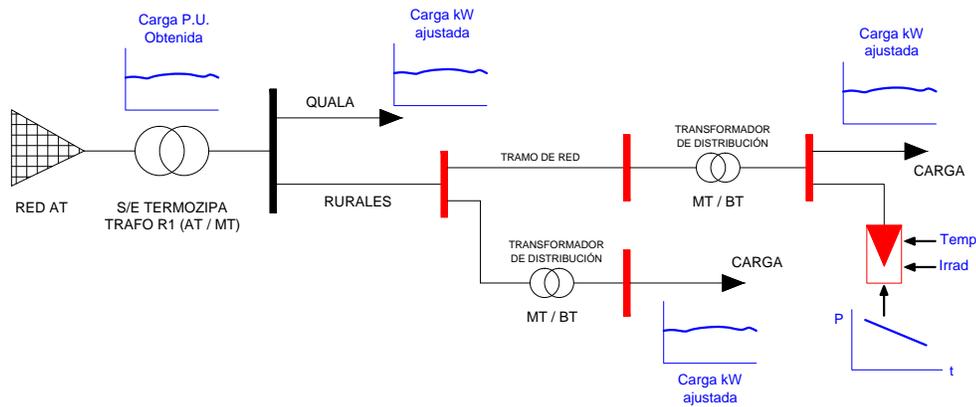


Figura 4.8: Modelado alimentador Rurales en OpenDSS

Una vez realizado el modelo del alimentador Rurales en OpenDSS, se procede a configurar los parámetros de simulación en OpenDSS para las dos tasas de muestreo: 12.000 datos para la carga, lo que representa un dato cada hora durante 12 horas de sol al día para 1.000 días de simulación y 144.000 datos para la irradiancia y temperatura, la cual se hace cada 5 minutos. Esta parametrización se hace configurando el simulador para que cada doce muestreos de temperatura (cada 5 minutos) sea un paso de carga (cada hora); en otras palabras, se asume que la carga del alimentador es constante durante la hora  $t$  para las 12 simulaciones en las que varían la irradiancia y la temperatura.

Adicionalmente, como mencionó Vera en [107], para extraer la información de la simulación se implementaron medidores en los puntos que se requiere extraer los datos de los resultados de cada iteración de manera dinámica; por tal razón, se integraron monitores de potencias ( $P$  y  $Q$ ) en los nodos de la subestación y alimentador principal, transformadores de distribución y en los paneles directamente. Por otra parte, se instalaron los medidores de voltajes y corrientes ( $V$  e  $I$ ) igualmente en los nodos anteriores y adicional en el nodo inicial de cada tramo de red del alimentador. Estos medidores son almacenados en formato .csv (separado por comas) y a través de MATLAB se realiza la gestión de información respectiva para poder presentarlos gráficamente y así determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica, con base a los criterios de calidad de potencia previamente definidos.

Posteriormente, se definieron escenarios de simulación, de acuerdo a variaciones en el nivel de participación y dispersión de generación solar fotovoltaica para determinar el comportamiento del alimentador en estudio en presencia de estas configuraciones de paneles solares fotovoltaicos. En el caso base el cual se muestra en la figura 4.7, es el flujo de carga para el alimentador Rurales 1.000 iteraciones que representan mil días de sol para los datos estimados de carga sin ninguna configuración fotovoltaica; es decir, la simulación de la integración de todos los modelos descritos anteriormente.

Una vez se tiene la gestión de los datos del caso base, se determinan 4 niveles de participación que son 25 %, 50 %, 75 % y 100 % y 5 niveles de penetración que son 15 %, 30 %, 50 %, 75 % y 100 %, adicional se plantearon 2 casos con una participación del 100 % y con penetración del 120 % y 150 % para un total de 23 escenarios de simulación de acuerdo a la tabla 4.4. De esta manera, el escenario cuyo código de simulación es **100PV75**, el cual se muestra en la figura 4.9, representa que se realizó una simulación con un nivel de participación del 100 %, con paneles solares fotovoltaicos en la totalidad de transformadores de distribución del sistema, a los cuales se les asignó una penetración del 75 % de la potencia nominal de cada sistema solar fotovoltaico, que corresponde al 75 % de la capacidad instalada de cada transformador de distribución al cual está conectado.

**Tabla 4.4:** Escenarios de simulación alimentador Rurales

NIVEL DE PARTICIPACIÓN	NIVEL DE PENETRACIÓN	CÓDIGO DE SIMULACIÓN
25 %	15 %	25PV15
	30 %	25PV30
	50 %	25PV50
	75 %	25PV75
	100 %	25PV100
50 %	15 %	50PV15
	30 %	50PV30
	50 %	50PV50
	75 %	50PV75
	100 %	50PV100
75 %	15 %	75PV15
	30 %	75PV30
	50 %	75PV50
	75 %	75PV75
	100 %	75PV100
100 %	15 %	100PV15
	30 %	100PV30
	50 %	100PV50
	75 %	100PV75
	100 %	100PV100
CASOS ESPECIALES	120 %	100PV120
	150 %	100PV150
CASO BASE		BASE



En los anexos B.3 a B.6 se encuentra el modelo de simulación empleado para cada nivel de participación, presentando la ubicación de los paneles solares fotovoltaicos conectados en el lado de baja tensión de los transformadores de distribución a los cuales se les varió la potencia generada para completar los niveles de penetración indicados previamente.

---

## Capítulo 5

# Análisis de resultados

---

Para este capítulo se presentará inicialmente el comportamiento del alimentador Rurales para el caso base mostrado en la sección 3.3.4, en donde se analizaron en cabecera las variables de corriente, tensión, posición del intercambiador de tomas del transformador de potencia, al igual que la potencia activa [ $kW$ ], reactiva [ $kVAR$ ] y factor de potencia. Por su parte para las líneas y para todos los transformadores de distribución que conforman las troncales del alimentador, se realizaron mediciones de corriente y tensión en el nodo inicial de las mismas y en el nodo de media tensión respectivamente. Este procedimiento fue ejecutado para los 1.000 días modelados en el software de simulación OpenDss para las 12 horas de sol con una frecuencia de 5 minutos. Es decir se realizaron 144.000 flujos de potencia en donde se extrajeron los valores de las variables anteriores monitoreando la violación de los límites de operación de acuerdo a lo indicado en la sección 4.4.

Posteriormente, de los escenarios de penetración y participación propuestos se presentará el caso de 100PV100 que corresponde al 100 % de dispersión, es decir con sistemas solares fotovoltaicos instalados en la totalidad de transformadores de distribución del alimentador Rurales y con una potencia instalada del 100 % de la capacidad nominal de cada centro de distribución al que se conecte. Este escenario propone el modelo que representa mayores desafíos al alimentador Rurales, ya que es el caso que presenta la máxima potencia instalada en sistemas solares fotovoltaicos a lo largo de la troncal del alimentador y genera los impactos para las redes eléctricas de distribución mencionados en la sección 2.3.

Para presentar estadísticamente los resultados, estos se mostraron mediante diagramas de bigotes que indican la probabilidad de ocurrencia de un dato representando igualmente la media y desviación estándar de los datos. Estos diagramas se emplearon para presentar resultados de simulación del caso base y los veinte escenarios planteados en la sección 4.5 (cuatro de dispersión o participación y cinco de penetración).

## 5.1. Caso Base

La figura 5.1 muestra la tensión en por unidad y la corriente el interruptor de cabecera del alimentador. Las curvas de color gris representan los valores obtenidos para los 1.000 días con frecuencia de 5 minutos, por su parte las curvas de color negro corresponden al valor promedio. Igualmente se presentan los valores límites indicados en línea roja discontinua.

Como se observa en la figura 5.1(a) el nivel de tensión de la subestación tiene un valor medio cercano a 1.01 en por unidad con una variación de  $\pm 0.005$ . Se evidencia que este valor no cambia considerablemente y se aprecia que no se violan los límites de tensión. Por otro lado en la figura 5.1(b) se muestra la corriente de carga del alimentador Rurales con un valor medio cercano a los 150 [A], en donde se puede apreciar que para el caso base no se presentan flujos inversos, como era lo esperado.

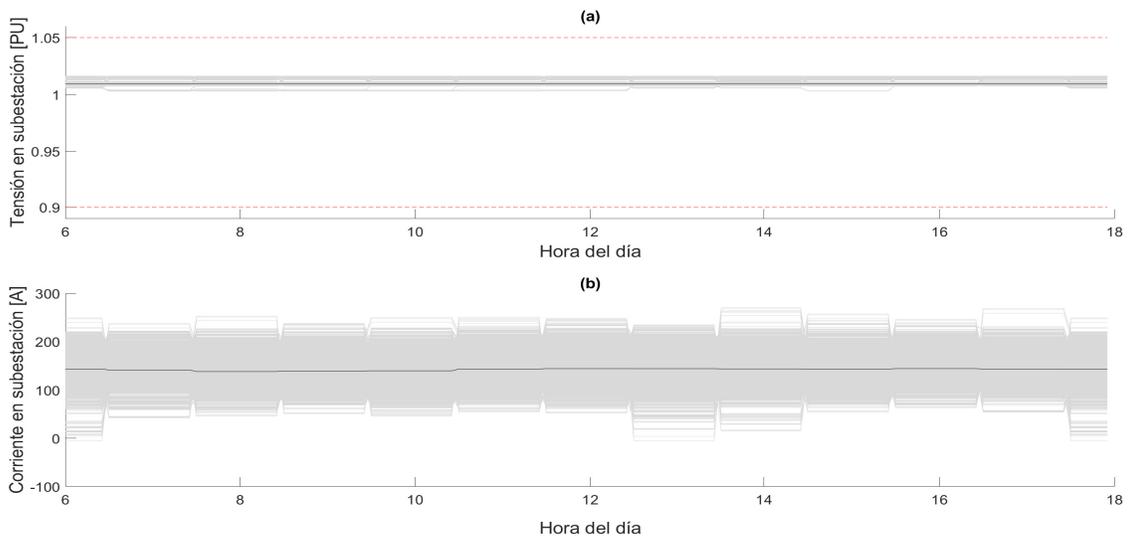


Figura 5.1: Tensión (a), corriente (b) en la subestación para el caso base

Adicionalmente en la figura 5.2 se observa que el intercambiador de tomas del transformador de potencia no opera a lo largo de los 1.000 días simulados para ninguna hora analizada (6:00 a 18:00), esto es debido a que el tap está conectado en el lado de alta del transformador (115 kV) y que en condiciones normales el perfil de tensión no varía lo suficiente para que el control ejecute algún ajuste de posición en el intercambiador de tomas.

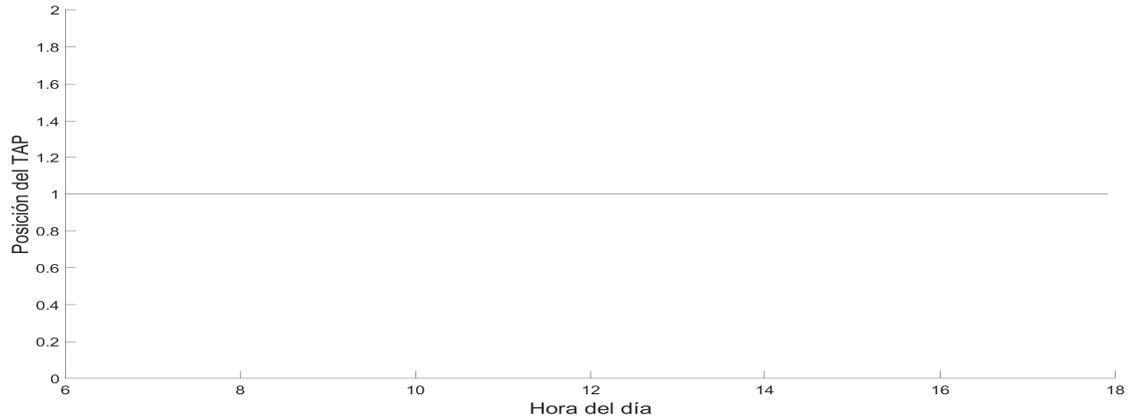


Figura 5.2: Posición del tap en la subestación para el caso base

En las figuras 5.3 (a) y 5.3 (b) se muestran las potencias activa y reactiva respectivamente que son demandadas por la red. Las curvas de color gris representan los valores obtenidos para los 1.000 días con frecuencia de 5 minutos. Por su parte, las curvas de color negro corresponden al valor promedio. Se pueden apreciar valores de potencia tanto activa como reactiva que se reduce o incrementa, incluso indicando que en un par de días hubo flujo inverso. Esta condición es atribuible a la operación de la red, ya que puede representar maniobras de suplencia, salidas de funcionamiento del alimentador y suministro de potencia por parte de la pequeña central hidroeléctrica presente en el alimentador Rurales.

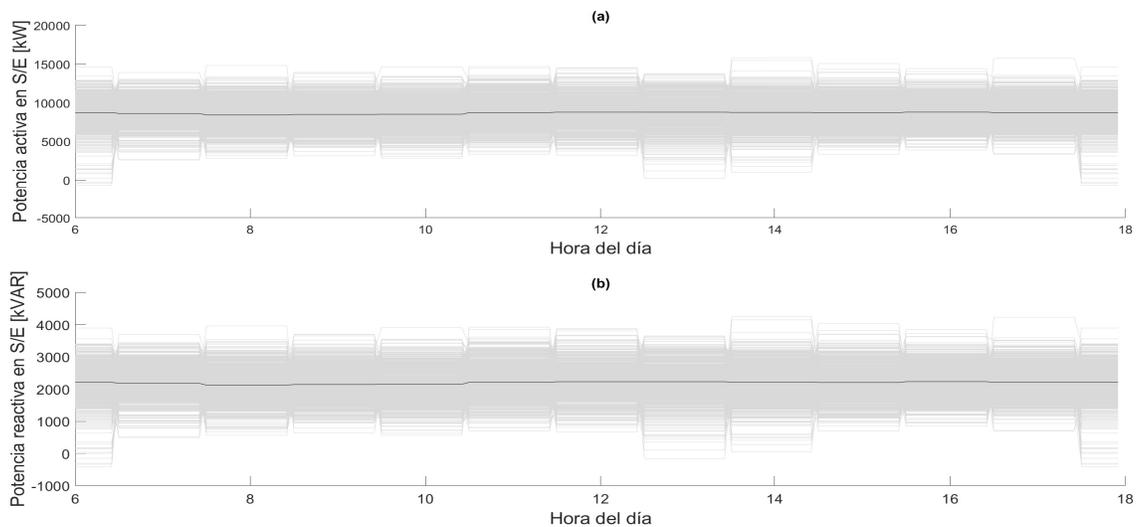


Figura 5.3: Potencia activa (a), potencia reactiva (b) en la subestación para el caso base

Adicionalmente en la figura 5.4 se presenta el factor de potencia visto en la subestación, el cual se mantiene a lo largo de los días simulados en un valor cercano al 0.95 % representando que no hay cambios considerables en el consumo por parte de los clientes, lo que corrobora los datos suministrados por el operador de red medidos en los relés de los interruptores de cabecera.

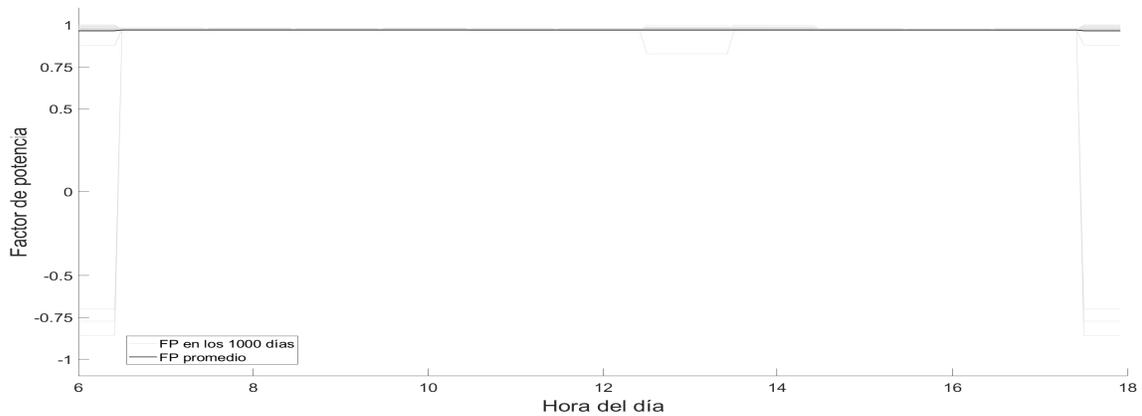


Figura 5.4: Factor de potencia en la subestación para el caso base

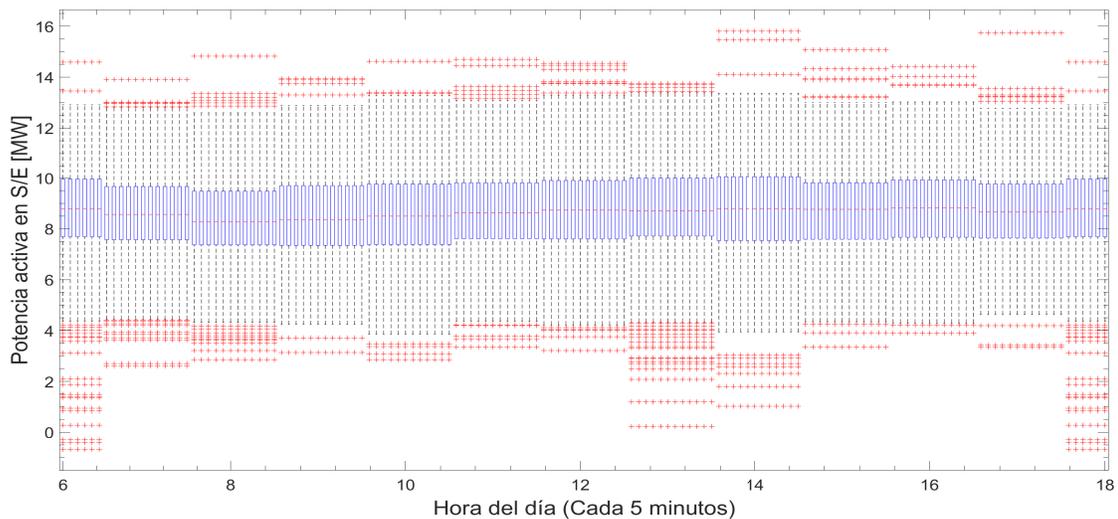


Figura 5.5: Gráfico de bigotes de potencia activa en la subestación para el caso base

La figura 5.5 muestra el comportamiento estadístico de la potencia activa y reactiva en la subestación mostrados en la figura 5.3. Para interpretar el gráfico de bigotes, la línea roja

dentro de cada recuadro azul indica el valor medio de la variable analizada, en este caso la potencia activa (alrededor de los 9.000 [kW]) y reactiva (alrededor de los 2.250 [kVAR]), mientras que los rectángulos azules representan los valores de potencias con probabilidad de ocurrencia entre el 25% y el 75% (para la potencia activa entre 8.000 y 10.000 [kW] y entre 2.000 y 2.500 [kVAR] para la potencia reactiva). Por otro lado, los extremos de las líneas discontinuas representan el percentil 95, y por último, los puntos rojos que pueden ser dispersos o no, son aquellos valores que cuentan con probabilidad de ocurrencia del 5% o inferior, es decir, los valores atípicos para los resultados obtenidos.

Esta manera de visualización de los resultados es de gran ayuda, ya que a pesar que la figura 5.3 muestra valores bajos de potencias o incluso flujos de potencia inverso; en la figura 5.6 se aclara que estadísticamente, estos valores tienen una probabilidad de ocurrencia menor al 5% y que el 50% de los valores para la potencia activa están en la franja entre los 8.000 y 10.000 [kW]. Es decir, se refleja un comportamiento con muy pocos valores atípicos, reflejando que el intervalo de caída del mayor porcentaje de los datos es pequeño.

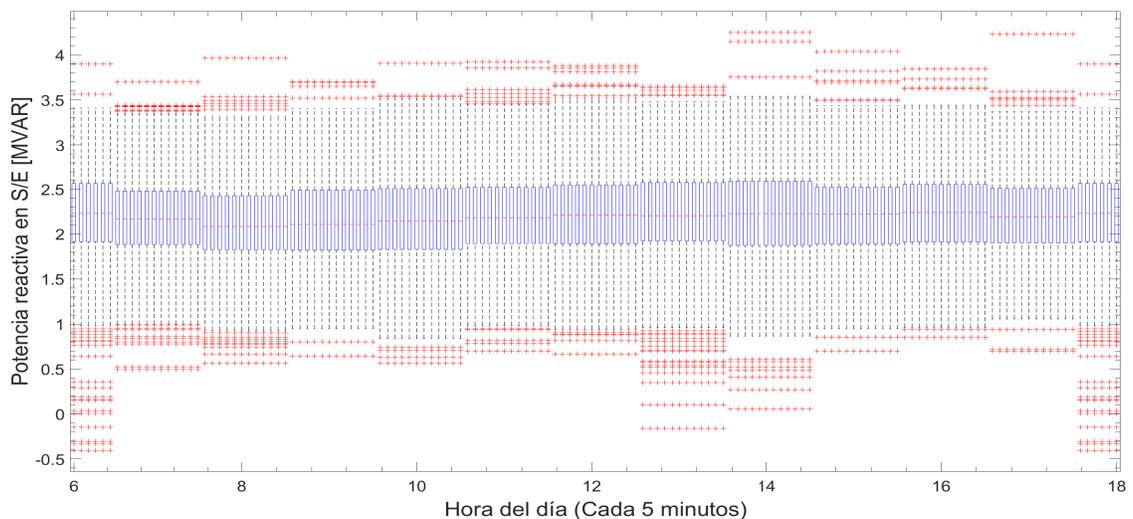


Figura 5.6: Gráfico de bigotes de potencia reactiva en la subestación para el caso base

En la figura 5.7 se presenta el nivel de tensión en las líneas a lo largo del alimentador Rurales, donde se puede apreciar que la tensión en la red va decreciendo a medida que se aleja de la subestación, iniciando con un valor cercano a 1.01 en por unidad y finalizando con un valor cercano a 0.995 en por unidad. Hacia el final del circuito no baja la tensión, puesto que en ese extremo se tiene la pequeña central hidroeléctrica de la industria Colcerámicas. Los datos tienen baja dispersión, y el percentil 5 son únicamente sobretensiones a partir del nodo 13, reflejando otra consecuencia de la presencia de la pequeña central hidroeléctrica,

que es mejorar la caída de tensión la cola del circuito.

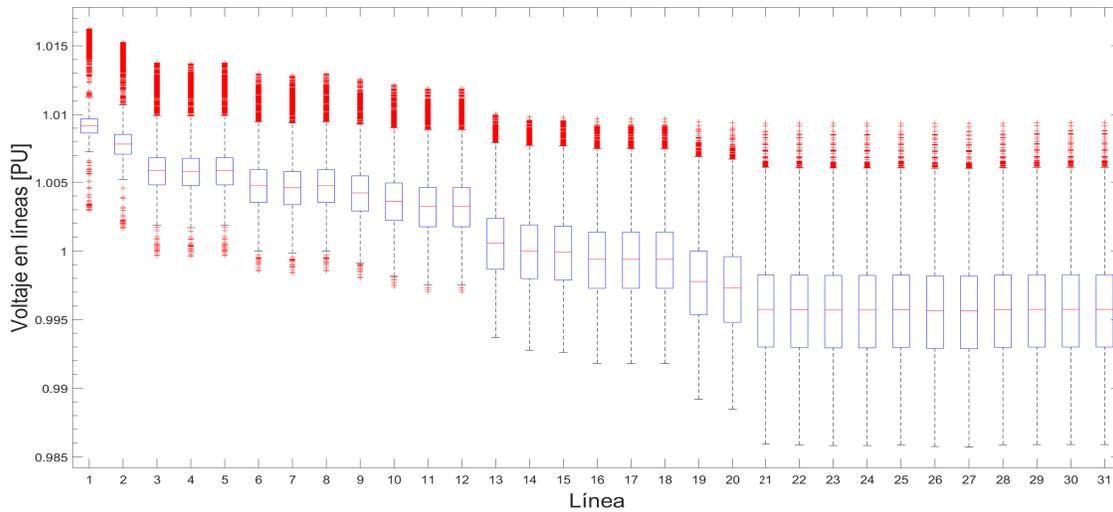


Figura 5.7: Gráfico de bigotes de tensión en el nodo inicial de las líneas del alimentador Rurales para el caso base

En la figura 5.8 se muestra la corriente medida en el nodo inicial de cada tramo de red que comprende el alimentador Rurales, donde se puede apreciar el flujo de corriente inverso en la línea 31, es decir el tramo que conecta los nodos N19 y PCH\_CORONA como se indica en la figura 4.7, este comportamiento es el esperado ya que como los monitores fueron modelados en el nodo inicial de cada línea, va a tener un flujo negativo debido a que se aporta corriente desde la pequeña central hidroeléctrica instalada en la planta de la industria Colcerámicas. Adicionalmente, se aprecia baja dispersión en las corrientes de los ramales, puesto que van a nodos únicamente de carga y el percentil 95 cae en un rango muy pequeño de datos. En cuanto al percentil 5 indica que pueden presentarse flujos inversos con muy poca probabilidad, al igual que corrientes del orden de 250 [A] hacia la cabecera del alimentador; condición que no excede la ampacidad del conductor y que será el umbral máximo definido para evaluar el flujo de potencia esperado con la presencia del sistema fotovoltaico.

Por último, para el caso base se analizó la tensión y corriente en los nodos de media tensión de los transformadores de distribución del alimentador. La figura 5.9 muestra que al igual que la tensión en las líneas, se aprecia que esta decrece a medida que el centro de distribución se aleja de la cabecera del alimentador, teniendo valores entre 1.01 a 0.995 en por unidad. Hacia la cola del alimentador, los valores en por unidad se incrementan producto de la pequeña central hidroeléctrica existente que mejora la calidad del servicio. Además se aprecia que no se presentan valores de subtensiones en el percentil 5.

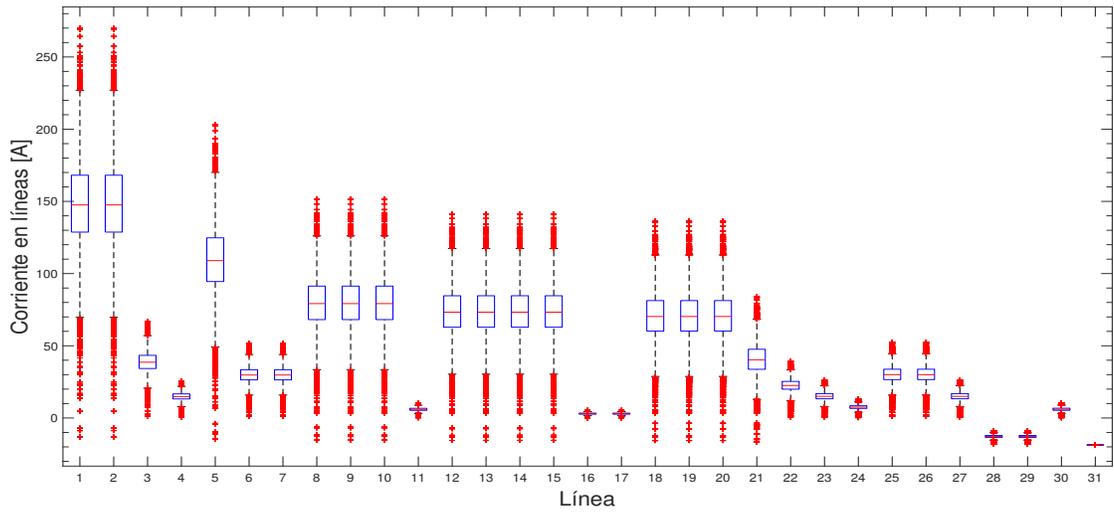


Figura 5.8: Gráfico de bigotes de corriente en el nodo inicial de las líneas del alimentador Rurales para el caso base

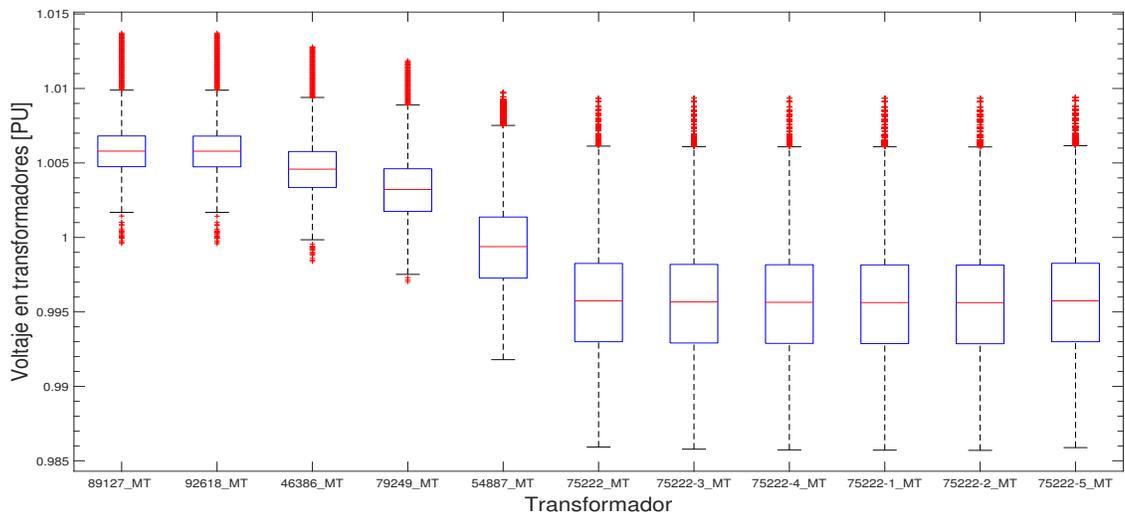


Figura 5.9: Gráfico de bigotes de tensión en el nodo de media tensión de los transformadores del alimentador Rurales para el caso base

En la figura 5.10 se muestra la corriente de cada transformador, observe que los valores tienen poca dispersión ya que el percentil 50 se encuentra en una franja angosta, y que no hay flujo de potencia inverso; esto se debe principalmente, que aguas abajo de cada

transformador únicamente existen cargas, las cuales no inyectan energía al sistema. Fenómeno que se espera varíe con la presencia de sistemas solares fotovoltaicos. Por su parte, los valores correspondientes al percentil 5 corresponden a una disminución en la carga demandada, condición que de acuerdo a lo indicado en la sección 4.1, no se presentaría con frecuencia, ya que la carga de un circuito de distribución industrial permanece constante.

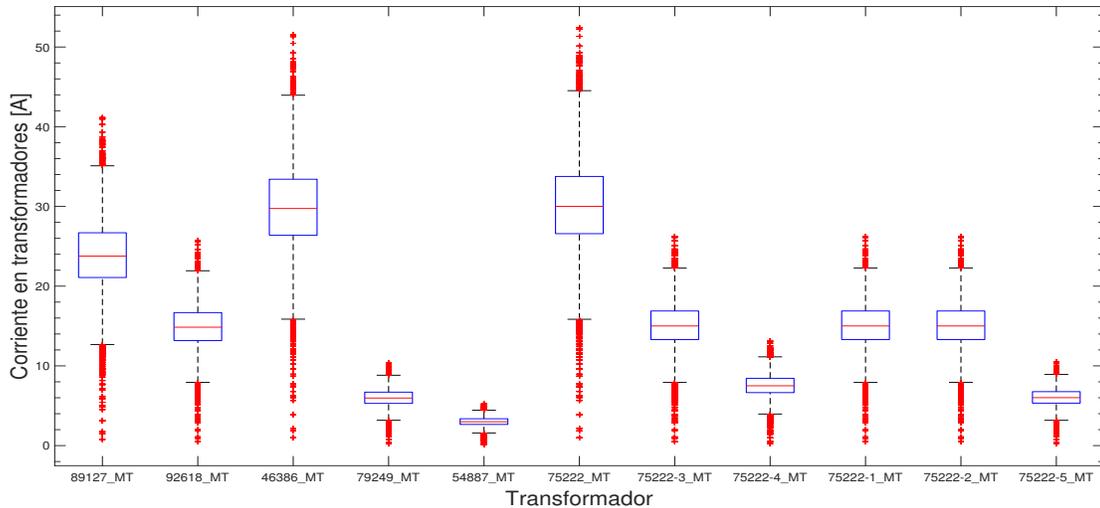


Figura 5.10: Gráfico de bigotes de corriente en el nodo de media tensión de los transformadores del alimentador Rurales para el caso base

De acuerdo a los análisis de los resultados presentados en las figuras 5.1 a la 5.10, bajo las condiciones normales de operación del alimentador Rurales, no se viola ninguna de las variables de seguimiento que se establecieron en la sección 2.3.

## 5.2. Caso 100PV100

En esta sección se presentarán los resultados obtenidos a partir del modelo del escenario con 100 % participación y 100 % penetración, es decir con sistemas fotovoltaicos conectados en la totalidad de transformadores de distribución del alimentador Rurales, cuya potencia nominal corresponde a la capacidad instalada del transformador de distribución al que se conectaron.

La gráfica 5.11 refleja el comportamiento estadístico de la generación solar fotovoltaica a lo largo del día para el modelo implementado con participación y penetración del 100 %. Inicialmente se aprecia que la generación fotovoltaica es mayor en la franja horaria de las 10:00 a las 14:00, dato que coincide con el modelo del recurso solar indicado en la sección

4.2.1. Se puede apreciar que los datos presentan gran dispersión, ya que el percentil 95 en este intervalo de tiempo está entre los 0 [MW] y los 23 [MW] con una probabilidad del 50 % que estos datos correspondan al intervalo entre 4 [MVA] y 12 [MVA]. Los valores máximos de potencia generada son hacia el medio día y coinciden con un valor de generación de una capacidad instalada (para el escenario 100PV100) de 27.7 [MW] como se indicó en la sección 4.5, derrateada por la eficiencia del panel solar fotovoltaico en función de la temperatura de operación del mismo, que para los datos obtenidos de la estación metereológica instalada en la Escuela Colombiana de Ingeniería, como se indicó en la sección 4.2.2 es alrededor de 70 [°C] que representa una eficiencia de aproximadamente 90 % de su potencia nominal.

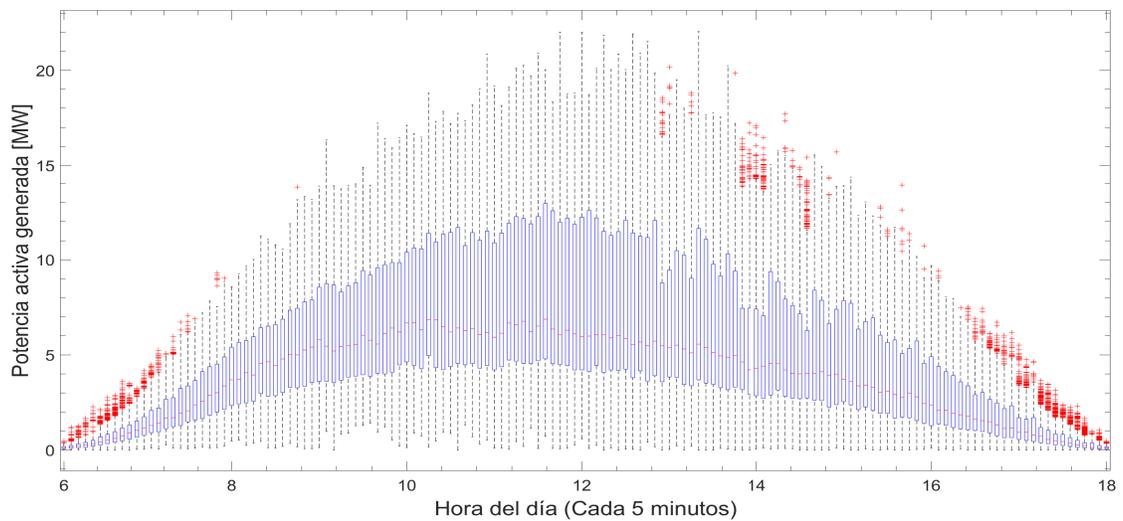


Figura 5.11: Gráfico de bigotes de potencia activa generada por los sistemas fotovoltaicos del alimentador Rurales para el caso 100 % participación y 100 % penetración

A continuación se presentan los resultados obtenidos para las variables de seguimiento y evaluar la violación de los mismos de cara a la determinación de la máxima penetración de energía solar fotovoltaica en un circuito de distribución con perfil de carga industrial.

En la figura 5.12 (a) se muestra el perfil de tensión visto desde la subestación; el cual se puede ver que aunque amplió su rizado a la franja entre 1.000 a 1.015 en por unidad con un valor medio cercano a 1.01 por unidad, no presenta violaciones de tensión de acuerdo a la normatividad vigente marcada con las líneas discontinuas de color rojo. Respecto a la corriente en la subestación mostrada en figura 5.12 (b), se observa un flujo inverso de corriente con un mínimo de 250 [A], y que a pesar de que es un valor obtenido en 1 día de simulación, el conductor no presentaría condiciones atípicas en su funcionamiento, ya que esta carga tiene la misma magnitud del caso base.

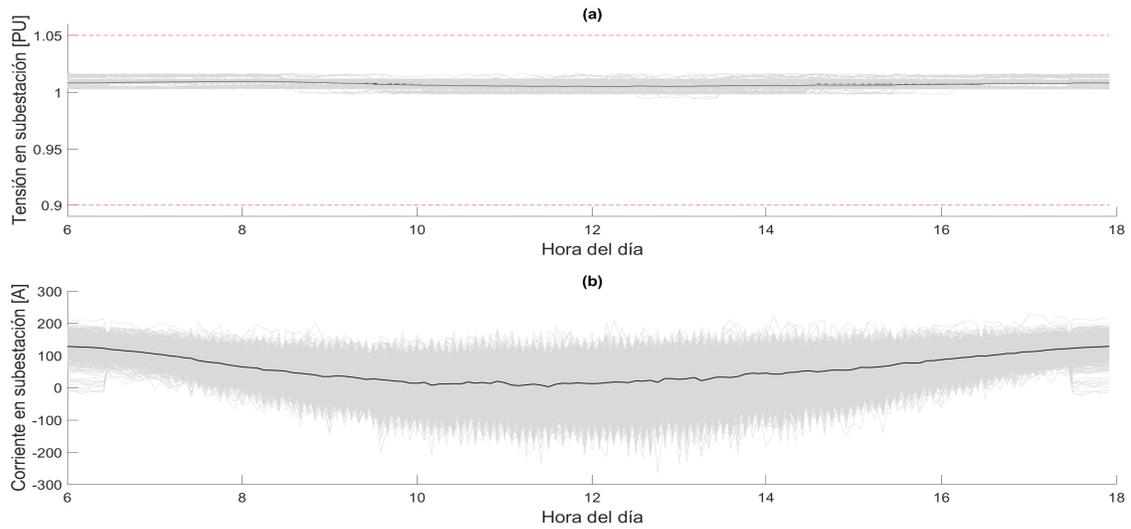


Figura 5.12: Tensión (a), corriente (b) en la subestación para el caso 100 % participación y 100 % penetración

En cuanto a la posición del intercambiador de tomas a lo largo de los 1.000 días simulados, no cambió su posición como se mostró en la figura 5.2, ratificando el resultado obtenido que el nivel de tensión no presentó mayores variaciones, y por ende no ocasionó la operación del intercambiador de tomas del transformador de potencia.

Con base a lo indicado en el capítulo 3.3.2, se modelaron paneles solares fotovoltaicos cuya generación únicamente corresponde a potencia activa ( $P$ ); por tal motivo la potencia reactiva ( $Q$ ) no cambia respecto al caso base como puede observarse en la figura 5.13 (b), ya que la carga es la misma respecto al caso base sin importar el nivel de penetración de sistemas fotovoltaicos con que se modele. Se puede apreciar que la potencia reactiva demandada por el alimentador vista desde la subestación, es la misma que en el caso base evidenciada en la figura 5.3; sin embargo, la potencia generada por el sistema solar fotovoltaico si cambia vista desde la subestación, ya que no es suministrada por el sistema de alta tensión a través del transformador de potencia, sino a través de la generación distribuida instalada en cada transformador de distribución ocasionando flujo inverso como se muestra en la figura 5.13 (a). Entonces, como disminuye la potencia activa ( $P$ ) y se mantiene constante la potencia reactiva ( $Q$ ) vistas desde la cabecera del alimentador.

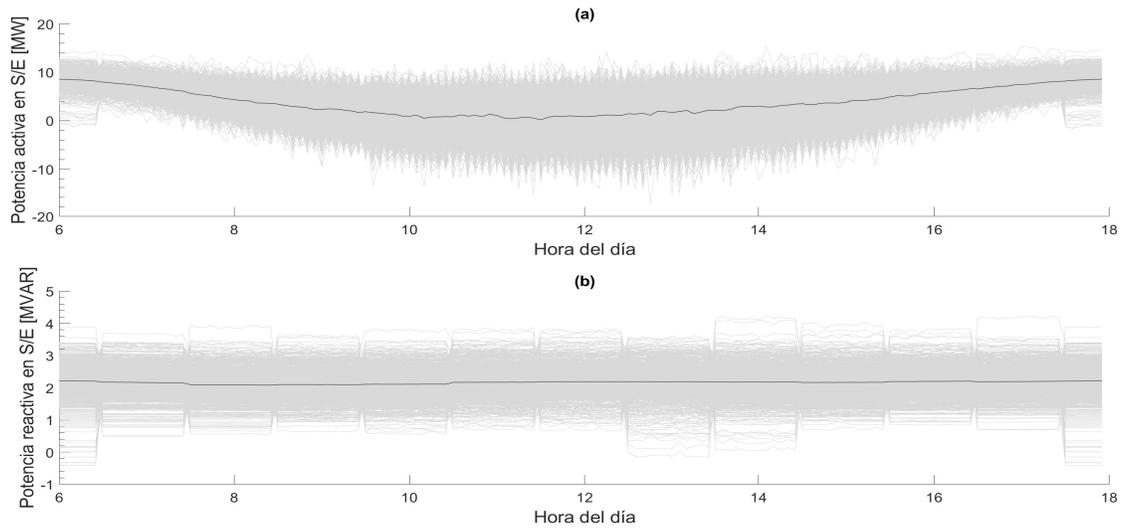


Figura 5.13: Potencia activa (a), potencia reactiva (b) en la subestación para el caso 100% participación y 100% penetración

El factor de potencia en la subestación es el esperado, ya que como se aprecia en la figura 5.14 en las horas de máxima generación, es la franja en la que decrece a su mínimo, y en las horas de poca generación (ocasionado por el menor recurso solar) la potencia activa suministrada desde la subestación aumenta, y con ella el factor de potencia.

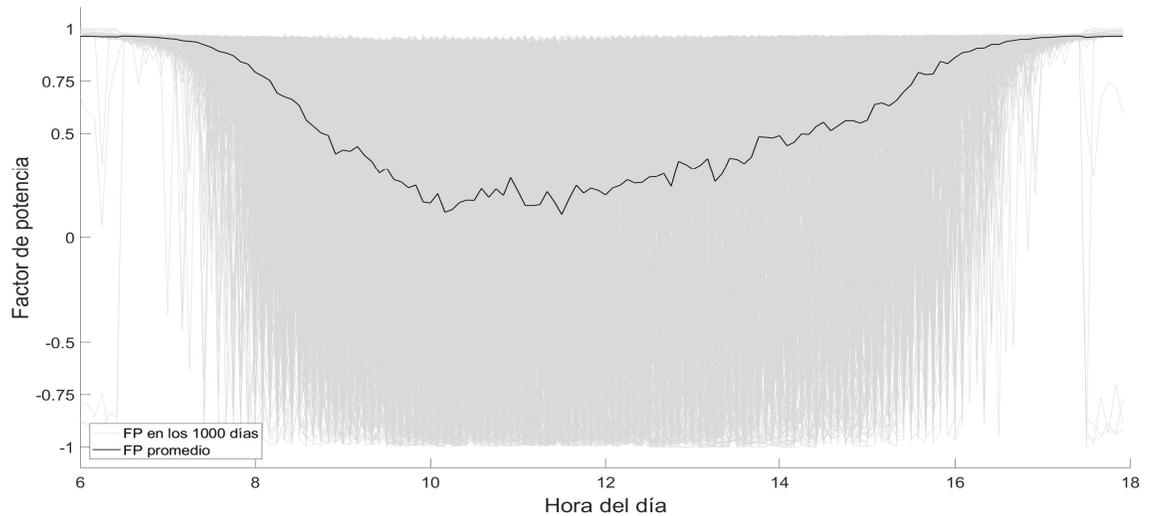


Figura 5.14: Factor de potencia en la subestación para el caso 100% participación y 100% penetración

En la gráfica **5.15** se ve estadísticamente, el comportamiento de la potencia activa del alimentador Rurales visto desde la subestación, donde se puede apreciar que tiene poca dispersión de los datos, ya que el percentil 50 representa intervalos de potencia pequeños con un valor medio cercano a los 5 [kW], en general los datos correspondientes al percentil 95 indican que hay una baja probabilidad de que el alimentador presente flujo inverso, ya que para valores de probabilidad del 25 % (línea discontinua negra inferior), la potencia generada por los sistemas fotovoltaicos sea inyectada a la red únicamente en la franja horaria de mayor recurso solar, y para el caso particular de la subestación Termozipa será demandada por el alimentador Quala, ocasionando así que el transformador de potencia suministre únicamente alguna porción de la carga de dicho circuito, ya que el alimentador Rurales sería abastecido por la generación solar fotovoltaica; adicional a ello, los datos del percentil 5 únicamente aparecen en las horas que no se presenta la máxima irradiancia y por ende, la mayor generación.

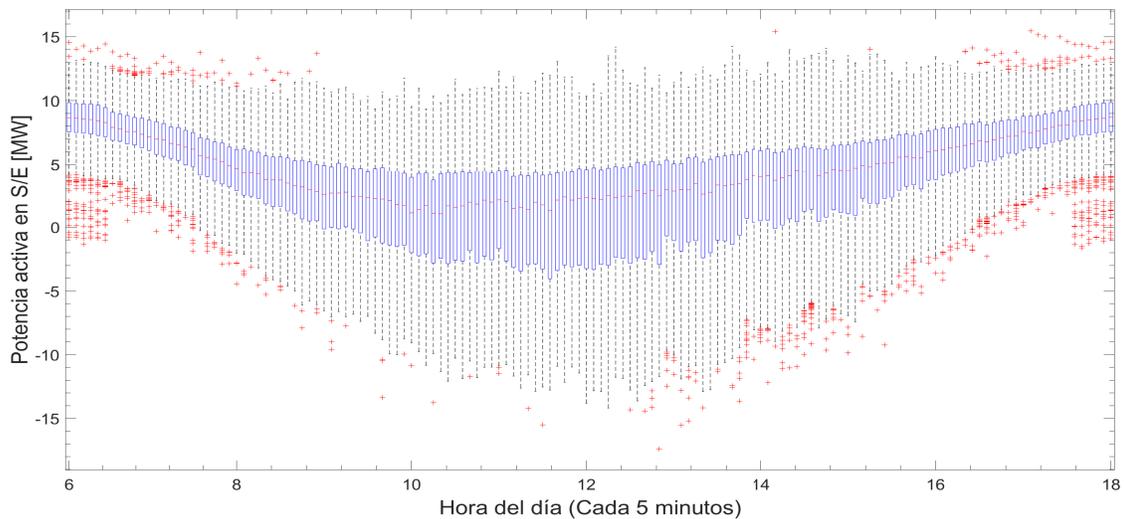


Figura **5.15**: Gráfico de bigotes de potencia activa en la subestación para el caso 100 % participación y 100 % penetración

En la figura **5.16** se muestra estadísticamente el factor de potencia mediante el gráfico de bigotes, allí se puede apreciar que para la franja horaria donde el recurso solar es mayor, se tiene alta dispersión de los datos obtenidos, lo que ocasiona que el percentil 95 está en la franja entre -1.0 y 1.0 por unidad, entonces la potencia activa si se reduce considerablemente vista desde la subestación se tenga flujo de potencia inverso o no; por otra parte, para las horas de menor generación fotovoltaica, se reduce esta dispersión con un percentil 95 a un factor de potencia positivo con valores atípicos de un factor de potencia negativo.

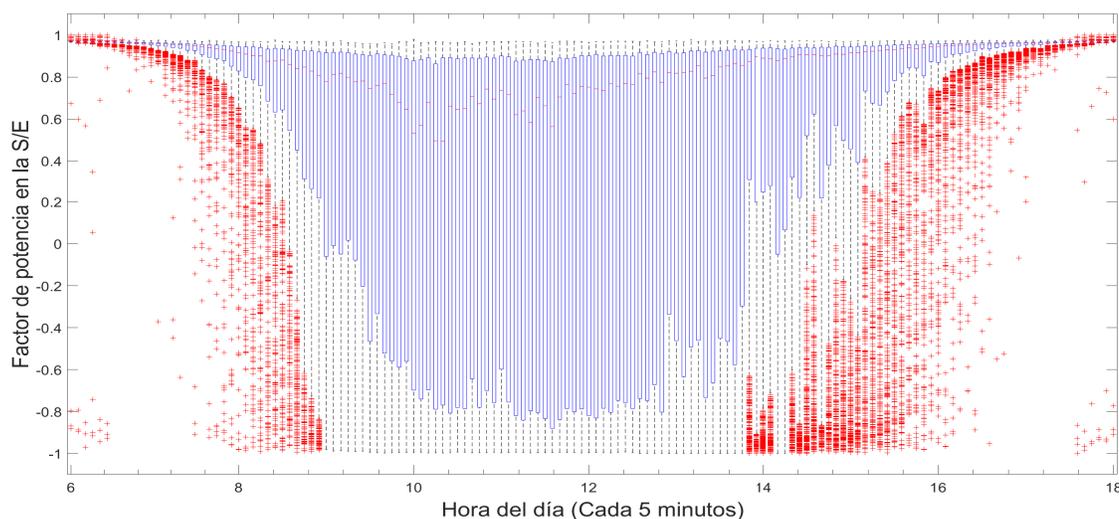


Figura 5.16: Gráfico de bigotes del factor de potencia en la subestación para el caso 100 % participación y 100 % penetración

Al igual que en el caso base, en la figura 5.17 se presenta el nivel de tensión en las líneas a lo largo del alimentador Rurales, siendo el de la derecha en el gráfico el más alejado de la cabecera. Se puede apreciar que la tensión en la red va decreciendo a medida que se aleja de la subestación Termozipa, iniciando con un valor cercano a 1.01 y finalizando con un valor cercano a 0.995 en por unidad. Sin embargo, para el escenario **100PV100** se amplía el rango de valores para el percentil 50 en todas las líneas del alimentador Rurales, se reduce la regulación (caída de tensión a lo largo del circuito) mejorando este parámetro de calidad de servicio y hacia la cola del circuito aumenta la dispersión, incrementándose el rango del percentil 95. Por su parte, se puede apreciar que con una probabilidad menor al 5 %, los valores de tensión en las líneas presentarán sobretensión a lo sumo del 2 %, valor que no excede el límite definido para esta variable de seguimiento.

De manera similar, en la figura 5.18 se muestra la corriente en medida en el nodo inicial de cada línea del alimentador Rurales, donde se puede apreciar el flujo de corriente inverso en la líneas 28, 29 y 31, este comportamiento es el esperado, debido a que se aporta corriente desde la Pequeña Central Hidroeléctrica instalada en la planta de la industria Colcerámicas y esta condición permanece constante tanto para el caso base como para el escenario **100PV100**. Adicional, se observa que con una probabilidad mayor al 5 % y menor al 25 % en cada línea, se presentarán flujos de potencia inversos y sobrecorrientes, que estas últimas no exceden la capacidad amperimétrica del cable de salida del alimentador Rurales, por lo cual no se viola la variable de seguimiento planteada previamente en la sección 4.4. Por otra parte, respecto a los valores obtenidos para el caso base, en el escenario **100PV100** se reduce la magnitud

de la corriente en las líneas, esto sucede principalmente, porque al tratarse de generación distribuida, los centros de consumo demandan carga y esta ya no es suministrada a través del transformador de potencia.

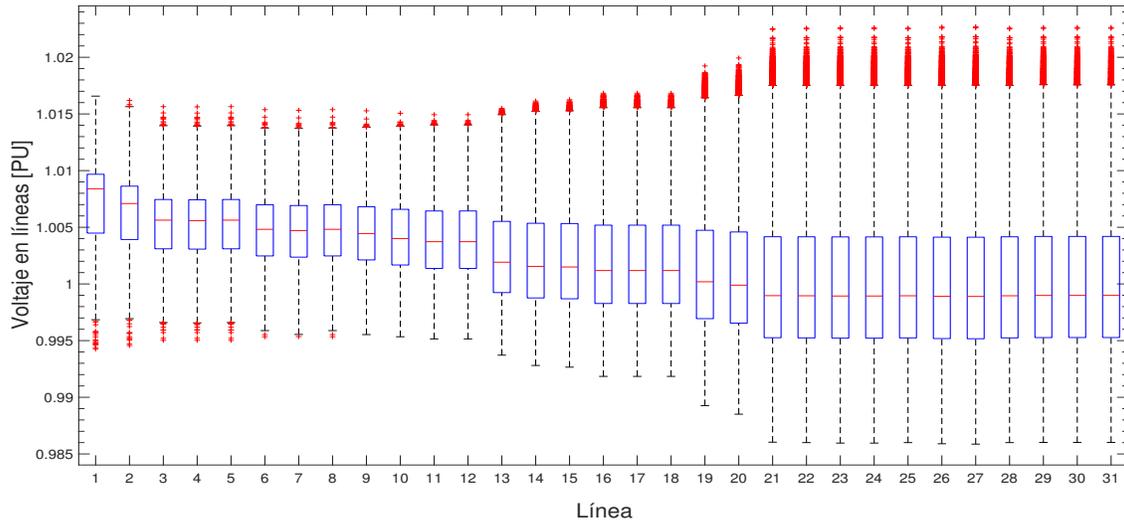


Figura 5.17: Gráfico de bigotes de tensión en el nodo inicial de las líneas del alimentador Rurales para el caso 100 % participación y 100 % penetración

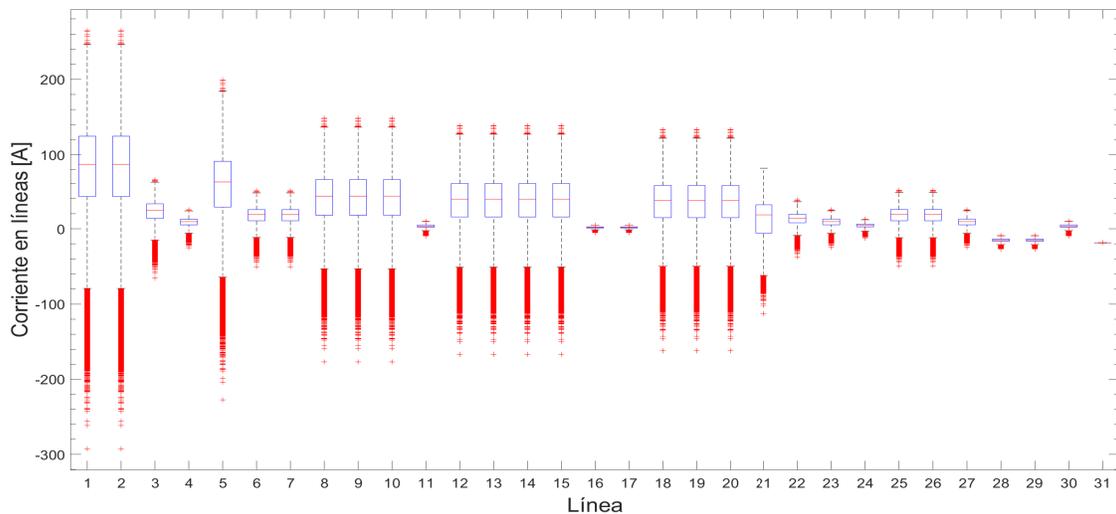


Figura 5.18: Gráfico de bigotes de corriente en el nodo inicial de las líneas del alimentador Rurales para el caso 100 % participación y 100 % penetración

De manera similar a lo presentado para los tramos de red del alimentador Rurales, en la figura 5.19 se muestran las tensiones en los nodos de media tensión de cada transformador de distribución, evidenciándose que respecto al caso base aumenta la dispersión de los resultados, al igual que se incrementa la tensión en los nodos como máximo hasta un 2%, valor permitido por la normativa vigente colombiana y que no viola los límites definidos para determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica. Igualmente se verifica que se reduce la regulación de tensión a lo largo de la troncal del alimentador principal, mejorando el perfil de tensión en cada centro de distribución, y por consiguiente incrementa la calidad del servicio percibida por el usuario final, en este caso la industria.

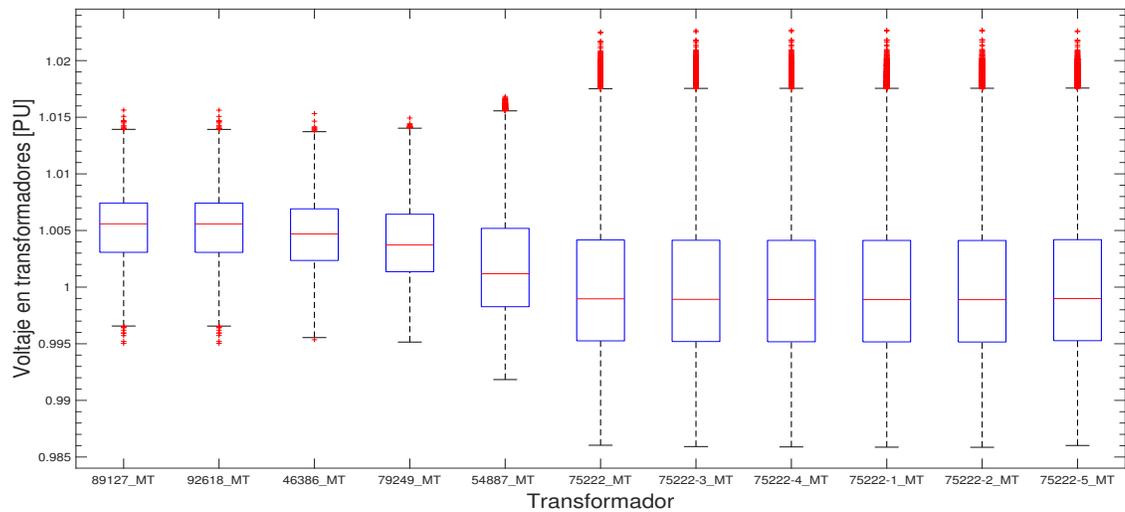


Figura 5.19: Gráfico de bigotes de tensión en el nodo de media tensión de los transformadores del alimentador Rurales para el caso 100 % participación y 100 % penetración

En la figura 5.20 se muestra la corriente de cada transformador, en donde se aprecia que de manera similar a lo indicado para las tensiones a lo largo de las líneas del alimentador Rurales, se amplía el rango de valores para el percentil 50 en todos los transformadores de distribución del alimentador, y se reduce la regulación mejorando este parámetro de calidad de servicio hacia la cola del circuito. Se pueden apreciar flujos de potencia inversos medidos en los transformadores de distribución con una probabilidad de ocurrencia entre el 5% y el 25%, lo que corresponde a excedentes de generación que son suministrados por cada sistema fotovoltaico y que no fue demandada por la carga conectada en el nodo de baja tensión de dicho centro de distribución.

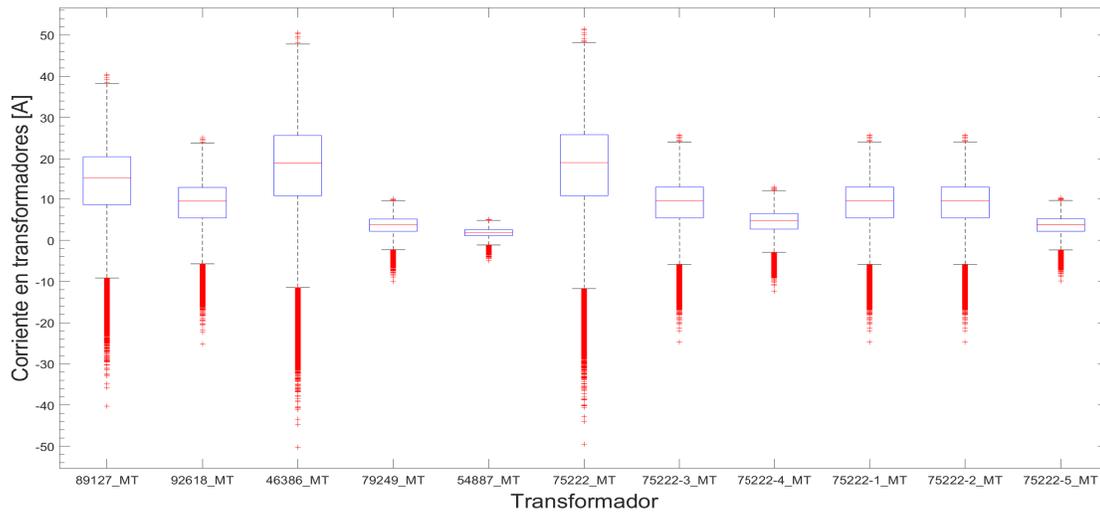


Figura 5.20: Gráfico de bigotes de tensión en el nodo de media tensión de los transformadores del alimentador Rurales para el caso 100 % participación y 100 % penetración

Para el caso **100PV100**, a partir del análisis de resultados presentados en las figuras 5.11 a la 5.20, no se presentan violaciones en los límites definidos para las variables de seguimiento. A pesar de que representa el escenario de mayor presencia de generación fotovoltaica en un sistema de distribución, se requiere aumentar el porcentaje de penetración para determinar la máxima generación solar fotovoltaica permitida, lo que contempla una instalación solar con potencia de generación mayor a la capacidad instalada de los transformadores de distribución; esta configuración debe ser validada ya que no es implementada por el operador de red, debido a que durante las horas de generación nominal de los paneles solares se sobrecargaría el transformador de distribución al cual está conectado. Sin embargo; como el criterio de parada del presente trabajo de grado es vulnerar los umbrales definidos para las variables de seguimiento, para determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica teórica, se definieron dos escenarios con penetración del 120 % y 150 % que se presentarán a continuación.

### 5.3. Caso especial 1 - 100PV120

En esta sección se presentarán los resultados obtenidos a partir del modelo del escenario con 100 % participación y 120 % penetración, es decir con sistemas fotovoltaicos conectados en la totalidad de transformadores de distribución del alimentador Rurales, cuya potencia nominal corresponde al 120 % de la capacidad instalada del transformador de distribución al

que se conectaron.

En la figura 5.21 (a) se muestra el perfil de tensión visto desde la subestación; observe que similar al escenario 100PV100, este presenta valores entre 1.000 a 1.017 en por unidad con una media cercana a 1.01 por unidad, por ende no presenta violaciones de tensión de acuerdo a la normatividad vigente marcada con las líneas discontinuas de color rojo. Respecto a la corriente en la subestación mostrada en figura 5.21 (b), se observa un flujo inverso de corriente con un mínimo de 300 [A], y que a pesar de que es un valor obtenido en 1 día de simulación, el conductor no presentaría condiciones atípicas en su funcionamiento, y por ende no exceda el límite definido para esta variable de seguimiento en la sección 4.4.

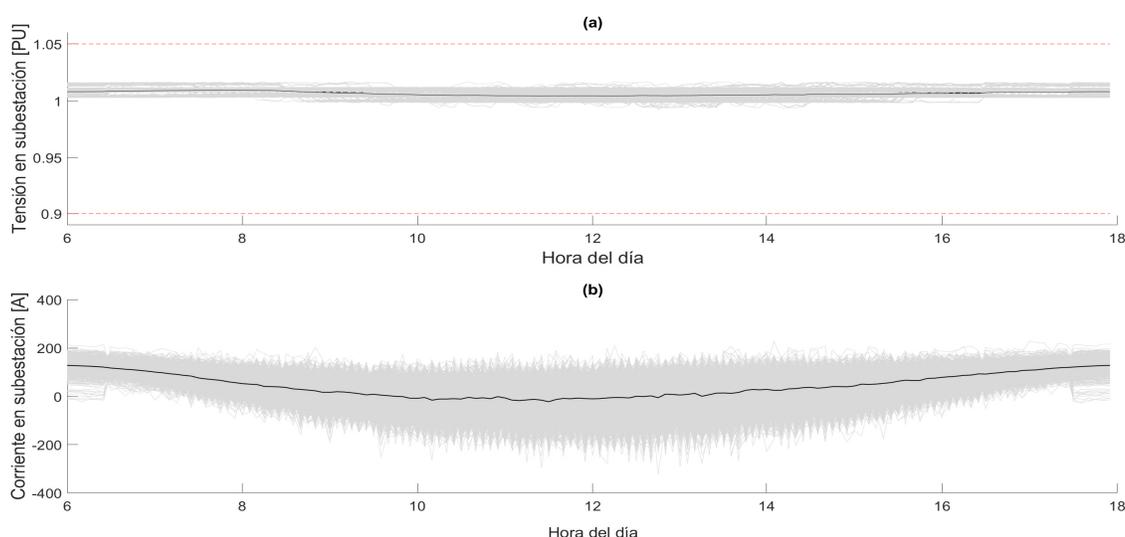


Figura 5.21: Tensión (a) y corriente (b) en la subestación para el caso 100 % participación y 120 % penetración

La gráfica 5.22 (a) refleja el comportamiento estadístico de la generación solar fotovoltaica a lo largo del día. Observe que la generación fotovoltaica es mayor en la franja horaria de las 10:00 a las 14:00, ya que el percentil 50 en este intervalo de tiempo está entre los 5 [MW] y los 15 [MW]. Aunque los valores máximos de potencia generada son hacia el mediodía con valores de 26 [MW] con una probabilidad de ocurrencia del 25%; esto no representa condición operativa de riesgo para la red, debido a que como se indicó en la sección 4.2.2, la temperatura de operación del panel es de alrededor de 70 [°C] que representa una eficiencia de aproximadamente 90% de su potencia nominal, ocasionando que no se supere en ningún momento del día la capacidad instalada en los transformadores de distribución de 27.7 [MW].

Observe en la figura 5.22 (b), el comportamiento estadístico de la potencia activa del alimentador Rurales visto desde la subestación, donde el percentil 50 representa intervalos

de potencia pequeños con un valor medio cercano a los 5 [kW] para las horas de generación máxima y de 10 [kW] para los de generación mínima, en la franja horaria entre las 8:00 y las 16:00 se tiene una probabilidad del 25 % que se tenga flujo de potencia inverso (línea discontinua negra inferior), es decir que la potencia suministrada por los paneles solares fotovoltaicos sea inyectada a la red.

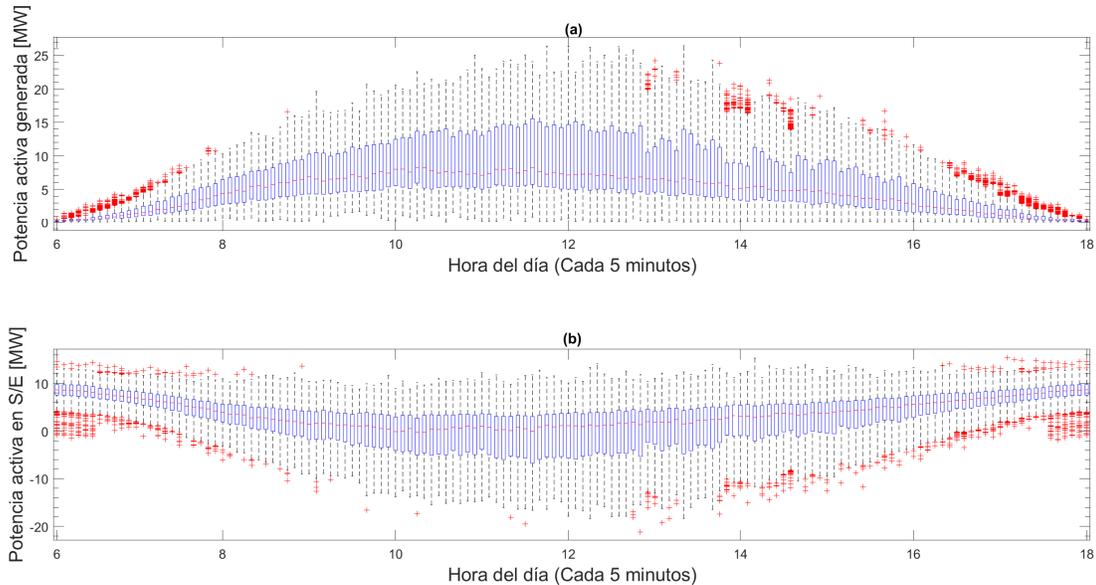


Figura 5.22: Gráficos de bigotes de potencia generada (a) y potencia activa en la subestación (b) para el caso 100 % participación y 120 % penetración

La figura 5.23 (a) muestra estadísticamente la tensión en por unidad en los tramos de red del alimentador Rurales, observe que se mejora el perfil de tensión a lo largo la red, el cual va decreciendo a medida que se aleja de la subestación. Al igual que en el escenario **100PV100**, para este caso se reduce la regulación (caída de tensión a lo largo del circuito) mejorando este parámetro de calidad de servicio y hacia la cola del circuito aumenta la dispersión, incrementándose el rango del percentil 95. Observe que con una probabilidad menor al 5 %, los valores de tensión en las líneas presentarán sobretensión a lo sumo del 2.5 %, valor que no excede el límite definido para esta variable de seguimiento en la sección 4.4.

De manera similar, la figura 5.23 (b) muestra la corriente en medida en el nodo inicial de cada línea del alimentador Rurales, observe que se reduce la magnitud de corriente en los tramos de red debido a que como aumentó la generación solar fotovoltaica, la industria o centro de consumo hace uso de esta energía generada y por ende se suministra menos potencia desde la cabecera del alimentador. Igualmente se aprecia que aunque hay mayor

flujo de potencia inverso, se tiene una probabilidad del 5% que los valores de corriente inversa en la cabecera sean entre 100 y 300 [A]; lo cual no excede la capacidad amperimétrica del cable de salida del alimentador Rurales, por lo cual no se viola la variable de seguimiento planteada en la sección 4.4, ya que el percentil 95 presenta valores superiores a los 100 [A] en cabecera.

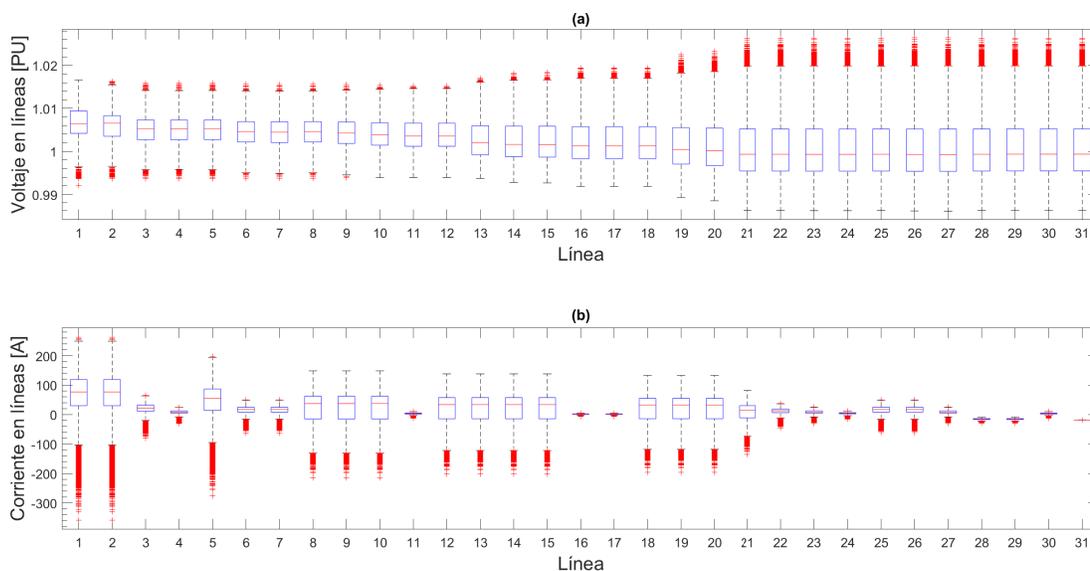


Figura 5.23: Gráficos de bigotes de tensión (a) y corriente (b) en las líneas del alimentador Rurales para el caso 100% participación y 120% penetración

La figura 5.24 (a) muestra las tensiones en los nodos de media tensión de cada transformador de distribución del alimentador Rurales, evidenciándose que respecto al caso base aumenta la dispersión de los resultados, al igual que se incrementa la tensión en los nodos como máximo hasta un 2.5%, de manera similar a los resultados obtenidos en el escenario **100PV100**, valor permitido por la normativa vigente colombiana y que no viola los límites definidos para determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica. Igualmente se verifica que se reduce la regulación de tensión a lo largo de la troncal del alimentador principal mejorando el perfil de tensión en cada centro de distribución.

Por su parte, la figura 5.24 (b) presenta la corriente de cada transformador de distribución, en donde se aprecia que de manera similar a lo indicado para las tensiones a lo largo de las líneas del alimentador Rurales, se aumenta el rango de valores para el percentil 50 en todos los transformadores de distribución; aunque para este caso, se reduce el flujo de potencia positivo (suministrado por la red), ya que al haber mayor generación distribuida,

la potencia es suministrada directamente desde los centros de consumo e incluso inyectan energía a la red con una probabilidad de ocurrencia del 30 %.

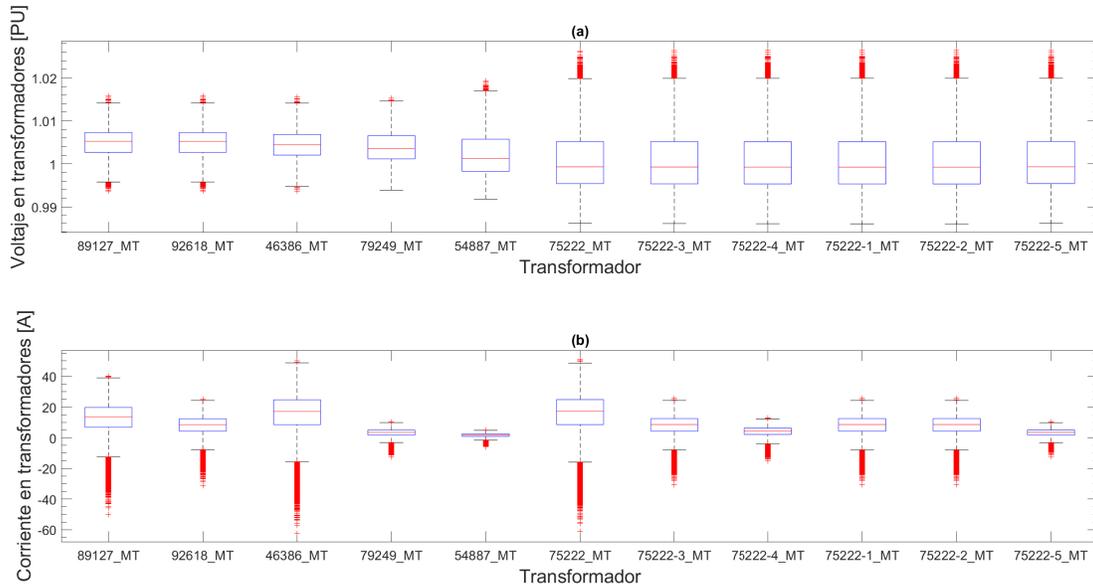


Figura 5.24: Gráficos de bigotes de tensión (a) y corriente (b) en los transformadores de distribución del alimentador Rurales para el caso 100 % participación y 120 % penetración

Para el caso **100PV120**, a partir del análisis de resultados presentados en las figuras 5.21 a la 5.24, no se presentan violaciones en los límites definidos para determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en un circuito de distribución industrial.

## 5.4. Caso especial 2 - 100PV150

En esta sección se presentarán los resultados obtenidos a partir del modelo del escenario especial con 100 % participación y 150 % penetración, es decir con sistemas fotovoltaicos conectados en la totalidad de transformadores de distribución del alimentador Rurales, cuya potencia nominal corresponde al 150 % de la capacidad instalada del transformador de distribución al que se conectaron.

En la figura 5.25 (a) se muestra el perfil de tensión visto desde la subestación; observe que similar a los escenarios anteriores, este presenta valores entre 1.000 a 1.017 en por unidad con una media cercana a 1.01 por unidad, por ende no presenta violaciones de tensión de acuerdo a la normatividad vigente marcada con las líneas discontinuas de color rojo. Respecto a la corriente en la subestación mostrada en la figura 5.25 (b), se observa un flujo inverso de

corriente con un mínimo cercano a los 400 [A], los cuales deben analizarse estadísticamente para determinar si se vulneran o no el umbral definido para esta variable de seguimiento en la sección 4.4.

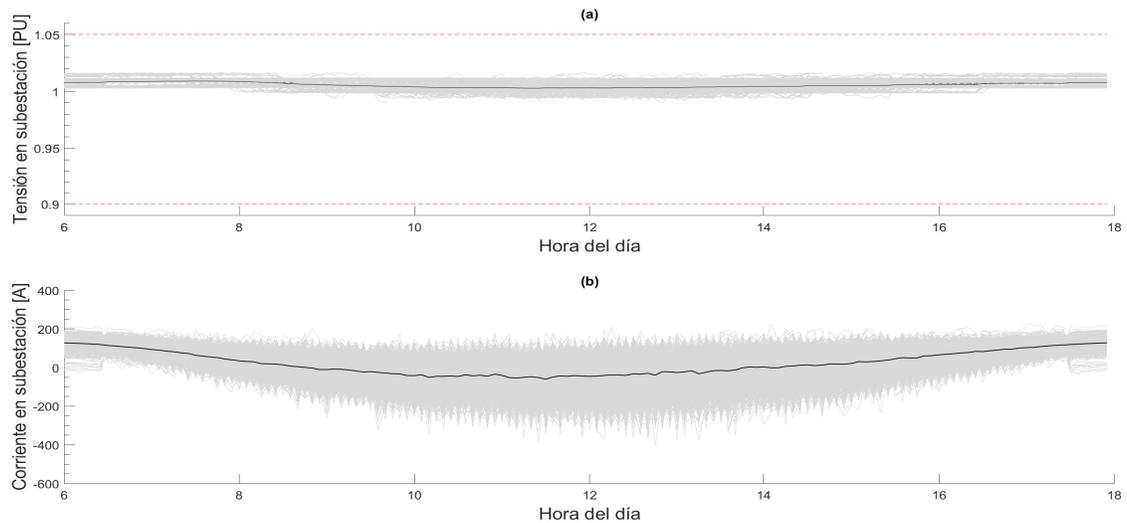


Figura 5.25: Tensión (a) y corriente (b) en la subestación para el caso 100 % participación y 150 % penetración

La gráfica 5.26 (a) refleja el comportamiento estadístico de la generación solar fotovoltaica a lo largo del día. Respecto a la potencia activa generada con percentil 75, esta varía entre los valores de 0 [MW] a 15 [MW], lo que probabilísticamente no representa violaciones en los parámetros de seguimiento definidos en la sección 4.4. Observe que aunque la generación fotovoltaica es mayor en la franja horaria de las 10:00 a las 14:00, en el intervalo de tiempo entre las 11:00 y las 13:00 se presentan máximos de generación superiores a 27.7 [MW] (capacidad instalada de transformación) con una probabilidad de ocurrencia del 25 %, lo que representa riesgo para los activos del operador de red, exponiéndolos a potencias incluso de 34 [MW] hacia el mediodía, lo que representa el 22 % mayor a la capacidad instalada durante aproximadamente 2 horas. Factor que el operador de red no permite en los transformadores debido a que se reduce la vida útil de los activos exponiéndolos a tal sobrecarga.

Observe en la figura 5.26 (b), el comportamiento estadístico de la potencia activa del alimentador Rurales visto desde la subestación, donde el percentil 50 representa intervalos de potencia pequeños con un valor medio cercano a los 3 [kW] para las horas de generación máxima y de 9 [kW] para los de generación mínima, en la franja horaria entre las 8:00 y las 16:00 se tiene una probabilidad del 25 % que se tenga flujo de potencia inverso (línea discontinua negra inferior), es decir que la potencia suministrada por los paneles solares

fotovoltaicos sea inyectada a la red.

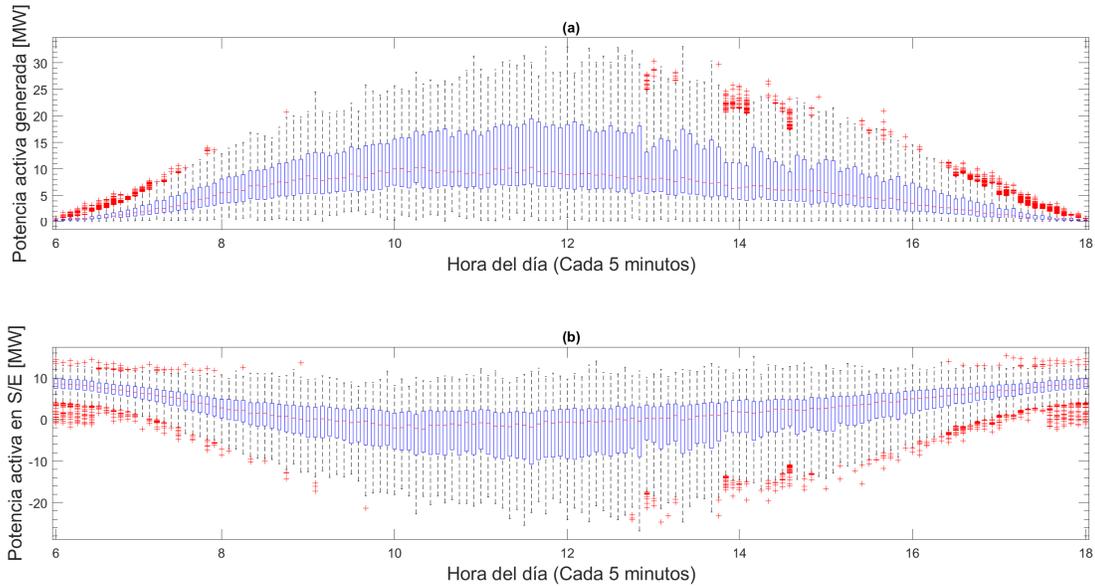


Figura 5.26: Gráficos de bigotes de potencia generada (a) y potencia activa en la subestación (b) para el caso 100 % participación y 150 % penetración

La figura 5.27 (a) muestra estadísticamente la tensión en por unidad en los tramos de red del alimentador Rurales, observe que se mejora el perfil de tensión a lo largo la red, el cual va decreciendo a medida que se aleja de la subestación. Al igual que en los escenarios **100PV100** y **100PV120**, para este caso se reduce la regulación (caída de tensión a lo largo del circuito) mejorando este parámetro de calidad de servicio y hacia la cola del circuito aumenta la dispersión, incrementándose el rango del percentil 95. Observe que con una probabilidad menor al 5 %, los valores de tensión en las líneas presentarán sobretensión a lo sumo del 3.2 %, valor que aunque es superior a los escenarios anteriores, no excede el límite definido para esta variable de seguimiento en la sección 4.4.

La figura 5.27 (b) muestra que se reduce la magnitud de corriente en los tramos de red debido a la industria demanda la energía solar generada, y por ende se suministra menos potencia desde la cabecera. Ahora bien, para analizar estadísticamente la corriente en las líneas del alimentador Rurales y en especial las 1 y 2 que corresponden a la vista por la cabecera del circuito; observe que hay mayor flujo de potencia inverso, se tiene una probabilidad del 25 % a lo largo de un año que los valores de corriente inversa en la cabecera sean entre 40 y 280 [A] y una probabilidad del 5 % que estos valores se encuentren entre 280 y 470 [A]; estos últimos violan los parámetros definidos en la sección 4.4, como es el caso del flujo de

potencia, ya que se supera en momentos la ampacidad del conductor de salida de la cabecera en un 33 %, generando consecuencias operativas negativas como lo son fallas en el conductor o terminales de conexión, al soportar una corriente mayor para la cual está diseñado.

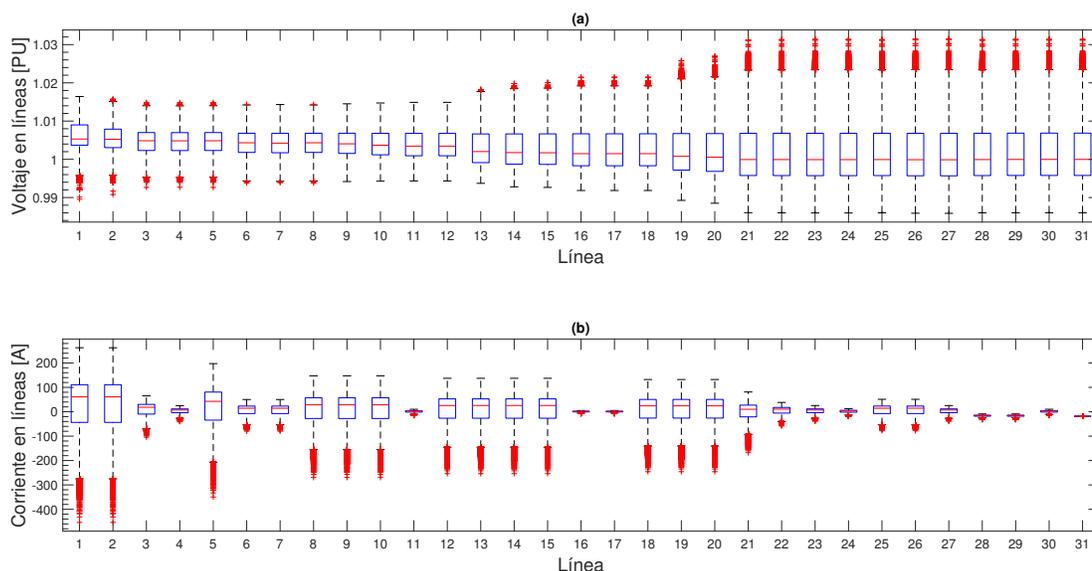


Figura 5.27: Gráficos de bigotes de tensión (a) y corriente (b) en las líneas del alimentador Rurales para el caso 100 % participación y 150 % penetración

La figura 5.28 (a) muestra las tensiones en los nodos de media tensión de cada transformador de distribución del alimentador Rurales, evidenciándose que respecto al caso base aumenta la dispersión de los resultados, al igual que se incrementa la tensión en los nodos como máximo hasta un 3.2 %, aunque el valor de sobretensión es mayor al obtenido en el escenario **100PV120**, este valor permitido por la normativa vigente colombiana y que no viola los límites definidos para determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica. Igualmente se verifica que se reduce la regulación de tensión a lo largo de la troncal del alimentador principal mejorando el perfil de tensión en cada centro de distribución.

Por su parte, la figura 5.28 (b) presenta la corriente de cada transformador de distribución, en donde se aprecia que de manera similar a lo indicado para las tensiones a lo largo de las líneas del alimentador Rurales, se amplía el rango de valores para el percentil 50 en todos los transformadores de distribución; al igual que en el escenario **100PV120**, se reduce el flujo de potencia positivo (suministrado por la red), ya que al haber mayor generación distribuida, la potencia es suministrada directamente desde los centros de consumo e incluso inyectan a la red con una probabilidad de ocurrencia del 30 % o mayor.

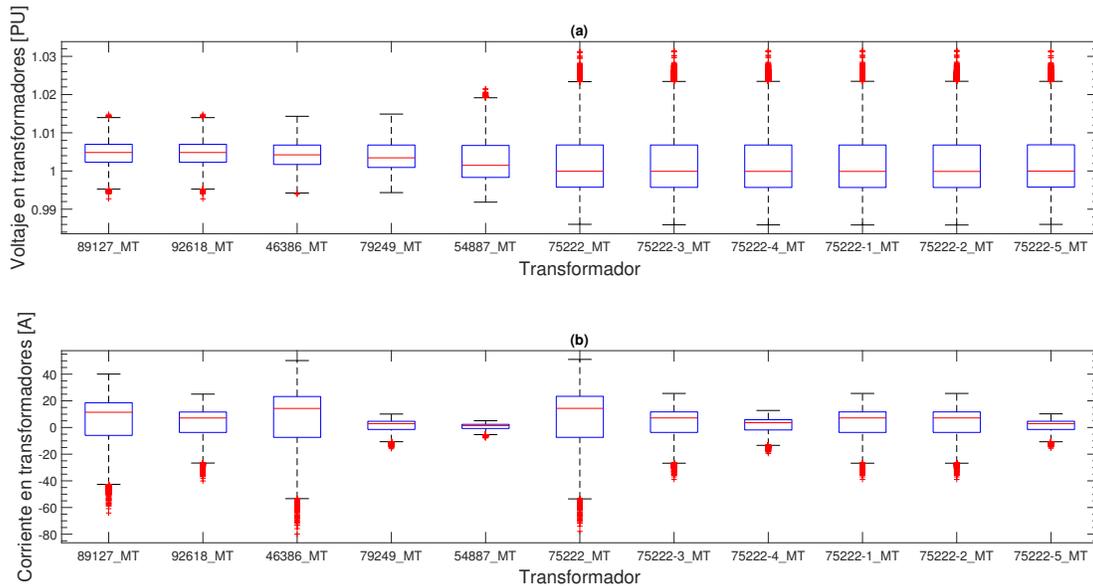


Figura 5.28: Gráficos de bigotes de tensión (a) y corriente (b) en los transformadores de distribución del alimentador Rurales para el caso 100 % participación 150 % penetración

Para el caso **100PV150**, a partir del análisis de resultados presentados en las figuras 5.25 a la 5.28, este caso representa el escenario más crítico para un circuito de distribución con presencia de sistemas solares, ya que implica conectar paneles cuya potencia de generación exceda durante un intervalo del día, la capacidad nominal del transformador de distribución. Igualmente se presenta violaciones en los límites definidos en la sección 4.4 como lo es la magnitud de la corriente en los conductores del alimentador. Esto representa condiciones de operación que deben ser evaluadas por el operador de red, las que básicamente consisten en fijar umbrales de tolerancia frente al flujo inverso de corriente en los transformadores de potencia de las subestaciones, ya que bajo el escenario de una penetración masiva de generación solar fotovoltaica, se generarán flujos de potencia inversos que serán inyectados a la red de alta tensión y que con una probabilidad de ocurrencia del 5 % serán mayores a la capacidad de los conductores, empleando el transformador de potencia de la subestación como elevador. Igualmente es necesario garantizar compensación de reactivos para mantener el factor de potencia dentro de los valores indicados por la normatividad colombiana. Por tal razón, para determinar la capacidad máxima de generación, se define el caso anterior al cual se violaron las variables de seguimiento, en este caso el escenario **100PV120**, es decir que la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en redes de distribución industriales es del 120 % de la capacidad instalada en los transformadores de distribución, lo que equivale al doble del factor de uso que ratifica lo mencionado por Vera en [1].

---

## Capítulo 6

# Conclusiones

---

### 6.1. Conclusiones generales

Se analizaron los resultados de flujos de potencia para 22 escenarios de penetración y participación validando el comportamiento de la regulación de tensión, la cargabilidad de corriente y la dirección del flujo de potencia en la operación del sistema, enmarcado en la Norma Técnica Colombiana NTC 5001 de 2008. Por lo que se define que, para un circuito de distribución radial con perfil de carga industrial; con base a las variables de vigilancia declaradas en el presente trabajo de grado, pueden ser instalados sistemas solares fotovoltaicos cuya potencia nominal sea 120 % de la capacidad instalada del transformador de distribución al que está conectado; es decir, se determina un valor de máxima penetración de generación solar fotovoltaica del 120 % con probabilidad entre el 5 % y el 25 % de experimentar flujos de potencia inversos. A pesar que contempla una instalación solar fotovoltaica con potencia de generación mayor a la capacidad instalada de los transformadores de distribución; durante las horas de generación nominal de los paneles solares no se sobrecarga el transformador de distribución al cual está conectado, esto debido a que la temperatura de operación de los paneles representa una eficiencia de aproximadamente 90 % de la generación máxima, y de ésta manera no se supera el umbral de la capacidad instalada del alimentador de red industrial. Adicionalmente, esto representa condiciones de operación que deben ser evaluadas por el operador de red, las que básicamente consisten en fijar umbrales de tolerancia frente al flujo inverso de potencia en los transformadores de distribución de las subestaciones, ya que en presencia de un escenario con penetración masiva de generación solar fotovoltaica, se generarían flujos de potencia inversos que serían inyectados a la red de alta tensión, empleando el transformador de potencia de la subestación como elevador. Igualmente es necesario garantizar compensación de reactivos para mantener el factor de potencia dentro de los valores indicados por la normatividad colombiana.

Igualmente, se determinó que el factor de uso de los transformadores de distribución representa un parámetro decisivo para determinar la máxima penetración de generación solar

fotovoltaica en redes de distribución industriales, el cual afecta directamente la dirección del flujo de potencia, ya que para el sistema de estudio, fue el parámetro que estableció el criterio de parada para definir la máxima generación fotovoltaica. En este caso, un alimentador industrial, presenta un factor de uso del 60 %, donde el *Hosting Capacity* obtenido del 120 % de la capacidad instalada en los transformadores de distribución, representa el doble de tal factor de uso, con 5 % de probabilidad de experimentar flujo inverso de potencia para el escenario crítico de penetración, esto ratifica lo mencionado por Vera en [1].

La integración del Modelo de Gaussianas Mixtas y el Análisis de Monte Carlo, representan una herramienta útil para la estimación del recurso solar disponible y demanda de carga, cuyos comportamientos estocásticos son ajustados adecuadamente por el Modelo de Gaussianas Mixtas, ya que al ser la combinación de varias gaussianas, se convierte en una herramienta flexible para hacer ajustes probabilísticos; al emplear el Análisis de Monte Carlo a partir de las estimaciones obtenidas y recrear mil días para que sean simuladas, se reduce la incertidumbre y los errores porcentuales que puedan generarse.

Mediante el software de simulación OpenDss se modeló un circuito de distribución con perfil de carga industrial, realizando una configuración para que a partir de los datos estimados de recurso solar (irradiancia y temperatura de operación del panel) y perfil de carga, se ejecutaran 144 flujos de carga, correspondientes 12 horas de sol diarios con una frecuencia de muestreo de cinco minutos, y posteriormente se repitió este procedimiento 1.000 veces recreando dicha cantidad de días sol, obteniendo así 144.000 flujos de carga estáticos a los que se les realizó el análisis de variables de seguimiento definidas como: corriente, tensión, posición del intercambiador de tomas del transformador de potencia, al igual que la potencia activa [ $kW$ ], reactiva [ $kVAR$ ] y factor de potencia mediante la herramienta computacional MATLAB. Siendo ideal para el análisis de la información de datos de gran tamaño para su análisis y visualización de resultados.

## 6.2. Aportes

- Determinar la capacidad máxima permitida de generación solar fotovoltaica para un sistema de distribución radial en media tensión con perfil de carga industrial.
- Definir un criterio para el operador de red para evaluar la aprobación y conexión de nuevos proyectos con implementación de sistemas solares fotovoltaicos, sin exceder los parámetros de calidad de energía.
- Definir una metodología para la determinación de la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en redes de distribución industriales.

- Definir que la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en redes de distribución en general es proporcional al doble del factor de uso de los transformadores de distribución.
- Modelar un sistema de distribución radial de media tensión con perfil de carga industrial ubicado en la Sabana Norte de Bogotá, con presencia de dos tipos de generación distribuida que son la hidráulica a través de la pequeña central hidroeléctrica y el sistema solar fotovoltaico instalado en los nodos de baja tensión de los transformadores de distribución del alimentador.

### **6.3. Trabajos futuros**

- Determinación de alternativas para incrementar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en los sistemas de distribución colombianos.
- Determinación del impacto al implementar generación distribuida a gran escala en los sistemas de distribución colombianos.
- Evaluación del aumento de confiabilidad en redes de media tensión por la integración de generación solar fotovoltaica.
- Evaluación de la integración simultánea de distintas fuentes de generación distribuida.
- Evaluación de sobrecarga en los transformadores de distribución, ocasionada por la conexión de paneles solares fotovoltaicos.

# Referencias

---

- [1] C. D. Vera Silva, “Determinación de la capacidad máxima permitida de generación solar fotovoltaica en redes de distribución,” Master’s thesis. Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, 2020.
- [2] ONU, “Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP26),” Glasgow, Escocia, 2021. [Online]. Available: <https://www.un.org/es/climatechange/cop26>
- [3] Congreso de la república de Colombia, “Ley 1715 de 2014,” [Online]. Available: [http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_1715\\_2014.html](http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html).
- [4] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Resolución no. 030 de 2018,” [Online]. Available: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191?OpenDocument>.
- [5] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Resolución no. 174 de 2021,” [Online]. Available: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/c99b2f316a59ffb052587950077d9d1/FILE/Creg1742021.pdf>.
- [6] E. Tiempo, Ed., *Nueve de cada 10 proyectos para generar energía usarán paneles solares*. [Online]. Available: <https://n9.cl/2g1uv>.
- [7] M. Karimi, H. Mokhlis, K. Naidu, S. Uddin, and A. H. A. Bakar, “Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 53, pp. 594–605, 2016. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.042>
- [8] R. Albarracín and H. Amarís, “Power Quality in distribution power networks with photovoltaic energy sources,” *8th IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering*, pp. 360–363, 2009.

- [9] J. Dong, Y. Xue, T. Kuruganti, I. Sharma, J. Nutaro, M. Olama, J. M. Hill, and J. W. Bowen, "Operational impacts of high penetration solar power on a real-world distribution feeder," in *2018 IEEE Power Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Feb 2018, pp. 1–5.
- [10] A. Dubey, S. Santoso, and A. Maitra, "Understanding photovoltaic hosting capacity of distribution circuits," in *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, July 2015, pp. 1–5.
- [11] A. Hoke, R. Butler, J. Hambrick, and B. Kroposki, "Steady-state analysis of maximum photovoltaic penetration levels on typical distribution feeders," vol. 4, no. 2, April 2013, pp. 350–357.
- [12] R. A. Kordkheili, B. Bak-Jensen, J. R-Pillai, and P. Mahat, "Determining maximum photovoltaic penetration in a distribution grid considering grid operation limits," in *2014 IEEE PES General Meeting — Conference Exposition*, July 2014, pp. 1–5.
- [13] U. Mamadaminov, "The Impacts of Increased Distributed Solar PV Penetration on Distribution Network - Review," no. March 2014, 3 2014.
- [14] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), "Ntc 5001 calidad de la potencia eléctrica. límites y metodología de evaluación en punto de conexión común," <https://tienda.icontec.org/wp-content/uploads/pdfs/NTC5001.pdf>.
- [15] S. K. Solanki, V. Ramachandran, and J. Solanki, "Steady state analysis of high penetration PV on utility distribution feeder," in *PES T&D 2012*. IEEE, may 2012, pp. 1–6. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6281716/>
- [16] N. Dhlamini and S. P. Daniel Chowdhury, "The effect of integration of photovoltaic generation on South Africa grid," in *2017 IEEE PES PowerAfrica*. IEEE, jun 2017, pp. 439–444. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7991265/>
- [17] P. Radatz, N. Kagan, C. Rocha, J. Smith, and R. C. Dugan, "Assessing maximum DG penetration levels in a real distribution feeder by using OpenDSS," in *2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, vol. 2016-Decem. IEEE, oct 2016, pp. 71–76. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7783416/>
- [18] P. Karimi-Zare and H. Seifi, "Maximum allowable penetration level determination of a DG in a distribution network," in *2012 IEEE International Energy Conference*

- and Exhibition (ENERGYCON)*. IEEE, sep 2012, pp. 355–360. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6347783/>
- [19] A. Shayani and G. de Oliveira, “Photovoltaic Generation Penetration Limits in Radial Distribution Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 1625–1631, aug 2011. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5594978/>
- [20] T. Stetz, F. Marten, and M. Braun, “Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 534–542, apr 2013. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6213176/>
- [21] P. Samar Fatima and M. Lehtonen., “Review on the pv hosting capacity in distribution networks.” *Energies*, 2020.
- [22] M. Bollen and M. Häger, “Power quality: Interactions between distributed energy resources, the grid, and other customers,” *Electric Power Quality and Utilisation Magazine*, vol. 1, pp. 51–61, 01 2005.
- [23] J. Bollen, Y. Yang, and F. Hassan, “Integration of distributed generation in the power system - a power quality approach,” in *2008 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, Sep. 2008, pp. 1–8.
- [24] S. Bollen, M.H.J.; Rönnberg, “Hosting capacity of the power grid for renewable electricity production and new large consumption equipment.” *Energies*, 2017.
- [25] T. Walla, “Hosting capacity for photovoltaics in swedish distribution grids,” no. 13002, p. 55, 2012.
- [26] L. Verschueren, T.; Mets, “Assessment and mitigation of voltage violations by solar panels in a residential distribution grid.” in *IEEE International Conference on Smart Grid Communications, SmartGridComm 2011*, 2011.
- [27] R. Chen, P.; Salcedo, “Analysis of voltage profile problems due to the penetration of distributed generation in low-voltage.” *IEEE Trans. Power Syst*, 2012.
- [28] B. Kabiri, R.; Holmes, “Voltage regulation of lv feeders with high penetration of pv distributed generation using electronic tap changing transformers.” in *Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC*, 2014.
- [29] G. Heinrich, C.; Fortenbacher, “Pv-integration strategies for low voltage networks.” in *IEEE International Energy Conference, ENERGYCON 2016*, 2016.

- [30] L. Long, C.; Ochoa, “Voltage control of pv-rich lv networks: Olte-fitted transformer and capacitor banks.” *IEEE Trans. Power Syst*, 2016.
- [31] R. Gaunt, C.T.; Namanya, “Voltage modelling of lv feeders with dispersed generation: Limits of penetration of randomly connected photovoltaic generation.” *Electr. Power Syst.*, 2017.
- [32] G. Padullaparti, H.V.; Jothibas, “Increasing feeder pv hosting capacity by regulating secondary circuit voltages.” in *IEEE Power Energy Society General Meeting*, 2018.
- [33] B. Jain, A.K.; Horowitz, “Quasi-static time-series pv hosting capacity methodology and metrics.” in *IEEE Power Energy Society Innovation Smart Grid Technology Conference ISGT*, 2019.
- [34] A. Saber, A.Y.; Khandelwal, “Fast feeder pv hosting capacity using swarm based intelligent distribution node selection.” in *IEEE Power Energy Society Genery Meeting*, 2019.
- [35] A. Jothibas, S.; Santoso, “Optimization methods for evaluating pv hosting capacity of distribution circuits.” in *IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2019.
- [36] M. Lazzeroni, P.; Olivero, “Impact of pv penetration in a distribution grid: Amiddle-east study case.” in *2015 IEEE 1st International Forum on Research and Technologies for Society and Industry*, 2015.
- [37] A. Kitworawut, B.; Azuatalam, “An investigation into the technical impacts of micro-generation on uk-type lv distribution networks.” in *IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA*, 2016.
- [38] F. Weisshaupt, M.J.; Schlatter, “Evaluation of measures to operate urban low voltage grids considering future pv expansion.” *IFAC-PapersOnLine*, 2016.
- [39] M. Arshad, A.; Lindner, “An analysis of photo-voltaic hosting capacity in finnish low voltage distribution networks.” *Energies*, 2017.
- [40] S. Mohammadi, P.; Mehraeen, “Challenges of pv integration in low-voltage secondary networks.” *IEEE Trans. Power Syst*, 2017.
- [41] A. Torquato, R.; Salles, “Comprehensive assessment of pv hosting capacity on low-voltage distribution systems.” *IEEE Trans. Power Syst*, 2018.

- [42] A. Singh, N.K.; Wanik, “Enhancing pv hosting capacity of a qatar remote farm network using inverters ability to regulate reactive power-a case study.” in *IEEE PES Innovation Smart Grid Technology Conference Europe ISGT-Europe*, 2019.
- [43] B. Grabner, M.; Souvent, “Probabilistic methodology for calculating pv hosting capacity in lv networks using actual building roof data.” *Energies*, 2019.
- [44] A. Steyn, A.F.W.; Rix, “Modelling the technical influence of randomly distributed solar pv uptake on electrical distribution networks.” in *ICCEP 2019—7th International Conference on Clean Electrical Power: Renewable Energy Resources Impact*, 2019.
- [45] M. P. Su, X.; Masoum, “Optimal pv inverter reactive power control and real power curtailment to improve performance of unbalanced four-wire lv distribution networks.” *IEEE Trans. Power Syst*, 2014.
- [46] H. Hu, J.; Marinelli, “Coordinated voltage control of a decoupled three-phase on-load tap changer transformer and photovoltaic inverters for managing unbalanced networks.” *Electr. Power Syst.*, 2016.
- [47] L. Rahman, F.F.S.; Adi, “Study on photovoltaic hosting in yogyakarta electric distribution network.” in *5th International Conference on Information Technology, Computer, and Electrical Engineering, ICITACEE.*, 2018.
- [48] Q. Wang, B.; Zhang, “Improving hosting capacity of unbalanced distribution networks via battery energy storage systems.” in *Asia-Pacific Power Energy Engineering Conference APPEEC*, 2019.
- [49] H. Divan, D.; Moghe, “Managing distribution feeder voltage issues caused by high pv penetration.” in *IEEE 7th International Symposium Power Electronics Distributed Generation Systems PEDG*, 2016.
- [50] E. Atmaja, W.Y.; Sarjiya; Lesnanto, “Hosting capacity improvement using reactive power control strategy of rooftop pv inverters.” in *7th International Conference on Smart Energy Grid Engineering, SEGE 2019*, 2019.
- [51] G. Ferdowski, F.; Mehraeen, “Assessing distribution network sensitivity to voltage rise and flicker under high penetration of behind-the-meter solar.” *Renew. Energy*, 2020.
- [52] B. Palmintier, R. Broderick, B. Mather, M. Coddington, K. Baker, F. Ding, M. Reno, M. Lave, and A. Bharatkumar, “On the path to sunshot: Emerging issues and challenges in integrating solar with the distribution system.”

- [53] M. Ismael, A. Aleem, Y. Abdelaziz, and F. Zobaa, "State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation," *Renewable Energy*, vol. 130, pp. 1002 – 1020, 2019. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148118307936>
- [54] EPRI, "Stochastic Analysis to Determine Feeder Hosting Capacity for Distributed Solar PV 1026640 10399208," Tech. Rep.
- [55] D. Navarro, A.; Ochoa, "Monte carlo-based assessment of pv impacts on real uk low voltage networks." in *IEEE PES ISGT Europe 2013*, 2013, pp. 31–35.
- [56] A. Rabiee and S. M. Mohseni-Bonab, "Maximizing hosting capacity of renewable energy sources in distribution networks: A multi-objective and scenario-based approach," *Energy*, vol. 120, pp. 417 – 430, 2017. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216317352>
- [57] J. Smith, M. Rylander, M. Reno, R. Broderick, and B. Mather, "Alternatives to the 15 % rule: Modeling and hosting capacity analysis of 16 feeders," 04 2015.
- [58] Interstate Renewable Energy Council (IREC), "Irec insight series: Key lessons from the california integrated capacity analysis," <https://www.renewableenergyworld.com/2017/03/28/irec-insight-series-key-lessons-from-the-california-integrated-capacity-analysis/#gref>.
- [59] J. Le Baut, P. Zehetbauer, S. Kadam, B. Bletterie, N. Hatziargyriou, J. Smith, and M. Rylander, "Probabilistic evaluation of the hosting capacity in distribution networks," in *2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Oct 2016, pp. 1–6.
- [60] J. Palacios-Garcia, A. Moreno-Muñoz, I. Santiago, I. M. Moreno-Garcia, and M. I. Milanés-Montero, "Pv hosting capacity analysis and enhancement using high resolution stochastic modeling," *Energies*, vol. 10, no. 10, 2017. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/10/10/1488>
- [61] M. Rylander, J. Smith, D. Lewis, and S. Steffel, "Voltage impacts from distributed photovoltaics on two distribution feeders," in *2013 IEEE Power Energy Society General Meeting*, July 2013, pp. 1–5.
- [62] N. Aziz, T.; Ketjoy, "Pv penetration limits in low voltage networks and voltage variations." *IEEE Access*, 2017.

- [63] M. Mawarni, D.E.; Ali, “A case study of using oltc to mitigate overvoltage in a rural european low voltage network.” in *Universities Power Engineering Conference*, 2015.
- [64] M. Liu, Y.J.; Tai, “Assessment of the pv hosting capacity for the medium-voltage 11.4 kv distribution feeder.” in *4th IEEE International Conference Applied System Innovation 2018, ICASI*, 2018.
- [65] D. Asano, M.; Wong, “On the interplay between svcs and smart inverters for managing voltage on distribution networks.” in *IEEE Power Energy Society Genery Meeting*, 2019.
- [66] R. Essackjee, I.A.; Ah King, “Maximum rooftop photovoltaic hosting capacity with harmonics as limiting factor—case study for mauritius.” in *icABCD 2019—2nd International Conference Advance Big Data, Computing Data Communication Systems*, 2019.
- [67] S. Haghi, H.V.; Pecenak, “Feeder impact assessment of smart inverter settings to support high pv penetration in california.” in *IEEE Power Energy Society Genery Meeting 2019*, 2019.
- [68] K. Pukhrem, S.; Basu, “Enhanced network voltage management techniques under the proliferation of rooftop solar pv installation in low-voltage distribution network.” *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron*, 2017.
- [69] W. Ravikumar Pandi, V.; Zeineldin, “Allowable dg penetration level considering harmonic distortions.” in *IECON Proceedings (Industrial Electronnics Conference)*, 2011.
- [70] D. Alam, M.J.E.; Muttaqi, “Distributed energy storage for mitigation of voltage-rise impact caused by rooftop solar pv.” in *IEEE Power Energy Society General Meeting*, 2012.
- [71] L. Divshali, P.H.; Soder, “Improving pv hosting capacity of distribution grids considering dynamic voltage characteristic.” in *20th Power Systems Computation Conference, PSCC 2018*, 2018.
- [72] A. Dubey, “Impacts of voltage control methods on distribution circuit’s photovoltaic (pv) integration limits.” in *Proceedings Inventions*, 2017.
- [73] W. Sun, “Maximising renewable hosting capacity in electricity networks,” Ph.D. dissertation, The University of Edinburgh, junio, 2015.
- [74] F. AlAlamat, “Increasing the hosting capacity of radial distribution grids in jordan,” Master’s thesis. Uppsala Universitet, Suecia, junio, 2015.

- [75] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Resolución no. 070 de 1998,” [Online]. Available: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolución-1998-CREG070-98>.
- [76] S. R. Castaño, “*Redes de Distribución de Energía*,” Universidad Nacional de Colombia, 3rd ed. Manizales, 2004.
- [77] J. Dolores and J. Cervantes, *Sistemas de distribución de energía eléctrica*, 1st ed., Universidad Autónoma Metropolitana, Casa abierta al tiempo, Azcapotzalco, México, 1995.
- [78] I. M. El-Amin and M. S. Ali, “Impact of PV system on distribution networks,” in *2011 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies - Middle East*. IEEE, dec 2011, pp. 1–6. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6220813/>
- [79] K. Butler-Purry and M. Marotti, “Impact of Distributed Generators on Protective Devices in Radial Distribution Systems,” in *2005/2006 PES TD*. IEEE, 2006, pp. 87–88. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/1668462/>
- [80] Xinke Huang, Huan Wang, Yibo Wang, and Honghua Xu, “Voltage rise regulation with voltage source inverter in grid connected PV generation system,” in *2013 International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*. IEEE, oct 2013, pp. 431–434. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6754422/>
- [81] S. Wang, “Distributed generation and its effect on distribution network system,” in *Proceedings CIRED 2009 - 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - Part 1, 2009*.
- [82] F. D. Hatziargyriou and N. D. Kanellos, “Control of variable speed wind turbines equipped with synchronous or doubly fed induction generators supplying islanded power systems,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, no. 1, pp. 96–108, 2009. [Online]. Available: [http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs\\_all.jsp?arnumber=4159950](http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=4159950)
- [83] K. Tran and M. Vaziri, “Effects of Dispersed Generation (DG) on distribution systems,” *2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 3, pp. 2173–2178, 2005.
- [84] G. Koutroumpetis and A. Safigianni, “Optimum allocation of the maximum possible distributed generation penetration in a distribution network,” *Electric Power Systems Research*, vol. 80, no. 12, pp. 1421–1427, dec 2010. [Online]. Available: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779610001355>

- [85] A. Woyte, V. V. Thong, R. Belmans, and J. Nijs, “Voltage fluctuations on distribution level introduced by photovoltaic systems,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, no. 1, pp. 202–209, 2006.
- [86] M. Thomson, “Impact of widespread photovoltaics generation on distribution systems,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 1, pp. 33–40(7), March 2007. [Online]. Available: <https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-rpg.20060009>
- [87] S. Jothibasu and S. Santoso, “Sensitivity analysis of photovoltaic hosting capacity of distribution circuits,” in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, vol. 2016-Novem. IEEE, jul 2016, pp. 1–5. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7741861/>
- [88] F. Ding and B. Mather, “On Distributed PV Hosting Capacity Estimation, Sensitivity Study, and Improvement,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 3, pp. 1010–1020, jul 2017. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7784836/>
- [89] A. A. Raja, M. Mansoor, and F. Zahid, “Optimal sitting of distributed generation based on hosting capacity approach,” *2018 International Conference on Engineering and Emerging Technologies, ICEET 2018*, vol. 2018-Janua, pp. 1–5, 2018.
- [90] S. Dasgupta, “Learning mixtures of gaussians,” in *Proceedings of the 40th Annual Symposium on Foundations of Computer Science*, ser. FOCS ’99. USA: IEEE Computer Society, 1999, p. 634.
- [91] D. M. Titterington, A. F. Smith, and U. E. Makov, *Statistical analysis of finite mixture distributions*. Universidad de California, Wiley, 1985, p 243.
- [92] B. G. Lindsay, “Mixture models: Theory, geometry and applications,” *NSF-CBMS Regional Conference Series in Probability and Statistics*, vol. 5, pp. i–163, 1995. [Online]. Available: <http://www.jstor.org/stable/4153184>
- [93] Y. E. Grijalva, “Introducción al método de simulación de Monte Carlo,” *Métodos cuantitativos para los negocios*, pp. 232–249, 2009. [Online]. Available: <http://www.itescam.edu.mx/principal/sylabus/fpdb/recursos/r94434.PDF>
- [94] A. McMurray and T. Pearson, “Gases de efecto invernadero,” in *Proceedings Tech. Rep.*, 2017.
- [95] R. W. Hamming, *Numerical Methods for Scientists and Engineers*. USA: Dover Publications, Inc., 1986.

- [96] R. K. Gupta, *Splines, Curve Fitting, and Other Approximating Curves*. Cambridge University Press, 2019, p. 445–494.
- [97] E. L. Arellano, “Análisis de componentes eléctricos de potencia con matlab.” Master’s thesis. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2016.
- [98] R. Singh, B. Pal, and R. Jabr, “Statistical representation of distribution system loads using gaussian mixture model,” in *IEEE PES General Meeting*, July 2010, pp. 1–1.
- [99] J. Quirós-tortós, A. Navarro Espinosa, L. F. Ochoa, and T. Butler, “Statistical representation of ev charging: Real data analysis and applications,” in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, June 2018, pp. 1–7.
- [100] MATLAB, *Statistics and Machine Learning Toolbox User’s Guide*, MathWorks. [Online]. Available: <https://la.mathworks.com/help/ident/ref/aic.htmlbuy66l9-2>
- [101] S. Torres Franco, “Impacto producido en la calidad de potencia de una red de distribución eléctrica residencial debido a la recarga de vehículos eléctricos,” Master’s thesis. Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, 2019.
- [102] V. J. Fesharaki, M. Dehghani, J. J. Fesharaki, and H. Tavasoli, “The effect of temperature on photovoltaic cell efficiency,” in *Proceedings of the 1st International Conference on Emerging Trends in Energy Conservation–ETEC, Tehran, Iran*, 2011, pp. 20–21.
- [103] S. Dubey, J. N. Sarvaiya, and B. Seshadri, “Temperature dependent photovoltaic (pv) efficiency and its effect on pv production in the world – a review,” *Energy Procedia*, vol. 33, pp. 311 – 321, 2013, pV Asia Pacific Conference 2012. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610213000829>
- [104] R. Ramos, F. M. León, A. Aguilar, and C. Oropeza, “La técnica spline: una aproximación al aprendizaje, usando la zona de desarrollo próximo en estudiantes de ingeniería,” 2011.
- [105] R. Ramos, M. León, and A. Aguilar, “Interpolación newtoniana, lagrangiana e interpolación con polinomios cúbicos: apropiación del conocimiento mediante un acercamiento intuitivo,” 2012.
- [106] BISOL Supreme, *Monocrystalline PV Module BDO 360 - 365 Wp*. [Online]. Available: <https://dl.bisol.com/files/Datasheets-365-M6-EN.pdf>

- [107] C. Vera and A. Marulanda, "Opendss aplicado al modelamiento y simulación dinámica de microrredes," vol. 12, no. 2, pp. 149–161, Octubre. [Online]. Available: <https://revistas.udistrital.edu.co/index.php/visele/article/view/13994/14222>
- [108] N. Baldenko and S. Behzadirafi, "Determination of photovoltaic hosting capacity on radial electric distribution feeders," in *2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Sep. 2016, pp. 1–4.
- [109] C. Vera, J. Valbuena G., A. Marulanda, and A. Pavas, "Assessment of increasing pv penetration levels on step voltage regulators performance," in *2018 IEEE PES Transmission Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T D-LA)*, Sep. 2018, pp. 1–5.
- [110] ABB, estación metereológica VSN800-14.[Online].Available: <https://new.abb.com/products/es/6AGC060826/vsn800-14>
- [111] Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia. [Online]. Available: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>
- [112] Enel-Codensa, "Lar102 línea rural 34,5 kv estructura triangular," [http://likinormas.micodensa.com/Norma/lineas\\_aereas\\_aereas\\_rurales\\_distribucion/lineas\\_aereas\\_rurales\\_34\\_5kv/lar102\\_linea\\_rural\\_34\\_5\\_kv\\_estructura\\_triangularl](http://likinormas.micodensa.com/Norma/lineas_aereas_aereas_rurales_distribucion/lineas_aereas_rurales_34_5kv/lar102_linea_rural_34_5_kv_estructura_triangularl).
- [113] Enel-Codensa, "Cs212 detalles ductos, zanjias y rellenos. 6 ductos diámetro Ø 6" pvc-tdp," [https://likinormas.micodensa.com/Norma/cables\\_subterranos/camaras\\_ducterias/cs212\\_detalle\\_ductos\\_zanjias\\_rellenos\\_6\\_ductos](https://likinormas.micodensa.com/Norma/cables_subterranos/camaras_ducterias/cs212_detalle_ductos_zanjias_rellenos_6_ductos).

---

## Anexo A

# Modelo Probabilístico

---

### A.1. Ajustes del Modelo de Gaussianas Mixtas carga

**Tabla A.1:** Modelos ajustados del perfil de carga para los datos medidos

HORA	PARÁMETRO	COMP. 1	COMP. 2	COMP. 3	COMP. 4	COMP. 5
6:00	$\mu$	187.2851	201.3692	174.5136	-	-
	$\sigma$	1768.2022	707.8138	63.6684	-	-
	Prop	0.2951	0.5543	0.1506	-	-
7:00	$\mu$	169.4146	186.2735	195.7174	-	-
	$\sigma$	18.3126	1490.6835	754.2425	-	-
	Prop	0.1067	0.4695	0.4238	-	-
8:00	$\mu$	191.7213	172.4992	-	-	-
	$\sigma$	1229.115	27.9087	-	-	-
	Prop	0.9038	0.0962	-	-	-
9:00	$\mu$	192.0384	-	-	-	-
	$\sigma$	1152.7484	-	-	-	-
	Prop	1	-	-	-	-
10:00	$\mu$	196.6081	184.9885	-	-	-
	$\sigma$	1423.4872	258.863	-	-	-
	Prop	0.7715	0.2285	-	-	-
11:00	$\mu$	191.0172	205.8841	171.3417	-	-
	$\sigma$	1852.6184	702.5834	19.5131	-	-
	Prop	0.3989	0.4845	0.1166	-	-
12:00	$\mu$	179.9792	111.9665	161.9205	212.7429	239.6905
	$\sigma$	105.2018	3401.8288	811.662	134.0475	570.2154

**Tabla A.1:** Modelos ajustados del perfil de carga para los datos medidos

HORA	PARÁMETRO	COMP. 1	COMP. 2	COMP. 3	COMP. 4	COMP. 5
	Prop	0.3019	0.0123	0.2122	0.2644	0.2092
13:00	$\mu$	156.5899	197.9159	-	-	-
	$\sigma$	4633.8071	1075.1117	-	-	-
	Prop	0.0455	0.9545	-	-	-
14:00	$\mu$	195.4815	-	-	-	-
	$\sigma$	1242.0086	-	-	-	-
	Prop	1	-	-	-	-
15:00	$\mu$	194.9312	-	-	-	-
	$\sigma$	1076.5703	-	-	-	-
	Prop	1	-	-	-	-
16:00	$\mu$	194.9978	-	-	-	-
	$\sigma$	1091.2696	-	-	-	-
	Prop	1	-	-	-	-
17:00	$\mu$	196.7135	93.3425	-	-	-
	$\sigma$	1060.9058	5495.6662	-	-	-
	Prop	0.982	0.018	-	-	-

## A.2. Ajustes de Modelo de Gaussianas Mixtas irradiancia

Tabla A.2: Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos

HORA	PARÁMETRO	COMP. 1	COMP. 2	COMP. 3	COMP. 4	COMP. 5
6:00	$\mu$	7.4082	-	-	-	-
	$\sigma$	55.6608	-	-	-	-
	Prop	1	-	-	-	-
6:05	$\mu$	10.0797	34.8691	-	-	-
	$\sigma$	65.987	279.396	-	-	-
	Prop	0.9697	0.0303	-	-	-
6:10	$\mu$	14.1427	75.0375	-	-	-
	$\sigma$	101.4207	109.0007	-	-	-
	Prop	0.9861	0.0139	-	-	-
6:15	$\mu$	33.7805	7.7949	86.5372	20.6991	-
	$\sigma$	109.3072	27.867	132.94	38.1313	-
	Prop	0.2266	0.3818	0.0141	0.3774	-
6:20	$\mu$	27.2032	100.789	56.5677	10.6362	-
	$\sigma$	106.3507	572.6993	37.1068	28.3427	-
	Prop	0.6164	0.0124	0.0647	0.3064	-
6:25	$\mu$	35.2813	15.6448	66.1448	-	-
	$\sigma$	175.1039	42.3229	774.012	-	-
	Prop	0.4849	0.3583	0.1568	-	-
6:30	$\mu$	49.5058	22.1751	91.5674	-	-
	$\sigma$	137.0378	75.3398	882.5275	-	-
	Prop	0.3386	0.5115	0.1499	-	-
6:35	$\mu$	29.1952	93.503	61.8932	-	-
	$\sigma$	125.8911	1126.2477	68.286	-	-
	Prop	0.5728	0.2084	0.2187	-	-
6:40	$\mu$	63.5304	115.3362	30.6329	-	-
	$\sigma$	333.1013	1564.4128	128.9789	-	-
	Prop	0.4121	0.1816	0.4063	-	-
6:45	$\mu$	35.1257	221.0002	156.9488	92.9209	61.8436

**Tabla A.2:** Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos

HORA	PARÁMETRO	COMP. 1	COMP. 2	COMP. 3	COMP. 4	COMP. 5
	$\sigma$	193.2655	8.0004	206.1942	762.0339	307.7362
	Prop	0.3179	0.0082	0.06	0.3116	0.3022
6:50	$\mu$	45.7114	168.7735	89.6703	-	-
	$\sigma$	315.3987	717.3899	751.4456	-	-
	Prop	0.4472	0.1204	0.4324	-	-
6:55	$\mu$	46.3034	92.9986	173.3648	-	-
	$\sigma$	275.4353	791.2939	1179.9609	-	-
	Prop	0.3587	0.4761	0.1652	-	-
7:00	$\mu$	24.3155	64.1666	263.0185	205.5246	131.1592
	$\sigma$	36.9441	355.4564	138.0805	118.2603	1172.7347
	Prop	0.0459	0.4838	0.0245	0.0648	0.381
7:05	$\mu$	128.228	216.9118	216.1521	66.6077	-
	$\sigma$	1098.4674	2736.0057	73.1589	559.8923	-
	Prop	0.3506	0.099	0.0597	0.4907	-
7:10	$\mu$	228.7375	35.4522	215.9534	122.617	76.4118
	$\sigma$	209.7774	81.2602	3160.8716	1107.5773	403.4239
	Prop	0.0826	0.0788	0.1459	0.3904	0.3023
7:15	$\mu$	163.6755	103.4699	237.5944	59.5585	-
	$\sigma$	420.1818	277.6546	1956.1478	433.9384	-
	Prop	0.2009	0.3082	0.2324	0.2585	-
7:20	$\mu$	207.3083	92.4794	-	-	-
	$\sigma$	4720.2716	1163.9814	-	-	-
	Prop	0.476	0.524	-	-	-
7:25	$\mu$	102.5701	223.579	-	-	-
	$\sigma$	1307.4157	4968.0287	-	-	-
	Prop	0.4865	0.5135	-	-	-
7:30	$\mu$	212.1097	57.1974	273.1607	120.4322	-
	$\sigma$	193.8142	241.4603	3303.2449	986.2061	-
	Prop	0.1155	0.0729	0.3329	0.4787	-
7:35	$\mu$	245.7078	107.7472	-	-	-
	$\sigma$	7022.7291	1235.7367	-	-	-
	Prop	0.6192	0.3808	-	-	-
7:40	$\mu$	238.8378	124.0967	293.839	-	-

**Tabla A.2:** Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos

HORA	PARÁMETRO	COMP. 1	COMP. 2	COMP. 3	COMP. 4	COMP. 5
	$\sigma$	245.6535	1790.8999	3145.2696	-	-
	Prop	0.1083	0.5227	0.369	-	-
7:45	$\mu$	133.3279	288.2757	550.0637	-	-
	$\sigma$	2110.4417	3237.5018	441.2196	-	-
	Prop	0.537	0.4575	0.0055	-	-
7:50	$\mu$	270.3673	475.2473	363.9501	141.0664	-
	$\sigma$	1055.694	3368.5932	521.1159	2457.0101	-
	Prop	0.2576	0.0396	0.1812	0.5215	-
7:55	$\mu$	506.9457	82.5705	276.987	374.4666	168.5677
	$\sigma$	288.3142	570.9128	859.0334	942.5277	1902.7173
	Prop	0.0215	0.1061	0.2369	0.2407	0.3948
8:00	$\mu$	124.072	335.09	204.9731	352.8391	-
	$\sigma$	1243.5642	4162.3871	305.539	7710.5532	-
	Prop	0.2896	0.2721	0.1624	0.2758	-
8:05	$\mu$	321.8868	159.3884	411.9717	390.6966	-
	$\sigma$	2190.189	2595.5328	172.14	9547.5084	-
	Prop	0.2346	0.4787	0.0807	0.206	-
8:10	$\mu$	314.2208	154.791	424.0291	-	-
	$\sigma$	10442.6189	2214.4651	320.7031	-	-
	Prop	0.5353	0.3644	0.1002	-	-
8:15	$\mu$	342.634	201.4866	535.3793	97.3592	420.0448
	$\sigma$	162.3805	3882.215	6003.5375	350.2091	1407.3705
	Prop	0.1063	0.5183	0.0673	0.0552	0.2529
8:20	$\mu$	177.8245	400.5086	-	-	-
	$\sigma$	3668.0514	8836.8581	-	-	-
	Prop	0.4526	0.5474	-	-	-
8:25	$\mu$	416.3104	185.5628	-	-	-
	$\sigma$	8527.6093	3511.4268	-	-	-
	Prop	0.5476	0.4524	-	-	-
8:30	$\mu$	429.3595	192.7168	-	-	-
	$\sigma$	7726.1121	4307.5382	-	-	-
	Prop	0.5255	0.4745	-	-	-
8:35	$\mu$	461.4174	207.0744	-	-	-

**Tabla A.2:** Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos

HORA	PARÁMETRO	COMP. 1	COMP. 2	COMP. 3	COMP. 4	COMP. 5
	$\sigma$	7463.7241	4803.4252	-	-	-
	Prop	0.4923	0.5077	-	-	-
8:40	$\mu$	460.3481	217.8635	631.7989	-	-
	$\sigma$	5327.8988	5082.608	14605.5696	-	-
	Prop	0.3951	0.5303	0.0746	-	-
8:45	$\mu$	211.2486	483.518	-	-	-
	$\sigma$	4629.08	10435.5072	-	-	-
	Prop	0.4873	0.5127	-	-	-
8:50	$\mu$	495.4324	221.6115	489.5762	-	-
	$\sigma$	19500.229	5428.6203	2848.6507	-	-
	Prop	0.3446	0.4483	0.2071	-	-
8:55	$\mu$	230.4216	522.4465	-	-	-
	$\sigma$	5229.4516	12325.7357	-	-	-
	Prop	0.4752	0.5248	-	-	-
9:00	$\mu$	542.3134	240.0456	565.0358	-	-
	$\sigma$	5074.9051	5373.6573	24935.0304	-	-
	Prop	0.2889	0.5409	0.1702	-	-
9:05	$\mu$	557.9	244.8701	-	-	-
	$\sigma$	8177.7604	6022.4978	-	-	-
	Prop	0.4536	0.5464	-	-	-
9:10	$\mu$	397.3693	307.3339	203.5292	581.8882	513.3364
	$\sigma$	509.3635	883.5833	3176.7152	8402.792	276.2004
	Prop	0.0794	0.1724	0.3525	0.3314	0.0643
9:15	$\mu$	570.0778	258.1869	-	-	-
	$\sigma$	10732.1216	5432.6864	-	-	-
	Prop	0.4267	0.5733	-	-	-
9:20	$\mu$	381.8662	651.5843	236.8562	541.3713	-
	$\sigma$	5223.7711	7912.5277	3540.262	231.7793	-
	Prop	0.2213	0.2773	0.4141	0.0873	-
9:25	$\mu$	247.6463	645.7034	390.4454	561.3941	-
	$\sigma$	4073.9345	10058.7272	560.4115	4147.9452	-
	Prop	0.4822	0.2688	0.0765	0.1726	-
9:30	$\mu$	328.071	554.2287	619.3006	221.8147	-

**Tabla A.2:** Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos

HORA	PARÁMETRO	COMP. 1	COMP. 2	COMP. 3	COMP. 4	COMP. 5
	$\sigma$	4567.1963	126.0856	12081.895	2482.6764	-
	Prop	0.2614	0.0558	0.3711	0.3117	-
9:35	$\mu$	256.3568	564.526	677.8146	387.9009	645.0025
	$\sigma$	4093.1634	113.6028	30280.531	1677.7548	2832.6124
	Prop	0.5233	0.0592	0.1587	0.0624	0.1963
9:40	$\mu$	209.3121	751.5909	641.3667	341.1667	-
	$\sigma$	2602.4473	23208.0883	7044.5557	5450.9236	-
	Prop	0.2438	0.064	0.3495	0.3426	-
9:45	$\mu$	276.7592	623.2558	-	-	-
	$\sigma$	7617.8413	16983.8225	-	-	-
	Prop	0.5077	0.4923	-	-	-
9:50	$\mu$	623.3756	302.4557	695.025	-	-
	$\sigma$	709.0131	8665.7384	15814.8191	-	-
	Prop	0.1101	0.6113	0.2786	-	-
9:55	$\mu$	302.4489	743.4319	623.584	-	-
	$\sigma$	9546.9407	10887.0078	1526.7158	-	-
	Prop	0.6072	0.2327	0.1601	-	-
10:00	$\mu$	295.0275	701.1792	-	-	-
	$\sigma$	8517.5586	16971.4051	-	-	-
	Prop	0.5559	0.4441	-	-	-
10:05	$\mu$	489.9188	659.0893	782.611	286.6732	-
	$\sigma$	2051.4021	1384.5573	9563.8784	6884.3384	-
	Prop	0.0863	0.1664	0.2044	0.5429	-
10:10	$\mu$	309.8966	731.3799	-	-	-
	$\sigma$	9769.1976	15913.716	-	-	-
	Prop	0.5877	0.4123	-	-	-
10:15	$\mu$	268.1551	710.5405	935.3599	447.9255	-
	$\sigma$	5887.6773	8881.4279	1059.3525	1395.5437	-
	Prop	0.4634	0.3747	0.0384	0.1235	-
10:20	$\mu$	324.9121	700.626	837.0543	-	-
	$\sigma$	12356.3936	1884.1081	13866.1152	-	-
	Prop	0.6407	0.1427	0.2165	-	-
10:25	$\mu$	428.8889	267.7693	772.8143	-	-

**Tabla A.2:** Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos

HORA	PARÁMETRO	COMP. 1	COMP. 2	COMP. 3	COMP. 4	COMP. 5
	$\sigma$	5554.3714	6013.2267	13219.3511	-	-
	Prop	0.1836	0.4497	0.3667	-	-
10:30	$\mu$	769.5127	312.2148	-	-	-
	$\sigma$	17649.2485	10475.869	-	-	-
	Prop	0.3919	0.6081	-	-	-
10:35	$\mu$	297.0104	718.9706	-	-	-
	$\sigma$	8358.8026	22327.8117	-	-	-
	Prop	0.5751	0.4249	-	-	-
10:40	$\mu$	756.8695	307.7582	-	-	-
	$\sigma$	16710.4165	10033.9619	-	-	-
	Prop	0.3813	0.6187	-	-	-
10:45	$\mu$	304.1721	761.5392	-	-	-
	$\sigma$	9296.3135	21497.7903	-	-	-
	Prop	0.5931	0.4069	-	-	-
10:50	$\mu$	308.5867	767.5771	-	-	-
	$\sigma$	10197.6613	23154.7325	-	-	-
	Prop	0.6073	0.3927	-	-	-
10:55	$\mu$	776.6732	308.7113	-	-	-
	$\sigma$	18755.9572	10127.7324	-	-	-
	Prop	0.3379	0.6621	-	-	-
11:00	$\mu$	307.1942	779.0668	-	-	-
	$\sigma$	8867.8615	23877.6529	-	-	-
	Prop	0.6095	0.3905	-	-	-
11:05	$\mu$	310.5515	814.9968	-	-	-
	$\sigma$	9267.3081	19895.8359	-	-	-
	Prop	0.6179	0.3821	-	-	-
11:10	$\mu$	319.9099	830.3533	-	-	-
	$\sigma$	10253.6445	17514.9924	-	-	-
	Prop	0.6061	0.3939	-	-	-
11:15	$\mu$	471.1017	278.3707	838.4278	-	-
	$\sigma$	4857.5842	5757.8575	14671.6027	-	-
	Prop	0.1763	0.4813	0.3424	-	-
11:20	$\mu$	839.4583	321.4378	-	-	-

**Tabla A.2:** Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos

HORA	PARÁMETRO	COMP. 1	COMP. 2	COMP. 3	COMP. 4	COMP. 5
	$\sigma$	22936.3866	9833.6421	-	-	-
	Prop	0.3635	0.6365	-	-	-
11:25	$\mu$	854.4854	331.263	-	-	-
	$\sigma$	16268.472	12389.1975	-	-	-
	Prop	0.3476	0.6524	-	-	-
11:30	$\mu$	331.6888	861.1816	-	-	-
	$\sigma$	12048.1425	16243.9545	-	-	-
	Prop	0.6243	0.3757	-	-	-
11:35	$\mu$	441.2797	879.1052	283.0422	-	-
	$\sigma$	15963.4354	10600.2309	7691.6121	-	-
	Prop	0.2711	0.2938	0.4351	-	-
11:40	$\mu$	324.8571	898.7217	851.3025	-	-
	$\sigma$	11205.9062	1082.9765	27704.1941	-	-
	Prop	0.6734	0.085	0.2416	-	-
11:45	$\mu$	323.1931	844.3247	-	-	-
	$\sigma$	12566.4493	14257.3414	-	-	-
	Prop	0.6751	0.3249	-	-	-
11:50	$\mu$	429.75	888.6789	274.3539	-	-
	$\sigma$	18533.7702	12857.9839	7879.2469	-	-
	Prop	0.2057	0.2969	0.4974	-	-
11:55	$\mu$	402.1424	883.6839	867.2468	257.0344	-
	$\sigma$	14840.4402	263.2431	16561.0115	6482.7188	-
	Prop	0.2986	0.0488	0.2622	0.3904	-
12:00	$\mu$	297.7837	886.792	937.3839	589.2023	-
	$\sigma$	9881.3225	6432.5066	18817.6383	4073.6216	-
	Prop	0.6126	0.1815	0.1016	0.1042	-
12:05	$\mu$	897.3866	282.4795	546.8017	895.571	-
	$\sigma$	1167.0091	9333.4733	27104.332	26597.8334	-
	Prop	0.0643	0.5354	0.2083	0.192	-
12:10	$\mu$	313.4888	869.1109	-	-	-
	$\sigma$	14017.2832	18560.5845	-	-	-
	Prop	0.6958	0.3042	-	-	-
12:15	$\mu$	309.9385	870.0548	-	-	-

**Tabla A.2:** Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos

HORA	PARÁMETRO	COMP. 1	COMP. 2	COMP. 3	COMP. 4	COMP. 5
	$\sigma$	14076.5259	20201.5339	-	-	-
	Prop	0.7122	0.2878	-	-	-
12:20	$\mu$	864.9977	311.0633	-	-	-
	$\sigma$	22975.1298	14238.379	-	-	-
	Prop	0.2968	0.7032	-	-	-
12:25	$\mu$	860.0684	305.3366	-	-	-
	$\sigma$	17150.1537	13924.1843	-	-	-
	Prop	0.3013	0.6987	-	-	-
12:30	$\mu$	257.6774	874.3779	431.8885	-	-
	$\sigma$	8575.3768	14524.3589	10512.9812	-	-
	Prop	0.5185	0.2794	0.2021	-	-
12:35	$\mu$	300.5271	866.4092	859.0558	-	-
	$\sigma$	12629.967	30345.5341	3563.1249	-	-
	Prop	0.7009	0.188	0.1111	-	-
12:40	$\mu$	846.8033	390.6653	239.1578	911.0446	-
	$\sigma$	3560.8374	16109.9622	7655.5503	20703.168	-
	Prop	0.1163	0.3419	0.4028	0.139	-
12:45	$\mu$	871.9746	251.0774	381.6536	-	-
	$\sigma$	14396.1115	8400.4293	17846.6295	-	-
	Prop	0.284	0.4284	0.2876	-	-
12:50	$\mu$	420.0816	236.4924	867.6323	-	-
	$\sigma$	9220.837	7657.8971	11614.6569	-	-
	Prop	0.2769	0.4783	0.2449	-	-
12:55	$\mu$	796.9899	233.1583	346.2965	854.3513	-
	$\sigma$	36271.1689	8059.4442	11566.3581	2313.8613	-
	Prop	0.1887	0.3887	0.3333	0.0893	-
13:00	$\mu$	359.0842	219.8843	850.4506	-	-
	$\sigma$	13629.3778	5984.3828	22764.7346	-	-
	Prop	0.321	0.4228	0.2561	-	-
13:05	$\mu$	187.1292	859.7559	333.0222	639.8282	-
	$\sigma$	4414.3555	7127.646	6728.1666	51777.3032	-
	Prop	0.3103	0.1232	0.3398	0.2268	-
13:10	$\mu$	249.546	446.4798	852.7926	-	-

**Tabla A.2:** Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos

HORA	PARÁMETRO	COMP. 1	COMP. 2	COMP. 3	COMP. 4	COMP. 5
	$\sigma$	9386.2327	17593.7177	12088.9605	-	-
	Prop	0.5941	0.1775	0.2284	-	-
13:15	$\mu$	268.377	814.7626	-	-	-
	$\sigma$	12434.2656	22421.999	-	-	-
	Prop	0.6807	0.3193	-	-	-
13:20	$\mu$	265.2856	768.1181	-	-	-
	$\sigma$	12070.8199	19259.9862	-	-	-
	Prop	0.677	0.323	-	-	-
13:25	$\mu$	268.9627	802.0194	-	-	-
	$\sigma$	13367.6934	16327.6351	-	-	-
	Prop	0.7139	0.2861	-	-	-
13:30	$\mu$	234.9803	761.4427	363.2237	892.3104	559.5013
	$\sigma$	9856.828	1491.5972	12637.3139	7280.6524	2204.0701
	Prop	0.5741	0.0905	0.1284	0.1419	0.0652
13:35	$\mu$	222.8178	827.9973	426.7095	-	-
	$\sigma$	8824.0728	12983.7582	15599.5662	-	-
	Prop	0.5677	0.2569	0.1754	-	-
13:40	$\mu$	324.2264	812.0378	186.1171	674.5093	-
	$\sigma$	7055.5208	1701.3665	6172.611	37173.686	-
	Prop	0.317	0.1049	0.3779	0.2002	-
13:45	$\mu$	363.6413	798.1473	220.9532	-	-
	$\sigma$	17232.9385	6575.5231	7963.2231	-	-
	Prop	0.2425	0.2051	0.5524	-	-
13:50	$\mu$	187.528	774.6344	671.4215	317.73	-
	$\sigma$	5604.5723	3442.9416	34186.7102	11058.2131	-
	Prop	0.4255	0.142	0.1232	0.3094	-
13:55	$\mu$	522.2473	169.1618	791.5894	327.6212	-
	$\sigma$	1591.9232	4236.568	7536.1056	5110.0786	-
	Prop	0.0476	0.4027	0.2053	0.3444	-
14:00	$\mu$	159.5491	753.9524	312.6891	-	-
	$\sigma$	3944.3614	14166.6834	7405.175	-	-
	Prop	0.336	0.2296	0.4343	-	-
14:05	$\mu$	207.0379	771.0252	373.5928	651.9696	-

**Tabla A.2:** Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos

HORA	PARÁMETRO	COMP. 1	COMP. 2	COMP. 3	COMP. 4	COMP. 5
	$\sigma$	7291.3492	3283.3544	989.1734	16019.7205	-
	Prop	0.6346	0.1261	0.1023	0.137	-
14:10	$\mu$	243.6916	61.4809	757.9938	578.4136	-
	$\sigma$	9622.1993	149.4316	5003.6433	1377.8268	-
	Prop	0.6906	0.0388	0.2256	0.0449	-
14:15	$\mu$	702.1937	225.1636	757.7953	-	-
	$\sigma$	18720.2103	9034.779	55.8919	-	-
	Prop	0.2316	0.7271	0.0413	-	-
14:20	$\mu$	728.626	223.4244	-	-	-
	$\sigma$	10622.5749	9224.6874	-	-	-
	Prop	0.2536	0.7464	-	-	-
14:25	$\mu$	476.4313	725.3001	205.4372	-	-
	$\sigma$	18967.9921	6049.581	7541.3453	-	-
	Prop	0.1634	0.162	0.6746	-	-
14:30	$\mu$	686.06	222.2223	-	-	-
	$\sigma$	9352.3072	10000.4025	-	-	-
	Prop	0.208	0.792	-	-	-
14:35	$\mu$	207.9202	658.0599	-	-	-
	$\sigma$	8962.9083	12690.3051	-	-	-
	Prop	0.7158	0.2842	-	-	-
14:40	$\mu$	104.7006	646.8362	701.6981	241.6146	500.1821
	$\sigma$	1947.9144	3982.5868	13666.0509	6660.1462	132.8222
	Prop	0.1884	0.1272	0.0905	0.5589	0.035
14:45	$\mu$	236.8901	98.6609	696.8296	639.6175	-
	$\sigma$	5972.8981	1684.1251	216.9589	13942.5967	-
	Prop	0.5776	0.188	0.0436	0.1909	-
14:50	$\mu$	228.6006	614.4458	106.1246	-	-
	$\sigma$	6458.8877	11006.3564	2261.3128	-	-
	Prop	0.5414	0.261	0.1976	-	-
14:55	$\mu$	236.4059	609.0645	113.4225	-	-
	$\sigma$	5366.2898	9957.9224	2642.8168	-	-
	Prop	0.4832	0.2639	0.2529	-	-
15:00	$\mu$	214.0579	79.2217	596.0547	-	-

**Tabla A.2:** Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos

HORA	PARÁMETRO	COMP. 1	COMP. 2	COMP. 3	COMP. 4	COMP. 5
	$\sigma$	6060.0655	1317.4949	8022.581	-	-
	Prop	0.6064	0.1363	0.2573	-	-
15:05	$\mu$	180.0311	577.2321	-	-	-
	$\sigma$	6729.9989	10703.5253	-	-	-
	Prop	0.746	0.254	-	-	-
15:10	$\mu$	191.1933	637.4657	68.5453	464.1479	-
	$\sigma$	3705.5812	3436.9813	1053.3674	12559.3387	-
	Prop	0.5466	0.1242	0.1418	0.1874	-
15:15	$\mu$	574.699	61.3946	172.3203	313.1529	-
	$\sigma$	5404.3021	889.946	3247.0977	10411.8754	-
	Prop	0.2294	0.1187	0.4903	0.1616	-
15:20	$\mu$	249.7553	122.7548	559.7126	-	-
	$\sigma$	6380.0615	3071.6571	7282.6218	-	-
	Prop	0.3176	0.4451	0.2374	-	-
15:25	$\mu$	119.6506	233.5824	546.88	-	-
	$\sigma$	3058.3095	6254.6533	4890.6769	-	-
	Prop	0.4338	0.3538	0.2125	-	-
15:30	$\mu$	107.331	495.7396	227.5177	-	-
	$\sigma$	2411.1033	6904.965	1975.7064	-	-
	Prop	0.4461	0.246	0.3079	-	-
15:35	$\mu$	66.5291	454.7846	165.1671	-	-
	$\sigma$	1068.6962	9162.4423	3116.7707	-	-
	Prop	0.1613	0.2941	0.5446	-	-
15:40	$\mu$	76.4336	417.8242	167.9595	-	-
	$\sigma$	1239.8698	11172.9868	2998.5223	-	-
	Prop	0.2316	0.3138	0.4546	-	-
15:45	$\mu$	322.2151	83.9595	163.8251	471.9024	-
	$\sigma$	6473.7086	1330.4285	1849.3967	3501.4905	-
	Prop	0.1956	0.3286	0.2958	0.18	-
15:50	$\mu$	76.7951	404.3504	161.4951	-	-
	$\sigma$	1045.4627	7068.1771	3058.9253	-	-
	Prop	0.2818	0.2947	0.4235	-	-
15:55	$\mu$	141.3941	63.5892	398.7341	-	-

**Tabla A.2:** Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos

HORA	PARÁMETRO	COMP. 1	COMP. 2	COMP. 3	COMP. 4	COMP. 5
	$\sigma$	2577.8444	710.4236	4634.0395	-	-
	Prop	0.4931	0.2033	0.3037	-	-
16:00	$\mu$	362.6338	111.2557	-	-	-
	$\sigma$	7458.4873	2549.1195	-	-	-
	Prop	0.3141	0.6859	-	-	-
16:05	$\mu$	342.346	109.617	-	-	-
	$\sigma$	5167.8774	2648.9017	-	-	-
	Prop	0.3053	0.6947	-	-	-
16:10	$\mu$	225.2758	57.0883	117.6383	383.7177	-
	$\sigma$	3551.2869	684.9283	687.772	1569.5573	-
	Prop	0.2439	0.2797	0.3275	0.1489	-
16:15	$\mu$	305.5146	118.0326	51.797	-	-
	$\sigma$	5113.2888	1080.7344	594.8823	-	-
	Prop	0.3096	0.431	0.2595	-	-
16:20	$\mu$	73.2761	326.5802	152.7102	-	-
	$\sigma$	1235.1174	2985.9261	2669.5523	-	-
	Prop	0.4865	0.2204	0.2931	-	-
16:25	$\mu$	35.8189	289.3899	83.9515	129.9709	-
	$\sigma$	293.6873	3340.1846	244.4412	1850.6845	-
	Prop	0.1827	0.2177	0.2199	0.3797	-
16:30	$\mu$	281.314	30.6847	174.9467	91.9781	-
	$\sigma$	2935.9972	241.1324	421.4217	883.4607	-
	Prop	0.25	0.1478	0.0637	0.5386	-
16:35	$\mu$	83.1639	27.0068	351.3138	212.4145	-
	$\sigma$	982.7147	173.9407	442.8929	3907.1664	-
	Prop	0.5572	0.1256	0.0372	0.2801	-
16:40	$\mu$	54.2244	222.5884	114.9111	-	-
	$\sigma$	689.9987	5376.5168	228.29	-	-
	Prop	0.5392	0.3089	0.1519	-	-
16:45	$\mu$	184.1065	74.8173	35.8217	-	-
	$\sigma$	5509.3767	694.1684	303.114	-	-
	Prop	0.383	0.3159	0.3011	-	-
16:50	$\mu$	26.0728	219.7746	164.1037	66.1235	-

**Tabla A.2:** Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos

HORA	PARÁMETRO	COMP. 1	COMP. 2	COMP. 3	COMP. 4	COMP. 5
	$\sigma$	160.002	5119.68	2735.9027	534.381	-
	Prop	0.2213	0.1235	0.2191	0.4362	-
16:55	$\mu$	86.5879	182.1781	309.0969	38.0557	-
	$\sigma$	929.1029	1754.2912	214.7832	372.59	-
	Prop	0.3027	0.2214	0.0194	0.4566	-
17:00	$\mu$	153.2784	78.7353	32.8675	-	-
	$\sigma$	3061.5965	480.038	261.7201	-	-
	Prop	0.2939	0.2537	0.4524	-	-
17:05	$\mu$	64.8637	144.974	30.0948	-	-
	$\sigma$	567.1568	2322.2607	226.3816	-	-
	Prop	0.2751	0.2776	0.4473	-	-
17:10	$\mu$	50.5767	21.3694	138.3534	-	-
	$\sigma$	360.0664	115.0388	1600.6972	-	-
	Prop	0.4394	0.3105	0.2501	-	-
17:15	$\mu$	57.0779	117.0876	23.1902	-	-
	$\sigma$	385.7486	1746.8214	138.3827	-	-
	Prop	0.298	0.2161	0.486	-	-
17:20	$\mu$	16.4241	98.6432	38.9706	-	-
	$\sigma$	76.9768	1426.9985	233.1348	-	-
	Prop	0.3578	0.2587	0.3835	-	-
17:25	$\mu$	32.5437	12.4102	81.2209	-	-
	$\sigma$	155.8764	59.6457	945.4108	-	-
	Prop	0.4097	0.3362	0.2541	-	-
17:30	$\mu$	48.763	7.6393	22.9988	77.5253	-
	$\sigma$	19.7336	33.8271	99.0449	711.4394	-
	Prop	0.0815	0.2556	0.4699	0.1929	-
17:35	$\mu$	9.9707	29.5723	123.6803	63.6884	-
	$\sigma$	59.9082	176.5672	5.6234	545.4383	-
	Prop	0.5125	0.3443	0.0127	0.1304	-
17:40	$\mu$	12.1626	46.2462	-	-	-
	$\sigma$	109.3126	643.5226	-	-	-
	Prop	0.7753	0.2247	-	-	-
17:45	$\mu$	3.6531	23.4671	-	-	-

**Tabla A.2:** Modelos ajustados de irradiancia para los datos medidos

HORA	PARÁMETRO	COMP. 1	COMP. 2	COMP. 3	COMP. 4	COMP. 5
	$\sigma$	22.2618	257.9882	-	-	-
	Prop	0.4414	0.5586	-	-	-
17:50	$\mu$	20.0197	4.0133	-	-	-
	$\sigma$	196.7693	22.0601	-	-	-
	Prop	0.3839	0.6161	-	-	-
17:55	$\mu$	5.3589	-	-	-	-
	$\sigma$	56.5095	-	-	-	-
	Prop	1	-	-	-	-

### A.3. Interpolación de Splines Cúbicas

**Tabla A.3:** Polinomios cúbicos de interpolación de la temperatura en función de la irradiancia

<b>INTERVALO IRRADIANCIA</b>	$a_3x^3$	$a_2x^2$	$a_1x$	$a_0$
[0 – 10]	-0.000520	0.023761	-0.198496	65.763622
[10 – 20]	-0.000520	0.008160	0.120711	65.634729
[20 – 30]	0.000384	-0.007442	0.127885	67.137737
[30 – 40]	-0.000515	0.004091	0.094369	68.056791
[40 – 50]	0.000982	-0.011362	0.021652	68.894446
[50 – 60]	-0.001109	0.018110	0.089130	68.957144
[60 – 70]	-0.000013	-0.015174	0.118496	70.550002
[70 – 80]	0.001379	-0.015576	-0.189005	70.204168
[80 – 90]	-0.001173	0.025801	-0.086761	68.135717
[90 – 100]	0.000306	-0.009395	0.077301	68.675002
[100 – 110]	0.000258	-0.000223	-0.018870	68.814287
[110 – 120]	-0.000710	0.007524	0.054142	68.861540
[120 – 130]	0.000737	-0.013773	-0.008346	69.445455
[130 – 140]	-0.000312	0.008352	-0.062551	68.722224
[140 – 150]	0.000271	-0.001006	0.010914	68.620001
[150 – 160]	-0.000567	0.007137	0.072228	68.900002
[160 – 170]	0.000162	-0.009866	0.044942	69.769233
[170 – 180]	0.000959	-0.005016	-0.103872	69.393751
[180 – 190]	-0.001777	0.023756	0.083527	68.812501
[190 – 200]	0.001701	-0.029544	0.025641	70.246668
[200 – 210]	-0.001075	0.021496	-0.054840	69.250002
[210 – 220]	0.000443	-0.010754	0.052577	69.776191
[220 – 230]	0.000234	0.002550	-0.029467	69.670000
[230 – 240]	-0.000938	0.009569	0.091721	69.864287
[240 – 250]	0.000935	-0.018582	0.001585	70.800001
[250 – 260]	0.000126	0.009475	-0.089490	69.892858
[260 – 270]	-0.001552	0.013254	0.137803	70.071430
[270 – 280]	0.002244	-0.033300	-0.062655	71.223079

**Tabla A.3:** Polinomios cúbicos de interpolación de la temperatura en función de la irradiancia

<b>INTERVALO IRRADIANCIA</b>	$a_3x^3$	$a_2x^2$	$a_1x$	$a_0$
[280 – 290]	-0.001830	0.034021	-0.055452	69.510528
[290 – 300]	0.001066	-0.020864	0.076110	70.528573
[300 – 310]	-0.000517	0.011116	-0.021378	70.269231
[310 – 320]	0.000094	-0.004395	0.045830	70.650002
[320 – 330]	0.000121	-0.001584	-0.013962	70.762502
[330 – 340]	-0.000029	0.002054	-0.009268	70.585714
[340 – 350]	-0.000123	0.001178	0.023053	70.669231
[350 – 360]	0.000158	-0.002507	0.009762	70.894738
[360 – 370]	-0.000151	0.002244	0.007129	70.900001
[370 – 380]	0.000175	-0.002277	0.006801	71.045001
[380 – 390]	-0.000185	0.002964	0.013668	71.060001
[390 – 400]	0.000013	-0.002578	0.017527	71.308335
[400 – 410]	0.000484	-0.002199	-0.030239	71.238462
[410 – 420]	-0.001408	0.012316	0.070929	71.200002
[420 – 430]	0.002268	-0.029910	-0.105015	71.733335
[430 – 440]	-0.002219	0.038125	-0.022868	69.960001
[440 – 450]	0.001743	-0.028439	0.073987	71.325000
[450 – 460]	-0.001599	0.023842	0.028013	70.963637
[460 – 470]	0.001790	-0.024140	0.025035	72.028572
[470 – 480]	-0.002301	0.029548	0.079121	71.654548
[480 – 490]	0.002315	-0.039469	-0.020090	73.099998
[490 – 500]	-0.001252	0.029966	-0.115125	71.266670
[500 – 510]	-0.000306	-0.007595	0.108589	71.860001
[510 – 520]	0.001051	-0.016787	-0.135231	71.880002
[520 – 530]	0.000042	0.014744	-0.155664	69.900002
[530 – 540]	-0.001280	0.016011	0.151887	69.860002
[540 – 550]	0.001358	-0.022388	0.088115	71.700001
[550 – 560]	-0.001411	0.018342	0.047653	71.700000
[560 – 570]	0.001219	-0.023980	-0.008726	72.600002
[570 – 580]	-0.000189	0.012577	-0.122750	71.333336
[580 – 590]	-0.000339	0.006920	0.072224	71.175001

**Tabla A.3:** Polinomios cúbicos de interpolación de la temperatura en función de la irradiancia

<b>INTERVALO IRRADIANCIA</b>	$a_3x^3$	$a_2x^2$	$a_1x$	$a_0$
[590 – 601]	-0.000140	-0.003257	0.108853	72.250000
[601 – 610]	0.001274	-0.007884	-0.013698	72.866666
[610 – 620]	-0.002523	0.026507	0.153911	73.033335
[620 – 630]	0.002648	-0.049188	-0.072894	74.700005
[630 – 640]	-0.000801	0.030244	-0.262334	71.700005
[640 – 650]	-0.000777	0.006213	0.102230	71.300003
[650 – 660]	0.001309	-0.017094	-0.006586	72.166667
[660 – 670]	-0.001808	0.022164	0.044113	71.700005
[670 – 680]	0.002238	-0.032062	-0.054866	72.550003
[680 – 690]	-0.001495	0.035084	-0.024648	71.033335
[690 – 700]	-0.000607	-0.009773	0.228458	72.799999
[700 – 711]	0.002275	-0.027991	-0.149184	73.500000
[711 – 720]	-0.003444	0.047082	0.060815	71.500000
[720 – 730]	0.002179	-0.045917	0.071299	73.350002
[730 – 740]	0.000140	0.019444	-0.193427	71.650002
[740 – 750]	-0.001938	0.023639	0.237410	71.800003
[750 – 760]	0.001287	-0.034502	0.128785	74.599998
[760 – 771]	-0.000149	0.004118	-0.175051	73.725002
[771 – 782]	0.000727	-0.000784	-0.138379	72.100000
[782 – 790]	-0.001024	0.023192	0.108111	71.450001
[790 – 800]	-0.001396	-0.001380	0.282613	73.275002
[800 – 810]	0.002800	-0.043275	-0.163930	74.566666
[810 – 820]	-0.000679	0.040728	-0.189393	71.400002
[820 – 830]	-0.002251	0.020361	0.421502	72.900002
[830 – 840]	0.001808	-0.047173	0.153383	76.900002
[840 – 852]	-0.000332	0.007081	-0.247535	75.525002
[852 – 860]	0.001201	-0.004883	-0.221157	73.000000
[860 – 872]	-0.000497	0.023950	-0.068621	71.533335
[872 – 880]	-0.002318	0.006061	0.291507	73.300003
[880 – 890]	0.003054	-0.049561	-0.056499	74.833336
[890 – 900]	-0.001560	0.042073	-0.131387	72.366669

**Tabla A.3:** Polinomios cúbicos de interpolación de la temperatura en función de la irradiancia

<b>INTERVALO IRRADIANCIA</b>	$a_3x^3$	$a_2x^2$	$a_1x$	$a_0$
[900 – 911]	-0.001195	-0.004729	0.242048	73.700005
[911 – 920]	0.004030	-0.044158	-0.295710	74.200005
[920 – 931]	-0.003232	0.064663	-0.111160	70.900002
[931 – 941]	0.001916	-0.041986	0.138294	73.200001
[941 – 950]	-0.000430	0.015483	-0.126730	72.300003
[950 – 960]	-0.000161	0.003869	0.047444	72.100002
[960 – 970]	-0.000367	-0.000972	0.076419	72.800003
[970 – 980]	0.000829	-0.011982	-0.053120	73.099998
[980 – 991]	-0.000509	0.012900	-0.043938	72.200005
[991 – 1001]	0.000639	-0.003900	0.055063	72.599998
[1001 – 1010]	-0.002583	0.015281	0.168876	73.400002
[1010 – 1020]	0.003706	-0.054448	-0.183620	74.275002
[1020 – 1030]	-0.002365	0.056731	-0.160783	70.700005
[1030 – 1040]	0.000280	-0.014228	0.264251	72.400002
[1040 – 1051]	0.000152	-0.005820	0.063777	73.900002
[1051 – 1061]	-0.000630	-0.000796	-0.008994	74.099998
[1061 – 1071]	0.002811	-0.019709	-0.214049	73.300003
[1071 – 1081]	-0.005015	0.064633	0.235192	72.000000
[1081 – 1093]	0.005428	-0.085824	0.023283	75.800003
[1093 – 1100]	-0.010576	0.109578	0.308326	73.100002
[1100 – 1110]	0.006525	-0.112520	0.287730	77.000000
[1110 – 1120]	-0.005220	0.083221	-0.005258	75.150002
[1120 – 1132]	0.002920	-0.073365	0.093302	78.200005
[1132 – 1142]	-0.000512	0.031738	-0.406221	73.800003
[1142 – 1150]	-0.001268	0.016389	0.075057	72.400002
[1150 – 1160]	0.000667	-0.014050	0.093773	73.400002
[1160 – 1170]	-0.000126	0.005968	0.012952	73.599998
[1170 – 1180]	-0.001062	0.002179	0.094421	74.200005
[1180 – 1191]	0.002388	-0.029685	-0.180635	74.300003
[1191 – 1204]	-0.002519	0.049130	0.033259	71.900002
[1204 – 1214]	0.002380	-0.049130	0.033255	75.099998

**Tabla A.3:** Polinomios cúbicos de interpolación de la temperatura en función de la irradiancia

<b>INTERVALO IRRADIANCIA</b>	$a_3x^3$	$a_2x^2$	$a_1x$	$a_0$
[1214 – 1221]	0.000159	0.022284	-0.235207	72.900002
[1221 – 1230]	-0.002300	0.025623	0.100140	72.400002
[1230 – 1241]	0.001943	-0.036477	0.002450	73.700001
[1241 – 1253]	-0.000838	0.027658	-0.094562	71.900002
[1253 – 1261]	-0.001167	-0.002508	0.207233	73.300003
[1261 – 1272]	0.003018	-0.030509	-0.056902	74.200005
[1272 – 1283]	-0.006465	0.069099	0.367583	73.900002
[1283 – 1290]	0.012477	-0.144232	-0.458886	77.700005
[1290 – 1303]	-0.003656	0.117783	-0.644031	71.700005
[1303 – 1317]	-0.000889	-0.024813	0.564578	75.200005
[1317 – 1327]	0.008849	-0.062172	-0.653206	75.800003
[1327 – 1333]	-0.041517	0.203305	0.758129	71.900002
[1333 – 1335]	0.131026	-0.544009	-1.286090	74.800003
[1335 – 1355]	-0.007558	0.242148	-1.889810	71.099998
[1355 – 1357]	0.173999	-0.211325	-1.273344	69.700005
[1357 – 1360]	-0.122297	0.832666	-0.030662	67.700005
[1360 – 1363]	0.015632	-0.268005	1.663323	71.800003
[1363 – 1371]	0.004744	-0.127313	0.477369	74.800003
[1371 – 1385]	0.004744	-0.013450	-0.648733	72.900002

---

## Anexo B

# Modelo alimentador Rurales

---

### B.1. Modelado de los tipos de conductores

Tabla B.1: Modelo de tipos de conductores alimentador Rurales

NOMBRE CONDUCTOR	RED	TIPO	CALIBRE	NORMA	R1 [ $\Omega$ /Km]	R0 [ $\Omega$ /Km]	X1 [ $\Omega$ /Km]	X0 [ $\Omega$ /Km]
2/0 ACSR DESNUDO	AER	ACSR	2/0	LAR102	0.51526933	0.69291133	0.41671139	1.9212234
2-0_ACSR_SEMIAISLADO	AER	ACSR	2/0	LAR102	0.51526933	0.69291133	0.41671139	1.9212234
2/0 AL DESNUDO	AER	AAAC	2/0	LAR102	0.54576219	0.72340419	0.42112222	1.92563423
266.8_ACSR_DESNUDO	AER	ACSR	266.8	LAR102	0.26842845	0.44607045	0.36831851	1.87283052
266,8 KCMIL ACSR SEMIAISL	AER	ACSR	266.8	LAR102	0.26842845	0.44607045	0.36831851	1.87283052
4/0 AAAC MONOPOLAR	AER	AAAC	4/0	LAR102	0.34391285	0.52155485	0.40368448	1.90819649
4-0_ACSR_DESNUDO	AER	ACSR	4/0	LAR102	0.32433095	0.50197295	0.39921387	1.90372589
4-0_AL_DESNUDO	AER	AAAC	4/0	LAR102	0.34391285	0.52155485	0.40368448	1.90819649
185_MM2_AL_TRIPOLAR_XLPE	SUB	XLPE	350	CS212	0.20484371	0.20291753	0.12443793	2.48310742
2/0 CU TRIPLEX 34.5	SUB	XLPE	2/0	CS212	0.32683385	0.80298963	0.14219088	2.54292123
300 ASC KCMIL TRIPLEX 34.5	SUB	XLPE	300	CS212	0.23920739	0.69623051	0.12608878	2.47606041
300 CU KCMIL TRIPLEX 34.5	SUB	XLPE	300	CS212	0.14590494	0.60420072	0.12608866	2.47687534
4-0_AL_TRIPLEX	SUB	XLPE	4/0	CS212	0.33866688	0.77224504	0.13346594	2.48820318
4-0_CU_TRIPOLAR_ACEITE	SUB	XLPE	4/0	CS212	0.20604355	0.64084071	0.13346582	2.48886765

## B.2. Modelado de los tramos de red

**Tabla B.2:** Modelo de líneas alimentador Rurales

TRAMO	N. INICIAL	N. FINAL	TIPO RED	NOMBRE CONDUCTOR	LONGITUD [m]
LINEA_01	RURALES.MT	N1	SUB	300.CU_KCMIL_TRIPLEX	1067.00000
LINEA_02	N1	N2	AER	2-0_ACSR_SEMIAISLADO	461.06790
LINEA_03	89127.MT	89127.BT	SUB	185_MM2_AL_TRIPOLAR_XLPE	112.93946
LINEA_04	89127.MT	92618.MT	SUB	185_MM2_AL_TRIPOLAR_XLPE	55.01659
LINEA_05	N2	N3	AER	2-0_ACSR_SEMIAISLADO	345.06716
LINEA_06	N3	N4	AER	2-0_ACSR_SEMIAISLADO	168.75684
LINEA_07	N4	46386.MT	SUB	300.ASC_KCMIL_TRIPLEX	34.10905
LINEA_08	N3	N5	AER	2-0_ACSR_SEMIAISLADO	228.67281
LINEA_09	N5	N6	AER	266.8_ACSR_DESNUDO	446.92312
LINEA_10	N6	N7	AER	4-0_ACSR_DESNUDO	249.69775
LINEA_11	N7	79249.MT	SUB	2-0_CU_TRIPLEX	70.01205
LINEA_12	N7	N8	AER	4-0_ACSR_DESNUDO	1814.99969
LINEA_13	N8	N9	AER	2-0_ACSR_DESNUDO	272.07337
LINEA_14	N9	N10	SUB	2-0_CU_TRIPLEX	74.12825
LINEA_15	N10	N11	AER	2-0_AL_DESNUDO	225.62808
LINEA_16	N11	N12	AER	2-0_AL_DESNUDO	1.64660
LINEA_17	N12	54887.MT	SUB	2-0_CU_TRIPLEX	71.44502
LINEA_18	N11	N13	AER	2-0_ACSR_DESNUDO	785.03069
LINEA_19	N13	N14	AER	4-0_AAAC_MONOPOLAR	316.49227
LINEA_20	N14	75222.MT	AER	2-0_ACSR_DESNUDO	750.90647
LINEA_21	75222.MT	N15	AER	2-0_ACSR_DESNUDO	20.39502
LINEA_22	N15	N16	AER	2-0_ACSR_DESNUDO	40.49698
LINEA_23	N16	75222-3.MT	AER	2-0_ACSR_DESNUDO	53.07424
LINEA_24	N16	75222-4.MT	AER	2-0_ACSR_DESNUDO	211.01454
LINEA_25	N15	N17	AER	2-0_ACSR_DESNUDO	77.41526
LINEA_26	N17	75222-1.MT	SUB	2-0_CU_TRIPLEX	34.04328
LINEA_27	75222-1.MT	75222-2.MT	SUB	2-0_CU_TRIPLEX	34.04171
LINEA_28	N15	N18	AER	2-0_ACSR_DESNUDO	61.24481
LINEA_29	N18	N19	SUB	2-0_CU_TRIPLEX	8.64984
LINEA_30	N19	75222-5.MT	SUB	2-0_CU_TRIPLEX	10.64726
LINEA_31	N19	PCH_CORONA	SUB	4-0_AL_TRIPLEX	6.11572



### B.4. Modelo alimentador Rurales - participación 50%

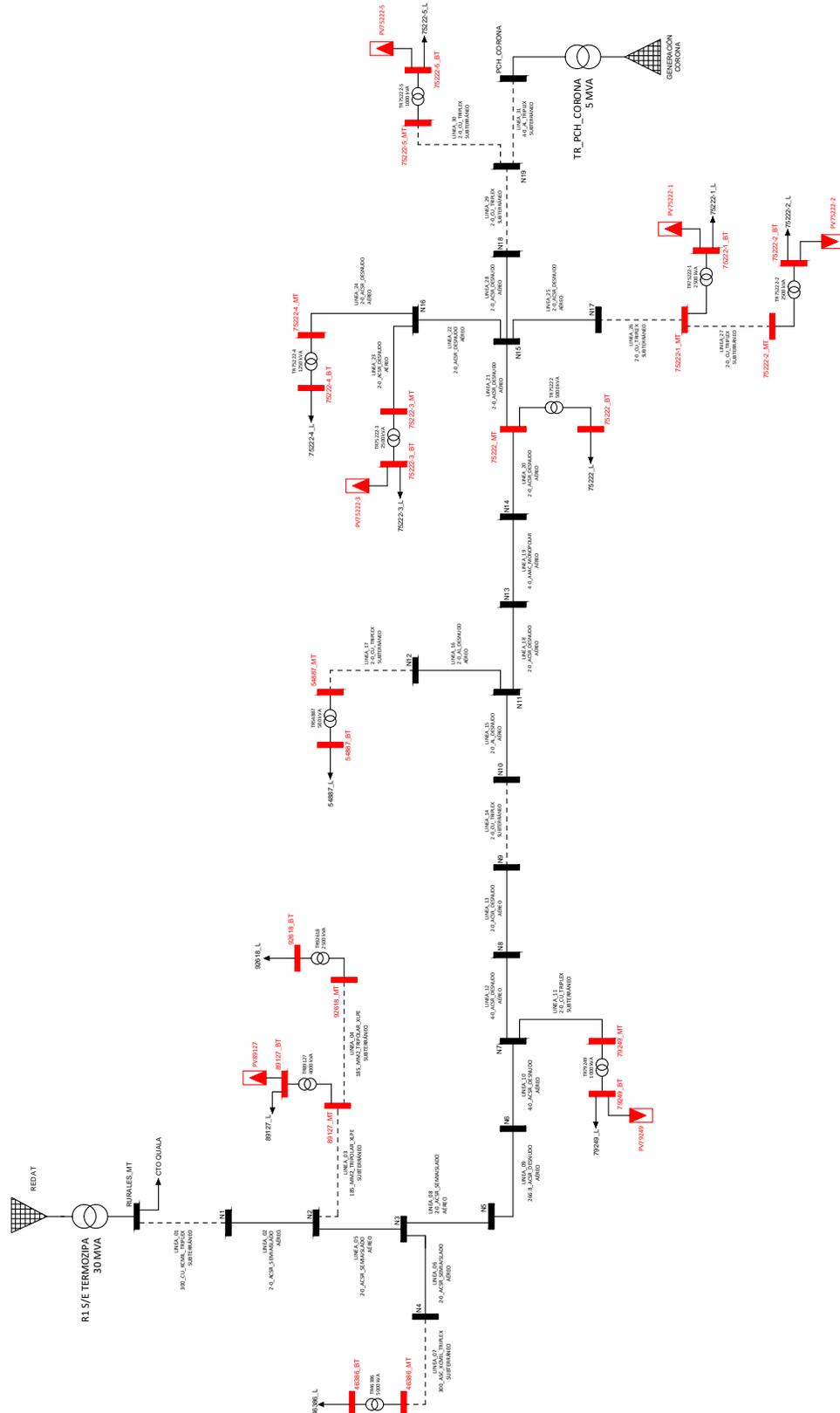


Figura B.2: Diagrama de sistema modelado para determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en el alimentador Rurales con participación del 50%



## B.6. Modelo alimentador Rurales - participación 100%

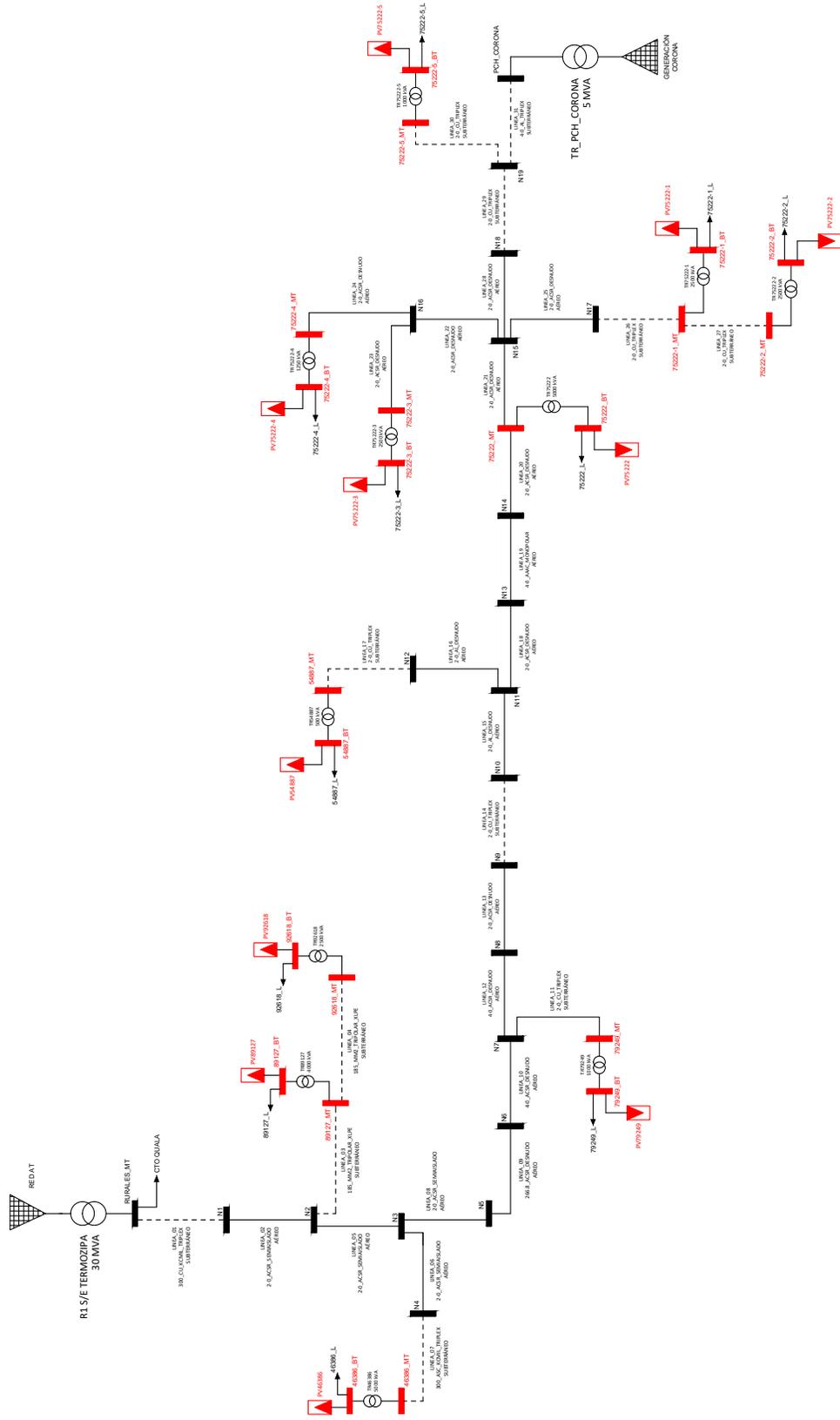


Figura B.4: Diagrama de sistema modelado para determinar la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en el alimentador Rurales con participación del 100%