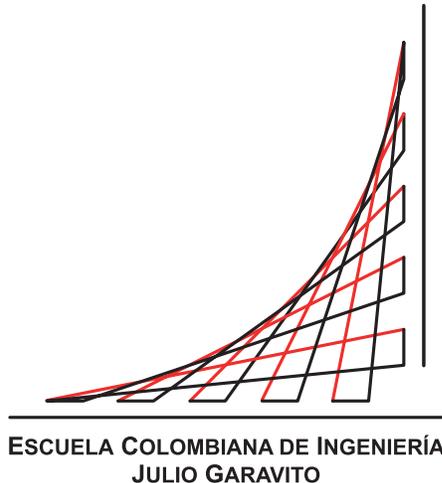


Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Maestría en Ingeniería Eléctrica



Determinación de la capacidad máxima permitida de generación solar fotovoltaica en redes de distribución

Autor:

Carlos Daniel Vera Silva

Director:

Agustín Rafael Marulanda Guerra

Bogotá D.C, Colombia

Junio, 2020

Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Maestría en Ingeniería Eléctrica

Determinación de la capacidad máxima permitida de generación solar fotovoltaica en redes de distribución

Carlos Daniel Vera Silva

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

Magíster en Ingeniería Eléctrica

con énfasis en:

Sistemas de potencia

Director(a):

Agustín Rafael Marulanda Guerra, (PhD)

Grupo de Investigación:

Modelación Estratégica de Energía y Potencia

Bogotá D.C, Colombia

2020, junio

Aceptación del Jurado

El Trabajo de grado de Maestría titulado **Determinación de la capacidad máxima permitida de generación solar fotovoltaica en redes de distribución**, presentado por **Carlos Daniel Vera Silva**, 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: Alejandro Navarro Espinosa, PhD



Jurado: Javier Andrés Ruiz Garzón, MSc

Bogotá D.C, Colombia
Junio, 2020

A mi familia, novia, amigos, compañeros y profesores que me acompañaron y apoyaron durante todo el proceso

Agradecimientos

En primer lugar deseo agradecer a mis padres por todo el amor, dedicación y por acompañarme en cada paso del camino de la vida; a mis hermanas por su apoyo incondicional y consejos brindados a lo largo de este proceso; a mi novia y amigos por toda su comprensión y acompañamiento durante la realización de este trabajo de grado. Así mismo, agradezco a la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, mi segundo hogar, por la formación recibida durante el pregrado y posgrado; sin lugar a dudas, siempre llevaré con orgullo y dejaré en alto el nombre de la institución. Por último, no podían faltar mis maestros, a quienes agradezco los conocimientos transmitidos, su dedicación y esmero por hacer de sus estudiantes excelentes profesionales y seres humanos.

Resumen

La emisión de gases de efecto invernadero a causa del uso de tecnologías que requieren del proceso de combustión es una preocupación global, esto por los impactos directos sobre el medio ambiente. Una de las estrategias para controlar el calentamiento global y cambio climático es el uso de tecnologías de baja o nula emisión de gases de efecto invernadero, específicamente los sistemas de generación solar fotovoltaica. Colombia ha mostrado su compromiso a través de la firma del acuerdo de París COP21, con el cual se debe disminuir en 20 % las emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2030. Una de las medidas implementadas en Colombia fue la creación de la ley 1715 del 2014 y el alto potencial de generación solar en varias partes del territorio nacional ha incrementado el interés de los usuarios por instalar sistemas de generación solar fotovoltaica, a tal punto que, con las proyecciones de expansión de generación solar realizadas por la Unidad de Planeación Minero Energética UPME es correcto afirmar que la generación PV va estar presente en altos niveles de penetración en el sistema eléctrico colombiano.

Sin embargo, debido a su comportamiento estocástico y la falta de control sobre la disponibilidad del recurso solar, aumenta la complejidad de operación de los sistemas eléctricos, adicional a esto, si no se tiene control sobre el nivel de penetración, no se tiene certeza de la calidad de la potencia, debido a que puede ser tanta la generación PV que ocasione sobre tensiones, desbalances de tensión, flujo inverso de potencia, efectos que están fuera de los límites establecidos en la normatividad nacional. Llevando a las comisiones de regulación, en este caso la CREG a tomar medidas conservadoras y estándares para todos los circuitos y así limitar la participación de la generación PV en el sistema eléctrico nacional, esto con el objetivo de garantizar el correcto funcionamiento del sistema de distribución, aún cuando varios estudios han demostrado que cada circuito por sus particularidades tiene capacidad diferente de penetración PV.

Es por lo anterior que se vuelve necesario determinar una metodología aplicable a los circuitos colombianos que permita calcular la capacidad máxima permitida de penetración

PV conectada al lado de BT de los transformadores MT/BT en un sistema de distribución radial MT, y así incentivar la integración de sistemas de generación solar garantizando que la red eléctrica opere dentro de los límites establecidos en la normatividad colombiana. Para ello, con registros históricos, al menos un año de mediciones de las variables de interés, para este estudio, se cuenta con un año de mediciones de irradiancia y carga eléctrica, se modela el comportamiento de cada una con la metodología de gaussianas mixtas, y para el modelo circuital a partir de las ecuaciones de Carson y la información técnica del circuito se determinan los parámetros eléctricos de la red de media para luego ser modelada en OpenDSS. Estos tres modelos se integran realizando la interfaz Matlab-OpenDSS para simular de manera dinámica durante las horas de sol el flujo de potencia para diferentes escenarios de participación y penetración PV, y monitorear las variables definidas para decidir sobre el estado de la operación, es decir, definir si el sistema aún está operando en estado aceptable o no; finalmente a este proceso se le aplica el método de Monte Carlo, de tal forma que la curva de irradiancia y carga cambian para cada día de simulación y en efecto el impacto sobre cada parámetro en estudio cambia.

Esta metodología se aplicó al circuito Almendros ubicado en el noroccidente de la ciudad de Bogotá, sobre el cual se simularon 22 casos diferentes variando el nivel de penetración y la ubicación de los sistemas de generación PV, cada escenario está compuesto de 1000 días y para cada día se tienen una curva de irradiancia y carga eléctrica única y 144 flujos de potencia correspondientes a 12 horas con frecuencia de simulación de 5 minutos. Cada curva de irradiancia y carga modelada e integrada al circuito de estudio, se obtuvo mediante varios modelos de gaussianas mixtas generados a partir de los datos medidos.

Comprobando así que la tensión eléctrica y el factor de potencia son los parámetros de presentan mayor variabilidad frente a diferentes niveles de penetración y participación PV, sin embargo, en la cabecera del circuito el efecto sobre la tensión es casi nulo; también se encontró que uno de los factores que más limitan el *Hosting Capacity PV* es el factor de uso de los transformadores de MT/BT. Teniendo en cuenta lo anterior, el *Hosting Capacity PV* para circuitos radiales de MT con carga principalmente residencial está limitado por el flujo inverso de potencia, esta consecuencia está directamente relacionada al factor de uso de los transformadores MT/BT, por otro lado para el nivel de penetración que ocasionó el flujo inverso de potencia no se evidencian problemas en capacidad de conducción o sobretensiones.

Abstract

The emission of greenhouse gases due to the use of technologies that require the combustion process is a global concern, this is due to the direct impacts on the environment. One of the strategies to control global warming and climate change is the use of low or no greenhouse gas emission technologies, specifically photovoltaic solar generation systems. Colombia has shown its commitment through the signing of the Paris COP21 agreement, which should reduce greenhouse gas emissions by 20 % by 2030. One of the measures implemented in Colombia was the creation of Law 1715 of 2014 and the high potential of solar generation in several parts of the national territory has increased the interest of users to install photovoltaic generation systems, to the point that, with the projections of solar generation expansion carried out by the Unidad de Planeación Minero Energética UPME is correct to say that the PV generation will be present at high levels of penetration in the Colombian electricity system.

However, due to its stochastic behavior and the lack of control over the availability of the solar resource, the complexity of operation of the electrical systems increases, in addition to this if there is no control over the level of penetration, there is no certainty of the power quality, because the PV generation can be so high that it causes over voltages, voltage imbalances, reverse power flow, effects that are outside the limits established in the national regulations. Leading the regulatory commissions, in this case the CREG to take conservative measures and standards for all circuits and thus limit the participation of the PV generation in the national electrical system, this with the aim of guaranteeing the correct operation of the distribution system, even though when several studies have shown that each circuit by its particularities has a different PV penetration capacity.

For this reason, it becomes necessary to determine a methodology applicable to Colombian circuits that allows the calculation of the maximum permitted capacity of PV penetration in a MT radial distribution system, and thus encourage the integration of solar generation systems ensuring that the electricity grid operates within the limits established in Colombian regulations. For this, with historical records, at least one year of measurements of the variables of interest, for this study, irradiance and electric charge, the behavior of each one is modeled

with the mixed Gaussian methodology, and for the circuit model based on The equations of carsson and the technical information of the circuit determine the electrical parameters of the average network and then be modeled in OpenDSS. These three models are integrated by performing the Matlab-OpenDSS interface to dynamically simulate during the sun hours the power flow for different dispersion and PV penetration scenarios, and monitor the defined variables to decide on the state of the operation, that is to say , define if the system is still operating in an acceptable state or not, finally the Monte Carlo method is applied to this process, so that the irradiance and charge curve change for each simulation day and in effect the impact on each parameter under study changes.

This methodology was applied to the Almendros circuit located in the northwest of the city of Bogotá, on which 22 different cases were simulated varying the level of penetration and the location of the PV generation systems, each scenario is composed of 1000 days and for each day there is a single irradiance and electric charge curve and 144 power flows corresponding to 12 hours with a simulation frequency of 5 minutes. Each irradiance and load curve modeled and integrated into the study circuit was obtained by means of several mixed Gaussian models generated from the measured data.

Checking that the electrical voltage and the power factor are the parameters of greater variability against different levels of penetration and PV dispersion, however, in the head of the circuit the effect on the voltage is almost null; It was also found that one of the factors that limit the *Hosting Capacity PV* is the use factor of the MT/BT transformers. Taking into account the above, the *Hosting Capacity PV* for MV radial circuits with mainly residential load is limited by the inverse power flow, this consequence is directly related to the use factor of MT/BT transformers, on the other hand On the other hand, for the level of penetration caused by the reverse flow of power, no problems in conduction capacity or overvoltages are evident.

Contenido

Agradecimientos	III
Resumen	VII
Abstract	IX
Contenido	IX
1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del problema	1
1.2. Estado del arte	3
1.3. Objetivos	9
1.4. Organización del documento	10
Lista de figuras	1
2. Marco teórico	11
2.1. Sistema eléctrico Colombiano	11
2.2. Sistema de distribución	12
2.2.1. Sistema eléctrico de Bogotá	14
2.3. Parámetros eléctricos de los sistemas de distribución	15
2.3.1. Ecuaciones de Carsson	15
2.4. Impactos de los sistemas de generación solar fotovoltaico conectados a la red	16
2.4.1. Variación de tensión	18
2.4.2. Sobretensiones	18
2.4.3. Flujo de potencia inverso	18
2.5. PV Hosting capacity (PVHC)	19
2.6. Herramientas matemáticas	20
2.6.1. Interpolación por Splines cúbicas	20
2.6.2. Modelo de Gaussianas Mixtas (GMM)	20
2.6.3. Análisis de Monte Carlo	21
2.6.4. OpenDSS	22

3. Metodología	23
3.1. Ajuste probabilístico	25
3.1.1. Modelo de Gaussianas Mixtas (GMM)	25
3.1.2. Análisis de Monte Carlo	26
3.2. Interpolación Splines Cúbicos	27
3.3. Modelado red de media tensión	28
3.3.1. Modelo de la red	29
3.3.2. Modelo de la carga	30
3.3.3. Modelo del sistema solar PV	30
3.4. Integración de modelos	31
3.5. Consideraciones	32
4. Casos de estudio	36
4.1. Adquisición de datos	36
4.2. Irradiancia solar y temperatura	37
4.2.1. Estimación recurso solar	37
4.2.2. Temperatura de operación	40
4.3. Demanda de energía	41
4.4. Sistema de distribución	44
4.5. Límites de operación del sistema de distribución	48
5. Análisis de resultados	49
5.1. Caso base	50
5.2. Penetración PV 15%	53
5.3. Hosting Capacity PV	59
5.4. Escenarios particulares	65
5.5. Análisis de corriente	69
6. Conclusiones	72
6.1. Conclusiones generales	72
6.2. Aportes	73
6.3. Trabajos futuros	73
Referencias	75
Anexos	82

A. Resultados adicionales	83
A.1. Interpolación splines cúbicas	83
A.2. Ajustes de GMM carga	88
A.3. Ajustes de GMM irradiancia	89

Capítulo 1

Introducción

El presente capítulo se desarrolla en cuatro secciones, donde se aborda el planteamiento del problema, el estado del arte referente a la capacidad máxima permitida en sistemas de distribución de media tensión, posteriormente se muestran los objetivos planteados. Por último, se describe la estructura general del documento.

1.1. Planteamiento del problema

La emisión de gases de efecto invernadero a causa del uso de tecnologías que utilizan combustibles fósiles es una preocupación global, esto por los impactos directos sobre el medio ambiente. Una de las estrategias para controlar el calentamiento global y cambio climático es el uso de tecnologías de baja o nula emisión de gases de efecto invernadero, específicamente los sistemas de generación solar fotovoltaica.

En Colombia se ha venido avanzando desde el año 2010 con la firma del acuerdo de París COP21, en el cual el país se comprometió en los próximos 20 años a disminuir en 20% las emisiones de gases de efecto invernadero con relación a un escenario inercial de emisiones proyectadas al año 2030 [1]. Entre las medidas implementadas en Colombia destacan la ley 1715 del 2014 [2], conocida como ley de las energías renovables y la resolución CREG-030 del 2018 [3], con la finalidad de incentivar el uso de generación distribuida y dar cumplimiento al acuerdo firmado y aprovechando el alto potencial de generación solar en varias partes del territorio nacional [4]. Todo esto ha incrementado el interés de los usuarios por utilizar e instalar generación fotovoltaica, esto según un informe del periódico El Tiempo donde muestra que de 548 proyectos vigentes para generar energía, el 90% contemplan el uso de energía solar fotovoltaica y lo proyecta como una tecnología con altos niveles de penetración en el sistema eléctrico nacional [5]. Por otro lado, las proyecciones de expansión de generación solar realizadas por la Unidad de Planeación Minero Energética UPME en la que se estima que para el año 2030 la capacidad instalada de tecnología fotovoltaica aumentará entre 1.193 y 1.681 MW, lo que representa un 21,63% al 31,81% de la capacidad adicional de generación

necesaria para suplir la demanda de ese año [6].

Sin embargo, la integración de energía solar fotovoltaica debido a su comportamiento estocástico y la falta de control sobre la disponibilidad del recurso aumenta el nivel de complejidad de la operación de los sistemas de potencia [7], adicionalmente, si la integración de esta tecnología se realiza en altos niveles de penetración genera impactos negativos en la calidad de potencia, dentro de estos impactos se destacan: variaciones de tensión, desbalance de tensión, sobre tensiones y flujo de potencia inverso [8–11]. La magnitud de estos impactos depende de 3 parámetros fundamentales: el nivel de penetración, distribución de la generación y las condiciones propias del circuito de distribución [12–14].

Con lo descrito anteriormente, se afirma que la tecnología solar fotovoltaica llegará a estar presente en los sistemas de distribución colombianos con alto niveles de penetración, ocasionando impactos negativos sobre la red en la cual están conectados [8, 15], para evitar estos efectos la Comisión de Regulación de Energía y Gas mediante la resolución CREG-030 del 2018 estableció que el nivel máximo permitido de penetración solar fotovoltaica es del 15 % de la capacidad nominal del circuito [3]; a sabiendas que la configuración de dicho circuito impacta en la capacidad máxima que puede integrar sin presentar problemas de calidad de potencia.

Por otro lado, la cantidad de estudios en Colombia para determinar la capacidad máxima de energía solar en sistemas de distribución es baja, ocasionando que la planeación del sistema eléctrico nacional se realice basado en el límite establecido por la regulación aun sabiendo que el mismo valor de penetración no aplica para todas las redes de distribución, esto es debido a la poca experticia o bajo nivel de conocimiento para determinar el nivel máximo de penetración fotovoltaica en redes de distribución.

En consecuencia, en este trabajo se presenta una metodología para determinar el máximo valor permitido de generación fotovoltaica en un sistema de distribución radial mediante el análisis de Monte Carlo para caracterizar la disponibilidad del recurso solar y el comportamiento de la demanda. Posteriormente, usando la herramienta Matlab-OpenDSS se simula de manera temporal la red de distribución; integrando los resultados del análisis de Monte Carlo para finalmente determinar la capacidad máxima permitida analizando los resultados de las simulaciones realizadas.

Los resultados obtenidos serán de interés para la comunidad académica, quienes lo integrarán en estudios de planeación y operación de redes con generación distribuida, con el fin de determinar la capacidad máxima permitida de otro tipo de tecnología como generación eólica, sistemas de almacenamiento o vehículos eléctricos. Por otro lado, también es de interés para el operador de red, quien contará con más información para decidir hasta qué nivel permitir la integración de esta tecnología en sus circuitos sin necesidad de incurrir en costos adicionales para garantizar los indicadores de calidad de potencia.

1.2. Estado del arte

El concepto de *Hosting Capacity* (HC) inició en el año 2004 [16], sin embargo Bollen [17] en el año 2005 integró el concepto de HC con el aumento de la generación distribuida para especificar los impactos que se presentarían sobre el sistema eléctrico uniendo los requerimientos técnicos impuestos tanto por el operador de red como por los clientes. Los autores definieron el HC como la máxima capacidad de la red para albergar recursos de energía distribuida sin presentar violación en alguno de sus límites establecidos, es decir, que el sistema de potencia opere satisfactoriamente y que el cálculo del HC no es un valor fijo, si no que debe calcularse para diversos índices de rendimiento, como variaciones de tensión, frecuencia, sobrecarga térmica entre otros. Por otro lado, Deuse [18] describió la metodología presentada en el proyecto de Asociación Europea de Energía Distribuida (EU-DEEP) para evaluar la integración de los recursos renovables y la generación distribuida en los sistemas de distribución europeos por un período de 10 años (2010-2020). El proyecto se centró en los puntos de generación que están conectados a redes de distribución de MT o BT con capacidad instalada inferior a 10 MW. En 2008 Bollen y Hassan [19], el HC se definió como la cantidad máxima de unidades de generación distribuida que pueden integrarse en el sistema de eléctrico, límite en el cual el rendimiento del sistema se vuelve inaceptable para niveles de penetración mayores. El criterio de cálculo de HC se describe por medio del cálculo de los índices de rendimiento utilizando modelos ilustrativos de sistemas de potencia.

En el año 2012, Walla [20] discutió las capacidades de PV alojadas en las redes de distribución suecas utilizando el concepto de HC al identificar los desafíos relacionados con la alta penetración de generación solar PV. Presenta simulación, modelado y cálculo de HC para tres redes de distribución y concluyó que la sobretensión es el principal límite de rendimiento para los cálculos de HC. Además, encontró que el control de la potencia reactiva y los ajustes de los cambiadores de tomas del transformador pueden ser técnicas útiles para aumentar el HC y superar los problemas de sobretensión. Posteriormente en el año 2014, Papathanassiou [21] presentó los resultados del grupo de trabajo CIGRÉ (C6-24) sobre el HC de los alimentadores de distribución donde estudiaron los límites de rendimiento que podrían reducir la capacidad del sistema para albergar nuevas fuentes de generación distribuida.

En el mismo año, Etherden [22] abordó la importancia de HC para los operadores de red e introdujo una nueva figura, la cual mezcla múltiples curvas de HC basadas en varios índices de rendimiento en un gráfico. Destacaron que el HC general del sistema se elegirá como el valor de HC más bajo indicado por estas diversas curvas e introdujo el término de incertidumbre del HC, mientras que EPRI explicó que la incertidumbre en el cálculo de HC se debe a la ubicación desconocida de la GD, la variedad en la capacidad instalada de las unidades y la naturaleza intermitente de la potencia de salida debido a los cambios climáticos,

la alteración de los perfiles de carga y la falta de precisión en los parámetros de operación del sistema de potencia [23]. En consecuencia, el HC resultante no será un solo valor, en cambio, obtendrá diferentes valores de acuerdo con el porcentaje de incertidumbre.

La Tabla 1.1 muestra un resumen de los resultados obtenidos por algunos operadores de red y sus reglas generales para la interconexión de generación distribuida. Evidenciando que la potencia de la Generación Distribuida (P_{GD}) se determina como una fracción de la potencia del transformador (P_{tr}) o respecto al límite térmico del conductor (P_{ter}) independiente del nivel de tensión al cual se conecten estos sistemas. También se destaca que la mayoría de los operadores de red permiten que el nivel de penetración en el sistema de distribución sea superior al 15 % propuestos por el regulador colombiano.

Tabla 1.1: Exigencias de conexión para algunos operadores de red a nivel internacional (Traducido y modificado de [16])

País	Límites térmicos	Corto circuito	Carga/generación
Corea del Sur	MT $P_{GD} < 0,2P_{tr}$	MT $P_{GD} < 0,15P_{tr}$ MT $P_{GD} < 0,15P_{ter}$	No hay registro
España	MT $P_{GD} < 0,5P_{tr}$ MT $P_{GD} < 0,5P_{ter}$	MT $P_{GD} < 0,1MVA_{CCpcc}$	No hay registro
Africa del Sur	BT $P_{GD} < 0,25P_{tr}$ BT $P_{GD} < 0,25P_{Intcomp}$ BT $P_{GD} < 0,75P_{IntGD}$	No hay registro	$P_{GD} < 0,15$ carga máxima de los alimentadores
China	No hay registro	$P_{GD} < 0,1MVA_{CCpcc}$	No hay registro
Estados Unidos	No hay registro	$P_{GD} < 0,1MVA_{CCpcc}$ $MVA_{CCGD} < 0,25MVA_{CCfeed}$	$P_{GD} < 0,15P_{max}$ para sistemas radiales
Bélgica	BT $P_{GD} < P_{tr}$	No hay registro	No hay registro
Canadá	$P_{GD} < 0,6(P_{tr} + P_{minSub})$	No hay registro	$P_{GD} < (0,5a1)P_{minsub}$ o $P_{GD} < (0,5a1)P_{acom}$
República Checa	$P_{GD} < P_{tr} + P_{minsub}$ para redes de 110 kV	No hay registro	No hay registro
Italia	BT $P_{GD} < 0,65P_{tr}$ BT $P_{GD} < 0,6P_{ter}$	No hay registro	No hay registro
Portugal	BT $P_{GD} < 0,25P_{tr}$	No hay registro	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

En el 2013, Navarro [24] propuso una técnica basada en análisis de Monte Carlo con el fin de evaluar adecuadamente los impactos de la generación PV en redes de BT de Inglaterra.

En términos generales la metodología inicia con la asignación aleatoria de perfiles de carga, ubicación y potencia de los sistemas de generación PV junto con su curva de irradiancia, posteriormente se realiza el flujo de potencia para evaluar los impactos térmicos y de voltaje, finalmente este proceso se repite 100 veces para cada nivel de penetración establecido. Concluyó que los problemas de voltaje pueden comenzar en promedio al 40 % de penetración PV, medido como porcentaje de casas con paneles solares instalados.

En el 2015, Sun [25] presentó el HC de las redes eléctricas y sus técnicas de mejora. Destacó que la naturaleza intermitente de la potencia de salida de estas fuentes de generación complica el diseño y el funcionamiento de los sistemas de control eléctrico. En consecuencia, la evaluación y la mejora del HC se puede formular como un problema de optimización. Durante el mismo año, Alamat [26] proporcionó una evaluación simple del problema de HC en Jordania. Se investigaron diferentes técnicas de mejora de HC, como la compensación de potencia reactiva y el refuerzo de cables. Se concluyó que la sobretensión es el principal límite de rendimiento que rige la selección de la técnica de mejora de HC óptima tal como obtuvo Walla.

En el 2016 Palmintier [27] estudió los desafíos de la integración de las fuentes de energía solar en las redes de distribución eléctrica de los Estados Unidos. Se reconoció el impacto de la alta penetración de PV. Los autores destacaron que antes del desarrollo del concepto de HC, muchos operadores de red usaban una regla general llamada *la regla del 15%*. Esta regla establece que los niveles de penetración de un sistema superiores al 15 % de su carga máxima deben evitarse y deben investigarse mediante estudios complementarios. Los autores definieron el HC como la cantidad de generación distribuida que se puede integrar en el sistema sin imponer ningún cambio en la infraestructura existente y sin desgastar prematuramente los activos de la red. Además, se presentaron algunas terminologías interesantes para el HC tales como:

- **Comportamiento estocástico del HC:** EPRI desarrolló una herramienta avanzada de planificación de la distribución que proporciona estimaciones de HC que utiliza metodologías estocásticas evaluando miles de escenarios del tamaño y la ubicación de las fuentes fotovoltaicas a pequeña escala. El enfoque de evaluación de HC estocástico ha sido investigado en muchos trabajos [12, 23, 28–32], debido a las incertidumbres que enfrentan los operadores de red con respecto a la ubicación e integración de la generación distribuida, el tamaño y la variación en la capacidad de carga. Rabiee en [28] introdujo un enfoque estocástico de optimización multi-objetivo para maximizar el HC teniendo en cuenta tanto aspectos técnicos como económicos. Dubey en [12] presentó una metodología estocástica que simula varios escenarios de implementación de generación distribuida mientras calcula el HC considerando varios límites como sobretensiones, desviaciones de voltaje y desequilibrio de voltaje.

Le Baut propone un procedimiento de evaluación probabilística de HC de tres pasos en [31] inicia con el uso de Monte Carlo y una distribución uniforme para determinar los escenarios de distribución de potencia y los sistemas de generación de referencia, su capacidad y ubicación basado en el impacto que tienen estas variables en el HC. Posteriormente, se calculan n flujos de potencia hasta determinar el punto en el que las variables de estudio presentan violaciones a límites previamente establecidos, para disminuir el esfuerzo computacional se definen escenarios críticos de estudio y finalmente se realiza la validación de los resultados. Por otro lado, Palacios en [32] introdujo una metodología de alta resolución para evaluar la integración de la GD y los sistemas de almacenamiento en las redes de distribución mientras se considera un modelo estocástico de demanda, teniendo en cuenta la variabilidad de la cantidad de residentes, el tipo de día, la fecha y ubicación.

- Ubicación del HC (LHC):** El HC es un concepto que depende de la ubicación, es decir, el alojamiento de nuevas GD puede aceptarse en algunas ubicaciones, pero no en otras. El perfil de voltaje a lo largo del alimentador juega un papel importante definiendo el LHC. Como una aplicación ilustrativa del LHC, [27] propuso la idea de crear mapas de HC, estos mapas se pueden implementar en la información georeferenciada del alimentador o en los diagramas unifilares de la red. Se incluyeron los resultados de algunos casos de estudios realizados en algunas ciudades de Estados Unidos, concluyendo que el enfoque de HC puede proporcionar una alternativa más precisa y mensurable a la regla del 15%. En resumen, los mapas de HC pueden indicar cómo varía el HC a lo largo de los segmentos del alimentador utilizando la codificación de colores adecuada en relación con el porcentaje de carga de cada segmento, similar a un mapa de calor. También puede tomar en consideración el HC de los diversos segmentos de alimentación y los principales cuellos de botella a lo largo de las rutas de alimentación, es decir, los puntos que tienen una violación del índice de rendimiento.

En el año 2015, Rylander en [33] explicó un método integral para la planificación y el cálculo del HC denominado método HC simplificado (SLHC) desarrollado por EPRI. Se utiliza para calcular el HC de un alimentador teniendo en cuenta varios tamaños y ubicaciones de los sistemas de generación distribuida, características físicas del alimentador y tecnologías de integración de estos sistemas. Este método SLHC es un cálculo intermedio entre las estimaciones rápidas y los estudios analíticos extensos. Finalmente, los autores mejoraron el SLHC para ser sistemático y listo para su uso en herramientas de planificación comercial. El enfoque SLHC se estudió en detalle en [33, 34].

La Tabla 1.2 presenta una comparación entre estos diversos métodos de cálculo de HC y algunos operadores de red que los respaldan. Como se observa en la tabla, entre mayor sea

el grado de precisión en el cálculo, mayor será la complejidad del modelo a desarrollar, junto con el tiempo computacional necesario para su solución, por lo que se recomienda definir la complejidad del sistema eléctrico y la precisión deseada de forma que al seleccionar el método de cálculo se garanticen resultados correctos, aplicables y viables según sea el caso.

Tabla 1.2: Comparación general métodos de cálculo HC (traducido y modificado de [16])

Método	Estocástico	Analítico	Simplificado
Descripción	Aumento iterativo de la penetración de DG en un paso predefinido en un bus seleccionado, luego se realizan los cálculos de flujo de carga y se verifican los límites operativos en cada iteración hasta que se infringen. Por lo tanto, encontrando el HC de ese bus. (Se repite hasta realizar el proceso con cada bus del sistema)	Los enfoques estocásticos, como el MC, se utilizan para simular las incertidumbres en la ubicación de la DG, la potencia y las variaciones de carga. Analizando múltiples escenarios para las diversas incertidumbres en el problema.	SLHC fue desarrollado para proporcionar una evaluación del HC en todo el sistema con menos tiempo y esfuerzo computacional. Este método no es un reemplazo de los estudios de HC detallados convencionales, sino que indica al operador de red si necesitan realizar estudios detallados adicionales o no.
Complejidad	Complejos, para un único alimentador individual, existen múltiples escenarios para la evaluación de HC.	El grado de complejidad depende del nivel de precisión requerido y del número de escenarios de cálculo.	Simple y efectivo para evaluaciones de todo el sistema. Se utiliza en varias herramientas de planificación comercial.
Exactitud	Preciso.	Precisión selectiva, depende del tiempo de cálculo y la herramienta	Problemas de precisión para sistemas complejos.
Tiempo computacional	Bastante	Depende del grado de precisión.	Relativamente pequeño. El análisis simplificado de un solo alimentador tardaría unos minutos en comparación con las horas para un análisis detallado [33].
Operadores de red [35]	Pacific Gas & Electric (PG&E).	PEPCO Holdings, Inc.	Southern California Edison (SCE) y San Diego Gas & Electric Company (SDG & E).

En la tabla **1.3** se presenta un resumen general de algunos casos de estudio reales realizados en diferentes países. Los estudios mostrados coinciden en que los principales problemas en la alta penetración de sistemas solares PV se presentan como sobretensiones y sobre carga térmica, por lo que la ubicación de los sistemas solares PV por conectar al sistema y el perfil de carga son los factores que más influyen en el cálculo de la capacidad máxima permitida de penetración solar PV.

Tabla 1.3: Casos de estudio realizados anteriormente (traducido y modificado de [16])

Ref	Año	País	Sistema	Indice	Observaciones
[36]	2011	Italia	BT redes urbanas y rurales	Sobre tensión Sobrecarga térmica Variación de V	El HC se reduce a medida que la ubicación del DG se aleja del transformador de distribución principal de MT/BT.
[29]	2015	EU	16 circuitos principales	Sobretensión Sobrecarga térmica Calidad de potencia	El método de HC es más práctico en comparación con la regla conservadora del 15 % aplicada anteriormente en los EU. Los principales factores que afectan a un sistema de alta penetración de PV son la clase de voltaje del alimentador, la ubicación de integración de PV y la impedancia del alimentador.
[37]	2016	EU	Red de MT de 216 circuitos	Sobretensión Sobrecarga térmica	Los problemas de sobretensión es el impacto más adverso, seguido por los problemas de sobrecarga térmica del alimentador. También encontró que el HC del circuito depende en gran medida de su clase de voltaje y su perfil de carga.
[38]	2016	Brasil	Sistema eléctrico de universidad	Armónicos	El HC se ve afectado por la distorsión armónica de fondo.

De manera general, la capacidad máxima de penetración solar PV de un sistema de distribución específico se puede calcular mediante los pasos 1 al 4, mientras que los pasos 5 y 6 se introducen con el objetivo de incrementar este nivel de penetración [19, 36]:

1. Elegir un índice de rendimiento para el sistema
2. Determinar un límite para este índice (según las regulaciones del país o las normas aplicadas)
3. Calcular el índice de desempeño en función de la cantidad de DG.
4. Obtener el HC, el nivel de penetración para el cual el rendimiento se vuelve inaceptable.
5. Elegir una técnica de mejora de HC adecuada y aplicarla teniendo en cuenta su clasificación y ubicación óptimas
6. Obtener el HC mejorado.

1.3. Objetivos

General

Determinar la capacidad máxima permitida de generación solar fotovoltaica en sistemas de distribución radial, analizando el comportamiento de la diferencia de tensión, la dirección del flujo de potencia y la cargabilidad de corriente mediante el análisis de Monte Carlo.

Específicos

1. Estimar el recurso disponible de irradiancia y comportamiento de la carga mediante análisis de Monte Carlo, para modelar de manera temporal el comportamiento estocástico de la disponibilidad solar, y la variabilidad de la demanda.
2. Modelar de manera dinámica el sistema de distribución para cinco escenarios diferentes de penetración de energía solar fotovoltaica, con la herramienta Matlab-OpenDSS, teniendo en cuenta los resultados del análisis de Monte Carlo.
3. Determinar el comportamiento de la regulación de tensión, la cargabilidad de corriente y la 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 NTC5001.

1.4. Organización del documento

Los capítulos del documento se organizan de la siguiente forma: en el capítulo 1 se presenta la introducción del documento. En el capítulo 2 se contextualiza el marco teórico concerniente a los sistemas de generación solar PV, Hosting Capacity, clasificación y modelamiento de los sistemas de distribución eléctricos y las herramientas matemáticas utilizadas. En el capítulo 3 se presenta la metodología, y las consideraciones realizadas para su implementación en el desarrollo del trabajo. En el capítulo 4 se desarrolla el caso de estudio, que consistió en integrar a la red de media tensión las centrales de generación solar PV en diferente cantidad y potencia basado en diferentes escenarios de penetración y participación, simulando los comportamientos de los modelos desarrollados y valorando el impacto sobre la operación satisfactoria del sistema eléctrico. En el capítulo 5 se muestra el análisis de los resultados obtenidos, y finalmente, en el capítulo 6 se muestran las conclusiones del trabajo, aportes realizados y propuestas de trabajos futuros.

Capítulo 2

Marco teórico

Este capítulo se desarrolla en seis secciones; donde se describe de manera general la composición del sistema eléctrico nacional; a continuación se presentan de forma sintetizada los conocimientos básicos sobre los sistemas de distribución en Bogotá, topología, parámetros y como determinarlos, posteriormente se definen los parámetros eléctricos presentes en un sistema de distribución y la forma de calcularlos; seguido se describen los conceptos básicos de los sistemas de generación solar PV conectados a la red y sus impactos sobre los sistemas de distribución, así como la definición de *PV hosting capacity* y finalmente, se conceptualiza sobre otras herramientas utilizadas durante el desarrollo de la investigación, interpolación por splines cúbicas, Modelo de Gaussianas Mixtas (GMM) y el análisis de Monte Carlo (MC).

2.1. Sistema eléctrico Colombiano

Los sistemas de potencia eléctrica están constituidos principalmente por cuatro etapas, iniciando con el proceso de generación, donde se transforma la energía mecánica y solar fotovoltaica en eléctrica a niveles de tensión de 11,4 kV o 13,8 kV, luego a través de una subestación MT/AT se eleva el nivel de tensión para ser transportada por medio del sistema de transmisión hasta una nueva subestación AT/MT que disminuye el nivel de tensión y así distribuir la energía eléctrica a los centros de distribución o subestaciones de MT/BT para su consumo y tiene como objetivo el transporte espacial de la energía desde un punto **A** (generación) hasta un punto **B** (consumo) [39].

La resolución CREG-070 de 1998 [40] define que la transmisión y distribución en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) se realiza a través de tres sistemas; uno a nivel nacional y otros dos a nivel regional y local, cada uno opera con diferente nivel de tensión. El Sistema de Transmisión Nacional (STN) se representa por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones con nivel de tensión de operación igual o superior a 220 kV, también es conocido como sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica. Por otro lado el Sistema de Transmisión Regional (STR) se compone de los activos de conexión del operador

de red al STN, el conjunto de líneas, equipos y subestaciones que operan en nivel 4 de tensión (ver tabla **2.1**) y finalmente el Sistema de Distribución Local (SDL) está compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones dedicados principalmente al proceso de comercialización y operan en los niveles de tensión 3,2 y 1 (ver tabla **2.1**).

De igual forma, esta resolución define los niveles de tensión para los sistemas regionales y locales (STR y SDL) como se muestra en la tabla **2.1**

Tabla 2.1: Niveles de tensión definidos por la CREG-070 de 1998 [40]

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

2.2. Sistema de distribución

Todo sistema de distribución está constituido por varios elementos y parámetros que modifican su operación y funcionamiento, por lo cual es necesario mencionar su clasificación según la forma constructiva, los componentes eléctricos más representativos y la caracterización de las redes en Bogotá.

Un SDL está compuesto por un conjunto de equipos mostrados en la figura **2.1**, entre los cuales se destacan el transformador de cabecera, cuya función es reducir el nivel de tensión de AT a MT según corresponda; los centros de distribución (CD) normalmente se refieren a los transformadores de MT a BT y su función consiste en disminuir el nivel de tensión para el uso de la energía; el conjunto de líneas y cables se pueden diferenciar como alimentador principal o troncal eléctrico y ramales, su principal diferencia radica en que los ramales son derivaciones del alimentador principal, es decir, que la mayor cantidad de energía es conducida por la troncal, la función de las líneas es transportar la energía eléctrica de un punto a otro.

Los dispositivos de maniobra son otro conjunto de equipos utilizados en las redes de distribución, éstos pueden ser reconectores o seccionadores, utilizados como protección, indicadores de falla, seccionamientos o frontera para obtener suplencias remotas en caso de ser necesario gracias a que permiten la operación bajo carga del circuito, bien sea por mando manual o telecontrolado. También se encuentran los cortacircuitos para seccionar y aislar fallas pero estos equipos solo operan de manera manual y sin carga; los equipos de compensación mediante lógica de control son utilizados y programados para garantizar los estándares de calidad de potencia establecidos, y finalmente se encuentra la carga, la cual

determina el comportamiento del circuito, la cantidad de potencia a transportar desde el transformador de cabecera a través del alimentador principal y cada uno de sus ramales.

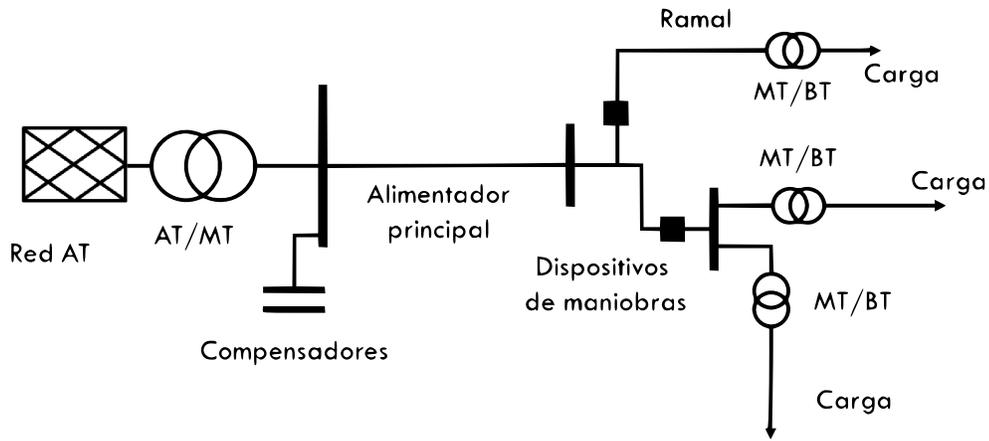


Figura 2.1: Sistema de distribución local esquemático

Los sistemas de distribución se clasifican según su disposición y modo de alimentación en dos tipos: radial y anillo. Los sistemas de distribución radiales se caracterizan por tener un único punto de alimentación y transmite la energía de forma radial a cada uno de los receptores, es decir, presenta un único camino simultáneo al paso de la potencia (ver figura 2.2), su principal ventaja radica en la simplicidad y economía debido a que requiere menor elementos respecto a la configuración en malla, mientras que su principal desventaja es la continuidad del servicio, dado que si ocurre una falla todos los usuarios aguas abajo de la falla se quedan sin servicio hasta que se solucione [41].

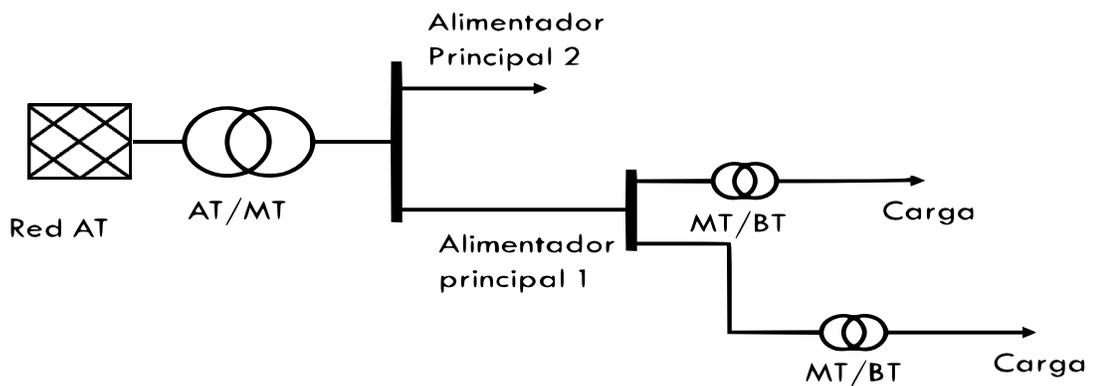


Figura 2.2: Sistema de distribución: configuración radial.

Por otro lado, los sistemas de distribución en anillo se caracterizan por tener en cada punto de consumo alimentación, cuenta con suministro de servicio desde dos direcciones, es

decir, tiene más de un camino simultáneo al paso de la potencia (ver figura 2.3), es más costosa respecto a la configuración radial, y a su vez aumenta la confiabilidad y continuidad del servicio en caso de una falla.

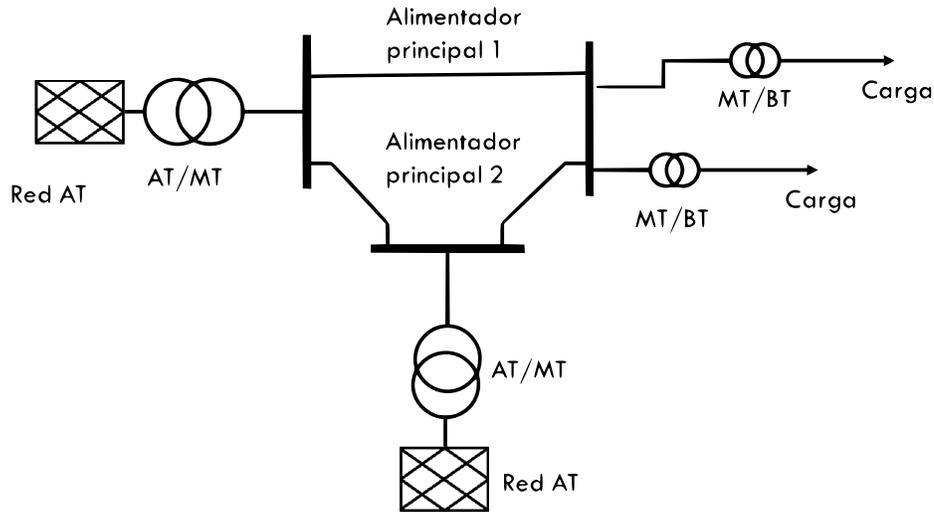


Figura 2.3: Sistema de distribución: configuración en anillo.

2.2.1. Sistema eléctrico de Bogotá

El sistema eléctrico en la ciudad de Bogotá se encuentra conformado por el STR a través del cual la energía eléctrica es transportada a la subestación AT/MT del casco urbano y el SDL para distribuir la energía hacia cada parte de la ciudad. El SDL inicia en las subestaciones de AT/MT con transformadores típicos de 30 o 40 MVA para energizar hasta un máximo de ocho circuitos por transformador. Se cuenta con más de 600 alimentadores de media tensión (11,4 kV) en configuración radial bajo el régimen de operación normal y con anillos internos que cumplen la función de suplencia y reconfiguración del mismo, lo que garantiza mayor confiabilidad.

La longitud de los circuitos alimentadores oscila entre 8 y 15 km de red, comprendida por tramos aéreos y subterráneos según las exigencias del Plan de Ordenamiento Territorial (POT) [42], con un promedio de 70 centros de distribución (CDs) o transformadores de MT/BT con factor de uso del 28 % para los equipos de uso residencial y del 30 % para los de uso comercial.

2.3. Parámetros eléctricos de los sistemas de distribución

Los parámetros eléctricos presentes en un sistema de distribución se clasifican en longitudinales y transversales [39]. Los primeros se presentan como una resistencia e inductancia serie, representada a lo largo de la línea eléctrica, estos parámetros agrupados se denominan impedancia. La resistencia depende de sus dimensiones físicas y la resistividad propia del material, y se expresa de la siguiente forma:

$$R = \rho \frac{l}{S} \quad (2.1)$$

Observe que la resistencia, R en Ω , es directamente proporcional a la resistividad del material, ρ en $\Omega mm^2/m$, la longitud de la línea, l en m , y el área transversal del cable, S en mm^2 . Por otro lado, la inductancia, L en H depende de la tensión inducida (e_{ind}) y la variación del corriente respecto al tiempo (di/dt); se expresa de la siguiente forma:

$$L = -\frac{e_{ind}}{di/dt} \quad (2.2)$$

Mientras que los parámetros transversales se presentan como una capacitancia y conductancia conectada en paralelo en los extremos de la línea eléctrica, estos parámetros agrupados se denominan admitancia. La capacitancia, C en F , depende de la superficie de las placas, S en m^2 , la distancia entre las placas, d en m , y la permitividad del material, ϵ en F/m ;

$$C = \frac{S\epsilon}{d} \quad (2.3)$$

Por otra parte, la conductancia, G_k en S , se define como la facilidad de un material para el paso de corriente, es decir el inverso de la resistencia eléctrica y se expresa en términos monofásicos de la siguiente forma;

$$G_k = \frac{P_f}{V_f^2} \quad (2.4)$$

Donde la potencia activa monofásica, P_f en W y la diferencia de tensión eléctrica monofásica, V_f en V .

2.3.1. Ecuaciones de Carsson

Es un método utilizado para determinar la impedancia de un circuito, este método considera el efecto de retorno por tierra suponiendo que ésta es una superficie uniforme plana, sólida e infinita con resistividad constante [41, 43].

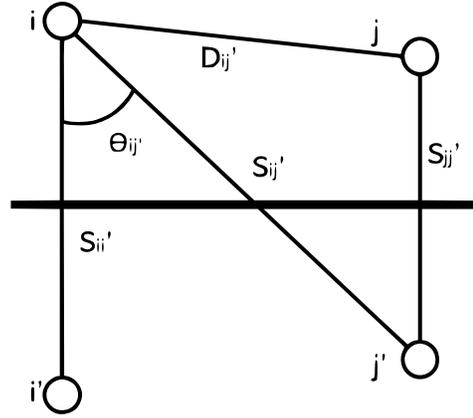


Figura 2.4: Esquema de retorno por tierra utilizado por el método de Carson (modificado de [41])

A partir de la figura 2.4, se definen las ecuaciones de la impedancia propia y mutua

$$Z_{ii} = r_i + 4wP_{ii}G + j \left(x_i + 2wG + \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} + 4wQ_{ii}G \right) \quad (2.5)$$

$$Z_{ij} = 4wP_{ij}G + j \left(x_i + 2wG + \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} + 4wQ_{ij}G \right) \quad (2.6)$$

En donde Z_{ii} representa la impedancia propia del conductor en $\Omega/milla$, Z_{ij} se refiere a la impedancia mutua entre los conductores i, j en $\Omega/milla$, r_i es la resistencia del conductor i , w simboliza la frecuencia angular del sistema, el Radio Medio Geométrico del conductor i (GMR_i), θ_{ij} representa el ángulo entre el par de líneas dibujadas del conductor i con su imagen y del conductor i y la imagen de j , RD_i hace referencia al radio del conductor i , D_{ij} representa la distancia entre los conductores i, j y S_{ij} la distancia entre el conductor i y la imagen del conductor j .

A partir de las ecuaciones 2.1 - 2.6 se determinan los parámetros e impedancias del sistema de distribución que permiten realizar el modelo de la red, como se muestra en la sección 3.3

2.4. Impactos de los sistemas de generación solar fotovoltaico conectados a la red

La energía solar fotovoltaica consiste en la transformación directa de la radiación solar en energía eléctrica. Esta transformación en energía eléctrica se consigue aprovechando las

propiedades de los materiales semiconductores mediante las células fotovoltaicas. El material base para la fabricación de paneles fotovoltaicos suele ser silicio. Cuando la luz del Sol (fotones) incide en una de las caras de la célula solar genera una corriente eléctrica continua (CC). En este tipo de instalación la energía que se produce se utiliza para autoconsumo y los excedentes de energía son destinados para la venta a la red eléctrica de distribución o almacenamiento [44, 45], estas instalaciones tienen tres elementos básicos: paneles solares fotovoltaicos los cuales suelen estar ubicados sobre el tejado de un edificio o integrados en cualquier elemento estructural del mismo o directamente sobre un terreno cercano a la red eléctrica, el inversor tiene como función transformar la energía en forma de corriente continua que proporcionan las placas solares a corriente alterna de igual tipo y valor que el transportado por la red eléctrica, y el control de interconexión el cual está sensando constantemente las condiciones operativas del punto de conexión para definir su estado de operación, es decir, sistema conectado con toda la generación o si es necesario limitar la generación o simplemente sistema desconectado.

Altos niveles de penetración solar fotovoltaica ocasionan efectos negativos sobre la calidad de potencia de los sistemas de distribución, los mayores impactos de la integración de esta tecnología se identifican como variaciones y desbalances de voltaje, armónicos de corriente y voltaje, protección de red aislada, flujo de potencia inverso y otros problemas de calidad de la energía, como el flicker y envejecimiento en el transformador o reguladores de tensión del sistema de distribución [8, 46–49], estos impactos se pueden agrupar de la siguiente manera: variaciones de tensión en el alimentador, es decir, aumento, falla y desbalance de tensión, funcionamiento incorrecto de los equipos de regulación de tensión, como el cambiador de tomas de operación bajo carga, el regulador de tensión de línea y los bancos de condensadores, sobrecarga en alimentadores de distribución, flujo de potencia inverso debido a los excedentes de generación, variación del flujo de potencia reactiva debido al funcionamiento defectuoso de los dispositivos del banco de condensadores, funcionamiento incorrecto de los dispositivos de protección contra sobrecorriente y sobretensión, operación de isla, detección en caso de desconexión de red y fiabilidad y seguridad del sistema de distribución.

La magnitud de estos impactos depende del nivel de penetración, el nivel de distribución, la configuración de la red y la ubicación de la generación solar fotovoltaica en el sistema de distribución. En tales casos, un alto nivel de penetración puede inyectar energía a la red de transmisión, lo que afecta el nivel de voltaje y la configuración de protección del sistema de distribución. Los sistemas de distribución están operando como una red activa en estas condiciones, por lo tanto, los problemas potenciales asociados con altos niveles de penetración de generación solar en el sistema de distribución se investigarán en las siguientes secciones. [8, 47]. A continuación se describen los impactos más comunes presentados en sistemas de distribución con penetración de sistemas solares PV.

2.4.1. Variación de tensión

Se define como un aumento o disminución de la tensión respecto a su valor de referencia [50]. La calidad del perfil de tensión es afectado por las fluctuaciones de la potencia generada e inyectada al sistema de distribución, los cambios constantes climatológicos e índices de nubosidad producen fluctuaciones de largo o corto plazo de irradiancia, afectando la calidad del perfil de tensión en el punto de acople común (PCC) [9], estas fluctuaciones se generan por la naturaleza intermitente y el comportamiento no controlado de la disponibilidad del recurso solar, es decir, por las rápidas alteraciones entre las nubes y la luz solar [51]. Además, el cambio de voltaje del sistema de distribución es sensible a las fluctuaciones de corto plazo. Este problema también plantea la posibilidad del mal funcionamiento de los equipos de regulación de voltaje instalados en la red [47].

2.4.2. Sobretensiones

Las sobretensiones son elevaciones de tensión por encima de los valores máximos establecidos por la normatividad, la presencia de este fenómeno reduce la vida útil de los equipos, ocasiona operaciones no deseadas de los relés de protección entre otros. Es uno de los impactos más comunes en los sistemas de distribución, el aumento y la regulación de tensión dependen del nivel de penetración en el sistema de distribución, cuando la potencia de salida de un sistema de generación solar es mayor que la demandada por la carga, la energía excedente se inyecta de nuevo a la red, por lo tanto, un aumento de voltaje puede ocurrir en el nodo directamente aguas arriba de la carga, con una posible sobrecarga en el alimentador cercano [52]. En varios estudios realizados se ha analizado cómo disminuir este impacto con diferentes niveles de penetración definidos por Liu en [53]. Estos niveles los define como: baja (5 %), media (10 %) y alta (30-50 %) de penetración solar fotovoltaica.

2.4.3. Flujo de potencia inverso

En un sistema de distribución, la energía fluye de media a baja tensión, sin embargo, con un alto nivel de penetración de sistemas de generación fotovoltaica podría presentar que la generación total supera la demanda pico, y como resultado se invierte la dirección del flujo de potencia circulando desde el punto de baja tensión hacia media tensión. Esta condición de funcionamiento produce tanto una disminución de cargabilidad en el alimentador de la red de distribución como en las pérdidas de potencia, sin embargo, para niveles altos de penetración, la energía inyectada puede ser mayor a la energía inicialmente demandada por el circuito, esto ocasiona que las pérdidas sean superiores en un escenario con altos niveles de penetración PV respecto a uno sin adopción de generación solar distribuida, afecta el funcionamiento de los

reguladores automáticos de tensión, ya que su configuración debe modificarse para adaptarse al cambio, y genera efectos negativos en los cambiadores de tomas de los transformadores de distribución [10].

El impacto se presenta en las horas de mayor disponibilidad de recurso solar, es decir, hacia el medio día, y al estar a su máxima generación, el sistema solar fotovoltaico opera con un factor de potencia cercano a 1. Al haber mayor energía suministrada por el parque generador solar, el efecto visto desde el punto de acople común del sistema de distribución es una disminución de carga, por lo que debe suministrar menos potencia activa y reactiva, por lo cual la potencia total reactiva disminuye ocasionando que los niveles de tensión de los nodos cercanos a los puntos de generación solar se aumenten.

2.5. PV Hosting capacity (PVHC)

Se define como la máxima capacidad de generación solar a instalar en un sistema de distribución de forma tal, que continúe operando sin presentar ninguna violación a los parámetros de calidad de potencia que se deseen medir.

Estudios internacionales aplicados en Estados Unidos y varios países europeos toman como parámetros de referencia los criterios prioritarios dentro de la regulación nacional correspondiente, que coincide con los tres criterios de calidad de tensión (Sobretensión, regulación y desbalance) [12].

La investigación del Hosting Capacity es un impulsador para la integración de la generación distribuida con fuentes de energía renovable, pero al ser un concepto reciente aplicado a los sistemas de distribución eléctrica se han propuesto diferentes metodologías desde una rápida y conservadora denominada regla del 15 % de penetración, hasta desarrollar métodos precisos utilizando límites de rendimiento y operación para evaluar el nivel de penetración y así garantizar que la integración de tecnología solar no produzca ningún efecto adverso sobre el sistema, por lo cual el PVHC ahora es un concepto específico, medible y práctico. [16].

El cálculo del PVHC se debe realizar para diferentes escenarios, lo que genera incertidumbre al momento de determinar la capacidad máxima, es por ello que se debe analizar con un enfoque probabilístico, en el que se considera la naturaleza intermitente de la disponibilidad de irradiancia, la variabilidad en la generación y las alteraciones de las cargas [16, 24].

El PVHC no es un valor único, éste varía según las características propias del sistema de distribución, para cada posible punto de instalación, nivel de penetración, y nivel de distribución, el máximo valor permitido a instalar varía, por lo que se calcula mediante modelos estocásticos y múltiples realizaciones de los eventos para tener en cuenta la aleatoriedad del comportamiento de expansión de la generación y disponibilidad del recurso. [54, 55]

2.6. Herramientas matemáticas

En esta sección se describen diferentes herramientas matemáticas necesarias para el desarrollo del modelo integrado, inicia con la interpolación por splines cúbicas para relacionar variables, en esta investigación se relacionan la temperatura de operación con la irradiancia disponible, posteriormente, se definen los modelos de Gaussianas Mixtas mediante los cuales se caracteriza el comportamiento de la irradiancia y la carga eléctrica, seguido del método de Monte Carlo utilizado para recrear varios días de sol y consumo de energía, y finalmente se describe el software utilizado para modelar la red. La aplicación de cada una de estas herramientas se describe en la metodología (capítulo 3).

2.6.1. Interpolación por Splines cúbicas

El objetivo de la interpolación es encontrar una función continua que relacione dos variables, una en términos de la otra, es decir, para n pares de datos $(x;y)$ definidos en un intervalo $[a;b]$ existe una función tal que $f(x)=y$. Existen varios métodos para determinar la función de interpolación, entre los cuales se encuentran: el método de Newton, método de Lagrange, interpolación de Hermite y la funciones de interpolación de splines; siendo estas últimas idóneas para parejas de datos de gran variabilidad, debido a que están conformadas por $n-1$ polinomios de grado menor o igual a k , cada uno definido en un subintervalo, que por condiciones de continuidad cada polinomio está unido al siguiente [56,57].

Sea $N+1$ la cantidad de pares de datos tal 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 $[t_0, t_n]$

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

2.6.2. Modelo de Gaussianas Mixtas (GMM)

Para el desarrollo de estudios estocásticos requiere del ajuste probabilístico de una serie de datos, para conseguir dicho ajuste es necesario evaluar la precisión de cada distribución de probabilidad analizada hasta encontrar una que represente de manera confiable la muestra. El Modelo de Gaussianas Mixtas consiste en la combinación y sobreposición de varias gaussianas o

distribuciones normales sobre la misma muestra de datos, haciendo del GMM una herramienta precisa y eficaz al momento de realizar el ajuste probabilístico del fenómeno de estudio [58–60].

Sea $Y = (Y_1, Y_2, \dots, Y_n)$ una muestra aleatoria de tamaño n , donde Y_j es un vector aleatorio q – dimensional con función de densidad de probabilidad $f(y_j)$ en \cdot . 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 GMM está dada por:

$$f(y_j|\Psi) = \sum_{i=1}^{nc} p_i f_i(y_j|\mu_i, \sigma_i^2) \Psi = (p_1, p_2, \dots, p_{nc}, \mu_1, \mu_2, \dots, \mu_{nc}, \sigma_1, \sigma_2, \dots, \sigma_{nc}) \quad (2.7)$$

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

Donde nc es la cantidad de componentes de gaussianas y p_i representa la proporción de la i -ésima componente, estas proporciones se interpretan como la probabilidad de que la realización y_j de la variable aleatoria se generara por la componente nc .

Se dice que Y sigue una distribución normal por lo que la función de densidad se puede escribir de la siguiente forma:

$$f(y|\mu, \sigma^2) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{(y-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad -\infty < y, \mu < \infty \quad \sigma^2 > 0$$

2.6.3. Análisis de Monte Carlo

El Método de Monte Carlo da solución a una gran variedad de problemas matemáticos haciendo experimentos con muestreos estadísticos y es aplicable a cualquier tipo de problema, ya sea estocástico o determinístico agrupando una serie de procedimientos que analizan distribuciones de variables aleatorias usando simulación de números aleatorios.

La simulación de Monte Carlo es una técnica cuantitativa que hace uso de la estadística para imitar, mediante modelos matemáticos, el comportamiento aleatorio de sistemas reales no dinámicos. La clave de la simulación consiste en crear un modelo matemático del sistema que se quiere analizar, identificando aquellas variables de entrada del modelo cuyo comportamiento aleatorio determina el comportamiento global del sistema. Una vez identificadas estas variables aleatorias, se lleva a cabo un experimento, el cual consistente en [61]:

1. Generar muestras aleatorias para las variables aleatorias.
2. Analizar el comportamiento del sistema ante los valores generados para n realizaciones del experimento o evento.

3. Caracterizar el comportamiento del sistema a partir de las n observaciones.

2.6.4. OpenDSS

OpenDSS es un software libre de simulación de sistemas de distribución de energía eléctrica desarrollado por EPRI (Electric Power Research Institute). El programa fue originalmente pensado como una herramienta para el análisis de la interconexión de generación distribuida, pero su continua evolución ha llevado al desarrollo de otras funcionalidades para el análisis de redes eléctricas. Una de las características innovadoras respecto a otras herramientas típicas de análisis de sistemas de distribución de energía eléctrica, es su modo de solución cuasiestática, es decir, las simulaciones en tiempo secuencial con periodicidad deseada. Cada elemento del sistema eléctrico bajo estudio puede tener una única curva de carga o funcionamiento; esta curva es una característica permitiendo definir el comportamiento *real* de todo el sistema de manera desagregada. La facilidad con la que OpenDSS realiza esta tarea, con sus opciones Monitor y EnergyMeter, quizás lo haga único en la industria, ya que puede capturar los resultados de series temporales en largas simulaciones. Estas opciones pueden ser muy útiles para el análisis con recursos en la utilización de energías renovables, almacenamiento, vehículos eléctricos, etc., cuya solución es difícil de obtener sin modelar el comportamiento del sistema como función del tiempo.

Capítulo 3

Metodología

La capacidad máxima permitida de penetración de generación solar fotovoltaica, define la potencia máxima que es posible integrar a la red de distribución manteniendo su operación dentro de los parámetros establecidos por las normas correspondientes. En el caso nacional, estos límites son establecidos por el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC) mediante la Norma Técnica Colombiana NTC-5001 del 2008 [50] y el reglamento de distribución de energía eléctrica descrito en la resolución CREG-070 de 1998 [40].

Para determinar esta capacidad máxima, es necesario considerar dos aspectos fundamentales en el comportamiento de las redes modernas de distribución, cómo lo son el comportamiento estocástico de la generación fotovoltaica y el modelamiento exacto de dichas redes. La figura **3.1** muestra la metodología utilizada en este trabajo para modelar estos dos aspectos de las redes modernas de distribución, con la cual es posible determinar la capacidad máxima permitida de generación fotovoltaica en un alimentador de media tensión; también se observan tres grandes bloques: el ajuste probabilístico, el modelamiento de la red, las simulaciones y cálculos realizados para determinar la capacidad máxima de penetración solar fotovoltaica. En las secciones siguientes, se detallará cada uno de los pasos seguidos en estas dos grandes etapas.

Por otro lado, la resolución CREG-030 del 2018 [3] propone medir el nivel de penetración PV en función de la potencia instalada del transformador directamente aguas arriba de la instalación del sistema PV, por lo cual, para el desarrollo del presente trabajo se decidió realizar la agrupación de carga eléctrica y generación distribuida en los nodos de media tensión de la red, simulando diferentes niveles de penetración PV y participación en la adopción de esta tecnología en el sistema, de tal forma que se modele el comportamiento esperado de los sistemas modernos de distribución en Colombia.

Este capítulo se desarrolla en cinco secciones; en la primera sección se presenta la metodología para obtener el ajuste probabilístico de la irradiancia y de la carga por medio de GMM y en análisis de Monte Carlo, posteriormente se muestra el procedimiento para relacionar la temperatura de operación del sistema solar PV en función de la irradiancia, seguido

del proceso para realizar el modelo del sistema de distribución para determinar el HCPV, a continuación se presentan las simulaciones a realizar y el proceso de análisis de la información resultante de cada una y finalmente se describen las consideraciones y escenarios definidos para el estudio.

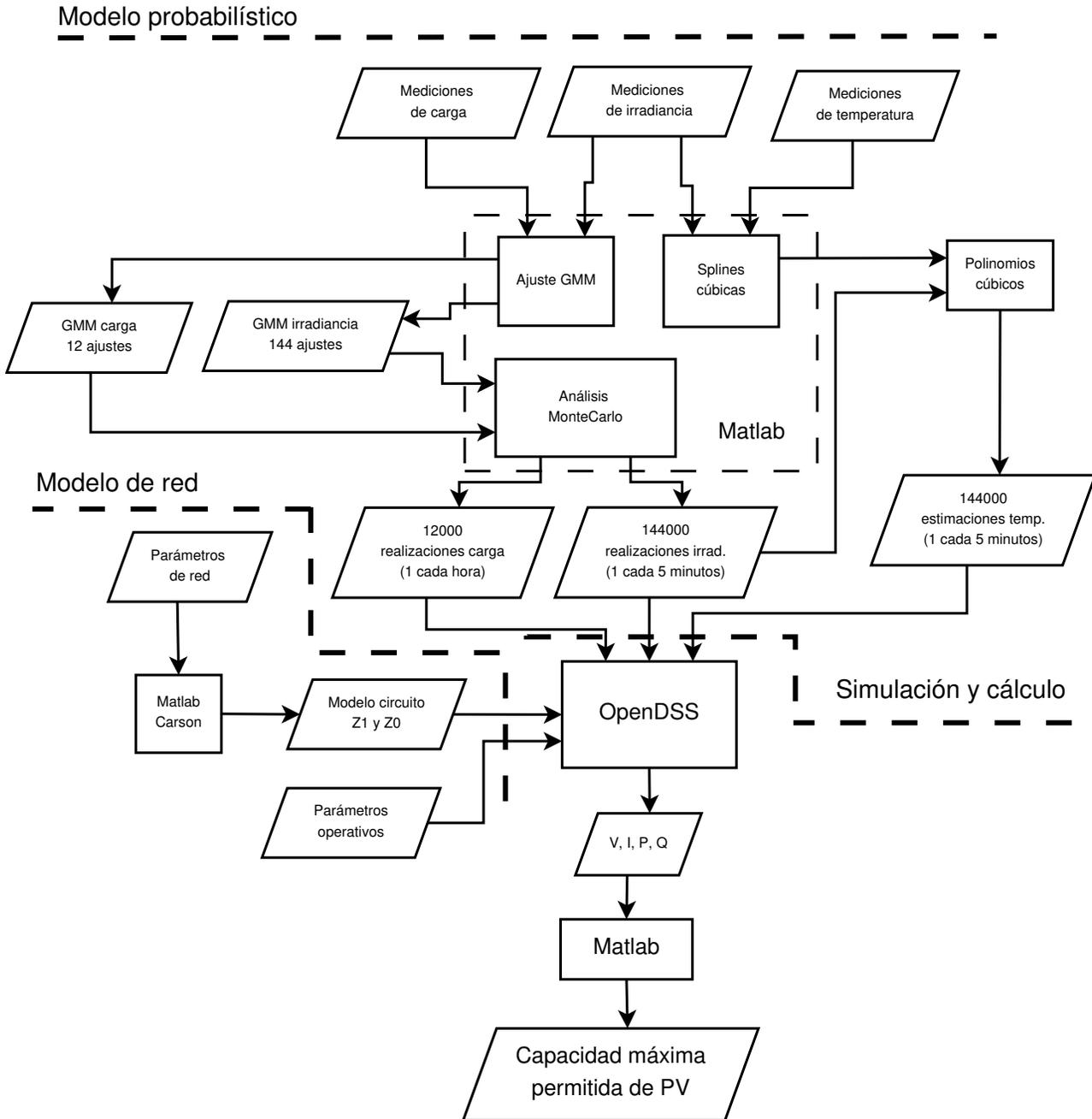


Figura 3.1: Diagrama de flujo para determinar la capacidad máxima permitida de penetración solar PV

3.1. Ajuste probabilístico

El desarrollo de un modelo probabilístico requiere información confiable e histórica, teniendo en cuenta que la frecuencia de muestreo debe representar el fenómeno de estudio, y así garantizar que los datos aportan información verídica para el mismo.

Los modelos probabilísticos son utilizados cuando el valor futuro (X_{t+1}) no necesariamente se relaciona con el valor presente (X_t). La disponibilidad del recurso solar y la demanda de energía se comportan como un proceso estocástico, el cual presenta fuertes cambios de un momento a otro, a lo largo del día y al pasar los días, su comportamiento es diferente según la ubicación geográfica del lugar de estudio. Para realizar el ajuste de probabilidad se debe definir inicialmente la frecuencia de los datos a utilizar, dado que si se definen n mediciones al día es necesario realizar n histogramas y finalmente n ajustes probabilísticos, donde cada histograma puede tener una distribución de probabilidad distinta.

Como se muestra en la figura **3.1**, el procedimiento se inicia con datos medidos de carga e irradiancia, para el desarrollo del trabajo se hace uso de un año de mediciones. Posteriormente, se realizan ajustes probabilísticos por medio de GMM tanto para la carga como para la irradiancia. En el caso de la carga, se realizaron 12 ajustes; uno por cada hora de sol del día. Mientras que para la irradiancia se definió un ajuste por cada 5 minutos, lo que equivale a 144 ajustes para las 12 horas de sol del día. Posteriormente, con los ajustes obtenidos de irradiancia y carga se procede a realizar el análisis de Monte Carlo, donde se crean 1000 realizaciones (eventos) para cada uno de los ajustes determinados en el paso anterior, obteniendo 1000 días de sol y 1000 curvas de carga en el alimentador del circuito que posteriormente serán asignadas a cada uno de los nodos que cuente con un transformador MT/BT conectado. Cada uno de estos 1000 días recreados, representan la información del comportamiento de carga e irradiancia que luego alimentará al modelo de red modelada en OpenDSS.

3.1.1. Modelo de Gaussianas Mixtas (GMM)

Teniendo en cuenta que el ajuste probabilístico mediante funciones de densidad de probabilidad (FDPs) convencionales no resulta apropiado debido a la gran cantidad de variables seleccionadas, y por la naturaleza variable de la irradiancia y carga eléctrica, es posible que sus comportamientos no se ajusten con facilidad a una función de probabilidad convencional, se decidió implementar la metodología presentada en [62, 63], que consiste en Ajuste Modelos Gaussianos Mixtos (GMM) cuya función de densidad de probabilidad ($f(y)$) radica en la suma ponderada de M distribuciones Gaussianas, como se describió en la sección 2.6.2. Estos ajustes son realizados a partir de mediciones de la irradiancia y carga eléctrica, esta muestra de datos se describe en el capítulo 4.

Una de las principales dificultades a la hora de usar modelos GMM es determinar la cantidad M de componentes Gaussianas a implementar, principalmente porque utilizar un número alto de componentes para representar con mayor exactitud una serie de datos puede ocasionar problemas de convergencia en el modelo [62]. Una opción para determinar el número de componentes que mejor representa una serie de datos es el Criterio de Información de Akaike para la estimación del modelo (AIC) [64], que provee una medida de la calidad del modelo ajustado; para seleccionar el modelo que mejor representa los datos se debe tomar aquel que obtuvo el menor AIC [65].

Durante el proceso de ajuste de los modelos GMM se ajustaron hasta cinco componentes gaussianas, una vez seleccionado el modelo, se procede a realizar la validación mediante el test de bondad de ajuste X^2 para un nivel de significancia α establecido. En caso de que un ajuste no se llegue a representar la serie de datos, se contempló la opción de aumentar la cantidad de componentes o hacer uso del algoritmo de Esperanza-Maximización (EM) como alternativa para calcular estimar los parámetros de las componentes [62], el cual fue propuesto para obtener estimaciones de máxima verosimilitud en presencia de datos incompletos [66], sin embargo, esto no fue necesario.

3.1.2. Análisis de Monte Carlo

Para implementar el análisis de Monte Carlo a una muestra de datos se realizan cinco pasos, los cuales son [67]:

- **Ajustar las distribuciones a los datos de entrada:** Antes de iniciar con la recreación de números aleatorios, es necesario determinar la función de densidad de probabilidad (FDP) que define el comportamiento de los datos de entrada.
- **Ejecutar simulaciones de Monte Carlo:** Una vez identificada la FDP, 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 esfuerzo computacional. Según el fenómeno que se desea modelar es necesario realizar truncamientos al mismo, con el fin de evitar evitar que al recrear los números aleatorios existan valores irreales, por ejemplo, algún valor negativo de irradiancia.
- **Combinar las simulaciones de Monte Carlo:** Al tener los valores de todas las simulaciones, la combinación consiste en sustituir cada uno de estos valores en la ecuación o función matemática de interés y así obtener los n resultados simulados.
- **Calcular intervalos de confianza:** El método para calcular los intervalos de confianza depende de la PDF ajustada para los datos de entrada. En el caso de una distribución

normal o para cada componente de las GMM el intervalo de confianza se determina como muestra la ecuación 3.1. El intervalo de confianza está en función de la media (\bar{x}), la desviación estándar (σ), el número de simulaciones (n) y z-valor (z)

$$\bar{x} \pm z \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \quad (3.1)$$

- **Calcular incertidumbre:** Una vez calculados los intervalos de confianza, se procede a determinar el porcentaje de incertidumbre como se muestra en la ecuación 3.2

$$\%Incertidumbre = \frac{\frac{1}{2} \text{Amplitud del intervalo de confianza}}{\text{Estimación}} \times 100 \% \quad (3.2)$$

3.2. Interpolación Splines Cúbicos

La temperatura de operación en un sistema solar PV tiene efecto sobre la energía generada, a medida que la temperatura aumenta se observa una disminución en la eficiencia de generación del sistema PV [68, 69], como esta temperatura afecta el nivel de energía generada, es necesario generar una relación entre la irradiancia y la temperatura a partir de las mediciones realizadas e incluirla en el análisis. Como se muestra en la sección 3.3.3 el modelo de generación solar utilizado para el desarrollo del trabajo es el manejado por OpenDSS, e incluye como información de entrada la temperatura de operación. Para efectos de este trabajo se asumió que esta temperatura solo depende del nivel de irradiancia, por lo cual se decide relacionar las variables por medio de interpolación, específicamente Splines Cúbicos por ser las de mayor precisión [70, 71].

En la figura 3.1 se observa el proceso para relacionar la temperatura operativa y la irradiancia disponible. Inicia con los datos medidos con la misma frecuencia para ambos parámetros; posteriormente se realiza el diagrama de dispersión y se determinan tantos polinomios cúbicos como datos o intervalos se definan. Finalmente cada uno de los valores de irradiancia generados con el análisis de Monte Carlo descrito en el paso anterior (sección 3.1), es evaluado en el polinomio correspondiente para obtener el comportamiento de la temperatura de operación del sistema solar fotovoltaico; este comportamiento alimentará el modelo de la red en OpenDSS.

Como se pudo observar en la sección 2.6.1, entre mayor sea el grado de los polinomios a calcular, mayor será la precisión en la interpolación, sin embargo esto incurre en mayor gasto computacional, por tal razón el grado utiliza un polinomio de grado 3, $k=3$. Para obtener los $n - 1$ polinomios se sigue el procedimiento mostrado en [57]

3.3. Modelado red de media tensión

El estudio de sistemas de distribución modernos requieren del cálculo de flujos de potencia dinámicos. Para obtener estas simulaciones es necesario integrar el comportamiento estocástico de la generación solar fotovoltaica y el comportamiento variable de la demanda eléctrica al sistema de distribución de MT de estudio.

Se espera que los sistemas de distribución modernos de Bogotá se compongan principalmente como se muestra en la figura 3.2, iniciando por una línea de AT a 115 kV que llega a un transformador AT/MT de 40MVA, por el cual, se energizan varios circuitos o alimentadores, que a su vez se componen por líneas aéreas, subterráneas y transformadores de MT/BT y finaliza en el consumo final de la energía eléctrica siguiendo el comportamiento aleatorio modelado de la carga; de igual forma en el lado de BT de los transformadores de distribución se realiza la conexión del sistema de generación solar PV, cuya potencia generada está en función de la irradiancia modelada y simulada estocásticamente.

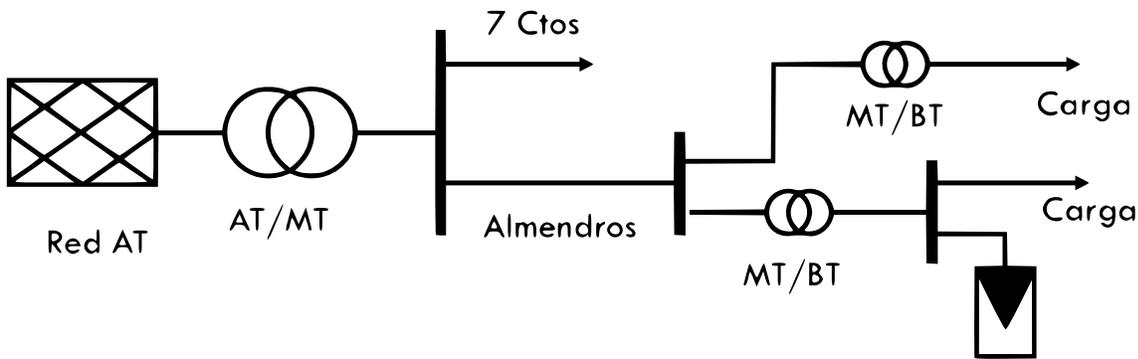


Figura 3.2: Modelo esquemático del sistema de distribución MT con penetración solar PV

Para modelar un circuito eléctrico radial MT, es necesario conocer la configuración de conexión de la subestación AT/MT, la información técnica y de operación del transformador de potencia, las especificaciones eléctricas y físicas del circuito para determinar las componentes de fase y así simular con ayuda de herramientas computacionales la red para iniciar con el análisis deseado.

Aun cuando un sistema de distribución está compuesto por varios elementos, para el cálculo de la capacidad máxima permitida basta con modelar el transformador de cabecera y los transformadores de MT/BT, la carga y la topología del sistema, es decir, tipo de conductor, longitud y características del tramo, si es aéreo o subterráneo y la distancia entre conductores en el caso de existir. La figura 3.1 muestra el procedimiento para obtener el modelo de la red. En primera instancia se recolectan los parámetros de la red para determinar mediante el método de Carson las impedancias por fase y posteriormente las impedancias

de secuencia cero y secuencia positiva para cada tipo de conductor presente en el sistema de distribución, estos parámetros junto con los parámetros operativos, y las especificaciones de placa de los equipos de potencia conectados en la red, representan la información necesaria para elaborar el modelo de la red que se implementará en OpenDSS.

3.3.1. Modelo de la red

Las ecuaciones de Carson mostradas en la sección 2.3.1 se modifican para obtener la impedancia propia del conductor Z_{ii} en Ω/km (ecuación 3.5) y la impedancia mutua entre los conductores i, j , Z_{ij} en Ω/km (ecuación 3.6); estas ecuaciones están en función de los parámetros geométricos y tipo de la red, cuya configuración se describe en el capítulo 4. Para obtener las ecuaciones mencionadas, se tuvo en cuenta red aérea abierta (figura 3.3 (a)) y red subterránea por conducto de 6 pulgadas (figura 3.3 (b)), frecuencia de 60 Hz, la resistividad de la tierra de 100 [Ωm] y las siguientes aproximaciones:

$$r_d = 0,09530[\Omega/milla] \quad (3.3)$$

$$\ln \frac{D_{id}D_{di}}{GMR_d} = \ln \frac{D_{dj}D_{jd}}{GMR_d} = 7,93402 \quad (3.4)$$

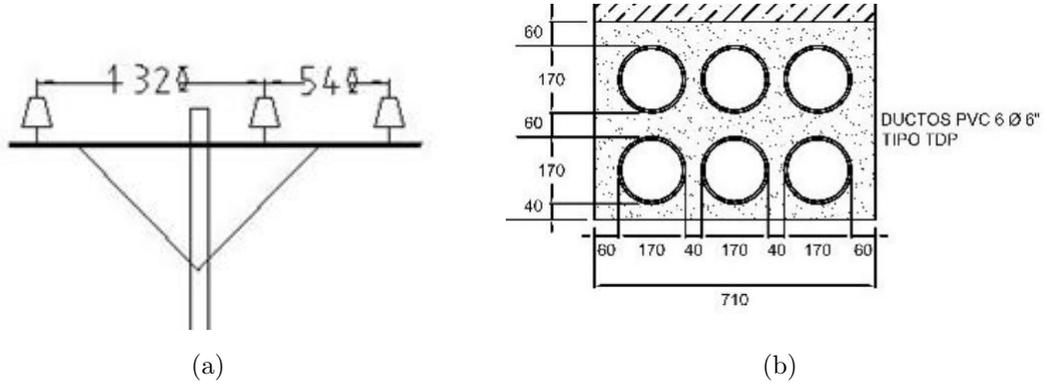


Figura 3.3: Tipos de red utilizados en el modelo (a) LA202 [72] (b) CS212 [73]

$$Z_{ii} = r_i + 0,059220 + j0,0754 \left(\ln \frac{1}{GMR_i} + 6,746 \right) \quad (3.5)$$

$$Z_{ij} = 0,059220 + j0,0754 \left(\ln \frac{1}{D_{ij}} + 6,746 \right) \quad (3.6)$$

Utilizado el modelo de red para línea corta combinándolo con el método de Carsson para el cálculo de los parámetros de la red descritos anteriormente y realizando la conversión de impedancias de fase a impedancias de secuencia, el modelo se obtiene al aplicar las siguientes ecuaciones para cada tramo de red del sistema de distribución:

$$GMD_{abc} = \sqrt[3]{d_{ab} \times d_{ac} \times d_{bc}} \quad (3.7)$$

$$Z_1 = r_{conductor} + (j0,17361) \left(\log \frac{GMD_{abc}}{GMR_{conductor}} \right) \quad (3.8)$$

$$Z_0 = r_{conductor} + 0,17784 + (j0,52083) \left(\log \frac{D_e}{GMR_1} \right) \quad (3.9)$$

3.3.2. Modelo de la carga

Las cargas son uno de los elementos fundamentales en el análisis de sistemas de potencia, se puede modelar de tres formas diferentes: kW-PF, kW-kVAR y kVA-PF. Sin embargo, esto no representa el comportamiento de la carga, razón por la cual es necesario definir el tipo de carga de estudio para determinar su curva de variación en el tiempo y su comportamiento como P y Q constante, P constante y Q^2 , Z constante, entre otras. Para el desarrollo de la investigación se recibió un año de mediciones de potencia activa en el alimentador y al ser principalmente carga residencial se hace uso del tipo P y Q constante, adicionalmente para determinar la potencia reactiva, se asumen un factor de potencia igual a 0,9 en atraso el cual representa el límite permitido por la regulación colombiana, realizando así el estudio sobre un caso crítico.

3.3.3. Modelo del sistema solar PV

El modelo de generación solar PV adicional a la curva de irradiancia debe considerar la temperatura, la curva de potencia en función de la temperatura operativa del sistema y la curva de eficiencia del inversor en función de la potencia. Para el desarrollo de la investigación se hace uso del modelo manejado por OpenDSS, el cual consiste en un módulo combinado de paneles solares e inversor tal como se muestra en la figura 3.4. En consecuencia, para lograr implementar el modelo es necesario conocer los parámetros mencionados anteriormente.

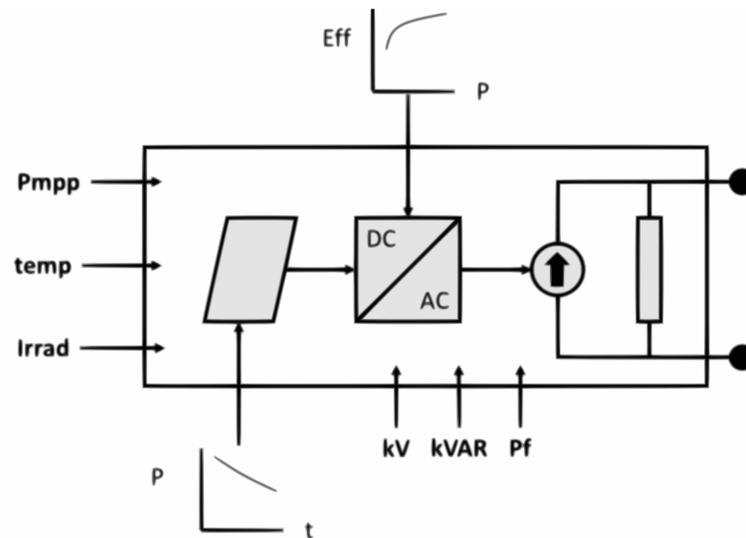


Figura 3.4: Modelo sistema solar PV manejado por OpenDSS

3.4. Integración de modelos

Los resultados del modelo probabilístico y del modelo de la red son integrados para iniciar con la simulación temporal del sistema de distribución moderno en OpenDSS, adicional a los equipos definidos para modelar, es necesario integrar monitores a lo largo de toda la red para llevar registro de los valores que toman las variables en cada flujo de potencia simulado [74]. Se recomienda instalar los medidores solo en los puntos de interés y tomando registros de las variables de estudio, esto para evitar el almacenamiento de información que no se necesita. El resultado almacenado por los medidores para cada flujo de potencia (uno por cada 5 minutos de sol del día) es comparada con los límites de calidad de potencia establecidos en Colombia y finalmente es organizada para mostrar los resultados de manera gráfica. Sin importar que se violen los límites, se realiza el procesamiento de toda la información para determinar no solo la capacidad máxima permitida si no la magnitud del impacto en la calidad de potencia, este procedimiento se muestra en la figura 3.1,

Se espera que para las redes colombianas, la adopción e instalación de sistemas solares se presente de manera distribuida sobre la red de BT como se muestra en la figura 3.5, sin embargo, el alcance del presente trabajo contempla el impacto de estos sistemas en la red de MT, por lo cual, para simular la evolución esperada de los sistemas de distribución en Colombia, se decide agrupar la carga y la generación en el lado de baja tensión de los transformadores MT/BT como lo muestra la figura 3.6.

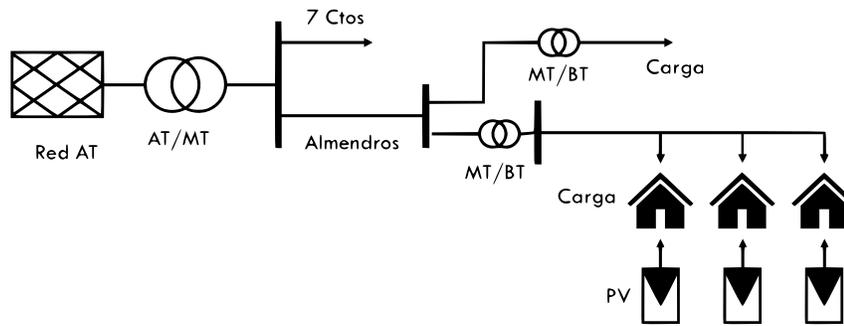


Figura 3.5: Sistema de distribución MT/BT con carga y PV desagrupado

En cuanto a la asignación de la carga, se utiliza la curva de demanda vista desde cabecera obtenida del modelo GMM en valores PU, esta curva se escala y ajusta a cada punto de concentración de carga según la potencia, factor de uso y desbalance de cada transformador MT/BT tal como lo muestra la figura 3.6

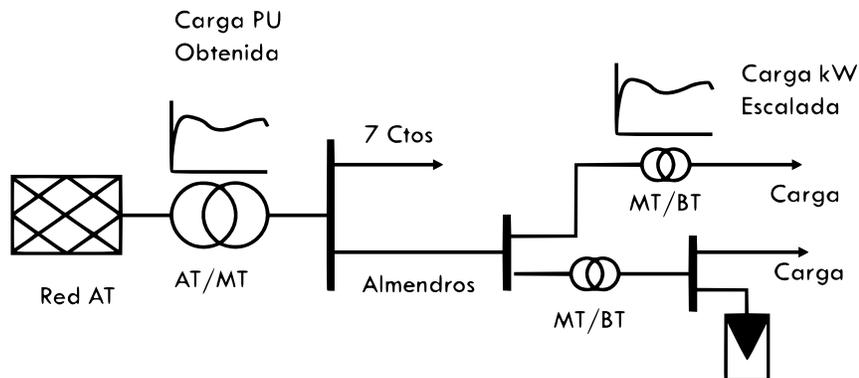


Figura 3.6: Sistema de distribución MT con carga y PV agrupado

3.5. Consideraciones

El nivel de penetración solar fotovoltaica es un indicador que brinda información sobre la capacidad instalada de la generación solar fotovoltaica en un sistema eléctrico tomando como referencia algún parámetro del mismo. Este nivel se puede medir de diferentes formas, por ejemplo: como una proporción del pico de carga [75], o según la cantidad de usuarios con sistemas fotovoltaicos [12, 23], o como proporción de la capacidad del circuito [47]. En Colombia debido a la resolución CREG-030 de 2018 [3], se establece la medida de penetración solar fotovoltaica en función del transformador directamente aguas arriba del sistema solar a

instalar, razón por la cual éste fue el indicador seleccionado para medir el nivel de penetración solar en el desarrollo de la investigación.

El nivel de penetración solar fotovoltaico, NP_{PV} en %, se representa como la relación entre la potencia de sistema solar a instalar, kW_{PVi} en kW , y la potencia del transformador en el cual se va a instalar el sistema solar, kW_{Ti} en kW , como se muestra en la ecuación 3.10

$$NP_{PV} = \frac{kW_{PVi}}{kW_{Ti}} 100 \% \quad (3.10)$$

Según [54, 55], el valor del HCP depende de la ubicación de los sistemas solares fotovoltaicos, concluyendo que el punto de mayor impacto en tensión es el nodo directamente aguas arriba del sistema PV, y los puntos que presentan mayor variación en los resultados son el alimentador y el final del circuito; otro factor que influye es la demanda del sistema, debido a que el fenómeno de flujo inverso de potencia se presenta cuando la generación solar supera el valor de la demanda, factor que se tiene en cuenta y se explicó en el capítulo 2.

Para el caso colombiano, se espera que con lo establecido en la resolución CREG-030 del 2018, un sistema de distribución en MT experimente incrementos de penetración PV a medida que cada punto de consumo (transformador MT/BT) adopte la generación solar PV, por lo cual el 15 % de penetración PV se obtiene cuando la capacidad instalada de PV conectada a ese transformador es igual al 15 % de su potencia nominal. En consecuencia para modelar la evolución esperada de las redes de distribución colombianas, se incluye en el análisis el nivel de participación, representando el porcentaje de transformadores MT/BT que adoptan la generación solar PV.

Este nivel de participación, es medido porcentualmente en función de la cantidad de transformadores MT/BT que tendrán asociado un sistema de generación PV respecto al total de transformadores conectados a la red. Por lo que el nivel de participación solar fotovoltaico, ND_{PV} en %, se representa como la relación entre la cantidad de transformadores MT/BT con un sistema solar a instalar, CT_{PV} en Und , y la cantidad total de transformadores en la red, CT_{Total} en Und , como se muestra en la ecuación 3.11

$$ND_{PV} = \frac{CT_{PVi}}{CT_{Total}} 100 \% \quad (3.11)$$

Teniendo en cuenta esto, se varía el nivel de penetración con cinco casos definidos y se decide realizar un análisis de sensibilidad que permita obtener resultados para diferentes condiciones de operación, dividida en dos partes. La primera tiene como objetivo medir el impacto de la ubicación y potencia instalada PV, para ello se definieron cuatro escenarios de participación con el objetivo de simular la forma como se espera que la generación PV aparezca en los circuitos de MT colombianos según lo propuesto por la regulación nacional. Es decir; se varía la cantidad y ubicación de los sistemas PV, definido mediante un proceso aleatorio uniforme que tiene en cuenta únicamente los nodos con transformadores de

distribución instalados. Así, para cada iteración del proceso se realiza la medición de todos los parámetros en cada transformador que tenga asociado un sistema solar PV, tal como lo propuso Navarro en [76].

La segunda parte comprende el estudio de dos (2) casos particulares para evaluar el impacto acumulado de la penetración PV en varios alimentadores de MT conectados al mismo transformador de cabecera, los cuales se simulan con el nivel de penetración permitido por la regulación actual (15 %).

De esta forma, la cantidad total de escenarios analizados y comparados es de 22, de tal forma que se logre determinar cómo impacta cada variable en la capacidad máxima permitida de penetración solar PV. Las variables que se modificaron para realizar el análisis de sensibilidad y sus límites son los mostrados en la tabla **3.1**.

Tabla 3.1: Escenarios de sensibilidad para el HCP

Variable	Escenario	Código
Penetración sistema PV	15 % penetración	NP=1
	30 % penetración	NP=2
	50 % penetración	NP=3
	75 % penetración	NP=4
	100 % penetración	NP=5
Ubicación sistema PV	25 % participación	ND=1
	50 % participación	ND=2
	75 % participación	ND=3
	100 % participación	ND=4
Casos particulares	Alimentador	CP=1
	Circuito equivalente	CP=2

Un escenario de ubicación con participación del 100 % ($ND=4$), indica que en todos los nodos asociados a un transformador de distribución se instala un sistema solar PV de potencia igual al nivel de penetración de estudio en esa iteración. Para el caso del $CP=1$ se mide el impacto en el transformador principal al conectar el sistema de generación solar PV directo al barraje de la subestación con potencia igual al 15 % del transformador de cabecera (AT/MT), y el caso $CP=2$ tiene el objetivo de representar el impacto en el transformador principal en el caso que el circuito de estudio no presente ningún sistema solar PV y en los otros 7 circuitos se presente el caso crítico de la regulación actual, es decir, todos los transformadores tiene penetración solar PV del 15 %.

Las combinaciones posibles entre los casos definidos forman el árbol de escenarios mostrado en la figura **3.7**, para cada uno de estos escenarios se debe calcular la capacidad máxima permitida generación solar PV descrita.

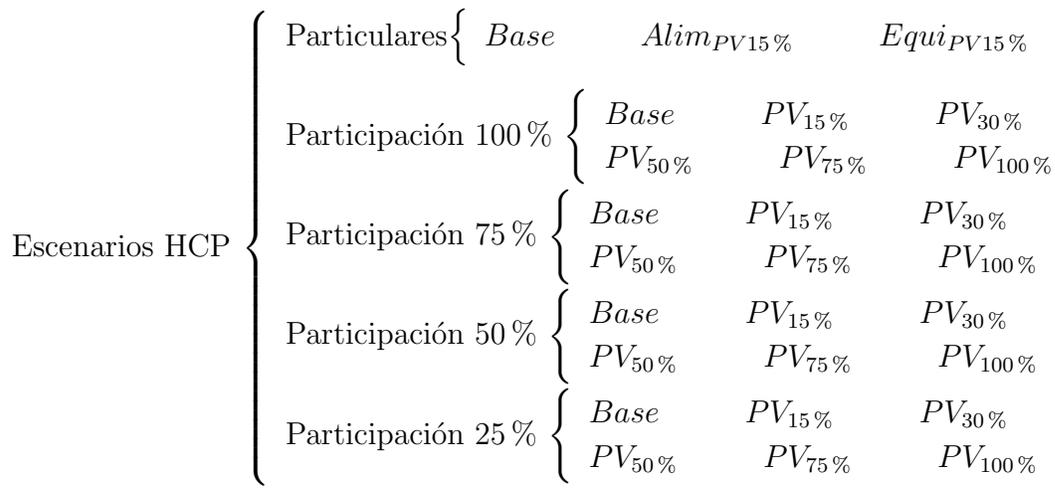


Figura 3.7: Árbol de posibilidades y escenarios de simulación

Capítulo 4

Casos de estudio

El caso de estudio sobre el cual se realizó la investigación está dividido en 5 partes, la primera parte describe el origen de los datos utilizados, luego el tratamiento de la irradiancia y temperatura de operación estimada, la tercera parte detalla la demanda de energía eléctrica estimada, posteriormente se describe el sistema de distribución radial MT sobre el cual se integraron los resultados obtenidos en las secciones anteriores, finalmente en la quinta parte se describen las variables y los límites de operación.

4.1. Adquisición de datos

La información de entrada necesaria para implementar la metodología se describió en el capítulo 3. Para el caso de la irradiancia y temperatura, los datos fueron adquiridos por medio de la estación meteorológica VSN800-14 Weather Station de ABB, instalada en la cubierta del bloque I en la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito. Se utilizaron los datos medidos desde el primero de mayo del año 2018 al 30 de abril del año 2019. Estos datos se registraron con frecuencia de 5 minutos, equivalente a 288 valores de irradiancia medidos por cada día. Sin embargo, se tuvo en cuenta únicamente las mediciones registradas entre las 6 y 18 horas, correspondiente a las horas de sol del día obteniendo 144 modelos probabilísticos de GMM; un modelo GMM por cada 5 minutos de sol en el día.

Por otro lado, para la demanda eléctrica y los parámetros del circuito se solicitó al operador de red dicha información, recibiendo las mediciones de corriente en el alimentador principal de todo el año 2018 con frecuencia horaria, las especificaciones físicas del circuito a modelar (ubicación, conductor, longitud) y los parámetros eléctricos y de operación de los equipos relevantes (potencia, cargabilidad, factor de uso, desbalance, entre otros). Todo esto para uno de los circuitos de la ciudad de Bogotá.

4.2. Irradiancia solar y temperatura

4.2.1. Estimación recurso solar

Inicialmente se analizaron y compararon los registros tomados por la estación meteorológica descrita anteriormente y los datos publicados en el atlas de irradiación del IDEAM, esta comparación se observa en la figura 4.1, donde la curva de irradiación promedio para el año de mediciones se muestra en la figura 4.1 (a), mientras que la registrada en el atlas de radiación solar del IDEAM se muestra en la figura 4.1 (b).

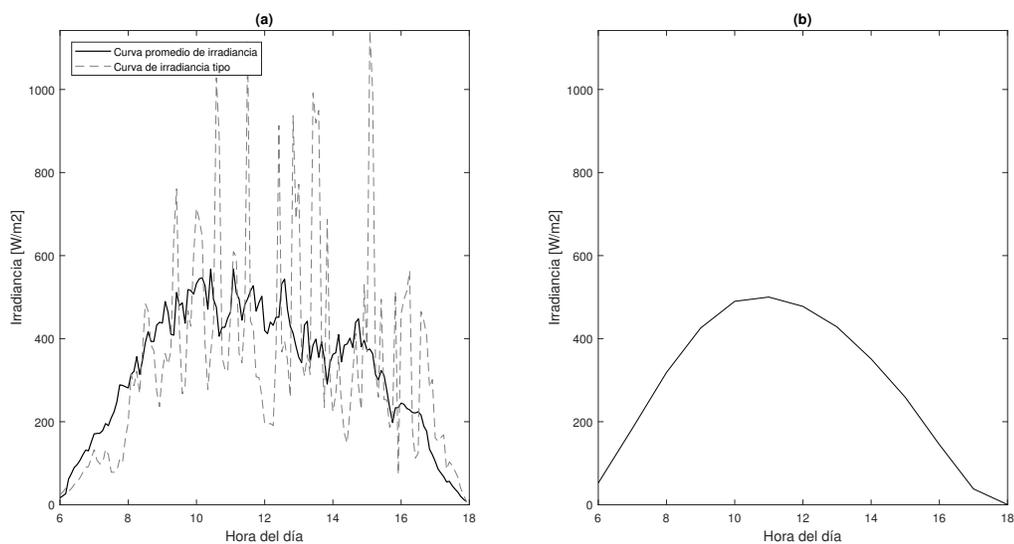


Figura 4.1: (a) Curva de irradiancia promedio y típica a partir de las mediciones (b) Curva de irradiancia promedio atlas IDEAM

Como se puede observar, el punto de máxima disponibilidad solar se presenta al medio día, éste es el momento de máxima generación PV, coincidiendo con el punto de mínima demanda eléctrica (mostrado en la sección 4.3); por lo tanto, es un punto crítico para la capacidad máxima permitida, dado que bajo esa condición operativa el nivel de tensión va a aumentar en mayor proporción respecto a los otros datos del día. Por otro lado, las curvas presentan similitudes en magnitud, sin embargo, sus comportamientos son diferentes, debido a los cambios de las condiciones climatológicas haciendo necesario que la frecuencia de los datos a utilizar sean mayores a los publicados en el atlas interactivo del IDEAM.

Teniendo lo anterior en cuenta y sabiendo que los impactos de los sistemas de generación solar PV sobre la red de media tensión son consecuencia del comportamiento variable del clima, la potencia y la ubicación respecto al transformador de cabecera de la red a la

cual se conecta [8, 47, 76, 77], se decidió realizar la investigación con las mediciones de irradiancia y temperatura tomadas por la estación meteorológica de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito y así implementar un modelo probabilístico que caracterice el comportamiento y la disponibilidad del recurso solar para estimar la generación de energía en los sistemas conectados a la red. Debido a que la estación de medición y la red de estudio no están ubicados sobre la misma zona, se debe tener en cuenta que para el desarrollo de la investigación se asumió que el comportamiento de la irradiancia medido en la institución es igual al comportamiento presente sobre la zona de cobertura del circuito de estudio.

El comportamiento del recurso solar observado en la figura 4.1 (a) hace necesario que se realice un modelo matemático que permita estimar la disponibilidad y variabilidad de la irradiancia para evaluar el impacto de este comportamiento en el sistema de distribución. En esta investigación el ajuste probabilístico se realizó mediante el Modelo de Gaussianas Mixtas (GMM), durante el proceso de ajuste de los modelos GMM se clasificaron los datos medidos en dos categorías según la estacionalidad climatológica de Bogotá; la primera categoría comprende la época de lluvias correspondiente a los meses de marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre, y la segunda corresponde a la época de sequía, es decir los meses restantes.

Una vez realizada la clasificación, estas categorías se ajustaron hasta máximo cinco componentes Gaussianas, seleccionando el mejor modelo que represente los datos mediante el criterio AIC. Posteriormente como validación del modelo se aplicó el test de bondad de ajuste X^2 con nivel de significancia del 5 % para garantizar que la distribución obtenida representa de manera apropiada los datos medidos.

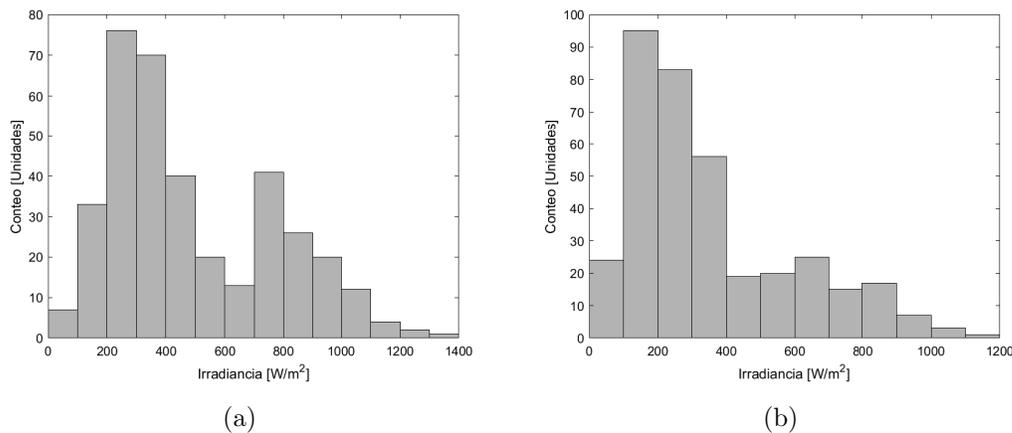


Figura 4.2: Histograma de mediciones de irradiancia en época de sequía a las (a) 10:30 (b)13:40

A modo de ejemplo se toma la serie de datos de las horas 10:30 y la 13:40. Las figuras 4.2 (a) y 4.2 (b) muestran el histograma de estas dos horas para los días en época de sequía. Como se observa en las gráficas, no existe una tendencia clara que permita utilizar los ajustes probabilísticos tradicionales, mientras que el modelo de GMM permite representar con mayor precisión cualquier distribución a través de la combinación de N distribuciones normales cada una con su respectiva media y varianza, es por esto que se decidió modelar el comportamiento estocástico de la irradiancia usando el modelo GMM.

El modelo de GMM que mejor se ajustó a la serie de datos tomadas como ejemplo es el que se muestra en la tabla 4.1, el cual, para el ajuste de las 10:30 se obtuvo una combinación de cuatro gaussianas, mientras que para el de las 13:40 se obtuvo un ajuste con tres componentes. Para cada componente se muestra la media, varianza y la proporción correspondiente. Los resultados para cada ajuste realizado se presentan en el anexo A.3.

Tabla 4.1: Modelos ajustados de irradiancia a las series de datos

Serie de datos	Componentes	Media	σ	Proporción
10:30	4	491,01	2147,1	0,1153
		761,18	4012,9	0,1353
		903,38	29567,7	0,1989
		281,94	7769,9	0,5505
13:40	3	171,68	3188,0	0,2911
		754,23	41068,2	0,2637
		323,99	7524,7	0,4452

En la figura 4.3 (a) se observa el histograma de los datos medidos en forma de gráfico de barras y la curva compuesta del modelo de GMM que mejor representa los datos para el ajuste de GMM obtenido para la hora 10:30, mientras que en la figura 4.3 (b) se muestran los diagramas de dispersión de los datos estimados mostrados como puntos vs los datos medidos representados por círculos. Con estas gráficas se confirma que el comportamiento estocástico de la irradiancia está adecuadamente modelado y representado mediante ajustes de GMM.

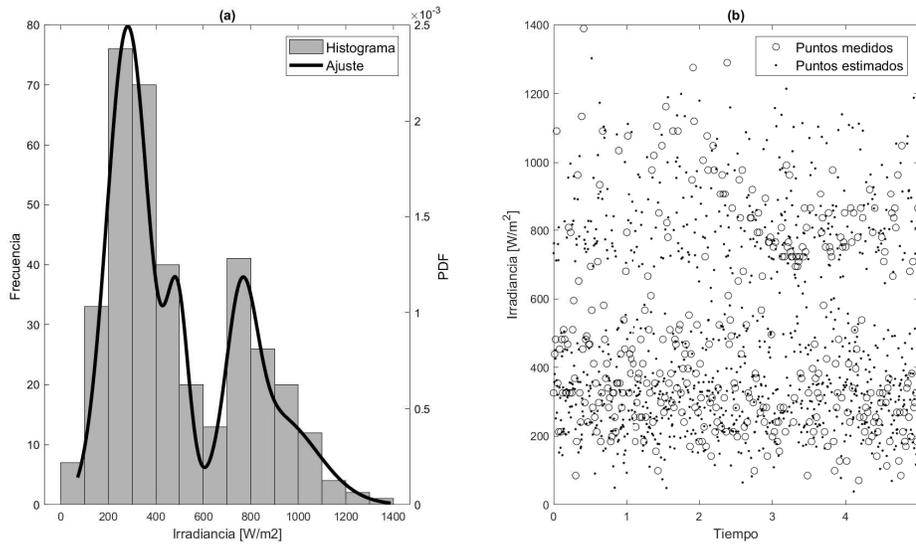


Figura 4.3: Validación gráfica del ajuste obtenido para las 10:30

4.2.2. Temperatura de operación

La eficiencia de generación se ve impactada por la temperatura de operación de los paneles, sin embargo, para el objeto de la investigación desarrollada el impacto de esta variable no se considera primordial, por lo cual se supone que la temperatura de operación se relaciona sólo con la irradiancia.

Con la misma estación meteorológica de la institución se registró la temperatura en la superficie de los paneles solares para cada medición del periodo de muestra descrito en la sección anterior, este valor se asumió como la temperatura de operación del sistema de generación solar PV, a partir de los datos obtenidos y clasificados bajo las mismas categorías que la irradiancia, se realizó el gráfico de dispersión de temperatura en función de la irradiancia y mediante interpolación de splines cúbicas se determinó el vector de polinomios que relaciona estas dos variables (irradiancia y temperatura). En la figura 4.4 (a) se observa la nube de puntos registrada para cada valor de irradiancia en época de sequía, mientras que en la figura 4.4 (b) se muestra el conjunto de polinomios obtenidos mediante la interpolación de splines cúbicas junto con el gráfico de dispersión depurado.

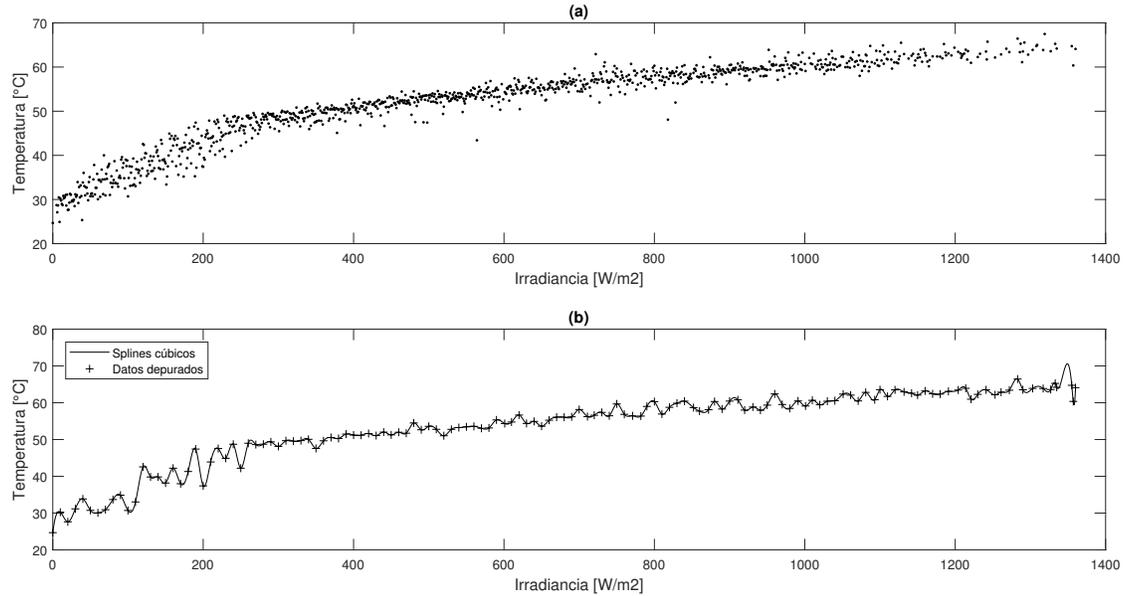


Figura 4.4: (a) Nube de puntos medida de temperatura vs irradiancia (b) Conjunto de polinomios cúbicos ajustados por método de splines

Los polinomios cúbicos obtenidos como resultado de la interpolación se muestran en el anexo A.1, mientras que en la tabla 4.2 se describen a modo de ejemplo tres de estos resultados, detallando las constantes que acompañan la variable elevada a la potencia correspondiente y el intervalo de irradiancia para el cual ese polinomio es válido, el valor de la temperatura de operación del sistema PV es obtenido al evaluar cada estimación de irradiancia realizada en el polinomio correspondiente.

Tabla 4.2: Polinomios cúbicos de interpolación

Intervalo de irradiancia	a_3x^3	a_2x^2	a_1x^1	a_0x^0
[300 - 310]	-0.0018	0.0319	0.0147	48.1423
[880 - 890]	0.0037	-0.0613	0.0338	60.3333
[1261 - 1272]	0.0018	-0.0199	0.0463	62.8625

4.3. Demanda de energía

La constante variabilidad de la carga presenta un impacto significativo sobre el comportamiento del sistema eléctrico, de igual manera está directamente relacionado con la capacidad máxima permitida de penetración solar PV, dado que el caso más crítico es de máxima ge-

neración y mínima carga, mientras que el caso de mayor capacidad de penetración se obtiene con mínima generación y máxima carga [16], por lo cual es necesario estimar diferentes perfiles de carga para contemplar el impacto sobre el circuito y sobre su capacidad máxima de penetración PV. Como datos de entrada se utilizaron los valores de corriente de cabecera suministrados por el operador con frecuencia de medición horaria desde el 01-01-2018 hasta el 31-12-2018.

Sabiendo que las dos épocas climáticas presentes en Bogotá (sequía y lluvias) no presentan cambios superiores a $\pm 1^\circ C$ [78], se asume que la variación del consumo eléctrico causada por cambios climáticos no es considerable en Bogotá, por lo cual, se decide clasificar los datos de entrada según el comportamiento del usuario en dos categorías, la primera categoría denominada *temporada vacacional* comprende los fines de semana, festivos y los meses de enero, junio y diciembre, mientras que la segunda categoría denominada *temporada laboral* comprende los días hábiles (lunes a viernes) de los meses restantes. Se destaca que la carga al ser principalmente residencial, el comportamiento de un día en temporada laboral presenta menor corriente en las horas esperadas de mayor generación, por lo que se estaría representando un escenario con mayor impacto que con el comportamiento de un día en temporada vacacional. Esto se observa en la curva de carga promedio para un día laboral detallada en la figura 4.5 mediante la línea continua, mientras que la curva promedio para un día vacacional se representa con línea punteada.

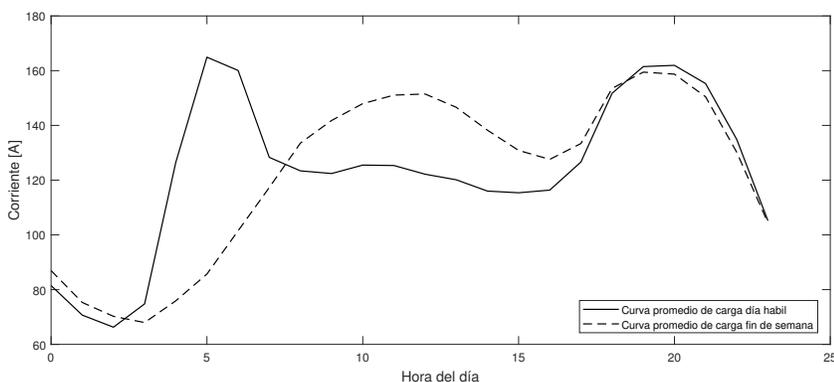


Figura 4.5: Curva de carga promedio según tipo de día

Se realizaron en total 12 ajustes probabilísticos uno para cada hora de sol del día, cada uno de estos ajustes se realizó mediante GMM con los mismos criterios descritos en la sección 4.2.1. Como ejemplo se toma la serie de datos de un día laboral para las horas 10:00 y 14:00, estos histogramas se observan las figuras 4.6 (a) y 4.6 (b), respectivamente. Observando las gráficas se podría intuir que tienen un comportamiento de distribución normal, sin embargo, se obtiene un mejor ajuste con la combinación de gaussianas.

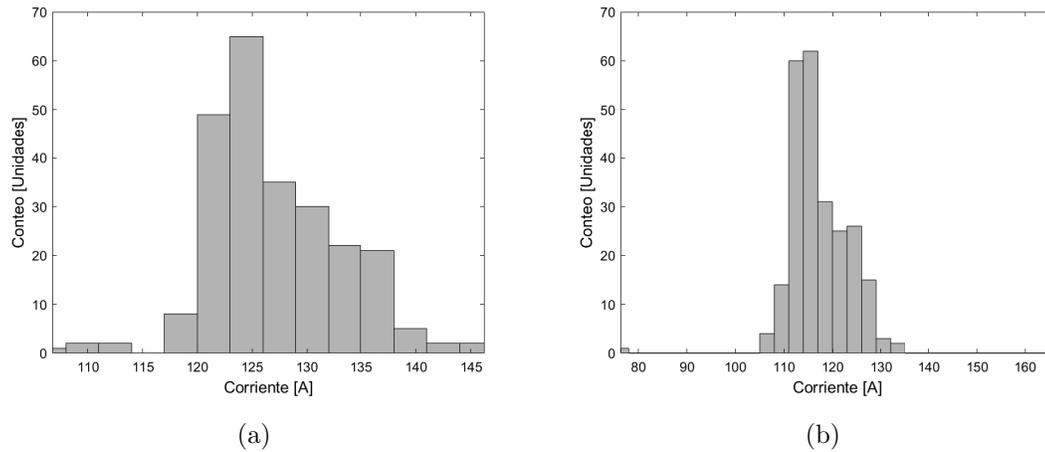


Figura 4.6: Histograma de mediciones de corriente en cabecera del circuito para las (a) 10:00 (b) 14:00

El modelo de GMM que mejor se ajustó a las series de datos tomadas como ejemplo es el que se muestra en la tabla 4.3, describiendo que para la hora 10 se obtuvo una combinación de cuatro componentes, de las cuales dos de ellas no tienen una proporción cercana a cero, mientras que el ajuste realizado para la hora 14 se compone de tres gaussianas de las cuales dos de ellas tienen proporciones similares, esto es particular para el histograma de la figura 4.6 (b) que inicialmente se contemplaba como un comportamiento normal.

Tabla 4.3: Modelos ajustados de carga a las series de datos

Serie de datos	Componentes	Media	σ	Proporción
10:00	4	110,45	4,80	0,0205
		123,82	5,79,	0,5924
		132,43	12,42	0,3723
		144,89	2,19	0,0149
14:00	3	113,78	4,01	0,4605
		119,94	1326,2	0,0126
		120,59	30,47	0,5269

En la figura 4.7 (a) se observa el histograma de las mediciones de corriente en el alimentador principal registradas en el año 2018 representadas con el gráfico de barras y la curva de ajuste mediante el modelo GMM obtenido, con la que se describen las cuatro componentes mostradas en la tabla 4.3 y se identifica su proporción en la representación de los datos.

Cada perfil de carga obtenido representa el comportamiento en PU de la red visto desde cabecera, posteriormente este comportamiento es trasladado a los puntos concentrados de

carga, es decir a cada transformador, esta asignación se realiza de manera monofásica según la potencia nominal, factor de uso y desbalance; datos reportados por el operador de red.

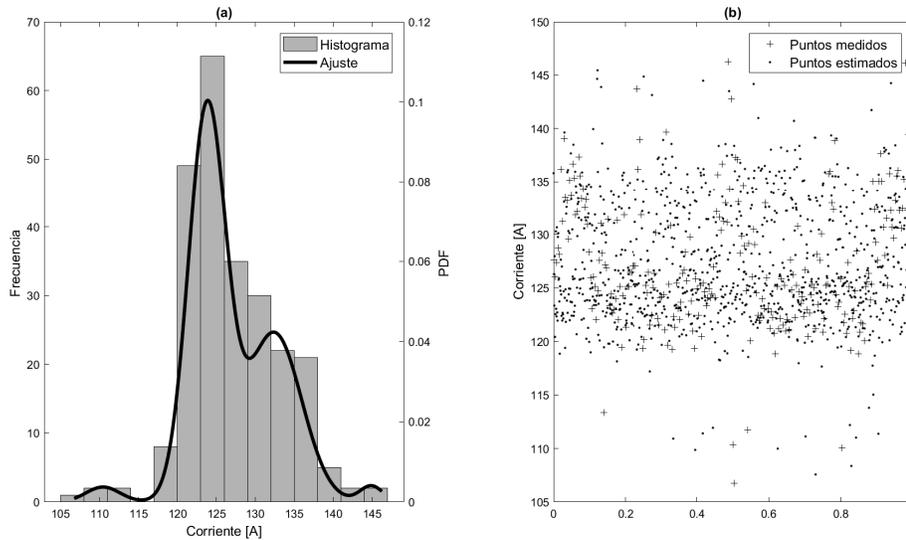


Figura 4.7: Validación gráfica del ajuste obtenido para las 10:00

4.4. Sistema de distribución

A continuación se describe el sistema de distribución utilizado en el caso de estudio; desde la subestación hasta los transformadores de distribución, incluyendo el circuito alimentador. Es importante destacar que el transformador de cabecera que alimenta la red de estudio tiene en total ocho (8) circuitos de media tensión, tal como se muestra en la figura 4.8 cada uno con una capacidad instalada de aproximadamente 3,5 MVA.

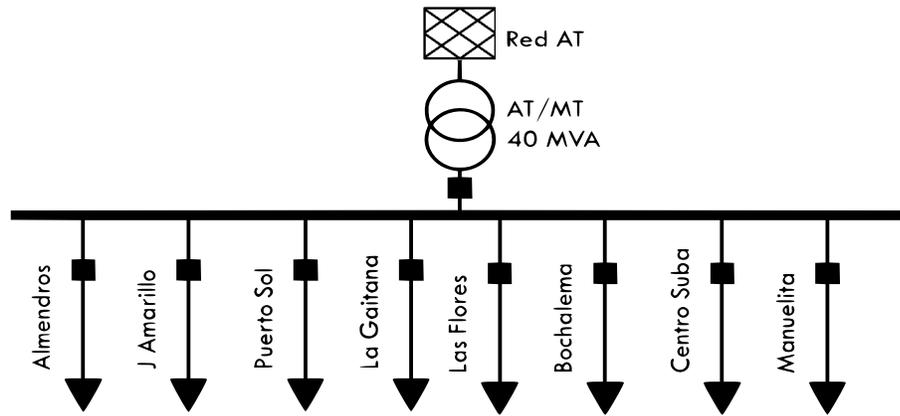


Figura 4.8: Diagrama unifilar inicial subestación AT/MT

En la tabla 4.4 se muestran las corrientes medidas en cabecera para cada uno de los circuitos conectados al mismo transformador, y al final se muestra el valor de la impedancia equivalente y la corriente que circula a través de ella.

Tabla 4.4: Corriente máxima medida en cada circuito conectado al transformador de cabecera

Circuito	Corriente [A]	Circuito	Corriente [A]
Almendros	165	Las Flores	129,2
J Amarillo	161,7	Bochalema	184,8
Puerto Sol	213,8	Centro Suba	74,2
La Gaitana	149,8	Manuelita	146,1
Z[Ω]	6,21	Corriente [A]	1059,52

Para determinar el efecto de la alta penetración solar PV en el transformador principal, es necesario tener en cuenta todos los circuitos conectados, sin embargo, para el desarrollo de la metodología propuesta solo se modeló de manera detallada un circuito y los restantes se modelaron como una impedancia trifásica equivalente conectada de manera directa a la salida del transformador, la cual representa la carga total de los siete (7) circuitos restantes tal como se muestra en la figura 4.9.

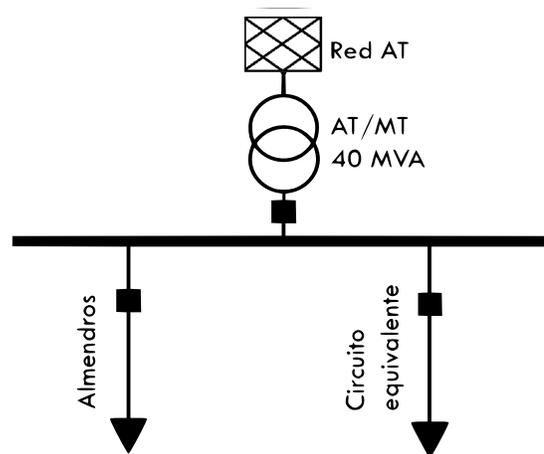


Figura 4.9: Diagrama unifilar equivalente subestación AT/MT

El sistema sobre el cual se realizó la investigación es una red radial trifásica de media tensión a 11,4 kV ubicada en la ciudad de Bogotá, la red en su esquema detallado cuenta con 207 barras, 173 líneas aéreas y 33 subterráneas, sin embargo, para el desarrollo del trabajo se realizó un sistema equivalente el cual cuenta con 84 nodos, 13 líneas subterráneas y 70 líneas aéreas, 1 transformador de cabecera, un reconectador ubicado en aproximadamente 2/3 partes del circuito y 68 centros de distribución (transformadores MT/BT) que equivalen a 11,650 MVA aproximadamente, la cargabilidad de corriente del circuito es de 57,9 % medido sobre la capacidad de conducción de la acometida principal y la cargabilidad de potencia es del 27,9 % respecto a la capacidad total instalada en el circuito.

$$\%C = \frac{I_{op}}{I_n} = \frac{165A}{285A} = 57,9\% \quad (4.1)$$

$$\%C = \frac{S_{op}}{S_{inst}} = \frac{\sqrt{3}(11,4kV)(165A)}{11650kVA} = 27,9\% \quad (4.2)$$

En la tabla 4.5 se muestra una parte de los datos recibidos de las líneas, detallando el conductor, la longitud y el tipo de acometida, es decir, si es aérea o subterránea; la primer columna muestra el punto de inicio y fin del tramo relacionado por cada fila, como se observa en los dos tramos mostrados de ejemplo, el primer tramo inicia en el punto ALMENDROS y termina en el punto C.TB29 con un longitud de 3 metros en cable 300 MCM XLPE en cobre, mientras que el segundo tramo conecta los puntos C.TB29 y E.50102070 con 284 metros del mismo conductor.

Tabla 4.5: Ejemplo interpretación parámetros físicos y distribución de la red del sistema de distribución

Punto inicio—Punto fin	Conductor Tipo	Tramo	Long [km]
ALMENDROS—C.TB29	300 MCM CU XLPE	Sub	0.003
C.TB29—E.50102070	300 MCM CU XLPE	Sub	0.284

Como se mencionó, el sistema de distribución está compuesto por 206 tramos en total, sin embargo, para el modelo realizado se obtuvo un equivalente realizando reducción serie de impedancia en los tramos con el mismo conductor instalado, de esta forma el sistema resultante esta compuesto por 83 tramos de red, cuenta con 9 tipos de conductores diferentes y 68 transformadores MT/BT. Para determinar las impedancias mutuas y propias es necesario conocer la estructura física y el espaciamiento de las líneas, para el modelo se asumió la estructura LA202 (ver figura 4.10) y aplicando el proceso de Carson descrito en la sección 3.3 se obtienen la impedancias de secuencia en Ω/km para cada tipo de conductor presente en la red,obteniendo los resultados mostrados en la tabla 4.6.

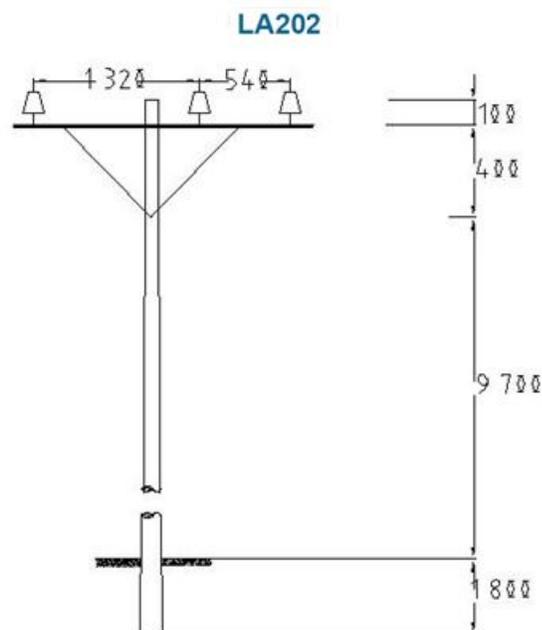


Figura 4.10: Estructura LA202. Tomado de likinormas [72]

Tabla 4.6: Impedancias de secuencia para el caso de estudio

Conductor	Z0	Z1	Cap. [A]	Cod. OpenDSS
300 MCM CU	0.744 + J2.974	0.147 + J0.133	285	CUMCM300
150mm ² CU	0.809 + J3.102	0.261 + J0.144	355	CUDS150
2/0 CU	0.878 + J3.117	0.328 + J0.148	365	CUDS2/0
4/0 AL	0.754 + J3.087	0.207 + J0.139	250	ALDS4/0
120mm ² XLPE	0.641 + J2.488	0.206 + J0.133	262	XLPE120
4/0 CU	0.075 + J3.087	0.207 + J0.139	490	CUDS4/0
100mm ² AAAC	0.723 + J1.925	0.545 + J0.421	342	AAAC100
4/0 AAAC	0.521 + J1.908	0.343 + J0.403	395	AAAC4/0
2/0 ACSR	0.692 + J1.921	0.515 + J0.416	276	ACSR2/0

4.5. Límites de operación del sistema de distribución

La capacidad máxima de sistemas de generación fotovoltaica que soporta una red de distribución es aquel valor que garantiza la correcta operación de la red eléctrica, es decir, sin presentar problemas de calidad de potencia por la participación del nuevo agente en la red [12]; por lo cual es necesario determinar las variables que se deben monitorear y los criterios de evaluación mediante los cuales se toma la decisión de simular el siguiente nivel de penetración o si el actual corresponde al valor máximo del sistema. Según [9, 46, 51, 79] las variables que presentan el mayor impacto son el nivel tensión manifestado con sobretensiones, regulación y desbalances, corriente observado como disminución o aumento en su magnitud dependiendo del nivel de inyección de energía a la red y flujo de potencia inverso. Basado en lo anterior en la tabla 4.7 se detallan las variables, efectos y límites utilizados para determinar la capacidad máxima permitida, teniendo en cuenta lo establecido en la NTC-5001 [50] y los criterios propios del operador de red.

Tabla 4.7: Variables y criterios para determinar la capacidad máxima permitida de penetración solar PV

Variable	Efecto	Base	Alerta
Nivel de tensión	Sobretensión	En el nodo de conexión	≥ 1.10 PU
	Variación	Comparación entre caso sin PV y con PV	$\geq 5\%$
	Desbalance	Desbalance de fase respecto al promedio	$\geq 3\%$
Flujo de potencia	Dirección	En el nodo de alimentación	Inyección a red
Corriente	Sobrecarga	Magnitud en cabecera	Superar I_{cable}

Capítulo 5

Análisis de resultados

En el presente capítulo se muestran los resultados obtenidos en el caso de estudio, los parámetros analizados en la investigación incluyen la tensión y corriente en cada uno de los transformadores del sistema; tensión, corriente y posición del TAP en la subestación; potencia activa, reactiva y factor de potencia del circuito de estudio y finalmente la generación solar PV obtenida; de estas variables se destaca que la posición del TAP y potencia reactiva solo se muestran para el caso base, dado que al finalizar las simulaciones estos parámetros no presentaron variación significativa.

Para obtener los resultados descritos en el presente capítulo se inició generando las curvas de irradiancia correspondientes a las épocas lluviosa y seca; este comportamiento se asigno a cada sistema PV conectado en la red; de igual manera, a partir de los 12 modelos GMM de la demanda se generan 1000 curvas que representan la energía demandada en PU vista desde cabecera de la red; posteriormente se asigna a cada centro de distribución del sistema en función del factor de uso, desbalance y potencia nominal del transformador asociado. Se debe tener en cuenta que se realizó agrupación de carga y generación tal como se explicó en la sección 3.4.

Posteriormente el desarrollo del estudio se dividió en tres partes, en la primera fase se establece el caso base, el cual muestra los comportamientos de referencia de cada variable en estudio para realizar los análisis respectivos, para ello se realizaron 144000 flujos de potencia, simulando 1000 días, utilizando los perfiles obtenidos mediante los modelos probabilísticos de GMM. Después se realiza la simulación temporal de los 20 escenarios definidos, variando el nivel de penetración y participación PV con el fin de modelar la evolución esperada de los sistemas de distribución colombianos. Finalmente, en la tercera fase se realizan las simulaciones correspondientes a los dos casos particulares definidos, mostrando el impacto en la subestación AT/MT bajo el supuesto de adopción de generación PV en los demás circuitos conectados a la misma barra.

La presentación de estos resultados es de la siguiente forma, primero se analiza el comportamiento del sistema para 12 horas del día durante 1000 días de estudio. Luego se muestran

los resultados para el nivel de penetración PV del 15% con 4 escenarios de participación (25%, 50%, 75% y 100%), posteriormente, se compararan los resultados obtenidos para todos los escenarios simulados (5 niveles de penetración y 4 niveles de participación). Seguido se muestran los resultados de cada escenario particular definido. Finalmente se analiza la corriente en cada transformador y en la acometida de cabecera.

5.1. Caso base

La figura 5.1 muestra el comportamiento estadístico de tensión y corriente para cada transformador del sistema de alimentación estudiado. La línea roja presente dentro de cada rectángulo representa el promedio de la tensión, mientras que los rectángulos azules representan los valores de tensión con probabilidad de ocurrencia entre el 25% y 75%. Por otro lado los extremos de las líneas punteadas representan el percentil 95% y finalmente, los puntos rojos son aquellos valores que con probabilidad de ocurrencia del 5% o inferior, es decir, los valores atípicos.

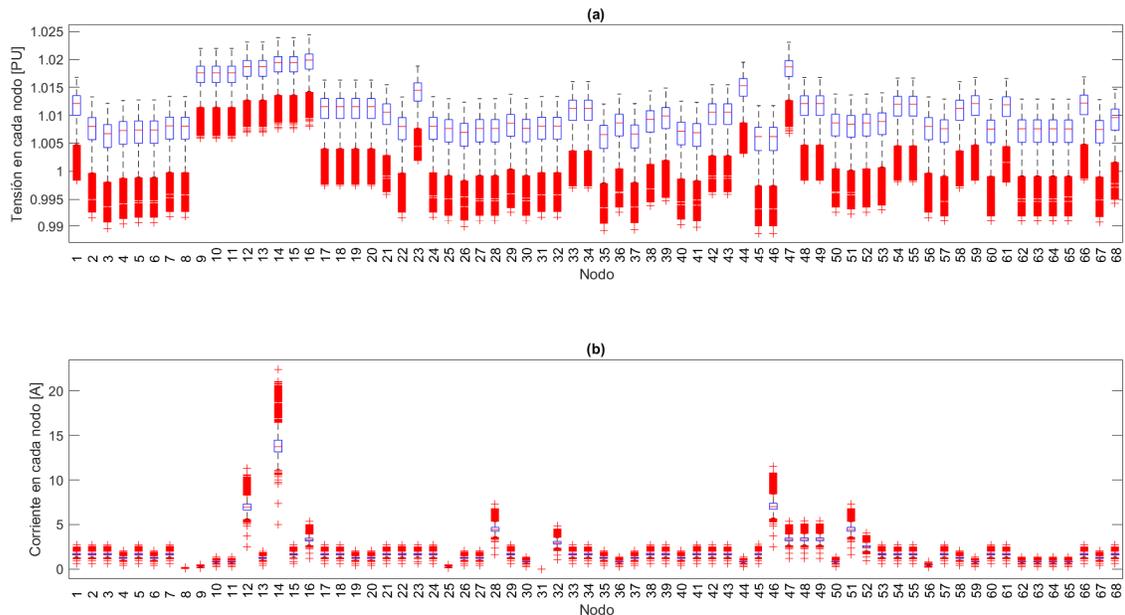


Figura 5.1: Comportamiento de tensión y corriente en cada transformador para el caso base. (a) Tensión (b) Corriente

Observe que la tensión mantiene una variabilidad de ± 0.01 con probabilidad de ocurrencia del 90% respecto a su valor promedio que, en su máximo valor presentado es de 1.02 PU

(ver figura 5.1(a)). Para el caso de la corriente (figura 5.1(b)) la variabilidad es casi nula, exceptuando los nodos de mayor carga en los que se alcanza hasta $\pm 2.5A$ con probabilidad de ocurrencia del 90 % respecto a su valor promedio. La probabilidad de obtener un valor atípico es del 5 %, sin embargo, observe que todos los valores atípicos obtenidos para la tensión se encuentran por debajo del promedio de cada transformador, lo cual significa que bajo condiciones normales de operación la tensión en los nodos tiende a disminuir, caso contrario para la corriente, donde los valores atípicos obtenidos están por encima del promedio.

La figura 5.2 muestra el comportamiento de la corriente en el alimentador del circuito, la tensión y posición del TAP en la subestación, cada una de las mil curvas en color gris representa un día simulado mientras que la curva de color negro representa el resultado promedio de los 1000 días estudiados.

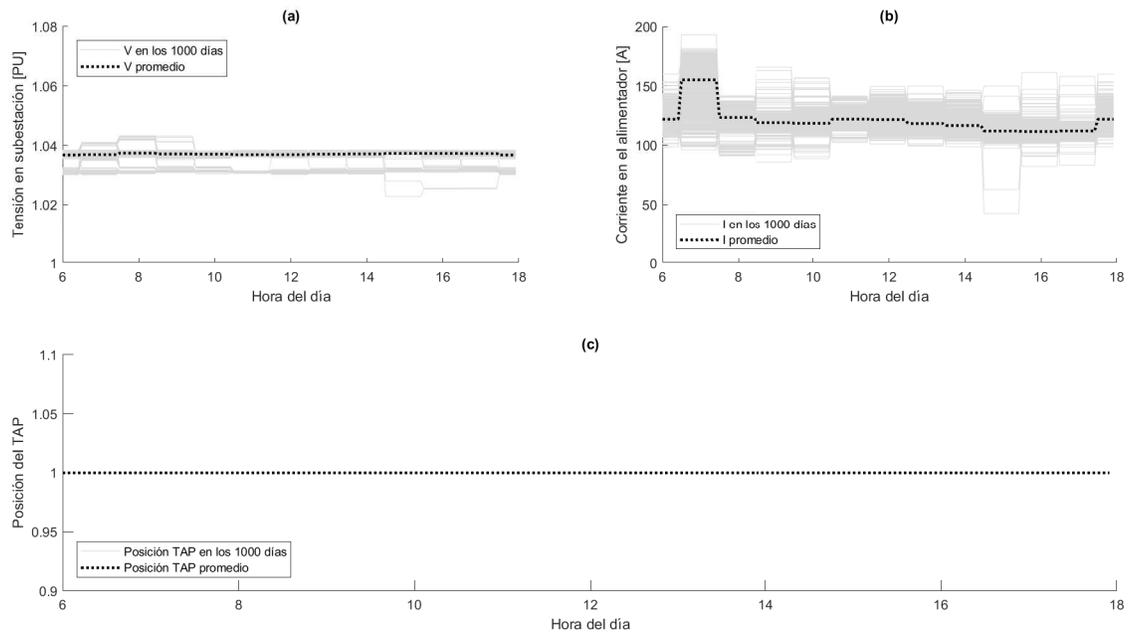


Figura 5.2: Comportamiento de tensión (a), corriente del alimentador (b), TAP en la subestación (c) para el caso base

Como se observa en la figura 5.2(a) el nivel de tensión operativo de la subestación está cercano al límite superior, por lo cual, la aparición de algún agente en el sistema que provoque incrementos de tensión, como el caso de la generación solar PV, puede ocasionar sobre tensión en la subestación. Por otro lado en la figura 5.2(b) se observa la variabilidad de corriente de carga durante los 1000 días, sin embargo, esta variabilidad no tiene un impacto considerable en la tensión de la subestación (figura 5.2(a)). Adicionalmente en la figura 5.2(c) se observa

que el TAP del transformador de la subestación no opera en ninguno de los 1000 días de estudio, este comportamiento fue igual para cada uno de los 20 escenarios simulados y se debe a la configuración de la subestación; como el TAP está ubicado del lado de alta tensión del transformador (115kV), y este transformador tiene asociado en su lado de media tensión ocho circuitos, el cambio de posición del TAP afecta el perfil de tensión de todos los alimentadores conectados, en consecuencia, aún cuando se presenten problemas de tensión en un circuito de estudio, el sistema de control evalúa si realizando el cambio de posición del TAP consigue que todos los alimentadores operan con niveles de tensión favorables o se ven afectados de manera negativa.

En las figuras 5.3(a) y 5.3(b) se observan la potencia activa y reactiva demandada por el circuito de estudio durante los 1000 días simulados mostrados en color gris y la demanda promedio representada con una línea negra punteada, esta variabilidad presentada coincide con la mostrada por la corriente en la figura 5.2(b). También se resaltan dos días para los cuales la demanda disminuyó drásticamente entre las horas 14 y 16 representando días en temporada vacacional donde el consumo disminuye por la ausencia de usuarios, estas caídas de carga se deben tener en cuenta para determinar la capacidad máxima de penetración solar PV en el sistema, que como se explicó en las secciones anteriores, el impacto más crítico se presenta bajo condiciones de máxima generación y mínima demanda.

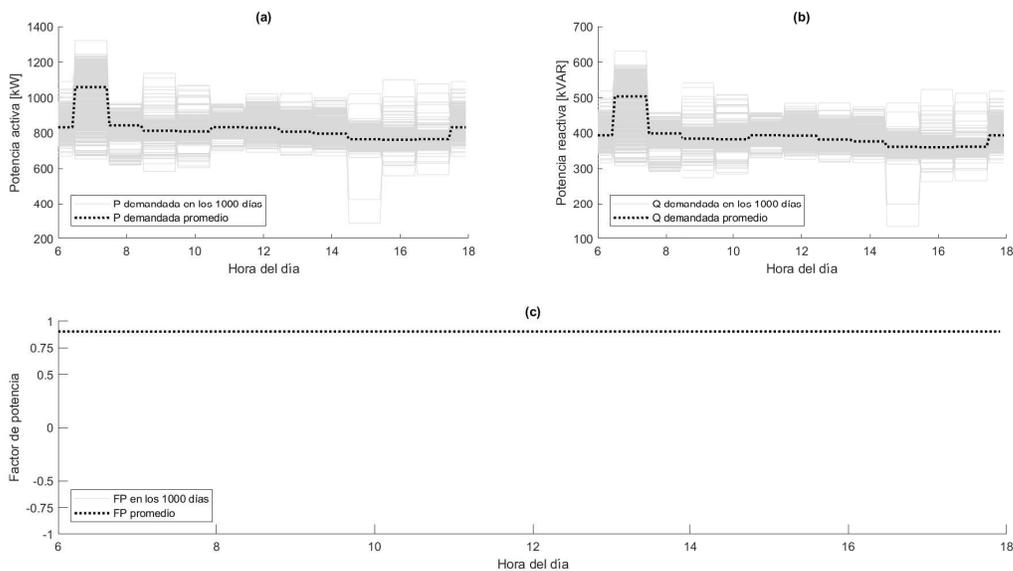


Figura 5.3: Comportamiento de potencia activa (a) demandada, potencia reactiva (b) demandada y factor de potencia (c) para el caso base

Por otro lado, es preciso resaltar que por las consideraciones tomadas en el modelo, la

potencia reactiva demandada (Q) no varía, debido a que los sistemas de generación PV son conectados a los transformadores MT/BT utilizados para atender a los usuarios, por lo que la demanda de Q para cada nivel de penetración es la misma que en el caso base, mientras que en la figura 5.3(c) se observa el factor de potencia, el cual presenta un constante en 0,9 durante el estudio, en razón a que no hay cambios considerables en la relación de consumo. Sin embargo, al disminuir la potencia activa demandada por la condición de autogeneración en el sistema de distribución y mantener la misma demanda de potencia reactiva, se espera que el factor de potencia visto desde la subestación presente variaciones considerables durante los escenarios planteados para el estudio.

5.2. Penetración PV 15 %

En la figura 5.4 se muestra la generación total obtenida para un nivel de penetración del 15 % y con niveles de participación del 25 %, 50 %, 75 % y 100 % para una simulación de 1000 días; en color gris se representan las 1000 simulaciones y en color negro la generación promedio.

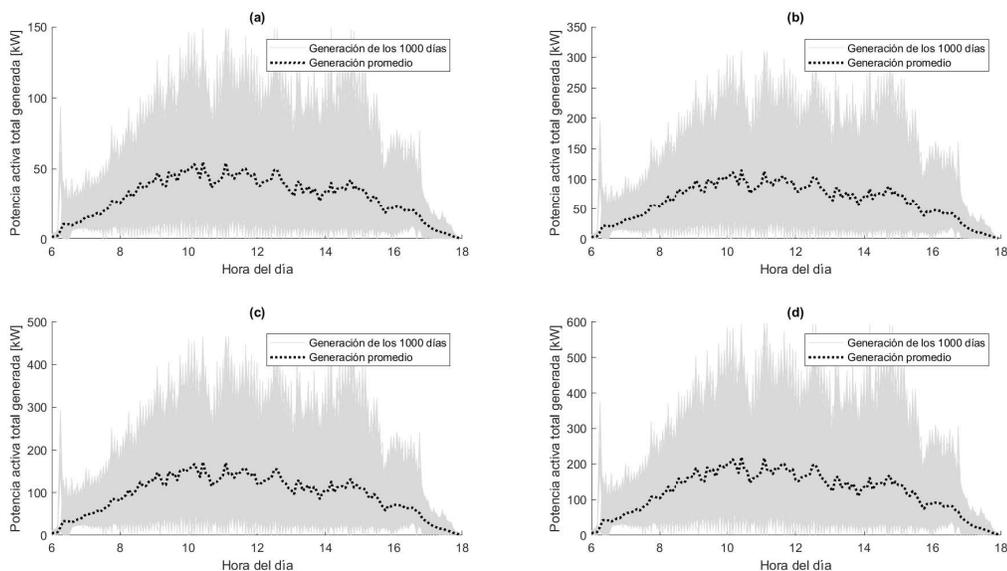


Figura 5.4: Potencia activa PV total generada con penetración del 15 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

En la figura se puede observar que el comportamiento de la generación es variable, y esto es debido a la naturaleza del recurso solar; en general se evidencian días de poca o nula

generación representando días nublados o de lluvias, de igual manera se presentan días en los que la generación solar es igual o ligeramente superior a la capacidad instalada del sistema solar. Sin embargo, aun sabiendo que estos días atípicos se presentan en menor frecuencia son determinantes en el cálculo de la capacidad máxima permitida en el sistema de distribución. Adicionalmente, la figura 5.4(d) representa el caso crítico, este es el escenario de 100 % de participación, todos los nodos con transformador tienen asociado un sistema de generación solar PV; por lo cual representa el caso de mayor impacto en los parámetros de estudio, caso contrario a la figura 5.4(a) que representa el menor impacto en los parámetros de estudio (25 % de participación).

De igual forma, en la figura 5.5 se observa el comportamiento de la potencia activa demandada por el circuito de estudio con penetración del 15 %. Al comparar con el caso base, se observa mayor distorsión en el comportamiento de la potencia activa, con tendencia a reducir el consumo a medida que se aumenta la participación de la generación, esto se observa como un desplazamiento de la demanda hacia abajo de la gráfica.

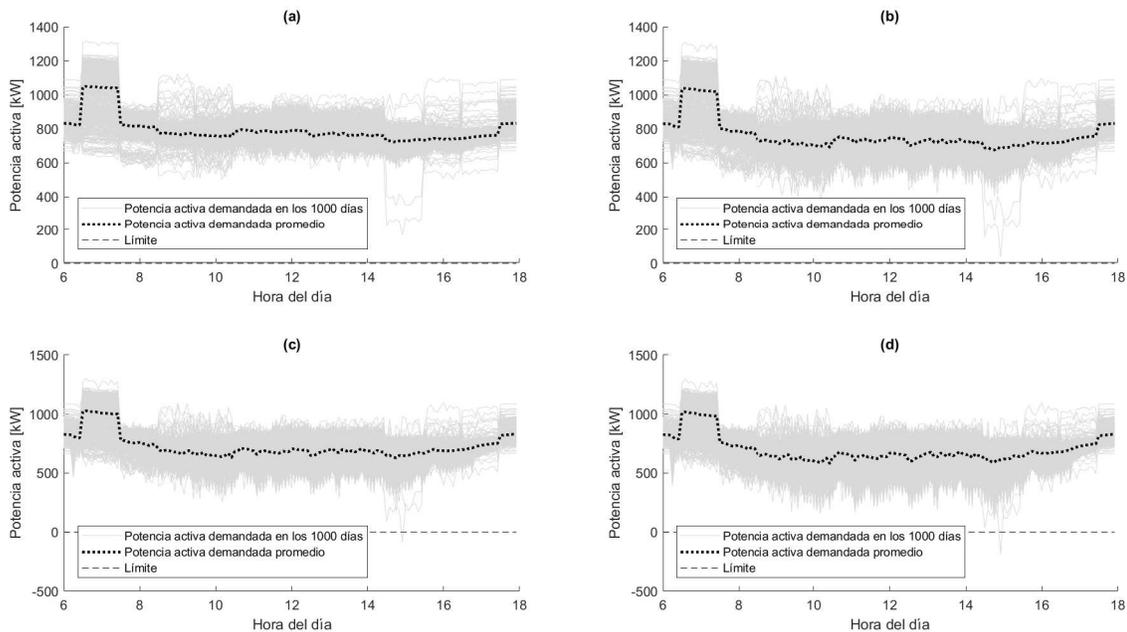


Figura 5.5: Comportamiento de potencia activa en la subestación durante las 12 horas de sol para 15 % de penetración PV según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

Por otro lado, para los escenarios con 75 % y 100 % de participación (figuras 5.5c y 5.5d respectivamente), entre las horas 14 y 16 se presentó flujo inverso de potencia durante

5 minutos, el cual representa 1 evento de 144000 realizado. Dicho flujo es presentado por la caída brusca de carga mostrada la figura 5.3 del caso base. Teniendo en cuenta que la probabilidad de ocurrencia de un flujo de potencia inverso con penetración del 15 % es prácticamente nula, se establece que el sistema de distribución continúa operando dentro de los límites establecidos por la normatividad nacional.

Además, el factor de potencia es el parámetro que mayor variación presenta frente a incrementos de la participación, tal como se observa en la figura 5.6. Esto se debe a que las modificaciones presentadas en el sistema de estudio es el ingreso de generadores de potencia activa (P) y como la conexión es en los transformadores existentes la potencia reactiva (Q) prácticamente no tiene variación, por lo cual a medida que aumenta la generación PV la inyección de potencia activa al sistema aumenta, ocasionando que la demanda de P en la subestación sea menor, caso contrario es el observado con la potencia reactiva, dado que no existe inyección de Q en el sistema, la demanda de potencia reactiva en la subestación no varía.

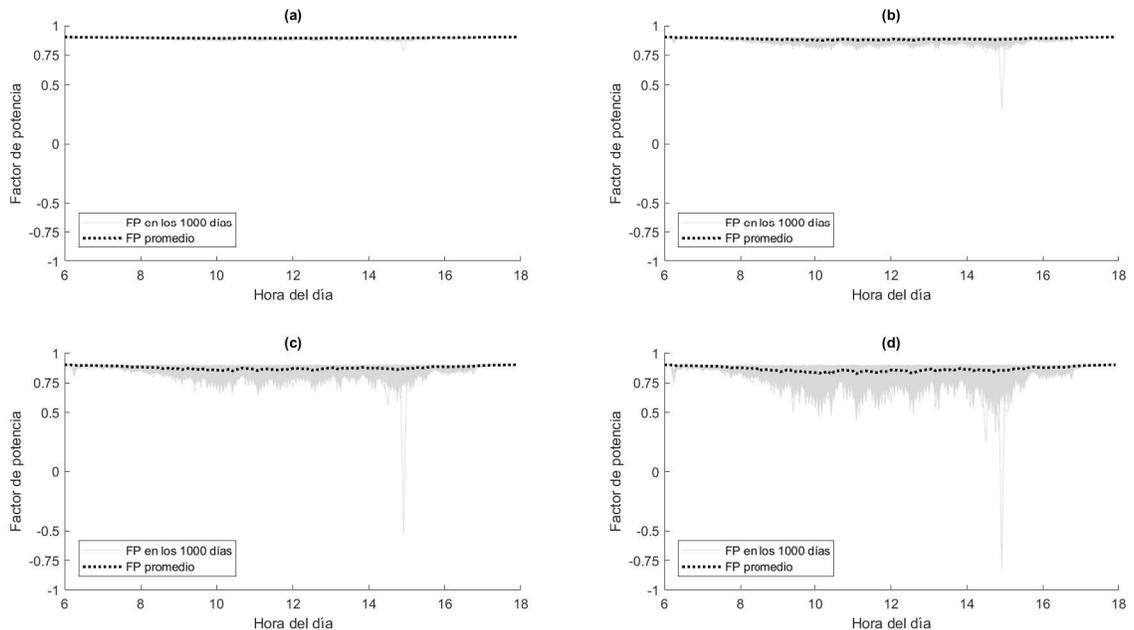


Figura 5.6: Comportamiento de FP en la subestación durante las 12 horas de sol para 15 % de penetración PV según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

Para los escenarios con 75 % y 100 % de participación mostrados en las figuras 5.6c y 5.6d, respectivamente, entre las 14:00 y las 16:00 horas se presentó cambio de sentido del factor de potencia, lo que coincide con la hora del flujo inverso de potencia y es causado por la caída

brusca de carga mostrada la figura 5.3 del caso base. De igual forma que con el flujo inverso de potencia, la probabilidad de ocurrencia del evento con penetración del 15 % es prácticamente nula ($1/144000$), razón por la cual se hace necesario evaluar la compensación de reactivos y su sistema de control requerido para garantizar que la compensación sea realizada en las horas que el sistema de distribución lo requiera, garantizando así que continúe operando dentro de los límites establecidos por la normatividad nacional.

Otro parámetro analizado fue la corriente en el alimentador del circuito durante las 12 horas de sol de los mil días simulados. La figura 5.7 muestra este comportamiento y el promedio con 15 % de penetración PV y participación del 25 %, 50 %, 75 % y 100 %. En dicha figura se observa cómo cambia el comportamiento de la corriente del alimentador según la participación de la generación PV.

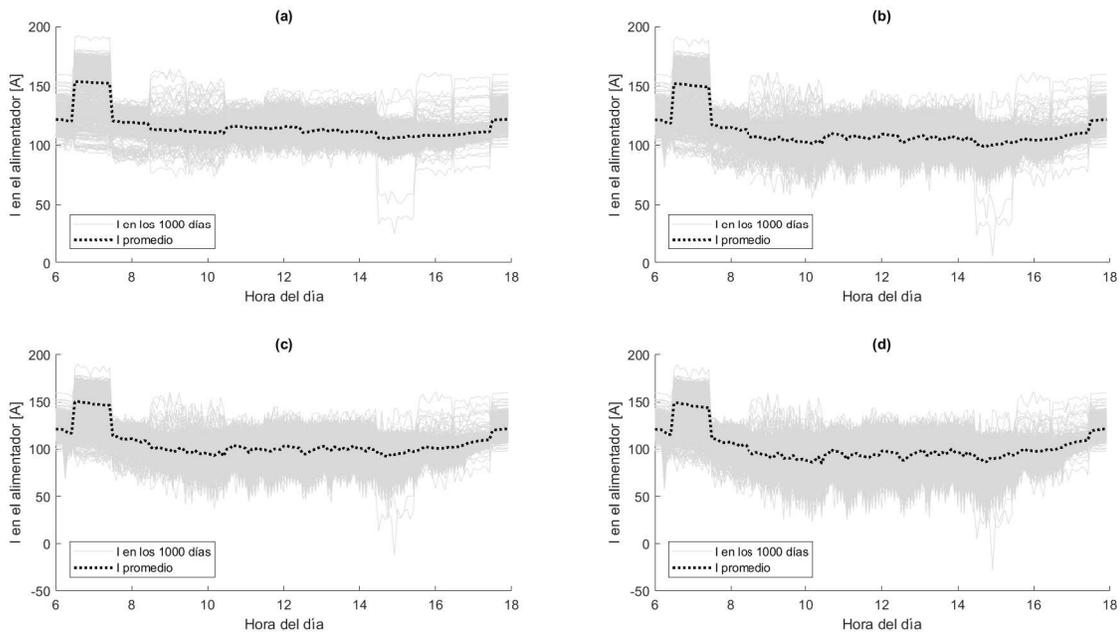


Figura 5.7: Comportamiento de corriente en el alimentador del circuito durante las 12 horas de sol para 15 % de penetración PV según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

La curvatura que se genera durante el día se debe a la variación de la irradiación a lo largo del día siendo mayor a la hora 12. También se destaca que para mayor participación la corriente operacional disminuye en mayor proporción, por lo cual, el sistema de distribución opera con menor esfuerzo; teniendo en cuenta lo anterior, la integración de sistemas distribuidos de generación PV se convierte en una alternativa para liberar la carga de redes de MT que estén

operando bajo la condición de sobre carga o en una cargabilidad cercana a la nominal. De igual forma que ocurrió con el factor de potencia y el flujo inverso de potencia, entre las horas 14 y 16 se evidencia el cambio de sentido de la corriente para niveles de participación del 75 % y 100 %, ver figuras 5.7 c y 5.7 d, respectivamente.

Por otro lado, la tensión en la subestación no presenta cambios considerables frente a los diferentes escenarios de participación en la generación PV, de igual forma al variar el nivel de penetración no se observaron variaciones importantes (ver figura 5.8). Esto se debe a que el efecto de la generación PV sobre la tensión sucede principalmente sobre el nodo directamente aguas arriba, y a medida que se aleja de la generación el impacto disminuye, ahora visto desde la subestación, el impacto acumulado por toda la generación distribuida en el sistema no es tan fuerte para elevar la tensión en el barraje principal.

Por lo cual se deduce que la subestación desde la cual se alimenta el circuito de estudio no presenta sobretensiones, mientras que flujo inverso de potencia se presenta en 1 de 144000 eventos simulados con nivel de penetración del 15 % y diferentes escenarios de participación.

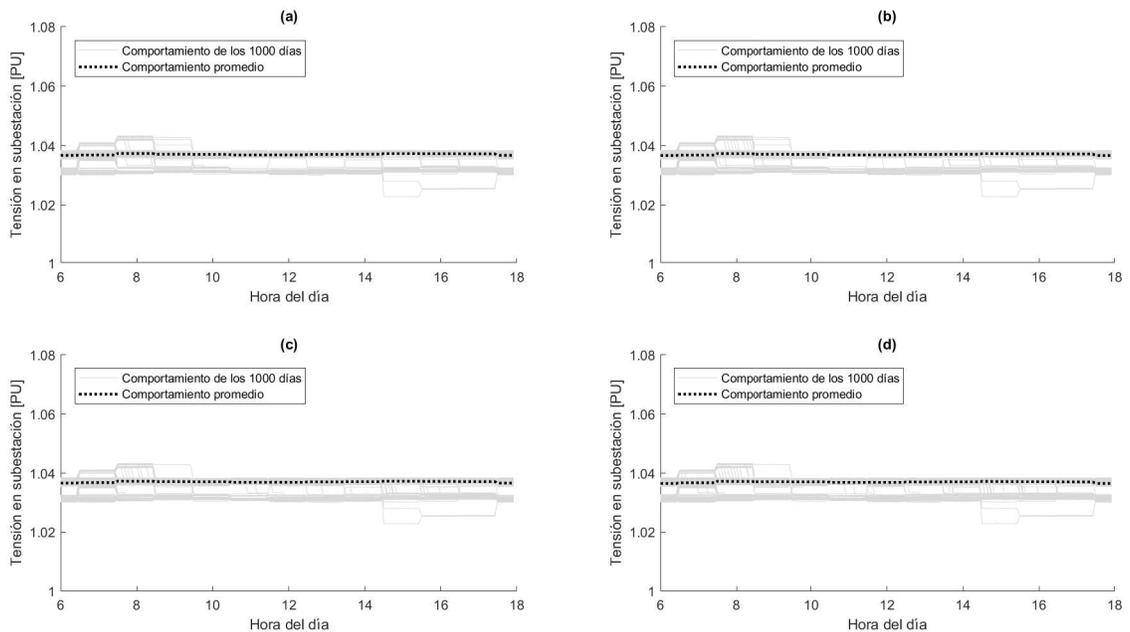


Figura 5.8: Comportamiento de la tensión en la subestación durante las 12 horas de sol para 15 % de penetración PV según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

Por ultimo, se analizó el comportamiento de la tensión y corriente para cada transformador de distribución del circuito, en el caso de la tensión se observa en la figura 5.9 que para el nivel de penetración del 15 %, propuesto en la regulación CREG030 del 2018, el transformador que

mayor tensión presenta alcanza el 1,03 en PU, por lo tanto, todos los transformadores del sistema operan dentro de los límites establecidos en la normatividad nacional. También se observa cómo el intervalo que contiene el 90 % de los datos se desplaza hacia arriba. Esto implica que aquellos con probabilidad de ocurrencia inferior al 5 % empiezan a cambiar su posición, saltando de la parte inferior del intervalo a la parte superior del mismo.

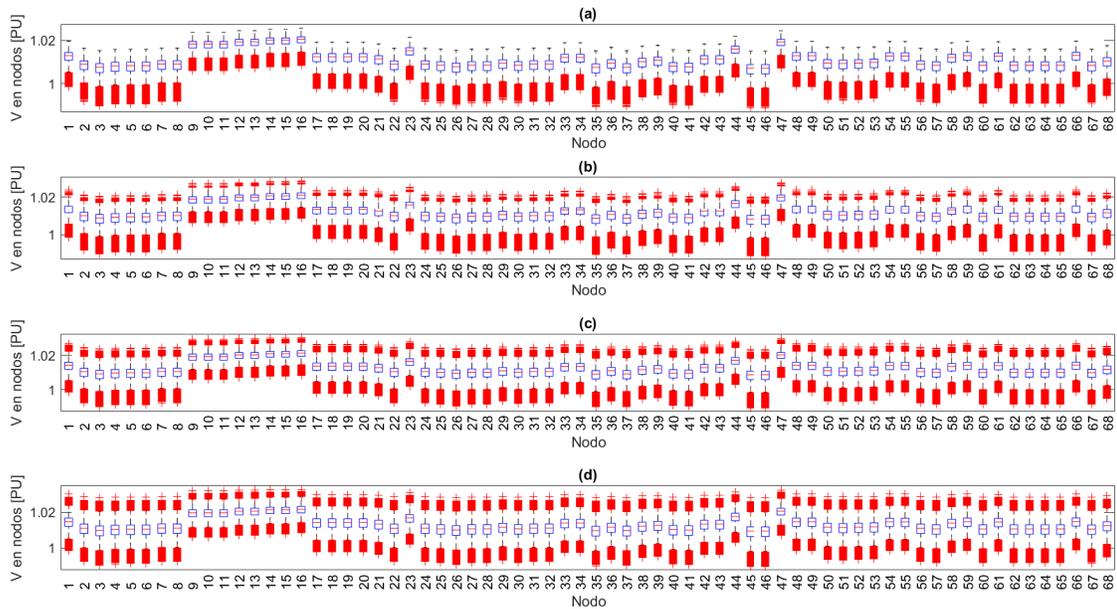


Figura 5.9: Comportamiento de la tensión en cada transformador para 15 % de penetración PV según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

Caso contrario ocurre con la corriente (figura 5.10), ya que el intervalo de variabilidad de este parámetro se desplaza hacia abajo y los valores atípicos cambian de la parte superior a la parte inferior del intervalo; esto se debe a que al estar la generación cercana al punto de consumo, la corriente demandada de la red se reduce, y en consecuencia la caída de tensión a través de las líneas de distribución disminuye; teniendo así mayor tensión en el nodo y menor corriente necesaria de la red. En consecuencia, la cargabilidad del transformador de cabecera y de los conductores del circuito disminuye, permitiendo que el sistema completo opere con menor esfuerzo y así la tasa de falla en los puntos propensos como pases, bajantes entre otros disminuye mejorando la calidad y continuidad del servicio. Sin embargo, para altos niveles de penetración la magnitud de la corriente inyectada puede ser superior a la presente inicialmente en el sistema (caso base) por lo que se analizan las corrientes en cada transformador para casos puntuales, esto se muestra en la sección 5.5

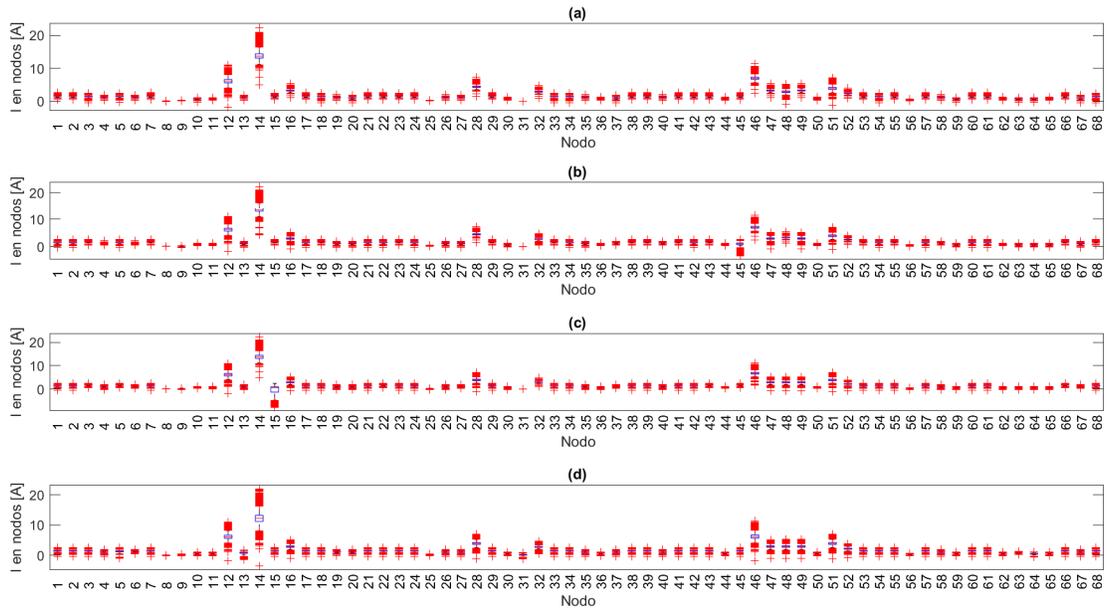


Figura 5.10: Comportamiento de la corriente en cada transformador para 15 % de penetración PV su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

A partir de los resultados obtenidos, se establece que el sistema de distribución de estudio está en capacidad de adoptar más del 15 % de penetración solar PV sin afectar la calidad de la potencia.

5.3. Hosting Capacity PV

En esta sección analizaremos el impacto del nivel de penetración con respecto al grado de participación sobre las tensiones de la red de distribución. La figura 5.11 muestra el comportamiento de la tensión en el sistema según su nivel de penetración y participación. Observe cómo para una participación del 25 % no se presentan sobretensiones en el sistema (figura 5.11(a)). De manera similar, en los casos del 50 % y 75 % de participación (figuras 5.11(b) y 5.11(c)), aun cuando se evidencia aumento en los niveles de tensión los transformadores presentan un nivel de tensión máximo del 1,05 en PU con probabilidad del 5 % de ocurrencia, y finalmente en el escenario del 100 % de participación (figura 5.11(d)) se tiene probabilidad del 5 % de presentarse sobre tensión si la penetración PV llega al 100 %.

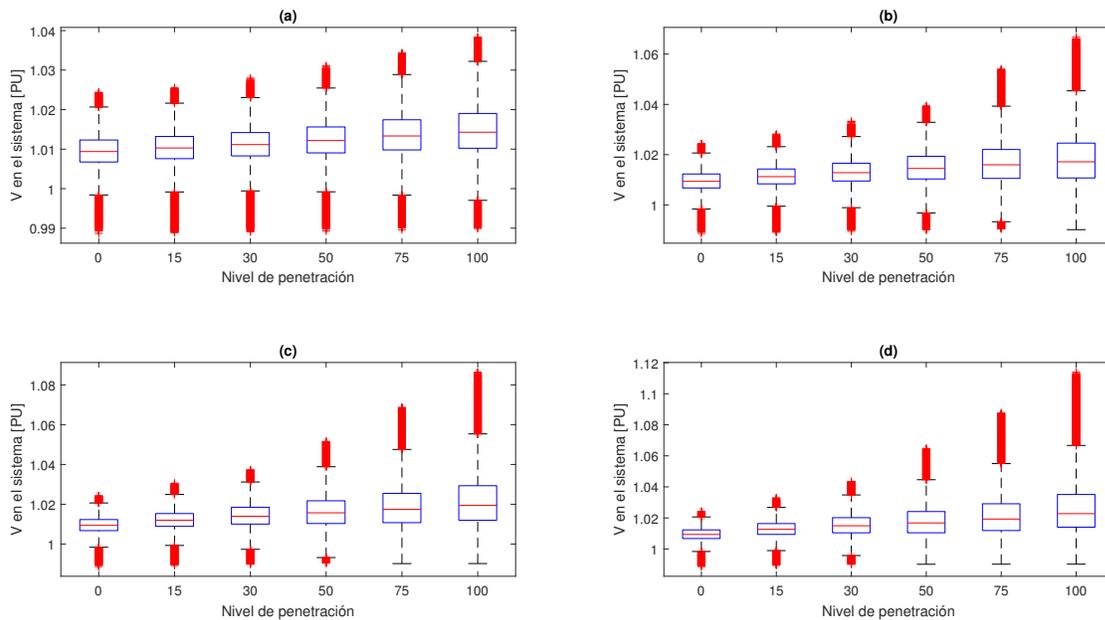


Figura 5.11: Comportamiento de la tensión en todos los transformadores para cada escenario de penetración según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

Además, se evidencia que si se toma el límite de tensión como el único criterio para determinar la capacidad máxima permitida asumiendo participación del 100 %, el nivel de penetración permitido que garantiza el correcto funcionamiento del sistema de distribución de estudio es del 75 %, mientras que al establecer la capacidad máxima de penetración solar como el 100 %, se obtienen eventos de sobretensión con 5 % de probabilidad de ocurrencia. También el gráfico permite confirmar que el nivel de tensión aumenta a medida que se incrementa la potencia instalada de generación solar, sin embargo, para el caso de estudio este incremento no presenta un riesgo para la calidad de la potencia de la red.

Por otro lado en la subestación no se presenta ningún evento de sobre tensión, tal como se muestra en la figura 5.12, sin embargo, en la figura 5.12(a) se observa que para baja participación (25 %) la tensión se mantiene el 90 % de los casos en un intervalo casi constante sin importar el nivel de penetración PV. También se observa que a medida que el nivel de participación aumenta, la variabilidad de la tensión eléctrica aumenta para altos niveles de penetración, para el caso de participación del 50 % (figura 5.12(b)) esta variabilidad aumenta a partir del 75 % de penetración, mientras que para una participación del 75 % la variabilidad de tensión aumenta a partir del 50 % de penetración. Finalmente en la figura 5.12(d), se presenta un cambio en el comportamiento del 100 % de penetración, este efecto se debe a la simetría que se presenta de generación a lo largo de todo el circuito de estudio. De igual manera que con la tensión en los transformadores de MT/BT, se observan incrementos de

tensión en la subestación sin embargo, no se presentan sobretensiones.

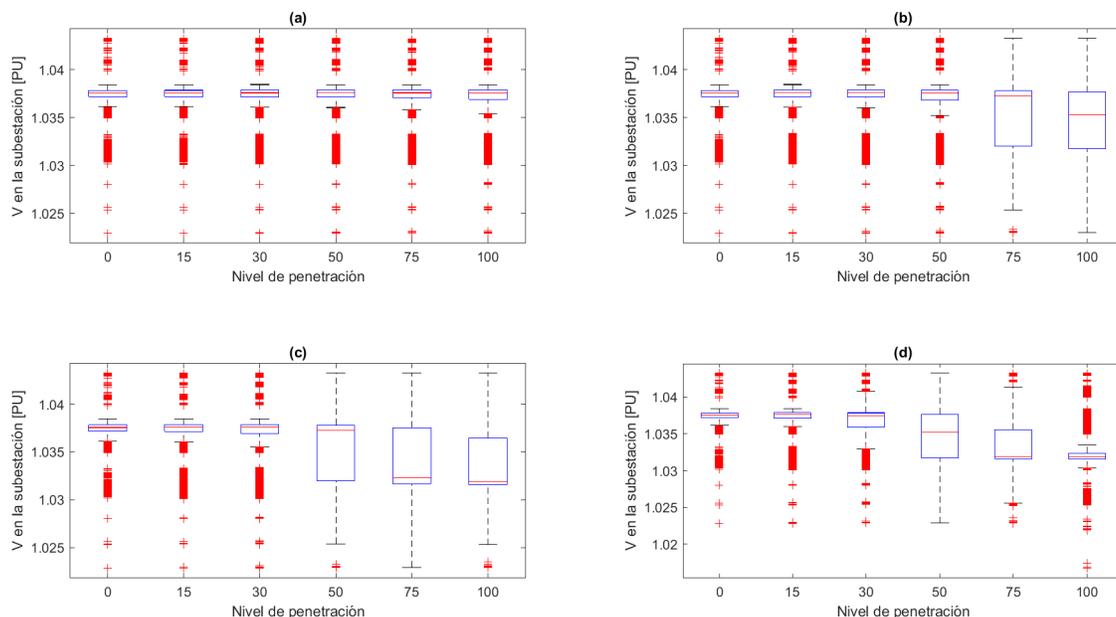


Figura 5.12: Comportamiento de la tensión en la subestación para cada escenario de penetración según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

En consecuencia, para la topología de las subestaciones de AT/MT de Bogotá, en la que un transformador energiza ocho circuitos, al presentarse alta penetración de generación solar PV en uno de los alimentadores principales no se presentan cambios considerables en la tensión del barraje, esto se debe a la inercia eléctrica presente en la subestación, sin embargo, es necesario evaluar el caso alta penetración en varios circuitos, escenario simulado y representado en la sección 5.4.

En la figura 5.13 se observa el comportamiento de la potencia activa en la subestación para 4 niveles de participación y penetración hasta 100 %. Observe cómo el incremento de la penetración ocasiona que los límites del intervalo del 90 % (extremos de las líneas) aumente y a su vez, la potencia promedio disminuye. De igual forma, el aumento de participación y penetración solar PV genera que los valores atípicos, es decir aquellos eventos que cuentan con probabilidad de ocurrencia del 5 % o menor se concentren en la parte inferior de los valores esperados. De igual forma, observe cómo el incremento en la participación aumenta la probabilidad de presentarse flujo inverso de potencia para cada nivel de penetración.

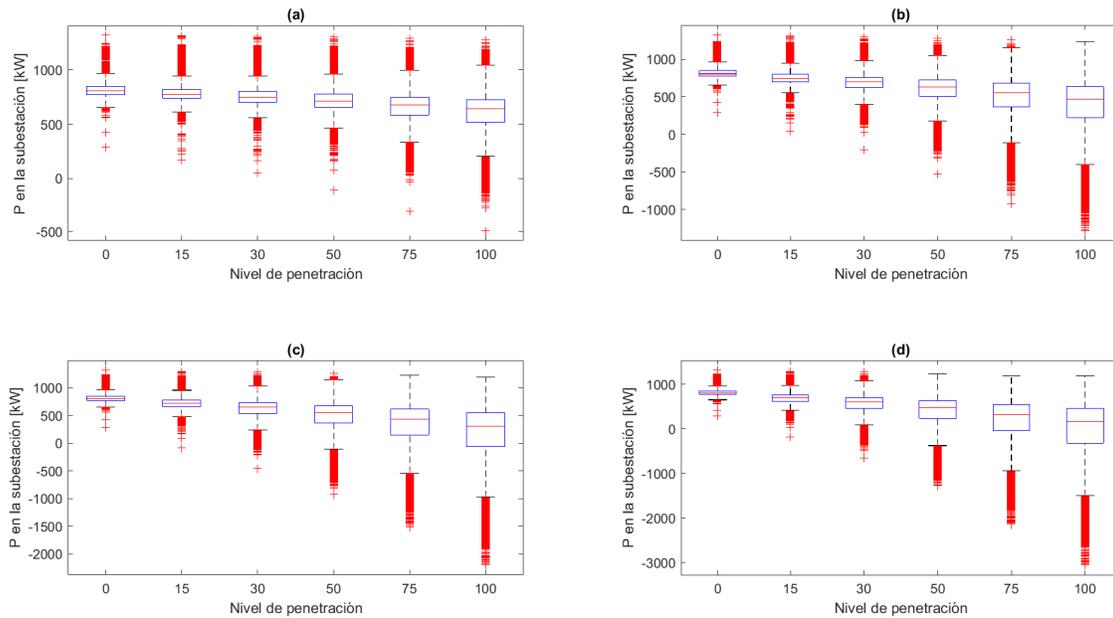


Figura 5.13: Comportamiento de la potencia activa en la subestación para cada escenario de penetración según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

Para el escenario de 25 % de participación (figura 5.13(a)), la probabilidad de presentarse flujo inverso de potencia es nula para los niveles de penetración del 15 % y 30 %, mientras que para los demás niveles de penetración esta probabilidad es inferior al 5 %. Para los escenarios del 50 % y 75 % de participación (figuras 5.13(b) y 5.13(b) respectivamente), dicha probabilidad existe para todos los niveles de penetración, siendo inferior al 5 % para el nivel penetración del 50 % e inferiores, caso contrario para los niveles de penetración del 75 % y 100 %, los cuales presentan flujo de potencia con probabilidades ligeramente superiores al 5 %. Finalmente, como se observa en la figura 5.13(d), escenario de 100 % de participación, para nivel de penetración de 100 % y 75 % la probabilidad de presentarse flujo inverso de potencia asciende hasta el 25 %, mientras que para los niveles de penetración del 50 % y 30 % esta probabilidad es aproximadamente 5 %.

En el caso de la corriente, se observó un comportamiento similar al de la potencia activa, esto se muestra en la figura 5.14, donde a medida que la penetración PV aumenta la corriente en el alimentador disminuye, sin embargo, para altos niveles de penetración y participación (75 % o superior), la magnitud de corriente presente en el conductor de cabecera es superior a la magnitud de corriente presente en el caso base.

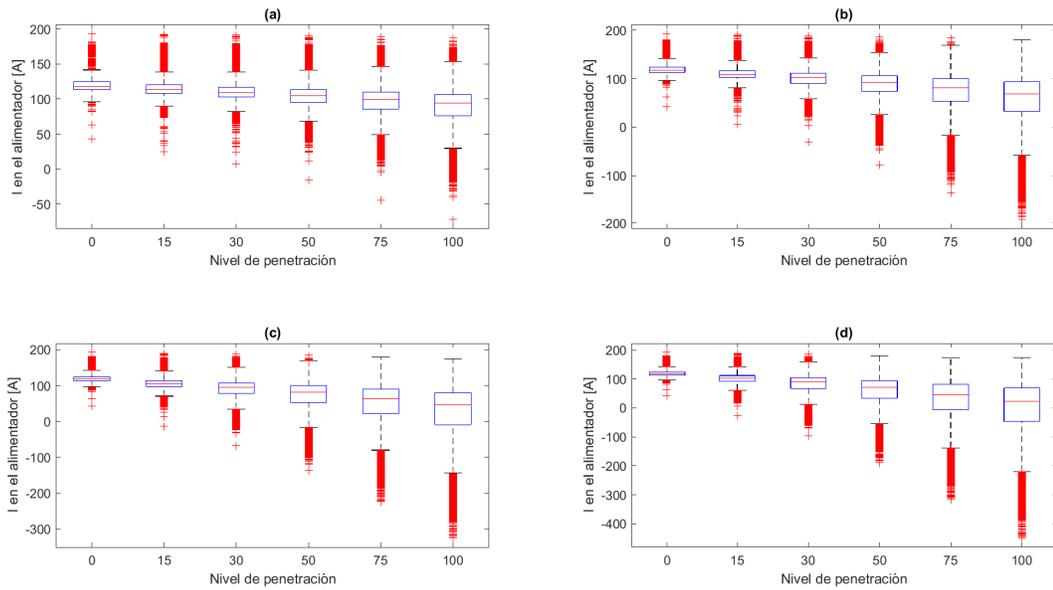


Figura 5.14: Comportamiento de la corriente en el alimentador del circuito para cada escenario de penetración según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

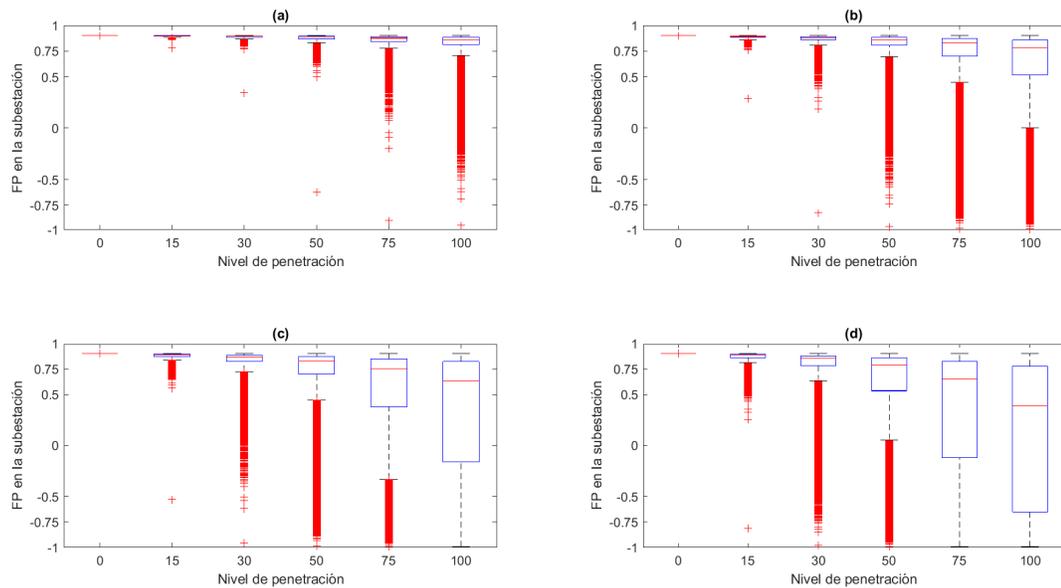


Figura 5.15: Comportamiento del factor de potencia en la subestación para cada escenario de penetración según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

Por otro lado, la figura 5.15 muestra el comportamiento del factor de potencia para 4 niveles de participación y 5 niveles de penetración. Observe que para el caso del 25 % de participación, la variabilidad del factor de potencia aumenta a medida que se incrementa el nivel de penetración (5.15(a)). También se observa que para los niveles de penetración del 75 % y 100 % se presentan cambios de sentido en el factor de potencia, sin embargo, el comportamiento esperado sigue siendo en atraso. Al incrementar la participación, el intervalo de variabilidad aumenta, ocasionando que los cambios de sentido del factor de potencia sean cada vez más frecuentes hasta llegar a su caso más crítico mostrado en la figura 5.15(d) que para el nivel de penetración PV del 100 % es igual de probable observar que el factor de potencia esté en atraso o adelante, aun cuando su comportamiento promedio esta en atraso.

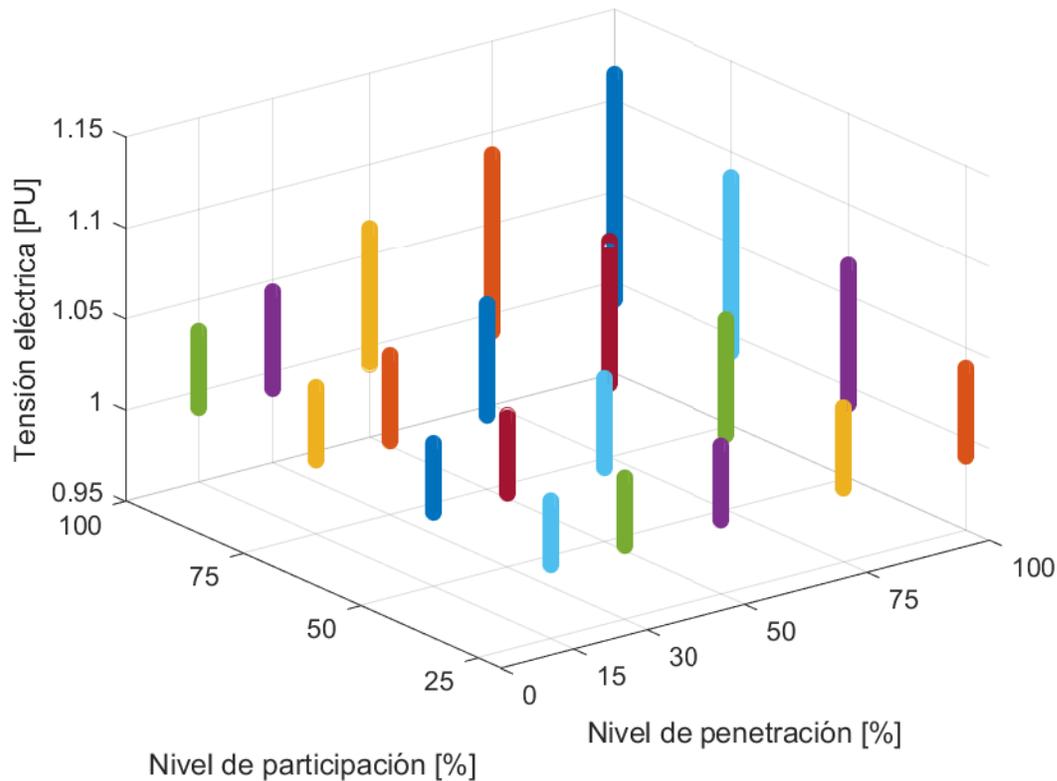


Figura 5.16: Tensión obtenida en todos los transformadores para los mil días simulados para cada uno de los escenarios analizados de participación y penetración

Finalmente, la figura 5.16 muestra el comportamiento de las tensiones con respecto al nivel de penetración y al nivel de participación, observe que entre mayor es el nivel de penetración y participación, mayor será la tensión registrada en los nodos, cuyo caso más crítico se presenta con 100 % de penetración y 100 % de participación. También se puede

observar que la tasa de incremento de tensión a causa de la penetración de generación PV es superior a la tasa de crecimiento debida a la participación. Por otro lado, se destaca que en el único escenario que se presentan sobretensiones es el de penetración y participación del 100%. Al analizar los extremos de cada variable, se observa que para el caso de la máxima participación PV, la capacidad máxima permitida de penetración corresponde al 75%, mientras que para el 100% de penetración se deben tomar medidas para limitar y controlar el nivel de participación hasta el 75% para garantizar que las tensiones registradas estén dentro de los límites de la regulación colombiana.

Teniendo en cuenta que para el operador de red es más complicado controlar el nivel de participación que el nivel de penetración de generación solar PV, para definir la capacidad máxima permitida se asumió participación del 100%, al igual que se estableció como criterio de aceptación máximo 5% de probabilidad de superar los límites establecidos a nivel nacional. Por lo cual se determina que la capacidad máxima permitida del circuito de estudio corresponde al 75% de penetración evaluando únicamente la tensión en los nodos, y la capacidad de conducción en el conductor de cabecera, sin embargo, este nivel de penetración ocasiona flujo inverso de potencia con probabilidad superior al 5%, en consecuencia la capacidad permitida para la red de estudio es del 30%, superando el valor del 15% propuesto por la CREG.

5.4. Escenarios particulares

En esta sección se muestran los resultados para 2 casos particulares, el primero simula el evento en el que no se presente generación PV en el circuito Almendros pero sí en los otros circuitos conectados al mismo transformador y el segundo representa la conexión de generación PV directamente en la barra como una decisión por parte del operador de red para disminuir la cargabilidad de los transformadores de AT/MT. Para ambos casos se tomó únicamente el nivel de penetración del 15% especificado en la normatividad. En la figura **5.17** se muestra la generación PV obtenida para cada uno de los 1000 días simulados y la generación promedio de cada caso particular, de igual forma que los resultados mostrados en la sección 5.2 la variabilidad de la generación PV es debida a la variabilidad de la irradiancia disponible.

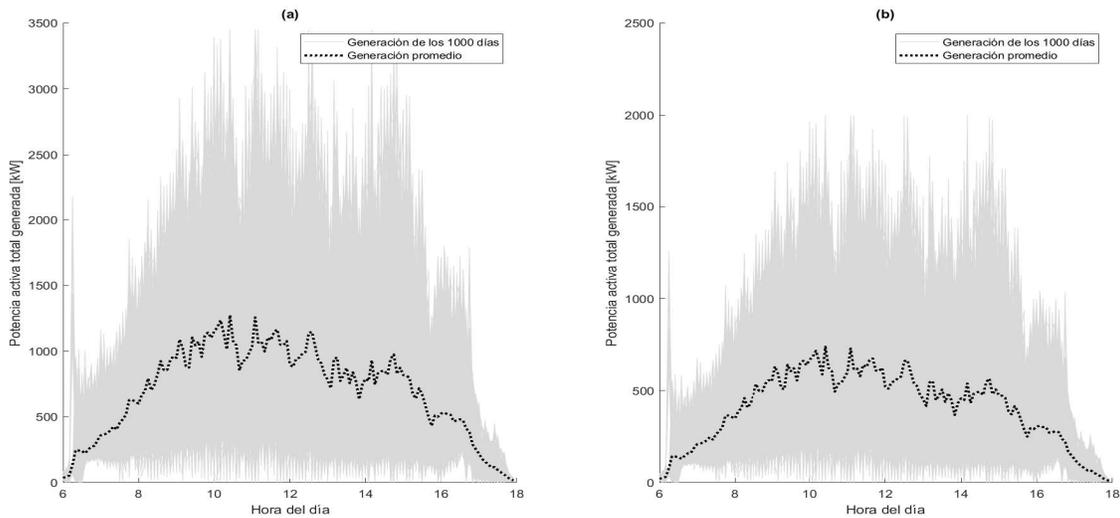


Figura 5.17: Potencia activa PV generada durante las 12 horas de sol para (a) Sistema solar conectado a través del circuito equivalente y (b) Sistema solar conectado directo al barraje

Teniendo en cuenta que el impacto en el nivel de tensión es mayor en el nodo directamente asociado al sistema de generación, en la figura 5.18 se observa que aun cuando se conecte el sistema de generación solar PV directo al barraje del transformador de cabecera o a través del equivalente de los siete circuitos, el impacto en la tensión no es suficiente para superar la inercia eléctrica del sistema ni para ocasionar una sobre tensión en la barra y forzar la operación del TAP, tal como se muestra en la figura 5.19.

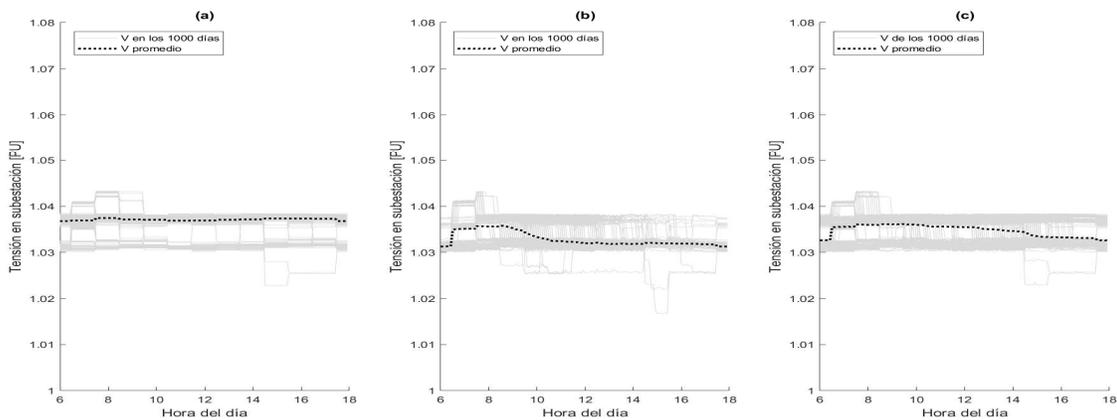


Figura 5.18: Comportamiento de la tensión durante las 12 horas de sol para (a) Caso base, (b) Sistema solar conectado a través del circuito equivalente y (c) Sistema solar conectado directo al barraje

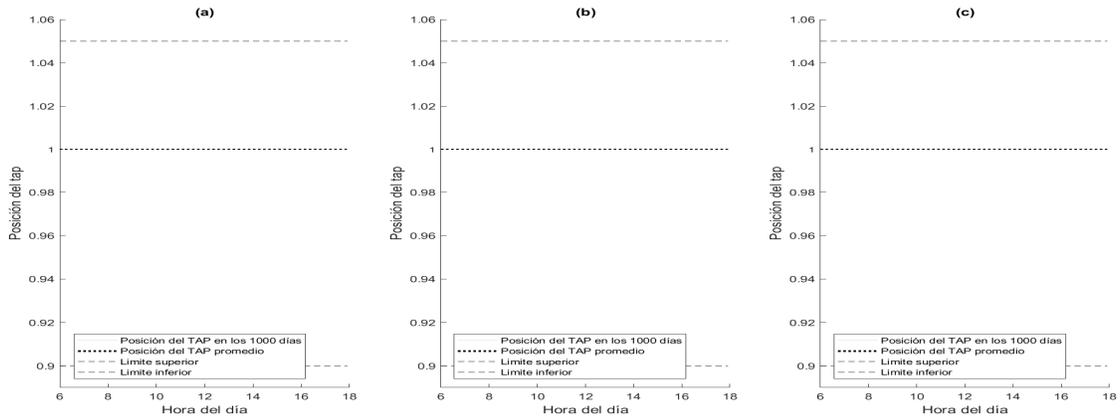


Figura 5.19: Posición del TAP durante las 12 horas de sol para (a) Caso base, (b) Sistema solar conectado a través del circuito equivalente y (c) Sistema solar conectado directo al barraje

La figura 5.20 muestra el comportamiento de la potencia activa demandada al transformador principal por los 8 circuitos, y como se observa en las figuras 5.20(b) y 5.20(c) la cargabilidad de potencia del transformador disminuye al igual que la cargabilidad de corriente en la línea de alimentación observado en las figuras 5.21(b) y 5.21(c) y se inicia una curvatura en la demanda ocasionada por el aumento de generación cercana al punto de consumo, adicional a esto en la figura 5.20(b) se observa un solo día en el que hubo flujo inverso de potencia de los 1000 días analizados.

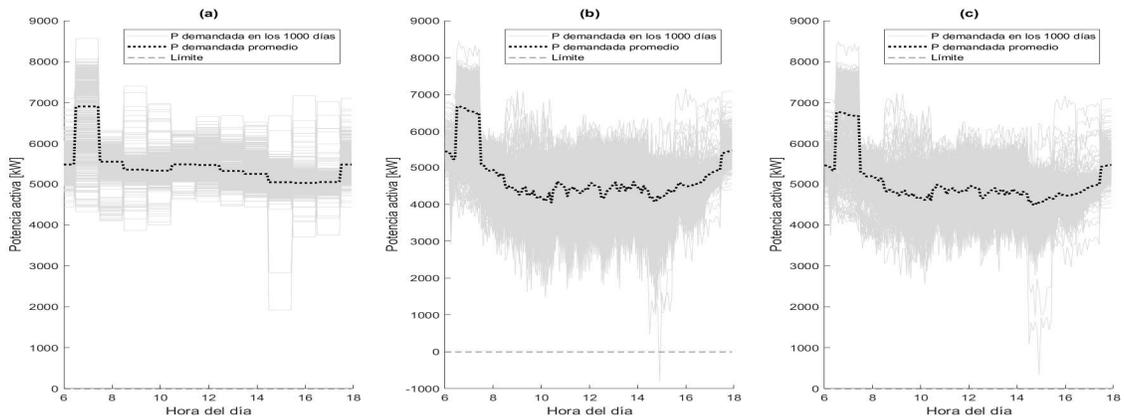


Figura 5.20: Comportamiento de P durante las 12 horas de sol para (a) Caso base, (b) Sistema solar conectado a través del circuito equivalente y (c) Sistema solar conectado directo al barraje

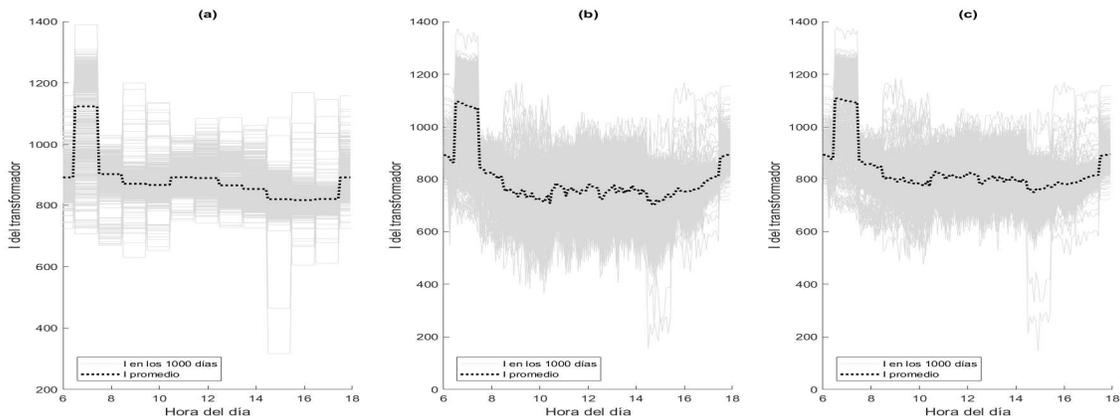


Figura 5.21: Comportamiento de la corriente del transformador durante las 12 horas de sol para (a) Caso base, (b) Sistema solar conectado a través del circuito equivalente y (c) Sistema solar conectado directo al barraje

El factor de potencia es el parámetro más afectado durante el estudio (ver figura 5.22), debido a que las modificaciones y alteraciones presentadas en el circuito son únicamente de inyección de potencia activa al sistema, por lo que la potencia activa total vista desde el alimentador disminuye mientras que la potencia reactiva se mantiene casi constante, ocasionando la caída del factor de potencia, lo que hace necesario realizar compensación de reactivos proporcional al nivel de penetración establecido.

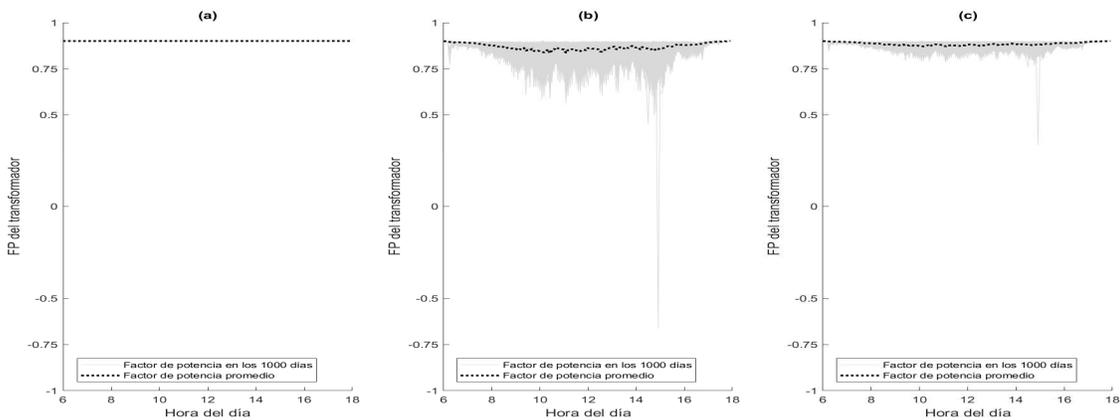


Figura 5.22: Comportamiento del factor de potencia del transformador durante las 12 horas de sol para (a) Caso base, (b) Sistema solar conectado a través del circuito equivalente y (c) Sistema solar conectado directo al barraje

5.5. Análisis de corriente

Como se determinó en la sección 5.3 para niveles de penetración iguales o superiores al 75 % con nivel de participación del 100 %, la corriente transportada en el conductor de cabecera es mayor que la existente en el caso base (figura 5.14). Teniendo en cuenta lo anterior, se analiza la corriente en cada transformador para el caso crítico, el cual corresponde al 100 % de penetración y 100 % de participación; finalmente se muestra el mismo análisis para el nivel de penetración que se determinó como HC del caso de estudio correspondiente al del 30 %.

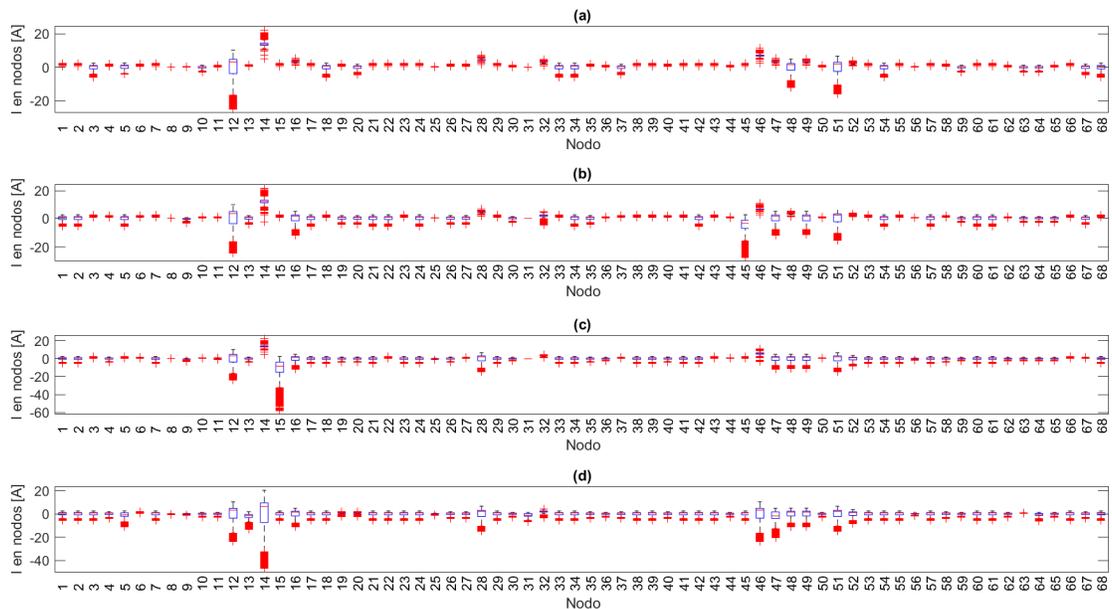


Figura 5.23: Comportamiento de I en cada transformador con penetración PV de 100 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

En la figura 5.23 se muestra la corriente obtenida en cada transformador del sistema para el nivel de penetración del 100 % con sus cuatro niveles de participación, observe que para un nivel de participación igual o inferior al 50 % no se presentan problemas de corriente en ningún transformador, a lo sumo, la corriente inyectada es igual en magnitud a la corriente presente en el sistema de distribución sin adopción de generación PV. Caso contrario ocurre con nivel de participación igual o superior al 75 %, para los cuales la corriente inyectada es mayor en magnitud a la corriente presente en el caso base, observe el nodo 14 de la figura 5.23 (d), en el cual la corriente inyectada es aproximadamente 2 veces a la demandada, por

lo cual la cargabilidad del conductor y el transformador aumenta, sin embargo, teniendo en que este transformador está operando al 32% de su capacidad nominal, no representa un problema para la operación del sistema.

En la figura 5.24 se muestra la corriente obtenida en cada transformador del sistema para nivel de penetración del 30% con sus cuatro niveles de participación, observe que para un nivel de participación igual o inferior al 50% no se presentan problemas de corriente en ningún transformador, a lo sumo, existen nodos con inyección de corriente al sistema. Caso contrario ocurre con nivel de participación igual o superior al 75%, para los cuales probabilidad de presentarse inyección de corriente es mayor, sin embargo, como se observa en el nodo 14 de la figura 5.24 (d), esta corriente inyectada es aproximadamente 0.5 veces a la demandada, por lo cual la cargabilidad del conductor y el transformador disminuye, ocasionando que el sistema de estudio opere con menor esfuerzo.

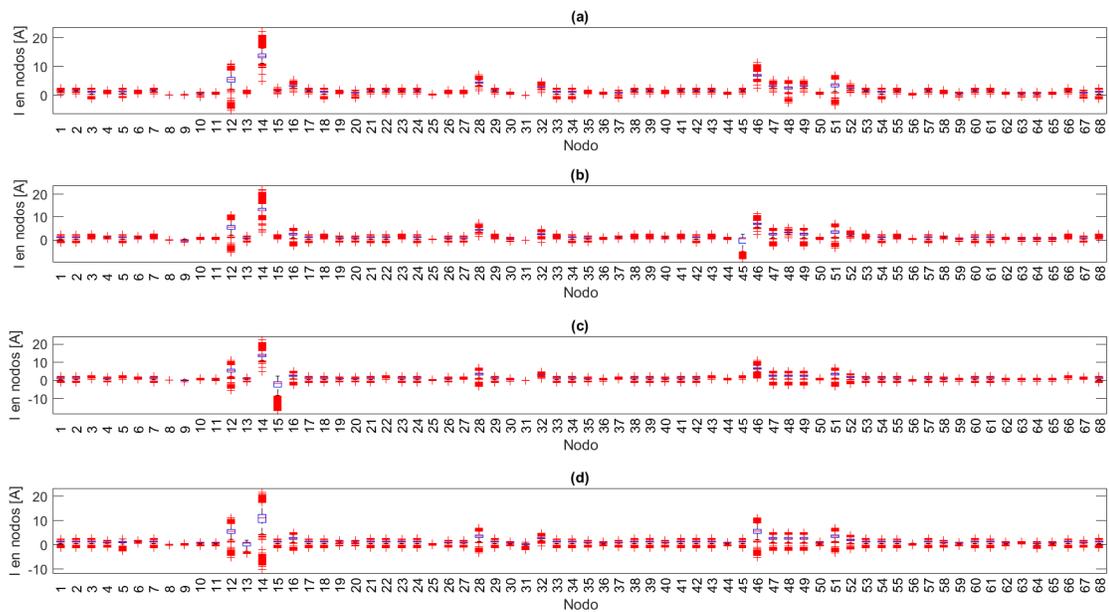


Figura 5.24: Comportamiento de I en cada transformador con penetración PV de 30% según su nivel de participación (a)25% (b)50% (c)75% (d)100%

En consecuencia, con el nivel de penetración del 30% calculado, todos los puntos de consumo presentan disminución en la magnitud de corriente operativa, ocasionando que la cargabilidad de los conductores y los transformadores disminuya, por lo cual no se van a presentar problemas con la capacidad de conducción a lo largo de la red. Por otro lado, para el nivel de penetración del 100% se observa que es posible llegar a duplicar la cargabilidad

inicial del transformador y de la acometida, sin embargo, dichos componentes siguen operando por debajo de sus valores nominal lo que no representa ningún problema al sistema. Ahora bien, si en este caso se acumula el efecto hacia los tramos aguas arriba el hasta el conductor de cabecera, este tramo tiene una probabilidad de operar cerca de su límite de conducción (285 A) y presenta una probabilidad inferior al 5% de superar su valor nominal de corriente tal como se observó y comentó en la figura **5.14** de la sección 2.5.

Capítulo 6

Conclusiones

6.1. Conclusiones generales

El uso de GMM para modelar el comportamiento de la irradiancia y demanda eléctrica es una herramienta eficaz gracias a la flexibilidad de ajustarse a cualquier comportamiento mediante la combinación de varias curvas gaussianas, sin embargo, se debe tener en cuenta que entre más curvas mayor precisión y así mismo requiere mayor recurso computacional para su solución. Al combinar esta herramienta con el método de Monte Carlo se agrega el análisis estadístico que garantiza resultados basados en probabilidades, cualidad necesaria para investigaciones con procesos estocásticos y aleatorios.

A través de la interfaz Matlab-OpenDSS se modeló un sistema de distribución radial en MT de la ciudad de Bogotá, con integración de generación solar PV distribuida en todo el circuito, simulando 1000 días de operación con intervalos de 5 minutos para un total de 144000 flujos de potencia, teniendo en cuenta la aleatoriedad en el comportamiento de la irradiancia y de la carga. Observando para cada transformador del sistema y la subestación sus variables eléctricas básicas (V,I,P y FP). OpenDSS es un software libre diseñado para el modelamiento de sistemas de distribución, permitiendo al usuario realizar diversos estudios en este tipo de redes mediante la programación en lenguaje C y al tomar el control desde Matlab se potencia la funcionalidad y se expande la capacidad de procesamiento de la información y los datos para investigaciones de alto volumen de datos.

Se analizó de manera temporal y estadística el comportamiento de un circuito radial de MT en Bogotá frente a diferentes escenarios de participación y penetración de generación solar PV, encontrando que no se presentaron sobretensiones en la subestación pero sí en los transformadores de distribución ubicados en el circuito, la cargabilidad de corriente disminuye de manera directa al nivel de penetración y participación, sin embargo, cuando estos dos niveles superan el 75 %, la magnitud de corriente inyectada a la red es superior a la magnitud de corriente demandada; mientras que el factor de potencia mantiene una relación inversa, disminuyendo y cambiando de sentido a medida que los niveles de penetración y

participación aumentan. En consecuencia, es necesario garantizar compensación de reactivos para mantener el factor de potencia en valores permitidos por la normatividad colombiana, y en cuanto al flujo de potencia inverso está directamente relacionado con el factor de uso de los transformadores de MT/BT.

De igual forma, se propuso una metodología con la que se determinó la capacidad máxima permitida de penetración PV en un circuito de MT en la ciudad de Bogotá, obteniendo que la capacidad máxima de penetración PV para la red de estudio es del 30% con probabilidad del 5% de experimentar flujo inverso de potencia para el escenario máximo de participación, este valor es cercano al 32% del factor de uso promedio de los transformadores que alimentan carga principalmente residencial en Bogotá.

6.2. Aportes

- Se estableció una metodología para determinar la capacidad máxima permitida de generación solar PV en los sistemas de distribución particularmente de las redes eléctricas colombianas.
- Se determinó la capacidad máxima permitida de generación solar PV para un sistema de distribución radial en MT con mayor carga residencial.
- Se modeló un sistema de distribución radial de media tensión ubicado en la ciudad de Bogotá

6.3. Trabajos futuros

- Determinación y comparación de alternativas para aumentar el *Hosting Capacity PV* en los sistemas de distribución colombianos.
- Determinar la relación del factor de uso de transformadores MT/BT con el HCPV en sistemas de distribución de Bogotá.
- Impacto en SAIDI y SAIFI de un circuito en MT teniendo transferencia a generación PV en lugar de suplencia con otro circuito.
- Evaluar el aumento de confiabilidad en redes de MT por la integración de generación distribuida PV.

Referencias

- [1] G. A. Carolina, B. Ximena, G. Roberto, and S. C. Rodrigo, *El ABC de los compromisos de Colombia para la COP21*.
- [2] Congreso de la república de Colombia, “Ley 1715 de 2014: integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional” http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html.
- [3] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Resolución no. 030 de 2018,” <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191?OpenDocument>.
- [4] G. R. Jhonnatan, “La energía solar fotovoltaica en colombia: potenciales, antecedentes y perspectivas,” 2018. [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/11634/10312>
- [5] O. Ahumada, Nueve de cada 10 proyectos para generar energía usarán paneles solares, *El Tiempo*, [Online]. Available: <https://www.eltiempo.com/economia/sectores/en-colombia-9-de-cada-10-proyectos-de-energia-usaran-paneles-solares-162616>.
- [6] Subdirección de Energía Eléctrica Grupos de Generación Transmisión y Convocatorias, “Plan de expansión de referencia generación – transmisión,” Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), [Online]. Available: https://www1.upme.gov.co/Energia_electrica/Plan_GT_2017_2031_PREL.pdf
- [7] 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.
- [8] 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>

- [9] R. Albarracín and H. Amaris, “Power quality in distribution power networks with photovoltaic energy sources,” *Proceedings of International Conference on Environment and Electrical Engineering*, 06 2009.
- [10] 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>
- [11] 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.
- [12] 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.
- [13] 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.
- [14] 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.
- [15] 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.
- [16] S. M. Ismael, S. H. A. Aleem, A. Y. Abdelaziz, and A. 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>
- [17] 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.
- [18] J. Deuse, D. Benintendi, P. J. Agrell, and P. Bogetoft, “Power system and market integration of der, the eu-deep approach,” in *CIREN 2005 - 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, June 2005, pp. 1–4.

- [19] M. H. 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.
- [20] T. Walla, "Hosting capacity for photovoltaics in swedish distribution grids," M.Sc. thesis, Uppsala, Sweden: Uppsala University; 2012.
- [21] S. Papathanassiou, N. Hatziargyriou, P. Anagnostopoulos, L. Aleixo, B. Buchholz, C. Carter-Brown, N. Drossos, B. Enayati, M. Fan, V. Gabrion, B.-N. Ha, L. Karstenti, J. Malý, W. Namgung, J. Pecas-Lopes, J. Pillai, T. Solvang, and S. Verma, *Capacity of Distribution Feeders for Hosting Distributed Energy Resources*. CIGRE (International Council on Large Electric Systems), 6 2014.
- [22] N. Etherden, "Increasing the hosting capacity of distributed energy resources using storage and communication," Ph.D. dissertation, Luleå University of Technology, Energy Science, 2014.
- [23] M. Rylander, J. Smith, "Stochastic Analysis to Determine Feeder Hosting Capacity for Distributed Solar PV", EPRI Tech. Updat. 1026640. (2012) 1–50. doi:1026640.
- [24] A. Ballanti, F. Pilo, A. Navarro-Espinosa, and L. F. Ochoa, "Assessing the benefits of pv var absorption on the hosting capacity of lv feeders," in *IEEE PES ISGT Europe 2013*, 2013, pp. 1–5.
- [25] W. Sun, "Maximising renewable hosting capacity in electricity networks," Ph.D. thesis, Edinburgh, Scotland: The University of Edinburgh; 2015.
- [26] F. AlAlamat, "Increasing the hosting capacity of radial distribution grids in jordan," B.Sc. thesis, Uppsala, Sweden: Uppsala University; 2015.
- [27] 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."
- [28] 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>
- [29] 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.

- [30] . 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>.
- [31] 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.
- [32] E. 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>
- [33] M. Rylander, J. Smith, and W. Sunderman, “Streamlined method for determining distribution system hosting capacity,” in *2015 IEEE Rural Electric Power Conference*, April 2015, pp. 3–9.
- [34] J. Reno Matthew, “Streamlined interconnection analysis of distributed pv using advanced simulation methods,” Ph.D. Thesis. Georgia Institute of Technology, 2015
- [35] S. Stanfield and S. Safdi, “Optimizing the grid a regulator’s guide to hosting capacity analyses for 735 distributed energy resources,” *Interstate Renewable Energy Council IREC*, December 2017.
- [36] D. Bertini, D. Falabretti, M. Merlo, D. Moneta, J. S. A. Carneiro, and A. Silvestri, “Hosting capacity of italian lv distribution networks,” 2011.
- [37] M. J. Reno and R. J. Broderick, “Statistical analysis of feeder and locational pv hosting capacity for 216 feeders,” in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, July 2016, pp. 1–5.
- [38] L. D. Campello, P. M. Duarte, P. F. Ribeiro, and T. E. de Oliveira, “Hosting capacity of a university electrical grid considering the inclusion of wind-turbines for different background distortions,” in *2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Oct 2016, pp. 1026–1031.
- [39] S. R. Castaño, *Redes de Distribución de Energía*, ed.(tercera). Colombia: Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales, 2004.

- [40] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Resolución no. 070 de 1998,” <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolución-1998-CREG070-98>.
- [41] J. D. Juárez Cervantes, *Sistemas de distribución de energía eléctrica*, ed.(primera). México: Universidad Autónoma Metropolitana, 1995.
- [42] Alcaldía Mayor de Bogotá, “Cartilla abc del pot,” <http://www.sdp.gov.co/transparencia/informacion-interes/otras-publicaciones/cartilla-abc-del-pot>.
- [43] E. Leal Arellano, “Análisis de componentes eléctricos de potencia con matlab.” B.Sc. thesis, Autónoma, México: Universidad Nacional Autónoma de México; 2016.
- [44] B. S. Kumar and K. Sudhakar, “Performance evaluation of 10 mw grid connected solar photovoltaic power plant in india,” *Energy Reports*, vol. 1, pp. 184 – 192, 2015. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484715000311>
- [45] M. A. H. Mondal and A. S. Islam, “Potential and viability of grid-connected solar pv system in bangladesh,” *Renewable Energy*, vol. 36, no. 6, pp. 1869 – 1874, 2011. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014811000546X>
- [46] U. Mamadaminov, “The Impacts of Increased Distributed Solar PV Penetration on Distribution Network - Review,” no. March 2014, 3 2014.
- [47] 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.
- [48] Butler-Purry and Marotti, “Impact of distributed generators on protective devices in radial distribution systems,” in *2005/2006 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, May 2006, pp. 87–88.
- [49] 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)*, Oct 2013, pp. 431–434.
- [50] . 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>.

- [51] 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*, Dec 2011, pp. 1–6.
- [52] Y. Yang and M. Bollen, *Power quality and reliability in distribution networks with increased levels of distributed generation,*, Sweden: Elforsk, 2008.
- [53] Y. Liu, J. Bebic, B. Kroposki, J. Bedout, and W. Ren, “Distribution system voltage performance analysis for high-penetration pv,” 12 2008, pp. 1 – 8.
- [54] S. Jothibas and S. Santoso, “Sensitivity analysis of photovoltaic hosting capacity of distribution circuits,” in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, July 2016, pp. 1–5.
- [55] 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, July 2017.
- [56] R. W. Hamming, *Numerical Methods for Scientists and Engineers*. USA: Dover Publications, Inc., 1986.
- [57] R. K. Gupta, *Splines, Curve Fitting, and Other Approximating Curves*. Cambridge University Press, 2019, p. 445–494.
- [58] 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.
- [59] D. M. Titterington, A. F. Smith, and U. E. Makov, *Statistical analysis of finite mixture distributions*. Wiley,, 1985.
- [60] 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>
- [61] David R. Anderson, Dennis J. Sweeney, Introducción al método de simulación Monte Carlos,” *Métodos cuantitativos para los negocios*, México: Cengage Learning Editores, 2009, cap. 8.
- [62] 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.

- [63] 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.
- [64] MATLAB, *Statistics and Machine Learning Toolbox User’s Guide*, MathWorks. [Online]. Available: <https://la.mathworks.com/help/ident/ref/aic.html#buy66l9-2>
- [65] S. Torres Franco, “Impacto producido en la calidad de potencia de una red de distribución eléctrica residencial debido a la recarga de vehículos eléctricos,” M.Sc. thesis, Colombia: Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito; 2019.
- [66] Álvaro Gómez-Losada, A. Lozano-García, R. Pino-Mejías, and J. Contreras-González, “Finite mixture models to characterize and refine air quality monitoring networks,” *Science of The Total Environment*, vol. 485-486, pp. 292 – 299, 2014. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969714004318>
- [67] A. McMurray and T. Pearson, “Guía para aplicar el enfoque de Monte Carlo,” Winrock International, Tech. Rep., 2017. [Online]. Available: <https://www.winrock.org/wp-content/uploads/2018/03/UncertaintyReport-12.26.17-ES.pdf>
- [68] 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.
- [69] 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>
- [70] 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.
- [71] R. Ramos, F. M. León, and A. Aguilar, “Interpolación newtoniana, lagrangiana e interpolación con polinomios cúbicos: apropiación del conocimiento mediante un acercamiento intuitivo,” 2012.
- [72] Enel-Codensa, “La202 circuito primario sencillo construcción tangencial,” https://likinormas.micodensa.com/Norma/lineas_aereas_urbanas_distribucion/lineas_aereas_11_4_13_2_kv/la202_circuito_primario_sencillo_construccion_tangencial.

- [73] Enel-Codensa, “Cs212 detalles ductos, zanjas y rellenos. 6 ductos diámetro Ø 6” pvc-tdp,” https://likinormas.micodensa.com/Norma/cables_subterranos/camaras_ducterias/cs212_detalle_ductos_zanjas_rellenos_6_ductos.
- [74] 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>
- [75] 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.
- [76] A. Navarro-Espinosa, L. F. Ochoa, and D. Randles, “Monte carlo-based assessment of pv impacts on real uk low voltage networks,” in *2013 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 2013, pp. 1–5.
- [77] A. Navarro-Espinosa, P. Mancarella, L. F. Ochoa, and D. Randles, “Impacts of photovoltaics on low voltage networks: A case study for the north west of england,” in *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, 2013, pp. 1–4.
- [78] Climate-data.org, “Tabla climática // datos históricos del tiempo bogotá,” <https://es.climate-data.org/america-del-sur/colombia/bogota/bogota-5115/#climate-table>.
- [79] D. M. Tobnaghi, “A review on impacts of grid-connected pv system on distribution networks,” *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 10, no. 1, pp. 137 – 152, 2016. [Online]. Available: <https://publications.waset.org/vol/109>

Anexo A

Resultados adicionales

A.1. Interpolación splines cúbicas

Tabla A.1: Polinomios cúbicos de interpolación

Intervalo irradiancia	a_3x^3	a_2x^2	a_1x^1	a_0x^0
[0 - 10]	0.0033	-0.1403	1.6272	24.6862
[10 - 20]	0.0033	-0.0409	-0.1843	30.244
[20 - 30]	-0.0022	0.0585	-0.0079	27.6264
[30 - 40]	-0.0013	-0.0087	0.4902	31.1589
[40 - 50]	0.0026	-0.0489	-0.086	33.85
[50 - 60]	-0.001	0.0304	-0.2714	30.7417
[60 - 70]	0.0005	0.0003	0.0352	30.0625
[70 - 80]	-0.0006	0.0149	0.1871	30.9308
[80 - 90]	-0.0016	-0.0031	0.3048	33.6909
[90 - 100]	0.0031	-0.0498	-0.2244	34.8708
[100 - 110]	0.0011	0.0422	-0.3001	30.7143
[110 - 120]	-0.0067	0.0752	0.8744	33.0365
[120 - 130]	0.0064	-0.1269	0.3571	42.5636
[130 - 140]	-0.0038	0.0645	-0.2673	39.8222
[140 - 150]	0.0043	-0.0484	-0.1067	39.835
[150 - 160]	-0.0059	0.0794	0.2028	38.1854
[160 - 170]	0.0056	-0.099	0.0071	42.2077
[170 - 180]	-0.0007	0.0692	-0.2902	37.9891
[180 - 190]	-0.0075	0.0481	0.8833	41.3063
[190 - 200]	0.012	-0.1782	-0.4174	47.4083

Tabla A.1: Polinomios cúbicos de interpolación

Intervalo irradiancia	a_3x^3	a_2x^2	a_1x^1	a_0x^0
[200 - 210]	-0.0078	0.1814	-0.3857	37.4
[210 - 220]	-0.0002	-0.052	0.908	43.9012
[220 - 230]	0.0053	-0.0589	-0.2014	47.55
[230 - 240]	-0.008	0.0988	0.1972	44.9
[240 - 250]	0.0101	-0.1423	-0.2377	48.7154
[250 - 260]	-0.0087	0.1605	-0.0553	42.2036
[260 - 270]	0.0043	-0.1008	0.5422	48.9929
[270 - 280]	-0.0008	0.028	-0.1854	48.6308
[280 - 290]	-0.0008	0.0027	0.1212	48.7316
[290 - 300]	0.0018	-0.0226	-0.0782	49.3679
[300 - 310]	-0.0018	0.0319	0.0147	48.1423
[310 - 320]	0.0009	-0.0218	0.1154	49.6875
[320 - 330]	0.0001	0.0052	-0.0503	49.5625
[330 - 340]	-0.0015	0.0091	0.0926	49.7107
[340 - 350]	0.0028	-0.0355	-0.1717	50.0577
[350 - 360]	-0.0022	0.0479	-0.0475	47.5724
[360 - 370]	0.0004	-0.019	0.2416	49.6579
[370 - 380]	0.0008	-0.0079	-0.0276	50.5438
[380 - 390]	-0.0011	0.0167	0.06	50.295
[390 - 400]	0.0007	-0.016	0.0671	51.475
[400 - 410]	0.0001	0.004	-0.0524	51.2154
[410 - 420]	-0.0007	0.0063	0.0512	51.1712
[420 - 430]	0.0012	-0.0143	-0.0287	51.6278
[430 - 440]	-0.0015	0.0206	0.0346	51.075
[440 - 450]	0.0015	-0.0235	0.0057	52.0125
[450 - 460]	-0.0016	0.0228	-0.0013	51.2614
[460 - 470]	0.0022	-0.0238	-0.0106	51.9786
[470 - 480]	-0.0033	0.0427	0.1787	51.7114
[480 - 490]	0.0032	-0.0553	0.0522	54.5
[490 - 500]	-0.002	0.0398	-0.1035	52.6583
[500 - 510]	0.0003	-0.0205	0.089	53.59
[510 - 520]	0.0014	-0.0101	-0.2173	52.775
[520 - 530]	-0.0017	0.0331	0.0131	51.0333

Tabla A.1: Polinomios cúbicos de interpolación

Intervalo irradiancia	a_3x^3	a_2x^2	a_1x^1	a_0x^0
[530 - 540]	0.0007	-0.0182	0.162	52.765
[540 - 550]	-0.0001	0.0025	0.004	53.25
[550 - 560]	-0.0002	0	0.0283	53.4528
[560 - 570]	0.0002	-0.0048	-0.0196	53.575
[570 - 580]	0.0008	-0.0001	-0.0683	53.0583
[580 - 590]	-0.0018	0.0234	0.1651	53.15
[590 - 601]	0.0014	-0.0312	0.0878	55.325
[601 - 610]	0.0002	0.0141	-0.0997	54.3458
[610 - 620]	-0.0022	0.0202	0.2096	54.7583
[620 - 630]	0.0029	-0.0466	-0.0539	56.65
[630 - 640]	-0.0025	0.0411	-0.109	54.375
[640 - 650]	0.0022	-0.0327	-0.0252	54.9333
[650 - 660]	-0.0016	0.0337	-0.0152	53.625
[660 - 670]	0.0004	-0.0141	0.1811	55.25
[670 - 680]	-0.0001	-0.0015	0.0258	56.075
[680 - 690]	0.001	-0.005	-0.0393	56.0667
[690 - 700]	-0.0021	0.0251	0.1613	56.175
[700 - 711]	0.002	-0.0393	0.0191	58.15
[711 - 720]	-0.0008	0.026	-0.1276	56.2375
[720 - 730]	-0.0011	0.004	0.1424	56.6
[730 - 740]	0.0028	-0.0276	-0.0927	57.375
[740 - 750]	-0.0041	0.0552	0.1835	56.45
[750 - 760]	0.0036	-0.0687	0.0487	59.675
[760 - 771]	-0.0016	0.0379	-0.2584	56.85
[771 - 782]	0.0015	-0.0156	-0.0129	56.4375
[782 - 790]	-0.0018	0.0332	0.1805	56.375
[790 - 800]	-0.0012	-0.0111	0.3577	59
[800 - 810]	0.0034	-0.0462	-0.2149	60.3
[810 - 820]	-0.0025	0.0557	-0.1205	56.925
[820 - 830]	0.0008	-0.0204	0.232	58.75
[830 - 840]	-0.0007	0.005	0.0775	59.875
[840 - 852]	0.0007	-0.0167	-0.0396	60.425
[852 - 860]	-0.0002	0.0068	-0.1583	58.675

Tabla A.1: Polinomios cúbicos de interpolación

Intervalo irradiancia	a_3x^3	a_2x^2	a_1x^1	a_0x^0
[860 - 872]	0.0008	0.0009	-0.0971	57.7167
[872 - 880]	-0.0038	0.0305	0.2797	58.1
[880 - 890]	0.0037	-0.0613	0.0338	60.3333
[890 - 900]	-0.0023	0.0512	-0.0673	58.2917
[900 - 911]	-0.0004	-0.0174	0.2703	60.45
[911 - 920]	0.0027	-0.0305	-0.2572	60.7875
[920 - 931]	-0.0022	0.0436	-0.1399	58
[931 - 941]	0.0017	-0.0282	0.029	58.8375
[941 - 950]	0	0.0215	-0.0384	57.9625
[950 - 960]	-0.0025	0.0213	0.3462	59.35
[960 - 970]	0.0025	-0.0549	0.0099	62.4
[970 - 980]	0.0002	0.0206	-0.3335	59.525
[980 - 991]	-0.002	0.0267	0.1389	58.45
[991 - 1001]	0.0029	-0.0408	-0.0158	60.4875
[1001 - 1010]	-0.0032	0.045	0.0265	59.1125
[1010 - 1020]	0.0024	-0.0419	0.0547	60.65
[1020 - 1030]	-0.0017	0.0313	-0.0508	59.45
[1030 - 1040]	0.0012	-0.0186	0.076	60.4083
[1040 - 1051]	-0.001	0.0187	0.0769	60.55
[1051 - 1061]	-0.0001	-0.0141	0.1278	62.3375
[1061 - 1071]	0.0022	-0.0184	-0.1972	62.0625
[1071 - 1081]	-0.0036	0.0488	0.1062	60.4875
[1081 - 1093]	0.0038	-0.0596	-0.0024	62.8125
[1093 - 1100]	-0.0077	0.0781	0.2201	60.8125
[1100 - 1110]	0.0046	-0.083	0.186	63.55
[1110 - 1120]	-0.0029	0.0555	-0.0893	61.725
[1120 - 1132]	0.0012	-0.0309	0.1562	63.5
[1132 - 1142]	-0.0007	0.0114	-0.0787	62.95
[1142 - 1150]	0.0014	-0.0104	-0.0688	62.575
[1150 - 1160]	-0.0015	0.0231	0.0331	62.075
[1160 - 1170]	0.0011	-0.0224	0.0401	63.2
[1170 - 1180]	-0.0001	0.0096	-0.0885	62.425
[1180 - 1191]	-0.0004	0.0052	0.059	62.35

Tabla A.1: Polinomios cúbicos de interpolación

Intervalo irradiancia	a_3x^3	a_2x^2	a_1x^1	a_0x^0
[1191 - 1204]	0.0006	-0.0082	0.0259	63.0875
[1204 - 1214]	-0.0026	0.0169	0.1384	63.45
[1214 - 1221]	0.0063	-0.061	-0.303	63.925
[1221 - 1230]	-0.0031	0.0705	-0.2367	60.9625
[1230 - 1241]	-0.0001	-0.0135	0.2765	62.275
[1241 - 1253]	0.0012	-0.0178	-0.0674	63.5125
[1253 - 1261]	-0.0018	0.0243	0.0108	62.1625
[1261 - 1272]	0.0018	-0.0199	0.0463	62.8625
[1272 - 1283]	-0.0036	0.0404	0.2725	63.4
[1283 - 1290]	0.0062	-0.0799	-0.1615	66.4375
[1290 - 1303]	-0.0016	0.0507	-0.3661	63.525
[1303 - 1317]	-0.0001	-0.0104	0.1571	63.8875
[1317 - 1327]	0.0028	-0.0132	-0.1738	63.8625
[1327 - 1333]	-0.015	0.0703	0.3972	63.5875
[1333 - 1335]	0.0601	-0.1996	-0.3786	65.2625
[1335 - 1355]	-0.0068	0.1609	-0.456	64.1875
[1355 - 1357]	0.1337	-0.2493	-2.2237	64.7375
[1357 - 1360]	0.1337	0.553	-1.6164	60.3625

A.2. Ajustes de GMM carga

Tabla A.2: Modelos ajustados de carga a las series de datos

Hora	Parámetro	Comp. 1	Comp. 2	Comp. 3	Comp. 4	Comp. 5
6:00	μ	169.2718	175.1393	138.2322	104.2803	0.0000
	σ	56.6783	11.3065	82.3876	48.3494	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.2583	0.4192	0.2936	0.0290	0.0000
7:00	μ	124.7508	100.8411	129.6337	0.0000	0.0000
	σ	230.0120	11.2037	11.3181	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.0999	0.0103	0.8898	0.0000	0.0000
8:00	μ	124.4123	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	33.4188	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
9:00	μ	125.1515	120.0791	129.6018	0.0000	0.0000
	σ	21.9592	2.4553	341.3269	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.6352	0.2971	0.0677	0.0000	0.0000
10:00	μ	123.8154	144.8952	110.4505	132.4211	0.0000
	σ	5.7900	2.1938	4.7996	12.4389	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.5921	0.0148	0.0205	0.3726	0.0000
11:00	μ	122.3253	136.0126	127.3913	130.8560	0.0000
	σ	3.6321	4.6472	14.1522	132.0376	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.4757	0.1628	0.2098	0.1517	0.0000
12:00	μ	121.3270	128.8076	134.9291	117.6385	0.0000
	σ	13.9165	179.0994	9.7913	4.3982	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.3069	0.0657	0.2420	0.3854	0.0000
13:00	μ	117.5862	133.8642	130.2645	0.0000	0.0000
	σ	8.8428	502.4464	13.4427	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.6856	0.0155	0.2990	0.0000	0.0000
14:00	μ	113.7845	119.9365	120.5952	0.0000	0.0000
	σ	4.0135	1326.2181	30.4716	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.4605	0.0126	0.5269	0.0000	0.0000
15:00	μ	123.8648	114.3269	117.4385	0.0000	0.0000
	σ	316.4191	1.8835	14.0435	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.0324	0.2702	0.6974	0.0000	0.0000
16:00	μ	117.3422	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	18.1768	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
17:00	μ	124.7560	133.9281	136.7085	0.0000	0.0000
	σ	15.8053	547.9645	16.9177	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.7491	0.0231	0.2279	0.0000	0.0000

A.3. Ajustes de GMM irradiancia

Tabla A.3: Modelos ajustados de irradiancia a las series de datos

Hora	Parámetro	Comp. 1	Comp. 2	Comp. 3	Comp. 4	Comp. 5
6:00	μ	9.7005	15.2080	39.9597	25.2454	20.4868
	σ	0.4853	1.6931	0.0000	2.9487	0.9229
	<i>Prop.</i>	0.2676	0.3867	0.0384	0.0815	0.2258
6:05	μ	35.5672	18.3224	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	223.4300	22.5916	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.1927	0.8073	0.0000	0.0000	0.0000
6:10	μ	19.7180	36.7346	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	12.6217	195.4723	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.5957	0.4043	0.0000	0.0000	0.0000
6:15	μ	31.6923	563.3183	919.4977	0.0000	0.0000
	σ	0.0000	2537.7350	7776.8715	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.9507	0.0383	0.0110	0.0000	0.0000
6:20	μ	75.1230	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	16246.8245	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
6:25	μ	89.8862	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	11866.2205	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
6:30	μ	96.5890	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	6782.4738	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
6:35	μ	64.8462	259.8450	132.1872	168.1669	0.0000
	σ	0.0000	3493.6255	138.7533	456.0368	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.6466	0.1200	0.1555	0.0779	0.0000
6:40	μ	77.4231	345.9743	249.6063	172.3845	123.8316
	σ	0.0000	316.7343	513.2164	510.4441	139.0376
	<i>Prop.</i>	0.5507	0.0272	0.0752	0.1294	0.2175
6:45	μ	89.6538	379.5081	169.9951	268.5600	116.7192
	σ	0.0000	1466.8448	937.2996	516.4635	151.9318
	<i>Prop.</i>	0.4685	0.0153	0.2055	0.0834	0.2274

Tabla A.3: Modelos ajustados de irradiancia a las series de datos

Hora	Parámetro	Comp. 1	Comp. 2	Comp. 3	Comp. 4	Comp. 5
6:50	μ	94.8186	145.9858	230.2868	0.0000	0.0000
	σ	40.5109	781.8873	3629.2803	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.5961	0.2328	0.1712	0.0000	0.0000
6:55	μ	270.4004	109.3423	159.3056	0.0000	0.0000
	σ	3697.7847	67.0948	836.3170	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.1798	0.5606	0.2596	0.0000	0.0000
7:00	μ	106.4401	275.3449	133.0446	182.8320	0.0000
	σ	90.1825	5602.3953	0.1000	834.7880	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.2006	0.2271	0.3570	0.2153	0.0000
7:05	μ	195.7705	128.9405	339.0161	292.6359	0.0000
	σ	996.3386	533.3751	3563.0164	98.3800	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.2538	0.6094	0.0757	0.0611	0.0000
7:10	μ	127.6953	283.8466	218.4782	0.0000	0.0000
	σ	673.8285	5788.0219	2079.5119	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.6139	0.1453	0.2408	0.0000	0.0000
7:15	μ	422.0967	104.0912	193.8182	152.4409	298.4890
	σ	599.5859	281.4814	1169.7270	2.1983	1570.7152
	<i>Prop.</i>	0.0251	0.3038	0.3082	0.2172	0.1456
7:20	μ	95.2007	299.4164	214.8429	132.9540	170.8085
	σ	88.7083	5941.6212	491.5513	261.8904	8.1777
	<i>Prop.</i>	0.1862	0.2962	0.1619	0.1695	0.1862
7:25	μ	174.0790	367.3956	100.9950	238.1625	310.1196
	σ	573.2013	5479.4658	299.8647	199.3137	599.1322
	<i>Prop.</i>	0.3838	0.0899	0.3098	0.1092	0.1073
7:30	μ	88.4453	296.7036	164.6098	0.0000	0.0000
	σ	72.1788	8117.5067	1677.5162	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.1207	0.4066	0.4727	0.0000	0.0000
7:35	μ	148.7575	305.4368	502.6236	95.1997	210.5853
	σ	814.3718	7529.0942	16504.5508	115.4260	32.5847
	<i>Prop.</i>	0.2702	0.4645	0.0077	0.1423	0.1154
7:40	μ	355.9435	200.2825	108.0270	0.0000	0.0000
	σ	10598.3211	2699.0181	289.8936	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.3936	0.4574	0.1490	0.0000	0.0000

Tabla A.3: Modelos ajustados de irradiancia a las series de datos

Hora	Parámetro	Comp. 1	Comp. 2	Comp. 3	Comp. 4	Comp. 5
7:45	μ	237.5082	503.4169	137.8145	491.6265	361.2494
	σ	2939.8414	15463.8014	1040.5687	117.6976	5036.2535
	<i>Prop.</i>	0.3749	0.1147	0.2205	0.0522	0.2377
7:50	μ	174.6782	540.8035	105.2241	305.1436	494.0913
	σ	1242.5300	13075.4484	99.5573	5464.1888	986.7137
	<i>Prop.</i>	0.2925	0.0791	0.0803	0.4535	0.0946
7:55	μ	153.7584	265.1788	417.9634	0.0000	0.0000
	σ	1721.1153	4825.8469	15186.2497	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.3481	0.2732	0.3787	0.0000	0.0000
8:00	μ	148.3715	283.6991	474.4351	431.2631	0.0000
	σ	1264.7580	4855.5665	673.5471	13607.8671	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.3405	0.3863	0.0767	0.1965	0.0000
8:05	μ	293.3421	176.3047	555.3462	381.6069	733.6642
	σ	134.2634	2303.4421	1873.5855	4675.7476	672.9969
	<i>Prop.</i>	0.1113	0.4372	0.1195	0.3020	0.0300
8:10	μ	542.9950	580.4997	174.0441	354.8919	0.0000
	σ	1398.9802	18048.0228	2437.8844	4257.1651	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.1267	0.0655	0.3986	0.4092	0.0000
8:15	μ	182.3993	442.2157	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	2860.6631	24862.4743	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.3297	0.6703	0.0000	0.0000	0.0000
8:20	μ	173.8333	616.1763	378.4547	0.0000	0.0000
	σ	2927.1716	9393.3842	10925.0091	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.4044	0.0769	0.5186	0.0000	0.0000
8:25	μ	196.8267	429.4392	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	3581.0573	21672.4415	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.3522	0.6478	0.0000	0.0000	0.0000
8:30	μ	515.5709	226.6910	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	24814.9146	4776.2238	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.5662	0.4338	0.0000	0.0000	0.0000
8:35	μ	241.5460	528.6292	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	4918.6805	33259.4506	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.3903	0.6097	0.0000	0.0000	0.0000

Tabla A.3: Modelos ajustados de irradiancia a las series de datos

Hora	Parámetro	Comp. 1	Comp. 2	Comp. 3	Comp. 4	Comp. 5
8:40	μ	223.4271	803.7590	484.0625	366.0279	647.9018
	σ	4060.8177	13295.8487	1992.3465	449.6977	3124.3374
	<i>Prop.</i>	0.4754	0.0552	0.2346	0.0820	0.1528
8:45	μ	234.7933	521.0442	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	5417.4385	34539.1723	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.4466	0.5534	0.0000	0.0000	0.0000
8:50	μ	776.9777	233.1442	577.5692	392.2363	0.0000
	σ	12462.6007	5519.9649	2148.2231	5035.4513	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.1863	0.3934	0.1673	0.2530	0.0000
8:55	μ	269.1580	605.9512	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	7351.5897	33307.4882	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.4939	0.5061	0.0000	0.0000	0.0000
9:00	μ	209.6016	340.1646	637.5775	0.0000	0.0000
	σ	3073.0104	6100.8280	34763.1086	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.2937	0.2505	0.4558	0.0000	0.0000
9:05	μ	271.5033	674.1183	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	6951.1896	48210.8999	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.4586	0.5414	0.0000	0.0000	0.0000
9:10	μ	262.5159	637.5974	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	7959.8695	41517.7182	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.4628	0.5372	0.0000	0.0000	0.0000
9:15	μ	183.7526	688.7644	325.2163	553.0900	0.0000
	σ	2778.1041	33785.7028	4414.9576	9818.2311	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.2984	0.1958	0.2577	0.2481	0.0000
9:20	μ	572.9559	202.8899	785.6699	337.5136	0.0000
	σ	6781.9241	3082.8447	14267.0303	3050.8543	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.3175	0.3694	0.1023	0.2108	0.0000
9:25	μ	797.6567	380.4569	688.7537	1242.8772	234.0198
	σ	33061.0661	10179.5934	73.0100	1577.9465	4037.8400
	<i>Prop.</i>	0.3107	0.3434	0.0620	0.0234	0.2605
9:30	μ	276.4131	703.6121	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	7674.4344	42330.6783	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.5241	0.4759	0.0000	0.0000	0.0000

Tabla A.3: Modelos ajustados de irradiancia a las series de datos

Hora	Parámetro	Comp. 1	Comp. 2	Comp. 3	Comp. 4	Comp. 5
9:35	μ	452.3000	805.4737	261.6468	1006.5056	653.8901
	σ	4493.5994	1626.4402	6558.7969	10150.2715	2535.0934
	<i>Prop.</i>	0.1672	0.1010	0.4552	0.0832	0.1934
9:40	μ	608.7132	255.3908	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	36147.7877	7039.0536	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.5144	0.4856	0.0000	0.0000	0.0000
9:45	μ	478.4368	284.0036	1085.6694	742.3595	0.0000
	σ	2957.9553	8521.8093	15983.9237	12418.6580	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.1238	0.4894	0.0956	0.2912	0.0000
9:50	μ	739.8949	303.4994	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	52917.9574	9210.0268	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.4867	0.5133	0.0000	0.0000	0.0000
9:55	μ	519.5048	301.8962	744.4092	923.8528	0.0000
	σ	2562.5863	9325.7224	3283.6195	34882.8040	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.1095	0.5517	0.1620	0.1769	0.0000
10:00	μ	834.9321	265.3680	752.9652	436.4621	0.0000
	σ	56017.9301	7199.0825	74.0662	8446.2323	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.3392	0.3185	0.0490	0.2932	0.0000
10:05	μ	285.2142	1165.8644	957.0264	797.9739	477.9235
	σ	9197.1225	40225.8629	10092.3919	1284.5057	14489.0531
	<i>Prop.</i>	0.3579	0.0489	0.1415	0.1054	0.3463
10:10	μ	809.8390	376.2684	1007.2127	0.0000	0.0000
	σ	4558.5683	18990.4023	37970.6067	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.1363	0.6873	0.1764	0.0000	0.0000
10:15	μ	949.6626	250.6862	437.0041	750.1818	0.0000
	σ	25110.5609	6801.3632	6739.1708	3530.9271	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.2004	0.3372	0.2994	0.1630	0.0000
10:20	μ	247.0194	860.6066	397.7014	731.7231	0.0000
	σ	6818.8612	30832.0646	6886.2001	4729.9507	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.3634	0.1763	0.3220	0.1384	0.0000
10:25	μ	580.1897	1024.4458	853.8398	346.2362	0.0000
	σ	984.4453	42377.3973	1835.2738	12542.3762	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.0770	0.2347	0.0861	0.6021	0.0000

Tabla A.3: Modelos ajustados de irradiancia a las series de datos

Hora	Parámetro	Comp. 1	Comp. 2	Comp. 3	Comp. 4	Comp. 5
10:30	μ	903.3804	281.9396	491.0058	761.1753	0.0000
	σ	29567.6749	7769.8713	2147.0527	4012.8881	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.1989	0.5505	0.1153	0.1353	0.0000
10:35	μ	246.3338	692.6939	824.1898	431.0997	828.6853
	σ	5183.9579	272.5411	55620.9911	7639.9580	9803.3896
	<i>Prop.</i>	0.4258	0.0595	0.1169	0.2431	0.1546
10:40	μ	263.1111	715.4051	615.6382	0.0000	0.0000
	σ	8299.6179	21160.6512	1178.9382	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.6618	0.2339	0.1043	0.0000	0.0000
10:45	μ	259.4660	817.6872	468.6028	672.3039	0.0000
	σ	5983.3153	19994.7379	5192.9330	842.8479	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.5765	0.1614	0.1491	0.1130	0.0000
10:50	μ	662.0868	256.4020	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	43068.2133	6697.3427	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.4214	0.5786	0.0000	0.0000	0.0000
10:55	μ	670.7828	231.8945	395.1020	800.0245	1045.5224
	σ	494.5420	4913.7469	12418.3995	8017.0964	7787.6421
	<i>Prop.</i>	0.0723	0.4101	0.3005	0.1616	0.0556
11:00	μ	690.7818	365.0786	215.9194	809.3594	0.0000
	σ	70.4546	7567.5900	4438.3907	26382.5593	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.0452	0.3812	0.2869	0.2867	0.0000
11:05	μ	300.8900	1411.6164	501.5606	946.4030	0.0000
	σ	9277.0544	22571.7527	12687.3251	21563.0262	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.4169	0.0567	0.3058	0.2205	0.0000
11:10	μ	324.3155	836.1737	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	11770.8994	58053.7822	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.6354	0.3646	0.0000	0.0000	0.0000
11:15	μ	822.0104	254.8627	414.4247	0.0000	0.0000
	σ	44563.6716	4300.2249	6656.2678	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.3544	0.3979	0.2477	0.0000	0.0000
11:20	μ	171.0718	692.1481	286.3817	431.0876	795.2381
	σ	934.5873	306.8361	3464.4806	7675.6194	35430.1169
	<i>Prop.</i>	0.1412	0.0601	0.3698	0.1873	0.2415

Tabla A.3: Modelos ajustados de irradiancia a las series de datos

Hora	Parámetro	Comp. 1	Comp. 2	Comp. 3	Comp. 4	Comp. 5
11:25	μ	1016.5437	434.1469	160.8110	782.4745	291.0893
	σ	12629.3845	9140.3120	824.0844	7639.4817	3303.6889
	<i>Prop.</i>	0.1161	0.2603	0.0945	0.1656	0.3635
11:30	μ	849.5961	371.3359	523.5873	252.0962	1052.5595
	σ	7166.4753	1269.1542	5055.5900	5083.7392	23674.3656
	<i>Prop.</i>	0.1619	0.2344	0.1629	0.3473	0.0935
11:35	μ	539.5978	297.4862	868.6223	0.0000	0.0000
	σ	1649.7119	8911.5678	34980.8363	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.0910	0.5666	0.3424	0.0000	0.0000
11:40	μ	316.8727	811.2719	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	10507.6932	67080.3980	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.5739	0.4261	0.0000	0.0000	0.0000
11:45	μ	302.2301	788.5125	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	11716.9681	36018.9818	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.6627	0.3373	0.0000	0.0000	0.0000
11:50	μ	725.9271	295.6041	913.0840	0.0000	0.0000
	σ	60859.0553	11027.0024	774.3876	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.3849	0.5733	0.0418	0.0000	0.0000
11:55	μ	877.4381	330.1836	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	34943.1518	13778.9821	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.3142	0.6858	0.0000	0.0000	0.0000
12:00	μ	728.0195	380.4098	937.7515	222.8195	0.0000
	σ	6204.8017	8151.7474	17418.2665	5085.2473	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.2065	0.3063	0.0618	0.4254	0.0000
12:05	μ	218.4695	740.2410	365.4301	0.0000	0.0000
	σ	4605.0362	23224.9182	4709.5757	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.4378	0.2959	0.2662	0.0000	0.0000
12:10	μ	366.5347	832.1870	208.5587	724.8201	0.0000
	σ	6999.1006	26774.6144	3744.8463	9352.1564	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.3740	0.2206	0.3380	0.0674	0.0000
12:15	μ	230.5639	801.5455	379.9377	1140.1366	727.4495
	σ	4981.0896	17334.5468	9057.8598	76.8185	7942.6703
	<i>Prop.</i>	0.4359	0.1940	0.2864	0.0156	0.0681

Tabla A.3: Modelos ajustados de irradiancia a las series de datos

Hora	Parámetro	Comp. 1	Comp. 2	Comp. 3	Comp. 4	Comp. 5
12:20	μ	274.8555	749.9712	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	9233.2513	43769.1437	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.6279	0.3721	0.0000	0.0000	0.0000
12:25	μ	278.7845	759.8632	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	9714.5395	36317.3801	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.6409	0.3591	0.0000	0.0000	0.0000
12:30	μ	335.2901	921.9818	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	15059.8671	42016.5105	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.6650	0.3350	0.0000	0.0000	0.0000
12:35	μ	967.7447	269.5954	455.4710	0.0000	0.0000
	σ	47766.8392	7942.6835	12028.8547	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.3163	0.3983	0.2854	0.0000	0.0000
12:40	μ	304.4548	874.5666	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	14561.4476	35899.7273	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.7080	0.2920	0.0000	0.0000	0.0000
12:45	μ	728.4370	258.7900	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	39973.3166	10752.5458	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.3649	0.6351	0.0000	0.0000	0.0000
12:50	μ	242.0148	710.6581	884.0371	433.9233	0.0000
	σ	6902.5355	8840.2259	25439.6361	1591.1457	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.6031	0.1523	0.1166	0.1280	0.0000
12:55	μ	178.1092	717.8164	324.6212	0.0000	0.0000
	σ	3206.7822	29451.3264	3636.7965	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.3874	0.2905	0.3221	0.0000	0.0000
13:00	μ	680.0483	151.9118	249.2155	319.7407	0.0000
	σ	29563.3344	2336.5390	4700.1333	8660.2157	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.2721	0.2660	0.2535	0.2084	0.0000
13:05	μ	156.3028	624.7484	290.7021	692.3861	0.0000
	σ	2637.1073	5386.4203	5976.6179	22215.4438	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.3135	0.1234	0.4324	0.1306	0.0000
13:10	μ	195.1668	790.6935	361.2067	0.0000	0.0000
	σ	4533.7342	37104.3319	6373.0120	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.3463	0.3008	0.3529	0.0000	0.0000

Tabla A.3: Modelos ajustados de irradiancia a las series de datos

Hora	Parámetro	Comp. 1	Comp. 2	Comp. 3	Comp. 4	Comp. 5
13:15	μ	414.8072	241.0195	759.1763	883.7653	0.0000
	σ	2175.8314	7064.3762	15485.6480	38823.7308	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.1719	0.5387	0.1191	0.1703	0.0000
13:20	μ	228.0492	635.4448	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	8154.2865	20749.4215	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.7172	0.2828	0.0000	0.0000	0.0000
13:25	μ	199.5059	703.5560	331.8200	1010.4932	74.2381
	σ	3321.3969	15382.0231	6004.3953	1439.5425	140.6620
	<i>Prop.</i>	0.3548	0.2634	0.3012	0.0237	0.0569
13:30	μ	761.9225	181.0374	349.1119	0.0000	0.0000
	σ	30910.3748	4232.9844	3778.0962	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.2816	0.3946	0.3238	0.0000	0.0000
13:35	μ	186.6049	678.8511	320.0877	354.1369	66.9506
	σ	2913.5703	31425.2322	810.1574	7900.3910	34.7570
	<i>Prop.</i>	0.4432	0.2759	0.1295	0.1159	0.0356
13:40	μ	171.6816	754.2338	323.9925	0.0000	0.0000
	σ	3188.0177	41068.9167	7524.7409	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.2911	0.2637	0.4452	0.0000	0.0000
13:45	μ	328.0847	740.1101	224.6799	111.3730	579.3335
	σ	0.8220	44027.9851	4217.4504	1246.0621	26443.3689
	<i>Prop.</i>	0.0891	0.1244	0.4451	0.1471	0.1944
13:50	μ	122.6186	639.1741	258.1438	514.8641	0.0000
	σ	1831.0550	14156.0521	3298.2976	5644.1025	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.3242	0.1385	0.4451	0.0922	0.0000
13:55	μ	279.4949	124.8792	663.5349	0.0000	0.0000
	σ	5807.3417	1589.4191	43733.8442	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.4950	0.2431	0.2618	0.0000	0.0000
14:00	μ	280.9473	718.3838	337.0362	128.2348	0.0000
	σ	7428.4716	41364.9635	0.2763	1321.7092	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.4653	0.2457	0.0859	0.2031	0.0000
14:05	μ	137.9099	300.3111	1171.0711	340.7366	731.4019
	σ	1541.6542	10186.3752	2311.9261	1.5575	36803.0669
	<i>Prop.</i>	0.2208	0.4685	0.0095	0.0939	0.2073

Tabla A.3: Modelos ajustados de irradiancia a las series de datos

Hora	Parámetro	Comp. 1	Comp. 2	Comp. 3	Comp. 4	Comp. 5
14:10	μ	193.7706	744.5495	376.4322	0.0000	0.0000
	σ	4695.1287	78763.3903	1856.5653	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.4266	0.3025	0.2710	0.0000	0.0000
14:15	μ	108.2286	576.5473	277.0341	805.5584	0.0000
	σ	818.6857	11597.4104	5936.5142	24535.7547	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.1992	0.1305	0.5537	0.1166	0.0000
14:20	μ	337.8495	775.7166	160.0062	0.0000	0.0000
	σ	4311.6504	48406.4111	2469.6895	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.4389	0.2374	0.3238	0.0000	0.0000
14:25	μ	149.7242	337.4806	822.2643	0.0000	0.0000
	σ	2062.5390	7925.6145	41978.1262	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.2940	0.4897	0.2163	0.0000	0.0000
14:30	μ	177.9602	509.2037	342.9875	873.0063	906.8936
	σ	2863.8928	2298.0723	1903.5431	29894.2718	86614.1065
	<i>Prop.</i>	0.3751	0.0902	0.3383	0.1649	0.0316
14:35	μ	174.3432	691.4327	333.3371	0.0000	0.0000
	σ	2770.8516	68019.8532	1071.5912	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.4158	0.3112	0.2730	0.0000	0.0000
14:40	μ	286.2730	876.3577	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	13261.4484	76213.6423	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.7406	0.2594	0.0000	0.0000	0.0000
14:45	μ	415.0003	223.0550	783.6296	0.0000	0.0000
	σ	806.8679	4631.7270	92127.0890	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.2201	0.4547	0.3252	0.0000	0.0000
14:50	μ	219.6504	999.4100	345.6154	912.8064	506.0799
	σ	6528.8976	18501.3805	0.0000	347.0968	30941.2248
	<i>Prop.</i>	0.5348	0.0662	0.1014	0.0279	0.2696
14:55	μ	834.8215	188.5657	376.3146	356.1989	0.0000
	σ	33314.4330	3485.2253	11063.8298	1.7568	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.2193	0.4157	0.2262	0.1388	0.0000
15:00	μ	329.6419	339.8462	175.7993	688.9639	0.0000
	σ	9239.7140	0.0000	3260.2679	45232.2961	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.2244	0.0959	0.3945	0.2853	0.0000

Tabla A.3: Modelos ajustados de irradiancia a las series de datos

Hora	Parámetro	Comp. 1	Comp. 2	Comp. 3	Comp. 4	Comp. 5
15:05	μ	687.8002	239.7464	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	52715.4692	8883.8081	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.3018	0.6982	0.0000	0.0000	0.0000
15:10	μ	245.0641	654.2181	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	9239.9987	47854.4158	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.7105	0.2895	0.0000	0.0000	0.0000
15:15	μ	501.3344	271.3889	138.6726	723.1344	0.0000
	σ	13721.0652	1617.7558	1477.3815	12354.3717	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.1713	0.3785	0.3441	0.1061	0.0000
15:20	μ	224.8087	746.2565	494.2573	101.1479	0.0000
	σ	3329.2539	13548.0290	12032.0046	384.9980	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.5338	0.0726	0.2209	0.1727	0.0000
15:25	μ	203.4143	651.2019	109.6193	343.5188	284.9685
	σ	2433.3810	24023.9487	292.2838	6820.1407	1.1388
	<i>Prop.</i>	0.3262	0.2206	0.1408	0.1473	0.1652
15:30	μ	592.6734	161.2983	325.3033	272.2884	0.0000
	σ	31321.8626	2668.2024	8558.6637	1.2621	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.2616	0.4528	0.1108	0.1748	0.0000
15:35	μ	528.0120	182.3858	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	21194.0200	4038.0049	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.2651	0.7349	0.0000	0.0000	0.0000
15:40	μ	323.6440	85.5763	184.1102	478.9715	0.0000
	σ	434.3102	210.3647	1710.1376	7308.7847	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.0602	0.1809	0.5617	0.1972	0.0000
15:45	μ	226.9322	170.7692	119.5374	66.0570	442.0129
	σ	4327.8211	0.0000	811.7568	42.3354	3809.1389
	<i>Prop.</i>	0.2645	0.1589	0.3336	0.0972	0.1458
15:50	μ	156.5656	311.1908	468.1225	0.0000	0.0000
	σ	2830.8810	252.2917	8107.3575	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.7223	0.0596	0.2180	0.0000	0.0000
15:55	μ	158.7332	429.0687	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	2830.4733	18946.3221	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.7210	0.2790	0.0000	0.0000	0.0000

Tabla A.3: Modelos ajustados de irradiancia a las series de datos

Hora	Parámetro	Comp. 1	Comp. 2	Comp. 3	Comp. 4	Comp. 5
16:00	μ	158.0678	420.0064	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	2899.2347	22481.8946	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.6685	0.3315	0.0000	0.0000	0.0000
16:05	μ	166.4242	441.2056	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	2345.5963	23311.4897	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.7252	0.2748	0.0000	0.0000	0.0000
16:10	μ	185.3846	472.7354	299.2342	138.3337	665.5339
	σ	0.0000	2292.7537	7402.5277	1697.3188	2046.0132
	<i>Prop.</i>	0.2521	0.1113	0.1792	0.4274	0.0301
16:15	μ	412.9309	157.9260	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	19908.3852	1525.7966	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.2770	0.7230	0.0000	0.0000	0.0000
16:20	μ	157.0981	508.9714	296.7074	0.0000	0.0000
	σ	1260.2231	7675.6392	3098.4208	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.7157	0.1188	0.1655	0.0000	0.0000
16:25	μ	304.6576	520.0011	155.9953	0.0000	0.0000
	σ	3928.4794	7656.2489	1100.4927	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.1570	0.1147	0.7283	0.0000	0.0000
16:30	μ	166.1538	539.2847	195.8962	125.4578	311.5026
	σ	0.0000	11184.3166	626.9446	315.9780	4065.6437
	<i>Prop.</i>	0.3479	0.1075	0.1615	0.2299	0.1532
16:35	μ	146.3761	429.7162	245.6333	0.0000	0.0000
	σ	353.7418	18311.7732	1914.7035	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.6498	0.1908	0.1594	0.0000	0.0000
16:40	μ	131.7084	254.5869	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	22.0484	16458.1948	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.5311	0.4689	0.0000	0.0000	0.0000
16:45	μ	121.6650	223.5911	628.3032	392.0126	124.5991
	σ	0.0364	2541.5306	8244.2053	3862.2958	630.1847
	<i>Prop.</i>	0.5505	0.2097	0.0107	0.1038	0.1254
16:50	μ	284.2166	31.1519	195.5283	93.9495	0.0000
	σ	1195.9574	144.3203	82.0073	338.8488	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.1566	0.1511	0.1914	0.5010	0.0000

Tabla A.3: Modelos ajustados de irradiancia a las series de datos

Hora	Parámetro	Comp. 1	Comp. 2	Comp. 3	Comp. 4	Comp. 5
16:55	μ	162.4601	83.7902	23.1460	69.8419	286.7263
	σ	2870.6503	318.6408	55.5110	7.9143	112.8603
	<i>Prop.</i>	0.2933	0.3718	0.1114	0.1147	0.1088
17:00	μ	85.3317	160.8165	28.5898	253.6072	60.7105
	σ	110.8779	1235.1119	124.5129	73.0894	1.7592
	<i>Prop.</i>	0.3715	0.2552	0.1539	0.0730	0.1464
17:05	μ	56.5298	201.6875	15.5809	126.4167	146.1303
	σ	377.0034	0.0000	25.8446	122.6289	13.4716
	<i>Prop.</i>	0.5345	0.0384	0.0828	0.1691	0.1752
17:10	μ	162.5497	17.8174	111.8269	53.7323	0.0000
	σ	391.1911	47.2179	26.8241	110.8252	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.1566	0.1511	0.1914	0.5009	0.0000
17:15	μ	12.9574	160.5119	90.9404	46.9047	39.0974
	σ	17.3965	35.3688	899.7497	99.8203	2.4791
	<i>Prop.</i>	0.1114	0.1088	0.2934	0.3718	0.1147
17:20	μ	31.9636	45.0903	81.2083	127.0979	15.0574
	σ	0.4879	31.4875	129.1123	98.0070	34.5160
	<i>Prop.</i>	0.1466	0.3862	0.2001	0.1131	0.1540
17:25	μ	32.0680	114.9894	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	190.6058	1029.4378	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.7058	0.2942	0.0000	0.0000	0.0000
17:30	μ	27.2540	101.6433	0.0000	0.0000	0.0000
	σ	168.9696	552.8918	0.0000	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.7506	0.2494	0.0000	0.0000	0.0000
17:35	μ	33.1018	75.1348	57.2636	120.2847	16.4800
	σ	4.6197	18.8679	28.1922	6.2277	39.3166
	<i>Prop.</i>	0.1850	0.1146	0.0799	0.0767	0.5438
17:40	μ	54.1452	18.4150	62.9586	0.0000	0.0000
	σ	578.8036	65.3677	6.4002	0.0000	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.1742	0.7011	0.1247	0.0000	0.0000
17:45	μ	37.3661	46.3487	26.2163	10.9110	18.7023
	σ	2.2948	27.1499	0.1849	11.8190	1.3356
	<i>Prop.</i>	0.0666	0.0869	0.1561	0.4674	0.2230

Tabla A.3: Modelos ajustados de irradiancia a las series de datos

Hora	Parámetro	Comp. 1	Comp. 2	Comp. 3	Comp. 4	Comp. 5
17:50	μ	8.0757	15.9961	25.4655	11.2391	12.9826
	σ	2.2057	0.5071	4.2423	0.0467	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.3549	0.1562	0.1534	0.2588	0.0767
17:55	μ	9.2577	13.7117	5.7333	6.2060	0.0000
	σ	0.3071	2.5991	0.0235	1.0352	0.0000
	<i>Prop.</i>	0.1983	0.1350	0.4246	0.2421	0.0000

Penetración PV 30 %

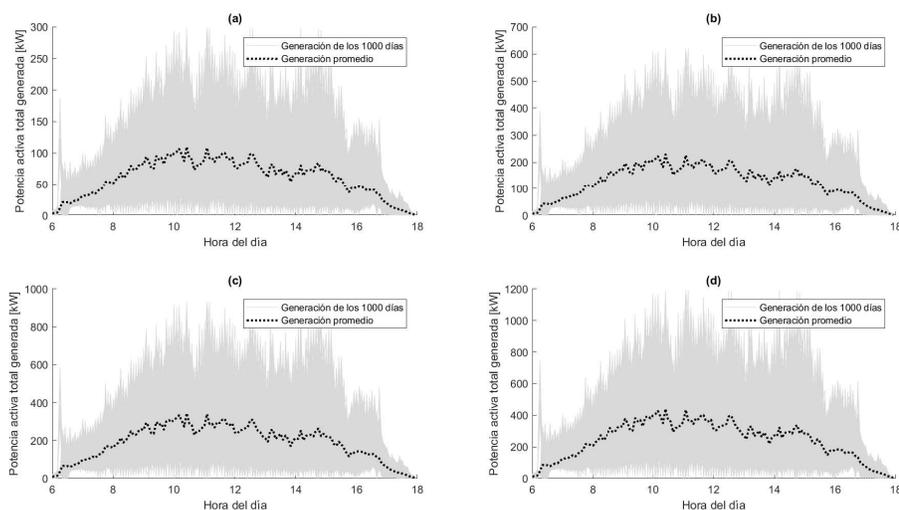


Figura A.1: Potencia activa PV total generada durante las 12 horas de sol (6:00 - 18:00) de los mil días simulados y el comportamiento promedio con penetración de 30 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

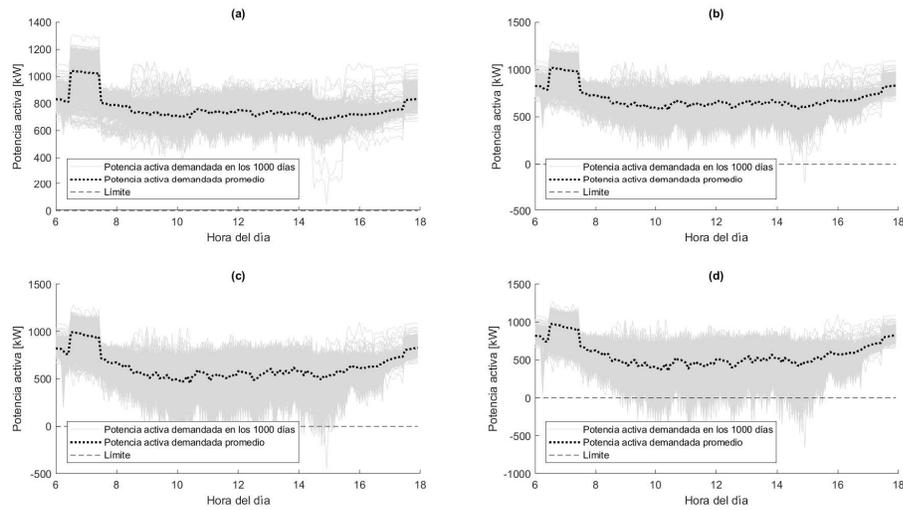


Figura A.2: Comportamiento de P en la subestación durante las 12 horas de sol (6:00 - 18:00) de los mil días simulados y el comportamiento promedio con penetración PV de 30 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

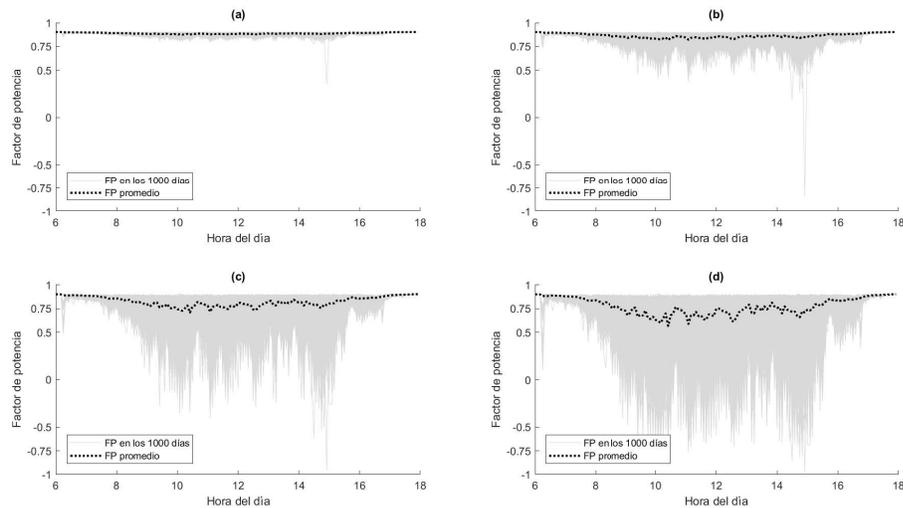


Figura A.3: Comportamiento de FP en la subestación durante las 12 horas de sol (6:00 - 18:00) de los mil días simulados y comportamiento promedio con penetración PV de 15 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

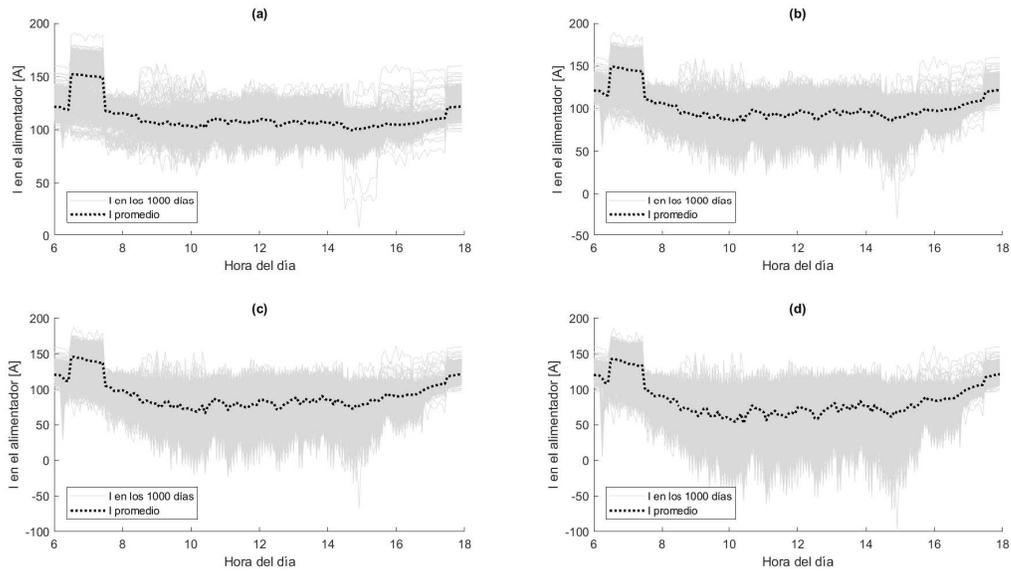


Figura A.4: Comportamiento de I en el alimentador del circuito Almendros durante las 12 horas de sol (6:00 - 18:00) de los mil días simulados y comportamiento promedio con penetración PV de 15 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

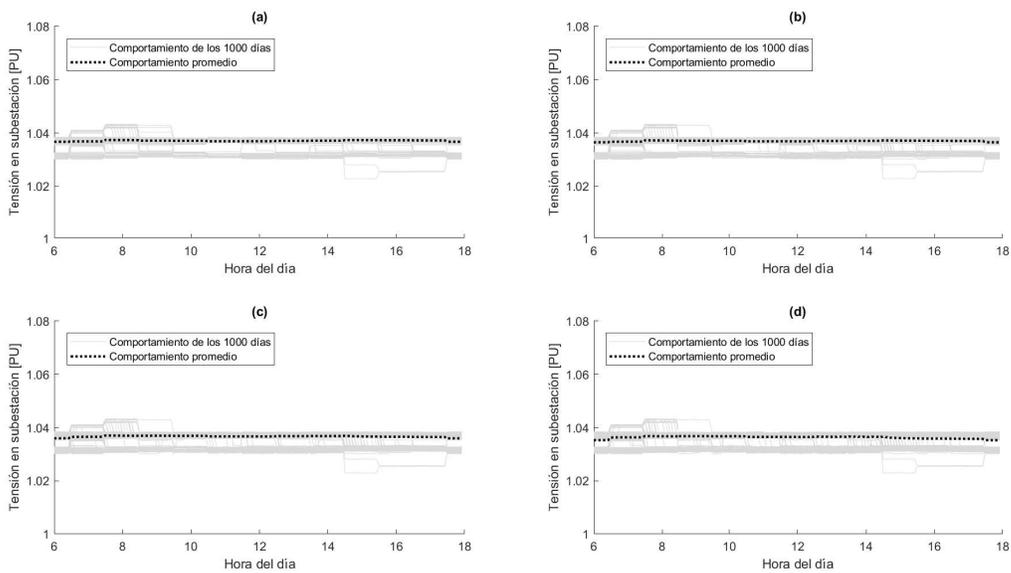


Figura A.5: Comportamiento de V en la subestación durante las 12 horas de sol (6:00 - 18:00) de los mil días simulados y el comportamiento promedio con penetración PV de 30 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

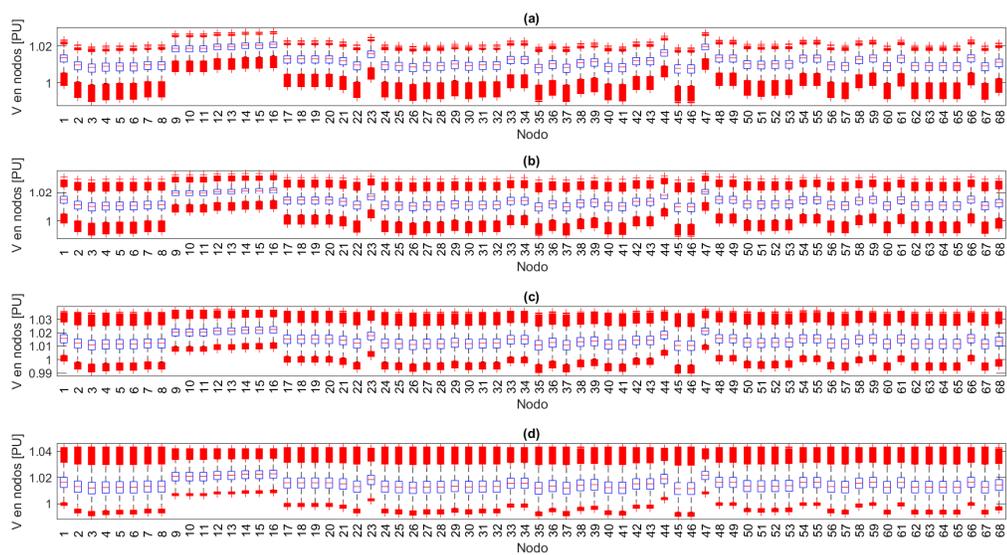


Figura A.6: Comportamiento de V en cada transformador con penetración PV de 30 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

Penetración PV 50 %

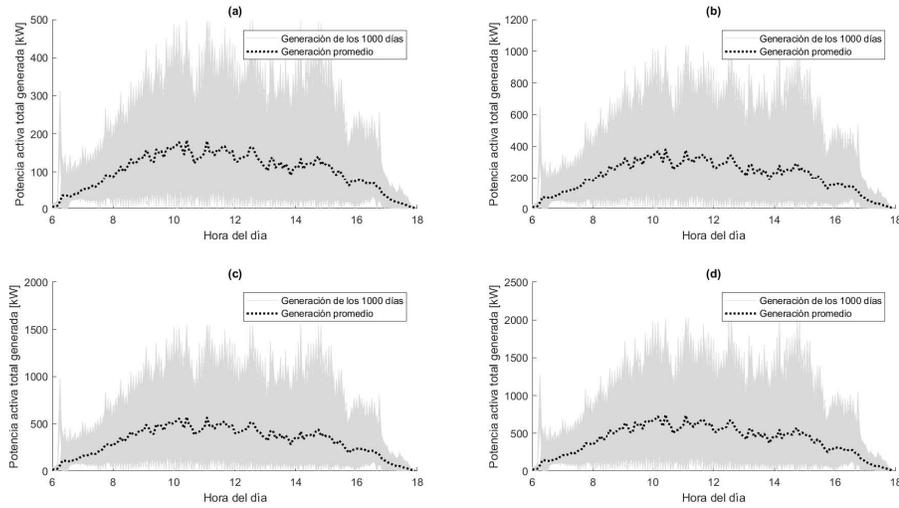


Figura A.7: Potencia activa PV total generada durante las 12 horas de sol (6:00 - 18:00) de los mil días simulados y comportamiento promedio con penetración de 50 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

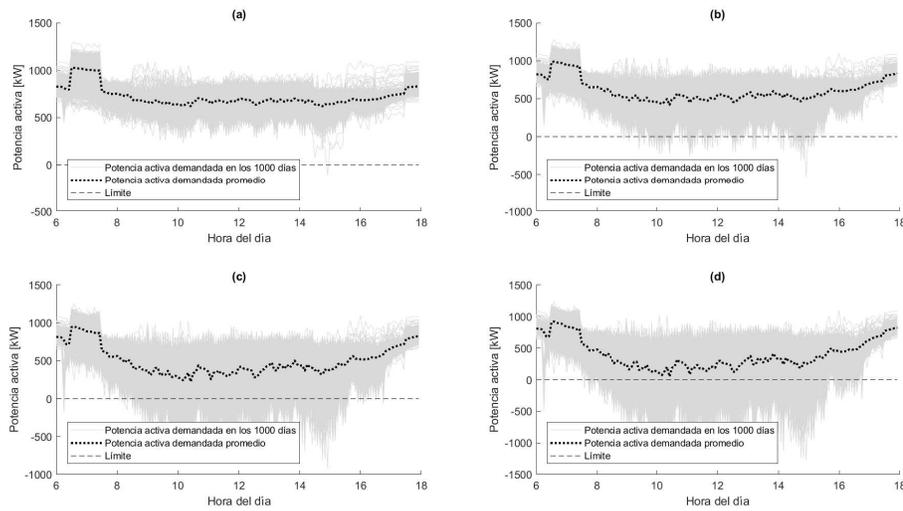


Figura A.8: Comportamiento de P en la subestación durante las 12 horas de sol (6:00 - 18:00) de los mil días simulados y comportamiento promedio con penetración PV de 50 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

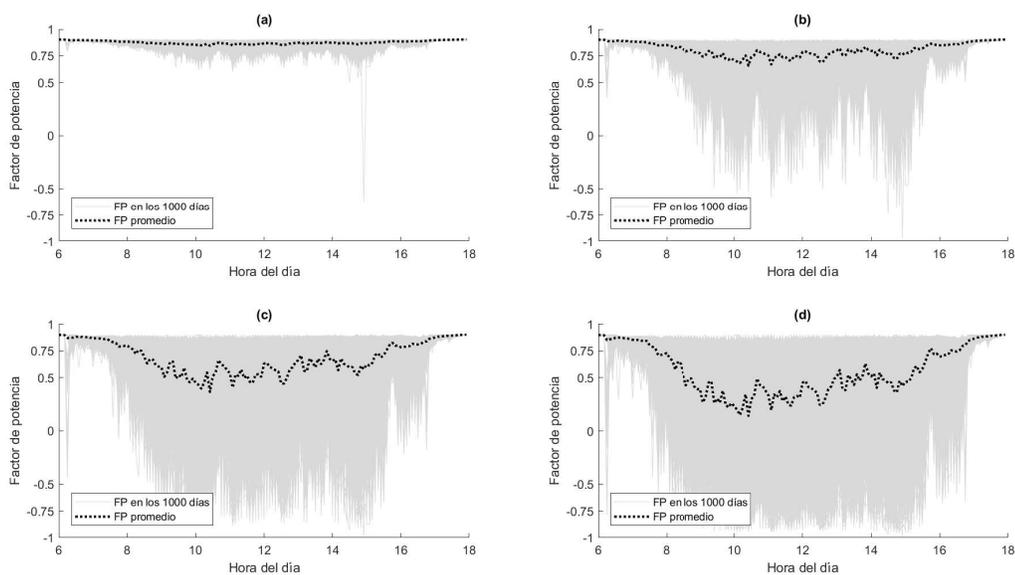


Figura A.9: Comportamiento de FP en la subestación durante las 12 horas de sol (6:00 - 18:00) de los mil días simulados y comportamiento promedio con penetración PV de 15 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

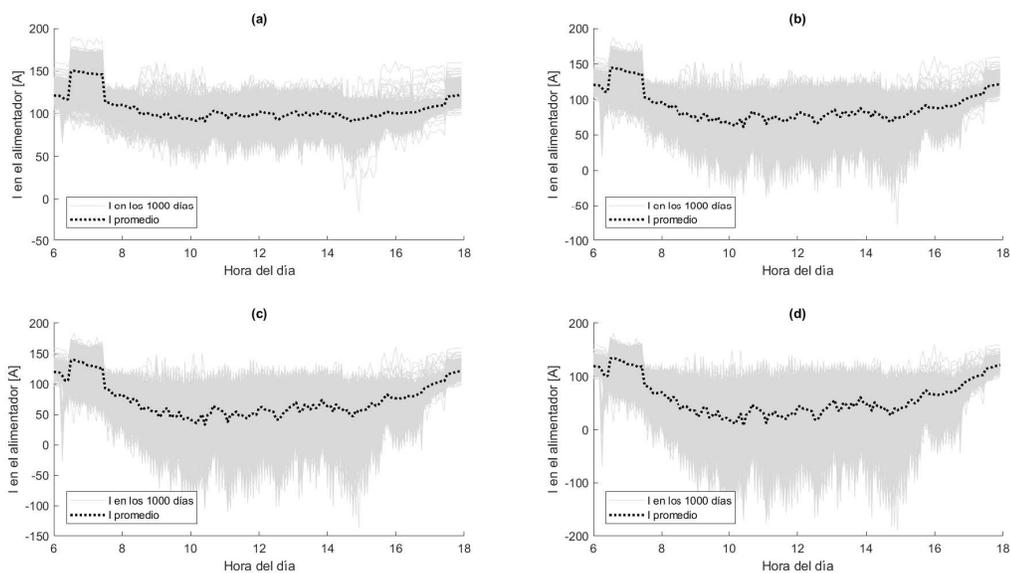


Figura A.10: Comportamiento de I en el alimentador del circuito Almendros durante las 12 horas de sol (6:00 - 18:00) de los mil días simulados y comportamiento promedio con penetración PV de 15 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

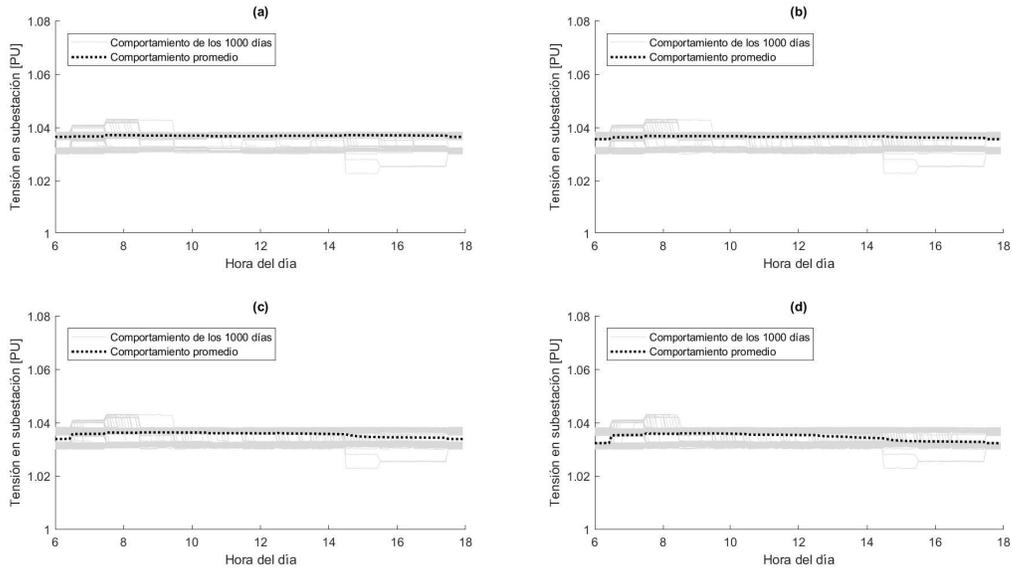


Figura A.11: Comportamiento de V en la subestación durante las 12 horas de sol (6:00 - 18:00) de los mil días simulados y comportamiento promedio con penetración PV de 50 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

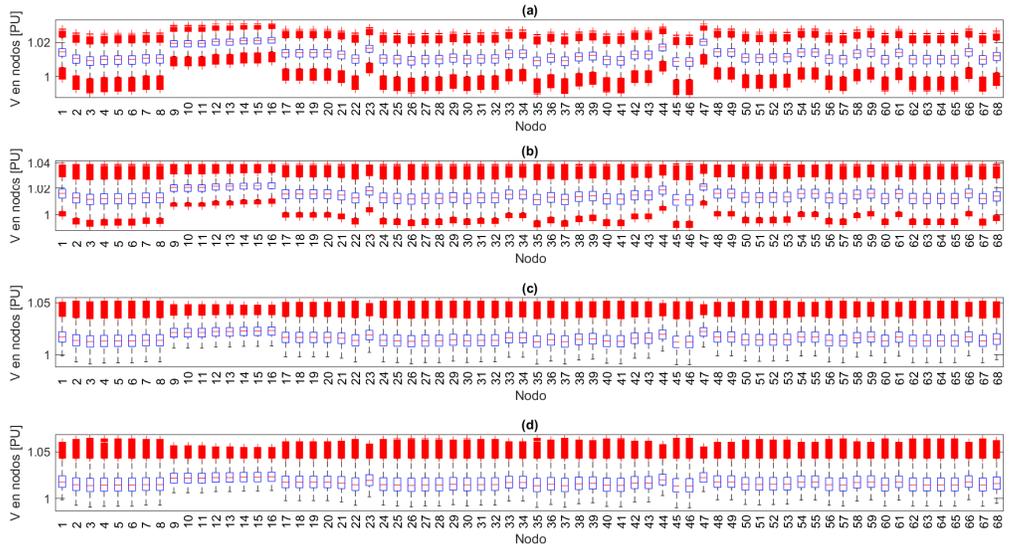


Figura A.12: Comportamiento de V en cada transformador con penetración PV de 50 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

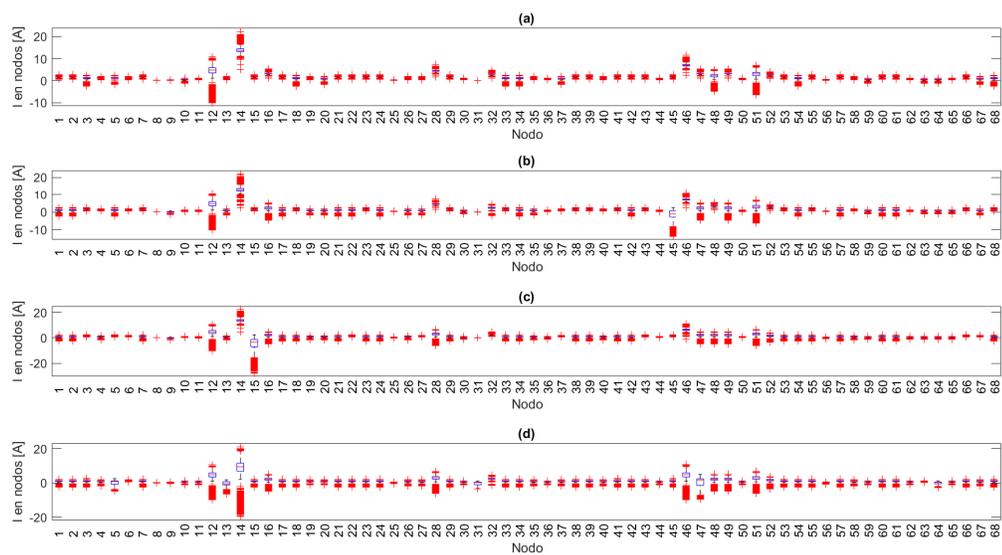


Figura A.13: Comportamiento de I en cada transformador con penetración PV de 50 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

Penetración PV 75 %

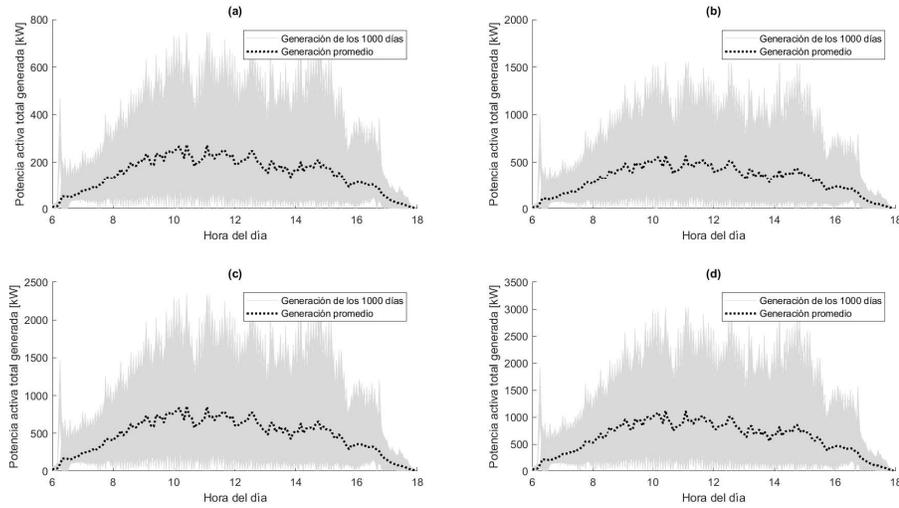


Figura A.14: Potencia activa PV total generada durante las 12 horas de sol (6:00 - 18:00) de los mil días simulados y comportamiento promedio con penetración de 75 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

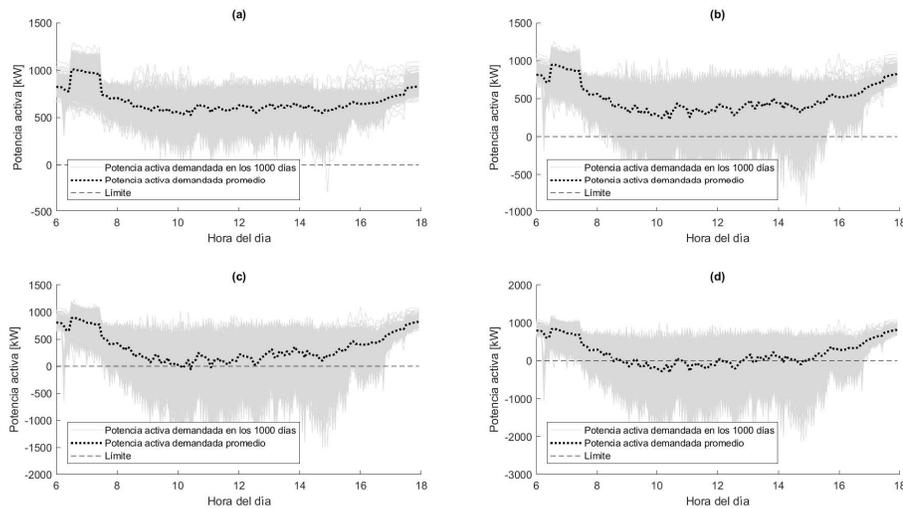


Figura A.15: Comportamiento de P en la subestación durante las 12 horas de sol (6:00 - 18:00) de los mil días simulados y comportamiento promedio con penetración PV de 75 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

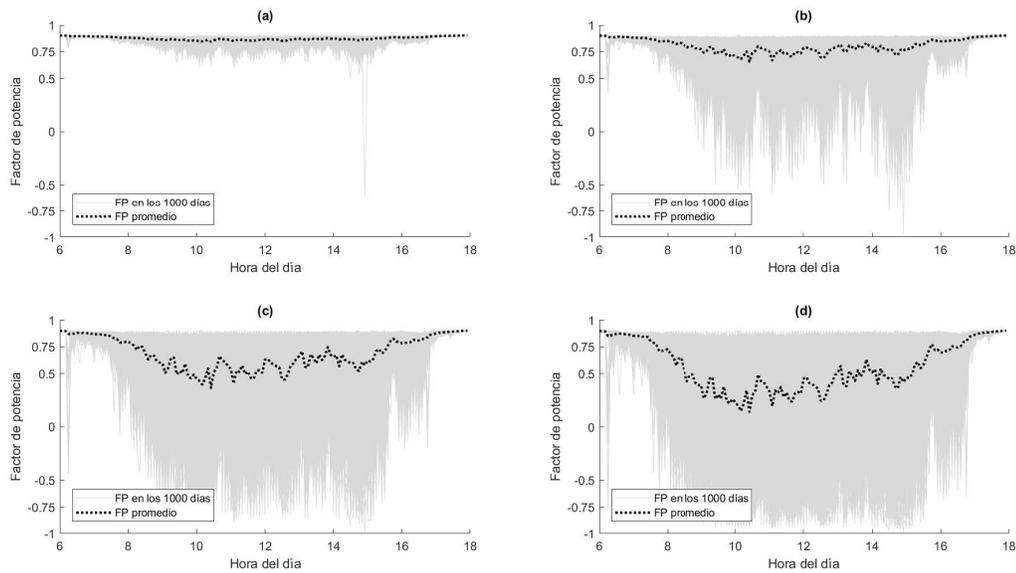


Figura A.16: Comportamiento de FP en la subestación durante las 12 horas de sol (6:00 - 18:00) de los mil días simulados y comportamiento promedio con penetración PV de 15 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

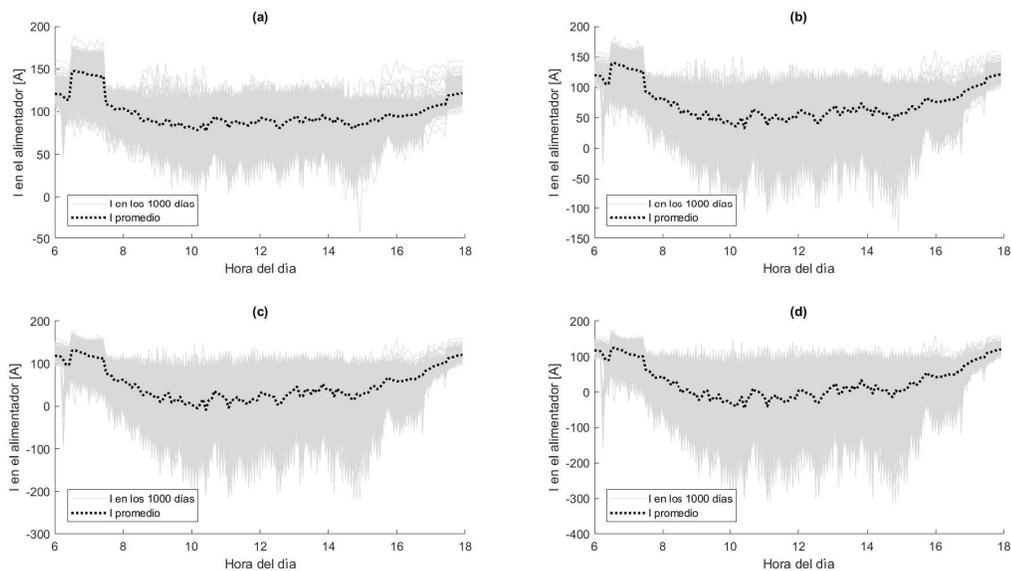


Figura A.17: Comportamiento de I en el alimentador del circuito Almendros durante las 12 horas de sol (6:00 - 18:00) de los mil días simulados y comportamiento promedio con penetración PV de 15 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

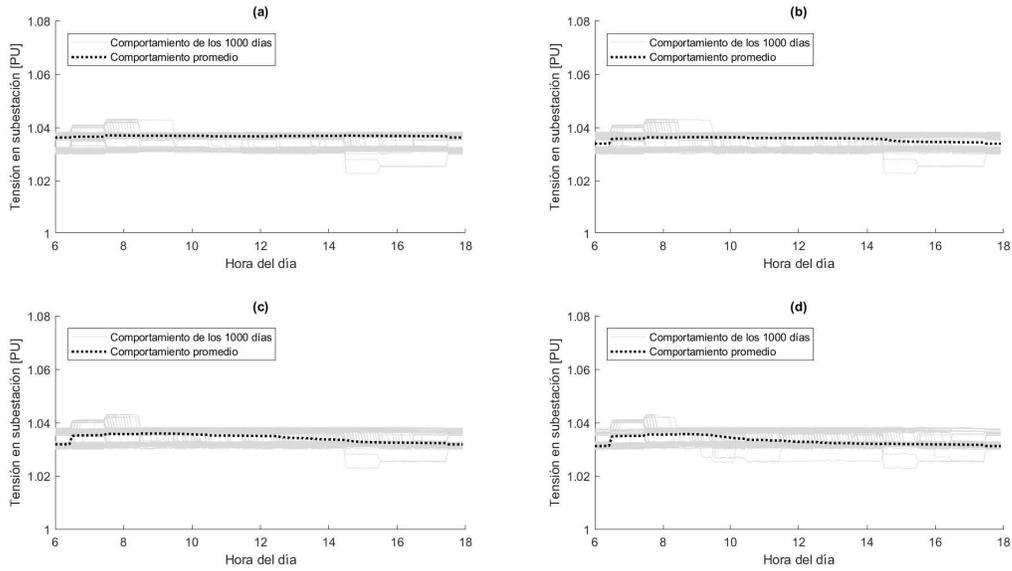


Figura A.18: Comportamiento de V en la subestación durante las 12 horas de sol (6:00 - 18:00) de los mil días simulados y comportamiento promedio con penetración PV de 75 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

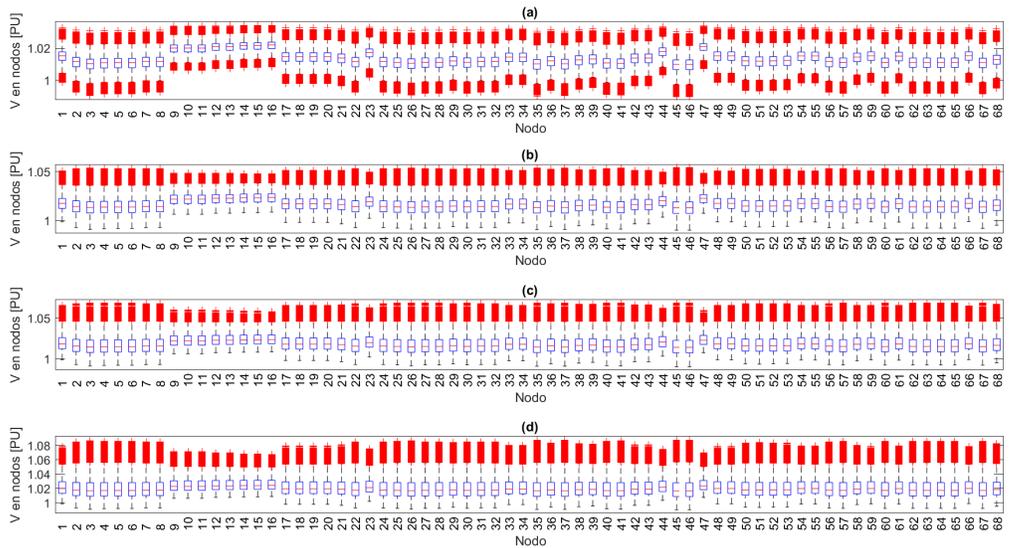


Figura A.19: Comportamiento de V en cada transformador con penetración PV de 75 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

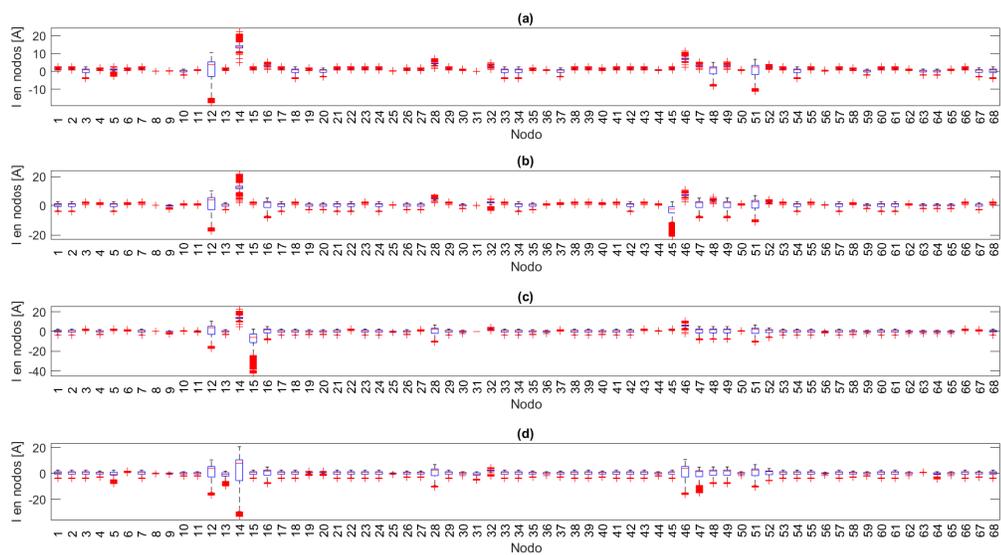


Figura A.20: Comportamiento de I en cada transformador con penetración PV de 75 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

Penetración PV 100 %

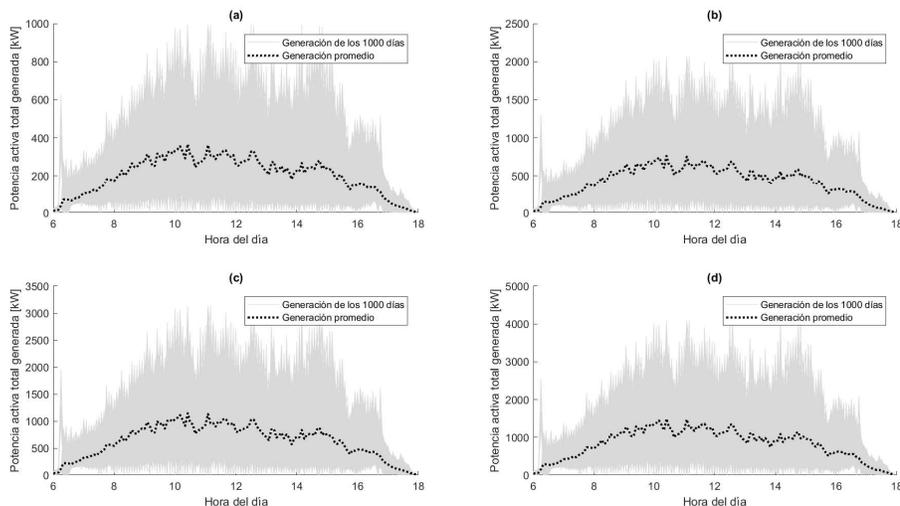


Figura A.21: Potencia activa PV total generada durante las 12 horas de sol (6:00 - 18:00) de los mil días simulados y comportamiento promedio con penetración de 100 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

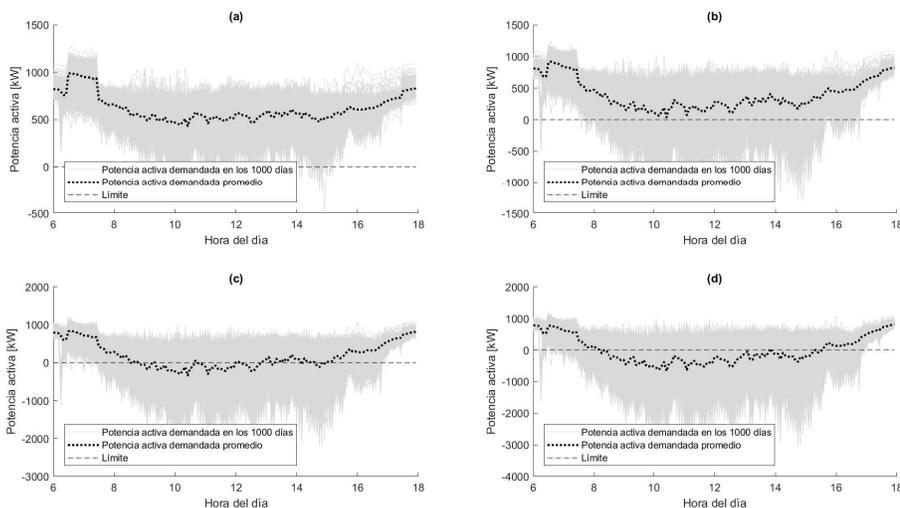


Figura A.22: Comportamiento de P en la subestación durante las 12 horas de sol (6:00 - 18:00) de los mil días simulados y comportamiento promedio con penetración PV de 100 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

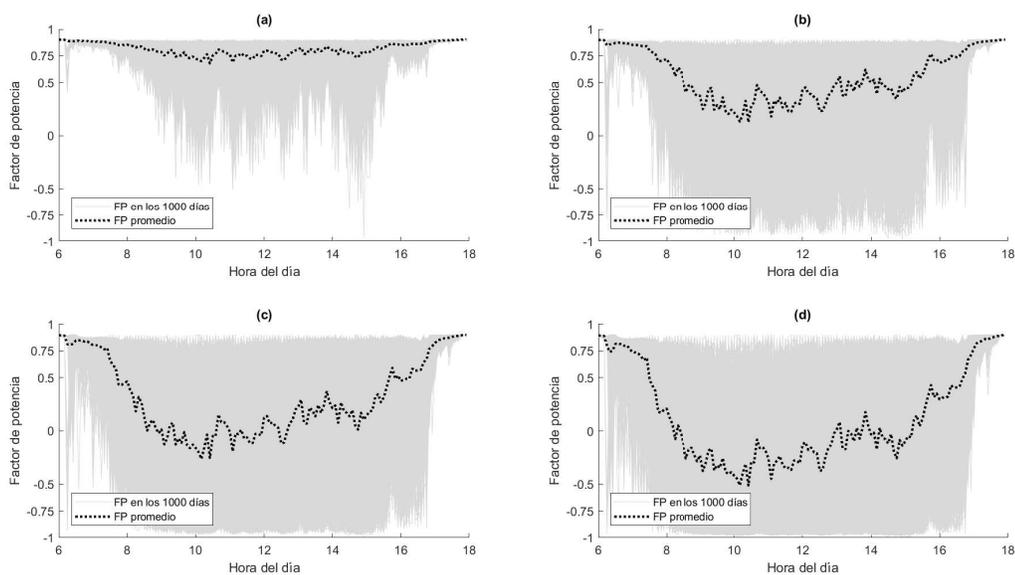


Figura A.23: Comportamiento de FP en la subestación durante las 12 horas de sol (6:00 - 18:00) de los mil días simulados y comportamiento promedio con penetración PV de 15 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

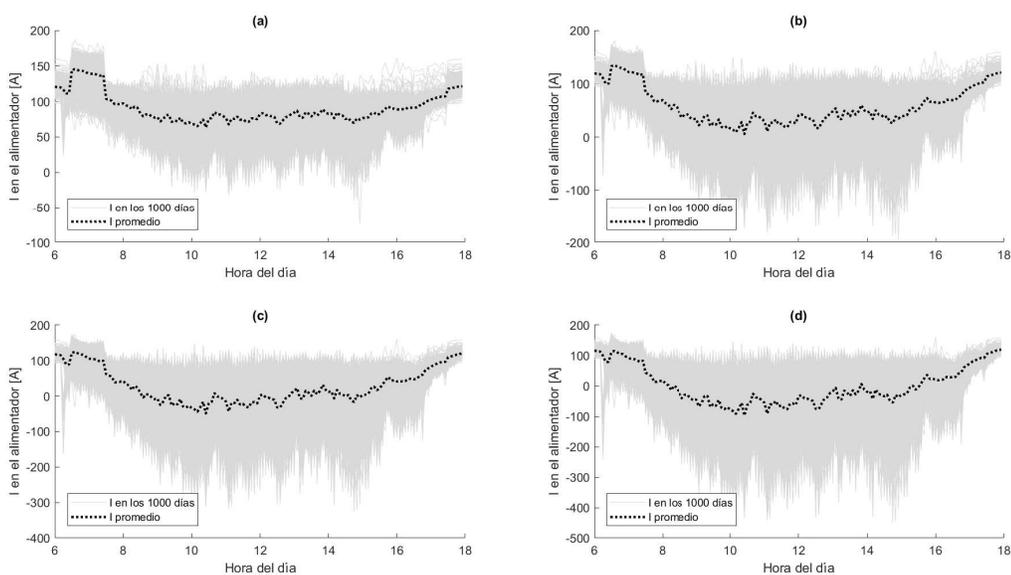


Figura A.24: Comportamiento de I en el alimentador del circuito Almendros durante las 12 horas de sol (6:00 - 18:00) de los mil días simulados y comportamiento promedio con penetración PV de 15 % según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

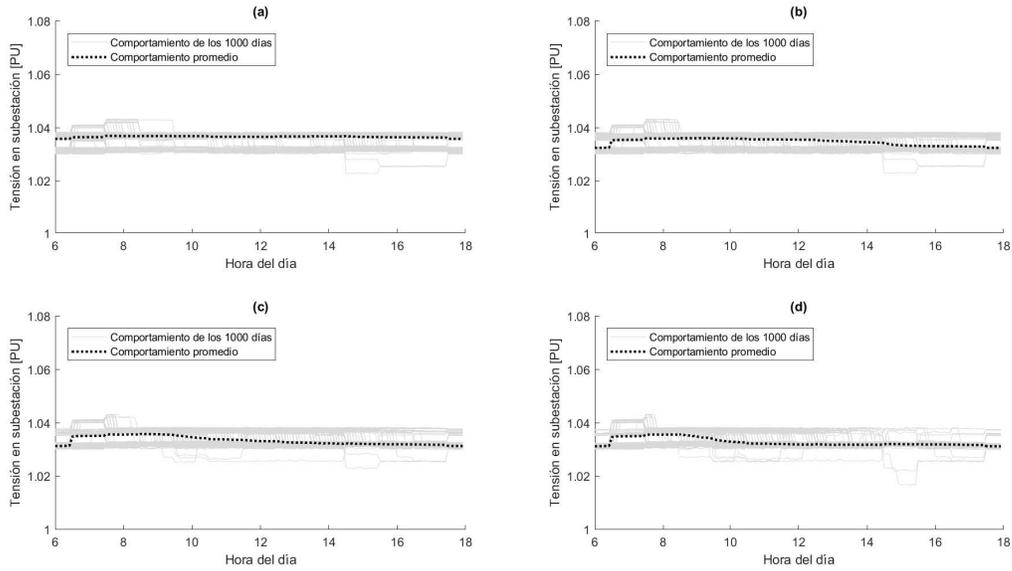


Figura A.25: Comportamiento de V en la subestación durante las 12 horas de sol (6:00 - 18:00) de los mil días simulados y comportamiento promedio con penetración PV de 100% según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %

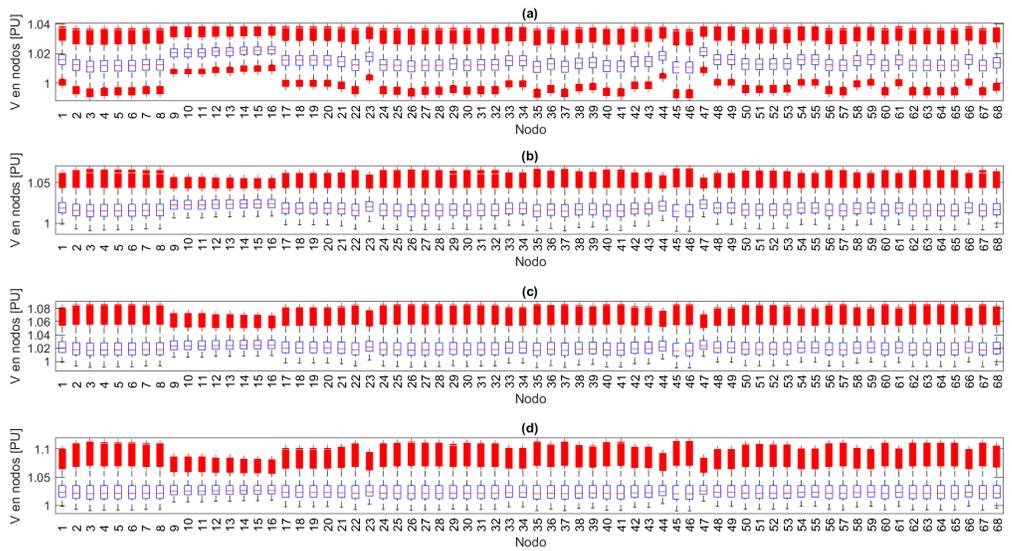


Figura A.26: Comportamiento de V en cada transformador con penetración PV de 100% según su nivel de participación (a)25 % (b)50 % (c)75 % (d)100 %