

Elaboración De Un Procedimiento Para La Estimación De Las Variaciones Rápidas De Tensión,
Flujos De Potencia Y Pérdidas En Conductores En El Punto De Conexión Común Para Redes De
Baja Tensión Debidas Al Comportamiento Fluctuante De La Radiación Solar

Néstor Alejandro Balaguera Castro

Trabajo De Aplicación Para Optar Por El Título De Magíster En Sistemas De Distribución De
Energía Eléctrica

Director

German Alfonso Osma Pinto

Doctor En Ingeniería – Área Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial De Santander

Facultad De Ingeniería Fisicomecánicas

Escuela De Ingeniería Eléctrica, Electrónica Y Telecomunicaciones

Maestría en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2021

Agradecimientos

A Dios, por encima de todas las cosas. *“No he visto su rostro, pero si conozco sus medios y sé que siempre estarán allí, para mí”*

A mi madre, Rosa, por su gran amor y por ser el mayor medio de Dios.

A mi familia, de sangre y de arena, por todo

A mi director, por su infinita paciencia y voluntad

A mi grupo de investigación, por su confianza

A Ingeniería y Soluciones Energéticas, por ser un sueño mas

A todos los que creyeron en mí y sobre todo a aquellos que, al no creer en mí, me dieron fuerza para seguir

Sé que fueron varios años persiguiendo muchos sueños al mismo tiempo; fue mi padre quién alguna vez me dijo: *“El éxito es escurridizo, tienes que buscarlo de muchas maneras”* y aquí estoy, cumpliendo una etapa más de un sueño que cada vez se ve más cercano.

Fueron muchas horas de trabajo arduo, además de la constante simultaneidad que exigió mi lucha y sé que, a ustedes quienes les agradezco, la conocen muy bien, pues de alguna manera y otra, ayudaron a la realización este trabajo.

Muchas gracias. Este es solo el comienzo.

Néstor Alejandro Balaguera Castro

Contenido

Introducción	12
1. Consideraciones generales.....	17
1.1 Generación Distribuida Y Autogeneración	17
1.2 Sistemas fotovoltaicos.....	18
1.3 Efectos de la irradiancia solar intermitente	19
2. Estrategias para la valoración de las variaciones rápidas en los sistemas eléctricos debido a la intermitencia de la irradiancia solar	21
2.1 Condiciones reales de los paneles FV	21
2.2 Variaciones en los sistemas eléctricos	23
2.3 Consideraciones finales.....	25
3. Caracterización de la intermitencia por nubosidad.....	26
3.1 Sistema fotovoltaico estudiado.....	26
3.2 Metodología y mediciones realizadas	27
3.2.1 <i>Caracterización de un día nublado</i>	29
3.2.2 <i>Acotamiento de la distribución estadística</i>	29
3.2.3 <i>Análisis de distribución normal para día nublado y despejado</i>	30
3.2.4 <i>Análisis de probabilidad de diferencia entre minutos</i>	31
3.2.5 <i>Conversión de unidades</i>	32
3.2.6 <i>Resultado final</i>	32
3.2.7 <i>Análisis y observaciones</i>	33
4. Escenarios de simulación.....	34

4.1	Software de simulación y sistemas de potencia	34
4.2	Condiciones de entrada	35
4.2.1	<i>Simulaciones del sistema de potencia del EIE.....</i>	36
4.2.2	<i>Curvas de demanda para las simulaciones</i>	37
4.2.3	<i>Definición de variables del sistema</i>	44
4.2.3.1	Barra 1.....	44
4.2.3.2	Barra 2.....	46
4.2.3.3	Barras 3 a 7:.....	48
4.2.3.4	Barra 8.....	49
4.3	Síntesis de las simulaciones.	49
5.	Evaluación y análisis de resultados	50
5.1	Resultados de tensión en las barras	50
5.1.1	<i>Tensión en la Barra 2</i>	¡Error! Marcador no definido.
5.1.2	<i>Tensión en las Barras 3 a 7</i>	52
5.1.3	<i>Tensión en la Barra 8</i>	54
5.2	Resultados de pérdidas de potencia en las líneas	56
5.2.1	<i>Pérdidas de potencia en las líneas que unen la Barra 1, con las Barras 3, 4, 5 ,6 y 7</i>	56
5.2.2	<i>Pérdidas de potencia en la línea que una la Barra 1 con la Barra 8.....</i>	57
5.2.3	<i>Pérdidas de potencia en la línea que una la Barra 2 con la Barra 8.....</i>	58
5.3	Resultados de transmisión y flujos de potencia	61
5.3.1	<i>Flujo de potencia en las líneas que unen la Barra 1, con las Barras 3, 4, 5 ,6 y 7</i>	61

5.3.2	<i>Flujo de potencia en la línea que une la Barra 1, con la Barra 8.....</i>	61
5.3.3	<i>Flujo de potencia en la línea que une la Barra 2, con la Barra 8.....</i>	63
5.4	Cuadro resumen.....	63
6.	Presentación del procedimiento para la estimación de las variaciones rápidas de tensión, flujos de potencia y pérdidas en conductores	64
7.	Conclusiones y recomendaciones.....	70
	Referencias bibliográficas.....	72

Lista de figuras

Figura 1. Diferencia de temperatura en operación real e ideal.....	22
Figura 2. Curva de potencia para el día 12 de noviembre del 2018.....	22
Figura 3. Diagrama unifilar del edificio de ingeniería eléctrica.....	28
Figura 4. Gráfica de corriente (eje derecho) e irradiancia (eje izquierdo) de un día cualquiera para el sistema fv estudiado en la ciudad de bucaramanga.....	33
Figura 5. Diagrama de flujo para las variables de entrada y de salida del sistema.....	36
Figura 6. Representación del sistema de potencia acotado del edificio de ie utilizado para realizar las simulaciones.....	37
Figura 7. Curva de demanda vista desde el barraje general de baja tensión del edificio de IE....	39
Figura 8. Carga en kva para el día viernes 16 de noviembre del 2018.....	41
Figura 9. Histograma de las mediciones comparadas con las curvas de distribución normal para día de baja carga (rojo) y distribución normal para día de alta carga (verde).....	41
Figura 10. Carga en kva para un día cualquiera en el sistema estudiado del cuarto piso del eie, elegida con los parámetros específicos de la carga nocturna.....	42
Figura 11. Carga en kva para un día cualquiera en el sistema estudiado del cuarto piso del EIE.....	43
Figura 12. Factor de potencia a través de un día promedio de inyección de potencia del sistema FV.....	47
Figura 13. Irradiancia tomada para cada simulación comparada.....	50
Figura 14. Tensión en la barra 2 para el día generado.....	51
Figura 15. Diferencia porcentual en la tensión de la barra 2 para cada día simulado.....	52
Figura 16. Tensión en la barra 4.....	53
Figura 17. Tensión en la barra 8 para el día generado.....	54
Figura 18. Diferencia porcentual en la tensión de la barra 8 entre los tipos de día simulados.....	55
Figura 19. Pérdidas de potencia entre la barra 1 y la barra 3.....	56
Figura 20. Pérdidas de potencia entre la barra 1 y la barra 8.....	58
Figura 21. Pérdidas de potencia entre la barra 2 y la barra 8.....	59
Figura 22. Sistema y flujo de potencia para las 11:01 am.....	60
Figura 23. Flujo de potencia activa entre la barra 1 y la barra 8.....	62

Figura 24. Flujo de potencia reactiva entre la barra 1 y la barra 8.....**¡Error! Marcador no definido.**

Figura 25. Procedimiento generalizado.....66

Figura 26. Subproceso para realizar la caracterización de las variaciones rápidas de la irradiancia solar.....67

Figura 27. Proceso para realizar la caracterización de las variaciones rápidas de la irradiancia solar.....65

Lista de tablas

Tabla 1. Emisiones de CO ₂ en g / kWh para diferentes fuentes de energía.....	12
Tabla 2. Estrategias de mitigación de efectos adversos en los SDEE.....	24
Tabla 3. Longitud de conductores desde el tablero general de baja tensión hasta cada tablero.....	45
Tabla 4. Cuadro resumen de hallazgos.....	63

Lista de Apéndices

Apéndice A. Efectos no deseados en los paneles solares por la intermitencia solar y sombras parciales.....	77
Apéndice B. Sistema fotovoltaico estudiado en este trabajo.....	79
Apéndice C. Marco legal regulatorio.....	82
Apéndice D. Cuadros resumen de la precipitación, temperatura, brillo solar y humedad relativa promedios en Bucaramanga, Colombia.....	84
Apéndice E. Ajuste de bondad por medio de procedimiento de CHI cuadrado.....	85
Apéndice F. Ejemplo para la caracterización de la intermitencia por nubosidad.....	89
Apéndice G. Conversión de unidades.....	99
Apéndice H. Líneas de programación en MATLAB.....	105
Apéndice I. Flujo de potencia ejemplo.....	110

Resumen

Título: Elaboración de un procedimiento para la estimación de las variaciones rápidas de tensión, flujos de potencia y pérdidas en conductores en el punto de conexión común para redes de baja tensión debidas al comportamiento fluctuante de la radiación solar*.

Autor: Néstor Alejandro Balaguera Castro**

Palabras Clave: Sistemas de distribución de energía eléctrica, generación distribuida, sistemas fotovoltaicos (FV), medición inteligente, nubosidad intermitente, flujos de potencia, regulación de tensión, pérdidas en los conductores.

Descripción: Este trabajo de aplicación tiene como objetivo proponer un procedimiento para estimar el impacto de las variaciones rápidas de la irradiancia solar en el perfil de tensión, flujos de potencia y pérdidas de los conductores en las redes de baja tensión de un sistema de distribución de energía eléctrica, a partir de la caracterización del recurso solar y el efecto de la nubosidad intermitente en sitio.

El procedimiento para la estimación de estas variaciones, además de la realización de los modelos, se establece a partir de información relevante encontrada en la literatura técnica. Se toma como caso de estudio la red eléctrica de baja tensión y el sistema fotovoltaico del Edificio de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Industrial de Santander, utilizando su sistema de medición inteligente como base para obtener los datos necesarios en la caracterización de la irradiancia solar y de las cargas propias del sistema de distribución del edificio. Una vez obtenidos estos modelos, se realizó una simulación de flujo de potencia en estado estable para cada minuto, mediante cálculos iterativos en MATLAB, lo cual permitió llevar a cabo un análisis básico del comportamiento de las variables eléctricas estudiadas bajo las condiciones de inyección potencia generada por un sistema fotovoltaico y la intermitencia por nubosidad en la curva de irradiancia dada.

* Trabajo de aplicación

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Maestría en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Director: German Alfonso Osma Pinto, Doctor En Ingeniería – Área Ingeniería Eléctrica

Abstract

Title: Elaboration of a procedure for the estimation of rapid variations in voltage, power flows and losses in conductors at the common connection point for low-voltage networks due to the fluctuating behavior of solar irradiance*.

Author: Nestor Alejandro Balaguera Castro**

Key words: Electric power distribution systems, distributed generation, photovoltaic systems (PV), smart metering, intermittent cloudiness, power flows, voltage regulation, conductor losses.

Description: This application work aims to propose a procedure to estimate the impact of rapid variations of solar radiation on the voltage profile, power flows and losses of conductors in low-voltage networks of an electrical energy distribution system, from the characterization of the solar resource and the effect of intermittent cloudiness on site.

The procedure for estimating these variations in addition to the description of the models, are established based on relevant information found in the technical literature. The low-voltage electrical network and the photovoltaic system of the Electrical Engineering Building of the Industrial University of Santander are taken as a case study, using its intelligent measurement system as a basis to obtain the necessary data in the characterization of solar irradiance and the own loads of the distribution system of the building. Once these models have been obtained, a steady state power flow simulation will be performed for each minute, using iterative calculations in a programming software, with the aim of giving a basic analysis of the behavior of the electrical variables studied under Photovoltaic injection and intermittency due to cloudiness in the given irradiance curve.

* Application work

** Physic mechanical Engineering Faculty, Electrical, Electronic and Telecommunication engineering School.
Director German Osma Pinto, Doctor En Ingeniería – Área Ingeniería Eléctrica

Introducción

El avance tecnológico actual ha permitido la integración de fuentes de energía renovable a los sistemas de distribución. Países como Estados Unidos, Gran Bretaña o Japón, considerados potencias energéticas, están proyectando la inclusión de este tipo de generación de energía para sus grandes ciudades con énfasis en los recursos eólicos y solares [1].

El impacto del cambio climático se ha convertido en un problema global [2]. Entre las emisiones de CO₂ causadas por el hombre, están aquellas producidas en la generación convencional de energía eléctrica. La mayoría de acciones en pro de la tecnología y la industrialización producen emisiones de CO₂, incluyendo la generación de energía con fuentes convencionales y renovables. Aunque para esta última las emisiones son notablemente menores [3]. La Tabla 1 muestra las emisiones para algunas tecnologías de generación de energía eléctrica para diferentes países considerados potencias, en donde se observan las emisiones de CO₂ en g/kWh [3].

Tabla 1.

Emisiones de CO₂ en g / kWh para diferentes fuentes de energía¹.

g/kWh de CO ₂	Japón	Suecia	Finlandia	Gran Bretaña	Estados Unidos
Carbón	990	980	894	891	815
Gas térmico	653	1170	-	-	-
Gas ciclo combinado	-	450	472	356	362
Solar fotovoltaica	59	50	95	-	53
Eólica	37	6	14	-	7
Nuclear	22	6	26	16	20
Hidro	18	3	-	-	-

¹ En donde no se cuente con datos concisos de emisiones para cada tecnología en un país, se representa con un guion (-).

Nota: Adaptado de [3].

La generación solar fotovoltaica (FV) es una de las opciones con mayor viabilidad para la expansión, mantenimiento y operación de los sistemas de potencia del futuro [4], lo que está produciendo una integración masiva de esta tecnología a nivel residencial, comercial e industrial; generando a su vez, nuevos retos técnicos y económicos para los desarrolladores e investigadores [5].

En Colombia, uno de los principales problemas de la integración solar FV a los sistemas eléctricos existentes era la falta de regulación, inexistente hasta 2014, cuando se dio inicio a la integración formal de este tipo de tecnologías con la Ley 1715, que incentiva el uso y penetración de generación renovable mediante exención de impuestos [6].

La aplicación de estos beneficios se vio afectada por la limitada reglamentación de esta integración, causando muy poca rentabilidad para los promotores y constructores de esta tecnología [7]. En el 2018, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, emitió la Resolución 030 que regula los aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional (SIN) [8], permitiendo un mayor avance para la integración de los sistemas solares FV.

Los retos técnicos que presenta la integración de esta tecnología a los sistemas energéticos actuales, son base de un gran número de investigaciones a nivel nacional e internacional [2], teniendo en cuenta que su desarrollo depende en gran medida de las condiciones locales de cada estudio.

La intermitencia en la irradiancia solar, debida a la nubosidad inherente del clima de las diferentes locaciones, es una de las características que ocasiona cambios en las variables eléctricas

y pueden afectar negativamente los sistemas de distribución de energía eléctrica. El paso repentino de un banco de nubes obstruye parcialmente la irradiancia solar incidente en la superficie de los paneles FV y, por ende, afecta la tensión de servicio y la potencia que le entregan al sistema. Estos cambios pueden provocar problemas en los sistemas de distribución [9]–[11].

Este trabajo de aplicación se enmarca en el estudio de los impactos en la tensión de servicio, flujos de potencia y pérdidas en los conductores que puede presentar un sistema solar FV debido al clima tropical de Colombia, específicamente en la ciudad de Bucaramanga. Se calculan las variaciones que sufre una red eléctrica de BT, modelada con base en datos característicos del Edificio de Ingeniería Eléctrica (EIE) de la Universidad Industrial de Santander (UIS), debido a la inyección de potencia de un sistema FV cuando hay variaciones rápidas de irradiancia solar, a partir de un procedimiento propuesto.

Para realizar este cálculo, se caracterizaron las fluctuaciones de irradiancia solar a partir de los datos medidos en el sistema solar FV existente en el EIE, teniendo como base los diferentes análisis presentados en la literatura técnica para tal fin. Estos datos fueron incluidos en un programa creado en el software MATLAB para realizar un cálculo iterativo, cuyos resultados son una simulación de las variaciones eléctricas que se producen para estas condiciones en un sistema eléctrico.

El EIE es un espacio para el desarrollo de investigaciones en diversas áreas de la ingeniería eléctrica y la construcción verde. En 2019, finalizó el proyecto COLCIENCIAS titulado *“Viabilidad técnica de la implementación de sistemas FV integrados con vegetación como estrategia de generación distribuida y horticultura en entornos urbanos de clima cálido tropical”* que hizo uso del sistema FV existente que cuenta con treinta y siete (37) paneles FV, igual número

de micro inversores M250 y ocho (8) medidores inteligentes [12]. Ese mismo año se integraron seis (6) paneles FV, para lograr una capacidad instalada de 11.8 kWp y se dio inicio el proyecto COLCIENCIAS titulado “*Mejoramiento de la resiliencia de redes eléctricas conectadas a la red y aisladas a partir de la integración de aplicaciones energéticas y almacenamiento de energía*” (2019-2022).

Objetivo general

Para el desarrollo de este trabajo de aplicación se tiene como objetivo general *proponer un procedimiento para la estimación de variaciones rápidas de tensión, flujos de potencia y pérdidas en conductores en el punto de conexión común de redes eléctricas de BT con inyección de potencia de sistemas FV, ocasionadas por la intermitencia en la irradiancia solar a partir de simulaciones.*

En la actualidad, los trabajos de investigación en ingeniería buscan soluciones a los problemas de diseño y uso incorrecto de los activos en las redes de distribución causados por la intermitencia en la irradiancia solar y sus efectos en la generación de energía eléctrica de los paneles FV. Para lograr esto, es necesario estimar las variables eléctricas en el sistema bajo las condiciones propias y locativas del sistema; de lo cual, no se encontró en la literatura técnica un procedimiento generalizado para abordar este propósito.

Objetivos específicos

Para el desarrollo de esta meta, se plantearon cinco (5) objetivos específicos cuyos resultados sirven para construir el procedimiento generalizado.

El primer objetivo corresponde a *identificar estrategias para la valoración de las variaciones rápidas de irradiancia solar y sus efectos en la operación de las redes eléctricas a partir de la revisión de publicaciones científicas.*

A partir de la información obtenida y los hallazgos del estado del arte de las variaciones rápidas de tensión, se plantea la base para *realizar la caracterización de las variaciones rápidas de la irradiancia solar y la nubosidad a partir de mediciones de las variables eléctricas y climáticas en el Edificio de IE.* Se aprovecha el sistema de medición inteligente existente para el desarrollo de este objetivo.

Una vez realizada la caracterización de la nubosidad locativa, se utiliza como variable de entrada para *establecer un plan de simulaciones de la red eléctrica de BT basada en datos característicos de la red de BT del Edificio de IE, modelados en el software MATLAB.*

Como resultado de las simulaciones, es posible *cuantificar las variaciones de tensión, flujos de potencia y pérdidas en conductores en el punto de conexión común.*

Finalmente, usando los resultados de cada objetivo específico, se busca *formular un procedimiento generalizado que enumera de manera técnica, las actividades realizadas para su uso en futuras investigaciones o trabajos de aplicación relacionados (capítulo 6).*

1. Consideraciones generales

Se busca plantear bases técnicas para poder generar un crecimiento de la investigación en energías renovables y generación distribuida, con la capacidad de crear posibles escenarios para realizar estudios en sistemas solares fotovoltaicos en general. La búsqueda continua de nuevas facilidades técnicas aumentaría las posibilidades de producción y viabilidad para proveedores, constructores e inversionistas, fundamentando bases para la comercialización e integración de generación FV a redes existentes y para el desarrollo de nuevos proyectos.

1.1 Generación Distribuida Y Autogeneración

Debido a la valoración pública del uso de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, se crea una tendencia de penetración de generación distribuida renovable y la autogeneración. Se busca que a largo plazo se puedan reducir las emisiones de gases invernadero y tener una oferta sustentable de electricidad [13].

Esta tendencia ha hecho que las herramientas para la generación eléctrica se descentralicen y las pequeñas unidades renovables sean directamente unidas a los sistemas de distribución o a los puntos de carga [14], generando beneficios de operación bajo ciertas condiciones [15].

La energía solar es un recurso natural especialmente abundante en la tierra [3]; sin embargo, entre las diferentes tecnologías de generación renovable, los sistemas solares fotovoltaicos son aquellas con menor capacidad instalada [13].

1.2 Sistemas fotovoltaicos

Los sistemas solares fotovoltaicos (FV) están compuestos por diferentes dispositivos que, en conjunto con los paneles FV, transforman la energía solar en energía eléctrica utilizable. Al tener nubosidad intermitente, se interrumpe el flujo de luz y, por ende, se causan variaciones en la potencia eléctrica inyectada y en los parámetros de operación de los sistemas interconectados.

Aproximadamente el 85% del mercado de paneles FV en el mundo está representado por celdas cristalinas de Silicio (Si) [16]. Las perspectivas futuras de los paneles FV indican que los paneles de película delgada (*Thin Film*) podrían dominar los mercados; teniendo en cuenta que, este tipo de paneles FV es más vulnerable a las intermitencias por nubosidad que los paneles de Silicio [16]. Los efectos no deseados se muestran a detalle en el Apéndice A.

Los dispositivos de mayor utilización, después del panel solar FV, son los inversores; ya que los paneles FV generan electricidad en forma de corriente directa. Existen dos tipos de inversores, para sistemas aislados y para sistemas interconectados; estos últimos se dividen principalmente en tres categorías, inversores centrales, inversores tipo *string* y micro-inversores [17].

Al utilizar un inversor para sistemas aislados, se debe contar con un grupo de baterías y un regulador de carga, cuya función es almacenar la energía eléctrica que generan los paneles FV para utilizarla en el momento que sea necesario. La utilización de bancos de baterías compensa los efectos negativos que se producen con las fluctuaciones en la irradiancia solar en la integración de un sistema de generación FV; puesto que, la mayoría de estos efectos son prácticamente eliminados y suplidos por la reservas de energía eléctrica en las baterías [11].

En el caso de los inversores interconectados, se pueden utilizar para conectarse a los sistemas de distribución de energía eléctrica. Estos inversores pueden tener monitorización y gestión de la energía eléctrica generada, compensación de potencia, reducción de la distorsión de las señales y demás beneficios técnicos que son proporcionales a la calidad de su diseño y su costo [17].

1.3 Efectos de la irradiancia solar intermitente

La energía eléctrica generada depende de las condiciones individuales de los paneles FV, tales como suciedad, daños físicos, diseño o intermitencia de la irradiancia solar, causada entre otros factores, por la nubosidad.

La generación fotovoltaica es diferente de la generación convencional en cuatro aspectos:

- No tiene inercia rotacional, que ayuda a sobrellevar los cambios abruptos de la carga y los transitorios que se puedan presentar.
- Puede ser conectada en cualquier punto de la carga
- No está controlada por la carga, depende de la irradiancia solar.
- No tiene costos por combustible.

La inercia rotacional, propia de los generadores convencionales, ayuda a sobrellevar los cambios repentinos en la carga eléctrica que alimentan o las fallas momentáneas en la fuerza motriz que transforman [5]. En los paneles FV no existe esta inercia, lo que crea un desbalance instantáneo de carga-generación cada vez que se presenta una fluctuación en la irradiancia solar [4].

Uno de los problemas más importantes que afectan el desempeño de los paneles FV, es la diferencia de irradiancia solar entre las celdas conectadas en serie, ya que el flujo de energía

depende de la celda que entregue la menor cantidad de corriente. Esto significa que, la sombra que recaiga sobre una celda, determina el desempeño del circuito. Este efecto es minimizado al conectar diodos de derivación, mejor conocidos como *bypass*, que conducirán la corriente alrededor de la celda sombreada [16].

Los puntos calientes en los paneles FV se crean cuando un gran número de celdas conectadas en serie causan un flujo de corriente inversa a través de la celda sombreada, generando disipación de calor. Este efecto puede tener resultados destructivos en el panel debido al sobrecalentamiento local [16].

Algunos autores sugieren que aproximadamente el 6% de la potencia esperada es perdida como resultado de fallas no detectadas en los paneles FV. Por esta razón y durante los últimos años, se han requerido de pruebas adicionales a nivel de las celdas fotovoltaicas para monitorear el desempeño individual, por ejemplo, el trazado de curvas I-V, pruebas de electro luminiscencia y termografías [16].

2. Estrategias para la valoración de las variaciones rápidas en los sistemas eléctricos debido a la intermitencia de la irradiancia solar

Para lograr una caracterización de las variaciones en la irradiancia solar y sus efectos en los sistemas eléctricos, es necesario hacer una revisión técnica del tema en las diferentes bases de datos.

Se encontraron estudios con más de 30 años de circulación, los cuales sirvieron como fundamento teórico para la valoración a realizar, pero no se consideraron como referencias para el trabajo de aplicación, ya que pueden carecer de validez por el gran avance tecnológico al cual se ha llegado desde su publicación. También se encontraron documentos relevantes que incluyen temas variados que no son objeto de estudio de este trabajo, pero que si contienen información importante que fue utilizada, tales como la mitigación de efectos adversos de estas variaciones.

El trabajo realizado se fundamentó especialmente en la documentación relevante para el tipo de clima tropical en el cual se desarrolla el presente documento, la cual fue considerada con suficiente validez y es base concisa del estudio realizado.

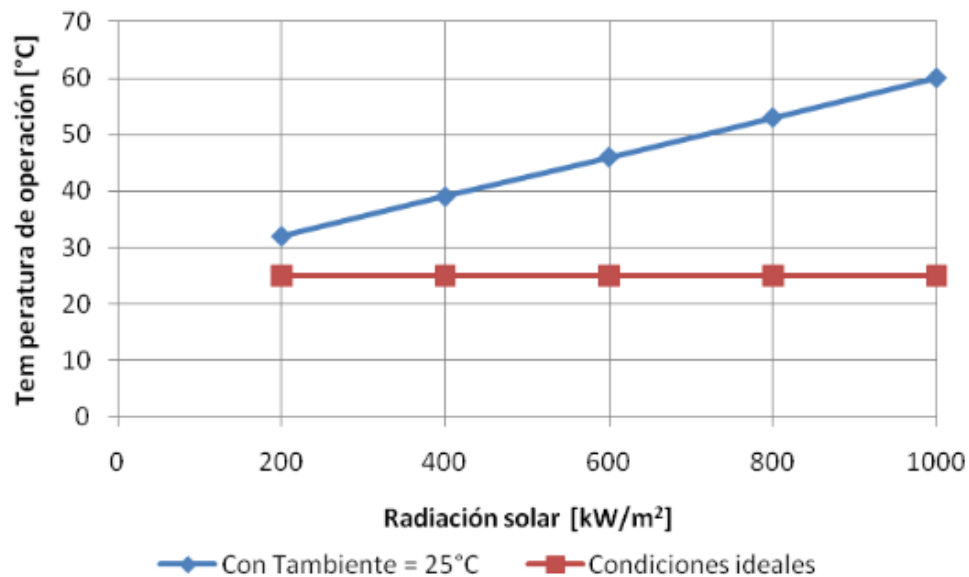
2.1 Condiciones reales de los paneles FV

Los valores nominales de potencia y tensión de los paneles FV presentados por los fabricantes distan significativamente de las condiciones de operación. Estos dispositivos están constituidos de material semiconductor, cuyas variables eléctricas dependen de la temperatura de operación; por lo tanto, dependen de la temperatura ambiente y la irradiancia solar características de la ubicación de la instalación. La Figura 1 muestra el comportamiento de la temperatura de operación a razón de la irradiancia solar en un caso de estudio en la ciudad de Bucaramanga,

Colombia. Se puede observar que hay una diferencia con respecto a las condiciones ideales que puede llegar hasta los 30°C [18].

Figura 1.

Diferencia de temperatura en operación real e ideal.



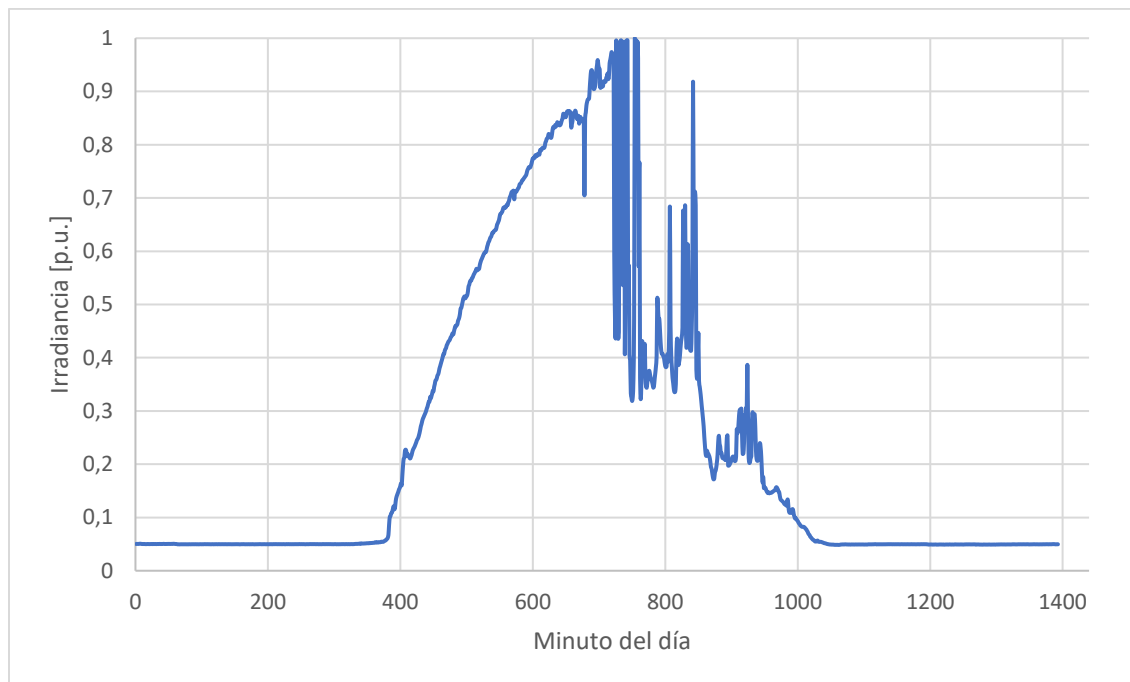
Nota: Tomado de [18].

Esta diferencia entre la temperatura de operación nominal y la temperatura de operación real, tiene como consecuencia la alteración de las características técnicas indicadas por los fabricantes al punto de reducir la potencia de generación hasta en 15% [18].

La Figura 2 muestra, en su primera mitad, la potencia en p.u. para el día 12/11/2018 de las mediciones tomadas y la relación para un día de cielo despejado; su segunda mitad muestra la potencia generada en el mismo día con los efectos de un cielo nublado.

Figura 2.

Curva de potencia para el día 12 de noviembre del 2018



Trindade *et al.* [4] estudiaron varios casos de irradiancia solar en un sistema de paneles FV dado, mostrando casos de intermitencia en la nubosidad. Algunos causaban caídas de hasta un 80% en la potencia generada con duraciones de hasta 8 minutos; además, demostró experimentalmente que un día nublado llega a presentar hasta 248 interrupciones de potencia, con sus respectivas caídas de tensión, que afectan al sistema de distribución.

2.2 Variaciones en los sistemas eléctricos

Cuando se presentan intermitencias en la irradiancia solar, la potencia generada del sistema se reduce y la carga debe completar sus necesidades a través de otros sistemas de suministro de energía. Trindade *et al.* [4] muestran que la correlación entre las variaciones de potencia y las fluctuaciones de irradiancia solar por nubosidad es exactamente 1. Esto quiere decir que el paso de una nube altera el valor de irradiancia solar percibido por el panel FV, lo cual genera una variación igual en porcentaje y duración de la potencia generada. Debido a esta propiedad, se puede

caracterizar el cambio en la irradiancia solar en un tiempo dado, midiendo con precisión la potencia generada para ese periodo y viceversa.

Las caídas de tensión también tienen una característica similar, ya que sus variaciones tienden a ser directamente proporcionales a los cambios en la irradiancia solar percibida por los paneles FV; sin embargo, no se pueden estimar tan fácilmente, debido a que dependen de la carga alimentada y de los dispositivos del sistema solar FV [4].

Las pérdidas en los conductores dependen de la respuesta en operación del sistema de potencia en relación a estos cambios; es decir, dependen del sistema de distribución de energía eléctrica (SDEE) en donde se esté realizando el estudio.

Estos efectos pueden ser mitigados con el uso de dispositivos que aporten potencia reactiva y sean controlados por un software especializado, también es posible realizar un lazo de control avanzado mediante inversores con regulación de tensión. Estas estrategias se muestran en la Tabla 2. En general, la mitigación de estos efectos es posible realizarla mediante análisis de potencia eléctrica y sistemas de gestión de carga que pueden ser investigados basándose en el producto final de este trabajo de aplicación.

Tabla 2.

Estrategias de mitigación de efectos adversos en los SDEE

		Afectación mitigada			Descripción
Estrategia	Control	Caídas de tensión	Variación de flujos de	Pérdidas en los conductores	

Inyección de potencia reactiva para el control de tensión [4]	Compensación VAR de los inversores FV	X			Los inversores más robustos pueden hacer una compensación de potencia reactiva instantánea. Esta mitigación depende de la capacidad de cada inversor
	Control de inyección de potencia activa al sistema (mediante sistemas de control o inversores)	X	X		El control de potencia activa entregada al sistema puede mitigar las variaciones instantáneas en condiciones de intermitencia constante. Esta mitigación funciona de manera directa en la inyección de potencia activa y de manera indirecta en la inyección de potencia reactiva
	Impedancia de línea (X/R)	X		X	La relación entre la reactancia (X) y la resistencia (R) de la línea afecta la potencia reactiva necesaria para compensar las variaciones de tensión en las grandes caídas de inyección de potencia del sistema FV; sin embargo, cualquier cambio en esta relación puede afectar las pérdidas en los conductores
Almacenamiento de energía para la corrección de variaciones de inyección [11]	Capacidad en las baterías	X	X	X	La capacidad de inyección de potencia de un banco de baterías puede mitigar completamente los cambios abruptos en la irradiancia solar. Esta mitigación puede generar efectos adversos si no se tiene un buen dimensionamiento del sistema, tales como el flujo inverso de potencia hacia la red.

2.3 Consideraciones finales

Debido a su relación directa con las curvas de irradiancia solar, se utilizarán las mediciones eléctricas de la inyección de potencia FV al sistema para establecer la caracterización, teniendo en cuenta los efectos en tensión y corriente que tienen las variaciones rápidas en la irradiancia; sin embargo, para realizar el análisis de las variaciones eléctricas en el SDEE es necesario tener en cuenta ciertos aspectos técnicos de la generación solar fotovoltaica y de los sistemas de

distribución, tales como el comportamiento ante el aumento de temperatura, las pérdidas por *efecto Joule* y la eficiencia y exactitud de los dispositivos utilizados.

3. Caracterización de la intermitencia por nubosidad

Para lograr una caracterización de la nubosidad intermitente para el clima tropical de la ciudad de Bucaramanga, Colombia, se estudió el sistema FV que funciona actualmente en la Universidad Industrial de Santander (UIS); sin embargo, es posible encontrar cambios en diferentes puntos de la ciudad, por lo que la caracterización realizada en este capítulo aplica únicamente para el punto medido, con la posibilidad de extrapolarse utilizando el procedimiento mencionado.

3.1 Sistema fotovoltaico estudiado

En el marco del proyecto titulado “*Viabilidad técnica de la implementación de sistemas fotovoltaicos integrados con vegetación como estrategia de generación distribuida y horticultura en entornos urbanos de clima cálido tropical*” además de otros proyectos anteriores, se instalaron 37 paneles fotovoltaicos para autogeneración y 8 medidores inteligentes en la terraza superior del Edificio de Ingeniería Eléctrica de la UIS, para el estudio del impacto en la red de distribución del EIE por la inyección de energía fotovoltaica [12]. Esta información se encuentra con más detalle en el Apéndice B. Actualmente, ya se cuenta un sistema FV de 43 paneles y una capacidad instalada de 11.8 kWp.

La Figura 3 muestra el diagrama unifilar del SDEE del EIE y la configuración de medidores inteligentes que se tenía en la fecha de los datos obtenidos² [12]. El costo total de la adquisición de estos dispositivos fue de aproximadamente COP\$95.000.000, sin considerar beneficios de la Ley 1715 [12]. El marco regulatorio actual se muestra en el Apéndice C.

3.2 Metodología y mediciones realizadas

Para tener una base de datos confiable, se tomaron mediciones de las variables eléctricas con el medidor ACUVIM IIR ubicado a la salida del sistema fotovoltaico del Edificio de IE con intervalos de un (1) minuto. Estas mediciones se tomaron desde las quince horas con treinta minutos (15:30) del dos (2) de noviembre del 2018 hasta las catorce horas con ocho minutos (14:08) del diecisiete (17) de diciembre de 2018.

Desde este punto se cambiaron los parámetros de medida del ACUVIM IIR a intervalos de diez (10) minutos por motivos de un proyecto de investigación de la universidad. Esta medición se tomó desde las diecisiete horas (17:00) del diecisiete (17) de diciembre de 2018 hasta las catorce horas con veinte minutos (14:20) del catorce (14) de enero de 2019.

En total, se tomaron 67.882 registros en los dos periodos mencionados, distribuidos por fecha, hora y minuto para realizar la caracterización de un día nublado en el sitio de las mediciones dentro de la ciudad de Bucaramanga

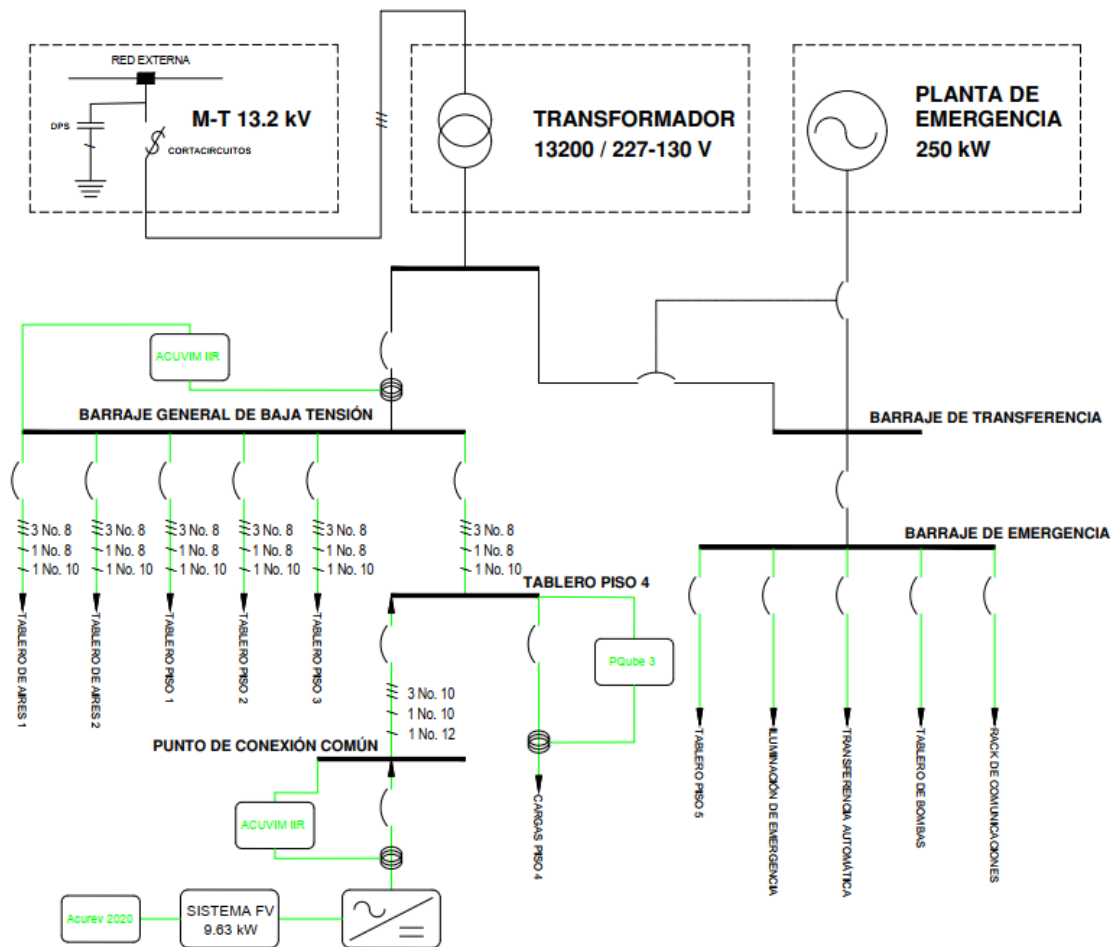
Según el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) [19], en la ciudad de Bucaramanga se presenta un clima tipo templado seco, con un promedio de lluvia total anual de 1303 mm. Durante los días de la medición, se considera el fin de la temporada de

² Debido a los diferentes estudios que se han desarrollado con los medidores inteligentes del Edificio de Ingeniería Eléctrica, esta configuración ha cambiado desde que se tomaron los datos para este trabajo de aplicación.

lluvias y el inicio de una de las dos temporadas secas del año, en donde puede llover alrededor de diez 10 días al mes. Durante el periodo de medición se tiene una leve baja en la temperatura ambiente promedio.

Figura 3.

Diagrama unifilar del Edificio de Ingeniería Eléctrica.



En cuanto a la irradiancia solar, durante este periodo de tiempo se tiene un promedio de cinco (5) a siete (7) horas sol³, aunque en los meses lluviosos puede caer hasta 4 horas sol. Los cuadros tipo resumen presentados por el IDEAM se presentan en el Apéndice D. Estas mediciones climáticas fueron tomadas por el centro de meteorología de la Universidad Industrial de Santander para el IDEAM; por lo cual, se consideran aptas para este trabajo de aplicación y validan que la información no está sesgada por temporadas lluviosas; aunque es importante mencionar que se debería realizar un estudio similar para estas temporadas.

3.2.1 Caracterización de un día nublado

Se separaron los datos obtenidos por cada minuto de cada día medido, por lo que se tiene entre 40 y 70 registros según el minuto del día⁴. Esta caracterización no se debe obtener con la realización de un promedio entre las mediciones, ya que este método elimina los cambios abruptos que puede tener la intermitencia por nubosidad. Por esta razón, una vez se tuvieron los datos por cada minuto, se representaron como una distribución estadística normal.

3.2.2 Acotamiento de la distribución estadística

En su libro de Análisis Probabilístico y Simulación, Carlos Julio Zapata [20] sugiere que diferentes variables eléctricas presentan comportamientos que se puede acotar a la distribución normal para eventos como sobretensiones o mediciones de aislamiento eléctrico. Además, se muestra que se puede especificar que un evento medible está distribuido de manera normal, al realizar una prueba de bondad de ajuste o simplemente haciendo una inspección visual de su

³ Una hora sol indica el número de horas en las que un área específica recibe una irradiancia solar de 1000 W/m². Esta condición, junto con las demás condiciones estándar de un panel FV, sería el número de horas al día en las que proporcionaría su potencia nominal.

⁴ Se tienen más datos en los minutos múltiplos de diez (10); puesto que, después del 17 de diciembre se cambió el intervalo de toma de datos.

gráfica de probabilidad. En el Apéndice E, se muestra el procedimiento de la prueba de bondad de ajuste de *Chi Cuadrado* para un minuto dado.

En el caso de las mediciones tomadas para este trabajo de aplicación, se demostrará que, los registros de variables eléctricas en el sistema FV afectado por la intermitencia de nubosidad, están distribuidos de manera normal bajo ciertas condiciones.

Una vez presentados los datos medidos y separados por cada minuto, se puede observar que no se establece una relación directa con las variaciones que pueda tener la irradiancia solar en el próximo minuto. Para ello, se propone una caracterización que se completa al realizar dos análisis probabilísticos, uno con la distribución normal de día nublado y despejado y otro con la probabilidad de diferencia de valores entre minutos.

3.2.3 *Análisis de distribución normal para día nublado y despejado*

Este análisis establece un valor que sirve de división para determinar si un día es nublado o despejado, este punto es el 95% del de la capacidad nominal de los paneles solares FV según Trindade *et al.* [4]. Esto quiere decir que para los datos que sean menores a una variación del 5% de este valor, son considerados como día nublado.

Se debe tener en cuenta que el valor nominal de los paneles FV se da para una irradiancia estandarizada de 1000 W/m^2 , que es un valor idealizado y no se presenta a través de un día completo en los casos reales. Para simplificar este proceso, se ha trabajó con un valor de división entre día nublado y despejado del 75% del dato máximo medido por cada minuto. La verificación de este proceso se muestra en el Apéndice F.

Una vez se han organizado los datos, el objeto final de este análisis es establecer los parámetros de la distribución normal, como lo son el promedio (valor esperado) y la desviación estándar, para día despejado y día nublado en cada minuto.

3.2.4 *Análisis de probabilidad de diferencia entre minutos*

Para establecer qué tipo de parámetros de la distribución normal se usan en cada minuto del día (nublado o despejado), se inicia con una elección dada por el usuario o generada de manera aleatoria. Esta elección se muestra en términos de probabilidad, en donde el tipo de día que presente mayor cantidad de datos dentro de las mediciones de un minuto cualquiera, tiene mayor probabilidad de ser elegida. Esto únicamente para el primer minuto del cálculo, en este caso el 00:00.

Después se debe obtener la probabilidad de diferencia entre cada minuto y su predecesor; es decir, cuál es la probabilidad de que la diferencia entre las dos mediciones sea de cierto valor. Esta diferencia es de tipo absoluta; al dividirla entre el mayor valor posible de la medición realizada, se obtiene un resultado en porcentaje, en donde el 0% es un valor de diferencia nula entre minutos y el 100% es la diferencia máxima, que puede ser positiva o negativa.

Como cada minuto tiene un predecesor diferente para cada día, se realiza un histograma de frecuencias para determinar cual es la diferencia más probable. Nuevamente, el usuario puede hacer esta elección o se puede elegir de manera aleatoria, en donde la diferencia elegida se sumará (o restará) de la elección del tipo de día del minuto anterior. Esta operación puede mantener o cambiar el tipo de día y de parámetros a seleccionar para realizar la distribución normal. Se muestra un ejemplo en el Apéndice F, el cual aclara la forma de elección de este análisis.

3.2.5 Conversión de unidades

Se tiene una curva de irradiancia solar aleatoria, en donde se presenta la nubosidad intermitente típica del sitio de medición en la ciudad de Bucaramanga; sin embargo, esta curva está dada en amperes, ya que se tomó desde la correlación de la corriente eléctrica medida⁵ y la irradiancia que perciben los paneles FV, por lo que es necesario encontrar un factor de multiplicación que lleve estos datos a valores de irradiancia.

Para este trabajo, se tiene un factor de conversión de $c = 49,367 \left[\frac{W}{A \cdot m^2} \right]$, aunque se debe tener en cuenta que el medidor ve una corriente mínima en las horas de la noche, que resulta de la potencia no activa de naturaleza capacitiva del sistema FV. Esta corriente es de 1,17 A en promedio, haciendo que los valores menores a esta corriente se eliminen en la conversión a irradiancia; por lo tanto, la expresión se generaliza de la siguiente forma: $E_t =$

$$\begin{cases} 0 \quad \forall I_t \leq 1,17 A \\ c * I_t = 49,367 * I_t \quad \forall I_t > 1,17 A \end{cases}$$

Este proceso se muestra a detalle en el Apéndice G.

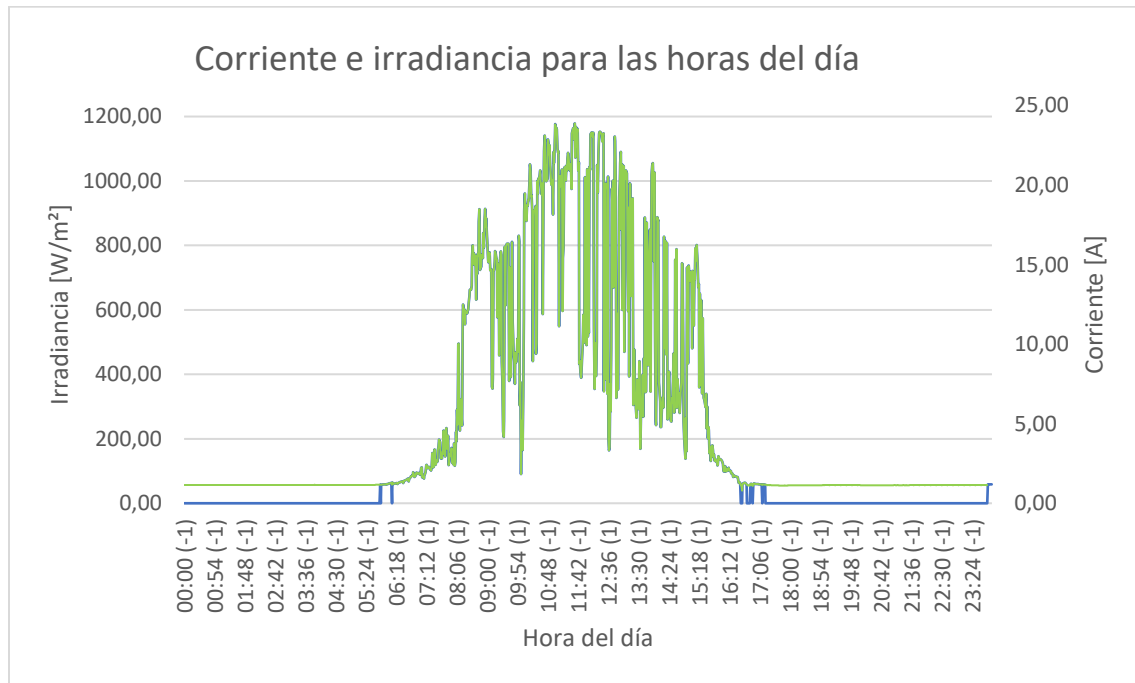
3.2.6 Resultado final

A partir de la caracterización realizada, se obtuvo la curva de corriente equivalente a la irradiancia solar de un día cualquiera. La Figura 4 muestra un ejemplo de resultado, ya que esta caracterización se comporta aleatoriamente y es posible obtener un resultado diferente en cada revisión. En el eje Y izquierdo se muestran los valores de corriente, en el eje Y derecho se muestran los valores de irradiancia.

⁵ Se aclara que el autor realizó el análisis con corriente y no sobre potencia, ya que se encontraron unas discrepancias en la medición de tensión que no fueron tenidas en cuenta en la documentación técnica consultada.

Figura 4.

Gráfica de corriente (eje derecho) e irradiancia (eje izquierdo) de un día cualquiera para el sistema FV estudiado en la ciudad de Bucaramanga.



Bajo esta generación de la curva, se tienen aproximadamente 5,5 horas sol, lo que cumple con el promedio establecido para los meses de noviembre (4,9h), diciembre (6h) y enero (7h) según *Weather Atlas* [21].

3.2.7 Análisis y observaciones

Se pueden hacer las siguientes observaciones a la curva de caracterización realizada:

- La caracterización tuvo 150 variaciones rápidas que tuvieron una disminución mayor al 5% del valor máximo de irradiancia en el día.
- La caída máxima de potencia presentada fue del 68% y se presentó a las 12:36 pm, en donde en el minuto anterior existía una irradiancia de 1013 W/m² y cayó hasta los 201 W/m²

- La duración máxima de una caída de potencia fue a las 13:20, en donde se tuvo una variación rápida que duró 21 minutos hasta las 13:41.

A partir de la caracterización realizada, se establece que es única, ya que si se realiza el procedimiento aleatorio nuevamente se tendrá una curva nueva que, teniendo en cuenta el objetivo de la misma, tendrá las mismas propiedades de estudio. Esta curva será utilizada para las simulaciones y diferentes análisis a realizar en este trabajo; sin embargo, es de anotar que se pueden establecer diferentes escenarios diferentes en donde las características de entrada, que para este caso fueron aleatorias, sean determinadas de por el usuario.

4. Escenarios de simulación

Se realizaron dos simulaciones globales del sistema, una con la irradiancia promedio de las mediciones, simulando un día despejado y sin variaciones abruptas y la otra con el día obtenido en la caracterización realizada en este documento, la cual simula un día con variaciones abruptas, ya que se realizó con todos los parámetros aleatorios.

A partir de los resultados de estas simulaciones, es posible obtener conclusiones y nuevas problemáticas a estudiar del SDEE con integración de paneles FV. Estas simulaciones pueden servir para tomar referencia de las variaciones típicas de un sistema ante estas condiciones.

4.1 Software de simulación y sistemas de potencia

Para realizar las simulaciones del flujo de potencia del SDEE, se utiliza el software MATLAB como herramienta para realizar el cálculo iterativo. Se generó un código que analiza el

sistema de potencia de interés, una matriz de admitancias de los conductores utilizados, la potencia generada y la potencia de carga, mostrado en el Apéndice H.

Las barras del sistema pueden ser de tipo: Compensación, Carga, Generación o Voltaje controlado. En las barras tipo Compensación, se conoce la tensión (V) y el ángulo de desfase (Θ) y pueden ser alimentadores de una barra infinita, transformadores o una máquina síncrona, tienen como función compensar la potencia faltante del sistema. En las barras tipo Carga se establece la potencia que entra o sale de la barra, por lo que se conocen las potencias activa (P) y reactiva (Q) [22].

En las barras de generación se conoce la potencia activa (P) y la tensión de servicio (V) y en las barras de tensión controlado se conoce la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y la tensión se mantiene constante a través de otra variable, que generalmente es el tap (t) del transformador que cambia para este propósito [22]. Este tipo de barras no son utilizadas en el presente trabajo.

4.2 Condiciones de entrada

Para realizar una simulación del comportamiento del sistema eléctrico y obtener las variables a analizar, es necesario determinar los datos de entrada: La potencia de entrada y la potencia de salida. Esta información se obtiene del levantamiento del sistema de distribución estudiado, conociendo las máquinas eléctricas que actúan como alimentadores y las cargas que consumen la energía suministrada.

En el caso de este trabajo de aplicación, esta información fue obtenida desde los aparatos de medición inteligente existentes en el EIE. Los datos obtenidos de estos medidores se utilizan

para calcular las curvas de potencia de entrada del sistema FV y las curvas de demanda de la carga.

La Figura 5 muestra el diagrama para las simulaciones del flujo de potencia.

Figura 5.

Diagrama de flujo para las variables de entrada y de salida del sistema.



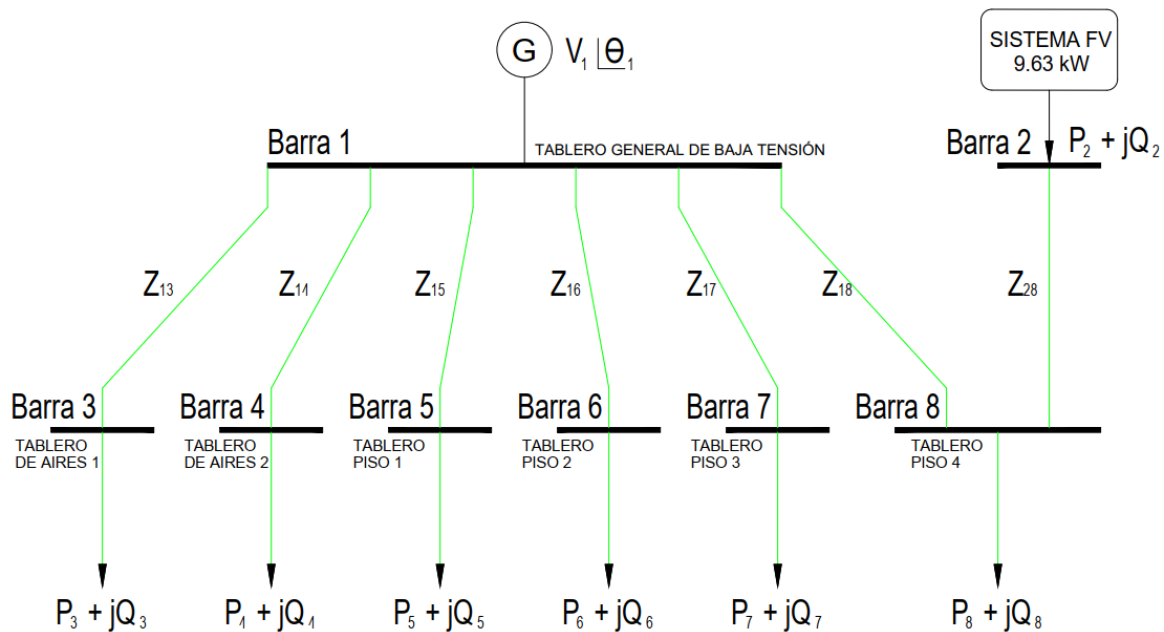
4.2.1 Simulaciones del sistema de potencia del EIE

El Apéndice I presenta un ejemplo básico de la realización de estas simulaciones. Para este trabajo se realizó la simulación con la caracterización de nubosidad intermitente obtenida para la ciudad de Bucaramanga, Colombia, en la red eléctrica del EIE. Este sistema se trabajó teniendo en cuenta que se desprecia el barraje de transferencia y de emergencia, ya que no se tienen datos para generar sus curvas. Esta información se puede observar en la Figura 3, en el Capítulo 3 de este documento.

Se tomó el barraje general de baja tensión como base de las simulaciones, ya que en este barraje se encuentra instalado un medidor ACUVIM IIR. A partir de estas mediciones, se calcularon los flujos de potencia, las tensiones de nodo y las pérdidas en los conductores de los tableros conectados. El tablero ubicado en el cuarto piso integra el sistema FV del EIE, además tiene cargas variables debido a los lazos de control lumínico y de temperatura que se manejan en este piso. La representación del sistema a simular se muestra en la Figura 6.

Figura 6

Representación del sistema de potencia acotado del Edificio de IE utilizado para realizar las simulaciones.



4.2.2 Curvas de demanda para las simulaciones

A partir de los datos de potencia activa y reactiva que muestra el medidor ACUVIM (EIE), ubicado en el barraje general de baja tensión, se puede caracterizar una curva de demanda para el sistema.

Las primeras mediciones realizadas, que permitieron caracterizar la curva de irradiancia solar desarrollada en el Capítulo 3 de este documento, son poco confiables en el desarrollo de este ejercicio ya que no se verificó la sincronización en los medidores utilizados. Al hacer operaciones con mediciones simultáneas de dos equipos conectados en serie (uno aguas abajo del otro), se debe garantizar que sus relojes internos estén sincronizados, por lo menos en el orden de los minutos, teniendo en cuenta que las mediciones de este trabajo se hicieron cada minuto. Aunque se tenga la estampa de tiempo de cada medición, no se puede garantizar la sincronización entre los equipos.

El cálculo a realizar es la sustracción de las mediciones tomadas en la Barra 8 (ACUVIM FV) de las realizadas en la Barra 1 (ACUVIM EIE), con el objetivo de separar estas demandas de carga y tratarlas de manera independiente. Para lograr esto, se realizó una medición de corta duración con los equipos ACUVIM EIE y ACUVIM FV sincronizados en el marco del proyecto *“Implementación de un sistema de gestión de base de datos aplicado a los desarrollos de generación fotovoltaica y cultivo de las terrazas verdes del Edificio de Ingeniería Eléctrica”* [23].

Esta medición se realizó en intervalos de 30 segundos y duró 3 días, desde el 21 al 23 de mayo del 2019. Estos días corresponden a martes, miércoles y jueves, por lo que se pueden considerar estándares para un estudio de días hábiles.

Se verificó la uniformidad de las mediciones en los diferentes días realizando un proceso de correlación en los datos que, para los días 1 y 2 es igual a $R^2 = 0,8416$ y para los días 2 y 3 de $R^2 = 0,8963$, por lo que un promedio de las mediciones realizadas se considera suficiente para la caracterización de la curva. La Figura 7 muestra la curva de demanda a utilizar.

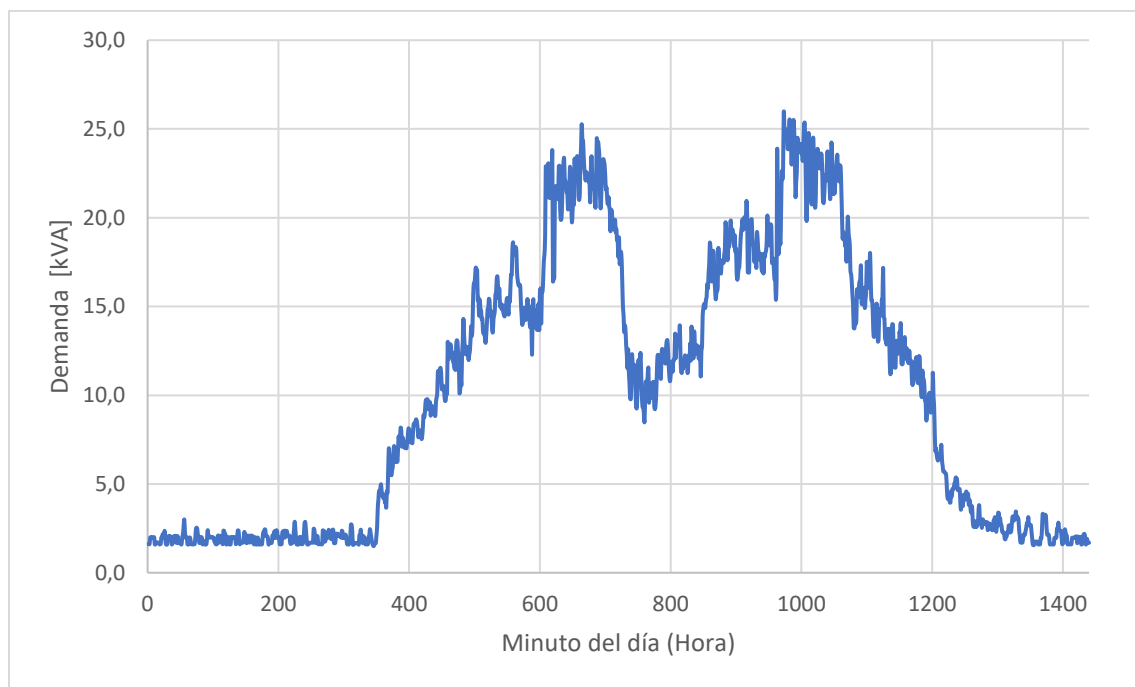
Debido a que se tiene una curva de carga generalizada para el barraje general de baja tensión completo, se debe establecer un método de distribución de esta curva entre los tableros que

se conectan a ella, ya que no hay medidores instalados para cada uno de estos tableros con excepción del cuarto piso.

Las cargas de los tableros conectados al barraje general de baja tensión se pueden modelar teniendo en cuenta los dispositivos y aparatos eléctricos usados; sin embargo, su caracterización no hace parte del alcance de este trabajo de aplicación. Por este motivo, se dividió la curva de demanda de manera sencilla teniendo en cuenta las experiencias propias de autor y ciertas consideraciones del Edificio de IE.

Figura 7.

Curva de demanda vista desde el barraje general de baja tensión del Edificio de IE.



Se eliminó la carga del cuarto piso de esta curva, restando el promedio de carga de este tablero al barraje general. Posteriormente, se trabajaron los dos primeros tableros que corresponden a las cargas de aire acondicionado, las cuales se consideran como las más grandes

del edificio⁶, cada uno con un 25% de la carga consumida mostrada. El 50% restante se dividió en partes iguales entre los demás tableros, ya que no se conocen las cargas propias de cada tablero y al ser un punto de referencia para simulaciones y análisis de resultados, no es un objetivo del trabajo realizado.

Es importante tener en cuenta que las cargas del cuarto piso del Edificio de IE son especiales, puesto que los dispositivos instalados son parte de un estudio de gestión de carga y recursos energéticos realizado por GISEL [18]. En este piso se tienen circuitos para el control de temperatura e iluminación, que pueden hacer cambios abruptos de carga en cualquier momento, tal como el encendido y apagado de grandes cargas como los aires acondicionados y de cargas no lineales como la iluminación LED dimerizable. También se debe tener en cuenta que, dentro del claustro universitario, este piso es utilizado para los estudios de pregrado, posgrado, seminarios y cursos sin horario establecido, lo que provoca una curva de demanda con variaciones considerables.

Para esta curva de demanda se utilizaron los datos obtenidos del medidor PQube, ubicado en el tablero del piso 4. Este medidor excluye la inyección de generación FV que se realiza en la misma barra. Se tienen datos del 15 al 30 de noviembre del 2018, tomados cada 5 minutos por disposiciones internas del medidor y de los trabajos de investigación que se estaban realizando en su momento.

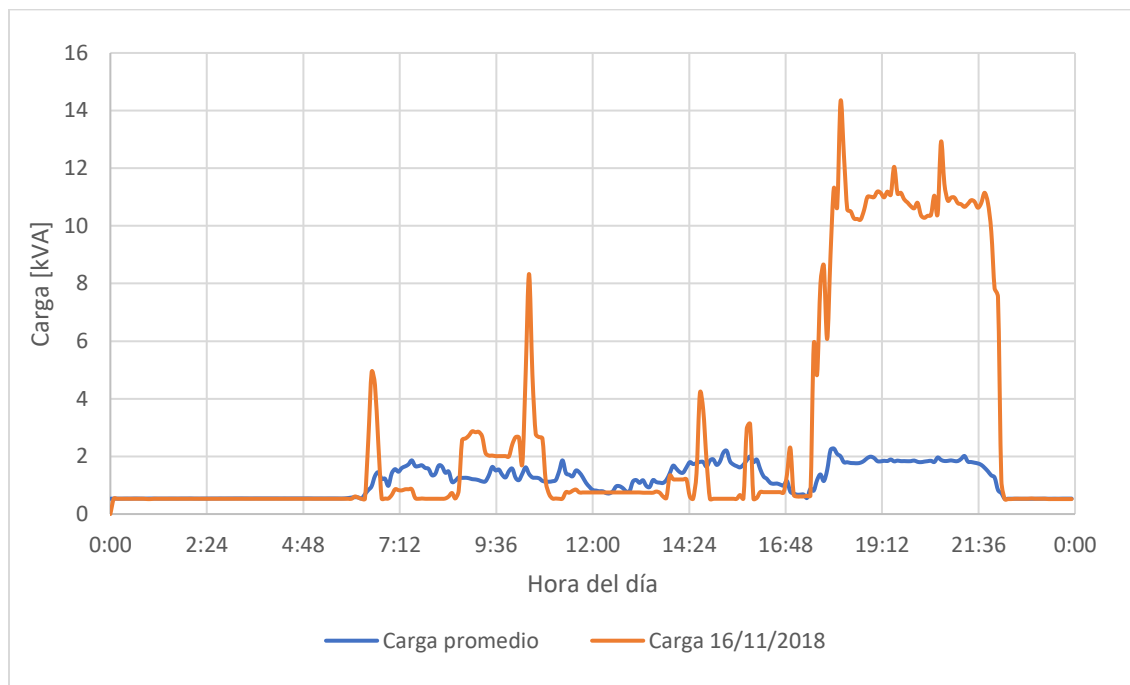
Al realizar la caracterización de esta curva, no es verídica la realización de un promedio de las mediciones tomadas, ya que eliminaría los cambios abruptos que se presentan constantemente

⁶ Definida por el estudio realizado en 2011 por *Osma Pinto* [18], en donde se establece que el Aire Acondicionado de estos edificios consume aproximadamente el 50% de la energía demandada por el edificio. En este caso, se tienen dos sistemas de Aire Acondicionado centrales.

en este tipo de cargas especiales. La Figura 8 muestra una comparación a escala de las curvas de carga promedio de todas las mediciones con los valores reales medidos de un día elegido al azar. Se observa que los valores son totalmente diferentes. En la curva promedio, el valor máximo no consigue llegar a 2,5 kVA, mientras que en la curva del día al azar se alcanzan picos de hasta 14 kVA.

Figura 8.

Carga en kVA para el día viernes 16 de noviembre del 2018.

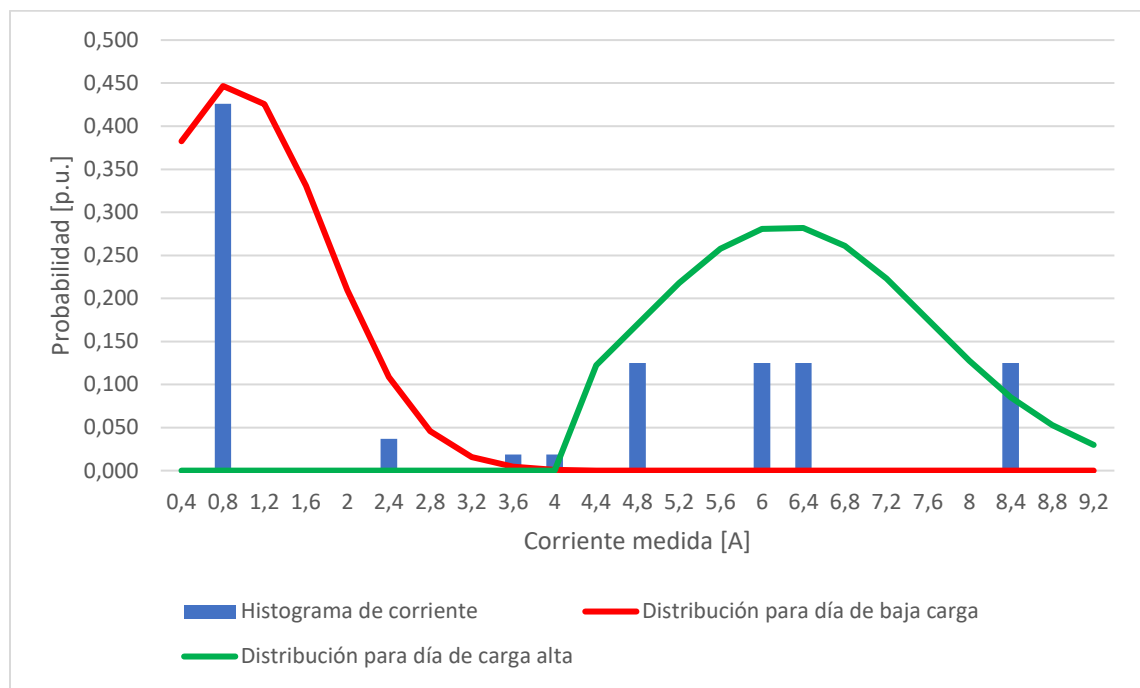


Para tener en cuenta el efecto de estos cambios, se propone utilizar el mismo procedimiento realizado para la caracterización de la curva de irradiancia solar, en donde al dividir los datos de cada medición diaria (en este caso de 5 minutos, en el caso de la irradiancia solar es de 1 minuto) se pueden obtener dos distribuciones normales obtenidas cuantitativamente, para baja y alta carga respectivamente.

La Figura 9 muestra el comportamiento de las mediciones para el mismo minuto en diferentes días, en donde se puede verificar la realización de este procedimiento, el cual se describió en el Capítulo 3 de este documento.

Figura 9.

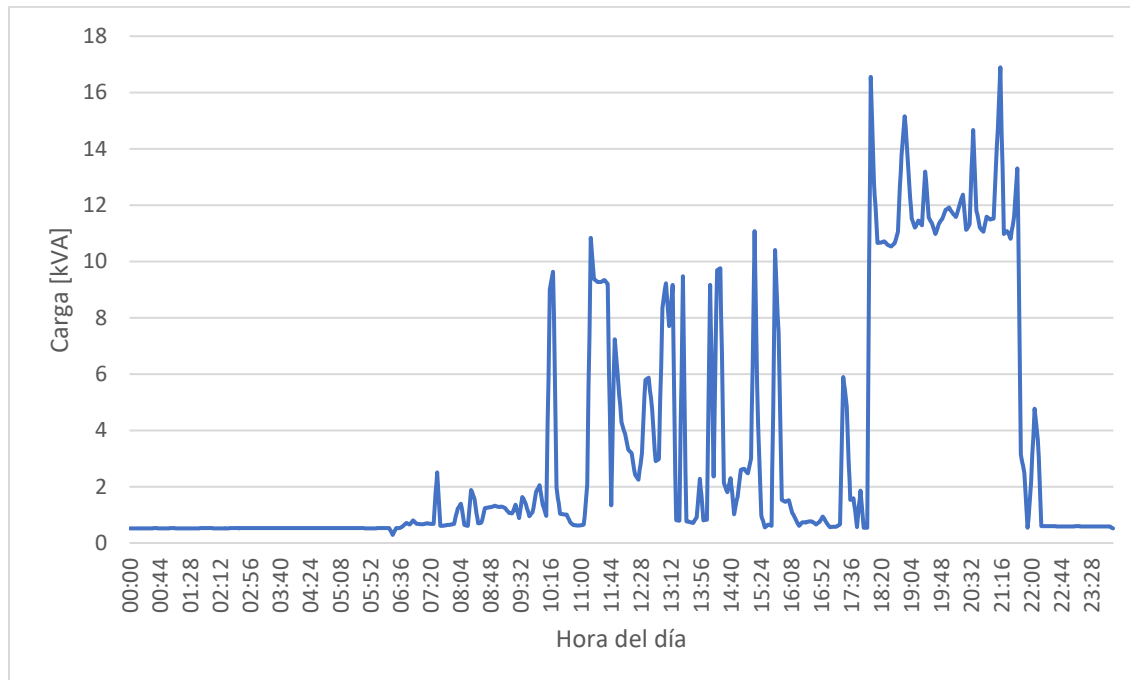
Histograma de las mediciones comparadas con las curvas de distribución normal para día de baja carga (rojo) y distribución normal para día de alta carga (verde).



Partiendo de esta presunción, se obtiene la curva de carga aleatoria para el piso 4, como se muestra en la Figura 10.

Figura 10.

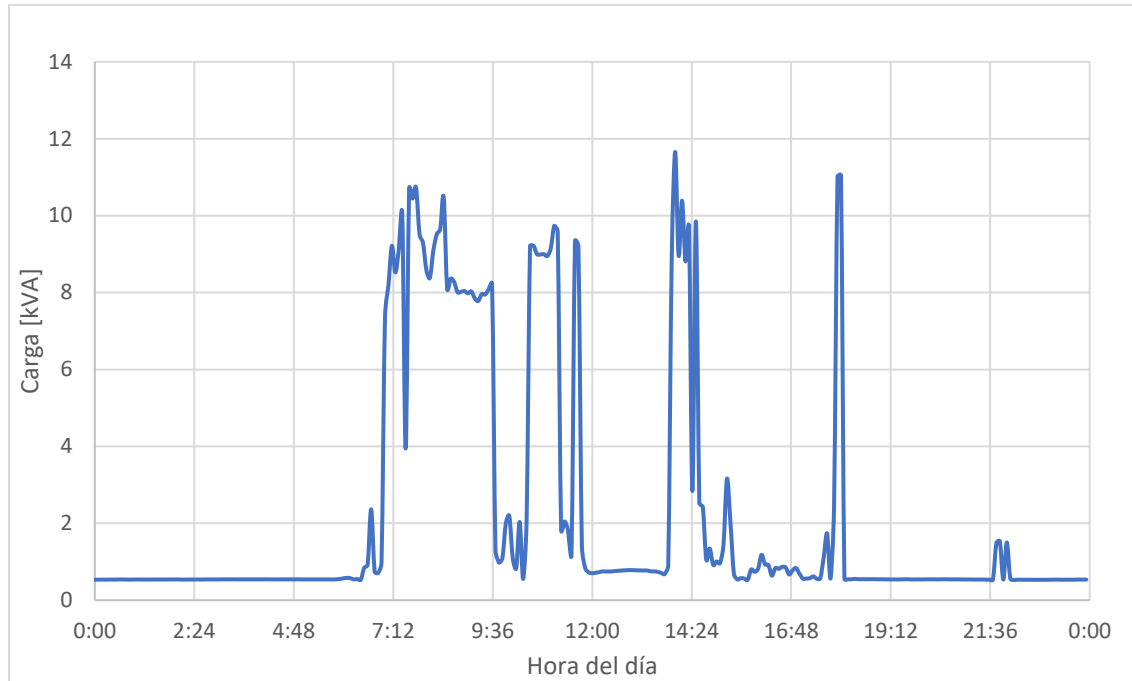
Carga en kVA para un día cualquiera en el sistema estudiado del cuarto piso del EIE, elegida con los parámetros específicos de la carga nocturna.



Es importante aclarar que, al igual que la curva de irradiancia para un día cualquiera, las curvas mostradas son construcciones aleatorias a partir de los datos de medición obtenidos; por lo tanto, es posible que al generarse nuevamente no tenga las mismas características de carga en los horarios mostrados. La curva en la Figura 10 se eligió buscando mostrar el alto consumo nocturno que solo se da en ciertos días en este piso, tal como se describió. La curva en la Figura 11 no tiene preferencias de selección.

Figura 11.

Carga en kVA para un día cualquiera en el sistema estudiado del cuarto piso del EIE.



4.2.3 Definición de variables del sistema

A partir de la Figura 6 y de las variables que allí se estipulan se definirán los valores a utilizar para cada simulación:

4.2.3.1 Barra 1. Se tienen como variables la tensión de la barra y su ángulo de fase, las potencias entregadas a la barra y las impedancias de línea que conectan con las diferentes barras.

Debido a que esta barra se asume como Barra de compensación, se tiene una tensión constante, por lo cual se definen estas variables de la siguiente manera:

$$V_1 = 220 \text{ V} ; \theta_1 = 0$$

Las impedancias de línea se obtienen a partir del diagrama unifilar mostrado en la Figura 6, en donde se observa que las conexiones entre el barraje principal y cada tablero están en conductor trifilar #8 AWG cuya impedancia se muestra a continuación [24]:

$$Z_{\#8 AWG} = 2,56 + 0,171j \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

Es importante aclarar que en la simulación se asume que los sistemas trifilares están balanceados; por lo tanto, no se considera la impedancia de neutro.

A partir de este valor y utilizando como base la Ecuación 1, se obtienen todos los valores correspondientes a las impedancias de línea.

$$Z_{ij} = D_{ij} * Z_{\#8 AWG} \quad (1)$$

Las distancias entre tableros se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3.

Longitud de conductores desde el tablero general de baja tensión hasta cada tablero.

Distancia en metros desde, a:	Tablero AA Barra 3	Tablero AA 2 Barra 4	Tablero piso 1 Barra 5	Tablero piso 2 Barra 6	Tablero piso 3 Barra 7	Tablero piso 4 Barra 8
Tablero general de baja tensión Barra 1	15 m	20 m	15 m	19 m	23 m	27 m

Finalmente, se tienen los siguientes resultados:

$$Z_{13} = 0,0384 + 0,0026j[\Omega]$$

$$Z_{14} = 0,0512 + 0,0034j[\Omega]$$

$$Z_{15} = 0,0384 + 0,0026j[\Omega]$$

$$Z_{16} = 0,0486 + 0,0032j[\Omega]$$

$$Z_{17} = 0,0486 + 0,0032j[\Omega]$$

$$Z_{18} = 0,0691 + 0,0046j[\Omega]$$

Quedan como incógnitas a encontrar mediante simulación, las potencias que se entregan a la barra, las pérdidas de potencia en los conductores y la corriente que circula por cada impedancia.

4.2.3.2 Barra 2. Se trabajó como una barra de tipo carga, con la condición de que la potencia activa sea positiva; es decir, entregada a la barra. En el caso de la potencia reactiva, se asume un valor capacitivo constante del 10% del valor máximo de la potencia activa entregada por el sistema FV; este valor se obtiene a partir de la curva de factor de potencia medida por el ACUVIM (FV) que se muestra en la Figura 12.

La potencia activa es un vector de 1440 posiciones, una por cada minuto del día el cual se simula por separado. Se obtiene a través de la caracterización de la irradiancia solar propuesta en el Capítulo 3; sin embargo, esta curva se presentó en valores de irradiancia solar, por lo que se tendría que convertir a valores de potencia mediante las relaciones explicadas anteriormente. En este caso, se realizó el mismo procedimiento de caracterización de la corriente e irradiancia solar, utilizando las mediciones de potencia, obteniendo una curva de potencia inyectada al sistema para cada minuto del día, evitando imprecisiones.

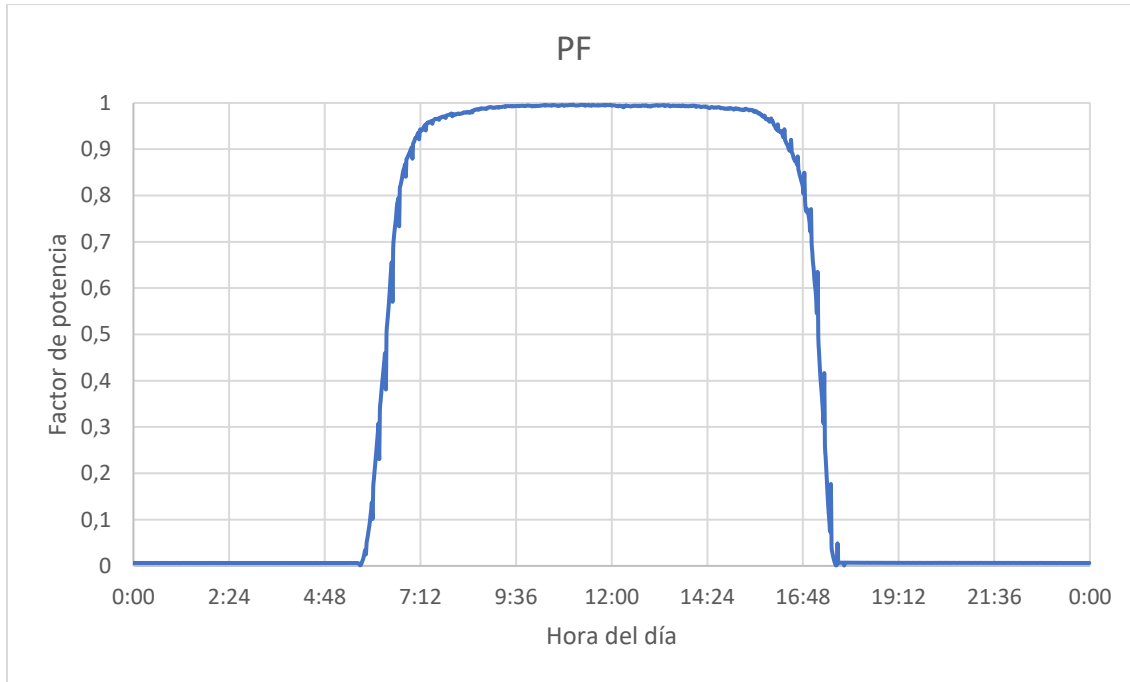
En conclusión, los vectores de 1440 posiciones de las potencias activa y reactiva a utilizar en cada minuto de la simulación son:

$$[P_2] = [P_{2_{00:00}} \ P_{2_{00:01}} \ P_{2_{00:02}} \ \dots \ P_{2_{23:59}}]$$

$$[Q_2] = P_{2_{m\acute{a}x}} * 10\% * [1 \ 1 \ 1 \ \dots \ 1]$$

Figura 12.

Factor de potencia a través de un día promedio de inyección de potencia del sistema FV



La impedancia de línea se obtiene a partir del diagrama unifilar mostrado en la Figura 3, en donde se observa que la conexión entre el punto común de conexión del sistema FV y el tablero del piso 4 están unidas por un conductor trifilar #10 AWG cuya impedancia se muestra a continuación [24]:

$$Z_{\#10 \text{ AWG}} = 3,94 + 0,164j \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

La distancia entre los tableros es de aproximadamente 20m, por lo que se puede obtener el valor total de la impedancia al utilizar la Ecuación 1:

$$Z_{28} = D_{28} * Z_{\#10 \text{ AWG}} = 0,020 * (3,94 + 0,164j) = 0,0788 + 0,0032j [\Omega]$$

Bajo estas condiciones, las variables a encontrar son: la tensión de la barra, el ángulo de desfase, las pérdidas en los conductores y la corriente de transmisión.

4.2.3.3 Barras 3 a 7. Se tienen como variables la tensión de la barra y su ángulo de fase, además de las cargas que tiene cada barra. En cuanto a las potencias activa y reactiva que salen de la barra, se utilizó la curva mostrada en el Numeral 4.2.2. en la Figura 6, con las divisiones propuestas de la siguiente manera:

$$[S_T] = [S_1] - [S_{piso4}] = [S_3] + [S_4] + [S_5] + [S_6] + [S_7] \quad (2)$$

En donde todas las variables son vectores de potencias aparentes de 1440 posiciones definidos como se muestra a continuación:

- $[S_T]$: Potencia que ve la barra general de baja tensión sin tener en cuenta el cuarto piso
- $[S_1]$: Potencia obtenida del promedio de mediciones de la barra 1 mostrado en la gráfica 9 del literal 5.2.3.
- $[S_{piso4}]$: Potencia obtenida del promedio de mediciones del PQube del cuarto piso mostrado en la gráfica 10 del literal 5.2.3.
- $[S_3]$: Potencia del Barraje 3 “Tablero de aires 1”, equivalente al 25% de $[S_T]$
- $[S_4]$: Potencia del Barraje 4 “Tablero de aires 2”, equivalente al 25% de $[S_T]$
- $[S_5]$: Potencia del Barraje 5 “Tablero del piso 1”, equivalente al 16,66% de $[S_T]$
- $[S_6]$: Potencia del Barraje 6 “Tablero del piso 2”, equivalente al 16,66% de $[S_T]$
- $[S_7]$: Potencia del Barraje 7 “Tablero del piso 3”, equivalente al 16,66% de $[S_T]$

Las potencias activa y reactiva a utilizar en las barras 3 a la 7, se definen a partir del factor de potencia promedio de las mediciones. Aclarando que la potencia reactiva es de tipo inductiva.

$$FP_{prom} = 0,96$$

En donde:

$$[P_i] = FP_{prom} * [S_i] \quad i = 3, 4, 5, 6, 7 \quad (3)$$

$$[Q_i] = \sqrt{[S_i]^2 - [P_i]^2} \quad i = 3, 4, 5, 6, 7 \quad (4)$$

Bajo estas condiciones, las variables a encontrar son: la tensión de la barra, el ángulo de desfase, las pérdidas en los conductores y la corriente de transmisión.

4.2.3.4 Barra 8. Se tienen como variables la tensión de la barra y su ángulo de fase, además de la carga que tiene la barra. En cuanto a las potencias activa y reactiva que salen de la barra, se utilizó la curva mostrada en el Numeral 4.2.2. en la Figura 11, obtenida a través del proceso de generación aleatoria según las mediciones tomadas.

4.3 Síntesis de las simulaciones.

Se plantearon las bases de la simulación, incluyendo el sistema eléctrico y los parámetros de entrada de la misma. Estos parámetros definen los dos escenarios de simulación del presente documento, en donde se hace el planteamiento del sistema eléctrico del Edificio de IE y su demanda de carga establecida, para la respuesta del sistema solar FV ante una irradiancia estable (día despejado) y una altamente variable (día nublado).

5. Evaluación y análisis de resultados

Al incluir los datos obtenidos en el capítulo anterior en el flujo de potencia por iteraciones realizado, se obtienen los siguientes resultados de tensión en las barras, pérdidas de potencia en las líneas y flujos de potencia. Se describen y analizan uno a uno, con el objetivo de verificar que la información incluida como variables de entrada en las iteraciones sea la correcta.

Para este análisis se realiza la comparación entre la curva de irradiancia indirecta (en Amperes) obtenida aleatoriamente en este trabajo, junto con una curva que solo toma valores del 50% de probabilidad con datos de distribución de día despejado⁷, simulando un día despejado en su totalidad, tal como se muestra en la Figura 13.

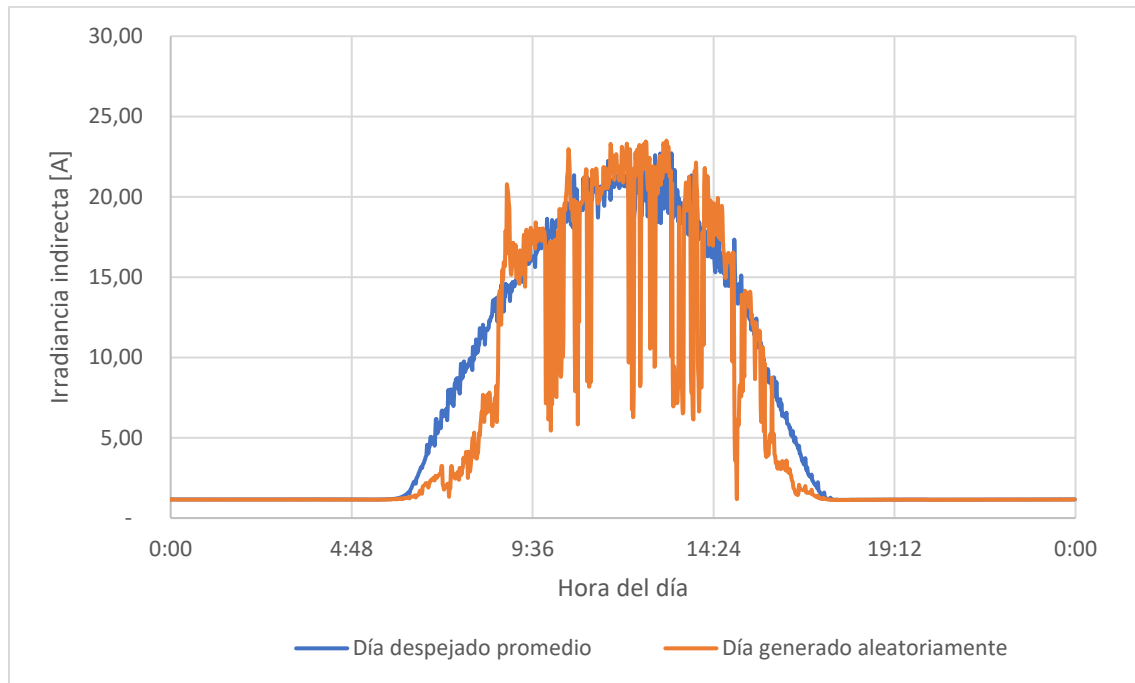
5.1 Resultados de tensión en las barras

La tensión en las barras es un resultado de los diferentes flujos de potencia. Al utilizar la barra del transformador (Barra 1) como compensación, quedará como referencia para las demás barras a un valor “estable” de 220 V; sin embargo, se aclara que esta tensión depende del sistema de distribución de energía eléctrica en media tensión externo. Es decir, cualquier variación abrupta en los flujos de potencia externos puede afectar este valor.

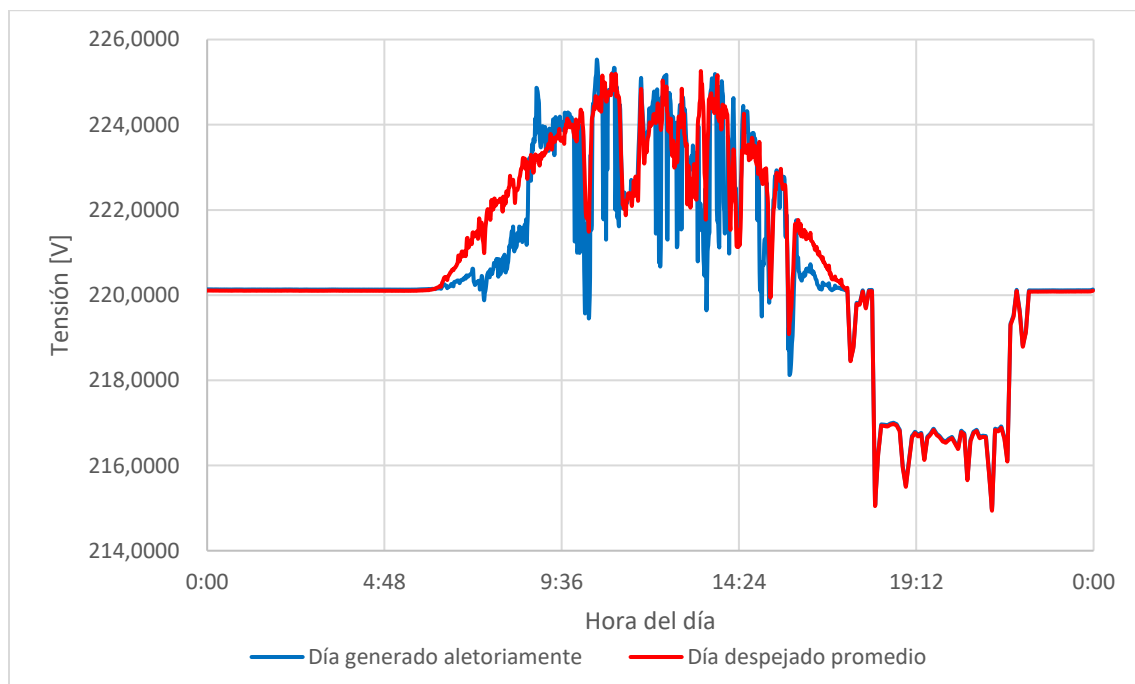
Figura 13.

Irradiancia tomada para cada simulación comparada.

⁷ Para lograr esta curva, se utilizó una variante del sistema de generación aleatoria propuesto en este trabajo, en donde se establecen las probabilidades buscadas para cada minuto con el 50%, que, para la distribución normal inversa, hace referencia al promedio.

**Figura 14.**

Tensión en la Barra 2 para el día generado.

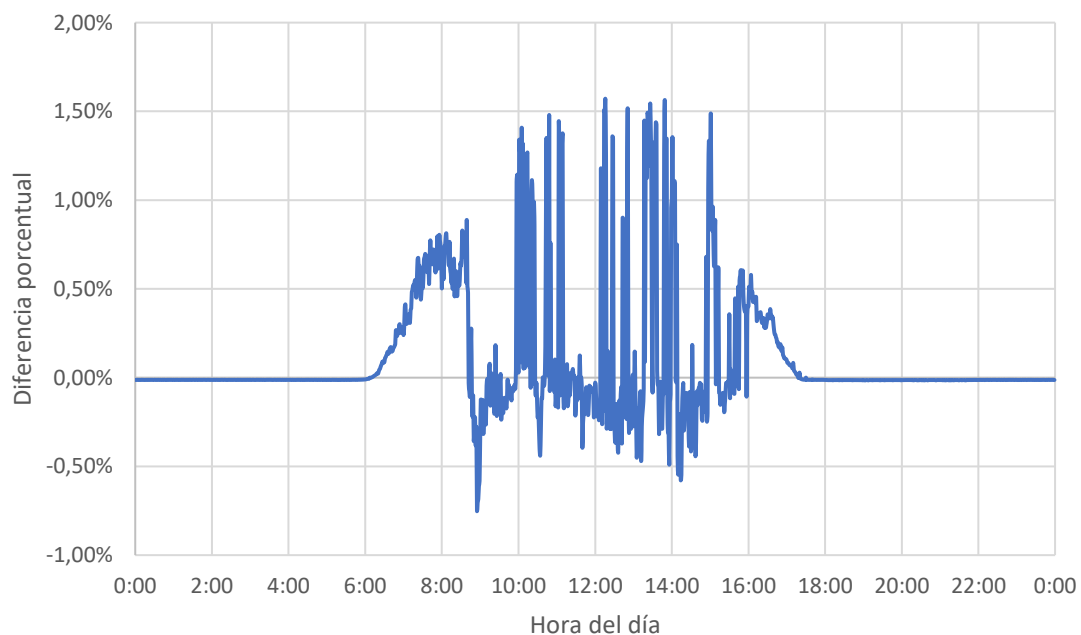


Se obtiene un resultado esperado en donde se puede verificar una de las conclusiones de Trindade *et al.* [4] con respecto a la tensión, ya que hace un seguimiento proporcional a la curva de irradiancia, dependiendo de la carga que alimente.

La Figura 15 muestra la diferencia entre las dos curvas de tensión para cada día simulado. Se pueden observar las constantes fluctuaciones que se llegan a tener, en donde puede existir una diferencia de tensión de hasta 2,32%.

Figura 15.

Diferencia porcentual en la tensión de la barra 2 para cada día simulado.



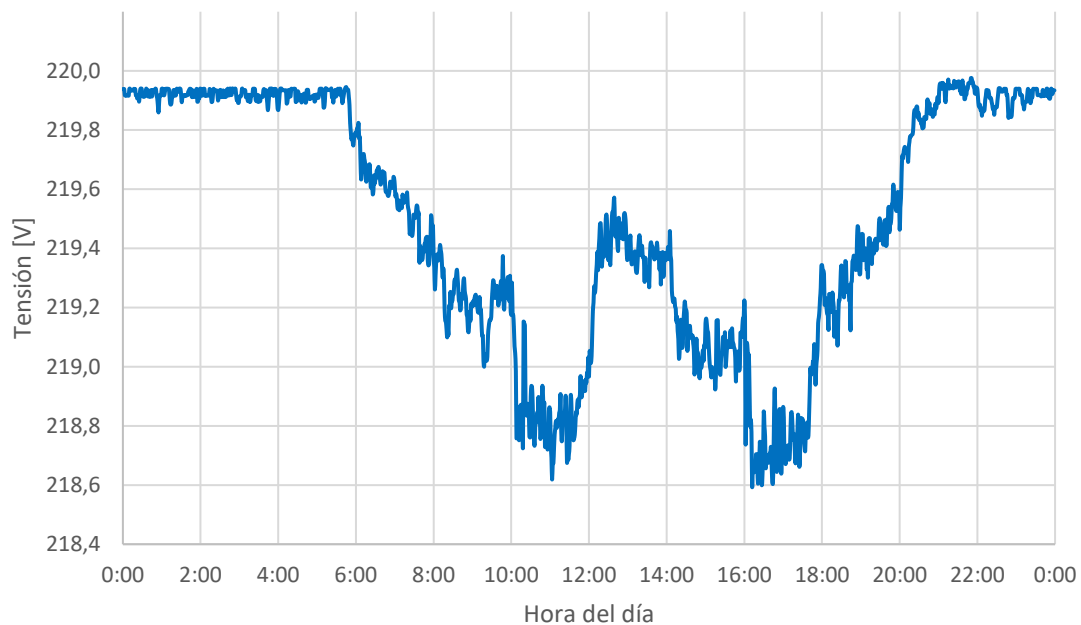
5.1.1 Tensión en las Barras 3 a 7

En estas barras se tiene una carga similar debido a su forma de ser propuesta, solo se tiene un cambio en las magnitudes. Se obtuvo que la mayor caída de tensión fue en la Barra 4 con un 0,64%, tal como se muestra la Figura 16. En ninguna de estas barras se obtuvo una variación de

tensión diferente a la presentada, debido a que la inyección de energía del sistema FV se consumía mayormente en la Barra 8. La energía no consumida en esta barra, se transmite a la barra de compensación y desde allí a las demás barras conectadas. Las variaciones que puedan existir en la tensión de estas barras para un día despejado y un día nublado son mínimas y dependen de los parámetros físicos del sistema.

Figura 16.

Tensión en la Barra 4.



En una situación específica real, se debe aclarar que la irradiancia solar puede afectar la demanda de energía eléctrica, en donde la carga eléctrica y la generación FV puedan tener una relación directa, teniendo en cuenta que las variaciones en irradiancia solar tienen efectos en el uso de aires acondicionados e iluminación. Por ejemplo, se puede presentar que, al existir una caída considerable de irradiancia solar, la generación FV disminuya y la carga eléctrica aumente por el uso de iluminación artificial. En este caso, habría una variación considerable en la tensión de las

barras del sistema. Sin embargo, se aclara que este es un análisis directo de las variaciones en la generación FV del sistema eléctrico por efecto de la irradiancia solar intermitente, sin enfocarse en los cambios que se puedan presentar en la carga por este fenómeno.

5.1.2 Tensión en la Barra 8

Esta barra tiene la mayor incidencia en este estudio, ya que tiene conexión directa con la inyección de potencia del sistema FV, está respaldada por la alimentación desde el transformador en la Barra 1 y tiene una carga con cambios abruptos debido a su uso intermitente y poco predecible. La Figura 17 muestra la tensión en la barra 8 para los dos días generados, en donde se tiene un máximo aumento de tensión del 1,10% en los picos de generación del sistema FV y una caída máxima del 2,36%, cuando se tiene el máximo consumo en horas de la noche.

Al igual que en la Barra 2, se observa la diferencia que generan los diferentes picos que tiene la curva de irradiancia de un día generado aleatoriamente. La Figura 18 muestra que esta diferencia puede ser hasta del 1,08%

Figura 17.

Tensión en la Barra 8 para el día generado

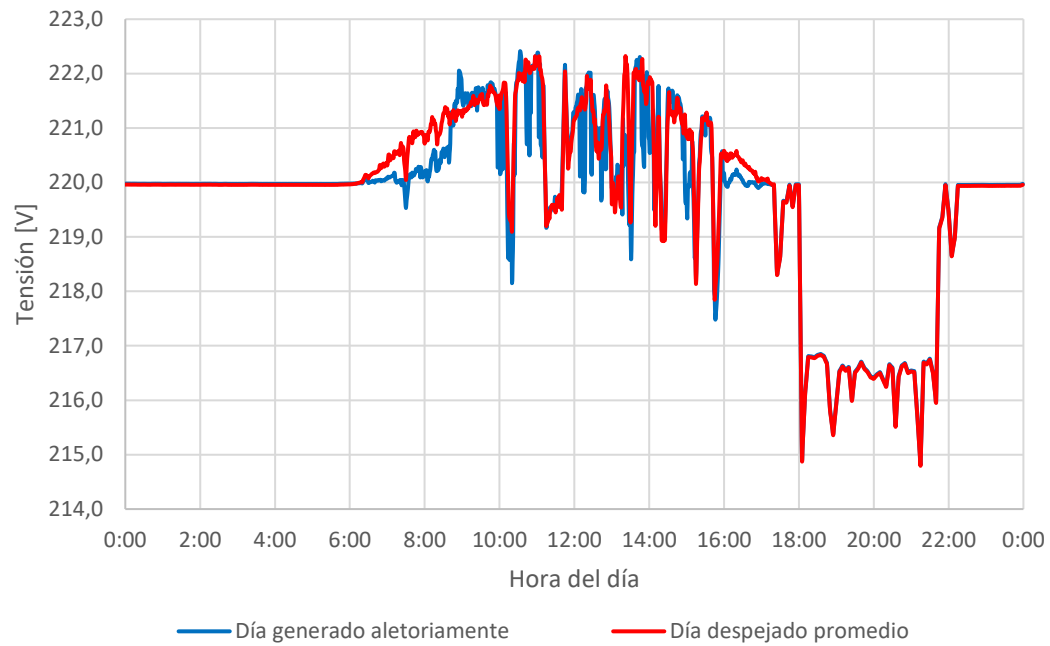
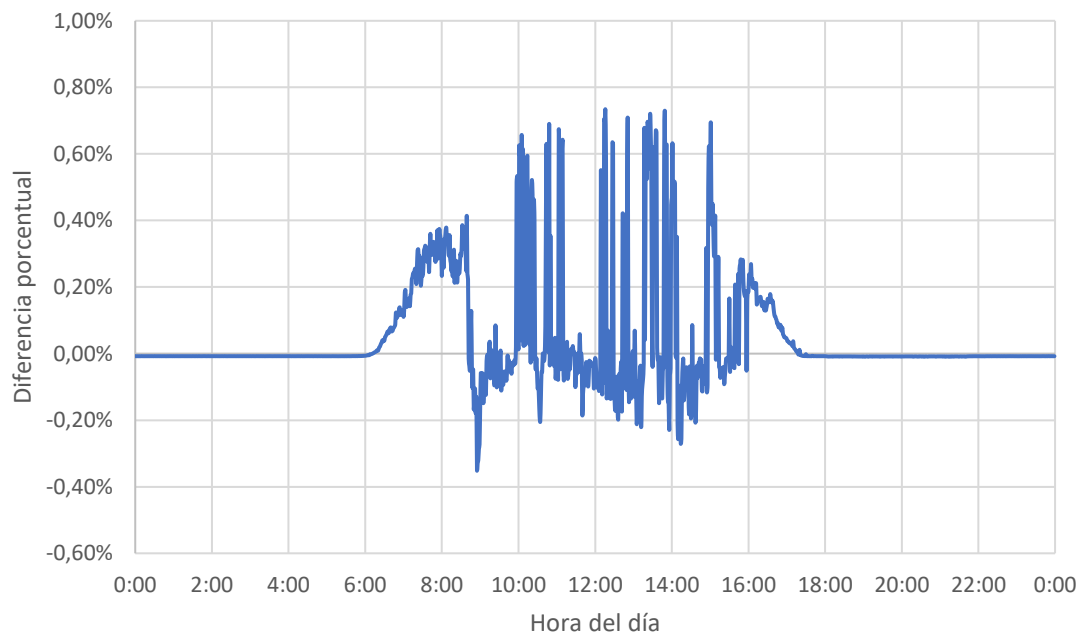


Figura 18.

Diferencia porcentual en la tensión de la Barra 8 entre los tipos de día simulados.



5.2 Resultados de pérdidas de potencia en las líneas

Las pérdidas de potencia en los conductores se definen como las consecuencias del efecto Joule, en donde la energía que se transmite por un conductor en forma de corriente eléctrica se transforma en calor, aumentando la temperatura del mismo [25]. Este fenómeno se presenta en la parte resistiva de todas las impedancias mostradas en la Figura 6 como respuesta al movimiento de cargas eléctricas; por lo tanto, su magnitud depende de la resistividad propia del conductor, la distancia de conexión y el flujo de potencia entre barras.

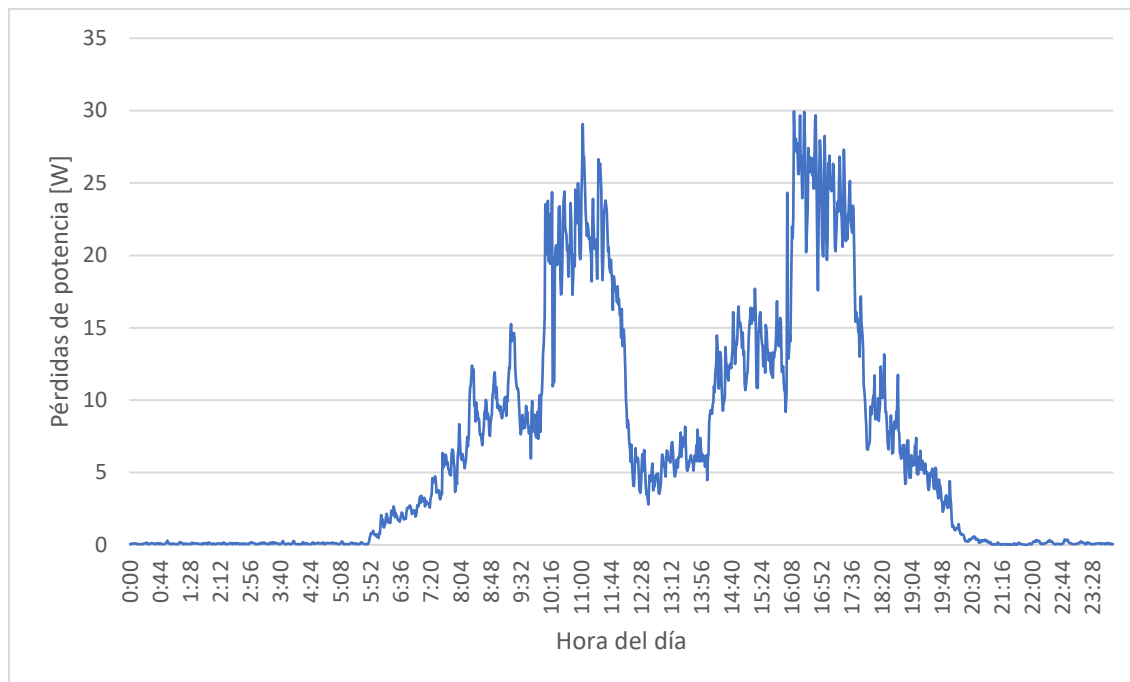
Es importante aclarar que el transformador utilizado como alimentador en esta simulación tiene una impedancia interna y, por consiguiente, pérdidas por efecto *Joule*; sin embargo, al no ser objeto de estudio de este trabajo de aplicación, no se cuenta con sus características internas y se consideraron despreciables.

5.2.1 Pérdidas de potencia en las líneas que unen la Barra 1, con las Barras 3, 4, 5, 6 y 7

Estas líneas conectan el barraje principal (Barra 1) con los tableros de aires y de los primeros tres pisos (Barras 3, 4, 5, 6 y 7), en donde la curva de carga fue estimada a partir de la división de un valor obtenido por mediciones; por lo tanto, la respuesta en pérdidas es muy similar para las cinco líneas y se muestra en la Figura 19.

Figura 19.

Pérdidas de potencia entre la Barra 1 y la Barra 3.



No se considera que se tenga un efecto diferente con la inclusión del sistema FV, debido a que su alcance para esta línea es casi nulo. Además, el flujo de corriente siempre proviene desde la Barra 1, independientemente del tipo de alimentación. Estas pérdidas tienen un valor porcentual máximo del 0,51%, dato que en este caso cumple con la normativa colombiana [25].

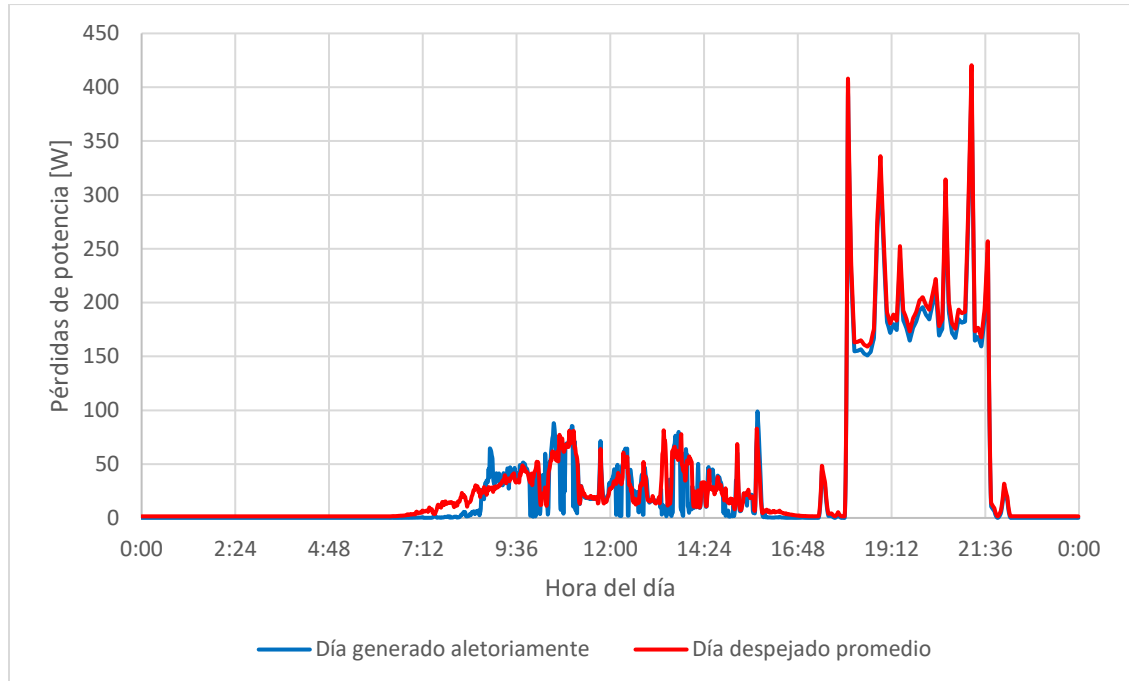
Se debe tener en cuenta que el cálculo de pérdidas de potencia porcentuales es diferente para el flujo de potencia. En este caso se están teniendo en cuenta las pérdidas para la transmisión entre la Barra alimentadora 1 y su carga en la Barra 3; sin embargo, las pérdidas son diferentes si se calculan a partir del alimentador en la Barra 2 (Sistema FV) hasta el punto de carga.

5.2.2 Pérdidas de potencia en la línea que une la Barra 1 con la Barra 8

Las pérdidas de potencia de esta línea son variables debido a que en el día la alimentación de esta barra proviene de la Barra 2 con la inyección del sistema FV y de la Barra 1 en las caídas de irradiancia solar. En la Figura 20 se muestra el comportamiento de las pérdidas en esta línea.

Figura 20.

Pérdidas de potencia entre la Barra 1 y la Barra 8.



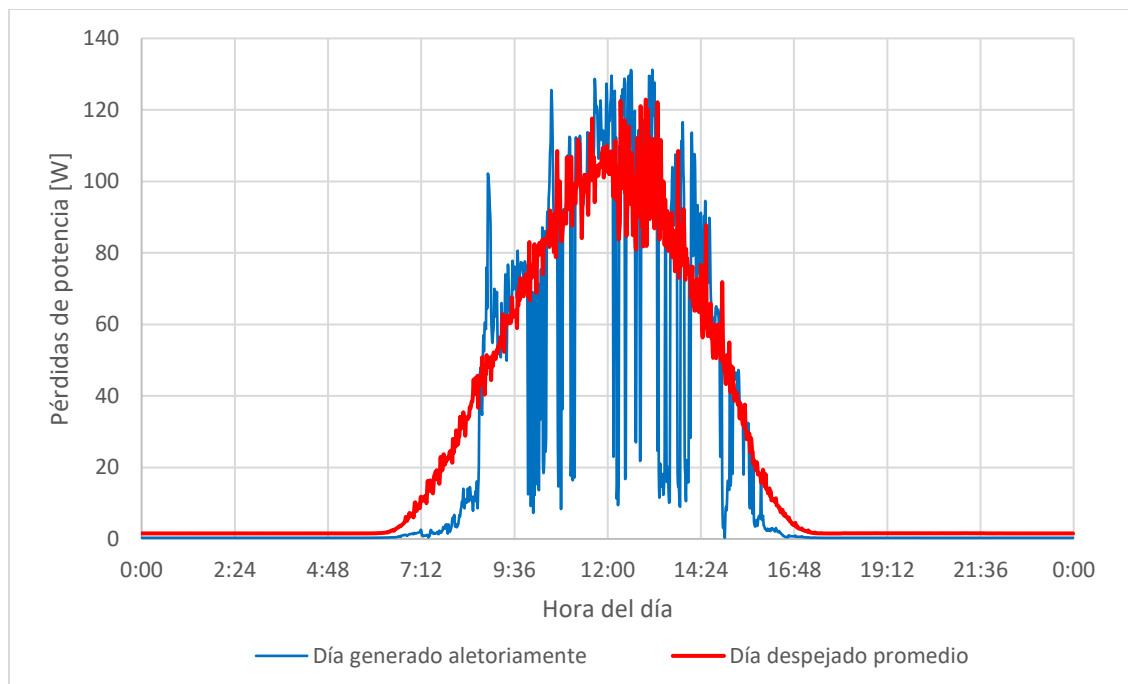
Se puede observar que cuando existe inyección de potencia por parte del sistema FV, se reducen las pérdidas en la línea que alimenta la Barra 8 desde el transformador; sin embargo, en las fluctuaciones de irradiancia solar es necesario mayor flujo de potencia desde la Barra 1.

5.2.3 Pérdidas de potencia en la línea que une la Barra 2 con la Barra 8

Esta línea presenta pérdidas de potencia en función cuadrática con la corriente generada por el sistema FV y por su relación directa, con la irradiancia solar; por lo tanto, las pérdidas se ven como una representación de la curva de irradiancia solar para ambos casos, presentada en la Figura 21. Se debe tener en cuenta que la reducción de pérdidas de potencia en la línea 1-8 debido al aumento de inyección de potencia por el sistema FV, se ven en la línea 2-8, por lo que se podría hacer un análisis de viabilidad y optimización de pérdidas de potencia.

Figura 21.

Pérdidas de potencia entre la Barra 2 y la Barra 8.



Se observa un valor máximo de 131 W de pérdidas en los conductores, que se presenta cuando el sistema FV tiene un máximo de inyección de aproximadamente 9 kW, lo que porcentualmente significa un 1,45% de pérdidas de potencia y cumpliría con la norma colombiana en cuanto a su diseño; sin embargo, este cálculo se da cuando la energía generada por el sistema FV es consumida en la Barra 8 y no considera que esta fuente puede alimentar las demás barras.

Por ejemplo, a las 11:01 am, se tiene una inyección de potencia del sistema FV de 8,47 kW mientras que el consumo de la barra 8 es de 0,6 kW. Asimismo, las pérdidas de potencia en los conductores que unen las Barras 2 y 8 son de 112 W.

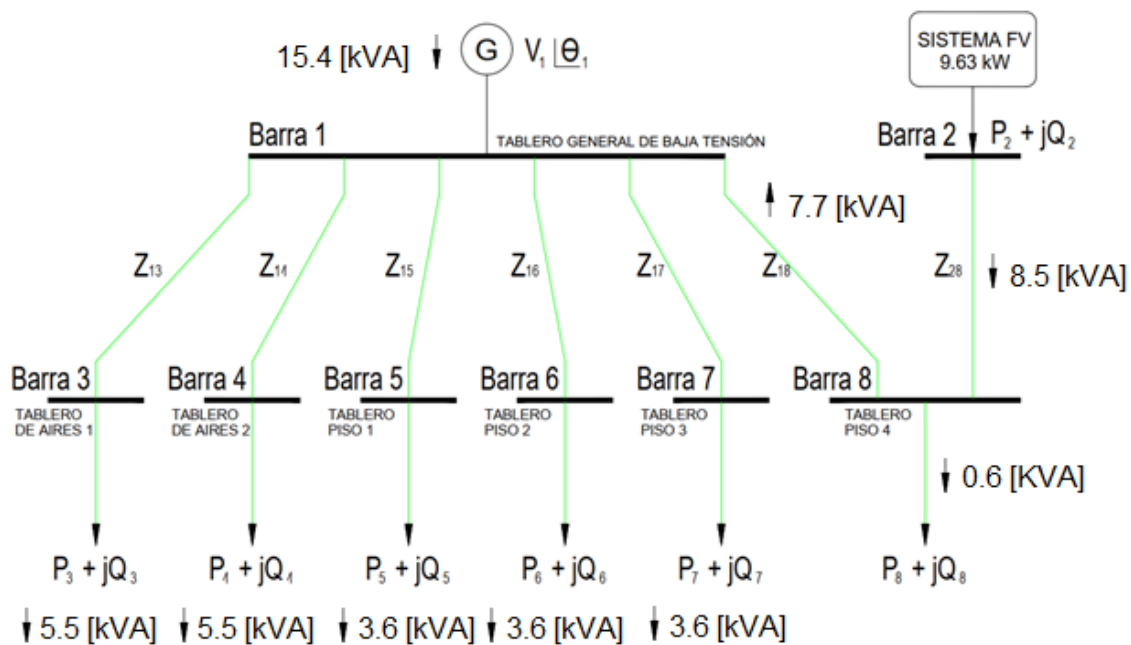
Se puede concluir que la potencia sobrante es transmitida hasta la Barra 1 por los conductores que la unen con la Barra 8 y de allí, hasta las demás barras, produciendo pérdidas

adicionales. Esto quiere decir que a las pérdidas vistas en Z_{28} , se le deben agregar las pérdidas en Z_{18} y las pérdidas en las demás líneas con respecto a la proporción de energía eléctrica transmitida desde la inyección en la Barra 8.

La Figura 22 muestra en detalle el flujo de potencia para las 11:01 am de la simulación hecha. Se asumen que las pérdidas en los barrajes son despreciables para la realización del ejercicio.

Figura 22.

Sistema y flujo de potencia para las 11:01 am



Se puede deducir que la carga de las arras 3, 4, 5, 6 y 7 es alimentada por el transformador y el sistema FV de manera simultánea; por lo tanto, existe un camino para el flujo de energía entre la Barra 2 y las Barras 3 a la 7, cuyas pérdidas deben considerarse, ya que pueden ser muy elevadas.

5.3 Resultados de transmisión y flujos de potencia

La transmisión de potencia entre barras se obtiene a partir de la corriente de transmisión y la tensión de cada barra, datos obtenidos de la simulación del flujo de potencia por iteración. La transmisión de potencia se puede ver como potencia aparente con su respectivo ángulo, real o reactiva. En este caso, se muestran la potencia real y la potencia reactiva para visualizar de mejor manera el flujo entre barras.

5.3.1 *Flujo de potencia en las líneas que unen la Barra 1, con las Barras 3, 4, 5, 6 y 7*

De igual manera que con las pérdidas de potencia, los flujos entre estas barras no se ven afectados por las variaciones en la inyección fotovoltaica. Se observa el mismo comportamiento que el modelado de la carga en las barras, debido a que el flujo desde la Barra 1 a la 3 no diferencia el proceder de la alimentación.

5.3.2 *Flujo de potencia en la línea que une la Barra 1, con la Barra 8*

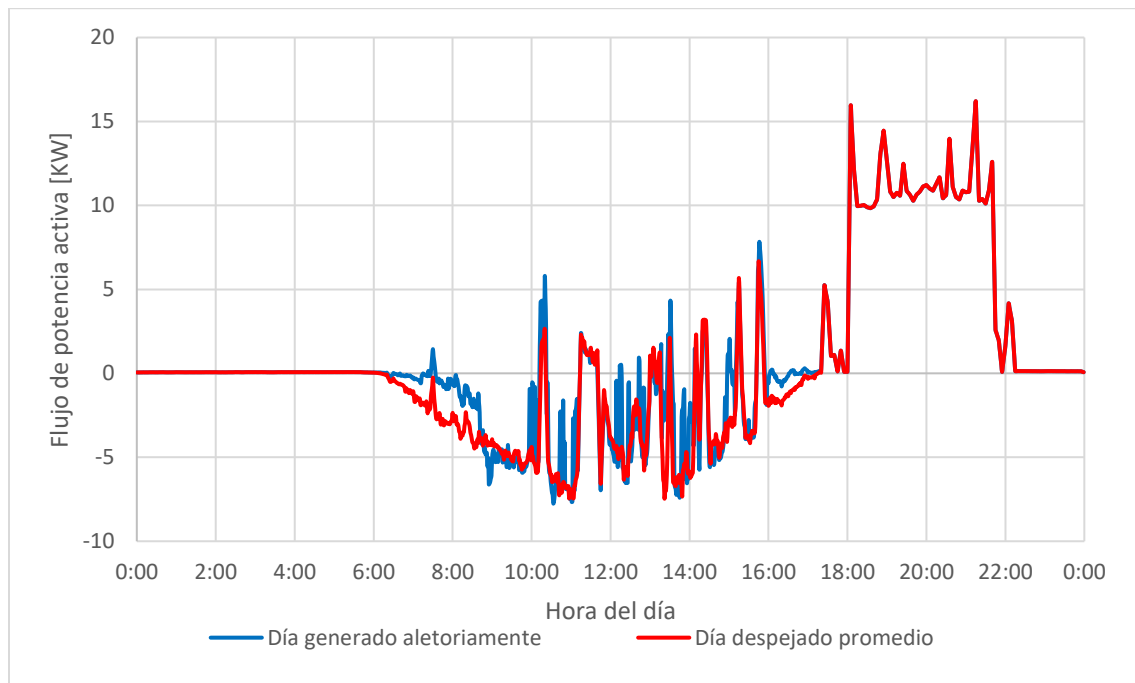
En esta curva se puede identificar plenamente el cambio en el sentido del flujo de potencia cuando la generación FV sobrepasa la carga demandada en la Barra 8. En la Figura 23 se muestra el flujo de potencia activa, que cuando se observa positivo indica un flujo desde la Barra 1 a la Barra 8 y viceversa. La potencia reactiva tiene un efecto mínimo en el sistema, debido al factor de potencia capacitivo muy cercano a la unidad con el que trabaja el sistema FV. La curva de potencia reactiva, mostrada en la Figura 24, no denota mucha diferencia con la curva de demanda de potencia de la Barra 8.

Este es un tema que puede ser objeto de investigación al momento de diseñar los sistemas FV o en la búsqueda de problemas que se puedan presentar en un sistema existente, ya que este

flujo de potencia “inverso” puede ser el causante de los cambios en la tensión de las barras del sistema y de las diferencias en las pérdidas de potencia con respecto al mismo sistema sin inyección FV.

Figura 23.

Flujo de potencia activa entre la Barra 1 y la Barra 8.



En este caso, se puede observar cómo los cambios abruptos de nubosidad simulados, además de las variaciones en la demanda de la barra, pueden ocasionar cambios repentinos en el sistema, que podrían afectar la integridad del mismo o producir pérdidas adicionales.

Figura 24.

Flujo de potencia reactiva entre la Barra 1 y la Barra 8.



5.3.3 Flujo de potencia en la línea que une la Barra 2, con la Barra 8

Siendo la línea de conexión del sistema FV con la carga, el flujo de potencia que se observa es el generado por la inyección FV en cuanto a la potencia activa. Para la potencia reactiva se utilizó un valor constante del 10% del valor máximo de la potencia activa entregada al sistema, tal como se explicó en el Numeral 4.2.4.2. La gráfica de potencia activa obedece a la curva de irradiancia, la curva de potencia reactiva se ve como una constante de tipo capacitiva.

5.4 Cuadro resumen

A continuación, se presenta un cuadro que resume brevemente los hallazgos de las variaciones encontradas por la inyección FV en relación a la irradiancia intermitente.

Tabla 4.

Cuadro resumen de hallazgos

	Variaciones		
	Tensión	Flujos de potencia	Pérdidas en los conductores
Barra 1 (Barra de compensación)	Barra de compensación y referencia	La conexión con la Barra 8 muestra una variación de sentido según la generación FV y el consumo en la barra	Las pérdidas varían en la conexión con la Barra 8, ya que disminuyen cuando la Barra 2 alimenta la Barra 8. Sin embargo, se deben tener en cuenta las pérdidas que se generan al tener flujo inverso.
Barra 2 (Barra de Generación FV)	La tensión en esta barra tiene una correlación directa con la curva de irradiancia	El flujo de potencia depende exclusivamente de la irradiancia y la generación FV	Las pérdidas con la Barra 8 dependen exclusivamente del flujo de potencia generada.
Barra 3 a la 7 (Barras de carga)	La curva de tensión depende de la carga, la generación FV tiene un efecto mínimo o nulo	Solo tiene conexión desde la Barra 1; por lo tanto, los flujos dependen de la carga y no de la inyección FV	Las pérdidas dependen de la carga y del flujo desde la Barra 1, no distinguen si la energía utilizada proviene de la generación FV o la barra de compensación
Barra 8 (Barra de cargas especiales)	La curva de tensión depende de la generación FV y su capacidad de cubrir la carga de la barra	El flujo de potencia cambia de sentido dependiendo de qué barra provenga la alimentación.	Las pérdidas dependen de la procedencia del flujo de energía.

6. Presentación del procedimiento para la estimación de las variaciones rápidas de tensión, flujos de potencia y pérdidas en conductores

A continuación, se presenta en forma detallada el flujo de procesos necesarios para obtener la caracterización de la irradiancia solar en un día. Además, se incluye también el procedimiento

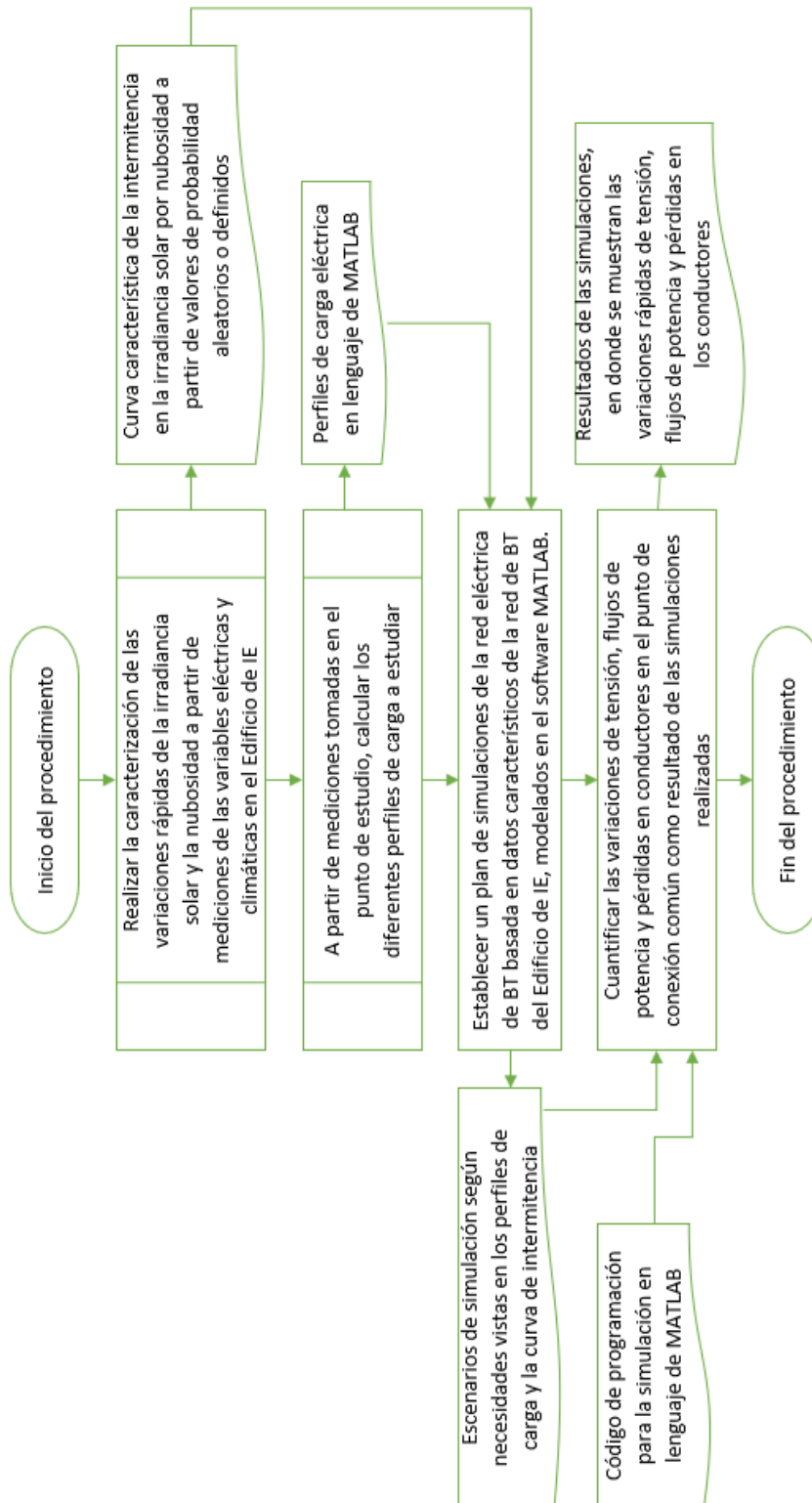
realizado para obtener las curvas de carga del edificio y el proceso realizado para la simulación por flujos de carga iterativos.

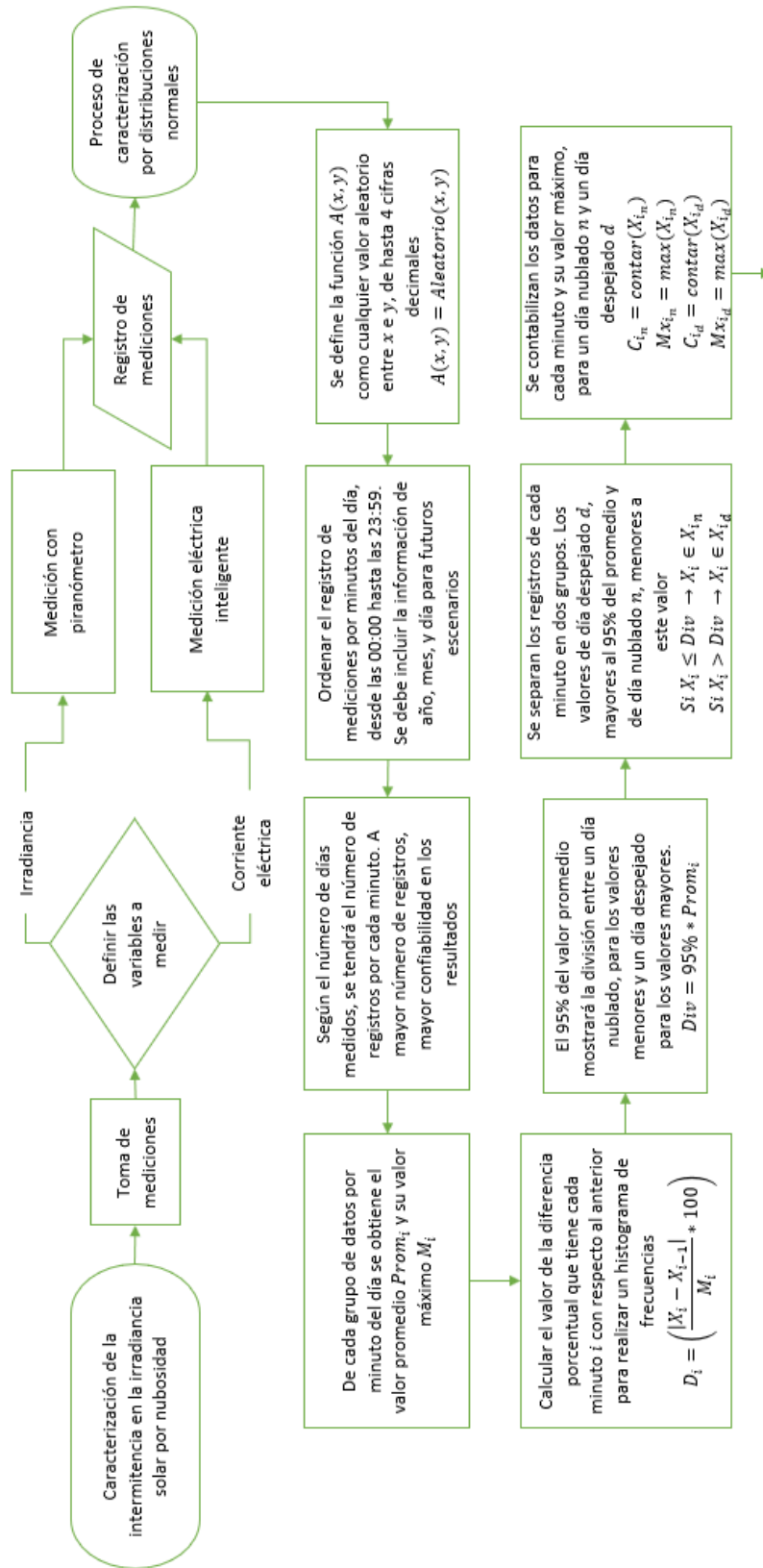
La Figura 26 muestra el procedimiento generalizado para la estimación de variaciones rápidas de tensión, flujos de potencia y pérdidas de potencia en conductores en el punto de conexión común de redes eléctricas de BT con inyección de potencia de sistemas FV, ocasionadas por la intermitencia en la irradiancia solar a partir de simulaciones.

La Figura 27.1 y 27.2 muestra el subproceso para realizar la caracterización de las variaciones rápidas de la irradiancia solar y la nubosidad a partir de mediciones de las variables eléctricas y climáticas. La Figura 27.3 muestra el mismo subproceso de manera resumida.

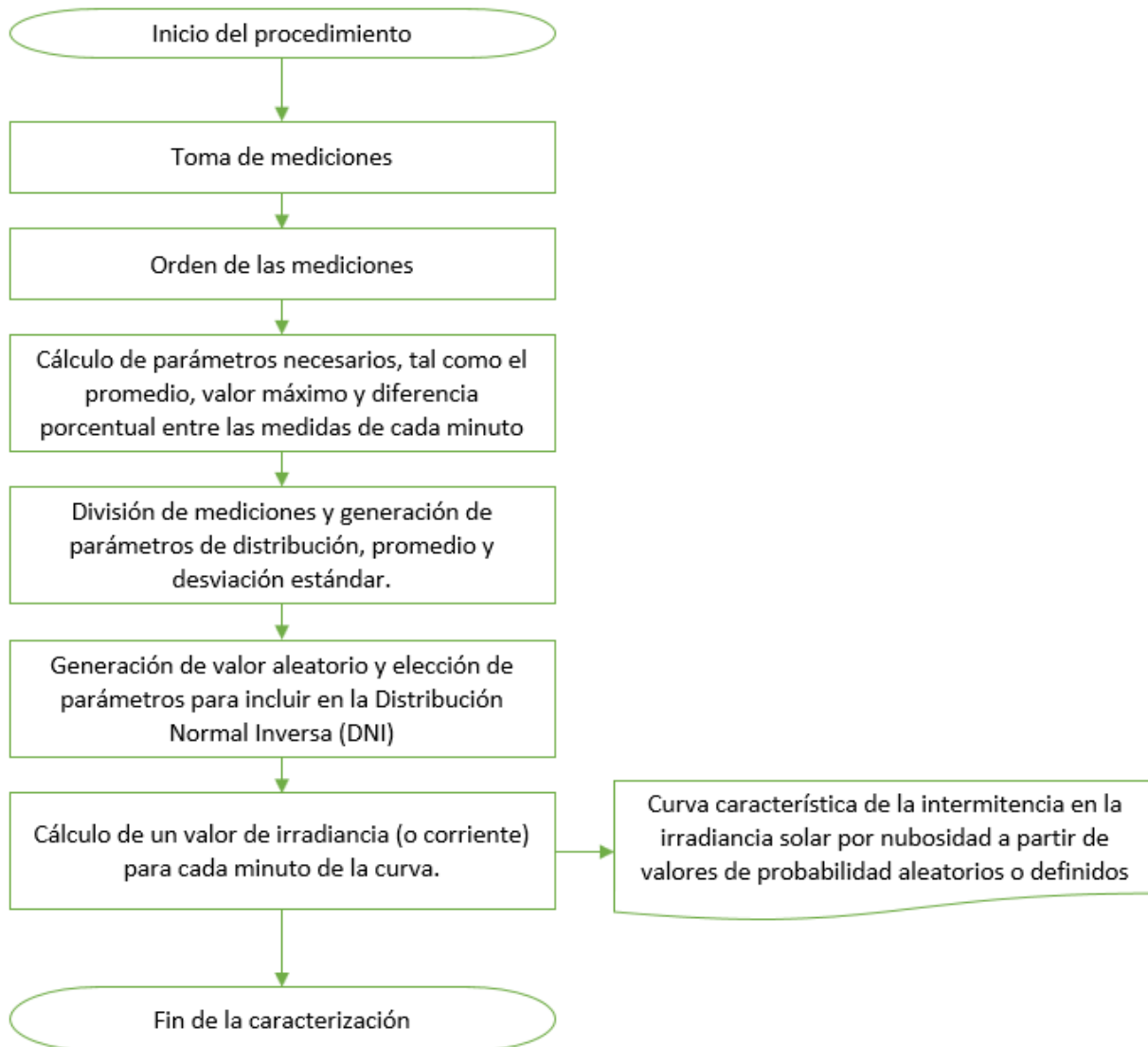
Figura 25.

Proceso para realizar la caracterización de las variaciones rápidas de la irradiancia solar









7. Conclusiones y recomendaciones

Se plantean las siguientes conclusiones y recomendaciones a partir del trabajo realizado:

En los datos medidos durante el transcurso de este trabajo, se observó una caída de potencia máxima del 72% de la capacidad instalada de los paneles FV. Esta caída se relaciona únicamente con la variación de la irradiancia solar por nubosidad intermitente.

En la revisión de documentos técnicos del tema en las diferentes bases de datos académicas, se encontró una cantidad considerable de información relevante al “Uso de filtros activos e inyectores de potencia reactiva bajo intermitencia por nubosidad”, siendo el tema mas abordado para la aplicación de este trabajo.

La caracterización de la nubosidad intermitente realizada en este trabajo, puede escalar a cualquier clima debido a que se trata de un análisis probabilístico de mediciones realizadas; sin embargo, cualquier proyecto derivado de la caracterización realizada en este trabajo, debe sostenerse en contextos de tipo cálido tropical. También puede escalar a diferentes escenarios de trabajo, tales como días completamente nublados o despejados, horarios y probabilidades específicas.

En los flujos de potencia simulados se puede observar que en las barras donde se tenga inyección fotovoltaica directa y en menor medida en las barras adyacentes, existirán variaciones que pueden afectar la integridad de los sistemas existentes y no diseñados para la inyección FV, tales como el cambio reiterativo de fuente de alimentación, que a su vez produce cambios en la tensión y el flujo de potencia. En cuanto a las pérdidas en los conductores se produce un cambio en el desempeño del sistema según su diseño. Algunas veces positivo, al reducir distancias entre

la fuente de alimentación y la carga alimentada y algunas veces negativo, al tener una diferencia de generación y carga considerable, en la cual la fuente FV entregue energía a la red externa y alimente cargas que no estén diseñadas para esta alimentación.

Se puede dar por entendido que las variaciones por intermitencia solar están en el orden temporal de los segundos y los transitorios eléctricos en el orden de los milisegundos; sin embargo, se recomienda revisar el estudio de estas variaciones rápidas y los posibles efectos transitorios en las máquinas eléctricas.

Se recomienda el uso de medición inteligente con mayor tiempo de respuesta y memoria para trabajos futuros, ya que con tiempos de medición menores se pueda realizar un estudio más detallado.

Referencias Bibliográficas

- [1] B. Marion, “Influence of atmospheric variations on photovoltaic performance and modeling their effects for days with clear skies,” *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, pp. 3402–3407, 2012.
- [2] United Nations Environment Programme, “World scientists, local leaders map reasearch agenda for cities and climate change for coming years,” *News and Stories, Press Release*, 2018. [Online]. Available: <https://www.unenvironment.org/news-and-stories/press-release/world-scientists-local-leaders-map-research-agenda-cities-and>.
- [3] Consorcio Energético Corpoema, “Formulacion de un Plan de Desarrrollo para las Fuentes no Convencionales de Energía en Colombia,” *Consort. energético Corpoema*, vol. 2, p. 367, 2010.
- [4] F. C. L. Trindade, T. S. D. Ferreira, M. G. Lopes, and W. Freitas, “Mitigation of Fast Voltage Variations during Cloud Transients in Distribution Systems with PV Solar Farms,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 32, no. 2, pp. 921–932, 2017.
- [5] W. T. Jewell and T. D. Unruh, “Limits on cloud-induced fluctuation in photovoltaic generation,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 5, no. 1, pp. 8–14, 1990.
- [6] Congreso de la república de Colombia, *Ley 1715: Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional*. Bogotá D.C., 2014.
- [7] L. L.- Aldana Rodríguez, “Proyecto de grado para obtener el título de magíster: Análisis del impacto de la Ley 1715 de 2014 en la viabilidad de proyectos de fuentes no

- convencionales de energía renovable en Colombia,” Universidad de los Andes, 2016.
- [8] Comisión de regulación de energía y gas, “Resolución CREG 030 de 2018: Por al cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el SIN.” 2018.
- [9] M. Aly, E. Abdelkarim, and M. Abdel-Akher, “Mitigation of photovoltaic power generation fluctuation using plug-in hybrid electric vehicles storage batteries,” *Int. transacion Electr. energy Syst.*, no. 25, pp. 3720–3737, 2015.
- [10] B. Wendha, R. Rahmani, M. Nurdin, and N. Hariyanto, “Renewable energy penetration in belitung power system,” *Int. Conf. High Volt. Eng. Power Syst. ICHVEPS 2017 - Proceeding*, vol. 2017-Janua, pp. 153–158, 2017.
- [11] M. Salameh, “Analysis of the Effects of a Passing Cloud,” *Ieee Trans.*, vol. 14, no. 4, pp. 1572–1577, 1999.
- [12] A. Parrado Duque and G. Ordoñez Plata, “Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero Electricista: Propuesta de arquitectura de medición inteligente en sistemas de distribución con generación distribuida en redes eléctricas de baja tensión,” Universidad industrial de Santander, 2018.
- [13] H. D. F. Jr, F. B. M. Trigos, and J. A. M. Cavalcanti, “Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil : Challenges and prospects,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, no. July, pp. 0–1, 2016.
- [14] T. Adefarati and R. C. Bansal, “Integration of renewable distributed generators into the distribution system : a review,” vol. 10, pp. 873–884, 2016.

- [15] K. Mahmoud, N. Yorino, and A. Ahmed, “Optimal Distributed Generation Allocation in Distribution Systems for Loss Minimization,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 2, pp. 960–969, 2015.
- [16] S. Gallardo-Saavedra and B. Karlsson, “Simulation, validation and analysis of shading effects on a PV system,” *Sol. Energy*, vol. 170, no. September 2017, pp. 828–839, 2018.
- [17] D. Alcubierre, “Centro de estudios en medio ambiente y energías renovables CEMAER,” 2016. [Online]. Available: <http://www.cemaer.org>. [Accessed: 01-Apr-2018].
- [18] G. A. Osma Pinto, “Trabajo de grado para optar por el título de magíster: Uso racional de la energía a partir del diseño de aplicaciones sostenibles en el edificio eléctrica II de la Universidad Industrial de Santander,” Universidad Industrial de Santander, 2011.
- [19] Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales, “CARÁCTERÍSTICAS CLIMATOLÓGICAS DE CIUDADES PRINCIPALES Y MUNICIPIOS TURÍSTICOS,” 2019. [Online]. Available: <http://www.ideam.gov.co/documents/21021/418894/Características+de+Ciudades+Principales+y+Municipios+Turísticos.pdf/c3ca90c8-1072-434a-a235-91baee8c73fc>. [Accessed: 14-Jul-2019].
- [20] C. J. Zapata, *Análisis Probabilístico y Simulación*. Pereira, Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira, 2015.
- [21] Yu Media Group, “Weather Atlas,” 2002-2020, 2020. [Online]. Available: <https://www.weather-col.com/es/colombia/bucaramanga-clima>. [Accessed: 09-May-2020].

- [22] G. Carrillo Caicedo, *Análisis de Sistemas de potencia*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 1984.
- [23] M. C. Villarreal, “Trabajo de grado para obtener el título de Ingeniera Electrónica: Implementación de un sistema de gestión de base de datos aplicado a los desarrollos de generación fotovoltaica y cultivo de las terrazas verdes del Edificio de Ingeniería Eléctrica,” Universidad Industrial de Santander, 2019.
- [24] Instituto Colombiano de Normas Técnicas Icontec, “Código eléctrico colombiano NTC 2050, Norma Técnica Colombiana 2050,” pp. 1–847, 1998.
- [25] Ministerio de Minas y Energía, “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE 2013,” 2013.
- [26] F. Y. H. Sabri, W. Z. W. Hasan, S. Shafie, M. A. M. Radzi, and A. H. Sabry, “Daily Real-Time Monitoring of the PV Thin Film Modules for Analysis and System Modeling,” no. November, pp. 28–30, 2017.
- [27] P. Mints, “Thin Film in the era of cheap crystalline PV,” *Renew. Energy World*, pp. 0–2, 2011.
- [28] N. G. Dhere, E. Schneller, and A. Kaul, “Effect of shading on CIGS thin film photovoltaic modules,” *2015 IEEE 42nd Photovolt. Spec. Conf. PVSC 2015*, no. 321, pp. 0–2, 2015.
- [29] M. Jimenez Zapata, “Evaluación de los efectos de la penetración fotovoltaica en la curva de carga del sector residencial: el caso colombiano,” Universidad Nacional de Colombia, 2016.
- [30] Solaris Technology Industry, “ENPHASE M250-72-2LL-S22 250W

MICROINVERTER,” 2020, 2020. [Online]. Available: <https://www.solaris-shop.com/enphase-m250-72-2ll-s22-250w-microinverter/>.

[31] Electrificadora De Santander S.A. E.S.P., *Norma Para el Cálculo y Diseño de Sistemas de Distribución ESSA*. 2004.

[32] CEP Solar, “TEST DEL FLASH,” 2009. [Online]. Available: <http://www.cepsolar.com/es/test-del-flash>. [Accessed: 17-Apr-2020].

Apéndices

Apéndice A. Efectos no deseados en los paneles solares por la intermitencia solar y sombras parciales

Un gran porcentaje del mercado está cubierto por los paneles FV de película delgada (*Thin Film*), que pueden estar compuestos de celdas de Telururo de Cadmio (CdTe), seleniuro de galio de indio (CIGS) o silicona amorfa. Estos compuestos han permitido reducir los costos de producción [26] para la integración de sistemas solares extensivos; sin embargo, esta tecnología requiere mayor área para generar la misma energía que un panel FV a base de silicio [27].

Dhere *et al.* [28] realizó pruebas a paneles de película delgada de CIGS, que son muy vulnerables a fallas inducidas por sombras parciales, y encontró que después de experimentar estas fallas, los paneles FV sufren de defectos de corrosión, decoloración y puntos calientes tal como se aprecia en la Figura A.1.

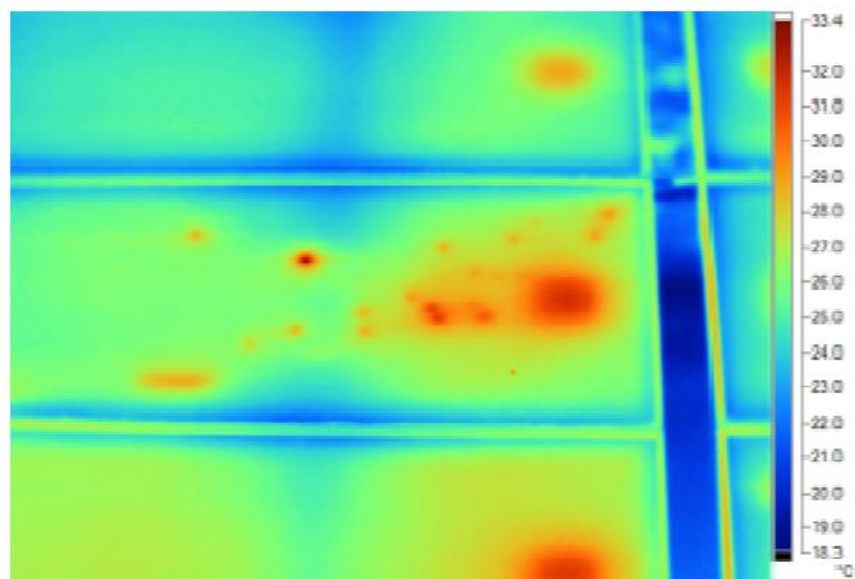
Los puntos calientes son consecuencia de las frecuentes condiciones de sombras por grandes elementos cercanos o nubosidad. Incluso una simple prueba de *flash*⁸ puede ser suficiente para afectar permanentemente un panel de película delgada cuando una celda en mal estado está bajo sombra. En un sistema de celdas de película delgada en serie, aquella que se encuentre bajo sombra, determina la corriente del circuito a la cantidad que ella pueda generar, disipando potencia en forma de calor por polarización inversa y creando estos puntos calientes [16].

⁸ *Flash Test*: Es un tipo de calibración utilizado para asegurar una medición exacta de las características I-V de los módulos FV [32].

Estudios previos se enfocan en el análisis de sombras parciales sobre los paneles FV, que es un fenómeno frecuente que ocurre cuando algunos de éstos reciben diferente cantidad de irradiancia solar. Sin embargo, estos estudios no contemplan los efectos al nivel micro en cada celda ni al nivel macro en la red que alimenta [16].

Figura A.1

Puntos calientes observados en los paneles FV estudiados por Dhere et al. Tomado de [28].



Apéndice B. Sistema fotovoltaico estudiado en este trabajo

En el marco del proyecto titulado “*Viabilidad técnica de la implementación de sistemas fotovoltaicos integrados con vegetación como estrategia de generación distribuida y horticultura en entornos urbanos de clima cálido tropical*” además de otros proyectos anteriores, se instalaron 37 paneles fotovoltaicos para autogeneración y 8 medidores inteligentes en la terraza superior del Edificio de Ingeniería Eléctrica de la UIS, para el estudio del impacto en la red de distribución del edificio por la inyección de energía fotovoltaica [12].

Estos 37 paneles FV representan una capacidad instalada de 9.63⁹ kW distribuidos como lo muestra la Tabla A.1:

Tabla A.1.

Cantidad de paneles FV instalados en el Edificio de Ingeniería Eléctrica. Adaptada de [12]

Marca	Cantidad	Potencia nominal	Potencia total
Canadian Solar	21	255 W	5355 W
Trina Solar	13	270 W	3510 W
Up Solar	3	255 W	765 W
Total			9 630 W

El sistema se divide en tres (3) grupos de estudio. El primero, para estudios de seguimiento solar de dos grados (2°) de libertad, conformado por un panel de 255 W y los otros dos conformados por 18 paneles cada uno, para el estudio de integración con cubiertas vegetales.

Se cuenta con 37 micro inversores M250 *Enphase Energy* para cada uno de los paneles FV, cuyo principal propósito es la medición del impacto de la inyección fotovoltaica por cada

⁹ Esta capacidad instalada se encontraba para la fecha de las mediciones entre noviembre y diciembre del 2018, actualmente esta capacidad ha aumentado a 43 paneles, con un total de carga instalada de 11.73 kW.

panel, la cual se puede hacer por Internet ya que estos micro inversores están integrados a la plataforma *Enlighten*.

Se cuenta con dos (2) medidores inteligentes (*Smart Meter*) de la marca *Accuenergy* de referencia *AcuRev2020*, con el propósito de medir y almacenar los datos de la generación de cada sistema de dieciocho (18) paneles FV. Este es un medidor avanzado de energía eléctrica que realiza la medición en tiempo real, ya que tiene opciones de comunicación ideales para la implementación de las redes inteligentes (*Smart Grids*). También se cuenta con otros dos (2) *AcuRev2020* ubicados en el tablero general de distribución para medir el comportamiento de las barras generales del Edificio de IE; sin embargo, estos medidores no fueron utilizados en este análisis.

Se tienen dos modelos de medidores más, considerados de alta gama, para monitorear los sistemas de distribución y que se pueden integrar a los sistemas inteligentes con automatización, tal como los que existen en el Edificio de IE. Estos son los medidores *ACUVIM IIR* y el *PQube3*.

Se encuentran instalados dos (2) medidores *ACUVIM IIR*. El primero que, para efectos de identificación, se nombra en este documento como *ACUVIM FV* y se encuentra en el piso cuatro del Edificio de IE y su función es monitorear la inyección de la acometida principal del sistema FV. De este medidor se obtuvo la mayor cantidad de datos a utilizar en la caracterización de la intermitencia por nubosidad. El segundo medidor, que se nombra *ACUVIM EIE*, se encuentra en el barraje general de baja tensión del SDEE y tiene como objetivo medir el consumo generalizado del Edificio de IE.

El *PQube 3* es el medidor con mayores funcionalidades de todo el sistema de monitorización. Está conectado en el barraje principal de distribución del cuarto piso. Su objetivo es medir todos los parámetros eléctricos disponibles en la acometida principal del cuarto piso, en

donde se encuentra las cargas más sensibles y grandes de todo el sistema eléctrico del Edificio de IE. De este medidor se obtuvo información relevante para realizar una comparación de las conclusiones obtenidas en este trabajo.

Se aclara que actualmente el sistema FV ya cuenta con 43 paneles FV para una capacidad instalada de 11,8 kWp.

Apéndice C. Marco legal regulatorio

Alrededor del mundo se utilizan cuatro mecanismos básicos para promover el uso de energía renovables [13]:

- Tarifas especiales para la devolución de energía eléctrica a la red: es una tarifa exclusiva para los usuarios que generen energía eléctrica con sus sistemas individuales como turbinas eólicas o paneles FV. En la actualidad, esta modalidad existe en más de 40 países en el mundo.
- Cuotas de compra de energía renovable y certificados verdes transferibles: es cuando se crea una oferta de energía renovable en el mercado eléctrico, de la cual los consumidores obtienen un certificado de compra que sirve para satisfacer una cuota establecida a partir de su consumo.
- Subastas de energía renovable: se reducen los precios de la compra de energía renovable para hacerlos más competitivos y atractivos a los compradores.
- Incentivos fiscales y reducción de impuestos.

El plan de expansión de referencia para generación y transmisión 2014-2028 de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) considera en sus escenarios la incorporación de capacidad renovable no convencional de 143 MW de capacidad FV a la matriz de generación nacional [29].

A nivel nacional, en mayo del 2014, el Congreso de la República de Colombia expidió la Ley 1715, la cual busca a través de instrumentos tributarios, incentivos, mecanismos de cooperación y estímulos, la inversión e investigación de fuentes no convencionales de energía [6]. Además, se empieza a regular la integración de las energías renovables no convencionales al

sistema energético del país, pero no genera las condiciones necesarias para volverlas competitivas en el mercado. Es decir, se queda corta para impulsar una verdadera transición eléctrica.

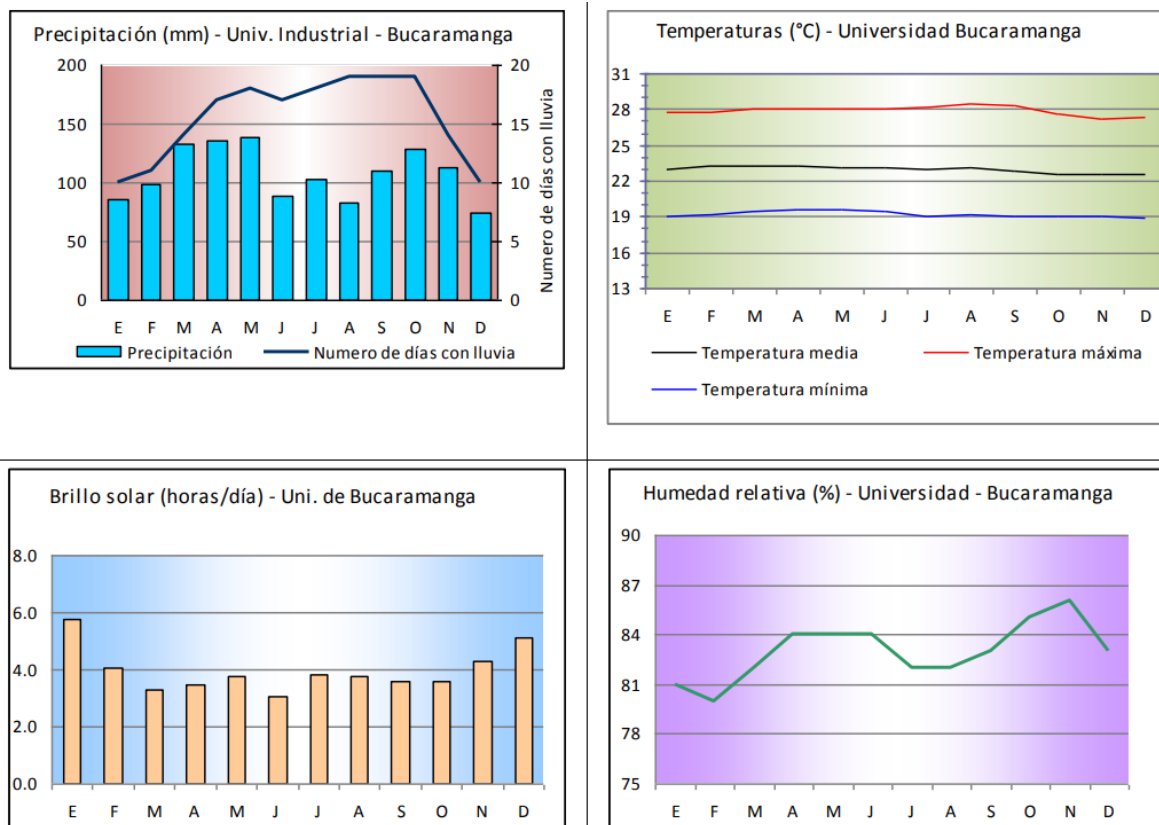
En febrero del 2018, se expidió la Resolución CREG 030 [8] que permite la integración y venta de los excedentes de energía a los auto generadores a pequeña escala y los generadores distribuidos conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), bajo ciertas condiciones y estándares técnicos, incentivando de manera indirecta el uso de esta tecnología.

Estas consideraciones muestran una gran proyección de integración FV en el país, la cual debe ser objeto de estudios especializados de clima tropical, debido a la ubicación cercana al Ecuador; entre ellos, la viabilización bajo condiciones de nubosidad intermitente que pueda presentarse.

Apéndice D. Cuadros resumen de la precipitación, temperatura, brillo solar y humedad relativa promedios en Bucaramanga, Colombia

Figura A.2.

Cuadros resumen de la precipitación, temperatura, brillo solar y humedad relativa promedios en Bucaramanga, Colombia



Nota: Tomado de <http://www.ideam.gov.co> [19]

Apéndice E. Ajuste de bondad por medio de procedimiento de CHI cuadrado

Esta prueba [20] realiza una serie de comparaciones entre las desviaciones del histograma o tabla de distribución de frecuencias de los datos y la función de densidad de probabilidad propuesta para representar los datos. En este caso se realizará la prueba para comparar los datos obtenidos con una distribución de probabilidad normal, ya que esta prueba sirve para distribuciones continuas y discretas.

A partir del histograma o tabla de distribución de frecuencias de los datos, se compara para cada clase la frecuencia de clase esperada; es decir, la frecuencia que se tendría al realizar el procedimiento de probabilidad moral con la media y la desviación estándar obtenidas de los datos, con la frecuencia de clase observada en el histograma, bajo la siguiente Ecuación:

$$\chi^2 = \sum_i^k (FE_i - FO_i) / FE_i \quad (6)$$

En donde:

- χ^2 es el estadístico de prueba Chi cuadrado
- FE_i es la frecuencia esperada para la clase i
- FO_i es la frecuencia observada para la clase i
- k es el número de clases obtenido del histograma

A partir de este cálculo se obtiene el estadístico de prueba, el cual debe ser comparado con el estadístico crítico de Chi cuadrado χ^α , el cual se obtiene a partir de sus tablas de distribución y depende de los grados de libertad como se muestra en la siguiente Ecuación:

$$v = k - m - 1 \quad (7)$$

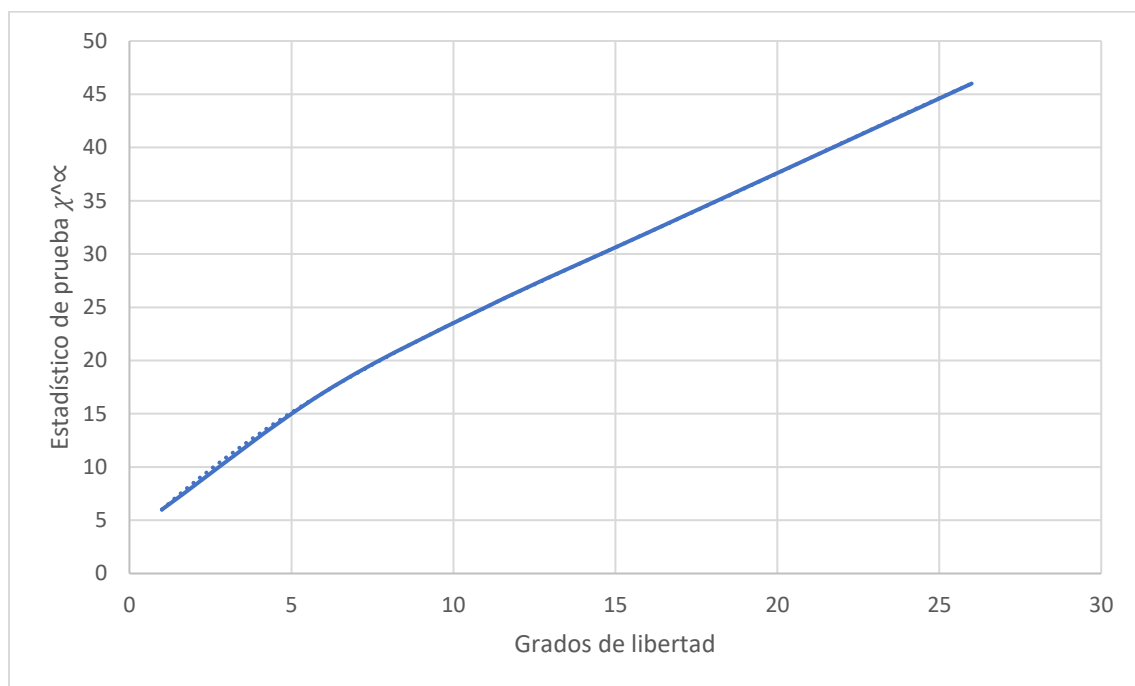
En donde:

- v es el valor de grados de libertad, que si es cero anula la prueba
- m es el número de parámetros obtenido de la muestra de datos

Este valor es verificado con la siguiente figura:

Figura A.3.

Gráfica para encontrar el estadístico crítico de Chi cuadrado con lo grados de libertad para un nivel de confianza de 1%.



Nota: Tomado de C. Zapata, *Análisis Probabilístico y Simulación* [20]

Existen diferentes curvas para niveles de confianza del 2.5% y del 5%, pero son proporcionales a la mostrada.

Para este caso, se utilizó la prueba de ajuste de bondad Chi cuadrado para verificar si los valores dados para cada minuto de las mediciones tomadas, teniendo en cuenta la división de día nublado y día despejado, pueden ser considerados como distribuciones normales.

A continuación, se muestran los datos de la frecuencia esperada para la distribución normal de cada clase en color naranja y el histograma de frecuencias observadas en azul. La Figura A.4 muestra los datos de día nublado y la Figura A.5 muestra los datos de día despejado. Los resultados se muestran en la Tabla A.2., en donde se verifican las dos hipótesis estudiadas, por las cuales se pueden trabajar como distribuciones normales las muestras estudiadas.

Figura A.4.

Frecuencia esperada de la distribución normal (naranja) y frecuencia observada en las mediciones realizadas (azul) para los datos de día nublado.

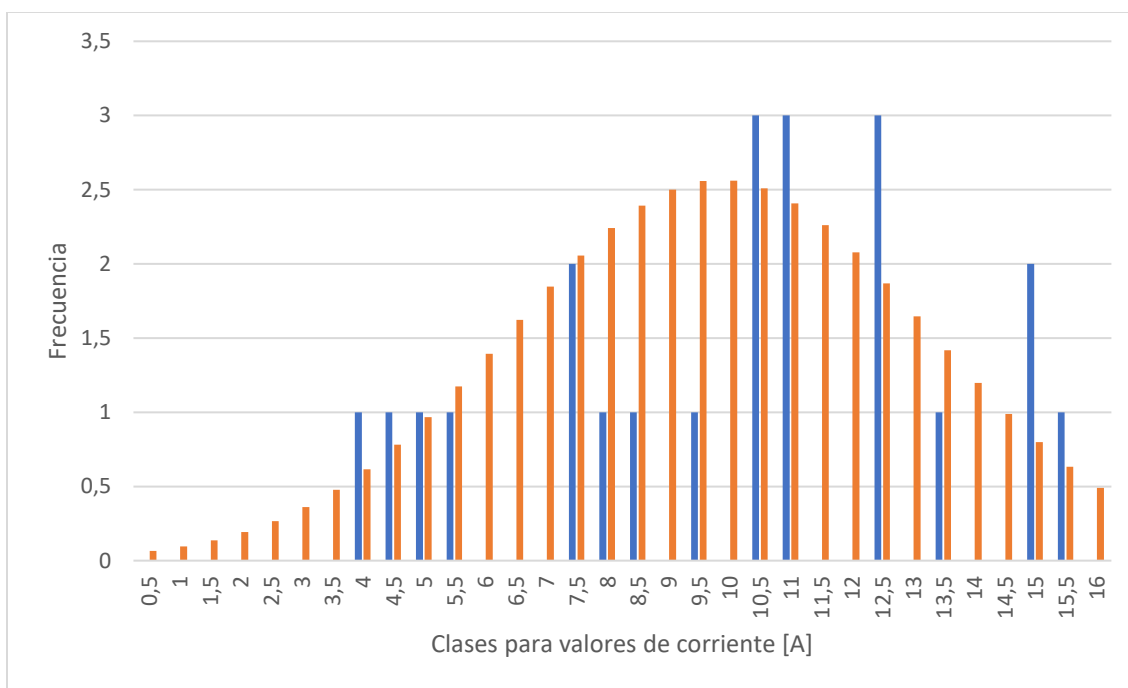
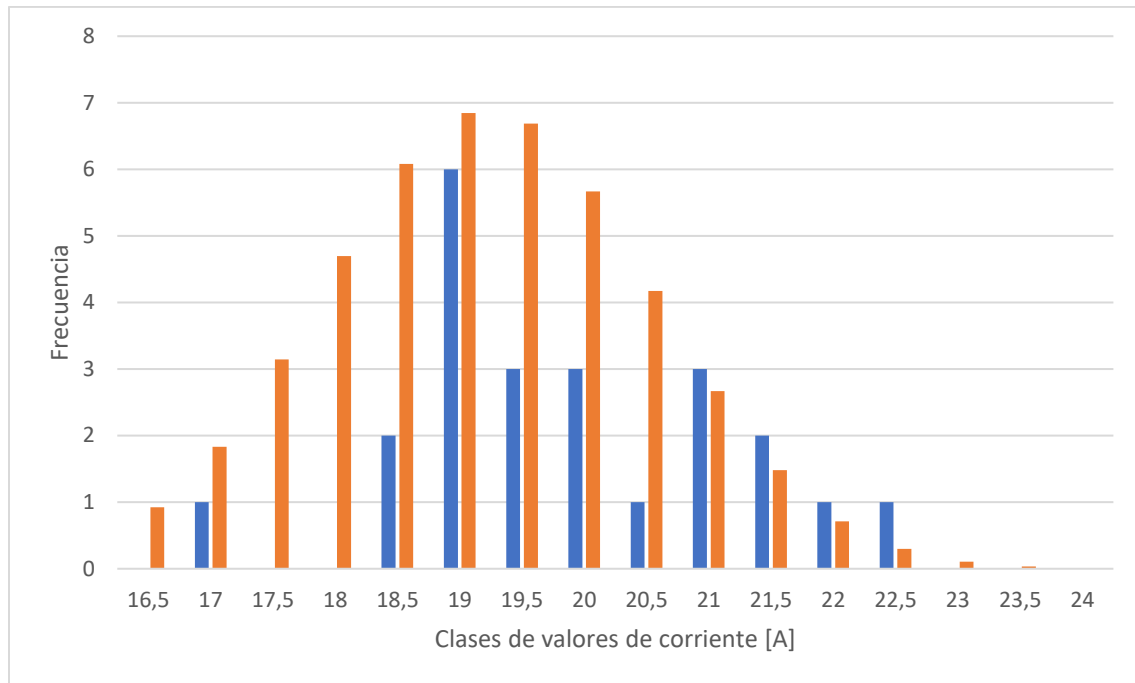


Figura A.5.

Frecuencia esperada de la distribución normal (naranja) y frecuencia observada en las mediciones realizadas (azul) para los datos de día despejado.

**Tabla A.2.**

Resultados de la prueba de ajuste de bondad Chi cuadrado

Detalle	Día nublado	Día despejado
Clases	14.000	10.000
Estadístico de prueba	5.844	10.361
Grados de libertad	11.000	7.000
Estadístico crítico	25	18
Hipótesis	VERIFICADA	VERIFICADA

Apéndice F. Ejemplo para la caracterización de la intermitencia por nubosidad

Para presentar esta información de mejor manera se presenta el siguiente ejemplo: en el minuto cinco de las once horas (11:05) de todas las mediciones tomadas. Se presentan los siguientes datos de corriente inyectada por el sistema FV al sistema eléctrico del Edificio de IE:

Tabla A.3.

Registro de corriente para las 11:05 del periodo de medición

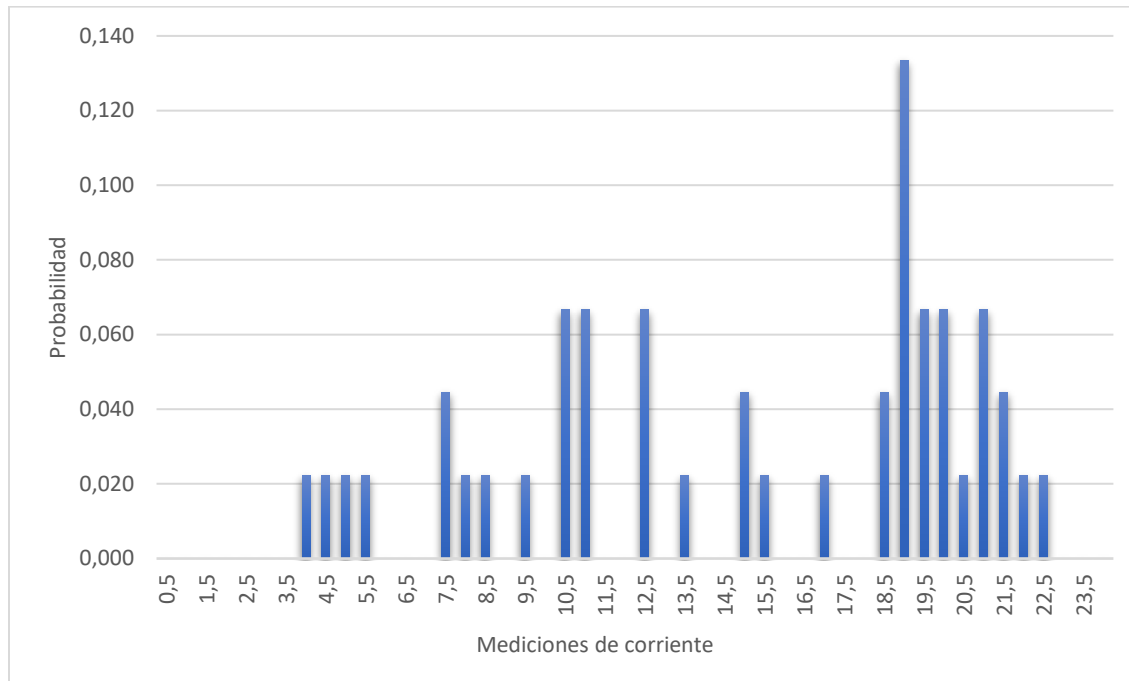
Fecha	Hora	Minuto	Corriente total [A]	Fecha	Hora	Minuto	Corriente Total [A]
3/11/2018	11	5	10.694	26/11/2018	11	5	9.0622
4/11/2018	11	5	12.491	27/11/2018	11	5	10.341
5/11/2018	11	5	13.261	28/11/2018	11	5	12.278
6/11/2018	11	5	12.245	29/11/2018	11	5	10.172
7/11/2018	11	5	14.503	30/11/2018	11	5	4.271
8/11/2018	11	5	21.928	1/12/2018	11	5	21.098
9/11/2018	11	5	10.729	2/12/2018	11	5	19.348
10/11/2018	11	5	22.266	3/12/2018	11	5	18.991
11/11/2018	11	5	21.28	4/12/2018	11	5	19.612
12/11/2018	11	5	19.846	5/12/2018	11	5	20.864
13/11/2018	11	5	10.583	6/12/2018	11	5	5.1556
14/11/2018	11	5	19.169	7/12/2018	11	5	18.789
15/11/2018	11	5	7.7683	8/12/2018	11	5	18.502
16/11/2018	11	5	4.8981	9/12/2018	11	5	18.615
17/11/2018	11	5	20.4	10/12/2018	11	5	18.705
18/11/2018	11	5	10.199	11/12/2018	11	5	16.769
19/11/2018	11	5	3.8233	12/12/2018	11	5	20.634
20/11/2018	11	5	19.895	13/12/2018	11	5	18.37
21/11/2018	11	5	15.4	14/12/2018	11	5	19.32
22/11/2018	11	5	8.052	15/12/2018	11	5	20.853
23/11/2018	11	5	7.1137	16/12/2018	11	5	18.932
24/11/2018	11	5	18.152	17/12/2018	11	5	14.772
25/11/2018	11	5	7.2604				

Para estos datos, se presenta la Figura A.6, en donde se muestran las probabilidades que tiene cada intervalo de 0,5 A de presentarse para los datos mostrados. El eje "Y" muestra la probabilidad de que se dé la corriente del intervalo según la cantidad de veces que aparece el rango

de la medición, dividida en el número total de mediciones y el eje "X" muestra el rango de la corriente medida.

Figura A.6.

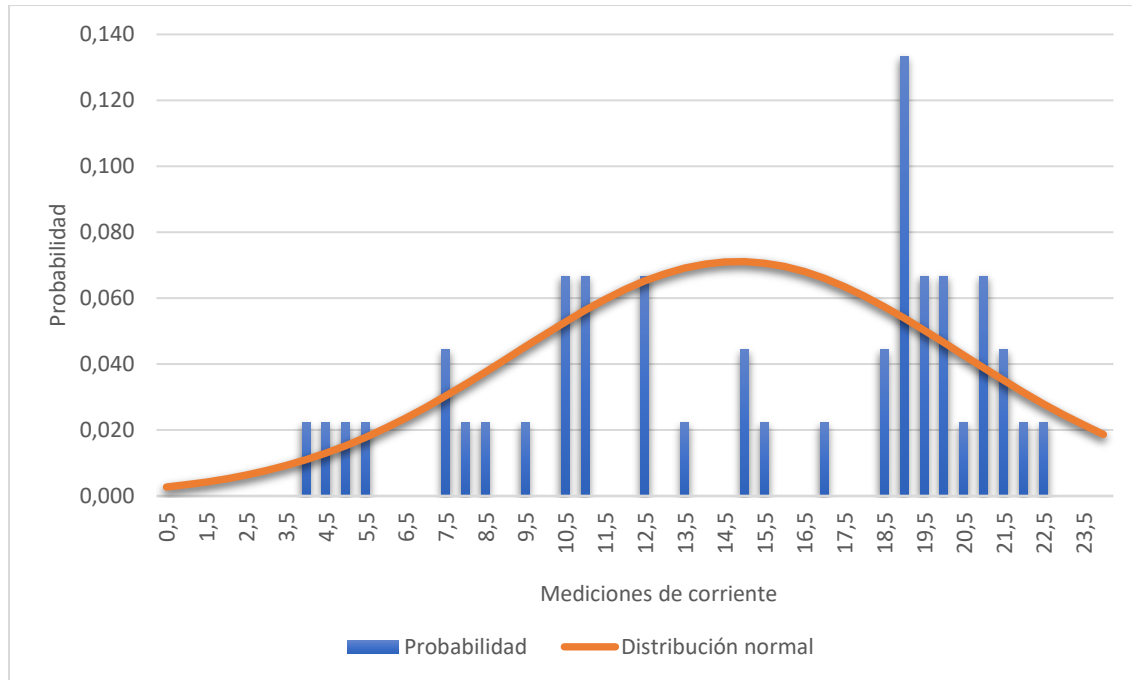
Probabilidad de las mediciones de corriente para las 11:05.



Se puede observar directamente que la gráfica no tiene una forma clara para establecer que es una distribución normal; de hecho, si se muestra esta distribución con el valor promedio de 14,83 A y su desviación estándar de 5,61 A, se tendría como resultado la Figura A.7, en donde el eje "Y" muestra la probabilidad de que se dé la corriente del intervalo y el eje "X" muestra el rango de la corriente medida.

Figura A.7.

Probabilidad de las mediciones de corriente para las 11:05, comparada con la distribución normal propuesta.



Entre las características principales de la distribución normal, es importante tener en cuenta que la distribución es simétrica; por lo tanto, la curva posterior al punto de mayor probabilidad es igual a la curva anterior a este punto; lo cual no es cierto para el caso estudiado. Tal como se observa en la Figura A.7, la curva posterior al punto de mayor probabilidad muestra datos fuera del último rango de mediciones, esto indica que la curva de distribución normal tiene probabilidades para datos de corriente muy grandes e inexistentes en el rango de mediciones.

Bajo estas condiciones esta información demuestra que la distribución normal no es apta para representar el fenómeno de la energía generada con nubosidad intermitente. Para corregir esto, teniendo en cuenta las observaciones realizadas en este trabajo, se puede concluir que la gráfica de irradiancia solar indirecta (obtenida a través de las mediciones de corriente) se comporta como la unión de dos distribuciones normales que, para efectos de este trabajo, se llamaron

distribución para día nublado y distribución para día despejado. La Figura A.8 muestra el rango en donde las mediciones se tomaron en un día nublado en color rojo y el rango en donde las mediciones mostraban un día despejado en color verde.

De esta manera, es posible demostrar de manera visual e intuitiva que se tiene una distribución normal, con sus respectivos parámetros, para un día nublado y otra distribución normal para un día despejado, tal como se muestra en la Figura A.9. Es importante resaltar que las probabilidades también cambian, ya que solo se toman los datos que intervienen en la distribución normal acotada

Figura A.8.

Probabilidad de las mediciones de corriente para las 11:05, separada para un día despejado (verde) y un día nublado (rojo).

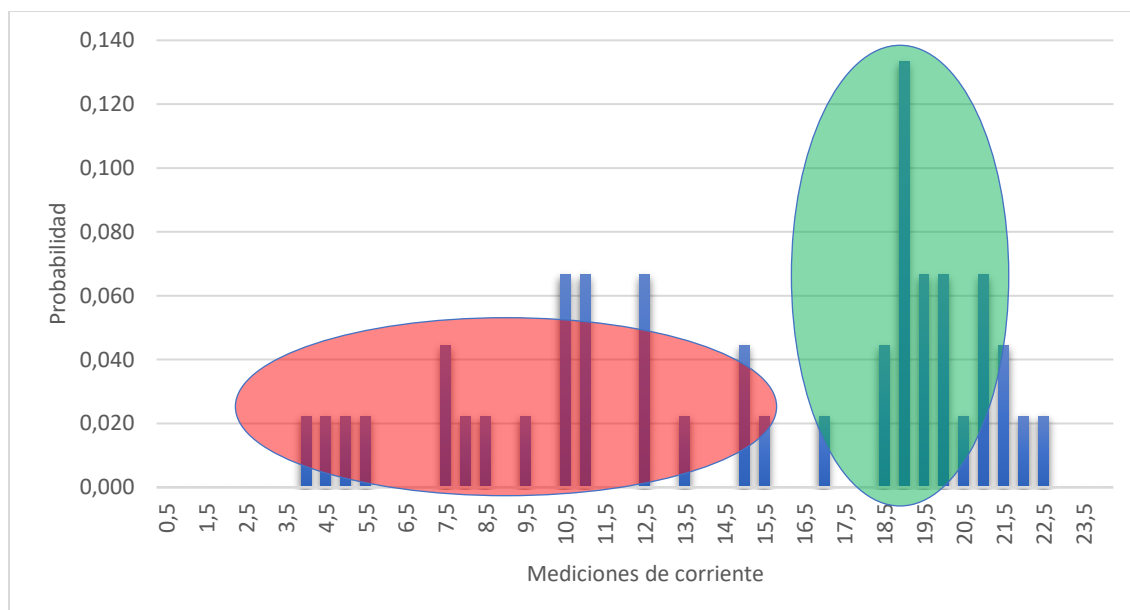
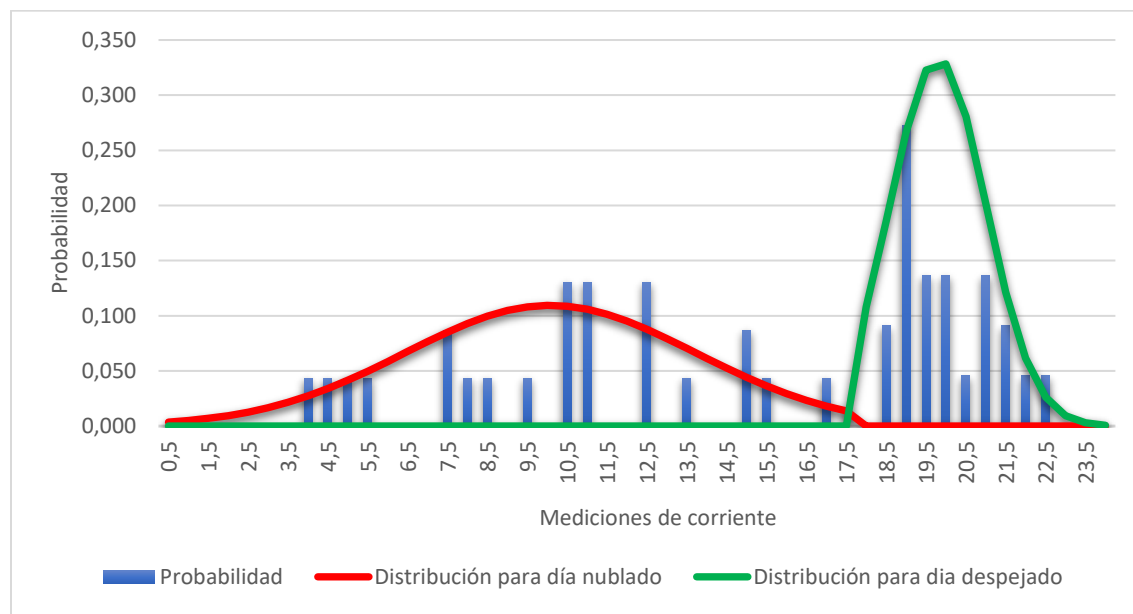


Figura A.9.

Probabilidad de las mediciones comparado con las curvas de distribución normal para día despejado (verde) y distribución normal para día nublado (rojo).



El punto de separación de los datos para cada distribución normal presentada es del 75% del valor máximo de las mediciones de cada minuto. Esto quiere decir que para los datos que sean menores a una variación del 25%, son considerados como día nublado en la distribución acotada.

Trindade *et al.* [4] reconocen que existe una variación de día despejado cuando la potencia generada está por debajo del 5% de la capacidad nominal de los paneles FV estudiados; para esto, se realizó un análisis de la moda obtenida en cada minuto medido, estimando que este valor, siendo el más repetido en las mediciones, puede mostrar de forma adecuada un valor nominal para día despejado. El 95% de este valor fue comparado con el máximo dato medido y se obtuvo que el porcentaje más acertado para caracterizar la división entre tipos de días en relación a la máxima medición es del 25% para la gran mayoría de los casos.

Uso de la distribución normal acotada. Bajo los parámetros ya establecidos, se puede obtener un valor estimado de irradiancia solar para cada minuto del día a partir del uso de distribuciones normales. Este valor es utilizado para realizar los análisis de este trabajo de aplicación, además de los estudios que se puedan derivar del mismo.

Por ejemplo, se pueden estimar comportamientos de la irradiancia solar como un día aleatorio en la ciudad de Bucaramanga, pero también se puede estimar comportamientos más específicos definidos por el usuario, tales como un día nublado desde las 8:00 am hasta las 11:00 am, un día promedio soleado y un día promedio nublado, entre otros. El objetivo es tener la capacidad de generar varios escenarios que sirvan para estimar los datos requeridos por el investigador.

Generación de probabilidades aleatorias. Al tener los datos separados como día despejado o nublado por cada minuto, se pueden calcular los parámetros de las distribuciones normales para cada una de estas características; por ejemplo, si en el minuto 12:18 pm hay un total de 45 datos, de los cuales 25 se clasifican de día nublado y 20 de día despejado, existirán parámetros de valor esperado y desviación estándar para cada uno de estos grupos, al igual que una probabilidad de entrada del 55.55% de que el minuto sea nublado y del 44.44% de que sea despejado

El análisis a realizar parte de una probabilidad aleatoriamente generada, la cual establecerá, de manera indirecta, con qué conjunto de datos se realizarán los cálculos de la distribución normal inversa para el primer minuto (en general se trabaja como primer minuto el 00:00). Para diferentes estudios, se puede utilizar un valor definido por el usuario.

Se muestra el desarrollo del minuto 12:18 pm en la Tabla A.4 a modo de ejemplo:

Tabla A.4.*Análisis del minuto 12:18 pm*

Minuto	12:18
Total de datos	45
Valor máximo	15.98 [A]
75% del valor máximo	11.98 [A]
Datos para día nublado	25
Datos para día despejado	20
Probabilidad de entrada día nublado	55.55%
Probabilidad de entrada día despejado	44.44%
Rango para día nublado	0-55.55%
Rango para día despejado	55.55%-100%
Probabilidad generada aleatoriamente	38.54%
Parámetros de distribución normal	Día nublado

Esto quiere decir que, para calcular el valor de caracterización de este minuto, se utilizará la distribución normal inversa para una probabilidad dada con los parámetros de distribución normal de un día nublado.

Relación de probabilidades entre minutos. En el ejemplo anterior se mostró como utilizar una probabilidad aleatoriamente generada para establecer el cálculo a realizar en un minuto; sin embargo, en el siguiente minuto no puede ser utilizado de la misma manera, ya que tiene una relación estricta con el minuto anterior y no sería adecuado presentar otro valor aleatorio para declarar el tipo de día. Para ello, se calculó la probabilidad de diferencia entre cada minuto y su predecesor; es decir, cuál es la probabilidad de que la diferencia entre las dos mediciones sea de cierto valor. Esta diferencia es de tipo absoluta; al dividirla entre el mayor valor posible de la medición realizada, se obtiene un resultado en porcentaje, en donde el 0% es un valor de diferencia nula entre minutos y el 100% es la diferencia máxima, que puede ser positiva o negativa.

Como cada minuto tiene un predecesor diferente para cada día, se realiza un histograma de frecuencias para determinar cuál es la diferencia más probable. Nuevamente, el usuario puede

hacer esta elección o se puede elegir de manera aleatoria, en donde la diferencia elegida se sumará (o restará) de la elección del tipo de día del minuto anterior. Esta operación puede mantener o cambiar el tipo de día y de parámetros a seleccionar para realizar la distribución normal.

Se amplía el ejemplo anterior, agregando los siguientes valores al minuto 12:18 pm y varios días para encontrar la probabilidad respectiva. Tal como se muestra en la Tabla A.5.

Tabla A.5.

Diferencia porcentual entre varios minutos en relación al minuto 12:18 pm

Fecha	Hora	I [A]	Diferencia I [%]
11 - 3	12:18	8.8338	-
11 - 3	12:19	8.7445	0%
11 - 3	12:20	8.5512	1%
11 - 4	12:18	21.594	-
11 - 4	12:19	21.473	-0%
11 - 4	12:20	21.356	-0%
11 - 5	12:18	6.9012	-
11 - 5	12:19	6.9092	0%
11 - 5	12:20	6.9192	0%
11 - 6	12:18	9.4503	-
11 - 6	12:19	22.287	53%
11 - 6	12:20	23.327	4%
11 - 7	12:18	17.475	-
11 - 7	12:19	11.003	-27%
11 - 7	12:20	9.855	-5%
11 - 8	12:18	6.1501	-
11 - 8	12:19	9.5797	14%
11 - 8	12:20	22.581	54%

Se puede observar que en los días 3, 4 y 5, la variación es mínima; sin embargo, en los días 6, 7 y 8 se tiene una variación abrupta, tanto positiva como negativa. Para definir qué diferencia utilizar, se realizó una tabla de frecuencias acumuladas, desde mínimo valor negativo (-80%) hasta

el máximo valor positivo (80%) separadas por los porcentajes más observados, tal como se muestra en la Tabla A.6, para el minuto 12:19 pm:

Tabla A.6.

Probabilidad de diferencia de valores entre minutos para el minuto 12:19 pm

Diferencia porcentual con 12:18 pm	Probabilidad acumulada de encontrar la diferencia	Diferencia porcentual con 12:18 pm	Probabilidad acumulada de encontrar la diferencia
-80%	0%	1%	56%
-70%	0%	2%	60%
-60%	0%	3%	69%
-50%	0%	4%	73%
-45%	0%	5%	73%
-40%	0%	10%	82%
-35%	0%	15%	84%
-30%	0%	20%	87%
-25%	2%	25%	89%
-20%	2%	30%	93%
-15%	2%	35%	93%
-10%	4%	40%	93%
-5%	11%	45%	93%
-4%	13%	50%	96%
-3%	13%	60%	98%
-2%	13%	70%	100%
-1%	24%	80%	100%
0%	44%		

Para el siguiente minuto, nuevamente se genera un número aleatorio entre 0 y 100%, que define la diferencia a tomar según la probabilidad acumulada presentada.

Por ejemplo, si se genera un valor aleatorio de 5% significa que la diferencia a tomar será del -10%. Si se busca el valor anterior (para el minuto 12:18 pm) y se le suma esta diferencia, se puede obtener la probabilidad para el tipo de día a tomar, tal como se muestra en la Tabla A.7.

Tabla A.7.*Análisis del minuto 12:19 pm*

Minuto	12:19
Total, de datos	45
Valor máximo	17.69 [A]
75% del valor máximo	13.27 [A]
Datos de día nublado	21
Datos de día despejado	24
Probabilidad de entrada día nublado	46.67%
Probabilidad de entrada día despejado	53.33%
Rango para día nublado	0 - 46.67%
Rango para día despejado	46.67% - 100%
Probabilidad anterior (12:18 pm)	38.54%
Diferencia porcentual al tomar	-10%
Probabilidad aleatoria	28.54%
Parámetros de distribución normal	Día nublado

Se realiza este cálculo con cada minuto para obtener la relación directa entre ellos y posteriormente tener una decisión clara sobre qué día utilizar y sus parámetros de distribución normal.

Apéndice G. Conversión de unidades

Se tiene una curva de irradiancia solar aleatoria, en donde se presenta la nubosidad intermitente típica de la ciudad de Bucaramanga; sin embargo, esta curva está dada en Amperes, ya que se tomó desde la correlación de la corriente eléctrica medida y la irradiancia que perciben los paneles FV, por lo que es necesario encontrar un factor de multiplicación que lleve estos datos a valores de irradiancia. Esta conversión se puede realizar de diversas maneras en diferentes niveles de complejidad y recursos.

Es necesario tener un punto de referencia, a partir del cual se establece la relación que puede ser directa o indirecta. Si se tiene un piranómetro, el factor de conversión se obtiene directamente al realizar la división de parámetros de la forma:

$$c * I_t = E_t \rightarrow c = \frac{E_t}{I_t} \quad (7)$$

En donde, c es el factor multiplicador, I_t es la corriente en un momento dado y E_t es la irradiancia en ese mismo momento. Es importante tener en cuenta que, en sistemas FV reales, es muy común encontrar diferentes características ambientales que pueden variar las mediciones realizadas, por eso es recomendable tomar un número considerable de datos para obtener un factor multiplicador constante.

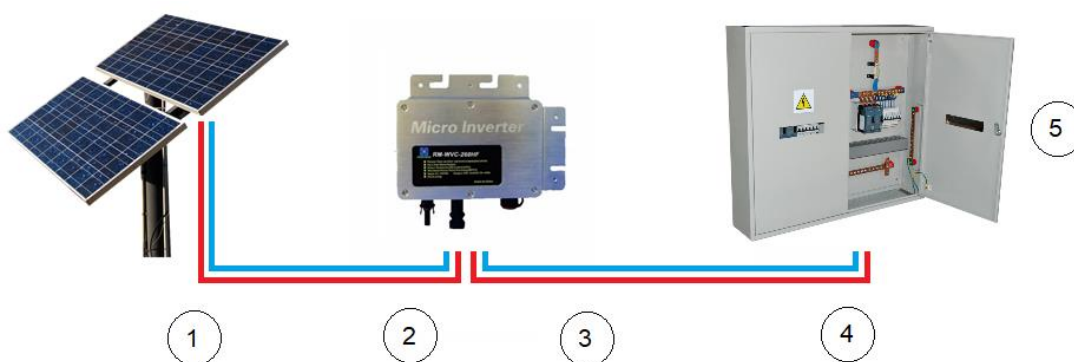
Si no se tiene este recurso, se debe realizar una medición de variables eléctricas en un punto de referencia y compararlo con una relación directa o indirecta existente. Generalmente, esta relación es la capacidad instalada, bajo condiciones estándares de medida, y muestra el valor de potencia generada según la irradiancia dada; por ejemplo, si la capacidad instalada de un panel FV

es de 300 W, significa que, en las condiciones estándar en donde la irradiancia es de $1\,000\text{ W/m}^2$, se obtiene precisamente este valor de potencia inyectada.

Es muy importante tener en cuenta que las condiciones estándares de medida no se encuentran en las instalaciones reales de los sistemas FV; además, se deben incluir correcciones por eficiencia dependiendo del punto de toma de mediciones de variables eléctricas. La Figura A.10. muestra un esquema que busca explicar esta situación.

Figura A.10.

Representación de los puntos posibles de medición de variables eléctricas



Nota: fotografías de referencia, tomadas de bases de datos libres de internet

Si la medición de variables eléctricas se realiza en el Punto 1, se debe tener en cuenta la corrección por temperatura, ya que los dispositivos semiconductores del panel FV cambian sus condiciones de tensión al aumentar su temperatura [18], produciendo una inyección de potencia menor a la esperada.

Al realizar la medición en el Punto 2, es necesario incluir las pérdidas por *efecto Joule* en los conductores de corriente directa. Generalmente, se dimensionan para tener pérdidas del 1% en el punto máximo de potencia generada.

Al igual que cuando se mide en el Punto 2, al medir en el Punto 4 se deben incluir las pérdidas por *efecto Joule* en los conductores de corriente alterna. Generalmente, se dimensionan para tener pérdidas del 2% en el punto máximo de potencia generada.

Si a falta de recursos de medición, es necesario medir en el Punto 5; es decir, en el punto de conexión común de todo el sistema FV, se deben tener en cuenta todas las características expuestas anteriormente, pero incluyendo todos los paneles del sistema FV, ya sea que se tengan diferentes fabricantes de paneles o inversores, además de diferentes longitudes de cableado, lo que hace que se pierda cierta exactitud en los datos obtenidos.

En el caso de este trabajo, se realizó esta medición en el punto 5; sin embargo, debido a los cambios que se realizan en el sistema FV estudiado del EIE por las diferentes investigaciones que se llevan a cabo, no fue posible tomar los datos de eficiencia requeridos para la configuración existente en el momento que las mediciones fueron tomadas. Por este motivo, se completa el proceso de eficiencias a través de la siguiente recopilación de datos:

Para la eficiencia de los cableados se trabajarán las pérdidas que se presenta en la carga máxima instalada (la presentada como nominal en los paneles FV). En corriente directa se trabajará con pérdidas del 1%, según lo establecido por el diseñador [18]. En corriente alterna se supondrán las pérdidas de transmisión en del 1%, para cumplir lo que establece la Norma Técnica Colombiana NTC 2050 [24] de un máximo de 2% en los circuitos ramales.

En el caso de los paneles FV, se utiliza la Tabla A.8, tomada del estudio realizado por el diseñador del sistema [18], en donde se muestra una comparación de los valores característicos de un panel FV estudiado en condiciones estándares de medición y en condiciones ambientales típicas de Bucaramanga.

Tabla A.8.

Comparación de variables para obtener la eficiencia de un panel FV a condiciones ambientales de la ciudad de Bucaramanga, Colombia.

Radiación solar [W/m ²]	Condiciones STC (G=1 000 W/m ² , T _{cell} =25°C)							Condiciones atmosféricas de Bucaramanga						
	Voc [V]	Isc [A]	Vmp [V]	Imp [A]	Pmp [W]	η [%]	Tcell [°C]	Voc [V]	Isc [A]	Vmp [V]	Imp [A]	Pmp [W]	η [%]	Tcell [°C]
1 000	36,70	8,24	29,80	7,55	225,01	13,4	25,0	32,18	8,33	25,98	7,44	193,2	11,6	61,75
800	36,08	6,59	29,18	6,04	176,22	13,2		32,51	6,65	26,17	5,97	156,2	11,7	54,00
600	35,27	4,94	28,37	4,53	128,51	12,8		32,78	4,97	26,29	4,49	118,1	11,8	45,25
400	34,14	3,30	27,23	3,02	82,25	12,3		32,73	3,31	26,06	3,01	78,3	11,7	36,50
200	32,21	1,65	25,30	1,51	38,20	11,4		31,87	1,65	25,01	1,51	37,7	11,3	27,75

Nota: Tomado de G, Osma, [18].

Se puede obtener un porcentaje de eficiencia como la razón entre los datos de corriente medidos en temperatura ideal (25°C) y en temperatura del panel en funcionamiento; sin embargo, se observa que la temperatura es mayor a grandes valores de irradiancia y cercana a la ideal en los valores pequeños. Esto genera diferentes valores de eficiencia según el valor de irradiancia como se muestra en la Figura A.9.

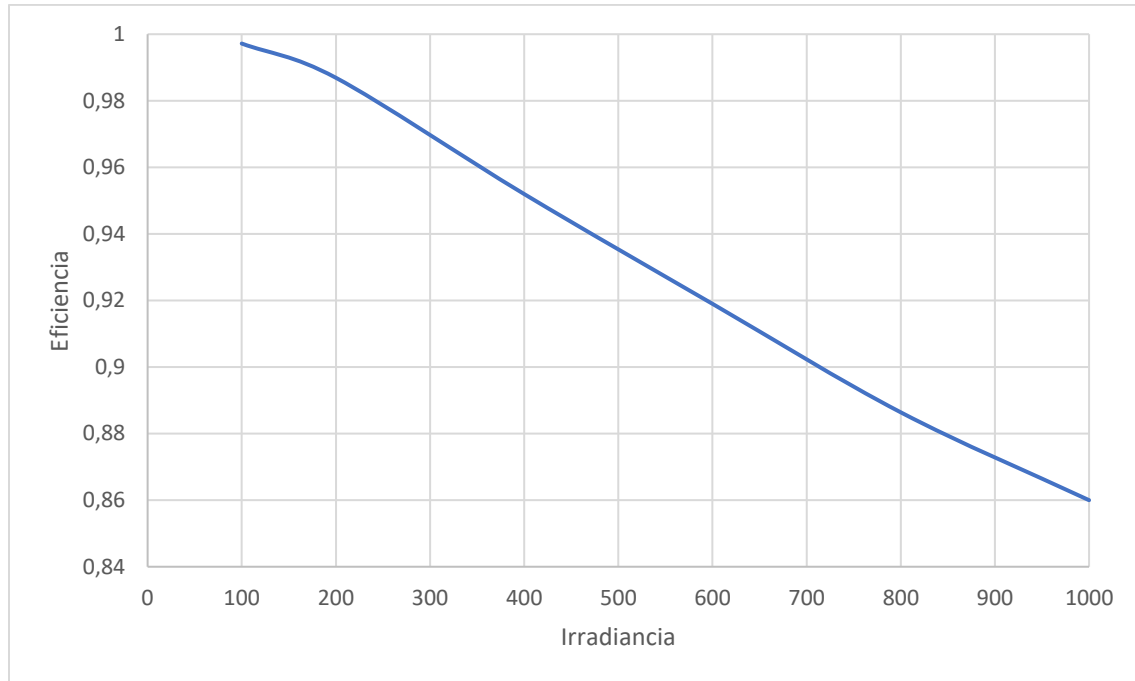


Figura A 11. Variación de la eficiencia por temperatura según la irradiancia presentada

Para este caso específico y buscando linealidad en las ecuaciones utilizadas, se utilizará una eficiencia de 0.86, que se da para un valor de irradiancia de 1000 W/m².

Finalmente, los inversores M250 *Enphase Energy* muestran, según su hoja de datos [30], una eficiencia para la potencia pico de salida del MPPT¹⁰ es de 99%, completando los datos necesarios para obtener el factor de multiplicación:

$$P_{medida} = P_{referencia} * \eta_{condAC} * \eta_{inversor} * \eta_{condDC} * \eta_{panel} \quad (8)$$

En donde:

- P_{medida} es la potencia vista por el medidor
- $P_{referencia}$ es la potencia instalada o capacidad nominal del sistema FV

¹⁰ MPPT se refiere al Seguidor del punto máximo de potencia por su sigla en inglés (*Maximum Power Point Tracker*).

- $\eta_{condAC} = 0,99$; es la eficiencia en los conductores de corriente alterna
- $\eta_{inversor} = 0,99$; es la eficiencia del inversor
- $\eta_{condDC} = 0,99$; es la eficiencia en los conductores de corriente directa
- $\eta_{panel} = 0.86$; es la eficiencia del panel FV bajo las nuevas condiciones

ambientales

Llevando estos datos a la Ecuación 7, se obtiene:

$$(7) P_{medida} = 9.63 * 0.99 * 0.99 * 0.99 * 0.86 = 8.036 \text{ kW}$$

En conclusión, a una irradiancia de 1000 W/m^2 se obtiene una potencia de 8.036 kW , equivalente en mediciones a una corriente promedio de 20.256 A y llevándolos a la Ecuación 6, se tiene que:

$$(6) c = \frac{E_t}{I_t} = \frac{1000 \left[\frac{W}{m^2} \right]}{20.256[A]} = 49.367 \left[\frac{W}{A * m^2} \right]$$

Se debe tener en cuenta que el medidor ve una corriente mínima en las horas de la noche, que puede ser por el estado *Stand By* de los equipos, además de la iluminación artificial en la ubicación del sistema FV. Esta corriente es de 1.17 A en promedio, haciendo que los valores menores a esta corriente se eliminen en la conversión a irradiancia; por lo tanto, la expresión se generaliza de la siguiente forma:

$$E_t = \begin{cases} 0 & \forall I_t \leq 1.17 \text{ A} \\ c * I_t = 49.367 * I_t & \forall I_t > 1.17 \text{ A} \end{cases}$$

Apéndice H. Líneas de programación en MATLAB

La simulación fue realizada en el software especializado Matlab, mediante un código de iteraciones de Newton Raphson con Jacobiano tal como se muestra a continuación:

```
clear Resultado Flujo_de_potencia Perdidas_de_potencia

V=linspace(0,0,NB); %Vector de tensiones
V(2)=220; %Tensión de referencia
NB=8; %Número de barras
QFV=max(Datossistema2(:,2)*220*sqrt(3))*0.1; %Potencia reactiva

for Mayor=1:1440

%Identificación de vectores
Stotal=linspace(0,0,NB);
P=linspace(0,0,NB);
Q=linspace(0,0,NB);
FP=linspace(0,0,NB);
d=linspace(0,0,NB);
DP=linspace(0,0,NB-1);
DQ=linspace(0,0,NB-1);
H=zeros(NB-1);
N=zeros(NB-1);
J=zeros(NB-1);
L=zeros(NB-1);
errorV=0.0001;

%Identificacion de barras
%disp('Barra de referencia (ó compensacion)');
V(1)=220;
d(1)=0;

%Suposicion de datos
%disp('Barras de carga');
%NBC=input('Digite el numero de barras de carga = ');
NBC=7;
if NBC==0
    barrac=1;
else
    for barrac=2:NBC+1
        %barrac
        %Stotal(barrac)=input('Digite la S de la barra de carga = ');
        %FP(barrac)=input('Digite el FP de la barra de carga = ');
```

```

%if Stotal(barrac)>0;
%   Q(barrac)=sqrt(Stotal(barrac)^2-P(barrac)^2);
%else
%   Q(barrac)=-sqrt(Stotal(barrac)^2-P(barrac)^2);
%end
%P(barrac)=Stotal(barrac)*FP(barrac);
if barrac==2
    P(barrac)=Datossistema2(Mayor,barrac)*V(barrac)*sqrt(3);
    Q(barrac)=-QFV;
else
    Stotal(barrac)=Datossistema2(Mayor,barrac);
    FP(barrac)=0.96;
    P(barrac)=-Stotal(barrac)*FP(barrac);
    Q(barrac)=-sqrt(Stotal(barrac)^2-P(barrac)^2);
end
end
end

```

```

%disp('Barras de generacion')
%NBG=input('Digite el numero de barras de generacion = ');
%for barrag=barrac+1:barrac+NBG;
%   barrag
%   P(barrag)=input('Digite la P de la barra de generacion = ');
%   V(barrag)=input('Digite la V de la barra de generacion = ');
%end
%disp('-----')

```

NBG=0; %Número de barras de generación

```

%disp('Suponemos los valores de V y d que no tenemos como 220<0');
for vv=1:NB
    if V(vv)==0
        V(vv)=220;
        d(vv)=0;
    end
end
end

```

errorV2=1;

```

%Matriz de admitancias
%disp('Matriz de admitancias');
%for k=1:NB,
%   for i=k:NB,
%       fprintf('%3f%4f\n',k,i);
%       Y(k,i)=input('Digite el valor de la admitancias ');
%       Y(i,k)=Y(k,i);
%   end
%end

```

```

% end
%end
%disp('-----');

%Vector de potencias
%for q=1:5;
while errorV2>0.001
%disp('Disposicion del vector de potencias')

for n=2:NB
    DP(n-1)=P(n);
    DQ(n-1)=Q(n);
end

%Cálculo de pérdidas que se restan a la potencia de cada barra

for n=2:NB
    Suma=0;
    for n1=1:NB
        S1=V(n)*abs(Y(n,n1))*V(n1)*exp(1j*(d(n)-angle(Y(n,n1))-d(n1)));
        Suma=Suma+S1;
    end
    PC(n)=real(Suma);
    QC(n)=imag(Suma);
    DP(n-1)=P(n)-real(Suma);
    DQ(n-1)=Q(n)-imag(Suma);
end

if NBG==0
    DS=[DP,DQ]';
else
    DS=[DP,DQ]';
    a=length(DS);
    for o=1:NBG
        DS(a+1-o)=[];
    end
end
PC;
QC;
DS;

%Jacobiano

%disp('Matriz del Jacobiano');

for z=2:NB

```

```

for z1=2:NB
    if z==z1
        H(z-1,z1-1)=-Q(z)-abs(Y(z,z1))*sin(angle(Y(z,z1)))*V(z)^2;
        N(z-1,z1-1)=P(z)+abs(Y(z,z1))*cos(angle(Y(z,z1)))*V(z)^2;
        J(z-1,z1-1)=P(z)-abs(Y(z,z1))*cos(angle(Y(z,z1)))*V(z)^2;
        L(z-1,z1-1)=Q(z)-abs(Y(z,z1))*sin(angle(Y(z,z1)))*V(z)^2;
    else
        H(z-1,z1-1)=V(z)*V(z1)*abs(Y(z,z1))*sin(d(z)-d(z1)-angle(Y(z,z1)));
        N(z-1,z1-1)=V(z)*V(z1)*abs(Y(z,z1))*cos(d(z)-d(z1)-angle(Y(z,z1)));
        J(z-1,z1-1)=-(V(z)*V(z1)*abs(Y(z,z1))*cos(d(z)-d(z1)-angle(Y(z,z1))));
        L(z-1,z1-1)=H(z-1,z1-1);
    end
end
end

if NBG==0
    Jac=[H,N;J,L];
else
    Jac=[H,N;J,L];
    a1=length(Jac);
    for o1=1:NBG
        Jac(a+1-o,:)=[];
        Jac(:,a+1-o)=[];
    end
end

D=inv(Jac)*DS;

%disp('Resultado final de la iteracion');

errorV=V(5);

for t=2:(length(D)+NBG)/2+1
    d(t)=D(t-1)+d(t);
end

for t1=2:(length(D)+NBG)/2-NBG+1
    V(t1)=D(t1+t-2)*V(t1)+V(t1);
end
errorV2=abs(V(5)-errorV);

%disp('-----');

end

%Potencias netas de la barra

```

```

for n=1:NB
    suma=0;
    for n1=1:NB
        algo=V(n)*abs(Y(n,n1))*V(n1)*exp(1j*(d(n)-angle(Y(n,n1))-d(n1)));
        suma=suma+algo;
    end
    ST(n)=suma;
    PT(n)=real(ST(n));
    QT(n)=imag(ST(n));
end

%Potencias de transmision entre barras

for tr=1:NB
    for tr1=1:NB
        Itr(tr,tr1)=(V(tr)*exp(d(tr)*1j)-V(tr1)*exp(d(tr1)*1j))*Y(tr,tr1)*(-1);
        Str(tr,tr1)=V(tr)*exp(d(tr)*1j)*conj(Itr(tr,tr1));
    end
end

%Perdidas de transmision

for pr=1:NB
    for pr1=1:NB
        if pr1==pr
            Per(pr,pr1)=0;
        else
            Per(pr,pr1)=Str(pr,pr1)+Str(pr1,pr);
        end
    end
end

%Guardado de resultados para la cada posición del vector final
Resultado(Mayor,:)= [V,d,abs(ST),PT,QT];
Perdidas_de_potencia(Mayor,:)= [real(Per(1,3)),real(Per(1,4)),real(Per(1,5)),real(Per(1,6))
,real(Per(1,7)),real(Per(1,8)),real(Per(2,8))];
Flujo_de_potencia(Mayor,:)= [Str(1,3),Str(1,4),Str(1,5),Str(1,6),Str(1,7),Str(1,8),Str(2,8)];

end

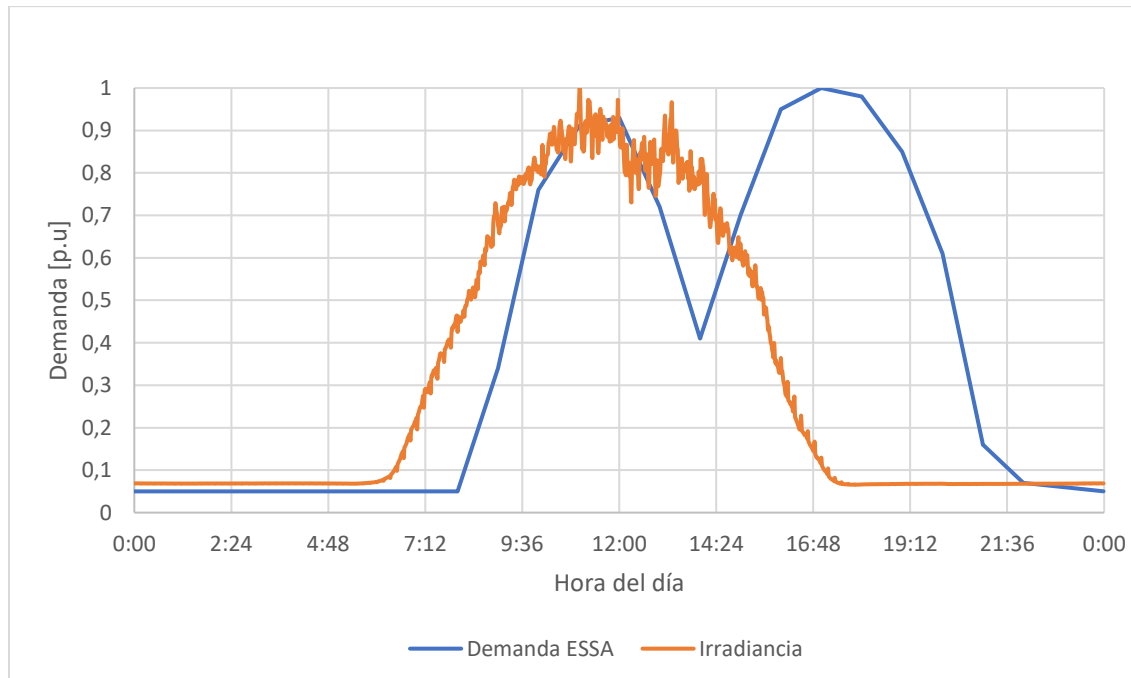
```

Apéndice I. Flujo de potencia ejemplo

A partir de la curva de demanda diaria para el sector comercial en el departamento de Santander, Colombia, mostrada en la Figura A.12, es posible obtener ciertas características que pueden ayudar a definir escenarios de simulación. Por ejemplo, se puede observar el inicio de la curva de demanda, que tiene gran semejanza con la curva ideal de irradiancia solar; sin embargo, se pueden observar dos picos de demanda divididos por una caída en la hora del mediodía, lo que significaría una disimilitud con esta curva ideal.

Figura A.12.

Demanda diaria para el sector comercial, en comparación con la curva de irradiancia promedio medida. Unidades en [p.u.].



Nota: adaptada de las Normas para el cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electrificadora de Santander (ESSA S.A. E.S.P.) [31]

Entre los primeros casos de simulación se toman las condiciones promedio de irradiancia solar del sistema para encontrar el comportamiento inicial del SDEE. A partir de estos resultados, se variarán las características de un día nublado para encontrar el comportamiento del SDEE ante las condiciones desfavorables de irradiancia solar.

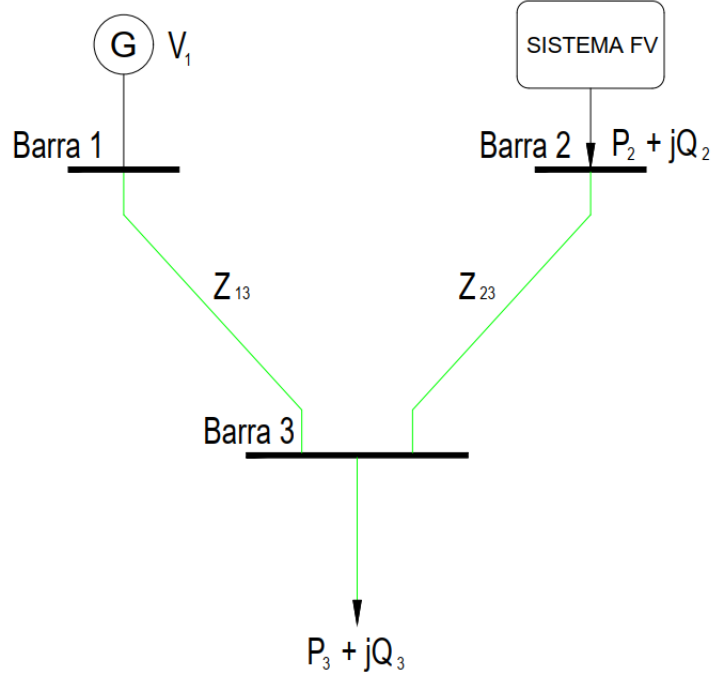
Es importante aclarar que, a partir de los resultados de estas simulaciones, es posible obtener conclusiones y nuevas problemáticas a estudiar del SDEE con integración de paneles FV. Estas simulaciones servirán para tomar referencia de las variaciones típicas de un sistema básico ante estas condiciones.

Se supone un sistema sencillo en de la ciudad de Bucaramanga, Colombia, con el objeto de utilizar la caracterización de la nubosidad realizada y mostrar de forma sencilla el procedimiento utilizado en la simulación.

Este sistema es de 3 barras, tal como se muestra en la Figura A.13. En este sistema se asume que la demanda diaria, conectada en la Barra 3, es la mostrada en la Figura 36 con un factor de potencia constante de 0,9 y está alimentada por la Barra 1 y un transformador con suficiente capacidad para el suplir esta demanda. A este sistema se le instala un subsistema FV en la barra 2 que tiene una capacidad instalada del 50% de la potencia máxima demandada y se asume que este sistema trabaja con una potencia reactiva constante capacitiva del 10% del valor pico de potencia activa inyectada.

Figura A.13.

Representación del sistema básico utilizado para la simulación



Se asumen los valores de las impedancias de conexión según se muestra en las siguientes condiciones iniciales (valores en p.u.):

$$V_1 = 1 \angle \theta ; |S_{3m\acute{a}x}| = -1 ; f_{p3} = 0,9 ; P_{2m\acute{a}x} = 0,5 ; Q_2 = 0,1 * P_{2m\acute{a}x}$$

$$Z_{13} = 0,02 + j0,01 ; Z_{23} = 0,002 + j0,01$$

La matriz de admitancias necesaria para la realización de la simulación se establece según como se muestra a continuación:

$$Y_{BARRA} = \begin{pmatrix} (Y_{12} + Y_{13}) & -Y_{12} & -Y_{13} \\ -Y_{21} & (Y_{21} + Y_{23}) & -Y_{23} \\ -Y_{31} & -Y_{32} & (Y_{31} + Y_{32}) \end{pmatrix}$$

En donde:

$$Y_{13} = Y_{31} = \frac{1}{Z_{13}} ; Y_{23} = Y_{32} = \frac{1}{Z_{23}} ; Y_{12} = Y_{21} = 0$$

La primera simulación se realizó con una irradiancia en día despejado, tal como se muestra en la Figura A.14. A partir de la inyección de potencia generada, se simuló el comportamiento de los flujos, tensiones en los nodos y pérdidas en los conductores.

De la misma manera, se realizó la simulación para un día nublado aleatorio en Bucaramanga. Se muestran los resultados en la Figura A.15.

Figura A.14.

Resultados de la primera simulación básica. Día despejado en la ciudad Bucaramanga.

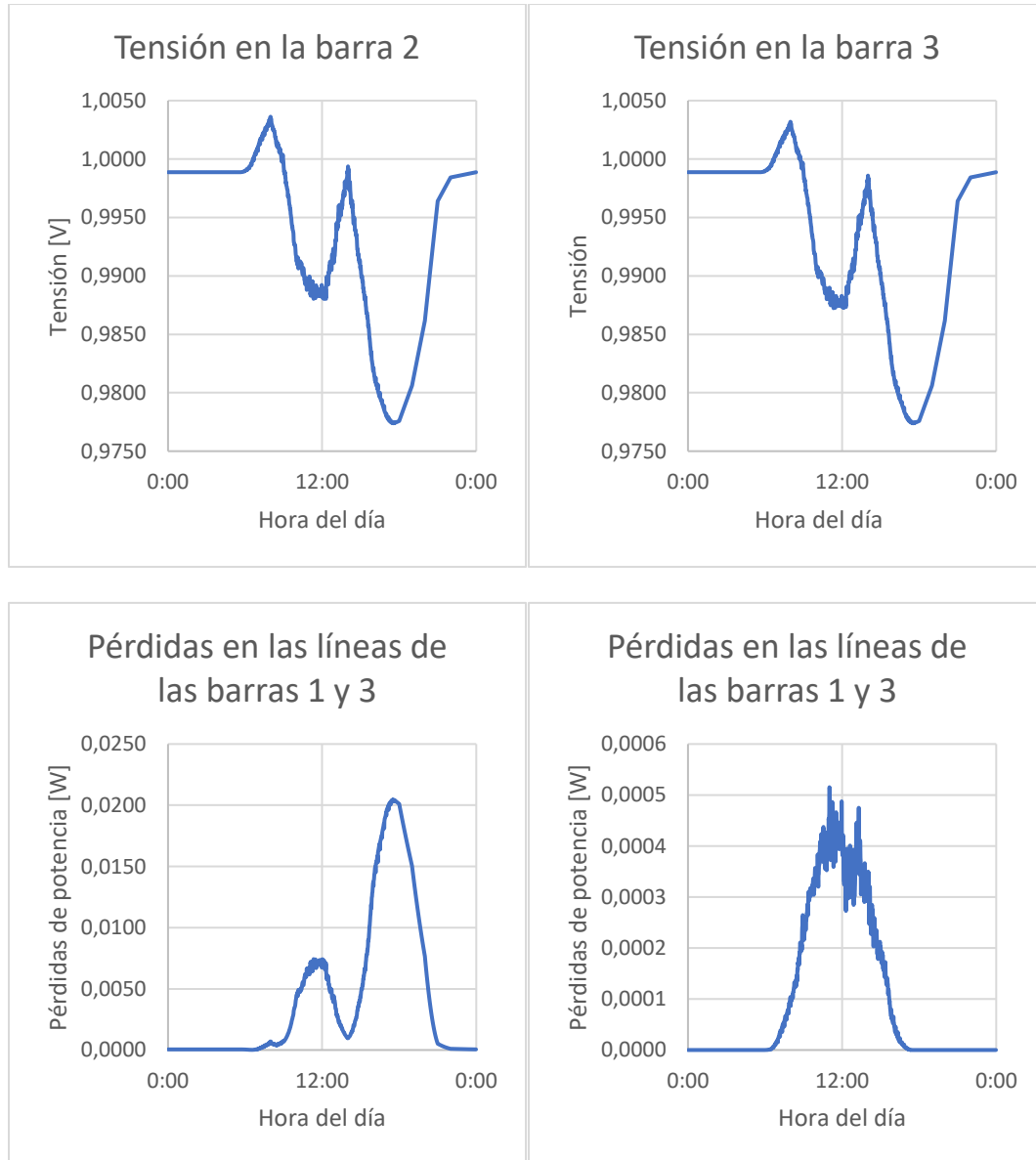


Figura A.15.

Resultados de la segunda simulación básica. Día nublado aleatorio en la ciudad Bucaramanga.

