

ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL NIVEL DE PENETRACIÓN DE POTENCIA FV EN
UNA RED DE BT A PARTIR DE LA APLICACIÓN DE DISPOSICIONES DEL IEEE
STD. 1547.7. CASO DE ESTUDIO: EDIFICIO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA UIS

IVÁN EDGARDO JIMÉNEZ VARGAS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2018

ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL NIVEL DE PENETRACIÓN DE POTENCIA FV EN
UNA RED DE BT A PARTIR DE LA APLICACIÓN DE DISPOSICIONES DEL IEEE
STD. 1547.7. CASO DE ESTUDIO: EDIFICIO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA UIS

IVÁN EDGARDO JIMÉNEZ VARGAS

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO
ELECTRICISTA

DIRECTOR
GERMAN ALFONSO OSMA PINTO
DOCTOR EN INGENIERÍA – ÁREA INGENIERÍA ELÉCTRICA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2018

AGRADECIMIENTOS

Fueron muchas las personas que hicieron esto posible. En primer lugar, agradezco a mis abuelos, William y Susana, sin cuyo esfuerzo, dedicación y apoyo incondicional me habría sido imposible permanecer en la universidad. En segundo lugar, agradezco a mi mamá y a mi tía Vero, por el acompañamiento y el cuidado. Gracias a Javier Manrique, por las charlas, por la perspectiva y por los consejos. Finalmente, agradecimientos especiales al director, el profesor German Osma, por las críticas y observaciones, por todo lo enseñado, por la confianza depositada y por su espíritu abierto y comprometido. Con todos, conservo una deuda eterna.

DEDICATORIA

A mis abuelos, a quienes les debo todo.

A los(as) compañeros(as) que son o hicieron parte de 'el parche', pues me enseñaron gran parte de todo lo que sé, en aquellas jornadas largas de tertulia, vino y música.

A Ella, en sus múltiples formas, por haberme dado sentido y fuerza.

A la noche de Bucaramanga, por las sorpresas.

A la Universidad Pública, por su acogida y su resistencia: Pública la recibimos y pública la debemos entregar.

CONTENIDO

| | pág. |
|--|------|
| INTRODUCCIÓN | 15 |
| 1. OBJETIVOS..... | 20 |
| 1.1 OBJETIVO GENERAL | 20 |
| 1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS..... | 20 |
| 2. MARCO REFERENCIAL..... | 21 |
| 2.1 MARCO TEÓRICO: ANTECEDENTES E HIPÓTESIS..... | 21 |
| 2.1.1 Antecedentes: Impactos de la integración de GD en redes de distribución.. | 22 |
| 2.1.2 Antecedentes: Impactos en la magnitud y perfil de tensión | 25 |
| 2.1.3 Antecedentes: Impactos en las pérdidas en el sistema de distribución | 28 |
| 2.1.4 Formulación de hipótesis | 30 |
| 2.2. MARCO CONCEPTUAL: IEEE Std. 1547.7-2013..... | 32 |
| 2.2.1 Revisión preliminar de criterios | 33 |
| 2.2.2 Estudios convencionales..... | 38 |
| 2.2.3 Estudios especiales | 39 |
| 2.3. MARCO CONCEPTUAL: ENFOQUE DE LA <i>HOSTING CAPACITY</i> *..... | 41 |
| 2.3.1. <i>Hosting Capacity</i> para sobrecargas y pérdidas de potencia | 43 |
| 2.3.2. <i>Hosting Capacity</i> para variaciones en la magnitud de tensión..... | 45 |
| 2.4. MARCO LEGAL, REGULATORIO Y NORMATIVO | 47 |
| 2.4.1. Marco legal | 48 |
| 2.4.2. Marco regulatorio | 50 |
| 2.4.3. Marco normativo: NTC 2050 | 52 |
| 3. APLICACIÓN DEL STD. IEEE 1547.7-2013..... | 54 |

| | |
|--|----|
| 3.1 ESTUDIOS PRELIMINARES | 54 |
| 3.1.1 Criterio P1: Uso de equipamiento del sistema de GD certificado..... | 55 |
| 3.1.2 Criterio P3: Impacto en la cargabilidad de los equipos del SDE en estado estable | 57 |
| 3.1.3 Criterio P5: Impactos en la regulación de voltaje dentro del SDE en estado estable | 59 |
| 3.2 ESTUDIOS CONVENCIONALES | 66 |
| 3.2.1. Estudio de estado estable 1: Máxima carga sin generación | 67 |
| 3.2.2. Estudio de estado estable 2: Mínima carga con máxima generación | 71 |
| 3.3 ESTUDIOS ESPECIALES | 78 |
| 4. <i>HOSTING CAPACITY</i> DE LA RED DE BT DEL EIE..... | 79 |
| 4.1 ESTIMACIÓN INICIAL DE LA HC..... | 79 |
| 4.2. ESCENARIOS DE PENETRACIÓN Y SIMULACIONES | 80 |
| 5. CONCLUSIONES | 88 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | 90 |
| ANEXOS | 94 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|---|-----|
| Tabla 1. Listado de decretos y resoluciones emitidos a partir de la Ley 1515 de 2014. | 50 |
| Tabla 2. Lista de chequeo para los estudios preliminares. Adaptada de la tabla 1 del IEEE Std. 1547.7-2013. | 54 |
| Tabla 3. Especificaciones y cumplimiento de normas de los paneles del SFV. | 55 |
| Tabla 4. Algunas especificaciones y cumplimiento de normas de los microinversores del SFV. Fuente: Hoja de características. | 56 |
| Tabla 5. Potencias nominales trifásicas de algunos componentes de la red. | 58 |
| Tabla 6. Tensión en los nodos principales de la red de BT del EIE. | 69 |
| Tabla 7. Condiciones de carga para el primer estudio de estado estable. | 72 |
| Tabla 8. Tensión en los nodos principales de la red de BT del EIE. | 77 |
| Tabla 9. Datos para estimación inicial de las HCs. | 79 |
| Tabla 10. HCs estimadas a partir de las fórmulas aproximadas. | 80 |
| Tabla 11. Escenarios de simulación para determinar la característica de HC. | 81 |
| Tabla 12. Resultados de los índices para la construcción de las características de HC. | 84 |
| Tabla 13. Visión general de los datos típicos para los diferentes estudios según la guía. Adaptados de la Tabla 8 del IEEE Std. 1547.7-2013. | 102 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1. Estructura de la revisión preliminar de criterios. | 34 |
| Figura 2. Variación cualitativa de las pérdidas o la cargabilidad de las líneas como función de la cantidad de GD..... | 44 |
| Figura 3. Variación cualitativa de la magnitud de tensión como función de la cantidad de GD. Tomado de. | 46 |
| Figura 4. Diagrama unifilar de la red de BT del Edificio de Eléctrica. Tomado de. | 59 |
| Figura 5. Bloques constructivos para determinar la capacidad de COCI en el PCC. | 61 |
| Figura 6. Perfiles de carga promedio de mediciones de dos meses en el Edificio donde se evidencia la potencia mínima requerida por el EIE. | 64 |
| Figura 7. Curva de carga promedio típica para los días entre semana según mediciones de dos meses en el EIE. | 68 |
| Figura 8. Curvas de carga para la tercera semana de octubre (P, Q y S) del modelo en PowerFactory. | 69 |
| Figura 9. Perfil de tensión en el Alimentador al SFV en la condición de carga máxima sin generación..... | 71 |
| Figura 10. Irradiancias máximas promedio horarias medidas en la ciudad de Bucaramanga por la estación meteorológica de la UIS. | 73 |
| Figura 11. Eficiencia de los microinversores Enphase M250 en carga pico (resaltada)..... | 73 |
| Figura 12. Unifilar de la red de BT del EIE tomado de la interface de PowerFactory. | 75 |
| Figura 13. Elemento del “Alimentador al SFV” resaltado con recuadros color vino tinto, tomado de la interface de PowerFactory..... | 76 |
| Figura 14. Perfil de tensión en el Alimentador al SFV para GFV máxima y carga mínima. | 78 |
| Figura 15. Circuito radial con derivaciones de carga. | 81 |

| | |
|---|----|
| Figura 16. Perfiles de tensión en el Alimentador al SFV en función de la distancia al transformador para cada nivel de penetración..... | 83 |
| Figura 17. Cargabilidad en cada uno de los tramos del Alimentador al SFV para cada escenario de penetración..... | 84 |
| Figura 18. Comportamiento y tendencia de la elevación de tensión con el aumento del nivel de penetración. | 85 |
| Figura 19. Características de HC para el índice de pérdidas (rojo) y cargabilidad (azul)..... | 86 |

LISTA DE ANEXOS

| | |
|---|----|
| ANEXO A. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA GUÍA IEEE 1547.7-2013..... | 94 |
|---|----|

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL NIVEL DE PENETRACIÓN DE POTENCIA FV EN UNA RED DE BT A PARTIR DE LA APLICACIÓN DE DISPOSICIONES DEL IEEE STD. 1547.7. CASO DE ESTUDIO: EDIFICIO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA UIS.*

AUTOR: IVÁN EDGARDO JIMÉNEZ VARGAS**

PALABRAS CLAVE: GENERACIÓN DISTRIBUIDA, IEEE 1547, *Hosting Capacity*, PERFIL DE TENSIÓN, PÉRDIDAS, CARGABILIDAD.

DESCRIPCIÓN:

El auge y desarrollo de la autogeneración fotovoltaica a escala residencial es hoy una realidad. No obstante, esta integración causa impactos en las condiciones de estado estable, los esquemas de protecciones y la calidad de potencia de las redes de distribución de energía. Es por esto que resulta necesario identificar prácticas y procedimientos que permitan la evaluación de estos impactos, en aras de aprovechar al máximo los beneficios de estas tecnologías, en búsqueda de una reducción de mitigaciones de impactos y con el propósito general de no generar barreras innecesarias para la integración de estas tecnologías a la matriz energética colombiana.

En este trabajo de grado se analizó el impacto en la tensión en estado estable, la cargabilidad y las pérdidas de potencia del nivel de penetración de generación fotovoltaica distribuida en la red eléctrica de baja tensión del edificio de ingeniería eléctrica (EIE) de la Universidad Industrial de Santander, con la aplicación algunas disposiciones del IEEE Std. 1547.7: 2013 y el enfoque de *Hosting Capacity*, a través de simulaciones en PowerFactory. A través de esta aplicación, se logró identificar, describir y apropiar la estructura del dicho estándar, determinar la capacidad máxima de penetración tolerada por el EIE actualmente y profundizar en los problemas de la integración de la generación distribuida en las redes de baja tensión.

Tras identificar el escenario más relevante, los resultados evidencian los impactos directos sobre la red se dan en el alimentador que conecta la subestación con el generador, pero no son significativos estos impactos para el estado actual del sistema. Sin embargo, si se aumenta la generación, podrán existir sobrecargas en ciertos tramos de conductor y aumentos en las pérdidas de potencia.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones.
Director: German Alfonso Osma Pinto.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF THE IMPACT OF THE PV POWER PENETRATION LEVEL IN A LV NETWORK BASED ON THE APPLICATION OF IEEE STD. 1547.7 PROVISIONS. CASE STUDY: EDIFICIO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA UIS.*

AUTHOR: IVÁN EDGARDO JIMÉNEZ VARGAS**

KEYWORDS: GENERACIÓN DISTRIBUIDA, IEEE 1547, *Hosting Capacity*, PERFIL DE TENSIÓN, PÉRDIDAS, CARGABILIDAD.

DESCRIPTION:

The height and development of photovoltaics self-generation systems on a residential scale and its integration into electricity networks is now a reality. However, this integration causes impacts on the steady state conditions, the protection schemes and the power quality of the power distribution networks. This is why it is necessary to identify practices and procedures that allow the evaluation of these impacts, in order to take full advantage of the benefits of these technologies, in search of a mitigation reduction of impacts and with the general purpose of not generating unnecessary barriers for the integration of these technologies to the Colombian energy matrix.

Keeping in mind the above, in bachelor thesis analyzed the impact on the steady state voltage, the loading of the grid and the power losses of the penetration level of distributed photovoltaic generation in the low voltage electrical network of the electrical engineering building (EIE) of the Universidad Industrial de Santander, with the application of some recommendations of IEEE Std. 1547.7: 2013 and the approach of Hosting Capacity, through simulations in PowerFactory. Through this application, it was possible to identify, describe and appropriate the structure of the standard, determine the maximum penetration capacity currently tolerated by the EIE and deepen the problems of the integration of distributed generation in low voltage networks.

After identifying the scenario of maximum generation and minimum load as the most relevant, the results showed that the direct impacts on the network are given in the feeder that connects the substation with the generator, but these impacts are not significant for the current state of the system. However, if the generation is increased, there may be overloads in certain driver sections and increases in power losses.

* Bachelor Thesis.

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones.

Director: German Alfonso Osma Pinto.

INTRODUCCIÓN

El auge y desarrollo de las energías renovables y los adelantos realizados en materia de regulación por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)¹, han permitido que el estudio e integración de generación distribuida (GD) haya crecido rápidamente en los últimos años, en todo el territorio colombiano, particularmente aquella basada en sistemas fotovoltaicos. Este crecimiento se debe, en buena medida, a los trabajos de investigación enfocados en la correcta implementación de sistemas FV en todos los niveles de los sistemas eléctricos ^{2 3 4}, así como a la disminución de los costos de los paneles FV, los sistemas de almacenamiento y los dispositivos de conversión asociados; los incentivos tributarios brindados por la Ley 1715 de 2014⁵ y las apuestas del gobierno nacional y los sectores privados a la diversificación de la matriz energética del país.

Sin embargo, algunos estudios ^{3 4 6 7}, han demostrado que la integración de Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCR) presenta nuevos retos en

¹ COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución No. 30 de 2018 (26, febrero, 2018). Por al cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el SIN. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2018.

² OSORIO, Laura; PATIÑO, Sebastian y HERNANDEZ, Johann. Methodology to assess the influence of PV systems as a distributed generation technology. En: IEEE International Symposium on Alternative Energies and Energy Quality (SIFAE). 2012, p. 1-6. DOI: 10.1109/SIFAE.2012.6478903

³ SRISAEN, N. y SANGSWANG, A. Effects of PV grid-connected system location on a distribution system. En: IEEE Asia-Pacific Conference on Circuits and Systems, Proceedings, APCCAS. 2006, p. 852-855. DOI: 10.1109/APCCAS.2006.342175

⁴ ARANGO MANRIQUE, Adriana y ÁLVAREZ LOPEZ, Ramón Antonio. Integration of distributed generation to support the electricity supply: Stability analysis in a Colombian microgrid. En: IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, 2013. DOI: 10.1109/ISGT-LA.2013.6554431

⁵ COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. Ley 1715 (13, mayo, 2014). Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2014.

⁶ HERNÁNDEZ, Juan Carlos y MEDINA, Andrés. Conexión de Sistemas Fovoltáicos a la Red Eléctrica: Calidad de Suministro. En Sumuntán 2006, vol. 23, p. 33-44.

⁷ DIAZ RODÍGUEZ, Robinson; JUTINICO ALARCÓN, Andrés Leonardo y MORENO JIMÉNEZ, Robinson. Monitoring system for global solar radiation, temperature, current and power for a photovoltaic system interconnected with the electricity

diversas áreas de la ingeniería eléctrica, dado que su implementación y régimen de operación propician la aparición de fenómenos que afectan de diversas formas la calidad del suministro de energía eléctrica y el desempeño de la red y los equipos de protección.

Considerando que tanto usuarios finales como operadores de red, coinciden en que una operación eficiente de los sistemas eléctricos solo puede ser garantizada mediante adecuados niveles de calidad del suministro, se deben estudiar las metodologías propuestas en el estado del arte para detectar, evaluar, fomentar los efectos positivos o mitigar los impactos negativos que tienen las FNCER en los sistemas de generación, transmisión y distribución.

En este trabajo de grado se evaluó el impacto que tiene el nivel de penetración del sistema fotovoltaico (SFV) de la terraza verde del Edificio de Ingeniería Eléctrica en el perfil de tensión, las pérdidas y la cargabilidad en los conductores de la red de baja tensión (BT) y el transformador de la edificación. Esta evaluación se hizo siguiendo algunas de las disposiciones de la guía IEEE Std.1547.7 y los hallazgos en la literatura.

A partir del cumplimiento de los objetivos, este trabajo de grado se estructuró de la siguiente manera: En primer lugar, el Marco Referencial describe algunos antecedentes sobre los que se sustenta el trabajo. Allí se exponen las metodologías, las consideraciones y hallazgos de cada una de estas investigaciones. Dentro del Marco Referencial, se incluye el Marco Conceptual, el cual describe el contenido aplicado de la guía IEEE Std. 1547.7 y el procedimiento para determinar la *Hosting Capacity* del libro *“Integration of Distributed Resources in the Power System”*. Finalmente, se incluye el Marco Legal, Regulatorio y Normativo, donde se describen

distribution network in Bogota. En: IEEE 56th International Midwest Symposium on Circuits and Systems (MWSCAS), 2013, p. 485-488. ISSN 15483746. DOI: 10.1109/MWSCAS.2013.6674691

brevemente las decisiones que el Estado ha tomado para reglamentar y regular la actividad de autogeneración y generación distribuida en el territorio colombiano. El Marco Referencial está contenido en el capítulo 2.

La aplicación de las disposiciones del estándar se hace en el capítulo 3, donde se evalúa el impacto del sistema fotovoltaico (SFV) actual en la red de BT en estudio. A partir de las consideraciones derivadas de las recomendaciones y consideraciones, de acuerdo con los tipos de tecnología de generación y la configuración de la red, fue posible adaptar los escenarios de simulación y disminuir el número de simulaciones necesarias. Esta evaluación permitió concluir que con el nivel de penetración actual de generación no se tiene un impacto significativo en la cargabilidad de los conductores, mientras que, de acuerdo al modelo, el impacto en perfil de tensión no resulta ser significativo, pues las simulaciones revelan que la variación de tensión en la red no fue superior al 1% en los dos escenarios evaluados en el estudio convencional.

Concluida la evaluación de la situación actual de la red, se efectuó un análisis de los impactos frente al aumento de la potencia pico del generador fotovoltaico, para determinar la HC de la red con la configuración actual, a partir de simulaciones de la red de BT del Edificio en PowerFactory. Se logró identificar el tramo de conductor más susceptible a las sobrecargas, el nodo con la mayor elevación de tensión, las características que relacionan los impactos y la potencia del generador y, así, se estimó la potencia pico del SFV que puede instalarse en la terraza del edificio antes de que sean necesarias modificaciones en la red. Este análisis se presenta en el capítulo 4.

Los resultados muestran que el mayor impacto debido a la generación actual del SFV de 9,4 kWp, en la tensión de estado estable, fue la elevación de 0,5% en el nodo más cercano al SFV, mientras que los estudios preliminares descartaron cualquier violación en la cargabilidad de los conductores. Por otra parte, el aumento

de la generación provocó las elevaciones de tensión más significativas en el nodo que recolecta toda la generación, pero dado un SFV cinco veces mayor al actual, se encontró una elevación de tensión máxima del 3% de la tensión nominal, siendo el límite máximo el 10%. Asimismo, se evidenció que los conductores asociados al alimentador que conecta el barraje de generación (PCC) y el secundario del transformador principal se comienzan a sobrecargar si se instala una potencia de 20,2 kWp en la terraza.

El desarrollo de este trabajo de grado se limitó a la evaluación de los nodos más críticos del sistema y los tramos de líneas modelados en estado estable, a frecuencia fundamental y con el barraje de referencia (*slack*) situado en el lado de media tensión del transformador del edificio de ingeniería eléctrica (EIE), cuya relación de transformación de operación es 13,2/0,22 kV. Se trabajó sobre el modelo en el *software* PowerFactoryTM de la red, el cual fue desarrollado en un trabajo de grado precedente⁸. En este modelo, los autores consideraron que las cargas pertenecientes a un mismo circuito se agrupan como una carga equivalente en potencia promedio, a partir del levantamiento *in situ* realizado, seguido del análisis de su régimen de operación, mientras que la distancia al tablero de distribución de piso de esta carga equivalente es igual al promedio de las distancias reales de las cargas agrupadas. El modelo aplicado a estas cargas fue el modelo polinomial (ZPI), basado en hallazgos en la literatura. Los autores ajustaron y validaron el modelo a través de mediciones de potencia y energía en los distintos barrajes. El transformador, los conductores y los barrajes, se simularon de acuerdo con las especificaciones de los fabricantes. El sistema FV se implementó de acuerdo con la herramienta *Solar Calculation* del *software*, a partir de las mediciones históricas de irradiación y temperatura, parametrizados según las especificaciones técnicas de

⁸ CORTÉS CANCELADO, Carlos Andrés y GARCÍA PINZÓN, Yuly Fernanda. Estudio del Impacto de la Inyección de Energía de un Generador Fotovoltaico en el Perfil de Tensión y las Pérdidas de Energía en Conductores de la Red de Baja Tensión del Edificio de Ingeniería Eléctrica a partir de Simulaciones Computacionales. Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas, 2018.

los fabricantes. Este modelo fue pensado para llevar a cabo simulaciones cuasiestáticas, no obstante, en este trabajo de grado se logró reducir y adaptar dichas simulaciones a simulaciones puntuales de estado estable, dadas las recomendaciones de la guía IEEE Std. 1547.7-2013.

Este trabajo de grado se inscribe dentro del marco de un proyecto COLCIENCIAS que actualmente lidera el Grupo de Investigación en Sistemas Eléctricos (GISEL), de la Universidad Industrial de Santander titulado “Viabilidad Técnica de la Implementación de Sistemas Fotovoltaicos (FV) Integrados con Vegetación como Estrategia de Generación Distribuida y Horticultura en Entornos Urbanos de Clima Cálido Tropical”, el cual tiene como propósito estudiar los impactos de los sistemas FV en redes de BT y promover la horticultura urbana a partir de la integración de estos sistemas con techos verdes. Dentro de este proyecto y a través del Semillero de Investigación en Generación Distribuida (SIGED), se están ejecutando investigaciones que servirán como insumo para el desarrollo de este trabajo de grado, ya que abordan temáticas fundamentales referentes al impacto de SFV en redes de BT y, concretamente, en la red del Edificio de Ingeniería Eléctrica, tales como la monitorización de la calidad de la energía en el punto común de conexión (PCC) del SFV y del Edificio de Ingeniería Eléctrica (con y sin inyección de potencia FV), la caracterización del SFV y el modelado de las cargas lumínicas del Edificio y, en general, el modelado y simulación de la red eléctrica con y sin inyección FV.

1. OBJETIVOS

A continuación, se presentan el objetivo general y los objetivos específicos de este trabajo de grado.

1.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar el impacto del nivel de penetración de generación fotovoltaica en la red de BT del Edificio de Ingeniería Eléctrica de la UIS, a partir de la aplicación de disposiciones del IEEE Std.1547.7 y simulaciones.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar la metodología, tipos de impactos e índices de medición de impactos contenidos en el IEEE Std. 1547.7, para su aplicación en la evaluación de los efectos de la inyección de potencia de sistemas FV sin almacenamiento en redes de BT.
- Adaptar el modelo existente de la red eléctrica de BT del Edificio de Ingeniería Eléctrica en el software PowerFactory de DIgSILENT, para la realización de simulaciones de conformidad a lo dispuesto en el IEEE Std. 1547.7 y los hallazgos en la literatura.
- Simular el comportamiento de la red eléctrica de BT y el transformador del Edificio de Ingeniería Eléctrica, tanto para escenarios de penetración de generación FV, como para el escenario sin inyección de potencia FV, en el software PowerFactory de DIgSILENT.
- Cuantificar la relación entre el nivel de penetración de la generación FV y las variaciones en el perfil de tensión en estado estable, cargabilidad y pérdidas de la red de BT.

2. MARCO REFERENCIAL

La evaluación del impacto de la GD de tipo fotovoltaico es una temática dentro de la ingeniería eléctrica relativamente joven, por ende se debe, en primera instancia y como en cualquier investigación, basar en los avances más significativos en materia de estado del arte. Es por esto que resulta indispensable, antes de realizar cualquier clase de estimación, hacer una revisión exhaustiva de las publicaciones científicas que abordan el tema de la generación distribuida, específicamente aquellas que se enfocan en los impactos técnicos, las metodologías de evaluación de dichos impactos y las herramientas usadas para su estimación. Por lo tanto, en este capítulo se identifican los tipos de impacto, sus índices de medición y la metodología de evaluación de esto, contenidos en la literatura y el IEEE Std. 1547.7-2013

Este capítulo está compuesto por 3 tres secciones: El marco teórico y la formulación de hipótesis, donde se exponen algunas investigaciones relevantes para el trabajo. El marco conceptual, en el cual se hace una descripción, por separado, del estándar objeto de estudio y del método de HC. Finalmente, el marco legal, regulatorio y normativo que en Colombia, actualmente, se aplica a los sistemas de autogeneración solar.

2.1 MARCO TEÓRICO: ANTECEDENTES E HIPÓTESIS

Este capítulo describe algunos de los antecedentes más significativos en materia de investigación en integración de GD en redes de distribución que, además, se adaptan mejor al contexto colombiano. En primer lugar, se presentan estudios y revisiones que recogen los distintos tipos de efectos sobre las redes de distribución producto de la generación distribuida y la autogeneración. Si bien estos efectos se pueden dividir en cuatro grupos, a saber, protecciones, pérdidas y cargabilidad de conductores, variaciones de la magnitud de la tensión y perturbaciones en la calidad de la onda; solo se profundiza en la magnitud de tensión y las pérdidas. Asimismo, se consideraron solo aquellas investigaciones que estén orientadas a la simulación,

dado el alcance del proyecto. Dada la falta de abundancia de información, la ventana de búsqueda de antecedentes se amplió a diez años.

A partir de los efectos identificados, las evaluaciones realizadas en cada una de las investigaciones y los resultados derivados, se procede a discutir los estudios como un todo, con el fin de identificar las conclusiones más relevantes y los encuentros y desencuentros entre las publicaciones, para así finalizar este capítulo con la formulación de una hipótesis sobre los resultados esperados en este trabajo de grado.

2.1.1 Antecedentes: Impactos de la integración de GD en redes de distribución. A continuación, se expone una muestra de estudios que se pueden encontrar en la literatura sobre los impactos de la GD en las redes de distribución. Estos impactos se deben, según los autores, a la disposición de los GD cerca de las cargas, en una red de distribución que fue pensada y desarrollada bajo el supuesto de que la única fuente de alimentación es el transformador. La variabilidad de los recursos primarios (solar, eólica), la aptitud de ser despachado (recursos intermitentes e impredecibles), y los aportes a las corrientes de falla (contra flujos que afecten el funcionamiento de las protecciones) son otras de las causas de los impactos. En lo subsiguiente, se presentan 4 artículos sobre el tema de los impactos en las redes de distribución con GD.

En el resumen publicado en 2008 por Walling *et. al.*⁹, se recogen y describen una serie de impactos sobre el perfil de tensión, debidos a los efectos que tienen los flujos de potencia provenientes de los sistemas distribuidos en los equipos de compensación y regulación de tensión. Los autores recomiendan que, en presencia de equipos reguladores de tensión (LTC, FACTS, SVR, reactores o

⁹ WALLING, Reigh et al. Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery System. En: IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY. 2008, vol. 23, no.3, p. 1636-1643. ISSN 17452627. DOI: 10.1080/13504500209470130

condensadores), los sistemas de generación no realicen control de tensión, pues se presenta interferencia entre ambos sistemas de compensación. También se afirma que, en redes con GD, es común encontrar elevaciones de tensión cuando la carga del transformador es baja, no obstante, en esos momentos, las pérdidas se reducen sustancialmente, en el momento en que hay alta coincidencia entre la GD y la carga y un grado alto de distribución de los generadores. Por último, concluyen los autores afirmando que una red altamente dependiente de GD puede tener problemas de restablecimiento del servicio en caso de una desconexión por falla, restándole confiabilidad a la red.

En la revisión publicada en 2015 por Karimi *et. al*¹⁰, se hace una discusión detallada de los problemas de la integración, sus orígenes y su relación con el recurso solar. Los impactos tratados se dividen en tres grupos, a saber, impactos en la magnitud de tensión, armónicos y operación en isla. También es presentada una breve revisión de estándares mundiales, donde se referencia el IEEE Std.1547 como el más importante. Finalmente, se sugieren algunas soluciones, producto de la literatura, a los problemas de integración.

Eltawil y Zhao¹¹, en el 2010, presentaron una revisión de problemas potenciales de la integración de generación distribuida fotovoltaica (GD-FV) de acuerdo con diversos códigos de red. Estos problemas se enfocan en los temas de variaciones de magnitud de tensión y distorsión de la onda, prestando especial atención a la tecnología y lógica de control de los inversores. Hacia el final, se describen cuatro métodos para facilitar la protección anti-isla. Dos de las conclusiones en temáticas de impacto de GD que se destacan es el hecho de que, según los autores, la

¹⁰ KARIMI, M. et al. Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network - A review. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016, vol. 53, p. 594-605. ISSN 18790690. DOI: 10.1016/j.rser.2015.08.042

¹¹ ELTAWIL, Mohamed y ZHAO, Zhengming. Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems-A review. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews 2010, vol. 14, no.1, p. 112-129. ISSN 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2009.07.015.

generación distribuida fotovoltaica en China se probó exitosa y que las tecnologías de inversores que no realizan control de tensión (fuentes de corriente) presentan un índice de distorsión armónica total (THD) inferior al 3%, THD que es menor al introducido por otras cargas comunes de uso residencial.

Es de destacar de la revisión¹² la presentación de los resultados de once investigaciones en distintos lugares del planeta que, basados en distintos tipos de efectos, recomiendan límites de penetración de GDFV en redes de distribución. Un estudio recomienda un nivel máximo del 5%, debido a que en este punto es donde las pérdidas por efecto Joule en el sistema de distribución son mínimas. Por otra parte, un segundo estudio limita la penetración hasta un 15%, punto a partir del cual los efectos por el tránsito de nubes crean oscilaciones en los flujos de potencia. En un reporte del EPRI, sobre un estudio teórico-práctico en Massachusetts, se destaca que el índice de penetración puede ser mayor al 37%, puesto que no se encontró ningún efecto negativo en materia de estabilidad, pérdidas o problemas por tránsito de nubes hasta este punto. En materia de magnitud de tensión se compilan tres investigaciones: La primera recomienda que la penetración sea igual a la carga mínima del alimentador, para evitar elevaciones de tensión, mientras que los otros dos ponen el límite alrededor del 40%. En el caso de sistemas FV con control de frecuencia, se dice que la penetración no debe exceder el 10%, puesto que el costo del sistema FV se hace muy alto. Un último estudio dedicado a armónicos aseguró que para las tecnologías PWM, la "inyección" de armónicos no limita, pues nunca viola los límites a ningún nivel de penetración.

¹² Ibid., p. 122

2.1.2 Antecedentes: Impactos en la magnitud y perfil de tensión. Los GD, al crear contra flujos locales, tiende a modificar las tensiones en los distintos nodos de la red, disminuyendo las caídas de tensión y elevando así el perfil de tensión. A continuación, se presentan siete investigaciones relacionadas con el comportamiento de la tensión en sistemas de distribución con GD-FV.

En el 2010, Morán, Facchini, y Doña¹³ publicaron un artículo donde se presentan los resultados del estudio de perfil de tensión de una red argentina de BT real con sistemas FV distribuidos. Para la cuantificación de las variaciones en las magnitudes en los nodos, los autores se valieron de la herramienta computacional PowerFactory. Los principales factores tenidos en cuenta fueron el nivel de penetración y el nivel de dispersión de los sistemas FV, la curva de demanda diaria de los usuarios y el modelamiento de la generación, donde se tomó una curva de generación ideal. A partir de las simulaciones, los autores concluyen afirmando que la GD produce una mejora apreciable en el perfil de tensión en las horas más soleadas del día, pues se aprecian tensiones nodales más uniformes y cercanas al valor nominal que en el caso sin generación FV.

Un año más tarde, Quiroz y Reno¹⁴ presentaron un análisis del impacto de alta penetración (100% de la carga instalada) en el desempeño de dos redes de distribución de BT. En este estudio se simularon dos redes de distribución estadounidenses reales con usuarios de características mixtas, es decir, residenciales, comerciales e industriales. Estas redes se evaluaron en escenarios sin integración (caso base) y con dos situaciones con un nivel de penetración equivalente al 100% de la carga pico. En la primera situación, se concentró toda la generación en uno de los nodos del sistema, mientras que en la segunda, dicha

¹³ MORÁN, FA, FACCHINI, ML, DOÑA, VM. Impacto de la Generación Fotovoltaica Distribuida en los Niveles de Tensión. Aplicación a un Caso Real. En Avances en Energías Renovables. 2010, vol. 14, no.4, p. 71-78.

¹⁴ QUIROZ, Jimmy; RENO, Matthew y SANDIA NATIONAL LABORATORIES. Detailed Grid Integration Analysis of Distributed PV. En: IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). 2011, vol. 38, p. 596-601.

generación se espació uniformemente por los alimentadores. Los flujos de carga cuasiestáticos dieron como resultado un aumento leve en las tensiones de los nodos, siendo el caso más grave la situación con generación concentrada. Se evaluó el comportamiento de compensadores (LTC y bancos de capacitores) y se evidenció un aumento de hasta el 50% de las operaciones de estos dispositivos. Finalmente, resulta claro que, a pesar del elevado nivel de penetración, los efectos no fueron muy severos para las tensiones en los nodos o las operaciones del equipo de compensación.

En el mismo año, Masoum *et al.*¹⁵ publicaron una ponencia que se centró en el análisis del impacto de distintos niveles de penetración FV en el comportamiento de un transformador y la red de BT asociada, la cual cuenta con un perfil de carga mixto. El cálculo numérico se lleva a cabo, a través de Matlab, en el sistema de prueba de BT de 97 nodos en una ventana de 24 horas, donde se consideran las variaciones de carga y generación, con índices de penetración del 10%, 20%, 30% y 50%. Los resultados dejan claro que hay una mejora del perfil de tensión del sistema y que hay una reducción importante en la carga del transformador. Esto se hace más significativo en los casos con carga mixta, ya que, debido a las cargas comerciales, las horas pico tienen mayor coincidencia con las horas de máxima generación. Así, en últimas, problemáticas como las sobretensiones son menos severas en redes con una buena cantidad de usuarios comerciales.

El correcto modelado de las cargas también es objeto de estudio, es por esto por lo que Xiaobo y Fenghai¹⁶, en 2012, exploraron los efectos de usar distintos modelos de carga en los flujos de cargas. En particular, se consideran los efectos del modelo

¹⁵ MASOUM, Ali S. et al. Impact of High PV Penetration on Distribution System Operation. En: IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies. 2012, vol. 23, p. 744-748. DOI: 10.1109/ISGT.2012.6175693

¹⁶ XIAOBO, Duan y FENGHAI, Kou. Study on Load Model of PV Generation Planning. En: International Conference on Future Electrical Power and Energy Systems. 2012, vol. 17, p. 119-126. ISSN 18766102. DOI: 10.1016/j.egypro.2012.02.072

de potencia constante y el de impedancia constante. A partir del modelado matricial de los tipos de cargas y de un sistema radial sin ramificaciones, se evaluó el comportamiento de la tensión en los nodos del alimentador de distribución de 10 kV, según variaciones la potencia activa y factor de potencia del sistema FV. A partir de los datos obtenidos se concluye que, si bien la diferencia entre el valor de la tensión y pérdidas de los dos modelos no es muy amplia, sí se encuentra una relación directa entre esta diferencia y la longitud de las líneas de distribución. Por lo tanto, se afirma que, para sistemas con GD, el modelado clásico de cargas como potencia constante no es suficiente ni consistente con la práctica de la ingeniería.

En el 2013, Tie y Gran¹⁷ presentaron una conferencia sobre la evaluación de los impactos en el perfil de tensión, los efectos del calibre de los conductores en la elevación de tensión producto de flujos inversos y los efectos de las cargas desbalanceadas en una red de distribución de 400 V en Malasia. Usando el programa OpenDSS, se realizaron las simulaciones de los casos en el régimen cuasiestático, según el perfil de carga y de generación FV. El índice de penetración máximo fue del 200% de la carga pico y se tuvo en cuenta la inductancia mutua en los alimentadores. Las curvas de tensión versus el nivel de penetración muestran que existe una relación proporcional entre estos, hasta un punto de saturación alrededor del 160% de penetración, no obstante, incluso para un 200% de penetración, la tensión en los nodos se mantiene entre los límites aceptables.

¹⁷ TIE, Chin Ho y GAN, Chin Kim. Impact of grid-connected residential PV systems on the malaysia low voltage distribution network. En: IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference, PEOCO. 2013, no.3, p. 670-675. DOI: 10.1109/PEOCO.2013.6564631

2.1.3 Antecedentes: Impactos en las pérdidas en el sistema de distribución.

En la literatura se encuentran diversos estudios relacionados con la integración de GD y sus efectos en las pérdidas del sistema, tres de los cuales, identificados como los más relevantes para el proyecto, se presentan a continuación. Estos estudios tienden a concluir que, si bien la integración de GD puede reducir sustancialmente las pérdidas en los conductores, esto no es siempre cierto, pues es muy dependiente de la ubicación y del índice de penetración. A continuación, se presentan tres de estos estudios, que específicamente tratan la integración de sistemas FV en redes de distribución.

El primer estudio revisado es el realizado por Mendez, Rivier y Gomez¹⁸, en el cual se realizó una evaluación del comportamiento de las pérdidas de potencia en las redes de distribución con inclusión de generadores distribuidos, a través de la estimación de las pérdidas de potencia durante un año en el alimentador de prueba IEEE de 34 nodos y con diversos tipos de tecnologías de GD. Fueron evaluados escenarios desde 0% hasta 15% de penetración, aplicando el algoritmo de Newton-Raphson (NR) y otros adaptados de la literatura. Se encontró que la relación entre pérdidas y penetración de la GD tiene, según los autores, una característica cualitativa “en U”, es decir, las pérdidas disminuyen con bajos niveles de penetración, pero, al hallar un mínimo, aumentan en relación con el aumento de la penetración. La dispersión de los GD se reveló como un factor importante, puesto que entre más dispersos se hallaban estos, mayor era la reducción de las pérdidas. Finalmente, se evidenció que esquemas con control de tensión presentan una mayor reducción de pérdidas y un mejor perfil de tensión.

La evaluación también se hace teniendo en cuenta el comportamiento no determinista del recurso solar. Así lo exponen Marinopoulos, Alexiadis, y

¹⁸ MENDEZ QUEZADA, V.H., RIVIER ABBAD, J., GOMEZ SAN ROMAN, T. Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation. En: IEEE Transactions on Power Systems. 2006, vol. 21, no.2, p. 533-540. ISSN 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.873115

Dokopoulos¹⁹, en una investigación realizada a partir de simulaciones cuasiestáticas en el 2011, aplicando técnicas estocásticas, con el fin de evaluar la relación entre las pérdidas de potencia, el tamaño y ubicación de sistemas FV. En el trabajo se presenta el diseño de un algoritmo, que incluye funciones de probabilidad, para calcular las pérdidas de energía y el costo de estas, tomando como entradas un conjunto de datos históricos medidos relacionados con la carga, el sistema FV y el precio marginal de la energía. Se compararon los resultados de un análisis determinístico sobre los mismos casos y este análisis probabilístico. El resultado clave fue que las pérdidas en la simulación probabilística fueron mucho mayores. Además, se encontró, al igual que en otras publicaciones aquí comentadas, que las pérdidas disminuyen a medida que se dispersan los GDs.

El último de estos estudios aborda el problema del modelado de las cargas y sus efectos en la estimación de las pérdidas, en particular, el efecto de dos modelos de carga distintos en la cuantificación de las pérdidas en un sistema de distribución con GD. El estudio de Qian *et. al.*²⁰, se realizó en el régimen cuasiestático, donde se tienen en cuenta las variaciones de la carga y el GD. Se calculan las pérdidas en un sistema de prueba de 38 nodos, en dos escenarios con cargas residenciales, comerciales e industriales. El primero es modelado como potencia constante, mientras que en el segundo se propone un modelo compuesto, dependiente del voltaje, que contiene un término tipo potencia constante adicionado a un término tipo corriente constante y un último tipo impedancia constante. Los resultados muestran que el modelado escogido afecta el cálculo de las pérdidas, pues se encontraron amplias diferencias entre los valores determinados en ambos escenarios. Además de esto, se hizo evidente que conforme aumentaba el nivel de

¹⁹ MARINOPOULOS, Antonios; ALEXIADIS, Minas C. y DOKOPOULOS, Petros S. Energy losses in a distribution line with distributed generation based on stochastic power flow. En: Electric Power Systems Research. 2011, vol. 81, no.10, p. 1986-1994. ISSN 03787796. DOI: 10.1016/j.epsr.2011.06.006

²⁰ QIAN, Kejun et al. Effect of load models on assessment of energy losses in distributed generation planning. En: International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2011, vol. 33, no.6, p. 1243-1250. ISSN 01420615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2011.04.003

penetración, esta diferencia se hacía mayor. Así, para los autores, el tradicional modelado de las cargas como potencia constante puede resultar insuficiente.

2.1.4 Formulación de hipótesis. Una vez descritos los hallazgos en la literatura, se procede a analizar cada temática como un conjunto. En primer lugar, los impactos de la GD en los sistemas de distribución, seguidamente, el problema de la magnitud de tensión y en tercer lugar el de pérdidas. Adicionalmente, se deriva una conclusión relacionada con el modelado de las cargas.

En materia de impactos generales, la literatura descrita informa que las preocupaciones cubren diversos campos de estudio. Se habla del impacto en la magnitud y perfil de tensión en los nodos del sistema de distribución de energía (SDE) y cómo estas variaciones en la magnitud de tensión afectan la operación de los equipos de compensación de tensión y reactiva. Por otra parte, se hace referencia al impacto en los parámetros de calidad de la onda, como lo son el *flicker* por variaciones rápidas del recurso primario, la distorsión armónica por la calidad del equipo de inversión y los huecos y elevaciones de tensión que puedan existir en escenarios de alta penetración. Finalmente, se encuentra un avance importante en todo lo relacionado a los flujos producidos por los SFV, que se derivan en cambios en la magnitud de las pérdidas, la inversión de los flujos de potencia y la afectación en la operación y coordinación del equipo de protección.

En lo referente a perfil de tensión, se evidencia una tendencia: En sistemas de distribución radiales, las inyecciones de cantidades moderadas de GD-FV tienden a mejorar el perfil de tensión del SDE, pues las tensiones en los nodos suelen aumentar levemente sin que se violen los límites superiores. Los casos en que se previó una violación de estos límites se debieron a una penetración altísima, donde la generación era, al menos, casi tan alta como la carga. En todos los casos, el índice de evaluación fue el valor en por unidad (p.u.) de la tensión, y las metodologías consistían en contrastar los valores en p.u. entre los diversos

escenarios, apoyándose de curvas, gráficas y evaluando los mejores y peores nodos, según los requerimientos de la regulación. Finalmente, se destaca el hecho de que los mejores resultados se observaban en redes con fuerte presencia de cargas comerciales, cuyas demandas coincidan con la curva de generación de los SFV.

El comportamiento de las pérdidas es un factor importante para evaluar, pues implica ahorros monetarios efectivos e importantes. Los autores señalan que el comportamiento de las pérdidas no es necesariamente decreciente conforme aumenta la penetración, por el contrario, esta característica tiene forma de “U”, es decir, dado cierto nivel de penetración, las pérdidas en el sistema vuelven a aumentar tras haber disminuido respecto al escenario sin penetración. Esta característica, y por ende la magnitud en la disminución de pérdidas, tenderá a ser mejor entre menos concentrada se halle la generación, pues se evita tramos de línea con grandes corrientes circulantes, para atender una misma carga. Así, al igual que con la magnitud de tensión, se presenta una mejoría en este aspecto con la inclusión de GD-FV, pero sujeta a los niveles de penetración, distribución y los parámetros de la red. Por otra parte, las metodologías se basan en la estimación de la energía activa de los casos con GD-FV versus el caso base en una ventana de tiempo.

Sintetizados los hallazgos respecto a tensión y pérdidas, surge un asunto transversal a ambos y de especial importancia en las simulaciones: El modelado de las cargas. Los autores afirmaron, separadamente, tanto para la evaluación de perfil de tensión como pérdidas, que el modelo típico de carga de potencia constante puede no ser suficiente para realizar una correcta estimación del impacto, pues se encontraron diferencias importantes entre el comportamiento de los índices para una misma red modelada, por una parte, como potencia constante y, por otra, como cargas dependientes de la tensión.

Finalmente, surge la necesidad de generar una hipótesis, siguiendo los resultados anteriormente expuestos: Los impactos en magnitud de tensión y pérdidas del sistema se estimarán positivos para la red del Edificio de Ingeniería Eléctrica (EIE), ya que se espera un aumento en las tensiones nodales y una disminución de la energía proveniente de la red. Asimismo, el nivel de penetración actual no se supone lo suficientemente alto (mayor al 50%) como para violar los límites de tensión, incluso se espera que esta mejora en el perfil no sea muy significativa, ya que toda la generación se concentra en uno de los nodos del edificio, que, si bien es de los más alejados eléctricamente, se sitúa relativamente cerca al transformador. Con esto presente, se espera que la *HC* para los índices de tensión en p.u., índice de pérdidas y cargabilidad sea relativamente alta, similar a la presentada en los estudios reseñados previamente.

2.2. MARCO CONCEPTUAL: IEEE Std. 1547.7-2013

A continuación, se describen y adaptan los puntos aplicados de la guía IEEE Std. 1547.7 - 2013²¹ en este trabajo de grado. Puntualmente, de la guía se aplicó la Revisión Preliminar de Criterios, los Estudios Convencionales y los Estudios Especiales, según el alcance de este trabajo de grado. El Anexo A contiene una descripción más detallada del restante contenido de la guía relacionado con los impactos aquí evaluados.

²¹ IEEE STANDARDS COORDINATING COMMITTEE 21. IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection. New York: IEEE, 2013. ISBN 9780738188720.

2.2.1 Revisión preliminar de criterios. Esta cláusula contiene una revisión preliminar de criterios y tiene dos objetivos: Saber si la inclusión de una nueva unidad generadora distribuida tiene el potencial de afectar la operación, seguridad o confiabilidad del sistema de distribución, y determinar si es necesario hacer estudios más profundos. El estándar considera que, si los criterios aquí evaluados tienen visto bueno, se entiende que el GD tiene poco impacto en la red y no lleva al SDE a operar por fuera de los límites de diseño, por lo que no serían necesarios estudios de impacto. Así, la finalidad última de este estudio es permitir que los impactos de unidades pequeñas con niveles bajos de penetración sean evaluados rápidamente, para así evitar estudios innecesarios. Para llevar a cabo esta evaluación resulta indispensable conocer los sistemas involucrados (GD y SDE), lo cual implica comprender el tipo de tecnología, conexión, las características del SDE, la operación, los límites, los valores nominales, entre otros. Es por ello por lo que la revisión preliminar planteada en los incisos anteriores es de vital importancia.

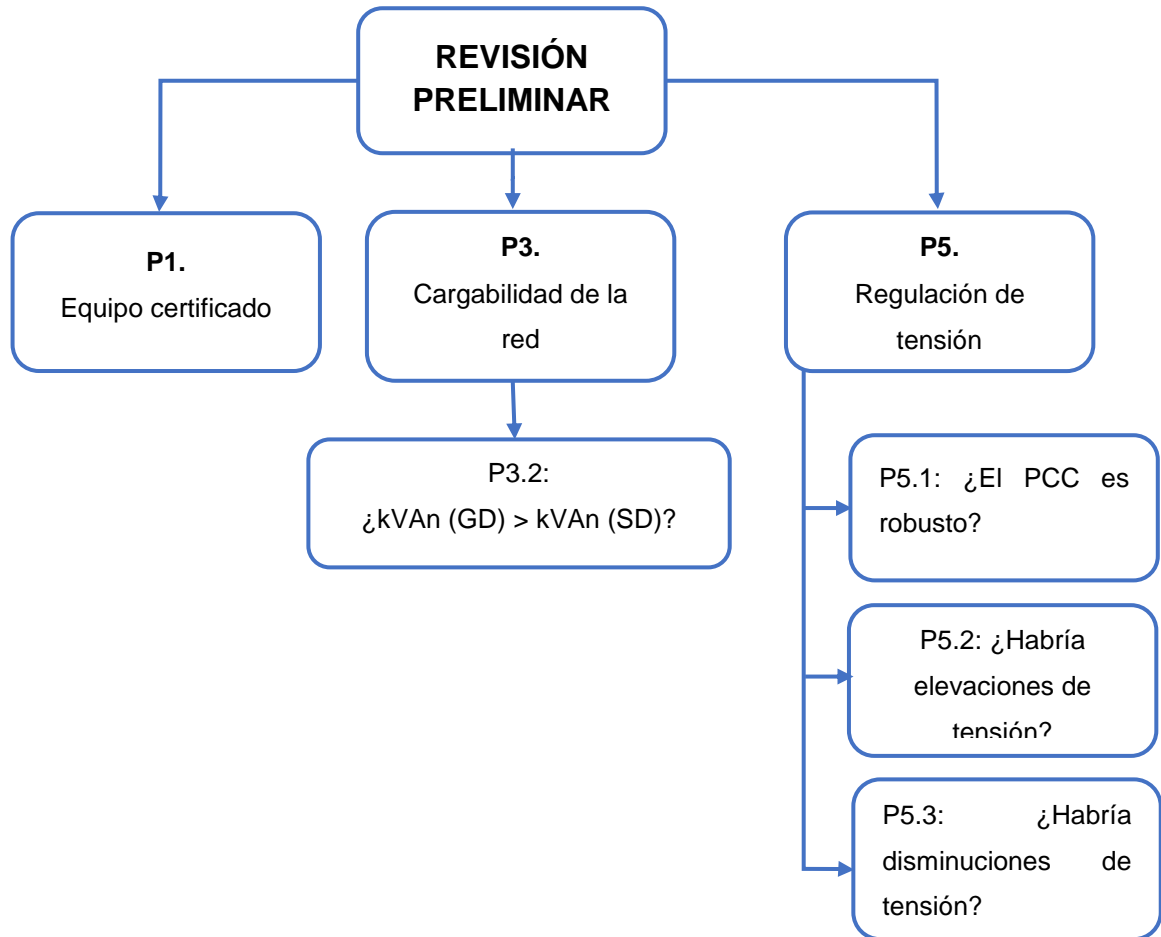
En esta sección, se categorizan los impactos sobre el sistema eléctrico en cinco áreas:

- Operación en isla.
- Impactos en la cargabilidad de los equipos del SDE.
- Impactos en los esquemas de protección y niveles de falla.
- Impactos en la regulación de tensión y el control de reactivos.
- Impactos en la calidad de potencia.

Se reitera que el objeto de estudio de este proyecto de investigación se reduce a los impactos en cargabilidad, flujos de potencia, pérdidas y variaciones en la magnitud de voltaje, por lo que los criterios que son tenidos en cuenta se refieren solamente a estos impactos. Si el GD distribuido cumple con un determinado criterio, no resulta necesario llevar a cabo estudios más profundos en lo

concerniente a dicho criterio, no obstante, el incumplimiento de los subcriterios lleva a que sean necesarios estudios más profundos. En este trabajo de grado se conserva la numeración original de los estudios, donde la letra P indica un estudio preliminar, la C uno convencional y la S uno especial.

Figura 1. Estructura de la revisión preliminar de criterios.



2.2.1.1 Criterios y subcriterios. A continuación, se presentan tres de los seis criterios preliminares y los subcriterios asociados para llevar registro del cumplimiento de dichos criterios. Estos criterios se identifican como en el estándar con la letra P. Así, la numeración P1 se refiere al criterio uno, mientras que P1.2 se refiere al criterio uno subcriterio dos. Para cada criterio en el estándar se expone su descripción, su soporte técnico, su aplicabilidad, las consideraciones concernientes al SDE, las consideraciones específicas sobre las tecnologías, los estudios futuros potenciales y qué debe satisfacerse para considerar el criterio cumplido.

En esta sección se hace una descripción del contenido de los criterios y cómo se considerará satisfecho. En el siguiente esquema se presenta la estructura de estos criterios.

- **Criterio P1: Uso de equipamiento del sistema de GD certificado.** Se recomienda que todos los equipos usados en el sistema de generación cuenten con certificados de calidad, que garanticen para la aplicación un comportamiento predecible bajo cualquier condición de operación. Si alguno de los componentes no está certificado, se requiere hacer una serie de pruebas de acuerdo con los estándares UL 1741 o IEEE 1547.1 en laboratorios acreditados.

- **Criterio P3: Impacto en la cargabilidad de los equipos del SDE en estado estable.** La potencia inyectada por el GD, en su operación normal, puede afectar los equipos del SDE, en cuanto a nivel de carga y regulación de tensión. El subcriterio P2.1 debe cumplirse para considerar este criterio satisfecho. Si no se cumple, resulta necesario hacer un estudio de simulaciones en estado estable para determinar si la conexión del nuevo GD provoca sobrecargas en las líneas y el transformador.
- **Subcriterio P3.2: La potencia nominal del GD en un alimentador particular o S/E no es mayor que la potencia nominal del alimentador o del transformador.** Si una revisión preliminar determina que la GD adicional en el SDE no hace que la suma de la potencia instalada de todos los GD en el alimentador supere la potencia nominal del alimentador y el transformador MT/BT, entonces se considera que se satisface este subcriterio.
- **Criterio P5: Impactos en la regulación de voltaje dentro del SDE en estado estable.** Pueden aparecer circunstancias en las que el GD provoque violaciones en los límites de regulación de voltaje. Los tres subcriterios siguientes deben cumplirse para que este criterio se considere satisfecho. Los estudios que se derivan de no cumplir con cualquiera de los subcriterios dependerán de cuál de estos subcriterios fue incumplido.
- **Subcriterio P5.1: El PCC es relativamente robusto.** Si la revisión muestra que el punto de conexión entre el GD y la red es robusto, entonces se considera aprobado. Esta robustez depende de la distancia entre la S/E y el PCC, siendo débil el punto cuando se ubica al final de un alimentador. Entre mejor sea la relación de robustez, menos probable es que aparezcan desviaciones de tensión en el SDE.

$$Stiffness\ ratio = \frac{SC\ kVA\ (SD) + SC\ kVA\ (GD)}{SC\ kVA\ (GD)} \quad (1)$$

Donde *Stiffness ratio* es la “relación de robustez”, SC kVA (SD) es la contribución de COCI del SDE (incluyendo otras fuentes) y SC kVA (GD) es la contribución de COCI del generador distribuido evaluado.

- **Subcriterio P5.2: No se prevén elevaciones de tensión dentro de la red por encima de los límites especificados.** Ante el aumento repentino de la inyección de potencia activa por parte del GD, es posible que la magnitud de la tensión en los nodos del SDE de BT se eleve por encima de los límites regulatorios, esto es especialmente preocupante en redes con gran variabilidad como las redes radiales de BT colombianas, sin compensación local y con integración de GFV. Así, se considera este criterio importante al evaluar el impacto particular de la tecnología FV, pues de aquí se derivan otros efectos negativos como problemas de desbalance (integración monofásica), regulación de tensión, sobretensiones temporales, fluctuaciones de tensión, *sags* y *swells*. Los estudios subsiguientes que se recomiendan son: Simulación en estado estable, simulación cuasi-estática, simulación dinámica y simulación de transitorios electromagnéticos.

* Cortocircuito.

- **Subcriterio P5.3: No se prevé que la pérdida o variación en la salida del GD provoque la caída de la tensión dentro de la red por debajo de los límites especificados.** Este subcriterio es la contraparte del anterior, y se deriva del hecho de que la pérdida de una gran cantidad de generación puede provocar que los niveles de tensión caigan por debajo del límite aceptable. Estudios expuestos en el estándar muestran que, ante el ensombrecimiento de los paneles, se pueden presentar variaciones de amplitud rápidas en niveles de tensión que derivan en grandes caídas de tensión, por lo que para tecnologías FV, se realizan las mismas simulaciones del anterior subcriterio ante incumplimiento.

2.2.2 Estudios convencionales. A partir de los subcriterios incumplidos, se establecen tres estudios convencionales de impacto para evaluar la coordinación de protecciones, el comportamiento de estado estable y la calidad de potencia. Como la coordinación de protecciones no es objeto de este trabajo, a continuación solo se expone el estudio de estado estable y el de operación. Los resultados de estos estudios ayudan a determinar si el impacto es aceptable, si son necesario estudios especiales o si, por el contrario, el impacto es tal que es necesario implementar estrategias de mitigación.

2.2.2.1 Estudio de estado estable (C1). El tradicional estudio de flujo de cargas se recomienda cuando, en la revisión preliminar, se encuentra que durante ciertas situaciones se pueden presentar violaciones en los límites de tensión o cargabilidad. La herramienta usada para la realización del estudio de flujo de cargas debe soportar modelos de generación fotovoltaica, múltiples fuentes de alimentación, diferentes modelos de carga, capacidad de resolver redes malladas y flujos de cargas desbalanceados.

Un generador distribuido puede ser representado como cualquiera de los siguientes modelos, dependiendo del tipo de control de la salida que tenga.

- Una fuente constante de potencia activa y reactiva. Preferida para estudios convencionales.
- Una fuente constante de potencia activa con factor de potencia constante. Posible solución si se encuentran grandes fluctuaciones de tensión.
- Una fuente constante fija de potencia activa, que provea control de tensión en la barra de conexión (de acuerdo con sus límites de activa). Usualmente no es apropiado para estudios convencionales.

2.2.3 Estudios especiales. No hay una línea divisora clara y objetiva entre los estudios convencionales y los especiales, debido a que cada OR tiene sus propios protocolos para evaluar sus redes. Los estudios especiales se llevan a cabo si:

- Los estudios convencionales muestren resultados marginales.
- Se anticipa que aparecerán impactos en condiciones de carga no consideradas en los estudios convencionales.
- Se observan condiciones especiales cerca al GD que pueda ocasionar problemas.

Respecto al segundo inciso, nótese que normalmente el foco de las observaciones es el momento de carga pico (convencionales) debido a que es en esta condición que aparecen los problemas técnicos en las redes radiales (sobrecargas o deficiencias de voltaje), y algunos OR estudian las horas valle para prever la ocurrencia de sobretensiones si la generación local excede la demanda en algún punto, por lo que hay que ver estos flujos de generación y demanda por tramos.

Se concluye con la siguiente afirmación: Es impráctico correr flujos de carga individuales para todas las situaciones del periodo de evaluación donde se presentan perfiles de carga y generación variables, por lo que se sugiere la

evaluación del sistema con una herramienta que permita la simulación cuasi-estática, con el fin de identificar qué situaciones acarrearán problemas técnicos de una manera más rápida.

Es necesario hacer una revisión, a través de simulación cuasi-estática, del correcto funcionamiento de los dispositivos y el control en la red, en el caso en que existan diversos GD y equipos de control (LTC, C de campo o de barra, SVR, etc.). Es importante, también, si se encuentra una transferencia automática en la red, por la alteración del sistema al hacer la transferencia y los efectos de la generación en el control de la transferencia: El algoritmo de control podría iniciar la transferencia asumiendo que el DR está operando, cuando este habría sido desconectado por la falla que inició la transferencia. De esta situación se puede seguir una sobretensión en algún circuito hasta que el GD no se reintegre al sistema.

Algunos estudios especiales pueden ser necesarios cuando el GD impacte en la resiliencia del SDE ante una emergencia a gran escala en el sistema eléctrico. La respuesta del GD ante una emergencia de grandes proporciones dependerá de sus esquemas de protección y control. Estos pueden ser optimizados de tal manera que se brinde respaldo a la red, en casos que, de otra manera, pueden empeorar la situación. Como en el caso en que, ante una situación de baja frecuencia, se desconecte el GD, que empeoraría la contingencia.

2.2.3.1. Metodologías de estudio. En esta cláusula, se presentan cuatro tipos de estudios y herramientas de evaluación. Cada uno de estos estudios tiene requerimientos diferentes en complejidad y detalles, por lo que resulta necesario, según el estudio por aplicar, tener claro el tipo, dinámica y régimen de operación del SDE, las cargas y el GD, además, es importante contar con modelos adecuados y detallados de las cargas y el GD. Dado el alcance de este proyecto de grado, solo se aplicará la simulación cuasi-estática en el desarrollo del proyecto de grado.

- Simulación cuasi-estática (S1).
- Estudios dinámicos (S2).
- Simulación de transitorios electromagnéticos (S3).
- Estudios de armónicos y *flicker* (S4).

2.2.3.2 Simulación cuasi-estática (S1). La simulación cuasi-estática es prácticamente un conjunto de flujos de cargas en una ventana de tiempo, con pasos que pueden ir desde un segundo hasta una hora. Esta simulación permite estudiar el comportamiento de la red teniendo en cuenta los cambios en los perfiles de carga, variaciones en la generación, los cambios en la configuración o parámetros de la red, entre otros. Así, una simulación cuasi estática puede ser realizada con un programa típico de flujos de cargas, en el régimen de estado estable y sin requerimientos adicionales a los de los estudios convencionales, salvo conocer el perfil de carga y generación del SFV de la red de BT del edificio.

Según la guía IEEE 1547.7-2013, una de las principales aplicaciones de esta herramienta es la evaluación de pérdidas de energía según las curvas de carga, la cual resulta importante para determinar aspectos del valor económico del GD. Así mismo, esta herramienta puede revelar fluctuaciones potenciales de voltaje y, en general, estimar el del perfil de tensión de la red, tan detallado como lo sea el paso de tiempo.

2.3. MARCO CONCEPTUAL: ENFOQUE DE LA *HOSTING CAPACITY**

Los impactos que tienen los GDs sobre los sistemas de distribución se pueden cuantificar a partir de un conjunto de índices, que se relacionen con el fenómeno de estudio. Usualmente, existen límites para estos índices que, de ser violados, podrían provocar graves afectaciones en el desempeño de la red, la operación y vida útil de

los equipos, la seguridad de las personas, etc. Así, el enfoque de HC** planteado por Bollen y Hassan²² se basa en determinar la relación entre la cantidad de generación distribuida y la variación de determinado índice de medición de impacto, con el fin de encontrar la cantidad máxima de generación que admite la red antes que el índice estudio tome valores inaceptable, la cual será la HC. De este estudio, también surge un conjunto de curvas que permiten estimar el impacto en los índices que tendría inclusión de una cantidad determinada de GD, dadas una serie de condiciones de carga y generación.

La metodología es la que sigue:

- Seleccionar un impacto y uno o más índices asociados para su cuantificación.
- Determinar los límites de estos índices.
- Calcular el valor de estos índices como una función de la cantidad de GD.
- Obtener la HC.

Indirectamente, varios de los autores citados en los antecedentes encontrar la HC de sus redes de estudio al evaluar escenarios de altísima penetración, en busca de la relación entre ese nivel de penetración y los efectos sobre un índice concreto.

*El contenido de esta sección es adaptado del trabajo de Bollen y Hassan, 2011.

** Literalmente se podría traducir como “Capacidad de Alojamiento” o “Capacidad de Recepción”, pero se considera que el término original es más dicente.

²² BOLLEN, Math y HASSAN, Fainan. Integration of Distributed Generation in the Power System. Hoboken: John Wiley & Sons, Inc., 2011. ISBN 9781118029039. DOI: 10.1002/9781118029039.

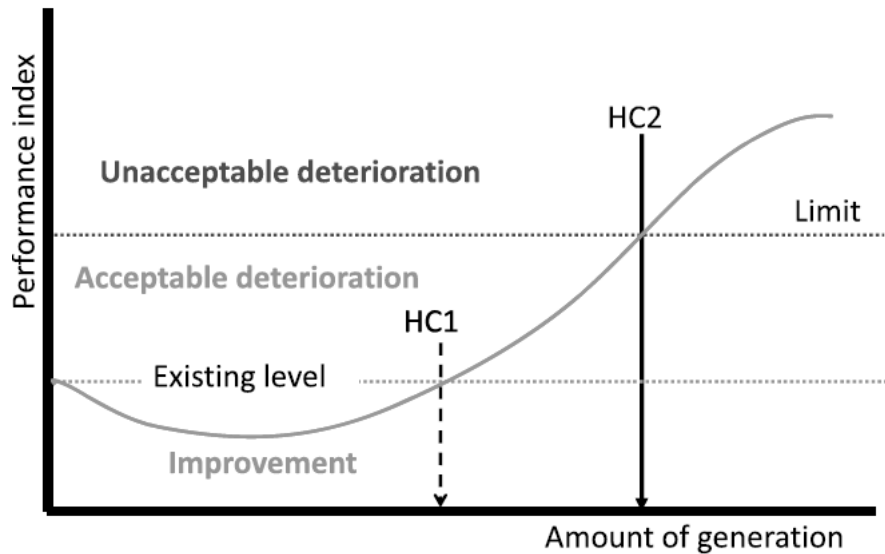
2.3.1 Hosting Capacity para sobrecargas y pérdidas de potencia. Estos dos impactos suelen tratarse de manera similar, ya que la severidad de ambos depende del valor de la corriente que circula por los conductores y su relación con la cantidad de penetración tiene un comportamiento similar. No obstante, aunque estén relacionados estos efectos, existe una diferencia fundamental: La cargabilidad de los conductores es un factor indiscutiblemente limitante, mientras que las pérdidas no lo son estrictamente. Si bien la eficiencia puede disminuir por un aumento de pérdidas, los beneficios por dejar de exportar la energía de la red (uso del sistema de distribución y transmisión) y por haber evitado generación con fuentes convencionales más contaminantes pueden ser mucho mayores. De cualquier manera, al depender estas variables del cuadrado de la corriente y su dirección, la relación entre el índice de medición de estos impactos y el nivel de penetración presentan una característica en “U” como la mostrada en la Figura 2.

Existe una forma inicial de evaluar si es posible que se presente sobrecargas red en redes radiales*. De acuerdo con los autores, el riesgo de sobrecargas aumenta significativamente cuando la máxima generación es mayor que la suma de la carga pico y la carga en horas valle, es decir cuando se cumple la inecuación 2.

$$P_{gen,m\acute{a}x} > P_{carga,m\acute{a}x} + P_{carga,m\acute{i}n} \quad (2)$$

* En redes malladas la restricción de la ecuación puede no ser válida y la sobrecarga se puede para una generación bastante menor.

Figura 2. Variación cualitativa de las pérdidas o la cargabilidad de las líneas como función de la cantidad de GD.



Fuente: BOLLEN, Math y HASSAN, Fainan. Integration of Distributed Generation in the Power System. Hoboken: John Wiley & Sons, Inc., 2011. ISBN 9781118029039. DOI: 10.1002/9781118029039.

Por lo tanto, la suma de la carga pico y la carga valle constituirá una primera aproximación a la HC para la cargabilidad.

En el caso de las pérdidas, si la generación supera a dos veces la carga, es muy probable que se presente un aumento significativo en las pérdidas respecto al caso original. Esto se puede tomar como un indicador en los casos en los que se prevea que no hay beneficios al aumentar la generación distribuida hasta el punto de aumentar las pérdidas. Por ende, una buena estimación inicial es se puede realizar a partir de la ecuación (3).

$$P_g = 2 P_{carga} \quad (3)$$

Si se establece un límite para las pérdidas, mayor a las pérdidas originales (sin GD), se puede hablar de dos *hosting capacities* como las mostradas en la Figura 2. La primera HC se puede aproximar a través de la anterior expresión mientras que para la segunda es necesario un análisis más profundo de los flujos de carga.

2.3.2 Hosting Capacity para variaciones en la magnitud de tensión. La inclusión de GD en la tiende a mejorar la magnitud de la tensión en todas los nodos de la red más cerca, según se evidenció en los antecedes. Por esta razón, es posible pensar que dado un nivel de penetración, se pueden presentar elevaciones de tensión que deriven en sobretensiones permanentes, perjudiciales para los equipos, los aislamientos y las personas.

El nodo con la elevación relativa de tensión más severa será aquel al que se conecte el GD. Esta elevación relativa en por unidad se puede determinar de acuerdo a la ecuación 4.

$$\frac{\Delta U_{max}}{U} = \frac{R \cdot P_{gen}}{U^2} \quad (4)$$

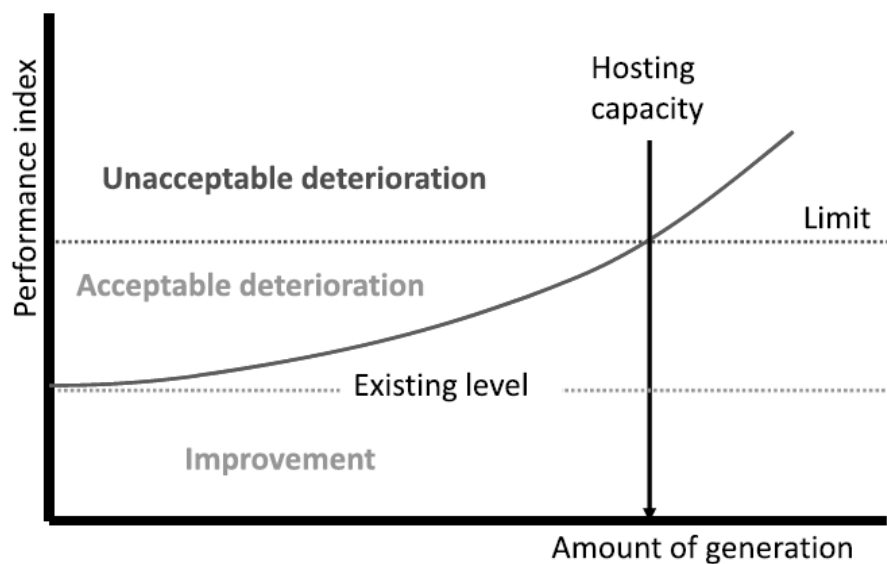
Donde R es la resistencia de la fuente en las terminales del GD en Ohm, P_{gen} en Watts es la potencia activa inyectada y U es la tensión nominal de la red en Volts. A partir de expresión, se puede establecer un límite para la potencia inyectada por el generador tal que no se sobrepase una elevación relativa predeterminada. Por lo tanto, se puede calcular la HC de acuerdo a las ecuaciones 5 y 6.

$$P_{max} = \frac{U^2}{R} \cdot \delta_{max} \quad (5)$$

$$\delta_{max} = \frac{\Delta U_{max}}{U} \quad (6)$$

Donde ΔU_{max} es la elevación máxima permitida en Volts, mientras que δ_{max} es el este margen en por unidad. Obsérvese que esta HC depende inversamente de la resistencia vista por el generador, es proporcional al cuadrado de la tensión a la cual se conecta el sistema y aumenta linealmente con el aumento el margen en por unidad.

Figura 3. Variación cualitativa de la magnitud de tensión como función de la cantidad de GD. Tomado de.



Fuente: BOLLEN, Math y HASSAN, Fainan. Integration of Distributed Generation in the Power System. Hoboken: John Wiley & Sons, Inc., 2011. ISBN 9781118029039. DOI: 10.1002/9781118029039.

Así, el nivel de tensión de conexión, el calibre del conductor, la distancia eléctrica del GD a la S/E y el margen permitido afectan de manera distinta a esta capacidad. Para redes ya construidas, puede ser más factible admitir una mayor margen de elevación de tensión que cambiar el conductor o modificar el nivel de tensión de la inyección. En términos generales, la relación de elevación de tensión y la HC se comporta de acuerdo a la *Figura 3*.

2.4. MARCO LEGAL, REGULATORIO Y NORMATIVO

Esta sección presenta e interrelaciona todos aquellos actos que, desde las ramas del poder público colombiano y los organismos de planeación, control, vigilancia y acreditación del Estado, se han emitido, con el objetivo de plantear los lineamientos, las políticas públicas, las normas y la regulación en materia de integración de generación no convencional en la matriz energética colombiana. Así, el presente capítulo se divide en tres partes:

- I. El Marco Legal, dedicado a los actos legislativos. Allí se trata la Ley 1715 de 2014 y su contenido.
- II. El Marco Regulatorio, referente a los actos ejecutivos de los diversos organismos Gobierno Nacional, derivados de la ley 1715 de 2014. Incluye decretos del Ministerios de Minas y Energía (MME) y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), así como resoluciones y documentos de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).
- III. El Marco Normativo, en el que se incluyen normas y exigencias de carácter técnico que estandarizan las buenas prácticas de ingeniería, en lo concerniente al trabajo con equipos de generación fotovoltaica.

2.4.1 Marco legal. No fue sino hasta el 2014 cuando el Estado Colombiano y el Congreso de la República lograron que se promulgara una ley de la república, de verdadero interés social y utilidad pública, que fomentara el desarrollo de proyectos de generación no convencional, enfocada en las fuentes de energía renovables, con miras a la eficiencia energética e incluyendo instrumentos para remunerar la llamada respuesta a la demanda. Este marco legal es la Ley 1715 del 13 de mayo de 2014 “POR MEDIO DE LA CUAL SE REGULA LA INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES AL SISTEMA ENERGÉTICO NACIONAL”²³, en la que participaron activamente el Congreso de la República, el Gobierno Nacional en cabeza del expresidente Juan Manuel Santos Calderón, el MME y, en menor medida, el MADS y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP). El objeto de esta ley, según su primer artículo es:

“(…) promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico (...) como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético.”

El fin de esta ley, según reza el artículo segundo de la misma es:

“(…) establecer el marco legal y los instrumentos para la promoción del aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, lo mismo que para el fomento de la inversión, investigación y desarrollo de tecnologías limpias para

²³ COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. Ley 1715 (13, mayo, 2014). Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2014.

producción de energía, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda.”

Para lograr cumplir estos objetivos, la ley delega responsabilidades al Gobierno Nacional, los gobiernos departamentales y los organismos del Estado (art. 6), ordena la promoción de estas tecnologías (Cap. II) y además crea fondos y programas (arts. 9 y 10.), e incentivos tributarios a la inversión en el desarrollo de proyectos FNCER y de eficiencia energética (capítulo III).

Seguidamente, esta Ley creó los mecanismos de desarrollo y promoción para cada uno de los distintos tipos de FNCE (Cap. IV), la adopción de tecnologías de eficiencia energética (Cap. V) y la inclusión de FNCE y eficiencia energética en las soluciones para las Zonas No Interconectadas (Cap. VI). Por otra parte, ésta ordena que el Gobierno Nacional y la administración pública tome acciones ejemplares de inclusión de todas estas temáticas en sus políticas, con el fin de eliminar barreras técnicas, administrativas y de mercado para la entrada de las FNCE al país (Cap. VII) y el fomento a la investigación y desarrollo tecnológico de estas tecnologías (Cap. VIII).

Para concluir, en el capítulo IX, se exhorta al MADS a formular procedimientos para evaluar el impacto medioambiental de las diversas tecnologías de las que trata la ley. Particularmente, se resalta lo consignado en el art. 44: “Los límites de emisiones o vertimientos establecidos para las instalaciones de FNCE, en ningún caso, podrán ser más rigurosos que los límites establecidos en el caso menos exigente aplicado a las fuentes de energía convencionales”. Así, termina el documento estableciendo los mecanismos de vigilancia y control que garanticen el cumplimiento de los objetivos de la Ley (Cap. XI).

2.4.2 Marco regulatorio. A partir de la entrada en vigor de la Ley 1715 de 2014, el Ejecutivo tuvo vía libre para emitir una serie de decretos y resoluciones que reglamentan o se adicionan reglamentos existentes, generaban lineamiento o creaban procedimientos y requisitos para cumplir con las exigencias de dicha ley. El marco regulatorio de la ley es extenso, no obstante, aquí solo se recogen aquellos decretos ministeriales y resoluciones que más se centran en la materia de estudio del presente proyecto, a saber, la generación fotovoltaica distribuida o autogeneración a pequeña escala FV. La Tabla 1 recopila dichos actos ejecutivos en orden cronológico, cada uno con la fecha de publicación, la entidad responsable y su objeto.

Tabla 1. Listado de decretos y resoluciones emitidos a partir de la Ley 1515 de 2014.

| DOCUMENTO | ENTIDAD | OBJETO |
|------------------------------|----------------|---|
| Decreto 2469 de 2014 | MME | Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración |
| Decreto 2492 de 2014 | MME | Por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda |
| Resolución CREG 227 de 2015 | CREG | Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas solares fotovoltaicas |
| Resolución UPME 0281 de 2015 | UPME | Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala (hasta 1 MW) |
| Decreto 2143 de 2015 | MME | Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el capítulo III de la Ley 1715 de 2014. |
| Resolución UPME 045 de 2016 | UPME | Por la cual se establecen los procedimientos y requisitos para emitir la certificación y avalar los proyectos de fuentes no convencionales de energía (FNCE), con miras a obtener el beneficio de la exclusión |

| | | |
|------------------------------|------|---|
| | | del IVA y la exención de gravamen arancelario de que tratan los artículos 12 y 13 de la Ley 1715 de 2014 |
| Resolución UPME 143 de 2016 | UPME | Por la cual se modifica el artículo quinto y se adicionan artículos y anexos a la Resolución UPME 0520 de octubre 09 de 2007 por medio de la cual se establece el Registro de Proyectos de Generación y se toman otras disposiciones. |
| Resolución MADS 1283 de 2016 | MADS | Por la cual se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables – FNCER y gestión eficiente de la energía, para obtener los beneficios tributarios de que tratan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014 y se adoptan otras determinaciones |
| Decreto 348 de 2017 | MME | Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala |
| Resolución MADS 1988 de 2017 | MADS | PROURE (Programas para Exclusión IVA) |
| Resolución UPME 585 de 2017 | UPME | Procedimiento ante la UPME Exclusión de IVA |
| Resolución MADS 2000 de 2017 | MADS | Procedimiento ante la ANLA para exclusión de IVA |
| Decreto 1543 de 2017 | MME | Por el cual se reglamenta el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía, FENOGE |
| Resolución CREG 201 de 2017 | CREG | Por la cual se modifica la Resolución CREG 243 de 2016, que define la metodología para determinar la energía firme para el Cargo por Confiabilidad, ENFICC, de plantas solares fotovoltaicas |

| | | |
|-----------------------------------|------|---|
| Resolución CREG 030 de 2018 | CREG | Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional |
|-----------------------------------|------|---|

Finalmente, en la revisión de aspectos más técnicos de carácter regulatorio, resulta indispensable remitirse al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). En este reglamento, se especifica que todos los equipos a usar en un SFV (paneles, inversores, conductores, baterías, etc.) deben cumplir los requisitos del reglamento, demostrándose a través de un Certificado de Conformidad de Producto. Los requisitos mínimos exigidos por el RETIE para los SFV son tres, a saber, cumplir con lo consignado en la Sección 690 de la NTC 2050, nunca superar los 220 V en sistemas SFV en unidades de vivienda y similares y, en caso de contar con almacenamiento, si la carga de acumulación supera los 1000 A/h, el sistema de almacenamiento se debe instalar en un cuarto aireado e independiente.

2.4.3 Marco normativo: NTC 2050. Dentro del Código Eléctrico Colombiano, la NTC 2050, existe una sección dedicada exclusivamente a la instalación del equipo fotovoltaico, la Sección 690. En esta sección se incluyen todas las licencias, exigencias y prohibiciones para la instalación de paneles fotovoltaicos. Incluye subsecciones dedicadas a:

- Definiciones, tensiones nominales y generalidades: Inciso A.
- Componentes mínimos de la instalación hasta el inversor: Inciso A, sección 690-4.
- Requisitos mínimos de los circuitos: Inciso B.
- El dimensionado de los conductores y elementos de corte: Incisos B y C.
- Las señalizaciones: RETIE e inciso C.
- Los métodos de alambrado: Inciso D.
- El sistema de puesta a tierra: Inciso E.
- El rotulado del equipo y los datos de placa mínimos: Inciso F.

- Interconexión a una red y protocolos de operación anormal: Inciso G.
- Sobre los acumuladores: Inciso H y secc. 480 de la norma.

Además, aquellos sistemas FV que deseen ser conectados en paralelo a otras fuentes de generación, deben cumplir con las exigencias de la Sección 705 de la misma norma.

3. APLICACIÓN DEL STD. IEEE 1547.7-2013

A continuación, se expone la aplicación de algunas recomendaciones del estándar a la red del EIE conforme a los requerimientos de datos y el resumen de la guía, contenidos del marco conceptual (Ver capítulo 2 Sección 2.2. MARCO CONCEPTUAL: IEEE Std. 1547.7-2013). Los cálculos realizados de flujos de carga se hicieron a partir del modelo de la red eléctrica de BT del EIE desarrollado por estudiantes pertenecientes al Semillero de Investigación en Generación Distribuida (SIGED). Este modelo se adaptó y se simplificó de acuerdo a las necesidades de los estudios. En concreto, se identificó que para realizar una estimación del impacto actual del SFV en la red de BT del EIE, no es necesario realizar flujos de carga cuasi-estáticos anuales, como los modelados en el software, sino identificar las condiciones de carga y generación puntuales que favorecen la aparición de los impactos evaluados y en estos momentos realizar flujos de carga convencionales.

3.1 ESTUDIOS PRELIMINARES

Esta sección presenta la aplicación de los estudios de revisión preliminares, los cuales comprenden la descripción inicial de la red y el GD y la aplicación de los criterios y subcriterios descritos en el marco conceptual. La Tabla 1 muestra la lista de chequeo para el cumplimiento con los criterios preliminares.

Tabla 2. Lista de chequeo para los estudios preliminares. Adaptada de la tabla 1 del IEEE Std. 1547.7-2013.

| CRITERIO | ¿SATISFECHO? | CRITERIOS Y SUBCRITERIOS DE LA REVISIÓN PRELIMINAR |
|-----------------|---------------------|--|
| P1 | SÍ | Uso de equipamiento del sistema de GD certificado |
| P3 | SÍ | Impacto en la cargabilidad de los equipos de SD en estado estable |
| P3.2 | SÍ | La potencia nominal del GD en un alimentador particular o S/E es mayor que la potencia nominal de la red |

| | | |
|-------------|----|--|
| P5 | NO | Impactos en la regulación de voltaje dentro del SD en estado estable |
| P5.1 | SÍ | El PCC es relativamente robusto |
| P5.2 | NO | No se prevé elevaciones de tensión dentro de la red por encima de los límites especificados. |
| P5.3 | NO | No se prevé que la pérdida o variación en la salida del GD provoque la caída de la tensión dentro de la red por debajo de los límites especificados. |

3.1.1 Criterio P1: Uso de equipamiento del sistema de GD certificado. Para satisfacer este requerimiento, los componentes del SFV deben estar certificados y cumplir con las disposiciones dadas en el marco regulatorio (Ver 4.2.). Los componentes de la instalación fotovoltaica sin almacenamiento conectada a la red son tres: Los paneles FV, el equipo de inversión y los conductores y accesorios. Se revisará el cumplimiento en términos del SFV y los microinversores.

3.1.1.1 Certificación de los paneles FV. Todos los productos que se usen en una instalación eléctrica en el territorio colombiano deben contar con un Certificado de Conformidad de Producto conforme al RETIE²⁴, que implica el cumplimiento de los criterios básicos exigidos por este Reglamento, criterios basados en las normas de reconocimiento internacional tales como la IEC 61215, IEC 61730 y UL 1703.

Tabla 3. Especificaciones y cumplimiento de normas de los paneles del SFV.

| ESPECIFICACIONES DE LOS PANELES FV DEL SFV | | | |
|---|-------------|-----------------|-------------------|
| MARCA | UP SOLAR | TRINA SOLAR | CANADIAN SOLAR |
| REF. | M250P-B | TSM- PD05.08 | CS6P-255P-SD |
| CANTIDAD | 4 | 13 | 20 |
| POTENCIA MÁXIMA (STC) | 250 W | 270 W | 255 W |

²⁴ Sección 10.3 del Anexo General del RETIE del 2013.

| | | | |
|---|---|-----------------------------------|----------------------------------|
| TENSIÓN MÁXIMA DE OPERACIÓN (V_{MAX}) | 30,9 V | 30,9 V | 30,2 V |
| CORRIENTE MÁXIMA DE OPERACIÓN (I_{MAX}) | 8,1 A | 8,73 A | 8,43 A |
| CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO (STC) | 8,45 A | 9,18 A | 9 A |
| TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO (STC) | 38,2 V | 38,4 V | 37,4 V |
| CUMPLIMIENTO DE NORMAS | IEC 61215 IEC 61730 UL 1703 | IEC 61215 IEC 61730 UL 1703 | IEC 61215 IEC 61730 UL1703 |

En el sistema de autogeneración FV del EIE se encuentran instaladas tres marcas diferentes de paneles solares. De acuerdo con los catálogos de estas marcas, se relacionan las normas con que cumplen los paneles, su referencia y otras especificaciones en la Tabla 3.

3.1.1.2 Certificación de los microinversores. En el RETIE (versión 2013) no se contemplan los microinversores para la certificación de conformidad de producto. No obstante, en el IEEE Std. 1547.7-2013 se refiere a que como mínimo los equipos de inversión deben cumplir con los requerimientos dados por la norma UL 1741. En la Tabla 4 se especifica el equipo de inversión y las normas que cumple. Se recuerda que el SFV en estudio cuenta con un microinversor por módulo FV, en todo el sistema se manejan dos referencias de la marca Enphase.

Tabla 4. Algunas especificaciones y cumplimiento de normas de los microinversores del SFV. Fuente: Hoja de características.

| ESPECIFICACIONES DE LOS MICROINVERSORES DEL SFV | | |
|--|-----------------|-----------------|
| MARCA | ENPHASE | |
| REF. | M250-60-2LL-S22 | M250-72-2LL-S22 |
| CANTIDAD | 28 | 9 |
| V_{MAX} DC DE ENTRADA | 48 V | 62 V |
| P_{MAX} DE SALIDA | 250 W | |

| | | |
|--|---|-----------------------|
| POTENCIA DE SALIDA CONTINUA NOMINAL | 240 W | |
| CORRIENTE NOMINAL | 1.15 A | |
| TENSIÓN NOMINAL/INTERVALO | 208 V183-229V@208 VCA | 208 V183-229V@208 VCA |
| CUMPLIMIENTO DE NORMAS | UL1741/IEEE1547, UL 2703, FCC Part 15 Class B, CAN/CSA-C22.2 NO. 0-M91, 0.4-04, y 107.1-01. Reconocimiento UL de "PV Rapid Shut Down Equipment" | |

Debido al cumplimiento de normas internacionales y del reglamento nacional, se puede concluir que el SFV usa equipo certificado y el criterio se declara cumplido.

3.1.2 Criterio P3: Impacto en la cargabilidad de los equipos del SDE en estado estable. Para cumplir con este criterio es necesario declarar como satisfecho el siguiente subcriterio.

3.1.2.1 Subcriterio P3.2: "La potencia nominal del GD en un alimentador particular o S/E no es mayor que la potencia nominal del alimentador o del transformador". En lo referente al caso de estudio, en este criterio se busca determinar si la capacidad instalada del SFV es mayor que la potencia nominal del transformador de la red (o de los alimentadores) de la red. Para ello, es preciso tener la información de estas tres especificaciones.

La red del EIE es de tipo radial, alimentada por un transformador a través del nodo principal (TGBT) del cual se derivan los barrajes en los tableros de distribución en cada uno de los 5 pisos, desde los que se distribuyen los circuitos de las cargas de cada planta. La Figura 4 presenta el diagrama unifilar de esta red. Se aclara que actualmente el SFV se encuentra conectado al barraje en el tablero del cuarto piso (TP4). Por lo tanto, el alimentador principal al que hace referencia este criterio, será

el tramo de línea que alimenta al barraje en el TGBT más el tramo de línea que va desde el TGBT hasta el TP4.

Tabla 5. Potencias nominales trifásicas de algunos componentes de la red.

| POTENCIAS NOMINALES TRIFÁSICAS DEL EQUIPO DEL SDE Y EL SFV | | | |
|---|-----------------------------|----------------------------|------------|
| TRANSFORMADOR | LÍNEA TRAFOTGBT (UG) | LÍNEA TGBT-TP4 (UG) | SFV |
| 630 kVA | ~326 kVA | ~25 kVA | 9.7 kW |

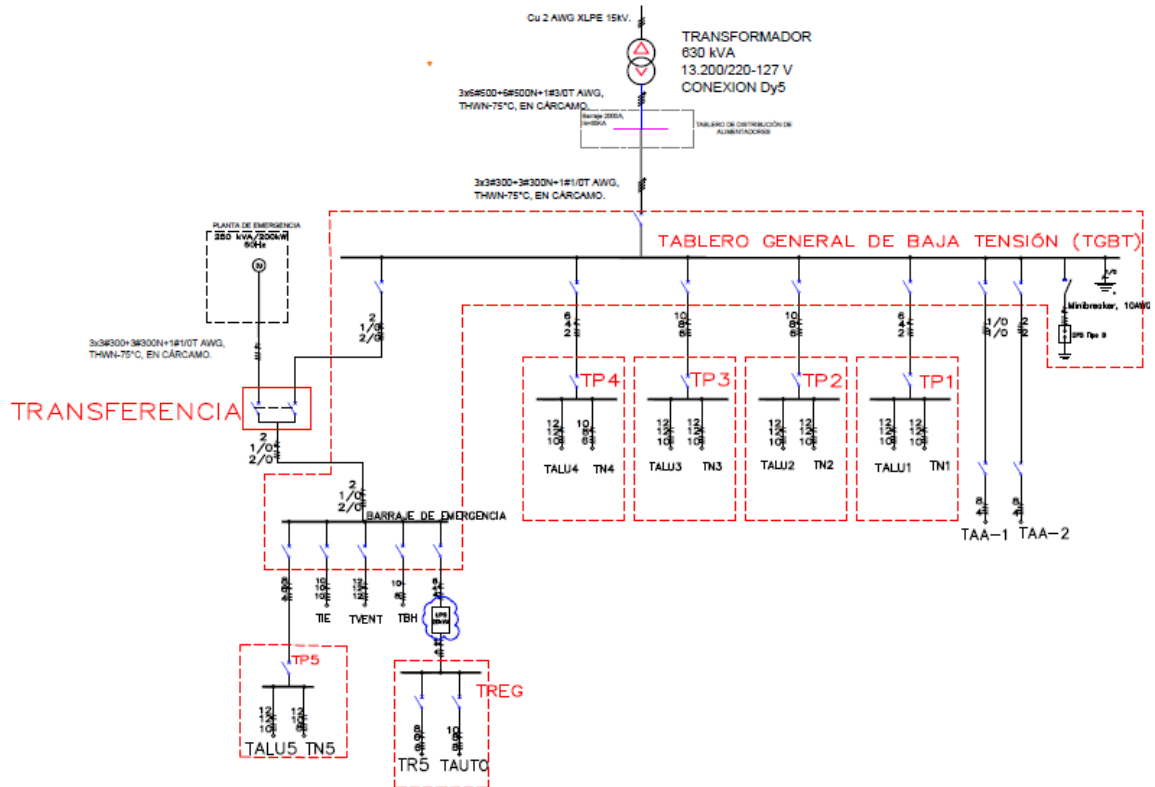
En el primer tramo (Línea TRAFOTGBT) hay 3 conductores en paralelo por fase, cada uno con una capacidad amperimétrica de 285 A (#300 kcmil THWN, enterrado), lo que se deriva en una potencia de dimensionamiento de aproximadamente 326 kVA. El segundo tramo (Línea TGBT-TP4) posee una capacidad 65 A (#6 AWG, enterrado), que implica una potencia trifásica nominal de aproximadamente 25 kVA. Así mismo, la potencia nominal del transformador es de 630 kVA, mientras que la potencia nominal del SFV es de 9.7 kWp. La Tabla 5 condensa esta información.

Así, la capacidad instalada del SFV debe de ser por lo menos de 25 kVA para que este criterio pueda considerarse insatisfecho. Por lo pronto, se declara cumplido el criterio P3.

* *Underground*. Conductor que enterrado.

** Esta potencia se calcula de acuerdo a la siguiente expresión: $S_n = n \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot I_n$, donde n es el número de conductores por fase e I_n es la corriente nominal que soporta cada conductor.

Figura 4. Diagrama unifilar de la red de BT del Edificio de Eléctrica. Tomado de.



Fuente: PÁEZ RICO, Carlos Arturo y ROJAS SILVA, Cesar Augusto. Estudio del comportamiento del sistema de generación fotovoltaico del edificio de ingeniería eléctrica. Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas, 2018

3.1.3 Criterio P5: Impactos en la regulación de voltaje dentro del SDE en estado estable. Si se busca examinar si es posible que se presenten sobretensiones o subtensiones en la red del edificio de BT debido a la presencia del SFV, es necesario evaluar los siguientes 3 subcriterios. Dado que los subcriterios P5.2 y P.5.3 no fueron satisfechos, se declara este criterio insatisfecho. Por lo tanto, es necesario el estudio convencional de simulación de estado estable para los escenarios que presentan situaciones desfavorables.

3.1.3.1 Subcriterio P5.1: El PCC es relativamente robusto. Para establecer la robustez del PCC entre el SFV y la red de BT es necesario contar con dos datos: La capacidad de cortocircuito en el PCC visto desde el SDE (red de BT, transformador MT/BT y acometida de MT) sin GD y la capacidad de cortocircuito del SFV, para luego aplicar la siguiente expresión (1), reescrita en la ecuación (7):

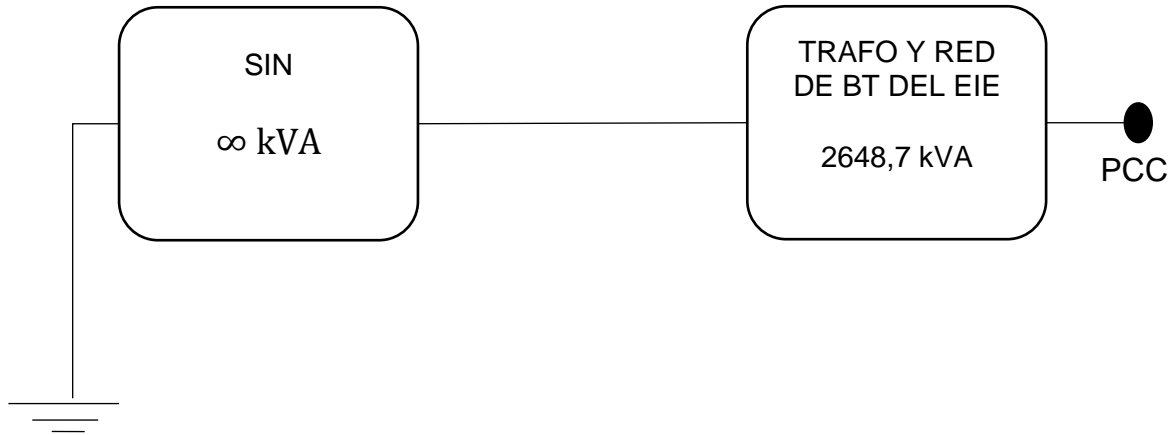
$$Stiffness\ ratio = 1 + \frac{SC\ kVA\ (SD)}{SC\ kVA\ (GD)} \quad (7)$$

Que tendrá valores entre 1 e infinito. Cuanto más cercano es este valor a 1, menos robusto es el PCC, y si este valor se encuentra entre 1 y 2, el aporte del GD es mayor que el de la red, lo cual implica un punto poco robusto y susceptible de desviaciones de voltaje. A medida que aumente este valor, el PCC será más robusto.

- **Capacidad de cortocircuito del SDE**

El cálculo de esta capacidad se realiza usando el método de los bloques constructivos. Este método implica conocer la capacidad de cortocircuito de todos los elementos situados aguas arriba del PCC, las cuales constituirán los “bloques”. La suma de estos bloques, respecto al PCC, tal como si fueran admitancias, permite obtener la contribución de COCI del SDE “SC kVA (SD)”. Se despreciarán las contribuciones a la potencia de corto de las cargas, para simplificar esta estimación. De acuerdo con la disposición de la red de MT de la UIS y la red de BT del edificio, despreciando las cargas en las diversas derivaciones, el diagrama de bloques queda como se muestra en la Figura 5.

Figura 5. Bloques constructivos para determinar la capacidad de COCI en el PCC.



Cada bloque representa la capacidad de COCI equivalente de cada subsistema. En primer lugar, el bloque uno “CAPACIDAD DE COCI DEL SIN” (S_{B1}) representa la potencia de COCI de falla trifásica sólida en el punto de conexión a la red del OR que alimenta a la UIS y, por extensión, al EIE. Esta potencia se espera que sea relativamente grande, pero no se tiene acceso a ella, ya que se requiere información sensible del OR. Para nuestros propósitos se supondrá infinita (pues es respaldada por la S/E Principal perteneciente a ESSA, punto de partida del circuito de media tensión) como se expresa en la ecuación 8.

$$S_{B1} = \infty \quad (8)$$

La UIS cuenta con dos acometidas derivadas del circuito de un circuito de 13,8 kV de ESSA alimentado desde dicha S/E, una de estas acometidas “ingresa” por la carrera 25 mientras que la otra lo hace por la carrera 30. Desde la acometida de la carrera 25, se distribuyen los circuitos para los transformadores de varios edificios, entre los que se encuentra el transformador del sótano del EIE. Debido a que la longitud de estas líneas internas es relativamente pequeña, se toman estas como parte del SIN, por simplicidad.

Finalmente, el bloque denominado “CAPACIDAD TRAF0 Y RED DE BT DEL EDIFICIO” corresponde a la capacidad de COCI del transformador de MT/BT del s3tano del edificio y los tramos de l3nea que van desde el secundario del transformador hasta el PCC entre el SFV y la red BT. A partir de la red simulada se obtuvo este valor fallando la barra del PCC, con el SFV, con una barra *slack* en el primario del transformador. La potencia de COCI de la red simulada es la expresada en la ecuaci3n 9.

$$S_{B2} = 2648,7 \text{ kVA} \quad (9)$$

La suma de las capacidades de los bloques se determina seg3n las expresiones 10 y 11.

$$SC \text{ kVA} (SD) = \frac{1}{\frac{1}{S_{B1}} + \frac{1}{S_{B2}}} \quad (10)$$

Finalmente, se determina el equivalente de estos bloques. Como se dijo, estos bloques se comportan como admitancias, por lo que el equivalente ser3 el inverso de la suma de los inversos:

$$SC \text{ kVA} (SD) = \frac{1}{\frac{1}{\infty} + \frac{1}{2648,7 \text{ kVA}}} \quad (11)$$

La capacidad de cortocircuito en el PCC visto desde el SDE sin GD resultante se expone en 12.

$$SC \text{ kVA} (SD) \approx 2649 \text{ [kVA]} \quad (12)$$

- **Capacidad de cortocircuito del SFV**

El cálculo de la capacidad de cortocircuito de un generador distribuido integrado a través de inversores no es una tarea trivial y requiere de una evaluación exhaustiva de las especificaciones, diseño, protección, modo de operación y tecnología del inversor de cada fabricante. No obstante, algunos estudios coinciden en un rango de valores aceptables de la corriente subtransitoria que se puede presentar en una falla, rango que depende del recurso primario en el momento de la falla (en este caso, el nivel de irradiancia y temperatura del módulo). Turcotte y Katiraei de señalan que esta corriente de aporte en el periodo subtransitorio va desde 1,1 a 1,5 veces la corriente nominal.

Un fabricante²⁵ señala que para su gama de inversores un valor aproximado para la corriente es de 1,4 veces la corriente nominal. Asimismo, Liu, Bi, y Liu²⁶ encontraron que esta corriente no es superior a 2 veces la corriente nominal. Así, se asumirá que para cada microinversor se tiene una corriente de falla máxima en el periodo subtransitorio de 1,5 veces la corriente nominal. Por lo tanto, la capacidad de cortocircuito se calcula de acuerdo a la ecuación 13.

$$SC'' kVA (GD) = \sqrt{3} * V_{prefalla} * I_k'' * N \quad (13)$$

La potencia del conjunto del SFV se calcula a partir de las corrientes nominales de la Tabla 4 de las especificaciones de los microinversores. Se supone que el voltaje de prefalla es la tensión nominal del SFV y N es el número de módulos, por lo tanto, al reemplazar en 11, se obtienen los resultados en 14 y 15.

²⁵ SMA SOLAR TECHNOLOGY AG. Technical Information Short-Circuit Currents: Information on short-circuit currents of SMA PV inverters. 2015.

²⁶ LIU, Sumei; BI, Tianshu y LIU, Yanlin. Theoretical analysis on the short-circuit current of inverter-interfaced renewable energy generators with fault-ride-through capability. En: Sustainability, 2017, vol. 10, no.1. ISSN 20711050. DOI: 10.3390/su10010044

$$SC''kVA (GD) = \sqrt{3} * 208V * (1,5 * 1,5A) * 37 \quad (14)$$

$$SC''kVA (GD) \approx 30 \text{ [kVA]} \quad (15)$$

- **Cálculo del *stiffness ratio***

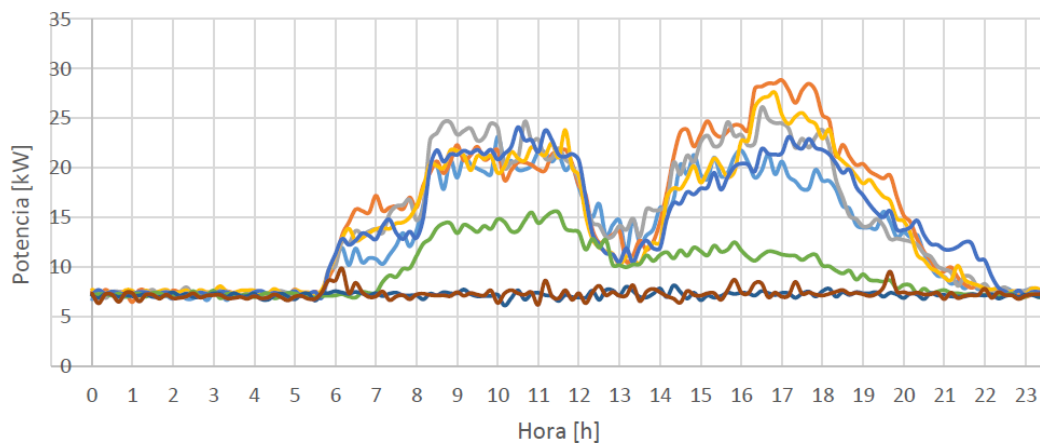
Una vez calculados estas potencias de corto, la relación se determina en las ecuaciones 16 y 17.

$$stiffness\ ratio = \frac{2649\ kVA + 30\ kVA}{30\ kVA} \quad (16)$$

$$stiffness\ ratio = 89,3 \quad (17)$$

Este indicador es bastante mayor que 1, por lo que se considera que este subcriterio se cumple y el PCC es un punto “robusto”, o, mejor, la capacidad de COCI del sistema FV es muchísimo menor a la de la red. Este *ratio* disminuirá ampliamente si se contara con GD basado en un generador síncrono en lugar del SFV.

Figura 6. Perfiles de carga promedio de mediciones de dos meses en el Edificio donde se evidencia la potencia mínima requerida por el EIE.



Fuente: PÁEZ RICO, Carlos Arturo y ROJAS SILVA, Cesar Augusto. Estudio del comportamiento del sistema de generación fotovoltaico del edificio de ingeniería eléctrica. Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas, 2018. p. 55

3.1.3.2 Subcriterio P5.2: No se prevén elevaciones de tensión por encima de los límites especificado. Un aumento considerable y repentino de la generación FV en el edificio es factible, dadas las rápidas variaciones en la nubosidad en el municipio de Bucaramanga, que pueden modificar rápidamente los niveles de irradiancia sobre el sistema FV y su salida de potencia.

Simultáneamente, esta clase de variaciones se pueden presentar en periodos de muy baja carga en el edificio, como los que se pueden presentar en los fines de semana y los feriados o en vacaciones, en las horas del mediodía. De acuerdo con información de carga del Edificio del Grupo GISEL²⁷, la mínima carga que se presenta es de más o menos 7,2 kW (ver Figura 6), considerablemente menor a la potencia nominal FV actual del edificio. Por lo tanto, dadas estas condiciones, se prevé que puedan existir elevaciones de tensión en ciertos escenarios, donde la generación local supere la carga local y se entreguen excedente a media tensión. Por lo tanto, se considera este subcriterio no satisfecho.

²⁷ Íbid., p. 32.

3.1.3.3 Subcriterio P5.3: No se prevé que la pérdida o variación en la salida del GD provoque la caída de la tensión dentro de la red por debajo de los límites especificados. El escenario más desfavorable para este criterio, dada la radialidad de la red, es aquel en el que esta se encuentra con carga pico y con mínima generación fotovoltaica. Es decir, un escenario con generación FV igual a cero, aquellos días en horas de máximo consumo del edificio. Esto es debido a que es el momento en que la mayor corriente recorre los conductores y provoca las caídas de tensión más severas.

Recuérdese que, como se demostró en los antecedentes, la presencia de generación *in situ* ayuda a mejorar el perfil de tensión por la disminución de corrientes provenientes de la red. Por lo tanto, existe la posibilidad latente de que en los nodos más lejanos del transformador existan subtensiones que solo se harían evidentes en días en que el SFV no brinde una mejora efectiva en el perfil de tensión. Por lo tanto, se hace necesario hacer una evaluación de la regulación de tensión dada la carga actual del edificio (pues es muy probable que haya aumentado conforme al diseño inicial de la red del edificio), que se debe realizar analizando los flujos de carga en periodo pico, sin generación FV. Por lo tanto, este subcriterio no se considera satisfecho y se procede a hacer el estudio de estado estable de esta situación concreta.

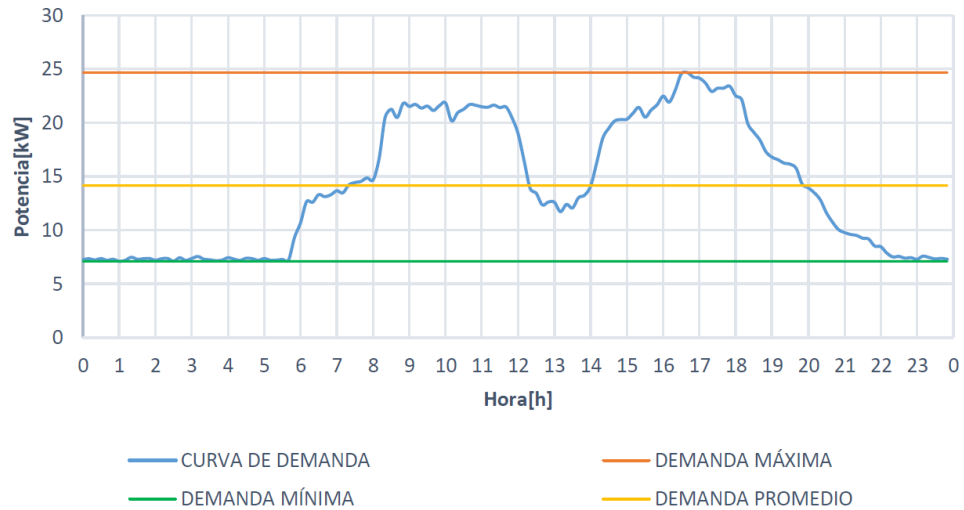
3.2 ESTUDIOS CONVENCIONALES

Debido a que los efectos que el SFV tiene sobre la tensión en los nodos son inciertos en ciertas condiciones de carga y generación, el criterio P5 se declaró insatisfecho. A continuación se conducen estudios de simulación de estado estable en dos situaciones que se identificaron como las más críticas para los dos criterios insatisfechos (P5.2 y P5.3). Estos estudios se realizan sobre el modelo de la red que fue desarrollado en PowerFactory por estudiantes de ingeniería eléctrica vinculados al Semillero de Generación Distribuida.

Estos estudios convencionales se hicieron bajo el supuesto de que la tensión en el transformador era la tensión nominal (1 p.u.), por lo que es de esperarse que la elevación de tensión en los nodos del Alimentador al SFV sea más severa cuanto más elevada sea la tensión de la subestación. Es posible hacer esta simulación, modificando la tensión slack en el modelo y estableciendo unos valores de elevación de tensión para unos escenarios determinados, no obstante las observaciones serían las mismas: Se elevan las tensiones en los nodos del Alimentador al SFV un valor porcentual proporcional a la elevación de la tensión *slack*. Sin embargo, y como se explicó en la introducción, los resultados que arroja el modelo no predicen exactamente lo que sucede en la red. En ese sentido y con todo esto en cuenta, es preferible, realista y recomendable evaluar con medición la tensión en los nodos del Alimentador al SFV en esta situación. De forma análoga, se aplica el mismo razonamiento para las caídas de tensión. En todo caso, siempre se estará supeditado a la imposición de tensión producto de la red del proveedor de servicio local y la probabilidad con que escenarios de elevaciones severas se presenten.

3.2.1. Estudio de estado estable 1: Máxima carga sin generación. Este estudio se deriva de las reflexiones hechas cuando se evaluó el criterio P5.3. La conclusión fue que se necesita un estudio de flujos de cargas para evaluar si es posible que se presenten subtensiones sostenidas. El caso más desfavorable es aquel sin generación FV y con máxima carga. De acuerdo a la Figura 7, la carga máxima, que se presenta para los días laborales, será en promedio, 25 kW. El límite inferior de tensión entre líneas, que es el índice a evaluar, de acuerdo con la CREG 024 de 2005 será de 0,9 p.u.

Figura 7. Curva de carga promedio típica para los días entre semana según mediciones de dos meses en el EIE.



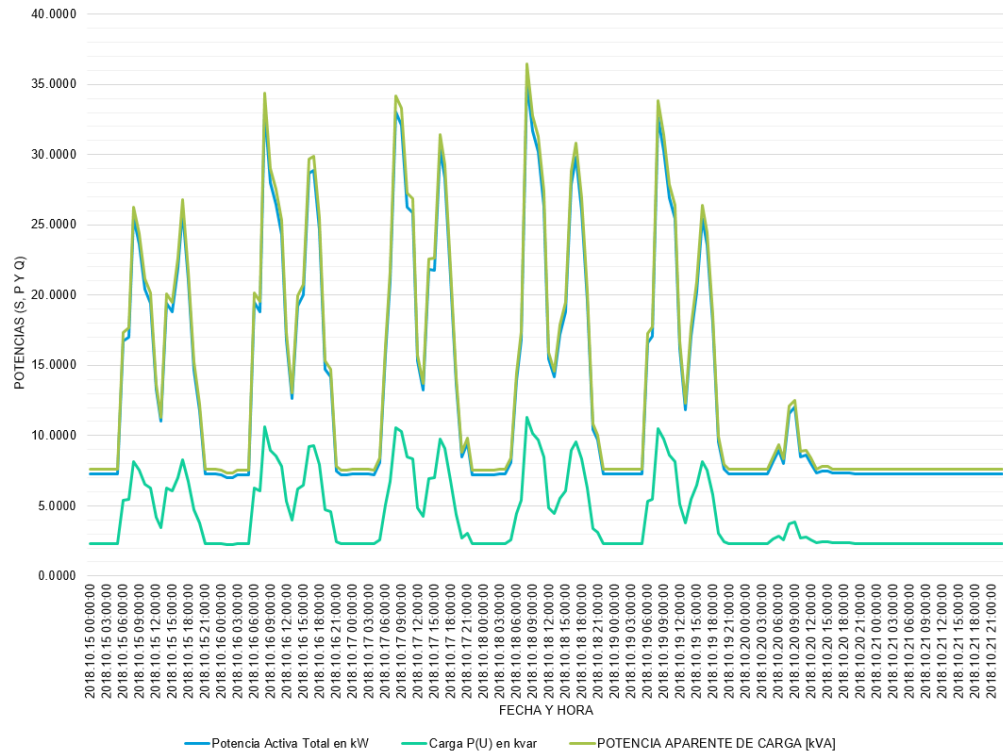
Fuente: PÁEZ RICO, Carlos Arturo y ROJAS SILVA, Cesar Augusto. Estudio del comportamiento del sistema de generación fotovoltaico del edificio de ingeniería eléctrica. Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas, 2018. p. 56.

Los autores²⁸ del modelo en PowerFactory (ver Figura 12) se basaron en modelos de cargas tipo ZIP* para las simulaciones en el software. Las curvas de carga semanales obtenidas con los modelos ZIP, tras el levantamiento *in situ*, fueron validadas con curvas de medición como la de la Figura 7 por los autores. Así, en la Figura 8, se presenta la curva de carga para una semana típica de actividades académicas producto de este modelo en PowerFactory.

²⁸ CORTÉS CANCELADO, Carlos Andrés y GARCÍA PINZÓN, Yuly Fernanda. Estudio del Impacto de la Inyección de Energía de un Generador Fotovoltaico en el Perfil de Tensión y las Pérdidas de Energía en Conductores de la Red de Baja Tensión del Edificio de Ingeniería Eléctrica a partir de Simulaciones Computacionales. Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas, 2018. p 65.

* El modelo ZIP o polinomial corresponde a un modelo donde la potencia de la carga, activa o reactiva, es una combinación de lineal de los modelos de impedancia, corriente y potencia constante.

Figura 8. Curvas de carga para la tercera semana de octubre (P, Q y S) del modelo en PowerFactory.



De acuerdo a los datos del modelo, y como se observa en la Figura 8, la carga máxima se presenta a las 8 am los días jueves y es igual a 34.7 kW, mayor a la promedio estimada a partir de medición. Con este nivel de carga, sin GFV, se espera la caída de tensión más severa en la red del EIE. Por lo tanto, se simuló el flujo de cargas en ese instante y se obtuvo la tensión en los nodos principales* de la red.

Tabla 6. Tensión en los nodos principales de la red de BT del EIE.

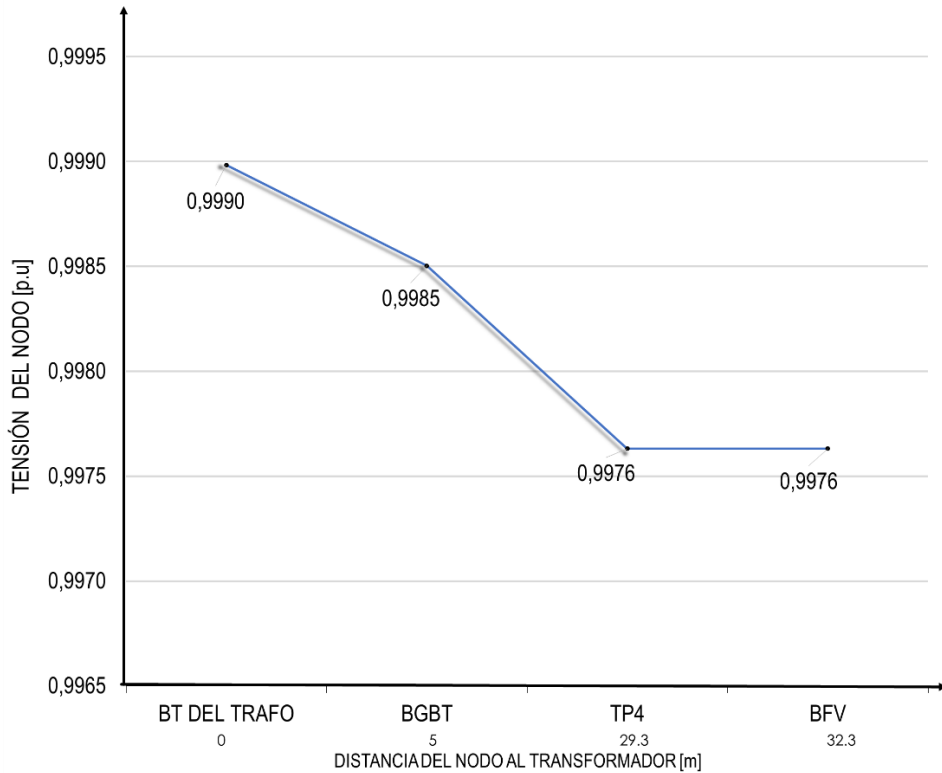
| TENSIÓN POR UNIDAD EN NODOS DE LA RED DE BT DEL EIE | |
|---|-----------------|
| NODO | TENSIÓN EN P.U. |
| BT DEL TRAFIO | 0.998983 |
| BGBT | 0.998503 |

* Estos nodos son: Lado de baja del transformador, Barraje General de Baja Tensión (BGBT), Tableros de los pisos 1, 2, 3 y 4 (TP-), Barraje Fotovoltaico (BFV) y el Barraje de Transferencia (BT).

| | |
|------------|----------|
| TP4 | 0.997631 |
| BFV | 0.997631 |
| TP1 | 0.997359 |
| TP2 | 0.994244 |
| TP3 | 0.997054 |
| BT | 0.998338 |

Al observar detenidamente la tensión en los nodos obtenida, resulta evidente que la tensión en la red está lejos de violar su límite inferior, pues las caídas de tensión, incluso en los nodos más lejanos, no superan el 0,1%, siendo el límite máximo el 10%. La Figura 9 ilustra el perfil de tensión en el Alimentador al SFV, donde se evidencia que, en la condición de carga más desfavorable para este escenario, la ausencia del autogenerador no deviene en caídas de tensión per debajo de los límites regulatorios. Por lo tanto, no es necesario realizar ningún estudio especial relacionado con esta condición.

Figura 9. Perfil de tensión en el Alimentador al SFV en la condición de carga máxima sin generación.



3.2.2. Estudio de estado estable 2: Mínima carga con máxima generación. Con el fin de determinar si se presentan elevaciones de tensión por encima de los valores recomendados para el nivel de penetración actual, se evalúa la situación concreta de un día con mínima carga y generación máxima, ya que es la situación más propicia para encontrar elevaciones de tensión, como se explicó en la evaluación del subcriterio P5.2. En el caso particular del EIE, la carga mínima, la generación máxima y la tensión límite se muestran en la Tabla 7.

La generación máxima se obtiene bajo el supuesto más favorable para la generación plausible, o sea, aquel en que los paneles reciben una irradiancia 1000 W/m² a una temperatura ambiente de 25°C (Condiciones Estándar STC). Esta suposición no está alejada de la realidad, puesto que, de acuerdo a datos de

irradiancia horaria para los años 2002 a 2008, existió un número importante de horas durante estos años en los que la irradiancia global horizontal fue mayor a los 1000 W/m².

Tabla 7. Condiciones de carga para el primer estudio de estado estable.

| CARGA MÍNIMA | GENERACIÓN MÁXIMA | LÍM. MÁXIMO DE TENSIÓN DE LÍNEA * |
|---------------------|--------------------------|--|
| 7,2 kW | 9,2 kW | 1,1 p.u. |

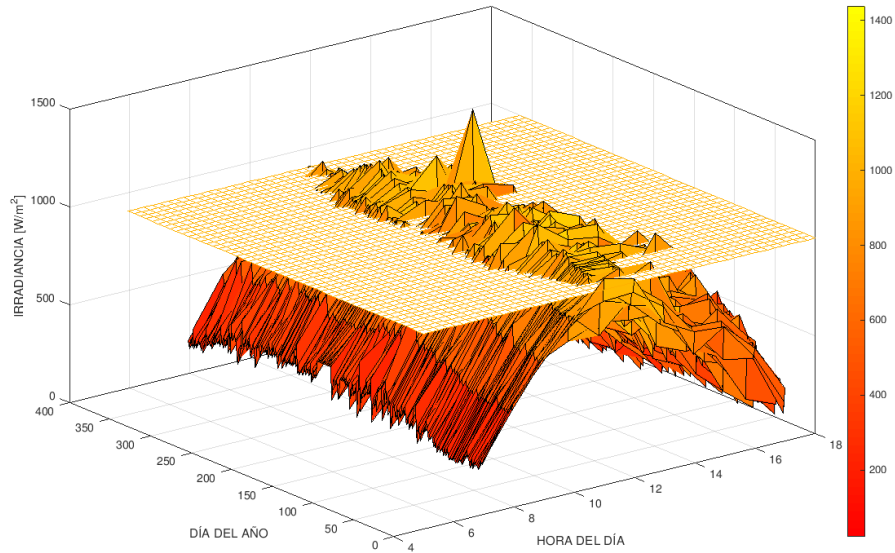
La Figura 10 muestra el valor máximo de irradiancia que se tuvo para cada hora y cada día de esos ocho años, es decir, un punto en esta gráfica representa la mayor irradiancia que se tuvo al comparar la irradiancia de cada uno de los ocho años, para el mismo día y la misma hora, esto con el fin de visualizar que efectivamente existen horas con irradiaciones por encima de las de STC. El plano horizontal representa la cota de los 1000 W/m².

En el caso de la temperatura, de acuerdo a datos del IDEAM**, la temperatura promedio en la UIS es de 22.6° y la máxima es casi 28°, cercanas a la de STC. Así, para este escenario, se considera que los paneles operan a una temperatura cercana a la temperatura de operación nominal (entre 45 °C y 44 °C dependiendo de la célula), por simplicidad y porque no se cuenta con registros de estas temperaturas.

*Resolución CREG 024 de 2005

** <http://www.ideam.gov.co/documents/21021/21789/1Sitios+turisticos2.pdf/cd4106e9-d608-4c29-91cc-16bee9151ddd>

Figura 10. Irradiancias máximas promedio horarias medidas en la ciudad de Bucaramanga por la estación meteorológica de la UIS.



Así, suponiendo que el sistema genera la potencia pico DC, la potencia inyectada a la red en AC se calcula de acuerdo a la ecuación 18.

$$P_{AC,max} = n_{inv} \cdot P_{DC} \quad (18)$$

De acuerdo con la hoja de datos de los microinversores ENPHASE M250 (ver Figura 11), la eficiencia de estos en condiciones picos es igual a:

$$n_{inv} = 96,5\% \quad (19)$$

Figura 11. Eficiencia de los microinversores Enphase M250 en carga pico (resaltada).

| EFFICIENCY | |
|--|-----------|
| CEC weighted efficiency | 96.5% |
| Peak inverter efficiency | 96.5% |
| Static MPPT efficiency (weighted, reference EN50530) | 99.4% |
| Night time power consumption | 65 mW max |

Fuente: https://enphase.com/sites/default/files/M250_DS_EN_60Hz.pdf

Por lo tanto, con una potencia pico de 9,7 kW, se espera una potencia inyectada AC igual a la calculada con (18) y (19) en (20).

$$P_{AC,max,fp=1} \approx 9,4 \text{ kW} \quad (20)$$

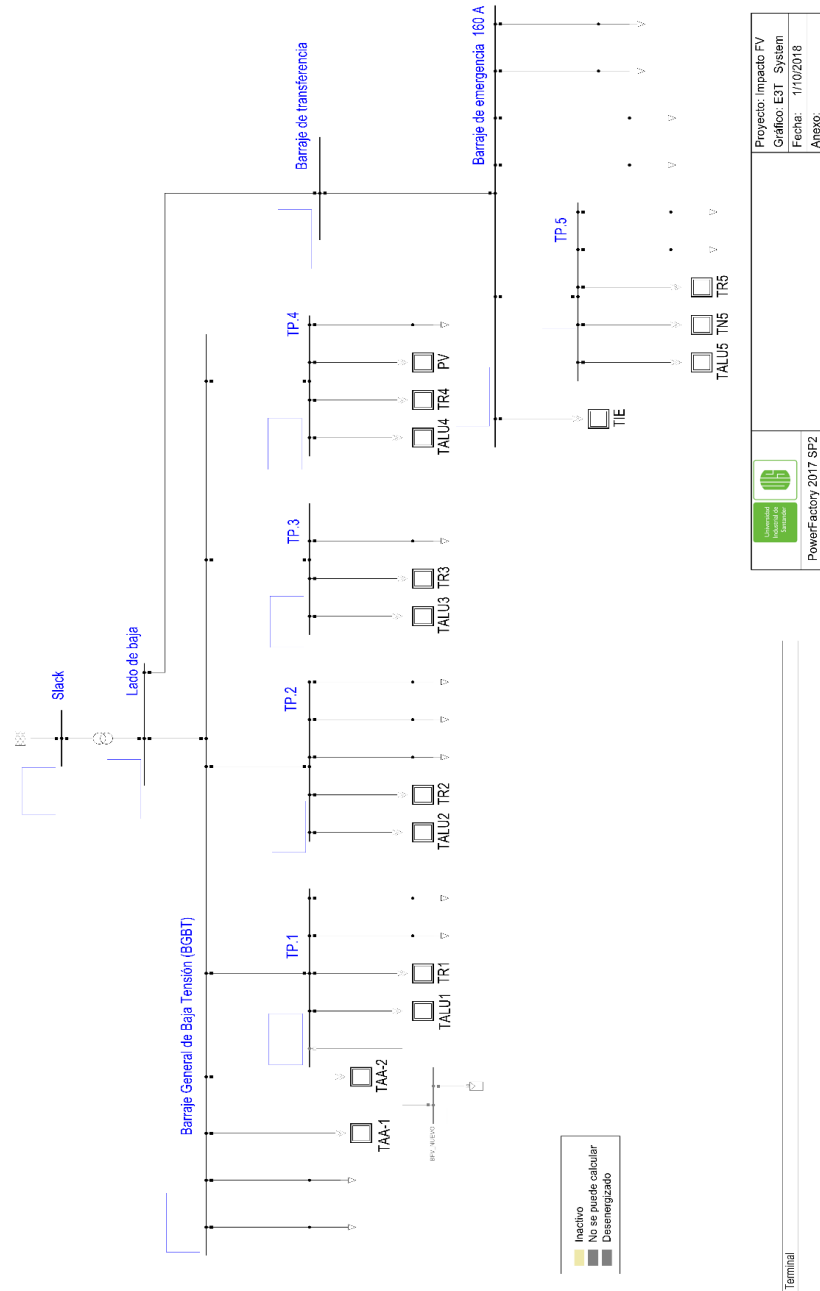
No obstante, esto sería cierto si el microinversor trabajara a factor de potencia igual a la unidad. En este caso, considerando que en la *datasheet* del microinversor el F.P. del SFV es mayor igual a 0.97. Así, el valor final de potencia inyectada máxima hipotética, con fp igual a 0,98, será la calculada en (21) y (22).

$$P_{AC,max} = (0,98) \cdot (9,4) \text{ kW} \quad (21)$$

$$P_{AC,max} \approx 9,2 \text{ kW} \quad (22)$$

Una vez definidos estos valores, se procede a simular esta condición de operación en el modelo completo de la red de PowerFactory de DIgSILENT. Este modelo (ver Figura 12) está predeterminado en el *software* de acuerdo al modelado de las cargas de los autores, lo que se hizo fue adaptar el modelo para solo obtener la simulación de estado estable en el momento de carga mínima con un generador FV equivalente de 9,2 kW.

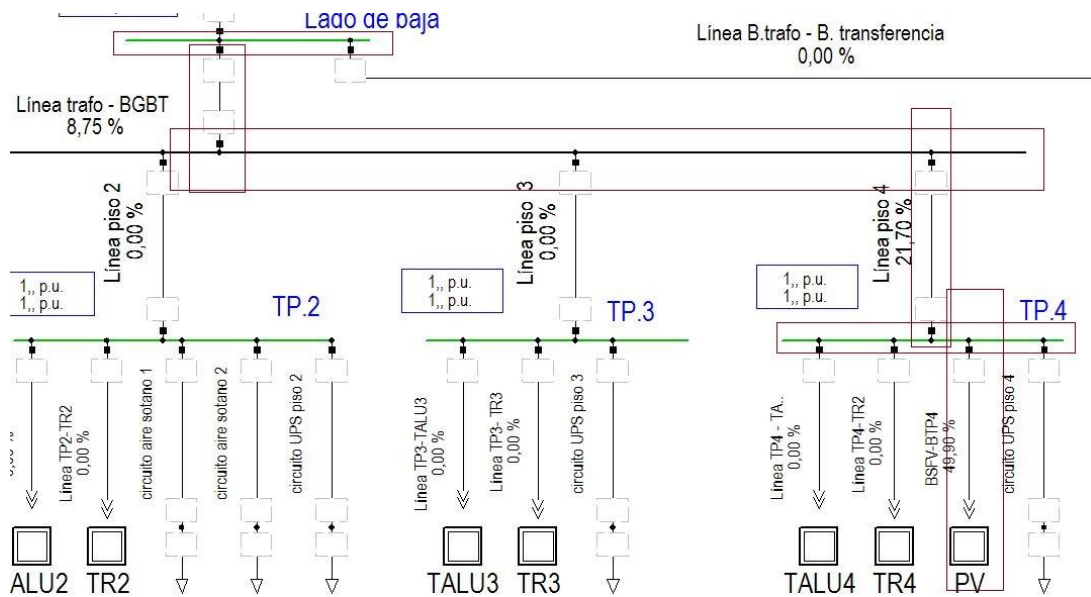
Figura 12. Unifilar de la red de BT del EIE tomado de la interface de PowerFactory.



De toda la red, es de especial atención los segmentos de línea que conecten la fuente primaria (el secundario del transformador) con el PCC del SFV, pues es en estos segmentos (en adelante llamados, en su conjunto, “alimentador al SFV”, que se resalta en la Figura 13) donde se presentan los impactos directos del SFV en la

red de BT, dada la radialidad de esta. La razón de esto es la siguiente: Las corrientes en las demás derivaciones no son dependientes directamente de la condición de generación del GFV, más bien son impuestas por las cargas y las tensiones en los nodos; mientras que las corrientes por el alimentador al SFV son afectadas por las cargas y por el flujo inverso provocado por el SFV.

Figura 13. Elemento del “Alimentador al SFV” resaltado con recuadros color vino tinto, tomado de la interface de PowerFactory.



La radialidad de la red simplifica el análisis de la tensión de los nodos para el caso de la elevación de tensión. Las tensiones en los nodos del alimentador al SFV permitirán inferir el estado de los nodos de las derivaciones aguas abajo, pues las tensiones en esto serán inferiores por las caídas de tensión (circuito con predominancia inductiva). Por lo tanto, y para ejemplificar, no se presentará una elevación de tensión en los tableros de los pisos 1,2, 3, 5 y el de transferencia, sin antes no haberse presentado en el BGBT o el lado de baja del transformador.

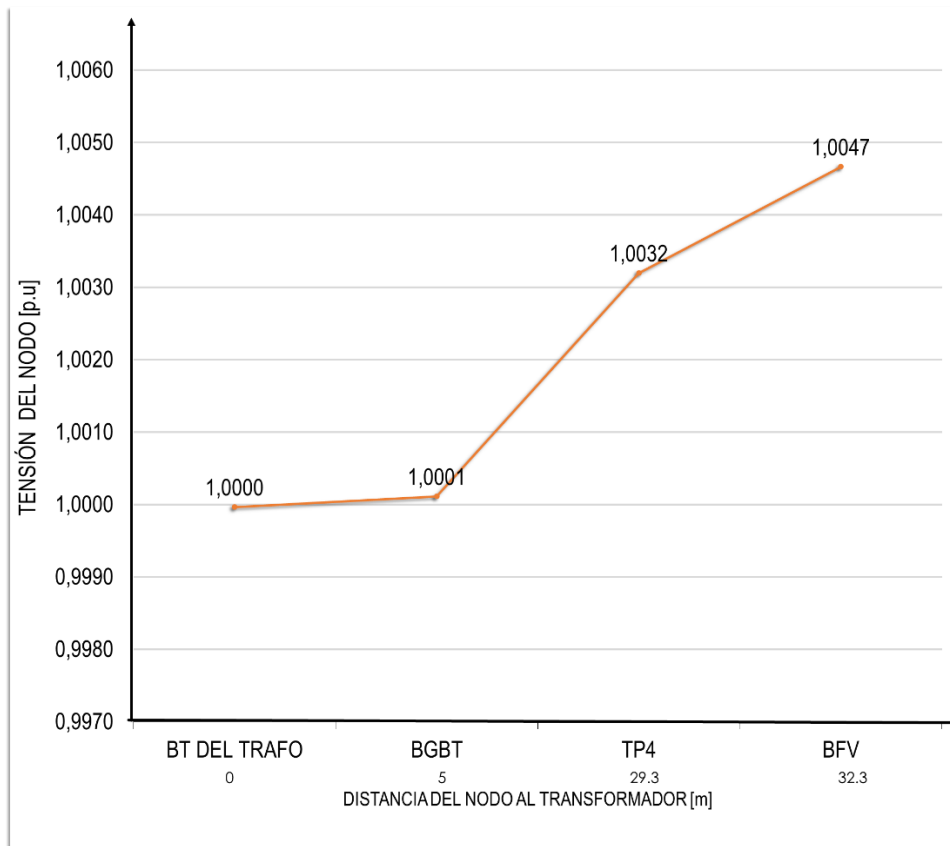
Efectuado el flujo de cargas, se obtuvo los valores de tensión en por unidad en los nodos principales de la red y de los nodos del Alimentador al SFV. Estos resultados se condensan en la Tabla 8.

Tabla 8. Tensión en los nodos principales de la red de BT del EIE.

| TENSIÓN POR UNIDAD EN NODOS DE LA RED DE BT DEL EIE | | |
|--|------------------------|-----------------------|
| NODO | TENSIÓN EN P.U. | % DE ELEVACIÓN |
| LADO DE BAJA DEL TRAFO | 0,999967 | -0,0033 |
| BGBT | 1,000112 | 0,0112 |
| TP4 | 1,003198 | 0,3198 |
| BFV | 1,004665 | 0,4665 |
| TP1 | 1,000040 | 0,0040 |
| TP2 | 1,000018 | 0,0018 |
| TP3 | 1,000055 | 0,0055 |
| BT | 0,999571 | -0,0429 |

A partir de estas tensiones se construyó el perfil de tensión en el Alimentador al SFV para ilustrar la elevación de tensión en esta situación. En la Figura 14 se puede apreciar la elevación de tensión en los nodos de la red producto de la inyección de potencia fotovoltaica. Se evidencia que la elevación de tensión más alta, aquella en el nodo BFV, es de aproximadamente el 0,5%, siendo el límite de elevación máximo es del 10%. Así, se concluye que debido a la inyección actual de potencia en la red, no se presentan elevaciones de tensión por fuera de los límites de la regulación.

Figura 14. Perfil de tensión en el Alimentador al SFV para GFV máxima y carga mínima.



3.3 ESTUDIOS ESPECIALES

Debido a que estos estudios convencionales arrojaron resultados contundentes y evidencian que, dadas las condiciones actuales de la red y el SFV, no se presentan elevaciones de tensión o subtensiones sostenidas en estado estable, no es necesario realizar ningún estudio especial y se declara que el sistema fotovoltaico en condiciones de carga regulares no presenta impactos significativos negativos sobre los perfiles de tensión de la red y la cargabilidad de los conductores.

4. HOSTING CAPACITY DE LA RED DE BT DEL EIE

Este capítulo presenta los datos derivados de las simulaciones realizadas para determinar la relación entre los impactos en la tensión en estado estable, la cargabilidad y las pérdidas de potencia, y la potencia pico del generador fotovoltaico. Esto comprende la primera estimación de la *HC* (HC) de la red de BT del EIE para generación con sistemas solares fotovoltaicos sin almacenamiento, de acuerdo a la metodología presentada en el marco conceptual (Ver Sección 2.3. *MARCO CONCEPTUAL:*).

El proceso fue el siguiente: En primer lugar, se estimó la HC para tensión, pérdidas y cargabilidad de acuerdo a las ecuaciones (2), (3) y (5). A partir de estos valores, se tomó la menor HC estimada como base para construir los escenarios de penetración. Seguidamente, se estimaron los valores de la tensión en por unidad, pérdidas y la cargabilidad de los tramos del Alimentador al SFV en cada escenario de simulación, se identificó el nodo y tramo más impactado, y así se construyó la característica de la HC para los impactos. Finalmente, se estimó el valor de potencia pico del generador FV equivalente que se puede instalar en el EIE sin violar ningún límite técnico.

4.1 ESTIMACIÓN INICIAL DE LA HC

Como se dijo anteriormente, para la estimación inicial se recurre a las ecuaciones (2), (3) y (5). De acuerdo con la ecuación 2, la potencia máxima AC inyectada por un generador debe ser menor o igual a la suma de la potencia máxima de carga más la mínima. En cuanto a las pérdidas, este límite será igual a dos veces la carga y para la tensión se aplicará la ecuación 5. La Tabla 9 recoge los datos necesarios para realizar estos cálculos.

Tabla 9. Datos para estimación inicial de las HCs.

| DATO | VALOR |
|------|-------|
|------|-------|

| | |
|---|-----------------|
| CARGA MÍNIMA | 7,2 kW |
| CARGA MÁXIMA | 25 kW |
| TENSIÓN NOMINAL | 208 V |
| ELEVACIÓN DE TENSIÓN MÁXIMA | 0,1 p.u. |
| RESISTENCIA DEL “ALIMENTADOR AL SFV” | 0,0511 Ω |

Aplicando las fórmulas mencionadas, se obtiene las 3 HC de acuerdo con cada índice de desempeño de la red. Esto se consigna en la Tabla 10.

Tabla 10. HCs estimadas a partir de las fórmulas aproximadas.

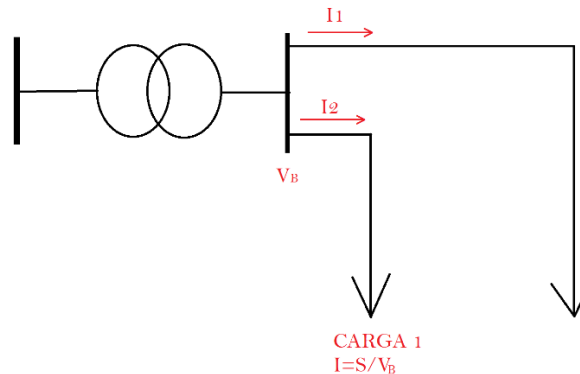
| ÍNDICE DE LA HC | VALOR |
|----------------------------|--------------|
| HC POR TENSIÓN | 84,7 kW |
| HC POR PÉRDIDAS | 14,4 kW |
| HC POR CARGABILIDAD | 32,2 kW |

Así, la construcción de los escenarios de penetración se hizo con base en la HC para la cargabilidad, que es la que implica una restricción técnica real, pues un aumento porcentual de pérdidas, como se explicó en la sección 2.2, se puede tolerar toda vez que en términos globales sea preferible generación local con energías renovables. No obstante lo anterior, se tuvo en cuenta el comportamiento de los demás índices.

4.2. ESCENARIOS DE PENETRACIÓN Y SIMULACIONES

La construcción de la característica de la HC de cargabilidad se hizo tomando un nivel de penetración de 30 kW y creando pasos de aumento y disminución del 25%. Así, surgieron 7 escenarios (ver Tabla 11) de penetración para la simulación. Nuevamente, estos escenarios se evaluaron para el estado de carga en que las secciones del Alimentador al SFV tendrán la mayor carga: El caso con mínima carga y máxima generación.

Figura 15. Circuito radial con derivaciones de carga.



Al igual que ocurre con las elevaciones de tensión, el impactado directamente será el Alimentador al SFV, dado que la cargabilidad (corriente) de los demás alimentadores será impuesta por las cargas en esas derivaciones, como se aprecia en la Figura 15, donde la corriente I_2 hacia la carga uno no se ve afectada directamente por lo que suceda en la derivación I_1 , sino por su potencia y la tensión en el barraje; mientras que la del Alimentador al SFV será directamente afectada por la cantidad de inyección fotovoltaica que se exporte a la red a través del transformador (flujo inverso), además, esta importación será máxima cuando la generación esté en su máximo y la demanda de la red sea la mínima.

Tabla 11. Escenarios de simulación para determinar la característica de HC.

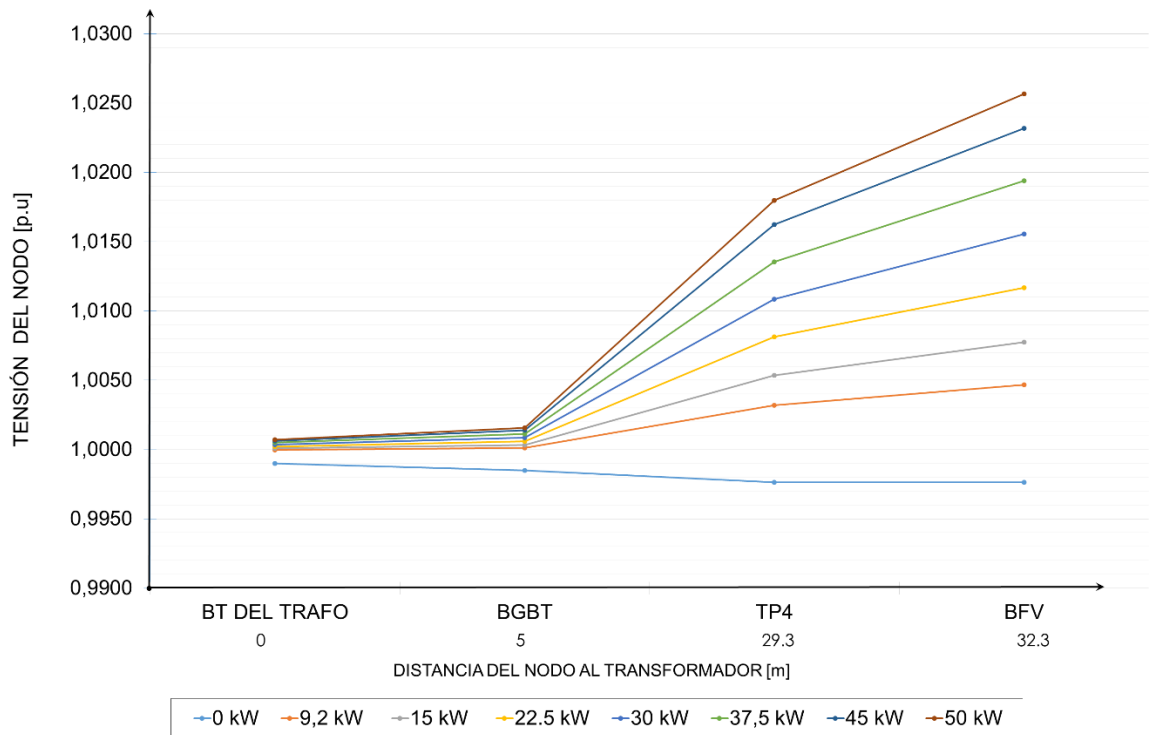
| ESCENARIO | POTENCIA AC INYECTADA |
|-----------|-----------------------|
| 1 | 9,2 kW |
| 2 | 15,0 kW |
| 3 | 22,5 kW |
| 4 | 30,0 kW |
| 5 | 37,5 kW |
| 6 | 45,0 kW |
| 7 | 50,0 kW |

En el caso de la evaluación de las pérdidas se debe observar que la variación de pérdidas de la red se dará en la medida en la que varíen las pérdidas por el Alimentador al SFV, pues, al igual que la cargabilidad, las pérdidas en los alimentadores de las cargas conectadas a los demás tableros no se verán impactadas por el aumento de la generación, ya que estas pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente que circula por las líneas, corriente que la impone cada una de las cargas en las diversas derivaciones, paralelas al Alimentador del SFV. Con base en lo anterior, para la evaluación de las pérdidas se define el índice en (23) que se denominó índice de variación de pérdidas de potencia.

$$\% \Delta P = \frac{P_{ALFV,i} - P_{ALFV,9,2kW}}{P_{ALFV,9,2kW}} * 100\% \quad (23)$$

Donde $P_{ALFV,i}$ es igual a las pérdidas de potencia en el Alimentador al SFV en para el nivel de penetración i , mientras que $P_{ALFV,9,2kW}$ es igual a las pérdidas en el Alimentador al SFV en el caso de 9,2 kW. El indicador de variación para la tensión es la elevación de tensión en porcentaje respecto a la tensión nominal (1 p.u.) y el de cargabilidad es la cargabilidad en porcentaje del segmento más impactado.

Figura 16. Perfiles de tensión en el Alimentador al SFV en función de la distancia al transformador para cada nivel de penetración.



Realizadas las simulaciones, se obtuvo que el nodo más impactado (tensión) fue aquel en que se recoge toda la generación, es decir, el BFV (ver Figura 16 y Figura 17), mientras que el tramo de línea más impactado en cargabilidad y pérdidas fue el tramo denominado “LÍNEA BP4-BSFV”, que es el conductor que va desde el nodo BFV hasta el tablero del piso 4. Los resultados de las simulaciones para estos elementos se presentan en la Tabla 12.

Figura 17. Cargabilidad en cada uno de los tramos del Alimentador al SFV para cada escenario de penetración.

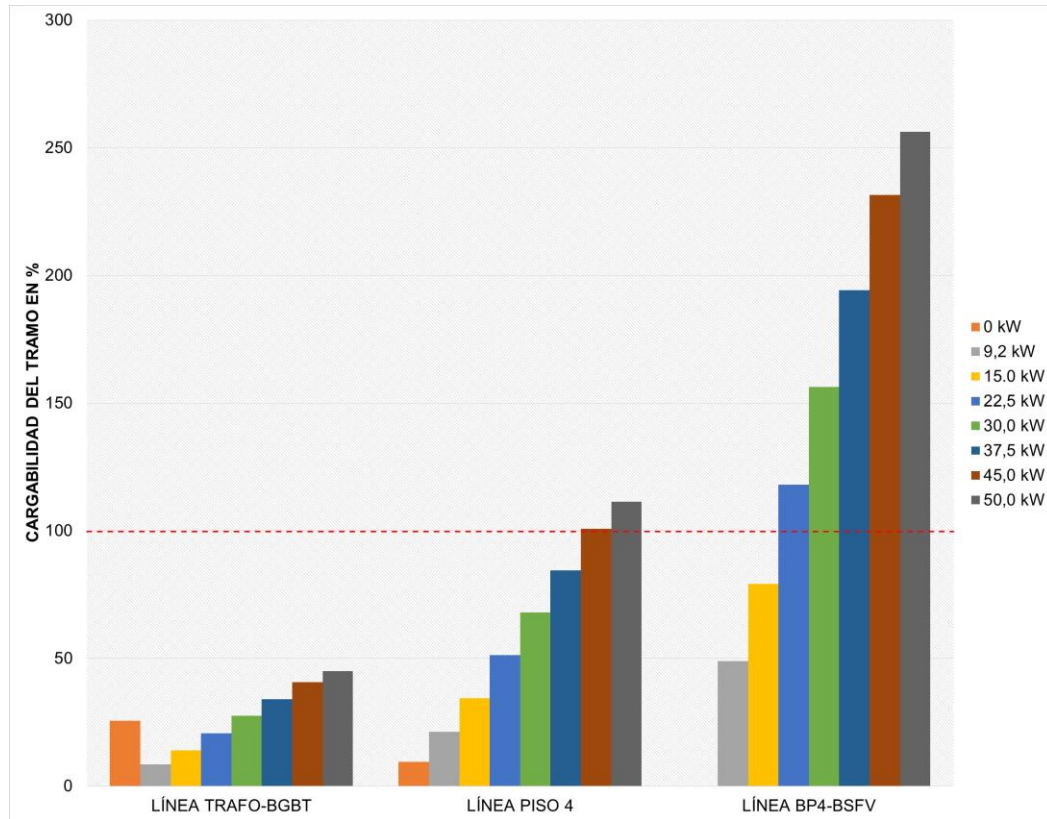


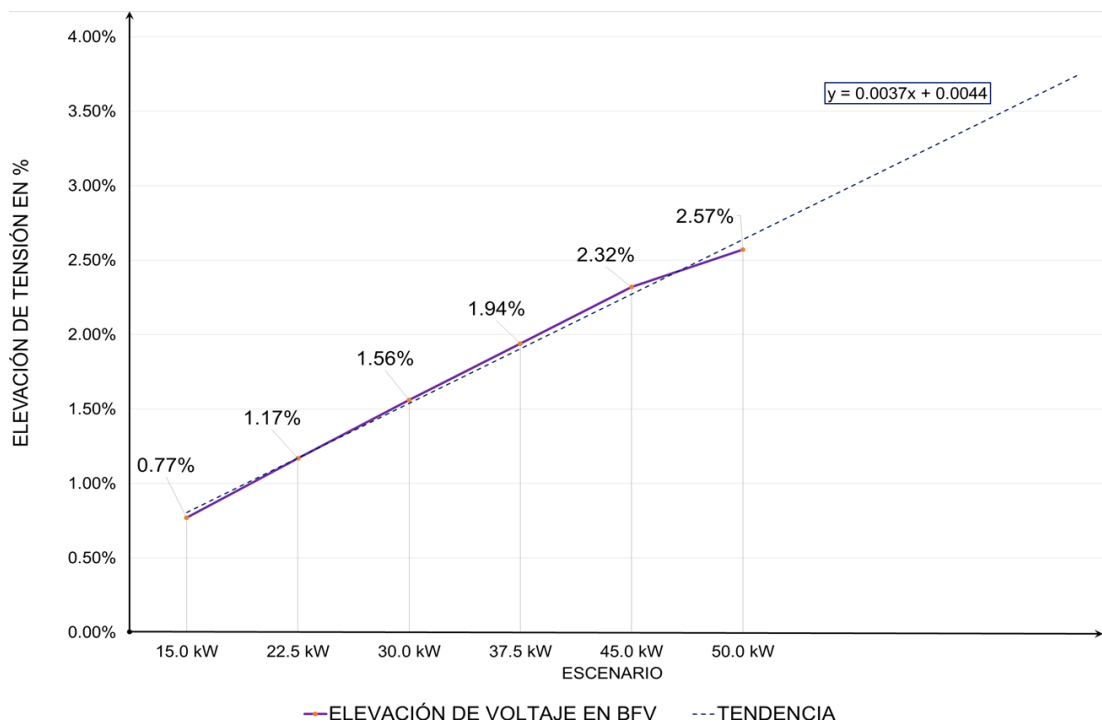
Tabla 12. Resultados de los índices para la construcción de las características de HC.

| POTENCIA AC INYECTADA | ELEVACIÓN DE VOLTAJE EN BFV | CARGABILIDAD DE LÍNEA BP4-BSFV | ÍNDICE DE PÉRDIDAS |
|-------------------------|-----------------------------|--------------------------------|--------------------|
| MÁX. CARGA- 0 KW | -0,24 % | 25,53 % | - |
| 9,2 KW | 0,47 % | 21,24 % | 0,00 % |
| 15,0 KW | 0,77 % | 79,24 % | 165,42 % |
| 22,5 KW | 1,17 % | 118,06 % | 492,30 % |
| 30,0 KW | 1,56 % | 156,34% | 941,93 % |
| 37,5 KW | 1,94 % | 194,19 % | 1509,61 % |

| | | | |
|----------------|--------|----------|-----------|
| 45,0 KW | 2,32% | 231,54 % | 2190,95 % |
| 50,0 KW | 2,57 % | 256,18 % | 2706,25 % |

A partir de estos valores, es posible construir las características de la HC para cargabilidad y pérdidas, y la tendencia para la tensión. Estas características se ilustran en las figuras 18 y 19.

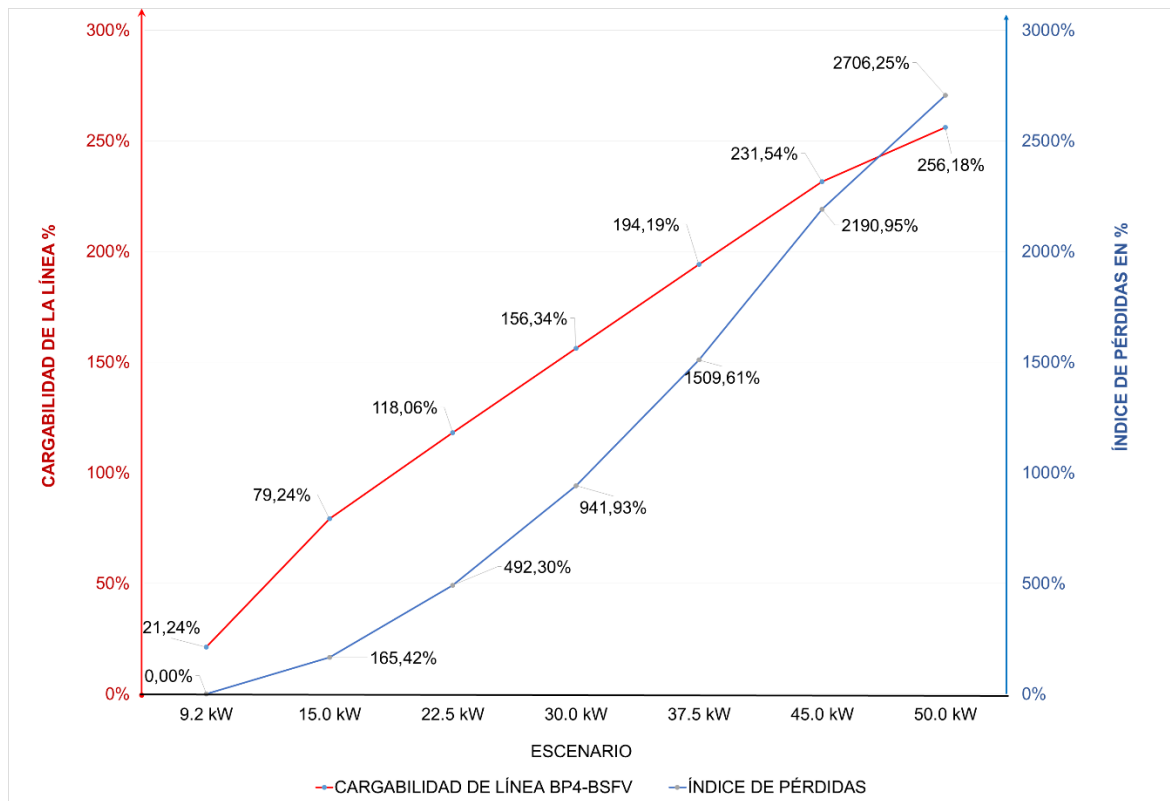
Figura 18. Comportamiento y tendencia de la elevación de tensión con el aumento del nivel de penetración.



En el caso de la tensión, las curvas muestran que la tendencia aumenta casi linealmente, por lo que se puede esperar, aplicando una regla de tres, que si para 50 kW la elevación de tensión fue del 2,5%, una elevación del 10% se presentará después de los 100 kW. No obstante, la HC que realmente limita la capacidad del generador fotovoltaico será la de cargabilidad, pues para valores de penetración de 22,5 kW, se alcanza el 120% de carga del tramo del Alimentador al SFV evaluado, e interpolando el valor para el 100% se obtiene una inyección máxima de 19,1 kW.

Finalmente, para el índice de pérdidas en el Alimentador al SFV se observa un comportamiento cuadrático, con un aumento pronunciado entre condiciones, alcanzándose aumentos de pérdidas de más del 20 veces las pérdidas actuales, no obstante, se hace claridad que en la última condición (50 kW), las pérdidas en el alimentador al SFV fueron aproximadamente 1,2 kW, es decir, el 2% de la generación, lo cual se consideró admisible y no se configura como una limitante.

Figura 19. Características de HC para el índice de pérdidas (rojo) y cargabilidad (azul).



A partir de lo anterior, los resultados permiten afirmar que para la red de BT del EIE, con inyección en el tablero del piso 4, la capacidad máxima de inyección en AC se verá limitada por la capacidad amperimétrica del conductor que conecta el barraje FV y el tablero del cuarto piso. Sin hacer modificaciones a la red, la potencia máxima que se puede inyectar es aproximadamente 19,1 kW, si no se desear carga el

conductor por encima del 100% de su capacidad. No obstante, esto es si el sistema opera a $FP=0,98$ con una eficiencia de los microinversores del 96,5%. La potencia pico máxima que se puede instalar será aproximadamente de 20 kWp, que es la HC del EIE para estos índices.

Un último hecho a resaltar es la importancia del área de la terraza y la disponibilidad que hay de esta para la instalación de sistemas fotovoltaicos. El área aproximada de la terraza es de 600 m², de los cuales se estima que solo el 30% es aprovechable para la instalación de sistemas fotovoltaicos. Esto deja disponible un área efectiva para paneles solares de 180 m². El promedio de la eficiencia de los paneles instalados actualmente en el EIE es de aproximadamente 16%, lo cual significa una potencia pico aproximada máxima que se puede instalar de 29 kWp. Aún refinando este cálculo, es evidente que con solo un sistema fotovoltaico actual es imposible alcanzar el nivel de penetración necesario para violar el límite de tensión en las condiciones de carga regulares de la red. No obstante, la sobrecarga de conductores en una posibilidad factible si se consideran futuras ampliaciones del SFV.

5. CONCLUSIONES

Este trabajo de grado tuvo como propósito general evaluar el impacto de generación fotovoltaica en la red baja tensión del Edificio de Ingeniería Eléctrica de la UIS y su relación con el nivel de penetración de la generación, a partir de la apropiación del estado del arte, la aplicación de algunas recomendaciones del IEEE Std. 1547.7-2013 y simulaciones de estado estable en el software PowerFactory de DlgSILENT.

Así pues, los aportes más significativos de este trabajo de grado fueron la descripción y aplicación de la metodología de evaluación de impactos contenida en la guía IEEE Std. 1547.7-2013 y la estimación de la HC de la red de baja tensión del Edificio de Ingeniería Eléctrica de la UIS. Estos aportes se alinean con los objetivos del proyecto que actualmente lidera el Grupo de Investigación en Sistemas Eléctricos (GISEL) de la UIS titulado “*Viabilidad Técnica de la Implementación de Sistemas Fotovoltaicos (FV) Integrados con Vegetación como Estrategia de Generación Distribuida y Horticultura en Entornos Urbanos de Clima Cálido Tropical*”, cuyos propósitos son estudiar los impactos de los sistemas FV en redes de BT y promover la horticultura urbana a partir de la integración de estos sistemas con techos verdes.

En un sentido más específico, en este trabajo de grado se realizó la descripción y aplicación del contenido del IEEE Std. 1547.7-2013, orientada a la evaluación de impactos en el estado estable a frecuencia fundamental. La descripción presentada en el Marco Referencial y el Anexo A permite a los interesados agilizar el proceso de apropiación de la guía, mientras que la aplicación hecha en el capítulo 3 sirve como ejemplo de aplicación que complementa la descripción.

El proceso de descripción de hallazgos en la literatura y las recomendaciones de la guía, permitió establecer los escenarios más adecuados para la estimación de impactos, con lo que fue posible reducir las simulaciones a condiciones de carga y

generación puntuales, a partir de lo cual se generó la adaptación del modelo de la red en el *software* de simulación. De allí que es posible afirmar que la condición más crítica para establecer el impacto del SFV en la red en estudio es la condición de mínima carga y máxima generación.

A partir del proceso de análisis de los resultados de las simulaciones, se evidenció que la ausencia del SFV no provocará impactos en la tensión del régimen de estado estable, pues las caídas de tensión en los alimentadores no superaron el 0,5% de la tensión nominal, en la condición de máxima carga. Mientras que con inyección y en condición de mínima carga, se constató la hipótesis de que la inyección provoca mejoras en el perfil de tensión poco significativas que no violan los límites regulatorios, mientras que fue errada la suposición de que habría una disminución en las pérdidas conforme se aumentaba el nivel de penetración, pues en la condición estudiada, hubo un aumento significativo de las pérdidas de potencia.

La cuantificación de la relación entre el nivel de penetración de la generación FV y las variaciones en el perfil de tensión, cargabilidad y pérdidas de la red se realizó en la situación que se argumentó como la más favorable para los impactos: Mínima carga con máxima generación. Se evidenció la tendencia lineal de la HC de la tensión en estado estable y los comportamientos cuadráticos de las HCs de las pérdidas y la cargabilidad. Las simulaciones permitieron inferir que el reforzamiento de la red será necesario a partir de los 20 kWp de generación FV, donde se violan las capacidades de ciertos tramos de conductor, mientras que una violación en la tensión solo se esperaría para un nivel de penetración diez veces mayor actual, donde la capacidad del generador sea más de cuatro veces la carga pico de la red, pero que es imposible alcanzar con un SFV convencional por las restricciones de área en la terraza del EIE.

BIBLIOGRAFÍA

ARANGO MANRIQUE, Adriana y ÁLVAREZ LOPEZ, Ramón Antonio. Integration of distributed generation to support the electricity supply: Stability analysis in a Colombian microgrid. En: IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, 2013. DOI: 10.1109/ISGT-LA.2013.6554431

BOLLEN, Math y HASSAN, Fainan. Integration of Distributed Generation in the Power System. Hoboken: John Wiley & Sons, Inc., 2011. ISBN 9781118029039. DOI: 10.1002/9781118029039.

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución No. 30 de 2018 (26, febrero, 2018). Por al cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el SIN. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2018.

COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. Ley 1715 (13, mayo, 2014). Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2014.

CORTÉS CANCELADO, Carlos Andrés y GARCÍA PINZÓN, Yuly Fernanda. Estudio del Impacto de la Inyección de Energía de un Generador Fotovoltaico en el Perfil de Tensión y las Pérdidas de Energía en Conductores de la Red de Baja Tensión del Edificio de Ingeniería Eléctrica a partir de Simulaciones Computacionales. Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas, 2018.

DIAZ RODRÍGUEZ, Robinson; JUTINICO ALARCÓN, Andrés Leonardo y MORENO JIMÉNEZ, Robinson. Monitoring system for global solar radiation, temperature,

current and power for a photovoltaic system interconnected with the electricity distribution network in Bogota. En: IEEE 56th International Midwest Symposium on Circuits and Systems (MWSCAS), 2013, p. 485-488. ISSN 15483746. DOI: 10.1109/MWSCAS.2013.6674691

ELTAWIL, Mohamed y ZHAO, Zhengming. Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems-A review. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews 2010, vol. 14, no.1, p. 112-129. ISSN 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2009.07.015.

HERNÁNDEZ, Juan Carlos y MEDINA, Andrés. Conexión de Sistemas Fotovoltaicos a la Red Eléctrica: Calidad de Suministro. En: Sumuntán. 2006, vol. 23, p. 33-44.

IEEE STANDARDS COORDINATING COMMITTEE 21. IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection. New York: IEEE, 2013. ISBN 9780738188720.

KARIMI, M. et al. Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network - A review. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016, vol. 53, p. 594-605. ISSN 18790690. DOI: 10.1016/j.rser.2015.08.042

LIU, Sumei; BI, Tianshu y LIU, Yanlin. Theoretical analysis on the short-circuit current of inverter-interfaced renewable energy generators with fault-ride-through capability. En: Sustainability, 2017, vol. 10, no.1. ISSN 20711050. DOI: 10.3390/su10010044

MARINOPOULOS, Antonios; ALEXIADIS, Minas C. y DOKOPOULOS, Petros S. Energy losses in a distribution line with distributed generation based on stochastic

power flow. En: Electric Power Systems Research. 2011, vol. 81, no.10, p. 1986-1994. ISSN 03787796. DOI: 10.1016/j.epsr.2011.06.006

MASOUM, Ali S. et al. Impact of High PV Penetration on Distribution System Operation. En: IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies. 2012, vol. 23, p. 744-748. DOI: 10.1109/ISGT.2012.6175693

MENDEZ QUEZADA, V.H., RIVIER ABBAD, J., GOMEZ SAN ROMAN, T. Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation. En: IEEE Transactions on Power Systems. 2006, vol. 21, no.2, p. 533-540. ISSN 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.873115

MORÁN, FA, FACCHINI, ML, DOÑA, VM. Impacto de la Generación Fotovoltaica Distribuida en los Niveles de Tensión. Aplicación a un Caso Real. En Avances en Energías Renovables. 2010, vol. 14, no.4, p. 71-78.

OSORIO, Laura; PATIÑO, Sebastian y HERNANDEZ, Johann. Methodology to assess the influence of PV systems as a distributed generation technology. En: IEEE International Symposium on Alternative Energies and Energy Quality (SIFAE). 2012, p. 1-6. DOI: 10.1109/SIFAE.2012.6478903

PÁEZ RICO, Carlos Arturo y ROJAS SILVA, Cesar Augusto. Estudio del comportamiento del sistema de generación fotovoltaico del edificio de ingeniería eléctrica. Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas, 2018.

QIAN, Kejun et al. Effect of load models on assessment of energy losses in distributed generation planning. En: International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2011, vol. 33, no.6, p. 1243-1250. ISSN 01420615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2011.04.003

QUIROZ, Jimmy; RENO, Matthew y SANDIA NATIONAL LABORATORIES. Detailed Grid Integration Analysis of Distributed PV. En: IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). 2011, vol. 38, p. 596-601.

SMA SOLAR TECHNOLOGY AG. Technical Information Short-Circuit Currents: Information on short-circuit currents of SMA PV inverters. 2015.

SRISAEN, N. y SANGSWANG, A. Effects of PV grid-connected system location on a distribution system. En: IEEE Asia-Pacific Conference on Circuits and Systems, Proceedings, APCCAS. 2006, p. 852-855. DOI: 10.1109/APCCAS.2006.342175

TIE, Chin Ho y GAN, Chin Kim. Impact of grid-connected residential PV systems on the malaysia low voltage distribution network. En: IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference, PEOCO. 2013, no.3, p. 670-675. DOI: 10.1109/PEOCO.2013.6564631

TURCOTTE, Dave y KATIRAEI, Farid. Fault contribution of grid-connected inverters. En: IEEE Electrical Power and Energy Conference, EPEC. 2009, p. 1-5. DOI: 10.1109/EPEC.2009.5420365

WALLING, Reigh et al. Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery System. En: IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY. 2008, vol. 23, no.3, p. 1636-1643. ISSN 17452627. DOI: 10.1080/13504500209470130

XIAOBO, Duan y FENGHAI, Kou. Study on Load Model of PV Generation Planning. En: International Conference on Future Electrical Power and Energy Systems. 2012, vol. 17, p. 119-126. ISSN 18766102. DOI: 10.1016/j.egypro.2012.02.072

ANEXOS

ANEXO A. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA GUÍA IEEE 1547.7-2013

En lo subsiguiente, se hace una descripción general de la guía IEEE Std. 1547.7-2013 llamada “IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection”²⁹ en los aspectos que se aplicaron al trabajo de grado, dado el alcance de este. Este anexo describe, a grandes rasgos, las partes que componen guía y la información allí contenida.

La guía técnica IEEE Std. 1547.7-2013, presentada por primera vez a finales del 2013, ofrece una serie de consideraciones y criterios multi-enfoque, para realizar estudios de impacto de la generación distribuida en las redes, mientras que brinda a los interesados conocimientos técnicos y entendimiento sobre los potenciales impactos de la GD. La metodología presentada considera los efectos de la GD según las características del recurso, la fuente primaria de la energía, el modo de integración y las características de las redes externas e internas, enfocándose en los impactos en el PCC.

Aquel que desee aplicar la guía tendrá las herramientas suficientes para determinar cuándo es necesario hacer un estudio de impacto y cuál será su nivel de profundidad, basándose en una revisión de criterios preliminares. También sabrá qué datos requiere para hacer los estudios y el nivel de rigurosidad, según el nivel de penetración y los tipos de tecnología. Así mismo, la guía indica cómo obtener los datos, conducir todo el estudio e interpretar los resultados de dicho estudio. Además de esto, presenta una revisión general de metodologías de mitigación de impacto. Este libro de la serie IEEE Std.1547 se estructura en 5 partes: Las consideraciones generales para realizar estudios de impacto de GD, los criterios para la revisión

²⁹ IEEE STANDARDS COORDINATING COMMITTEE 21. IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection. New York: IEEE, 2013. ISBN 9780738188720.

preliminar del sistema, los estudios básicos y avanzados que han de hacerse, los requerimientos de datos en los estudios y una revisión general de las técnicas de mitigación.

A.1. CONSIDERACIONES GENERALES

En esta cláusula se hace una revisión de las condiciones operacionales del sistema total, la clase de configuración, tanto de la red eléctrica externa, como de la instalación interna, y los atributos de la tecnología de la GD y su modo de integración. Esto con el fin de evaluar si es necesario un estudio de impacto y la condición del sistema antes de la inclusión. De este tema se trata en los capítulos 4, 5 y 6 de la guía.

A.2. CRITERIOS PARA LA REVISIÓN PRELIMINAR

Esta es una evaluación inicial de criterios, con el fin de determinar si son necesarios estudios posteriores y el nivel de profundidad de estos. Se hace de manera escalonada, a través de una lista de chequeo de parámetros y condiciones operacionales, y promueve múltiples enfoques para estudiar potenciales problemas. Estos criterios son expuestos en el capítulo 7.

A.3 ESTUDIOS DE IMPACTO

Aquí se detallan los estudios necesarios para realizar un correcto estudio de impacto según las consideraciones generales y la revisión preliminar. El capítulo 8 aborda los estudios convencionales, básicos y generales. El capítulo 9, se aborda estudios complementarios para establecer impactos más específicos a través de un conjunto de metodologías más rigurosas que las del capítulo anterior. Dentro de las metodologías para la evaluación de los impactos, se muestra información sobre los resultados esperados.

A.4 REQUERIMIENTOS DE DATOS

En esta parte se establecen los conjuntos y la cantidad de datos que se necesitan extraer de los estudios realizados, según los distintos casos, situaciones y sus limitantes. Estos requerimientos de datos se encuentran condensados en la sección 10.

Estos requerimientos se dividen en tres grupos. Los requerimientos para los estudios preliminares, los requerimientos para los convencionales, que dependerán de si se ejecutan estudios de flujo de carga o protecciones o ambos; y los requerimientos para estudios especiales, los cuales se subdividen en requerimientos para los cuatro tipos de estudios especiales (simulación cuasi-estática, simulación dinámica, simulación de transitorios electromagnéticos y estudios de calidad).

La importancia de esta sección radica en que es probable que no toda la información que puede obtenerse de un sistema eléctrico se requiera, pues, dependen de la profundidad de los estudios. Así, los datos para los estudios especiales serán más detallados que los requeridos para los convencionales, pero es posible que no sean necesarios hacer estos últimos. El fin último de esto es evitar barreras innecesarias para los proyectos.

A.5 TÉCNICAS DE MITIGACIÓN

En esta sección se presentan y ejemplifican técnicas potenciales para corregir, evitar o disminuir los impactos identificados en las secciones precedentes, en concreto, son soluciones propuestas para lograr el cumplimiento de los criterios preliminares a partir de la información obtenida en los estudios. Se aclara que esta

sección no intenta ser un guía de mitigación, sino que brinda recomendaciones y consideraciones generales al respecto.

Los problemas identificados que generalmente se derivan de los estudios se dividen en varias categorías:

- Operación en isla.
- Impactos en la cargabilidad en todas las condiciones de estado estable.
- Impactos en protecciones y condiciones de falla.
- Regulación de tensión dentro del SDE en estado estable.
- Calidad de potencia.

Las técnicas se presentan relacionadas con cada una de estas categorías y los problemas particulares que pertenecen a cada categoría, y así se brindan ejemplos de su aplicación.

A.6. CONSIDERACIONES GENERALES PARA ESTUDIOS DE IMPACTO DE GD.

A la hora de conducir estudios de impacto de GD, es necesario considerar los siguientes aspectos:

- Características del recurso distribuido.
- Características de la fuente primaria de energía.
- Características del PCC.
- Características del sistema de distribución de energía (SDE).
- Impactos particulares según de la generación FV.
- Impactos particulares de la integración con inversores.

Para hacer la evaluación inicial de todos estos aspectos, el estándar los divide en cinco categorías.

- Impactos potenciales en el SDE.
- Consideraciones relacionadas con la fuente de energía primaria.
- Consideraciones específicas según la tecnología.
- Consideraciones relacionadas con el SDE.
- Consideraciones operacionales y de la configuración.

A.6.1 Impactos potenciales en el SDE. Como se especificó en el plan de proyecto, este trabajo de grado se centra en los impactos relacionados con las variaciones en la magnitud y perfil de tensión, flujos de potencia, cargabilidad de equipos y pérdidas. Así mismo, se considera que la tecnología de integración es pasiva, es decir, que no realiza ningún control de tensión a través de reactivos. Es por esto por lo que de este numeral del estándar se consideran los incisos 4.1.2, 4.1.4 y 4.1.5 de la guía original; los demás, referentes a protecciones y operación en isla no se tienen en cuenta.

A.6.1.1 Cargabilidad de los equipos del sistema de distribución. De acuerdo con la guía, es necesario considerar esto debido a que la integración de GD puede cambiar la dirección del flujo de potencia, reducir o aumentar la cargabilidad de las líneas y los transformadores. Si bien esto puede ser positivo, puede ser que la pérdida súbita de una gran carga o del GD provoque sobrecargas. Estos impactos pueden resultar más severos en periodos de baja carga que en periodos pico, donde la carga local absorba la generación. Así, es de fundamental importancia considerar el nivel de penetración y las capacidades nominales del SDE.

A.6.1.2 Regulación de voltaje y control de reactiva. Como es sabido, el operador de red (OR) necesita mantener la tensión en sus usuarios dentro de un rango específico, por lo que necesita que la GD opere de tal manera que no provoque que los niveles de tensión de estado estable se salgan de estos límites de la regulación. Así, la GD no debe interferir con la operación normal de los equipos de regulación de tensión dispuestos por el OR. Cuando la GD es muy variable, como es el caso de la GD-FV, e “inyecta” reactiva (por ejemplo, bajo la lógica de factor de potencia constante), es probable que se presente una fluctuación anormal en la tensión, que afecte la operación de los equipos de compensación, pues la variabilidad de la inyección puede ser más rápida que los tiempos de respuesta del equipo de control.

Para la evaluación de estos problemas, los autores recomiendan llevar a cabo múltiples simulaciones cuasi-estáticas, que evidencien los impactos de grandes cantidades de GD en los equipos y perfiles. Como este proyecto se limita a redes de BT, y en Colombia no es típico encontrar equipos de control de tensión en BT, estos análisis cuasi-dinámicos propuestos en el procedimiento, se reducirán a impactos en las magnitudes de tensión en las barras de BT.

A.6.1.3 Calidad de potencia (PQ). En el estándar se consideran los impactos en PQ, como lo son las sobretensiones y subtensiones, los sags y swells, el flicker y las distorsiones armónicas. Las emisiones de tipo flicker son debidas a variaciones muy rápidas en la salida del GD. Estas emisiones son especialmente altas para las tecnologías solar y eólica. Por otra parte, la distorsión armónica aparece debido a la tecnología del inversor CC/CA y la electrónica de potencia. No obstante, estas emisiones son difíciles de predecir, pues es sabido que un mismo nivel de corriente armónica puede causar distintos niveles de distorsión de voltaje, según las características del sistema de distribución.

A.6.2 Consideraciones relacionadas con la fuente de energía primaria. Los impactos potenciales en el SDE derivados del tipo de energía que el GD transforma en energía eléctrica se relacionan con su predictibilidad, variabilidad y de la aptitud de ser despachado.

A.6.2.1 Predictibilidad. La predictibilidad es la capacidad que se tiene sobre un GD para pronosticar su operación futura. En el caso de las tecnologías basadas en combustible, la predictibilidad es bastante alta, mientras que, en el caso de la GFV, la predictibilidad será tan buena como el pronóstico de la irradiancia para los días futuros.

A.6.2.2 Variabilidad. La variabilidad hace referencia a las variaciones impredecibles e incontrolables a corto plazo de la fuente de energía. La energía solar será tan variable como los niveles de irradiancia, humedad y temperatura durante el día, por lo que cambios rápidos en el perfil de irradiancia o temperatura, causarán cambios rápidos en la salida de potencia. No obstante, múltiples GDs en un SDE pueden atenuar el impacto que tendría uno solo.

A.6.2.3 Despacho. La aptitud de ser despachado se refiere a la capacidad que tiene el OR de indicar o disponer de la potencia de salida del GD para un periodo dado. En el caso de la GFV, esta puede ser normalmente despachada para reducir su salida, pero no para aumentarla.

A.6.3 Consideraciones específicas según la tecnología. Los sistemas de GD se clasifican según la interfaz con la red en aquellos que usan inversores y las máquinas rotativas que se sincronizan con la red. Para el caso de la GDFV, la integración se hace a través de inversores. La salida de los inversores, o bien es limitada (pasiva) o es controlada activamente. Estos inversores tienen baja contribución a la corriente de falla, son diseñados para cambiar su salida rápidamente y, aquellos que cumplen los estándares internacionales (i.e. IEEE Std 1347TM), cuenta con protección anti-isla e inyectan una onda de salida de alta calidad. No obstante, debido a los filtros capacitivos que incluyen, deben tenerse en cuenta por una potencial resonancia.

A.6.4 Consideraciones relacionadas con el sistema de distribución. En el caso de la red de potencia al que se interconectan los GDs, las características del sistema vistas desde PCC afectan el impacto potencial del generador. Se ahonda en estas características en la siguiente sección. Por el momento, las características por considerar, en el contexto de BT colombiano, son:

- Carga atendida localmente.
- Configuración del sistema.
- Capacidades nominales de los equipos del SDE.
- Robustez o debilidad del sistema.
- Topología del SD.

A.6.5 Consideraciones operacionales y de la configuración. En la cláusula de consideraciones operacionales y de configuración, se presentan aquellos aspectos que deben ser tenidos en cuenta en materia de operación y configuración de los sistemas integrados, debido a los cuales se pueden presentar, atenuar o empeorar impactos sobre la red. En el caso de la GDFV, se han considerar los siguientes aspectos:

- Tipo de control del inversor.
- Modo de operación del GD.
- Configuración de la red. (Estrella, delta, con o sin aterrizado, etc.)
- Generación monofásica.
- Otros GDs preexistentes y potenciales.

A.7 REQUERIMIENTOS DE DATOS.

En esta cláusula de la guía, se reúnen los datos del AG/GD y la red requeridos para conducir los tres tipos de estudios. Se presentan los datos requeridos según los estudios que corresponden con este proyecto de grado. En la siguiente, se relacionan los tipos de datos requeridos para cada uno de los estudios.

Tabla 13. Visión general de los datos típicos para los diferentes estudios según la guía. Adaptados de la Tabla 8 del IEEE Std. 1547.7-2013.

| TIPOS DE DATOS | REVISIÓN PRELIMINAR | CATEGORÍA DEL ESTUDIO | |
|--|------------------------|---|---|
| | | CONVENCIONAL SIMULACIÓN DE ESTADO ESTABLE (C1) | ESPECIAL SIMULACIÓN CUASIESTÁTICA (S1) |
| Diagrama unifilar de la instalación del GD | ✓ | ✓ | ✓ |
| Diagrama unifilar de la red de distribución | ✓ | ✓ | ✓ |
| Diagrama trifilar de la red de distribución | | ✓ | ✓ |
| Operación del sistema y configuración del alimentador | | ✓ | ✓ |
| Características de la operación variables en el tiempo | | ✓ | ✓ |

| | | | |
|--|---|---|---|
| Carga mínima y máxima de las secciones de las líneas | ✓ | ✓ | ✓ |
| Carga de los alimentadores Carga <i>on-site</i> | | ✓ | ✓ |
| Generación total máxima en cada sección de línea | ✓ | ✓ | ✓ |
| Tipo de inversor de energía | ✓ | ✓ | ✓ |
| Características del inversor de energía | ✓ | ✓ | ✓ |
| Máxima corriente de salida del inversor | ✓ | | ✓ |
| Circuito equivalente de la red principal | | ✓ | ✓ |
| Datos del climáticos según la tecnología | | | ✓ |
| Transformador de la subestación | ✓ | ✓ | ✓ |
| Sección del alimentador (OH/UG) | | ✓ | ✓ |
| Datos de los conductores y líneas | | ✓ | ✓ |