



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Evaluación de integración de recursos energéticos distribuidos basados en restricciones de la red de distribución. Caso estudio para San Andrés Isla

Keyla Gaia Newball Archbold

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Bogotá, Colombia
2024

Evaluación de integración de recursos energéticos distribuidos basados en restricciones de la red de distribución. Caso estudio para San Andrés Isla

Keyla Gaia Newball Archbold

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería Eléctrica

Director:
Ph.D. Javier Rosero García

Línea de Investigación:
Distribución. Energías renovables.
Grupo de Investigación:
Electrical Machines & Drives, EM&D

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Bogotá, Colombia
2024

La disciplina es construida por desarrollar
constantemente pequeños actos de coraje.

Robin Sharma

Agradecimientos

A Dios por guiar mi camino. Gracias a mi familia por ser mi soporte incondicional siempre. Al profesor Javier Rosero, mi director de tesis, por su paciencia y apoyo en todo el proceso. A Álvaro Zambrano y los compañeros del grupo de investigación Electrical Machines & Drives por aportar de forma crítica y positiva al desarrollo de este proyecto.

Resumen

Evaluación de integración de recursos energéticos distribuidos basados en restricciones de la red de distribución. Caso estudio para San Andrés Isla.

El incremento de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) a pequeña y gran escala cambia la dinámica de planeación y operación de las redes de energía eléctrica cobrando importancia para los Operadores de Red (OR) establecer mecanismos de evaluación del impacto de integración y la capacidad máxima soportada bajo parámetros de operación y confiabilidad. Esta tesis aplica el concepto de Hosting Capacity (HC) en el caso de estudio de la red de San Andrés Isla para evaluar indicadores de desempeño empleando métodos estocásticos y de simulación sistemática con DigSilent PowerFactory en integración con python.

Se evalúan 25 niveles de penetración y para cada uno se realizan 1.000 simulaciones considerando la naturaleza variable de la generación, con un total de 25.000 iteraciones. El factor que más limita la integración de FNCER en la red de San Andrés Isla es la cargabilidad de los transformadores. Sin embargo, el límite es superior al porcentaje de penetración establecido en la regulación para las Zonas No Interconectadas (ZNI). Por lo cual, se concluye que es segura la integración de FNCER bajo los límites de regulación.

Palabras clave: hosting capacity, DER, energías renovables.

Abstract

Evaluation of the integration of distributed energy resources based on distribution network constraints. Study case for San Andres Island.

The increase in Non-Conventional Sources of Renewable Energy on a small and large scale changes the planning and operation dynamics of electrical grids, gaining importance for Network Operators to establish mechanisms for evaluating the impact of integration and the maximum capacity supported under operating and reliability parameters. This thesis applies the Hosting Capacity concept in the study case of the grid of San Andres Island evaluating performance indexes through stochastic methods and systematic simulation with DigSilent PowerFactory in integration with Python.

25 penetration levels are evaluated and for each one, 1.000 simulations are carried out considering the uncertain nature of the generation, having a total of 25.000 iterations. The factor that most limits the integration of Non-Conventional Sources of Renewable Energy in the grid of San Andres Island is the loadability of transformers. However, this limit is higher than the penetration percentage established in the regulation for Non-Interconnected Zones. Therefore, it is concluded that integrating Sources of Renewable Energy under regulatory limits is safe.

Keywords: hosting capacity, DER, renewable energies

Lista de Figuras

1-1. Esquema del sistema eléctrico convencional. Elaboración propia.	7
1-2. Esquema del sistema eléctrico con integración de FNCER. Elaboración propia.	8
2-1. Evaluación de Hosting Capacity en indicador cuyo valor ideal es bajo. . . .	11
2-2. Evaluación de Hosting Capacity en indicador cuyo valor ideal es alto. . . .	12
2-3. Evaluación de Hosting Capacity en indicador que presenta mejoría inicial. . .	12
3-1. Flujo de simulaciones. Elaboración propia.	24
3-2. Modelo del sistema de generación en la red de San Andrés Isla.	25
3-3. Modelo del sistema de Transmisión en la red de San Andrés Isla.	25
3-4. Modelo del sistema de Distribución en la red de San Andrés Isla. Circuito Almendros.	26
3-5. Función Densidad de Probabilidad Beta de la irradiancia. Elaboración Propia.	28
3-6. Función Densidad de Probabilidad Weibull de la velocidad del viento. Elabo- ración Propia.	29
3-7. Curva de potencia de generador eólico NREL 3.4 MW [(NREL), 2021]	30
3-8. Función Densidad de Probabilidad Beta de la potencia de salida del aeroge- nerador de 3.4 MW. Elaboración Propia.	30
4-1. Mínima tensión en los nodos	34
4-2. Máxima tensión en los nodos	34
4-3. Mapa de calor de la variación de tensión para escenario con integración de 5.5 MW de Generación Distribuida (GD).	35
4-4. Máxima tensión en los nodos	36
4-5. Pérdidas promedio de potencia activa en el circuito.	36
4-6. Pérdidas de potencia activa en el circuito.	37
4-7. Comparación de Pérdidas con y sin la modelación de redes de media tensión.	38
4-8. Máxima cargabilidad en las líneas	39
4-9. Variación de cargabilidad en las líneas	40
4-10. Máxima cargabilidad en los transformadores de Distribución en el Circuito Los Almendros	41
4-11. Variación de cargabilidad en los transformadores de generación y subestación El Bight	41
4-12. Emisiones de CO2	42

4-13.Promedio de emisiones de CO2 bajo diferentes escenarios.	43
---	----

Lista de Tablas

A-1. Capacidad de plantas de generación diésel centralizadas	46
A-2. Características geométricas de los conductores	46
A-3. Características de los transformadores trifásicos	47
A-4. Capacidad Instalada de transformadores subestaciones	47
A-5. Capacidad Instalada de transformadores circuito Almendros (Factor de potencia: 0,9416094)	48
A-6. Potencia de las cargas totales por circuito	49

Lista de Abreviaciones

ABC Artificial Bee Colony

AMI Infraestructura de Medición Inteligente

ASE Área de Servicio Exclusivo

CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas

DER Recursos Energéticos Distribuidos

EMS Sistemas de gestión de energía

FSSRI Fondo De Solidaridad Para Subsidios y Redistribución de Ingreso

FN CER Fuentes No Convencionales de Energía Renovable

GA Algoritmos Genéticos

GEI Gases de Efecto Invernadero

GD Generación Distribuida

HC Hosting Capacity

HSSA Hybrid Salp Swarm Algorithm

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

IPSE Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas

OR Operador de Red

PDF Función Densidad de Probabilidad

PLC Power Line Communication

PLF Flujo de Carga Probabilístico

PSO Particle Swarm Optimization

SDL	Sistema de Distribución Local
SEP	Sistemas Eléctricos de Potencia
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SUI	Sistema Único de Información
TOAT	Taguchi's Orthogonal Array Testing method
ToD	Tiempo del Día
ToY	Tiempo del Año
ZNI	Zonas No Interconectadas

Contenido

Agradecimientos	VII
Resumen	IX
Abstract	X
Lista de figuras	XI
Lista de tablas	XIII
Lista de Abreviaciones	XV
Introducción	2
1. La red eléctrica convencional y las FNCER	6
1.1. El sistema eléctrico y la integración de FNCER	6
2. Hosting Capacity	11
2.1. Métodos de determinación del Hosting Capacity	13
2.2. Efecto de las FNCER en la operación de la red	15
2.3. Indicadores de desempeño	17
2.4. Estrategias para mitigar el impacto de la inserción de FNCER	19
2.4.1. Integración de baterías y gestión de la demanda	20
2.5. Modelación de generación y demanda	21
2.6. Retos en estudios de Hosting Capacity	22
3. Metodología propuesta para el caso de estudio	23
3.1. Flujos de carga probabilísticos	23
3.2. Descripción de la red eléctrica en estudio	24
3.3. Modelos estocásticos de generación.	26
3.3.1. Potencia de Salida de generadores fotovoltaicos	26
3.3.2. Potencia de Salida de generadores eólicos	27
3.4. Integración de la Generación Distribuida	29

4. Análisis de resultados	33
4.1. Evaluación de Indicadores	33
4.1.1. Tensión	33
4.1.2. Pérdidas	35
4.1.3. Cargabilidad	38
4.1.4. Emisiones CO2	42
5. Conclusiones	44
5.1. Conclusiones	44
5.2. Trabajo futuro	45
5.3. Publicaciones	45
A. Anexo: Parámetros de la red	46
Bibliografía	50

Introducción

Los Recursos Energéticos Distribuidos (DER), en especial los que emplean FN CER como la eólica y la solar fotovoltaica, tienen una tasa de crecimiento cada vez mayor en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP). En el 2022, la capacidad instalada de energías renovables en sur américa creció un 7.4% con la integración de 18.2 GW. La energía solar es la más empleada en los nuevos proyectos, seguido por la energía eólica [IRENA, 2023]. En lugares como Alaska, donde se tienen más de 200 comunidades que pueden variar de docenas de personas a unos cuantos miles, el gobierno local ha establecido incentivos para la inversión en fuentes renovables teniendo en cuenta que los sistemas actuales, dependientes de combustibles fósiles, tienen los precios más altos del país [Holdmann et al., 2019].

En Colombia, las leyes 1715 de 2014 y la 2099 de 2021 han incentivado el uso de energías renovables no convencionales y regulan parámetros para la conexión al sistema energético nacional, motivados por los compromisos de reducción de emisión de gases de efecto invernadero, diversificación de la matriz energética y promoción del desarrollo económico sostenible [Congreso de la República, 2021].

En San Andrés Isla, considerada Área de Servicio Exclusivo (ASE), que opera con sistemas de generación basados en diésel, se giraron más de 57 mil millones de pesos en subsidios al prestador del servicio de energía eléctrica con cargo al Fondo De Solidaridad Para Subsidios y Redistribución de Ingreso (FSSRI) del Ministerio de Minas y Energía en lo correspondiente al primer semestre de 2023 [Ministerio de Minas y Energía, 2023b] [Ministerio de Minas y Energía, 2023c] y el costo unitario de prestación del servicio en noviembre de 2023 correspondía a 1184,69 COP/kWh y 1040,40 COP/kWh para nivel 1 y 2, respectivamente, de acuerdo con el Operador de Red (OR) [SOPESA S.A. E.S.P, 2022], con lo cual se evidencia la necesidad de planear una transición que aporte sostenibilidad al proceso de generación de energía.

En la misión de transformación energética para Colombia se plantea la necesidad de introducir las nuevas tecnologías de energía renovable con suficiente agilidad sin poner en riesgo la confiabilidad. También, se resalta la importancia de calcular los mapas de hosting capacity teniendo en cuenta componentes espaciales y temporales como uno de los elementos requeridos para la modernización de las redes de distribución [Márquez et al.,].

La transición energética, que involucra la inserción de DER, especialmente provenientes de fuentes renovables, cambia el paradigma de generación centralizada unidireccional a la posibilidad de tener GD, lo cual implica beneficios y retos para el OR, como la dinamización o comportamiento no lineal de los parámetros de la red, que deben ser evaluados de acuerdo con el nivel de penetración y las características de los activos [Payne et al., 2018].

Se hace necesaria la evaluación de los límites de integración para evitar fallas e impactos negativos en la red. La evaluación, puede ser considerada desde puntos de vista estocásticos, con simulaciones de Monte Carlo o desde puntos de vista determinísticos con la ejecución de algoritmos definidos por ciertas restricciones de la red y teniendo en cuenta las limitaciones de datos y computacionales [Moloi et al., 2021].

Este estudio se centra en la evaluación de integración de DER a la red de San Andrés Isla, por medio del concepto de Hosting Capacity (HC), con el cálculo de indicadores que permitan identificar factores de planeación en la prestación del servicio por parte del OR maximizando el beneficio obtenido de los DER.

Planteamiento del problema

Altos porcentajes de penetración de generación distribuida pueden ocasionar problemas en la operación de la red como sobretensiones, sobrecarga térmica de los activos de la red, riesgo de sobrepasar la capacidad de corto circuito de los equipos y operación errónea de los equipos de protección [Lee and Won, 2021]. Se deben determinar los límites de penetración de generación distribuida para garantizar la calidad del servicio a través de métodos que incluyan la variabilidad del recurso y medir la sensibilidad de los resultados para establecer estrategias de toma de decisiones para el OR.

La planeación del servicio con la integración de DER requiere también la evaluación de mecanismos de maximización de la operación basados en los resultados calculados para la obtención del HC. Se pueden plantear factores de maximización como la probabilidad de pérdidas del suministro eléctrico, programación óptima, aumento de la confiabilidad, maximización de la integración de energías renovables o flujo de potencia optimizado.

Basados en lo anterior se plantea la pregunta de investigación: ¿Cuál es el hosting capacity de la red de San Andrés Isla y cuáles son los elementos a tener en cuenta de acuerdo con los posibles escenarios de penetración de energía renovable?

Objetivos

Objetivo General:

Determinar los niveles de hosting capacity con integración de recursos energéticos distribuidos para garantizar la operación de la red de distribución de San Andrés Isla.

Objetivos Específicos:

- Determinar una metodología para establecer el Hosting Capacity de fuentes no convencionales de energía renovable en la red de distribución de San Andrés Isla.
- Identificar la condición óptima de inclusión de recursos energéticos distribuidos por medio del enfoque de Hosting Capacity.
- Analizar indicadores y establecer recomendaciones y requerimientos para la planificación y operación del sistema.

Antecedentes y justificación

La integración de GD puede representar un menor costo de la energía para los consumidores y disminuir la dependencia de combustibles fósiles para la producción de energía. En este sentido se han propuesto alternativas de generación de energía en la red eléctrica de San Andrés con integración de energía eólica y solar fotovoltaica a gran escala [TH7, 2015]. Sin embargo, la integración de FNCER, en especial en los Sistema de Distribución Local (SDL), produce algunos desafíos en la operación de los SEP como el aumento en las tensiones del sistema, sobrecarga de líneas y transformadores y flujos inversos de potencia que ocasiona el mal funcionamiento de dispositivos de protección.

En la actualidad, en San Andrés, al ser considerada un Área de Servicio Exclusivo, no se permite la inyección de excedentes de la GD al SEP. Sin embargo, estas políticas podrían cambiar con la terminación del contrato de concesión en el 2030, de acuerdo con la reglamentación establecida por el Ministerio de Minas y Energía. Por lo anterior, se requiere evaluar posibles consecuencias de la integración de la GD a la operación del sistema.

Alcances y limitaciones

En este estudio se considera un modelo de carga constante correspondiente a un valor promedio para cada uno de los circuitos del modelo. En la vida real, la carga también representa una variable estocástica.

Se requieren estudios de series de tiempo que permitan evaluar los impactos de la integración de FNCER en los esquemas de control y la planeación del despacho de energía.

Se consideran sistemas fotovoltaicos cuya capacidad instalada es un porcentaje fijo de la capacidad nominal del transformador del nodo al cual se realiza la conexión. La capacidad instalada real de la GD corresponde a porcentajes desiguales en los nodos de conexión.

El documento de tesis se desarrolla en 5 capítulos. En el primer capítulo, se explican en grandes rasgos la GD y el cambio de paradigma en las redes eléctricas con su integración. En el segundo capítulo se aborda el HC, indicadores de desempeño y algunas estrategias empleadas para el aumento del HC en los SEP. En el tercer capítulo, se explica la metodología empleada en el caso de estudio. En el cuarto capítulo, se tienen los resultados de las simulaciones y recomendaciones. Por último se presentan las conclusiones del trabajo.

1. La red eléctrica convencional y las FNCER

En este capítulo se aborda de forma general el funcionamiento de una red eléctrica convencional y algunos impactos de la integración de FNCER. También, se mencionan algunos de los conceptos y reglamentación aplicable en Colombia a la fecha de publicación de este documento.

1.1. El sistema eléctrico y la integración de FNCER

El sistema eléctrico convencional consiste en un esquema centralizado con grandes plantas de generación ubicadas de acuerdo con factores económicos, de seguridad y ambientales que son operadas basadas en la predicción de consumo. La energía generada es llevada a través de redes de transmisión hacia los SDL y entregada a los consumidores por medio de empresas de comercialización encargadas de medir el consumo. Este esquema (Figura 1-1), presenta ventajas en cuanto a la operación y control de las redes eléctricas por agentes dedicados de generación, transmisión, distribución, comercialización y el agente administrador. Además, permite cubrir la demanda de todas las regiones conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) ya que la energía generada no es dedicada a la región en la cual se encuentran las centrales de generación sino que es entregada al SIN y distribuida en toda la demanda conectada al mismo [CELSIA, 2021].

La operación del sistema eléctrico convencional tiene flujo de energía unidireccional hacia el usuario final, que desempeña un rol pasivo correspondiente al pago de la factura de energía. Algunas de sus desventajas son el impacto ambiental ocasionado con la construcción y operación y las pérdidas en el proceso de transmisión y distribución.

Motivados por la reducción de gases de efecto invernadero, el desarrollo económico sostenible y la seguridad de abastecimiento, el gobierno colombiano ha impulsado mecanismos de transición energética a través de la integración de FNCER a la red eléctrica como energía de biomasa, energía de los mares (olas y mareas), energía de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, energía eólica, energía geotérmica, energía solar [Congreso de la República, 2014], hidrógeno verde e hidrógeno azul [Congreso de la República, 2021]. Algunos mecanismos de

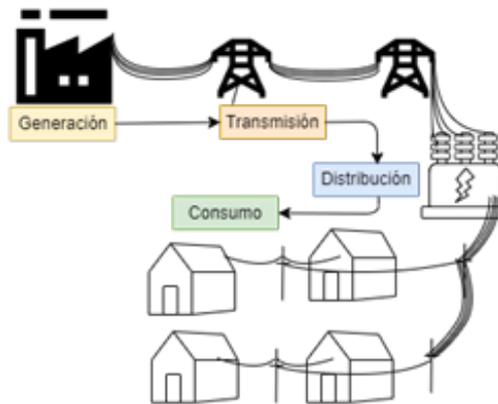


Figura 1-1.: Esquema del sistema eléctrico convencional. Elaboración propia.

integración a gran escala corresponden a las subastas de energía renovable para el SIN [Ministerio de Minas y Energía, 2020] y la promoción de sustitución de generación con diésel en las Zonas No Interconectadas (ZNI). Por otra parte, se tiene la participación de los consumidores en el proceso de generación cambiando el paradigma de flujo unidireccional de energía a bidireccional a través de la autogeneración definida como “aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades. En el evento en que se generen excedentes de energía eléctrica a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red” [Congreso de la República, 2014].

Otro mecanismo en proceso de regulación por el gobierno nacional, son las comunidades energéticas que tienen como fin la generación con FNCER y DER, la comercialización y uso eficiente de la energía a través de nuevos eslabones en la cadena denominados autogeneración colectiva y generación distribuida colectiva. La prestación del servicio será regulada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y se tendrán límites de capacidad instalada [Ministerio de Minas y Energía, 2023a]. Las estrategias antes mencionadas, son impulsadas a través del establecimiento de incentivos tributarios que representan un beneficio económico para los autogeneradores e inversores que plantean esquemas de negocios basados en la regulación.

En Colombia, se tiene el SIN conformado por las líneas de transmisión y subestaciones que transportan la energía desde las centrales de generación hacia la demanda y las ZNI que conforman el 53 % del territorio nacional, en las cuales la energía eléctrica es generada tanto a partir de sistemas centralizados como distribuidos y es de especial interés del gobierno nacional la integración de FNCER en estas zonas debido al elevado costo de operación y logística de transporte de combustible de los lugares cuya generación se realiza con grupos electrógenos diésel.

Dentro de las ZNI existen ASE como San Andrés Isla y Leticia, en las cuales por medio de un contrato de concesión se otorga exclusividad de la prestación de un servicio público, en este caso el de energía eléctrica y es competencia del OR determinar la recepción de los excedentes de energía de los autogeneradores. En estas áreas el gobierno nacional decretó que de común acuerdo se podrán definir los mecanismos de entrega y remuneración de excedentes de autogeneración [CREG, 2018c]. A pesar de que a la fecha de redacción de este documento en San Andrés no se permite la inyección de excedentes de los autogeneradores bajo los lineamientos establecidos en la ley 1715, sí se tienen sistemas fotovoltaicos instalados y con la terminación del contrato de concesión en el 2030, el Ministerio de Minas y Energía podría cambiar las condiciones de las ASE para buscar los menores costos de operación y garantizar una transición energética sostenible en estas áreas.

En la Figura 1-2 se muestra el nuevo paradigma de la red eléctrica con integración de FNCER a pequeña y gran escala. En estos SEP con penetración de FNCER los consumidores son denominados prosumidores ya que adquieren un rol activo en el intercambio de energía como autogeneradores o con la administración de tecnologías como los vehículos eléctricos que a través de su capacidad de almacenamiento pueden proveer servicios complementarios a la red. Además del cambio en el flujo de energía, que representa mayor incertidumbre en la operación de los SEP debido a la naturaleza estocástica de las FNCER, con la inclusión de las comunidades energéticas se introducen nuevos agentes en el eslabón denominados agregadores de energía con esquemas que podrán asemejarse a las microrredes o a las Virtual Power Plants (VPP).

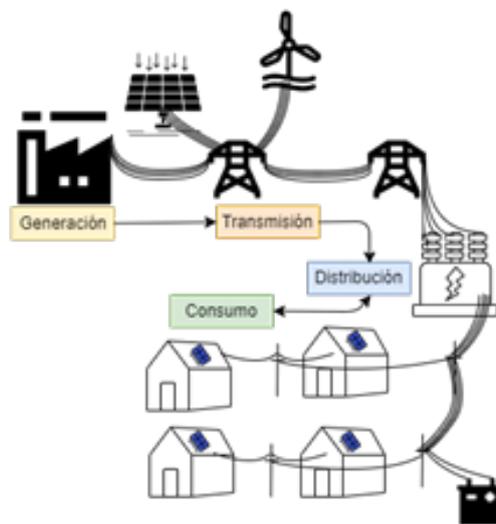


Figura 1-2.: Esquema del sistema eléctrico con integración de FNCER. Elaboración propia.

La energía generada con las FNCER depende de la disponibilidad de los recursos para su generación [Congreso de la República, 2014]. Por ejemplo, la energía solar depende de la luz solar y su producción se ve afectada por fenómenos de nubosidad o lluvias y la energía eólica obedece al comportamiento de las masas de aire. Algunos beneficios de la integración de FNCER son [Molina, 2017] [Bansal, 2017]:

- **Incremento en la seguridad y confiabilidad del sistema.** Las FNCER aumentan la seguridad del suministro ante el desabastecimiento de combustibles o fenómenos como El Niño que disminuye la capacidad de producción de las centrales hidroeléctricas. Con una gestión adecuada de los recursos, también permiten mejorar indicadores de confiabilidad y suministro sobre todo en las zonas más alejadas de los circuitos.
- **Reducción de las pérdidas en transmisión y de la congestión.** Se tienen pérdidas asociadas al transporte de energía desde las centrales de generación hasta los centros de consumo debido a la resistencia de los conductores y factores ambientales. Por otro lado, las fallas de componentes principales en el SEP u otros eventos de índole ambiental o social que afecten los activos de la red, producen congestión en los activos disponibles ocasionando desgastes acelerados y aumento de la tarifa de energía. Tener GD permite la disminución de estos dos factores al estar cerca a los centros de consumo.
- **Estimulación de la competencia en el mercado de energía eléctrica.** Con la participación de unidades de GD, la posibilidad de inyección a la red y los nuevos agentes de la matriz energética, se dinamiza el mercado y se reducen los monopolios.
- **Relegación de la inversión en infraestructura a nivel de transmisión y distribución.** El consumo de energía tiene una tendencia al crecimiento por el aumento de la población y de utensilios electrónicos asociados al confort. La GD permite que las inversiones que deben ser realizadas para atender la demanda puedan ser postergadas en el tiempo y maximizar la vida útil de los activos del sistema.
- **Reducción en la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI).** Las emisiones contaminantes están asociadas principalmente a fuentes de generación que emplean combustibles fósiles como el carbón y el diesel. La GD al provenir en gran medida de FNCER permite reducir el impacto ambiental asociado a la generación.

La inclusión de FNCER en los sistemas eléctricos tiene grandes avances en países como China, Estados Unidos, Alemania y España, superando los 2277 GW de capacidad instalada entre los diez países con mayor integración [(IRENA), 2021]. En Colombia, a junio del 2023, se tenía registro de 7.46 GW de energía eólica y 10.3 GW de energía solar [UPME, 2023]. La integración de FNCER presenta algunos cambios en la planificación y operación del sistema como son [Bansal, 2017]:

- Cambio en los parámetros del sistema como resultado del flujo bidireccional, el perfil de voltaje y las corrientes de falla.
- Mayor incertidumbre en el patrón de consumo que a su vez depende de la capacidad de autogeneración.
- Los esquemas de protección deben ser adaptados a las nuevas condiciones de operación de los SDL.
- Nuevo paradigma que involucra el manejo de la generación centralizada y local.

Por lo explicado anteriormente, se requieren conocer mecanismos de determinación de los límites de integración al sistema eléctrico de la FNCER con el fin de mitigar los impactos negativos que podrían tener en la prestación del servicio de energía.

2. Hosting Capacity

El HC es definido como la capacidad total de generación distribuida para la que el desempeño de la red se vuelve inaceptable. Es un indicador de los límites de penetración y debe ser calculado para cada índice de desempeño definidos de acuerdo con los objetivos primarios y secundarios del SEP. Los objetivos primarios están enfocados al cliente y consisten en confiabilidad del suministro, calidad de tensión y tarifas. Estas tres se garantizan a través de una definición y planeación adecuada de los objetivos secundarios, correspondientes a los internos del OR, como prevenir la sobrecarga, correcta operación de las protecciones, calidad de corriente, costos y seguridad [Bollen and Hassan,].

Se pueden considerar distintas aproximaciones del HC. La integración de GD puede resultar en el deterioro progresivo de un indicador hasta el punto en el que el mismo sobrepasa los límites aceptables. Los indicadores se pueden considerar con desmejoras crecientes o decrecientes de acuerdo con su origen o naturalidad. Las Figuras 2-1 y 2-2 ilustran estos casos, respectivamente [Bollen and Hassan,].

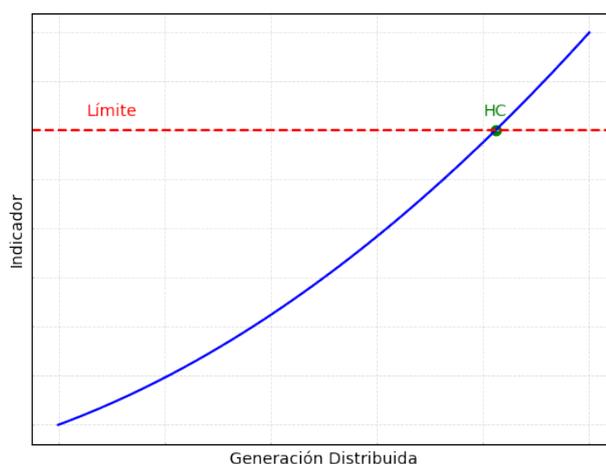


Figura 2-1.: Evaluación de Hosting Capacity en indicador cuyo valor ideal es bajo.

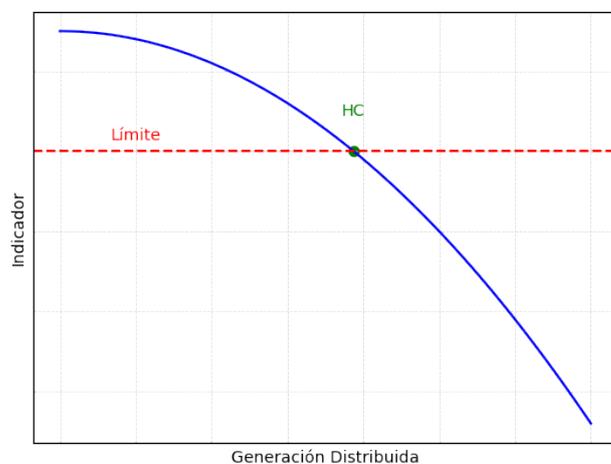


Figura 2-2.: Evaluación de Hosting Capacity en indicador cuyo valor ideal es alto.

Otros indicadores podrían experimentar una mejora con la integración de GD hasta cierto nivel de penetración en el que se alcanza el valor inicial considerado como el caso sin generación distribuida. Este punto se define como Hosting Capacity 1 (HC1). Para mayores niveles de penetración, el indicador desmejorará hasta adquirir un valor inaceptable para la operación de la red y este punto se define como Hosting Capacity 2 (HC2) [Bollen and Hassan,]. Este caso se ilustra en la Figura 2-3.

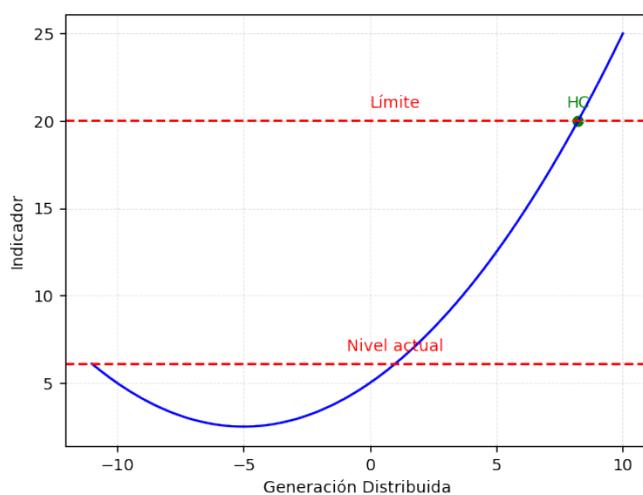


Figura 2-3.: Evaluación de Hosting Capacity en indicador que presenta mejoría inicial.

2.1. Métodos de determinación del Hosting Capacity

El concepto de HC comenzó a ser empleado en 2004. Su determinación como indicador del límite de penetración de DER puede llevarse a cabo a través de varios métodos que pueden ser clasificados principalmente en determinísticos, estocásticos y de series de tiempo. En la literatura se encuentran otras clasificaciones de los métodos como los denominados basados en la optimización o simplificados.

Los métodos determinísticos no consideran la aleatoriedad en los parámetros y pueden ser de generación constante, en los que se asume la producción máxima de los DER y la demanda mínima. No se considera la naturaleza variable de los parámetros y se incrementa el tamaño o número de DER hasta la violación de los límites. En el método de series de tiempo se asignan perfiles a los componentes dinámicos como carga y generación y se calculan los flujos de carga para la menor franja de tiempo de los datos disponibles. Se varía el tamaño, ubicación o número de DER hasta la obtención del HC [Abideen et al.,].

En el método basado en optimización se plantean funciones que pueden ser multiobjetivo y buscan optimizar la integración de DER garantizando los límites operacionales. Algunas de las técnicas empleadas para la optimización son Particle Swarm Optimization (PSO), Artificial Bee Colony (ABC) y Algoritmos Genéticos (GA). El método simplificado fue desarrollado por EPRI (Electric Power Research Institute) identificando tendencias que son comunes en los alimentadores con la integración de paneles fotovoltaicos. Se realizan análisis de sensibilidad y se obtienen tres HC: optimista, realista y conservador. Sin embargo, el algoritmo no es libre [Abideen et al.,].

Los modelos estocásticos son los más empleados ya que consideran la incertidumbre en los parámetros. Un enfoque, corresponde al cálculo de la distribución acumulada de sobretensión y sobrecarga teniendo en cuenta la incertidumbre de ubicación de los DER [Rossi et al., 2017]. En otros casos, no se considera como un valor absoluto sino teniendo en cuenta rangos en los que el sistema permanece operativo considerando los conceptos de mejor y peor HC [de Oliveira et al., 2019]. Otro enfoque, consiste en estudiar la probabilidad individual de cada consumidor de adquirir recursos fotovoltaicos basado en el modelo Bass y con esto calcular el año aproximado de ocurrencia del límite en cada alimentador y los transformadores con mayor probabilidad de tener problemas de sobretensión [Abud et al., 2022]. Los resultados de simulaciones estocásticas por lo general se presentan como funciones densidad de probabilidad y su interpretación no es trivial [de Lima and de Freitas, 2022].

Los métodos estocásticos se basan en Flujo de Carga Probabilístico (PLF) creando escenarios aleatorios, con el número, ubicación y tamaño de los DER. Algunas de las metodologías empleadas para la generación de los escenarios aleatorios son Monte Carlo, despliegue alea-

torio de DER, técnica de las rejillas dispersas y quasi Monte Carlo [Abideen et al.,].

Los métodos empleados para resolución de problemas probabilísticos se dividen principalmente en numéricos y analíticos. Los métodos analíticos obtienen la Función Densidad de Probabilidad (PDF) de salida a partir de las PDF de las entradas por medio de métodos basados en la linealización u aproximación. Los métodos numéricos más empleados están basados en Monte Carlo [Rajabi et al., 2022].

El Método de Monte Carlo, que actualmente tiene amplia utilización en procesos de ingeniería, física, finanzas y otras áreas del conocimiento fue desarrollado al final de la segunda guerra mundial para resolver problemas termonucleares y de fisión relacionados con la bomba atómica [Abud et al., 2023].

El método de Monte Carlo requiere una gran capacidad computacional. Por medio del cálculo de flujos de carga con la combinación de métodos analíticos y probabilísticos en la simulación de Monte Carlo y la aplicación de técnicas de polinomios suavizados, se logra la reducción de iteraciones respecto a otros métodos. Se emplea simulación estocástica para la ubicación de la generación distribuida, caracterizando la diversidad de las cargas y la incertidumbre de la generación con funciones densidad de probabilidad beta y se emplea enfoque probabilístico para el cálculo los flujos de carga [Chihota et al., 2022].

Se pueden mencionar otros métodos estocásticos como "Mixed aleatory-epistemi" que emplea la incertidumbre aleatoria y epistémica, considerando los conceptos de Tiempo del Día (ToD) y Tiempo del Año (ToY) con probabilidad de producción máxima [Mulenga et al., 2021]. Otros estudios emplean métodos simplificados basados en Monte Carlo para realizar análisis de riesgo y con el estudio de la sensibilidad determinar los impactos de generadores y características de la red en el cálculo del HC [Torquato et al., 2018].

Para la optimización de algunas características de simulación se ha optado por el uso de métodos híbridos. El Taguchi's Orthogonal Array Testing method (TOAT) y el método de los dos puntos combinan las propiedades estocásticas y determinísticas. La calidad de los resultados depende del número de iteraciones y/o el número de niveles, según sea el caso [Beltrán et al., 2020]. Otros enfoques híbridos que emplean las características determinísticas y serie-temporales conservando la variación de la carga y la inyección de energía de las plantas fotovoltaicas. Las cargas en baja tensión se modelan con la relación entre su demanda máxima y la demanda máxima del alimentador, es decir, de forma determinística y no a través de la medición en campo [de Lima and de Freitas, 2022].

2.2. Efecto de las FNCER en la operación de la red

Algunos de los problemas técnicos a los que puede enfrentarse SDL con la integración de GD son:

- **Sobrecarga**

En términos de sobrecarga, se pueden considerar dos HC. El primer nivel se determina cuando la producción máxima es mayor que la suma del consumo o carga máxima y mínima. El segundo HC se alcanza cuando la suma de la producción máxima y el consumo mínimo es mayor a la capacidad de la sección del alimentador. En el último caso se tiene la alternativa de reducción o corte de la producción en periodos de carga mínima [Bollen and Hassan,].

- **Aumento de pérdidas**

Siempre que la expresión $2L_s(t) - G_s(t)$ sea positiva, donde L_s es la carga aguas abajo de la sección de alimentador s y G_s es la generación aguas abajo de la sección de alimentador s , para todo t y s (secciones de alimentador), se obtiene una reducción en las pérdidas. Se deben considerar otros efectos sobre los alimentadores como el cambio de la resistencia de acuerdo con la ubicación [Bollen and Hassan,].

- **Variaciones en la magnitud de tensión**

Mantener niveles de tensión apropiados ante los rápidos cambios producidos por fenómenos climáticos como el cubrimiento de sistemas fotovoltaicos con nubes dificulta la proporción adecuada de niveles de tensión en el SEP.

El aumento en la tensión es considerado como uno de los aspectos más limitantes para la integración de FNCER. Depende del nivel de falla y el ángulo de fase de la impedancia de la red [Bollen and Hassan,]. La incertidumbre en la carga y generación debe ser incluida para evitar subestimación en el cálculo del HC en tensión. En el caso de la sobretensión, el HC puede ser definido matemáticamente por la expresión [Esau et al., 2023]:

$$PVHC = \min \left\{ \sum_{i=1}^{N_{pv}} P_{pv,i} (Pr[V_{max}^n \geq V_{lim}]) \right\} \quad (2-1)$$

Los límites de sobretensión establecidos en la IEEE 1547-2018 son de 138 % de la frecuencia fundamental del voltaje fase-tierra y fase-fase para una duración mayor a un periodo de la frecuencia fundamental [IEEE, 2018]. En los sistemas de distribución en Colombia, las tensiones no deben ser inferiores al 90 % ni superiores al 110 % de la tensión nominal para periodos superiores a un minuto [CREG, 2005].

- **Fluctuaciones rápidas de la Tensión**

Se definen como una transición rápida en el voltaje rms que ocurre entre dos condiciones de estado estable y en las cuales no se superan los límites del 10 % por debajo o por encima del nivel nominal [IEEE, 2018].

Cuando la conexión se realiza en media tensión, no se deben causar pasos o rampas en el voltaje RMS que excedan 3 % del voltaje nominal y que excedan 3 % por segundo promediado durante un periodo de un segundo. En baja tensión, no se deben causar pasos o rampas en el voltaje RMS que excedan 5 % del voltaje nominal y que excedan 5 % por segundo promediado durante un periodo de un segundo [IEEE, 2018].

- **Flickers**

Es una sensación de inestabilidad en la intensidad lumínica. El fenómeno que causa mayor preocupación son los "flicker ligeros" en un rango de frecuencia entre 1 y 10 Hz. Este fenómeno puede ser producido en los sistemas de generación eólicos debido a factores como la resonancia de la torre y el gearbox, la rotación de las aspas respecto a la torre y el cambio en la velocidad del viento. En el caso de los sistemas solares se puede producir por el paso de nubes que introducen variaciones de segundos [Bollen and Hassan,].

Basados en mediciones con periodos semanales, el 95 % de la probabilidad de los niveles de emisión de flickers no deben ser superiores a 0.35 y 0.25 para la severidad del flicker a corto plazo (medido en intervalos de 600s) y la severidad del flicker a largo plazo (medido en periodos de 2 horas), respectivamente [Bollen and Hassan,].

- **Desbalance en Tensión**

El desbalance se considera como una diferencia en la magnitud entre los fasores de tensión y corriente o cuando su diferencia angular es superior a los 120° [Ángel,]. La introducción de inversores monofásicos, especialmente en baja tensión relacionados con los sistemas de generación solar, producen incremento del desbalance en la red [Bollen and Hassan,].

- **Armónicos de baja frecuencia**

La forma de onda producida por la generación distribuida no es perfectamente sinusoidal, debido a la electrónica de potencia asociada a los convertidores, inyectando armónicos a la red y produciendo incremento en la distorsión de tensión. Lo anterior, puede resultar en efectos como la resonancia armónica, interferencia con protecciones eléctricas y los Power Line Communication (PLC), problemas en transformadores y calentamiento de conductores.

El límite de Distorsión Total de Voltaje (THDV) es 5 % en niveles de tensión 1, 2 y 3 [CREG, 2005]. La distorsión total de corriente nominal debe ser inferior al 5 % para los armónicos impares [Bollen and Hassan,].

- **Hundimientos en tensión**

Los hundimientos en tensión son una perturbación del valor de tensión rms de entre el 10 % y el 90 % con una duración de medio ciclo a un minuto [Arias-Guzman et al.,]. El impacto evaluado corresponde al hundimiento que se puede producir al conectar el generador a la red [Bollen and Hassan,].

2.3. Indicadores de desempeño

Los indicadores de desempeño permiten cuantificar el impacto de la integración de FNCER para cada posible problema técnico mencionado y establecer los límites. Un ejemplo, corresponde al límite de potencia instalada de autogeneradores a pequeña escala en Colombia que era igual o menor al 15 % de la capacidad nominal del transformador o subestación al que se solicitaba el punto de conexión en 2018 [CREG, 2018b] y en 2021, fue aumentado al 50 % de la capacidad del transformador para el SIN [CREG, 2021]. Lo anterior es determinado por medio de la evaluación de índices que permiten garantizar la prestación del servicio.

A continuación, se mencionan indicadores en términos de la calidad del servicio que pueden ser evaluados en la determinación del HC:

- Índice de pérdidas: corresponde a la sumatoria de las pérdidas a través de las líneas en el sistema.

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^{N_{line}} I_i^2 R_i \quad (2-2)$$

Donde:

I_i : corresponde a la corriente que fluye a través de la línea.

R_i : corresponde a la resistencia de la línea.

También puede ser calculado a través de la siguiente expresión, definido para el nivel de tensión 1 [CREG, 2018a]:

$$Pe_{j,1} = PT_{j,1} + PNT_{j,1} \quad (2-3)$$

$PT_{j,1}$: índice de pérdidas técnicas en nivel de tensión 1, de acuerdo con la tabla 6.2 de la circular CREG 052 de 2010.

$PNT_{j,1}$: índice de pérdidas no técnicas de referencia de acuerdo con la ecuación en 2-4 [CREG, 2018a].

$$PNT_{j,1} = 2,9270313 + LR_j * 9,61323 * 10^{-5} + 1,5 * (Eae_j)/(Eae_{max}) \quad (2-4)$$

Donde,

LR_j : km de líneas rurales de nivel de tensión 2.

Eae_j : energía entregada a usuarios especiales reportada al Sistema Único de Información (SUI) en el año anterior a la fecha de corte.

Eae_{max} : máximo valor de energía entregada a usuarios en áreas especiales.

- Índice de desviación de voltaje: se emplea para calcular la diferencias en todos los nodos respecto a la tensión nominal.

$$VDI = \sum_{i=1}^{N_{bus}} (U_n - U_i)^2 \quad (2-5)$$

Donde:

U_n : magnitud nominal de voltage y es igual a 1 p.u. (por unidad)

N_{bus} : número de buses/nodos.

U_i : Voltage en el nodo i.

- Índice de sobrecarga: Se puede tomar como el máximo porcentaje de cargabilidad encontrado para cada simulación, verificando que sea inferior al 100 %. Este indicador puede ser evaluado para líneas y transformadores.

$$Max_{loading} = max\{Loading_i | (Loading_i \leq 100\%)\} \quad (2-6)$$

- SAIDI: se calcula por medio de la ecuación 2-7 y representa la duración promedio de las interrupciones en un periodo [CREG, 2018a].

$$SAIDI_{j,t} = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^n D_{i,u,m} * NU_{i,u,m}}{UT_{j,m}} / 60 \quad (2-7)$$

$D_{i,u,m}$: es la duración en minutos del evento i, del mes m, afectando al activo u.

$NU_{i,u,m}$: número de usuarios afectados por el evento i.

$UT_{j,m}$: número total de usuarios del OR j en el mes m.

m : mes del año (número correspondiente del 1 al 12).

- SAIFI: se calcula por medio de la ecuación 2-8 y representa la cantidad de eventos percibidos en promedio por los usuarios [CREG, 2018a].

$$SAIFI_{j,t} = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^n NU_{i,u,m}}{UT_{j,m}} \quad (2-8)$$

- MAIFI: asociado a los eventos de duración menor a 3 minutos [CREG, 2018a].

$$SAIFI_{j,t} = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^n NU_{i,u,m}}{UT_{j,m}} / 60 \quad (2-9)$$

- CAIDI: corresponde a la duración promedio de eventos por usuario [CREG, 2018a].

$$CAIDI_{j,t} = \frac{SAIDI_{j,t}}{SAIFI_{j,t}} \quad (2-10)$$

2.4. Estrategias para mitigar el impacto de la inserción de FNCER

Algunas estrategias empleadas para incrementar el HC desde el punto de vista de la cargabilidad son esquemas intertrip, Sistemas de gestión de energía (EMS), mecanismos de electrónica de potencia (FACTS) y gestión de la demanda [Bollen and Hassan,].

El impacto generado por sobretensión puede ser monitoreado a través de la Infraestructura de Medición Inteligente (AMI) para conocer el margen de sobretensión de acuerdo con la regulación. Para esto, se requiere identificar mecanismos adecuados de procesamiento de datos que permitan determinar este margen a partir de las mediciones realizadas, la frecuencia y ubicación de los datos tomados. En general, se observa que el HC es menor para márgenes pequeños y a mayor distancia eléctrica de la subestación [Bollen and Hassan,].

Otros mecanismos para aumentar el hosting capacity asociado a las variaciones en tensión son: reforzar o colocar nuevos alimentadores, métodos de boost de tensión dependientes de la carga, medidas de la variación de magnitud de la tensión, protecciones de sobretensiones, control de tensión dinámico, entre otros [Bollen and Hassan,]. También se tienen mecanismos de control descentralizados basados en análisis de sensibilidad de tensión que emplean el soporte de potencia reactiva de los inversores por medio del control Volt/Var [Babu and Khatod, 2024].

Algunas de las técnicas evaluadas para aumentar el hosting capacity de la red son la influencia del off-load tap changers (OLTC), inductores conectados en paralelo, cambio del factor de potencia del generador, integración de nuevas subestaciones, refuerzo de la red eléctrica e influencia de pequeños generadores fotovoltaicos [Žnidarec et al., 2017]. Se han desarrollado técnicas de reconfiguración que permiten cambiar la topología con switches existentes para

obtener mejores resultados en despacho y reducción de pérdidas [Dabbaghjamanesh et al., 2020]. También, se pueden implementar funciones autónomas de control $Q(V)$ y $P(V)$ en inversores. De este último, se tiene un caso de estudio real implementado en República Checa [Hes et al., 2019].

2.4.1. Integración de baterías y gestión de la demanda

El uso estratégico de almacenamiento, incluyendo flywheels y sistemas de baterías, y la gestión de la demanda son mecanismos soporte propuestos para permitir mayor integración de recursos renovables de energía [Holdmann et al., 2019]. La integración de sistemas de almacenamiento es considerada un mecanismo facilitador para la operación de microrredes que son una herramienta de operación de distintos DER incluyendo baterías y cargas flexibles en modo autónomo o interconectado a la red [Schw and Tao,], incrementando la resiliencia ante perturbaciones, reduciendo la importación de energía al alimentar las cargas en los picos y mejorando la estabilidad de los sistemas que generalmente presentan baja inercia e intermitencia en la generación debido a la incertidumbre de los recursos de generación renovable [Mohamed et al., 2022].

Los sistemas de almacenamiento permiten incrementar el HC por medio de una adecuada localización y dimensionamiento para la obtención de los beneficios requeridos en la red. Además, pueden ser empleados en las estrategias de operación para minimizar el costo total de operación a través de algoritmos de optimización teniendo en cuenta limitaciones como el balance carga- descarga [Rawa et al., 2020]. En los sistemas de almacenamiento que consideran principalmente baterías de ion Litio y supercapacitores, se establecen estructuras de optimización del HC y la tasa de autoconsumo de la producción proveniente de recursos renovables de acuerdo con parámetros de ubicación, cantidad y capacidad [Rawa et al., 2020].

Los sistemas de gestión de la demanda permiten motivar a los usuarios de la red a cambiar sus patrones de consumo en los periodos de demanda pico o cuando está en riesgo la confiabilidad del sistema. Se proponen programas basados en precio o incentivos [Harsh and Das, 2022]. En los programas basados en precio el consumidor ajusta su consumo basado en el precio de la energía. En los programas basados en incentivos se ofrece un incentivo pagado, fijo o variable en el tiempo, para que el usuario aumente o disminuya su carga [Xiang et al., 2019]. Para la evaluación del beneficio introducido, se requiere modelar la línea base de los clientes para realizar cálculos de deslastre de carga y calcular índices como el tiempo de notificación a los usuarios, duración, número de llamados permitidos y factor de carga que permitan medir el beneficio. El beneficio de los recursos de gestión de demanda inciertos, que podrían denominarse variables, a la confiabilidad se pueden calcular con la ecuación en 2-11 [IEEE, 2016].

$$BEN_{DR} = \sum_{t=1}^n \sum_{i=1}^I VOLL_{i,t} E_{EUE,t} \quad (2-11)$$

Donde, $VOLL_{i,t}$: es el valor de la pérdida del cliente i en el tiempo t

$E_{EUE,t}$: es la expectativa de pérdida de carga en el periodo t sin gestión de la demanda

El programa de Demanda Desconectable Voluntaria (DDV) aplicable al SIN, busca reducir el consumo de energía cuando el precio de bolsa del predespacho ideal sea mayor o igual al 108% del precio de escasez [CREG, 2015]. Otras estrategias consideradas para gestionar la demanda son precios pico críticos, precios de electricidad en tiempo real y tiempo de uso [Habib et al., 2022]. Los objetivos de optimización al integrar programas de respuesta en demanda incluyen la maximización de incentivos a los participantes de forma uniforme [Harsh and Das, 2022]. El blockchain combinado con un contrato inteligente es empleado como mecanismo para la interacción entre usuarios en un nivel descentralizado, que permita a través del control de electrodomésticos y sistemas de calefacción, coordinar la reducción de picos, el consumo de energía y el confort técnico en edificios [Kolahan et al., 2021].

Las variables de control y de gestión deben ser integradas en un mecanismo de toma de decisiones que permita realizar la planeación y operación por medio de la optimización de los índices de interés a través de métodos heurísticos, numéricos y analíticos. Los primeros, aplican algoritmos avanzados de inteligencia artificial como GA, PSO, harmony search y big bang crunch. También se emplean métodos metaheurísticos como el Hybrid Salp Swarm Algorithm (HSSA) que integra sensibilidad de las pérdidas [Abdel-mawgoud et al., 2022]. Algunos métodos numéricos empleados son: nonlinear mixed integer programming, mixed integer linear programming, quadratic programming y ac optimal power flow-based.

2.5. Modelación de generación y demanda

Se puede emplear información histórica para realizar los perfiles de generación y demanda, mientras se considera incertidumbre en otros parámetros como la capacidad de generación y su ubicación, fase, tipo y tensión del transformador [Koirala et al., 2022]. El algoritmo K-means permite identificar diferentes clusters o patrones de la demanda y la generación a partir de los cuales se calcula la probabilidad de ocurrencia de cada uno de los mismos basados en información histórica. A pesar de tener patrones, el comportamiento de la carga y los recursos renovables no se repetirá de forma idéntica, pero conserva las características que permiten realizar predicciones aproximadas a la realidad. Uno de los métodos empleados para considerar la incertidumbre cuando no se tiene información histórica corresponde a la

estimación de densidad Kernel (KDE). En la mayoría de modelos, se emplean distribuciones como la normal, gamma o Weibull que se ajustan al comportamiento de los recursos renovables y la carga [Yang et al., 2022].

Otro método empleado para la modelación de demanda es la agregación de carga que consiste en calcular el consumo máximo asociado a un grupo de consumidores, obteniendo un valor que usualmente es menor que la suma de la carga máxima de cada consumidor individual. Algunos OR en Suecia emplean el método Velandar que asume que las cargas están normalmente distribuidas y son independientes y plantea el cálculo con constantes que están asociadas al tipo de consumidor. Las ecuaciones de Velandar son combinadas con factores de simultaneidad que consideran que no todos los grupos de consumidores tienen consumo máximo al mismo tiempo para evitar el sobredimensionamiento de la red eléctrica [Ezzeddine,].

Modelos enfocados a cargas residenciales emplean datos de consumo de electrodomésticos y estadísticas de adquisición/propiedad de los consumidores, hallando un modelo de demanda con resolución de 1 min que se acerca a mediciones reales realizadas [Richardson et al., 2010]. También se puede considerar la discretización de series de tiempo del recurso renovable a ser evaluado junto con la demanda y posterior agregación de los pares que corresponde al mismo instante de tiempo, de forma que se identifiquen las combinaciones extremas de generación máxima y demanda mínima, conservando la relación y periodos de ocurrencia de las combinaciones agregadas [Du et al., 2021].

2.6. Retos en estudios de Hosting Capacity

Las limitaciones principales identificadas en el uso del HC como estrategia de planeación, corresponden a la determinación del método adecuado para su cálculo de acuerdo con la configuración de la red, debido a las diferentes combinaciones posibles. Por otro lado, se tiene la consideración de diferentes tipos recursos renovables como solar y eólico para realizar la evaluación del HC, así como las recomendaciones establecidas a partir de los indicadores encontrados para la planeación del OR. El HC es dinámico y varía en el tiempo y la inclusión de esta variación temporal usualmente no se contempla en los mecanismos de planeación [de Oliveira et al., 2019]. Otra limitación está en la integración de diferentes tipos de distorsión, especialmente asociada a la electrónica de potencia, para el cálculo de los índices y límites en la aproximación del HC, así como la realización de estudios basados en modelos de red en media tensión, debido a la complejidad de la construcción y control de modelos de redes secundarias [Wang et al., 2022].

3. Metodología propuesta para el caso de estudio

En este capítulo se explica la metodología propuesta para determinar el HC y evaluar así la planificación de la operación de la red basada en la penetración de generación distribuida. En primera instancia, se aborda la metodología propuesta con el software de simulación y algunos algoritmos para la obtención de los resultados de simulación que serán analizados.

También se presenta el modelo de la red de San Andrés empleado como caso de estudio, las funciones densidad de probabilidad de la potencia de salida de los generadores fotovoltaicos y eólicos que serán las variables aleatorias consideradas y su integración a las simulaciones de Monte Carlo.

3.1. Flujos de carga probabilísticos

Históricamente, los flujos de carga han sido la herramienta empleada para conocer el funcionamiento de estado estable de una red eléctrica dadas características específicas de configuración, generación y demanda. Este enfoque determinístico permite la planeación con una perspectiva de peor escenario de acuerdo con información histórica que por lo general es conocida. Sin embargo, presenta limitaciones cuando se introducen fuentes de energía renovable debido a la incertidumbre asociada.

Los PLF emplean simulaciones de Monte Carlo, realizando iteraciones del flujo de carga determinístico, a través de la generación aleatoria de las entradas. La modelación estocástica de los recursos renovables de energía como el Sol y el Viento son empleados con los números aleatorios para la generación de cada escenario de simulación o cada iteración. Los datos obtenidos como resultado permiten el cálculo de indicadores para evaluar los efectos de integración de la GD.

Los PLF más comunmente usados, emplean el enfoque numérico, seleccionando un valor aleatorio de las funciones densidad de probabilidad de las variables estocásticas [Longatt et al.,]. La metodología implementada en este trabajo, que emplea PLF, se explica en la Figura 3-1. El modelo fue desarrollado a través del software de simulación DigSILENT PowerFactory en

integración con python para la automatización de las iteraciones.

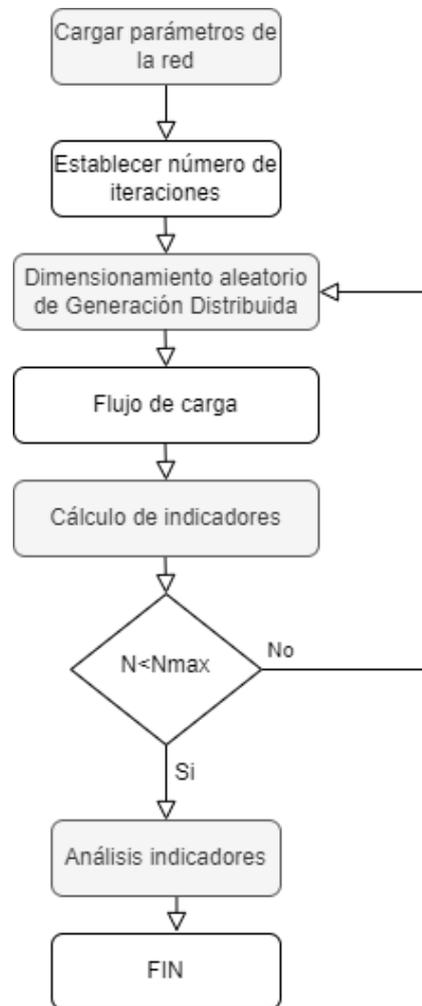


Figura 3-1.: Flujo de simulaciones. Elaboración propia.

Para cada iteración, la ubicación y potencia de la generación distribuida es muestreada de forma aleatoria y se evalúa el comportamiento del modelo a través del flujo de carga, almacenando resultados para el cálculo de indicadores.

3.2. Descripción de la red eléctrica en estudio

La red eléctrica de San Andrés Isla tiene una configuración radial. El sistema de generación (Figura 3-2) está conformado por 3 barras de 13.8 kV con un total de 10 generadores y una capacidad instalada total de 64.9 MW. Las plantas están conectadas a un bus de 13.8

kV y son elevadas a 34.5 kV. Se tienen dos subestaciones denominadas El Bight y School House en las cuales la tensión es transformada a 13.8 kV (Figura 3-3) para ingresar en la red de distribución. La carga conectada a la subestación El Bight corresponde a 12.68 MW y a school House de 7.21 MW, para un total de 19.89 MW. En el Anexo 1, se encuentran las características de generadores, líneas, transformadores y cargas del circuito en estudio.

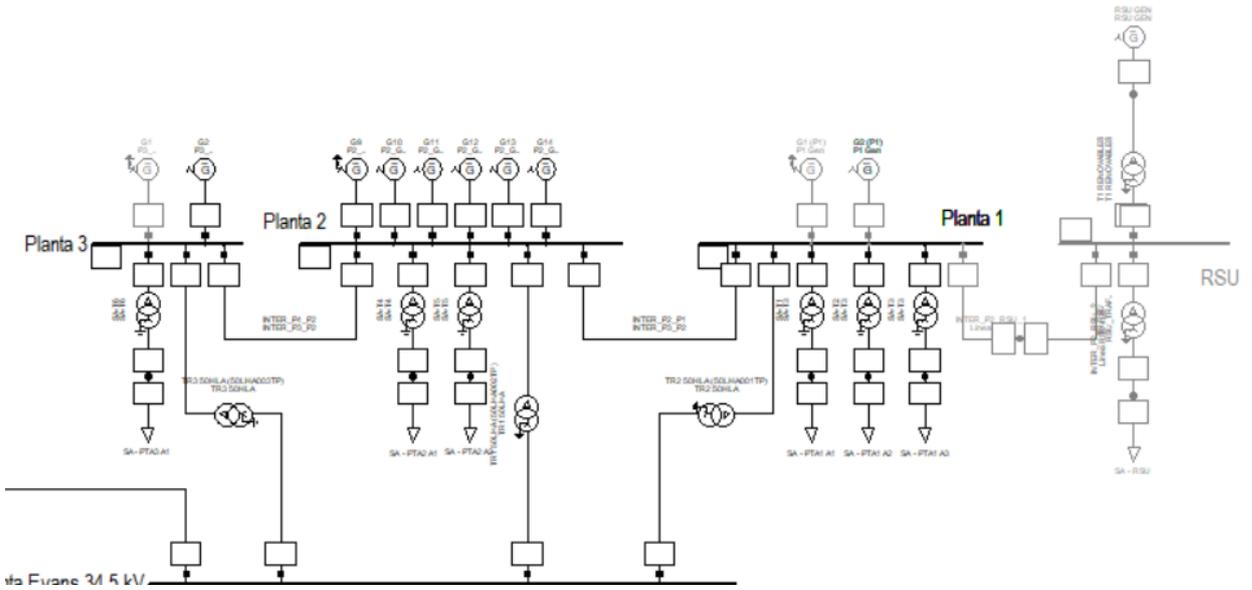


Figura 3-2.: Modelo del sistema de generación en la red de San Andrés Isla.

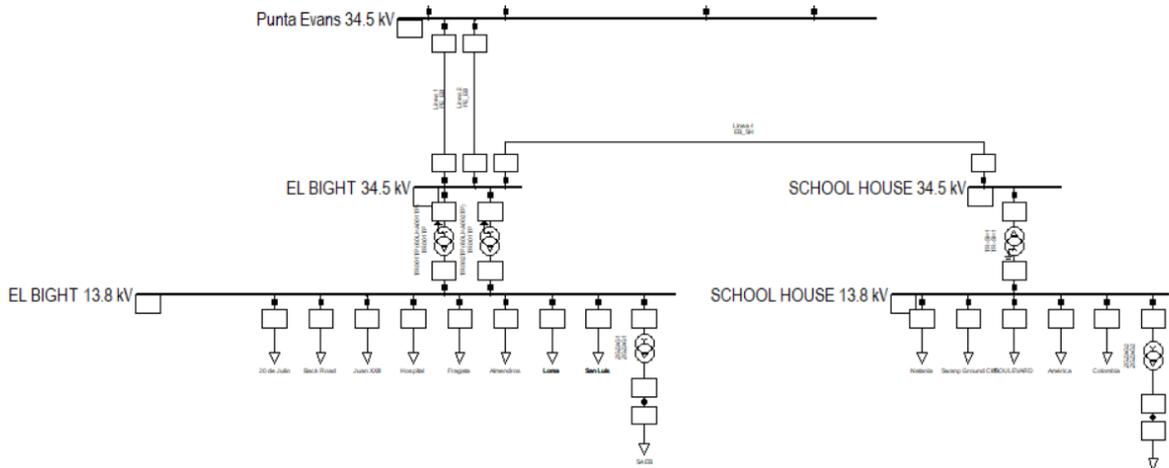


Figura 3-3.: Modelo del sistema de Transmisión en la red de San Andrés Isla.

Para la simulación de los escenarios con GD, se modeló la red de distribución del circuito de los almendros (Figura 3-4) basado en información obtenida de EEDAS S.A. E.S.P.,

asignando un valor de carga ponderado de acuerdo con la capacidad de los transformadores hasta obtener el valor máximo correspondiente a 2.7757 MW dado que no se cuenta con la información de la carga en cada uno de los nodos.

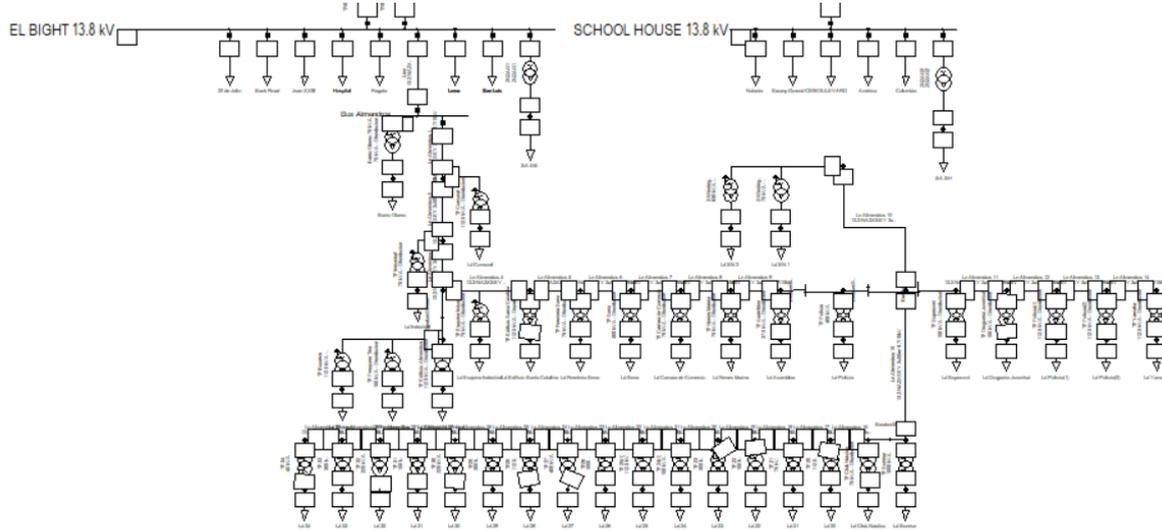


Figura 3-4.: Modelo del sistema de Distribución en la red de San Andrés Isla. Circuito Almendros.

3.3. Modelos estocásticos de generación.

3.3.1. Potencia de Salida de generadores fotovoltaicos

La potencia de salida de un generador fotovoltaico conectado a un inversor con seguidor de punto de máxima potencia (MPPT) puede ser descrita por la función [Al-Saadi et al., 2017]:

$$P_{i,t}^{PV}(k_t) = A\eta^{PV}I_t^\beta(k_t) \quad (3-1)$$

Donde,

$P_{i,t}^{PV}(k_t)$, representa la potencia activa producida en el nodo i y el tiempo t

A el área de módulos fotovoltaicos

η^{PV} es la eficiencia del arreglo de paneles.

$I_t^\beta(k_t)$ es la irradiancia total incidente en el área de paneles con una inclinación β respecto al plano horizontal durante el tiempo t y es función del índice de claridad k_t

La irradiancia, que es la cantidad de energía incidente sobre una superficie, con unidad de medida Wh/m^2 , se representa por medio de la función densidad de probabilidad beta (Ecuación 3-2):

$$f(x) = \frac{x^{\alpha-1}(1-x)^{\beta-1}}{B(\alpha, \beta)} \quad (3-2)$$

Donde,

$$B(\alpha, \beta) = \frac{\Gamma(a)\Gamma(b)}{\Gamma(a+b)} \quad (3-3)$$

Γ es la función gamma.

α : parámetro que controla la forma de la distribución en el extremo izquierdo.

β : parámetro que controla la forma de la distribución en el extremo derecho.

A partir de datos de irradiancia con frecuencia horaria medidos en la estación meteorológica del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) en el aeropuerto sesquicentenario de San Andrés Isla para el periodo 01 de junio de 2016 al 21 de julio de 2018, se realiza un análisis de los datos en python, encontrando vacío el 3.89%. Por medio de la función `resample('1H')` de la librería `pandas` y la función `interpolate` de la librería `SciPy` se realiza la adecuación de los datos para tener la completitud de los mismos.

Teniendo la función densidad de probabilidad de la irradiancia, se puede determinar la función densidad de probabilidad de la potencia del generador fotovoltaico aplicando el teorema fundamental para la función de una variable aleatoria. Considerando una eficiencia de generadores fotovoltaicos del 18%, se obtiene la potencia de salida del generador fotovoltaico con frecuencia horaria y se halla la función densidad de probabilidad beta a través del ajuste de datos con el método `stats.fit` de la librería `SciPy` en python (Figura 3-5). Por medio de la librería `disfit` se valida que la función beta tiene la menor suma residual de cuadrados del ajuste respecto al grupo de 89 distribuciones teóricas disponibles en el paquete.

3.3.2. Potencia de Salida de generadores eólicos

La potencia entregada por generadores eólicos es dependiente de la velocidad del viento y la curva de potencia del generador que establece las velocidades de entrada (v_{in}), salida de operación (v_{out}) y potencia nominal (v_R) definidas por el fabricante [Al-Saadi et al., 2017].

La incertidumbre en la velocidad del viento es descrita a través de la función densidad de probabilidad Weibull. Otras funciones densidad probabilidad empleadas para modelar la velocidad del viento son la distribución normal, Rayleigh y se tienen funciones mixtas empleadas cuando las características propias de la velocidad del viento en el sitio no se

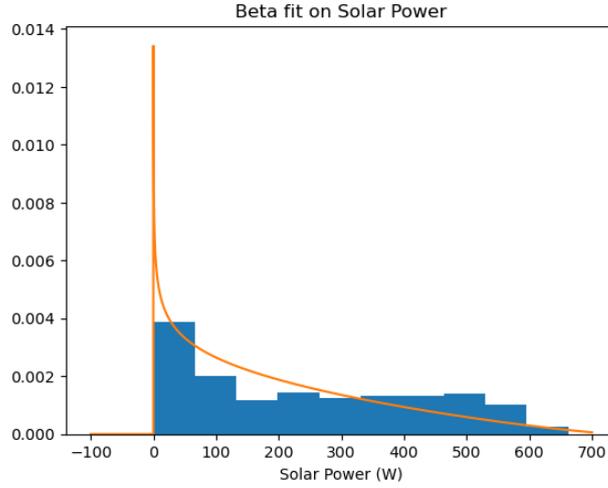


Figura 3-5.: Función Densidad de Probabilidad Beta de la irradiancia. Elaboración Propia.

ajustan a una única distribución y presentan diferentes patrones. La función de distribución Weibull es descrita por la siguiente ecuación:

$$\omega(v_i) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (3-4)$$

Donde,

k es el factor de forma.

c es el factor de escala.

Las velocidades del viento deben ser ajustadas de la altura de medición a la altura de estudio u operación de los generadores eólicos. Se puede emplear la Ecuación 3-5 que describe la distribución de velocidades en función de la altura por un medio de una relación exponencial [Deleito, 1984].

$$\frac{v_1}{v_2} = \left(\frac{h_1}{h_2}\right)^\gamma \quad (3-5)$$

Donde,

v_1 es la velocidad del viento a la altura h_1

v_2 es la velocidad del viento a la altura h_2

γ es una variable que depende de las condiciones topográficas e irregularidades del terreno y puede considerarse como 0,14 para un área costa afuera.

En la Figura 3-6 se muestra la distribución de probabilidad de la velocidad del viento hallada a partir de mediciones realizadas por el IDEAM en el aeropuerto sesquicentenario de San Andrés, aplicando una corrección de altura a los 70m. Los datos comprenden el periodo

desde el 01 enero de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2012.

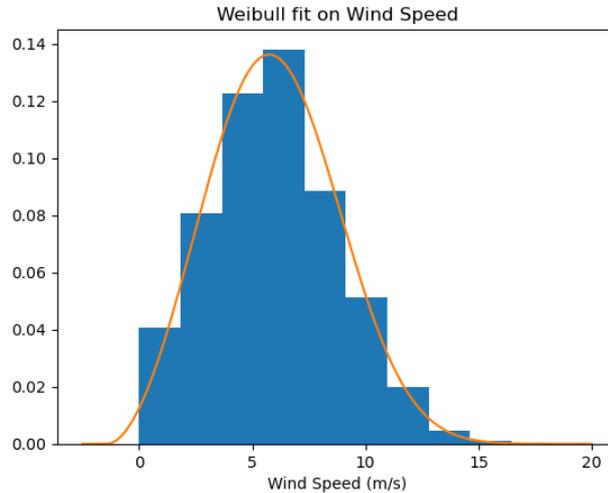


Figura 3-6.: Función Densidad de Probabilidad Weibull de la velocidad del viento. Elaboración Propia.

Teniendo la velocidad del viento a la altura de estudio, se debe hallar la densidad de probabilidad de la potencia de salida del generador eólico. En este estudio, se emplea la curva de potencia de un aerogenerador de 3.4 MW mostrado en la Figura 3-7 [(NREL), 2021], con velocidad de entrada 3 m/s , velocidad de operación a potencia nominal a partir de los 9.8127 m/s y velocidad de salida de operación de 25 m/s . Esta curva es definida en las simulaciones como una función por partes y posteriormente se aplica la función de potencia de salida del aerogenerador al registro de velocidad del viento y se halla su función densidad de probabilidad definido por una función beta (Figura 3-8).

3.4. Integración de la Generación Distribuida

En la integración de GD se pueden tener en cuenta ciertos supuestos como que los sistemas serán instalados para clientes con un consumo superior a cierto valor, establecer la capacidad de los sistemas de acuerdo con el nivel de consumo de los usuarios, factor de potencia unitario para las instalaciones solares, entre otros. Se pueden evaluar las dependencia de los estudios en los factores de influencia por medio de análisis de sensibilidad [Zobaa et al., 2020].

La evaluación de la integración de GD se realizó por medio de la localización de sistemas de generación solar en los nodos de baja tensión del circuito Los almendros.

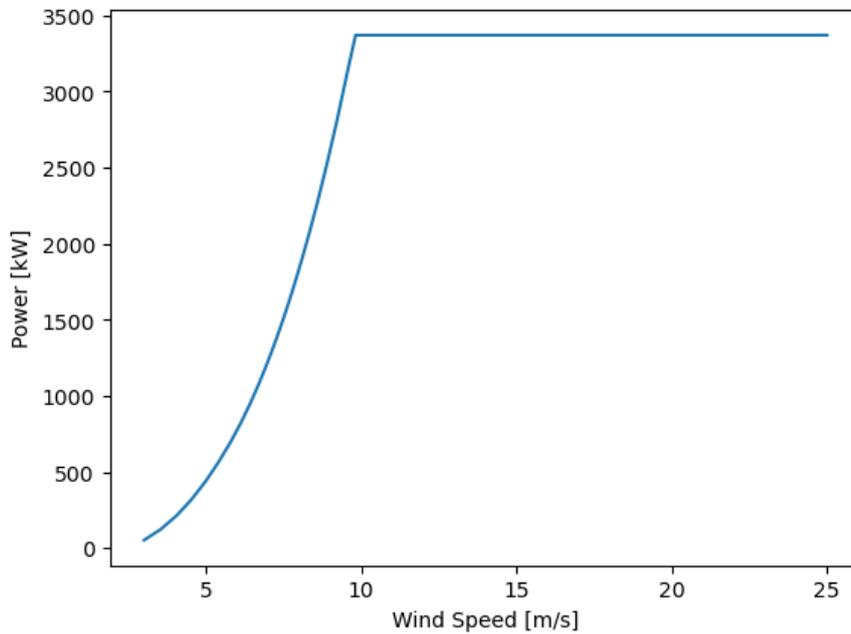


Figura 3-7.: Curva de potencia de generador eólico NREL 3.4 MW [(NREL), 2021]

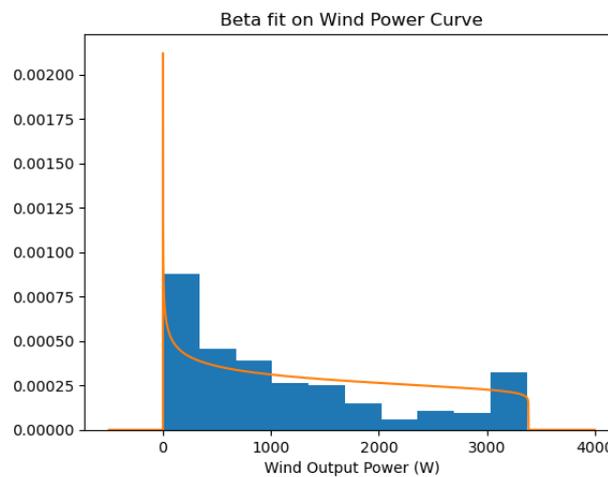


Figura 3-8.: Función Densidad de Probabilidad Beta de la potencia de salida del aerogenerador de 3.4 MW. Elaboración Propia.

En este trabajo, el nivel de penetración es definido como la capacidad total de GD conectada al circuito en megavatios (MW). Por otro lado, el porcentaje de penetración se define como la relación entre la capacidad instalada del sistema fotovoltaico de baja tensión respecto a la potencia del transformador del nodo de conexión. Cada nivel de penetración, tiene asociado un porcentaje de penetración, los cuales aumentan progresivamente para evaluar los efectos sobre el sistema.

$$p = \frac{P_{GD,i}}{P_{trafo,i}} \quad (3-6)$$

Donde,

p : porcentaje de penetración.

$P_{GD,i}$: Capacidad instalada del generador distribuido en el nodo i .

$P_{trafo,i}$: capacidad nominal del transformador del nodo i .

Para cada nivel de penetración, se lleva a cabo 1000 iteraciones, en cada una de las cuales se cambia la ubicación de la GD abarcando la incertidumbre asociada a este factor. La ubicación de la GD en cada iteración, es definida aleatoriamente a través de una distribución uniforme hasta completar el nivel de penetración.

La potencia instalada en cada punto se establece de acuerdo con el porcentaje de penetración y la potencia de simulación de cada generador fotovoltaico es un número aleatorio generado para cada sistema ubicado en la iteración, a partir de la distribución aleatoria de probabilidad de la potencia de salida del generador fotovoltaico.

Para cada iteración se almacenan los datos de pérdidas, cargabilidad de líneas y transformadores, potencia activa de los generadores y tensión en los nodos, información que es empleada para el análisis de datos y cálculo de indicadores mostrados en el capítulo siguiente.

En total se realizaron 25.000 simulaciones correspondientes a 25 niveles de penetración. Posteriormente, se realizó la simulación con generadores solares y eólicos en la central de generación para hallar indicadores de ahorro de emisiones con la posibilidad de tener plantas a gran escala.

Teniendo modelado el circuito en DigSilent, las simulaciones son llevadas a cabo por medio de líneas de código en python importando la librería powerfactory. El programa se ejecuta en modo consola para evitar el consumo de recursos adicionales de computación con el despliegue visual del programa. La librería tiene los métodos para ejecutar flujos de carga, obtener y modificar características de los elementos del circuito. La limitación principal de las simulaciones planteadas bajo el esquema de montecarlo, corresponde al tiempo requerido para llevarlas a cabo.

En este capítulo, se presentó la red eléctrica de San Andrés Isla empleada como caso de estudio en esta tesis. Se realizó la modelación de la potencia de salida de los generadores fotovoltaicos y eólicos a través de funciones densidad de probabilidad obtenidas de datos históricos medidos. Finalmente, se explicó la integración de la generación distribuida en baja tensión en las simulaciones de Montecarlo configuradas como 1.000 simulaciones por nivel

de penetración, cambiando la ubicación de los generadores con una distribución uniforme y evaluando 25 niveles de penetración, para un total de 25.000 simulaciones.

Para llevar a cabo las simulaciones se tuvieron en cuenta algunos supuestos:

- Se considera un factor de potencia unitario en los sistemas de generación de solar. En la realidad, los inversores tienen la capacidad de consumir e inyectar potencia reactiva al sistema eléctrico para aliviar los problemas asociados a la baja o sobretensión.
- La capacidad instalada asignada a los sistemas de generación distribuida posicionados en cada nivel de penetración corresponde a porcentajes fijos de la capacidad del transformador. Esto permite evaluar los límites del sistema.
- Se consideran los promedios de generación horaria. Sin embargo, los sistemas solares y eólicos cambian en intervalos de tiempo inferiores y se puede evaluar cuál debe ser la coordinación con los sistemas de control para no afectar la operación del sistema.
- La carga simulada es constante. En la realidad, la carga también es una variable estocástica.

4. Análisis de resultados

En este capítulo se explican los resultados obtenidos en las simulaciones. Se abordan diferentes indicadores que permiten determinar el HC de la red en estudio para establecer recomendaciones.

El análisis de indicadores se realiza en python por medio de la librería pandas para el tratamiento de datos y las librerías matplotlib y seaborn para el análisis gráfico.

4.1. Evaluación de Indicadores

4.1.1. Tensión

En la Figura 4-1 se grafica la mínima tensión en los principales nodos del sistema. Se observa que sin GD, los nodos en las colas de los circuitos se acercan al límite inferior de regulación y con la penetración de GD, se tiene un aumento en la tensión que en este caso contribuye de forma positiva.

En la Figura 4-2 se grafican las tensiones máximas en los nodos, observando que los nodos en las colas de los circuitos, son los que mayor variación en tensión presentan con la penetración de GD, lo cual implica que se deben vigilar los niveles de tensión para las zonas más alejadas al tener mayor riesgo de sobrepasar el límite de regulación. El OR debe trabajar con este nuevo marco operativo de incremento en tensión con flujos inversos del sistema, que requiere la validación de los esquemas de protección.

Se evalúa el indicador de variación en tensión para cuantificar la máxima variación observada en los nodos (Ecuación 4-1). En la Figura 4-3 se observa la variación en tensión para un nivel de penetración de 5.5 MW, aproximadamente el 200 % de la carga conectada al circuito. Para este análisis dichos valores ascienden al 10 % en las colas de los circuitos.

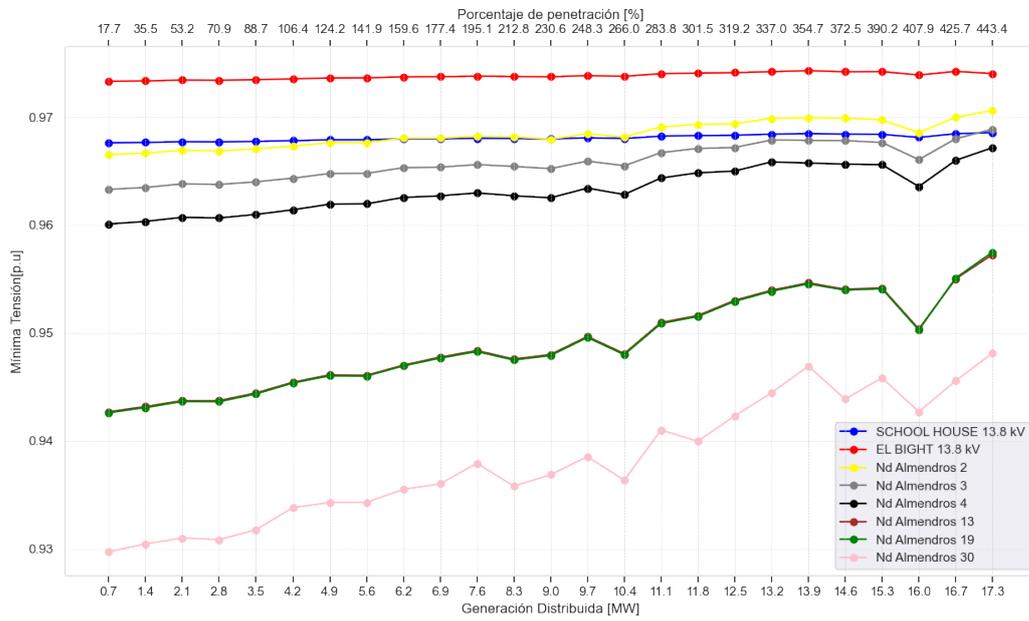


Figura 4-1.: Mínima tensión en los nodos

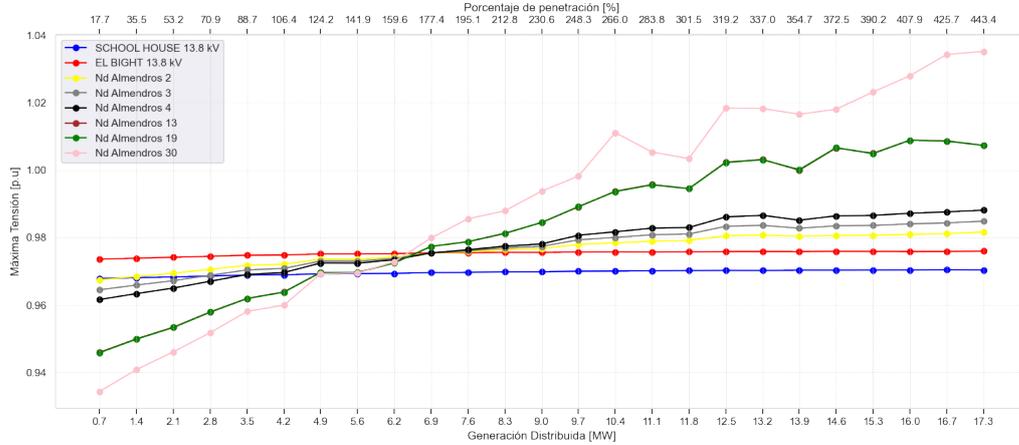


Figura 4-2.: Máxima tensión en los nodos

$$\Delta V[\%] = \left(\frac{V_{max,i}}{V_{0,i}} - V_{nominal} \right) * 100 \quad (4-1)$$

Donde,

ΔV es la variación de tensión en %.

$V_{max,i}$: es la tensión máxima [p.u.] registrada en el nodo i para cada nivel de penetración.

$V_{0,i}$: es la tensión del nodo i sin generación distribuida.

$V_{nominal}$: es la tensión nominal, correspondiente a 1 [p.u.].

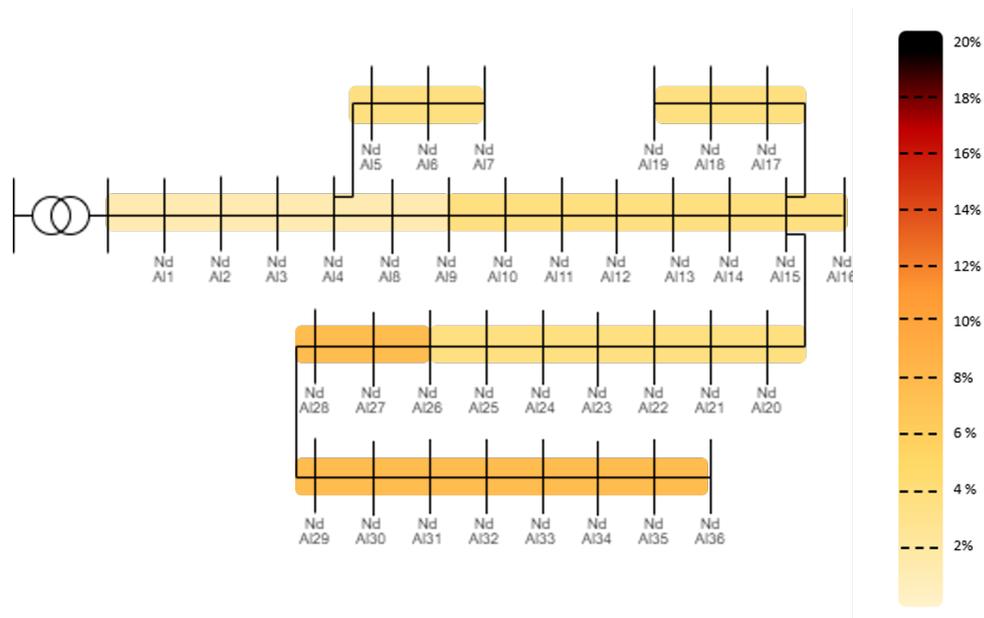


Figura 4-3.: Mapa de calor de la variación de tensión para escenario con integración de 5.5 MW de GD.

Al analizar todos los nodos del circuito (Figura 4-4) se encuentra que no se supera el 1.1 en p.u., por lo cual no se tiene HC asociado al indicador de tensión.

4.1.2. Pérdidas

Al tener la generación cercana a los puntos de consumo se espera una disminución de las pérdidas en el SEP ya que se debe transportar menos energía desde los centros de generación.

En las simulaciones, se almacenaron las pérdidas totales de potencia activa del sistema para cada iteración. El promedio de las pérdidas del sistema en estudio con la inclusión de GD muestra un punto óptimo, que corresponde al menor porcentaje de pérdidas cuando la GD es de 11.79 MW (Figura 4-5). El valor mínimo es similar para el rango de 11 a 12.5 MW de GD instalada, que se aproxima al valor de la carga conectada a la subestación del Bight (12.68 MW). Aunque el porcentaje de penetración de este punto óptimo no tendría sentido para el circuito los Almendros modelado, debido a los flujos inversos y sobrecarga de las líneas y transformadores, tiene un sentido global que corresponde a que a medida que se aproxima

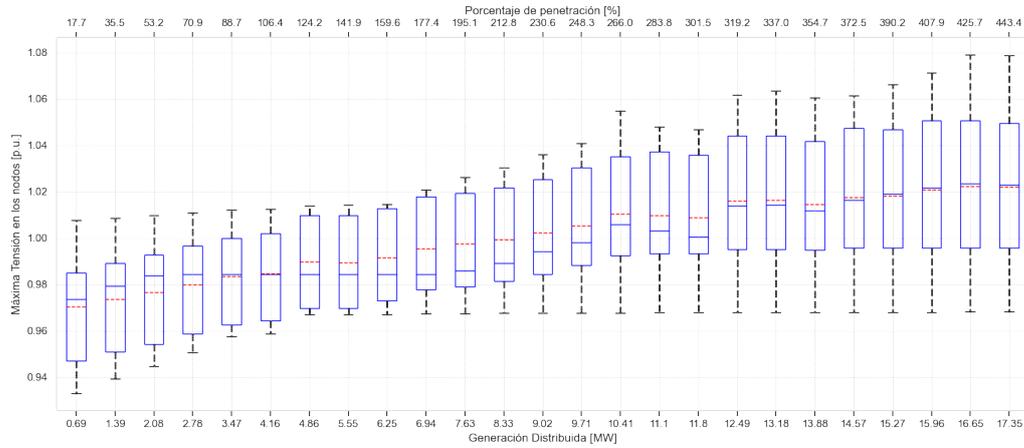


Figura 4-4.: Máxima tensión en los nodos

al valor total de la carga de la subestación o punto común de conexión, se disminuyen las pérdidas al encontrarse el balance generación-consumo.

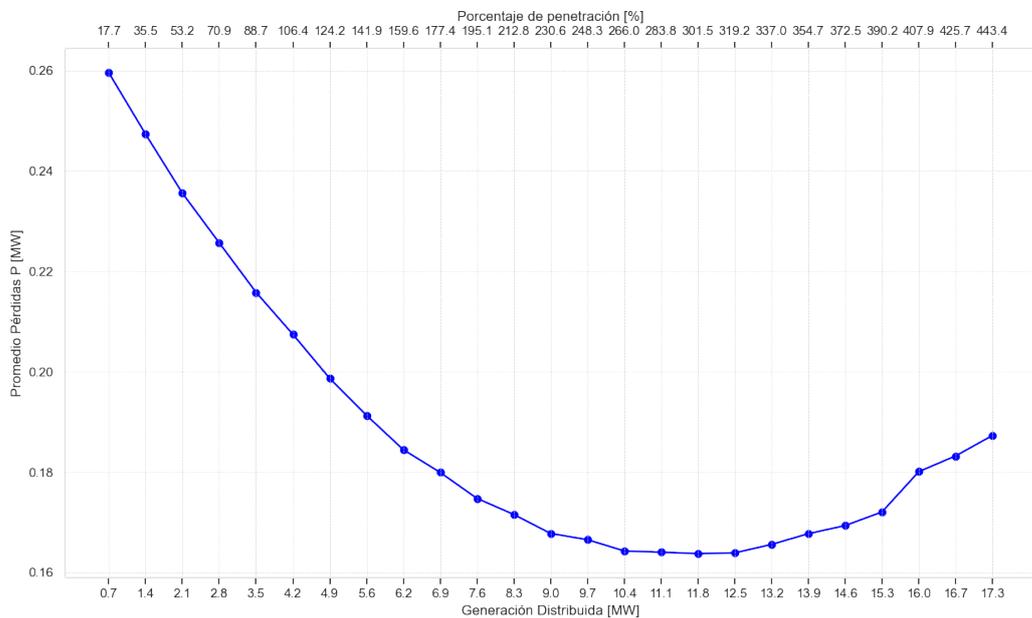


Figura 4-5.: Pérdidas promedio de potencia activa en el circuito.

Por medio de los modelos de regresión de la librería sklearn de python, se encuentra la función que representa la curva de pérdidas promedio del sistema:

$$y = -5,932e^{-6}x^3 + 9,634e^{-4}x^2 - 1,982e^{-2}x + 0,273 \quad (4-2)$$

Donde:

y : son las pérdidas de potencia activa en función de la generación distribuida.

x : representa la generación distribuida en MW.

A partir de la Ecuación 4-2 se puede encontrar que se disminuyen en promedio 9,1 kW de pérdidas en la red por la integración de cada megavatio (MW) de generación distribuida instalada, equivalente a una reducción aproximada del 3,33 % de pérdidas por MW instalado.

A partir de la Figura 4-6 se puede observar cómo a medida que aumenta el porcentaje de GD aumenta la variabilidad en los resultados, lo cual nos lleva a la conclusión de que el sistema se vuelve menos predecible y requiere tener disponibilidad de encendido rápido de las plantas de generación. Lo anterior, incrementa los costos de operación por lo cual es importante establecer esquemas de predicción y control que permitan optimizar la variabilidad asociada a la incertidumbre de las FNCER. Lo anterior, afecta la estabilidad del sistema de acuerdo con las rampas de cambio de generación de las turbinas.

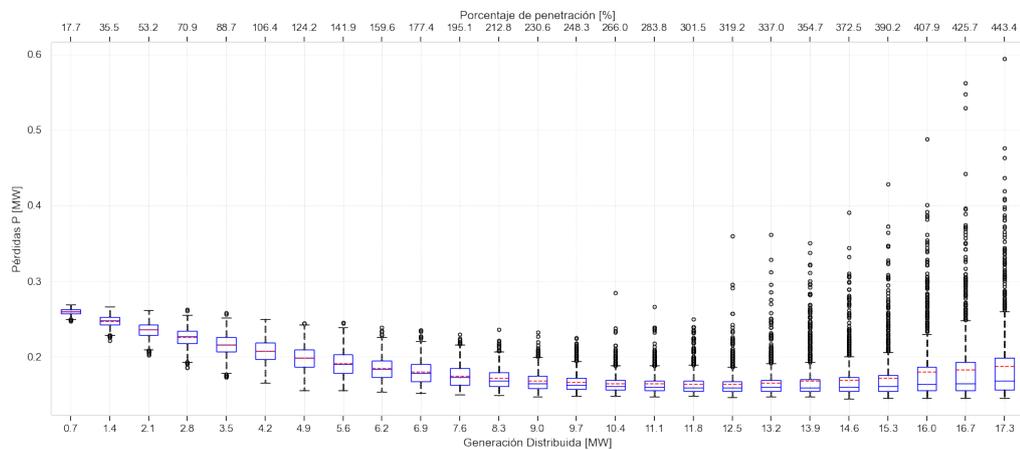


Figura 4-6.: Pérdidas de potencia activa en el circuito.

Modelar las redes de media y baja tensión permite un análisis más detallado de los efectos de integración de FNCER sobre las redes de distribución. Para observar algunas de las diferencias en simulaciones con y sin redes de distribución, se realizó la simulación de las pérdidas para dos escenarios y se compararon con el escenario en el que se tiene la modelación en baja tensión. Uno de los escenarios considerados, denominado GD Bight, corresponde a la ubicación de un solo generador solar equivalente a toda la GD en la barra del Bight y el

segundo escenario considerado corresponde a la ubicación de 2 generadores solares, uno en la subestación El Bight y el otro, en la subestación de School House. Los resultados se observan en la Figura 4-7.

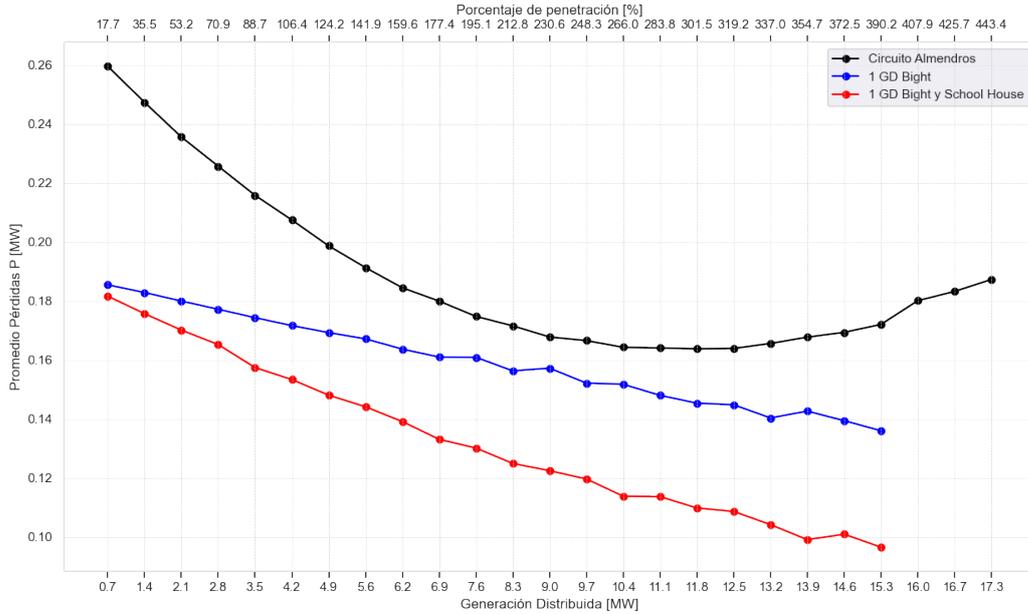


Figura 4-7.: Comparación de Pérdidas con y sin la modelación de redes de media tensión.

Al tener la modelación de circuitos de media tensión aumentan las pérdidas del sistema al tener en consideración más líneas y transformadores.

4.1.3. Cargabilidad

Para la cargabilidad en líneas y transformadores se observan dos indicadores. El primero corresponde al índice de cargabilidad de los elementos en el cual se toma la máxima cargabilidad registrada para cada elemento en un nivel de penetración determinado. El segundo indicador evaluado es la variación de cargabilidad, definido de acuerdo con la siguiente ecuación [Molina, 2017]:

$$\Delta C_k^x = C_k^x - C_0^x \quad (4-3)$$

Donde:

ΔC_k^x : Máxima variación del índice de cargabilidad para la línea k en el nivel de penetración.

$C_k^x = \frac{I_k^x}{I_{max}}$: Índice de cargabilidad para la línea k en escenario de penetración.

C_0^x : Índice de cargabilidad para línea k sin GD.

I_k^x : Máxima corriente registrada en la línea k en cada nivel de penetración.

I_{max} : corriente nominal de la línea.

Líneas

En la Figura 4-8 se puede observar que de acuerdo con el dimensionamiento del cableado las líneas no se acercan al 100 % de su cargabilidad y por lo tanto no se tiene HC asociado a este indicador. Al no tener la información exacta del circuito y realizar la modelación de acuerdo con la información disponible, por medio de la metodología empleada, se tiene el procedimiento establecido para correr las simulaciones con la información real. Para los resultados obtenidos, las líneas se muestran sobredimensionadas.

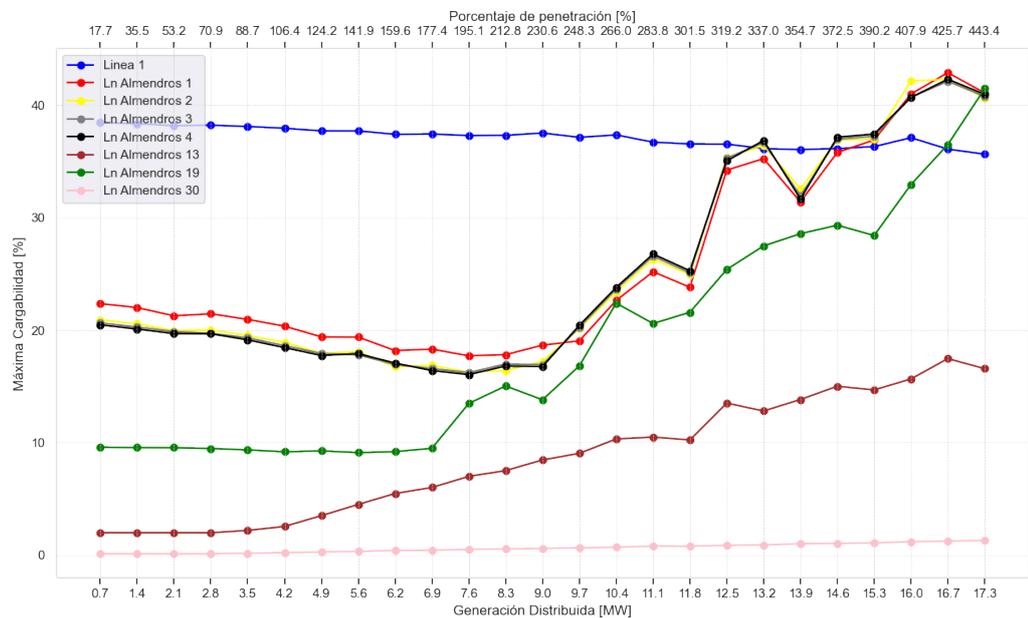


Figura 4-8.: Máxima cargabilidad en las líneas

En términos del indicador de variación de la cargabilidad se puede observar que las líneas en la cabecera del circuito tienen una variación negativa que representa una disminución en su cargabilidad hasta que igualan nuevamente el nivel inicial y posterior comienza a tener

variación en la cargabilidad positiva debido a la exportación de excedentes. La variación de cargabilidad de las líneas en la mitad del circuito tiende a ser positiva para niveles de penetración menores (Figura 4-9).

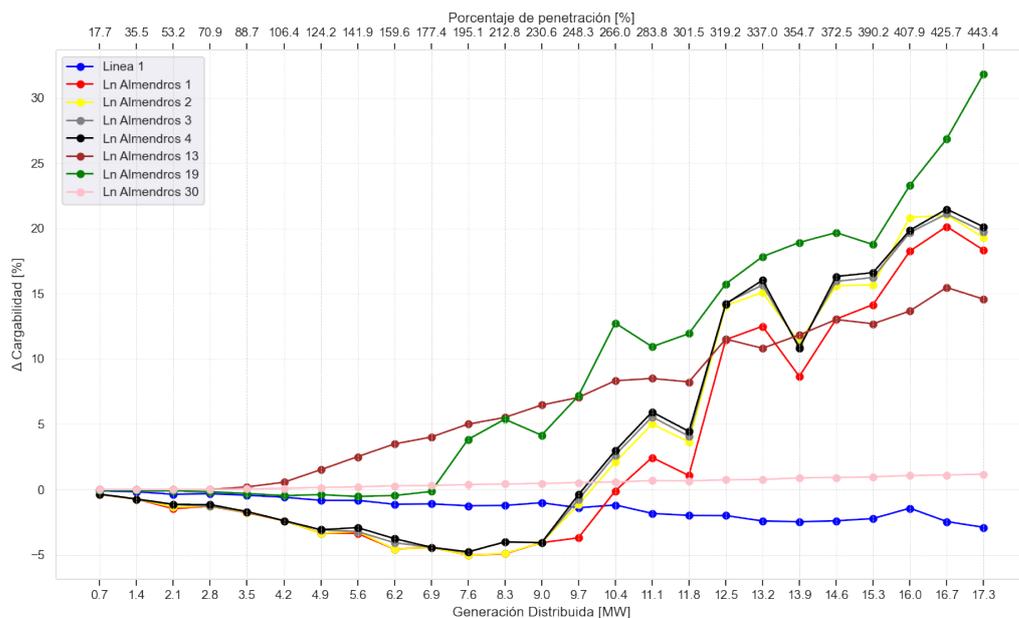


Figura 4-9.: Variación de cargabilidad en las líneas

La cargabilidad de las líneas de transmisión disminuye debido a que una parte de la generación se concentra cerca del consumo.

Transformadores

En cuanto a los transformadores, para una GD de 5.55 MW se encuentra el HC (Figura 4-10), ya que en este punto algunos transformadores llegan al 100 % de su capacidad. Este valor puede ser interpretado como aproximadamente el doble de la carga instalada del circuito o cada transformador, ya que se tendría el 100 % de la capacidad del transformador en flujo inverso. Este punto equivale a un porcentaje de penetración del 140 %.

La cargabilidad de los transformadores de generación y de las subestaciones disminuye con el aumento de la GD (Figura 4-11).

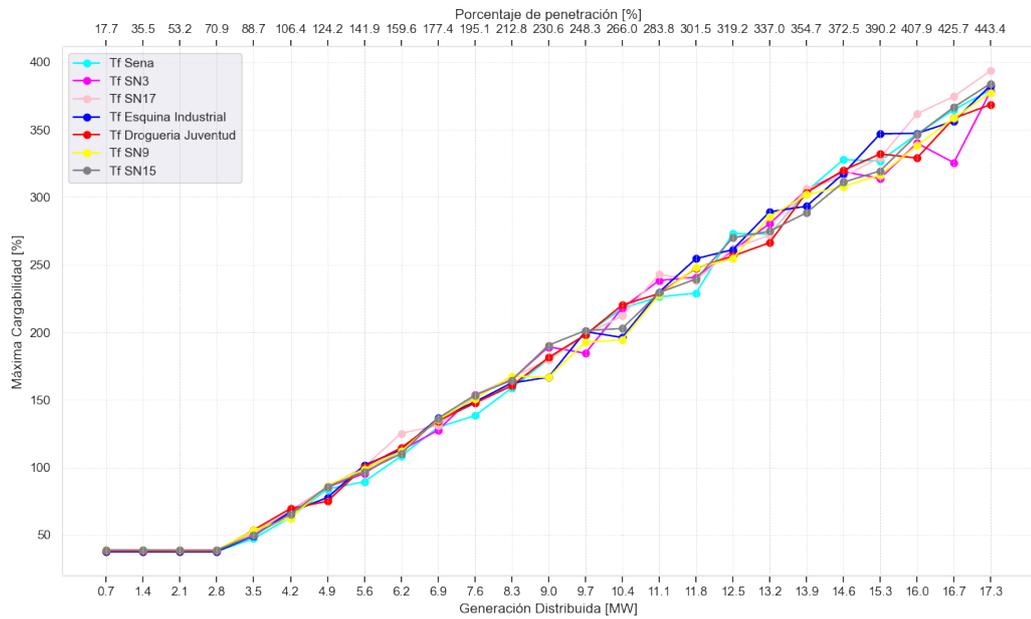


Figura 4-10.: Máxima cargabilidad en los transformadores de Distribución en el Circuito Los Almendros

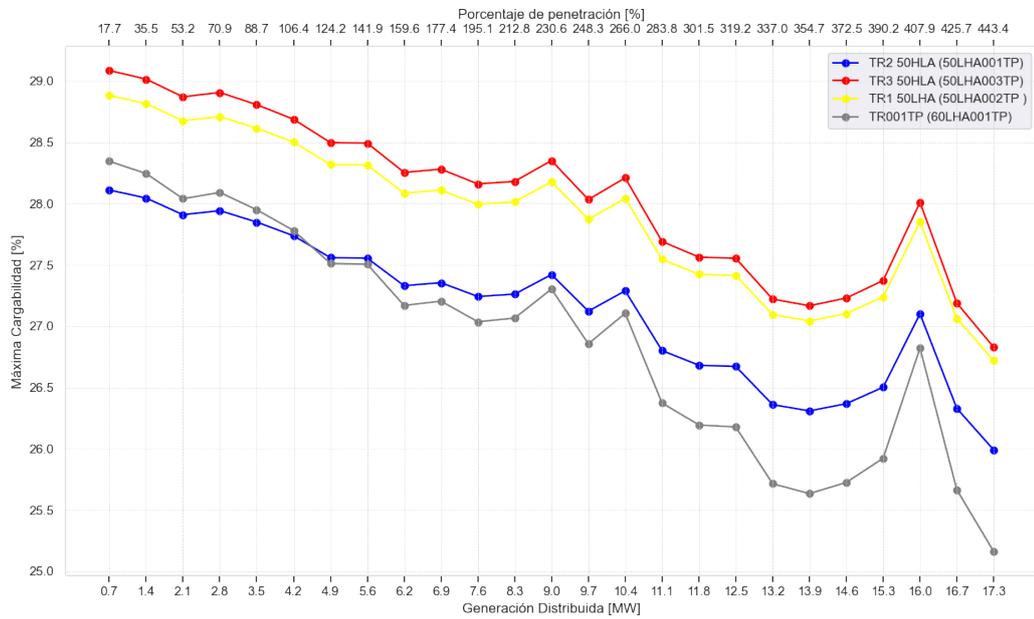


Figura 4-11.: Variación de cargabilidad en los transformadores de generación y subestación El Bight

4.1.4. Emisiones CO2

Con el aumento de la GD, disminuye la cantidad de generación a partir de combustibles fósiles necesarias y por lo tanto aumenta el ahorro en emisiones de CO₂ a la atmósfera. Bajo el escenario de carga media, con nivel de penetración de 5.55 MW de GD se estaría ahorrando en promedio 0.87 TonCO₂ en una hora de producción.

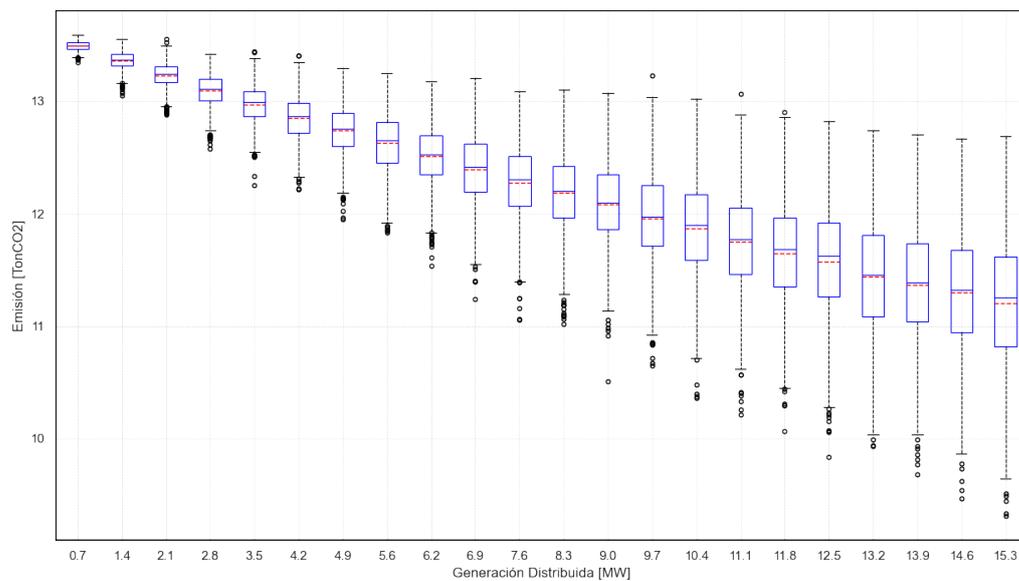


Figura 4-12.: Emisiones de CO₂

En este capítulo se analizaron los diferentes indicadores obtenidos y calculados a partir de las simulaciones con integración de GD de la red eléctrica en estudio por medio del método de Monte Carlo. A continuación se presentan un resumen del análisis de resultados:

- Para la red eléctrica en estudio, se encuentra que el hosting capacity está limitado por la cargabilidad de los transformadores con un nivel de integración de 5.55 MW.
- El punto óptimo de integración de GD corresponde a una capacidad instalada cercana a la carga, nivel para el cual las pérdidas encuentran su mínimo. Sin embargo, se deben evaluar los efectos en términos de disponibilidad y mantenimiento de las plantas de generación centralizadas.
- El aumento de la GD produce mayor incertidumbre en la operación de la red y se requieren esquemas de predicción y control que permitan optimizar la operación mientras se mantiene la calidad del servicio.

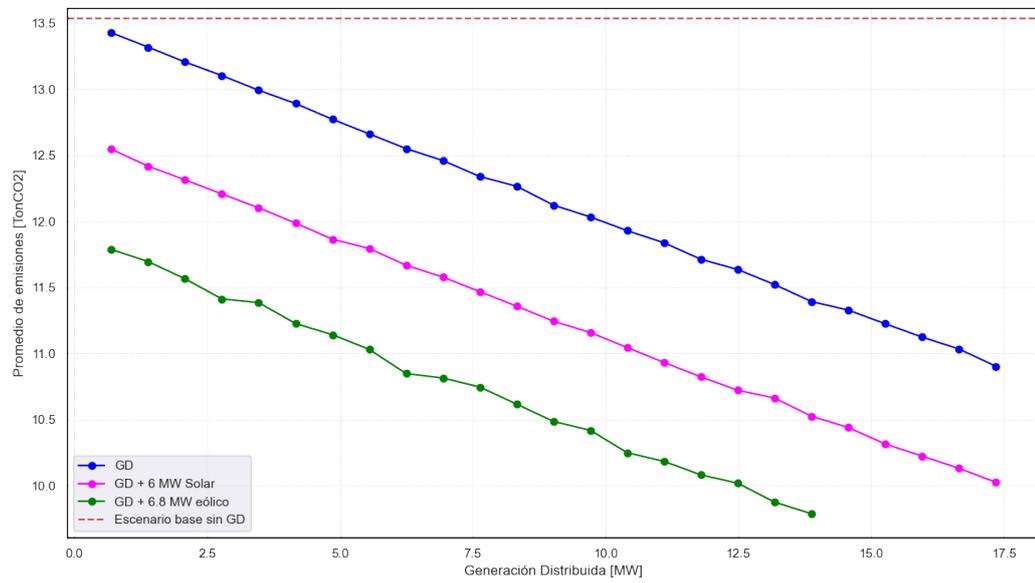


Figura 4-13.: Promedio de emisiones de CO2 bajo diferentes escenarios.

- La instalación de GD en distribución mejora el perfil de tensión sobre todo en las colas donde la regulación tiende a ser más baja.

5. Conclusiones

En este capítulo se detallan las conclusiones encontradas del estudio de hosting capacity llevado a cabo para la red de San Andrés Isla y se proponen futuros trabajos en torno a la temática.

5.1. Conclusiones

- Se desarrolló una metodología basada en Montecarlo con la inclusión de la incertidumbre asociada a los generadores con FNCER, encontrando que el HC de una red eléctrica depende de su topología y diseño. Se hace necesario modelar las redes de media y baja tensión para evitar la sobreestimación del HC, ya que como se observa en los resultados, con la modelación del circuito Almendros, se obtuvo mayores niveles de pérdidas y se registran los efectos en los niveles de tensión y cargabilidad.
- La integración de FNCER produce efectos sobre los activos de la red como aumento en la tensión, cargabilidad de las líneas y transformadores. Para la red eléctrica en estudio se encontró que el Hosting capacity está limitado por la cargabilidad de los transformadores, con un nivel de penetración de 5.5 MW, correspondiente aproximadamente al doble de la carga del circuito, con una cargabilidad de los transformadores del 140 %.
- El aumento en tensión es una característica de las redes con integración de GD que puede alterar los esquemas de protección establecidos. Para una integración correspondiente al doble de la carga conectada, en las colas del circuito se producen variaciones de tensión positivas de hasta el 10 %, por lo que el OR, de acuerdo con los límites de penetración establecidos, debe tener mayor observabilidad del sistema y ajustar los esquemas de protección basado en los nuevos parámetros de operación.
- La integración de GD disminuye las pérdidas de potencia activa encontrando el mínimo de pérdidas con el balance generación-demanda. Para el caso de estudio se encontró una disminución promedio del 3,33 % por cada MW de potencia instalada en baja tensión.
- A partir del estudio de hosting capacity realizado, se concluye que para el caso de San Andrés, un porcentaje de penetración del 15 % de la capacidad del circuito, transformador o subestación en la que se solicita el punto de conexión, establecido en la

resolución 038 de 2018 para ZNI [CREG, 2018c], no tiene efectos negativos en los índices de desempeño, ya que se conservan aproximadamente en el mismo valor que en el escenario base o sin GD y este porcentaje de inclusión podría aumentar con la finalidad de reducir las emisiones y los costos de producción de energía.

5.2. Trabajo futuro

Para futuros estudios se propone evaluar el impacto temporal del cambio en la producción durante el día, teniendo en cuenta la disponibilidad de la energía solar y eólica según la predicción de los recursos renovables.

Por otro lado, se plantea la modelación de la carga en concordancia con las simulaciones llevadas a cabo, con el fin de obtener los tiempos del día y tiempos del año con mayor generación de los recursos renovables y menor demanda para evaluar los escenarios críticos y disminuir el tiempo de ejecución de los algoritmos.

5.3. Publicaciones

Los resultados obtenidos en este trabajo serán presentados a Andescon y a la International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE) para su aceptación y publicación.

A. Anexo: Parámetros de la red

En la Tabla A-1 se presenta la capacidad instalada de generación en operación de la red de San Andrés Isla [IPSE, 2023]. Adicional, se tienen 8 plantas en reserva con capacidad instalada total de 18.7 MW, para un total de 83.6 MW. Las plantas en reserva no son empleadas en este estudio debido a que de acuerdo con información histórica de los informes de operación han permanecido en este estado.

Tabla A-1.: Capacidad de plantas de generación diésel centralizadas

Grupo	Nombre Unidad	Capacidad Instalada (MW)
A	Mirrlees Blackstone 1	9.6
A	Mirrlees Blackstone 2	9.6
B	GM-EMD L16-710G4b 9	2.85
B	GM-EMD L16-710G4b 10	2.85
B	GM-EMD L16-710G4b 11	2.85
B	GM-EMD L16-710G4b 12	2.85
B	GM-EMD L16-710G4b 13	2.85
B	GM-EMD L16-710G4b 14	2.85
C	MAN 1	14,30
C	MAN 2	14,30

Tabla A-2.: Características geométricas de los conductores

Conductor	Calibre	Diámetro [mm]	Resistencia a 20°C [Ω/km]
Transmisión	300 Kcmil	17.78	0.18
Distribución	2 AWG	18	0.1616

Tabla A-3.: Características de los transformadores trifásicos

Potencia [kVA]	Tensión Primario [kV]	Tensión Secundario [kV]	Tipo de conexión
37.5	13.2	0.22	Dyn5
45	13.2	0.22	Dyn5
75	13.2	0.22	Dyn5
112.5	13.2	0.22	Dyn5
150	13.2	0.22	Dyn5
225	13.2	0.22	Dyn5
300	13.2	0.22	Dyn5
400	13.2	0.22	Dyn5
630	13.2	0.22	Dyn5
1000	13.2	0.22	Dyn5
25000	34.5	13.2	Ynd11
25000	34.5	13.2	Dyn5

Tabla A-4.: Capacidad Instalada de transformadores subestaciones

Transformador	Potencia [MVA]
TR001TP (Bight)	25
TR002TP (Bight)	25
TR-SH1 (School House)	25

Tabla A-5.: Capacidad Instalada de transformadores circuito Almendros (Factor de potencia: 0,9416094)

Nodo Primario	Transformador	Potencia [kVA]	Carga [kW]
Nd Almendros 1	Tf Barrio Obrero	75	26,60
Nd Almendros 2	Tf Comunal	112,5	39,91
Nd Almendros 3	Tf Industrial	75	26,60
Nd Almendros 4	Tf Ld Esquina Industrial	75	26,60
Nd Almendros 5	Tf Edificio Almendros	112,5	39,91
Nd Almendros 6	Tf Pesquera Tina	150	53,21
Nd Almendros 7	Tf Bucaros	112,5	39,91
Nd Almendros 8	Tf Santa Catalina	112,5	39,91
Nd Almendros 9	Tf Ferretería - Sena	75	26,60
Nd Almendros 10	Tf Sena	300	106,42
Nd Almendros 11	Tf Camara de Comercio	75	26,60
Nd Almendros 12	Tf Nenes Marina	75	26,60
Nd Almendros 13	Tf Asamblea	37,5	13,30
Nd Almendros 14	Tf Policia	400	141,89
Nd Almendros 16	Tf SN1	75	26,60
Nd Almendros 16	Tf SN2	630	223,47
Nd Almendros 17	Tf Super ovni	150	53,21
Nd Almendros 17	Tf Drogueria Juventud	150	53,21
Nd Almendros 17	Tf Policia(1)	112,5	39,91
Nd Almendros 18	Tf Policia(2)	112,5	39,91
Nd Almendros 19	Tf Yamaha	75	26,60
Nd Almendros 20	Tf Sunrise	1000	354,72
Nd Almendros 21	Tf Club Nautico	75	26,60
Nd Almendros 22	Tf SN3	112,5	39,91
Nd Almendros 23	Tf SN4	75	26,60
Nd Almendros 24	Tf SN5	150	53,21
Nd Almendros 25	Tf SN6	300	106,42
Nd Almendros 26	Tf SN7	150	53,21
Nd Almendros 27	Tf SN8	112,5	39,91
Nd Almendros 28	Tf SN9	1000	354,72
Nd Almendros 29	Tf SN10	400	141,89
Nd Almendros 30	Tf SN11	112,5	39,91
Nd Almendros 31	Tf SN12	300	106,42
Nd Almendros 32	Tf SN13	225	79,81
Nd Almendros 33	Tf SN14	150	53,21
Nd Almendros 34	Tf SN15	225	79,81
Nd Almendros 35	Tf SN16	300	106,42
Nd Almendros 36	Tf SN17	45	15,96

Tabla A-6.: Potencia de las cargas totales por circuito

Subestación	Circuito	Potencia [MW]	Factor de potencia
El Bight	20 de Julio	1,4636	0,9227486
El Bight	Back Road	0,544	0,9350275
El Bight	Juan XXIII	1,5347	0,9130592
El Bight	Hospital	0,2425	0,8372952
El Bight	Fragata	1,3817	0,9322371
El Bight	Almendros	2,7757	0,9423748
El Bight	Loma	1,8109	0,9412822
El Bight	San Luis	2,9547	0,9416095

Bibliografía

- [TH7, 2015] (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en colombia.
- [Abdel-mawgoud et al., 2022] Abdel-mawgoud, H., Kamel, S., Yu, J., and Jurado, F. (2022). Hybrid salp swarm algorithm for integrating renewable distributed energy resources in distribution systems considering annual load growth. *Journal of King Saud University - Computer and Information Sciences*, 34:1381–1393.
- [Abideen et al.,] Abideen, M. Z. U., Ellabban, O., and Al-Fagih, L. A review of the tools and methods for distribution networks' hosting capacity calculation.
- [Abud et al., 2023] Abud, T. P., Augusto, A. A., Fortes, M. Z., Maciel, R. S., and Borba, B. S. (2023). State of the art monte carlo method applied to power system analysis with distributed generation.
- [Abud et al., 2022] Abud, T. P., Cataldo, E., Maciel, R. S., and Borba, B. S. (2022). A modified bass model to calculate pvdg hosting capacity in lv networks. *Electric Power Systems Research*, 209:107966.
- [Al-Saadi et al., 2017] Al-Saadi, H., Zivanovic, R., and Al-Sarawi, S. F. (2017). Probabilistic hosting capacity for active distribution networks. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 13(5):2519–2532.
- [Arias-Guzman et al.,] Arias-Guzman, S., Ustariz-Farfan, A. J., Cano-Plata, E. A., Rojas-Montano, C. D., Orozco-Clavijo, J. D., Guerrero-Guerrero, A. F., and Ruiz-Guzman, O. A. Hundimientos de tensión: diseño y construcción de un prototipo virtual para su medición voltage sags: design and construction of a virtual prototype for his measurement.
- [Babu and Khatod, 2024] Babu, K. R. and Khatod, D. K. (2024). Electric power systems research analytical voltage sensitivity-based distributed volt/var control for mitigating voltage-violations in low-voltage distribution networks. *Electric Power Systems Research*, 228:110015.
- [Bansal, 2017] Bansal, R. (2017). Handbook of distributed generation: Electric power technologies, economics and environmental impacts. *Handbook of Distributed Generation: Electric Power Technologies, Economics and Environmental Impacts*, pages 1–819.

- [Beltrán et al., 2020] Beltrán, J. C., Aristizábal, A. J., López, A., Castaneda, M., Zapata, S., and Ivanova, Y. (2020). Comparative analysis of deterministic and probabilistic methods for the integration of distributed generation in power systems. *Energy Reports*, 6:88–104.
- [Bollen and Hassan,] Bollen, M. H. J. and Hassan, F. Integration of distributed generation in the power system.
- [CELSIA, 2021] CELSIA (2021). Documento sistema interconectado nacional.
- [Chihota et al., 2022] Chihota, M. J., Bekker, B., and Gaunt, T. (2022). A stochastic analytic-probabilistic approach to distributed generation hosting capacity evaluation of active feeders. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 136:107598.
- [Congreso de la República, 2014] Congreso de la República (2014). Ley 1715 de 2014.
- [Congreso de la República, 2021] Congreso de la República (2021). Ley 2099 de 2021. Technical report.
- [CREG, 2005] CREG (2005). Resolución no. 024 de 2005.
- [CREG, 2015] CREG (2015). Resolución no. 011 de 2015.
- [CREG, 2018a] CREG (2018a). Resolución 015 de 2018.
- [CREG, 2018b] CREG (2018b). Resolución 030 de 2018.
- [CREG, 2018c] CREG (2018c). Resolución no. 038 de 2018.
- [CREG, 2021] CREG (2021). Resolución 002 de 2021.
- [Dabbaghjamanesh et al., 2020] Dabbaghjamanesh, M., Kavousi-Fard, A., Mehraeen, S., Zhang, J., and Dong, Z. Y. (2020). Sensitivity analysis of renewable energy integration on stochastic energy management of automated reconfigurable hybrid ac-dc microgrid considering dlr security constraint. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 16:120–131.
- [de Lima and de Freitas, 2022] de Lima, E. J. and de Freitas, L. C. G. (2022). Hosting capacity calculation deploying a hybrid methodology: A case study concerning the intermittent nature of photovoltaic distributed generation and the variable nature of energy consumption in a medium voltage distribution network. *Energies*, 15(3). Cited by: 1; All Open Access, Gold Open Access.
- [de Oliveira et al., 2019] de Oliveira, T. E. C., Bollen, M., Ribeiro, P. F., de Carvalho, P. M., Zambroni, A. C., and Bonatto, B. D. (2019). The concept of dynamic hosting capacity for distributed energy resources: Analytics and practical considerations. *Energies*, 12(13). Cited by: 21; All Open Access, Gold Open Access, Green Open Access.

- [Deleito, 1984] Deleito, J. (1984). *La energía eólica: tecnología e historia*. Energía, Clima, Diseño. Hermann Blume.
- [Du et al., 2021] Du, N., Tang, F., Liao, Q., Wang, C., Gao, X., Xie, J., Zhang, J., and Lu, R. (2021). Hosting capacity assessment in distribution networks considering wind–photovoltaic–load temporal characteristics. *Frontiers in Energy Research*, 9:693.
- [Esau et al., 2023] Esau, Z., Ryoichi, H., and Hiroyuki, K. (2023). A flexible stochastic pv hosting capacity framework considering network over-voltage tolerance. *Energy Reports*, 9:529–538. 2022 9th International Conference on Power and Energy Systems Engineering.
- [Ezzeddine,] Ezzeddine, K. An estimation method for pv hosting capacity of distribution grids kassem ezzeddine masterprogram i förnybar elgenerering master programme in renewable electricity production.
- [Habib et al., 2022] Habib, H. U. R., Waqar, A., Hussien, M. G., Junejo, A. K., Jahangiri, M., Imran, R. M., Kim, Y. S., and Kim, J. H. (2022). Analysis of microgrid’s operation integrated to renewable energy and electric vehicles in view of multiple demand response programs. *IEEE Access*, 10:7598–7638.
- [Harsh and Das, 2022] Harsh, P. and Das, D. (2022). Optimal coordination strategy of demand response and electric vehicle aggregators for the energy management of reconfigured grid-connected microgrid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 160:112251.
- [Hes et al., 2019] Hes, S., Kula, J., and Svec, J. (2019). Increasing der hosting capacity in lv grids in the czech republic in terms of european project interflex. *Proceedings of 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, ISGT-Europe 2019*.
- [Holdmann et al., 2019] Holdmann, G. P., Wies, R. W., and Vandermeer, J. B. (2019). Renewable energy integration in alaska’s remote islanded microgrids: Economic drivers, technical strategies, technological niche development, and policy implications. *Proceedings of the IEEE*, 107(9):1820–1837.
- [IEEE, 2016] IEEE (2016). IEEE Guide for the Benefit Evaluation of Electric Power Grid Customer Demand Response. *IEEE Std 2030.6-2016*, pages 1–42.
- [IEEE, 2018] IEEE (2018). Ieee standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces. *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*, pages 1–138.
- [IPSE, 2023] IPSE (2023). Informe mensual de telemetría boletín mensual de operación de localidades con telemetría cnm-ipse.
- [IRENA, 2023] IRENA (2023). Renewable capacity highlights.

- [(IRENA), 2021] (IRENA), I. R. E. A. (2021). Country rankings.
- [Koirala et al., 2022] Koirala, A., Acker, T. V., D’hulst, R., and Hertem, D. V. (2022). Hosting capacity of photovoltaic systems in low voltage distribution systems: A benchmark of deterministic and stochastic approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 155:111899.
- [Kolahan et al., 2021] Kolahan, A., Maadi, S. R., Teymouri, Z., and Schenone, C. (2021). Blockchain-based solution for energy demand-side management of residential buildings. *Sustainable Cities and Society*, 75:103316.
- [Lee and Won, 2021] Lee, J. and Won, D. (2021). Optimal operation strategy of virtual power plant considering real-time dispatch uncertainty of distributed energy resource aggregation. *IEEE Access*, 9:56965–56983.
- [Longatt et al.,] Longatt, F. M. G., Luis, J., and Editors, R. Power systems powerfactory applications for power system analysis.
- [Ministerio de Minas y Energía, 2020] Ministerio de Minas y Energía (2020). Colombia sumará más energía limpia a su matriz energética gracias a nueva subasta de renovables.
- [Ministerio de Minas y Energía, 2023a] Ministerio de Minas y Energía (2023a). Decreto 2236 de 2023.
- [Ministerio de Minas y Energía, 2023b] Ministerio de Minas y Energía (2023b). Resolución número 00746 de 2023.
- [Ministerio de Minas y Energía, 2023c] Ministerio de Minas y Energía (2023c). Resolución número 01062 de 2023.
- [Mohamed et al., 2022] Mohamed, M. M., Zoghby, H. M. E., Sharaf, S. M., and Mosa, M. A. (2022). Optimal virtual synchronous generator control of battery/supercapacitor hybrid energy storage system for frequency response enhancement of photovoltaic/diesel micro-grid. *Journal of Energy Storage*, 51:104317.
- [Molina, 2017] Molina, V. M. Q. (2017). Aplicación del concepto de capacidad de atención (hosting capacity) a la valoración del efecto de inclusión de fuentes renovables en la confiabilidad de sistemas de distribución.
- [Moloi et al., 2021] Moloi, K., Jordaan, J. A., and Hamam, Y. (2021). Optimal power grid integration with distributed generation using genetic algorithm. In *2021 Southern African Universities Power Engineering Conference/Robotics and Mechatronics/Pattern Recognition Association of South Africa (SAUPEC/RobMech/PRASA)*, pages 1–5.

- [Mulenga et al., 2021] Mulenga, E., Bollen, M. H., and Etherden, N. (2021). Solar pv stochastic hosting capacity in distribution networks considering aleatory and epistemic uncertainties. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 130:106928.
- [Márquez et al.,] Márquez, I. D., Puyo, D. M., and de Minas y Energía, M. Transición energética: un legado para el presente y el futuro de colombia.
- [(NREL), 2021] (NREL), N. R. E. L. (2021). turbine-models/offshore /nrel₅mw₁₂₆,wt.csv.
- [Payne et al., 2018] Payne, E. K., Shulin, L., Wang, Q., and Wu, L. (2018). Appraisal of constraints impeding the integration of distributed energy resources network. In *2018 IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*, pages 31–35.
- [Rajabi et al., 2022] Rajabi, A., Elphick, S., David, J., Pors, A., and Robinson, D. (2022). Innovative approaches for assessing and enhancing the hosting capacity of pv-rich distribution networks: An australian perspective.
- [Rawa et al., 2020] Rawa, M., Abusorrah, A., Al-Turki, Y., Mekhilef, S., Mostafa, M. H., Ali, Z. M., and Aleem, S. H. E. A. (2020). Optimal allocation and economic analysis of battery energy storage systems: Self-consumption rate and hosting capacity enhancement for microgrids with high renewable penetration. 12.
- [Richardson et al., 2010] Richardson, I., Thomson, M., Infield, D., and Clifford, C. (2010). Domestic electricity use: A high-resolution energy demand model. *Energy and Buildings*, 42:1878–1887.
- [Rossi et al., 2017] Rossi, M., Vigano, G., Moneta, D., and Clerici, D. (2017). Stochastic evaluation of distribution network hosting capacity: Evaluation of the benefits introduced by smart grid technology. *2017 AEIT International Annual Conference: Infrastructures for Energy and ICT: Opportunities for Fostering Innovation, AEIT 2017*, 2017-January:1–6.
- [Schw and Tao,] Schw, C. and Tao, L. Microgrid: Architectures and control.
- [SOPESA S.A. E.S.P, 2022] SOPESA S.A. E.S.P (2022). Cifras de interés.
- [Torquato et al., 2018] Torquato, R., Salles, D., Pereira, C. O., Meira, P. C. M., and Freitas, W. (2018). A comprehensive assessment of pv hosting capacity on low-voltage distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 33:1002–1012.
- [UPME, 2023] UPME (2023). Informe de avance proyectos de generación.
- [Wang et al., 2022] Wang, W., Keen, J., Giraldez, J., Baranko, K., Lunghino, B., Morris, D., Bell, F., Shumavon, A., Levine, K., Ward, T., Dave, A., and Bank, J. (2022). Supervised learning for distribution secondary systems modeling: Improving solar interconnection processes. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 13:948–956.

-
- [Xiang et al., 2019] Xiang, Y., Cai, H., Gu, C., and Shen, X. (2019). Cost-benefit analysis of integrated energy system planning considering demand response.
- [Yang et al., 2022] Yang, Y., Ji, Y., Geng, G., and Jiang, Q. (2022). Probabilistic revenue analysis of microgrid considering source-load and forecast uncertainties. *IEEE Access*, 10:2469–2479.
- [Zobaa et al., 2020] Zobaa, A. F., Aleem, S. H. A., Ismael, S. M., and Ribeiro, P. F. (2020). *Hosting capacity for smart power grids*. Springer International Publishing.
- [Ángel,] Ángel, V. G. D. Código de red: Calidad de la potencia (parte 3: Desbalance) - radthink s.a. de c.v.
- [Žnidarec et al., 2017] Žnidarec, M., Šljivac, D., and Topić, D. (2017). Influence of distributed generation from renewable energy sources on distribution network hosting capacity. *2017 6th International Youth Conference on Energy, IYCE 2017*.