



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Metodología de diseño conceptual de la automatización de red de distribución de energía que permita la integración de recursos energéticos distribuidos (DER) e implementación de estrategias de gestión de demanda (DSM)

Yennifer Dufay Benitez Ramirez

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Bogotá DC. Colombia
2017

Metodología de diseño conceptual de la automatización de red de distribución de energía que permita la integración de recursos energéticos distribuidos (DER) e implementación de estrategias de gestión de demanda (DSM)

Yennifer Dufay Benitez Ramírez

Tesis de investigación presentada como requisito para optar al título de:

Magister en Ingeniería Eléctrica

Director:

Javier Rosero García, PhD.

Línea de Investigación:

Distribución

Grupo de Investigación:

Electrical Machine and Drives EM&D

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Bogotá DC, Colombia

2017

Dedicatoria

*A Dios por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado la fuerza y la
paciencia para lograr mis objetivos.*

*A mis padres por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, en toda mi educación, tanto
académica, como de la vida, por su incondicional apoyo perfectamente mantenido a
través del tiempo.*

Agradecimientos

Al ingeniero Javier Rosero, por brindarme la oportunidad de hacer parte del grupo de investigación EM&D y proporcionarme las herramientas suficientes para el desarrollo de este proyecto. Así mismo a cada uno de los integrantes de grupo por los aportes y el acompañamiento realizado en esta etapa.

Resumen

El presente documento describe el desarrollo del proyecto: Metodología de diseño conceptual de la automatización de red de distribución de energía que permita la integración de recursos energéticos distribuidos (DER) e implementación de estrategias de gestión de demanda (DSM).

Inicialmente se presenta la conceptualización de *Smart Grids* a nivel mundial y una breve explicación de los conceptos usados dentro del texto. Luego, se plantea una metodología general para el diseño conceptual de automatización de redes, la cual fue aplicada para el diseño conceptual de la automatización de la red eléctrica de la Universidad Nacional, sede Bogotá. Esto requiere un análisis de la red existente donde se verifica la capacidad técnica de las instalaciones, subestaciones, transformadores, cables, encontrando que los transformadores están sobredimensionados para la carga actual. Posteriormente, se evalúa la infraestructura eléctrica y de comunicaciones existentes con el fin de establecer de forma general los requerimientos adicionales en cuanto a sistema de gestión, medición avanzada en subestaciones y edificios, generación distribuida y sistemas de protección y comunicación, que una vez integrados a la red de distribución eléctrica habilitan su automatización. Adicionalmente, considerando el objetivo de permitir fuentes de energía renovable se realiza el estudio de capacidad de generación fotovoltaica e impacto en el comportamiento de las variables de la red que junto con la información en tiempo real de cada edificio permiten establecer estrategias de gestión que se ajustan a las necesidades de cada uno.

Finalmente, se realizó un análisis económico evaluando la inversión necesaria para su implementación.

Palabras clave: (Automatización avanzada de la red (ADA), generación distribuida GD O DER, gestión de la demanda, infraestructura de medición inteligente (AMI), sistema PV).

Abstract

This document describes the development of the project: Conceptual design methodology of the distribution grid automation that allows the integration of distributed energy resources (DER) and the implementation of demand strategies management (DSM).

Initially the conceptualization of Smart Grids worldwide and a brief explanation of the concepts used in the text is presented.

Then, a general methodology for the conceptual design of grid automation it was proposed, which it was applied to the conceptual design of the automation of the electrical grid of the Universidad Nacional, sede Bogotá. This requires an analysis of the existing network where the technical capacity of the installations, substations, transformers, cables, and transformers this are oversized for the actual load. Subsequently, it assesses the existing electrical and communications infrastructure in order to establish the necessary requirements in a management system, advanced measurement in substations and buildings, distributed generation and protection and communication systems, that it enable automation. In addition, considering the objective of allowing renewable energy sources, the study of the photovoltaic generation capacity, the impact of the behavior of the network variables together with the real-time information of each building allow establish demand management strategies about the needs of each one, was carry out.

Finally, an economic analysis was carry out evaluating the investment required for its implementation.

Keywords: (Advance Distribution Automation (ADA), Distributed Energy Resources DER, Demand Management, Advanced Metering Infrastructure (AMI), PV System).

Contenido

Agradecimientos	4
Resumen	5
Abstract	6
Lista de figuras	10
Lista de tablas	12
Introducción	13
1. Marco Conceptual	15
1.1 Estado del arte	15
1.2 Smart grids	17
1.2.1 Infraestructura de medición avanzada (AMI).....	19
1.2.2 Automatización Avanzada de Distribución (ADA).....	19
1.2.3 Recursos energéticos distribuidos (DER)	20
1.2.4 Gestión activa de demanda (DSM)	21
1.3 Automatización de la red de distribución	21
1.3.1 Estándares para la conexión de DER.....	23
1.3.2 Arquitecturas de comunicación.....	26
1.3.3 Retos de las redes de comunicaciones.....	28
2. Metodología para el Diseño Conceptual de la Automatización de Redes de Distribución.	30
2.1 Información	32
2.1.1 Estado actual de la red	32
2.1.2 Matriz de generación y consumo.....	32
2.2 Modelo y Simulación	32
2.3 Planteamiento del Diseño Conceptual	33
2.3.1 Infraestructura de medición inteligente.....	33
2.3.2 Infraestructura de recursos energéticos distribuidos	35
2.3.3 Infraestructura de protecciones eléctricas	36
2.3.4 Infraestructura de comunicaciones	38
2.3.5 Sistema de gestión, adquisición, supervisión de datos y control	39
2.3.6 Validación	41

2.4	Resultados	41
3.	Caso de estudio: Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá.	42
3.1	Información de la red actual	42
3.2	Descripción de la red	43
3.3	Capacidad instalada	46
3.4	Modelo de la red eléctrica	46
3.5	Flujo de carga	51
3.6	Evaluación de infraestructura eléctrica y de comunicaciones	59
3.6.1	Medición avanzada	60
3.6.2	Generación distribuida	63
3.6.3	Sistema de protecciones de la red	65
3.6.4	Sistema de comunicaciones.....	69
3.6.5	Sistema de gestión y control	70
4.	Evaluación de la Red con integración de DER	75
4.1	Información de radiación solar	75
4.2	Estimación del factor de generación fotovoltaico con base en el perfil de radiación solar del campus universitario	77
4.3	Dimensionamiento y Ubicación de Generación Distribuida	79
4.4	Escenario 1: Generación distribuida de 1MW	79
4.4.1	Pérdidas.....	80
4.4.2	Corrientes de línea.....	82
4.4.3	Cargabilidad de los transformadores	84
4.4.4	Regulación de tensión.....	84
4.4.5	Factor de potencia	86
4.4.6	Distorsión Armónica.....	86
4.5	Escenario 2: Generación distribuida de 3MW	88
4.5.1	Pérdidas.....	89
4.5.2	Corrientes de línea.....	91
4.5.3	Cargabilidad de los transformadores	92
4.5.4	Regulación de tensión.....	93
4.5.5	Factor de potencia	94

4.5.6	Distorsión Armónica.....	96
5.	UBICACIÓN OPTIMA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.	99
5.1	Algoritmo Genético	99
5.1.1	Desarrollo del Algoritmo Genético.....	99
5.1.2	Modelación de la demanda y generación en los nodos PV	103
6.	ANÁLISIS ECONÓMICO	113
6.1	Análisis RetScreen	115
7.	CONCLUSIONES	119

Lista de figuras

Figura 2-1. Diagrama de flujo de la metodología propuesta	31
Figura 2-2. Consideraciones del diseño de sistemas PV	¡Error! Marcador no definido.
Figura 3-1. Diagrama de la red eléctrica del campus de la Universidad Nacional	¡Error! Marcador no definido.
Figura 3-2. Modelo de la red eléctrica del Campus construido en NEPLAN®.	47
Figura 3-3. Potencia máxima demanda por cada subestación eléctrica del campus.	50
Figura 3-4. Potencia nominal de los transformadores de la red eléctrica del campus	51
Figura 3-5. Potencia activa total de la red.....	52
Figura 3-6. Potencia reactiva de la red	53
Figura 3-7. Pérdidas de Potencia en los Transformadores	54
Figura 3-8. Pérdidas de Potencia en las líneas.....	55
Figura 3-9. Cargabilidad en las líneas	56
Figura 3-10. Regulación de tensión de los nodos de 11,4 kV del sistema.....	57
Figura 3-11. Regulación de tensión para los barrajes de baja tensión	57
Figura 3-12. Rango de valores de corriente de las líneas del sistema.....	58
Figura 3-13. Comportamiento del factor de potencia de la red	59
Figura 3-14. Esquema de conexión de los elementos del sistema PV a la red de la UN.....	64
Figura 3-15. Medidores instalados en el campus universitario	60
Figura 3-16. Visualización en tiempo real de las mediciones S/E Calle 26.....	62
Figura 3-17. Ubicación de los relés de protección principales	66
Figura 3-18. Esquema de ubicación de protecciones sistema FV	68
Figura 3-19. Puesta a tierra de los sistemas FV conectados a la red.	68
Figura 3-20. Esquema del laboratorio LAB+i	71
Figura 4-1. Mapa radiación solar global. Promedio multianual.	75
Figura 4-2. Promedio mensual brillo solar por mes [18].....	76
Figura 4-3. Perfil de radiación solar media para Bogotá	76
Figura 4-4. Diagrama del factor de generación medio para cada hora del día	78
Figura 4-5. Comparación de pérdidas en los transformadores para GD de 1MW .	81
Figura 4-6. Comparación de pérdidas en las líneas para GD de 1MW	81
Figura 4-7. Pérdidas totales de la red de la UN para GD de 1MW	82

Figura 4-8. Corrientes de líneas para conductor 4/0 AWG con 1 MW.	83
Figura 4-9. Corrientes de líneas para conductor 2/0 AWG con 1 MW	83
Figura 4-10. Cargabilidad en los transformadores con GD de 1MW.....	84
Figura 4-11. Regulación de tensión nodos de media tensión para 1MW.....	85
Figura 4-12. Regulación de tensión para nodos de baja tensión para 1 MW.....	85
Figura 4-13. Factor de potencia con sistema PV de 1MW	86
Figura 4-14. % THD en nodos de media tensión	87
Figura 4-15. % THD en nodos de baja tensión	88
Figura 4-16. Comparación de pérdidas en los transformadores para GD de 3MW	89
Figura 4-17. Comparación de pérdidas en las líneas para GD de 3MW	90
Figura 4-18. Pérdidas totales de la red de la UN para GD de 3MW	91
Figura 4-19. Corrientes de líneas para conductor 4/0 AWG con 3 MW.	91
Figura 4-20. Corrientes de líneas para conductor 2/0 AWG con 3 MW	92
Figura 4-21. Cargabilidad de los transformadores para GD 3MW redistribuidos. ...	92
Figura 4-22. Regulación de tensión nodos de media tensión para 3MW.....	93
Figura 4-23. Regulación de tensión para nodos de baja tensión para 3 MW.....	94
Figura 4-24. Factor de potencia para 3 MW.....	95
Figura 4-25. Factor de potencia para cada generador PV	95
Figura 4-26. Comparación de % THD en nodos de media tensión para 3MW y 1 MW	96
Figura 4-27. Comparación de % THD en nodos de baja tensión para 3MW y 1 MW	97
Figura 4-28. Espectro de corrientes armónicas para la red.	97
Figura 5-1: Flujo de caja acumulado para 1MW	116
Figura 5-2: Flujo de caja acumulado para 3MW	117

Lista de tablas

Tabla 1-1: Características redes convencionales vs redes automatizadas.....	22
Tabla 3-1. Características de las subestaciones de la red eléctrica del campus universitario.....	44
Tabla 3-2. Características de las líneas de la red eléctrica del campus	48
Tabla 3-3. Resumen de los resultados del flujo de carga	54
Tabla 3-4. Funcionalidades mínimas de AMI para la UN.....	61
Tabla 4-1. Radiación promedio por hora y factor de capacidad.....	77
Tabla 4-2. Redistribución de potencia GD	88
Tabla 5-1: Resumen de costos	113
Tabla 5-2: Parámetros financieros para calcular flujo de caja.....	115

Introducción

Los constantes problemas de confiabilidad del servicio eléctrico, la búsqueda de adaptación a las necesidades del usuario y atención a las recientes crisis energéticas nos han traído nuevos desafíos en la forma de entender y gestionar nuestros recursos energéticos. La sociedad es más consciente de la responsabilidad que tiene hacia el medio ambiente. Con el fin de hacer frente a estos desafíos, los usuarios y el sector industrial juegan un papel esencial, no sólo reduciendo emisiones y encontrando nuevas formas de optimizar los procesos productivos, sino también buscando la forma de generar energía con fuentes renovales.

Estos avances tecnológicos desarrollan un nuevo segmento de usuarios que son capaces de producir y consumir energía, y pueden cambiar el modelo de negocio unidireccional y centralizado del sector eléctrico. Para esto, es necesario contar con la infraestructura robusta capaz de medir, supervisar y controlar de manera automática los sistemas eléctricos dentro de una *Smart grid*. A nivel mundial se han desarrollado diversos proyectos de automatización de redes e implementación de *Smart grids* mostrando los múltiples beneficios que generan a la red.

Lo anterior ha hecho de las *Smart grids* un tema de importancia creciente, aunque en el país son pocos los desarrollos de campo hasta el momento, con este proyecto: "Metodología de diseño conceptual de la automatización de red de distribución de energía que permita la integración de recursos energéticos distribuidos (DER) e implementación de estrategias de gestión de demanda (DSM)" se busca guiar el diseño de la automatización de redes, al evaluar la infraestructura existente y proponer conceptualmente los requisitos necesarios en busca de lograr la conversión de las redes eléctricas actuales a *Smart grids*.

A continuación, se presenta la estructura del documento:

En el capítulo 1 se presenta una revisión del estado del arte y la evolución del sector eléctrico gracias a las tecnologías de comunicación, se presenta la definición de *Smart grid* junto con algunos proyectos de instalación de *Smart grids* en campus universitarios. Luego se presentan los beneficios generales de esta tecnología y una breve descripción sobre los sistemas que conforman las *Smart grids*. Por último, se enfoca en los detalles de la automatización de la distribución presentando los estándares para la conexión de DER y arquitecturas de comunicación que son requeridas para el diseño de la automatización de la red de la Universidad.

En el capítulo 2 se presenta la metodología propuesta para el diseño conceptual de la automatización de redes de distribución que permita la integración de recursos distribuidos y gestión de la demanda, explicando cada una de sus fases y las actividades correspondientes.

En el capítulo 3 se presenta la aplicación de la metodología propuesta para el diseño conceptual de la automatización de la red de distribución de la universidad, se inicia por el análisis de la red actual, se evalúa la infraestructura existente y se establecen los requerimientos de sistemas de gestión de datos, medición inteligente, generación distribuida y sistemas de protecciones y comunicaciones, para satisfacer la automatización de la red.

En el capítulo 4 se presenta el estudio de impacto de la generación distribuida en la red de la Universidad, iniciando por la evaluación de la capacidad de generación de acuerdo al recurso solar disponible y planteando dos escenarios de generación el primero con 5 sistemas de generación de 200kW cada uno y el segundo con 10 sistemas de 300kW cada uno ubicados en distintos nodos de la red. Se evalúan pérdidas, cargabilidad de transformadores y líneas, regulación de tensión, corrientes de línea y la distorsión armónica de corriente en cada elemento de la red.

En el capítulo 5 se presenta la descripción y los resultados del algoritmo genético implementado para la ubicación y dimensionamiento óptimo de los sistemas de generación distribuida para 1 MW.

Finalmente, en el capítulo 6 se presentan los costos generales de implementación de la automatización de la red de la Universidad, teniendo en cuenta que en la Universidad ya existe infraestructura parcial de medición inteligente y sistema de comunicaciones. Se realiza el flujo de caja para el sistema de generación distribuida y finalmente se presentan las conclusiones.

1. Marco Conceptual

1.1 Estado del arte

El sistema eléctrico tradicional está basado en grandes centrales de generación y líneas de transmisión interconectadas a la red de distribución que deben satisfacer la demanda diaria. Las centrales de generación se activan en función del precio de la unidad eléctrica que se oferte en el mercado para un sistema no regulado o con la central de generación que genera a costos menores en el sistema regulado. En los sistemas eléctricos centralizados la energía normalmente recorre largos trayectos que generan pérdidas en el transporte y distribución de la energía, con la expansión de los sistemas de distribución de energía eléctrica en el mundo la eficiencia es de interés para los agentes del sector.

Las áreas de planeación, operación, distribución y los usuarios tienen la necesidad de garantizar la calidad del servicio y eficiencia para la sociedad actual. Además, la potencial masificación de las fuentes renovables de energía (solar, eólica, geotérmica, etc.) ponen de manifiesto la necesidad de buscar nuevos esquemas de regulación, de control de despacho energético y de gestión que permitan incluir las nuevas condiciones de mercado, las implicaciones tecnológicas que se presentan con los nuevos actores como son clientes activos consumidores y generadores, clientes consumidores con poder de decisión sobre su demanda y nuevas cargas altamente aleatorias como vehículos eléctricos.

En Colombia, las redes eléctricas presentan dificultades para la resolución pronta de imprevistos porque no cuentan con estrategias prácticas para equilibrar las cargas y ejercer el monitoreo y control de los flujos de potencia. Adicionalmente la capacidad de generación depende de factores ambientales como el clima local y nivel de los embalses de las centrales de generación hidroeléctrica, como ocurre en temporadas de escasez de lluvia por tiempos prolongados (fenómeno del niño) que afecta la inyección del flujo de potencia al Sistema Interconectado Nacional. Esto aumenta la probabilidad de suspender el suministro y reduce la flexibilidad del sistema para cubrir la demanda de energía del país. En el caso de las centrales de generación térmica que emplean combustibles fósiles, generan un gran impacto al medioambiente debido a la generación de gases de efecto invernadero por el aumento de monóxido (CO) y dióxido de carbono (CO₂) [1].

La incorporación de fuentes de generación de energía por medios de recursos renovables al Sistema Interconectado Nacional puede mejorar la eficiencia y confiabilidad del sistema.

Lo anterior requiere que las redes eléctricas actuales deban ser rediseñadas para transformarse en redes activas, eficaces y resilientes a las necesidades futuras de demanda de los usuarios finales activos, con el fin de tolerar la integración de las funcionalidades como gestión de demanda y recursos energéticos distribuidos. Las actividades de investigación y desarrollo se han enfocado en buscar la optimización de la eficiencia y el aumento de la capacidad del sistema de distribución con el objetivo de satisfacer los picos de demanda que se presentan durante menos del 1% del tiempo de uso de la infraestructura eléctrica garantizando en todo momento los requisitos de seguridad y calidad de suministro [2]. Esto ha provocado la evolución del sector eléctrico hasta la implementación de una red inteligente o *Smart Grids*.

El Gobierno Colombiano lentamente ha apoyado las iniciativas del sector a través de políticas como: El Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes no Convencionales - PROURE [3], la Ley 1715 del 13 de mayo de 2014 por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional [4] y más recientemente con el decreto 348 de 2017 que establece los lineamientos para la entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala [5]. Dichas políticas no han sido suficientes para lograr el aprovechamiento de las fuentes de energía renovable, facilitar el acceso a tecnologías de punta a nivel mundial, desarrollar tecnologías propias, innovadoras y de gran valor agregado para el sistema de potencia del país. Sin embargo, han sido un avance importante para que en el sector se estén proponiendo y estudiando estrategias, metodologías y planes que conlleven a la transformación de los subsistemas eléctricos del país en *Smart Grids*.

Actualmente, se desarrollan proyectos de investigación, desarrollo e implementación de *Microgrids*, específicamente en universidades o *Campus Smart Grids* que con su enfoque de investigación y desarrollo tecnológico se convierten un punto potencial de estudio, diseño e implementación de dichas tecnologías. Tal es el caso de La Universidad de California, en San Diego que implementó una microrred de 42 MW con un controlador maestro y optimización del sistema que autogenera el 92% de su propia carga de electricidad, el 95% de su calefacción y carga de refrigeración para una comunidad de 45.000 habitantes, con demandas cada vez más sofisticadas y crecientes. Esto les permitió ahorrar más de US \$ 800.000 en comparación con la alternativa de importar energía de la red [6].

La Microrred Inteligente de Poligeneración (SPM) de la Universidad de Génova, está compuesta por un número heterogéneo de fuentes de energía distribuida que integra

microturbinas, turbinas de viento, energía solar fotovoltaica, equipos de almacenamiento y un sistema de distribución de baja tensión [7]. Se compone de una turbina de gas de micro-cogeneración con una producción de energía eléctrica de 65 kW y energía térmica de 112 kW, un campo fotovoltaico con potencia nominal de 49,9 kW, dos sistemas en cogeneración concentrados, equipados con motores Stirling, dos micro molinos de viento, para el almacenamiento eléctrico: baterías de sodio-níquel de alta tensión con una capacidad de almacenamiento de energía de alrededor de 100 kWh, dos estaciones de carga de vehículos eléctricos con inversores y sistemas de medición inteligente. Este SPM tiene objetivos de producir energía térmica y eléctrica para alimentar las cargas de la Universidad y funcionar como banco de pruebas para la investigación, desarrollando estrategias de gestión de la red y control de los componentes del sistema de potencia [8]. Por último en la zona montañosa del Campus de la Universidad Rajabhat Chiang Mai en Tailandia utilizan por completo electricidad de paneles fotovoltaicos y distribuyen con una microrred DC en el rango de 260-297 VDC [9].

En la Universidad Nacional se encuentra el Laboratorio Nacional de Redes Inteligentes en el Campus Universitario (LAB+i), el cual es una plataforma de pruebas y desarrollo de tecnología aplicada que pretende integrar los elementos de *Smart Grids* para los sistemas de energía, sistemas de agua y de gas.

1.2 Smart grids

Distintas instituciones le han dado una definición a *Smart Grids* de acuerdo a su experiencia y las características de sus redes. Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), *Smart Grid* es una red eléctrica que utiliza tecnologías digitales y formas avanzadas de monitoreo y gestión del transporte de electricidad desde todas las fuentes de generación para satisfacer las diferentes demandas de los usuarios [10].

Las tecnologías de *Smart Grids* poseen un enorme potencial para integrar en los sistemas energéticos las tecnologías de información y comunicación que permiten monitorizar la calidad del suministro eléctrico, monitorear remotamente la información al proveedor de electricidad y mejorar el funcionamiento global del sistema de distribución eléctrica para ajustar con exactitud los patrones de producción a los hábitos de consumo. Igualmente, el usuario puede conocer en cada momento su consumo y su capacidad de generación, lo que le permite realizar la gestión económica de los ingresos que se obtienen mediante la venta

de su generación de energía. También, esta información resulta de gran utilidad para las empresas comercializadoras de energía para efectos de facturación, permitiéndole prever la energía inyectada en la red por los pequeños productores y planificar así la producción basada en otras fuentes de energía que debe realizar por franjas horarias [11]. En el caso de la masificación de los vehículos eléctricos que representan una carga distribuida considerable para la red de baja tensión se requiere evaluar el impacto sobre la red y su gestión demanda un sistema de control online que visualice la arquitectura global y adecue los requerimientos de la infraestructura al estado de la red.

Las principales ventajas que las *Smart grids* pueden aportar al sector eléctrico del país son:

- Escalabilidad: Eficiencia y rapidez en la respuesta a la demanda dinámica, ofreciendo la flexibilidad de reconfigurar y redireccionar los flujos de potencia.
- Confiabilidad: Disponibilidad de los recursos relacionados con la gestión, monitoreo, operación y control del sistema. Confiabilidad en la respuesta del sistema y en los esquemas de tarifación.
- Seguridad energética: Permitiría integrar fuentes de energía renovable (Solar, Eólica, Biomasa) y disponer de almacenamiento de la energía cuando existan problemas en el suministro de energía desde las fuentes tradicionales.
- Sustentabilidad: Uso y distribución adecuada y eficiente, mediante fuentes de energía amigables con el medioambiente.
- Competitividad: Eficiencia en el consumo energético, reduciendo los costos y ofreciendo la posibilidad de la venta de energía a otros países.

Smart Grid se basa en la comunicación bidireccional de los elementos de la red en tiempo real que permiten tomar decisión en función de un objetivo como ahorro de energía y optimización de la confiabilidad. Por ejemplo, en el caso del uso final, los dispositivos domésticos e industriales pueden ajustar su ciclo de trabajo para reducir los picos de demanda de energía. En el 2000, Italia creó el primer proyecto *Smart Grid* que abarcó cerca de 27 millones de hogares usando medidores inteligentes conectados a través de sistemas de comunicación. Luego el Consejo Asesor de la Plataforma Tecnológica de redes tecnológicas del futuro de Europa presentó su visión de *Smart Grids*, impulsada por los efectos de la liberación del mercado y el cambio de las tecnologías que permitan cumplir objetivos ambientales y de eficiencia en usos futuros de la electricidad [12].

Por otro lado, la concepción de una *Smart Grid* requiere una visión integral del sistema

eléctrico ya que se han desarrollado tecnologías y funcionalidades en búsqueda de lograr la total interrelación entre los diferentes componentes para ampliar los beneficios [13].

1.2.1 Infraestructura de medición avanzada (AMI)

El sistema AMI es una solución integral basada en telemedida o medida remota, que adicionalmente tiene la capacidad de gestionar el intercambio de información y datos entre el sistema de gestión y las unidades de medida, posibilitando una comunicación online con el usuario que le permita la caracterización de hábitos de consumo con el fin de hacerlos más eficientes.

Así mismo, permite la gestión remota de diferentes funcionalidades como la toma de lecturas, procesos de conexión y desconexión para los medidores que posean dicha capacidad, eventos y alarmas, el control de acceso a las interfaces entre otras funcionalidades, con el fin de ofrecer una solución eficiente para la toma oportuna de decisiones preventivas, de mejora o correctivas. El sistema AMI incluye una amplia gama de aplicaciones que permiten gestionar la demanda, optimizar la red de distribución, garantizar la integridad del sistema y proveer servicios de valor agregado.

El sistema AMI en general se compone de tres módulos principales [14]:

- Medidores inteligentes: Son medidores digitales avanzados con dos vías de comunicación y con la capacidad de conectar y desconectar servicios a distancia, registrar formas de onda, vigilar la tensión y la corriente y permitir la medición de energía proveniente de DER.
- Redes de comunicaciones: El sistema de comunicación debe ser bidireccional para transmitir el gran volumen de datos entre el medidor y el sistema de gestión. Para implementar los sistemas de comunicación es posible utilizar diversas tecnologías: RF, PLC, GPRS, banda ancha (*Ethernet, Wifi, WiMax, ADSL*), Satelital y Fibra Óptica, e inclusive combinaciones de ellas.
- El sistema de gestión de datos de medición (MDMS): Sistema donde se procesa la información para propósitos de monitoreo de la calidad del servicio.

1.2.2 Automatización Avanzada de Distribución (ADA)

El objetivo general de ADA es la creación del sistema de distribución del futuro. Se prevén sistemas de distribución altamente automatizados con sistemas flexibles operados a través

de una arquitectura de sistemas de control y comunicación que además permiten maximizar la integración de DER. El incremento del nivel de automatización asegura la continuidad del suministro, siendo este uno de los propósitos principales de la red eléctrica colombiana por contar actualmente con tiempos de interrupción de suministro demasiado elevados. Adicionalmente, la reconfiguración automática de la red puede aportar mejoras en la eficiencia técnica.

Se han identificado los siguientes puntos estratégicos de ADA y los que brindan mayores beneficios a la red:

- Localización de fallas
- *Self Healing* o auto cicatrización
- Reconfiguración automática
- Gestión de activos
- Telemando (control remoto)

1.2.3 Recursos energéticos distribuidos (DER)

DER es la generación de energía eléctrica a pequeña escala cercana a la carga por medio de fuentes no convencionales y uso de tecnologías eficientes e integración de múltiples sistemas de generación como cogeneración donde se maximiza el uso de los combustibles [15]. El empleo de DER en el sistema eléctrico presenta numerosos beneficios [16].

- Reducción de las pérdidas de energía eléctrica tanto en las redes de distribución como de transporte.
- Reducción del flujo de potencia que conlleva la disminución de las pérdidas energéticas y la mejora del perfil de tensiones, obedeciendo a la adecuada ubicación de los sistemas de GD.
- Aumento de la capacidad de distribución de la red eléctrica por disminución de las pérdidas.
- Aumento de la calidad de la onda eléctrica mediante su conveniente localización y las características de la energía inyectada a la red.
- Reducción en la emisión de contaminantes a la atmósfera.
- Mejora en los perfiles de demanda en horas punta y en los programas de gestión del consumo.

- Poder interferir en la estabilidad del sistema, ya que se puede utilizar como suministro de reserva de la energía necesaria.
- Proporcionan flexibilidad dentro del sistema eléctrico de distribución, debido a la variabilidad de su tamaño y localización.
- DER son modulares, lo que implica una instalación sencilla y en un corto período de tiempo.
- El funcionamiento y mantenimiento del sistema es sencillo, y tiene amplia flexibilidad para aumentar su capacidad de generación.

1.2.4 Gestión activa de demanda (DSM)

La gestión activa de demanda corresponde a estrategias que usan la información de las *Smart grids* e involucran a los consumidores como actores activos para poder modificar el horario y la cantidad demandada de energía a la red. En la actualidad, los sistemas de energía eléctrica reflejan una falta de participación activa de los usuarios en el establecimiento de los precios de la energía ya que no perciben el costo real del suministro fiable de la electricidad ni reciben los estímulos suficientes para adecuar su consumo a las condiciones del sistema en cada momento. Esta disociación entre los mercados mayoristas y la comercialización de la electricidad se traduce en una curva de demanda inelástica [17].

DSM establece el conjunto de acciones que intentan influir sobre el uso que los consumidores hacen de la electricidad, de forma que se produzcan los cambios deseados, tanto para producir un ahorro de energía como para aumentar la eficiencia, ya sea en el ámbito individual como en la curva de demanda agregada, a través de incentivos económicos que reflejen los costos reales de la energía y las condiciones del sistema en cada momento. Los propios consumidores voluntariamente adaptan su consumo en función del precio observado o en el ámbito corporativo a través de programas de control directo de la carga gestionados por un operador del sistema en los que se ofrece a los consumidores compensaciones por permitir limitaciones puntuales de su consumo en caso de contingencias [18].

1.3 Automatización de la red de distribución

Actualmente las redes de distribución de energía están atravesando por un período de transición potencialmente importante para convertirse en redes inteligentes en donde la

energía eléctrica se evalúa constantemente en su calidad y disponibilidad. Sin embargo, el aumento de la demanda requiere el crecimiento de los sistemas eléctricos de potencia en número de líneas en operación, longitud total y capacidad de generación. Esto genera una dificultad para el sistema eléctrico de atender las necesidades del sector sobre todo cuando se presentan fenómenos ambientales que afectan la prestación del servicio por fallas en las redes de distribución o escasez de energía.

Para lograr el reto futuro de proveer una infraestructura más elástica permitiendo que las nuevas redes de distribución y transmisión de electricidad soporten las demandas que se les asignarán por nuevos tipos de generación, el aumento de la demanda, la participación de los usuarios y la conexión de nuevas cargas [19], se proponen las redes automatizadas.

En la Tabla 1-1, se muestra la comparación de las características entre las redes convencionales y las redes automatizadas.

Tabla 1-1: Características redes convencionales vs redes automatizadas

Redes convencionales	Redes automatizadas
Electromecánica	Digital
Comunicación en una dirección	Comunicaciones bidireccionales
Topología radial	Topología de red: flujo de potencia bidireccional
Pocos sensores	Sistemas de monitoreo y sensores a lo largo de la red
Restablecimiento manual	Restablecimiento semiautomático
Propensa a fallas y disturbios	Esquemas de protección adaptativa y en islas
Mantenimiento de equipos por programa	Mantenimiento basado en la condición del equipo
Control restringido sobre flujos de potencia	Sistemas de control dominantes: estimador de estados
Información restringida de precios	Información de precios total y completa al cliente

Por lo tanto, la automatización de redes de distribución eléctrica consiste en la aplicación de técnicas y recursos necesarios para que el sistema de distribución en conjunto con sistemas DER y AMI puedan ser operados y controlados remotamente, coordinando así el uso de sus distintos elementos en tiempo real.

1.3.1 Estándares para la conexión de DER

El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) ha iniciado el desarrollo de una serie de estándares que pretende ser una guía para la certificación de la interconexión de recursos distribuidos a los sistemas eléctricos. Tradicionalmente, los sistemas eléctricos de potencia no fueron diseñados para dar cabida a unidades de generación y almacenamiento a nivel de distribución [19] y surgen una serie de dificultades al incorporar el uso de recursos distribuidos en la red. Se requiere que las tecnologías de integración de estos recursos tengan un mayor desarrollo para aprovechar los beneficios y evitar los impactos negativos en la seguridad y confiabilidad de los sistemas. A continuación, se relacionan los principales estándares.

- **IEEE 1547 - 2003, Estándar para la interconexión de recursos distribuidos con sistemas eléctricos de potencia [20]:**

Puestas a tierra: El sistema de puesta a tierra de la interconexión de fuentes distribuidas no causará sobretensiones que excedan a las ocurridas en los equipos conectados al área del sistema de potencia y no interrumpirán la coordinación de la protección de falla a tierra en el área eléctrica del sistema de potencia.

Sincronización: Las unidades de recursos distribuidos se agruparán en paralelo con el área del sistema de potencia sin causar fluctuaciones de tensión en el punto común que no sobrepasen el $\pm 5\%$ del nivel de tensión en el área eléctrica del sistema de potencia [20].

Redes de distribución secundarias: Las protecciones de la red no se usarán por separado, servirán como interruptores de fallas realimentadas o de alguna manera aislarán una red o red primaria de alimentación donde los recursos distribuidos son conectados al resto del área eléctrica del sistema de potencia, a menos que las protecciones sean posicionadas y probadas para normas aplicables para cada proceso.

Fallas en el área eléctrica del sistema de potencia: La unidad de recursos distribuidos deberá desenergizar el área eléctrica del sistema de potencia para fallas en el circuito para el cual está conectado.

Tensión: Las funciones de protección del sistema de interconexión detectarán la frecuencia efectiva (rms) o fundamental de cada tensión fase a fase y tensión fase neutro. Para recursos distribuidos menores o iguales a 30 kW en capacidad pico, las tensiones de referencia y tiempos de despeje deberán ser fijos o de campos ajustables. Para recursos distribuidos mayores que 30 kW las tensiones de referencia deben ser de campos ajustables.

Frecuencia: Cuando la frecuencia del sistema esté en un rango específico, el recurso distribuido deberá dejar de energizar el área eléctrica del sistema de potencia entre el tiempo de despeje. Para recursos distribuidos menores o iguales a 30 kW en capacidad pico, las tensiones de referencia y tiempos de despeje deberán ser fijos o de campos ajustables [20].

- **IEEE Std 929-2000, Práctica recomendada para la interconexión eléctrica de sistemas fotovoltaicos calidad de energía**

La calidad de energía provista por el sistema Fotovoltaico (FV) para cargas A.C en el sitio y para suministrarla a las instalaciones interconectadas será gobernada por prácticas y estándares dirigidos a tensiones, frecuencia y distorsión [21].

Rangos de tensiones normales de operación: Los sistemas fotovoltaicos interconectados no regulan tensión, ellos inyectan corriente hacia la instalación. Sin embargo, el rango de operación de la tensión para inversores FV es seleccionado como una función de protección que responde a condiciones anormales de la instalación, no como una función de regulación de tensión. Si la inyección de corriente FV en una línea eléctrica excede la carga de la línea, se requiere entonces una acción correctiva, como equipos de regulación de tensión que normalmente no tienen capacidad sensora de corriente direccional.

Sistemas grandes y medianos: Las instalaciones pueden tener rangos específicos de operación para sistemas FV grandes y medianos y pueden requerir parámetros ajustables de tensión de operación para estos grandes sistemas. En ausencia de cada requerimiento, los principios de operación entre el 88% y el 110% se aplicarán para una tensión apropiada de operación.

Frecuencia La frecuencia del sistema que controla la instalación, y el sistema FV deben operar en sincronismo con la instalación. Pequeños sistemas FV deben tener una frecuencia ajustable de operación en un rango de 59.3 a 60.5 Hz.

Perturbaciones de frecuencia Los puntos de prueba para determinar la operación apropiada de la frecuencia de caída debe ser 59.2 y 60.6 Hz. Cuando la frecuencia de la instalación está fuera del rango de 59.3 – 60.5 Hz, el inversor debe desconectar la instalación en cerca de 6 ciclos.

- **Norma IEC 61727. Sistemas fotovoltaicos – Características de la interconexión en el punto común de conexión compatibilidad de la instalación.**

La calidad de energía provista por el sistema FV para las cargas AC en el sitio y por la energía entregada a la instalación es gobernada por prácticas y estándares en tensión, distorsión, frecuencia, armónicos y factor de potencia. La desviación de estos estándares representa condiciones prohibidas y puede requerir que el sistema FV cense la desviación y desconecte apropiadamente la instalación.

Todos los parámetros de calidad (tensión, distorsión, frecuencia, armónicos y factor de potencia) deben ser medidos en el punto común de conexión a menos que se especifique otra cosa. [22]

Tensión, corriente y frecuencia: La tensión, corriente y frecuencia del sistema FV debe ser compatible con el sistema de distribución.

Rango normal de operación: Los sistemas FV interconectados al sistema normalmente no regulan tensión, ellos inyectan corriente hacia el sistema. Por lo tanto, el rango de tensión de operación para inversores FV es seleccionado como una función de protección que responde a condiciones anormales del sistema, y no como una función de regulación del sistema.

Inyección DC: El sistema FV no debe inyectar corrientes DC mayores al 1% de la corriente nominal de salida del inversor hacia la interconexión AC del sistema bajo condiciones de operación (IEC 61727, 2004). La conexión de sistemas solares fotovoltaicos en redes de distribución causa un gran impacto en la coordinación de los dispositivos de protección.

1.3.2 Arquitecturas de comunicación

Se requiere que la red de distribución inteligente tenga la capacidad de supervisar y analizar el estado actual de la red de distribución, incluyendo la identificación y predicción de los primeros signos de insuficiencia y tener una respuesta al fracaso ocurrido de manera oportuna. Por lo tanto, una variedad de tecnologías de comunicación de banda ancha, tales como la comunicación línea eléctrica aérea de banda ancha, la comunicación de fibra óptica y comunicaciones inalámbricas, desempeñarán un papel importante en la red de distribución inteligente. A continuación, se revisan las principales redes de comunicación:

- **Wireless:** Dado que las redes eléctricas inteligentes según el modelo de referencia NIST se pueden dividir en varios dominios, se puede proponer una arquitectura por capas, cada una con características propias de acceso y de tecnología, que podrían facilitar el despliegue y ser costo/beneficio aceptable.
- **Comunicación por línea eléctrica (PLC):** Sistemas que funcionan mediante la transmisión de una señal modulada sobre redes cableadas de electricidad en AC. Debido a su reducida capacidad de transmisión se recomienda como arquitectura de acceso desde los usuarios finales hacia la red [23].
- **Fibra óptica de comunicación:** Con la implementación de multi-Gigabit Ethernet Switch en la terminal de fibra óptica y el desarrollo de la tecnología Multiprotocol Label Switching (MPLS) y la tecnología optoelectrónica, la fibra óptica Ethernet se está convirtiendo en un método de interconexión de bajo costo para el servicio de transporte público. Actualmente esta tecnología está disponible, y se convertirá en una tecnología dominante en la red inteligente de comunicación de la red de distribución en el futuro [24].
- **Comunicación inalámbrica 3G/4G:** El servicio de comunicación tradicional se ha desarrollado gradualmente hacia la Internet, multimedia y otros servicios de banda ancha con el desarrollo de las tecnologías de comunicación inalámbricas 3G y 4G que están soportando la comunicación de sensores instalados, lo que trae nueva opción para el acceso inalámbrico a la próxima generación de información de energía eléctrica de tecnología de comunicación de red (LCT). Las Tecnologías 3G y 4G se pueden utilizar en la red de distribución inteligente y se caracterizan por: la comunicación de dos vías, el despliegue conveniente y flexible, buen ancho de banda y alta velocidad de

transmisión de datos [25], especialmente la 4G, como *Wimax* y LTE (*Long Term Evolution*) que cuentan con mayor ancho de banda que podría conectar distintos dispositivos de manera escalable [26], siendo un complemento beneficioso para las comunicaciones por cable en la red de distribución inteligente.

- **Comunicaciones inalámbricas ZigBee D. / WiMedia / Wi-Fi:** La infraestructura de acceso a los usuarios finales se plantea en un reto debido a que la cobertura de redes de comunicaciones no es tan fina para llegar al usuario final con un medio físico, es decir, representa una barrera de entrada dado el alto costo de construcción. Para superar esta barrera se recomienda *ZigBee* el cual es adecuado debido al bajo costo, bajo consumo de potencia, baja complejidad y altísimos niveles de escalabilidad y fiabilidad, ajustados con un esquema de detección de interferencias ante redes inalámbricas ya que utiliza saltos de frecuencia de espectro ensanchado (*FHSS*). Recientemente, la Alianza *ZigBee* promueve vigorosamente el rápido crecimiento de las aplicaciones en redes de distribución inteligentes que adoptan los universalmente reconocidos perfiles de aplicaciones públicas *ZigBee Smart Energy*.

WiMedia: Puede usar la tecnología de banda ultra ancha, para ampliar la función de control de la red eléctrica para todas las aplicaciones de asignación que pueden incluir requisitos de seguimiento y de control complejos. *Wi-Fi* ofrece un servicio de nivel más bajo que el cable coaxial convencional o la comunicación y la necesidad de fibra óptica para ser encriptados con el fin de garantizar la seguridad. También se puede implementar a un bajo costo y puede trabajar bien con sensores inalámbricos en una subestación.

- **Tecnología de Comunicación por Satélite (VSAT):** La tecnología de comunicación por satélite puede proporcionar una nueva solución para la monitorización remota y control de subestaciones de distribución que cubren una gama muy amplia en el país. El servicio satelital *VSAT*, se puede ajustar para apoyar el seguimiento y control de la subestación. También proporciona información sobre la ubicación y la hora de sincronización basada en el Sistema de Posicionamiento Global (*GPS*). Al mismo tiempo este sistema se puede implementar de forma rápida, con excepción de las zonas remotas, pero su costo es alto. Una desventaja es el retardo de la comunicación por el

mal tiempo.

- **100 Gigabit Ethernet:** Prototipo de 100 gigabits por segundo de la red de datos que une los centros de investigación de todo el país. Este esfuerzo mejorará las capacidades de la comunicación de energía eléctrica de red y beneficiará del servicio de voz, datos y video de la red de distribución inteligente.
- **Internet 2:** Es la red troncal de la próxima generación de Internet de alta velocidad y utiliza el protocolo IPv6 que debe permitir a las aplicaciones: Muy alta fiabilidad, alta capacidad (ancho de banda), soporte de selección de calidad de servicio (*QoS: Quality of Service*) y herramientas de monitoreo, distribución de cargas y variaciones en rendimiento y planificación dinámicas en función de las aplicaciones [27].
- **Redes de Sensores:** Son una arquitectura de plataforma jerárquica de sensores inalámbricos embebidos para una red eléctrica inteligente, que entiende los impactos según la jerarquía del elemento donde ocurre, dado que los sensores inalámbricos son muy sensibles al ruido, por fallas en la red entre otros que son muy comunes en un ambiente de subestación y generación, es una arquitectura viable como arquitectura de acceso que podrían facilitar costo/beneficio la implementación y despliegue de equipos en las premisas de los cliente, estas redes podrían utilizar tecnologías inalámbricas como son celulares, *RF Mesh, Wlan, Wimax, ZigBee, Macmill* etc [28].

1.3.3 Retos de las redes de comunicaciones

Existen varios retos para las comunicaciones de las redes eléctricas inteligentes que configuran su implementación:

- **Interoperabilidad:** Diferentes fabricantes y compañías de servicios adoptan diferentes tecnologías de comunicación, la comunicación de un gran número de redes de distribución, generadores y consumidores bajo diferentes dominios, generan un reto de interoperabilidad, puesto que cada dominio puede escoger la tecnología que mejor le parezca, por ejemplo, en una red *HAN* podrían coexistir *ZigBee* y *Wifi*.
- **Interdisciplinaria:** En las redes eléctricas inteligentes confluyen diferentes organizaciones y disciplinas que implica que las áreas de investigación deban trabajar juntas para lograr la integración de los elementos.

- Seguridad y Privacidad: Los datos leídos desde los distintos dispositivos en la red que podrían caracterizar el comportamiento, calidad de vida o parámetros de consumo representa un riesgo en manos no adecuadas. A su vez la vulnerabilidad de la red con un protocolo conocido podría configurar un riesgo de manipulación no adecuada de sus dispositivos restando a la confiabilidad del sistema.
- Desempeño: Es necesario un sistema de comunicación robusto que integre los datos de los elementos de los sistemas heterogéneos de la red, los procese, los lleve a donde deben ser leídos, interpretados y alimenten variables de decisión sobre la red que permitan disfrutar de los beneficios de las redes eléctricas inteligentes.
- Estandarización: A pesar que hay muchas compañías interdisciplinarias en la investigación y desarrollo de tecnologías, falta un mayor acuerdo sobre las tecnologías a usar en todos los dominios, no solo desde las comunicaciones sino también que abarque la interoperabilidad de los dispositivos implementados.

Los retos de las redes de comunicaciones que apalancan las redes eléctricas inteligentes van ligados a las nuevas funcionalidades desarrolladas o dispositivos aplicables en cada dominio de usuario que ya están desarrollados y requieren comunicarse entre sí o con equipos de la red para dar respuesta a solicitudes de usuario. Para esto es fundamental contar con redes de comunicaciones escalables, seguras, estandarizadas y con alto desempeño para asegurar la respuesta del sistema completo a una solicitud de un usuario en cualquier dominio y sobre cualquier aplicación.

2. Metodología para el Diseño Conceptual de la Automatización de Redes de Distribución.

El desarrollo de un proyecto de diseño se efectúa por medio de una metodología que proporciona las herramientas para llevar a cabo un proceso investigativo que arroja resultados.

En este documento se asume una metodología de diseño como un proceso ordenado por medio del cual se busca llegar a un resultado, para esto se requiere la jerarquización de las herramientas, técnicas y operaciones en el proceso de investigación.

El proceso de diseño conceptual consiste esencialmente en obtener una solución a un problema de diseño planteado a partir de las especificaciones, requisitos y necesidades planteadas. Mientras que el proceso de diseño de detalle trata con dimensiones y con materiales, el proceso de diseño conceptual se ocupa de propiedades, atributos y funciones de los sistemas [29].

Por lo anterior, se define metodología de diseño conceptual de la automatización de redes de distribución como el proceso ordenado por el cual se busca lograr la automatización de redes de distribución.

A partir de la investigación del tema, revisión del marco teórico, los casos a nivel mundial donde se han implementado automatización de la red y teniendo en cuenta los objetivos específicos, así como los requisitos, necesidades y especificaciones de la red eléctrica existente y sus clientes, se plantea la metodología del diseño conceptual de la automatización de la red. Dicha metodología se aplica al campus de la Universidad Nacional como prueba piloto y método de validación, lo cual servirá de experiencia para replicar en otros casos con redes similares como son los campus universitarios, complejos industriales o instituciones militares, entre otros.

A continuación, se muestra el diagrama de flujo de la metodología planteada para el diseño conceptual de la automatización de redes de distribución.

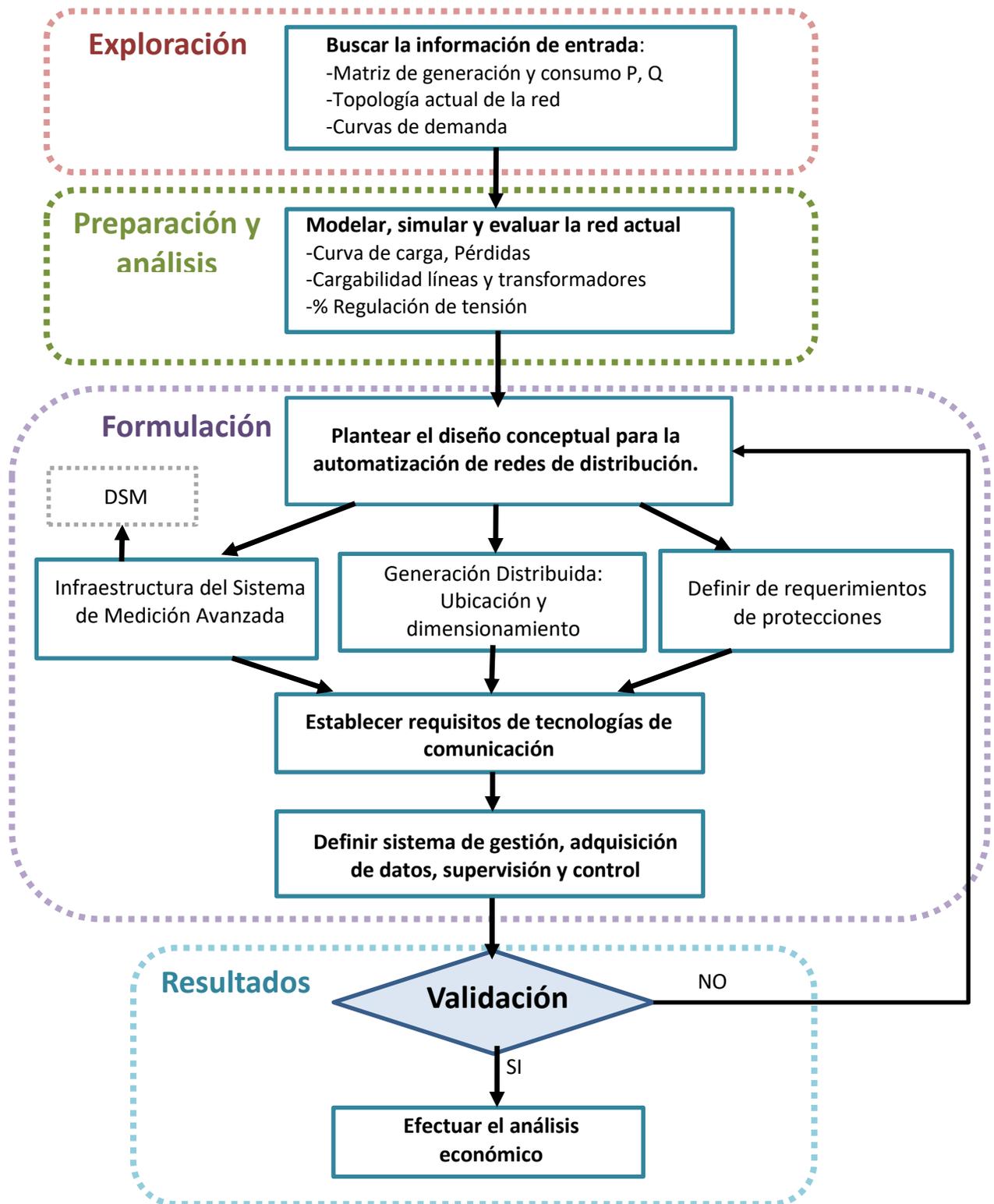


Figura 2-1. Diagrama de flujo de la metodología propuesta

La metodología propuesta está compuesta por cuatro fases principales,

2.1 Información

El objetivo principal en esta fase es obtener el conocimiento suficiente del problema, las características de la red, sus necesidades y de esta forma dirigir las actividades de la metodología hacia la solución adecuada. Por lo tanto, se debe realizar un listado de la información de entrada y gestionarla con las áreas o entidades pertinentes. La información requerida es:

2.1.1 Estado actual de la red

Características de la red existente, topología actual (radial o anillo), elementos de maniobra y demás equipos que componen el sistema.

2.1.2 Matriz de generación y consumo

Identificar la forma como se genera la energía eléctrica dentro la red de distribución en estudio, explorando la ubicación y sus tipos de fuente de generación.

Gestionar las medidas de carga demandada en el día, noche y/o periodos de vacaciones que permitan conocer el uso de la energía en la red determinada. Por medio de históricos de mediciones de potencia activa que permitan establecer la capacidad de la instalación para transformar la energía eléctrica en trabajo útil.

2.2 Modelo y Simulación

Con la información anteriormente descrita se realiza el modelo equivalente de la red en algún software de simulación. Luego se ejecutan los flujos de carga que permiten evaluar las características de operación de cada elemento de la red como son: la cargabilidad de los transformadores y líneas, pérdidas en los transformadores y líneas, porcentaje de regulación de tensión en los nodos, factor de potencia, potencia activa y reactiva. En caso de existir sistemas de generación distribuida, se evalúa la eficiencia y su efecto en el desempeño de la red.

2.3 Planteamiento del Diseño Conceptual

En este punto se concentra la mayor cantidad de actividades puesto que se realiza la redefinición de la topología, se simulan los nuevos parámetros y finalmente se consolida la información del nuevo diseño.

Basados en la información del marco conceptual y los casos a nivel internacional, se establecen los requisitos de infraestructura eléctrica y de comunicaciones que permiten automatizar la red, según los estándares y reglamentos que apliquen. Posteriormente se realiza un inventario de la infraestructura existente en la red respecto a generación distribuida, medición avanzada, sistema de protecciones, sistema de comunicaciones y software de gestión de la información con el fin de plantear los requisitos faltantes para la automatización de la red. Con base en lo anterior se plantean las características de cada uno de los sistemas como se indica a continuación.

2.3.1 Infraestructura de medición inteligente

La medición en tiempo real es uno de los factores fundamentales en la automatización. Por tal razón, el sistema a diseñar debe contar con la capacidad de adaptarse a las funcionalidades que se desean habilitar y los nuevos servicios que se quieran obtener.

Como se mostró en el capítulo 1, el sistema AMI está compuesto por tres módulos: medidor inteligente, sistema de comunicaciones y sistema de gestión de datos. En el diseño se debe verificar que el medidor inteligente tenga la posibilidad de almacenar la información dentro del mismo o hacer el envío a un concentrador. Así mismo, permitir la comunicación direccional por diferentes medios garantizando que el transporte de los datos se realice de forma segura y sincronizada en el tiempo. De la misma manera debe contar con la capacidad de realizar la configuración y actualización de manera remota.

Por otra parte, es necesario evaluar las funcionalidades que permiten al medidor integrarse con el sistema o los usuarios. En este sentido el medidor debe ofrecer la posibilidad de efectuar la conexión y desconexión del suministro de energía y/o limitación de potencia, así como la lectura de la información de manera remota en respuesta a las estrategias de gestión de la demanda que se quieran implementar, como la tarificación avanzada.

Existen otras características que brindan beneficios a los usuarios y por lo mismo se deben tener en cuenta al momento de seleccionar un medidor. Entre estas características se

encuentra el acceso a la información por parte del usuario, la cual puede encontrarse directamente en el medidor o a través de una plataforma derivada del sistema de gestión de la información. Así mismo, la oportunidad de importar y/o exportar energía en el caso de usuarios que posean sistemas de generación distribuida con excedentes o la implementación en modo prepago para usuarios que deseen controlar su consumo de acuerdo a su capacidad económica. Para un nivel de implementación avanzado, el equipo de medida debe soportar la integración de Redes de Automatización del Hogar (HAN) para usuarios que desean controlar el uso de cada electrodoméstico o equipo de manera remota y desde el medidor.

Adicionalmente, para la entidad encargada de operar la red eléctrica son fundamentales las funcionalidades que le permitan llevar a cabo el monitoreo del sistema, por lo tanto, el medidor o el sistema de gestión de información debe proporcionar medidas de calidad de la potencia con el fin de identificar posibles perturbaciones que afecten el normal funcionamiento de la red, la manipulación en los equipos de medida o posibles fraudes que influyan en la veracidad de la información.

Respecto a la infraestructura de comunicación para el sistema AMI, éste puede contener varios medios, tecnologías y arquitecturas para la transmisión de datos en donde se destacan las redes inalámbricas, los enlaces por microondas, el envío de la información vía PLC, la fibra óptica, entre otras. La tecnología a seleccionar para el diseño debe ser bidireccional para no limitar las funcionalidades del sistema, además se recomienda optar por un sistema híbrido, en el que dos o más arquitecturas se usen para asegurar la fiabilidad dependiendo de las características geográficas y demográficas.

En cuanto al sistema de gestión de datos, se debe verificar que proporcione servicios de administración de datos de los medidores inteligentes y permita que estos estén a disposición de otras aplicaciones. Para la selección del software previamente se debe efectuar una revisión de las exigencias que se plantean, así como las capacidades técnicas del proveedor, debido a la diversidad de las opciones que se encuentran en el mercado. Así mismo se debe asegurar que el manejo del software sea amigable y seguro para los operadores y a su vez permita realizar desarrollos futuros.

Es importante mencionar que el alcance de estos sistemas dependerá de la solución que la empresa desee y/o necesite implementar, enfocándose en las dificultades más urgentes que estas tengan y el costo económico de su implementación.

Aunque se recomienda implementar soluciones integrales ya que de esta manera se pueden aprovechar todos sus beneficios, es importante desglosar todos los costos económicos positivos y negativos para seleccionar cualquier sistema AMI. Mientras que existen muchos beneficios económicos directos e indirectos, también están los costos variables asociados al manejo y operación de cada tipo de tecnología. Estos costos deben ser incorporados en el análisis económico para evaluar la tecnología que mejor le conviene a la empresa.

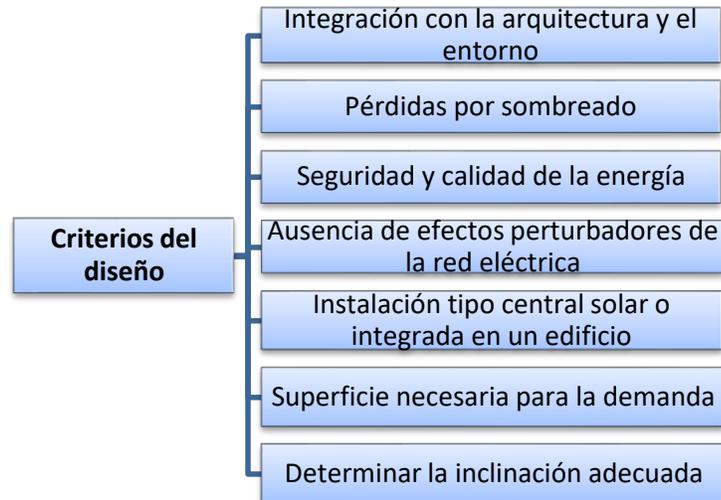
2.3.2 Infraestructura de recursos energéticos distribuidos

La integración de recursos energéticos distribuidos en la red eléctrica es sin duda, una de las acciones fundamentales para la atención de los desafíos actuales del sector energético, y sólo tiene sentido si se enmarca en un concepto de red de distribución automatizada.

Teniendo en cuenta la información de la red y las características ambientales donde se sitúa, se determina la capacidad de generación de energía que permita integrar fuentes alternativas de generación renovables y la necesidad de incluir sistemas de almacenamiento de energía. En esta etapa es fundamental un correcto dimensionamiento y ubicación, en búsqueda de garantizar el abastecimiento de la demanda energética, aumentando la eficiencia del sistema y acotando el costo económico de la instalación.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se muestran los criterios generales para el diseño de sistemas fotovoltaicos. Es importante mencionar que Colombia cuenta con radiación solar constante en amplias zonas del territorio debido a su posición geográfica.

Figura 2-2. Consideraciones del diseño de sistemas PV



Una vez determinada la cantidad, capacidad y ubicación de los sistemas de generación se simula y analiza el impacto sobre la red, evaluando nuevamente las principales variables: Pérdidas en líneas y transformadores, corrientes de líneas, cargabilidad de los transformadores, regulación de tensión en los nodos de media y baja tensión, la distorsión armónica total o $THDi$ y el factor de potencia.

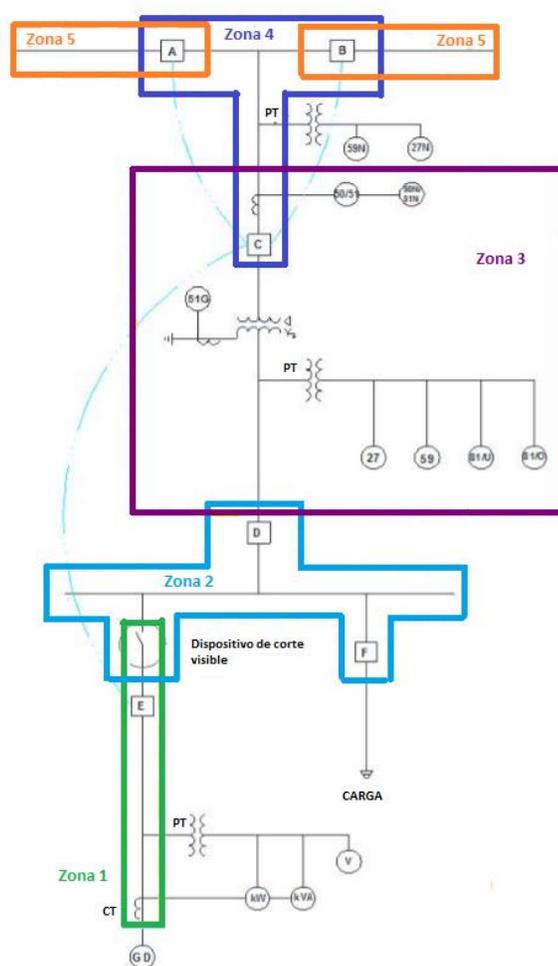
En el análisis se debe identificar si por alguno de los sistemas o puntos de ubicación planteados se presenta afectación de las características de operación de los equipos, elementos actuales o el desempeño de la red. En caso de ser así, se deben replantear o ajustar los criterios de dimensionamiento y ubicación hasta obtener un resultado satisfactorio. Con el fin de optimizar el dimensionamiento y ubicación de sistemas de generación distribuida se sugiere el uso de técnicas aplicadas como métodos analíticos, metaheurísticas o programación matemática en función de uno varios objetivos que dependen de las características de operación actual de la red a automatizar como reducción de pérdidas, minimización de costo de operación, mejora de los perfiles de tensión, entre otros.

2.3.3 Infraestructura de protecciones eléctricas

En el diseño del sistema de protecciones de un sistema de potencia se debe garantizar que con la menor cantidad de elementos se tenga la capacidad de realizar el despeje de las fallas correctamente cuando se le requiera. Todo esto se debe realizar en el menor tiempo posible en busca de evitar daños a los equipos.

Teniendo la topología de la red con sistemas DER, se separa por zonas para asignación de las funciones de protecciones, como se indica en la Figura 2-3.

Figura 2-3. Topología de diseño para el sistema de protecciones incluyendo DER



En la zona 1 se debe plantear la protección de los recursos energéticos distribuidos DER, por medio de un interruptor que permita la comunicación con los demás elementos y su operación de manera remota. De esta forma el sistema adquiere la capacidad de responder en caso de detección de fallas en otros nodos. Adicionalmente toda reconexión se debe efectuar de manera coordinada con el interruptor C de la zona 3 después de una falla, manteniendo en todo momento el sistema bajo control. Por otro lado, se debe verificar que los inversores tengan incorporadas las funciones de protección de baja y sobre frecuencia, baja y sobretensión y la función de detección de formación de islas no intencionales. Los sistemas con capacidad mayor o igual a 250 KW deben contar con un sistema de supervisión de tensión, potencia activa y reactiva.

En la zona 2 se debe disponer de un interruptor como el que se muestra en la posición F el cual debe aislar la carga en caso de falla en ese punto. Así mismo un interruptor en la ubicación D que se encarga de brindar respaldo al interruptor E y F en caso de que estos no operen normalmente. Estas protecciones deben contar con funciones de baja tensión (27), sobretensión (59) y sobrecorriente (50,51) no direccional tanto de tierra como fase.

La zona 3 es la de protección de transformador, punto en el cual las protecciones deben detectar las fallas en otras zonas de la red, lo cual se realiza con las funciones de protección de sobrecorriente de neutro (51G), Sobrecorriente para Fallas entre Fases y Tierra (50,51) y protección de falla a tierra del generador (59N, 27N). Adicionalmente, se debe proyectar el interruptor C el cual debe tener la capacidad de transmitir la señal de apertura al interruptor E de la zona 1 en caso de detección de fallas en las zonas 4 o 5.

Por otra parte, para todos los puntos de conexión de sistemas DER en el lado de baja del transformador es necesario establecer protecciones con las funciones de baja tensión (27), contactor de aislamiento (29) y protecciones de máxima y mínima frecuencia (81/O, 81/U).

La zona 4, se encarga de proteger el alimentador que conecta el anillo o ramal con el transformador de distribución, en esta zona se debe aumentar la selectividad de las protecciones y así mejorar la confiabilidad del suministro ante fallas que puedan presentarse. Los interruptores A y B sobre la sección de la red deben ser de sobrecorriente no direccional y servir de respaldo al interruptor C.

La zona 5 es la de protección del anillo o ramal principal, en la cual se deben instalar relés no direccionales con funciones de comunicación y control remoto sobre los interruptores A

y B que permitan el flujo de información de todas las protecciones del anillo y los ramales, sus respaldos son las protecciones de los nodos adyacentes.

2.3.4 Infraestructura de comunicaciones

El sistema de comunicaciones es el factor principal para obtener la integración e interoperabilidad entre todos los elementos y sistemas de la red automatizada permitiendo llevar la información hasta la plataforma de gestión y control. Por tal razón se requiere que el sistema de comunicación sea de arquitectura abierta, capaz de crecer o adaptarse según las necesidades cambiantes de la red y de los usuarios, así como la respuesta al establecimiento de metas como la eficiencia energética, las acciones de gestión de la demanda y de la posibilidad de integración de recursos distribuidos.

Para iniciar es necesario realizar la revisión detallada del sistema de comunicaciones con el que se cuente, evaluando la cobertura, el desempeño de la arquitectura y los protocolos existentes. Posteriormente se debe validar el cumplimiento de los requisitos, previendo los requerimientos futuros y aprovechando el desarrollo de nuevas tecnologías que servirán como soporte para la implementación de beneficios como el flujo de energía bidireccional, la capacidad de interacción directa con el usuario, el desarrollo de sistemas de medición avanzada, la gestión y visualización de la información en tiempo real.

Para lo anterior, se debe hacer una comparación y validación entre arquitecturas y protocolos respecto a criterios como rendimiento y confiabilidad, es decir la cantidad de información que puede ser enviada continuamente al usuario por la red de comunicaciones, evaluando a su vez el tiempo que transcurre entre la emisión de una petición desde una distancia determinada y el rendimiento de la acción solicitada. Así mismo verificar el tiempo máximo entre fallas de comunicación y por último evaluar la habilidad del sistema para identificar y contrarrestar accesos no autorizados a la red.

En caso de existir una deficiencia del sistema actual se debe proponer una mejora como la ampliación de cobertura o un sistema adicional que brinde el soporte necesario para la automatización de la red.

2.3.5 Sistema de gestión, adquisición, supervisión de datos y control

Una vez establecidos los requisitos de infraestructura de generación distribuida, medición inteligente, sistemas de protección y comunicaciones, es posible determinar los requisitos de un sistema que gestione la totalidad de la información de los sistemas anteriores y controle los dispositivos de manera remota.

Para esto es necesario una revisión previa del volumen de datos que va a utilizar la red de comunicaciones y cantidad de nodos o elementos a monitorear y controlar remotamente.

Una vez conocida la información anterior se debe plantear un sistema de gestión y control el cual este compuesto por un software especializado que integra diferentes clases de hardware como sensores, alarmas, PLC, controladores de procesos y actuadores, que se encargan de captar la información de sistema, ejercer la automatización física y el control del sistema.

El segundo componente son los ordenadores remotos, los cuales se deben situar en los nodos estratégicos del sistema con el fin de gestionar y controlar las subestaciones. Deben tener la capacidad de recibir las señales de los sensores de campo y dirigir los elementos finales de control ejecutando el software de la aplicación seleccionada. Teniendo en cuenta el alto costo de los ordenadores una opción es el uso de PLC programados con dicha función.

El tercer componente fundamental para la automatización es el ordenador principal encargado de la supervisión y recolección de la información de las subestaciones, ya sea mediante ordenadores locales conectados a los instrumentos de campo o directamente sobre dichos instrumentos. Este ordenador debe soportar la interfaz hombre-máquina, permitiendo que en determinadas circunstancias el operador vaya más allá de la máquina o equipo y observe el estado e intervenga en el proceso.

Sus funciones principales son: interrogar en forma periódica a los ordenadores remotos, actuar como interfaz del operador y ejecutar el software seleccionado.

Finalmente, la red de comunicación deber ser interoperable con la infraestructura de medición inteligente, recursos energéticos distribuidos y protecciones eléctricas en busca de la centralización de todas las funciones en un solo sistema, el cual permita al operador realizar la supervisión y control remoto de instalaciones y equipos, procesamiento de datos,

visualización gráfica dinámica, generación de reportes, representación de señales de alarma, almacenamiento de información histórica, programación de eventos, en busca de mejorar la confiabilidad de la red eléctrica. Todo el sistema debe estar configurado de tal manera que la falla de cualquier computadora no afecte la operación de otras en la red.

Por otra parte, las estrategias de gestión de la demanda deben ser diseñadas para cada caso de acuerdo a las características de la red a automatizar y la relación existente entre los usuarios y el operador de dicha red, las cuales pueden ser basadas en precios o incentivos. Sin embargo, las necesidades de infraestructura general para la implementación de las estrategias son las mismas: Medición inteligente, generación distribuida y/o almacenamiento de energía y otros dispositivos automáticos que controlan o limitan la cantidad de energía en ciertos puntos de una instalación eléctrica.

Dado lo anterior, en el sistema propuesto donde se tiene la infraestructura eléctrica y de comunicaciones, la cual centralizan la información y el control es posible la implementación de estrategias de demanda

2.3.6 Validación

Se valida la propuesta del diseño de la automatización de la red de acuerdo con lo planificado para asegurarse que el sistema resultante es capaz de satisfacer los requisitos y necesidades para su aplicación. Así mismo, se debe verificar que la infraestructura planteada cumple con los objetivos, las normas técnicas y la no afectación de las condiciones de operación de los equipos existentes. En caso contrario se realiza nuevas simulaciones con cambios en los parámetros para establecer mejoras hasta obtener un resultado satisfactorio y establecer la nueva topología base.

2.4 Resultados

Una vez se tienen los resultados de la validación del diseño conceptual se realiza un análisis económico del proyecto para obtener información de la inversión que se requiere para la automatización de la red determinada, para lo cual se debe calcular la tasa de retorno y los ahorros económicos y energéticos que se obtendrían con la implementación de la automatización de la red.

3. Caso de estudio: Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá.

Con el fin de validar la metodología anteriormente planteada, se realiza el diseño conceptual de la automatización de la red de distribución de la Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá, siguiendo dichos pasos. Luego el diseño se valida verificando el cumplimiento de los objetivos y necesidades iniciales de la red a automatizar.

En la Universidad Nacional de Colombia, se busca implementar una *Smart Grid*, sin embargo, la universidad no cuenta con un sistema de distribución automatizado ni infraestructura de medición inteligente en su totalidad que permita la implementación de *Smart Grids*, por lo que se inicia con el diseño de la automatización de la red, lo cual permite establecer los requerimientos de infraestructura eléctrica y de telecomunicaciones para la gestión de la red.

3.1 Información de la red actual

Para obtener la información de entrada se usó como base tesis de maestría y pregrado de años anteriores donde describe la red eléctrica de la Universidad. Así mismo se encontró un modelo del diagrama unifilar de la red de media tensión montado en el software Neplan.

Adicionalmente se solicitó la información de matriz de consumo de energía a la empresa que le suministra el servicio de energía eléctrica a la Universidad, y a partir de ahí se identificó como es el consumo y el comportamiento de la curva diaria y horaria en el campus tanto de potencia activa y reactiva.

Luego se realizaron visitas a las subestaciones con el grupo de investigación *Electrical Machine & Drives*, con el fin de efectuar mediciones en el transformador principal y algunas otras subestaciones para determinar cómo es el comportamiento de las variables de la red eléctrica en diferentes ubicaciones con respecto a las características de la red en la alimentación y en diferentes periodos de tiempo como son las noches, los fines de semana y las vacaciones. Las visitas también se aprovecharon para actualizar la información de características de la red, y posteriormente obtener el modelo real.

3.2 Descripción de la red

La red de media tensión del campus de la sede Bogotá de la Universidad Nacional de Colombia alimenta alrededor de 125 edificios (de los cuales 17 han sido declarados monumento nacional), en los que se realizan labores académicas, investigativas y administrativas, por cerca de 24.668 estudiantes de pregrado, 6.244 de posgrado, 1933 docentes de planta activos y 1920 cargos administrativos; para un total de 34.765 personas que permanecen en las instalaciones del campus.

El sistema eléctrico del campus está conformado por una red de media tensión independiente, conectada con el Sistema Interconectado Nacional - SIN por medio de 2 circuitos externos. El primero de estos, que se conecta con la subestación de la Registraduría Nacional y el segundo con la subestación de la calle 26 con carrera 39. Ambos circuitos se conectan a la red de la Universidad por medio de la subestación de la calle 26.

La topología en anillo de la red eléctrica del campus, con una longitud aproximada de 8,47 km se distribuye internamente por ductos subterráneos. Actualmente, la red está conformada por 37 subestaciones eléctricas, interconectadas por medio de 37 líneas.

32 de las subestaciones se encuentran ubicadas en locales contiguos a los edificios del campus y las restantes 5, de tipo pedestal, se encuentran ubicadas a la intemperie a las afueras de los edificios (incluyendo la S/E de la Hemeroteca).

Cada subestación del campus universitario cuenta con un transformador trifásico con conexión Dyn5 y con sus respectivas celdas de protección y de medida. Sin embargo, las subestaciones eléctricas de Ensayos Hidráulicos (Hangar) y de Observatorio Astronómico-LABE cuentan con dos (02) transformadores cada una. Por su parte, la subestación eléctrica del Edificio de Hidráulica cuenta con tres (03) transformadores, dos (02) de 150 kVA y uno (01) de 75 kVA. Para un total de 40 transformadores.

Treinta y ocho (38) de estos transformadores son refrigerados por aceite y los 3 restantes por aire. Los niveles de tensión de los transformadores son de 11.4 kV por el lado de alta tensión y 214 V o 440 V por el lado de baja. Su potencia nominal oscila entre los 45 kVA y los 500 kVA.

La Tabla 3-1 reúne las características principales de cada subestación, información tomada de tesis de pregrado y maestría de años anteriores donde se realizó el levantamiento de la información. Se realizó la actualización de la red eléctrica al año 2017.

Tabla 3-1. Características de las subestaciones de la red eléctrica del campus universitario

ID S/E	ID TR	Subestación Eléctrica	Tipo	Tipo de aislamiento	Potencia Nominal [kVA]	Tensión nominal de entrada [kV]	Tensión de salida [V]
1	1	Calle_26 (Principal)	Local	Aceite	150	11.4	214
2	2	Sociología (Ciencias Humanas)	Local	Aceite	112.5	11.4	214
3	3	Manuel_Ancizar	Local	Aceite	225	11.4	214
4	4	Torre de Enfermería Antíguo	Local	Aceite	225	11.4	214
5	5	Almacén Auxiliar / Agronomía	Local	Aceite	300	11.4	214
6	6	Matadero ICTA	Pedestal	Aceite	500	11.4	214

ID S/E	ID TR	Subestación Eléctrica	Tipo	Tipo de aislamiento	Potencia Nominal [kVA]	Tensión nominal de entrada [kV]	Tensión de salida [V]
7	7	Posgrados Veterinaria	Local	Aceite	150	11.4	214
8	8	Biblioteca_Central	Local	Aceite	400	11.4	214
9	9	Arquitectura	Local	Aceite	225	11.4	214
10	10	Economía	Local	Seco	225	11.4	215
11	11	Uriel Gutierrez	Pedestal	Aceite	400	11.4	216
12	12	Camilo_Torres	Pedestal radial** en local	Aceite	300	11.4	214
13	13	Parque_Humbolt	Local	Aceite	150	11.4	214
14	14	Medicina	Local	Aceite	400	11.4	228/132
15	15	Posgrados de Matemáticas y Física	Local	Aceite	300	11.4	227/131
16	16	Ensayos hidráulicos (Hangar)	Local	Aceite	75	11.4	214
	17	Ensayos hidráulicos (Hangar)	Local	Aceite	75	11.4	440
17	18	Resistencia de materiales - IEI	Local	Aceite	150	11.4	440
18	19	Centro de Cómputo	Local	Aceite	150	11.4	214
19	20	Lab. Veterinaria	Local	Aceite	112.5	11.4	214
20	21	Cine y televisión	Local	Aceite	75	11.4	214
21	22	Edificio Química	Local	Aceite	225	11.4	214
22	23	Farmacia	Local	Aceite	150	11.4	214
23	24	Edificio de hidráulica	Local	Aceite	150	11.4	474
	25	Edificio de hidráulica	Local	Aceite	75	11.4	214
	26	Edificio de hidráulica	Local	Aceite	150	11.4	214
24	27	Observatorio Astronómico	Local	Aceite	225	13.2 - 11.4	214
	28	LABE	Local	Aceite	300	13.2 - 11.4	454
25	29	Ciencias Naturales	Local	Aceite	112.5	11.4	214
26	30	Genética	Local	Aceite	300	13.2 - 11.4	214

ID S/E	ID TR	Subestación Eléctrica	Tipo	Tipo de aislamiento	Potencia Nominal [kVA]	Tensión nominal de entrada [kV]	Tensión de salida [V]
27	31	Talleres de mantenimiento	Local	Aceite	112.5	11.4	214
28	32	IICA	Pedestal**	Aceite	75	11.4	220
29	33	Posgrados de Humanas	Local	Aceite	225	11.4	214
30	34	Unisalud	Pedestal	Aceite	112.5	11.4	214
31	35	Ciencia y Tecnología	Local	Seco*	300	11.4	214
32	36	Odontología	Pedestal	Aceite	150	11.4	214
33	37	Facultad de Ingeniería 401	Local	Aceite	225	11.4	214
34	38	Guarderia_Jardin Infantil	Local	Seco*	45	11.4	214
35	39	Enfermeria Nuevo	Local	Aceite	300	11.4	214
36	40	Biología **	Pedestal	Aceite	225	11.4	214
37	41	Hemeroteca	Local	Aceite*	500		
CAPACIDAD INSTALADA TOTAL (Incluyendo Hemeroteca) [kVA]						8657.5	
Potencia demandada Campus						2280.3	
Proporción de consumo respecto a la Capacidad Instalada						0.26	

3.3 Capacidad instalada

La capacidad de potencia actualmente instalada en el campus, corresponde a 8157,5 kVA (8,16 MVA aproximadamente).

3.4 Modelo de la red eléctrica

El diseño del modelo de la red eléctrica del campus se realizó en el software especializado en análisis de sistemas eléctricos de potencia NEPLAN®. El modelo fue tomado de tesis de pregrado y maestría de años anteriores y se procedió a actualizarlo con la información del año 2017. El diagrama unifilar de la red de media tensión actualizado se muestra en la Figura 3-1. Está constituido por las 37 subestaciones eléctricas del campus y las respectivas líneas que las interconectan. Los valores de carga de algunas subestaciones corresponden

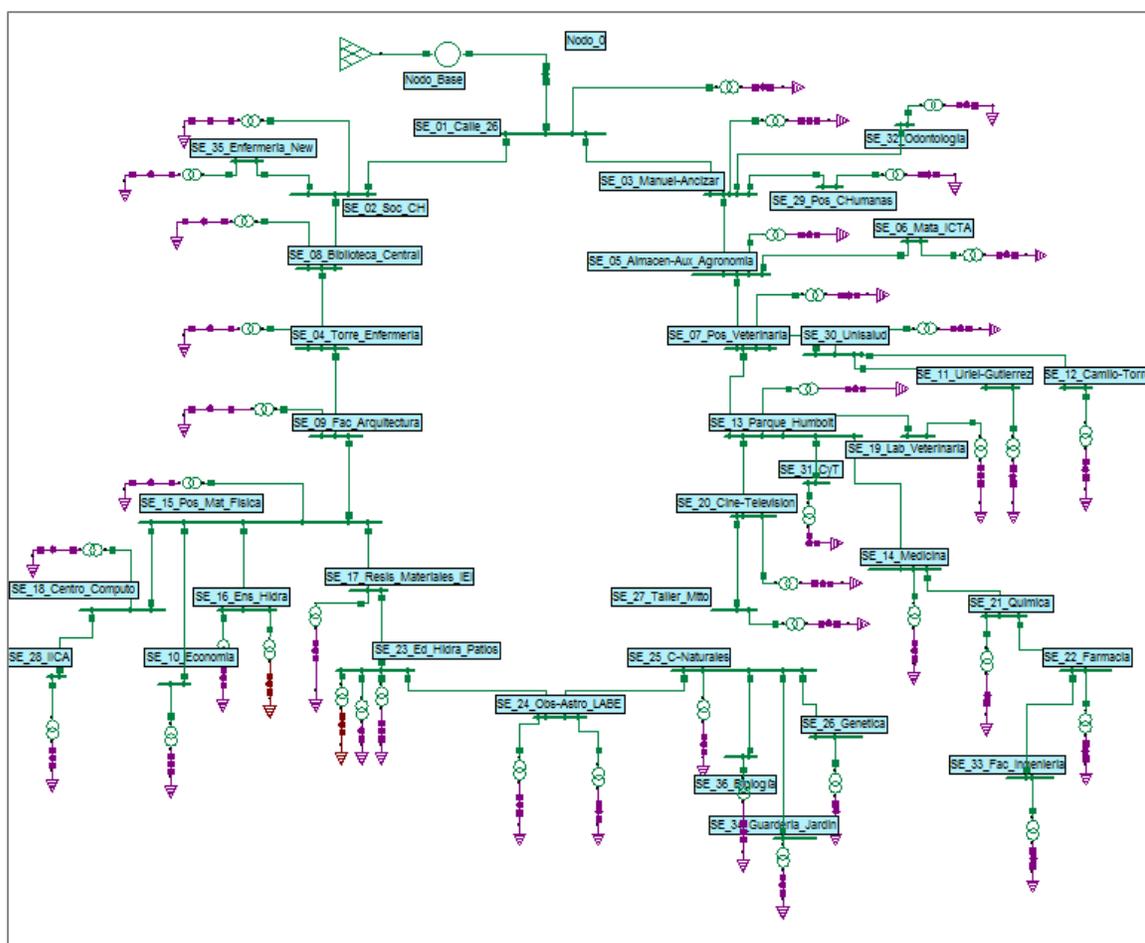
a valores medidos en tiempo real y los demás a la estimación de carga realizada por medio de simulaciones.

Las subestaciones eléctricas que cuentan con mediciones reales son:

- Ciencia y tecnología
- Sociología
- Parque Humbolt
- Medicina
- Economía
- Química
- Centro de cómputo
- Edificio nuevo de enfermería
- Farmacia
- Talleres de Mantenimiento
- Odontología
- Posgrados de Ciencias Humanas
- Frontera comercial de Universidad Nacional

El modelo de la red eléctrica del campus universitario, actualizado al año 2017, se muestra en la Figura 3-1.

Figura 3-1. Modelo de la red eléctrica del Campus construido en NEPLAN®.



Los datos de entrada del modelo de la red eléctrica de media tensión del campus universitario se obtuvieron de la información consignada en el diagrama unifilar general existente de las subestaciones del campus, de las visitas a campo realizadas y de las mediciones en tiempo real obtenidas de los medidores inteligentes instalados. Esta información se describe a continuación:

- **Líneas**

El sistema eléctrico de la red de media tensión del campus está interconectado por 38 líneas. Las características de los conductores y su distancia se muestran en la Tabla 3-2. Los parámetros de los conductores fueron tomados de una de las librerías del software.

Tabla 3-2. Características de las líneas de la red eléctrica del campus

Nombre línea	Tipo conductor	Longitud [m]	I max [A]	R(1) [Ohm/km]	X(1) [Ohm/km]	R(0) [Ohm/km]	X(0) [Ohm/km]
Alimentación	Aérea/4/0 ACSR	0.7660	355	0.26180	0.91418	0.26180	0.91418
Line_Clle26_M-Ancizar	15 kV - 4/0 AWG	0.1860	400	0.23294	0.29199	1.24344	1.05971
Line_Clle26_Socio	15 kV - 4/0 AWG	0.2905	400	0.23294	0.29199	1.24344	1.05971
Line_M-Ancizar_Pos_CHumanas	15 kV - 2/0 AWG	0.1365	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470
Line_M-Ancizar_Almacen-Agronomia	15 kV - 4/0 AWG	0.4630	400	0.23294	0.29199	1.24344	1.05971
Line_Almacen-Agronomia_Mata-ICTA	15 kV - 2/0 AWG	0.1085	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470
Line_Alm-Agron_PosVete	unal subte 2/0	0.3250	166	0.27200	0.18180	0.27200	0.18180
Line_PosVet_P Humbolt	15 kV - 2/0 AWG	0.2550	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470
Line_Pos_Veterinaria-Unisalud	15 kV - 2/0 AWG	0.6250	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470
Line_Unisalud-Uriel-Gutierrez	15 kV - 2/0 AWG	0.1645	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470
Line_Unisalud_Camilo-Torres	15 kV - 2/0 AWG	0.2845	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470
Line_PHumbolt_LabVeterinari	15 kV - 4/0 AWG	0.2135	400	0.23294	0.29199	1.24344	1.05971
Line_PHumbolt-Medicina	15 kV - 2/0 AWG	0.1500	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470
Line_Medicina-Quimica	15 kV - 2/0 AWG	0.1050	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470
Line_Quimica-Farmacia	15 kV - 4/0 AWG	0.0805	400	0.23294	0.29199	1.24344	1.05971
Line_PHumbolt-Cine_TV	15 kV - 2/0 AWG	0.4235	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470
Line_CNaturales-Genetica	15 kV - 2/0 AWG	0.1890	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470

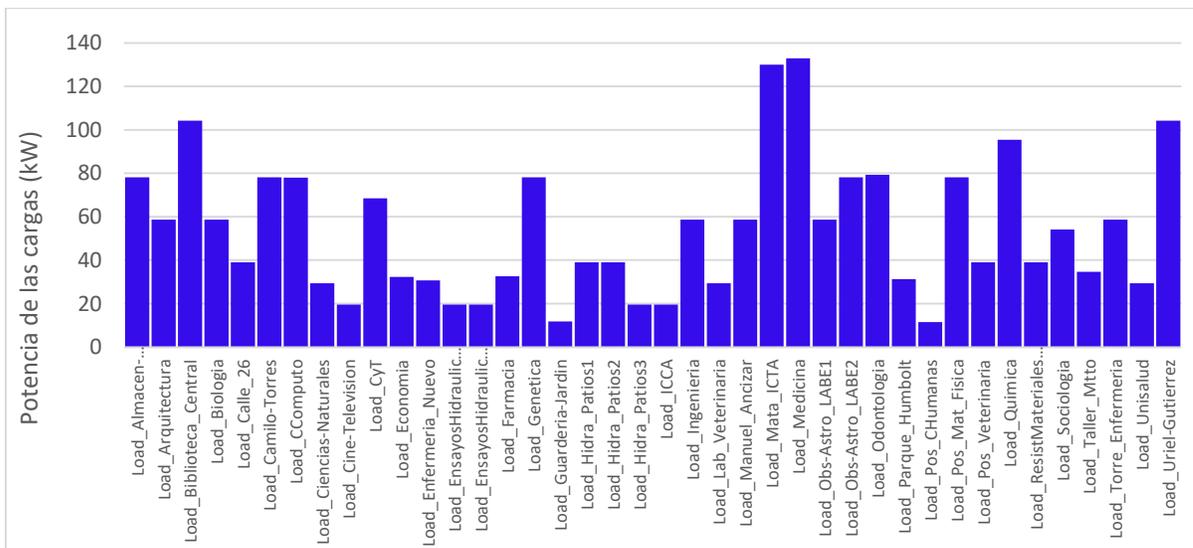
Nombre línea	Tipo conductor	Longitud [m]	I max [A]	R(1) [Ohm/km]	X(1) [Ohm/km]	R(0) [Ohm/km]	X(0) [Ohm/km]
Line_Soc_Biblioteca-Central	15 kV - 4/0 AWG	0.1575	400	0.23294	0.29199	1.24344	1.05971
Line_Biblio-Central_Torre-Enfer	15 kV - 2/0 AWG	0.2030	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470
Line_TorreEnf-Arquitectura	15 kV - 2/0 AWG	0.1995	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470
Line_Arquitectura-PosMat_Fisica	15 kV - 2/0 AWG	0.1225	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470
Line_Pos_Mat_Fisica-CComputo	15 kV - 2/0 AWG	0.2153	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470
Line_PosMat_Fisica-Ensayos_Hidra	15 kV - 2/0 AWG	0.0980	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470
Line_PosMat_Fisica-Resis_Materiales_IEI	15 kV - 2/0 AWG	0.1505	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470
Line_IEI_Ed-Hidra-Patios	15 kV - 2/0 AWG	0.0980	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470
Line_C-Naturales_Obs-Ast_LABE	15 kV - 2/0 AWG	0.3115	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470
Line_CComputo-IICA	15 kV - 4/0 AWG	0.0988	400	0.23294	0.29199	1.24344	1.05971
Line_Pos-Mat-Fisica_Economia	15 kV - 2/0 AWG	0.0677	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470
Line_PHumbolt-CYT	15 kV - 2/0 AWG	0.2450	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470
Line_M-Ancizar_Odontologia	15 kV - 2/0 AWG	0.2450	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470
Red_Calle26	--	0.1295	275	0.41600	0.91418	0.41600	0.91418
Line_Farmacia_Ingenieria	15 kV - 4/0 AWG	0.0805	400	0.23294	0.29199	1.24344	1.05971
Line_C-Naturales-Guarderia-Jardin	15 kV - 2/0 AWG	0.2450	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470
Line_EdHidra_Patios-Obs_Astro_LABE	15 kV - 2/0 AWG	0.3500	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470
Line_Soc_CH-Enfermeria_Nuevo	15 kV - 2/0 AWG	0.1575	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470

Nombre línea	Tipo conductor	Longitud [m]	I max [A]	R(1) [Ohm/km]	X(1) [Ohm/km]	R(0) [Ohm/km]	X(0) [Ohm/km]
Line_Cine_TV-Taller_Mtto	15 kV - 2/0 AWG	0.3885	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470
Line_CNaturales-Biologia	15 kV - 2/0 AWG	0.1500	295	0.35433	0.31168	1.37139	1.16470

▪ Cargas

Para el consumo de las cargas de cada subestación eléctrica se tuvieron en cuenta los valores obtenidos de los medidores inteligentes instalados. Para las subestaciones eléctricas de las que no se tienen medidas del consumo, se procedió a realizar una asignación estimada de potencia demandada. Teniendo en cuenta el consumo global del campus universitario y los valores de potencia demandada conocida, se asignó la diferencia de potencia como una proporción de la potencia demandada en el campus, de acuerdo a la ponderación de la capacidad nominal de los transformadores respecto a la capacidad instalada en el campus; obteniendo los valores mostrados en la Figura 3-2.

Figura 3-2. Potencia máxima demanda por cada subestación eléctrica del campus.

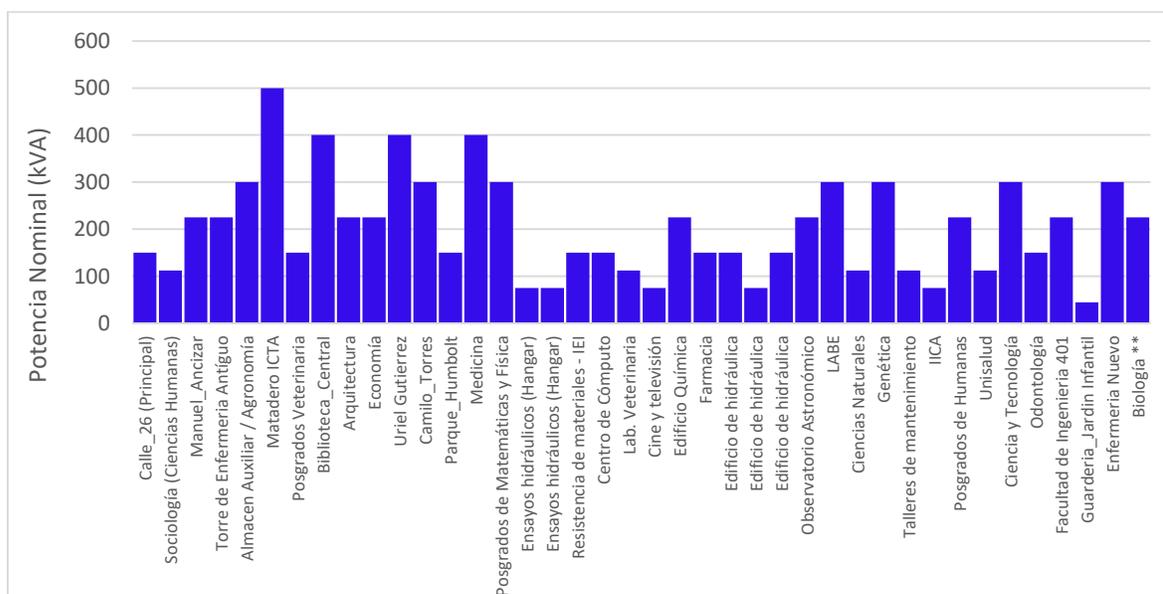


Se observa que las mayores cargas son Matadero Icta y Medicina con 130 kW y 132 kW respectivamente, 28 de las cargas se encuentran por debajo de 60 kW.

▪ Transformadores

Las potencias nominales de los transformadores de las subestaciones eléctricas del campus se muestran en la Tabla 3-1. Para un total de 40 transformadores cuya potencia nominal oscila entre los 45 kVA y los 500 kVA (Figura 3-3).

Figura 3-3. Potencia nominal de los transformadores de la red eléctrica del campus



3.5 Flujo de carga

Al realizar el modelo de la red eléctrica de media tensión del campus universitario y correr el flujo de carga, por medio del método de Newton Raphson, se obtienen los siguientes resultados de cada elemento

- Potencia activa, potencia reactiva, corriente, ángulo de la corriente, cargabilidad, pérdidas de potencia activa y reactiva para líneas y transformadores del sistema.
- Potencias activa y reactiva, corriente y su ángulo para cargas.
- Tensión, variación de tensión y ángulo de la tensión para los nodos del sistema

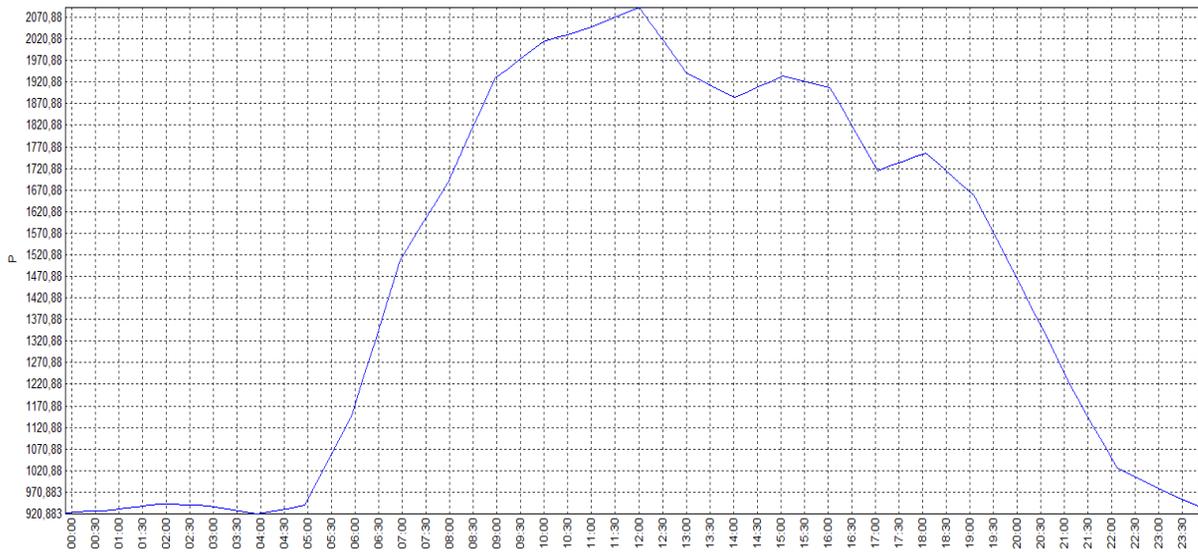
Con base en esta información se obtienen las siguientes gráficas que muestran el estado del sistema. Teniendo en cuenta que la capacidad de potencia instalada en el campus, sin incluir la subestación eléctrica de la Hemeroteca, es de 8157.5 kVA, se observa que el consumo de potencia total (incluyendo pérdidas) es inferior a la capacidad total de los transformadores de potencia en funcionamiento la cual es aproximadamente de 2191.4 kVA

con un factor de potencia de 0.9925; lo que representa alrededor de un 26,9 % del total de la capacidad instalada.

- **Potencia Activa y Reactiva Total**

La Figura 3-4 muestra la potencia activa demandada al Sistema Interconectado Nacional para un día normal de actividad académica. Se presenta una demanda pico de 2,1MVA aproximadamente.

Figura 3-4. Potencia activa total de la red



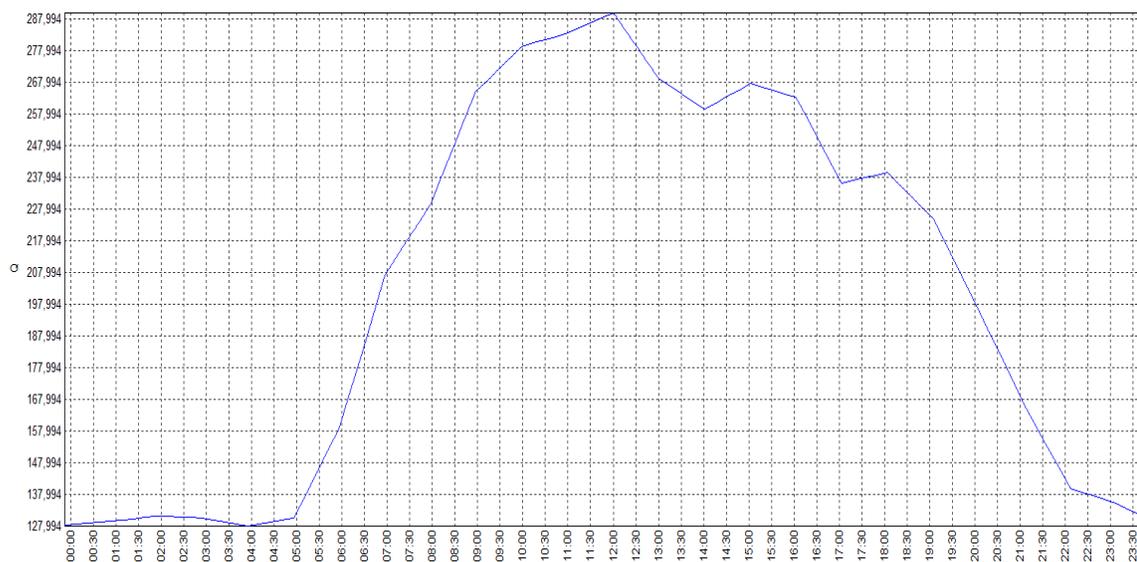
Se observa que desde las 0:00 horas hasta las 5:00 am, el consumo es un valor de 900 kW que corresponden a iluminación, equipos de comunicación y cómputo que permanecen encendidos o en modo suspendido toda la noche.

A partir de las 5:00 am incrementa la demanda de potencia por el inicio de actividades académicas diarias, llegando a su punto máximo a las 12:00 am, por el uso de equipos de las cafeterías, restaurantes y hornos. Luego toma un comportamiento descendiente con algunas variaciones entre las 2 pm y las 5 pm, finalmente alcanza un valor de 1000 kW a las 10:00 pm hasta finalizar el día.

Este comportamiento es similar para todos los días de los meses de actividad académica. En los días entre semana para periodos de vacaciones como diciembre y enero, la potencia máxima demandada alcanza 1,5 MW y para fines de semana 850 kW.

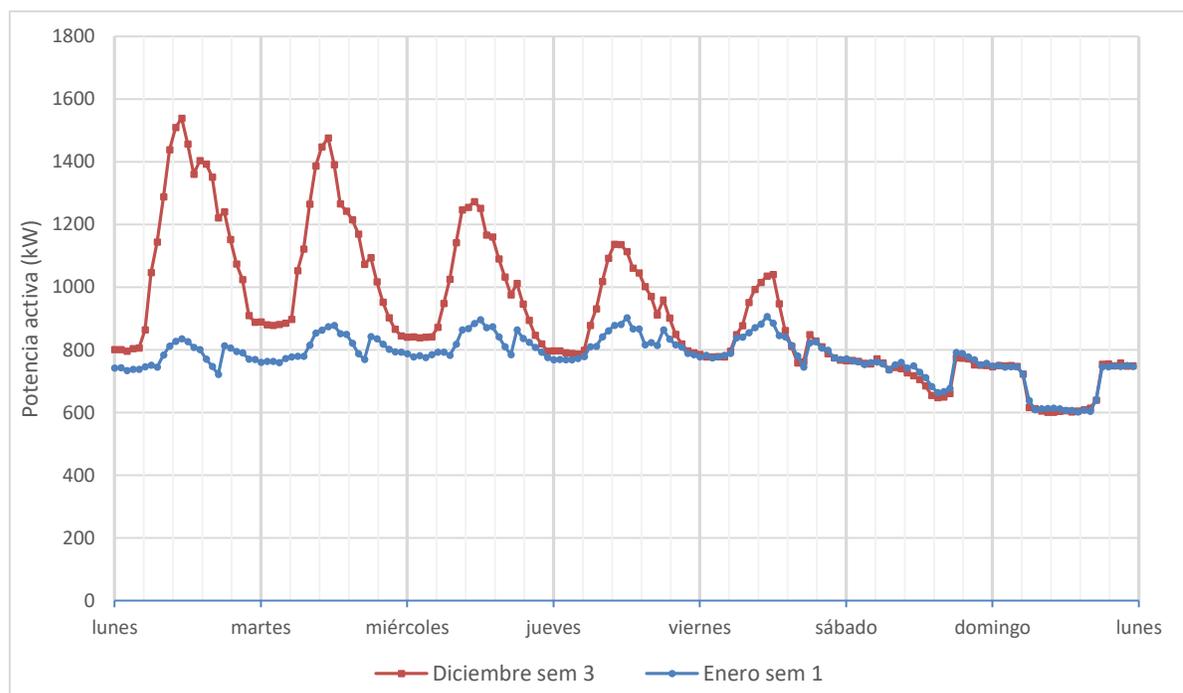
La Figura 3-5 muestra la potencia reactiva demandada, con un pico de 290 kVA a las 12:00 am y con un comportamiento igual a la potencia activa a lo largo del día.

Figura 3-5. Potencia reactiva de la red



El anterior comportamiento y valor de potencia demanda es similar para todos los días de los meses de actividad académica. Para periodos de vacaciones como diciembre y enero, la potencia máxima demandada alcanza 1,5 MW y para fines de semana 850 kW, como se observa en la Figura 3-6.

Figura 3-6. Potencia demanda en periodo de vacaciones



Por otra parte, la Tabla 3-3 presenta el resumen de los resultados del flujo de carga.

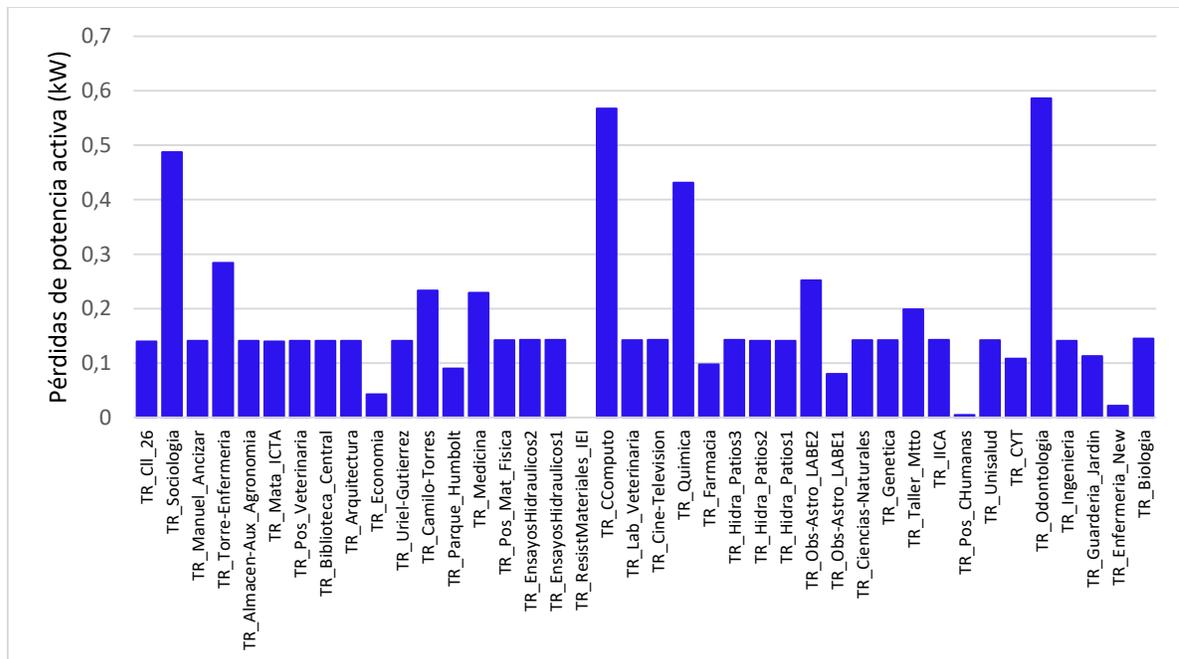
Tabla 3-3. Resumen de los resultados del flujo de carga

RED			
Pérdidas P	Pérdidas Q	P Importada	Q Importada
0.026 MW	0.06 MVar	2.175MW	0.335 MVar
Líneas		Transformadores	
Pérdidas P	Pérdidas Q	Pérdidas P	Pérdidas Q
0.019 MW	0.034 MVar	0.007 MW	0.027 MVar

▪ Pérdidas de Potencia

En todas las máquinas eléctricas hay pérdidas de potencia, en el caso de los transformadores están asociadas principalmente a la resistencia de los devanados y son calculadas como $I^2 \cdot R$.

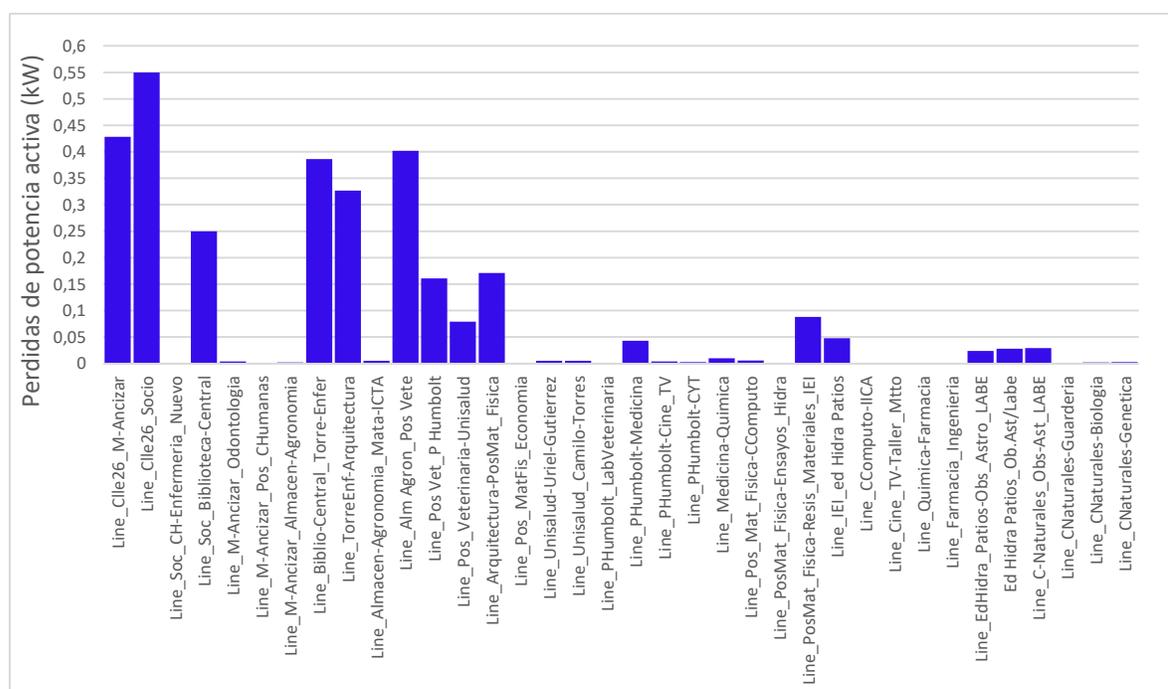
Figura 3-7. Pérdidas de Potencia en los Transformadores



En la Figura 3-7 se observan las pérdidas de potencia para cada uno de los transformadores de las subestaciones y se evidencia que la mayoría de estos tienen pérdidas por debajo de 0,2 kW. El transformador con mayores pérdidas se encuentra ubicado en el edificio de odontología con 0,58 kW es de resaltar que la potencia demandada de dicho transformador es aproximadamente 61,48 kW, y su capacidad es 112,5 kW, por lo que representa un porcentaje alto.

Los transformadores del Edificio de Sociología, Centro de Cómputo y Química también se encuentran por encima del promedio de pérdidas de potencia con 0,48 kW, 0,56 kW y 0,43 kW respectivamente.

Figura 3-8. Pérdidas de Potencia en las líneas



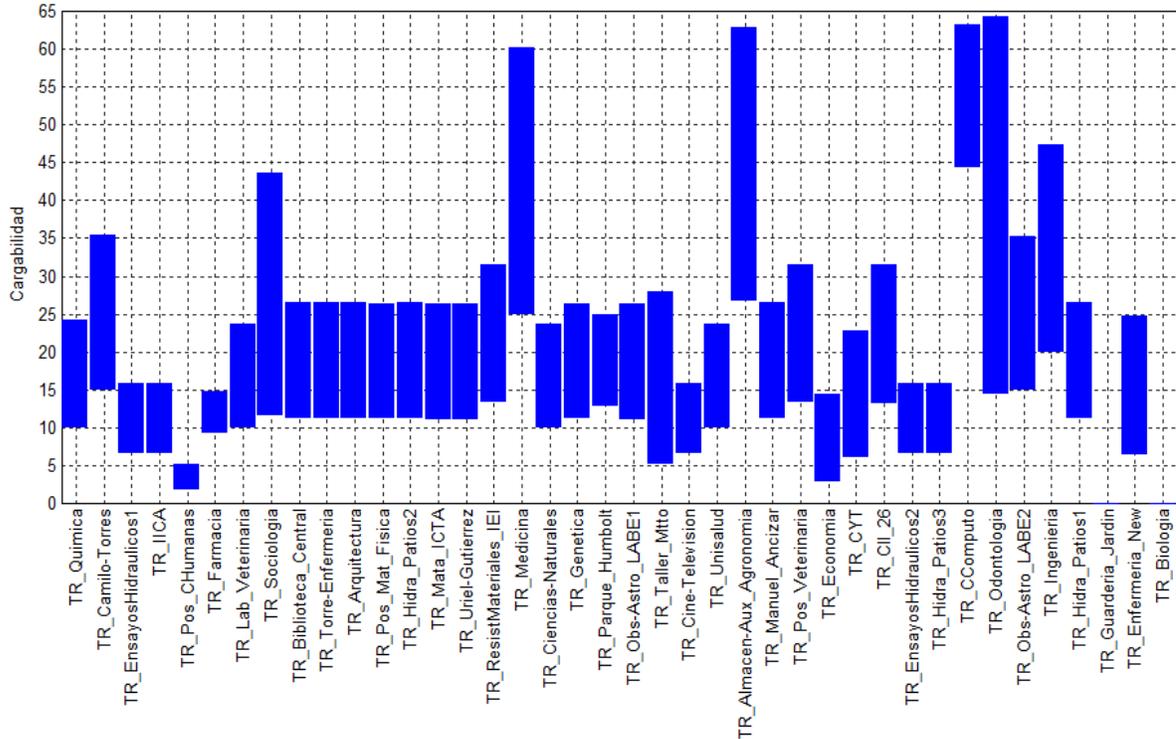
En la Figura 3-8 se muestran las pérdidas de potencia para cada una de las líneas de la red, donde se observa que las líneas provenientes de la Subestación de la Calle 26, son las que presentan mayores pérdidas, alcanzando hasta 550 W por línea.

▪ Cargabilidad de los transformadores

Actualmente los transformadores deben ser diseñados para operar en condiciones de sobre carga, soportar condiciones sobre corriente, sobre tensiones o corriente de falla, esto hace que los fabricantes de estos equipos, establezcan un valor óptimo definido en 70% de cargabilidad, respecto a la potencia nominal del transformador. Con base en la potencia

nominal de cada transformador y las potencias demandadas por las cargas del sistema, se observa en la Figura 3-9 que la cargabilidad de los transformadores no supera el 65%.

Figura 3-9. Cargabilidad en los transformadores



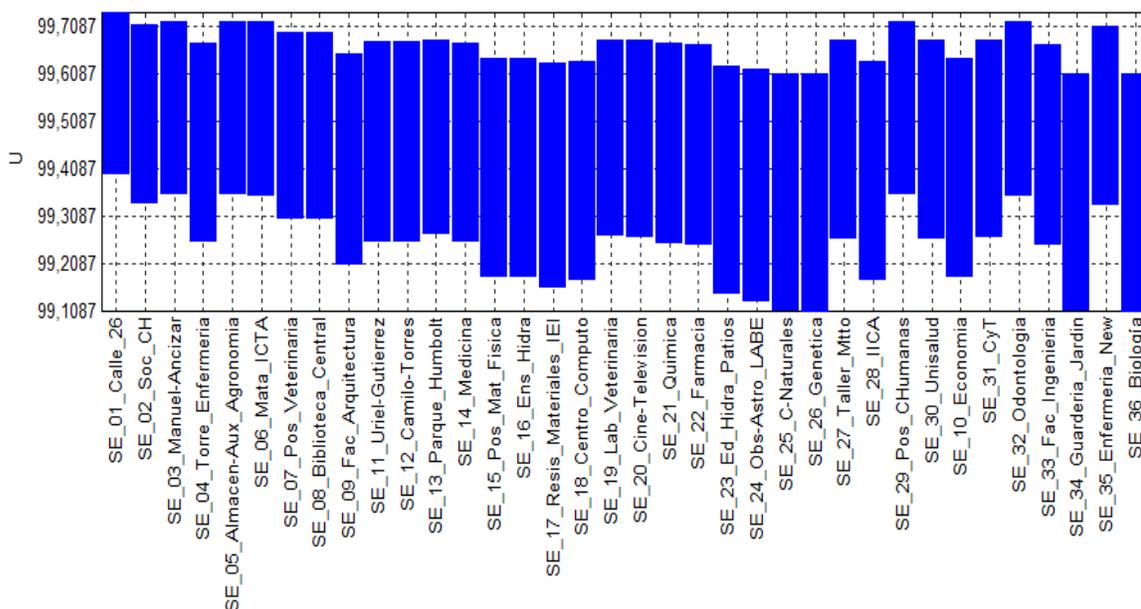
Se observa que la mayoría de transformadores se encuentra por debajo del 40%, y solo sobrepasan este porcentaje los transformadores de las subestaciones de Sociología con 44%, Medicina con 60%, Almacén de agronomía con 63%, Centro de cómputo con 63% y Odontología con 64%. La cargabilidad promedio de los transformadores se encuentra en un 29,4 % aproximadamente.

▪ Regulación de Tensión

La regulación de tensión es el porcentaje de variación de voltaje en el extremo de envío respecto al voltaje en el extremo receptor de una línea. Los principales factores que intervienen en la regulación de tensión son: la longitud de la línea, la carga conectada, el factor de potencia de la carga.

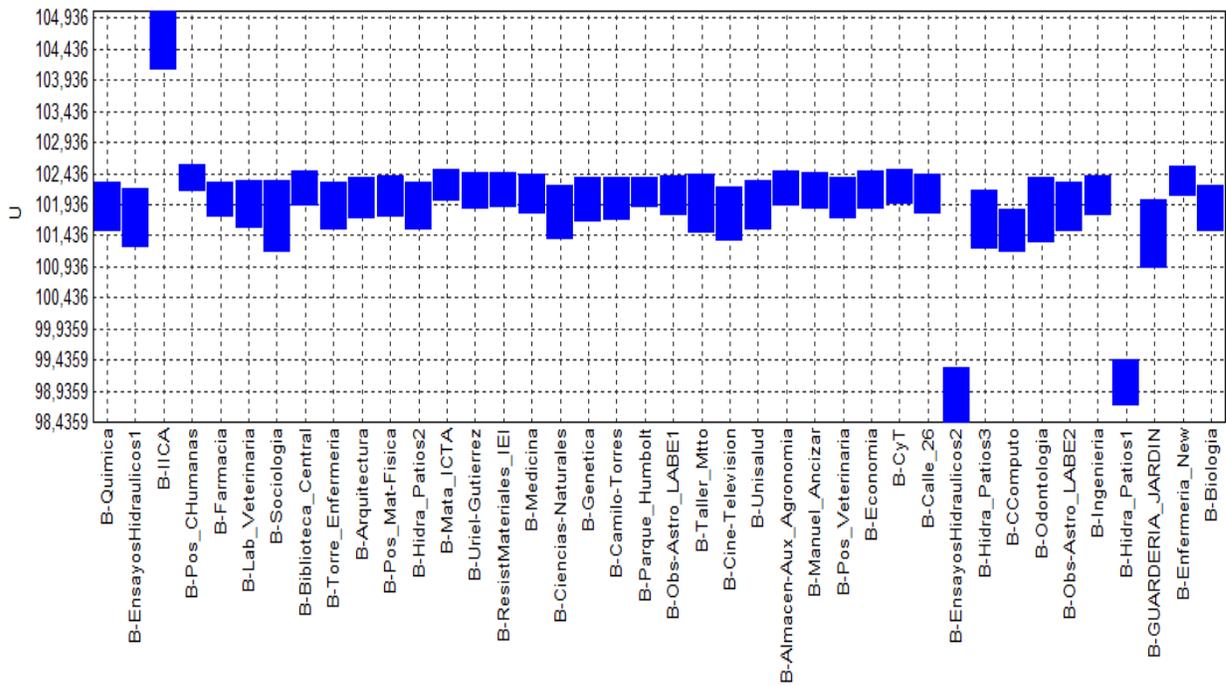
Según la resolución Creg 025 [30], se establece que para redes trifásicas de 3 o 4 hilos de media y baja tensión, la tensión máxima debe ser menor al 110% de la tensión nominal del sistema y la tensión mínima no debe ser inferior al 90% de la nominal.

Figura 3-10. Regulación de tensión de los nodos de 11,4 kV del sistema



En la Figura 3-10. Regulación de tensión de los nodos de 11,4 kV del sistema se muestra el rango del valor porcentual en el que se encuentran las tensiones de cada nodo. Se puede observar que el porcentaje de regulación de tensión en los barrajes de 11.4 kV está dentro de los límites.

Figura 3-11. Regulación de tensión para los barrajes de baja tensión

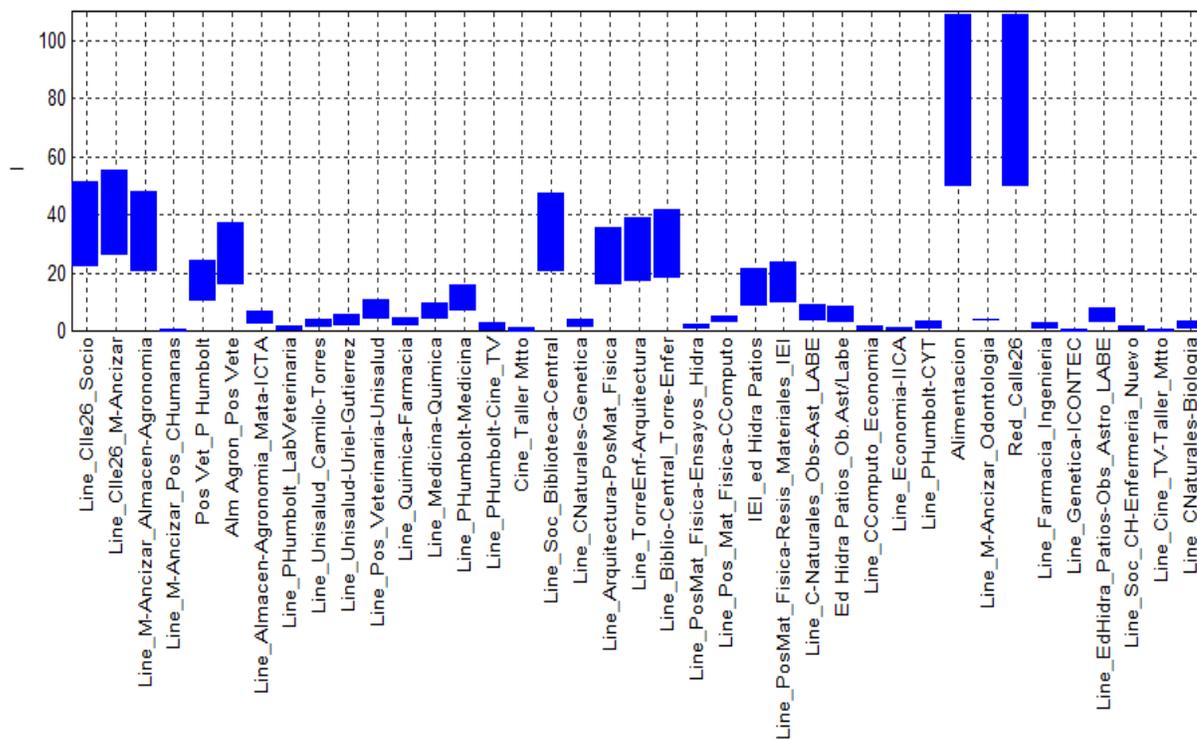


Por otra parte la Figura 3-11 muestra el rango de valores de tensión en los barrajes de baja tensión, en general los valores de tensión promedio se encuentran dentro de los límites establecidos

- **Corrientes del flujo**

Las corrientes del flujo de carga no sobrepasan las capacidades de las líneas del sistema. Las corrientes de las líneas calculadas están en promedio en 20 A; las corrientes más altas se presentan en las líneas que vienen del equivalente de red hacia el sistema de media tensión del campus como son Alimentación y Red_Calle 26 y las siguientes líneas: "Line_Clle26_Socio", "Line_Clle26_M-Ancizar" y "Line_M-Ancizar_Almacen-Agronomia". Los valores de corriente de estas líneas alcanzan los 110 A.

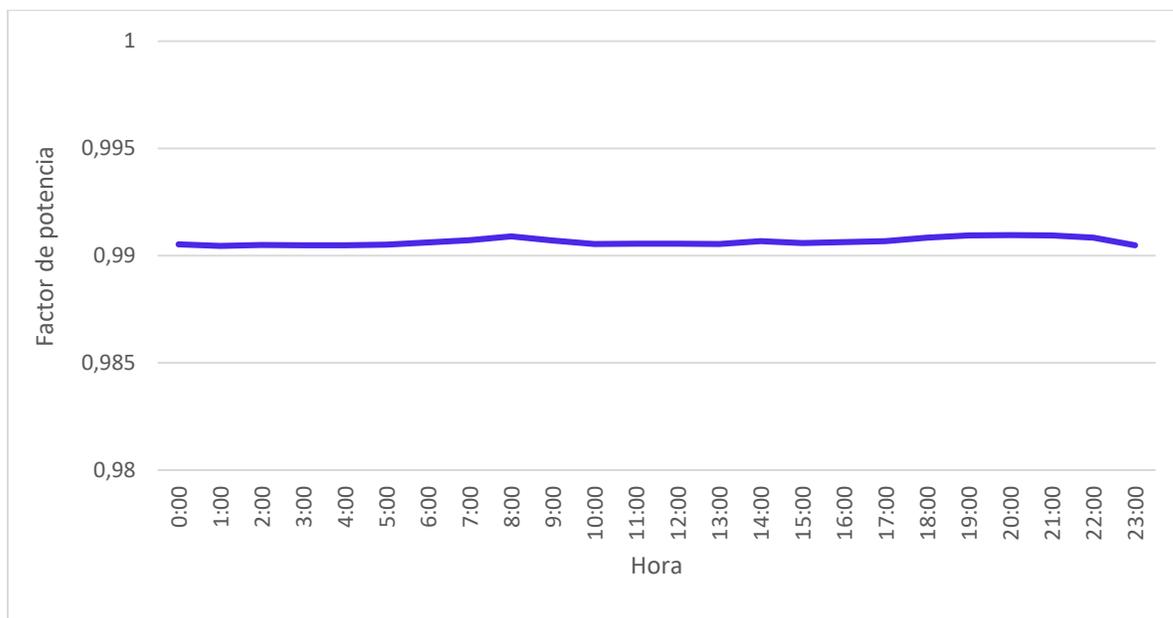
Figura 3-12. Rango de valores de corriente de las líneas del sistema



Factor de potencia

En la Figura 3-13, se observa claramente que el factor de potencia de la red de la Universidad está por encima de 0,99, lo cual es muy buen indicador del estado de la red y cumple con el límite establecido en la Creg que es 0,9 [31].

Figura 3-13. Comportamiento del facto de potencia de la red



De acuerdo a las gráficas anteriores se puede inferir que el consumo de potencia total (incluyendo pérdidas), es inferior a la capacidad total de los transformadores de potencia en funcionamiento, Representando alrededor de un 28 % del total de la capacidad instalada, es decir, los transformadores están sobredimensionados.

El porcentaje de regulación de tensión en los barrajes de 11.4 kV de los nodos del sistema es inferior al 1%, mientras que en baja tensión el porcentaje de regulación en los barrajes de 440 V es inferior al 1.6% y para barrajes de 208 V es inferior al 5%, a excepción del barraje B-IIICA que presenta un aumento de tensión de 5.45%. Lo anterior indica que en general la red del campus no presenta problemas de regulación debido a la baja cargabilidad de las líneas, manteniéndose en los valores establecidos por regulación y normas.

3.6 Evaluación de infraestructura eléctrica y de comunicaciones

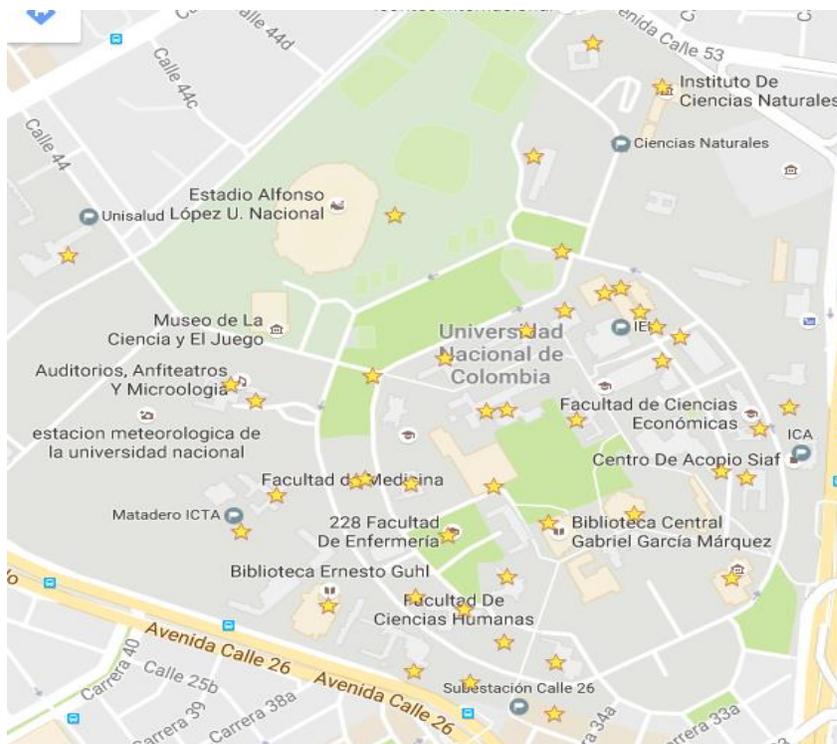
Una vez conocidos los requerimientos para la automatización de redes según los estándares y reglamentos y luego de analizadas las características y comportamiento de la red existente se procedió a evaluar la infraestructura existente y aprovechable en la Universidad respecto a medición avanzada, generación distribuida, sistema de protecciones y de comunicaciones y software de gestión de la información para plantear los requisitos adicionales que permitieran lograr la automatización de la red.

3.6.1 Medición avanzada

El proceso de recolección de datos automatizado se vislumbra como la forma más adecuada de agilizar las operaciones por lo tanto, es necesario evaluar la implementación de sistemas de medición avanzada al interior del campus con el fin de conocer al detalle cómo y cuándo se generan los consumos de energía, aumentando la efectividad en la administración de los recursos, el manejo de los usuarios y la identificación y control de pérdidas, que se traducen en pérdidas económicas para la Universidad.

Actualmente, en el interior del campus hay instalados 52 medidores inteligentes en algunos edificios, subestaciones y circuitos de iluminación, la Figura 3-14 presenta el mapa donde se han instalado los medidores identificados por una estrella amarilla.

Figura 3-14. Medidores instalados en el campus universitario



Los medidores instalados corresponden a una prueba piloto para el estudio de funcionalidades mínimas de equipos de medición inteligente [32]. En la Tabla 3-4 se muestran las funcionalidades del sistema AMI a implementar en la Universidad, para este caso no aplica la implementación modo prepago puesto que la tarificación de la energía eléctrica del campus se realiza de manera total en el medidor de la frontera y no por cada edificio.

Tabla 3-4. Funcionalidades mínimas de AMI para la UN

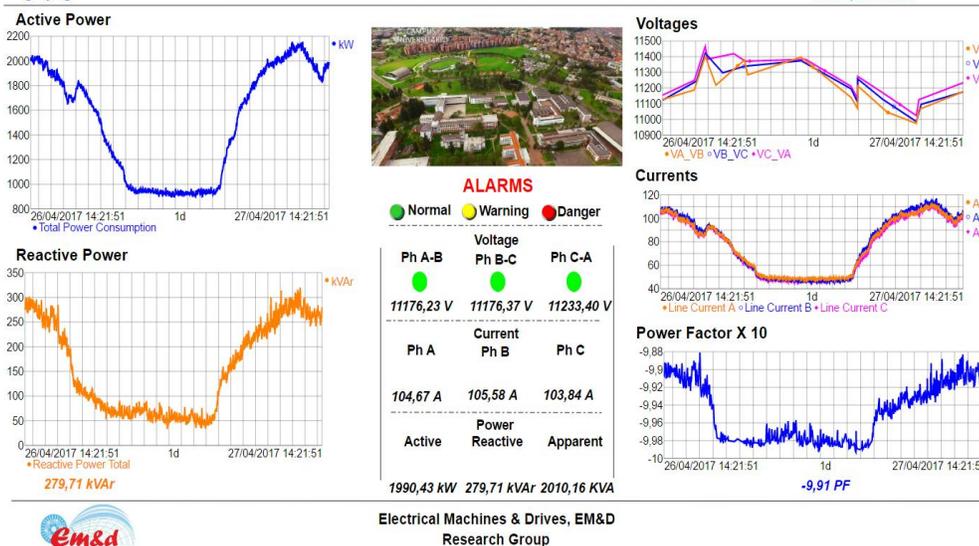
Descripción de la funcionalidad
Lectura remota del medidor
Soporta la importación y exportación de energía
Permite la comunicación bidireccional por diferentes medios

Descripción de la funcionalidad
Acceso del usuario a la información del medidor
Prevención y detección de fraudes
Permite la sincronización de tiempos del medidor con el sistema de medida
Conexión y desconexión del suministro de energía y/o limitación de potencia de forma remota

Actualmente en la Universidad se ha implementado una combinación de tres arquitecturas de comunicación: *Zigbee*, *Wifi* y *Ethernet* lo cual ha permitido la comunicación bidireccional entre los medidores y el sistema de gestión existente, obteniendo visualización en tiempo real de 8 de los 52 medidores a través del LAB+i.

Un ejemplo la visualización es la subestación principal de la calle 26 (Figura 3-15). Se observa el comportamiento de las variables potencia activa, reactiva, voltajes y corrientes para cada fase y el factor de potencia. Los periodos de visualización se pueden seleccionar por 1 hora, 8 horas, 1 día, 1 semana o un mes, gracias al proceso de almacenamiento, gestión y visualización de la información de la plataforma PISystem.

Figura 3-15. Visualización en tiempo real de las mediciones S/E Calle 26



Para complementar la infraestructura de medición inteligente es necesario instalar en todos los edificios de la Universidad, subestaciones, cargas especiales y en los sistemas de generación distribuida, medidores inteligentes con sus respectivos transformadores de corriente o CT's de medición y vincularlos al sistema de PISystem para obtener información completa y en tiempo real, en busca de la caracterización de cargas, para los circuitos especiales como el caso de la iluminación tanto interior como exterior, se recomienda instalación de elementos de control que optimizan su gestión. Estos equipos, al igual que los ya instalados deben permitir la lectura remota, comunicación bidireccional por diferentes medios y la conexión y desconexión de suministro de energía de forma remota para integrarlos al sistema de gestión permitiendo la programación de acciones de control y eventos. Se propone que los equipos de medida inteligente sean de gama media con el fin de conservar las funcionalidades sin exceder los costos.

Dada la extensión de la Universidad y la compleja ubicación de los equipos de medida, es necesario complementar la red de comunicaciones con tecnologías adicionales de dos vías como: GSM, 4G o PLC las cuales permiten disminuir la pérdida de información por fallas en la red de comunicaciones, permiten la comunicación con los sensores instalados y aumentan y soportan para la implementación de otras funcionalidades necesarias para la gestión de la demanda.

3.6.2 Generación distribuida

A pesar de los beneficios que representa la implementación de DER en la red eléctrica, la Universidad nacional, sede Bogotá aún no cuenta con un sistema de generación distribuida con energía renovable conectado a la red. Por lo tanto, se realizó la evaluación preliminar de la disponibilidad del recurso energético renovable, identificando que por la ubicación geográfica de la Universidad la energía solar es la fuente más aprovechable para la implementación de sistemas energéticos distribuidos en el campus universitario y su impacto en la red (Ver Capítulo 4). A continuación, se presentan las características generales y requerimientos de los sistemas propuestos para conexión a la red de la Universidad. del impacto de la integración de DER conectado a la red

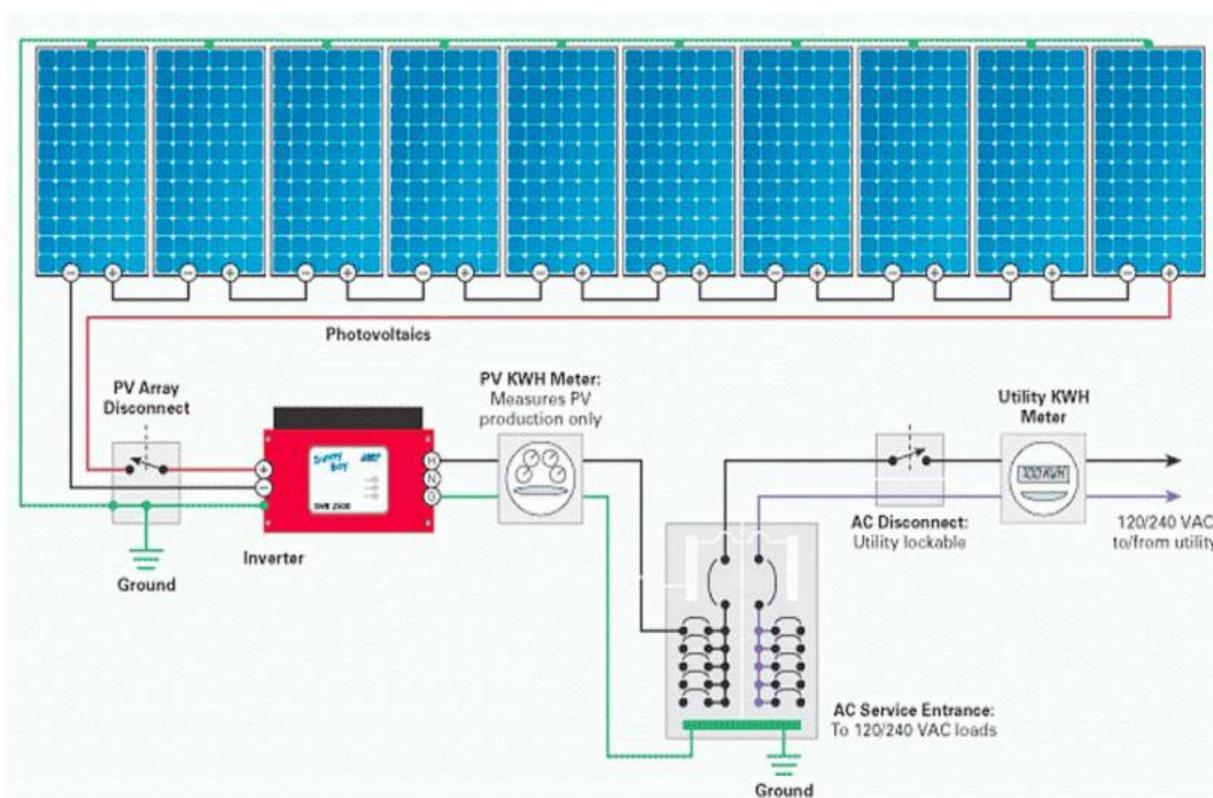
- **Estructura del sistema de generación PV**

El diseño de los sistemas de pequeña escala de generación fotovoltaica, se realizó convenientemente en un esquema conectado a la red a través de inversores que se sincronizan a la frecuencia de la red como se observa en la Figura 3-16. Esto permite que se pueda utilizar potencia de la red cuando los sistemas no están generando por la inexistencia de la radiación solar; adicionalmente cuando las cargas del nodo al cual está conectado no estén consumiendo, pero el sistema si se encuentra generando gracias a una incidencia solar estable esta energía será contabilizada para contrarrestar la energía consumida por el resto de las cargas de la Universidad.

El inversor de cada sistema debe garantizar compensación de armónicos y de potencia reactiva, se debe asegurar una alta eficiencia de conversión y mantener un factor de potencia superior a 0.9 [33].

Dentro del esquema no se contempló la instalación de baterías por el alto costo que representan, en caso de presentarse excedentes se prevé que estos sean exportados a la red.

Figura 3-16. Esquema de conexión de los elementos del sistema PV a la red de la UN



La conexión de los sistemas de generación distribuida se realiza en los tableros de distribución de los edificios determinados. Esta infraestructura cumple los requerimientos de la norma IEEE Std1547-2003, que han sido adaptados en el reglamento colombiano y se encuentra en consideración en la nueva propuesta del Reglamento Técnico de Instalaciones eléctricas RETIE.

- **Calidad de la potencia de sistema DER**

En cuanto a calidad de la potencia los sistemas DER conectados a la red del SIN, deben cumplir los requisitos y límites máximos de perturbaciones de calidad de la señal de potencia entregada al sistema interconectado, incluidas en el Código de Redes y sus anexos, Resolución CREG 024/2005 o la que lo sustituya o modifique, los cuales armonizan con normas o guías técnicas tales como: IEC 61000-4-7, IEC 61000-4-30, NTC IEC 61000-4-30 (Testing and measurement techniques-Power quality measurement methods, Técnicas de ensayo y medición - Métodos de medición de calidad de potencia, EN 50160, EN IEEE 519 -1, IEEE 519 -2, IEEE 519 -3, IEEE 519.

3.6.3 Sistema de protecciones de la red

Debido a que la red eléctrica de la Universidad es muy antigua, no cuenta con un sistema de protecciones adecuado que permita aislar las fallas, tanto al interior como al exterior de la red, lo cual es un requisito indispensable teniendo en cuenta la cantidad de personas que circulan diariamente por el campus.

Adicionalmente para mejorar la confiabilidad y garantizar las acciones de control en la automatización de la red de la Universidad, se debe ajustar el sistema de protecciones teniendo en cuenta el flujo bidireccional de potencia debido a la conexión de DER, el cual influirá en la coordinación de los elementos de protección de todo el sistema eléctrico.

El primer requisito para cumplir al Operador de Red es instalar 3 relés en la subestación principal con el fin de garantizar el aislamiento y la no afectación de su red por fallas al interior del campus. Los elementos restantes se ubican por zonas de acuerdo al área que se desea proteger.

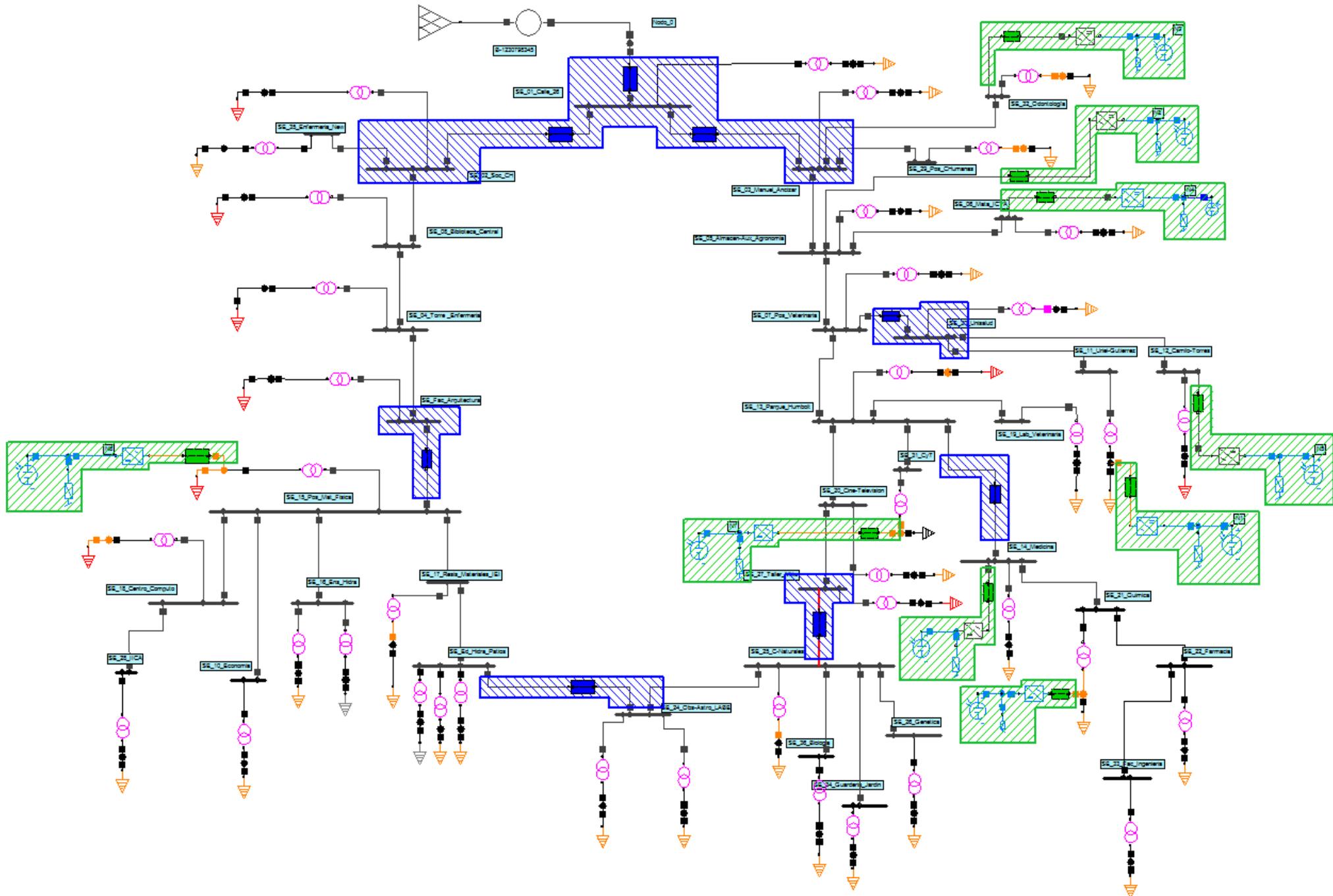
De esta manera, para protección en los subramales se requieren instalar relés con funciones de comunicación y control remoto sobre sus interruptores, que permitan el flujo de información de todas las protecciones de los ramales. Los respaldos de dichos interruptores son las protecciones ubicadas en los nodos adyacentes.

En los transformadores se requieren relés de sobre corrientes temporizados de tierra 51G, Relé de Sobrecorriente Instantánea 50, Relé de Sobrecorriente temporizada 51. Adicionalmente cada transformador debe contar con descargador de sobre tensión y su respectiva puesta a tierra.

En las cargas se requieren protecciones de sobre/baja tensión, sobre/baja corriente no direccional especialmente en los puntos de instalación de DER, ya que tiene que permitir el flujo potencia excedente hacia el resto de la red del campus.

En la Figura 3-167 se muestran las zonas de protección necesarias para la red de la Universidad, teniendo en cuenta los requisitos técnicos sin descuidar el factor económico.

Figura 3-17. Zonas de ubicación de los elementos de protección



Para la adecuada coordinación de protecciones se debe tener en cuenta que el tiempo de actuación de interruptores lo determina la intensidad que lo atraviesa: a más intensidad menos tiempo tarda en actuar.

- **Sistema de puesta a tierra**

Se requiere revisar en campo el estado actual del sistema de puesta a tierra de la Universidad, y verificar que cumpla con: Electrodo tipo varilla en cobre, los cuales deben tener una longitud mínima de 2.4 metros y deben ser enterrados en su totalidad dejando una distancia de 15 cms entre la superficie y la parte superior del electrodo, la conexión del electrodo con el cable se debe realizar con soldadura exotérmica o con los conectores adecuados.

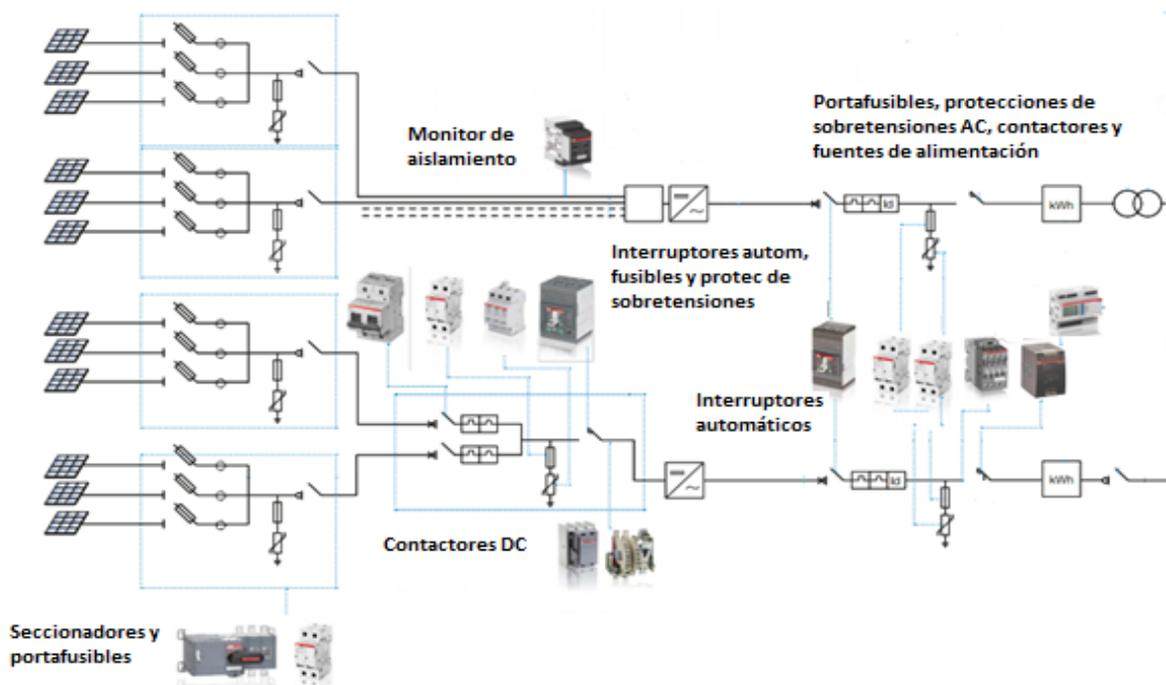
- **Sistema de Protecciones del sistema FV**

Todo sistema de generación distribuida de potencia superior a 30 KVA para conectarse a la red de la Universidad debe disponer de un sistema de protecciones, conformado por los siguientes elementos:

- 25 Relé de Chequeo de Sincronismo
- 27 Relé de Sub-tensión
- 32 Relé de Potencia Inversa
- 50 Relé de Sobrecorriente Instantánea
- 50N Relé de Sobrecorriente Instantánea de Neutro
- 51 Relé de Sobrecorriente AC
- 51N Relé de Sobrecorriente AC de Neutro
- 59 Relé de Sobretensión

En la Figura 3-18 se observa la ubicación los elementos de protección requeridos según el Retie [34].

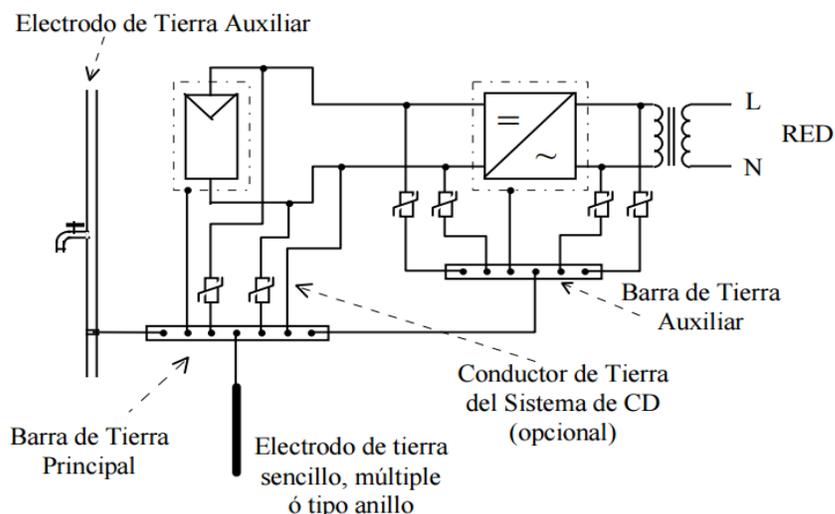
Figura 3-18. Esquema de ubicación de protecciones sistema FV



▪ **Puesta a tierra del sistema FV**

De acuerdo con [34], en todos los casos las centrales de generación deben disponer de sistemas de puesta a tierra con el neutro sólidamente conectado a dicho sistema, de tal forma que se asegure que en eventos de falla no se presenten tensiones de paso, contacto o transferidas peligrosas.

Figura 3-19. Puesta a tierra de los sistemas FV conectados a la red.



En la instalación de los sistemas de tierras para los sistemas FV en la Universidad es conveniente proveer una barra de tierras que sirva como referencia a tierra a todos los equipos que se conectan a tierra como se muestra en la Figura 3-19. La localización más conveniente para esta barra de tierra en sistemas aterrizados es la caja de conexión principal del generador FV. El electrodo de tierra deberá conectarse sólidamente a esta barra con un conductor cuyo calibre sea por lo menos el calibre del conductor de tierra del sistema FV [35].

Adicionalmente, este sistema de puesta a tierra del sistema PV deberá ir conectado al sistema de puesta a tierra de la red general, con el fin de evitar corrientes de paso.

Todo el sistema de protecciones planteado debe estar acompañado de un estudio de cálculo de ajustes de la protección de sobrecorriente en la subestación principal a 11,4 kV, y demás subestaciones. Además, debe contener los datos técnicos de los elementos del sistema eléctrico como transformadores, conductores y líneas, motores, bancos de condensadores y cargas en general, así como la marca y tipo de los relés actualmente existentes en la subestación, y la relación de los transformadores de corriente y potencial.

3.6.4 Sistema de comunicaciones

En la selección de la tecnología de comunicación apropiada en el entorno de media y baja tensión de la red de la Universidad, se debe tener en cuenta la infraestructura de comunicación de media milla y última milla [36].

Para iniciar se efectuó una revisión de las características del sistema de comunicaciones existente en la Universidad identificando si cuenta con redes como Wi-fi, Ethernet, Red celular y evaluando el soporte que brindan a los procesos previstos.

Actualmente en la Universidad se encuentran disponibles las arquitecturas: *Zigbee*, *Wifi* y *Ethernet* algunas han sido dispuestas de acuerdo a las especificaciones de los distintos fabricantes de los equipos de medición inteligente instalados. Así mismo se manejan distintos protocolos de comunicación como RS 232, RS 485 y *Modbus*, los cuales son conectados a los transductores que permiten la emisión de señales hacia el *switch* más cercano por la red disponible según la configuración de las anteriores.

No obstante, las arquitecturas de comunicaciones actuales no son suficientes para soportar un software de automatización, el cual se requiere en la Universidad. Por lo tanto, se propone la ampliación de la cobertura de la red *Wifi* con una *Wifi Smart* la cual combina antenas inteligentes, excelencia en algoritmos de selección de enlace, sistema operativo de calidad y prestaciones por encima del estándar para *Acces Point*, enrutamiento inteligente RF tipo *Smart Mesh* y administración *Wifi* centralizada.

Sin embargo, las subestaciones y tableros eléctricos de la Universidad se encuentran en su mayoría en puntos de difícil acceso razón por la cual la señal *Wifi* se pierde. Por lo anterior se propone en dichos puntos la creación de un enlace *Zigbee – Wifi* en busca de garantizar el intercambio de información entre los diferentes equipos, reduciendo la pérdida de información y la omisión de las acciones de control por fallas en la red de comunicaciones.

Una vez se tiene garantizada la comunicación de doble vía entre todos los equipos de los sistemas de medición inteligente, recursos distribuidos, sistema de protecciones y sistema de automatización es posible la concentración de dicha información en un centro de gestión y control a partir de cual también se hace posible la integración de estrategias de gestión de la demanda.

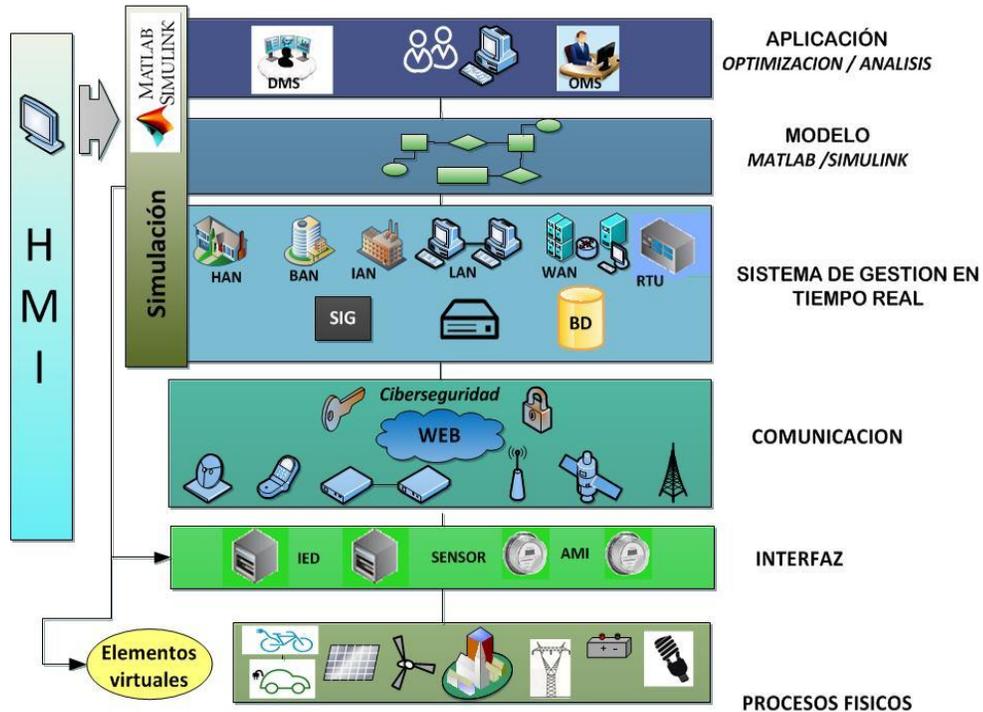
3.6.5 Sistema de gestión y control

Para cumplir con los requisitos de infraestructura y centralizar tanto las acciones como los sistemas se plantea la implementación de un sistema de supervisión, adquisición y control de datos que permita la gestión del sistema de manera remota y en tiempo real.

En la Universidad Nacional existe una plataforma de gestión y supervisión de la información basada en la plataforma *PISystem* denominada *LAB+i*, en la cual se gestiona la información parcial de los medidores inteligentes instalados. Esta plataforma permite la conexión de procesos tales como sistemas de medición inteligente de energía, sistemas que involucren nuevas tecnologías en consumo final eficiente, gestión de demanda, recursos distribuidos de generación renovable eólica, fotovoltaica y biomasa entre otros, microrredes que combinan recursos convencionales y renovables, y elementos de ciudad inteligente tales como edificios inteligentes y sus sistemas de servicios de energía, agua y gas, movilidad eléctrica e iluminación inteligente.

El esquema general del Laboratorio LAB+i está compuesto por 6 capas [37], como se observa en la Figura 3-20.

Figura 3-20. Esquema del laboratorio LAB+i



- **Física (F):** En este punto se conectan todos los procesos físicos tanto de generación como de consumo de energía eléctrica. Incluye todos los elementos físicos del sistema de potencia y todos los equipos que funcionan con variables únicamente analógicas.
- **Interfaz (IF):** Esta capa permite la transferencia de datos entre los elementos físicos y las capas superiores. Incluye todos los elementos que permiten el paso de la dimensión analógica a la dimensión digital.
- **Comunicación (C):** Aquí se ubican los componentes que permiten el intercambio de datos entre los elementos de SG. Incluye los mecanismos que permiten la comunicación como protocolos, routers y otros dispositivos. Comprende diferentes opciones para la transferencia de datos como la fibra óptica, celular, línea portadora de potencia, inalámbrico, entre otras.
- **Sistema (S):** Corresponde al conjunto de dispositivos y aplicaciones que recopilan datos del sistema de comunicación, la interfaz y las capas físicas. Esta capa incluye

las funciones de transformación de datos y la generación, gestión de alarmas, eventos, registros históricos y recopilación de datos.

- **Modelo (M):** Esta capa comprende la representación abstracta del sistema, comunicaciones y la interfaz física. El Modelo puede ser tan detallado como sea necesario y puede documentarse utilizando lenguajes de modelado como UML.
- **Análisis (A):** Incluye todas las funciones y aplicaciones necesarias para la toma de decisiones por los operadores, utilizando información en tiempo real o datos históricos de la capa de Sistema.
- **Inteligencia (I):** La capa de inteligencia es el nivel más alto del modelo. Incluye aplicaciones avanzadas de procesamiento de datos, altamente automatizados y que no requiere intervención humana. Esta última capa recoge los datos de varios sistemas y aplicaciones complejas para convertirlas en información necesaria para la toma de decisiones.

Los procesos de la plataforma que actualmente están desarrollados y en funcionamiento son: acondicionamiento de la información, almacenamiento y compresión de información, gestión de la información y visualización.

Sin embargo, el Lab+i no tiene la suficiente capacidad para realizar las acciones de control de los dispositivos de manera remota como se requiere en la automatización de la red de distribución. Por esta razón se propone complementar el sistema de gestión de la información con la implementación de un sistema que supervise y controle los elementos de campo dispuestos a lo largo de la red.

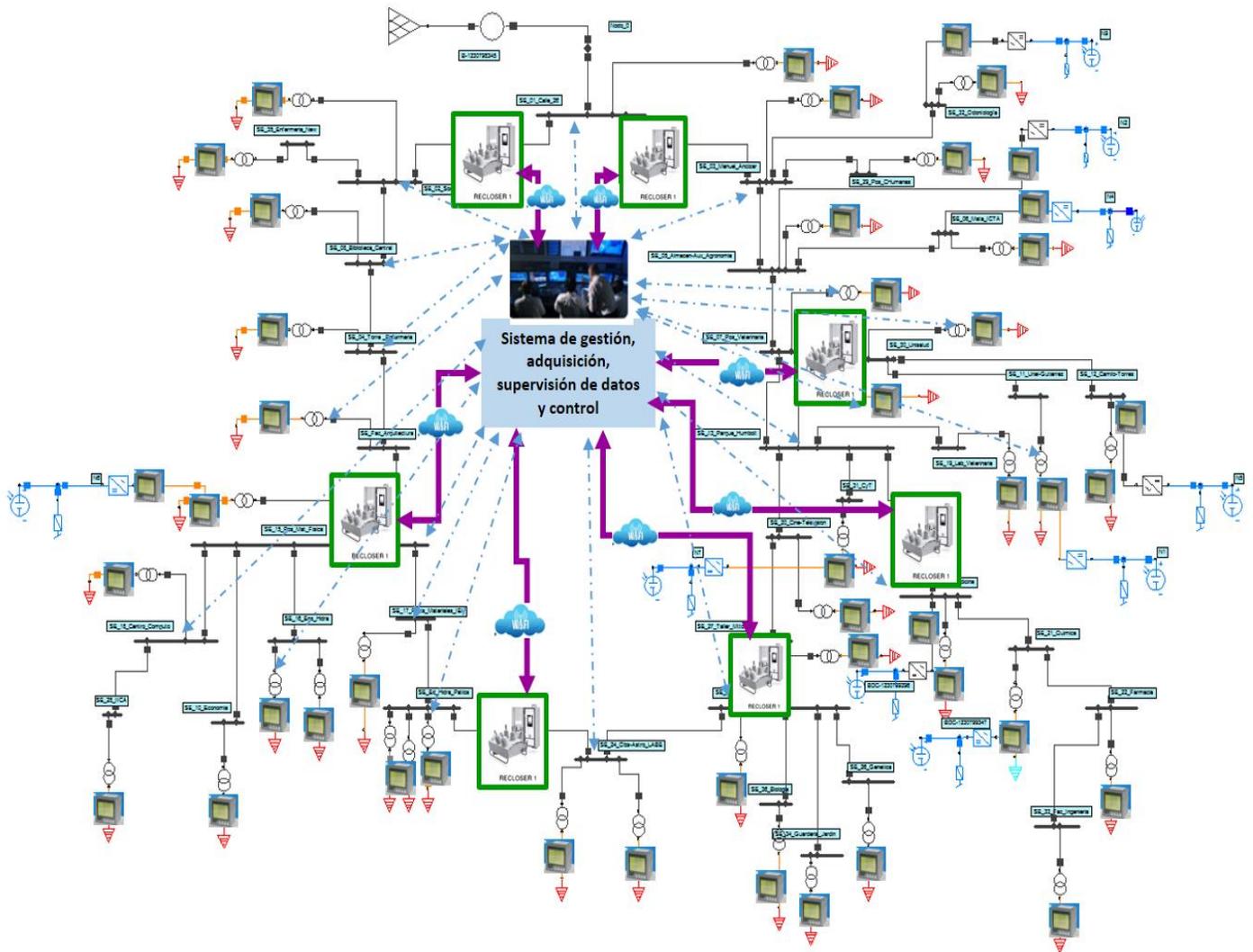
De esta manera el sistema propuesto debe contener elementos de campo como sensores, alarmas, PLC, controladores de procesos y actuadores los cuales deben adquirir la información del sistema y posteriormente ejercer el control físico de éste. Adicionalmente se deben habilitar ordenadores remotos o PLC los cuales se deben instalar en los nodos estratégicos de la red de la Universidad y se encargarán de recibir las señales de los elementos de campo y de dirigir las acciones de control sobre los elementos físicos.

Así mismo se debe disponer un ordenador principal o varios ordenadores integrados dependiendo del espacio disponible para el centro del control, el cual debe recoger y supervisar la información de las subestaciones, edificios, cargas críticas con medidores inteligentes y puntos de generación de recursos distribuidos. Este ordenador debe contener

un panel de control diseñado para conseguir una comunicación interactiva entre el operador y el proceso o equipo, con la función de transmitir ordenes, visualizar gráficamente los resultados y obtener una situación del proceso en tiempo real.

El software que mejor se adapta a los requerimientos y elementos dispuestos en la red Universidad es el Scada, el cual a partir de la red de comunicación propuesta en el numeral anterior se debe integrar a los demás sistemas de manera que permita el flujo de la información y las acciones de control a lo largo de la red.

Figura 3-21. Esquema de integración de tecnologías en la red de la Universidad



Como se observa en la Figura 3-21 todos los sistemas anteriores se deben integrar a la misma plataforma y partir de la información disponible en el sistema es posible diseñar

estrategias de gestión de la demanda que mediante funciones avanzadas permitan desarrollar para cada edificio o carga importante como el alumbrado público, la gestión de la energía por los consumidores y así mejorar las operaciones de los sistemas de distribución por sus proveedores. La gestión de energía de este tipo permitirá a los consumidores entre otros servicios tomar el control, automatización de la energía, prácticas de conservación y respuesta a la demanda sobre la base de sus preferencias personales.

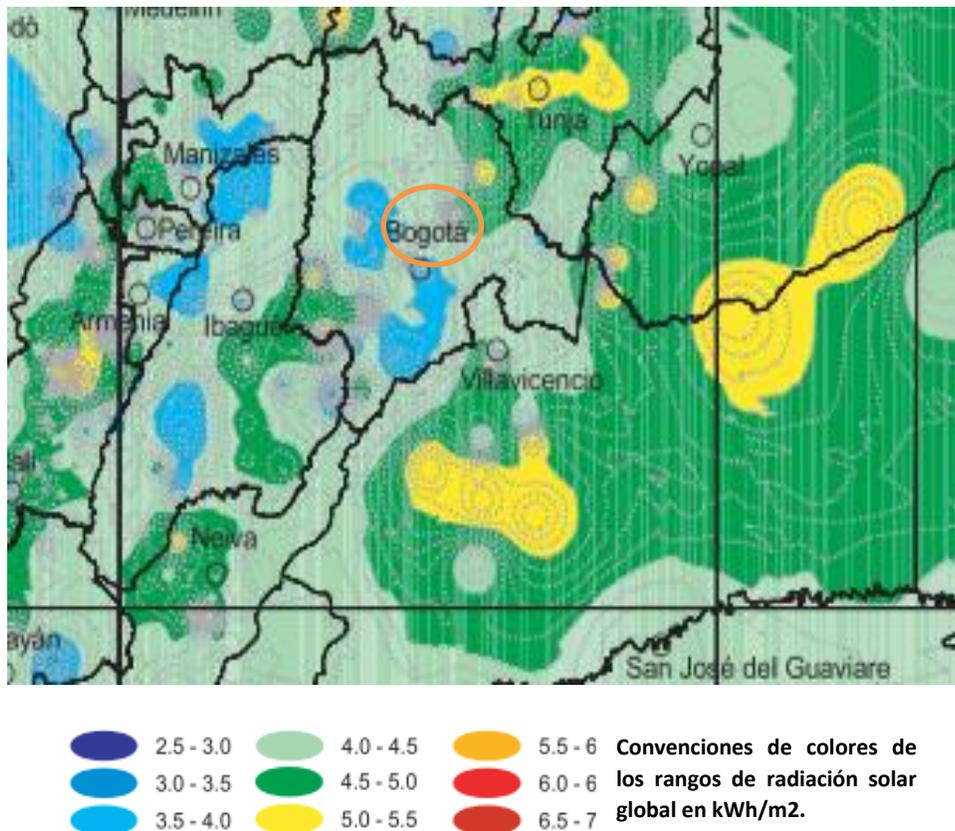
De esta forma, la innovación y las nuevas tecnologías llegan a todas las áreas del sistema eléctrico de la Universidad, desde las propias redes pasando por la generación y entrada de lleno incluso en el nivel del usuario, que ingresa como un actor importante en la gestión de la red por su respuesta a los programas de eficiencia energética y gestión de la demanda en cada edificación de la universidad. Así mismo, se debe tener en cuenta la influencia que tendrá en un futuro el uso de vehículos eléctricos por parte de la comunidad universitaria.

4. Evaluación de la Red con integración de DER

4.1 Información de radiación solar

En el país existe el Atlas de Radiación Solar de Colombia desarrollado y actualizado por el Ideam [38], es una herramienta para la valoración de la disponibilidad de la energía solar en el territorio nacional según el brillo solar. La zona de Bogotá cuenta con una irradiación solar alrededor de 4 horas diarias como se observa en la Figura 4-1.

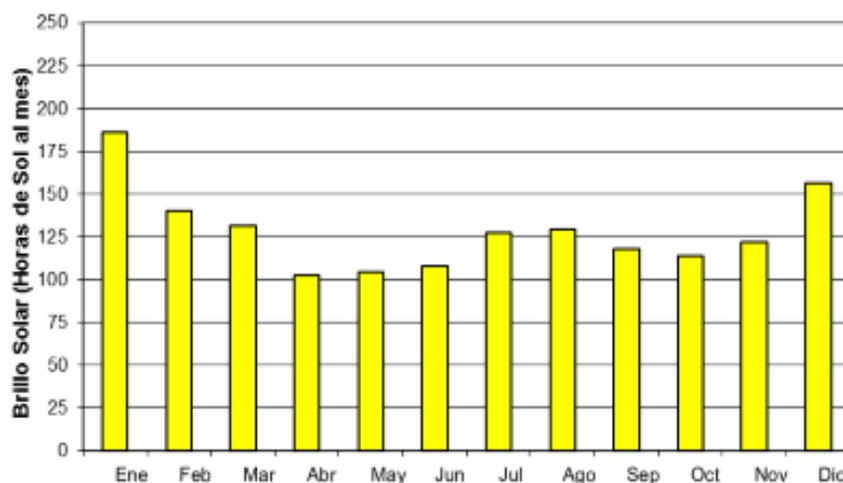
Figura 4-1. Mapa radiación solar global. Promedio multianual.



Fuente: Atlas de radiación solar de Colombia

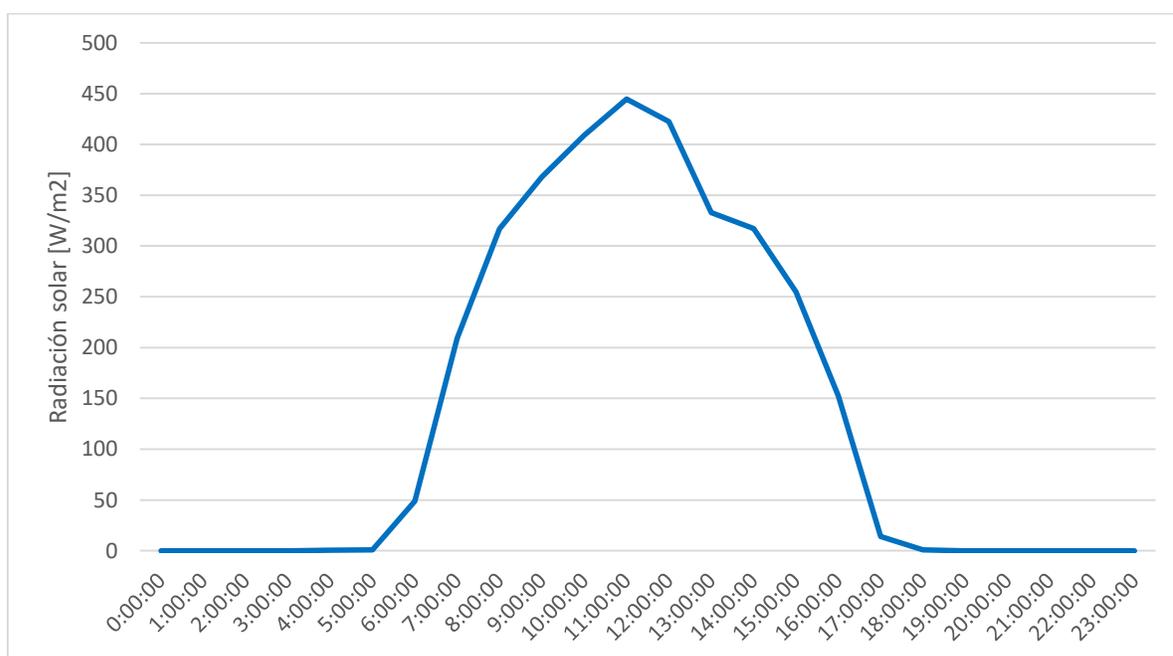
En la Figura 4-2 se observan las horas de brillo o radiación solar por mes, donde se destacan los meses de diciembre y enero que contrasta con la cantidad de energía consumida puesto que es un periodo de baja actividad académica.

Figura 4-2. Promedio mensual brillo solar por mes [18]



En la Figura 4-3 se presenta el perfil medio de radiación solar diario en la zona de Bogotá, que se calculó con la base de datos del Ideam. Se observa que entre las 12 y 13 horas del día se alcanza el mayor valor de radiación, el valor medio en esta hora es de 450 W/m².

Figura 4-3. Perfil de radiación solar media para Bogotá



4.2 Estimación del factor de generación fotovoltaico con base en el perfil de radiación solar del campus universitario

El cálculo del factor de generación mensual requiere organizar los datos en 24 grupos correspondientes a las horas del día, desde las 01:00 hasta las 24:00 horas, con el fin de obtener un factor de generación por hora. La Tabla 4-1 muestra los valores medios de radiación solar para cada hora del día y el factor de generación calculado con base al valor máximo del perfil radiación solar obtenido anteriormente (442,71 W/m²).

Tabla 4-1. Radiación promedio por hora y factor de capacidad

Hora	Radiación solar media [kWh/m ²]	Factor de capacidad
1:00	0	0,00%
2:00	0	0,00%
3:00	0	0,00%
4:00	0	0,00%
5:00	0,49	0,11%
6:00	0,72	0,16%
7:00	48,68	10,95%
8:00	209,12	47,02%
9:00	316,75	71,23%
10:00	367,86	82,72%
11:00	408,86	91,94%
12:00	444,71	100,00%
13:00	422,35	94,97%
14:00	332,97	74,87%
15:00	317,18	71,32%
16:00	254,85	57,31%
17:00	152,62	34,32%
18:00	13,88	3,12%
19:00	1,02	0,23%

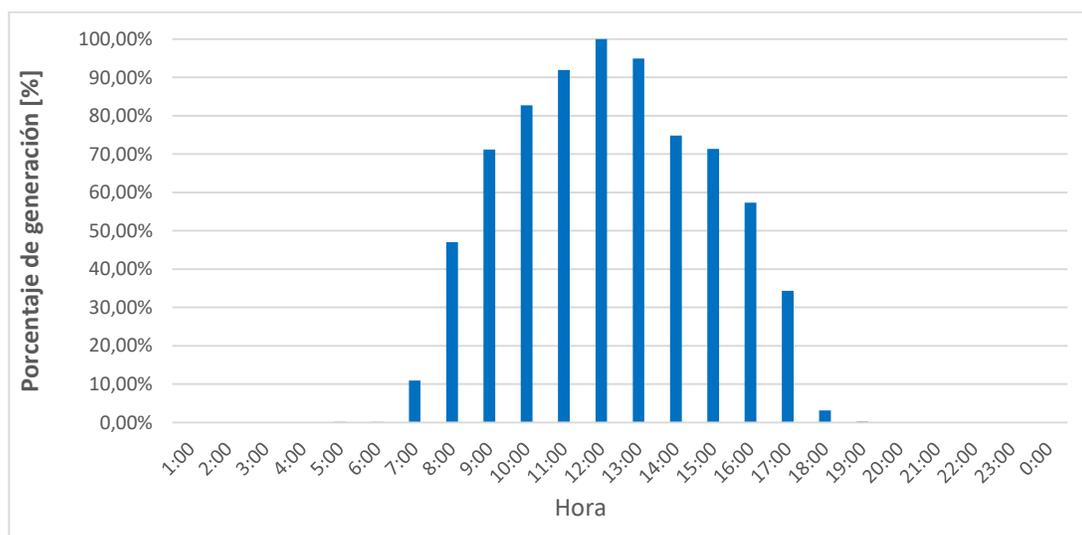
20:00	0	0,00%
21:00	0	0,00%
22:00	0	0,00%
23:00	0	0,00%
0:00	0	0,00%
Promedio (24 h)	137,69	30,84%
Promedio (12 h)	274,15	61,65%

En las dos últimas filas de la Tabla 4-1 se observan los valores promedios de los datos del perfil de radiación solar mensual. Esto último, considerando los datos agrupados en las 24 horas del día y un rango de 12 horas (de 06:00 am a 06:00 pm).

El valor promedio del factor de generación fotovoltaica o factor de planta teniendo en cuenta el perfil de radiación es de 31% para 24 horas. Sin embargo, si se considera el valor promedio para un día de generación (12 horas de funcionamiento, de 6:00 am a 06:00 pm) el factor de generación aumenta a un 61,65%. Esto debido a que fuera de este rango los valores de radiación solar son nulos y al no tenerlos en cuenta, el promedio de los datos aumentará considerablemente.

Con base en lo anterior y en los cálculos se realiza la gráfica de factor de generación para cada franja horaria para un periodo de 24 horas como se observa en la Figura 4-4.

Figura 4-4. Diagrama del factor de generación medio para cada hora del día



4.3 Dimensionamiento y Ubicación de Generación Distribuida

El dimensionamiento de sistemas de generación distribuidos está sujeta a las necesidades de su propietario y para su ubicación se deben tener en cuenta algunos criterios adicionales al espacio disponible como son: Facilidad de acceso, orientación, ángulo de inclinación y sombras cercanas.

En este estudio y con el fin de analizar el impacto en la red la integración de energías renovables, se simularon dos escenarios, el primero corresponde a la instalación de cinco sistemas de 200 kW cada uno para un total de 1MW dicha capacidad se ha seleccionado de acuerdo a la demanda mínima o base de fines de semana y periodos de vacaciones que es de 1 MW aproximadamente. El segundo escenario es de 3 MW repartida en diez sistemas de capacidad entre 180 kW y 440 kW, la capacidad total fue seleccionada para evaluar la red con generación mayor a la demanda máxima que es de 2,2 MW aproximadamente. Todos los sistemas individuales fueron inicialmente ubicados en las cargas cercanas a las líneas y nodos del sistema eléctrico con mayores pérdidas, hasta completar la capacidad deseada.

Se analizan las variables: Cargabilidad, corrientes en líneas y transformadores, pérdidas de potencia activa, regulación de tensión, factor de potencia y distorsión total de armónicos. Se muestran los resultados donde se percibe el impacto que tiene estas fuentes para el desempeño del sistema.

4.4 Escenario 1: Generación distribuida de 1MW

El escenario 1 corresponde a la instalación de 5 sistemas de generación fotovoltaica de 200kW, inicialmente se ubicaron cercanos a los nodos y líneas donde se presentan mayores pérdidas. Sin embargo, se evidenció que para los transformadores se incrementaron notablemente las pérdidas por lo que se decidió instalarlos en las cargas de los transformadores de mayor capacidad verificando que el espacio disponible es suficiente para el sistema fotovoltaico. Los cinco transformadores de mayor capacidad (Figura 3-3) son:

- Matadero Icta de 500kVA
- Biblioteca central de 400kVA

- Uriel Gutiérrez de 400kVA
- Medicina de 400kVA
- Posgrados de matemáticas y física de 300 kVA.

4.4.1 Pérdidas

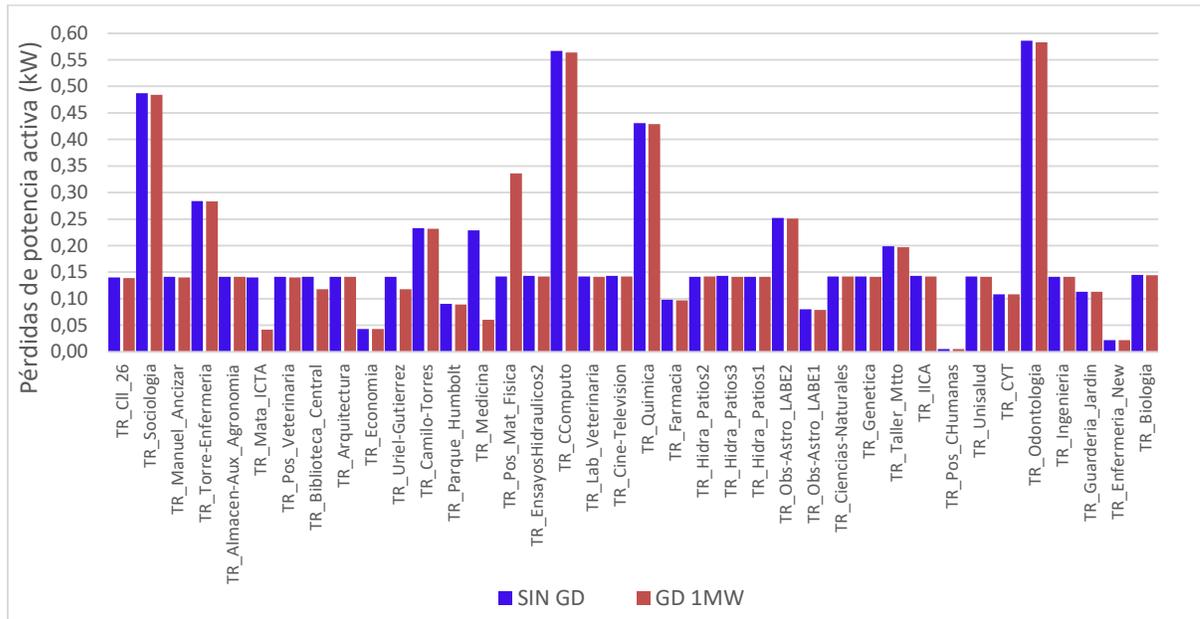
Uno de los mayores beneficios para incentivar el uso de generación distribuida es la reducción de pérdidas en el sistema. A continuación, se muestra el impacto en las pérdidas de la red de la universidad tanto en transformadores como en líneas.

En la Figura 4-5 se observa la comparación de las pérdidas en los transformadores con el sistema actual convencional y las pérdidas con la instalación de generación distribuida en las cargas indicadas. En la mayoría de transformadores la disminución en las pérdidas con generación distribuida es mínima. En el transformador de Medicina se presenta mayor disminución de pérdidas con 38% menos, mientras que en el transformador de Posgrados de matemáticas y física se observa un aumento de 41 %.

El anterior aumento en las pérdidas de algunos transformadores se debe a la corriente variable que circula en dirección opuesta y que en los puntos de instalación de sistemas PV es mayor a la corriente inicial. En este punto es importante recordar que la característica de operación actual de la mayoría de los transformadores es sobredimensionamiento respecto a la carga demanda

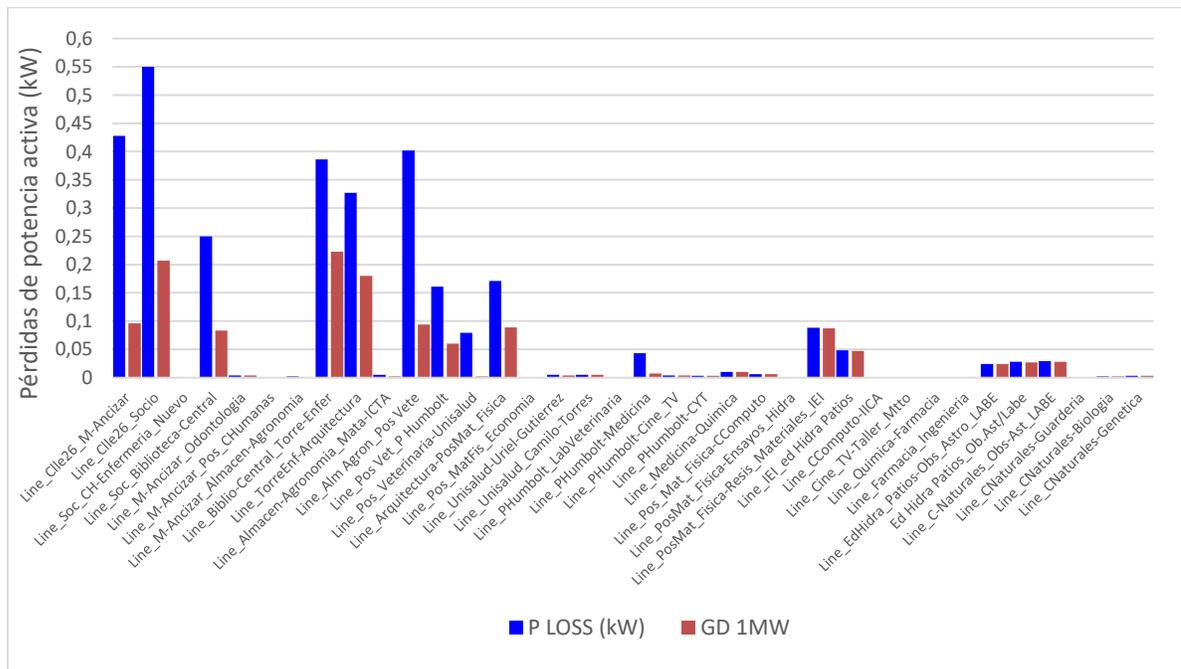
La pérdida de potencia total en los transformadores de la red de la Universidad Nacional sin generación distribuida es de 6,95 kW y con instalación de generación distribuida de 1 MW desciende a 6,8 kW, es decir una reducción menor de 150 watts para el caso de estudio, debido a la redistribución de corrientes.

Figura 4-5. Comparación de pérdidas en los transformadores para GD de 1MW



En la Figura 4-6, se muestran las pérdidas actuales en las líneas de distribución y con la instalación de los cinco sistemas de generación distribuida de 200 kW cada uno. Se observa que en todas las líneas se presenta disminución en las pérdidas de potencia, por disminución de la corriente a través del conductor.

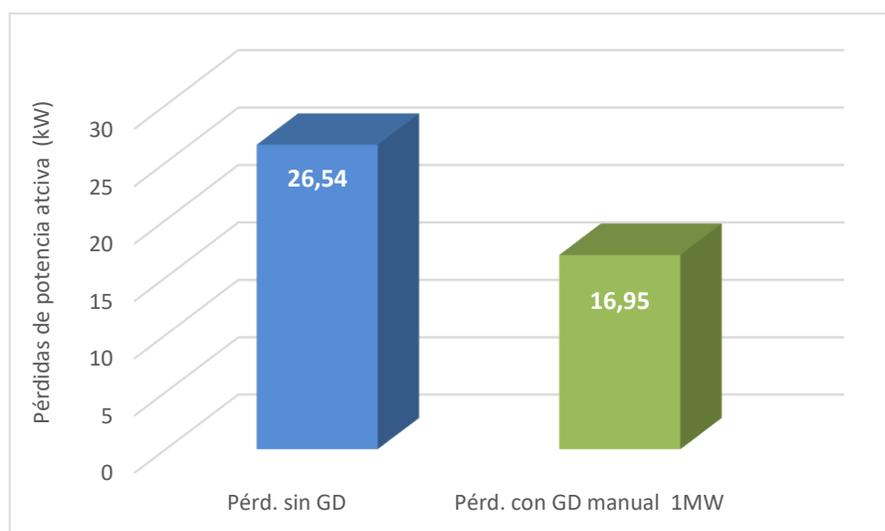
Figura 4-6. Comparación de pérdidas en las líneas para GD de 1MW



La reducción de pérdidas de potencia total en las líneas es de 8,39 kW, al pasar de 12,54 kW actuales a 4,15 kW con instalación de generación distribuida de 1 MW.

El impacto de la generación distribuida en las pérdidas totales de la red eléctrica de Universidad Nacional se presenta en la Figura 4-7, donde se observa que sin generación distribuida las pérdidas son de 19,54 kW y desciende a 10,95 kW con PV de 1 MW. Una disminución de un 56% aproximadamente

Figura 4-7. Pérdidas totales de la red de la UN para GD de 1MW

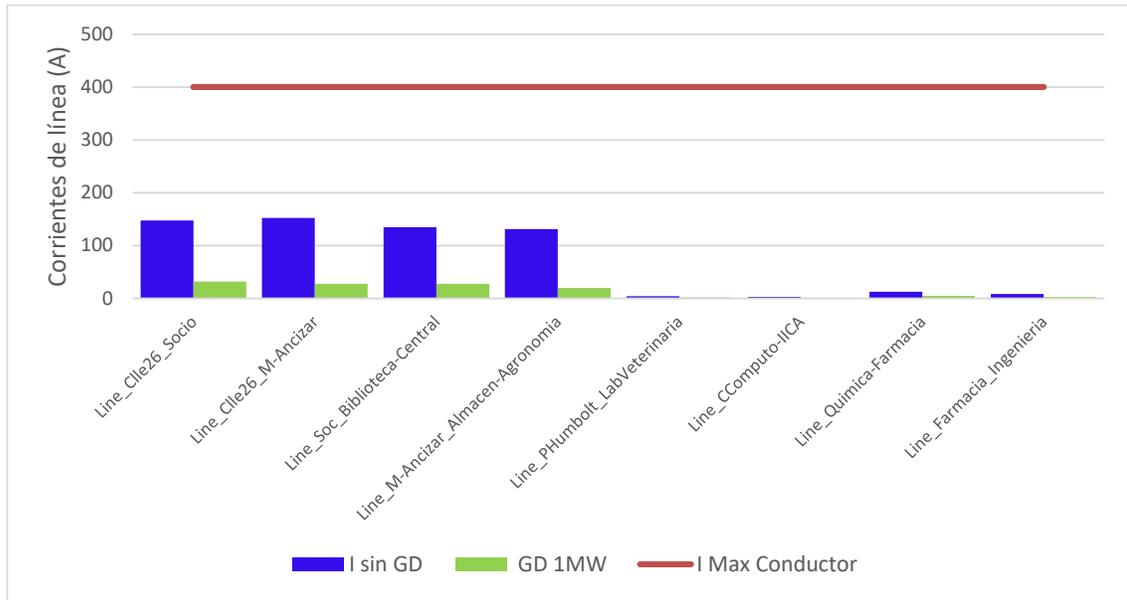


4.4.2 Corrientes de línea

En la Tabla 3-2 se mostraron las características de las líneas del campus, donde se observa que hay líneas con conductor 4/0 AWG y otras con 2/0 AWG. Cada uno tiene un límite de corriente máxima que puede circular por el conductor sin perder las características eléctricas.

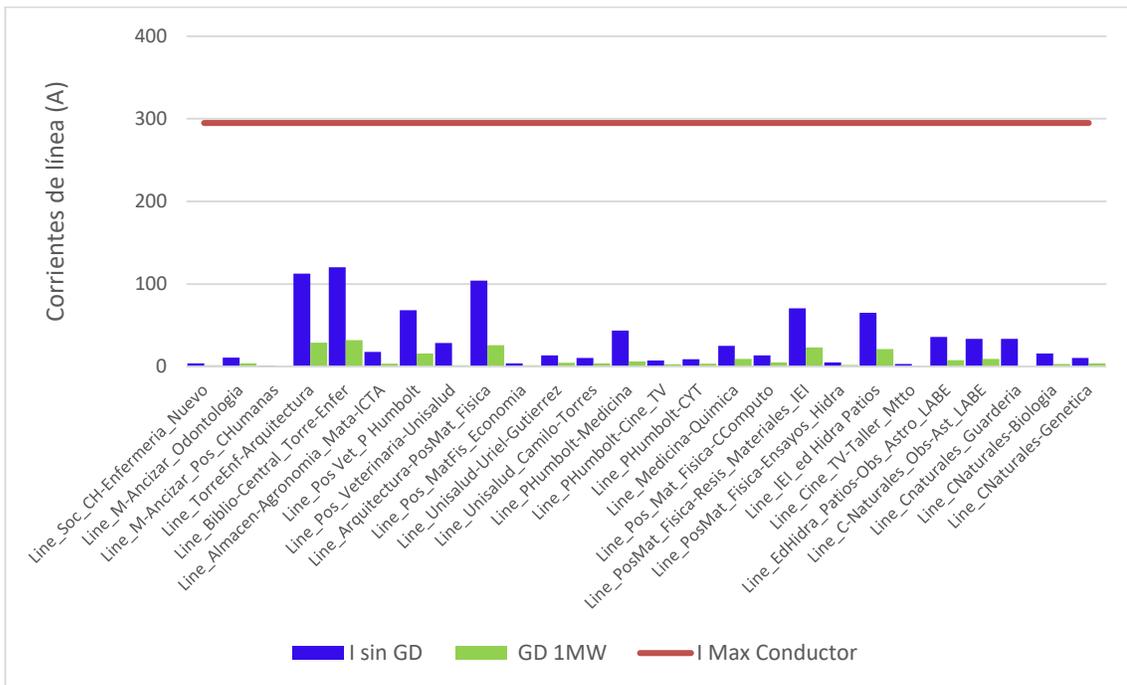
Las corrientes de las líneas que tienen conductor 4/0 AWG, se muestra en la Figura 4-8, donde se observa la comparación de corrientes para el sistema sin generación distribuida, siendo la máxima de 150 A aproximadamente y las corrientes con generación distribuida de 200kW en cada uno de los cinco puntos de máximo 31 A. La reducción es considerable y aunque el límite de corriente para dicho conductor es de 400 A, ninguna línea sobrepasa el límite con o sin generación distribuida.

Figura 4-8. Corrientes de líneas para conductor 4/0 AWG con 1 MW.



Como se observa en la Figura 4-9, el límite de corriente para el conductor 2/0 AWG es de 300 A, el cual en ningún momento es excedido. La corriente máxima alcanzada sin generación distribuida es de 120 A y con generación distribuida de 1MW es de 32 A.

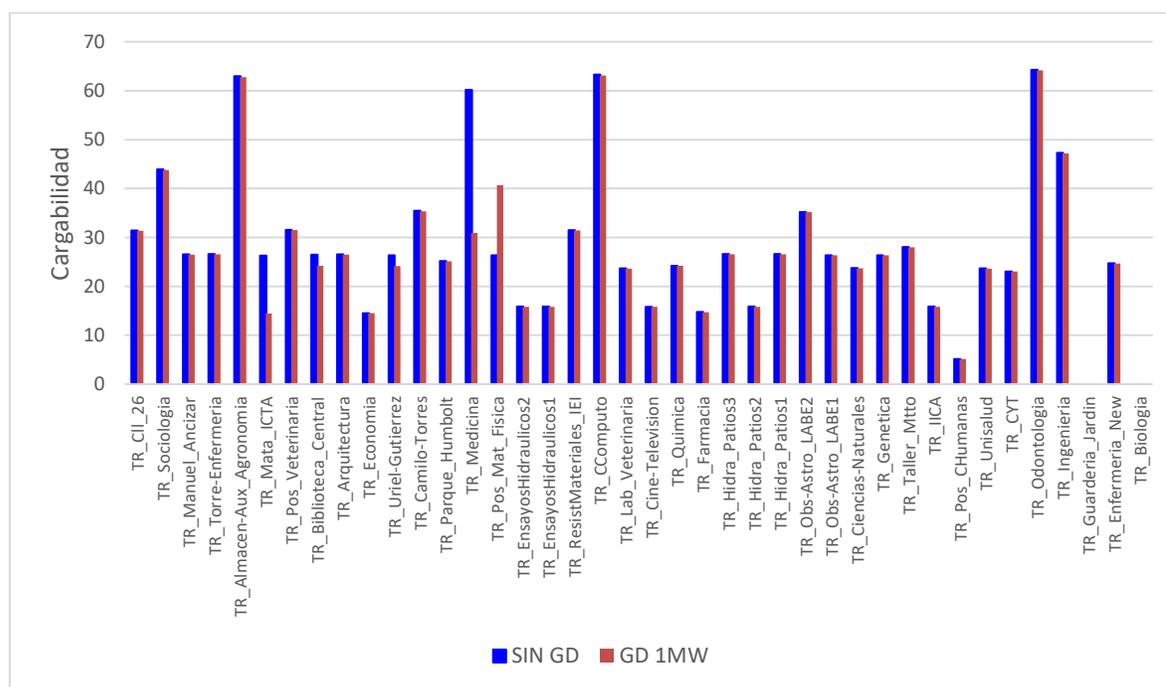
Figura 4-9. Corrientes de líneas para conductor 2/0 AWG con 1 MW



4.4.3 Cargabilidad de los transformadores

En la Figura 4-10, se observa la comparación de la cargabilidad de los transformadores al instalar generación distribuida de 1MW en la red frente a la cargabilidad actual. En todos los casos se presenta una mínima reducción a excepción del transformador de Medicina que presenta una reducción de 50%, caso contrario al transformador de **Pos_Matemáticas** y **Física**, que aumenta a 40,67%. Todos los transformadores siguen estando por debajo del 70%, que es el valor óptimo.

Figura 4-10. Cargabilidad en los transformadores con GD de 1MW.

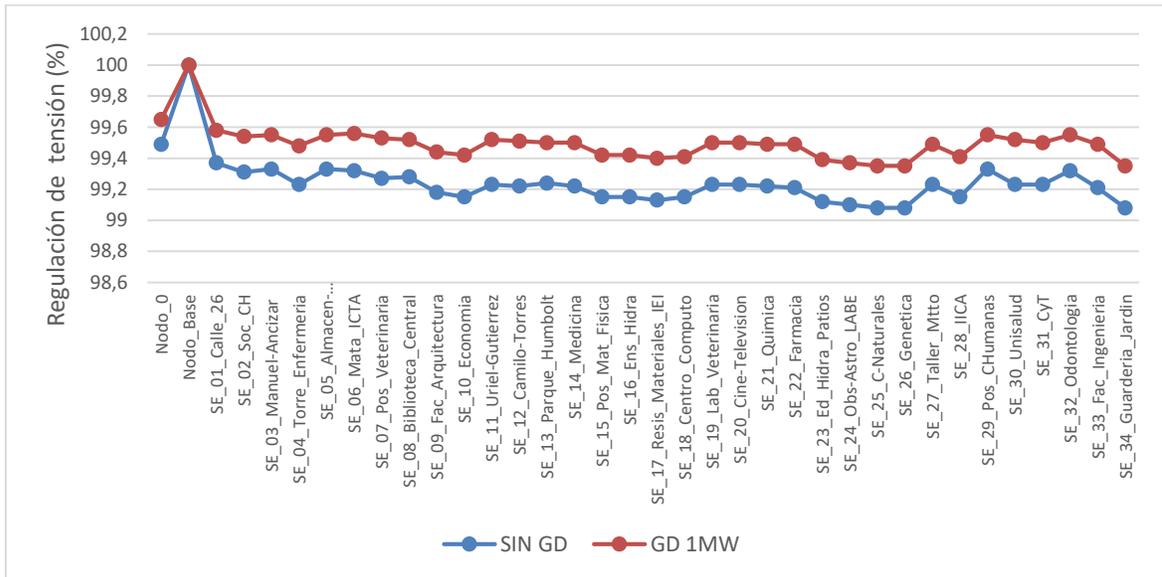


4.4.4 Regulación de tensión

Para observar la regulación de tensión en los nodos de la red, se separó por nivel de tensión. En la

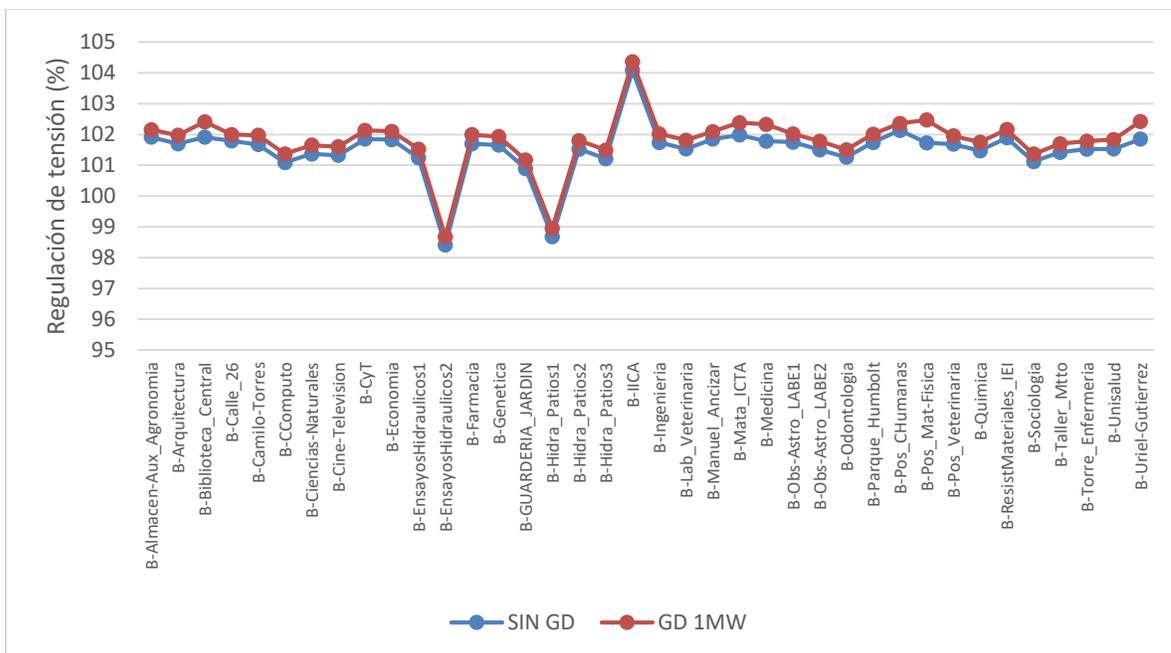
Figura 4-11, se observa la regulación de tensión en los nodos de 11,4 kV donde no exceden los límites. Se evidencia que la instalación de generación distribuida mejora los perfiles de tensión en todos los nodos reduciendo su variación respecto a la tensión nominal.

Figura 4-11. Regulación de tensión nodos de media tensión para 1MW.



Para baja tensión el límite máximo está regulado en 110%, el cual como se observa en la Figura 4-12 no es excedido por ninguno de los nodos del sistema. La instalación de generación distribuida aumenta la regulación en una pequeña proporción en todos los nodos.

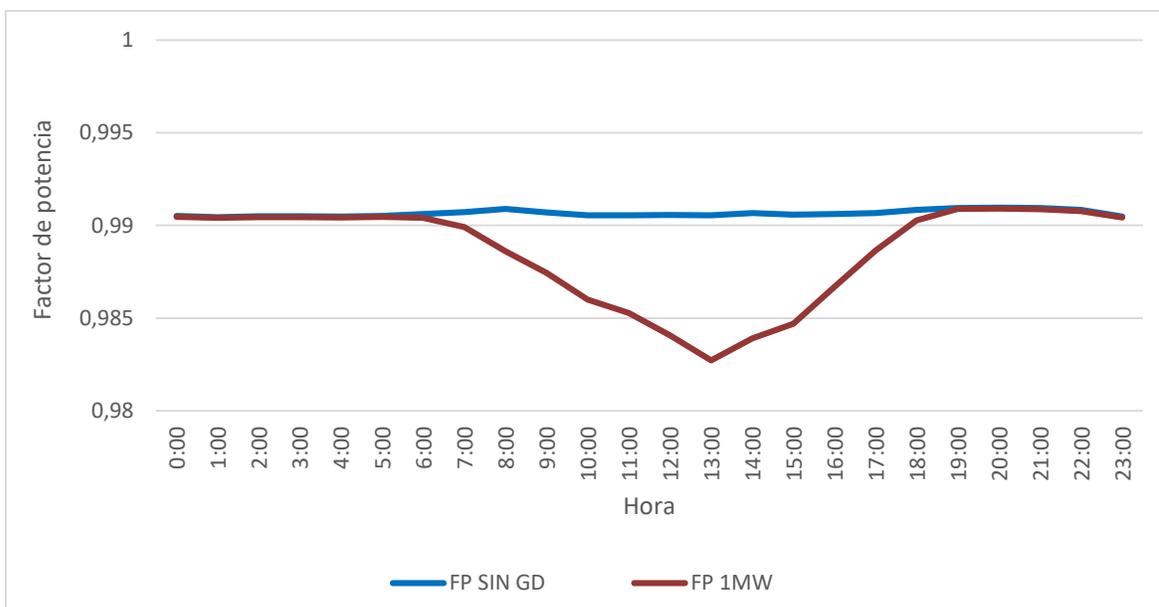
Figura 4-12. Regulación de tensión para nodos de baja tensión para 1 MW.



4.4.5 Factor de potencia

En la Figura 4-13 se evidencia el efecto que tiene la instalación de sistemas fotovoltaicos en las redes. Para este caso de 1MW distribuidos se observa que a medida que aumenta la radiación solar el factor de potencia desciende, hasta llegar a su valor mínimo de 0.982 sin embargo, sigue estando dentro de los límites de la CREG.

Figura 4-13. Factor de potencia con sistema PV de 1MW



4.4.6 Distorsión Armónica

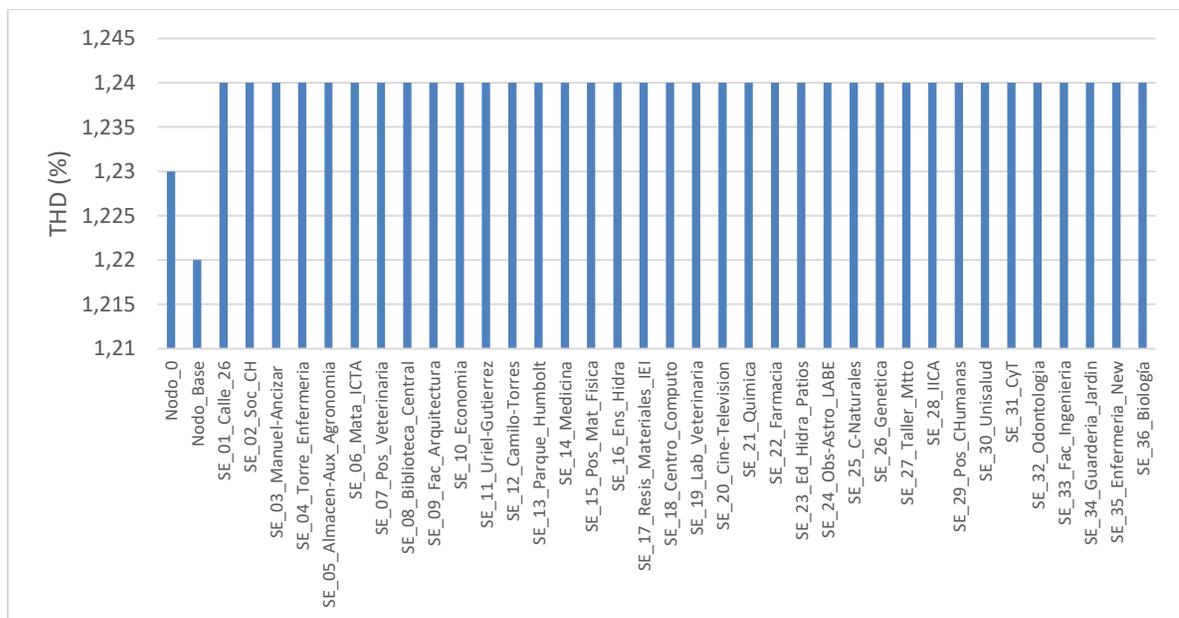
Las cargas no lineales generan armónicos tanto de tensión como de corriente. Esto se debe a que para cada armónico de corriente de carga hay un armónico de tensión de alimentación con la misma frecuencia. Como consecuencia, los armónicos también distorsionan la tensión.

Uno de los índices más utilizados en calidad de la potencia es la denominada distorsión armónica total *THD (Total Harmonic Distortion)*, y aplicable para corriente y tensión. Este índice se define como la relación entre el valor eficaz del total de las componentes armónicas y el valor eficaz correspondiente a la componente fundamental.

A continuación, se muestra la evaluación del *THD* en los nodos del sistema, asumiendo los sistemas de generación fotovoltaica como fuentes de armónicos.

En la Figura 4-14 se observa el indicador de distorsión armónica total para los nodos de media tensión de la red del campus con los sistemas de generación. Los 37 nodos del sistema presentan un porcentaje de distorsión del 1,24% el cual se encuentra dentro del límite, según la norma regulación *CREG 024* del 2005. Adicionalmente se observa el indicador para nodo base y el nodo 0 los cuales, están fuera de la red de la universidad y el de *THD* es un poco menor; 1,22% y 1,23% respectivamente.

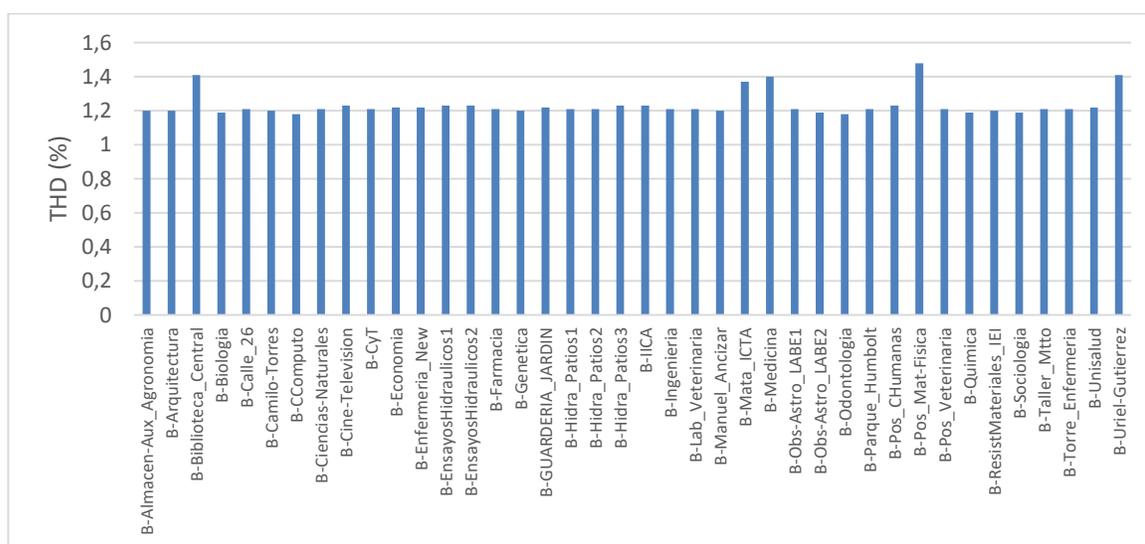
Figura 4-14. % THD en nodos de media tensión



Por otro lado, en la Figura 4-15 se observa el indicador de distorsión armónica total para los nodos de baja tensión de la red del campus. Presentan un porcentaje de distorsión del 1,2%, excepto los nodos donde se instalaron los sistemas PV que presenta % *THD* de 1,4 aproximadamente y aún se encuentran dentro del límite del 5%. Lo anterior indica que entre mayor sea la capacidad de generación del sistema PV, más contaminada estará la red. Adicionalmente, el elemento del sistema PV que más armónicos genera son los inversores debido a la señal cuadrada que proporcionan.

Un valor elevado de THD genera armónicos que contaminan la red de alimentación produciendo efectos no deseados en los diversos elementos conectados a la misma como: sobrecalentamiento de conductores de neutro, disparo inesperado de interruptores termomagnéticos, saturación de transformadores, fallas repentinas en equipos de cómputo y caída drástica del Factor de Potencia [39].

Figura 4-15. % THD en nodos de baja tensión



4.5 Escenario 2: Generación distribuida de 3MW

Para este caso, inicialmente se seleccionaron los 10 nodos de mayor capacidad del transformador y disponibilidad de espacio para la instalación de sistemas fotovoltaicos de 300 kW en sus cargas en baja tensión. Sin embargo se encontró que esta distribución no era la adecuada y por el contrario empeoraba las condiciones de operación del sistema, por

lo que se hizo una nueva distribución de capacidad de generación PV en los mismos nodos de acuerdo a la capacidad disponible del transformador como se observa en la Tabla 4-2, la asignación de capacidad del sistema de generación.

Tabla 4-2. Redistribución de potencia GD

TR_Almacen-Aux_Agronomia	200 kW
TR_Mata ICTA	440 kW
TR_Biblioteca_Central	370 kW
TR_Arquitectura	250 kW
TR_Economia	250 kW
TR_Uriel-Gutierrez	350 kW
TR_Medicina	300 kW
TR_Pos_Mat_Fisica	300 kW
TR_Quimica	360 kW
TR_Ingenieria	180 kW
Potencia Total GD	3.000 KW

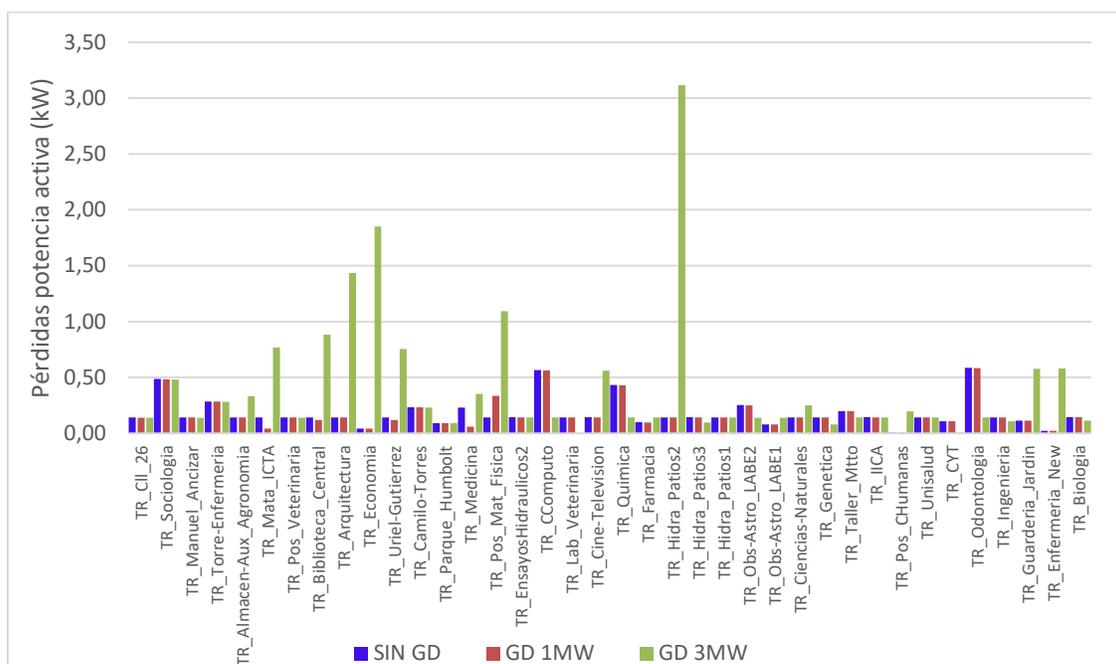
4.5.1 Pérdidas

En la Figura 4-16, se observan la comparación de las pérdidas en los transformadores con: el sistema actual convencional, generación distribuida de 1MW y de generación distribuida de 3MW, en este último caso en todos los transformadores de las cargas donde se instaló la generación distribuida se presenta aumento de pérdidas por el exceso de energía generada que circula en dirección opuesta hacia toda la red.

La pérdida de potencia total en los transformadores sin generación distribuida es de 6,95 kW, con instalación de generación distribuida de 1 MW desciende a 6,8 kW, mientras que con generación distribuida de 3MW, aumenta a 16,11 kW.

En este punto es importante tener en cuenta que la ubicación óptima de los sistemas distribuidos fotovoltaicos es fundamental para la reducción de pérdidas. Sin embargo, se deben considerar las restricciones de cada caso como son la disponibilidad de espacio, la capacidad del transformador y el costo del sistema, puesto que la instalación de mayor cantidad de sistemas PV de menor capacidad aumenta la inversión económica.

Figura 4-16. Comparación de pérdidas en los transformadores para GD de 3MW

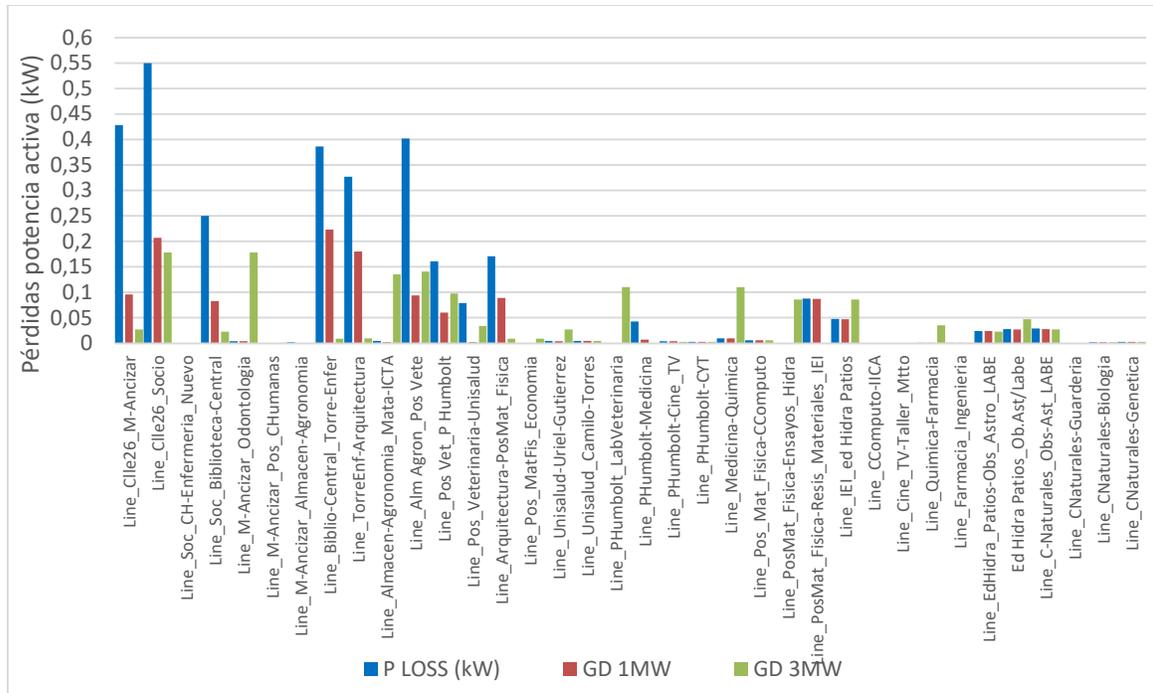


En la Figura 4-17, se muestran la comparación de pérdidas en las líneas de distribución para el estado actual de la red y los dos escenarios de generación distribuida.

Se observa que al instalar los 3 MW, las pérdidas en la mayoría de las líneas disminuyen notablemente respecto al caso sin generación PV, sin embargo, en las líneas más alejadas de los sistemas PV aumentan.

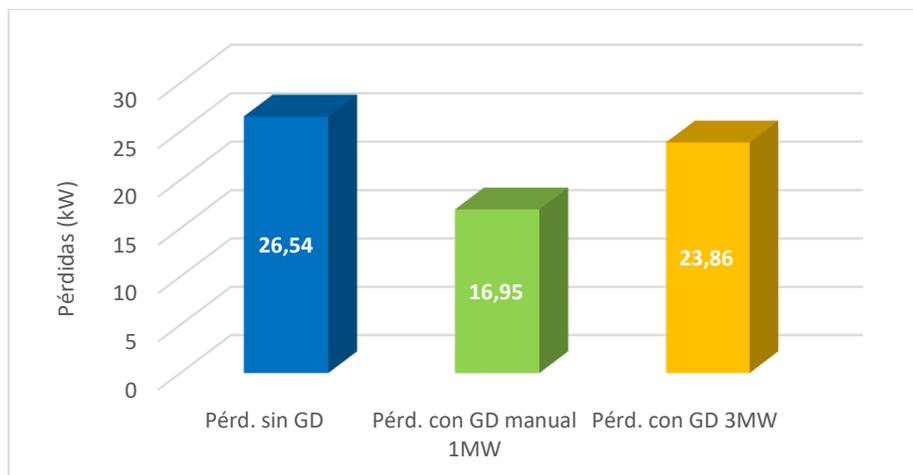
La reducción de pérdidas de potencia total en las líneas con GD de 3MW es de 1,59 kW, respecto a GD de 1MW y de 9,98 kW sin GD.

Figura 4-17. Comparación de pérdidas en las líneas para GD de 3MW



El impacto de la generación distribuida en las pérdidas totales de la red eléctrica de Universidad Nacional, sede Bogotá se presentan en la Figura 4-18, Para generación distribuida presenta una mínima disminución respecto al caso sin generación PV, mientras que aumenta 8 kW aproximadamente respecto al caso de PV de 1MW, este aumento se ve influenciado por las grandes pérdidas de los transformadores. Por lo que se evidencia la importancia de un dimensionamiento y ubicación adecuada de la generación distribuida de acuerdo a las características de la red.

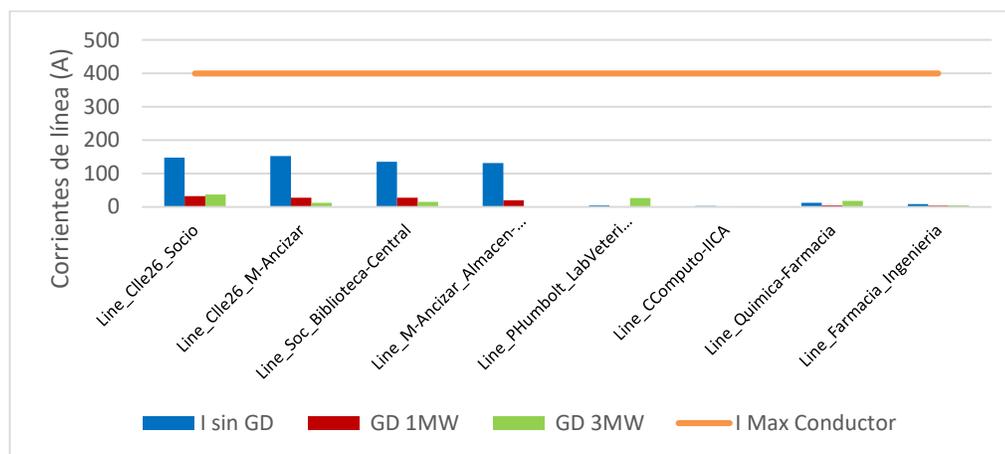
Figura 4-18. Pérdidas totales de la red de la UN para GD de 3MW



4.5.2 Corrientes de línea

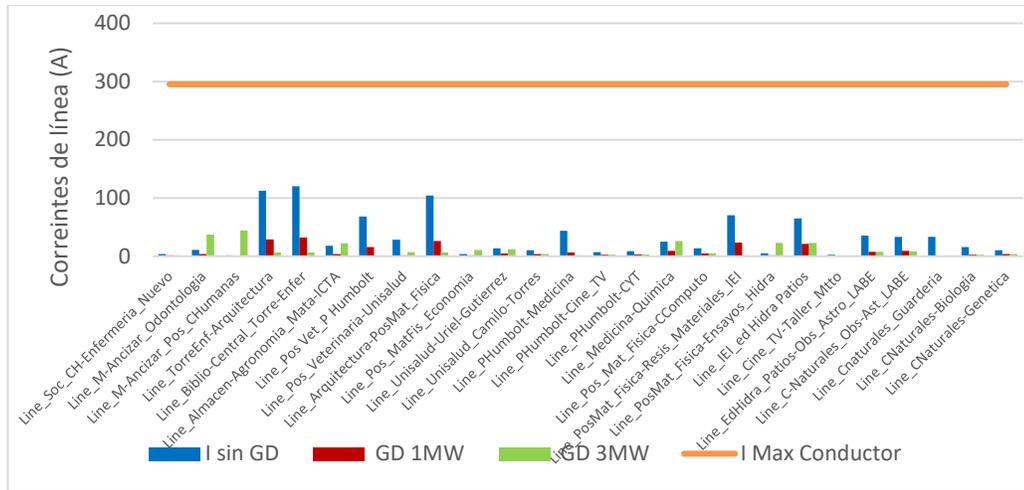
Las corrientes de líneas que tiene conductor 4/0 AWG, se muestra en la Figura 4-19, donde se observa que en algunas líneas la corriente aumenta respecto a la generación distribuida de 1MW sin embargo sigue siendo muy inferior en comparación al caso sin generación distribuida. La máxima corriente que se presenta en las líneas es de 37 A, estando muy por debajo del límite que es 400A

Figura 4-19. Corrientes de líneas para conductor 4/0 AWG con 3 MW.



Así mismo, se observa en la Figura 4-20 las corrientes en baja tensión, donde el límite de corriente para el conductor 2/0 AWG es de 300 A, en ningún momento es excedido. La corriente máxima alcanzada con generación distribuida de 3MW es de 44,3 A.

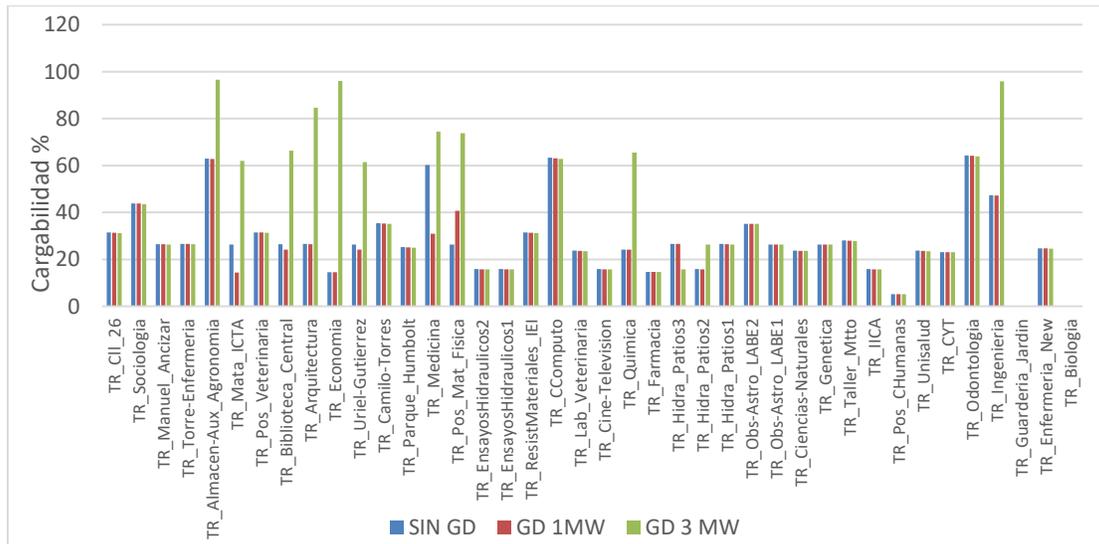
Figura 4-20. Corrientes de líneas para conductor 2/0 AWG con 3 MW



4.5.3 Cargabilidad de los transformadores

En la Figura 4-21, se muestra la cargabilidad de los transformadores en el caso actual, con GD de 1MW y GD de 3MW. Se puede ver que los 10 transformadores en los que aumenta la cargabilidad corresponden a los que se instaló generación distribuida, sin embargo ninguno excede su capacidad. Los transformadores que se encuentran más cercanos al 100% son: Almacén de Agronomía, Ingeniería y Economía.

Figura 4-21. Cargabilidad de los transformadores para GD 3MW redistribuidos.

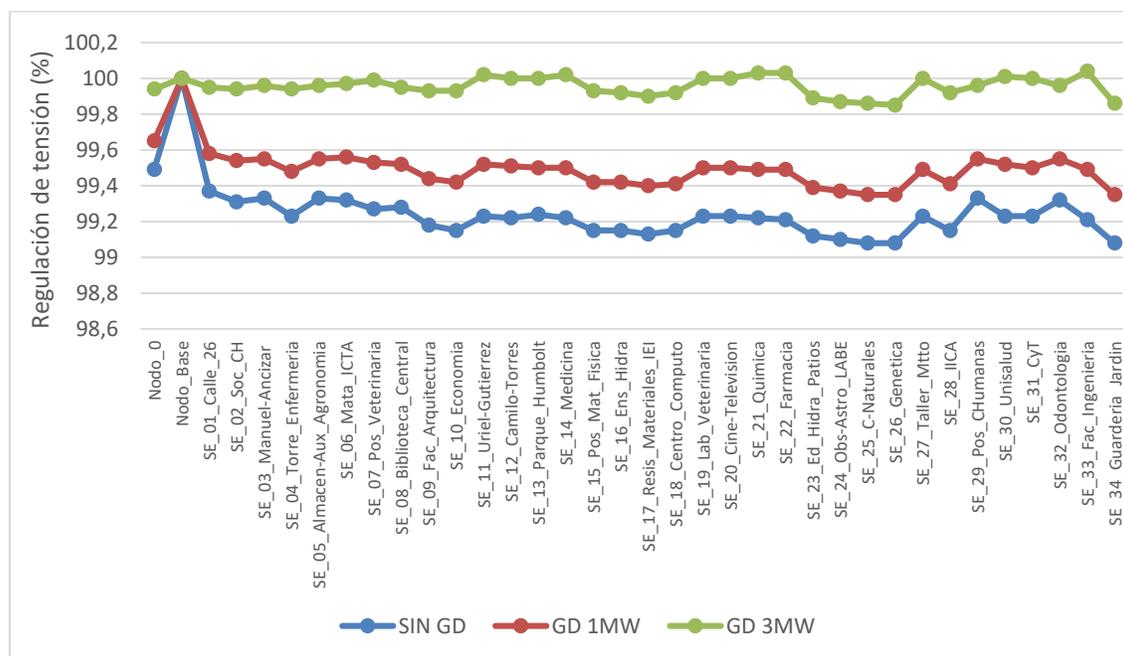


4.5.4 Regulación de tensión

En la Figura 4-22, se observa la regulación de tensión en los nodos de 11,4 kV, se evidencia

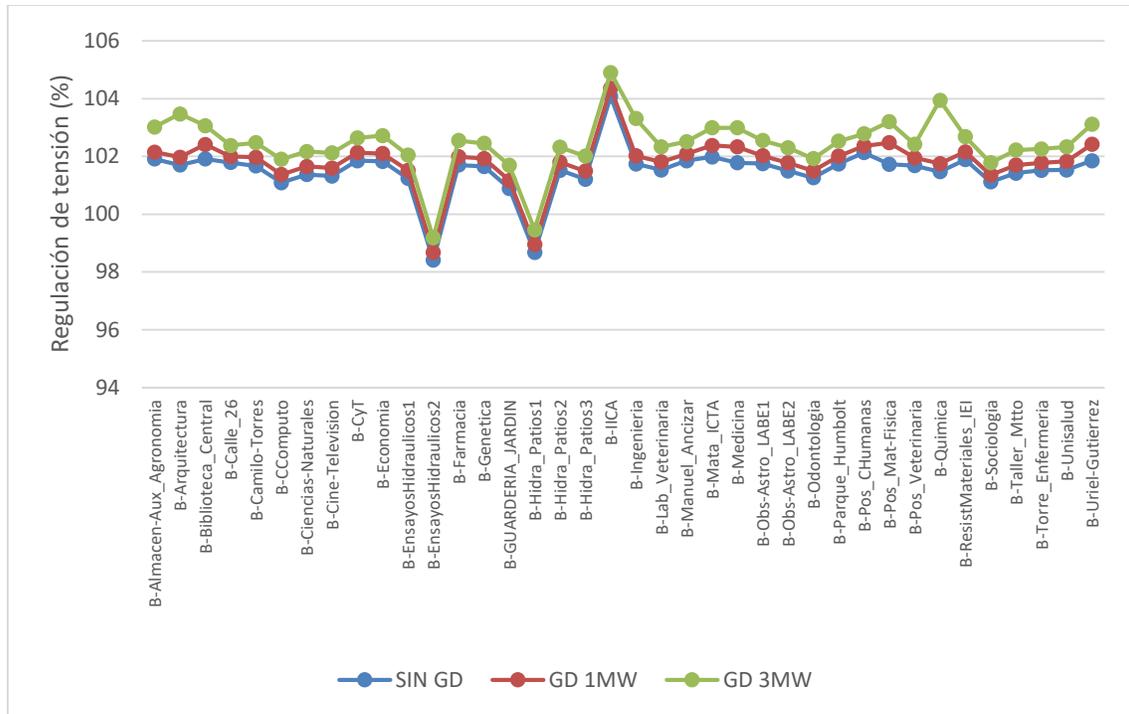
que con la generación distribuida se mejora el perfil de tensión, tanto para 1MW y más aún para 3MW, en el cual la variación es mínima alrededor de 100 % es decir su valor nominal.

Figura 4-22. Regulación de tensión nodos de media tensión para 3MW.



Para baja tensión, como se observa en la Figura 4-23, el límite no es excedido por ninguno de los nodos del sistema, sin embargo si hay nodos que sobresalen por acercarse al límite máximo como son: IICA y Química, precisamente en estos 2 nodos se instalaron fuentes de generación distribuida. Caso contrario ocurre con los nodos de EnsayosHidraulicos2 e Hidra_Patios1 que sobresalen por estar debajo del 100% y con los sistemas PV aumenta 1 punto acercándose al valor nominal. En el resto de nodos el porcentaje de regulación aumenta en pequeña proporción, alejándose de su valor nominal.

Figura 4-23. Regulación de tensión para nodos de baja tensión para 3 MW.



4.5.5 Factor de potencia

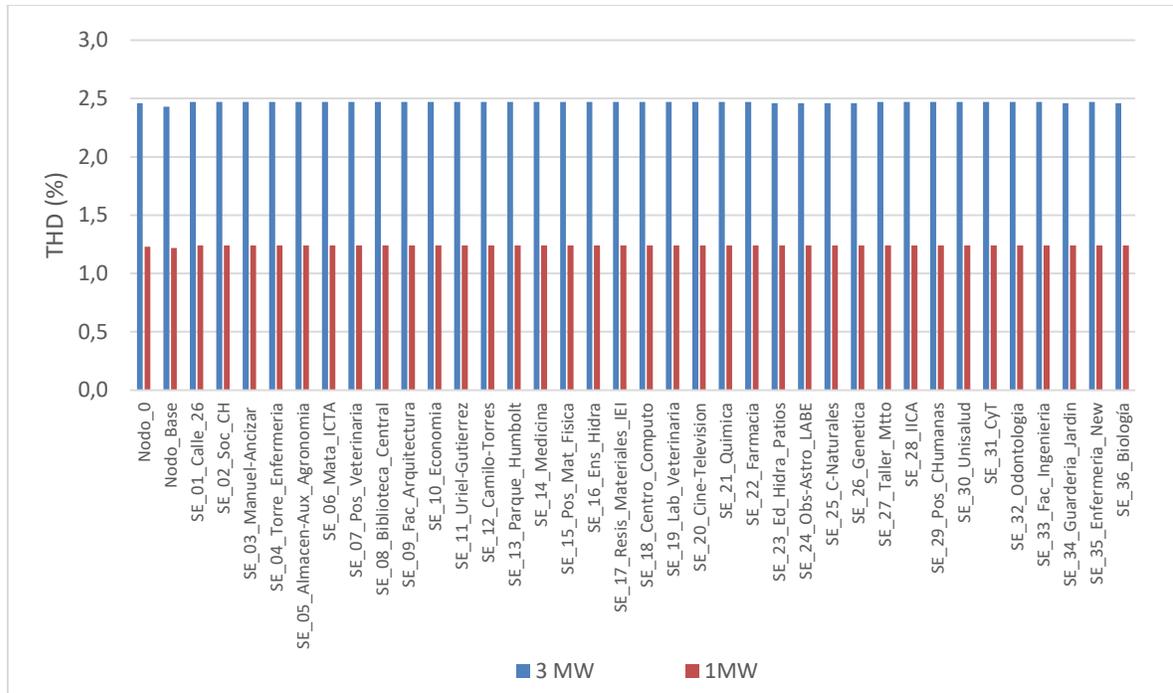
Al instalar los sistemas de generación PV de 3 MW, el factor de potencia desciende considerablemente como se observa en la Figura 4-24 afectando las características de la red ya que se encuentra por debajo de 0,8 incumpliendo los límites de la CREG, en este caso es necesario la instalación de equipos de compensación reactiva para la corrección del factor de potencia. Para brindar solución a esta conducta, actualmente los inversores son desarrollados con la función de garantizar la compensación de reactivos, de acuerdo al tamaño o capacidad del sistema. Los equipos de la evaluación económica cumplen con dicha funcionalidad, garantizando un factor de potencia mínimo de 0,9.

Figura 4-24. Factor de potencia para 3 MW.

4.5.6 Distorsión Armónica

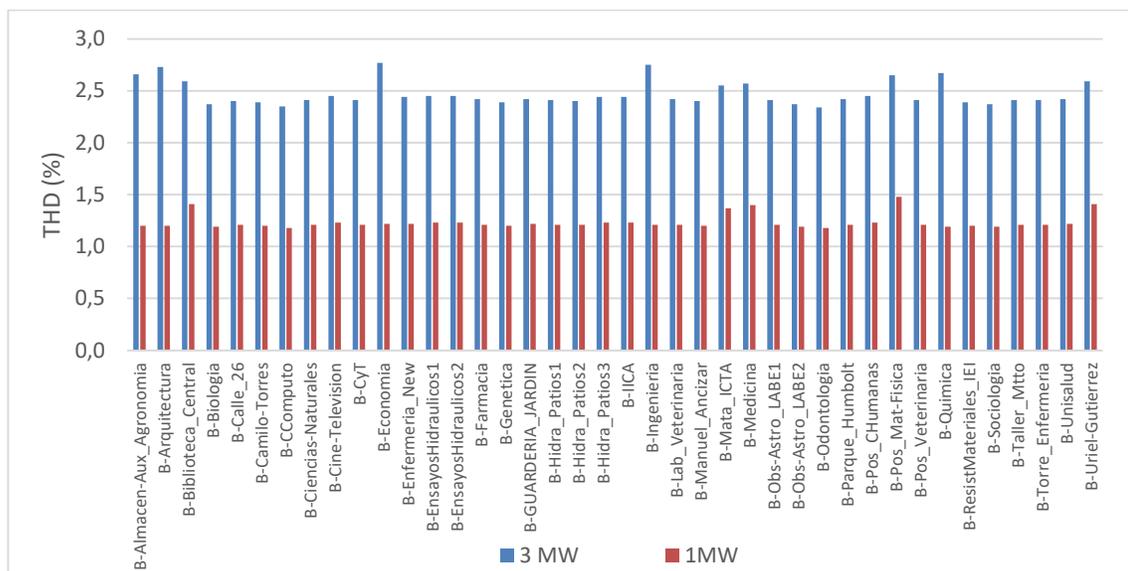
En la Figura 4-26 se observa la comparación del indicador de distorsión armónica total para los nodos de media tensión con los sistemas de generación de 1MW y 3MW. En los 37 nodos del sistema presentan un aumento del 100% de *THD* para el escenario de 3 MW respecto al escenario de 1MW. Sin embargo, sigue estando debajo del límite de 5%.

Figura 4-26. Comparación de % THD en nodos de media tensión para 3MW y 1 MW



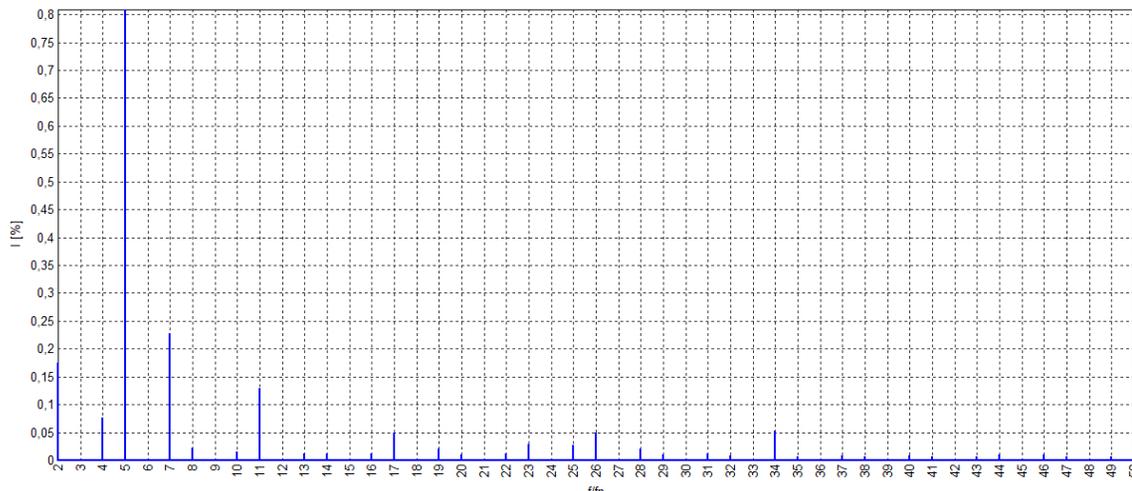
Para los nodos de baja tensión, se muestra la Figura 4-27 donde se observa la comparación para los dos escenarios, es evidente que el indicador de distorsión armónica total presentan un aumento del porcentaje de distorsión del 100% aproximadamente y sobresalen los nodos donde se instalaron los sistemas PV estando por encima del 2,5 de% THD.

Figura 4-27. Comparación de % THD en nodos de baja tensión para 3MW y 1 MW



En la Figura 4-28 se muestra el espectro de armónicos donde se evidencia que el armónico de mayor distorsión es el tercero con 0,8% aproximadamente, sin embargo esta dentro del límite esperado.

Figura 4-28. Espectro de corrientes armónicas para la red.



Adicionalmente en el Anexo A, se muestra el espectro de distorsión armónica para cada generador donde en ningún caso excede el límite 5% debido a las características del inversor.

En el análisis anterior se identificó que en el primer escenario los resultados fueron favorables, evidenciando una reducción en las pérdidas totales en la red, corrientes de línea, cargabilidad de líneas y transformadores y mejora en la regulación de tensión.

Mientras que el caso de 3MW, los resultados iniciales no fueron satisfactorios ya que las pérdidas totales aumentaron, las corrientes disminuyeron respecto al caso sin generación distribuida, sin embargo, la cargabilidad de los transformadores aumentó específicamente en 4 de los nodos donde se ubicaron los sistemas PV sobrepasando la capacidad disponible, de la misma forma sucedió con la regulación de tensión que en algunos casos excedió el límite. Por lo anterior se decidió nuevamente ajustar los criterios y disminuir la capacidad de los sistemas PV redistribuyendo la potencia para otras cargas, de manera que no se afectara la red. Se debe tener en cuenta que entre más sistemas PV se consideren más aumenta los costos debido a que se requieren más equipos inversores, cableado, medidores y sistemas de protección.

Como se pudo observar, la inclusión de sistemas de generación distribuida a la red trae consigo beneficios para ésta. Sin embargo, exceder la cantidad de energía generada también traslada problemas a la red. Por lo tanto, es necesario realizar un estudio para la ubicación y dimensionamiento óptimo de acuerdo a las características de los nodos y el desempeño de la red.

En caso de generar excedentes de energía se debe disponer de equipos de almacenamiento o coordinar con el operador de red para la venta a la red del SIN, ahora que la regulación lo permite, cumpliendo con lo señalado en las normas ya establecidas

Se evidencia una mejora de las características de los elementos del sistema eléctrico al instalar fuentes de generación fotovoltaica de forma distribuida de 1MW total principalmente en la disminución de pérdidas de energía. Esto a largo plazo es un ahorro económico. En el caso de 3MW el principal inconveniente es con el factor de potencia, que genera irregularidades en el desempeño de la red, pero con los equipos de compensación se le da solución al problema.

5. UBICACIÓN ÓPTIMA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

Como se observó en el capítulo 4, los sistemas de generación distribuida permiten mejorar las características de la red, entre estas la reducción de pérdidas como se logró con los sistemas ubicados según los criterios definidos. Sin embargo, para sistemas más extensos esta tarea es más compleja por lo cual se han desarrollado diferentes métodos adaptativos aplicados para la ubicación óptima de los sistemas de generación, como son los algoritmos genéticos.

5.1 Algoritmo Genético

Los Algoritmos Genéticos son métodos comúnmente usados para resolver problemas de búsqueda y optimización. Están basados en el proceso genético de los organismos vivos. A lo largo de las generaciones, las poblaciones evolucionan en la naturaleza de acuerdo con los principios de la selección natural y la supervivencia de los más fuertes. Por imitación de este proceso, los Algoritmos Genéticos son capaces de ir creando soluciones para problemas del mundo real [40].

Un algoritmo genético consiste en una función matemática o una rutina de software que toma como entradas a los ejemplares y retorna como salidas cuáles de ellos deben generar descendencia para la nueva generación.

Versiones más complejas de algoritmos genéticos generan un ciclo iterativo que directamente toma a la especie, es decir el total de los ejemplares y crea una nueva generación que reemplaza a la antigua una cantidad de veces determinada por su propio diseño. Una de sus características principales es la de ir perfeccionando su propia heurística en el proceso de ejecución [41].

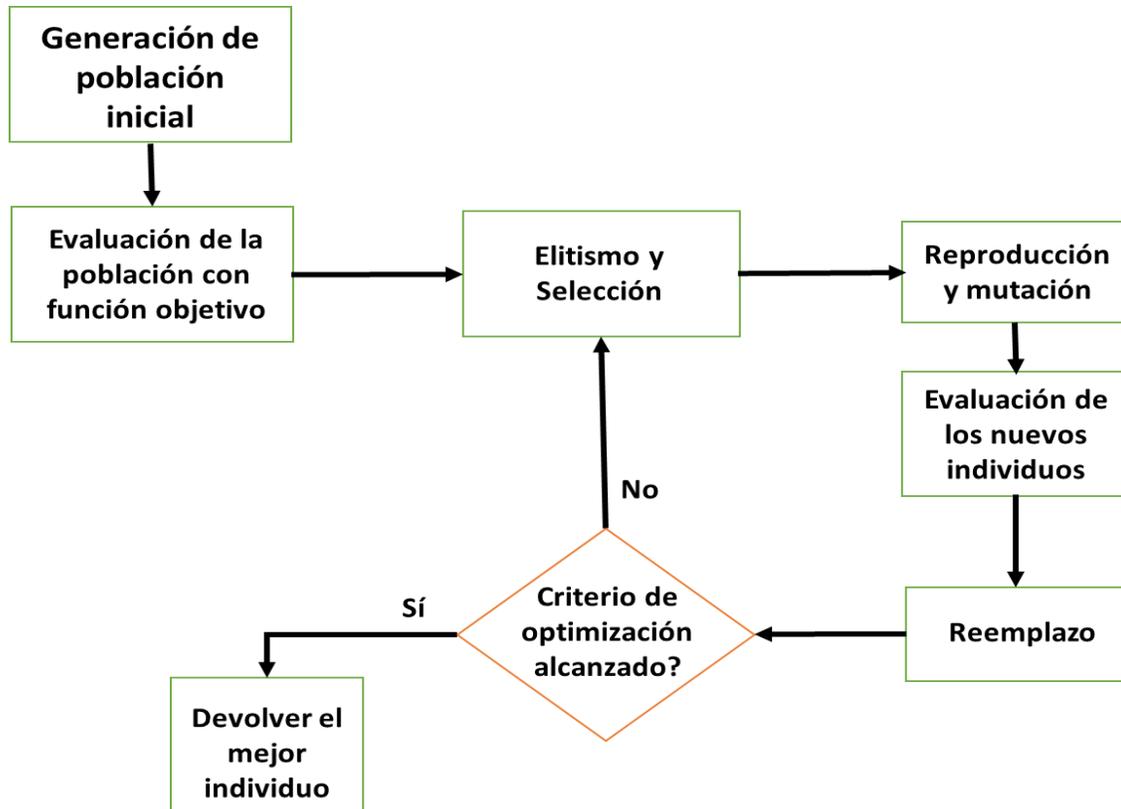
5.1.1 Desarrollo del Algoritmo Genético

El algoritmo genético implementado busca determinar la ubicación y dimensionamiento óptimo de los sistemas fotovoltaicos con el objetivo de reducir las pérdidas actuales del sistema. Está conformado por cuatro funciones que corresponden a las actividades principales que son: evaluación, elitismo, mutación y selección, para la programación se

utiliza el software Matpower

El algoritmo inicia estableciendo las condiciones y restricciones generales, en este caso se definió como requerimiento la ubicación de 10 generadores de 100 kW cada uno, teniendo en cuenta la dimensión de los transformadores que en su mayoría son de 150 kW, el espacio disponible y los costos ya que una cantidad mayor aumenta significativamente la inversión.

Figura 5-1. Diagrama de flujo del algoritmo genético.



- **Generación**

Se genera la población inicial, en este caso de 100 individuos mediante un proceso aleatorio.

- **Evaluación**

Para cada individuo de la población se debe calcular el valor de la función objetivo. En este caso la función objetivo corresponde a la disminución de pérdidas de energía en el sistema. Una vez definido el objetivo se calcula los flujos de carga óptimos para cada individuo de la

población, considerando la curva de duración de carga (demanda alta, media y baja con su respectiva duración).

- **Elitismo**

Se ordena la población de acuerdo al resultado inicial de pérdidas, ponderando los 10 individuos con menores pérdidas como los de élite lo cual permite en las siguientes generaciones individuos con óptimo resultado.

- **Selección**

La selección es el operador que permite escoger los individuos de la población actual que participan en la generación de un nuevo individuo. El proceso de selección implementado usa una competencia basada en torneo. En cada torneo, un número de individuos son seleccionados aleatoriamente de la población actual, y aquel con mejor función objetivo es seleccionado para generar nuevos descendientes. Los dos individuos seleccionados deben ser diferentes. Posteriormente, ambos individuos deben pasar a la fase de recombinación.

- **Mutación**

El individuo seleccionado debe pasar por la etapa de mutación. En esta etapa una posición del cromosoma es aleatoriamente seleccionada con una probabilidad específica, y su información es cambiada.

Para la aplicación del algoritmo diseñado a la red de la Universidad fue necesario tomar los datos del flujo de carga del modelo en Neplan e ingresarlo a Matpower, transformándolos de acuerdo a las unidades y bases solicitadas. Una vez ejecutando el algoritmo se obtienen un listado de 100 generaciones o resultados de ubicación numerando el nodo, los cuales se organizan de acuerdo a la cantidad de pérdidas, de esta manera se observa que los individuos repiten la ubicación de los generadores. La solución óptima en el caso de la red es:

48 42 32 6 49 52 68 51 42 58

Se debe tener en cuenta que en Matpower se analizan las pérdidas entre nodos MT y en transformadores por lo tanto se observan 73 nodos los cuales 37 corresponden a nodos de media tensión y 36 a nodos de baja tensión. El algoritmo ubica los generadores fotovoltaicos, 8 generadores de 100 kW y un generador en el nodo 42 de 200kW. Lo anterior corresponde a los siguientes nodos:

Nodo 48 (BT), Uriel Gutiérrez 100kW

Nodo 42 (MT), Almacen_Aux_Agronomía 200kW

Nodo 32 (MT), Odontología 100kW

Nodo 6 (MT), Mat_Icta 100kW

Nodo 49 (MT), Camilo Torres 100kW

Nodo 52 (BT), Pos_Maty Fis 100kW

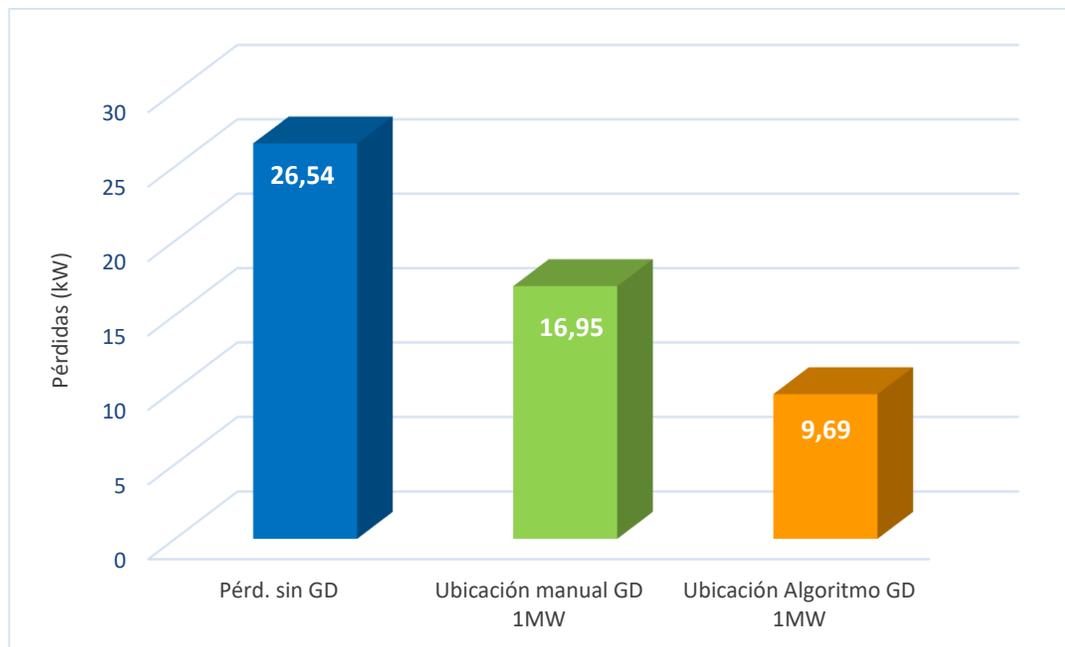
Nodo 68 (BT), CyT 100kW

Nodo 51 (MT), Medicina 100 kW

Nodo 58 (BT), Quimica 100kW

Al comparar con la ubicación manual de los generadores se observa que la mayoría de nodos propuestos por el algoritmo son los mismo a los evaluados anteriormente. Con la ubicación óptima del algoritmo genético, las pérdidas totales en la red se reducen a 9,68 kW.

Figura 5-2. Comparación de pérdidas antes y después de aplicar el algoritmo genético.

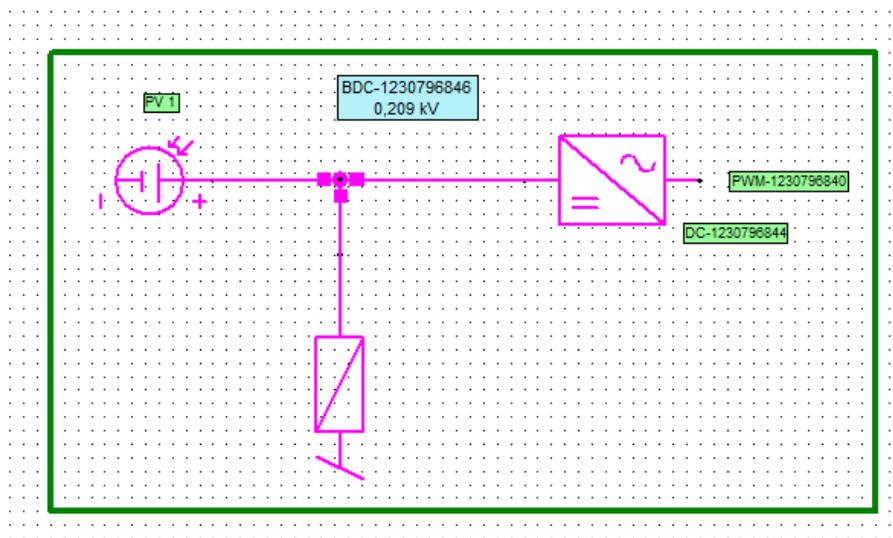


5.1.2 Modelo de la demanda y generación en los nodos PV

Los flujos de energía que circulan por las redes eléctricas de distribución son originados por la demanda de potencia en los diversos nodos, variando a lo largo del día en función de los requerimientos que presentan los usuarios de cada edificio. Los perfiles de tensión se relacionan con los flujos y por consiguiente con la demanda que existe en cada instante en la red. Para la representación horaria de la demanda en los nodos donde se instalan los sistemas fotovoltaicos se ha tomado como referencia información medida de perfiles de carga.

Adicionalmente se describe el modelamiento de los sistemas fotovoltaicos (generador fotovoltaico con el inversor relativo PWM), en el software.

Figura 5-3. Modelamiento del sistema solar en Neplan



Como se observa en la Figura 5-3. Modelamiento del sistema solar en Neplan, los elementos principales que conforman el sistema fotovoltaico son el panel, el inversor, un elemento denominado paralelo DC, el cual representa una resistencia capacitiva, dichos elementos se unen en un nodo DC con una tensión definida por el usuario de acuerdo al arreglo de paneles, la salida AC del inversor se conecta al nodo AC de la red o a un transformador dependiendo de la tensión de salida definida por el usuario.

En la Figura 5-4, se observan los parámetros solicitados para los paneles fotovoltaicos para lo cual se usa el catálogo de Jinko Solar y se escoge un panel de 270 W.

Figura 5-4. Parámetros de entrada del panel solar

Análisis Dinámico

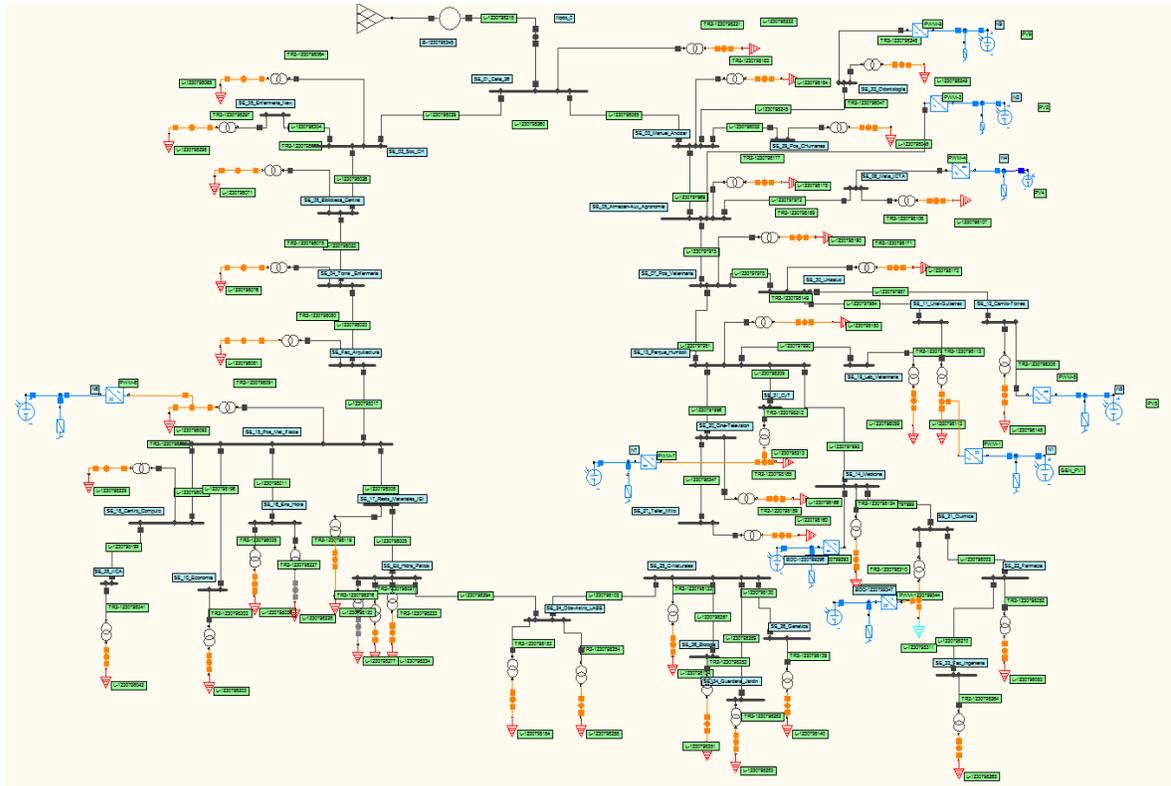
Parametros celda unica

Icc...A	9,09	alphasc...1/°C	0,06
Voc...V	38,8	betaVoc...V/°C	-0,30
T...°C	25	Tref...°C	45
G...kW/m2	0	Gref...kW/m2	1
Rs...Ohm	0	Vpp...V	31,7
n	16,50	Ipp...A	8,52

Matriz PV

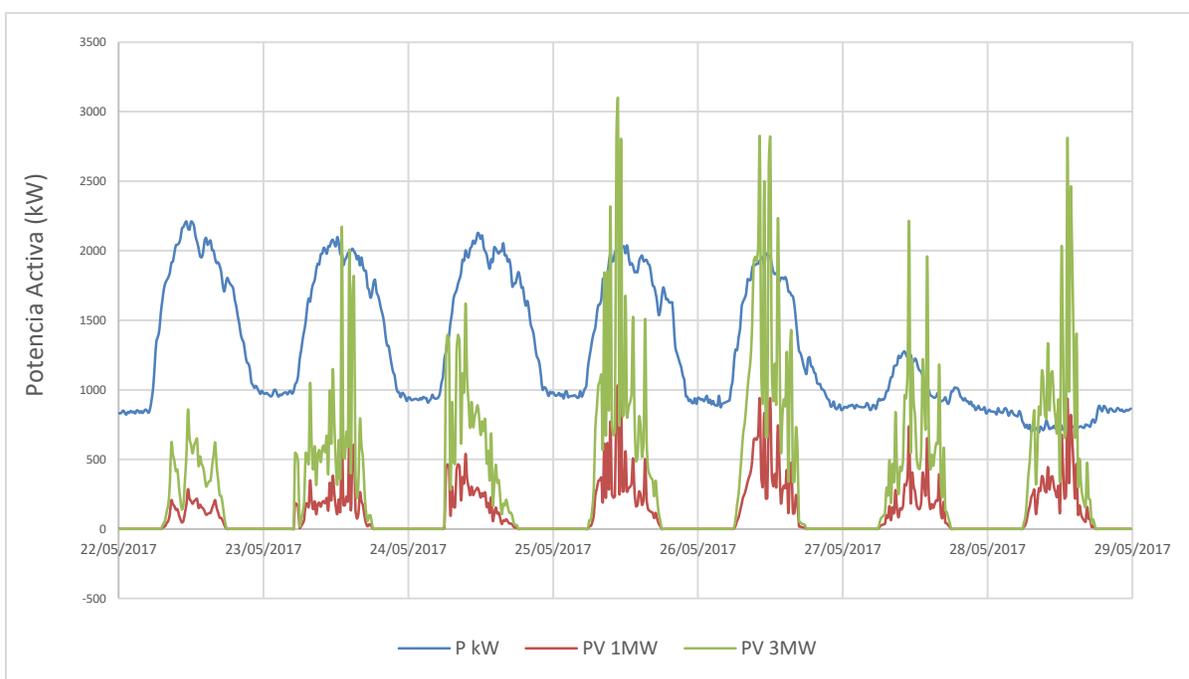
Nser	1
Npar	786

En la Figura 5-5, se observa el diagrama del sistema eléctrico de la Universidad con los sistemas fotovoltaicos ubicados en los nodos, como lo indica el algoritmo desarrollado anteriormente y con las características descritas, para iniciar la simulación y análisis de resultados obtenidos.

Figura 5-5. Diagrama de la red con ubicación de los sistemas PV

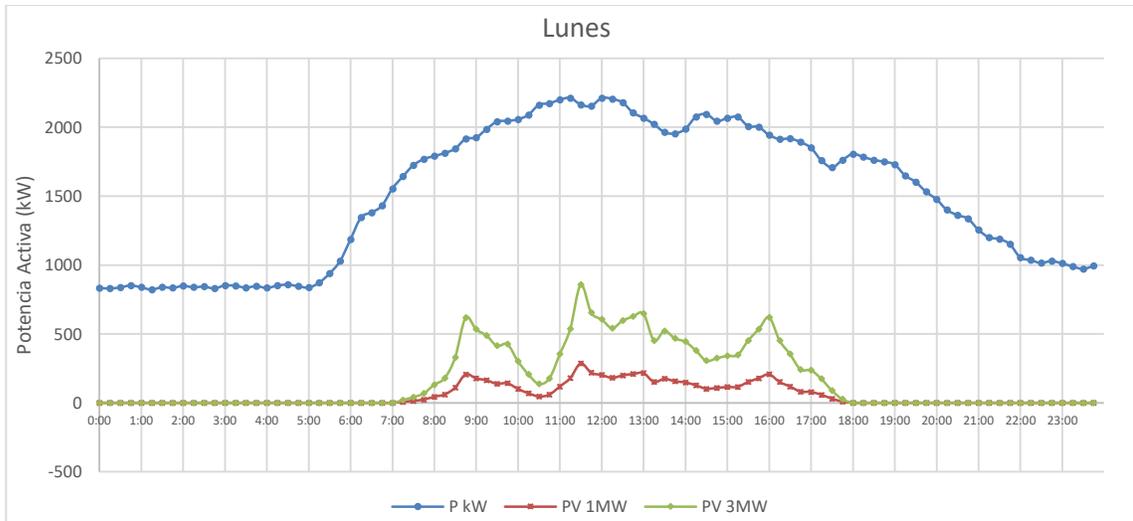
Con el fin de observar un perfil semanal de energía generada con los sistemas fotovoltaicos y la energía demanda a la semana, se tomó como base la información disponible del medidor inteligente instalado en la subestación de la calle 26 y la estación meteorológica instalada en facultad de Medicina, se simularon los datos de la semana del lunes 22 de mayo de 2016 al domingo 28 de mayo de 2016. En la comparación se evidencia que para días soleados donde hay mayor radiación la energía generada es mayor a la energía demandada, para lo cual se debe considerar sistemas de acumulación o la venta de los excedentes.

Figura 5-6. Perfiles de demanda y generación para 1 MW y 3 MW



Como se observa en la gráfica anterior, el día de mínima radiación es el lunes, el de máxima radiación el jueves y el domingo se destaca por ser un día de mínima demanda, por lo cual se presentan excedentes de generación. A continuación, se muestran los resultados de la energía generada y demanda diaria para los anteriores casos.

Figura 5-7. Perfiles de demanda y generación para un día de mínima radiación



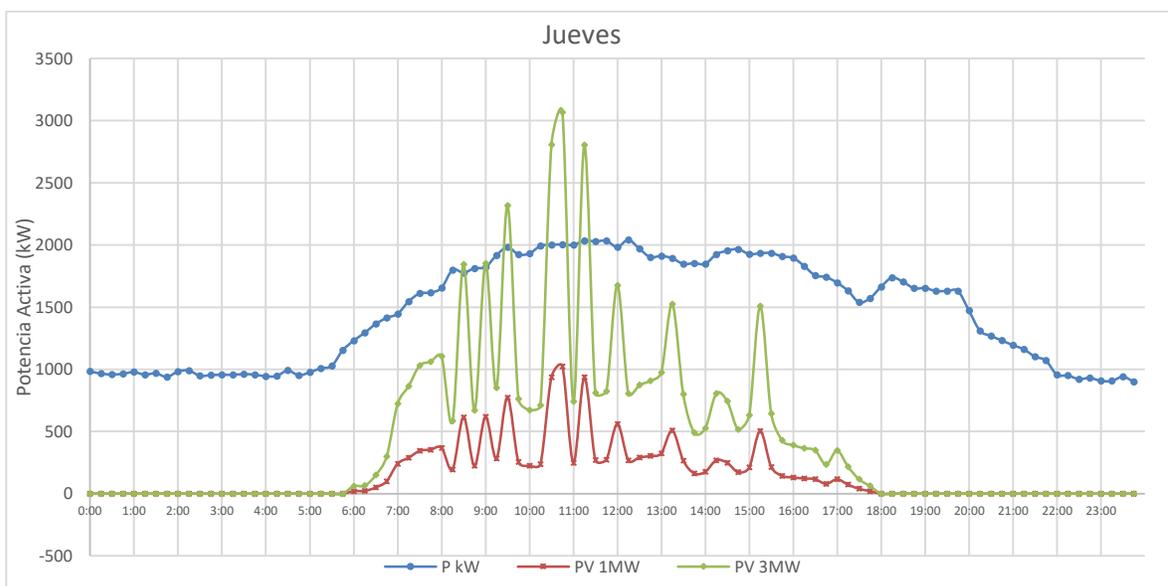
Energía total demanda el día lunes: 36,13 MWh

Energía total generada por el sistema PV de 1MW el día lunes: 1,35 MWh

Energía total generada por el sistema PV de 3MW el día lunes: 4,07 MWh

Como lo indica la Figura 5-7, el día lunes fue un día nublado o posiblemente lluvioso, por lo cual la radiación solar es baja. La energía total generada con el sistema de 1MW corresponde tan solo al 3,7% aproximadamente de la energía consumida y en el caso de 3 MW un poco más del 11%, lo cual indica que se lograría un ahorro de 378.000 pesos y 1.316.000 pesos respectivamente.

Figura 5-8. Perfiles de demanda y generación para un día de máxima radiación



Energía total demanda el día jueves: 35,02 MWh

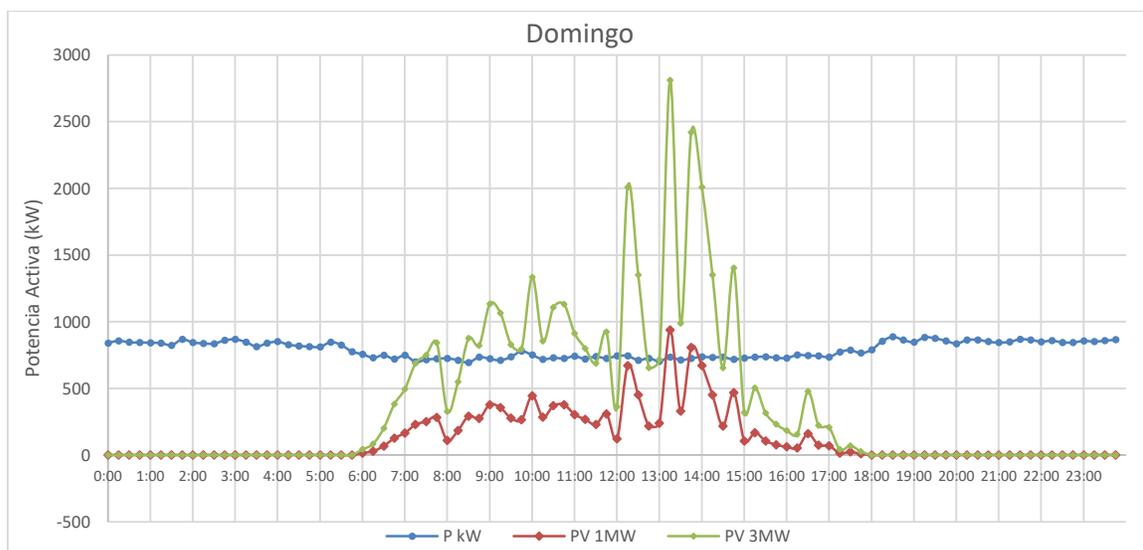
Energía total generada por el sistema PV de 1MW el día jueves: 3,55 MWh

Energía total generada por el sistema PV de 3MW el día jueves: 10,65 MWh

Para el día jueves de la semana en estudio, la Figura 5-8 muestra que contrario al día lunes fue un día soleado, lo que indica una máxima radiación lo que permitió que el sistema generara energía a su máxima capacidad, aproximadamente a las 10:30 am. Así mismo, por la variabilidad de las condiciones climáticas se presentan lapsos de tiempo de baja radiación como el punto de las 10:00 am.

La energía total generada con el sistema de 1MW corresponde al 10% aproximadamente de la energía consumida y en el caso de 3 MW un poco más del 30%, lo cual indica que se lograría un ahorro de 994.000 pesos y 2.982.000 pesos respectivamente.

Figura 5-9. Perfiles de demanda y generación para un día de mínima demanda



Energía total demanda el día jueves: 18,95 MWh

Energía total generada por el sistema PV de 1MW el día jueves: 3,09 MWh

Energía total generada por el sistema PV de 3MW el día jueves: 9,27 MWh

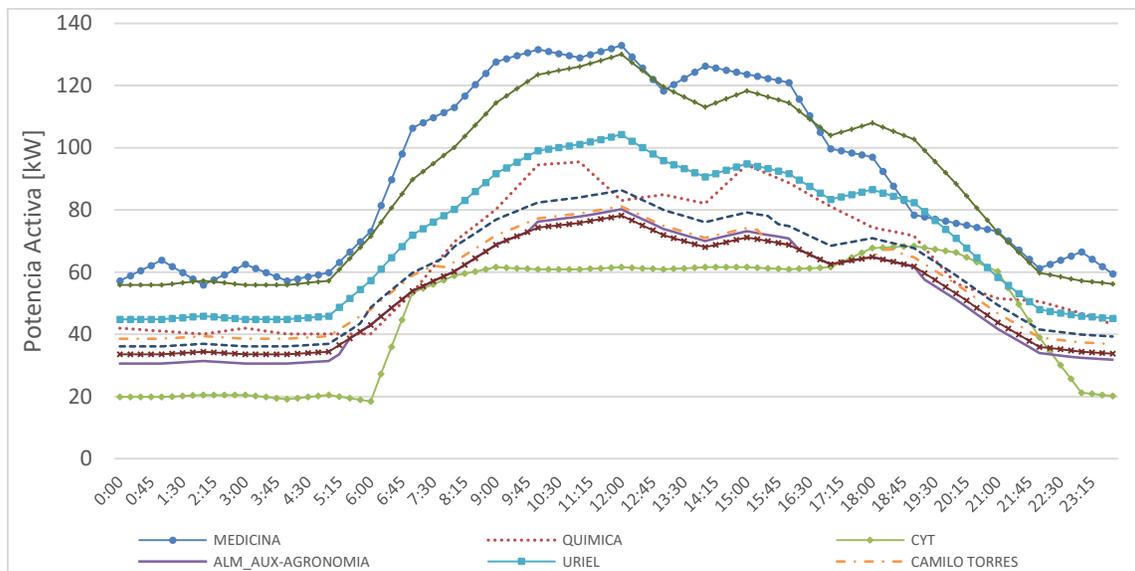
El día domingo además de ser un día soleado y de buena radiación contrasta por presentarse la mínima demanda de energía, como se observa la gráfica el sistema de 1 MW sobrepasa la potencia demandada en dos puntos del día, a la 1:15 y la 1:45 de la tarde. Por

otra parte, la potencia del sistema de 3MW, en horario entre 8:30 am y 3:00 pm está por encima de la potencia demanda, excepto en dos puntos, a las 12 del mediodía y a las 12:45 pm.

La energía total generada con el sistema de 1MW corresponde al 16,2% aproximadamente de la energía consumida y en el caso de 3 MW un poco más del 49%, lo cual indica que se lograría un ahorro de 865.200 pesos y 2.595.600 pesos respectivamente.

Así mismo, en la Figura 5-10 se observa el perfil de carga para cada uno de los puntos de instalación de generación fotovoltaica.

Figura 5-10. Perfiles de demanda para cada punto de instalación de GD

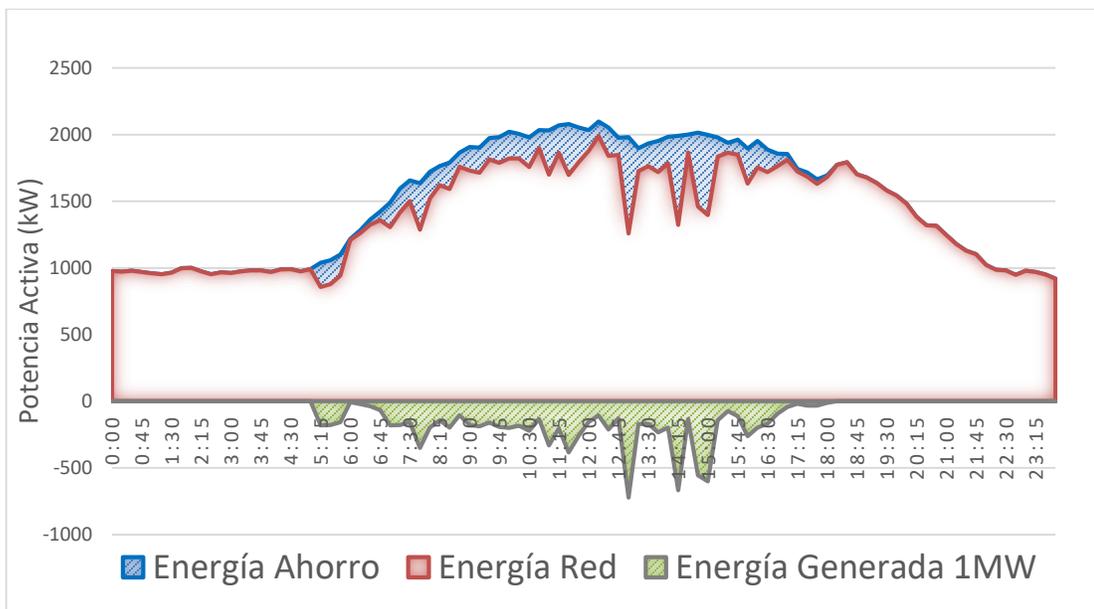


Las fuentes de generación FV se modelaron como elementos que inyectan potencia activa a la red (operando a factor de potencia unitario). En el modelo de análisis de redes utilizado se introduce la potencia activa generada por el sistema FV como una potencia activa negativa. De esta forma la potencia a inyectar desde/hacia la red, en cada uno de los nodos o punto de conexión que posee una fuente de generación FV, resulta como la diferencia entre la potencia generada por la fuente de energía FV y la potencia demandada por la carga en dicho punto. En este caso se usó la radiación promedio.

En las figuras siguientes se muestra la curva de demanda típica total que presenta la Universidad para días entre semana, así como la curva de generación para 1 MW y 3MW modelada como carga negativa. Para el caso que no existan excedentes de energía para inyectar a la red; esto implica generar como máximo hasta la curva de mínima demanda en

el periodo de menor consumo, obteniéndose la curva neta resultante como la suma entre ambas y apreciando así el ahorro de energía.

Figura 5-11. Curva de Energía Consumida, Energía Generada y Neta Resultante para GD de 1 MW

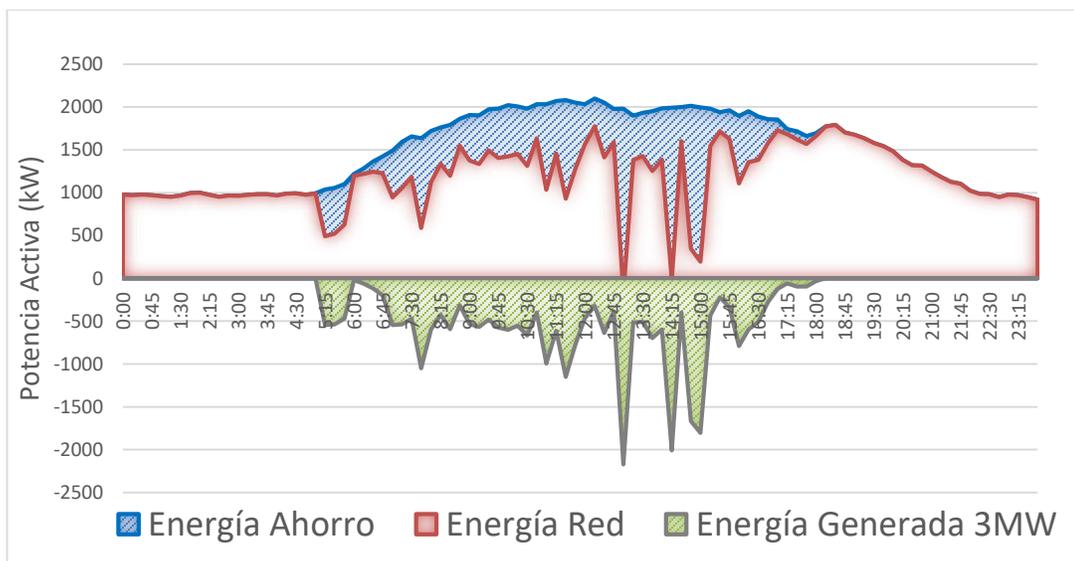


Energía total demandada en un día promedio: 35,93 MWh

Energía total generada por el sistema PV de 1MW día promedio: 2,51 MWh

Energía total suministrada por la red en un día promedio: 33,42 MWh

Figura 5-12. Curva de Energía Consumida, Energía Generada y Neta Resultante para GD de 3 MW



Energía total demandada en un día promedio: 35,93 MWh

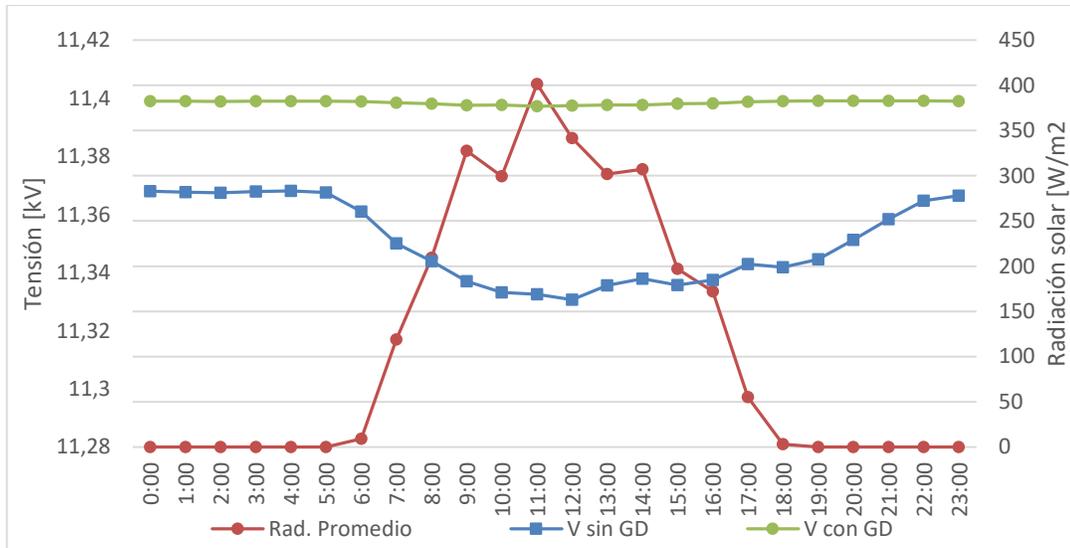
Energía total generada por el sistema PV de 3MW día promedio: 7,53 MWh

Energía total suministrada por la red en un día promedio: 28,39 MWh

A continuación, se analiza el impacto de la generación distribuida en el nodo principal, donde el Operador de Red exige el cumplimiento de la norma en cuanto a la regulación de tensión con el fin de no afectar su red [42],[43]. En la Figura 5-13 se observa que a pesar de no existir un sistema de GD instalado directamente en la carga del nodo, si se logra un mejoramiento en el perfil total del sistema, lo cual está directamente relacionado con la potencia generada que depende de la radiación. Se presentan mínimas variaciones en la tensión alrededor de 11,39 kV.

La línea azul indica el comportamiento de la tensión a lo largo de un día, se observa que a partir de las 5 de la mañana inicia un descenso debido a la carga demandada. El punto mínimo de tensión se presenta a las 12 del medio día con 11,33 k V donde a su vez la carga llega a su valor máximo.

Figura 5-13. Perfil de tensión nodo Calle 26

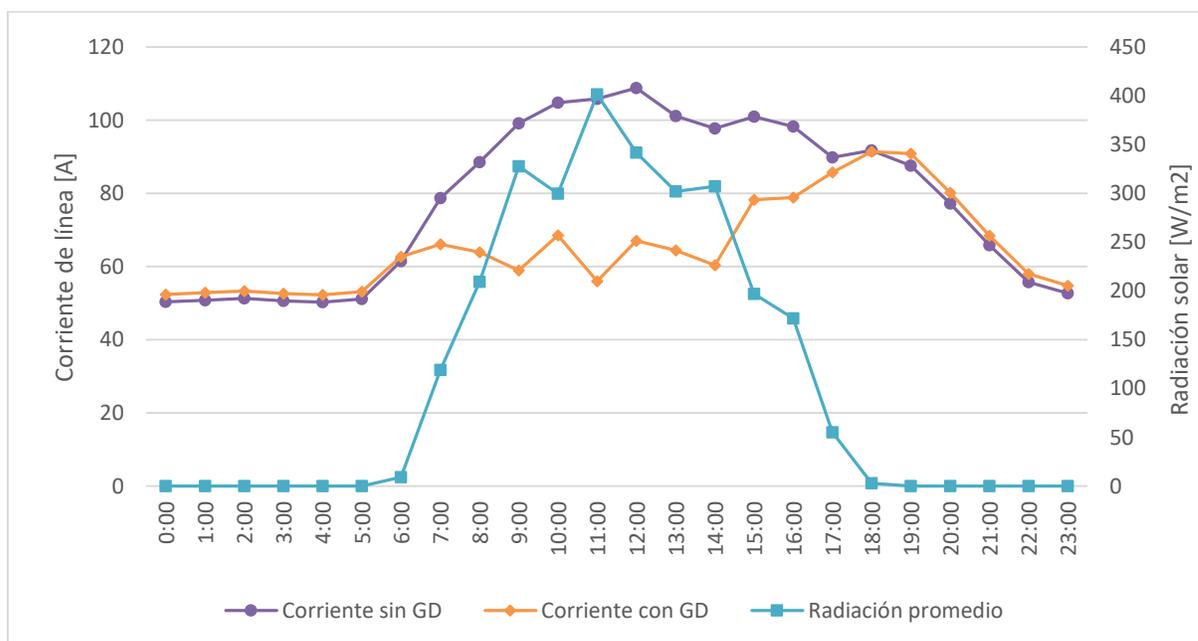


Para observar el comportamiento del perfil de tensión en cada uno de los nodos tanto en MT como en BT con generación distribuida ver Anexos.

En cada uno de estos nodos se presenta un comportamiento similar, excepto en el nodo Pos_Mat y física, donde el impacto y por ende mejoramiento del perfil de tensión es menor debido a que es el único sistema de generación fotovoltaico instalado en el ramal de la izquierda. Sin embargo, continúa cumpliendo la regulación.

Así mismo, se muestra en la figura siguiente el comportamiento de la corriente en la línea de alimentación al nodo principal, donde se observa que la corriente disminuye respecto al caso sin generación distribuida, de acuerdo a la potencia generada, como era de esperarse. De las 0 horas hasta 6 y entre las 18 hasta las 24 se mantiene igual que sin generación distribuida, en los puntos de máxima radiación se produce mayor potencia y por lo tanto la corriente requerida de la red es menor, así mismo, cuando disminuye la radiación la corriente proveniente de la red aumenta.

Figura 5-14. Corriente en la línea de alimentación al nodo principal



El comportamiento de la corriente en media tensión en las líneas que alimentan los nodos de generación distribuida se puede observar en los Anexos.

En cada una de estas líneas presenta un comportamiento similar a la gráfica anterior, entre las 6 am y las 6 pm la corriente disminuye con el aumento de radiación. Cuando se presentan picos de mayor radiación, la corriente presenta disminución.

Como se evidenció en las gráficas anteriores, la implementación de generación distribuida mediante sistemas fotovoltaicos, permitiría disminuir los picos de demanda mejorando el desempeño de la red eléctrica, adicional a los ahorros económicos diarios que se obtienen. Así mismo, en mayor escala esto tiene un importante impacto en la red eléctrica del OR, debido a una utilización más eficiente de la infraestructura disponible. Por ejemplo, se podría disminuir la puesta en marcha de generadores de alto costo, reducir las pérdidas y disminuir los costos de expansión del sistema de potencia.

6. ANÁLISIS ECONÓMICO

En este capítulo se presenta la evaluación económica para la implementación de la automatización de la red en la Universidad, según el diseño anterior. Los valores de las tecnologías aquí consignados son costos promedios en el mercado que nos sirven de referencia.

En la Tabla 6-1 se observan los valores generales de inversión en cada sistema para la automatización de la red de distribución de la Universidad. Los valores consignados para el sistema de generación corresponden a un estudio de mercado y para el resto de sistemas se han consultado catálogos disponibles en internet de diferentes proveedores de los equipos comparando los dos casos de generación distribuida de 1 MW y 3 MW.

Para el escenario de 3 MW donde se espera vender los excedentes no se tiene en cuenta el cargo por confiabilidad del servicio que pagaría el Operador de Red, puesto que aún no se ha estipulado una tarifa fija para dicho procedimiento. Para lo anterior se debe seguir lo estipulado en la reglamentación Creg 097 de 2014 y Creg 071 de 2008, adicionalmente deberá ser coordinado con el OR.

Tabla 6-1: Resumen de costos

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN	VALOR UNITARIO USD	VALOR TOTAL USD	
			GD 1 MW	GD 3MW
Sistema de medición avanzada	200 medidores inteligentes de energía de gama media, con todos sus componentes, para todas las subestaciones, edificios y sistemas de generación fotovoltaica.	400	80.000	80.000
Sistema de generación fotovoltaico distribuido	Sistemas de generación fotovoltaico sin baterías	1700 kW	1.700.000	5.100.000

Sistema de comunicaciones	Red de comunicaciones Smart Wifi, que incluye: Radios, conversores de medio y Gateways - Materiales de Instalación (Cable FTP, canaleta, soporte de radio y accesorios). Configuración y pruebas	67.950	67.950	67.950
Sistema de protección	Celdas , interruptor en SF6, relé de sobrecorriente SEPAM	26.483	79.450	79.450
	Interruptores, relés y contactores en cada subestación	5.000	180.000	180.000
Sistema de gestión y control	PI System (licencia, ingeniería y desarrollos)	120.000	120.000	120.000
	Scada tipo II (Mayor de 5000 y hasta 10.000 señales)	100.000	100.000	100.000
TOTAL USD			2.414.067	5.822.400

En el sistema de gestión avanzada se valora la totalidad de los equipos trifásicos de medición inteligente para las subestaciones y edificios y sistemas de generación fotovoltaica, incluyendo concentrador en algunos casos, todo son de gama media.

En el sistema de generación distribuida se evalúan los dos escenarios: 1 MW, y los sistemas distribuidos que en total suman 3MW. Incluye los paneles solares, inversores con función de compensación de armónicos y factor de potencia, reguladores, estructura metálica de soporte cableado, instalación y elementos de protección.

Para el sistema de protecciones de la red se tuvieron en cuenta las tres protecciones de la subestación principal, así como la instalación de los interruptores, relés de protección de los transformadores, líneas de distribución.

En el sistema de comunicaciones se evalúa una nueva red inalámbrica de última tecnología denominada Smart WIFI, para brindar más soporte y confiabilidad al flujo de datos entre toda la infraestructura.

En el sistema de adquisición y gestión de datos y control se evalúa la plataforma de *PISystem* ya existente, y el sistema *SCADA* que es necesario para la automatización de la red.

En cada uno de los ítems, se incluye el ítem de instalación, pruebas y puesta en funcionamiento. Sin embargo, se debe tener en cuenta que la implementación de todo lo anterior requiere dedicación y trabajo por parte del personal de la Universidad, como el área de Mantenimiento, Dirección de ordenamiento y desarrollo físico y demás áreas de apoyo para el desarrollo del proyecto.

- **Tasa de retorno**

Llevar a cabo la automatización de la red de distribución de la Universidad ofrece beneficios técnicos, ambientales y de reconocimiento a nivel nacional por ser piloto en la ejecución de estos proyectos, dichos beneficios son complejos de cuantificar. El único sistema que brinda beneficios económicos a mediano y largo plazo es el de generación distribuida por sistemas fotovoltaicos, sin embargo, se realiza el flujo de caja para el sistema completo y se calcula su tasa de retorno en el Software RetScreen.

Este software se usó porque es una herramienta que permite evaluar la producción de energía, ahorro, costos, reducción de emisiones y viabilidad financiera para varios tipos de proyectos de energía renovable y tecnologías de eficiencia energética apoyando la toma de decisiones de inversión.

6.1 Análisis RetScreen

El Software usa su propio modelo de estimación de generación de energía basado en datos de radiación solar suministrados por la NASA, el cual es 4,5 kWh/m²/d [44] similar al valor del atlas de radiación solar.

Además del valor de la inversión inicial, se ingresaron los datos técnicos de los paneles y el valor del kWh que actualmente paga la universidad que es de \$ 330. por último se procedió a ingresar los parámetros financieros para el flujo de caja Tabla 6-2.

Tabla 6-2: Parámetros financieros para calcular flujo de caja

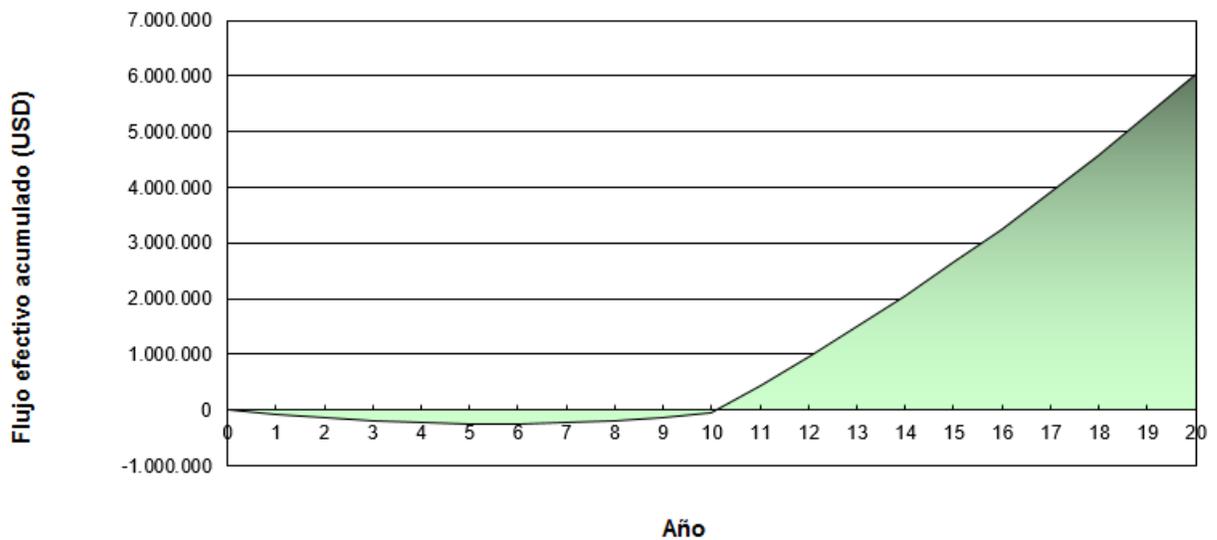
PARÁMETROS FINANCIEROS		
Tasa de inflación	%	4,7%
Tiempo de vida del proyecto	año	20

Incentivos y donaciones	\$	0
Relación de deuda	%	100.0%
Tasa de Interés de la deuda	%	7,0
Duración de Deuda	año	10

La tasa de inflación corresponde al mes de abril de año 2017 [45], como vida útil del proyecto, se toma la vida útil de los paneles solares de 20 años, con el mantenimiento adecuado. No se tienen cuenta incentivos y donaciones, las cuales en caso de recibirlas mejorarían el flujo de caja de proyecto. Por otro lado, la relación de la deuda se define como 100% en caso de ser necesario de una financiación por parte de alguna entidad bancaria o financiera las cuales manejan una tasa de interés de 7% para este tipo de proyectos y se plantea un pago de la totalidad de la deuda en aproximadamente 10 años.

RETScreen calcula y grafica el flujo de caja de acuerdo al dimensionamiento energético y a la información financiera ingresada como se observa a continuación.

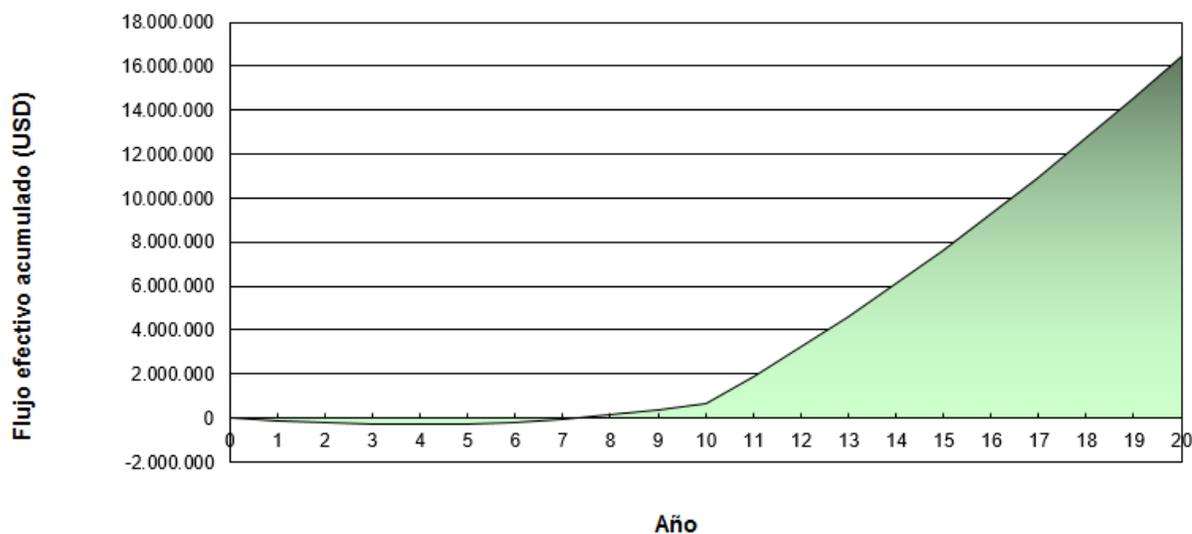
Figura 6-1: Flujo de caja acumulado para 1MW



En la Figura 6-1 se observa que a partir del año 0 hasta el año 6 hay un flujo negativo lentamente incremental que no alcanza los 500 millones, este valor es debido al pago de la

deuda de la inversión con el dinero ahorrado por la energía dejada de consumir de la red y generada con el sistema fotovoltaico. Luego el flujo negativo disminuye hasta que la deuda se culmina en el año 10 y a partir de ahí se presenta un flujo positivo, generando ganancias por valor acumulado de 6.000 millones aproximadamente para el año 20 que culmina su vida útil.

Figura 6-2: Flujo de caja acumulado para 3MW



En el flujo de caja para el escenario de 3 MW se muestra en la Figura 6-2, a partir del año 0 hasta el año 5 hay un flujo negativo incremental hasta 500 millones aproximadamente, a partir de ahí y hasta el año 7 disminuye. La deuda se culmina en el año 10 y a partir de ahí se presenta un flujo positivo, llegando a generar el retorno de la inversión en el año 8.5 y hasta el año 20 se continúan generando ganancias por valor acumulado de 16.500 millones.

Las Tasas internas del retorno (TIR) de este proyecto son de 30,2 % y 41,3 % para 1MW y 3 MW respectivamente. Para proyectos de este tipo a partir de una TIR de 7% se considera positiva para inversión, por lo cual las dos opciones son favorables. Sin embargo, la opción 2 genera mayor reconocimiento e impacto a nivel investigativo y energético a parte del económico.

Respecto al impacto ambiental, el software realiza un análisis básico de emisiones el cual da como resultado una reducción de emisiones de GEI de 511,2 y 1322 toneladas de CO₂ para 1 MW y 3 MW respectivamente lo que es equivalente a 93,6 y 242 autos y camiones no utilizados respectivamente, por la energía dejada de consumir de la red

En este flujo no se tiene en cuenta el ahorro económico por la disminución de pérdidas que es del orden de 3.156.340 COP anuales, para el sistema de 1MW distribuido según el estudio anterior. La reducción de pérdidas para el caso de 3 MW es mínima.

7. CONCLUSIONES

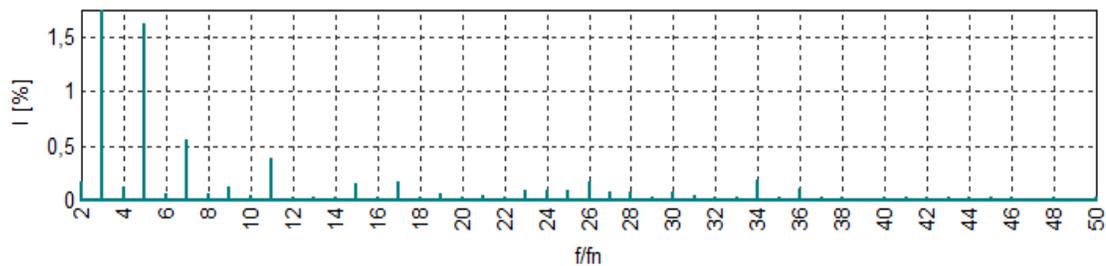
La metodología propuesta para el diseño conceptual de la automatización de redes evaluada en la Universidad se ajusta a las necesidades y requerimientos de la red permitiendo la integración de diferentes tecnologías que aportan beneficios y complementan la automatización. La metodología es aplicable a sistemas de distribución con infraestructura física similar como son: Los complejos turísticos, industriales, militares y otros campus universitarios.

A partir del diseño conceptual de la red de la Universidad se puede concluir:

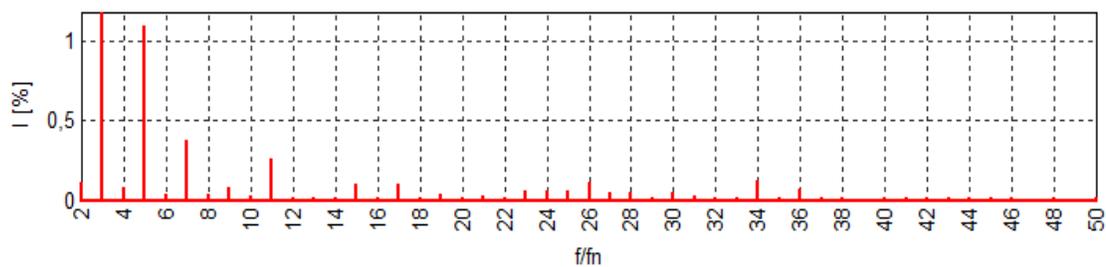
- El diseño conceptual de la automatización de la Universidad permite evaluar el enorme potencial que tiene el Campus de la Universidad Nacional para transformarse en una red inteligente y brindar un laboratorio de gestión de la información, control y de pruebas a diferentes tecnologías.
- La tecnología AMI es un componente fundamental del diseño de la automatización, pues permite la vigilancia en tiempo real y recolección de información de cada uno de los sistemas de generación y de las cargas. Provee el insumo base para el análisis de la red y la visualización de desempeño.
- La incorporación e integración de tecnologías avanzadas de medición, automatización, gestión de datos y comunicaciones, habilitan la medición, seguimiento y control en tiempo real de la red que permite diseñar estrategias de gestión de la demanda de acuerdo a los procesos asociados a cada edificio para la optimización de los flujos eléctricos de la red de distribución.
- La infraestructura de comunicación para acceso de última milla es canal de interacción entre el sistema de gestión y los dispositivos inteligentes planteados en cada punto de la red de la Universidad, para lo cual es imprescindible que los protocolos sean abiertos con el fin de garantizar la interoperabilidad entre los elementos de la red y el flujo de la información de manera bidireccional.
- El Laboratorio Nacional de Redes Inteligentes (LAB+i) del grupo EM&D es una oportunidad para la integración y adaptación de las diferentes tecnologías existentes y futuras al interior del campus. Ahora a partir de la interacción con el *HMI* del *Scada* permitirá la visualización, seguimiento y control directo de la red en tiempo real.

- Las condiciones climatológicas de la ubicación de la Universidad y su infraestructura permiten realizar un provechoso uso de la energía fotovoltaica, disminuyendo los costos de la facturación del servicio de energía eléctrica.
- La integración de sistemas de generación fotovoltaica mejora el desempeño de la red de la Universidad, ya que reduce las pérdidas, mejora los perfiles de regulación de tensión, optimiza la cargabilidad de los transformadores.
- La integración de nuevos dispositivos a la red requiere fortalecer el sistema de protecciones con el fin de reducir la probabilidad de fallas y su afectación a la red.
- Los sistemas SCADA ofrecen una perspectiva integrada de los recursos de control e información de la red. Durante el desarrollo de sus aplicaciones deben combinarse con la experimentación ajustada a las necesidades, en cuanto a las características de transmisión y recepción de la señal en el dispositivo determinado para garantizar el adecuado funcionamiento.
- La inversión total para implementación de la automatización de la red de distribución de la Universidad es alta, sin embargo, una vez implementado el proyecto, los beneficios técnicos, ambientales y el reconocimiento a nivel nacional por la automatización de la red de la universidad son más representativo que los económicos.
- El sistema que mayor inversión requiere es el sistema de generación distribuida, sin embargo, es el que representa beneficios económicos por la energía dejada de pagar al OR y la disminución de pérdidas.
- La tasa de retorno es uno de los principales indicadores de inversión en los proyectos, en este caso el mejor escenario es el de sistemas fotovoltaico de 3 MW que presenta una TIR de 41,3%,

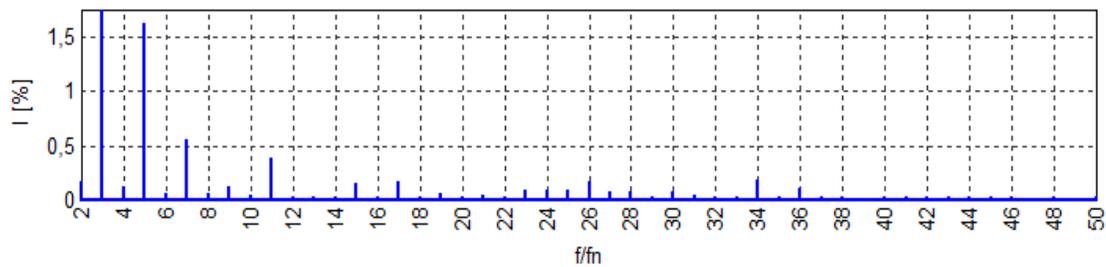
A. Anexo: Armónicos de corriente en cada generador PV



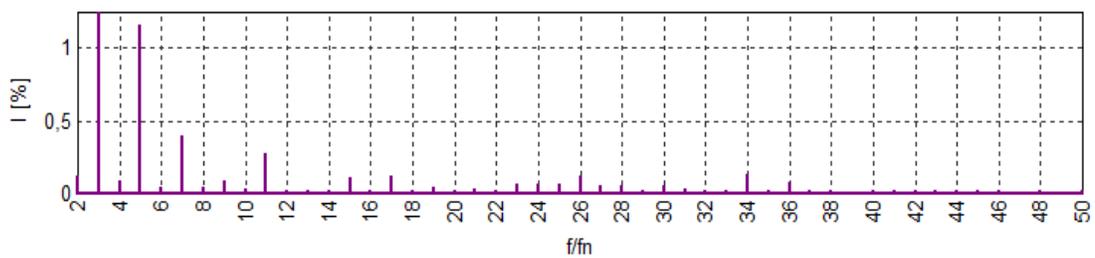
Rootnet: Gen_Economia:



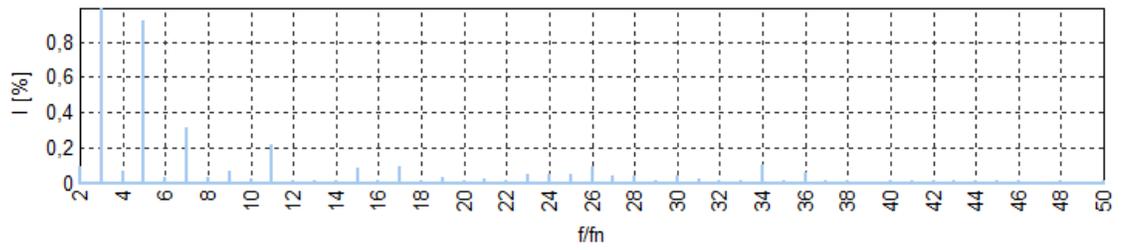
Rootnet: Gen_Biblio_Central:



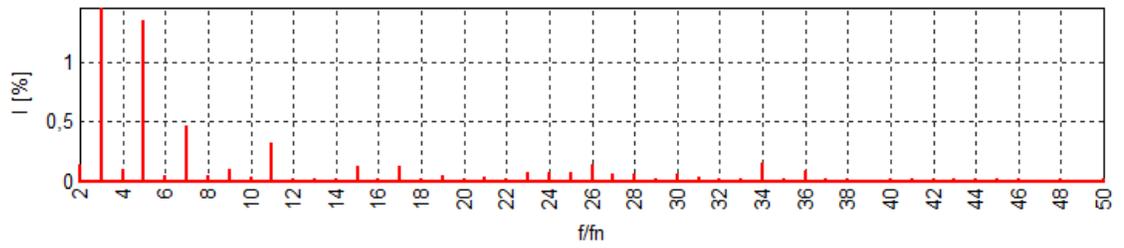
Rootnet: Gen_Arquitectura:



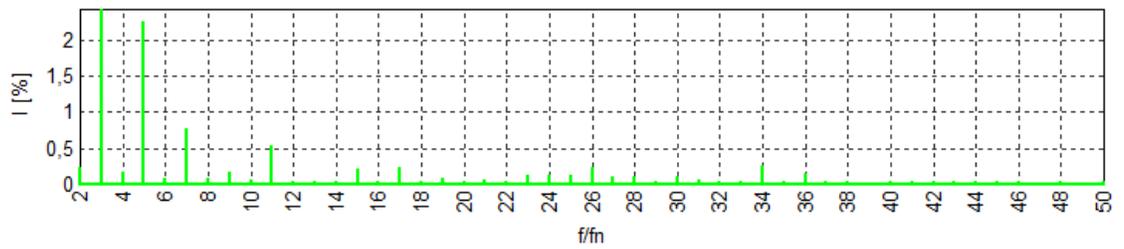
Rootnet: Gen-Uriel:



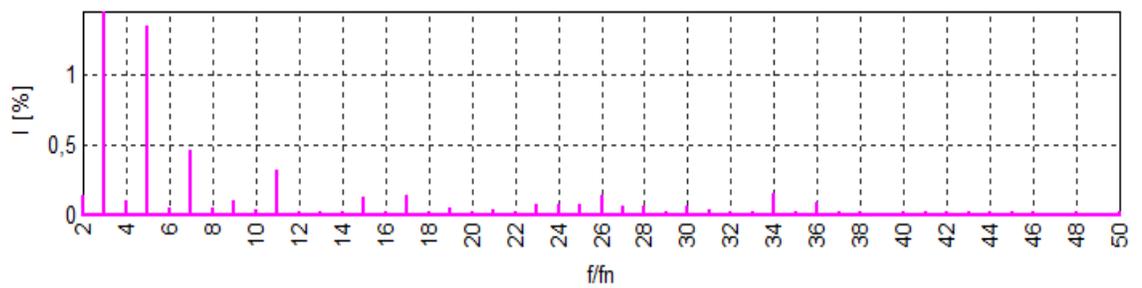
Rootnet: Gen_Icta:



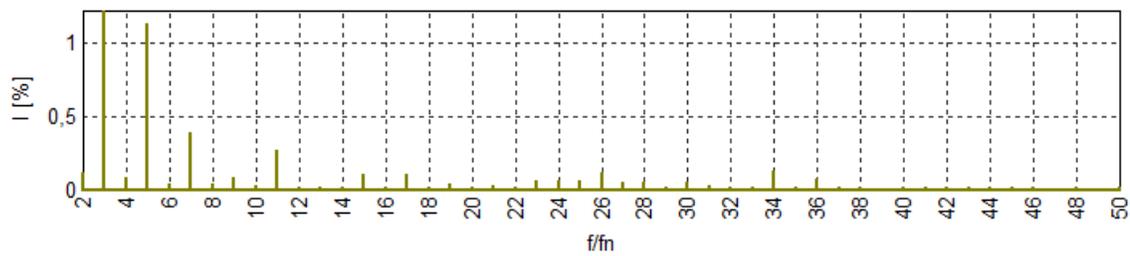
Rootnet: Gen_Medicina:



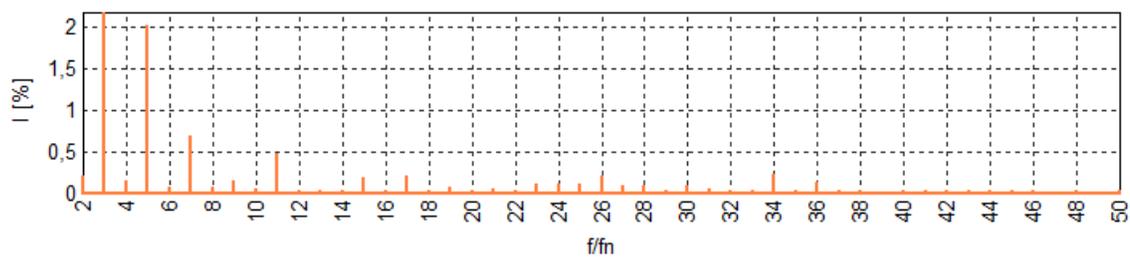
Rootnet: Gen_Ingenieria:



Rootnet: Gen_Pos_MyF:



Rootnet: Gen_Quimica:



Rootnet: Gen-Alm_Aux_Agronomia:

BIBLIOGRAFIA

- [1] O. de B. Rodriguez, “El uso eficiente de la energía como alternativa para Paraguay.,” 2009.
- [2] Allan Benavides Vílchez, “El futuro de las empresas eléctricas ante los cambios tecnológicos. La generación distribuida y el autoconsumo.,” in *VI CONGRESO NACIONAL DE ENERGÍA: REALIDAD NACIONAL Y PERSPECTIVAS*, 2015.
- [3] O. F. (Ministerio de M. y E. Prias Caicedo, “Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales – PROURE Plan de acción al 2015 con visión al 2025,” 2010.
- [4] Congreso de Colombia, “Ley N° 1715 del 13 de mayo de 2014,” *Upme*, no. May, p. 26, 2014.
- [5] *DECRETO 348 DE 2017: Entrega de excedentes de generación a pequeña escala*. Colombia: Ministerio de Minas y Energía de Colombia, 2017.
- [6] B. Washom *et al.*, “Ivory tower of power: Microgrid implementation at the University of California, San Diego,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 11, no. 4, pp. 28–32, 2013.
- [7] A. Bonfiglio, F. D. I. Member, F. Pampararo, R. P. I. Member, M. Rossi, and L. Barillari, “The Smart Polygeneration Microgrid Test-Bed Facility of Genoa University.”
- [8] S. Bracco, F. Delfino, M. Ieee, and F. Pampararo, “ECONOMIC AND ENVIRONMENTAL PERFORMANCES QUANTIFICATION OF THE UNIVERSITY OF GENOA SMART POLYGENERATION MICROGRID,” pp. 593–598, 2012.
- [9] W. Setthapun, S. Srikaew, J. Rakwichian, and N. Tantranont, “The Integration and Transition to a DC based Community : A Case Study of the Smart Community in Chiang Mai World Green City,” pp. 205–209, 2015.
- [10] C. Inteligente, “Avances de las Redes Inteligentes,” in *III Seminario de Eficiencia Energética en Servicios Públicos*, ANDESCO., 2013.
- [11] AFME, *SmartGrids: Contribución del material eléctrico de Baja Tensión*. 2012.
- [12] L. H. Callejo, “Smart grids: Evolución del sistema eléctrico,” pp. 62–63, 2014.
- [13] J. Pithart, “Integration and Utilization of the Smart Grid,” no. 1.

- [14] J. M. Gómez Lopez, R. Castán Luna, J. C. Montero Cervantes, J. Meneses Ruiz, and J. Garcia Hernandez, "Deployment of Advanced Metering Infrastructure (AMI) for power distribution losses reduction," *Bol. IIE*, vol. 39, no. 4, pp. 180–191, 2015.
- [15] J. L. de la Rubia, "Estudio sobre el estado actual de las Smart Grids," 2011.
- [16] M. Gomez, "Sistema de generación eléctrica con pila de combustible de óxido sólido alimentado con residuos forestales y su optimización mediante algoritmos basados en nubes de partículas."
- [17] M. Vallés Rodríguez, P. Frías Marín, J. Reneses Guillén, and L. González Sotres, "Gestión Activa de la Demanda para una Europa más eficiente," *An. Mecánica Y Electr.*, no. 2009, pp. 55–61, 2013.
- [18] A. Conchado and P. Linares, "Estimación de los beneficios de la gestión activa de la demanda. Revisión del estado del arte y propuestas," *Proc. V Congr. Asoc. Española para la Econ. Energética (5th Congr. Spanish Assoc. Energy Econ.)*, pp. 187–212, 2010.
- [19] P. W. Cornejo, "Diseño e implementación de plataforma SCADA para sistema de electrificación sustentable en la localidad de Huatacondo," p. 77, 2011.
- [20] I. STANDARD, "1547-2003 - IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems." .
- [21] D. Generation and E. Storage, *IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*, vol. 2000, no. 30 January. 2000.
- [22] International Electrotechnical Commission, *INTERNATIONAL STANDARD IEC 61727 Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface*. 2004.
- [23] U.S. Department of Energy, "THE SMART GRID: An Introduction," in *Communication*, vol. 99, 2010, p. 48.
- [24] R. G. Pratt *et al.*, "The smart grid: an estimation of the energy and CO2 benefits," *PNNL-19112*, available at: <http://energyenvironment.pnnl.gov/>, no. January, pp. 1–172, 2010.
- [25] F. Davoli, M. Repetto, C. Tornelli, G. Proserpio, and F. Cucchiatti, "Boosting energy efficiency through smart grids," vol. 7, p. 80, 2012.
- [26] C. L. P. C. Jingcheng Gaoa, Yang Xiaoa, b, Jing Liua, Wei Liangb, "A survey of

- communication/networking in Smart Grids,” *Elsevier*, vol. 28, no. 2, pp. 391–404, 2012.
- [27] J. Manuel and T. Moreno, “INTERNET 2 : Las nuevas redes del futuro,” 1995.
- [28] U. T. de Pereira, “INTRODUCCION A LAS REDES INTELIGENTES, Compendio del Curso de Smart Grid 2013,” 2014.
- [29] “Real Academia Española.” [Online]. Available: <http://dle.rae.es/?id=P7eTCPD>.
- [30] CREG, *RESOLUCIÓN NÚMERO 25 DE 1995*. 1995.
- [31] CREG, *RESOLUCIÓN No.018 (08 MAR. 2005)*. 2005.
- [32] U. N. de C. Grupo de Investigación : Electrical Machines & Drives , EM & D Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, “Definición de Funcionalidades Mínimas de un Medidor Inteligente en Colombia.”
- [33] N. L. D. ALDANA, “CONTROL DE UN CONVERTIDOR ESTÁTICO EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTERCONECTADOS,” UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, 2011.
- [34] Ministerio De Minas Y Energía, *ANEXO GENERAL REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS (RETIE)*. 2016.
- [35] I. de I. Electricas, “Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica,” in *Iie*, 2010, p. 104.
- [36] N. Poveda, C. Medina, and M. Zambrano, “Tecnologías de comunicación para redes de potencia inteligentes de media y alta tensión,” vol. 5, no. 2014, pp. 29–32, 2014.
- [37] S. Tellez *et al.*, “National Laboratory of Smart Grids (LAB+i) at the National University of Colombia-Bogota Campus,” *Transm. Distrib. Conf. Expo. - Lat. Am. (PES T D-LA), 2014 IEEE PES*, pp. 1–6, 2014.
- [38] ideam, “Atlás de radiación solar,” 2014. [Online]. Available: <http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/RadiacionSolar13.pdf>.
- [39] C. Freddy and E. Torres, “Conference Paper · January 2010,” no. January, 2010.
- [40] P. A. Narváez, J. M. López-lezama, and E. Velilla, “Ubicación de Generación Distribuida para Minimización de Pérdidas Usando un Algoritmo Genético Híbrido Location of Distributed Generation for Power Losses Reduction using a Hybrid

- Genetic Algorithm,” vol. 26, pp. 123–132, 2015.
- [41] J. M. López-lezama and F. Villada, “Metaheurísticas Aplicadas a la Ubicación y Dimensionamiento Óptimo de Generación Distribuida en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica Metaheuristics Applied to the Optimal Location and Sizing of Distributed Generation in Power Distribution Systems,” vol. 26, no. 4, pp. 145–158, 2015.
- [42] G. Russi, R. A. Gomez, and E. Rivas, “Evaluación del impacto dre la generación distribuida sobre el perfil de tensión en redes de distribución,” *Redes e Ingeniería*, 2016.
- [43] F. A. Morán, M. L. Facchini, and V. M. Doña, “Impacto de la generación fotovoltaica distribuida en los niveles de tensión. aplicación a un caso real,” vol. 14, pp. 71–78, 2010.
- [44] “NASA Surface meteorology and Solar Energy: RETScreen Data,” 2017. [Online]. Available: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen.cgi?email=rets%40nrcan.gc.ca&step=1&lat=4.638162&lon=-74.084100&submit=Submit>.
- [45] “IPC de Colombia,” 2017. [Online]. Available: <http://www.datosmacro.com/ipc-paises/colombia>.