



Universidad
Nacional
de Loja

Universidad Nacional de Loja

Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos

Naturales No Renovables

Maestría en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia

Análisis de la interconexión de generación distribuida, aplicando el estándar IEEE 1547 para determinar la afectación de la transferencia de energía renovable en las redes de baja tensión.

Trabajo de Titulación previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia

AUTOR:

Ing. Willam Javier Gutiérrez Celi

DIRECTOR:

Ing. Jorge Enrique Carrión González, Ph.D.

Loja – Ecuador

2022

Certificación

Loja, 07 de 10 de 2022

Ing. Jorge Enrique Carrión González, Ph.D.

DIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN

Certifico:

Que he revisado y orientado todo proceso de la elaboración del Trabajo de Titulación denominado: **Análisis de la interconexión de generación distribuida, aplicando el estándar IEEE 1547 para determinar la afectación de la transferencia de energía renovable en las redes de baja tensión**, previo a la obtención del título de **Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia**, de la autoría del estudiante **Willam Javier Gutiérrez Celi**, una vez que el trabajo cumple con todos los requisitos exigidos por la Universidad Nacional de Loja para el efecto, autorizo la presentación para la respectiva sustentación y defensa.

Ing. Jorge Enrique Carrión González, Ph.D.

DIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN

Autoría

Yo, Willam Javier Gutiérrez Celi, declaro ser autor del Trabajo de Titulación y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos de posibles reclamos y acciones legales, por el contenido del mismo. Adicionalmente acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja la publicación de mi Trabajo de Titulación, en el Repositorio Digital Institucional – Biblioteca Virtual.

Firma:

Cédula de Identidad: 1104811763

Fecha: 07/10/2022

Correo electrónico: willam.gutierrez@unl.edu.ec

Teléfono: 0990991423

Carta de autorización por parte del autor, para consulta, reproducción parcial o total y/o publicación electrónica de texto completo, del Trabajo de Titulación.

Yo, **Willam Javier Gutiérrez Celi**, declaro ser autor del Trabajo de Titulación denominado: **Análisis de la interconexión de generación distribuida, aplicando el estándar IEEE 1547 para determinar la afectación de la transferencia de energía renovable en las redes de baja tensión**” como requisito para optar el título de **Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia**, autorizo al sistema Bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja para que, con fines académicos, muestre la producción intelectual de la Universidad, a través de la visibilidad de su contenido en el Repositorio Institucional.

Los usuarios pueden consultar el contenido de este trabajo en el Repositorio Institucional, en las redes de información del país y del exterior con las cuales tenga convenio la Universidad.

La Universidad Nacional de Loja, no se responsabiliza por el plagio o copia del Trabajo de Titulación que realice un tercero.

Para constancia de esta autorización, en la ciudad de Loja, a los 11 días del mes de octubre del dos mil veintidós.

Firma:

Cédula de Identidad: 1104811763

Dirección: Segundo Abel Moreno y Jaime Roldós (Loja)

Correo electrónico: willam.gutierrez@unl.edu.ec

Teléfono o celular: 0990991423

DATOS COMPLEMENTARIOS :

Director de trabajo de investigación: Ing. Jorge Enrique Carrión González, Ph.D.

Dedicatoria

Principalmente dedico este trabajo de investigación a Dios, por su enorme amor hacia mí, sus bendiciones para ejecutar de la mejor manera cada uno de mis pasos, regalándome fuerzas y ánimos para cada proyecto y meta planteada, el apoyo incondicional de mis padres y hermanos, guiándome, aconsejándome para ser una buena persona y un buen profesional, a mi prometida, por caminar juntos todos estos años a mi lado, apoyándome para cumplir cada una de mis metas y proyectos propuestos, por brindarme su tiempo, su paciencia, dedicación y amor.

Willam Javier Gutiérrez Celi

Agradecimiento

Quiero agradecer a Dios, por permitirme culminar el presente trabajo de titulación, permitiéndome crecer como profesional y como persona.

Gracias a mi familia, a mis padres, a mis hermanos, por su apoyo incondicional, pilares fundamentales para cumplir mis objetivos planteados.

Muy agradecido con la Universidad Nacional de Loja, en especial al PhD. Jorge Enrique Carrión González, por su tiempo, dedicación, orientación y sugerencias acertadas, para el desarrollo del presente Trabajo de Titulación

¡¡Con todo mi aprecio y estima, muchas gracias...!!

Willam Javier Gutiérrez Celi

Índice de contenidos

Portada	i
Certificación	ii
Autoría	iii
Carta de autorización.	iv
Dedicatoria	v
Agradecimiento	vi
Índice de contenidos	vii
Índice de Tablas	x
Índice de Figuras	xi
Índice de Anexos.....	xiii
1. Título	1
2. Resumen	2
2.1. Abastract.....	3
3. Introducción.	4
4. Marco teórico.	6
4.1. Revisión bibliográfica	6
4.2. Generación fotovoltaica.	7
4.3. Impacto de la generación de distribución fotovoltaica en las redes de distribución.	8
4.4. Tecnología.....	9
4.5. Generación y ubicación.....	10
4.6. Requisitos de interconexión.	10
4.7. Modelo de la red eléctrica convencional en el Ecuador y el sistema fotovoltaico (FV)	11
4.8. Sistema de prueba de 34 nodos IEEE	13
4.9. Regulación ARCERNNR: 002/2021 “Marco normativo de la generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica, en el Ecuador.	13
4.10. Norma IEEE1547-2003, condiciones de operación para sistemas de generación distribuida.....	16
4.11. Recursos distribuidos (DR)	16

4.12.	Tecnologías de conversión de energía para sistemas FV.	17
4.13.	Guía de aplicación para especificaciones y requisitos técnicos del estándar IEEE1547.	17
4.14.	Requisitos generales (IEEE Std 1547-2003 4.1)	18
4.14.1.	Regulación de voltaje (IEEE Std 1547-2003 4.1.1).....	18
4.14.2.	Consejos, técnicas y reglas generales	19
4.14.3.	Integración con puesta a tierra de EPS de área (IEEE Std 1547-2003 4.1.2).....	20
4.14.4.	Sistemas de cuatro hilos con conexión a tierra	20
4.14.5.	Sincronización (IEEE Std 1547-2003 4.1.3).....	20
4.14.6.	Sincronización automática	21
4.14.7.	Sincronización manual.....	22
4.14.8.	DR en red secundaria de distribución y redes puntuales (IEEE Std 1547-2003 4.1.4)	22
4.14.9.	Activación inadvertida del EPS del área (IEEE Std 1547-2003 4.1.5).....	24
4.14.10.	Disposiciones de monitoreo (IEEE Std 1547-2003 4.1.6).....	24
4.14.11.	Dispositivo de aislamiento (IEEE Std 1547-2003 4.1.7).....	25
5.	Metodología	26
5.1.	Desarrollo del caso de estudio: Alimentador de 34 nodos IEEE	26
5.2.	Simulación del flujo de carga – Desequilibrado – Alimentador de prueba de 34 nodos de IEEE en CYME.	26
5.3.	Simulación en CYME para el análisis de la capacidad de integración de recursos distribuidos en la RED.	28
5.4.	Simulación en CYME para el análisis de evaluación de impacto de DER.	30
5.5.	Simulación en CYME para el análisis de generación distribuida en el caso de 34 nodos IEEE. 31	
5.6.	Adición de un regulador de tensión para resolver los problemas de tensión sin generación distribuida.	35
5.7.	Simulación en CYME utilizando un ondulator inteligente para el caso de 34 nodos IEEE 37	
5.8.	Series temporales, dinámica a largo plazo	39
5.9.	Primero caso – regulador de tensión sin retardo.	39
5.10.	Segundo caso – regulador con retardo de reinicialización rápida.	41
5.11.	Tercer caso – regulador reinicialización retardada.....	43

5.12. Cuarto caso – regulador con reinicialización rápida y un perfil de insolación diferente.....	44
5.13. Descripción del sistema fotovoltaico implementado en la UTPL.....	46
5.14. Modelamiento del sistema fotovoltaico implementado en la UTPL.....	46
6. Resultados.....	51
7. Discusión.....	52
8. Conclusiones.....	53
9. Recomendaciones.....	54
10. Bibliografía.....	55
11. Anexos.....	56

Índice de Tablas:

Tabla 1. Estándar IEEE. Requisitos de disparo por voltaje de 1547-2003.	11
Tabla 2. Estándar IEEE. Requisitos de disparo por voltaje de 1547-2003.	11
Tabla 3. Límites de parámetros de sincronización de IEEE 1547. Interconexión a un EPS o una EPS local energizada con una EPS de área energizada.	21
Tabla 4. Guía de sincronización para unidades DR, paralelas manualmente	22
Tabla 5. Reporte de flujo de carga – barras.	27
Tabla 6. Reporte de la capacidad de integración de recursos distribuidos en la RED.	29
Tabla 7. Reporte sumario del cambiador de tomas, sin retardo	41
Tabla 8. Reporte sumario del cambiador de tomas, con retardo y reinicialización rápida.	42
Tabla 9. Reporte sumario del cambiador de tomas, con retardo y reinicialización rápida.	44
Tabla 10. Reporte sumario del cambiador de tomas, con reinicialización rápida y un perfil de insolación diferente.	46
Tabla 11. Datos del proyecto solar fotovoltaico.	46
Tabla 12. Datos del alimentador norte, pérdidas anuales.	47
Tabla 13. Datos del alimentador norte con la integración del sistema fotovoltaico implementado por la EERSSA.	47

Índice de Figuras:

Figura 1. Sistema de prueba fotovoltaico	12
Figura 2. Alimentador de prueba de 34 nodos IEEE	13
Figura 3. Caracterización de la generación distribuida en el Ecuador.....	14
Figura 4. Interconexión de generación distribuida con la red eléctrica convencional en el Ecuador	15
Figura 5. ANSI C84.1 Límites de voltaje de rango A (Base de 120V).	18
Figura 6. Ajuste de relé de potencia inversa.....	24
Figura 7. Caso de estudio 34 nodos IEEE, flujo de carga.	27
Figura 8. Caso de estudio 34 nodos IEEE, con generador con acoplamiento electrónico.....	30
Figura 9. Parámetros del generador con acoplamiento electrónico.	31
Figura 10. Caso, red de 34 nodos IEEE con generador síncrono y de inducción.....	32
Figura 11. Perfil de tensión del caso base (sin GD).....	32
Figura 12. Perfil de tensión del caso base con generador síncrono	33
Figura 13. Parámetros configurados para el generador de inducción.....	33
Figura 14. Perfil de tensión con generador de inducción, $F_p= 80 \%$	34
Figura 15. Perfil de tensión con generador de inducción $F_p=100\%$	34
Figura 16. Caso, red de 34 nodos IEEE con regulador de tensión.	35
Figura 17. Perfil de tensión con integración de regulador, y generador de inducción con $f. p=100$	36
Figura 18. Perfil de tensión con integración de regulador, y generador de inducción con $f. p=80\%$	36
Figura 19. Configuración del tipo de control en el ondulator.....	37
Figura 20. Perfil de tensión sin modulador inteligente.....	38
Figura 21. Perfil de tensión con modulador inteligente.....	38

Figura 22. Caso, red de 34 nodos IEEE con integración de sistema fotovoltaico	39
Figura 23. Configuración de control del sistema fotovoltaico.....	40
Figura 24. Configuración del modelo de insolación.....	40
Figura 25. Monitoreo del regulador y la tensión durante los 600 segundos, sin retardo	41
Figura 26. Configuración del temporizador del cambio de tomas.....	42
Figura 27. Monitoreo del regulador y la tensión durante los 600 segundos, con retardo de 1 segundo y reinicialización rápida.....	42
Figura 28. Monitoreo del regulador y la tensión durante los 600 segundos, con retardo de 15 segundos y reinicialización rápida.	43
Figura 29. Monitoreo del regulador y la tensión durante los 600 segundos, con reinicialización retardada.....	44
Figura 30. Configuración del modelo de insolación PV770PTS, configuración propia del software.	44
Figura 31. Regulador reinicialización rápida y un perfil de insolación diferente.....	45
Figura 32. Alimentador norte de la EERSSA.	47
Figura 33. Configuración del modelo de insolación de Loja.....	48
Figura 34. Alimentador norte, sistema fotovoltaico de la UTPL, modelado.....	48
Figura 35. Alimentador Norte, sistema fotovoltaico de la UTPL, modelado, configuración anti-isla, de acuerdo a los parámetros IEEE-151547.	49
Figura 36. Perfil de tensión de la barra, sin generación fotovoltaica.....	49
Figura 37. Perfil de tensión de la barra, con generación fotovoltaica.	50

Índice de Anexos:

Anexo 1. Red de 34 nodos IEEE, caso base.....	56
Anexo 2. Topología – elementos de la red, caso 34 nodos IEEE.....	57
Anexo 3. Topología – Reporte sumario para red de 34 nodos IEEE.....	59
Anexo 4. Topología – Red alimentador norte EERSSA.....	61
Anexo 5. Topología – Derivación en MV y BV UTPL.....	62
Anexo 6. Topología – elementos de la red, Alimentador norte.....	63
Anexo 7. Topología – Reporte sumario del alimentador norte 1800020T12 sin interconexión con el sistema fotovoltaico de la UTPL.....	90
Anexo 8. Topología – Reporte sumario del alimentador norte 1800020T12 con interconexión del sistema fotovoltaico de la UTPL.....	92
Anexo 9. Caso de 34 nodos IEEE, con acoplamiento electrónico.....	94
Anexo 10. Certificación de traducción del resumen.....	95

1. Título

Análisis de la interconexión de generación distribuida, aplicando el estándar IEEE 1547 para determinar la afectación de la transferencia de energía renovable en las redes de baja tensión.

2. Resumen.

En la actualidad para cubrir la demanda de energía, aproximadamente el 90 % se realiza por generación de energía eléctrica con recursos renovables, con centrales hidroeléctricas, eólicas, fotovoltaica etc. En los últimos años se está implementando la generación distribuida, sistemas que tienen un gran potencial al implementarse como un recurso de ahorro económico y contribución al medio ambiente. El siguiente trabajo tiene como objetivo general realizar un análisis para interconectar estos recursos distribuidos las redes eléctricas. Se utilizará las recomendaciones expuestas en el estándar IEEE1547 para determinar la afectación de las redes eléctricas secundarias por el ingreso de energías renovables, se aplica, la metodología del análisis de datos y tabulación de variables medidas, a, un sistema específico de generación fotovoltaica en la ciudad de Loja, usando equipos de medición de calidad de energía.

Las recomendaciones del estándar IEEE1547 permiten evaluar el proyecto de generación fotovoltaica con interconexión a la red implementado en las instalaciones físicas de la Universidad Técnica Particular de Loja. En el desarrollo del proyecto de investigación se efectúa un análisis de los parámetros de operación y funcionamiento por la introducción de generación distribuida a la red de baja tensión del proyecto implementado.

Palabras clave: Calidad de energía, flujo de energía, generación distribuida.

2.1. Abstract

Currently, to cover the energy demand, approximately 90 % is carried out by energy generation with renewable resources, hydroelectric, wind, photovoltaic, etc. In recent years, distributed generation is being implemented, systems that have great potential when implemented as a resource for economic savings and contribution to the environment. The general objective of this work is to carry out an analysis to interconnect these distributed resources with electrical networks. The recommendations set forth in the IEEE1547 standard will be used to determine the impact of secondary electrical networks due to the entry of renewable energies, the methodology of data analysis and tabulation of measured variables is applied to a specific photovoltaic generation system in the city of Loja, using power quality measurement equipment.

The standard the IEEE1547 recommendations allow to evaluate the photovoltaic generation project with interconnection to the network implemented in Universidad Técnica Particular de Loja. In the development of the research project an analysis of the operation and functioning parameters is carried out by the Introduction of distributed generation to the low voltage network of the implemented project.

Keywords: Power quality, power flow, distributed generation.

3. Introducción.

El estándar IEEE1547, es una herramienta que permite realizar la interconexión de generación fotovoltaica con las redes de distribución en baja tensión, en el cual interviene procedimientos, guías, y aplicación de normas expuestas por el estándar, para el análisis de las afectaciones que puede causar esta generación distribuida en las redes eléctricas de distribución. En la actualidad, la provincia de Loja en los últimos años, está incursionando en la aplicación de energías renovables, implementando sistemas hidroeléctricos, fotovoltaicos, eólicos, etc., con conexión a la red de distribución de energía eléctrica en baja tensión, esta generación contribuye a la huella ecológica, aportando al tema medioambiental y ahorro mensual en el pago de planillas de energía.

El presente trabajo propone una metodología de modelamiento del caso de estudio IEEE de 34 nodos y el modelamiento de un caso específico con generación fotovoltaica, utilizando la herramienta tecnológica CYME, para demostrar la importancia de aplicar estándares IEEE1547, que proporciona una serie de guías, aplicando normas, manuales de operación, mantenimiento, análisis de posibles afectaciones en la red y guías para aplicar las acciones correctivas para estabilización de la red y del sistema.

El trabajo está estructurado en dos capítulos, el primero es la recopilación bibliográfica de generación distribuida y la aplicación de las guías del estándar IEEE1547, en el segundo capítulo se realiza el modelamiento de casos y aplicaciones de generación distribuida en las redes de distribución convencionales, presentando seguidamente los resultados de las simulaciones correspondientes, generando reportes de los perfiles de tensión con diferentes métodos aplicativos de acuerdo al estándar. Los resultados expuestos permiten obtener información relevante para la operación, mantenimiento, pruebas y condiciones de seguridad del sistema y de la red de distribución.

Objetivos.

Objetivo General

Evaluar la interconexión de generación distribuida, aplicando el estándar IEEE 1547 para determinar la afectación de la transferencia de energías renovables en las redes de baja tensión.

Objetivos específicos

- Analizar las recomendaciones expuestas en el estándar IEE1547, para aplicaciones en sistemas que trabajan con recursos de generación renovables.
- Analizar el sistema de generación fotovoltaica implementado en la Universidad Técnica Particular de Loja aplicando las recomendaciones expuestas en el estándar IEE1547.
- Simular los parámetros de operación y funcionamiento del sistema de generación fotovoltaica implementado en la Universidad Técnica Particular de Loja, aplicando las recomendaciones expuestas en el estándar IEE1547 haciendo uso de software de uso específico.

4. Marco teórico.

La generación de energía con recursos renovables, ha tenido gran impacto a nivel social y ambiental, en cuanto al aprovechamiento de fuentes naturales para la generación de energías limpias, convirtiéndose en los últimos años en fuentes principales, para el aprovechamiento del gran potencial de los diferentes recursos que puedan existir en cada sector, donde existan estudios para la implementación de estos sistemas de generación. En la actualidad existen sistemas implementados de generación distribuida con interconexión a las redes eléctricas convencionales de distribución secundaria, siendo necesario evaluar el impacto que genera la penetración de fuentes de generación renovables a la red eléctrica.

En el presente trabajo se hará énfasis en la importancia de evaluar cómo los sistemas de generación distribuida pueden afectar a las redes secundarias de distribución, aplicando las recomendaciones expuestas en el estándar IEEE 1547.

4.1. Revisión bibliográfica

Los documentos («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009), (Edwards, s. f.), (Dey et al., s. f.), describen que el estándar IEEE 1547 es una serie de estándares publicados por IEEE o desarrollados por el Comité de Coordinación de Estándares de IEEE sobre celdas de combustible, energía fotovoltaica, generación dispersa y almacenamiento de energía, en relación con los recursos distribuidos (DR) interconectados con el área eléctrica. sistemas de potencia (EPS). El IEEE Std 1547-2003 proporciona especificaciones y requisitos técnicos de interconexión, así como especificaciones y requisitos de prueba; El estándar IEEE Std 1547.1™-2005 proporciona los procedimientos de prueba para verificar la conformidad con el estándar IEEE Std 1547-2003. El estándar IEEE Std 1547.3™-2007 está diseñado para facilitar la interoperabilidad de recursos distribuidos (DR) interconectado con un área EPS («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009).

En (Basso & DeBlasio, 2004), se hace referencia a los documentos de la serie 1547 que se exponen a continuación:

IEEE Std 1547™-2003, Estándar IEEE para interconectar recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica.

IEEE Std 1547.1TM-2005, Procedimientos de prueba de conformidad con el estándar IEEE para equipos que interconectan recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica.

IEEE Std 1547.2TM-2008, Guía de aplicación IEEE para IEEE Std 1547TM, Estándar IEEE para interconectar recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica.

IEEE Std 1547.3TM-2007, Guía IEEE para monitoreo, intercambio de información y control de recursos distribuidos interconectados con sistemas de energía eléctrica.

IEEE P1547.4TM, Guía preliminar para el diseño, la operación y la integración de sistemas de islas de recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica.

IEEE P1547.5TM, Borrador de lineamientos técnicos para la interconexión de fuentes de energía eléctrica de más de 10 MVA a la red de transmisión de energía.

IEEE P1547.6TM, Borrador de práctica recomendada para interconectar recursos distribuidos con redes secundarias de distribución de sistemas de energía eléctrica.

Las referencias (Universidad Distrital Francisco José de Caldas et al., 2018), (Thomas Basso y Richard De Blasio, 2011), presentan el análisis de la inclusión de generación distribuida en sistemas eléctricos de potencia, caso de estudio IEEE 30 nodos. Los artículos (Bing, s. f.), (Thomas Basso y Richard De Blasio, 2011), (Min Zhao et al., 2012) citan los sistemas fotovoltaicos. La cita (Agencia de Regulación y Control de Energía & Recursos Naturales No Renovables, 2021), cita la Regulación ARCERNR: 002/2021 “Marco normativo de la generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica, en el Ecuador. En (Dey et al., s. f.) se presenta las guías y recomendaciones de acuerdo al estándar IEEE 1547.

4.2. Generación fotovoltaica.

La tecnología solar fotovoltaica (FV) consiste en la conversión directa de la radiación del Sol en electricidad. Esta conversión se realiza a través de la célula solar, unidad básica en la que se produce el efecto fotovoltaico. La energía solar fotovoltaica está indicada para un amplio abanico de aplicaciones donde se necesite generar electricidad, bien sea para satisfacer las necesidades energéticas de aquellos que no disponen de la red eléctrica (sistemas fotovoltaicos autónomos) o bien para generar energía a la red eléctrica (sistemas conectados a la red). Se puede realizar una primera clasificación de los sistemas fotovoltaicos en función de si están o no

conectados a la red eléctrica convencional, sistemas fotovoltaicos autónomos son aquellos que están aislados de la red eléctrica. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red son aquellos que están directamente conectados a la red eléctrica. En general, un sistema fotovoltaico estará formado por: Un generador fotovoltaico, baterías de acumulación, regulador de carga, inversor, carga (Morán et al., s. f.).

4.3. Impacto de la generación de distribución fotovoltaica en las redes de distribución.

La posible integración de la generación fotovoltaica en las redes eléctricas de distribución crea nuevos escenarios, las redes de distribución dejan de comportarse como redes pasivas, alterándose la estructura tradicional jerárquica donde la energía fluía desde los centros de producción convencionales y concentrados hasta los consumidores finales. Dicha energía fluía radialmente de acuerdo a la configuración de las redes y de manera unidireccional en las redes de distribución, desde tensiones superiores a otras inferiores (Bing, s. f.). Las redes de distribución secundarias se pueden ver afectadas de muchas maneras por la adición de DR como:

- Conexiones del transformador
- Puesta a tierra del sistema DR
- Configuraciones anormales del sistema
- Flujo de potencia radial versus bidireccional
- Desviaciones de voltaje
- Sincronización
- Redes
- Activación involuntaria y funcionamiento en isla no intencional
- Reenganche de protecciones
- Armónicos
- Prácticas de seguridad operativa
- Capacidad del sistema

Para aplicar correctamente el estándar IEEE 1547-2003, los operadores deben comprender estos efectos y métodos de mitigación. Los efectos pueden variar de intrascendentes a severos, según el tamaño y la tecnología del DR y las diversas características de la EPS del área con la que está conectado (Dey et al., s. f.).

En (Dey et al., s. f.) los autores presentan el impacto positivo y negativo ocasionado por la inserción de generación fotovoltaica distribuida, en los niveles de tensión de una red típica de distribución en BT, empleando los indicadores clásicos para medir el impacto de dicha integración. Las simulaciones se realizaron a una parte de la red de distribución eléctrica en el sector San Cayetano y a un sistema de generación distribuida (fotovoltaica) con conexión a la red, que pertenece a la universidad Técnica particular de Loja, haciendo uso de la herramienta computacional "CYMDIST", analizando niveles de tensión en los horarios de funcionamiento de la generación fotovoltaica. A medida que aumenta la transferencia de energía del sistema de generación distribuida en este caso fotovoltaico, se considera factores, como la tecnología, generación, ubicación e interfaz de conexión a la red.

Si se inyecta energía de un dispositivo DR en el sistema de energía, compensará la corriente de carga y, por lo tanto, reducirá la caída de voltaje en el área EPS. Solo la existencia de un DR puede compensar por completo la carga EPS local, y la compensación de esta carga puede resultar en un aumento de voltaje debido a la eliminación de la "caída de voltaje (Dey et al., s. f.).

Si el dispositivo DR suministra energía reactiva (capacitiva) al sistema de energía o absorbe energía reactiva (inductiva) del sistema de energía, afectará la caída de voltaje en el área EPS. Para un nivel de carga dado, si un dispositivo DR suministra potencia reactiva (capacitiva), la caída de voltaje en el área EPS será reducido; si un dispositivo DR absorbe potencia reactiva (inductiva), la caída de voltaje en el área EPS aumentará. Estos efectos serán adicionales al primer efecto de reducción de la carga (Dey et al., s. f.).

Si el dispositivo DR absorbe energía reactiva (inductiva) del sistema de energía, afectará la caída de voltaje en el área EPS. Para un nivel de carga dado, si un dispositivo DR suministra potencia reactiva (capacitiva), la caída de voltaje en el área EPS será reducida.

4.4. Tecnología.

El tipo de tecnología en este caso es fotovoltaico, se entiende que tiene elementos pasivos, que tienen un impacto mínimo en la estabilidad transitoria de las redes de distribución, ya que dicha tecnología trabaja con convertidores electrónicos que están equipados con control de voltaje y frecuencia (Dey et al., s. f.).

4.5. Generación y ubicación.

En las redes eléctricas de Ecuador, a lo largo de los alimentadores se controla el voltaje para que se mantenga en rangos aceptables. La ubicación de los sistemas de generación distribuida también puede causar un efecto negativo en las redes de distribución, ya que puede causar sobrevoltajes o caídas de voltaje.

Al transferirse una mayor cantidad de energía sobrepasando los límites de los rangos de operación de la red, tiende a causar fallas en las líneas, como disparo de las protecciones (desconexiones) por sobrevoltajes, los transitorios del sistema puede desestabilizarse por cambios de frecuencia, etc.

Para la ubicación de un sistema de generación distribuida, se debe realizar un análisis de la capacidad de las redes de distribución, rangos de operación, carga instalada y demanda, información que se puede obtener de las distribuidoras eléctrica. Se debe coordinar protecciones y el sistema a utilizar para la transferencia de energía hacia las redes de distribución.

4.6. Requisitos de interconexión.

El estándar IEEE-1547, determinan algunos requisitos para la interconexión con las redes de distribución en BV como:

La desconexión directa del sistema de generación distribuida con respecto a la red de distribución para ciertas condiciones anormales de voltaje y frecuencia.

El Ride-through se define como “la capacidad de un DER para permanecer conectado a la red después de una perturbación sin perder la operatividad del sistema. Se han establecido varias normas, desarrolladas para la configuración de relés. El Ride-through aplica estándares como: NERC PRC-024-02, WECC VRT, orden FERC 661-A e IEEE Std. 1547-2003. En la Tabla 1, se exponen los tiempos de disparo que se debe configurar en las protecciones del sistema. La Tabla 2, expone lo parámetros cuando el sistema presenta perturbaciones de frecuencia al igual que el voltaje, se lo configura para los tiempos de respuesta de las protecciones (Thomas Basso y Richard De Blasio, 2011).

Tabla 1.*Estándar IEEE. Requisitos de disparo por voltaje de 1547-2003.*

Requisitos de disparo por voltaje	
Rango de voltaje (% base del voltaje)	Tiempo de respuesta
V < 50	0.16
50 ≤ V < 88	2.00
110 < V < 120	1.00
V ≥ 120	0.16

Fuente. Datos tomados del estándar IEE 1547, publicado en 2003 («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009).

Tabla 2.*Estándar IEEE. Requisitos de disparo por voltaje de 1547-2003.*

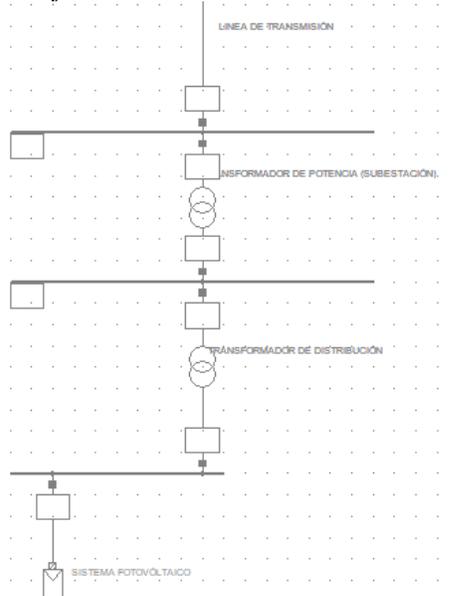
Requisitos de disparo por frecuencia		
Potencia DR	Rango de voltaje (% base del voltaje)	Tiempo de respuesta
≤ 30kW	> 60.5	0.16
	< 59.3	0.16
> 30kW	> 60.5	0.16
	< {59.8 a 57.0} (set point) ajustable	Ajustable 0.16 a 300
	< 57.0	0.16

Fuente. Datos tomados del estándar IEE 1547, publicado en 2003 («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009).

4.7. Modelo de la red eléctrica convencional en el Ecuador y el sistema fotovoltaico (FV)

Para el modelamiento del sistema eléctrico de distribución secundario, se hace uso de la herramienta tecnológica CYME (CYMDIST), que permite analizar el comportamiento de los dos sistemas interconectados. Este modelo se utiliza para estudiar los fenómenos de estabilidad de voltaje, frecuencia y posibles perturbaciones en las redes de distribución. El objetivo es entender el funcionamiento del modelo e incorporar las propuestas de la norma IEE1547 para este tipo de interconexiones como se aprecia en la Figura 1.

Figura 1
Sistema de prueba fotovoltaico



Fuente: Tomado de las Normas IEEE 2030 (Interoperabilidad) e IEEE 1547 (Thomas Basso y Richard De Blasio, 2011).

Para obtener una buena modelación del sistema eléctrico es importante trabajar con valores reales para obtener una configuración real, para lograrlo es necesario realizar con detalle y precisión el levantamiento de todos los componentes del sistema, para el estudio de caso el modelo propuesto será el siguiente; constara de una barra de 69 kV, que llega a la barra principal y de transferencia que se encuentra en la subestación de tipo convencional, el transformador de potencia tiene capacidad de 10 MVA, reduciendo de 69/13.8 kV, pasa a la barra de distribución, con su respectivo alimentador correspondiente 13.8 V, llegando al transformador de distribución de 15 kVA, que alimenta la red de distribución con voltaje de 240/120 V.

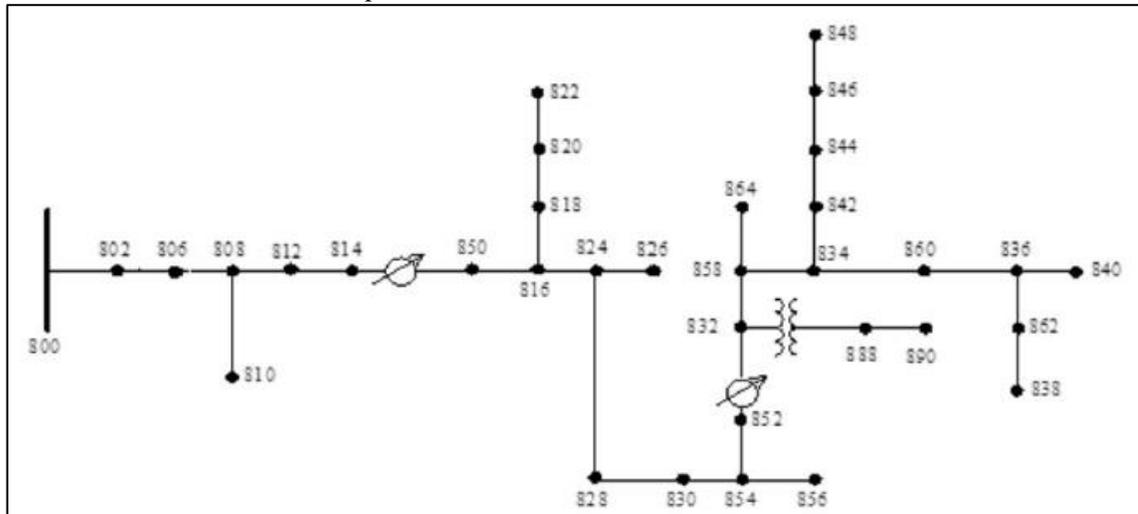
El modelo del sistema fotovoltaico cuenta con 300 paneles solares, cada uno de 2.5 kW, dando un promedio de 130 kW de potencia instalada, todo el sistema cuenta con un medidor bidireccional para la transferencia del excedente generado por el sistema de generación alternativo de energía.

4.8. Sistema de prueba de 34 nodos IEEE

Para el análisis de la red de prueba de 34 nodos IEEE se verifica que posee 2 reguladores de voltaje entre los nodos 814 – 850 y 832 – 852 y capacitores en los nodos 844 y 848 según la Figura 2.

Figura 2

Alimentador de prueba de 34 nodos IEEE



Fuente: Tomado de series of standards in China for microgrid», en 2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), Auckland, oct. 2012, pp. 1-6. doi: 10.1109/PowerCon.2012.6401363 (Min Zhao et al., 2012).

Con la ayuda de la herramienta CYME, se puede simular la red de 34 nodos, para su mayor entendimiento, los resultados se los presenta en el Anexo 1.

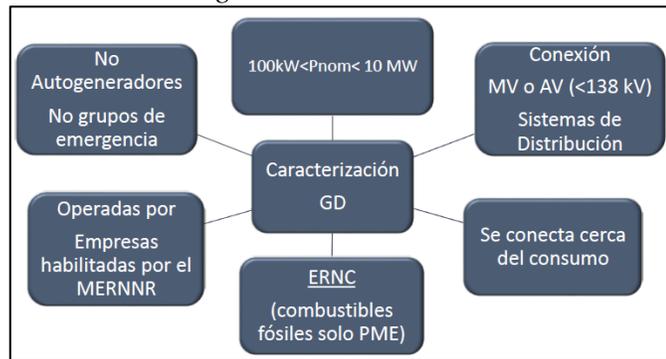
4.9. Regulación ARCERNR: 002/2021 “Marco normativo de la generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica, en el Ecuador.

Establece las condiciones técnicas y comerciales a cumplirse con respecto al desarrollo y operación de centrales de generación distribuida, de propiedad de empresas que sean habilitadas por el Ministerio Rector para ejecutar la actividad de generación, con el ámbito aplicable para: empresas que instalen, operen y administren centrales de generación distribuida en el país; Distribuidoras a cuyas redes se conectan dichas centrales; y, el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) (Agencia de Regulación y Control de Energía & y Recursos Naturales No Renovables, 2021).

El objetivo de la ARCONEL (Agencia de Regulación y Control de Electricidad) establece las disposiciones para el proceso de habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida basadas en fuentes de energía renovable para el autoabastecimiento de consumidores regulados. Con el ámbito Aplicable para: Consumidores regulados que instalen y operen sistemas de generación distribuida para su autoabastecimiento, sincronizadas a la red de distribución y para las Empresas Eléctricas Distribuidoras (Agencia de Regulación y Control de Energía & y Recursos Naturales No Renovables, 2021).

La LOSPPE (Ley Orgánica de servicio público de energía eléctrica) establece en sus consideraciones, que la modernización de las redes eléctricas debe tomar en cuenta entre otros aspectos, la generación distribuida. El Art. 26, señala que la electricidad producida con recursos renovables de energía, contará con condiciones preferentes establecidas mediante regulación expedida por la ARCONEL, en la Figura 3 se observa las condiciones de la generación distribuida en el Ecuador (Agencia de Regulación y Control de Energía & y Recursos Naturales No Renovables, 2021).

Figura 3
Caracterización de la generación distribuida en el Ecuador



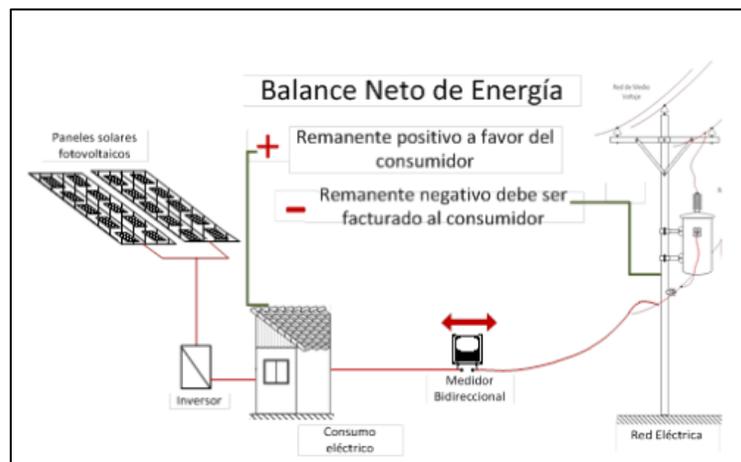
Fuente: Tomado de Agencia de Regulación y Control de Energía y y Recursos Naturales No Renovables, «REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-002/21 (Agencia de Regulación y Control de Energía & y Recursos Naturales No Renovables, 2021)

El Art. 15: Establece que las distribuidoras dentro sus planes de expansión podrán identificar proyectos de generación distribuida que permitan mejorar las condiciones de confiabilidad y calidad del suministro eléctrico (Agencia de Regulación y Control de Energía & y Recursos Naturales No Renovables, 2021).

La Figura 4 expone un sistema convencional de generación distribuida con conexión a la red, donde la generación puede abastecer a la carga o parte de ella, teniendo como resultado un remanente positivo o negativo en la facturación.

Figura 4

Interconexión de generación distribuida con la red eléctrica convencional en el Ecuador



Fuente: Tomado de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, «REGULACIÓN Nro. ARCERNR-002/21 (Agencia de Regulación y Control de Energía & Recursos Naturales No Renovables, 2021)

Se debe seguir las siguientes condiciones generales para la instalación, conexión, despacho, operación y mantenimiento de sistema de generación distribuida (Agencia de Regulación y Control de Energía & Recursos Naturales No Renovables, 2021).

Consumidor responsable de construcción de obras, instalación del SGDA (Sistema de Generación Distribuida para el Autoabastecimiento de consumidor Regulado) y campo de conexión;

- En caso de retrasos en la instalación del SGDA, por fuerza mayor o caso fortuito, se puede extender al plazo previa justificación;
- Proceso de conexión del SGDA en coordinación entre el Proponente y la Distribuidora;
- Pruebas y requisitos técnicos para la conexión y operación de un SGDA (Referencia norma IEEE Std. 1547);
- SGDA auto despachadas;
- Suspensión de la operación del SDGA y desconexión en caso de incumplimiento de parámetros de calidad;

- Consumidor responsable de mantenimiento y operación segura y confiable del SGDA;
- Activos el SGDA no sujetos a ser revertidos al Estado;
- No cargos por factibilidad de conexión, conexión a la red de distribución, o por el otorgamiento del certificado de calificación.

4.10. Norma IEEE1547-2003, condiciones de operación para sistemas de generación distribuida.

El estándar IEEE Std 1547-2003 establece los requisitos y especificaciones para la interconexión de (DR) con el sistema eléctrico de potencia (EPS), y es la interconexión resultante la que debe cumplir con el estándar IEEE Std 1547-2003 y no solo los elementos del sistema. Por lo tanto, es útil revisar extractos específicos del estándar IEEE Std 1547-2003 para establecer el contexto de los sistemas de interconexión (Basso & DeBlasio, 2004).

Existe una gama de tipos de equipos del sistema de interconexión. Algunos sistemas de interconexión se empaquetan de fábrica con componentes integrados y se incluyen como parte de una unidad DR (p. ej., una microturbina que se empaqueta de fábrica con un sistema de interconexión basado en inversor), o algunos pueden ser mayormente integrales dentro de un inversor (p. ej., pequeños inversores, quizás < 10 kW, destinados a su uso con sistemas de conversión de energía fotovoltaica (PV) que está separado del generador distribuido. Otros sistemas de interconexión utilizan un sistema ensamblado en campo de componentes discretos. En todos los casos, es la interconexión resultante la que se requiere para cumplir con el estándar IEEE Std 1547-2003 (Basso & DeBlasio, 2004). El estándar IEEE Std 1547-2003 en el apartado cuatro clasifica las especificaciones y requisitos técnicos del sistema de interconexión de la siguiente manera:

- Requerimientos generales.
- Respuesta a condiciones anormales del sistema eléctrico de potencia.
- Calidad de energía
- Protección anti-isla. (Desactiva los inversores fotovoltaicos)

4.11. Recursos distribuidos (DR)

DR, también conocido como recursos de energía distribuida, ofrece una variedad de posibilidades para la conversión de energía y la generación de energía eléctrica. Se utilizan

diversas fuentes de energía, combustibles y convertidores para proporcionar electricidad a través de paneles fotovoltaicos, turbinas eólicas, celdas de combustible, microturbinas, motores alternativos de gas natural y diésel convencionales, turbinas de gas y tecnologías de almacenamiento de energía (Basso & DeBlasio, 2004).

4.12. Tecnologías de conversión de energía para sistemas FV.

Se conoce comúnmente como convertidores de energía estáticos (inversores) convierten la electricidad de CC en electricidad de CA y ofrecen una conversión de energía electrónica adicional. A veces se los denomina sistemas de acondicionamiento de energía. Su función fundamental en una aplicación DR es convertir electricidad de CC o CA no síncrona de una fuente de energía en un sistema de voltajes de CA síncrona que se puede interconectar sin problemas y fácilmente con un EPS (Basso & DeBlasio, 2004).

4.13. Guía de aplicación para especificaciones y requisitos técnicos del estándar IEEE1547.

En general, los requisitos dados por el estándar IEEE 1547 se deben cumplir en el punto de acoplamiento común (PCC), a menos que se indique lo contrario. Los requisitos del estándar IEEE 1547 son funcionales y no especifican ningún equipo o tipo de equipo en particular. Las especificaciones y los requisitos técnicos establecidos son universalmente necesarios para la interconexión de DR, incluidas las máquinas síncronas, las máquinas de inducción y los inversores/convertidores de energía estáticos, que serán suficientes para la mayoría de las instalaciones (Basso & DeBlasio, 2004).

El estándar IEEE Std 1547.3-2007 brinda información sobre el monitoreo, el intercambio de información y el control, para la transferencia de energía. Su objetivo es facilitar la interoperabilidad de DR y ayudar a las partes interesadas del proyecto DR a implementar el monitoreo, el intercambio de información y el control para respaldar las operaciones técnicas y comerciales de DR y las transacciones entre las partes interesadas. Se ocupa principalmente de la supervisión, el intercambio de información y el control entre el controlador de la unidad DR y el mundo exterior. Sin embargo, los conceptos y métodos también deberían resultar útiles para los fabricantes e implementadores de sistemas de comunicaciones para cargas, sistemas de administración de energía, control de supervisión y adquisición de datos (SCADA), EPS y protección de equipos, y medición de ingresos (Basso & DeBlasio, 2004).

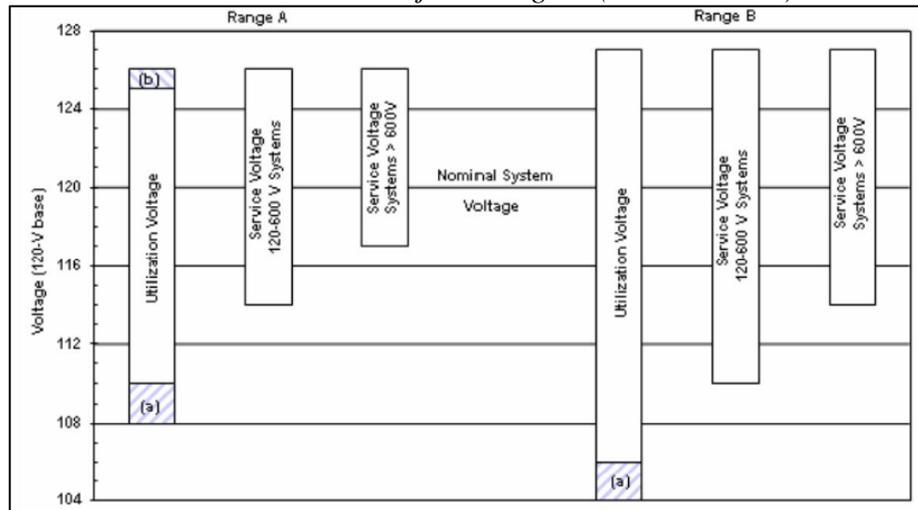
4.14. Requisitos generales (IEEE Std 1547-2003 4.1)

4.14.1. Regulación de voltaje (IEEE Std 1547-2003 4.1.1)

El DR no regulará activamente el voltaje en el PCC. El DR no hará que el voltaje de servicio del EPS del área en otros EPS locales supere los requisitos de ANSI C84.1-1995, los límites del rango A se pueden observar en la Figura 5.

Figura 5

ANSI C84.1 Límites de voltaje de rango A (Base de 120V).



Fuente: Tomado de la publicación Monitoreo de Redes Urbanas Integración de Renovables (Dey et al., s. f.)

La regulación de voltaje describe el proceso y el equipo para mantener el voltaje dentro de los límites aceptables. El objetivo principal de la regulación de voltaje del EPS de área es proporcionar a cada cliente conectado al EPS de área un voltaje que se ajuste a las limitaciones de diseño del equipo de utilización del cliente. Hay aplicaciones en las que el operador del EPS del área solicita que el DR suministre o absorba potencia reactiva en función del impacto al EPS. Una solicitud del operador de EPS, para regular los requisitos del factor de potencia o para el soporte de potencia reactiva (Universidad Distrital Francisco José de Caldas et al., 2018).

Los límites de voltaje en el PCC, donde el EPS de área está conectado con un EPS local, se especifican en el estándar ANSI C84.1 Rango A. Este es un requisito que define estrictamente las condiciones de operación normales en el PCC. El EPS de área debe diseñarse y operarse de modo que el voltaje de servicio en cada PCC esté dentro de los límites del Rango A (Universidad Distrital Francisco José de Caldas et al., 2018). Este estándar también define el voltaje de utilización del Rango A. El equipo de utilización debe diseñarse y clasificarse para brindar un

rendimiento completamente satisfactorio cuando el voltaje en sus terminales está dentro de los límites de voltaje de utilización del Rango A.

También se pueden crear niveles de bajo voltaje cuando los dispositivos DR consumen energía reactiva retrasada. Los dispositivos DR dejarán de energizar el área EPS cuando el voltaje esté fuera de rango, como se especifica en el estándar IEEE Std 1547. De acuerdo con el estándar IEEE Std 1547-2003 4.1.1, los dispositivos DR no pueden regular activamente el voltaje en el PCC, y los dispositivos DR no pueden hacer que el voltaje de servicio del EPS del área en los EPS locales supere los requisitos de ANSI C84.1 Rango A. Las restricciones evitarán problemas operativos. Sin embargo, en algunas situaciones, la operación de DR aún puede generar problemas de regulación de voltaje de EPS de área si no se toman precauciones.

La norma IEEE 1547-2003 4.2.3. para baja tensión especifica puntos de ajuste de voltaje fuera de rango y tiempos de respuesta. De manera predeterminada, también especifica el rango de voltaje operativo para los dispositivos DR entre el 88 % y el 110 % del voltaje nominal (Basso & DeBlasio, 2004).

4.14.2. Consejos, técnicas y reglas generales

El estándar IEEE Std 1547.3-2007 proporciona ejemplos de casos de DR integrados con el EPS y las interacciones de intercambio de información correspondientes. Se incluyen los siguientes:

- Programación de la unidad DR: el operador DR crea, edita y elimina programaciones para enviar comandos a una unidad DR. El sistema del operador de DR comunica la operación programada al controlador de DR, que incluye comandos a la unidad de DR en los momentos apropiados y notifica el estado al operador de DR.
- Servicios auxiliares de DR: El DR se puede utilizar para proporcionar cualquiera o todos los siguientes servicios auxiliares: regulación de carga, pérdidas de energía, reserva giratoria y no giratoria, regulación de voltaje y suministro reactivo («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009).
- DR que proporciona suministro reactivo: la unidad DR puede proporcionar suministro reactivo absorbiendo VAR o produciendo VAR cambiando la corriente de campo para que

coincida con un programa preestablecido. Alternativamente, se puede establecer un factor de potencia establecido en el lado alto del transformador de interconexión o PCC («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009).

4.14.3. Integración con puesta a tierra de EPS de área (IEEE Std 1547-2003 4.1.2)

El esquema de puesta a tierra de la interconexión DR no deberá causar sobrevoltajes que excedan la clasificación del equipo conectado al área EPS y no deberá interrumpir la coordinación de la protección de falla a tierra en el Área EPS («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009). Este requisito tiene como objetivo:

- Evitar voltajes inadecuados de fase a tierra donde las protecciones del sistema obliguen a desenergizar el sistema.
- Evitar posibles des calibraciones de los dispositivos de detección de fallas a tierra del EPS de área.
- Facilitar la detección de fallas de EPS de área por parte del DR.

4.14.4. Sistemas de cuatro hilos con conexión a tierra

El neutro de los alimentadores primarios en los sistemas de distribución generalmente tienen conexión a tierra, esto es aplicable en todo sistema eléctrico de potencia, de acuerdo a especificaciones reguladas para las buenas prácticas de instalación, protecciones de equipos y sistemas («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009).

4.14.5. Sincronización (IEEE Std 1547-2003 4.1.3)

La unidad DR se conectará en paralelo con el EPS de área sin causar una fluctuación de voltaje en el PCC superior al ± 5 % del nivel de voltaje prevaleciente del EPS de área en el PCC, y cumplirá con los requisitos de parpadeo de [IEEE Std 1547-2003].

La evaluación de los requisitos de IEEE Std 1547-2003 4.1.3 se basa en los resultados de las pruebas para tecnologías específicas del sistema de interconexión, es decir, interconexión síncrona con un EPS o un EPS local energizado con un EPS de área energizada, interconexión de inducción o basado en inversor. Para la evaluación de equipos DR para uso general, el estándar

IEEE Std 1547-2003 5.1.2 proporciona especificaciones y requisitos de prueba que se aceptan como indicación que se deben cumplir como se indica en la Tabla 3 («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009).

Tabla 3.

Límites de parámetros de sincronización de IEEE 1547. Interconexión a un EPS o una EPS local energizada con una EPS de área energizada.

Límites de parámetros de sincronización según estándar IEEE 1547.			
Rango de potencia de DR (kVA)	Diferencia de frecuencia (Δf, Hz)	Diferencia de voltaje (ΔV, %)	Diferencia del Angulo de fase ($\Delta \theta$, °)
0 - 500	0.3	10	20
> 500 - 1500	0.2	5	15
> 1500 - 10000	0.1	3	10

Fuente. Tomado de la guía estándar IEEE 1547 («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009)

Todos los sistemas de interconexión basados en inversores se probarán para determinar la corriente de arranque máxima. Los resultados se utilizarán, junto con la impedancia del EPS de área para la ubicación propuesta, para estimar el cambio de magnitud del voltaje inicial y verificar que la unidad cumpla con los requisitos de sincronización de los estándares IEEE Std 1547-2003 4.1.3 e IEEE 1547-2003 4.3.2 («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009).

4.14.6. Sincronización automática

Muchos tipos de sincronizadores automáticos están disponibles para reemplazar parte o la totalidad de las funciones de sincronización manual. Los relés de verificación de sincronización, que están diseñados para verificar el voltaje de EPS y el voltaje del generador distribuido, cierran un contacto cuando los dos voltajes están dentro de ciertos límites durante un cierto período de tiempo. Los relés de verificación de sincronización son los menos costosos y los más simples de operar. Los relés de verificación de sincronización también pueden servir como dispositivos de señal para cerrar automáticamente el interruptor en el PCC («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009).

4.14.7. Sincronización manual

El funcionamiento del equipo de sincronización manual es complejo y se usa solo en equipos generadores distribuidos pequeños (menos de 100 kW) o como respaldo de un sistema automático en unidades más grandes. El equipo de sincronización manual varía según el tamaño del generador distribuido, pero debe incluir supervisión de verificación de sincronización para evitar el cierre fuera del rango aceptado («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009). En la Tabla 4 se proporciona orientación sobre el equipo que se puede utilizar para la sincronización manual.

Tabla 4.
Guía de sincronización para unidades DR, paralelas manualmente

Guía para sincronización para unidades DR						
Tamaño DR (kVA)	Medidor de voltaje (cantidad)	Medidores de frecuencia (cantidad)	Ángulo de fase		Sincronizador	Supervisión de sincronización
			Medidor	Luces de sincronización		
0 - 10	2	0	0	2	0	Si
> 10 - 500	2	2	0	2	0	Si
> 500 - 1500	2	2	1	2	1	Si
> 1500 - 10000	2	2	1	2	1	Si

Fuente. Tomado de la guía estándar IEEE 1547 («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009)

Los sistemas monofásicos pequeños (es decir, de 10 kW o menos) se pueden sincronizar manualmente con el EPS con dos voltímetros, dos luces de sincronización y supervisión de verificación de sincronización. Un voltímetro monitorea el voltaje del EPS. El otro monitorea el voltaje del generador distribuido.

4.14.8. DR en red secundaria de distribución y redes puntuales (IEEE Std 1547-2003

4.1.4)

Las aplicaciones de PCC analizadas en otras áreas están destinadas a unidades DR interconectadas con circuitos de distribución primarios o secundarios radiales, que es la configuración de distribución más común. Sin embargo, en las grandes ciudades, varios operadores de EPS de área utilizan la red de distribución de baja tensión. Estas redes de baja tensión son de dos subtipos: red secundaria (también conocida como red de área, o red de calles) y la red puntual. Las redes secundarias sirven a numerosos sitios, generalmente varias cuerdas de la ciudad, desde

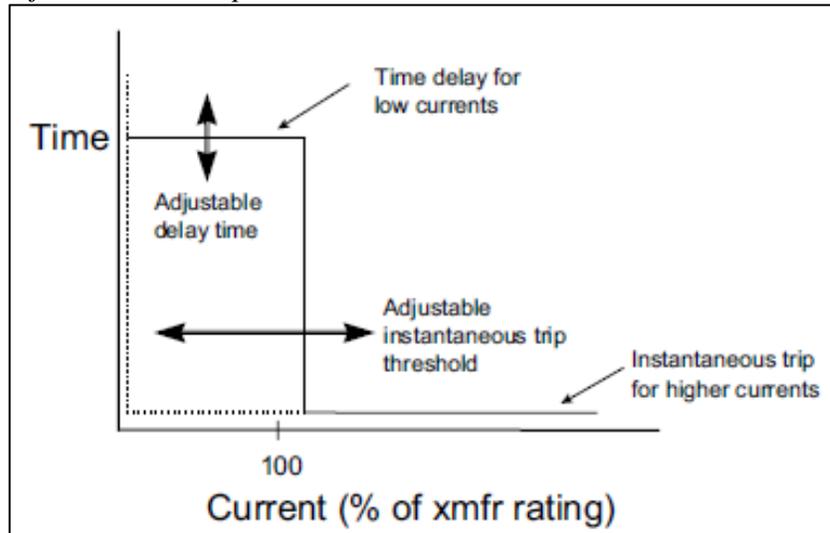
una red de red eléctrica de bajo voltaje a 240/110, mofásicas tres hilos. Las redes puntuales secundarias generalmente sirven solo a un solo edificio o una parte de un edificio («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009).

Las protecciones de la red de generación distribuida, no debe separar, conmutar o servir como respaldo de falla, mallado o de ninguna manera aislar una red o un alimentador primario que está conectado a la DR del resto del EPS del área. Cualquier instalación de DR conectada a una red puntual no debe causar la operación de cierre o apertura de las protecciones de la red principal. Esta coordinación se llevará a cabo sin requerir ningún cambio en las prácticas vigentes de tiempo de despeje de las protecciones de la red distribución principal («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009).

Las instalaciones de DR en una red puntual, que utilizan un esquema de transferencia automática en el que la carga se transfiere entre el DR y el EPS en una operación momentánea de conexión, antes de la interrupción, deberán cumplir con todos los requisitos de esta cláusula, independientemente de la duración del paralelismo («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009).

Los DR se puede acomodar en redes puntuales, donde se pueda coordinar la temporización del relé de potencia inversa y el disparo del DR. La Figura 6 muestra la capacidad de ajuste del relé de potencia inversa. Las empresas de distribución de energía eléctrica no permiten el retardo de tiempo de disparo de las protecciones de las redes convencionales para condiciones de potencia inversa, solo se pueden instalar cantidades insignificantes (menos del 25 % de la carga mínima) de generación con interfaz de inversor y carga coincidente. La DR basada en inversor tiene la ventaja de que la corriente de falla es muy limitada (alrededor del 100 % al 200 % de la corriente de carga normal). Además, un inversor puede responder rápidamente a las señales que controlan su nivel de potencia de salida («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009).

Figura 6
Ajuste de relé de potencia inversa.



Fuente. Tomado de la guía estándar IEEE 1547 («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009).

4.14.9. Activación inadvertida del EPS del área (IEEE Std 1547-2003 4.1.5)

El DR no energizará la EPS del Área cuando la EPS del Área esté desenergizada, por motivos de seguridad del personal, es fundamental que se evite la energización inadvertida de los circuitos del EPS del área durante las actividades de mantenimiento de la línea o restauración del servicio cuando el EPS del área está desenergizado. Después de una perturbación del EPS de área, no se realizará una reconexión de DR hasta que el voltaje del EPS de área se mantenga dentro del rango B del estándar ANSI C84.1 Tabla 2 y la frecuencia esté en el rango de 59,3 Hz a 60,5 Hz durante un período de estabilización de hasta 5 min («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009).

4.14.10. Disposiciones de monitoreo (IEEE Std 1547-2003 4.1.6)

Cada unidad DR de 250 kVA o más en un solo PCC deberá tener monitoreo en su estado de conexión, salida de potencia real, salida de potencia reactiva y voltaje en el punto de conexión DR. Las disposiciones de monitoreo descritas en el estándar IEEE Std 1547-2003 son locales en el punto de conexión DR. Los datos monitoreados pueden estar interconectados con equipos de monitoreo local o remoto. La información monitoreada puede estar disponible en tiempo real o almacenarse con lectura periódica según corresponda para la aplicación, puede existir una base

operativa para el monitoreo remoto (SCADA) («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009).

4.14.11. Dispositivo de aislamiento (IEEE Std 1547-2003 4.1.7)

Como se describe en acápites anteriores, en el estándar IEEE Std 1547-2003 4.1.7 no requiere un dispositivo de aislamiento universal. Asimismo, establece que, cuando así lo requieran las prácticas operativas de la EPS de área, su ubicación no será necesariamente en el PCC sino entre la EPS de área y la unidad DR. El estándar IEEE Std 1547-2003 no impide la instalación de cualquier dispositivo de aislamiento requerido en una ubicación que de otro modo esté permitida. Un dispositivo de aislamiento separa eléctricamente el DR del EPS local o de área. Si el EPS del área requiere el dispositivo de aislamiento, entonces se debe considerar cuidadosamente su ubicación según lo requiera el EPS del área («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009).

Después de que se desenergice el EPS del área, el DR podría volver a energizarlo si el sistema de interconexión experimentara de alguna manera una multiplicidad de incumplimiento de los requisitos expuestos en el estándar IEEE 1547. Por ejemplo, el estándar IEEE Std 1547-2003 4.1.5 y 4.2.6 tendrían que evadirse simultáneamente. Por lo tanto, el requisito del dispositivo de aislamiento expuesto en el estándar IEEE Std 1547-2003 4.1.7 es redundante para evitar la activación de una línea muerta. Además, los DR basados en inversores que no forman islas y que no producen tensión fundamental antes de que se cierre el dispositivo de conexión en paralelo del sistema de interconexión no pueden generar energía eléctrica en ausencia de una fuente eléctrica externa, como el EPS de área. En este caso, también, el estándar IEEE Std 1547-2003 4.1.7 es redundante para evitar la activación de una línea muerta («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009).

5. Metodología

Para el desarrollo del presente proyecto de titulación, se establece como herramienta principal CYME 9.0, que permite modelar y simular diferentes casos de estudio, para el análisis de los sistemas de generación distribuida con conexión a las redes de distribución. Esta herramienta tecnológica permite desarrollar el modelamiento con base de datos reales como de los diferentes elementos que existen en las redes de distribución y de los sistemas de generación distribuida. Las bases de datos utilizadas son, del caso de 34 nodos de IEEE y la base de datos de los alimentadores de la Empresa Eléctrica Regional del Sur, generando reportes de perfiles de tensión reales.

La metodología a usar será el análisis de datos, de las variables medidas en el sistema de generación fotovoltaico y redes de distribución en baja tensión para conocer la afectación de estos sistemas y sus respectivas correcciones tomando en cuenta las recomendaciones IEEE1547.

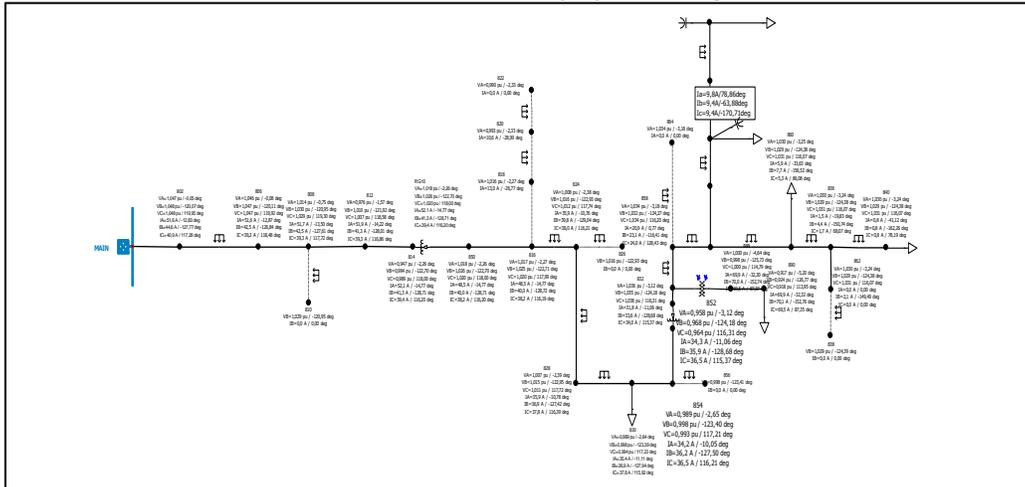
5.1. Desarrollo del caso de estudio: Alimentador de 34 nodos IEEE

Para el desarrollo y análisis de la generación distribuida, se considera el modelo de un alimentador de prueba de 34 nodos de la IEEE, las simulaciones se desarrollan con el software CIME para el análisis de redes eléctricas.

5.2. Simulación del flujo de carga – Desequilibrado – Alimentador de prueba de 34 nodos de IEEE en CYME.

La simulación en CYME del alimentador de prueba de 34 nodos que se expone en la Figura 7, permite realizar la comparación de los resultados obtenidos con el método de caída de tensión desequilibrada, como corrientes de línea y tensiones de barra. El alimentador de prueba consta de dos reguladores de voltaje necesarios para obtener un buen perfil de tensión, un transformador de línea que reduce la tensión a 4,16, en un corto tramo del alimentador, carga desequilibrada con cargas, concentradas, distribuidas y condensadores shunt. (tomado del alimentador de prueba IEEE) («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009).

Figura 7
Caso de estudio 34 nodos IEEE, flujo de carga.



Fuente: CYME 9.0.

En la Tabla 5, se muestra los resultados del análisis de flujo de carga con el método de caída de tensión desequilibrada de CYME. La diferencia en porcentaje para todas las tensiones de barra y corrientes de línea es de menos de 0.44 % de acuerdo al documento guía de aplicación del estándar IEEE 1547 («IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», 2009).

Tabla 5.
Reporte de flujo de carga – barras.

Reporte de flujo de carga - barra				
Nombre nodo	Tensión de base (kVLL)	V (kVLL)	V (p.u.)	Desfase V (°)
800	24,900	26,1	1,050	0,00
802	24,900	26,1	1,048	-0,05
806	24,900	26,1	1,047	-0,08
808	24,900	25,5	1,023	-0,71
810	24,900		1,028	-121,04
812	24,900	24,8	0,996	-1,49
814	24,900	24,3	0,975	-2,13
850	24,900	26,1	1,048	-2,13
816	24,900	26,1	1,048	-2,14
818	24,900		1,017	-2,14
820	24,900		0,993	-2,20
822	24,900		0,990	-2,20
824	24,900	25,9	1,039	-2,25
826	24,900		1,054	-123,21
828	24,900	25,8	1,038	-2,26

830	24,900	25,4	1,020	-2,50
854	24,900	25,4	1,020	-2,50
852	24,900	24,6	0,990	-2,95
15	24,900	26,6	1,070	-2,95
832	24,900	26,6	1,070	-2,95
858	24,900	26,6	1,068	-3,01
834	24,900	26,5	1,065	-3,08
842	24,900	26,5	1,065	-3,09
844	24,900	26,5	1,065	-3,11
846	24,900	26,5	1,065	-3,15
848	24,900	26,5	1,065	-3,16
860	24,900	26,5	1,065	-3,07
836	24,900	26,5	1,065	-3,07
840	24,900	26,5	1,065	-3,07
862	24,900	26,5	1,065	-3,07
838	24,900		1,081	-124,73
864	24,900		1,034	-3,01
888	4,160	4,3	1,034	-4,46
890	4,160	4,0	0,954	-4,98
856	24,900		1,036	-123,71

Fuente. CYME 9.0.

5.3. Simulación en CYME para el análisis de la capacidad de integración de recursos distribuidos en la RED.

Consiste en determinar la capacidad de producción máxima de un recurso energético en cada nodo de la red. Después de realizar la simulación en CYME, se genera un informe que se puede observar en la Tabla 6 para el respectivo análisis, se obtiene:

- En las dos primeras columnas del informe se tiene **Nombre del nodo y Nombre red**, se tiene que el nodo 800 forma parte de la red IEEE_34_nodos.
- En la tercera columna, IC max, corresponde a la capacidad máxima de generación global máxima que se puede instalar en ese nodo es de 383.4 kW.
- En la cuarta columna, **Carga de la capacidad de integración**, corresponde a la capacidad máxima de generación que se puede instalar en el nodo 800, **antes de pasar el límite de carga máxima de los conductores del nodo.**

- En la quinta columna, que corresponde a **IC Límites de tensión**, parámetro que nos indica la máxima capacidad de generación que se puede instalar en el nodo 800, **antes de que se produzca una condición anormal de sobretensión o de subtensión**.
- Sexta columna, **IC flujo inverso**, este parámetro corresponde a la máxima capacidad de generación que se puede instalar en el nodo 800, **antes de que se produzca cualquier variación de tensión del 2 %**.
- Séptima columna, **IC Flujo inverso**, proporciona información sobre la capacidad de generación que se puede instalar en el nodo 800, **antes de que se produzca un flujo inverso en cualquier fuente o regulador**.

Tabla 6.

Reporte de la capacidad de integración de recursos distribuidos en la RED.

Capacidad de integración de recursos distribuidos en la RED.						
Nombre nodo	Nombre red	IC Max (kW)	IC Carga (kW)	IC Límites de la carga (kW)	IC Variación de voltios (kW)	IC Flujo inverso (kW)
800	IEEE_34_NODES	383,4	10000,0	10000,0	10000,0	383,4
802	IEEE_34_NODES	0,0	1865,8	0,0	10000,0	383,4
806	IEEE_34_NODES	0,0	1116,3	0,0	10000,0	383,4
808	IEEE_34_NODES	0,0	130,6	0,0	1596,5	383,4
810	IEEE_34_NODES	0,0	43,9	0,0	375,2	142,2
812	IEEE_34_NODES	0,0	64,1	0,0	782,7	383,4
814	IEEE_34_NODES	0,0	45,2	0,0	555,9	383,4
850	IEEE_34_NODES	0,0	45,2	0,0	535,9	372,7
816	IEEE_34_NODES	0,0	45,2	0,0	533,9	372,7
818	IEEE_34_NODES	0,0	0,0	0,0	153,9	154,9
820	IEEE_34_NODES	0,0	0,0	0,0	88,9	154,9
822	IEEE_34_NODES	0,0	0,0	0,0	79,3	154,9
824	IEEE_34_NODES	0,0	40,3	0,0	474,4	372,7
826	IEEE_34_NODES	0,0	0,0	0,0	139,1	129,3
828	IEEE_34_NODES	0,0	39,7	0,0	470,1	372,7
830	IEEE_34_NODES	0,0	32,3	0,0	384,8	372,7
854	IEEE_34_NODES	0,0	32,3	0,0	383,1	372,7
852	IEEE_34_NODES	0,0	24,4	0,0	288,6	372,7
15	IEEE_34_NODES	0,0	358,6	0,0	287,0	342,3
832	IEEE_34_NODES	0,0	359,2	0,0	287,0	342,3
858	IEEE_34_NODES	0,0	359,4	0,0	284,5	342,3
834	IEEE_34_NODES	0,0	359,6	0,0	275,6	342,3
842	IEEE_34_NODES	0,0	359,6	0,0	275,2	342,3
844	IEEE_34_NODES	0,0	359,7	0,0	273,2	342,3

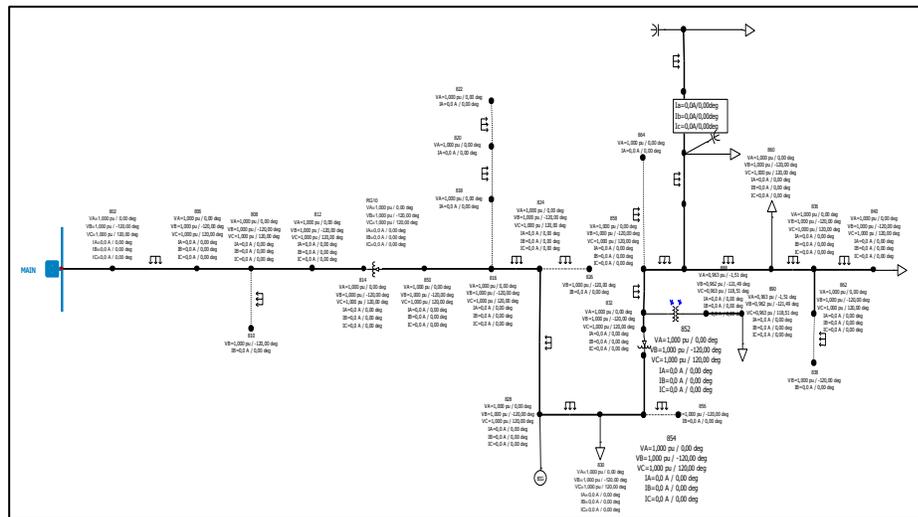
846	IEEE_34_NODES	0,0	359,8	0,0	268,2	342,3
848	IEEE_34_NODES	0,0	359,9	0,0	267,5	342,3
860	IEEE_34_NODES	0,0	359,7	0,0	272,9	342,3
836	IEEE_34_NODES	0,0	359,8	0,0	269,3	342,3
840	IEEE_34_NODES	0,0	359,8	0,0	268,2	342,3
862	IEEE_34_NODES	0,0	359,8	0,0	268,9	342,3
838	IEEE_34_NODES	0,0	0,0	0,0	74,4	114,1
864	IEEE_34_NODES	0,0	1,9	0,0	81,4	117,3
888	IEEE_34_NODES	0,0	360,8	0,0	209,2	342,3
890	IEEE_34_NODES	0,0	370,7	0,0	103,3	342,3
856	IEEE_34_NODES	0,0	0,0	0,0	89,5	129,3

Fuente. CYME 9.0.

5.4. Simulación en CYME para el análisis de evaluación de impacto de DER.

El objetivo de analizar el caso de estudio de 34 nodos de la Figura 8, es comprender el impacto de los RED, que puede generar en las redes eléctricas de distribución convencionales, es decir, analizar las repercusiones de agregar una fuente de generación a una red. Para este caso se utiliza un generador con acoplamiento electrónico en el nodo 828, los resultados del impacto de DER en las redes se muestran en el Anexo 1 y Anexo 8. En los resultados se observan que no existe carga térmica ya que no se ha superado ningún límite de carga, también se analiza que la dirección de la potencia con la contribución de los RED en valores mínimos y máximos no hay flujo de corriente inverso.

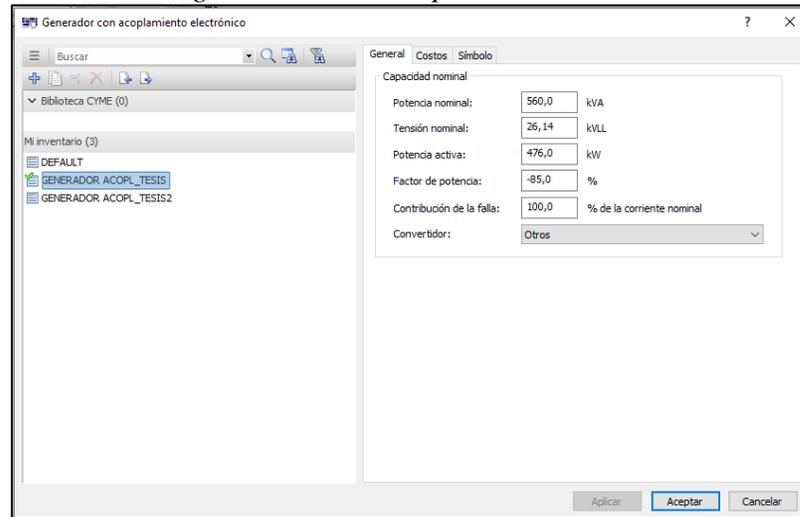
Figura 8
Caso de estudio 34 nodos IEEE, con generador con acoplamiento electrónico.



Fuente: CYME 9.0.

Para el análisis del impacto de los DER en las redes de distribución en el caso de 34 nodos, se utiliza un generador de acoplamiento electrónico, como primer paso se ajusta los parámetros de acuerdo a la red, como potencia nominal, tensión nominal y factor de potencia en el software CYME, las configuraciones se pueden observar en la Figura 9.

Figura 9
Parámetros del generador con acoplamiento electrónico.

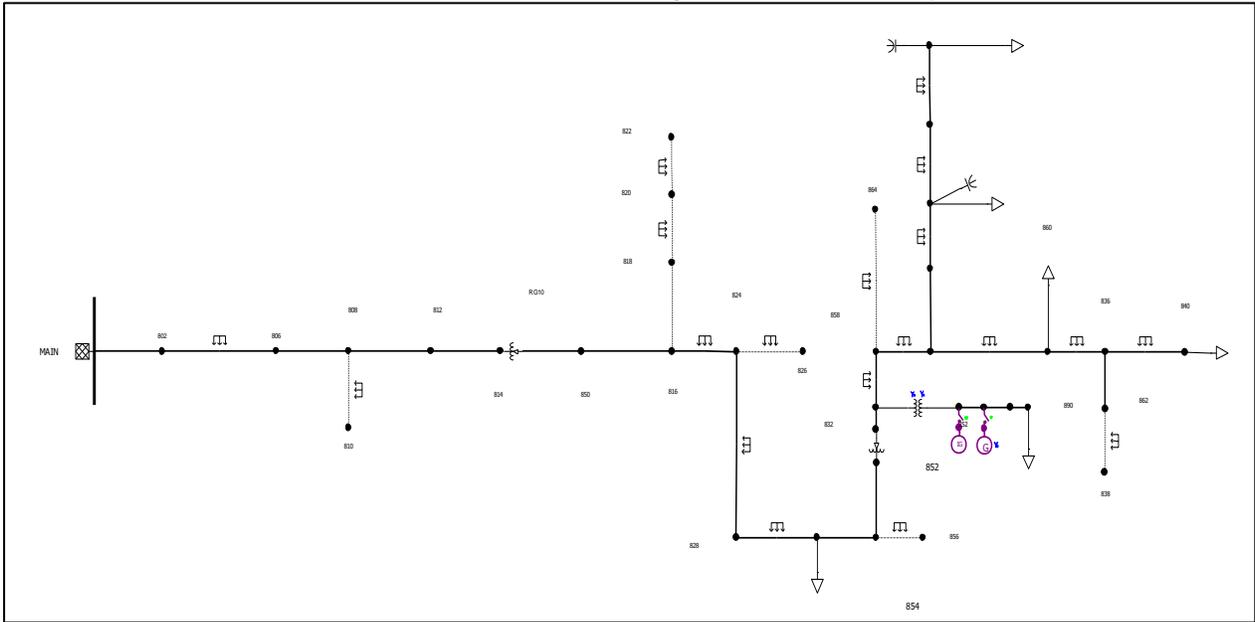


Fuente: CYME 9.0.

5.5. Simulación en CYME para el análisis de generación distribuida en el caso de 34 nodos IEEE.

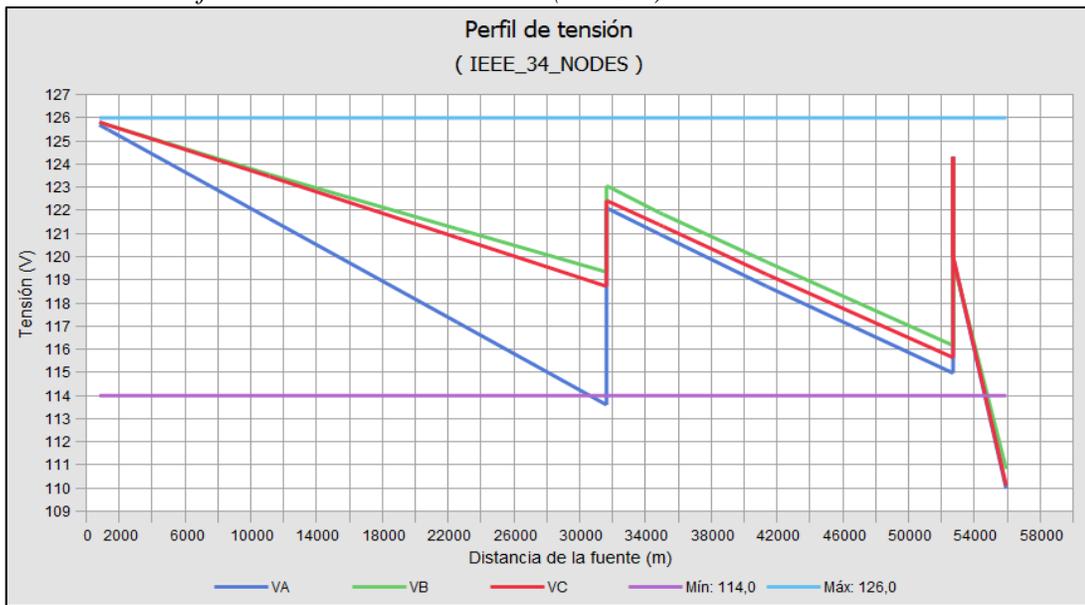
Cada vez más empresas eléctricas instalan generación distribuida (GD) en sus redes. El impacto de la generación distribuida sobre el perfil de tensión de los sistemas de distribución es uno de los mayores problemas que se debe examinar cuidadosamente para poder escoger el tipo de generación distribuida y modo de funcionamiento apropiados. En este estudio de casos, se escogió una red de distribución con generación distribuida integrada con generadores síncronos y de inducción (ver Figura 10). Para identificar y tratar de resolver problemas de flujo de potencia con la generación distribuida, se realiza un análisis de flujo de carga de la red en condiciones pico sin generación distribuida en el nodo 890, que pertenece a la carga concentrada del caso (ver Figura 11).

Figura 10
 Caso, red de 34 nodos IEEE con generador síncrono y de inducción.



Fuente: CYME 9.0.

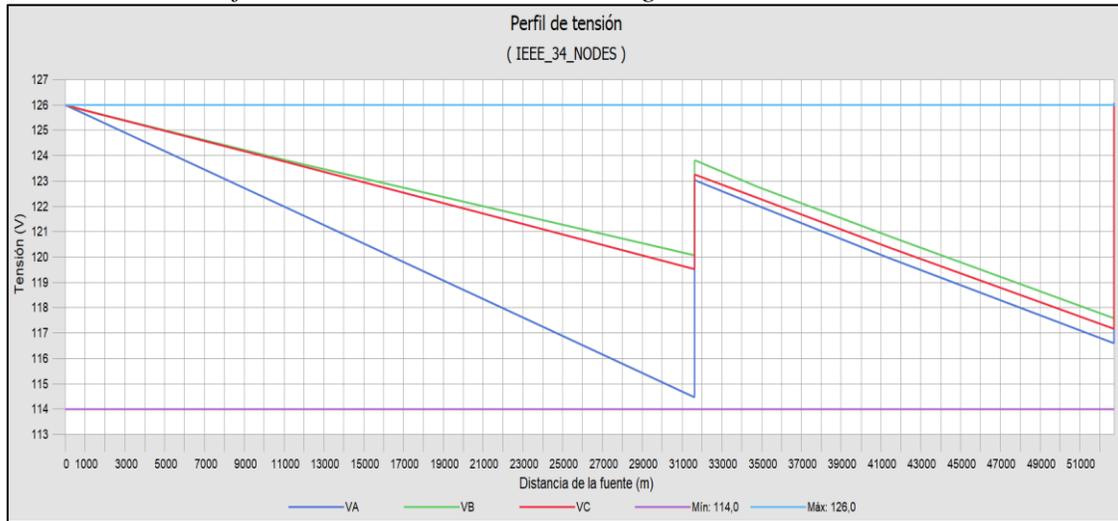
Figura 11
 Perfil de tensión del caso base (sin GD)



Fuente: CYME 9.0.

Para mejorar el sistema se incorpora un generador síncrono con las características de la Figura 9, se cierra el interruptor. El resultado de la Figura 12 evidencia que el sistema mejora, se mantiene dentro del rango de tolerancia de $\pm 5\%$,

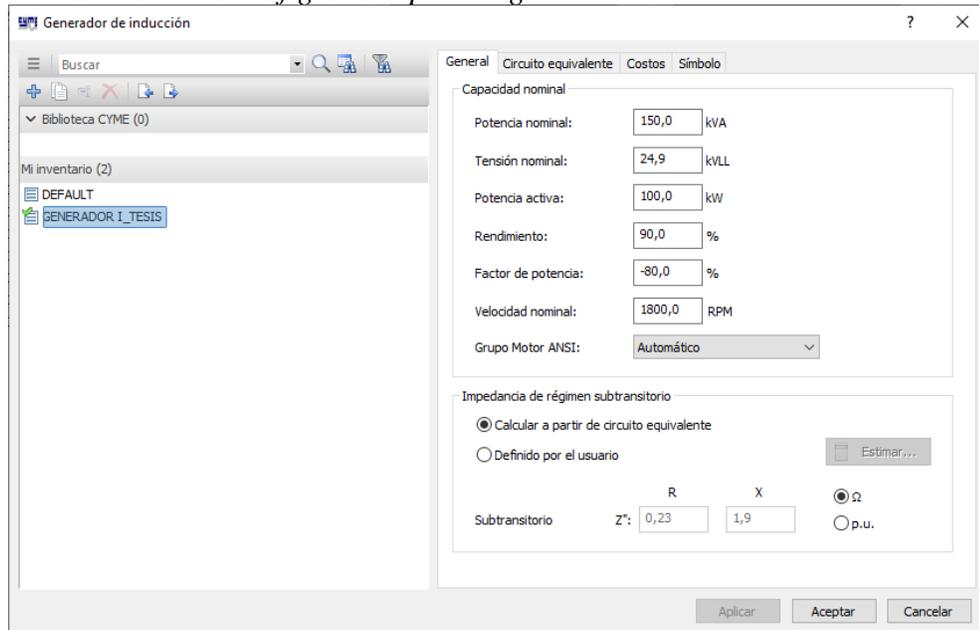
Figura 12
Perfil de tensión del caso base con generador síncrono



Fuente: CYME 9.0.

Para la siguiente simulación se utiliza el generador de inducción con un factor de potencia de 80 %, en la Figura 13 se exponen los parámetros configurados.

Figura 13
Parámetros configurados para el generador de inducción.

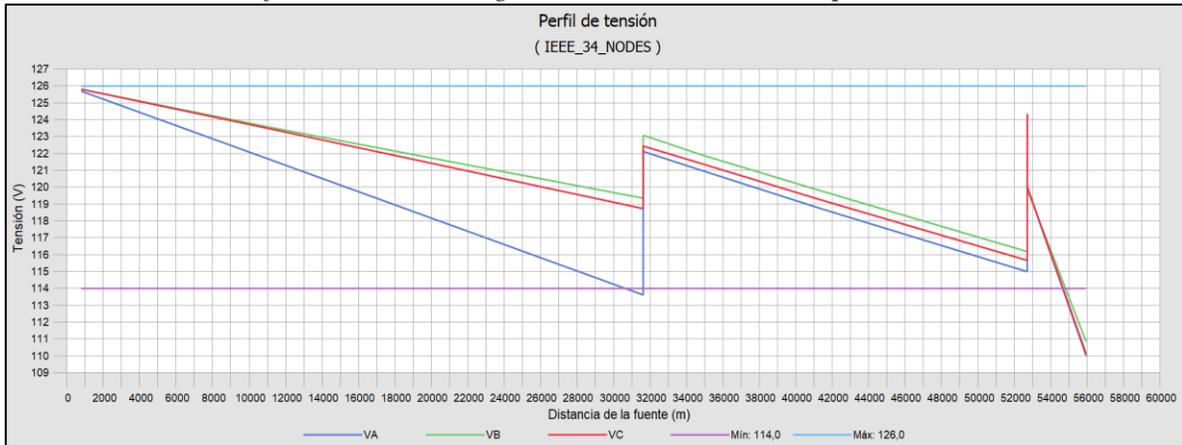


Fuente: Simulación en software CYME.

En la Figura 14 el perfil de tensión muestra que el sistema experimenta valores inadecuados de tensión, esto se debe que a pesar que la generación agregada alivia al sistema de suministrar

potencia a plena carga, aumenta también la demanda del sistema para que suministre la potencia reactiva suplementaria necesaria para abastecer el campo del generador instalado. Por lo tanto, a la carga pico, la instalación del generador de inducción que funciona con un factor de potencia de 0.8 no resuelve el problema de disminución de tensión que la red experimentaba antes de añadir el generador de inducción.

Figura 14
Perfil de tensión con generador de inducción, $F_p = 80\%$.



Fuente: CYME 9.0.

La siguiente simulación se la realiza con el generador de inducción y un factor de potencia de 100%, como se observa en la Figura 15 las tensiones en las tres fases se sitúan dentro de la tolerancia de tensión. Por lo tanto, a la carga pico, la instalación de un generador de inducción, accionado con un factor de potencia unitario, resolverá el problema inicial de tensión que experimentaba la red.

Figura 15
Perfil de tensión con generador de inducción $F_p = 100\%$

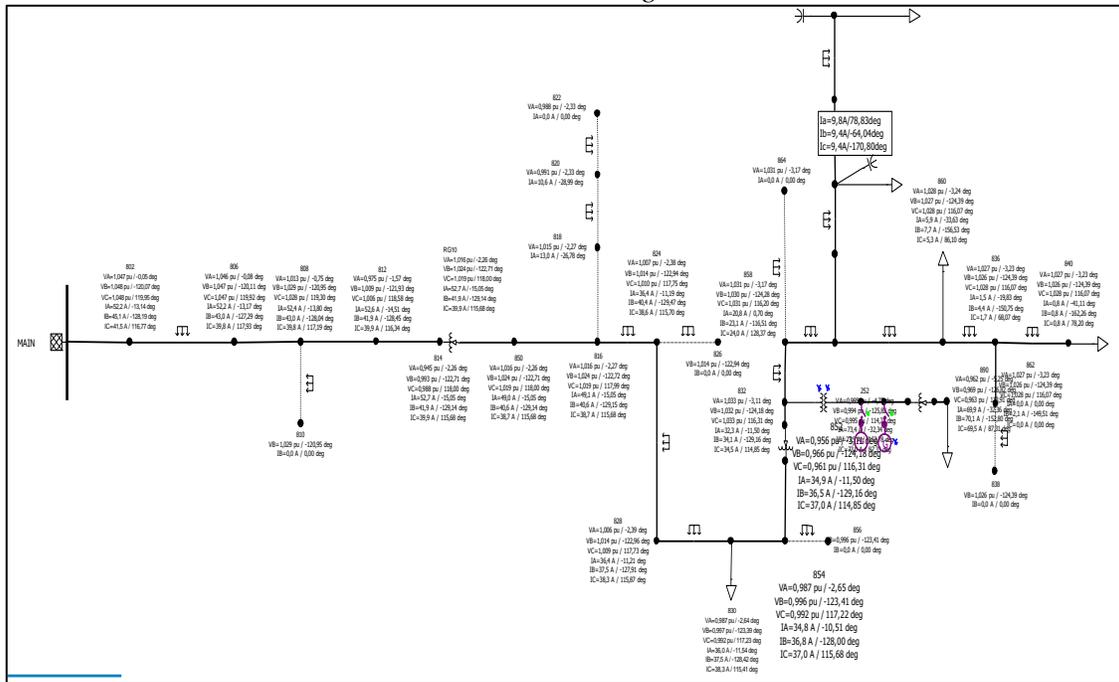


Fuente: CYME 9.0.

5.6. Adición de un regulador de tensión para resolver los problemas de tensión sin generación distribuida.

La adición de un regulador de tensión al circuito de distribución, con o sin generación distribuida, puede constituir una manera de resolver el problema de la caída de la tensión. El regulador de tensión seleccionado, en la ausencia de generación distribuida, es un regulador de tensión con modo de co-generación fijado para que regule la tensión en su terminal secundario. Está localizado en el tramo 244, ver Figura 16. Anexo 9 resultados del flujo de carga.

Figura 16
Caso, red de 34 nodos IEEE con regulador de tensión.

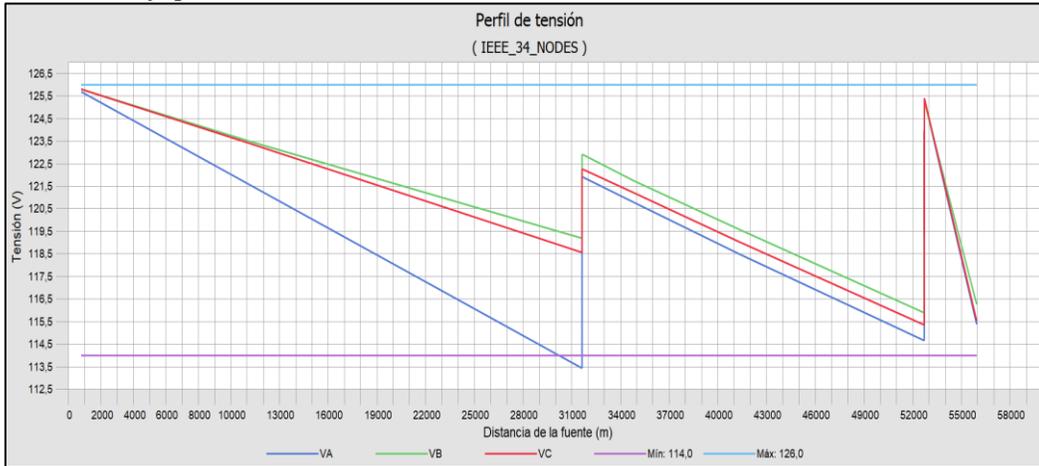


Fuente: CYME 9.0.

El perfil de tensión en el nodo 890 muestra que la adición de los reguladores de tensión en sí puede resultar en la resolución del problema de la caída de tensión como se muestra en la Figura 17.

Figura 17

Perfil de tensión con integración de regulador, y generador de inducción con $f. p=100$

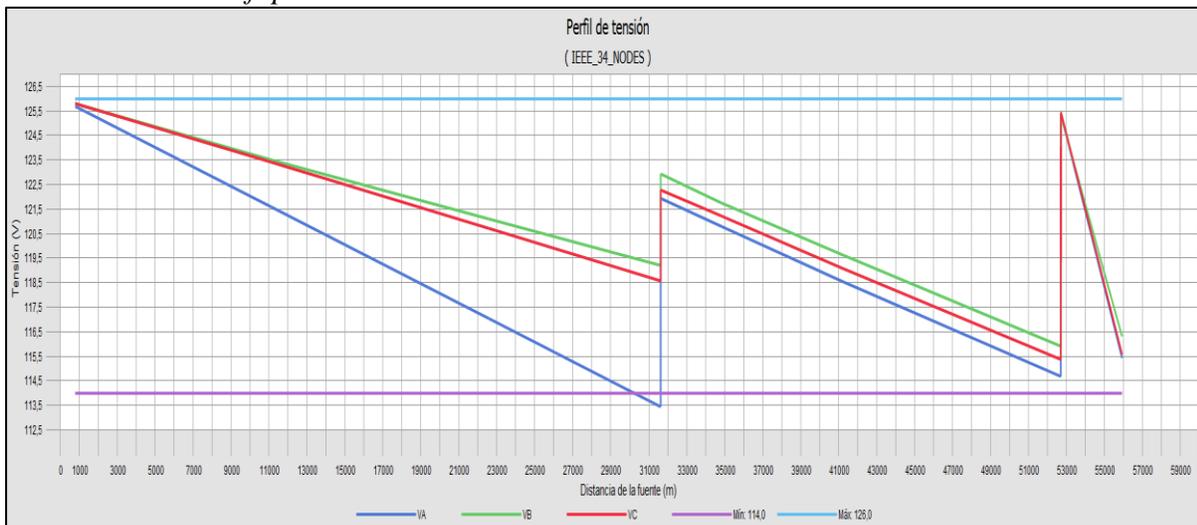


Fuente: CYME 9.0

Ahora se adiciona el regulador para resolver el problema de tensión en bajo voltaje con el generador de inducción cambiando el factor de potencia al 80%. El perfil de tensión muestra que la adición del regulador de tensión ha corregido la caída de tensión a lo largo del alimentador como se muestra en la Figura 18.

Figura 18

Perfil de tensión con integración de regulador, y generador de inducción con $f. p=80\%$



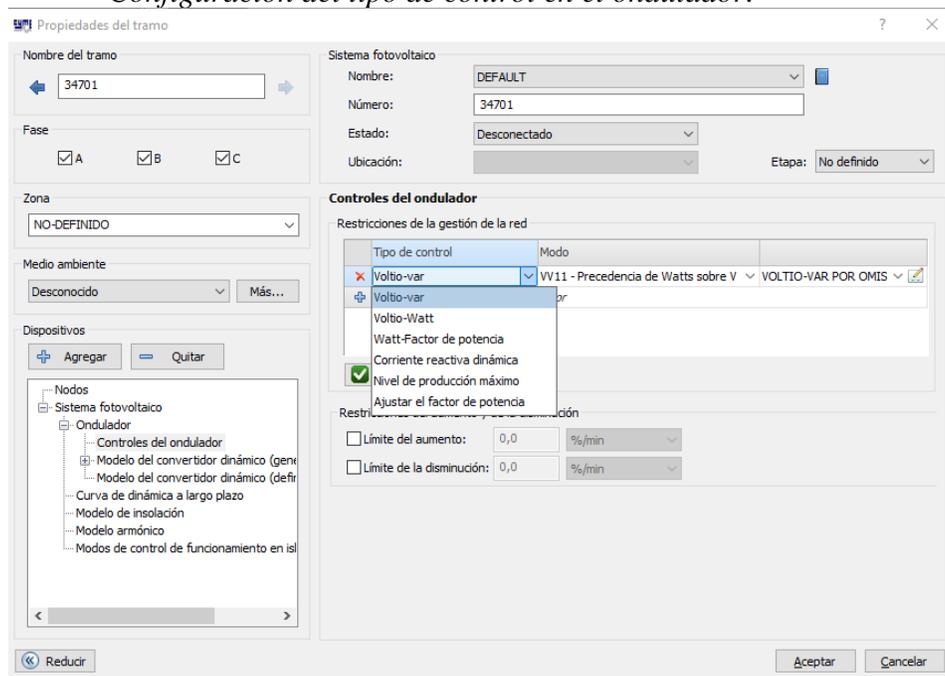
Fuente: CYME 9.0.

5.7. Simulación en CYME utilizando un ondulator inteligente para el caso de 34 nodos IEEE

Un cambio efectuado al estándar IEEE-1547 en 2014 permite ahora a los operadores de RED o de GD participar activamente en la regulación de la tensión de la red. Por tal motivo se incorporan ahora nuevos controles al ondulator de los RED para permitir un mejor control de la potencia activa y reactiva.

Este estudio de caso demostrará cómo activar estos controles y el impacto de la regulación de la tensión sobre una red convencional de distribución de energía, cuando se activa un tipo de control en la configuración del ondulator en este caso se selecciona el Voltio-var, como se ve en la Figura 19.

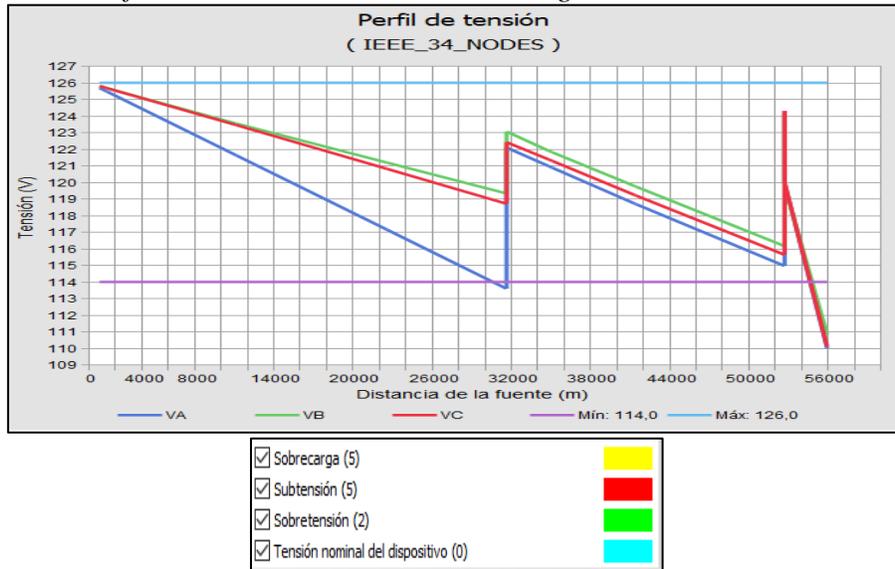
Figura 19
Configuración del tipo de control en el ondulator.



Fuente: CYME 9.0.

En la Figura 20 se realiza la simulación sin el ondulator inteligente, donde se observa que el sistema tiene caída de tensión.

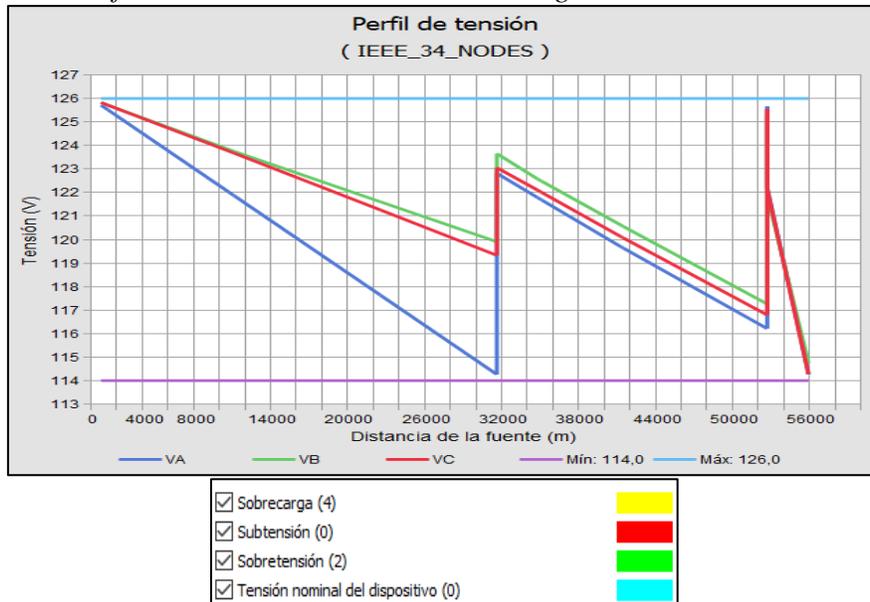
Figura 20
Perfil de tensión sin modulador inteligente.



Fuente: CYME 9.0

La Figura 21 es el resultado del impacto que tiene el control del ondulator en el sistema fotovoltaico, el resultado es que no existe sobretensiones y el sistema se encuentra dentro de los rangos aceptables y dados por el estándar IEEE-1547.

Figura 21
Perfil de tensión con modulador inteligente.



Fuente: CYME 9.0.

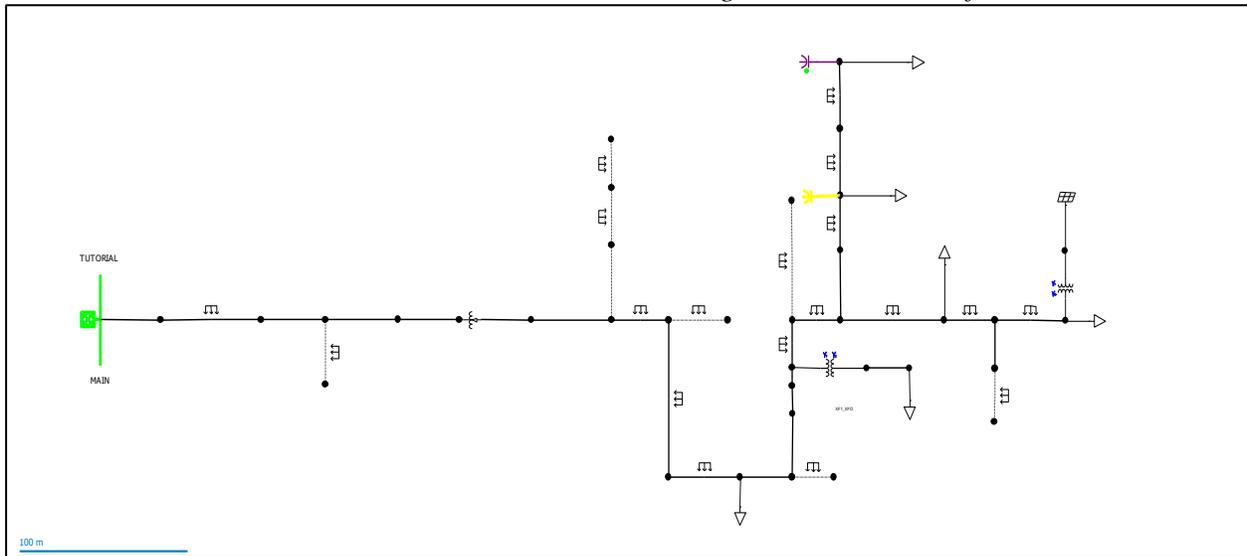
5.8. Series temporales, dinámica a largo plazo

La presencia de instalaciones de Recursos energéticos distribuidos ha aumentado notablemente desde que las compañías eléctricas se interesan cada vez más en las fuentes de energía renovables, especialmente la eólica y la solar. Estas fuentes son naturalmente variables e intermitentes y se sabe que afectan varios controles de red y sistemas de protección. Los ingenieros deben examinar cuidadosamente la red eléctrica antes de instalar estas fuentes, en particular el perfil de tensión y la generación de potencia activa.

Este estudio de caso que se muestra en la Figura 22, presenta una red de distribución que consta de un regulador de tensión, dos condensadores shunt (un es desconectado) y un sistema solar fotovoltaico. Se analiza cómo los diferentes perfiles de insolación (exposición a la luz solar) afectan el perfil de tensión del sistema y el funcionamiento de los controles de la red, que también varía en función de los retardos de tiempo.

Figura 22

Caso, red de 34 nodos IEEE con integración de sistema fotovoltaico

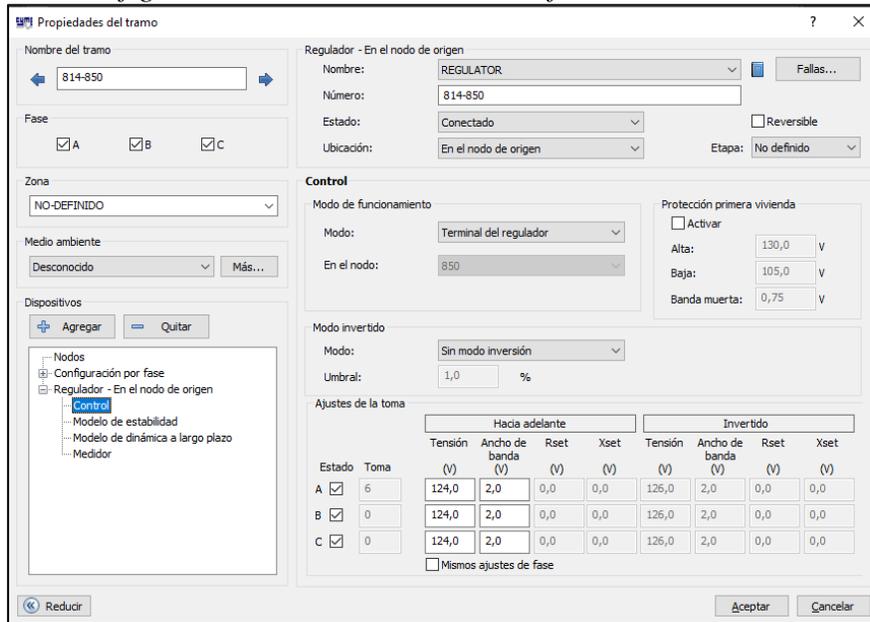


Fuente: CYME 9.0.

5.9. Primero caso – regulador de tensión sin retardo.

En las propiedades del regulador se fija la tensión de voltaje en 124 V, que corresponde al voltaje de ese tramo, con un ancho de banda de 2 V, como se expone en la Figura 23.

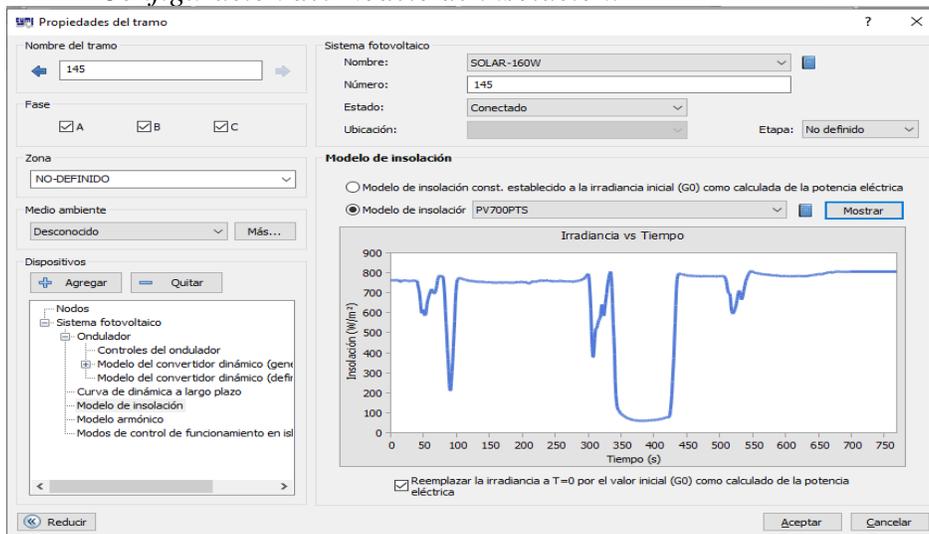
Figura 23
Configuración de control del sistema fotovoltaico



Fuente: CYME 9.0

Para las simulaciones se utilizan los modelos de insolación que tiene cargado el software CYME, se empieza con el modelo PV700PTS, como se indica en la Figura 24.

Figura 24
Configuración del modelo de insolación.



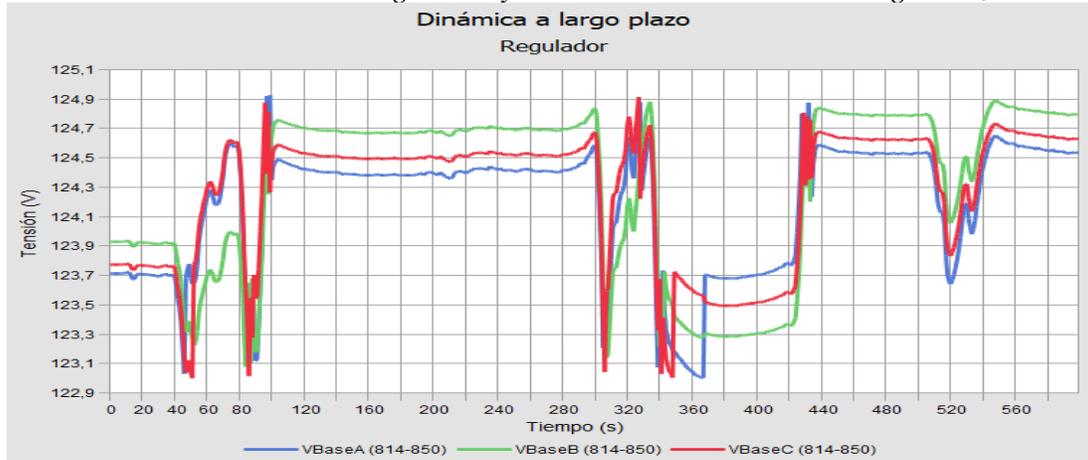
Fuente: CYME 9.0

En la Tabla 7, el software genera el reporte sumario del cambiador de tomas, indicando cuántas veces el regulador ha cambiado de toma por fase y cuál fue el intervalo de tomas utilizado y la generación medida del sistema fotovoltaico.

En la Figura 25 se presenta el monitoreo del regulador y la tensión durante un tiempo de 600 segundos sin retardo.

Figura 25

Monitoreo del regulador y la tensión durante los 600 segundos, sin retardo



Fuente: CYME 9.0.

Tabla 7.

Reporte sumario del cambiador de tomas, sin retardo

Número de dispositivo	Tipo de dispositivo	Ubicación de la toma	Fase	Número de cambio de tomas	Toma mínima	Toma máxima	Toma media
814-850	Regulador	Secundario	A	15	5	10	7
814-850	Regulador	Secundario	B	7	-1	2	0
814-850	Regulador	Secundario	C	13	-1	3	0

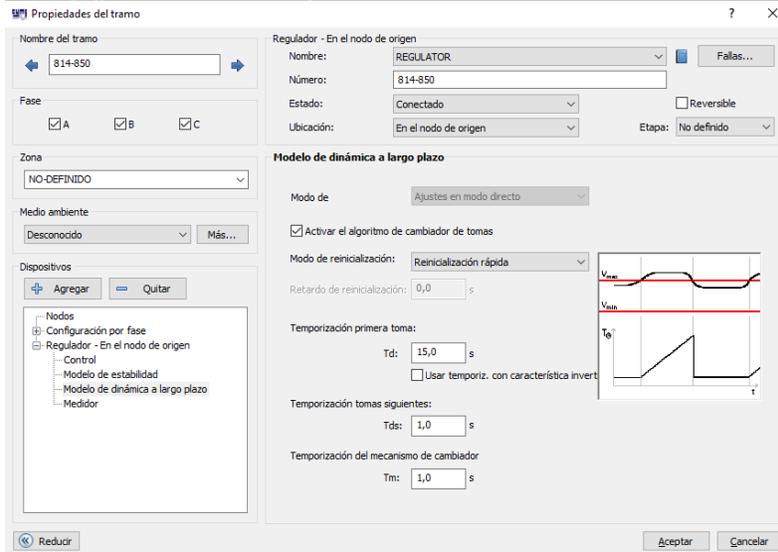
Tipo de dispositivo	Número de unidades	Potencia total disponible (kW)	Generación media (kW)	Factor de utilización (%)	Generación mínima (kW)	Generación máxima (kW)	Nivel de penetración (%)
Sistema fotovoltaico	1	750,144	476,415	63,51	19,67	613,32	22,98
Total	1	750,144	476,415	63,51	19,67	613,32	22,98

Fuente. Casos de prueba de 34 nodos de IEEE, dinámica a largo plazo, software CYME

5.10. Segundo caso – regulador con retardo de reinicialización rápida.

Se usa un retardo para el algoritmo del cambiador de tomas del regulador, En la Figura 26 se exponen los parámetros de configuración del regulador. La temporización de la primera toma es de 15 segundos, lo que significa que se monitoreará la tensión durante un periodo de 15 segundos. En caso de bajar la tensión, bajo el ancho de banda de los 2 V configurados, se produciría un cambio de toma. Esto es válido solo para el primer cambio de toma. Cualquier cambio de toma requerido tomará un retardo de 1 segundo.

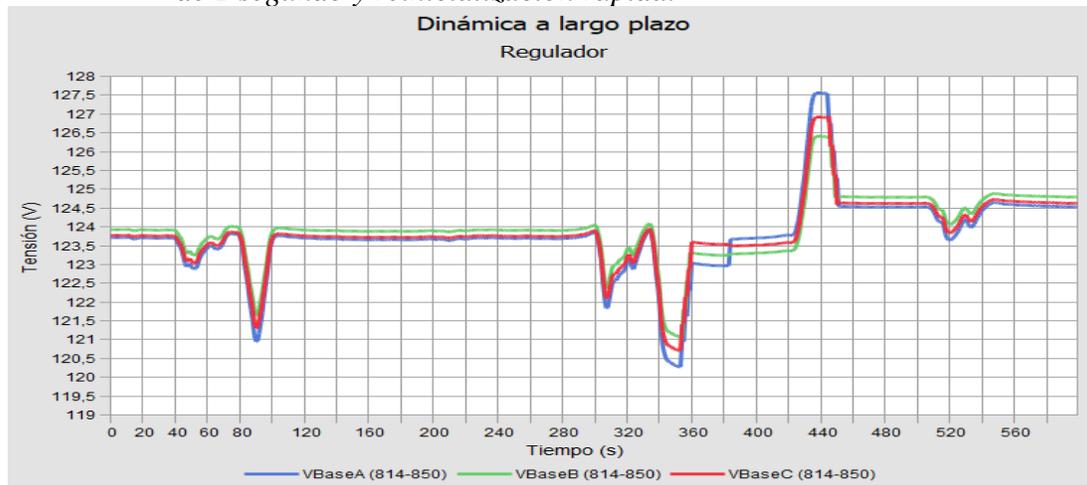
Figura 26
Configuración del temporizador del cambio de tomas.



Fuente: CYME 9.0

En la Figura 27, se observa que el perfil al bajar 2 V, automáticamente se cambia el TAP en el lapso de 1 segundo de retardo, para mantenerse en el rango de los 124 V.

Figura 27
Monitoreo del regulador y la tensión durante los 600 segundos, con retardo de 1 segundo y reinicialización rápida.



Fuente: CYME 9.0.

En la Tabla 8, genera el número de cambio de tomas de cada fase, con retardo de 1 segundo y reinicialización rápida.

Tabla 8.
Reporte sumario del cambiador de tomas, con retardo y reinicialización rápida.

Número de dispositivo	Tipo de dispositivo	Ubicación de la toma	Fase	Número de cambio de tomas	Número de		
					Toma mínima	Toma máxima	Toma media
814-850	Regulador	Secundario	A	9	5	10	6
814-850	Regulador	Secundario	B	5	-1	2	0
814-850	Regulador	Secundario	C	7	-1	3	0

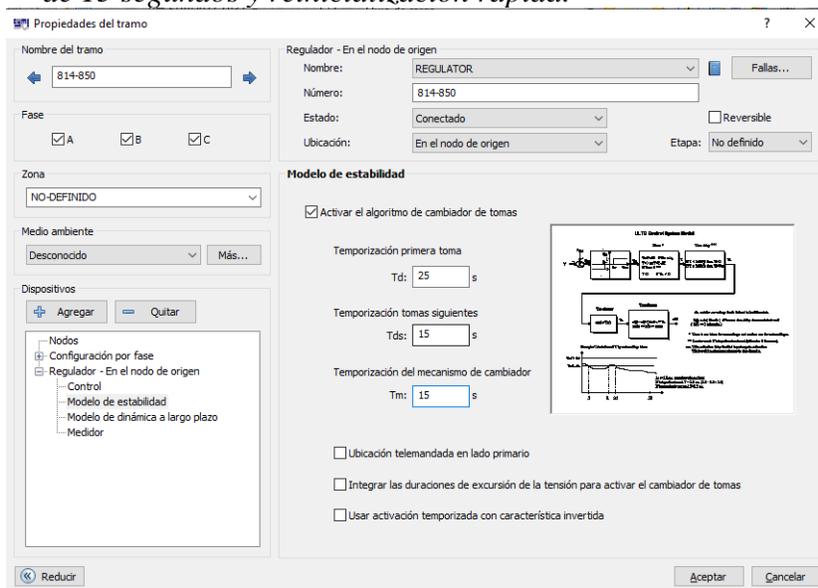
Fuente. Casos de prueba de 34 nodos de IEEE, dinámica a largo plazo, software CYME

5.11. Tercer caso – regulador reinicialización retardada

Para el tercer caso se utiliza un modo de reinicialización diferente sobre el cambiador de tomas del regulador. En la Figura 28 se muestra los parámetros de configuración del regulador con reinicialización retardada. La temporización de la primera toma o TAP es de 25 segundos y el retardo de reposición de 15 segundos. Significa que se observará la tensión por 25 segundos y si vuelve a la banda permitida, el temporizador se bloqueará por 15 segundos antes de la reposición. Si la tensión no está dentro de los límites permitidos por un tiempo de 25 segundos, se producirá un cambio de toma, para volver a los rangos configurados.

Figura 28

Monitoreo del regulador y la tensión durante los 600 segundos, con retardo de 15 segundos y reinicialización rápida.

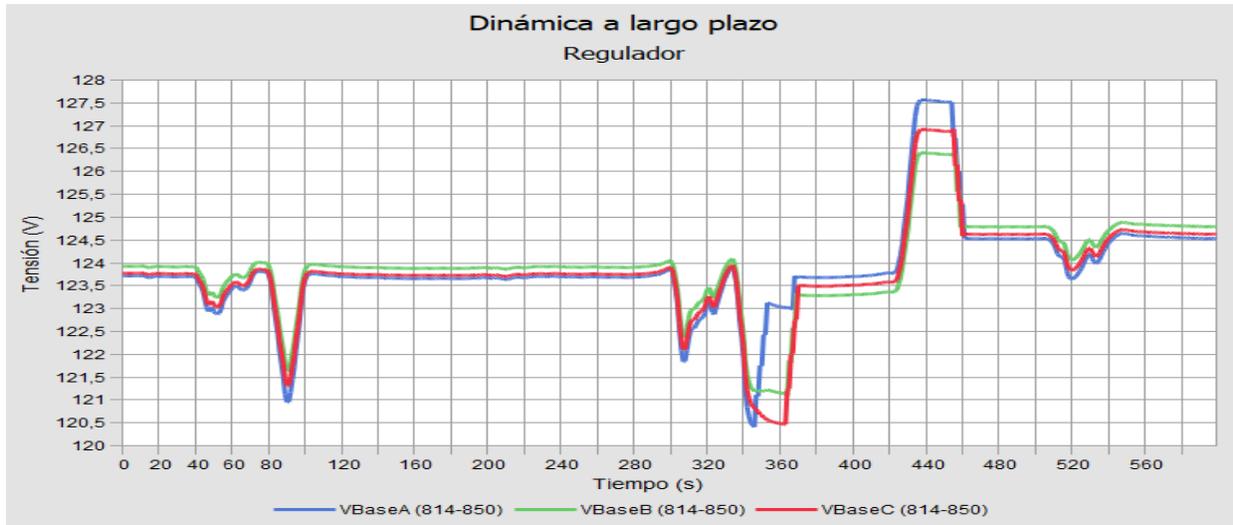


Fuente: CYME 9.0.

En la Figura 29, se observa que el perfil al bajar 2 V, automáticamente se cambia el TAP en el lapso de 1 segundo de retardo, para mantenerse en el rango de los 124 V.

Figura 29

Monitoreo del regulador y la tensión durante los 600 segundos, con reinicialización retardada.



Fuente: CYME 9.0.

La Tabla 9, genera el número de cambio de tomas mínima y máxima de cada fase, con retardo de 15 segundos y reinicialización retardada.

Tabla 9.

Reporte sumario del cambiador de tomas, con retardo y reinicialización rápida.

Número de dispositivo	Tipo de dispositivo	Ubicación de la toma	Fase	Número de cambio de tomas	Toma mínima	Toma máxima	Toma media
814-850	Regulador	Secundario	A	9	5	10	6
814-850	Regulador	Secundario	B	5	-1	2	0
814-850	Regulador	Secundario	C	7	-1	3	0

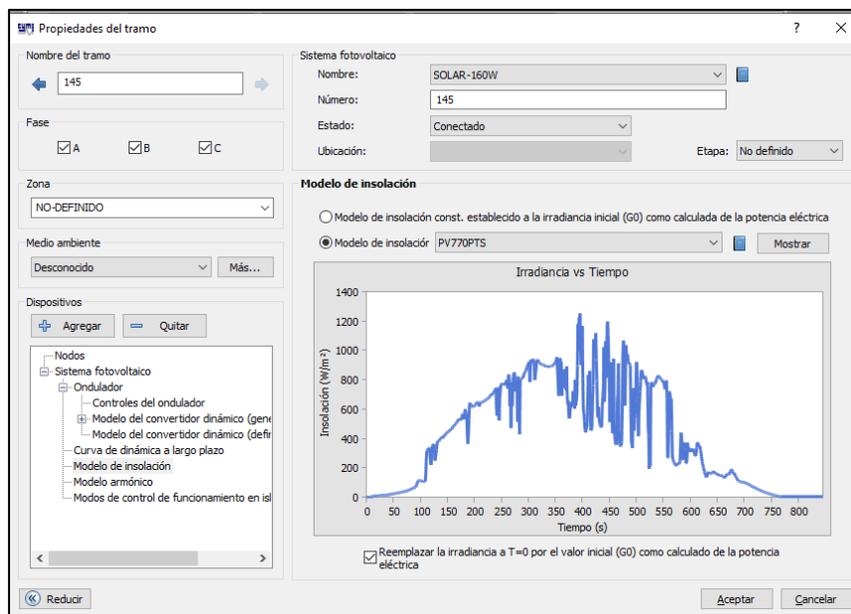
Fuente. Casos de prueba de 34 nodos de IEEE, dinámica a largo plazo, software CYME

5.12. Cuarto caso – regulador con reinicialización rápida y un perfil de insolación diferente.

Ahora observemos el efecto de un perfil de insolación diferente sobre el funcionamiento del regulador, se cambia el modelo a PV770PTS. En la Figura 30 se observa el comportamiento del regulador con un perfil de insolación diferente al planteado anteriormente.

Figura 30

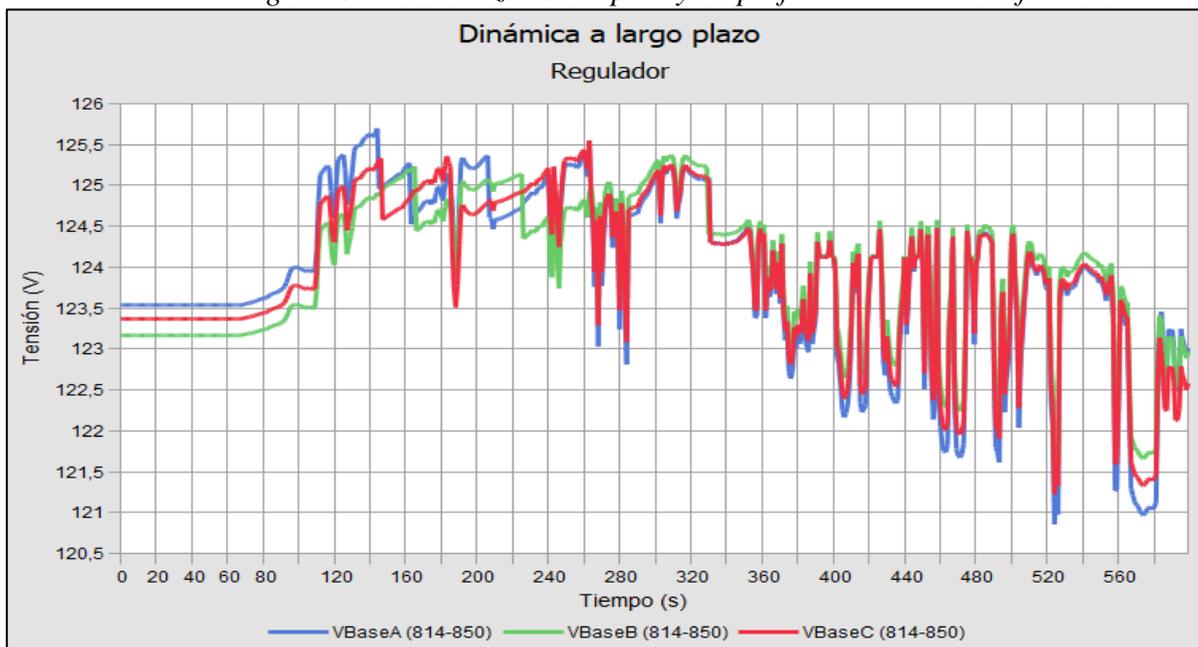
Configuración del modelo de insolación PV770PTS, configuración propia del software.



Fuente: CYME 9.0.

En la Figura 31, se observa el comportamiento del perfil tensión con un modelo de insolación diferente, con reinicialización rápida.

Figura 31
Regulador reinicialización rápida y un perfil de insolación diferente.



Fuente: CYME 9.0.

La Tabla 10, es el número de cambio de tomas mínima y máxima de cada fase, con reinicialización rápida de 1 segundo.

Tabla 10.

Reporte sumario del cambiador de tomas, con reinicialización rápida y un perfil de insolación diferente.

Número de dispositivo	Tipo de dispositivo	Ubicación de la toma	Fase	Número de cambio de tomas	Toma mínima	Toma máxima	Toma media
814-850	Regulador	Secundario	A	7	5	10	7
814-850	Regulador	Secundario	B	4	-1	2	0
814-850	Regulador	Secundario	C	6	-1	3	1

Fuente. Casos de prueba de 34 nodos de IEEE, dinámica a largo plazo, software CYME

5.13. Descripción del sistema fotovoltaico implementado en la UTPL.

Actualmente el servicio eléctrico es suministrado por un transformador trifásico de 250 kVA, conectado a una derivación del alimentador Norte, que proviene del alimentador San Cayetano, el diseño fotovoltaico implementado por la UTPL, consta de los siguientes equipos descritos en la Tabla 11.

Tabla 11.

Datos del proyecto solar fotovoltaico.

Parámetros del sistema fotovoltaico de la UTPL.	
Número de módulos FV.	135
Potencia Generadora FV.	54.6 kW
Número de inversores.	3
Potencia de inversores.	45k W
Superficie generadora FV.	267.7 m ²

Fuente. Estudio eléctrico presentado a la EERSSA

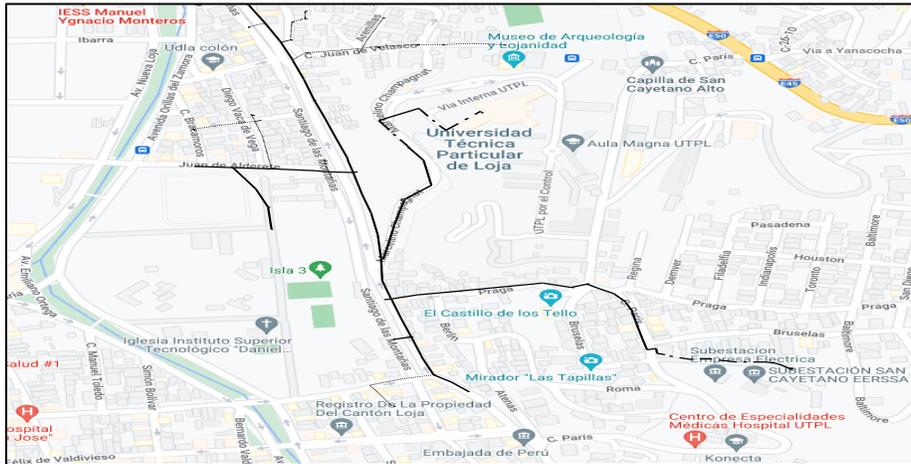
5.14. Modelamiento del sistema fotovoltaico implementado en la UTPL.

El modelamiento del sistema fotovoltaico, se lo implementa en el software CYME, en este caso el transformador de la UTPL, que se encuentra conectado con el alimentador Norte, alimentador que pertenece a la subestación San Cayetano como se puede ver en la Figura 32, a un nivel de voltaje de 13.8 kV, el calibre del conducto del alimentador tiene tramos de calibre #2 y #1/0 ACSR respectivamente, la derivación de la red trifásica que alimenta el transformador, será un tramo aéreo con conductor de aluminio ACSR #2 y otro tramo subterráneo con conductor de cobre XLPE 15 kV.Cu, calibre 1/0. Los datos para modelar el alimentador se los obtiene de la Empresa Eléctrica Regional del Sur (EERSSA) de la ciudad de Loja.

Una vez obtenido el modelamiento del alimentador Norte se efectúa el análisis de la red corriendo un flujo de carga aplicando el método de cálculo de caída de tensión desequilibrada, para observar si se tiene alguna condición anormal en la red. El reporte obtenido de acuerdo al

software CYME, permite identificar pérdidas de potencia de 55.51 kW en el año. En la Tabla 12 y en el Anexo 3 se exponen los resultados obtenidos.

Figura 32
Alimentador norte de la EERSSA.



Fuente. Réplica de la base de datos de la EERSSA.

Tabla 12.
Datos del alimentador norte, pérdidas anuales.

Reporte del sumario de las pérdidas totales anuales del alimentador norte.			
Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	k\$/año
Pérdidas en las líneas	13,53	44,11	4,41
Pérdidas en los cables	0,80	2,60	0,26
Pérdidas de carga del transformador	10,17	33,16	3,32
Pérdidas en vacío del transformador	31,01	271,65	27,16
Pérdidas totales	55,51	351,52	35,15

Fuente. Reporte generado por CYME.

Al ejecutar otro flujo de carga, incluido el sistema fotovoltaico de la UTPL, el reporte expone que las pérdidas han disminuido, bajando las pérdidas anuales con valor de 49,68 kW al año, como se puede apreciar en la Tabla 13 y en el anexo 8.

Tabla 13.
Datos del alimentador norte con la integración del sistema fotovoltaico implementado por la EERSSA.

Reporte del sumario de las pérdidas totales anuales del alimentador norte, con el sistema fotovoltaico de la UTPL

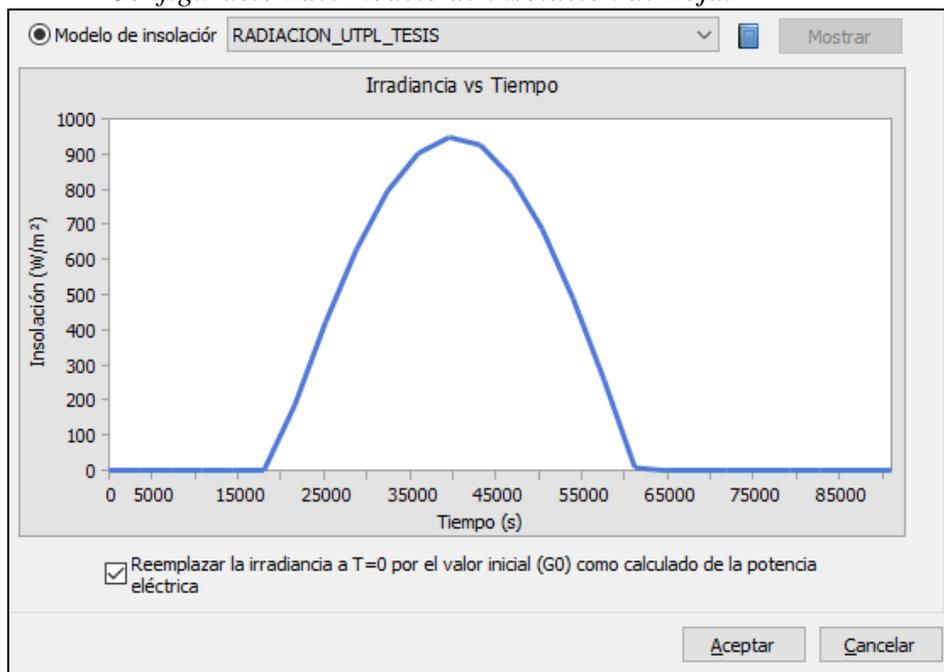
Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	k\$/año
Pérdidas en las líneas	12,52	40,80	4,08
Pérdidas en los cables	0,68	2,21	0,22
Pérdidas de carga del transformador	5,45	17,77	1,78
Pérdidas en vacío del transformador	31,03	271,85	27,19
Pérdidas totales	49,68	332,63	33,26

Fuente. Reporte generado por CYME.

Para el modelo de insolación y de acuerdo a la ubicación se utiliza información de la ciudad de Loja, como se puede observar en la Figura 33.

Figura 33

Configuración del modelo de insolación de Loja.



Fuente. CYME 9.0, datos tomados del atlas solar.

Como se puede observar en las Figuras 34 y 35, el modelamiento del sistema fotovoltaico de la UTPL, de acuerdo a los parámetros constructivos del sistema, al ejecutar un flujo de carga, se puede obtener el perfil de carga de la barra sin generación fotovoltaica cómo se expone en Figura 36 y en la Figura 37 se indica los resultados con generación fotovoltaica.

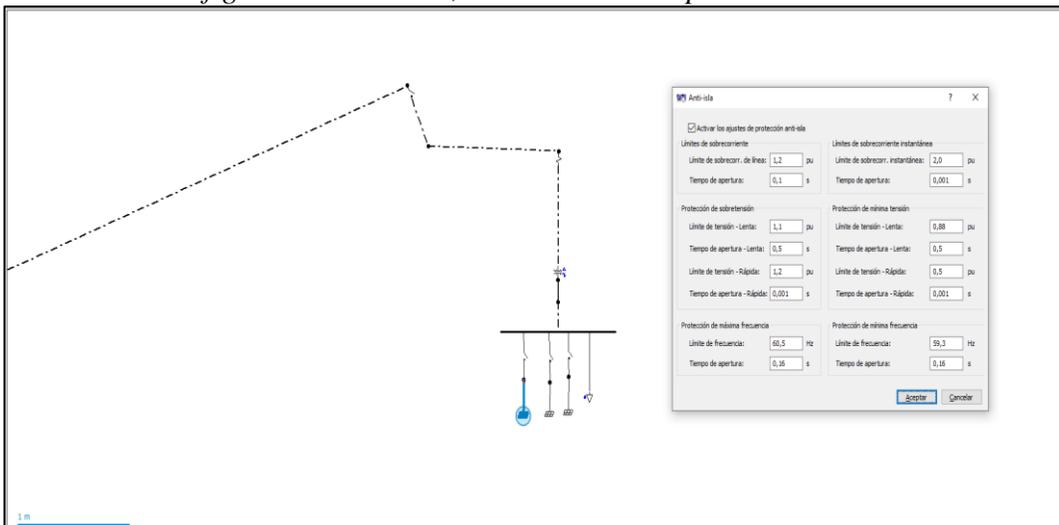
Figura 34

Alimentador norte, sistema fotovoltaico de la UTPL, modelado.



Fuente. Réplica de la base de datos de la EERSSA.

Figura 35
Alimentador Norte, sistema fotovoltaico de la UTPL, modelado, configuración anti-isla, de acuerdo a los parámetros IEEE-151547.



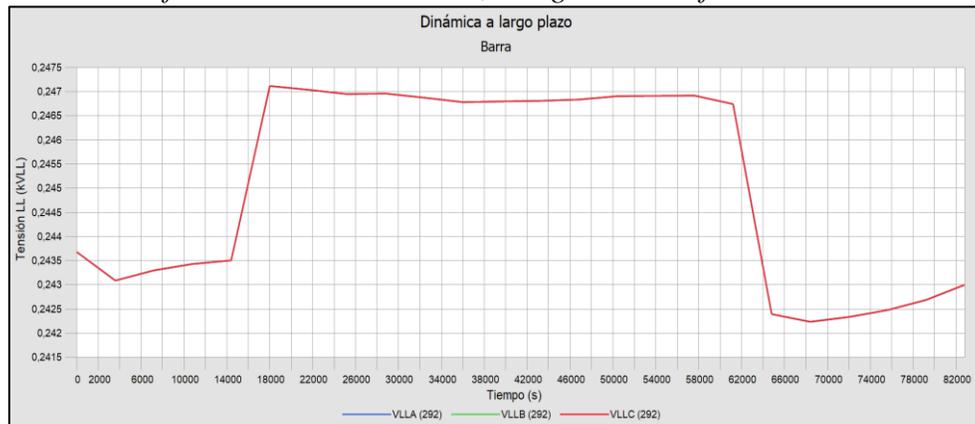
Fuente. Réplica de la base de datos de la EERSSA.

Figura 36
Perfil de tensión de la barra, sin generación fotovoltaica.



Fuente: CYME 9.0.

Figura 37
Perfil de tensión de la barra, con generación fotovoltaica.



Fuente: CYME 9.0

Estos parámetros permiten controlar la protección anti-isla pasiva en base a la tensión y/o a la detección de cambios en la frecuencia. Los valores del perfil de tensión, deben cumplir el Std. 1547. Por motivos relacionados a los aspectos del control y protección del sistema y a la seguridad del personal, las normativas actuales de la IEEE no permiten el funcionamiento de parte del sistema de distribución en condiciones de fraccionamiento en islas donde la generación distribuida suministra parte de la carga total de la isla.

6. Resultados.

Para el caso de un alimentador de prueba de 34 nodos IEEE, se realiza un análisis de la capacidad de integración de generación distribuida y se observa que al realizar la ejecución de la simulación, el sistema tiene sobretensiones, se realiza la evaluación del impacto de la generación distribuida en la red implementando con generadores síncronos, de inducción y sistema fotovoltaicos para su respectivo análisis, se comprueba que la interconexión de sistemas de generación alternativa de energía pueden alterar el sistema eléctrico, al aplicar las sugerencias del estándar IEEE1547 para los inversores y/o onduladores se puede controlar las posibles sobretensiones que puedan ocasionar en el sistema, utilizando el método anti-isla, algunas técnicas utilizadas como el ondulator inteligente y las series temporales como dinámica a largo plazo, donde permite tener un perfil de carga adecuado.

Al realizar el análisis del sistema fotovoltaico implementado en la UTPL, se concluye que al tener una generación del 20% de su carga actual, el sistema eléctrico no tiene afectación alguna, ya que el transformador existente no es bidireccional.

En el caso de que el transformador existente sea bidireccional, la afectación de la generación del sistema fotovoltaico es menor a la carga instalada, es decir no tiene afectación alguna ya que el sistema fue construido para la carga total instalada, de manera que los conductores y protecciones no tienen problema alguno en su operación de trabajo con el nuevo sistema fotovoltaico implementado.

El estándar IEEE 1547 aplica restricciones en el inversor para que se aplique en el modo anti-isla, donde permite al operador del sistema tener un control para dejar al sistema fuera de funcionamiento para posibles mantenimientos y puesta en marcha del sistema.

Para que el sistema fotovoltaico inyecte energía al alimentador norte, y el cliente pueda generar beneficio económico, se debe considerar que los elementos de la red convencional eléctrica existente debe ser bidireccional, como seccionadores, transformadores, medidores, incluso hasta reconectores de ser el caso.

7. Discusión

En la actualidad no existe un análisis por parte de las Empresa Eléctrica Regional del Sur, que realice un análisis de la interconexión de generación distribuida en las redes eléctricas de distribución. Actualmente las redes de distribución no cuentan con estudios que permitan conocer la capacidad de integración de generación distribuida, la evaluación de impacto DER, la utilización de nuevas y diferentes tecnologías para la integración de los nuevos sistemas de generación.

La investigación se la realizo con la base de datos actuales del alimentador Norte proporcionada por la EERSSA, para fines de investigativos. Los resultados obtenidos establece que para conectar sistemas de generación distribuida, los elementos de protección y equipos que conforman la red eléctrica en su mayoría deben ser bidireccionales, como por ejemplo en el caso de estudio al integrar generación fotovoltaica en la derivación en MV trifásico que alimenta un transformador de 250 kVA, al momento de modelar se demostró que no solo el contador de energía debe ser bidireccional, sino que también el transformador como sus protecciones, como requisito para el análisis al momento de inyectar energía en la red, deberían ser elementos bidireccionales.

Para la interconexión de generación distribuida con las redes de distribución, se debe tomar en cuenta los perfiles de voltaje, la sincronización del sistema en frecuencia de los DR con la red eléctrica, ya que, en el caso de estudio modelado, se pudo observar que al tener derivación en MV no se puede realizar la interconexión con el DR por los perfiles de tensión en BV.

En comparación a trabajos relacionados, no existe un estudio que aplique el estándar IEEE en los alimentadores de la EERSSA. Existen trabajos que aplican el estándar con casos de estudios prácticos de la IEEE para el análisis de integración y afectación que tiene la generación distribuida en los alimentadores de prueba.

8. Conclusiones.

Para la interconexión de generación distribuida se debe realizar un primer análisis de la capacidad de integración de generación distribuida en la red, seguido de la evaluación del impacto, de integración de generación distribuida en las redes, tanto en MV como en BV.

Se debe tomar en cuenta que, al inyectar energía, los elementos de protección y centros de transformación del alimentador de distribución y las redes secundarias, deben ser bidireccionales, tomando en cuenta que también se debe realizar una evaluación a los conductores de la red, para su análisis correspondiente en cuanto a su ampacidad.

Se debe considerar las recomendaciones expuestas en el estándar IEEE1547, en particular la recomendación de utilizar inversores, para los distintos sistemas de generación que se pueda aplicar en las redes de distribución en BV.

Al realizar un diseño de generación de energía con recursos renovables y con interconexión a la red, se debe considerar la regulación ARCERNR-002-2021.

De acuerdo a las regulaciones que tiene el Ecuador, para la presentación y ejecución de nuevos proyectos de generación distribuida, cada empresa eléctrica mantiene parámetros distintos en sus redes de distribución, como por ejemplo se debe tomar en cuenta los niveles de voltaje en MT, tanto para la provincia de Loja como en las provincias de Zamora Chinchipe y Morona Santiago ciudad de Gualaquiza, que son parte de la concesión de la EERSSA, son de 13.8 kV y 22 kV respectivamente.

La generación distribuida tiene su impacto en las redes, donde pueden causar sobretensiones, energizaciones involuntarias durante mantenimientos, flujos inversos en los diferentes equipos y protecciones en las redes, desfases en las líneas y desbalanceo de cargas, todo esto se puede prevenir si se utilizan las recomendaciones expuestas en el estándar IEEE 1547

9. Recomendaciones.

Para un mejor análisis, se recomienda evaluar el sistema eléctrico en su totalidad como en MV y BV, condiciones anormales en sus redes, que pueden ser sobretensiones, sobrecarga etc., para analizar la posible integración de generación distribuida.

Tomar en cuenta las regulaciones actuales de las empresas eléctricas distribuidoras de cada ciudad, proyectos en ejecución y normas establecidas.

Para monitorear el comportamiento de los sistemas de distribución en donde se incorporan fuentes de generación renovables, se debe coordinar con la empresa eléctrica distribuidora del sector, para analizar el comportamiento de los circuitos con las actualizaciones periódicas de la red eléctrica.

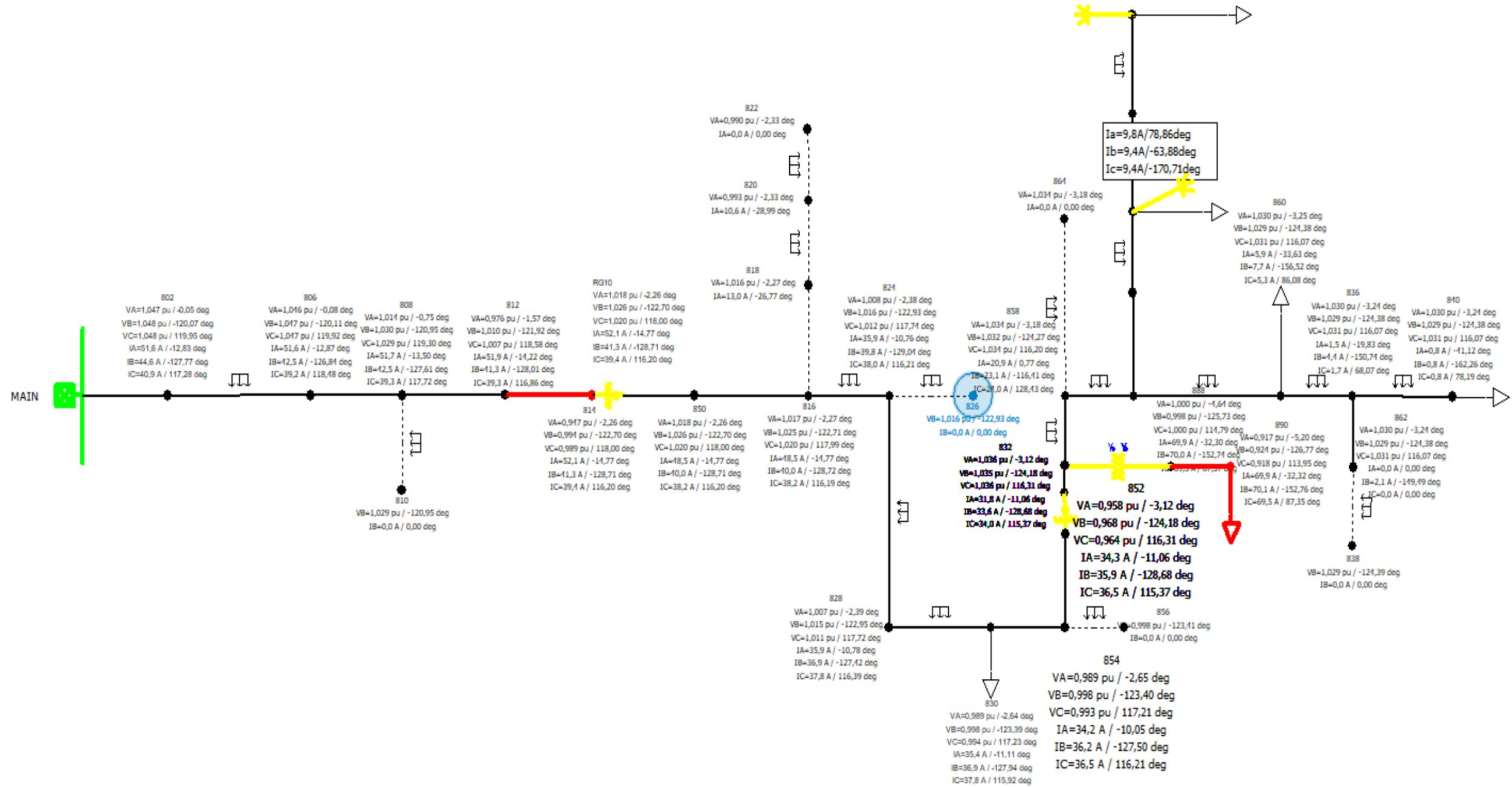
Para investigaciones futuras se puede realizar el análisis de la capacidad de integración de generación distribuida en los alimentadores del área de concesión de la EERSSA, para aplicaciones futuras, como repotenciación de redes eléctricas de distribución, análisis de los elementos de las redes como; protecciones, centros de transformación, medidores, etc., ya que estos dispositivos deben ser compatibles con las nuevas tecnologías de generación.

10. Bibliografía

- Agencia de Regulación y Control de Energía & y Recursos Naturales No Renovables. (2021). *REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-002/21, Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación.*
- Basso, T. S., & DeBlasio, R. (2004). IEEE 1547 series of standards: Interconnection issues. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 19(5), 1159-1162.
<https://doi.org/10.1109/TPEL.2004.834000>
- Bing, J. M. (s. f.). *Interconexión de GD a Red Secundaria*. 2.
- Dey, S., Jessa, A., & Gelbien, L. (s. f.). *Monitoreo de Redes Urbanas Integración de Renovables*. 5.
- Edwards, A. (s. f.). *Modeling of Distributed Generation under Next Generation Interconnection Requirements*. 51.
- IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. (2009). *IEEE Std 1547.2-2008*, 1-217.
<https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2008.4816078>
- Min Zhao, Laijun Chen, Chen Shen, Xiuqiong Huang, & Chuanyao Zhu. (2012). A feasibility study of using IEEE 1547 series of standards in China for microgrid. *2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, 1-6.
<https://doi.org/10.1109/PowerCon.2012.6401363>
- Morán, F. A., Facchini, M. L., & Doña, V. M. (s. f.). *IMPACTO DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA EN LOS NIVELES DE TENSIÓN. APLICACIÓN A UN CASO REAL*. 8.
- Thomas Basso y Richard De Blasio. (2011). *Normas IEEE 2030 (Interoperabilidad) e IEEE 1547 Serie de redes inteligentes IEEE de (Interconexión) Estado*.
- Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Gaitán-Cubides, L. F., Gómez-Ariza, J. D., Ingeniería Eléctrica, Universidad Distrital, Francisco José de Caldas, Rivas-Trujillo, E., & Universidad Distrital Francisco José de Caldas. (2018). Análisis cuasi-dinámico de la inclusión de generación distribuida en sistemas eléctricos de potencia, caso de estudio: Sistema IEEE de 30 nodos. *Revista UIS Ingenierías*, 17(2), 41-54.
<https://doi.org/10.18273/revuin.v17n2-2018004>

11. Anexos

Anexo 1. Red de 34 nodos IEEE, caso base.



Anexo 2. Topología – elementos de la red, caso 34 nodos IEEE.

Nro. equipo	Código	Fase	Nodo origen	Nodo destino
CONFIG_300_800_802	Línea aérea por fase	ABC	800	802
CONFIG_300_802_806	Línea aérea por fase	ABC	802	806
CONFIG_300_806_808	Línea aérea por fase	ABC	806	808
CONFIG_303_808_810	Línea aérea desequilibrada	B	808	810
CONFIG_300_808_812	Línea aérea por fase	ABC	808	812
CONFIG_300_812_814	Línea aérea por fase	ABC	812	814
RG10	Regulador	ABC	814	850
CONFIG_301_814_850	Línea aérea por fase	ABC	814	850
CONFIG_301_850_816	Línea aérea por fase	ABC	850	816
CONFIG_302_816_818	Línea aérea desequilibrada	A	816	818
CONFIG_302_818_820	Línea aérea desequilibrada	A	818	820
CONFIG_302_820_822	Línea aérea desequilibrada	A	820	822
CONFIG_301_816_824	Línea aérea por fase	ABC	816	824
CONFIG_303_824_826	Línea aérea desequilibrada	B	824	826
CONFIG_301_824_828	Línea aérea por fase	ABC	824	828
CONFIG_301_828_830	Línea aérea por fase	ABC	828	830
CONFIG_301_830_854	Línea aérea por fase	ABC	830	854
CONFIG_301_854_852	Línea aérea por fase	ABC	854	852
RG11	Regulador	ABC	852	15
CONFIG_301_852_832	Línea aérea por fase	ABC	832	15
CONFIG_301_832_858	Línea aérea por fase	ABC	832	858
CONFIG_301_858_834	Línea aérea por fase	ABC	858	834
CONFIG_301_834_842	Línea aérea por fase	ABC	834	842
CONFIG_301_842_844	Línea aérea por fase	ABC	842	844
CONFIG_301_844_846	Línea aérea por fase	ABC	844	846
CONFIG_301_846_848	Línea aérea por fase	ABC	846	848
CONFIG_301_834_860	Línea aérea por fase	ABC	834	860
CONFIG_301_860_836	Línea aérea por fase	ABC	860	836
CONFIG_301_836_840	Línea aérea por fase	ABC	836	840
CONFIG_301_836_862	Línea aérea por fase	ABC	836	862
CONFIG_304_862_838	Línea aérea desequilibrada	B	862	838
CONFIG_303_858_864	Línea aérea desequilibrada	A	858	864
XFM1_XFO	Transformador con dos devanados	ABC	832	888
CONFIG_300_888_890	Línea aérea por fase	ABC	888	890
CONFIG_303_854_856	Línea aérea desequilibrada	B	854	856
Nro. equipo	Código	Fase	Nodo origen	
6	Carga concentrada	ABC	830	
18	Condensador shunt	ABC	844	

3	Carga concentrada	ABC	844
17	Condensador shunt	ABC	848
4	Carga concentrada	ABC	848
222-1	Carga concentrada	ABC	840
222	Carga concentrada	ABC	860
5	Carga concentrada	ABC	890

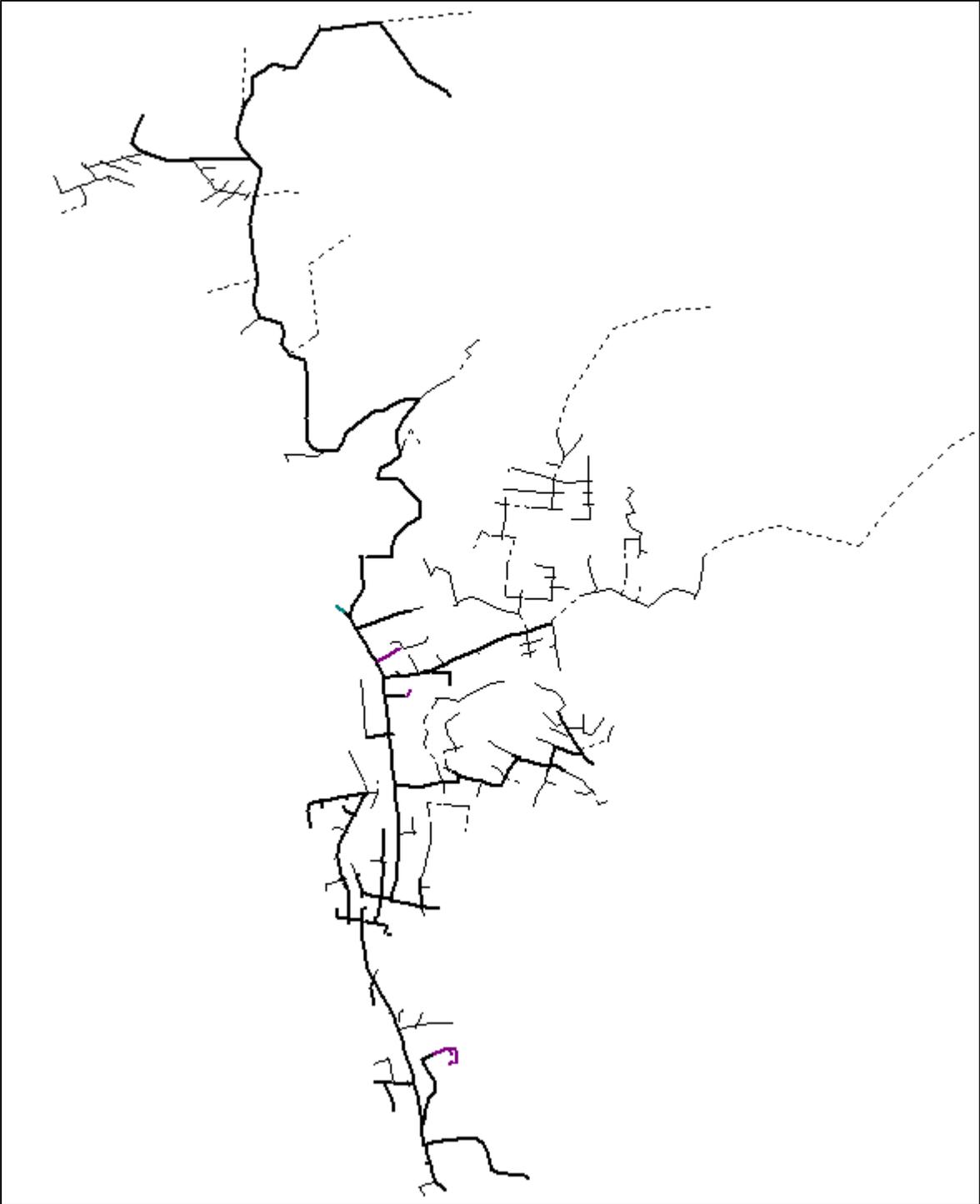
Anexo 3. Topología – Reporte sumario para red de 34 nodos IEEE.

Método de cálculo:	Caída de tensión - Desequilibrada			
Tolerancia:	0,001 %			
Factores de carga:	Como definido			
Factores de motor:	Como definido			
Factores de generador:	Como definido			
Condensadores shunt:	On			
Modelo de carga de Sensibilidad:	De la biblioteca			

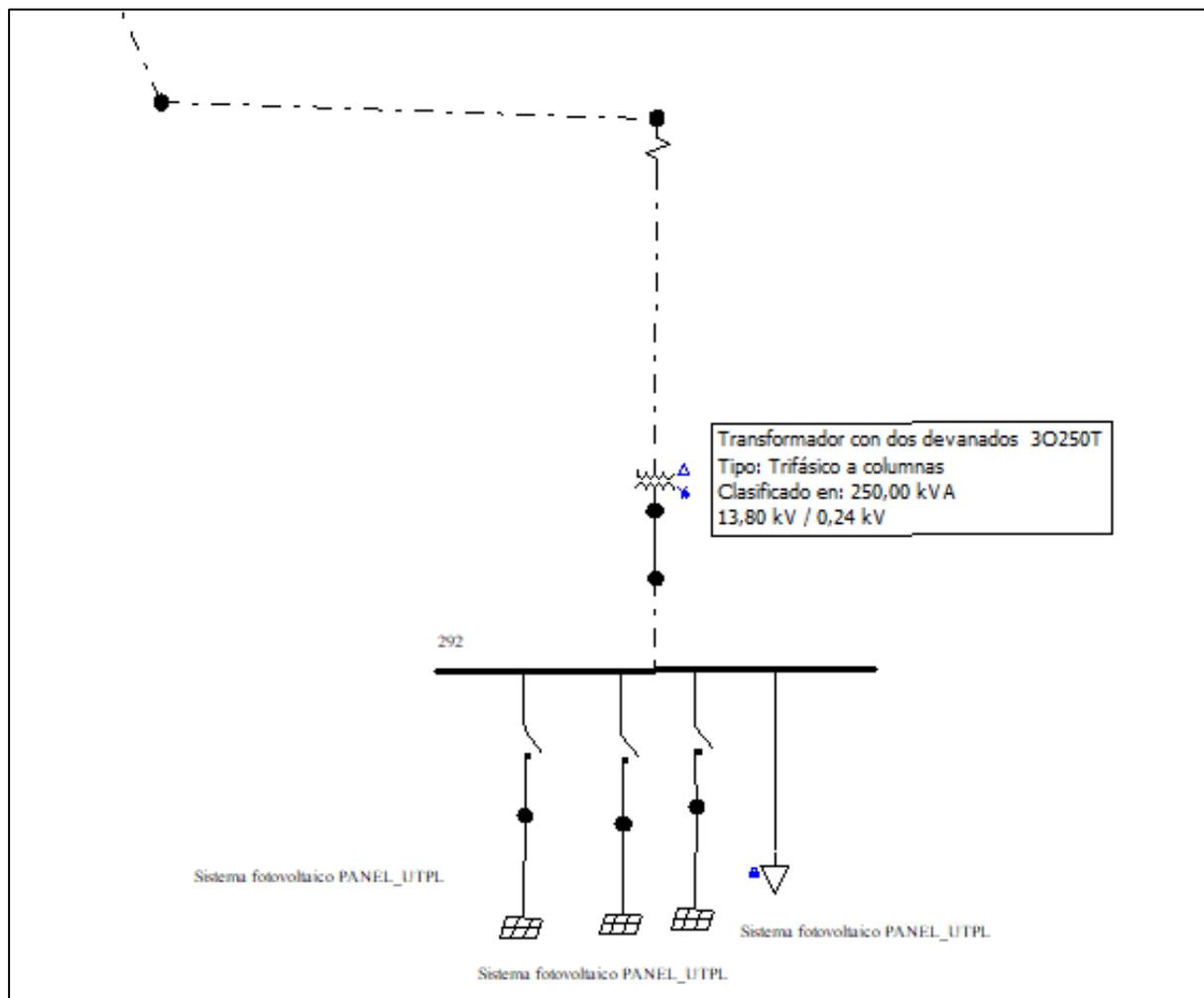
Resumen total	kW	kvar	kVA	FP (%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	2042,51	291,16	2063,16	99,00
Generadores	0,00	0,00	0,00	0,00
Producción total	2042,51	291,16	2063,16	99,00
Carga leída (no regulada)	1769,00	1044,00	2054,09	86,12
Carga utilizada (regulada)	1769,58	1051,42	2058,37	85,97
Condensadores shunt (regulados)	0,00	-795,82	795,82	0,00
Reactancias shunt(reguladas)	0,00	0,00	0,00	0,00
Motores	0,00	0,00	0,00	0,00
Cargas totales	1769,58	255,60	1787,94	98,97
Capacitancia del cable	0,00	0,00	0,00	0,00
Capacitancia de la línea	0,00	-157,89	157,89	0,00
Capacitancia shunt total	0,00	-157,89	157,89	0,00
Pérdidas en las líneas	263,32	172,80	314,96	83,60
Pérdidas en los cables	0,00	0,00	0,00	0,00
Pérdidas de carga del transformador	9,61	20,65	22,78	42,22
Pérdidas en vacío del transformador	0,00	0,00	0,00	0,00
Pérdidas totales	272,93	193,45	334,54	81,59

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	5	814-850	333,37 %
	B	5	814-850	264,24 %
	C	5	814-850	251,94 %
Subtensión	A	5	890	91,66 %
	B	3	890	92,36 %
	C	3	890	91,76 %
Sobretensión	A	1	IEEE_34_NODES	105,00 %
	B	1	IEEE_34_NODES	105,00 %
	C	1	IEEE_34_NODES	105,00 %
Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	k\$/año	
Pérdidas en las líneas	263,32	2306,67	230,67	
Pérdidas en los cables	0,00	0,00	0,00	
Pérdidas de carga del transformador	9,61	84,23	8,42	
Pérdidas en vacío del transformador	0,00	0,00	0,00	
Pérdidas totales	272,93	2390,89	239,09	

Anexo 4. Topología – Red alimentador norte EERSSA.



Anexo 5. Topología – Derivación en MV y BV UTPL



Anexo 6. Topología – elementos de la red, Alimentador norte.

Nombre alim.	Nombre del tramo	Id equipo	Código	Carga A (%)	Potencia de paso A (kW)	Potencia de paso A (kvar)	VA (%)
ALIM-1800020T12	44162_M TS	DEFAU LT	Interruptor automático	2,8	65,7	-15,7	100,00
ALIM-1800020T12	44163_M TS	DEFAU LT	Interruptor seccionador	1,7	65,7	-14,8	100,00
ALIM-1800020T12	13318_M TA	2S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	100,00
ALIM-1800020T12	13318_M TA	3B20T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102,50
ALIM-1800020T12	77078_M TA	DEFAU LT	Interruptor seccionador	1,7	65,6	-14,8	100,00
ALIM-1800020T12	65827_M TA	DEFAU LT	Interruptor seccionador	0,0	0,0	0,0	0,00
ALIM-1800020T12	67492_M TA	DEFAU LT	Interruptor seccionador	1,7	65,6	-14,7	100,00
ALIM-1800020T12	115264_M TA	2S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	115264_M TA	3B25T	Transformador con dos devanados				0,00
ALIM-1800020T12	74249_M TA	3S100T	Fusible	8,4	65,6	-14,7	99,99
ALIM-1800020T12	13603_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13603_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	77080_M TA	DEFAU LT	Interruptor seccionador	1,7	65,6	-14,7	99,99
ALIM-1800020T12	13672_M TA	3S100T	Fusible	0,1	0,8	0,1	99,99
ALIM-1800020T12	13672_M TA	3C50T	Transformador con dos devanados	4,4	0,8	0,1	102,39
ALIM-1800020T12	44165_M TS	3S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,99
ALIM-1800020T12	44166_M TS	3S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,99
ALIM-1800020T12	44166_M TS	3N112.5 T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102,48
ALIM-1800020T12	194379_M TA	3S100T	Fusible	0,0	0,0	0,0	99,99
ALIM-1800020T12	14269_M TA	1S100T	Fusible				

ALIM-1800020T12	14269_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	14274_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	14274_M TA	1A50T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	133211_M TA	3S100T	Fusible	0,1	1,1	-0,1	99,9 9
ALIM-1800020T12	136441_M TS	3S200T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 9
ALIM-1800020T12	136776_M TS	DEFAU LT	Interruptor seccionador	0,0	0,1	0,0	99,9 9
ALIM-1800020T12	136785_M TS	DEFAU LT	Reconectador	0,0	0,1	0,0	99,9 9
ALIM-1800020T12	153728_M TS	DEFAU LT	Interruptor seccionador	0,0	0,1	0,0	99,9 9
ALIM-1800020T12	153729_M TS	3P100T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 48
ALIM-1800020T12	136435_M TS	3S200T	Fusible	0,0	0,0	-0,2	99,9 9
ALIM-1800020T12	136438_M TS	3S200T	Fusible	0,0	0,0	0,0	99,9 9
ALIM-1800020T12	128144_M TS	3S100T	Fusible	0,0	0,0	0,0	99,9 9
ALIM-1800020T12	14271_M TA	1S100T	Fusible	0,1	1,0	0,2	99,9 9
ALIM-1800020T12	14271_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados	9,2	1,0	0,2	102, 30
ALIM-1800020T12	77082_M TA	DEFAU LT	Interruptor seccionador	1,6	62,4	-14,8	99,9 8
ALIM-1800020T12	283377_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	283377_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	76718_M TA	DEFAU LT	Interruptor seccionador	1,6	62,4	-14,7	99,9 8
ALIM-1800020T12	76720_M TA	1D100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13709_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13709_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	13710_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13710_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	283360_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	283360_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados				

ALIM-1800020T12	13711_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	13711_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	76754_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	76754_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	14155_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	14155_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	77721_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	77721_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	165252_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	115541_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	115541_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	44168_M TS	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	13778_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	13778_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	43201_M TS	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	43201_M TS	1A37.5 T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	285716_M TA	1S100T	Fusible	0,5	3,8	0,8	99,9 8	
ALIM-1800020T12	13740_M TA	1S100T	Fusible	0,5	3,8	0,8	99,9 8	
ALIM-1800020T12	13740_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados	25,1	3,8	0,8	101, 97	
ALIM-1800020T12	13741_M TA	3S100T	Fusible	0,1	0,6	0,1	99,9 7	
ALIM-1800020T12	13741_M TA	3C45T	Transformador con dos devanados	3,6	0,6	0,1	102, 39	
ALIM-1800020T12	64292_M TA	3S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 7	
ALIM-1800020T12	44170_M TS	3S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 7	
ALIM-1800020T12	13742_M TA	3S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 7	
ALIM-1800020T12	13742_M TA	3N112.5 T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 45	

ALIM-1800020T12	13374_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13374_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	162990_M TA	3S100T	Fusible	7,5	57,9	-15,5	99,9 7
ALIM-1800020T12	64298_M TA	1S100T	Fusible	0,0	0,0	0,0	99,9 7
ALIM-1800020T12	64298_M TA	1A3T	Transformador con dos devanados	0,0	0,0	0,0	102, 47
ALIM-1800020T12	424606_M TA	3S100T	Fusible	2,5	0,0	-20,0	99,9 7
ALIM-1800020T12	424606_M TA	DEFAU LT	Condensador shunt	0,1	0,0	-20,0	99,9 7
ALIM-1800020T12	77084_M TA	3S100T	Fusible	0,8	6,5	0,2	99,9 7
ALIM-1800020T12	13745_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13745_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	33602_M TS	3S100T	Fusible	0,0	0,0	-0,1	99,9 6
ALIM-1800020T12	33609_M TS	DEFAU LT	Interruptor seccionador	0,0	0,0	0,0	99,9 6
ALIM-1800020T12	518_MTS	3S100T	Fusible	0,0	0,0	0,0	99,9 6
ALIM-1800020T12	518_MTS	3O30T	Transformador con dos devanados	0,0	0,0	0,0	102, 44
ALIM-1800020T12	309885_M TA	3S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 6
ALIM-1800020T12	309885_M TA	3C50T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 44
ALIM-1800020T12	13749_M TA	3S100T	Fusible	0,0	0,0	0,0	99,9 6
ALIM-1800020T12	13749_M TA	3C30T	Transformador con dos devanados	0,0	0,0	0,0	102, 44
ALIM-1800020T12	13750_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13750_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	300607_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	300607_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	13751_M TA	2S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 6
ALIM-1800020T12	13751_M TA	3B20T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 46
ALIM-1800020T12	44173_M TS	3S100T	Fusible	0,0	0,1	-0,1	99,9 6

ALIM-1800020T12	13752_M TA	3S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 6
ALIM-1800020T12	13752_M TA	3C50T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 44
ALIM-1800020T12	13376_M TA	2S100T	Fusible	0,1	0,5	0,3	99,9 6
ALIM-1800020T12	13376_M TA	3B35T	Transformador con dos devanados	1,3	0,5	0,3	102, 41
ALIM-1800020T12	550468_M TA	DEFAU LT	Fusible				
ALIM-1800020T12	550468_M TA	3B40T	Transformador con dos devanados				0,00
ALIM-1800020T12	587921_M TA	3S200T	Fusible	0,1	2,2	-0,4	99,9 6
ALIM-1800020T12	33636_M TS	3S100T	Fusible	0,0	0,1	-0,1	99,9 6
ALIM-1800020T12	33641_M TS	DEFAU LT	Interruptor seccionador	0,0	0,1	0,0	99,9 6
ALIM-1800020T12	33643_M TS	3S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 6
ALIM-1800020T12	33643_M TS	3C112.5 T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 44
ALIM-1800020T12	13378_M TA	1S100T	Fusible	0,2	1,6	0,3	99,9 6
ALIM-1800020T12	13378_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados	4,0	1,6	0,3	102, 38
ALIM-1800020T12	13379_M TA	2S100T	Fusible	0,0	0,2	0,0	99,9 6
ALIM-1800020T12	13379_M TA	3B40T	Transformador con dos devanados	0,0	0,2	0,0	102, 46
ALIM-1800020T12	33646_M TS	3S100T	Fusible	0,0	0,1	-0,1	99,9 6
ALIM-1800020T12	33653_M TS	DEFAU LT	Interruptor seccionador	0,0	0,1	0,0	99,9 6
ALIM-1800020T12	523_MTS	3S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 6
ALIM-1800020T12	523_MTS	3O50T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 44
ALIM-1800020T12	13753_M TA	2S100T	Fusible	0,0	0,2	0,0	99,9 6
ALIM-1800020T12	13753_M TA	3B50T	Transformador con dos devanados	0,0	0,2	0,0	102, 46
ALIM-1800020T12	33654_M TS	3S100T	Fusible	0,1	0,1	-0,5	99,9 6
ALIM-1800020T12	33664_M TS	DEFAU LT	Interruptor seccionador	0,0	0,1	0,0	99,9 6
ALIM-1800020T12	2519_MT S	3S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 6
ALIM-1800020T12	2519_MT S	3P50T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 44

ALIM-1800020T12	194643_M TA	1S100T	Fusible	0,2	1,3	0,2	99,9 6
ALIM-1800020T12	13638_M TA	1S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 6
ALIM-1800020T12	13638_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 46
ALIM-1800020T12	13754_M TA	1S100T	Fusible	0,2	1,2	0,3	99,9 6
ALIM-1800020T12	13754_M TA	1A5T	Transformador con dos devanados	24,0	1,2	0,3	101, 98
ALIM-1800020T12	76737_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13755_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13755_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	13756_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13756_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	13748_M TA	1S100T	Fusible	0,3	2,2	0,4	99,9 6
ALIM-1800020T12	13748_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados	8,7	2,2	0,4	102, 29
ALIM-1800020T12	194645_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13747_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13747_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	6146_MT A	DEFAU LT	Interruptor seccionador	0,0	0,0	0,0	0,00
ALIM-1800020T12	13744_M TA	3S100T	Fusible	0,0	0,3	0,0	99,9 7
ALIM-1800020T12	13744_M TA	3C45T	Transformador con dos devanados	1,5	0,3	0,0	102, 41
ALIM-1800020T12	33618_M TS	3S100T	Fusible	0,1	0,4	-0,2	99,9 7
ALIM-1800020T12	33622_M TS	DEFAU LT	Interruptor seccionador	0,0	0,4	0,0	99,9 7
ALIM-1800020T12	33625_M TS	3S100T	Fusible	0,0	0,4	0,0	99,9 7
ALIM-1800020T12	33625_M TS	3P500T	Transformador con dos devanados	0,0	0,4	0,0	102, 44
ALIM-1800020T12	7355_MT A	DEFAU LT	Interruptor seccionador	1,3	50,7	4,5	99,9 7
ALIM-1800020T12	57645_M TS	DEFAU LT	Interruptor seccionador	1,2	46,7	4,4	99,9 6
ALIM-1800020T12	13758_M TA	1S100T	Fusible				

ALIM-1800020T12	13758_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	194647_M TA	3S100T	Fusible	0,0	0,0	-0,1	99,9 6	
ALIM-1800020T12	165258_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	13743_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	13743_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	33610_M TS	3S100T	Fusible	0,0	0,0	-0,1	99,9 6	
ALIM-1800020T12	33617_M TS	DEFAU LT	Interruptor seccionador	0,0	0,0	0,0	99,9 6	
ALIM-1800020T12	480_MTS	3S100T	Fusible	0,0	0,0	0,0	99,9 6	
ALIM-1800020T12	480_MTS	3O30T	Transformador con dos devanados	0,0	0,0	0,0	102, 43	
ALIM-1800020T12	13677_M TA	2S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 6	
ALIM-1800020T12	13677_M TA	3B20T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 46	
ALIM-1800020T12	76735_M TA	3S100T	Fusible	0,3	2,3	0,4	99,9 6	
ALIM-1800020T12	320815_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	320815_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	13275_M TA	2S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	13275_M TA	3B30T	Transformador con dos devanados				0,02	
ALIM-1800020T12	499269_M TA	1S100T	Fusible	0,2	1,4	0,3	99,9 6	
ALIM-1800020T12	499272_M TA	1S100T	Fusible	0,2	1,4	0,3	99,9 6	
ALIM-1800020T12	499272_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados	8,7	1,4	0,3	102, 28	
ALIM-1800020T12	13678_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,8	0,1	99,9 6	
ALIM-1800020T12	13678_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados	2,9	0,8	0,1	102, 40	
ALIM-1800020T12	444268_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	444266_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	444266_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	165256_M TA	1S100T	Fusible					

ALIM-1800020T12	13680_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13680_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	267645_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	267645_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	267648_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	267648_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	13682_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13682_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	13683_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13683_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	13467_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13467_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	516312_M TA	3S200T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 6
ALIM-1800020T12	516312_M TA	3C50T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 43
ALIM-1800020T12	16595_M TA	3S100T	Fusible	0,0	0,0	0,0	99,9 6
ALIM-1800020T12	16595_M TA	3C30T	Transformador con dos devanados	0,0	0,0	0,0	102, 43
ALIM-1800020T12	13634_M TA	3S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 6
ALIM-1800020T12	13634_M TA	3C75T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 43
ALIM-1800020T12	162992_M TA	DEFAU LT	Interruptor seccionador	1,1	44,1	4,3	99,9 6
ALIM-1800020T12	13375_M TA	3S100T	Fusible	0,1	0,7	0,1	99,9 6
ALIM-1800020T12	13375_M TA	3N45T	Transformador con dos devanados	4,1	0,7	0,1	102, 35
ALIM-1800020T12	13296_M TA	2S100T	Fusible	0,0	0,2	0,0	99,9 6
ALIM-1800020T12	13296_M TA	3B40T	Transformador con dos devanados	0,0	0,2	0,0	102, 45
ALIM-1800020T12	13689_M TA	2S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13689_M TA	3B50T	Transformador con dos devanados				0,00

ALIM-1800020T12	13691_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13691_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	13690_M TA	3S100T	Fusible	0,1	0,4	0,1	99,9 5
ALIM-1800020T12	13690_M TA	3N30T	Transformador con dos devanados	3,9	0,4	0,1	102, 34
ALIM-1800020T12	13380_M TA	2S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13380_M TA	3B30T	Transformador con dos devanados				0,00
ALIM-1800020T12	194651_M TA	3S100T	Fusible	5,4	42,9	4,1	99,9 5
ALIM-1800020T12	133217_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	133217_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	133540_M TA	2S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 4
ALIM-1800020T12	133540_M TA	3B15T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 44
ALIM-1800020T12	13578_M TA	2S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 4
ALIM-1800020T12	13578_M TA	3B20T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 44
ALIM-1800020T12	13767_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13767_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	403740_M TA	3C300T	Interruptor seccionador	4,9	38,7	3,8	99,9 4
ALIM-1800020T12	13639_M TA	3S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 4
ALIM-1800020T12	13639_M TA	3N30T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 40
ALIM-1800020T12	33681_M TS	3S100T	Fusible	0,1	0,0	-0,4	99,9 3
ALIM-1800020T12	194674_M TA	DEFAU LT	Interruptor seccionador	1,0	38,5	4,3	99,9 3
ALIM-1800020T12	194677_M TA	3S100T	Fusible	4,1	32,1	4,7	99,9 3
ALIM-1800020T12	33628_M TS	3S100T	Fusible	0,0	0,1	-0,1	99,9 3
ALIM-1800020T12	33631_M TS	DEFAU LT	Interruptor seccionador	0,0	0,1	0,0	99,9 3
ALIM-1800020T12	33633_M TS	3S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 3
ALIM-1800020T12	33633_M TS	3C75T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 39

ALIM-1800020T12	12775_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	12775_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	165320_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	12773_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	12773_M TA	1A50T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	12774_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	12774_M TA	1A50T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	452240_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	452240_M TA	1A50T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	74866_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	74866_M TA	1C50T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	12778_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	12778_M TA	1A50T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	12770_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	12770_M TA	1A50T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	12776_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	12776_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	564686_M TA	3S200T	Fusible	0,1	0,9	0,1	99,9 2	
ALIM-1800020T12	12777_M TA	3S100T	Fusible	0,1	0,9	0,2	99,9 2	
ALIM-1800020T12	12777_M TA	3C75T	Transformador con dos devanados	3,4	0,9	0,2	102, 32	
ALIM-1800020T12	194681_M TA	3S100T	Fusible	3,9	31,1	4,7	99,9 2	
ALIM-1800020T12	165318_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	565098_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	565098_M TA	1A50T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	565100_M TA	1S100T	Fusible					

ALIM-1800020T12	565100_M TA	1A50T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	12779_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	12779_M TA	1A50T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	12780_M TA	2S100T	Fusible	0,0	0,2	0,0	99,9 1	
ALIM-1800020T12	12780_M TA	3B40T	Transformador con dos devanados	0,0	0,2	0,0	102, 41	
ALIM-1800020T12	12781_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	12781_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	165322_M TA	3S100T	Fusible	3,9	30,9	4,8	99,9 1	
ALIM-1800020T12	336122_M TA	1S100T	Fusible	0,5	4,0	0,7	99,9 0	
ALIM-1800020T12	12790_M TA	1S100T	Fusible	0,2	1,2	0,2	99,9 0	
ALIM-1800020T12	12790_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados	8,0	1,2	0,2	102, 24	
ALIM-1800020T12	12946_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,9	0,2	99,9 0	
ALIM-1800020T12	12946_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados	5,7	0,9	0,2	102, 29	
ALIM-1800020T12	12947_M TA	1S100T	Fusible	0,2	1,3	0,2	99,9 0	
ALIM-1800020T12	12947_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados	4,8	1,3	0,2	102, 30	
ALIM-1800020T12	12948_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,6	0,1	99,9 0	
ALIM-1800020T12	12948_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados	3,4	0,6	0,1	102, 33	
ALIM-1800020T12	12789_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	12789_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	258671_M TA	1S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 0	
ALIM-1800020T12	258671_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 40	
ALIM-1800020T12	194659_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	12949_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	12949_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	12950_M TA	1S100T	Fusible					

ALIM-1800020T12	12950_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	194663_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	14228_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	14228_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	160728_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	160728_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	161364_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	161364_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	14233_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	14233_M TA	1A3T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	14234_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	14234_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	14235_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	14235_M TA	1A3T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	161684_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	14236_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	14236_M TA	1A3T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	161686_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	14239_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	14239_M TA	1A5T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	14238_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	14238_M TA	1A5T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	161060_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	161060_M TA	1A5T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	161063_M TA	1S100T	Fusible

ALIM-1800020T12	161063_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	160736_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	160736_M TA	1A5T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	161066_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	161066_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	257468_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	257466_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	257466_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	257463_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	257463_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	489996_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	489996_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	204042_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	204040_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	204040_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	204037_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	204037_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	14483_M TA	1S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 0	
ALIM-1800020T12	14483_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 40	
ALIM-1800020T12	194665_M TA	1S100T	Fusible	3,4	26,7	4,1	99,9 0	
ALIM-1800020T12	472453_M TA	1S100T	Fusible	0,4	3,2	0,5	99,9 0	
ALIM-1800020T12	18961_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,8	0,1	99,9 0	
ALIM-1800020T12	18961_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados	3,0	0,8	0,1	102, 34	
ALIM-1800020T12	18959_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,7	0,1	99,9 0	
ALIM-1800020T12	18959_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados	2,6	0,7	0,1	102, 34	

ALIM-1800020T12	18957_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,5	0,1	99,9 0
ALIM-1800020T12	18957_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados	1,6	0,5	0,1	102, 36
ALIM-1800020T12	18955_M TA	1S100T	Fusible	0,1	1,1	0,2	99,9 0
ALIM-1800020T12	18955_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados	4,2	1,1	0,2	102, 31
ALIM-1800020T12	13776_M TA	1S100T	Fusible	0,2	1,5	0,3	99,8 9
ALIM-1800020T12	13776_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados	9,9	1,5	0,3	102, 19
ALIM-1800020T12	194667_M TA	1S100T	Fusible	2,4	19,1	3,0	99,8 9
ALIM-1800020T12	13777_M TA	1S100T	Fusible	0,6	4,6	1,0	99,8 9
ALIM-1800020T12	13777_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados	18,4	4,6	1,0	102, 02
ALIM-1800020T12	12785_M TA	1S100T	Fusible	0,3	2,0	0,4	99,8 9
ALIM-1800020T12	12785_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados	19,9	2,0	0,4	101, 98
ALIM-1800020T12	556552_M TA	1S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,8 9
ALIM-1800020T12	556555_M TA	1S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,8 9
ALIM-1800020T12	556555_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 38
ALIM-1800020T12	160405_M TA	1S100T	Fusible	0,0	0,4	0,1	99,8 8
ALIM-1800020T12	160405_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados	2,2	0,4	0,1	102, 33
ALIM-1800020T12	160427_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,6	0,1	99,8 8
ALIM-1800020T12	160427_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados	3,3	0,6	0,1	102, 31
ALIM-1800020T12	160431_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,9	0,2	99,8 8
ALIM-1800020T12	160431_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados	3,3	0,9	0,2	102, 31
ALIM-1800020T12	181565_M TA	1S100T	Fusible	0,9	6,7	1,1	99,8 8
ALIM-1800020T12	214953_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,7	0,1	99,8 7
ALIM-1800020T12	214953_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados	1,5	0,7	0,1	102, 34
ALIM-1800020T12	252604_M TA	1S100T	Fusible	0,2	1,4	0,3	99,8 7
ALIM-1800020T12	252604_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados	3,4	1,4	0,3	102, 30

ALIM-1800020T12	181560_M TA	1S100T	Fusible	0,1	1,0	0,2	99,8 7
ALIM-1800020T12	181560_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados	2,5	1,0	0,2	102, 32
ALIM-1800020T12	181557_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,9	0,2	99,8 7
ALIM-1800020T12	181557_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados	2,1	0,9	0,2	102, 33
ALIM-1800020T12	204048_M TA	1S100T	Fusible	0,2	1,8	0,3	99,8 7
ALIM-1800020T12	204048_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados	4,6	1,8	0,3	102, 28
ALIM-1800020T12	181563_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,9	0,2	99,8 7
ALIM-1800020T12	181563_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados	2,1	0,9	0,2	102, 33
ALIM-1800020T12	12788_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,9	0,2	99,8 8
ALIM-1800020T12	12788_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados	5,5	0,9	0,2	102, 26
ALIM-1800020T12	252597_M TA	1S100T	Fusible	0,2	1,6	0,1	99,8 8
ALIM-1800020T12	252595_M TA	1S100T	Fusible	0,2	1,5	0,3	99,8 8
ALIM-1800020T12	252595_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados	3,7	1,5	0,3	102, 30
ALIM-1800020T12	404818_M TA	1S100T	Fusible	0,0	0,1	-0,2	99,8 8
ALIM-1800020T12	404813_M TA	1S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,8 8
ALIM-1800020T12	404813_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 37
ALIM-1800020T12	404816_M TA	1S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,8 8
ALIM-1800020T12	404816_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 37
ALIM-1800020T12	160412_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,5	0,1	99,8 8
ALIM-1800020T12	160412_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados	2,7	0,5	0,1	102, 32
ALIM-1800020T12	160424_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,5	0,1	99,8 8
ALIM-1800020T12	160424_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados	3,0	0,5	0,1	102, 31
ALIM-1800020T12	160160_M TA	1S100T	Fusible	0,0	0,4	0,1	99,8 8
ALIM-1800020T12	160160_M TA	1C15T	Transformador con dos devanados	2,2	0,4	0,1	102, 34
ALIM-1800020T12	285282_M TA	1S100T	Fusible	0,4	2,9	0,4	99,9 0

ALIM-1800020T12	13720_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,7	0,1	99,9 0
ALIM-1800020T12	13720_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados	4,4	0,7	0,1	102, 31
ALIM-1800020T12	16941_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,5	0,1	99,9 0
ALIM-1800020T12	16941_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados	3,0	0,5	0,1	102, 33
ALIM-1800020T12	47372_M TS	1S100T	Fusible	0,1	0,6	0,1	99,9 0
ALIM-1800020T12	114159_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,6	0,1	99,9 0
ALIM-1800020T12	114159_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados	3,8	0,6	0,1	102, 32
ALIM-1800020T12	13722_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,6	0,1	99,9 0
ALIM-1800020T12	13722_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados	3,8	0,6	0,1	102, 32
ALIM-1800020T12	13721_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,5	0,1	99,9 0
ALIM-1800020T12	13721_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados	2,7	0,5	0,1	102, 34
ALIM-1800020T12	64019_M TS	3S100T	Fusible	0,0	0,0	0,0	99,9 3
ALIM-1800020T12	413368_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	413368_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	194683_M TA	3S100T	Fusible	0,0	0,3	0,0	99,9 3
ALIM-1800020T12	452237_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	452237_M TA	1A50T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	452235_M TA	1S100T	Fusible	0,0	0,2	0,0	99,9 3
ALIM-1800020T12	452235_M TA	1A50T	Transformador con dos devanados	0,0	0,2	0,0	102, 43
ALIM-1800020T12	13772_M TA	3S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 3
ALIM-1800020T12	13772_M TA	3N45T	Transformador con dos devanados	0,2	0,1	0,0	102, 39
ALIM-1800020T12	452232_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	452232_M TA	1A50T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	194685_M TA	3S100T	Fusible	0,4	3,3	-0,8	99,9 3
ALIM-1800020T12	206515_M TA	1S100T	Fusible				

ALIM-1800020T12	206515_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	13326_M TA	1S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 3
ALIM-1800020T12	13326_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 43
ALIM-1800020T12	181245_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	181245_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	12660_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,7	0,1	99,9 3
ALIM-1800020T12	12660_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados	6,6	0,7	0,1	102, 30
ALIM-1800020T12	12661_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	12661_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	165324_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	14175_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	14175_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	13266_M TA	1S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 3
ALIM-1800020T12	13266_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 43
ALIM-1800020T12	584746_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	584739_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	584739_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	161695_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	161695_M TA	1A5T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	584741_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	14176_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	12654_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	12654_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	14475_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	14475_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados				

ALIM-1800020T12	468881_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	468881_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	12236_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,7	0,1	99,9 3
ALIM-1800020T12	12236_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados	4,6	0,7	0,1	102, 34
ALIM-1800020T12	162325_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	12235_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	12235_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	13416_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13416_M TA	1A3T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	12003_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	12003_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	162327_M TA	3S100T	Fusible	0,2	1,7	-0,5	99,9 3
ALIM-1800020T12	12237_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	12237_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	162329_M TA	1S100T	Fusible	0,0	0,3	0,0	99,9 3
ALIM-1800020T12	13724_M TA	1S100T	Fusible	0,0	0,3	0,0	99,9 3
ALIM-1800020T12	13724_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados	2,5	0,3	0,0	102, 38
ALIM-1800020T12	12242_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	12242_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	14473_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	14473_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	194687_M TA	1S100T	Fusible	0,0	0,4	0,0	99,9 3
ALIM-1800020T12	12241_M TA	1S100T	Fusible	0,0	0,4	0,1	99,9 3
ALIM-1800020T12	12241_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados	3,5	0,4	0,1	102, 36
ALIM-1800020T12	200100_M TA	1S100T	Fusible				

ALIM-1800020T12	200100_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	13324_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	13324_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	162969_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	14380_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	14380_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	14382_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	14382_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	221335_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	221335_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	13312_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	13312_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	157553_M TS	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	157562_M TS	DEFAU LT	Interruptor seccionador
ALIM-1800020T12	157585_M TS	DEFAU LT	Interruptor seccionador
ALIM-1800020T12	157588_M TS	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	157588_M TS	1O15T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	157579_M TS	DEFAU LT	Interruptor seccionador
ALIM-1800020T12	157591_M TS	DEFAU LT	Interruptor seccionador
ALIM-1800020T12	14047_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	14047_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	351185_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	351185_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	162978_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	12819_M TA	1S100T	Fusible

ALIM-1800020T12	12819_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	366236_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	366236_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	14048_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	14048_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	162974_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	12446_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	12446_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	13313_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	13313_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	479748_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	14381_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	14381_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	13269_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	13269_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	14383_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	14383_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	14379_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	14379_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	200102_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	200117_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	200117_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	200123_M TA	1S100T	Fusible
ALIM-1800020T12	200123_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados
ALIM-1800020T12	200120_M TA	1S100T	Fusible

ALIM-1800020T12	200120_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	200114_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	200114_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	200126_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	200126_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	200111_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	200111_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	200108_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	200108_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	364943_M TA	3S100T	Fusible	0,1	1,0	-0,3	99,9 3	
ALIM-1800020T12	12240_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	12240_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	12239_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	12239_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	68824_M TS	3S100T	Fusible	0,0	0,2	0,0	99,9 3	
ALIM-1800020T12	68824_M TS	3O200T	Transformador con dos devanados	0,0	0,2	0,0	102, 37	
ALIM-1800020T12	364940_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	364940_M TA	1A3T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	12238_M TA	1S100T	Fusible	0,0	0,2	0,0	99,9 3	
ALIM-1800020T12	12238_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados	1,7	0,2	0,0	102, 40	
ALIM-1800020T12	12233_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	12233_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	364937_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,6	0,1	99,9 3	
ALIM-1800020T12	364937_M TA	1A3T	Transformador con dos devanados	19,2	0,6	0,1	102, 04	
ALIM-1800020T12	364945_M TA	1S100T	Fusible					

ALIM-1800020T12	12229_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	12229_M TA	1A5T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	12228_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	12228_M TA	1A5T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	12231_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	12231_M TA	1A5T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	12094_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	12094_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	447725_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	447718_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	447718_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	14174_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	14174_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	14165_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	14165_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	13381_M TA	1S100T	Fusible	0,4	2,9	0,6	99,9 3	
ALIM-1800020T12	13381_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados	19,0	2,9	0,6	102, 04	
ALIM-1800020T12	12119_M TA	3S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 3	
ALIM-1800020T12	12119_M TA	3C60T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 40	
ALIM-1800020T12	12118_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	12118_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	194669_M TA	3S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 4	
ALIM-1800020T12	353713_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	353713_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	11965_M TA	2S100T	Fusible					

ALIM-1800020T12	11965_M TA	3B20T	Transformador con dos devanados				0,00
ALIM-1800020T12	11964_M TA	1S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 4
ALIM-1800020T12	11964_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 43
ALIM-1800020T12	13538_M TA	1S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 4
ALIM-1800020T12	13538_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 44
ALIM-1800020T12	194653_M TA	3S100T	Fusible	0,5	3,9	0,4	99,9 4
ALIM-1800020T12	13692_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13692_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	13444_M TA	3S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 4
ALIM-1800020T12	13444_M TA	3C100T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 41
ALIM-1800020T12	12667_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	12667_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	13693_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13693_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	287460_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	12784_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	12784_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	488709_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	488712_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	488712_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	67498_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	67498_M TA	1C25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	12782_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	12782_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	194655_M TA	1S100T	Fusible				

ALIM-1800020T12	14185_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	14185_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	14205_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	14205_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	14204_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	14204_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	14207_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	14207_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	14208_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	14208_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	14210_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	14210_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	165260_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	14211_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	14211_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	194657_M TA	3S100T	Fusible	0,5	3,8	0,5	99,9 4	
ALIM-1800020T12	13696_M TA	1S100T	Fusible	0,2	1,8	0,3	99,9 4	
ALIM-1800020T12	13696_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados	6,8	1,8	0,3	102, 31	
ALIM-1800020T12	13697_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	13697_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	67233_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	13698_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	13698_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados					
ALIM-1800020T12	165264_M TA	1S100T	Fusible					
ALIM-1800020T12	13700_M TA	1S100T	Fusible					

ALIM-1800020T12	13700_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	13701_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13701_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	63740_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13703_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13703_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	13577_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13577_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	13702_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13702_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	587917_M TA	1S100T	Fusible	0,2	1,2	0,2	99,9 4
ALIM-1800020T12	13699_M TA	1S100T	Fusible	0,2	1,2	0,2	99,9 4
ALIM-1800020T12	13699_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados	4,4	1,2	0,2	102, 35
ALIM-1800020T12	165262_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	12113_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	12113_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	12114_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	12114_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	12112_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	12112_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	79361_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13695_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13695_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	13694_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13694_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				

ALIM-1800020T12	14212_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,8	0,2	99,9 4
ALIM-1800020T12	14212_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados	3,0	0,8	0,2	102, 38
ALIM-1800020T12	14206_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	14206_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	434302_M TA	3S200T	Fusible	0,0	0,1	-0,1	99,9 6
ALIM-1800020T12	172594_M TA	3S100T	Fusible	0,0	0,0	0,0	99,9 6
ALIM-1800020T12	172594_M TA	3C30T	Transformador con dos devanados	0,0	0,0	0,0	102, 43
ALIM-1800020T12	200730_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	200730_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	13759_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13759_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	13635_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13635_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	284274_M TA	3S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 6
ALIM-1800020T12	284274_M TA	3C50T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 43
ALIM-1800020T12	13760_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13760_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	13761_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13761_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	144856_M TS LT	DEFAU LT	Reconectador	0,1	4,0	0,8	99,9 6
ALIM-1800020T12	144859_M TS LT	DEFAU LT	Interruptor automático	0,2	4,0	0,8	99,9 6
ALIM-1800020T12	144860_M TS LT	DEFAU LT	Interruptor seccionador	0,1	4,0	0,8	99,9 6
ALIM-1800020T12	144860_M TS	3P400T	Transformador con dos devanados	2,9	4,0	0,8	102, 37
ALIM-1800020T12	165254_M TA	1D100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	286213_M TA	1S100T	Fusible				

ALIM-1800020T12	286213_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	194383_M TA	3S100T	Fusible	0,0	0,2	0,0	99,9 8
ALIM-1800020T12	13707_M TA	3S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 8
ALIM-1800020T12	13707_M TA	3C75T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 47
ALIM-1800020T12	12634_M TA	3S100T	Fusible	0,0	0,2	0,0	99,9 8
ALIM-1800020T12	12634_M TA	3N112.5 T	Transformador con dos devanados	0,1	0,2	0,0	102, 47
ALIM-1800020T12	83158_M TA	DEFAU LT	Interruptor seccionador	0,0	0,0	0,0	0,00
ALIM-1800020T12	192463_M TA	1S100T	Fusible	0,0	0,1	0,0	99,9 8
ALIM-1800020T12	192463_M TA	1A10T	Transformador con dos devanados	0,0	0,1	0,0	102, 48
ALIM-1800020T12	70441_M TA	1S100T	Fusible	0,1	0,9	0,2	99,9 8
ALIM-1800020T12	70441_M TA	1A5T	Transformador con dos devanados	17,1	0,9	0,2	102, 14
ALIM-1800020T12	70443_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	14242_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	14242_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	189673_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	189673_M TA	1A25T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	13706_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	13706_M TA	1A37.5 T	Transformador con dos devanados				
ALIM-1800020T12	14275_M TA	1S100T	Fusible				
ALIM-1800020T12	14275_M TA	1A15T	Transformador con dos devanados				

Anexo 7. Topología – Reporte sumario del alimentador norte 1800020T12 sin interconexión con el sistema fotovoltaico de la UTPL.

Nombre del estudio	Nuevo.xst			
Fecha	Sat Sep 24 2022			
Tiempo	17h11m45s			
Nombre del proyecto	Nuevo			
Método de cálculo	Caída de tensión - Desequilibrada			
Precisión	0,1 %			
Factores de carga	Global (P=100,00%, Q=100,00%)			
Factores de motor	Como definido			
Factores de generador	Como definido			
Condensadores shunt	On			
Modelo de carga de sensibilidad	De la biblioteca			
Alimentador:	ALIM-1800020T12			
Fuente:	1800020T12-S1			
Tensión de fuente: 13,80 kVLL, -120,00 Grad.				
Resumen total	kW	kvar	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	1864,95	141,66	1870,33	99,71
Generadores	0,00	0,00	0,00	0,00
Producción total	1864,95	141,66	1870,33	99,71
Carga leída (no regulada)	1820,58	169,31	1828,43	99,57
Carga utilizada (regulada)	1813,47	168,72	1821,31	99,57
Condensadores shunt (regulados)	0,00	-59,36	59,36	0,00
Reactancias shunt(reguladas)	0,00	0,00	0,00	0,00
Motores	0,00	0,00	0,00	0,00
Cargas totales	1813,47	109,36	1816,77	99,82
Capacitancia del cable	0,00	-12,29	12,29	0,00
Capacitancia de la línea	0,00	-12,83	12,83	0,00
Capacitancia shunt total	0,00	-25,12	25,12	0,00
Pérdidas en las líneas	13,53	15,37	20,48	66,09
Pérdidas en los cables	0,80	0,56	0,97	81,81

Anexo 8. Topología – Reporte sumario del alimentador norte 1800020T12 con interconexión del sistema fotovoltaico de la UTPL.

Parámetros del estudio

Nombre del estudio	Nuevo.xst
Fecha	Sat Sep 24 2022
Tiempo	18h30m08s
Nombre del proyecto	Nuevo
Método de cálculo	Caída de tensión - Equilibrada
Precisión	0,1 %
Factores de carga	Global (P=100,00%, Q=100,00%)
Factores de motor	Como definido
Factores de generador	Como definido
Condensadores shunt	On
Modelo de carga de sensibilidad	De la biblioteca

Alimentador: ALIM-1800020T12
Fuente: 1800020T12-S1
Tensión de fuente: 13,80 kVLL, -120,00 Grad.

Resumen total	kW	kvar	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	1815,11	178,67	1823,88	99,52
Generadores	45,00	0,00	45,00	100,00
Producción total	1860,11	178,67	1868,67	99,54
Carga leída (no regulada)	1820,58	209,20	1832,56	99,35
Carga utilizada (regulada)	1813,53	208,62	1825,49	99,34
Condensadores shunt (regulados)	0,00	-59,36	59,36	0,00
Reactancias shunt(reguladas)	0,00	0,00	0,00	0,00
Motores	0,00	0,00	0,00	0,00
Cargas totales	1813,53	149,27	1819,66	99,66
Capacitancia del cable	0,00	-12,53	12,53	0,00
Capacitancia de la línea	0,00	-12,83	12,83	0,00
Capacitancia shunt total	0,00	-25,37	25,37	0,00
Pérdidas en las líneas	12,52	14,01	18,78	66,63

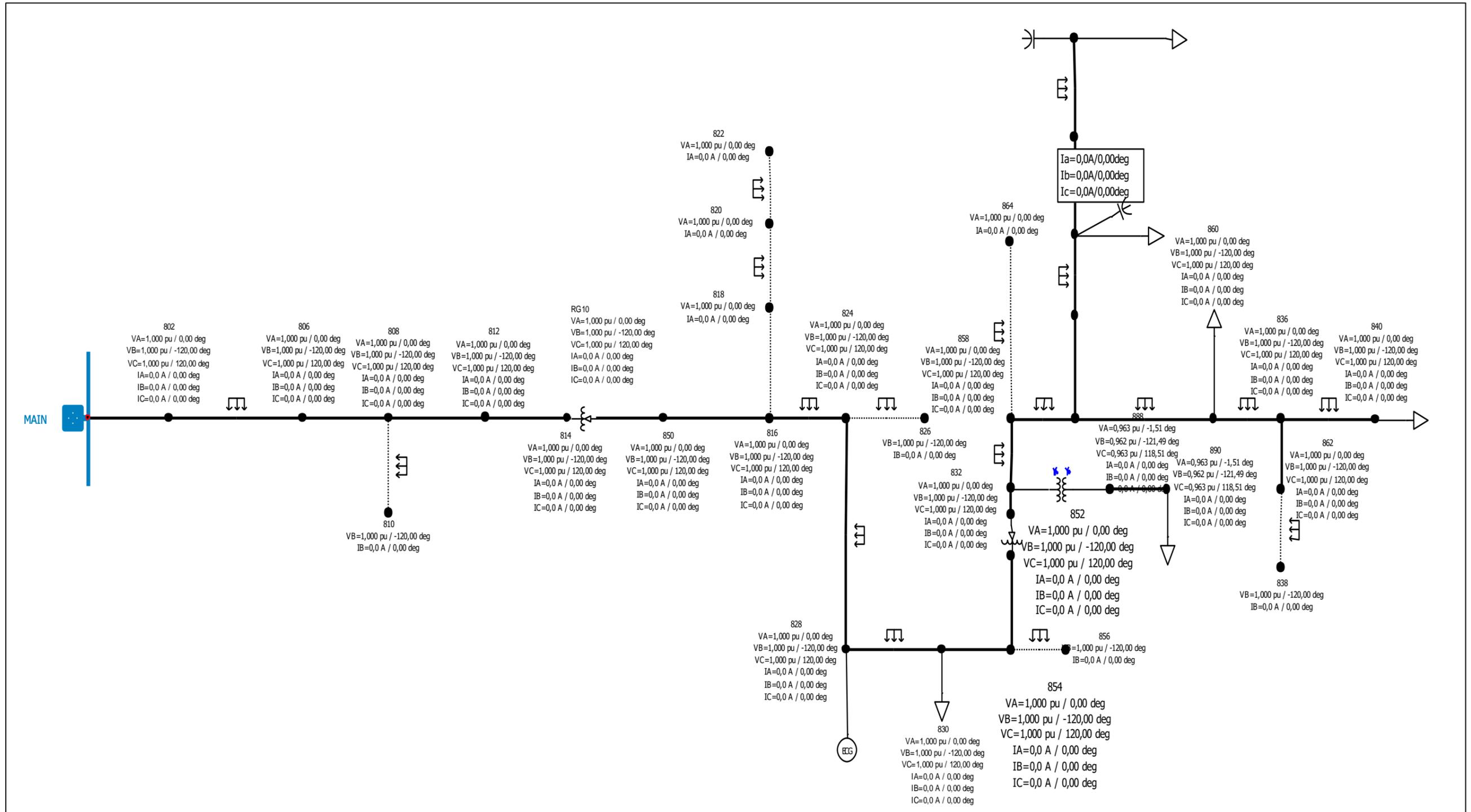
Pérdidas en los cables	0,68	0,48	0,83	81,83
Pérdidas de carga del transformador	5,45	40,54	40,90	13,33
Pérdidas en vacío del transformador	31,03	0,00	31,03	100,00
Pérdidas totales	49,68	55,02	74,13	67,02

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	11	I204048_MTA	174,87 %
	B	16	I283377_MTA	184,57 %
	C	8	I13750_MTA	173,82 %
Subtensión	A	24	IMTA_L_11965	0,21 %
	B	23	IMTA_L_133540	0,21 %
	C	0	11	98,69 %
Sobretensión	A	7	IMTS_L_2517	107,66 %
	B	7	IMTS_L_2517	107,66 %
	C	7	IMTS_L_2517	107,66 %

Costo anual de las pérdidas del sistema kW MW-h/año k\$/año

Pérdidas en las líneas	12,52	40,80	4,08
Pérdidas en los cables	0,68	2,21	0,22
Pérdidas de carga del transformador	5,45	17,77	1,78
Pérdidas en vacío del transformador	31,03	271,85	27,19
Pérdidas totales	49,68	332,63	33,26

Anexo 9. Caso de 34 nodos IEEE, con acoplamiento electrónico.



Anexo 10. Certificación de traducción del resumen

Loja, 6 de octubre del 2022

Paul David Gutiérrez Celi, con cédula de identidad N°**1150594990**, poseedor del **NIVEL INTERMEDIO B2-INGLÉS**, con certificación SETEC-CAL-2017-084.

Por medio de la presento **CERTIFICO:**

Que he realizado la traducción al idioma inglés del resumen del Trabajo de Titulación denominado “Análisis de la interconexión de generación distribuida, aplicando el estándar IEEE 1547 para determinar la afectación de la transferencia de energía renovable en las redes de baja tensión”, con autoría del Sr. Willam Javier Gutiérrez Celi portador de la cédula de identidad N°1104811763.

Autorizo al interesado a hacer uso del presente para los fines que considere pertinente.

Paúl David Gutiérrez Celi

C.I. 1150594990