



UNIVERSIDAD  
**NACIONAL**  
DE COLOMBIA

# **Efecto sobre la onda de tensión debido a la integración de generación distribuida en redes de distribución de energía eléctrica**

**Víctor Alejandro Ospina Cardona**

Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Minas, Departamento de Energía Eléctrica y Automática  
Medellín, Colombia

2022

# **Efecto sobre la onda de tensión debido a la integración de generación distribuida en redes de distribución de energía eléctrica**

**Víctor Alejandro Ospina Cardona**

Trabajo final de grado presentado como requisito para optar al título de:

**Magister en Ingeniería Eléctrica**

Director:

Ph.D. John Edwin Candelo Becerra

Línea de Investigación:

Calidad de la energía en sistemas de distribución

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento de Energía Eléctrica y Automática

Medellín, Colombia

2022

## *Dedicatoria*

*A Dios y a mis padres por su apoyo incondicional en cada etapa de mi vida, a ellos toda mi gratitud y amor por su esfuerzo, ejemplo y entrega para hacer de mí, una persona útil y de bien para la sociedad.*

# Agradecimientos

A mis padres, por ser mi mayor motivación en este camino de aprendizaje y formación.

A Empresas Públicas de Medellín E.S.P. y al Ingeniero Esteban Franco Montoya (jefe de la Unidad Operación Integrada T&D Energía), por darme la oportunidad de continuar creciendo en los campos académico y profesional.

A la Universidad Nacional de Colombia sede Medellín y a su planta docente por transmitir sus conocimientos, y en especial al profesor John Edwin Candelo (director del Departamento de Energía Eléctrica y Automática), por su labor de dedicación y seguimiento permanente para el desarrollo de este trabajo final de grado.

## Resumen

El presente trabajo estudia el comportamiento de la onda de tensión en un circuito de distribución de energía eléctrica del operador de red local, en donde se evalúan diferentes casos de simulación que contemplan generaciones distribuidas considerando la normatividad vigente colombiana.

Para este trabajo se escoge una metodología de análisis basada en simulaciones en el software ATPDraw, partiendo de los parámetros reales suministrados por el operador de red para un circuito de distribución en media tensión. Además, por la gran cantidad de nodos que se tienen en las redes de distribución, se procede a integrar la metodología de simplificación de redes para reducir los tiempos de simulación.

Puesto que el operador de red debe mantener la calidad en la potencia en los diferentes puntos del sistema de distribución, el análisis de los resultados gráficos de la onda de tensión ante diferentes escenarios de generación distribuida, flujo de carga en condiciones de estabilidad y de fallas transitorias, permite evaluar la calidad de la potencia y verificar el comportamiento dinámico del sistema al tener nuevas fuentes de energía que pueden cambiar la configuración y operación actual de la red.

Las pruebas realizadas mostraron resultados en donde los perfiles de tensión en diferentes puntos del circuito pueden favorecer la regulación de tensión. Sin embargo, es importante controlar el ingreso de las generaciones distribuidas, ya que éstas pueden esconder la demanda real del sistema, siendo esto un importante insumo para tomar decisiones de planeación y operación del sistema eléctrico de potencia.

**Palabras clave:** Onda de tensión, Calidad en la potencia, Redes de distribución de energía eléctrica, Generación distribuida.

# Effect on the voltage wave due to the integration of distributed generation in electricity distribution networks

## Abstract

This document studies the behavior of the voltage wave in an electric power distribution circuit of the local network operator, where different simulation cases that contemplate distributed generations are evaluated considering the current Colombian regulations.

For this work, an analysis methodology based on simulations in the ATPDraw software is chosen, starting from the real parameters supplied by the network operator for a medium voltage distribution circuit. In addition, due to the large number of nodes in distribution networks, the network simplification methodology is integrated to reduce simulation times.

Since the network operator must maintain power quality at the different points of the distribution system, the analysis of the graphical results of the voltage wave in different scenarios of distributed generation, load flow in stable and fault transients conditions, allows evaluate the power quality and verify the dynamic behavior of the system by having new energy sources that can change the current configuration and operation of the network.

The tests carried out showed results where the voltage profiles at different points in the circuit can improve voltage regulation. However, it is important to control the income of the distributed generations, since these can hide the real demand of the system, this being an important input for making planning and operation decisions of the electric power system.

**Keywords:** Voltage wave, Power quality, Power distribution networks, Distributed generation.

# Contenido

Lista de figuras.....	IX
Lista de tablas.....	XIII
Lista de símbolos y abreviaturas.....	XIV
1.          Introducción.....	1
1.1. Justificación.....	2
1.2. Objetivos.....	2
1.2.1. Objetivo general.....	2
1.2.2. Objetivos específicos.....	3
1.3. Metodología.....	3
1.4. Alcance.....	4
2.          Marco Teórico.....	5
2.1. Definiciones principales.....	5
2.2. Planteamiento del problema.....	7
2.3. Revisión bibliográfica.....	8
3.          Sistema de Distribución de Análisis.....	13
3.1. Parámetros del circuito de distribución.....	14
3.1.1. Conductores de la red de media tensión.....	14
3.1.2. Transformadores de distribución.....	15
3.1.3. Cargas del sistema de distribución.....	16
3.2. Modelo de simulación.....	19
3.2.1. Configuración de la fuente de alimentación del circuito.....	19
3.2.2. Configuración de las redes primarias del circuito.....	22
3.2.3. Configuración de los transformadores de distribución.....	24
3.2.4. Configuración de las cargas del circuito.....	28
4.          Caso de Estudio.....	32
4.1. Circuito de distribución en estado estable.....	32
4.1.1. Circuito de distribución en vacío.....	32
4.1.2. Circuito de distribución con carga.....	35
4.1.3. Circuito de distribución simplificado.....	38
4.1.4. Circuito de distribución con generación distribuida.....	43

4.2. Condiciones operativas del circuito de distribución. ....	59
4.2.1. Transferencia de carga sin generaciones distribuidas. ....	59
4.2.2. Transferencia de carga con generaciones distribuidas. ....	62
4.2.3. Salida de operación de las generaciones distribuidas. ....	67
4.3. Circuito de distribución en condición de falla.....	72
4.3.1. Falla de alta impedancia en la red sin generaciones distribuidas.....	73
4.3.2. Falla transitoria en la red de distribución sin generaciones distribuidas. ....	76
4.3.3. Falla de alta impedancia en la red con generaciones distribuidas. ....	82
4.3.4. Falla transitoria en la red de distribución con generaciones distribuidas. ....	88
5. Análisis de resultados .....	94
6. Conclusiones y recomendaciones .....	95
6.1 Conclusiones .....	95
6.2 Recomendaciones .....	96
Anexo A: Parámetros del circuito de distribución de análisis. ....	97
Anexo B: Parámetros para la simplificación del circuito de distribución. ....	107
7. Bibliografía .....	109



## Lista de figuras

Figura 3-1: Circuito de distribución de análisis. ....	13
Figura 3-2: Dinámica de la carga del circuito de distribución. ....	17
Figura 3-3: Visualización de la parametrización de la fuente de tensión. ....	20
Figura 3-4: Visualización gráfica de la fuente en el programa ATPDraw. ....	21
Figura 3-5: Señal de la onda de tensión de la fuente del circuito. ....	21
Figura 3-6: Visualización de la parametrización de un tramo de red de cable 1/0 aéreo cubierto compacto. ....	22
Figura 3-7: Visualización de los parámetros geométricos de un tramo de red de cable 1/0 aéreo cubierto compacto. ....	23
Figura 3-8: Visualización de tramos de red de un circuito en ATPDraw. ....	23
Figura 3-9: Visualización de la parametrización de un transformador de distribución de 15kVA monofásico (prueba de vacío) ....	24
Figura 3-10: Visualización de la parametrización de un transformador de distribución de 15kVA monofásico (prueba de cortocircuito) ....	25
Figura 3-11: Modelo en ATPDraw para un transformador monofásico de 15kVA. ....	26
Figura 3-12: Visualización de transformadores de distribución en ATPDraw. ....	27
Figura 3-13: Visualización de la parametrización de cargas del módulo LOAD PQ. ....	29
Figura 3-14: Corrientes por fase en baja tensión, para la carga del transformador 27959 de 45kVA. ....	29
Figura 3-15: Visualización de la parametrización de cargas estáticas RL. ....	30
Figura 3-16: Corriente en baja tensión para la carga del transformador 811299 de 5kVA. ....	31
Figura 3-17: Visualización de las cargas de distribución en ATPDraw. ....	31
Figura 4-1: Circuito de distribución en vacío en ATPDraw. ....	32
Figura 4-2: Señal de tensión en la salida de circuito (circuito en vacío). ....	33
Figura 4-3: Señal de corriente en la salida de circuito (circuito en vacío). ....	34
Figura 4-4: Caída de tensión en el punto más lejano del circuito (circuito en vacío). ...	34
Figura 4-5: Circuito de distribución con carga en ATPDraw. ....	35
Figura 4-6: Señal de tensión en la salida de circuito (circuito con carga). ....	36
Figura 4-7: Señal de corriente en la salida de circuito (circuito con carga). ....	36
Figura 4-8: Caída de tensión en el punto más lejano del circuito (circuito con carga). ..	37
Figura 4-9: Reducción de un tramo de circuito que se deriva del troncal (ramal **7**). 40	

Figura 4-10: Circuito de distribución con carga en ATPDraw (modelo simplificado). ....	40
Figura 4-11: Señal de tensión en la salida de circuito (circuito con carga simplificado). 41	
Figura 4-12: Señal de corriente en la salida de circuito (circuito con carga simplificado)... .....	42
Figura 4-13: Caída de tensión en el punto más lejano del circuito (circuito con carga simplificado). ....	42
Figura 4-14: Modelo de GD como arreglo de fuentes de corriente. ....	50
Figura 4-15: Circuito de distribución de análisis con GD a lo largo de la red. ....	50
Figura 4-16: Visualización de la parametrización de la fuente de corriente. ....	51
Figura 4-17: Señal de tensión en la salida de circuito con GD en la red. ....	52
Figura 4-18: Señal de tensión fase S en la salida de circuito con GD en la red (ampliada para visualizar distorsión armónica). ....	52
Figura 4-19: Señal de corriente en la salida de circuito con GD en la red. ....	53
Figura 4-20: Caída de tensión en el punto más lejano del circuito con GD. ....	53
Figura 4-21: Tensión en el punto más lejano del circuito sin GD (baja tensión). ....	54
Figura 4-22: Tensión en el punto más lejano del circuito con GD (baja tensión). ....	55
Figura 4-23: Corrientes de la fase R en el punto de conexión de la GD en cola de circuito. .... .....	55
Figura 4-24: Tensión en el punto medio del circuito sin GD (baja tensión). ....	56
Figura 4-25: Tensión en el punto medio del circuito con GD (baja tensión). ....	57
Figura 4-26: Corrientes de la fase R en el punto de conexión de la GD en mitad de circuito. .... .....	58
Figura 4-27: Circuitos de distribución con transferencia de carga. ....	60
Figura 4-28: Señal de tensión en la salida de circuito con red transferida. ....	60
Figura 4-29: Caída de tensión en el punto más lejano de la nueva configuración. ....	61
Figura 4-30: Señal de corriente en la salida de circuito con red transferida. ....	62
Figura 4-31: Circuitos de distribución con transferencia de carga y GD. ....	63
Figura 4-32: Señal de tensión en la salida de circuito con red transferida con GD. ....	64
Figura 4-33: Caída de tensión en el punto más lejano de la nueva configuración y con generaciones distribuidas. ....	64
Figura 4-34: Señal de corriente en la salida de circuito con red transferida y GD. ....	65
Figura 4-35: Señal de tensión en la GD más lejana de la fuente. ....	66
Figura 4-36: Señal de corriente fase R en el punto de conexión de la GD más lejana... 67	
Figura 4-37: Circuito de distribución con GD para salida de operación de las GD. ....	68

Figura 4-38: Señal de tensión en la fuente de circuito con salida de las GD. ....	68
Figura 4-39: Caída de tensión en el punto más lejano de la red con salida de las generaciones distribuidas. ....	69
Figura 4-40: Señal de corriente en la fuente del circuito con salida de las GD. ....	70
Figura 4-41: Señal de tensión en el punto de conexión de la GD más lejana tras la salida de las GD del circuito de distribución. ....	71
Figura 4-42: Señal de corriente fase R en el punto de conexión de la GD más lejana tras la salida de las GD del circuito de distribución. ....	71
Figura 4-43: Circuito de distribución sin GD con falla de alta impedancia. ....	73
Figura 4-44: Señal de tensión en la fuente de circuito con falla de alta impedancia. ....	74
Figura 4-45: Detalle de la señal de tensión en la fuente de circuito con falla de alta impedancia. ....	74
Figura 4-46: Caída de tensión en el punto más lejano de la red con falla de alta impedancia. ....	75
Figura 4-47: Señal de corriente en la fuente del circuito con falla de alta impedancia. ..	76
Figura 4-48: Visualización de la parametrización de la señal impulso. ....	77
Figura 4-49: Señal impulso para simular falla transitoria. ....	78
Figura 4-50: Circuito de distribución sin GD con falla transitoria. ....	79
Figura 4-51: Señal de tensión en la fuente con falla transitoria sin despeje. ....	79
Figura 4-52: Señal de tensión en la fuente con falla transitoria y despeje. ....	80
Figura 4-53: Detalle de señal de tensión en la fuente con falla transitoria y despeje. ....	81
Figura 4-54: Señal de corriente en la fuente con falla transitoria y despeje. ....	81
Figura 4-55: Detalle de señal de corriente en la fuente con falla transitoria y despeje. ...	82
Figura 4-56: Circuito de distribución con GD y falla de alta impedancia. ....	83
Figura 4-57: Señal de tensión en la fuente de circuito con falla de alta impedancia y generaciones distribuidas. ....	84
Figura 4-58: Detalle de la señal de tensión en la fuente de circuito con falla de alta impedancia y generaciones distribuidas. ....	84
Figura 4-59: Caída de tensión en el punto más lejano de la red con falla de alta impedancia y generación distribuida. ....	85
Figura 4-60: Detalle de la onda de tensión en el punto más lejano de la red sin conexión de generación distribuida y falla de alta impedancia. ....	86
Figura 4-61: Detalle de la onda de tensión en el punto más lejano de la red con conexión de generación distribuida y falla de alta impedancia. ....	86
Figura 4-62: Señal de corriente en la fuente del circuito con falla de alta impedancia y generación distribuida. ....	87

Figura 4-63: Circuito de distribución con GD y falla transitoria. ....	88
Figura 4-64: Señal de tensión en la fuente con GD, falla transitoria y despeje. ....	89
Figura 4-65: Detalle de la señal de tensión en la fuente con generaciones distribuidas, falla transitoria y despeje. ....	90
Figura 4-66: Señal de tensión en el punto más lejano del circuito en baja tensión con GD, falla transitoria y despeje. ....	91
Figura 4-67: Detalle de la señal de tensión en el punto más lejano del circuito en baja tensión con GD, falla transitoria y despeje. ....	92
Figura 4-68: Detalle de la señal de corriente en el punto más lejano del circuito en baja tensión con GD, falla transitoria y despeje. ....	92
Figura 4-69: Señal de corriente en la fuente con GD, falla transitoria y despeje. ....	93
Figura 4-70: Detalle de la señal de corriente en la fuente con GD, falla transitoria y despeje. ....	93

## Lista de tablas

Tabla 3-1:	Parámetros de los conductores. (CENTELSA, n.d.) (Conalcables, n.d.)....	14
Tabla 3-2:	Transformadores de distribución del circuito de estudio (SUNTEC, n.d.) (ICONTEC, 1995a) (ICONTEC, 1995b).....	15
Tabla 3-3:	Corrientes horarias mínimas y máximas del circuito de análisis. (EPM E.S.P., 2020b) .....	16
Tabla 3-4:	Parámetros de cortocircuito del circuito de análisis. ....	20
Tabla 3-5:	Modelo teórico para un transformador monofásico de 15kVA. ....	27
Tabla 4-1:	Resistencias e inductancias de los tramos reducidos del circuito. ....	39
Tabla 4-2:	Generaciones distribuidas que se ubican en el circuito de estudio. ....	47
Tabla 4-3:	Máximos armónicos impares admisibles para una GD (IEEE, 2018).....	47
Tabla 4-4:	Máximos armónicos pares admisibles para una GD (IEEE, 2018).....	47
Tabla 4-5:	Componentes de las fuentes de corriente de la generación distribuida ubicada al inicio del circuito de distribución en el transformador 843187. ....	48
Tabla 4-6:	Componentes de las fuentes de corriente de la generación distribuida ubicada en la mitad del circuito de distribución en el transformador 53654.....	49
Tabla 4-7:	Componentes de las fuentes de corriente de la generación distribuida ubicada en la cola del circuito de distribución en el transformador 801504. ....	49
Tabla 4-8:	Comparación de tensiones y regulación de tensión de cada escenario de simulación en estado estable. ....	58
Tabla 4-9:	Comparación de tensiones y regulación de tensión de cada escenario de simulación para condiciones de transferencia y salida de GD. ....	70
Tabla A-1:	Conductores y longitudes del circuito de análisis. (EPM E.S.P., 2020c)....	97
Tabla A-2:	Capacidades y consumos de los transformadores de distribución del circuito de análisis. (EPM E.S.P., 2020a) .....	100
Tabla A-3:	Potencias calculadas para las cargas del circuito de estudio. ....	102
Tabla A-4:	Potencias, Resistencias y Reactancias calculadas para recrear las cargas del circuito de análisis en ATPDraw. ....	104
Tabla B-1:	Tensiones y corrientes tomadas en los puntos de derivación del troncal de circuito para reducciones de ramales .....	107
Tabla B-2:	Potencias calculadas en los puntos de derivación del troncal de circuito para reducciones de ramales .....	108

# Lista de símbolos y abreviaturas

## Símbolos

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
$a$	Relación de transformación	No Aplica	Ver ecuación 3.18
$AT$	Devanado de Alta Tensión	No Aplica	Ver ecuaciones 3.11 a 3.20
$BT$	Devanado de Baja Tensión	No Aplica	Ver ecuaciones 3.11 a 3.20
$\varphi$	Diámetro de los conductores	mm	Ver Tabla 3-1
$I_{cc\ 1\varphi}$	Corriente de cortocircuito monofásica en la fuente del circuito	A	Ver Tabla 3-4
$I_{cc\ 3\varphi}$	Corriente de cortocircuito trifásica en la fuente del circuito	A	Ver Tabla 3-4
$I_o$	Porcentaje de corriente nominal para prueba de vacío	%	Ver Tabla 3-2
$P$	Potencia activa de la carga	W	Ver ecuación 3.7
$P_c$	Pérdidas de prueba de cortocircuito	W	Ver Tabla 3-2
$P_o$	Pérdidas de prueba de vacío	W	Ver Tabla 3-2
$Q$	Potencia reactiva de la carga	VAR	Ver ecuación 3.8
$R_0$	Resistencia de secuencia cero	$\Omega$	Ver Tabla 3-4
$R_1$	Resistencia de secuencia positiva	$\Omega$	Ver Tabla 3-4
$R_{DC}$	Resistencia de corriente directa	$\Omega/\text{km}$	Ver Tabla 3-1
$S_{1\varphi}$	Potencia aparente para carga monofásica	VA	Ver ecuación 3.5
$S_{3\varphi}$	Potencia aparente para carga trifásica	VA	Ver ecuación 3.6
$U_{cc}$	Porcentaje de tensión para prueba de cortocircuito	%	Ver Tabla 3-2
$V_{ll}$	Voltaje línea a línea	V	Ver ecuaciones 3.11 a 3.20
$X_0$	Reactancia de secuencia cero	$\Omega$	Ver Tabla 3-4

<b>Símbolo</b>	<b>Término</b>	<b>Unidad SI</b>	<b>Definición</b>
$X1$	Reactancia de secuencia positiva	$\Omega$	Ver Tabla 3-4
$Z_{MAX}$	Porcentaje de máxima impedancia	%	Ver Tabla 3-2

## Abreviaturas

<b>Abreviatura</b>	<b>Término</b>
<i>AGPE</i>	Autogeneración a Pequeña Escala
<i>AMI</i>	Infraestructura de Medida Inteligente (Advanced Metering Infrastructure)
<i>ATP</i>	Programa Alternativo de Transitorios (Alternative Transients Program)
<i>CREG</i>	Comisión de Regulación de Energía y Gas
<i>EMTP</i>	Programa de Transitorios Electromagnéticos (ElectroMagnetic Transient Program)
<i>EPM E.S.P.</i>	Empresas Públicas de Medellín, Empresa de Servicios Públicos
<i>GD</i>	Generación distribuida
<i>IEEE</i>	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (Institute of Electrical and Electronics Engineers)
<i>OR</i>	Operador de Red
<i>SAIDI</i>	Índice de Duración Promedio de Interrupciones en el Sistema (System Average Interruption Duration Index)
<i>SAIFI</i>	Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones en el Sistema (System Average Interruption Frequency Index)
<i>SCADA</i>	Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (Supervisory Control And Data Acquisition)
<i>SDL</i>	Sistema de Distribución Local
<i>TRD</i>	Distorsión Total Armónica (Total Rated Distortion)





# 1. Introducción

La calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica es fundamental para los operadores de red (OR) de Colombia. Por esto, es necesario conocer los impactos que se pueden dar en el sistema de distribución local (SDL) por los cambios tecnológicos y regulatorios que se están presentando en la actualidad.

La conexión de fuentes de generación distribuida en las redes de media y baja tensión aumenta de forma permanente, lo cual tiene diversos efectos que son de interés para las empresas que se dedican al sector eléctrico. Ya que el incremento en fuentes de energía distribuida requiere estudios y análisis de los sistemas de protecciones, de la dinámica y comportamiento de las redes de distribución para la operación del sistema, de los flujos de potencia y de la demanda real de energía de los clientes para la planificación de la expansión y repotenciación de las redes y de las fuentes de generación, de los cambios de tarifa y de los equipos de medida de los usuarios, de las pérdidas técnicas y no técnicas de las redes del SDL y de los transformadores de distribución, y de la calidad en la potencia de los clientes y de la red.

Con la publicación de las resoluciones CREG 030 de 2018 y CREG 174 de 2021, por las cuales se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el sistema interconectado nacional, los operadores de red deben evaluar las consecuencias de integrar fuentes de generación distribuida en sus redes de distribución, puesto que estos cambios en las configuraciones de la red no deben afectar de forma desfavorable la calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica para los clientes de uso final.

Acorde con lo expuesto, este trabajo muestra el análisis de la calidad de potencia reflejada en la onda de tensión de un circuito de distribución en media tensión del operador de red local EPM E.S.P., en donde se evalúan diferentes escenarios de operación que contemplan la integración de generaciones distribuidas. Lo cual, servirá para que el OR pueda tomar decisiones con respecto a la operación, mantenimiento y planeación de su sistema eléctrico de potencia, según los resultados que se muestran en el desarrollo de este documento.

## **1.1. Justificación**

La calidad de la potencia en Colombia ha sido definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas en el documento CREG 017 de 2005 como la calidad en la onda de tensión. Por esto, los operadores de red tienen la necesidad de conocer el comportamiento de la tensión en sus sistemas eléctricos, puesto que estos OR tienen por objeto suministrar un servicio eficiente y de calidad para los clientes del sistema eléctrico de potencia.

Lo anterior, apunta a que los OR buscan obtener indicadores aceptables de continuidad y confiabilidad asociados a la duración y frecuencia de las interrupciones del servicio de energía. Esto con pérdidas técnicas y económicas mínimas, tanto para ellos como para los clientes de uso final, y con niveles óptimos de tensión acorde con las especificaciones de la regulación vigente, que a su vez, permite alcanzar estímulos monetarios para los operadores de red.

Los cambios tecnológicos y regulatorios que deben asumir los OR y sus redes eléctricas, muestran la necesidad de conocer el efecto de la generación distribuida en las redes de distribución de energía, debido a que la integración de éstos puede afectar la calidad y confiabilidad del servicio.

Por tanto, este trabajo se realiza para que el operador de red local tenga el análisis de una red típica de distribución con conexiones de generación distribuida, que le permita conocer las implicaciones de calidad ante esta condición operativa. Con lo que se espera que el OR pueda tomar decisiones prácticas y acertadas para mantener la operación, la confiabilidad y la calidad del servicio.

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivo general**

Evaluar el efecto sobre la onda de tensión por la integración operativa de generación distribuida en las redes de distribución de energía eléctrica, acorde con las limitantes de potencia establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

### 1.2.2. Objetivos específicos

- Identificar las formas de onda de tensión durante el estado estacionario para un sistema de distribución de energía eléctrica con y sin generación distribuida.
- Identificar las formas de onda de tensión ante fallas eléctricas para un sistema de distribución de energía eléctrica con y sin generación distribuida.
- Comparar el comportamiento de las ondas de tensión tras identificar el impacto de la generación distribuida sobre el circuito de distribución.

### 1.3. Metodología

El enfoque metodológico de este trabajo está basado en simulaciones de un circuito de distribución de media tensión del operador de red EPM E.S.P., en donde se analiza el comportamiento de la onda de tensión y de la respectiva regulación de voltaje en varios puntos de la red en condiciones de operación que consideran la presencia y ausencia de generación distribuida.

Los parámetros asociados a la configuración y tipología del circuito de análisis, la capacidad instalada, la cargabilidad del circuito y los consumos de energía de las instalaciones finales, fueron suministradas por el operador de red local en busca de tener simulaciones que se acerquen a las condiciones reales del circuito de distribución.

Para el desarrollo de este estudio, se implementa el método de simplificación de ramales para reducir la cantidad de información que se tiene en el circuito de distribución y para disminuir los tiempos de simulación en el programa computacional, lo cual permite estimar los efectos sobre la onda de tensión y los valores de regulación de voltaje en los nodos de interés en los troncales del circuito, por medio del análisis de flujos de carga en estados de estabilidad y falla.

Finalmente, con los resultados gráficos de las simulaciones se realiza la comparación del comportamiento de la onda de tensión y de la regulación de voltaje en los puntos de interés de la red de distribución bajo condiciones de estabilidad y falla, para evaluar el impacto de la generación distribuida sobre el circuito de distribución de media tensión.

## 1.4. Alcance

Para la elaboración de este trabajo se tuvieron en cuenta las siguientes premisas:

- El circuito de distribución de media tensión que fue seleccionado para análisis, corresponde a una red típica trifásica con derivaciones monofásicas (13200 / 7620 voltios), en donde el operador de red suministró la información asociada a parámetros de los conductores, capacidad instalada, cargabilidad horaria y clientes asociados.
- Se utiliza el método de simplificación de ramales para reducir los parámetros y tiempos de simulación, debido a la cantidad de particularidades que se presentan en una red de distribución y que no afectan los resultados del estudio.
- Para los casos de simulación se consideran generaciones distribuidas con potencias que no superan las establecidas en las resoluciones CREG 030 de 2018 y CREG 174 de 2021.
- Las generaciones distribuidas que se utilizan para las pruebas de simulación se ubican en las redes de baja tensión del circuito de análisis (208/120 voltios), y su sistema de producción de energía se supone fotovoltaico para recrear las condiciones armónicas que se pueden presentar sin que se superen los límites establecidos en el estándar internacional IEEE 1547 de 2018.
- Se ubican generaciones distribuidas en puntos iniciales, intermedios y finales del circuito de distribución para evaluar el comportamiento de la onda de tensión y de la regulación de voltaje en cada caso.
- Para las simulaciones de los diferentes escenarios de estabilidad e integración de generación distribuida, se utiliza el programa computacional ATPDraw, el cual es un preprocesador gráfico para la versión ATP del programa de transitorios electromagnéticos (EMTP) que funciona para el sistema operativo Windows. Es importante mencionar que para el uso de este programa computacional se requiere licencia, pero esta es gratuita y se adquiere fácilmente por medio de la página web del programa. Sin embargo, la herramienta es libre para ser utilizada para fines académicos y no para fines de explotación comercial.

## 2.Marco Teórico

En esta sección se muestran las definiciones requeridas para entender la terminología que se utiliza en el desarrollo de este documento. Adicionalmente, se describe el planteamiento del problema a resolver y se muestra el estado del arte que contiene el método para el análisis de la red de distribución y las normativas vigentes que son base para el estudio de este trabajo.

### 2.1. Definiciones principales

- Circuito de distribución: redes de energía eléctrica con tensión nominal de 13200 voltios (tensión de línea) y 7620 voltios (tensión de fase) que tienen como función transportar la energía desde las subestaciones del OR hasta los clientes de uso final. En estas redes los principales elementos son los conductores (cables), los transformadores de distribución y la carga de los usuarios. Adicionalmente, también se tienen otros elementos de gran importancia como las protecciones, los elementos de corte y cierre (locales y remotos), entre otros, pero estos últimos no son considerados en este estudio debido a que no hacen parte del alcance de este trabajo.
- Generación distribuida: son plantas de generación de energía eléctrica con capacidad instalada o nominal menor a 1MW, y que se encuentra ubicada cerca de los centros de consumo y conectada al Sistema de Distribución Local. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2021a)
- Circuito en estado estable: circuito de distribución que se encuentra operando en condiciones normales, debido a que las variables eléctricas no están siendo sometidas a perturbaciones externas que puedan afectar su operación y calidad en el servicio de energía.
- Circuito en falla transitoria: circuito de distribución que en su operación presenta perturbaciones temporales debido a condiciones externas que generan cambios en sus variables eléctricas, y que pueden afectar la calidad en el servicio de energía de los clientes de uso final. Las condiciones externas que pueden provocar estas

perturbaciones normalmente corresponden a descargas atmosféricas, materiales forestales, contacto de animales, entre otros.

- Transferencias de carga: condición operativa en donde los OR trasladan de forma parcial o total la carga de un circuito de distribución a una nueva fuente (otro circuito), esto por situaciones asociadas a fallas permanentes (no programadas) o por la ejecución de actividades planeadas (por ejemplo, mantenimiento de las redes).
- Regulación de voltaje: condición operativa asociada a la caída en los niveles de tensión de la red, lo cual se presenta por el efecto resistivo e inductivo de los conductores (calibres y distancia) y por la corriente que demanda la carga de los clientes. Para el caso de los circuitos de distribución del OR local (EPM E.S.P.), los niveles de tensión en cualquier punto de la red se deben mantener entre el 90% y el 105% con respecto a la tensión nominal del sistema. (ICONTEC, 2004)
- Armónicos: son componentes de orden mayor a uno de la serie de Fourier, y que distorsionan la onda fundamental (orden uno). Por ejemplo, en un sistema de frecuencia de 60Hz (fundamental), el orden armónico 3 también es conocido como el “tercer armónico” y es de 180Hz. (IEEE, 2014)
- Indicadores de calidad: corresponde a las mediciones representativas del sistema eléctrico, por ejemplo, la magnitud de la onda de tensión, el SAIDI y el SAIFI, que permiten a los operadores de red comparar con respecto a valores de referencia para evaluar su desempeño en la prestación del servicio de energía eléctrica.
- SAIDI: Índice de Duración Promedio de Interrupciones en el Sistema (System Average Interruption Duration Index), el cual se refiere a la duración total en horas de los eventos que en promedio percibe cada usuario del sistema de distribución local de un OR. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018a)
- SAIFI: Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones en el Sistema (System Average Interruption Frequency Index), el cual se refiere a la cantidad total de eventos que en promedio perciben todos los usuarios del sistema de distribución local de un OR. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018a)
- Sistema de Distribución Local (SDL): sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados que operan en los niveles de tensión 3, 2 y 1 y son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018b)

## 2.2. Planteamiento del problema

El sector eléctrico colombiano ha mostrado interés en la generación distribuida y en los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, como posible alternativa para suplir la demanda en los centros poblados y para respaldar las generaciones convencionales de mayor capacidad.

Esta situación se presenta debido a las ventajas que puede traer al sistema eléctrico de potencia tener fuentes de generación distribuida cerca de los centros de consumo. Ya que se lograría comercializar la energía eléctrica y sus respectivos servicios de sostenimiento y mantenimiento correctivo con el sistema eléctrico interconectado o aislado. Lo cual, podría representar ahorros para los OR al no tener que construir líneas de transmisión adicionales para el flujo de potencia, aplazando también las inversiones para la repotenciación y expansión de las redes de distribución.

Sin embargo, la integración de generación distribuida a las redes de distribución de energía eléctrica también puede tener efectos adversos, en donde se pueden presentar dificultades con la calidad de la potencia por la aparición de armónicos y flickers (parpadeos) en la señal de tensión por la instalación de dispositivos electrónicos de potencia. Esta situación trae consigo problemas de sobretensión y sensación de parpadeo por las variaciones en la onda de tensión, provocando afectaciones en procesos industriales y fallas en equipos sensibles de los clientes de uso final, que pueden llevar a reclamaciones y demandas con altas implicaciones económicas y de imagen para las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica.

Dado el auge en la conexión de generaciones distribuidas, las resoluciones y aclaraciones publicadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas con respecto al tema, la condición actual de los circuitos de distribución que no fueron diseñados para tener generaciones inmersas en puntos aleatorios de la red, y las necesidades del OR por mantener la calidad en su sistema, se hace necesario conocer los efectos sobre la calidad de la potencia representada por la onda de tensión, causados por la integración de generación distribuida en las redes de distribución de energía eléctrica. Esto, para tener criterios que permitan a los operadores de red tomar decisiones que ayuden a mantener la seguridad, estabilidad, calidad y continuidad en el servicio de energía al tener nuevas fuentes de generación inmersas al sistema de distribución local.

## 2.3. Revisión bibliográfica

El actual aumento en la integración de generación distribuida en las redes de distribución de energía eléctrica, debido a su potencial como oportunidad de negocio y a los incentivos de los entes reguladores para explorar las energías alternativas, ha incrementado el interés de los operadores de red y de los agentes particulares para conocer sus efectos sobre las redes de energía eléctrica.

Por esto, se han realizado estudios que analizan las variaciones en los flujos de carga y su relación con el impacto económico, de forma que los clientes puedan exportar sus excedentes de generación al sistema eléctrico de potencia o puedan importar la energía necesaria para sus procesos internos según la conveniencia tarifaria. Lo anterior, por medio de metodologías tarifarias que estudian los cargos de exportación e importación por el uso de la red, la capacidad máxima de exportación e importación disponible y los cargos de conexión y desconexión al sistema. (Pollitt, 2018)

Los análisis dinámicos de diferentes configuraciones de redes de distribución con integración de nuevas fuentes de energía, en donde las redes eléctricas son simuladas por medio de modelos de impedancias de líneas con fuentes fotovoltaicas distribuidas, demuestran que las protecciones eléctricas pueden generar grandes desconexiones que llevan al colapso en la tensión, como también, muestran los problemas que se presentan por distorsión de la onda de tensión al tener fuentes de energía distribuida inmersas en el sistema eléctrico de potencia. (Mohammadi & Mehraeen, 2017)

La manera de operar los sistemas de distribución con generación distribuida, también ha derivado en investigaciones para conocer la estabilidad y la confiabilidad de las redes de distribución. Ante ello, se consideró la evaluación de confiabilidad probabilística de los sistemas que pueden operar en isla, en donde se realizaron simulaciones dinámicas de los sistemas aislados operando con máquinas sincrónicas con reguladores de tensión y de velocidad bajo condiciones de falla, lo cual, demostró que no siempre es posible que los sistemas en isla sobrevivan. Por tanto, es necesario conocer la tasa de supervivencia de los subsistemas aislados tras el impacto de fallas transitorias. (Rocha et al., 2017)

La operación de los sistemas de potencia de energía eléctrica requiere límites en los niveles de tensión que van asociados a las directrices regulatorias, por esto, se analizó el



problema de la caída de tensión que se tiene con el aumento de la demanda de las cargas del sistema de distribución, y que puede mejorarse con la ubicación óptima de generaciones distribuidas. Para esto, se realizó un estudio basado en simulaciones de flujo de carga con sistemas de distribución con fuentes fotovoltaicas integradas, en donde los análisis se realizaron por medio de los resultados que mostró el lenguaje de programación del software DigSilent, para encontrar la mejor condición operativa del sistema de distribución propuesto para estudio desde el punto de vista de perfiles de tensión. (Renani et al., 2010)

La generación distribuida continúa instalándose en las redes de distribución de energía eléctrica, por tanto, se analizó la cantidad máxima de generación distribuida que se puede instalar sin que las redes secundarias presenten baja tensión, sobretensión o desconexiones inesperadas de carga. Este análisis se desarrolló asignando la ubicación de múltiples fuentes de generación en el sistema de distribución de forma probabilística para tener en cuenta el factor de incertidumbre, para luego, proceder con numerosas simulaciones en el dominio del tiempo con el programa de transitorios electromagnéticos, que logró finalmente mostrar que, dependiendo de la ubicación, el tipo de generación y el tamaño de la nueva fuente, se pueden tener problemas de sobretensión en la red. Sin embargo, gran cantidad de generaciones pueden no causar problemas cuando estas fuentes se seleccionan correctamente. (Chen et al., 2012)

La baja inercia que tienen las generaciones distribuidas representa un problema de estabilidad en los sistemas de distribución. Por esto, se utilizó el método del algoritmo evolutivo de búsqueda gravitacional mejorada, en busca de encontrar la configuración adecuada del alimentador principal del circuito de distribución, para mejorar el índice de estabilidad transitorio, disminuir las pérdidas de energía y reducir los costos de operación, validando las implicaciones de cambiar la red por medio de simulaciones dinámicas de una red propuesta en el programa DigSilent. (Mahboubi-Moghaddam et al., 2016)

Las simulaciones dinámicas han demostrado ser la forma adecuada de analizar los sistemas con múltiples generaciones distribuidas o con fuentes de energía virtual, pero la eficiencia computacional está restringida para evaluar la combinación de estas fuentes de energía con generaciones sincrónicas convencionales, por lo cual, se presenta el método de integración proyectiva para analizar y simular de forma eficiente la estabilidad transitoria para sistemas con mucha generación distribuida integrada en las redes de distribución.

Donde los resultados, fueron validados con la simulación de máquinas sincrónicas virtuales por medio de los programas Matlab – Simulink y DigSilent. (Wang et al., 2018)

La reconfiguración de las redes de distribución no sólo se ha contemplado para el análisis de estabilidad transitoria por la integración de generación distribuida. También, se ha evaluado para estudios de calidad asociadas a la magnitud de la tensión por el efecto de las nuevas fuentes de generación. Por lo que se propuso como método el algoritmo de optimización metaheurístico basado en Pareto, para identificar las configuraciones óptimas de calidad para un sistema de distribución de análisis, que logra mejorar los perfiles de tensión y reducir las caídas de tensión del sistema. (Asrari et al., 2016)

Las fallas permanentes en las redes de distribución de energía eléctrica, corresponden a una condición operativa “normal” dentro de la dinámica de estos sistemas, en donde los operadores deben normalizar en el menor tiempo posible el servicio de energía, tanto por la necesidad de los clientes como por el impacto económico que trae consigo la energía no suministrada. Por esta condición, se analizó el modelo de restauración condición N-1 en las redes de distribución, por medio de un algoritmo de optimización para maximizar la transferencia de carga, en donde se busca la interconexión de fuentes distribuidas para aumentar la capacidad de suministro de energía eléctrica. Para esto, se formuló el indicador de capacidad de transferencia de carga, que permite evaluar alternativas de simplificación y reconfiguración rápida de la red para aumentar la confiabilidad y restaurar la continuidad en el servicio de energía con mayor agilidad. (Liao et al., 2014)

Las redes de distribución con generaciones distribuidas presentan gran complejidad para el análisis transitorio, esto debido a sus extensos ramales, las cargas desbalanceadas y la gran cantidad de elementos de protección y seccionamiento que tienen estas redes. Ante ello, se propuso una nueva metodología de simplificación, en donde se representa un sistema de distribución de forma simplificada, se seleccionan diversas perturbaciones y sus respectivas ubicaciones de falla, de forma que los análisis de estabilidad sean más sencillos y con altos valores de precisión. Lo cual, se verificó con el estudio de una red de distribución real al validar la compatibilidad de los resultados encontrados con la metodología con respecto a los cálculos asociados al sistema real. (Madruga et al., 2018a)

Cuando se llega al tope de integración de generaciones distribuidas, se hace necesario actualizar los sistemas de distribución de energía eléctrica para poder dar paso a los nuevos agentes que ingresan solicitudes de conexión. Para lograrlo los OR deben

encontrar estrategias de planeación que les permita de forma rentable actualizar sus redes para admitir las nuevas fuentes de energía. Para esto, se probó la metodología basada en multiobjeto robusto de optimización, esto con la finalidad de ayudar a los OR en la toma de decisiones, en donde los resultados mostraron una relación entre el ingreso de las generaciones distribuidas y los costos de actualización de las redes de distribución. (Dominguez et al., 2022)

La alta penetración de generación distribuida en los sistemas de distribución puede generar problemas de sobretensión debido a la inyección de potencia activa en coincidencia con periodos de baja demanda. Bajo este escenario las variables eléctricas en consideración son aquellas asociadas a las impedancias de los conductores, y las potencias activa y reactiva. Debido a la característica heterogénea de los sistemas de distribución, son diversas las soluciones que se adaptan y reducen el impacto sobre la tensión y que permiten continuar con la integración de generación distribuida. Ante esto, las soluciones tienden a estar orientadas hacia las redes inteligentes y a la transformación de los esquemas de control y el surgimiento de nuevos dispositivos. (León et al., 2022)

Las redes de distribución de energía son comúnmente controladas a través de enfoques centralizados en busca de flujos de potencia óptimos. Sin embargo, con el despliegue de las generaciones distribuidas el marco centralizado ya no es apropiado. Por esto, se propone un nuevo sistema de control basado en la teoría de juegos, la cual se basa en incorporar factores económicos como restricciones físicas y aspectos de estabilidad de la red, que permitan regular de manera óptima el funcionamiento de la red de distribución y sus variables eléctricas, aumentando también la capacidad de generación de las nuevas fuentes de la red. (Scarabaggio et al., 2022)

La planificación de las redes de baja tensión se enfrenta a un reto con el aumento de las generaciones distribuidas, ya que en algunas zonas rurales la capacidad instalada de las fuentes supera la carga máxima admisible por las redes de media tensión. Debido a lo anterior, se plantea como estrategia de planeación a largo plazo el análisis geográfico de las vías por medio del tendido de redes de baja tensión para la conexión de clientes y generaciones, en donde los resultados de esta alternativa muestran que los costos de sostenimiento de la red aumentan cuando la generación es mayor que la carga y requiere caminos para su exportación. (Verheggen et al., 2016)

Las fuentes de energía y la dinámica de la carga son flexibles y pueden cambiar de forma considerable en muy poco tiempo. Esto se traduce en un aumento significativo de la incertidumbre de la red de distribución y en el riesgo de que las tensiones en los nodos de la red puedan superar los niveles admisibles por la regulación. Por esto, se propuso el algoritmo mejorado de enjambre de partículas, el cual está basado en el análisis de la sensibilidad entre la potencia reactiva y la tensión, para realizar ajustes a la potencia reactiva de las generaciones distribuidas y optimizar de esta forma la potencia activa y la tensión en los nodos del sistema. (Fu & Zhao, 2018)

Adicionalmente, para el sistema eléctrico de Colombia la Comisión de Regulación de Energía y Gas, estableció la normatividad por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional, esto por medio de la Resolución CREG 030 de 2018. Sin embargo, el ente regulador recibió múltiples solicitudes de concepto para aclarar temas de procedimientos de conexión, requisitos técnicos y de aplicación de reglas comerciales, por lo que la Comisión realizó dos estudios de consultoría, el primero en el año 2019 bajo el título “Estudio para el diseño de indicadores de seguimiento y evaluación de la integración de la autogeneración y generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional”, con el que se realizó la evaluación de trayectorias e indicadores de seguimiento para la incorporación de autogeneración y generación. Y el segundo en el año 2020, “Revisión de requisitos técnicos y procedimiento de conexión para generadores, cogeneradores y generadores hasta 5MW”, en el que se hizo la evaluación de procedimientos de conexión de generadores y autogeneradores, y la propuesta de ajustes respectivos que se encuentran en el marco de la Resolución CREG 174 de 2021. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2021b)

Para el caso puntual de este trabajo, se procede con la metodología de simulación dados los resultados satisfactorios que se indican en el estado del arte, y se integra el método de simplificación de redes establecido por Madruga en 2018, por las ventajas mostradas para el análisis de redes de distribución con generación distribuida por la reducción de la red y la disminución en los tiempos de simulación. También para los casos de estudio en donde se integran las generaciones distribuidas, se incorporan elementos cuya capacidad sea acorde con lo indicado por el regulador en la Resolución CREG 174 de 2021.

### 3. Sistema de Distribución de Análisis

El sistema de distribución de análisis corresponde a una red convencional de media tensión del operador de red, en donde sus redes trifásicas manejan tensiones nominales de 13.200 voltios, mientras que las redes monofásicas tienen una tensión de 7.620 voltios.

Este circuito cuenta con un total de 5.644 metros que se distribuyen en sus diferentes calibres, y que en su troncal principal tiene una longitud de aproximadamente 1875 metros, lo cual es un tramo corto para una red de distribución, por lo que se desprecian los efectos capacitivos y se consideran sólo los efectos resistivos de la red primaria. Adicionalmente, se maneja una altura constante para la red en todo su trayecto y no se tienen en cuenta las condiciones climatológicas externas, esto debido a que prácticamente no representa efecto en los resultados de simulación. (Mujal, 2002)

A continuación, se muestra la distribución espacial del circuito desde el módulo gráfico del operador de red para visualización de sus redes primarias.

**Figura 3-1:** Circuito de distribución de análisis.



Nombre de la fuente: Geomedia, red gráfica del operador de red EPM E.S.P.

### 3.1. Parámetros del circuito de distribución

#### 3.1.1. Conductores de la red de media tensión

Para el circuito de distribución de análisis, se realizó el levantamiento de cada tramo de red con sus respectivos calibres y longitudes, los cuales se visualizan en la Tabla A-1 del Anexo 1, y que sirven como referencia para configurar las líneas en el sistema de simulación.

Con respecto a los conductores que se tienen a lo largo de red de media tensión, es necesario conocer los parámetros físicos de éstos para la configuración en el aplicativo ATPDraw. Por esto, en la Tabla 3-1 se muestran las características físicas de los conductores, según información de proveedores de cables eléctricos.

**Tabla 3-1:** Parámetros de los conductores. (CENTELSA, n.d.) (Conalcables, n.d.)

Conductores	$\phi$ del cable (mm)	$\phi$ del aislamiento (mm)	Espesor de cubierta (mm)	R <sub>DC</sub> ( $\Omega$ /km)
350KCM aislado	15.68	26.2	2.03	0.1021
266,8KCM aislado	15	24.53	2.03	0.211
# 1/0 aislado	9.81	19.34	2.03	0.521
# 2 desnudo	7.78	17.31	N/A	0.829
# 4 desnudo	6.36	N/A	N/A	1.32

Para la disposición física de los tramos de conductor que se indican en la Tabla A-1 del Anexo 1, se tuvieron en cuenta las distribuciones establecidas en las normas de construcción del operador de red, tanto para redes aéreas como para subterráneas. Las cuales se pueden encontrar en la página web del OR local EPM E.S.P. (EPM E.S.P., n.d.)

Para los cables aéreos se trabaja con una altura de 10 metros sobre el nivel del piso y una distribución geométrica cuyas métricas corresponden a las indicadas en la norma RA2-343 para redes trifásicas “Disposición en terminal con cruceta cruzada en cable cubierto red compacta”. Mientras que para redes monofásicas se consideró la norma RA3-007 “Suspensión 2 fases con neutro superior en disposición vertical”.

Para los cables subterráneos, las disposiciones y medidas geométricas utilizadas son las especificadas en la norma de redes subterráneas RS-001 “Canalización de redes de energía en 13.2kV”.

### 3.1.2. Transformadores de distribución

Para el sistema de distribución de análisis se consideran transformadores reductores de tensión. En donde las cargas monofásicas se conectan de transformadores monofásicos con tensión nominal 7620/240-120 V (configuración fase partida en el devanado de baja tensión). Mientras que las cargas trifásicas se conectan de transformadores trifásicos con tensión nominal 13200/208-120 V (tensiones de línea y de fase en baja tensión) con grupo de conexión delta estrella (DY1).

El circuito de análisis cuenta con 83 transformadores de distribución, de los cuales 28 son monofásicos y 55 trifásicos, cuyas características de marcación (numeración del OR), capacidad (potencia nominal aparente) y consumo de energía por mes, son indicados en la Tabla A-2 del Anexo 1.

Puesto que, para el modelo de simulación no se consideran transformadores ideales (sin pérdidas), es necesario conocer los parámetros asociados a las pruebas de vacío y de cortocircuito de los transformadores de distribución, en donde la Tabla 3-2 muestra los datos necesarios para la respectiva configuración de estos equipos en ATPDraw.

**Tabla 3-2.** Transformadores de distribución del circuito de estudio (SUNTEC, n.d.) (ICONTEC, 1995a) (ICONTEC, 1995b).

Capacidad (kVA)	Cantidad de trafos	Fases	ZMAX (%)	Io (%)	Ucc (%)	Po (W)	Pc (W)
5	3	1	3	2.5	3	30	90
15	1	1	3	2.5	3	70	195
25	7	1	3	2	3	100	290
37.5	6	1	3	2	3	135	405
50	7	1	3	1.9	3	160	510
75	4	1	3	1.7	3	210	710
45	5	3	3	3.5	3	180	710
75	11	3	3.5	3	3.5	265	1090
112.5	8	3	3.5	2.6	3.5	365	1540
150	12	3	4	2.4	4	450	1960
225	7	3	4	2.1	4	615	2890
300	6	3	4.5	2	4.5	765	3575
400	5	3	4.5	1.9	4.5	930	4730
630	1	3	5	1.6	5	1285	7140

### 3.1.3. Cargas del sistema de distribución

Puesto que la mayoría de usuarios de las redes de distribución corresponden a clientes del mercado regulado de energía (demanda de carga menor a 0.1MW o consumos de energía menores a 55MWh) (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1998), no se cuenta con medidas horarias asociadas a la carga instantánea de cada cliente (debido a que los sistemas de medición no son gestionados de forma remota, y requieren lectura manual mensualizada). Pero en su lugar, para este tipo de clientes se tiene el consumo de energía de cada mes, con el que se realiza la facturación correspondiente del servicio de energía.

Adicionalmente, desde el sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) del operador de red, es posible obtener los registros de carga horaria para un día ordinario del circuito de distribución (visto desde la fuente). En donde la Tabla 3-3 y la Figura 3-2 muestran dicho comportamiento.

**Tabla 3-3:** Corrientes horarias mínimas y máximas del circuito de análisis. (EPM E.S.P., 2020b)

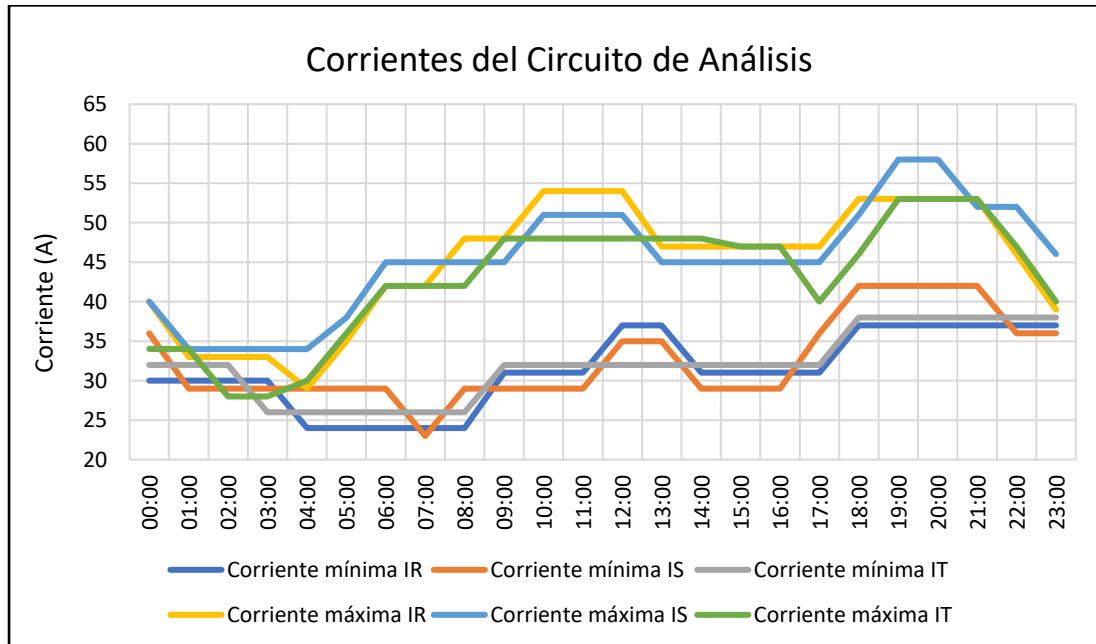
Hora	Corriente mínima (A)			Corriente máxima (A)			Hora	Corriente mínima (A)			Corriente máxima (A)		
	IR	IS	IT	IR	IS	IT		IR	IS	IT	IR	IS	IT
00:00	30	36	32	40	40	34	12:00	37	35	32	54	51	48
01:00	30	29	32	33	34	34	13:00	37	35	32	47	45	48
02:00	30	29	32	33	34	28	14:00	31	29	32	47	45	48
03:00	30	29	26	33	34	28	15:00	31	29	32	47	45	47
04:00	24	29	26	29	34	30	16:00	31	29	32	47	45	47
05:00	24	29	26	35	38	36	17:00	31	36	32	47	45	40
06:00	24	29	26	42	45	42	18:00	37	42	38	53	51	46
07:00	24	23	26	42	45	42	19:00	37	42	38	53	58	53
08:00	24	29	26	48	45	42	20:00	37	42	38	53	58	53
09:00	31	29	32	48	45	48	21:00	37	42	38	53	52	53
10:00	31	29	32	54	51	48	22:00	37	36	38	46	52	47
11:00	31	29	32	54	51	48	23:00	37	36	38	39	46	40

La tabla anterior muestra que para las horas diurnas la demanda pico se presenta en el mediodía (aproximadamente 51 Amperios), en donde este valor de corriente junto a los consumos de los clientes por cada transformador (Tabla A-2 del Anexo 1) son las



referencias que permiten calcular la carga promedio de los transformadores de distribución, y que son los parámetros que se tienen para el modelo de carga de las simulaciones.

**Figura 3-2:** Dinámica de la carga del circuito de distribución.



Nombre de la fuente: Elaboración propia con base a la Tabla 3-3.

A continuación, se muestran los cálculos que se realizaron para obtener los valores de las cargas de cada transformador y que se expresan en términos de potencias (para ser ingresadas en el modelo de ATP), en donde el detalle de los resultados se encuentra en las Tablas A-2 y A-3 del Anexo 1.

Para encontrar la corriente en media tensión de cada transformador, se procede de la siguiente forma:

Para cargas monofásicas:

$$Corriente\ MT\ (A) = \frac{Consumo\ (kWh.mes) \times 1.000 \left(\frac{W}{kW}\right)}{7.620V \times 720h.mes} \quad (3.1)$$

Para cargas trifásicas:

$$Corriente\ MT\ (A) = \frac{Consumo\ (kWh.mes) \times 1.000 \left(\frac{W}{kW}\right)}{\sqrt{3} \times 13.200V \times 720h.mes} \quad (3.2)$$

Tras calcular la corriente media de cada transformador de distribución partiendo del consumo de los clientes al mes, se procede a establecer el aporte de carga de cada transformador con respecto al total de la demanda, es decir:

$$Carga (\%) = \frac{Corriente\ MT\ (cada\ transformador)}{\sum Corriente\ MT\ (total\ transformadores)} \times 100 (\%) \quad (3.3)$$

Al tener el aporte porcentual de cada uno de los transformadores del circuito, se procede a recalculer la corriente con la que se realizan las simulaciones del sistema, partiendo de la corriente pico diurna:

$$Corriente\ simulación\ (A) = 51\ (A) \times Carga\ (\%) \text{ para cada transformador} \quad (3.4)$$

Finalmente, se calculan las potencias de las cargas de cada transformador, que son la base para configurar las cargas del modelo de simulación del circuito.

$$S_{1\phi}(VA) = Corriente\ simulación\ (A) \times 7.620V \quad (3.5)$$

$$S_{3\phi}(VA) = Corriente\ simulación\ (A) \times \sqrt{3} \times 13.200V \quad (3.6)$$

$$P\ (W) = S(VA) \times \text{factor de potencia} \quad (3.7)$$

$$Q\ (VAR) = \sqrt{S\ (VA)^2 - P\ (W)^2} \quad (3.8)$$

Debido a que en la actualidad el operador de red no penaliza en el mercado regulado el aporte de potencia reactiva al sistema, y a que los sistemas de medida de los clientes aún tienen poca integración de equipos de medida inteligente para dicho mercado (aún no rige la normativa asociada a los sistemas AMI), no se cuenta con los registros de potencias reactivas ni de factor de potencia para estas cargas.

Por lo antes expuesto, se supuso para todo el sistema de distribución un factor de potencia de 0.9 inductivo, y fue necesario recalculer las potencias de las cargas (acorde con las ecuaciones 3.7 y 3.8), ya que los consumos de los clientes sólo reflejan el consumo medio mensual de potencia activa (no se consideran factores de uso), mientras que las cargas horarias tomadas del sistema SCADA están asociadas a la potencia aparente instantánea del sistema.

## 3.2. Modelo de simulación

Para las simulaciones de los diferentes escenarios de operación del circuito de distribución de análisis, se utiliza el programa ATPDraw versión 7.0, el cual corresponde a un procesador gráfico para la versión ATP del programa de transitorios electromagnéticos, en donde los usuarios pueden construir de forma manual circuitos eléctricos basados en los elementos y parámetros de red, que sirven para que el ATPDraw genere archivos de entrada en el formato requerido para ser procesados en el motor de compilación del ATP para los resultados de simulación.

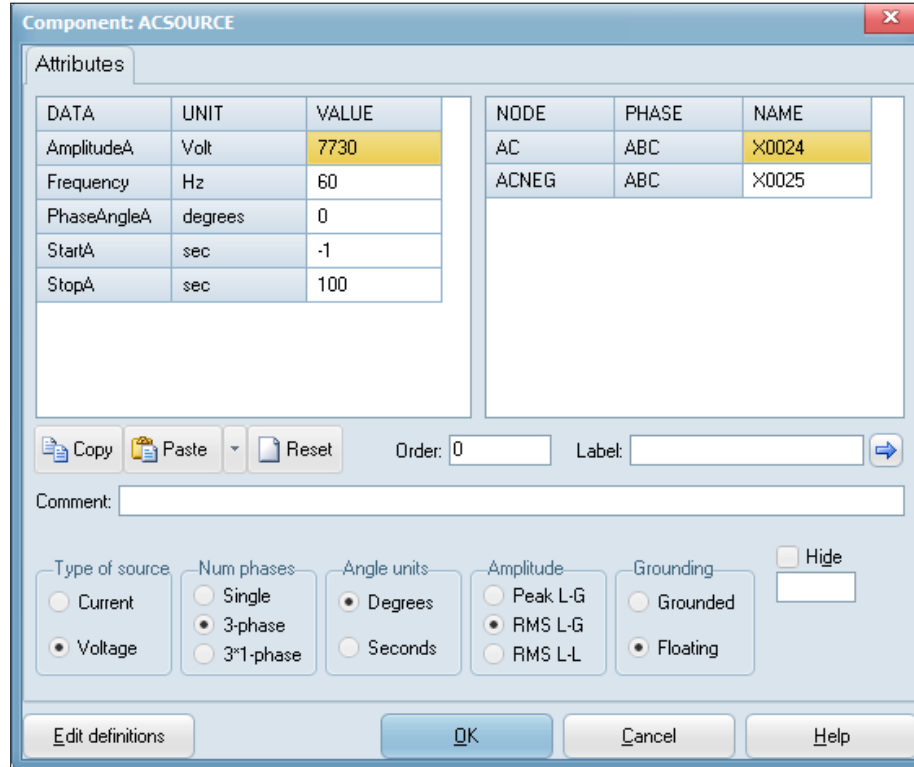
Investigaciones previas han confirmado que el programa computacional ATP es extremadamente efectivo para estudios electromagnéticos de sistemas de distribución que incluyen perturbaciones, además de que tiene grandes ventajas por la veracidad en los resultados de estudios que incluyen eventos que son perjudiciales para las redes eléctricas. (Lazzari et al., 2019)

Adicionalmente, también se tienen estudios de simulaciones que han validado los resultados de efectos transitorios y generaciones distribuidas en redes de distribución de energía eléctrica con diferentes herramientas computacionales, en donde se tienen resultados similares para diferentes programas de simulación como Matlab, DigSilent y ATP. (Bobadilla & Velandia, 2017)

### 3.2.1. Configuración de la fuente de alimentación del circuito

Para la parametrización inicial del circuito se cuenta con una fuente de tensión con una tensión de 7.730 voltios fase a tierra (tensión típica tomada del SCADA para el circuito de análisis), la cual se encuentra entre los rangos de tensión permitidos por la normatividad vigente (90% a 105% con respecto a la tensión nominal de 7.620 voltios). Además, esta fuente se encuentra configurada con la frecuencia de referencia del sistema a 60Hz.

Puesto que esta fuente hace referencia a la alimentación principal del circuito desde la barra de subestación, se asume una resistencia de  $1\Omega$  para recrear la resistencia de puesta a tierra de la subestación de energía, según se indica en la norma RA6-10 "Puesta a tierra de redes de distribución de energía". (EPM E.S.P., 2011)

**Figura 3-3:** Visualización de la parametrización de la fuente de tensión.

Nombre de la fuente: Elaboración propia, configuración de la fuente en ATPDraw.

Para considerar en el sistema los parámetros de cortocircuito y condiciones de falla que son utilizados por el OR para la localización de fallas, se procede a conectar en serie con la fuente de tensión las resistencias y reactancias de secuencia 0 y secuencia positiva, según los valores indicados por el operador de red.

En la Tabla 3-4, se muestra el detalle de los valores tomados del SCADA del OR, asociados con las corrientes de cortocircuito y las resistencias y reactancias antes indicadas.

**Tabla 3-4:** Parámetros de cortocircuito del circuito de análisis.

<b>Parámetros de cortocircuito de la fuente</b>	
I <sub>cc</sub> 1φ (A)	13.160
I <sub>cc</sub> 3φ (A)	13.430
X <sub>0</sub> (Ω)	0,6121
X <sub>1</sub> (Ω)	0,5693
R <sub>0</sub> (Ω)	0,0317
R <sub>1</sub> (Ω)	0,0862

Puesto que el operador de red suministró la información de las resistencias y reactancias de secuencia, no es necesario su cálculo. Sin embargo, es posible validar los valores de las reactancias con las ecuaciones que se muestran a continuación:

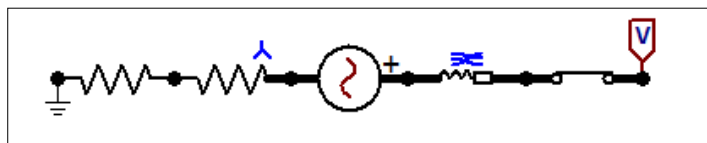
$$X1 (\Omega) = \frac{V_{linea\ linea}}{\sqrt{3} \times I_{CC\ 3\phi}} \quad (3.9)$$

$$X0 (\Omega) = \frac{\sqrt{3} \times V_{linea\ linea}}{I_{CC\ 1\phi}} - 2(X1) \quad (3.10)$$

Normalmente, para los ejercicios de análisis de fallas se descarta el componente resistivo por el bajo valor de las resistencias, pero para este caso se ingresan estos parámetros aprovechando que se dispone de la información.

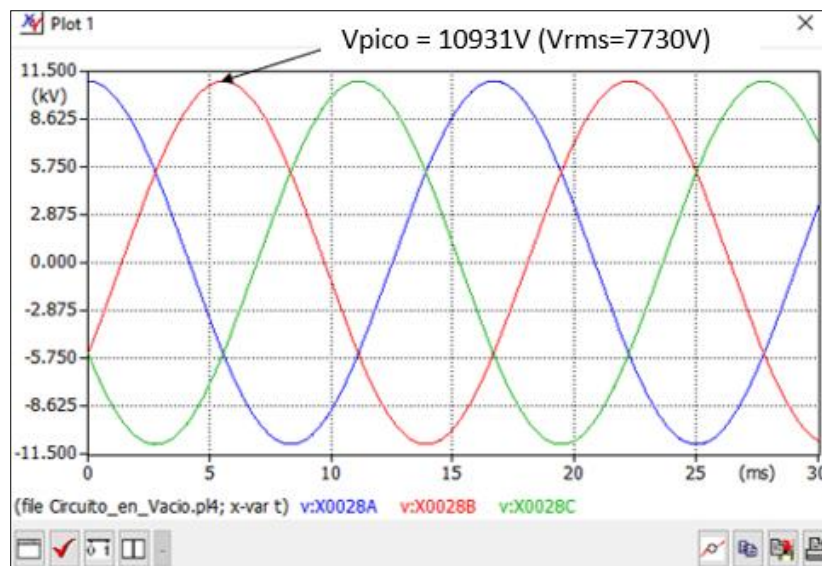
A continuación, se muestra en las Figuras 3-4 y 3-5 el diagrama de la fuente con los parámetros de falla y con su respectiva señal de onda de tensión.

**Figura 3-4:** Visualización gráfica de la fuente en el programa ATPDraw.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de la fuente en ATPDraw.

**Figura 3-5:** Señal de la onda de tensión de la fuente del circuito.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

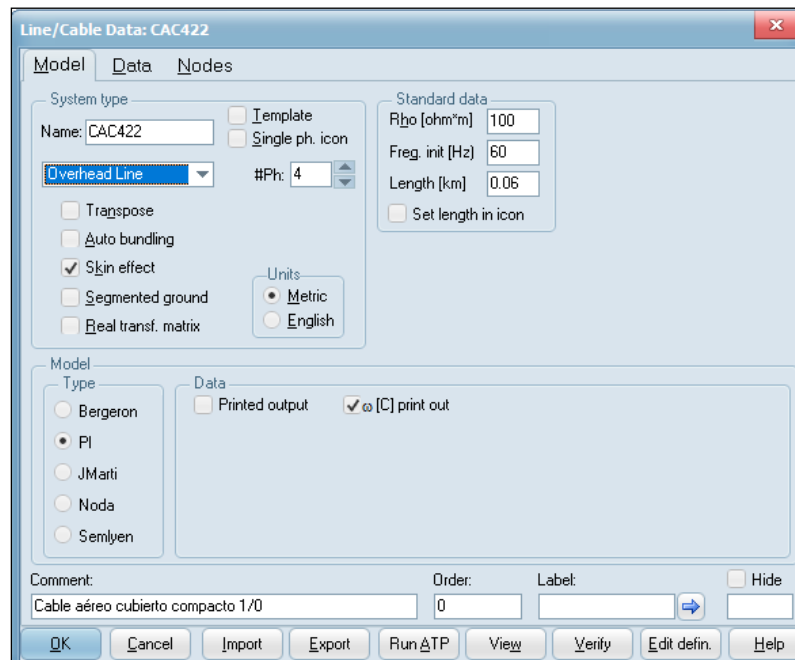
### 3.2.2. Configuración de las redes primarias del circuito.

Para la parametrización de los conductores del circuito, se utiliza el modelo que tiene predeterminado el programa ATPDraw (bloque "Line/Cable"), en donde se ingresan las especificaciones eléctricas de los conductores que se tienen en la Tabla 3-1, y las longitudes de los cables de la Tabla A-1 del Anexo 1.

Las Figuras 3-6 y 3-7 muestran la configuración de uno de los tramos de red del circuito de análisis, en donde adicional a los parámetros de los conductores, se debe indicar:

- Número de fases de la red. Se indican 4 debido a que en la configuración del sistema trifásico del OR se tienen 3 fases activas y un conductor de guarda.
- Modelo de la línea. Se escoge el modelo PI debido a las cortas longitudes de las redes de distribución, en donde sólo se contemplan los efectos resistivos.
- Frecuencia de la red, la cual corresponde a 60Hz y fue establecida en la fuente.
- La resistividad del conductor de la tubería ( $R_{h0}$ ). Se establece un valor genérico de  $100 \Omega m$  ya que este parámetro no generó cambios en las simulaciones de la red.

**Figura 3-6:** Visualización de la parametrización de un tramo de red de cable 1/0 aéreo cubierto compacto.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, configuración de tramo de red en ATPDraw.

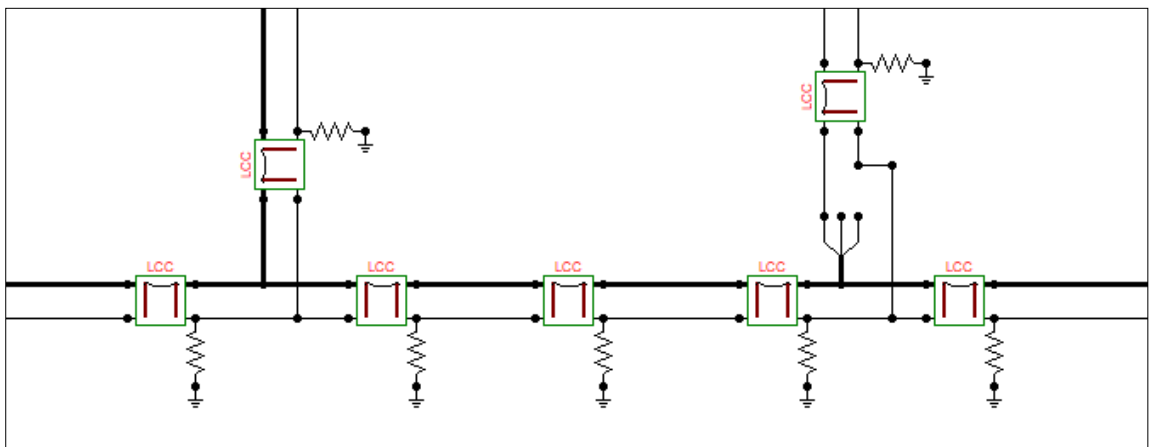
**Figura 3-7:** Visualización de los parámetros geométricos de un tramo de red de cable 1/0 aéreo cubierto compacto.

#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]
1	1	0.4905	0.967	0.521	0	10	10
2	2	0.4905	0.967	0.521	0.425	9.7	9.7
3	3	0.4905	0.967	0.521	0.65	10	10
4	4	0.4905	0.5	0.521	0.425	10.3	10.3

Nombre de la fuente: Elaboración propia, configuración de tramo de red en ATPDraw.

La Figura 3-8 muestra la diferencia entre redes trifásicas y monofásicas en ATPDraw, puesto que las redes polifásicas tienen un grosor mayor. Además, el cable de guarda se observa conectado a tierra en cada punto debido a que la red del OR es multiaterrizada. Cada bloque que se encuentra marcado como “LCC” hace referencia a los tramos de red del circuito y contiene las parametrizaciones descritas en las Figuras 3-6 y 3-7.

**Figura 3-8:** Visualización de tramos de red de un circuito en ATPDraw.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, visualización de tramos de red en ATPDraw.

### 3.2.3. Configuración de los transformadores de distribución.

Para la parametrización de los transformadores de distribución del circuito de estudio, se utiliza el modelo “BCTTRAN” del programa ATPDraw, en donde se ingresan las especificaciones eléctricas de tensión, de potencia y los valores asociados a las pruebas de cortocircuito y vacío de los transformadores. Dicha información se muestra en la Tabla 3-2 y en la Tabla A-2 del Anexo 1.

Las Figuras 3-9 y 3-10 muestran la configuración de uno de los transformadores de distribución del circuito de análisis, en donde adicional a la información antes descrita, se debe indicar:

- Número de fases, 1 o 3 (transformador es monofásico o trifásico).
- Número de devanados, para los transformadores de distribución se consideran 2.
- Frecuencia de prueba, se toma la frecuencia nominal de 60Hz (especificada en las pruebas de cortocircuito y de vacío).
- Conexiones, no aplica para los transformadores monofásicos, y para los transformadores trifásicos se supuso una conexión Delta – Estrella DY1.

**Figura 3-9:** Visualización de la parametrización de un transformador de distribución de 15kVA monofásico (prueba de vacío)

The screenshot shows the BCTTRAN configuration window. The 'Structure' section includes: Name (59576), Number of phases (1), Number of windings (2), Test frequency (60 Hz), and an unchecked 'AR Output' checkbox. The 'Ratings' section includes: Primary Voltage (7.62 kV), Secondary Voltage (0.24 kV), Primary Power (0.015 MVA), Secondary Power (0.015 MVA), and unchecked 'Ext. neutral connections'. The 'Factory tests' section is set to 'Open circuit' with 'Performed at' and 'Connect at' both set to 'Sec'. A table for 'positive sequence' data is shown below:

Volt (%)	Curr (%)	Loss (kW)
100	1.2	0.07

Below the table, 'Positive core magnetization' options are: Linear internal (selected), External Lm, and External Lm || Rm. 'View/Copy' options are: Rm, Lm-rms (selected), and Lm-flux. The 'Comment' field contains 'Transformador monofasico de 15kVA'. The 'Order' field is 0. The 'Label' field is empty. The 'Hide' checkbox is unchecked. The bottom of the window has buttons for OK, Cancel, Import, Export, Run ATP, View +, Copy +, Edit defn., and Help.

Nombre de la fuente: Elaboración propia, configuración de transformadores en ATPDraw.



**Figura 3-10:** Visualización de la parametrización de un transformador de distribución de 15kVA monofásico (prueba de cortocircuito)

**Structure**

Name: 59576

Number of phases: 1

Number of windings: 2

Test frequency [Hz]: 60

AR Output

**Ratings**

	Primary	Secondary
Voltage [kV]	7.62	0.24
Power [MVA]	0.015	0.015
Connections		

Ext. neutral connections

**Factory tests**

Open circuit | Short circuit

**positive sequence**

	Imp. (%)	Pow. (MVA)	Loss (kW)
Prim-Se 3		0.015	0.585

Comment: Transformador monofásico de 15kVA

Order: 0

Label: [ ]

Buttons: OK, Cancel, Import, Export, Run ATP, View +, Copy +, Edit defin., Help

Nombre de la fuente: Elaboración propia, configuración de transformadores en ATPDraw.

Considerando los atributos necesarios para la parametrización de los transformadores y la importancia de estos elementos en el circuito de distribución, se procedió a validar el modelo de ATPDraw con respecto al modelo teórico de resistencias e inductancias, en donde se encontraron resultados muy similares.

Para los cálculos teóricos se tuvieron en cuentas las siguientes ecuaciones de las pruebas de vacío y de cortocircuito para transformadores (Guru & Hiziroglu, 2002).

Pruebas de vacío del transformador:

$$R_{vacio,BT} = \frac{V_{U,BT}^2}{P_0} \quad (3.11)$$

$$S_{vacio,BT} = V_{U,BT} \times I_{vacio} \quad (3.12)$$

$$Q_{vacio,BT} = \sqrt{S_{vacio,BT}^2 - P_0^2} \quad (3.13)$$

$$X_{vacio,BT} = \frac{V_{IL,BT}^2}{Q_{vacio,BT}} \quad (3.14)$$

Pruebas de cortocircuito del transformador:

$$R_{corto\ circuito,AT} = \frac{P_c}{I_{corto\ circuito}^2} \quad (3.15)$$

$$Z_{corto\ circuito,AT} = \frac{U_{cc}}{I_{corto\ circuito}} \quad (3.16)$$

$$X_{corto\ circuito,AT} = \sqrt{Z_{corto\ circuito,AT}^2 - R_{corto\ circuito,AT}^2} \quad (3.17)$$

La relación de transformación está dada por:

$$a = \frac{V_{IL,AT}}{V_{IL,BT}} \quad (3.18)$$

Puesto que no se tiene físicamente los transformadores para toma de medidas en laboratorio, se considera el criterio de diseño óptimo, por tanto:

$$R_{AT} = 0.5 R_{corto\ circuito,AT} \quad (3.19)$$

$$X_{AT} = 0.5 X_{corto\ circuito,AT} \quad (3.20)$$

La Figura 3-11 y la Tabla 3-5, muestran la similitud del modelo de ATPDraw con respecto al modelo teórico del transformador. Sin embargo, es importante tener presente que las diferencias se presentan debido a que no se cuenta con los valores exactos de corrientes y tensiones de las pruebas de vacío y cortocircuito, puesto que la normatividad lo que indica son los máximos porcentuales con respecto a los valores nominales que pueden ser aplicados en las pruebas.

**Figura 3-11:** Modelo en ATPDraw para un transformador monofásico de 15kVA.

```

C Transformador monofasico de 15kVA
$VINTAGE, 1,
1XX0031                823.20270605246
USE RL
$UNITS, 0.60E+02 , 0.
1X0001A                75.483719957965 350112.20539055
2XX0031                0.0 11026.072063222
                        .07487999502237 347.27784881305

```

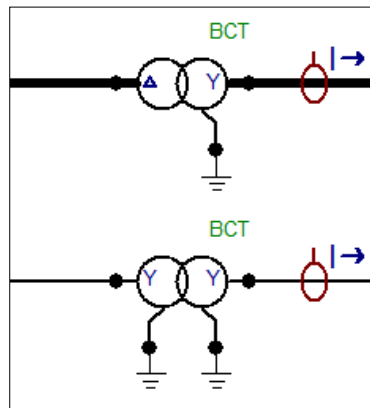
Nombre de la fuente: Elaboración propia, tomado de simulación de ATPDraw.

**Tabla 3-5:** Modelo teórico para un transformador monofásico de 15kVA.

Parámetro	Cantidad	Unidad
Capacidad (Potencia del transformador)	15.000	kVA
Tensión primaria (AT)	7.620	V
Tensión secundaria (BT)	240	V
Corriente nominal (AT)	1.97	A
Corriente nominal (BT)	62,50	A
Relación de Transformación	31,75	No aplica
Impedancia base	3.870,96	$\Omega$
% Impedancia (Cortocircuito)	2,40	%
Tensión de Vacío, 100% Vn (BT)	240	V
Corriente de Vacío, 1,2% In (BT)	0,75	A
Pérdidas de prueba de vacío	70	W
Tensión de Cortocircuito, 2,4% Vn (AT)	182,88	V
Corriente de Cortocircuito, 100% In (AT)	1,97	A
Pérdidas de prueba de Cortocircuito	195	W
R (vacío BT)	822,86	$\Omega$
X (vacío BT)	347,34	$\Omega$
X (vacío AT)	350.141,51	$\Omega$
X (cortocircuito AT)	78,09	$\Omega$
X (cortocircuito AT)	0,08	$\Omega$

La Figura 3-12 muestra la visualización gráfica de los transformadores en ATPDraw, en donde el grosor de la línea indica si el equipo es trifásico o monofásico. Además, se puede observar el grupo de conexión en el símbolo del elemento de red.

**Figura 3-12:** Visualización de transformadores de distribución en ATPDraw.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, visualización de transformadores en ATPDraw.

### 3.2.4. Configuración de las cargas del circuito.

Para la parametrización de las cargas en el programa computacional ATPDraw, se procede a utilizar el modelo "LOAD PQ", en donde las cargas tienen un comportamiento que depende de las potencias activas y reactivas nominales (calculadas en la Tabla A-3 del Anexo 1), y de la relación entre la tensión nominal en el punto de conexión con respecto a la tensión real calculada en las simulaciones. Esto, acorde con las siguientes ecuaciones:

$$P_{carga} = P_{nominal} \times \left( \frac{V_{nodo}}{V_{nominal}} \right)^2 \quad (3.21)$$

$$Q_{carga} = Q_{nominal} \times \left( \frac{V_{nodo}}{V_{nominal}} \right)^2 \quad (3.22)$$

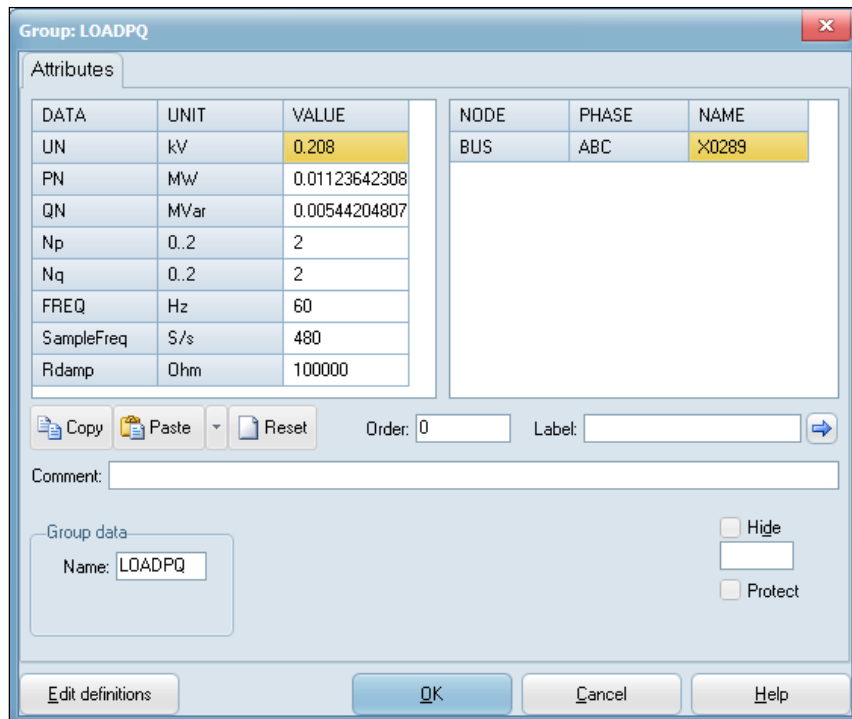
La Figura 3-13 muestra la configuración de la carga del transformador 27959 de 45kVA (como ejemplo), en donde adicional a la información recién mencionada, también se debe indicar:

- Exponente de potencia activa (Np), en donde el valor de 2 implica para el programa que se considera la impedancia constante para las simulaciones.
- Exponente de potencia reactiva (Nq), en donde el valor de 2 implica para el programa que se considera la impedancia constante para las simulaciones.
- Frecuencia, la cual corresponde a 60Hz y fue establecida en la fuente.
- Frecuencia para muestrear la señal en el dominio del tiempo, se considera de 480Hz, debido que las herramientas de ayuda de ATPDraw indican que este valor debe corresponder a 8 veces la frecuencia nominal para adecuadas simulaciones.
- El modelo también solicita una resistencia de amortiguación paralela, en donde el programa sólo permite resistencias de alta magnitud, pero estos no representan cambios en las corrientes de la carga simulada.

Como se observa en las Tablas A-3 y A-4 del Anexo 1, el transformador 27959 tiene una carga de aproximadamente 0,55 Amperios calculados para media tensión, lo cual equivale a 34,9 Amperios en las redes de baja tensión, este valor se visualiza en los resultados de la simulación por medio del compilador gráfico de ATPDraw en la Figura 3-14.

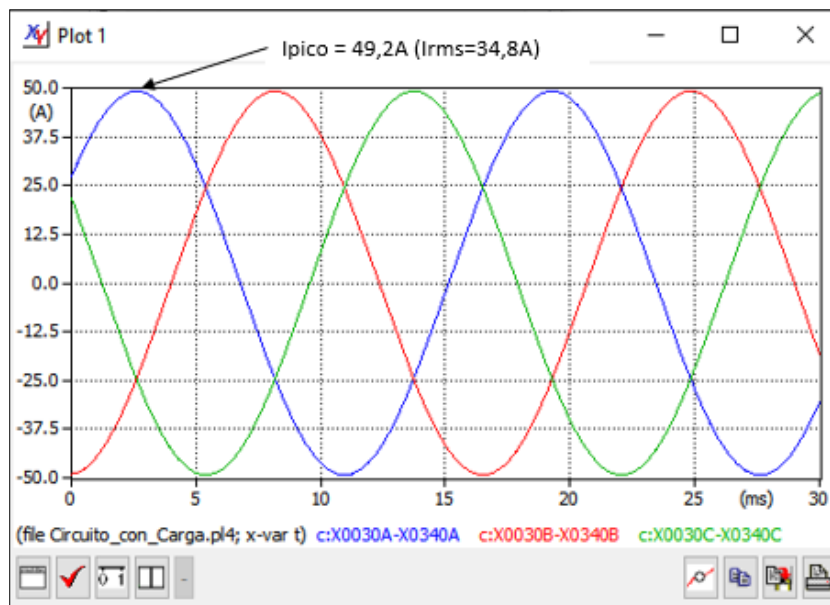
$$I_{Baja\ tensión} = \frac{V_{ll,Alta\ tensión}}{V_{ll,Baja\ tensión}} \times I_{Alta\ tensión} = \frac{13.200}{208} \times 0,55 = 34,9\ A \quad (3.23)$$

**Figura 3-13:** Visualización de la parametrización de cargas del módulo LOAD PQ.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, configuración de cargas en ATPDraw.

**Figura 3-14:** Corrientes por fase en baja tensión, para la carga del transformador 27959 de 45kVA.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

Adicionalmente, también se crearon cargas estáticas que no tienen dependencia de la tensión de simulación, las cuales corresponden a configuraciones de resistencias e inductancias, que fueron calculadas en la Tabla A-4 del Anexo 1, según las siguientes ecuaciones:

Para cargas monofásicas:

$$I_{BT,1\phi} (A) = \frac{S (VA)}{240 V} \quad (3.24)$$

$$R_{BT,1\phi} (\Omega) = \frac{P (W)}{I_{BT,1\phi}^2} \quad (3.25)$$

$$X_{BT,1\phi} (\Omega) = \frac{Q (VAR)}{I_{BT,1\phi}^2} \quad (3.26)$$

Para cargas trifásicas conectadas en estrella:

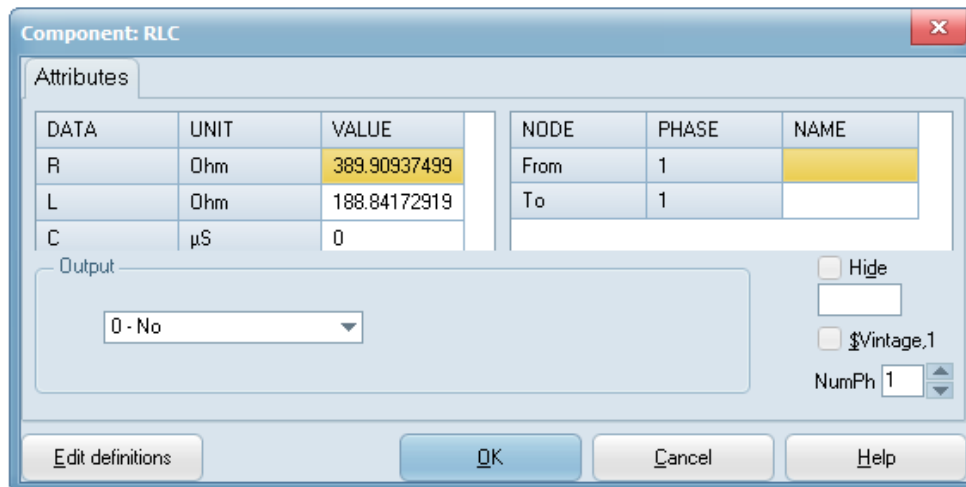
$$I_{BT,3\phi} (A) = \frac{S (VA)}{\sqrt{3} \times 208 V} \quad (3.27)$$

$$R_{BT,3\phi} (\Omega) = \frac{P (W)}{I_{BT,3\phi}^2} \quad (3.28)$$

$$X_{BT,3\phi} (\Omega) = \frac{Q (VAR)}{I_{BT,3\phi}^2} \quad (3.29)$$

En la Figura 3-15 se muestra la configuración de la carga del transformador 811299 (como ejemplo), con los parámetros estáticos resistivos e inductivos.

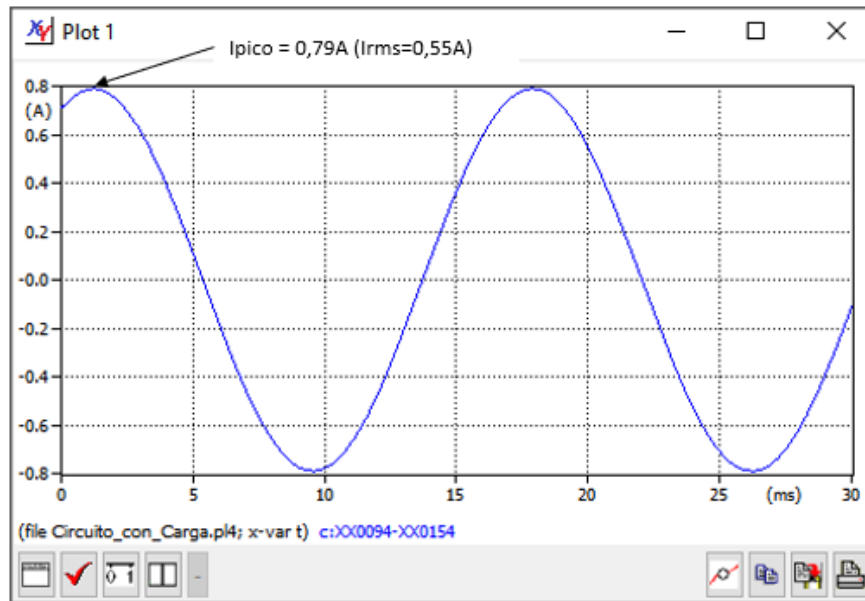
**Figura 3-15:** Visualización de la parametrización de cargas estáticas RL.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, configuración de cargas en ATPDraw.

Con la parametrización de la carga monofásica del transformador 811299, se espera que se tenga una corriente por el devanado de baja tensión de aproximadamente 0,55 Amperios, tal como se observa en la Tabla A-4 de Anexo 1, en donde la simulación en ATPDraw en la Figura 3-16 muestra resultados acordes con lo calculado.

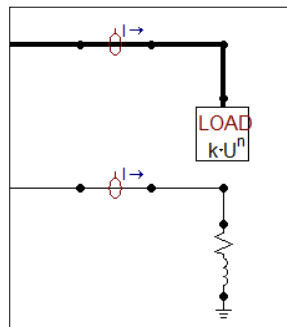
**Figura 3-16:** Corriente en baja tensión para la carga del transformador 811299 de 5kVA.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

Con respecto a la visualización de las cargas dinámicas (LOAD PQ) y estáticas (RL) en ATPDraw, estas se muestran a continuación en la Figura 3-17:

**Figura 3-17:** Visualización de las cargas de distribución en ATPDraw.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, visualización de cargas en ATPDraw.

## 4. Caso de Estudio

Por medio del programa computacional ATPDraw, se simula el comportamiento de un circuito de distribución del operador de red, construyendo cada elemento de la red eléctrica según los modelos y configuraciones que se especificaron en el desarrollo del capítulo anterior.

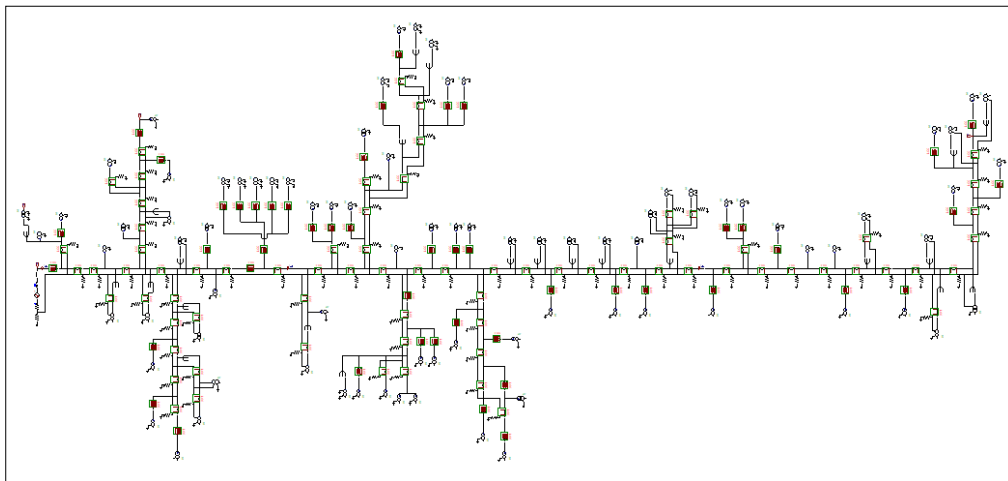
Con el aplicativo Plot XY se muestran los resultados gráficos de las simulaciones en ATPDraw, en donde a lo largo de este capítulo se recrean múltiples escenarios de operación, en los cuales se evidencia el comportamiento dinámico de la onda tensión para cada caso.

Para las gráficas que se muestran en el aplicativo Plot XY, se debe tener presente que para las redes trifásicas se observa la dinámica individual por fase. Por tanto, el color que se visualiza en los resultados hace referencia a cada fase, siendo la fase R de color azul, la fase S de color rojo y la fase T de color verde.

### 4.1. Circuito de distribución en estado estable.

#### 4.1.1. Circuito de distribución en vacío.

Figura 4-1: Circuito de distribución en vacío en ATPDraw.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, circuito en vacío en ATPDraw.



La Figura 4-1 muestra la base del circuito de distribución de análisis, para esta red sólo se incluyen los atributos de la fuente, los conductores de todo el circuito y la totalidad de los transformadores de distribución.

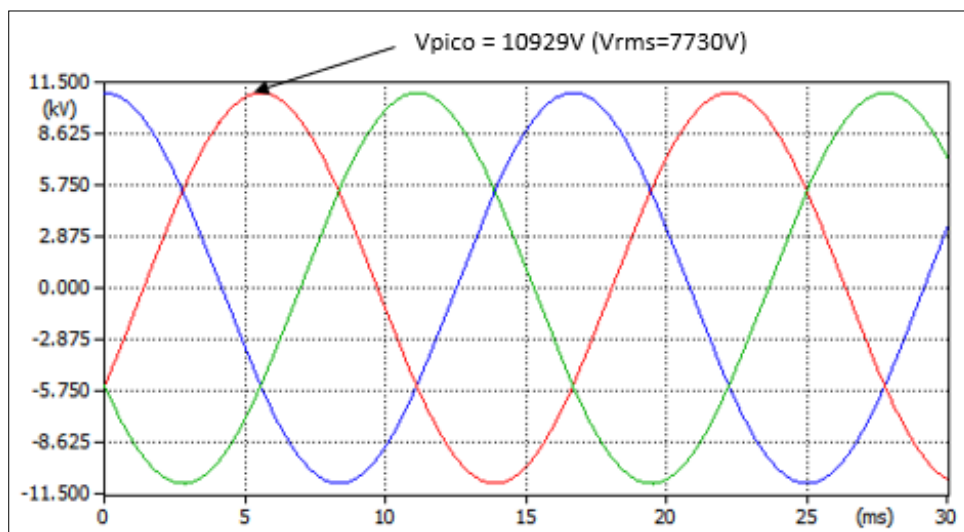
Lo anterior, implica que esta red sólo contempla como carga las pérdidas en vacío de los transformadores de distribución y el efecto resistivo de los conductores a lo largo de las redes eléctricas.

En la Figura 4-2 se observan las ondas de tensión en la salida del circuito con tensiones operativas de 7.730 voltios, en donde no se tienen distorsiones dada la condición en vacío de la red.

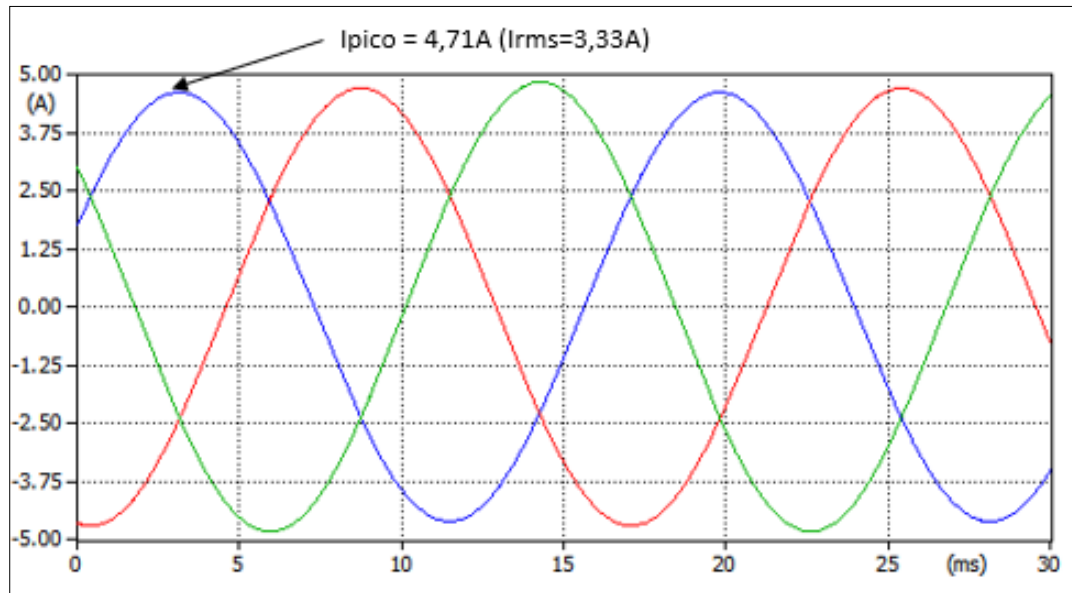
Con la Figura 4-3 se tienen las corrientes vistas desde la fuente, las cuales están alrededor de 3,3 amperios por fase, y no tienen operativamente impactos sobre la regulación de tensión, puesto que en la Figura 4-4 se tiene que para el punto más lejano de la red la caída de tensión es menor a 2 voltios por fase.

Esta condición operativa no es posible tenerla reflejada en campo (por la dinámica de las cargas), pero es interesante conocer el efecto de los conductores y de los equipos de transformación en vacío. Sin embargo, es importante mencionar que las pérdidas de los transformadores no son constantes y cambian con la carga, al igual que las pérdidas resistivas de los conductores que aumentan con la corriente.

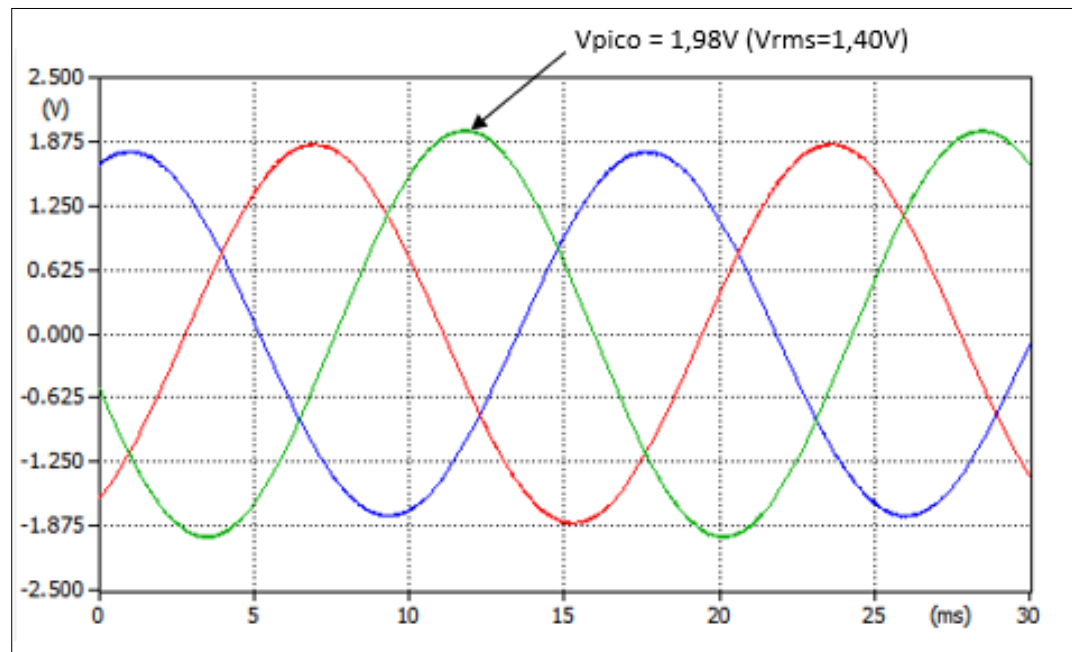
**Figura 4-2:** Señal de tensión en la salida de circuito (circuito en vacío).



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

**Figura 4-3:** Señal de corriente en la salida de circuito (circuito en vacío).

Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

**Figura 4-4:** Caída de tensión en el punto más lejano del circuito (circuito en vacío).

Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

### 4.1.2. Circuito de distribución con carga.

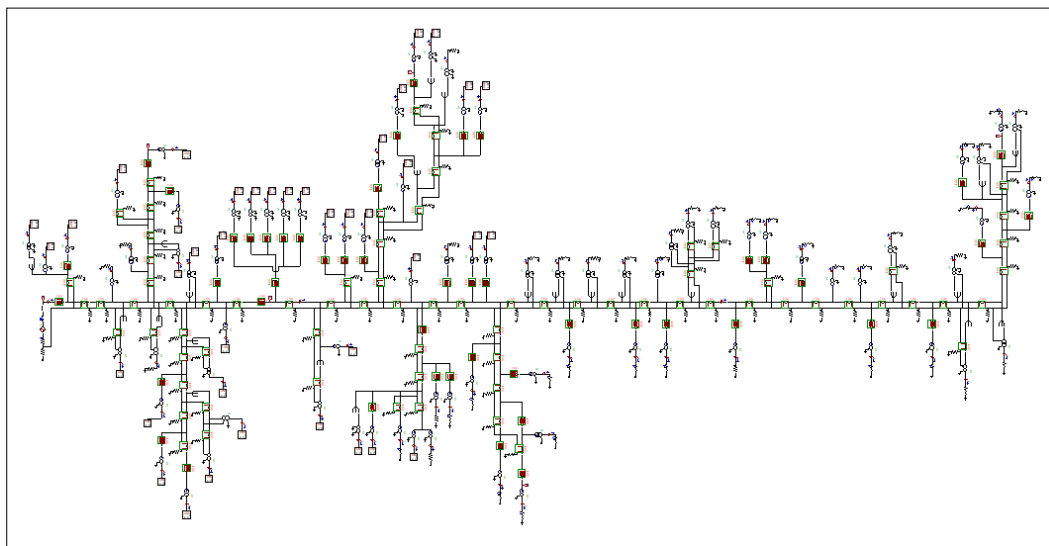
Para recrear el circuito de distribución de análisis con carga, se tuvo como referencia la red en vacío y se procedió a ubicar cada carga aguas abajo de los transformadores de distribución. Para esto, se consideraron los parámetros de cargas dinámicas y estáticas que se mostraron en el capítulo anterior.

Con respecto a las cargas dinámicas, el aplicativo ATPDraw presentó una limitante debido a que permitió ubicar un máximo de 40 bloques de este tipo, por lo que las 43 cargas restantes se configuraron como estáticas por medio de arreglos de resistencias e inductancias.

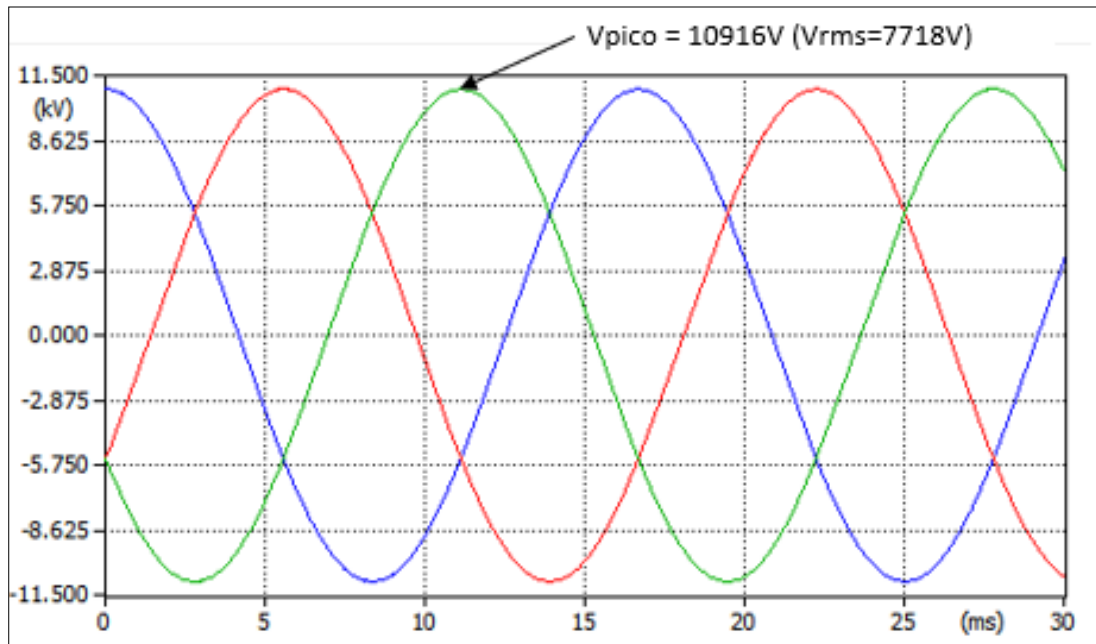
La Figura 4-5 muestra el detalle del esquema del circuito de distribución de análisis con carga, en donde el efecto de incorporar la totalidad de la carga en las redes aguas abajo de los transformadores de distribución, tuvo un impacto en la tensión de la fuente que pasó de 7.730 voltios a 7.718 voltios, una diferencia prácticamente imperceptible en la onda de tensión que se muestra en la Figura 4-6.

Con respecto a las corrientes del circuito de análisis, en la Figura 4-7 se muestra el comportamiento de cada fase, en donde las corrientes se mantienen entre 34 y 37 Amperios, acorde con lo que se especifica en la Figura 3-2 (Dinámica de la carga del circuito de distribución).

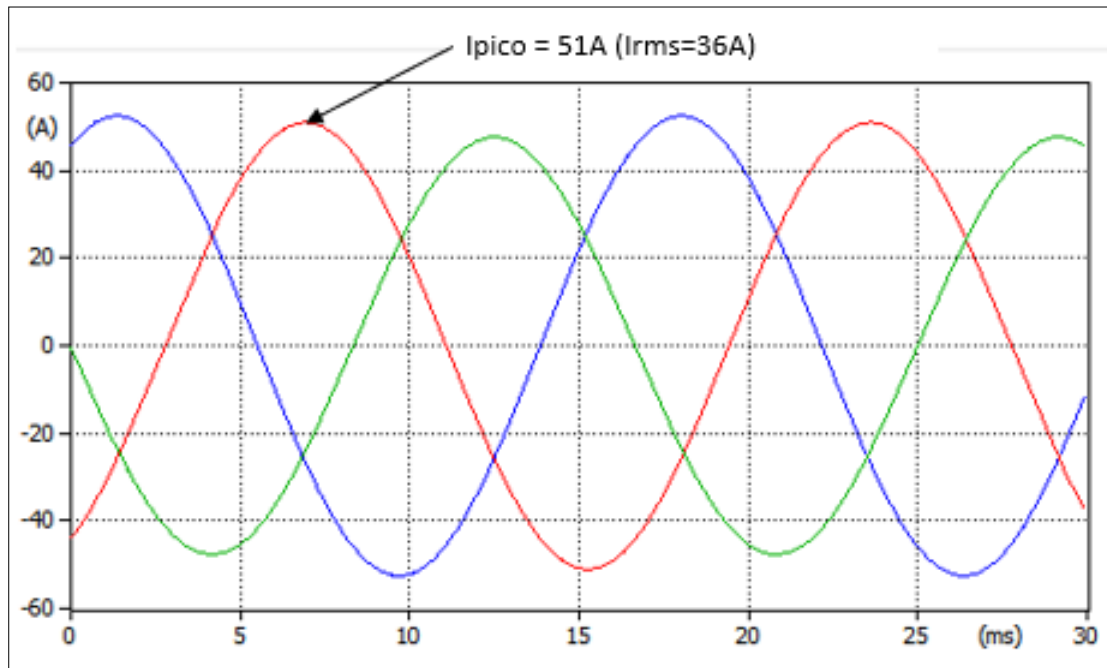
**Figura 4-5:** Circuito de distribución con carga en ATPDraw.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, circuito con carga en ATPDraw.

**Figura 4-6:** Señal de tensión en la salida de circuito (circuito con carga).

Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

**Figura 4-7:** Señal de corriente en la salida de circuito (circuito con carga).

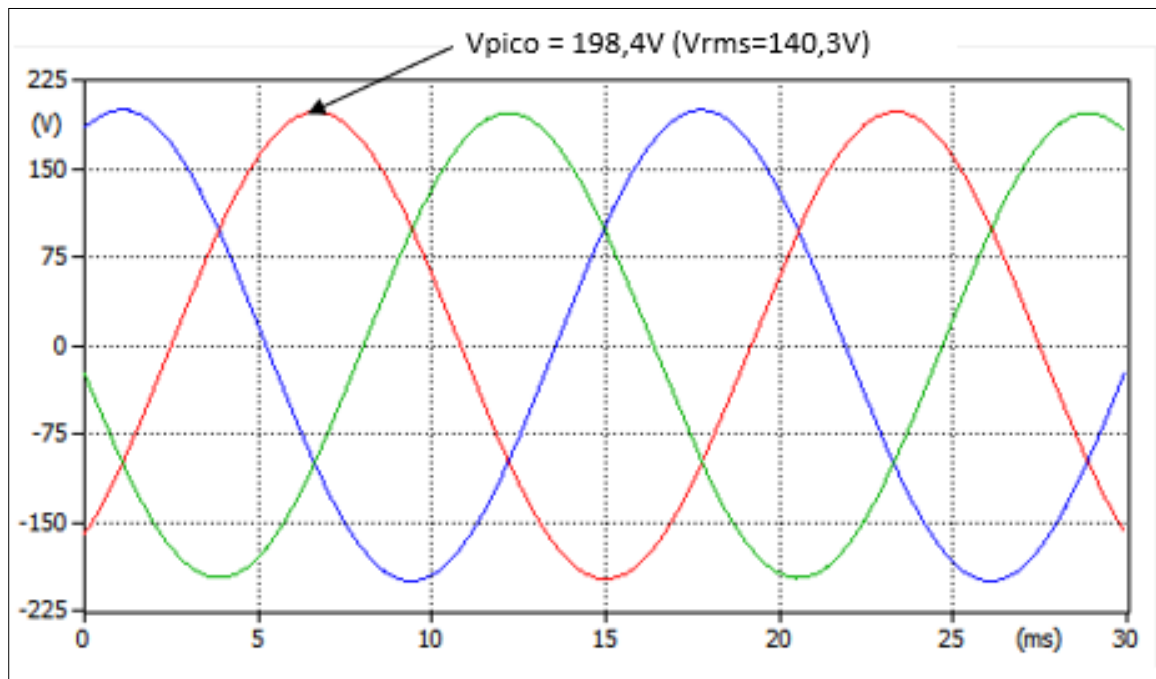
Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

Es importante mencionar que, en las corrientes del circuito de estudio, se observa en la Figura 4-7 una leve diferencia entre las amplitudes de cada fase, lo cual se debe a que el circuito no se encuentra totalmente balanceado por la incorporación de transformadores y cargas monofásicas a lo largo de todo el circuito.

Con respecto a la caída de tensión en el punto más lejano del circuito, se aprecia que la incorporación de las cargas y el aumento de las corrientes por los conductores de la red tienen un impacto directo con la regulación de tensión. Sin embargo, tal como se aprecia en la Figura 4-8, la caída en la tensión es de aproximadamente 140 voltios por fase, lo cual representa una reducción en la tensión por debajo del 2% con respecto a la tensión de la fuente del circuito (no tiene impacto para la calidad del servicio de energía).

Tras analizar el circuito de distribución de estudio con los parámetros suministrados por el operador de red, se tiene que los clientes perciben buenos perfiles de tensión debido a que las cargas y caídas de voltaje son bajas. Por tanto, este circuito es de gran utilidad para el OR puesto que permite atender condiciones de contingencia de circuitos adyacentes, por la capacidad que tiene para recibir carga (ajustes de sobrecorriente en el relé del interruptor de 400 Amperios).

**Figura 4-8:** Caída de tensión en el punto más lejano del circuito (circuito con carga).



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

### 4.1.3. Circuito de distribución simplificado.

Debido a la cantidad de ramales y cargas desequilibradas que se tienen en los circuitos de distribución de energía eléctrica, se pueden presentar dificultades en las simulaciones que pueden llevar a problemas de convergencia o a limitantes por los requerimientos computacionales.

Por lo anterior, se procede con la metodología de simplificación de ramales, de forma que el modelo de la red de distribución sólo tenga elementos representativos para el análisis. Esto por medio de los siguientes pasos (Madruaga et al., 2018b):

1. Identificar y mantener en el modelo el alimentador principal, las generaciones distribuidas, fusibles, reconectores y reguladores de tensión, ya que estos serán los que definan las áreas de reducción.
2. Divida las zonas en áreas pequeñas acorde con elementos que se identifican según el paso anterior.
3. Calcular la impedancia total de línea entre cada equipo (impedancia de la sección) y la impedancia total de cada ramal que se deriva del troncal principal.
4. En cada área que se reduce de deben conservar las siguientes características:
  - a. El ramal con menor impedancia acumulada es el punto más extremo y presenta un menor nivel de cortocircuito.
  - b. El ramal con mayor impedancia acumulada justo después del ramal del troncal del circuito es el que presenta mayor nivel de cortocircuito.
  - c. El ramal con mayor corriente nominal en la salida del troncal principal, tendrá el mayor tiempo de operación.
5. Se calcula la carga concentrada de cada tramo o ramal, en donde éstas se modelan como impedancias constantes. Estas impedancias por fase se calculan considerando la tensión obtenida con el flujo de potencia de todo el circuito en estado estable, manteniendo las caídas de tensión originales de la red.

Según los pasos recién descritos, para el circuito de análisis se mantiene la fuente del alimentador principal, los puntos en donde se integran las generaciones distribuidas, y los nodos en donde se toman los registros de la onda de tensión. Por tanto, se procede con la reducción de tramos asociados a fusibles que se derivan del troncal del circuito (Paso 1).

Con respecto a los ramales a reducir se tienen 11 tramos asociados a fusibles que se derivan directamente del troncal principal del circuito de distribución (Paso 2).

Para el circuito de distribución de análisis no se están validando las protecciones eléctricas del circuito, por lo que el paso (4) es una condición que los operadores de red y los diseñadores deben considerar en sus protecciones, pero para el alcance de este trabajo no es algo de relevancia. Por esto se pueden realizar reducciones de ramales más grandes.

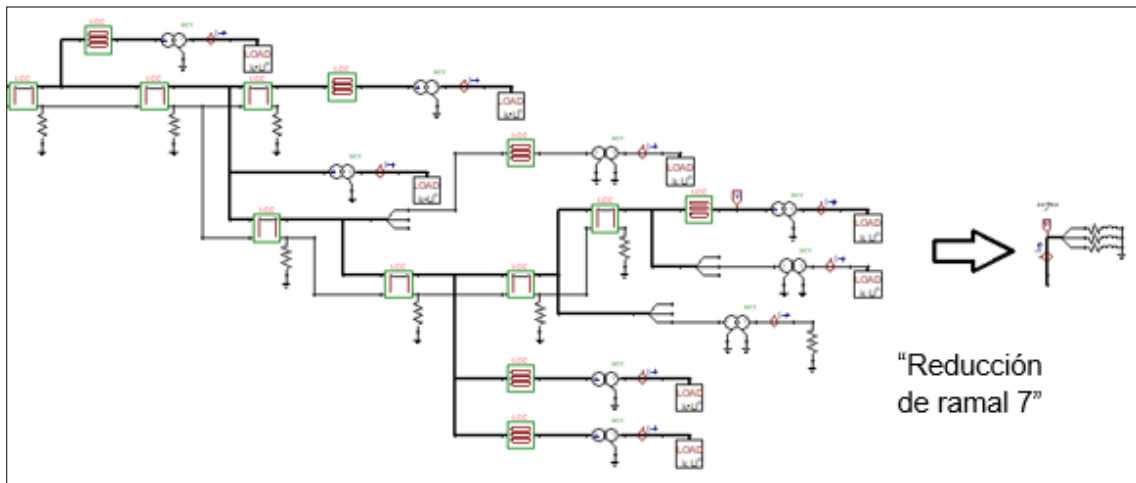
Puesto que el método de simplificación consiste en reducir el circuito por medio de impedancias, los pasos (3) y (5) se realizan a través de las simulaciones de flujo de carga en estado estable, en donde se extraen los valores de tensión y corriente en las derivaciones del troncal principal hacia los 11 tramos que se van a reducir, de los cuales se obtienen las impedancias con sus componentes resistivas e inductivas, tal como se observa en la Tabla 4-1.

**Tabla 4-1:** Resistencias e inductancias de los tramos reducidos del circuito.

Reducción	Rr ( $\Omega$ )	Rs ( $\Omega$ )	Rt ( $\Omega$ )	Xr ( $\Omega$ )	Xs ( $\Omega$ )	Xt ( $\Omega$ )
**1**	4,993.38	5,181.04	5,182.39	2,418.40	2,509.29	2,509.95
**2**	3,126.08	2,000.49	3,113.68	1,514.03	968.88	1,508.02
**3**	1,152.66	2,035.43	2,035.95	558.26	85.80	986.06
**4**	2,039.82	3,690.48	8,785.82	987.93	1,787.38	4,255.17
**5**	18,251.05	3,521.88	17,796.92	8,839.39	1,705.72	8,619.44
**6**	3,748.86	3,749.84	3,751.78	1,815.66	1,816.13	1,817.07
**7**	3,502.27	2,259.67	2,648.82	1,696.23	1,094.41	1,282.88
**8**	3,180.96	4,308.82	4,310.50	1,540.61	2,086.86	2,087.67
**9**	6,934.50	6,936.30	6,939.90	3,358.53	3,359.40	3,361.15
**10**	N/A	N/A	11,373.93	N/A	N/A	5,508.65
**11**	5,374.19	5,375.58	5,377.67	2,602.84	2,603.51	2,604.53

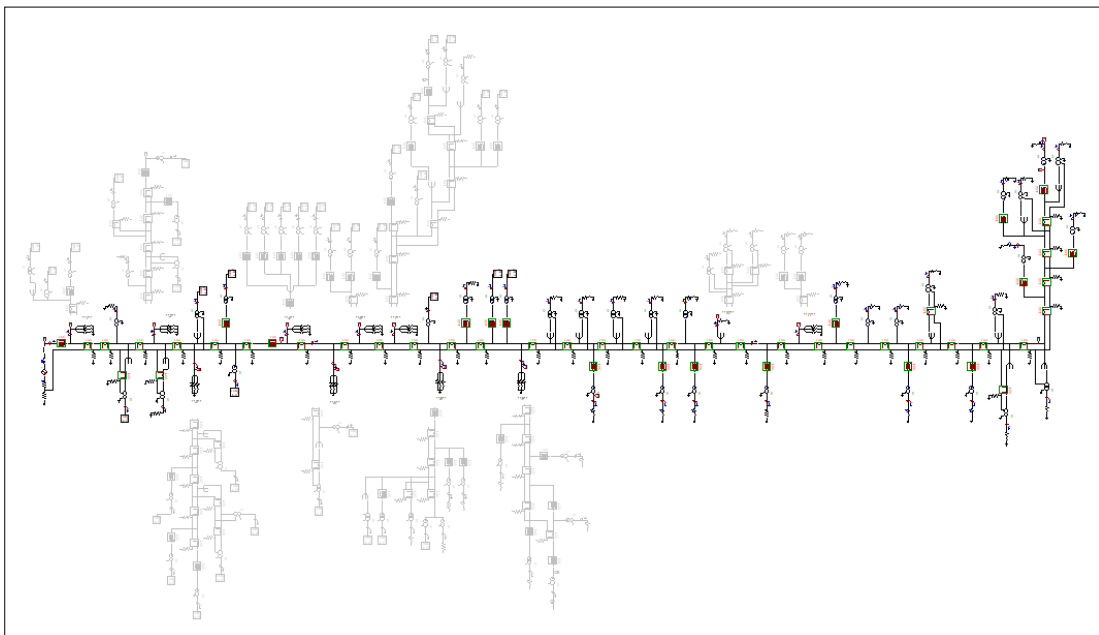
En las Tablas B-1 y B-2 del Anexo 2, se muestra el detalle de los valores tomados de las simulaciones en estado estable por medio de ATPDraw, y los cálculos complementarios que permiten obtener los valores que se muestran en la Tabla 4-1.

En la Figura 4-9 se observa la magnitud de la simplificación de ramales, en donde se pasó de un ramal de gran extensión y con diversas particularidades a un modelo trifásico de impedancias en conexión estrella conectada a tierra simplificado.

**Figura 4-9:** Reducción de un tramo de circuito que se deriva del troncal (ramal \*\*7\*\*).

Nombre de la fuente: Elaboración propia, reducción de tramo de red en ATPDraw.

Luego de simplificar los 11 ramales indicados en la Tabla 4-1, en la Figura 4-10 se visualiza en la red oscura el circuito de distribución resultante tras la reducción, mientras que las redes de color claro hacen referencia a los ramales que fueron simplificados con la metodología.

**Figura 4-10:** Circuito de distribución con carga en ATPDraw (modelo simplificado).

Nombre de la fuente: Elaboración propia, circuito con carga simplificado en ATPDraw.



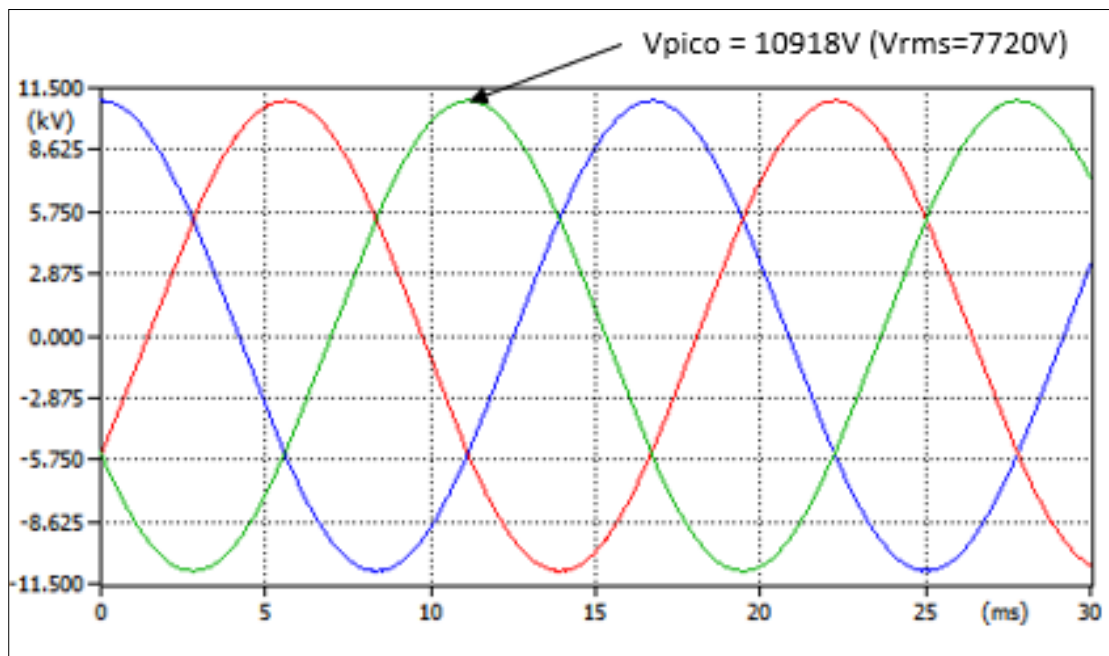
Tras revisar los resultados de la simulación en estado estable del circuito de distribución simplificado, se observa la equivalencia con respecto al circuito de distribución de análisis sin reducción de ramales.

Con respecto a la tensión en la fuente de alimentación, paso de tener una tensión de 7.718 a 7.720 voltios (ver Figura 4-11), lo cual es una diferencia despreciable y que se puede presentar debido a que en las simulaciones en ATPDraw no se ingresan todos los decimales que se tienen en los cálculos.

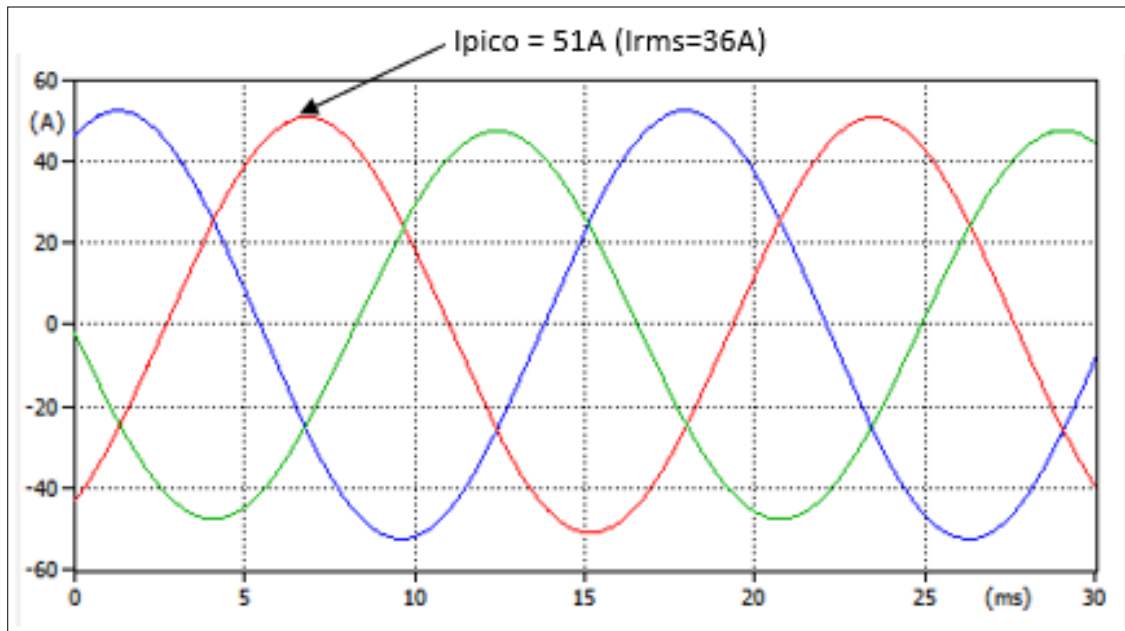
La Figura 4-12 muestra que las cargas por fase se encuentran entre 34 y 37 Amperios, lo cual coincide con los resultados de las corrientes del circuito en estado estable sin simplificación de redes. Por lo que el modelo simplificado de los ramales de fusibles efectivamente es equivalente a la simplificación por impedancia.

Puesto que la carga del circuito es equivalente para el circuito simplificado y los parámetros de los puntos de interés en el troncal del circuito no se cambiaron, la caída de tensión continúa en aproximadamente 140 voltios, tal como se observa en la Figura 4-13, manteniendo en el punto más lejano del circuito una caída de tensión cercana al 2%.

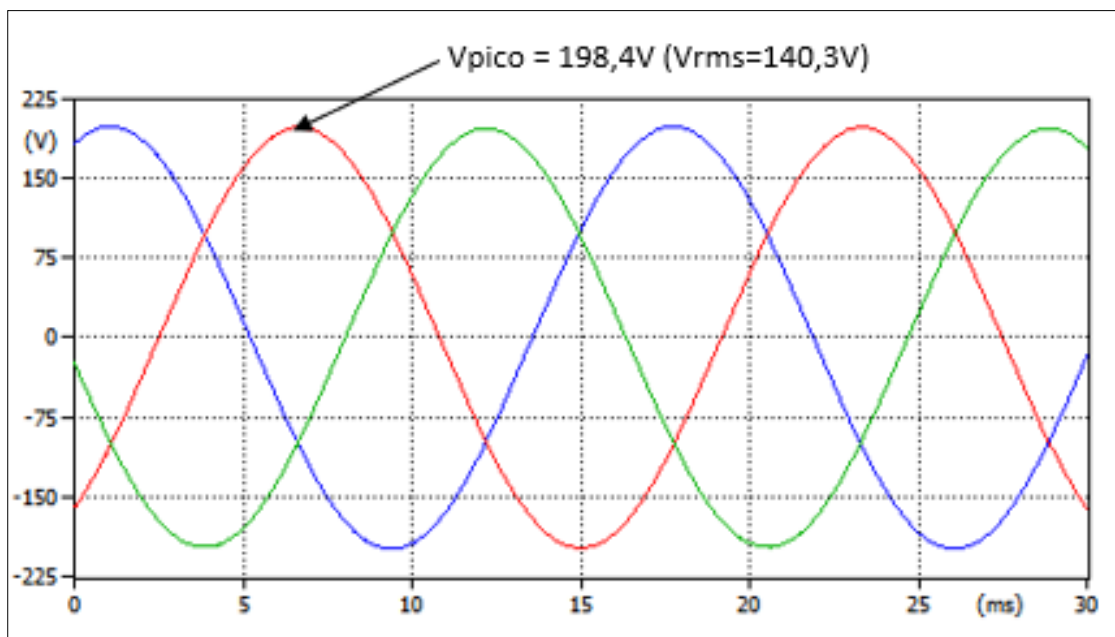
**Figura 4-11:** Señal de tensión en la salida de circuito (circuito con carga simplificado).



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

**Figura 4-12:** Señal de corriente en la salida de circuito (circuito con carga simplificado).

Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

**Figura 4-13:** Caída de tensión en el punto más lejano del circuito (circuito con carga simplificado).

Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

#### 4.1.4. Circuito de distribución con generación distribuida.

Para analizar el impacto de las generaciones distribuidas conectadas en el nivel de tensión 1 del circuito de distribución de análisis, se procede a ubicar 3 generaciones distribuidas a lo largo de la red (inicio, mitad y cola de circuito), en donde las capacidades de estas fuentes son las establecidas en la normatividad vigente.

Según lo descrito, se procede a mencionar los criterios establecidos en los artículos 6 y 7 de la resolución CREG 174 de 2021, con el fin de tener claridad de los estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1, y el sistema de información de disponibilidad de la red.

Artículo 6. Estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1. Con anterioridad a efectuar una solicitud de conexión de una generación distribuida en un SDL en el nivel de tensión 1, el solicitante deberá verificar en la página web del OR que la red a la cual desea conectarse tenga disponibilidad para ello y cumpla con los siguientes parámetros:

- A. La sumatoria de la potencia máxima declarada de todas las generaciones distribuidas (GD) y autogeneradores a pequeña escala (AGPE) que entregan energía a la red, en un mismo circuito de nivel de tensión 1, debe ser igual o menor al 50% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. La capacidad nominal de una red está determinada por la capacidad del transformador que la alimenta. Cuando la capacidad nominal esté en unidades de kVA o MVA, se asume un factor de potencia igual a 1.
- B. La cantidad total de energía en una hora que pueden entregar todos los generadores distribuidos y autogeneradores a pequeña escala a la red, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, cuyo sistema de producción de energía sea distinto al compuesto por un sistema fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, no debe superar el 50% del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria registradas para el año anterior al de la solicitud de conexión. La cantidad de energía que un GD o un AGPE puede entregar a la red en una hora se asume como el valor de la potencia máxima declarada durante el periodo de una hora.
- C. La cantidad total de energía en una hora que pueden entregar todos los GD y AGPE a la red, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, cuyo

sistema de producción de energía sea el compuesto por un sistema fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, no debe superar el 50% del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior a la solicitud de conexión en la franja horaria comprendida entre las 06:00 a.m. y 06:00 p.m. La cantidad de energía que un GD o un APGE puede entregar a la red en una hora se asume como el valor de potencia máxima declarada durante el periodo de una hora.

Parágrafo. Para el cumplimiento de lo dispuesto en los literales B) y C) de este artículo se debe utilizar la información real más actualizada posible. En caso de no contar con información, el OR deberá aceptar las conexiones que se le soliciten, y no podrá trasladar ninguna responsabilidad ante contingencias presentadas por este hecho.

Artículo 7. Sistema de información de disponibilidad de red. Los OR deben disponer de información suficiente para que un potencial AGPE o GD pueda conocer el estado de la red según las características requeridas en el artículo 6. Cada OR deberá disponer en su página web un enlace denominado “Usuarios Autogeneradores y Generadores Distribuidos – Resolución CREG 174 de 2021” en la portada principal de la página web del OR, en un lugar visible y de fácil acceso. Este enlace deberá direccionar a un sitio web que deberá contar con un sistema de información georreferenciado de fácil acceso, que permita a un potencial AGPE o GD observar el estado de la red y las características técnicas básicas del punto de conexión deseado, sin generar ningún tipo de cobro para los interesados, y sin que el usuario interesado requiera de software específico que le genere algún cobro por su utilización o licenciamiento. En el caso en el que un OR ofrezca servicios de instalación de equipos de generación para ejercer la actividad de autogeneración, debe quedar claro y visible en el sitio web que dicho servicio también puede ser ofrecido por un tercero diferente al OR o agente comercializador. Para el acceso a dicho sistema en el sitio web y para la consulta de la información (mapa de la red e información de todos los puntos de conexión), el OR solo podrá solicitar al usuario interesado una autenticación que corresponda a un correo electrónico y contraseña. El OR no deberá solicitar información como el número de cliente, código de circuito o transformador al que pertenece el usuario, para acceder a la consulta de la información o acceso al sistema. La consulta de información no implica el inicio de trámite de la solicitud de conexión. El sistema de información georreferenciado deberá proporcionar una opción para que el usuario realice una búsqueda de una ubicación específica de forma ágil, para lo cual deberá contar con

una herramienta de búsqueda con base en la información de la cuenta, código de circuito o transformador al cual pertenece el usuario. El sistema deberá contener la información de todos los transformadores instalados en la red del OR respectivo. El sistema de información del OR debe mantener una velocidad de acceso a la información suficiente que garantice una consulta oportuna y completa para los usuarios interesados. Dicho sistema en el sitio web deberá tener, como mínimo, la siguiente información:

- A. Cartillas de fácil entendimiento, con los principales aspectos regulatorios aplicables a la autogeneración y generación distribuida, el detalle de los procedimientos de conexión para que los potenciales AGPE y GD puedan consultar de manera rápida las condiciones de acceso a la red.
- B. Formato de actualización de información definido por el OR para aquellos AGPE o GD existentes, que conforme a lo establecido en el artículo 5 de la resolución CREG 174 de 2021.
- C. Línea de atención al cliente y correo electrónico de contacto.
- D. Ubicación georreferenciada de los transformadores, de las subestaciones y de las redes de baja tensión, según lo descrito en la Resolución de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios 20102400008055 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya.
- E. Voltaje nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión del punto de conexión del usuario.
- F. Capacidad nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión al que pertenezca el punto de conexión del usuario, expresada en kW. Cuando la capacidad nominal esté en unidades de kVA o MVA, se asume un factor de potencia de 1.
- G. Valor de la sumatoria de la potencia máxima declarada de los GD y AGPE instalados en el mismo circuito o transformador, así como la clasificación de colores en función de la capacidad nominal del circuito o transformador respecto de la citada sumatoria, así:
  - 1. Color verde, cuando la relación sea inferior o igual al 30%, indicando su respectivo valor en kW.
  - 2. Color amarillo, cuando la relación se encuentre en el rango entre 30% y 40% incluido, indicando sus respectivos valores en kW.

3. Color naranja, cuando la relación se encuentre en el rango entre 40% y 50% incluido, indicando sus respectivos valores en KW.
4. Color rojo, cuando la relación sea superior al 50%, indicando su respectivo valor en kW.

De igual forma, se deberá poder observar el valor de la capacidad disponible para el AGPE o el GD que realice la búsqueda en el sistema, expresada en kW y con precisión de tres (3) cifras decimales.

H. Valor de la sumatoria de la cantidad de energía que pueden entregar los AGPE y GD conectados al mismo circuito o transformador, así como la clasificación en colores en función de la cantidad mínima de energía de energía horaria, acorde con lo establecido en los literales A) y B) del artículo 6 de esta resolución, así:

1. Color verde, cuando la relación sea inferior o igual al 30%, indicando su respectivo valor en kWh.
2. Color amarillo, cuando la relación se encuentre en el rango entre 30% y 40% incluido, indicando sus respectivos valores en kWh.
3. Color naranja, cuando la relación se encuentre en el rango entre 40% y 50% incluido, indicando sus respectivos valores en kWh.
4. Color rojo, cuando la relación sea superior al 50%, indicando su respectivo valor en kWh.

De igual forma, el potencial AGPE o el GD que realice la búsqueda, deberá poder observar el 50% del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de la solicitud de conexión o búsqueda en el sistema, en kWh, de acuerdo con los literales establecidos en los literales B) y C) del artículo 6 de esta resolución, y con una precisión de tres (3) cifras decimales. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2021c)

Luego de conocer las especificaciones de potencia para las GD, acorde con los artículos 6 y 7 de la resolución CREG 174 de 2021, se establecen 3 generaciones distribuidas ubicadas a lo largo del circuito de distribución de análisis, en donde las GD ubicadas al inicio y en la mitad de la red se consideran con la capacidad máxima de potencia, es decir al 50% con respecto a la capacidad nominal del transformador de distribución en la cual se encuentran integradas (ya que no se conocen los consumos promedios de energía y la normatividad indica que ante la ausencia de información, se tiene libertad para la conexión de la GD), mientras que para la GD que se encuentra en la cola del circuito, se supone una

capacidad cercana al 11% con respecto a la capacidad nominal del transformador fuente, es decir que se considera el máximo de energía a suministrar a la red.

En la Tabla 4-2, se muestran las capacidades de las generaciones distribuidas que se ubican en el circuito de análisis.

**Tabla 4-2:** Generaciones distribuidas que se ubican en el circuito de estudio.

Trafo	capacidad (kVA)	Ubicación	I nominal (A)	GD (max kW)	GD (propuesta kW)	I nominal GD (A)
843187	112.5	inicio	312.27	56.25	56.25	156.25
53654	400	mitad	1110.29	200	200	555.14
801504	150	cola	416.36	75	16.2	45

Adicionalmente, para las fuentes de generación distribuidas se tienen restricciones asociadas al aporte armónico, según se especifica en la norma internacional IEEE 1547 de 2018, en donde las Tablas 4-3 y 4-4, muestran los máximos niveles tolerables para armónicos de corriente.

**Tabla 4-3:** Máximos armónicos impares admisibles para una GD (IEEE, 2018).

Armónicos impares (orden h)	h<11	11<=h<17	17<=h<23	23<=h<35	35<=h<50
Porcentaje (%)	4	2	1.5	0.6	0.3

**Tabla 4-4:** Máximos armónicos pares admisibles para una GD (IEEE, 2018).

Armónicos pares (orden h)	h=2	h=4	h=6	8<=h<50
Porcentaje (%)	1	2	3	Rango de Tabla 4-3

La normativa internacional IEEE 1547 de 2018 también indica la máxima distorsión armónica de corriente (TRD), la cual corresponde a 5%, y está determinada por la siguiente ecuación:

$$TRD (\%) = \frac{\sqrt{I_{RMS}^2 - I_1^2}}{I_{GD(MAX)}} \quad (4.1)$$

Donde:

$I_{RMS}^2 = \sum_1^N I_n^2 \rightarrow$  Sumatoria de los cuadrados de cada armónico de corriente.

$I_1 \rightarrow$  Corriente fundamental (Frecuencia 60Hz).

$I_{GD(MAX)}$   $\rightarrow$  Corresponde a la máxima capacidad de corriente de la GD en el punto de conexión, para el caso de análisis es el 50% de la capacidad del transformador de distribución donde se encuentra conectada la GD.

Adicionalmente, en la normativa internacional se establece que las GD no pueden ocasionar en ninguna parte del área de conexión tensiones que excedan en 138% el voltaje nominal de fase a tierra. Lo cual es un parámetro de diseño que deben tener los agentes del mercado encargados de este tema.

Al considerar los parámetros establecidos por la normatividad, para las generaciones distribuidas del circuito de análisis, además de las capacidades mencionadas en la Tabla 4-2, para el modelo en ATPDraw se consideran fuentes de corriente que integren las componentes límites de armónicos que reflejan la distorsión por la integración de las GD.

Para cada generación distribuida el modelo integra la corriente nominal (frecuencia fundamental) e incluye el efecto de las componentes armónicas hasta el orden 20, obteniendo los siguientes resultados:

**Tabla 4-5:** Componentes de las fuentes de corriente de la generación distribuida ubicada al inicio del circuito de distribución en el transformador 843187.

<b>Armónico</b>	<b>H1</b>	<b>H2</b>	<b>H3</b>	<b>H4</b>	<b>H5</b>	<b>H6</b>	<b>H7</b>	<b>H8</b>	<b>H9</b>	<b>H10</b>
<b>Frecuencia</b>	60	120	180	240	300	360	420	480	540	600
<b>Porcentaje</b>	100%	1%	4%	2%	4%	3%	4%	2%	4%	2%
<b>Amplitud</b>	156.25	0.7813	3.125	1.5625	3.125	2.3438	3.125	1.5625	3.125	1.5625
<b>Armónico</b>	<b>H11</b>	<b>H12</b>	<b>H13</b>	<b>H14</b>	<b>H15</b>	<b>H16</b>	<b>H17</b>	<b>H18</b>	<b>H19</b>	<b>H20</b>
<b>Frecuencia</b>	660	720	780	840	900	960	1020	1080	1140	1200
<b>Porcentaje</b>	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
<b>Amplitud</b>	0.7813	0.7813	0.7813	0.7813	0.7813	0.7813	0.5859	0.5859	0.5859	0.5859

Con los parámetros que se indican en la Tabla 4-5, se calcula la respectiva TRD:

$$TRD (\%) = \frac{\sqrt{I_{RMS}^2 - I_1^2}}{I_{GD(MAX)}} = \frac{\sqrt{24.472 - 24.414}}{156,25} = 4,87\% \quad (4.2)$$



**Tabla 4-6:** Componentes de las fuentes de corriente de la generación distribuida ubicada en la mitad del circuito de distribución en el transformador 53654.

<b>Armónico</b>	<b>H1</b>	<b>H2</b>	<b>H3</b>	<b>H4</b>	<b>H5</b>	<b>H6</b>	<b>H7</b>	<b>H8</b>	<b>H9</b>	<b>H10</b>
<b>Frecuencia</b>	60	120	180	240	300	360	420	480	540	600
<b>Porcentaje</b>	100%	1%	4%	2%	4%	3%	4%	2%	4%	2%
<b>Amplitud</b>	555.55	2.7778	11.111	5.5555	11.111	8.3333	11.111	5.5555	11.111	5.5555
<b>Armónico</b>	<b>H11</b>	<b>H12</b>	<b>H13</b>	<b>H14</b>	<b>H15</b>	<b>H16</b>	<b>H17</b>	<b>H18</b>	<b>H19</b>	<b>H20</b>
<b>Frecuencia</b>	660	720	780	840	900	960	1020	1080	1140	1200
<b>Porcentaje</b>	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
<b>Amplitud</b>	2.7778	2.7778	2.7778	2.7778	2.7778	2.7778	2.0833	2.0833	2.0833	2.0833

Con los parámetros que se indican en la Tabla 4-6, se calcula la respectiva TRD:

$$TRD (\%) = \frac{\sqrt{I_{RMS}^2 - I_1^2}}{I_{GD(MAX)}} = \frac{\sqrt{309.363 - 308.636}}{555,55} = 4,85\% \quad (4.3)$$

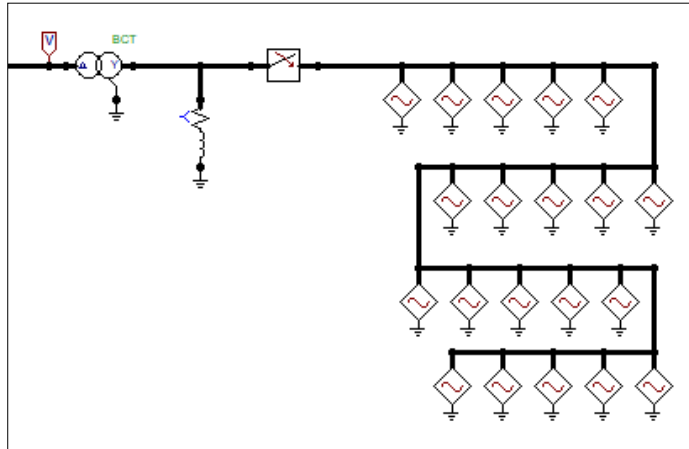
**Tabla 4-7:** Componentes de las fuentes de corriente de la generación distribuida ubicada en la cola del circuito de distribución en el transformador 801504.

<b>Armónico</b>	<b>H1</b>	<b>H2</b>	<b>H3</b>	<b>H4</b>	<b>H5</b>	<b>H6</b>	<b>H7</b>	<b>H8</b>	<b>H9</b>	<b>H10</b>
<b>Frecuencia</b>	60	120	180	240	300	360	420	480	540	600
<b>Porcentaje</b>	100%	1%	4%	2%	4%	3%	4%	2%	4%	2%
<b>Amplitud</b>	45	0.45	1.8	0.9	1.8	1.35	1.8	0.9	1.8	0.9
<b>Armónico</b>	<b>H11</b>	<b>H12</b>	<b>H13</b>	<b>H14</b>	<b>H15</b>	<b>H16</b>	<b>H17</b>	<b>H18</b>	<b>H19</b>	<b>H20</b>
<b>Frecuencia</b>	660	720	780	840	900	960	1020	1080	1140	1200
<b>Porcentaje</b>	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
<b>Amplitud</b>	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.675	0.675	0.675	0.675

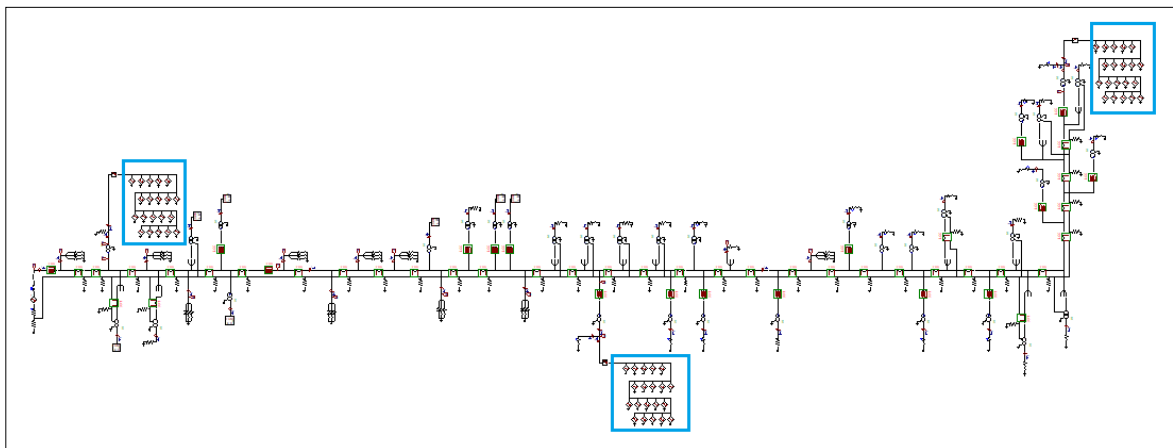
Con los parámetros que se indican en la Tabla 4-6, se calcula la respectiva TRD:

$$TRD (\%) = \frac{\sqrt{I_{RMS}^2 - I_1^2}}{I_{GD(MAX)}} = \frac{\sqrt{2.049,1 - 2.025}}{208,17} = 2,35\% \quad (4.4)$$

Tras validar la distorsión total armónica para las fuentes de corriente, se observa que éstas cumplen con los parámetros indicados con la normatividad internacional, por tanto, se procede a simular las generaciones distribuidas como arreglos de fuentes de corriente, tal como se muestra en las Figuras 4-14 y 4-15.

**Figura 4-14:** Modelo de GD como arreglo de fuentes de corriente.

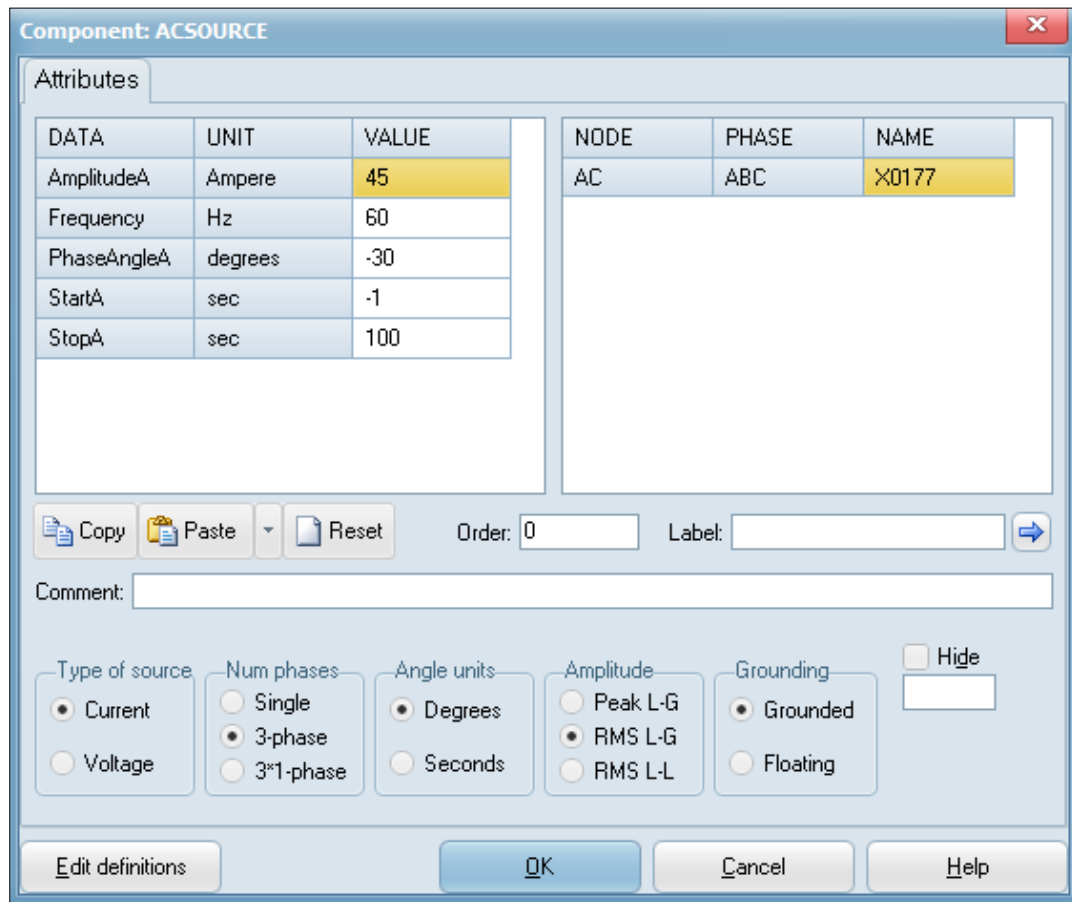
Nombre de la fuente: Elaboración propia, modelo de generación distribuida en ATPDraw.

**Figura 4-15:** Circuito de distribución de análisis con GD a lo largo de la red.

Nombre de la fuente: Elaboración propia, circuito con carga y GD en ATPDraw.

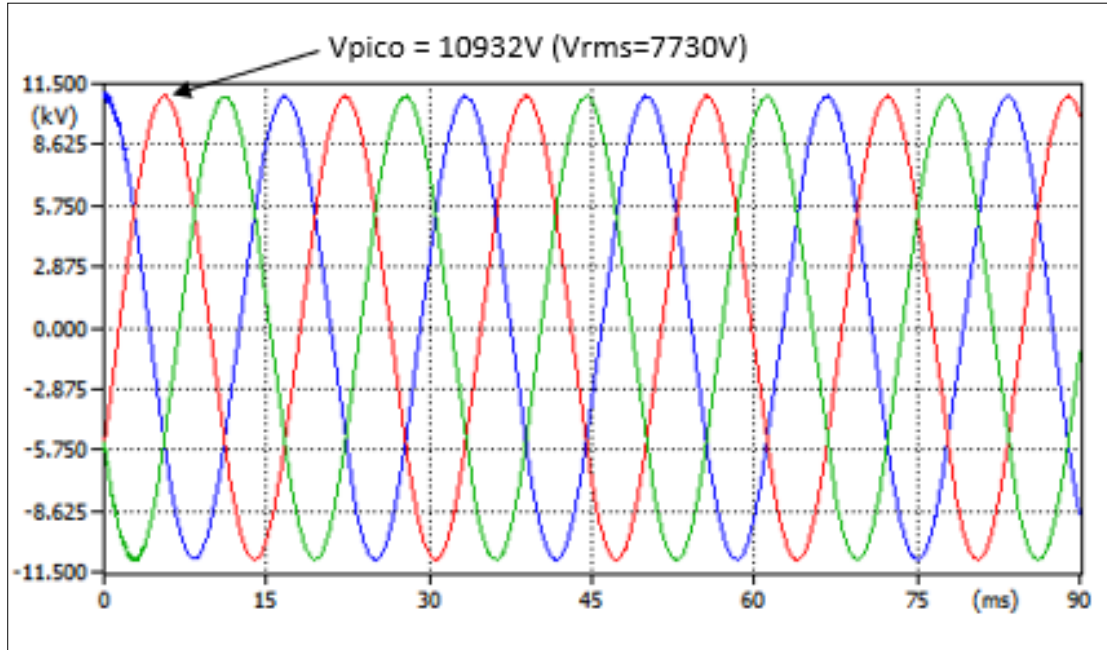
En la Figura 4-16 se muestra el cuadro de configuración de los parámetros requeridos para una fuente de corriente, en donde cada armónico requiere configuración para cada arreglo, en donde se debe ingresar los valores de amplitud que se indican en las Tablas 4-5, 4-6 y 4-7. Sin embargo, es importante mencionar que para el desfase angular para la frecuencia fundamental se tuvo que partir de -30 grados, lo cual se debe al grupo de conexión del transformador de distribución. De esta forma se garantiza que la corriente fundamental de la GD se encuentra en fase con la red del sistema.

**Figura 4-16:** Visualización de la parametrización de la fuente de corriente.

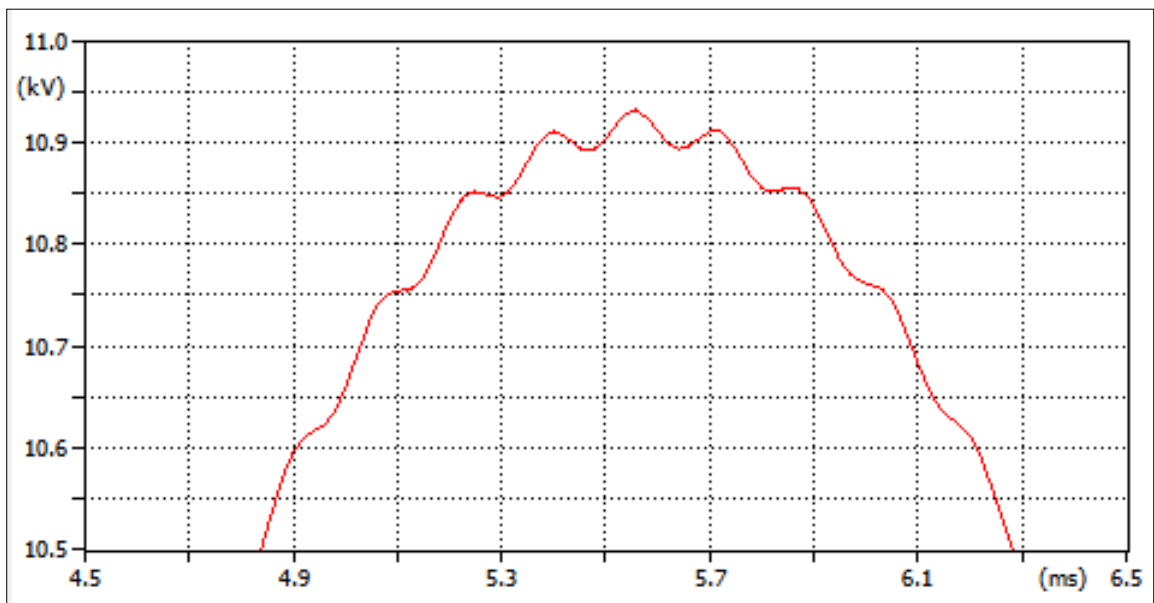


Nombre de la fuente: Elaboración propia, configuración de fuentes ATPDraw.

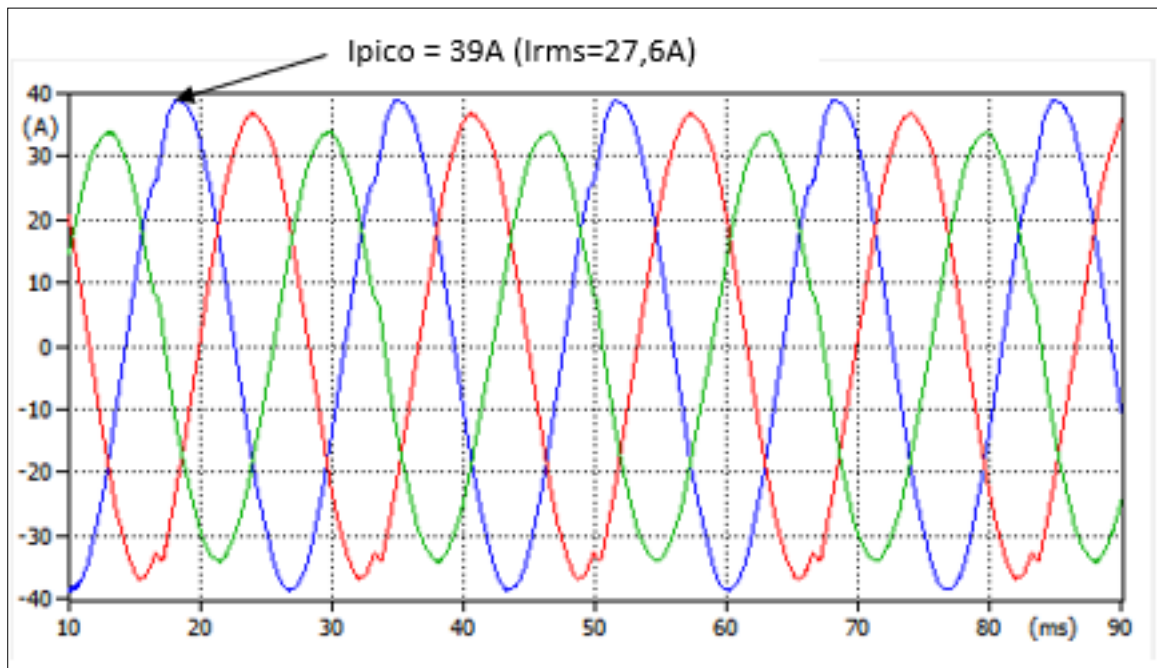
La simulación en estado estable del circuito de análisis con generaciones distribuidas, muestra una leve mejora en la tensión de salida del circuito, puesto que la tensión en la fuente se encuentra en 7.730 voltios (nominal de la red en vacío), tal como se observa en la Figura 4-17. Sin embargo, este aumento en el perfil de tensión se debe al aporte armónico de las GD, en donde la Figura 4-18 muestra la distorsión de la señal de tensión en la fuente. Además, la reducción de casi 10 amperios en la red primaria debido a la contribución de las GD a lo largo del circuito de distribución, también impactan de forma positiva la caída de tensión en el punto más lejano de la red, en donde la Figura 4-19 tiene el detalle de la corriente del circuito que se encuentra entre 24 y 28 amperios, y la Figura 4-20 muestra la mejora en la regulación de tensión tras la integración de las generaciones distribuidas (caída de tensión menor a 100 voltios por fase).

**Figura 4-17:** Señal de tensión en la salida de circuito con GD en la red.

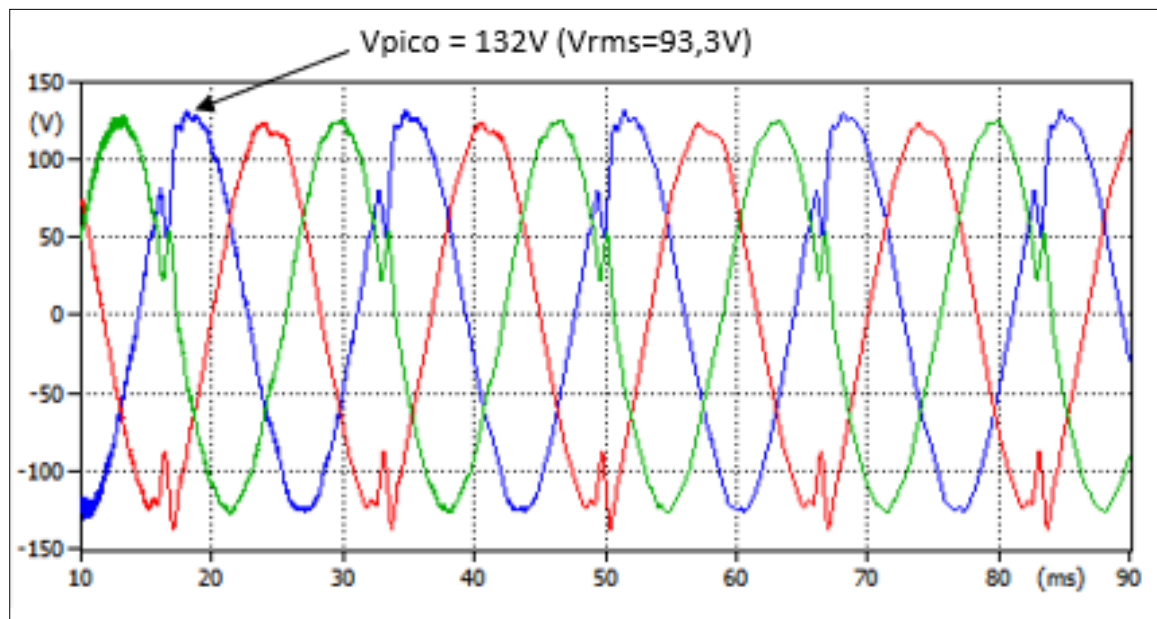
Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

**Figura 4-18:** Señal de tensión fase S en la salida de circuito con GD en la red (ampliada para visualizar distorsión armónica).

Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

**Figura 4-19:** Señal de corriente en la salida de circuito con GD en la red.

Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

**Figura 4-20:** Caída de tensión en el punto más lejano del circuito con GD.

Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

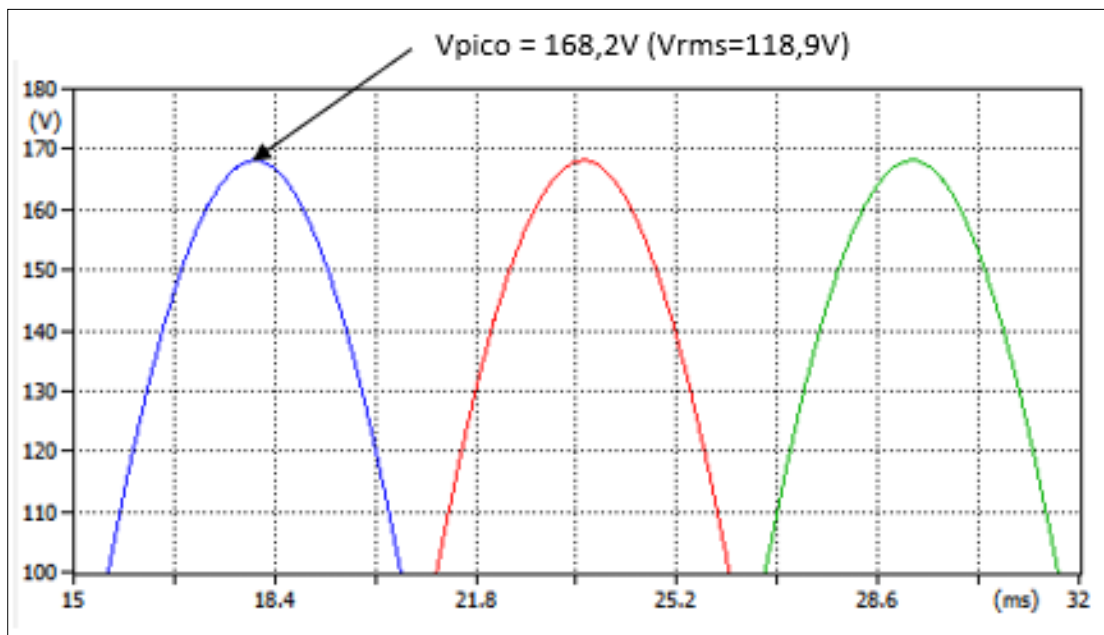
La generación distribuida ubicada en la cola del circuito, contempla las limitantes de potencia y de energía promedio que se puede exportar al sistema según lo especifica la regulación vigente. Debido a esto, esta GD se acerca al comportamiento que espera obtener el OR ante la creciente conexión de fuentes de energía distribuidas.

La Figura 4-21 muestra la tensión en baja tensión en el punto de conexión de la GD, pero sin considerar el aporte de ésta, en donde es evidente que el aporte armónico al integrar la GD en la red no tiene gran impacto sobre la onda de tensión, lo cual se muestra en la Figura 4-22. Puesto que el resultado gráfico se muestra en la red de baja tensión, dado el comportamiento de filtro armónico que tienen los transformadores por los grupos de conexión, el impacto sobre la onda de tensión en la red de media tensión es aún menor.

Sin embargo, en la Figura 4-23 se observa el impacto armónico en la onda de corriente, en donde la carga demandada es de un poco más de 90 amperios por fase, y entre la GD y la red externa se debe suplir la totalidad de demanda de la carga.

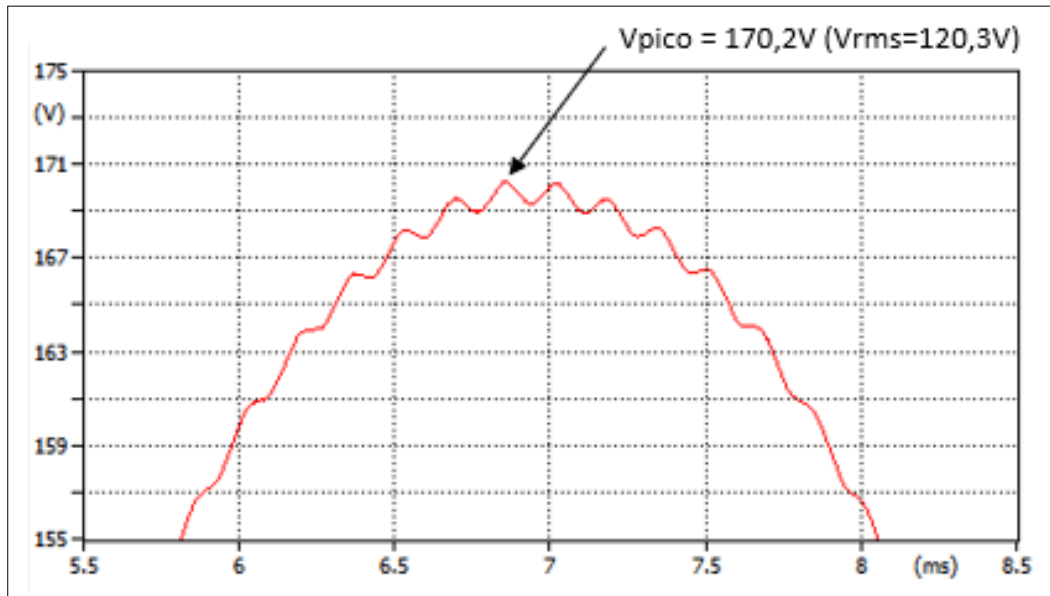
Lo antes expuesto, muestra que en la red de baja tensión el cliente debe dimensionar de forma adecuada sus conductores para integrar GD, ya que se pueden presentar aumentos en la corriente nominal de la GD por el impacto de los armónicos de corriente.

**Figura 4-21:** Tensión en el punto más lejano del circuito sin GD (baja tensión).



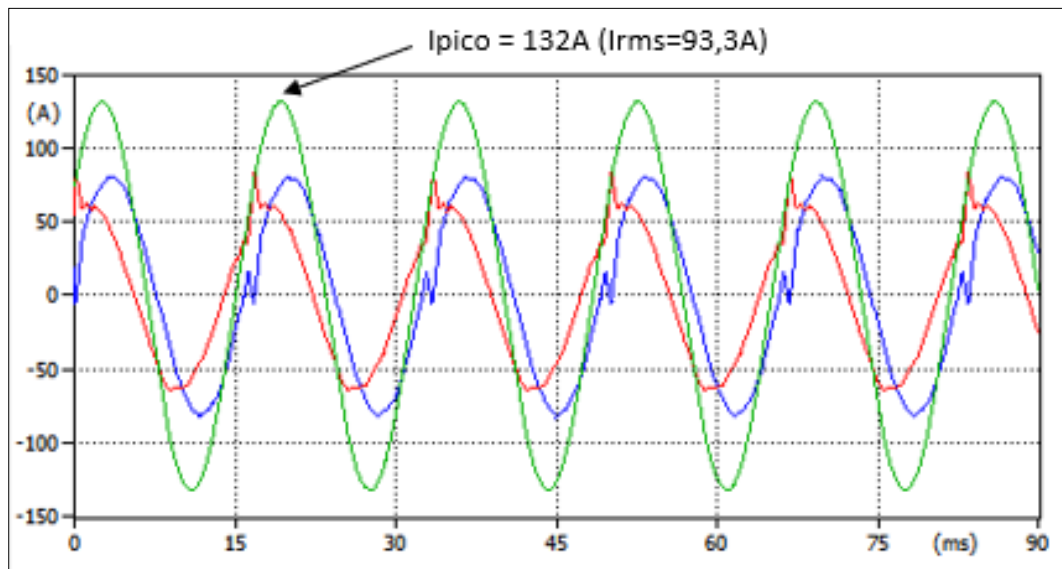
Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

**Figura 4-22:** Tensión en el punto más lejano del circuito con GD (baja tensión).



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

**Figura 4-23:** Corrientes de la fase R en el punto de conexión de la GD en cola de circuito.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

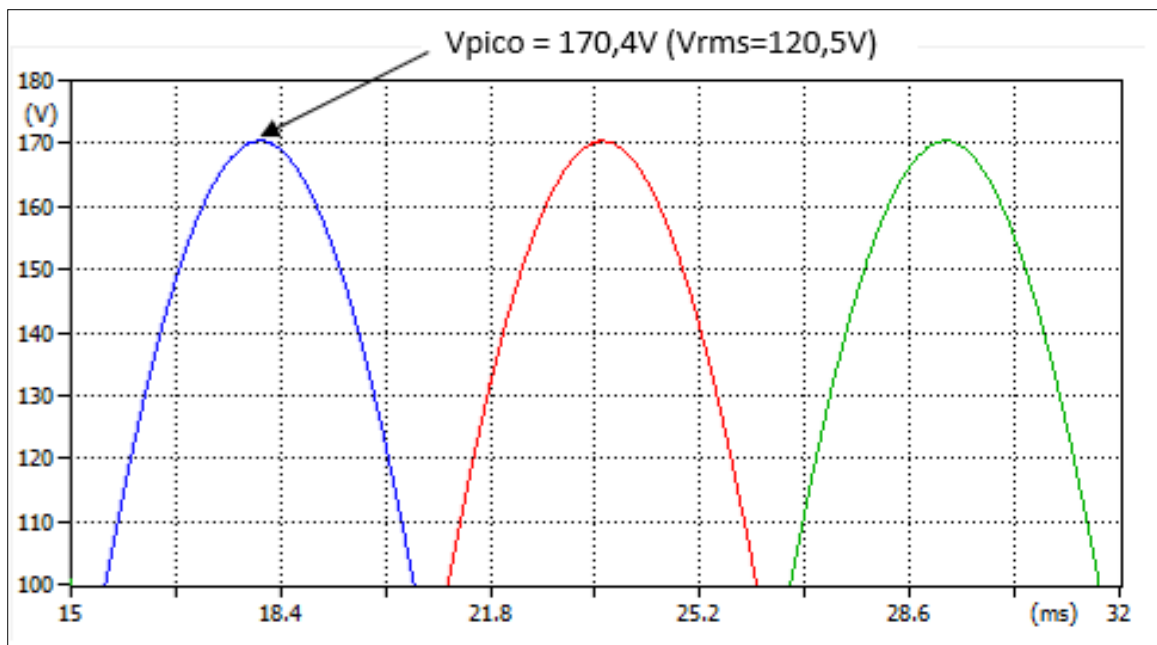
Para la Figura 4-23, la curva verde corresponde a la corriente que demanda la carga, la curva roja hace referencia al aporte de la GD en el punto de conexión y la curva azul es la corriente que inyecta la fuente del sistema para completar la demanda de la carga.

Las generaciones que se ubican en el inicio y en la mitad del circuito de distribución, sólo hacen referencia a la limitante de potencia que establece la regulación, en donde se supone que no se conocen los promedios de energía del transformador en donde se realiza el punto de conexión, por lo que el usuario no tendría restricción por energía sino por potencia (50% de la capacidad del transformador).

Ante esta situación, en la Figura 4-24 se tiene la tensión en el punto de conexión a mitad de circuito sin considerar las GD, la cual tiene un aumento de aproximadamente 6 voltios en baja tensión (cerca del 5% con respecto a la tensión inicial de 120 voltios) al incorporar la GD, según se observa en la Figura 4-25. Pero este aumento sigue estando muy por debajo del perfil máximo permitido de 138% de la tensión fase a tierra establecido por la normatividad internacional. Además, el aumento de 6 voltios en la red de baja tensión tiene un efecto despreciable en la red de media tensión.

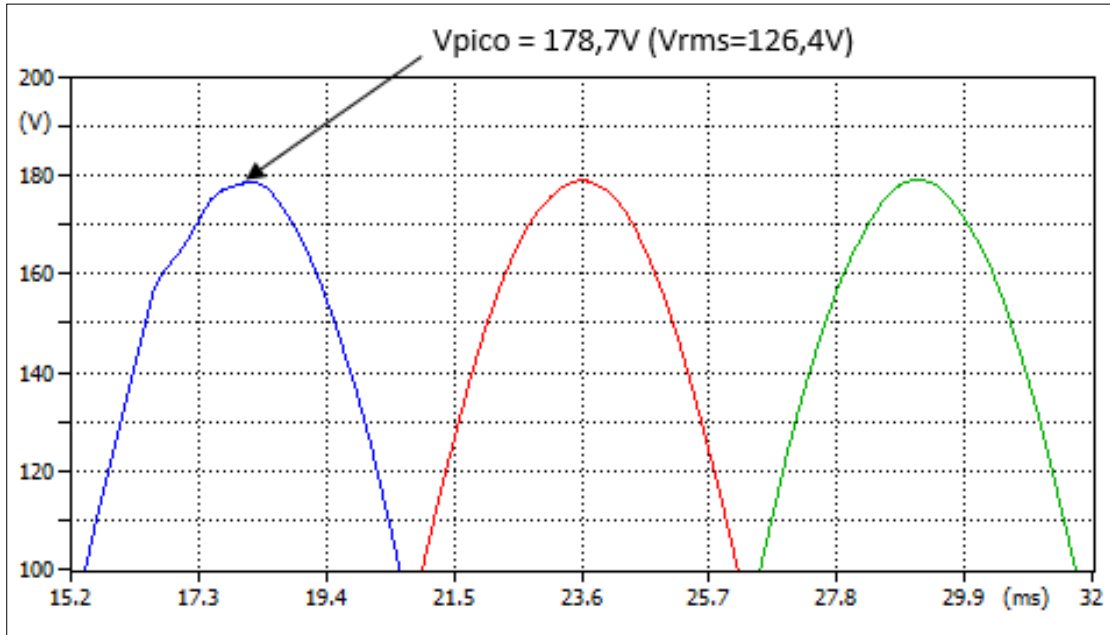
El resultado de la simulación muestra que el aumento en el perfil de tensión incluso en condiciones de alta generación distribuida en las redes de baja tensión, no genera distorsiones ni aumentos significativos que puedan afectar la calidad del servicio en media tensión.

**Figura 4-24:** Tensión en el punto medio del circuito sin GD (baja tensión).



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)



**Figura 4-25:** Tensión en el punto medio del circuito con GD (baja tensión).

Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

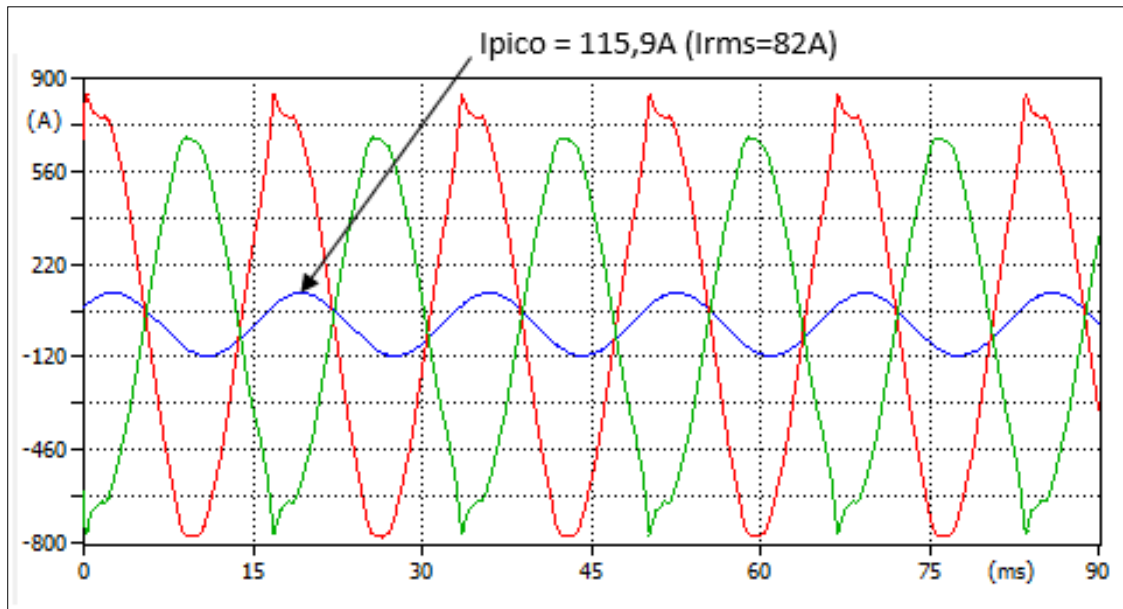
Este comportamiento en la onda de tensión se presenta debido a que la GD es de gran capacidad y se encuentra en todo momento por encima de la demanda de la carga en el punto de conexión, por lo que esta fuente estaría suministrando energía al sistema en todo instante, lo cual se logra visualizar en la Figura 4-26, en donde la carga en baja tensión es de menos de 100 Amperios (curva azul), mientras que la corriente de la GD es de más de 550 Amperios por fase (curva roja), exportando cerca de 450 amperios al sistema visto desde baja tensión (curva verde).

Esta condición operativa no es deseada por el Operador de Red, puesto que el objeto de la regulación es que la generación distribuida sirva para suplir la carga en su punto de conexión y se exporte al sistema determinados excedentes, más no se pretende que la GD esté exportando en todo momento.

Lo anterior, implica que los Operadores de Red deben mantener sus bases de datos actualizadas con respecto a las potencias y energías horarias en los puntos de conexión, ya que no cumplir con esto permite a los usuarios realizar las solicitudes de conexión de las GD sólo con las restricciones de potencia en el punto de conexión, lo cual admite mayor generación integrada en el sistema, y puede generar dificultades al OR para temas de

restablecimiento y de planeación operativa del sistema eléctrico de potencia (demanda escondida).

**Figura 4-26:** Corrientes de la fase R en el punto de conexión de la GD en mitad de circuito.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

Finalmente, tras validar en estado estable el comportamiento del circuito de distribución de estudio con y sin GD, se evidencia que no se tienen afectaciones significativas que puedan impactar de forma negativa la calidad de la potencia y de la onda de tensión.

La Tabla 4-8 muestra el detalle comparativo de las tensiones ante cada escenario de simulación en estado estable.

**Tabla 4-8:** Comparación de tensiones y regulación de tensión de cada escenario de simulación en estado estable.

Escenario	Tensión en la fuente del circuito (V)	Caída de tensión punto más lejano (V)	Regulación de tensión (%)
Circuito en vacío	7,730	2	0.03%
Circuito con carga	7,718	140	1.81%
Circuito con carga (Simplificado)	7,720	140	1.81%
Circuito con GD (Simplificado)	7,730	93	1.20%

## **4.2. Condiciones operativas del circuito de distribución.**

Dentro de las actividades de control y supervisión del Sistema Eléctrico de Potencia, el operador de red debe coordinar y realizar múltiples maniobras operativas asociadas a la ejecución de trabajos en la infraestructura para dar cumplimiento a sus planes de mantenimiento, planes de inversión regulatorios, y para restablecer el servicio de energía en el menor tiempo posible ante condiciones de falla.

Puesto que los OR deben mantener la calidad del servicio y están sujetos al cumplimiento de los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI para alcanzar los estímulos establecidos por la regulación vigente, también es necesario conocer el impacto de condiciones operativas típicas en donde se realizan transferencias de carga. Ya que la integración de generación distribuida agrega un nuevo escenario para los OR, que podría afectar de alguna manera los indicadores de calidad.

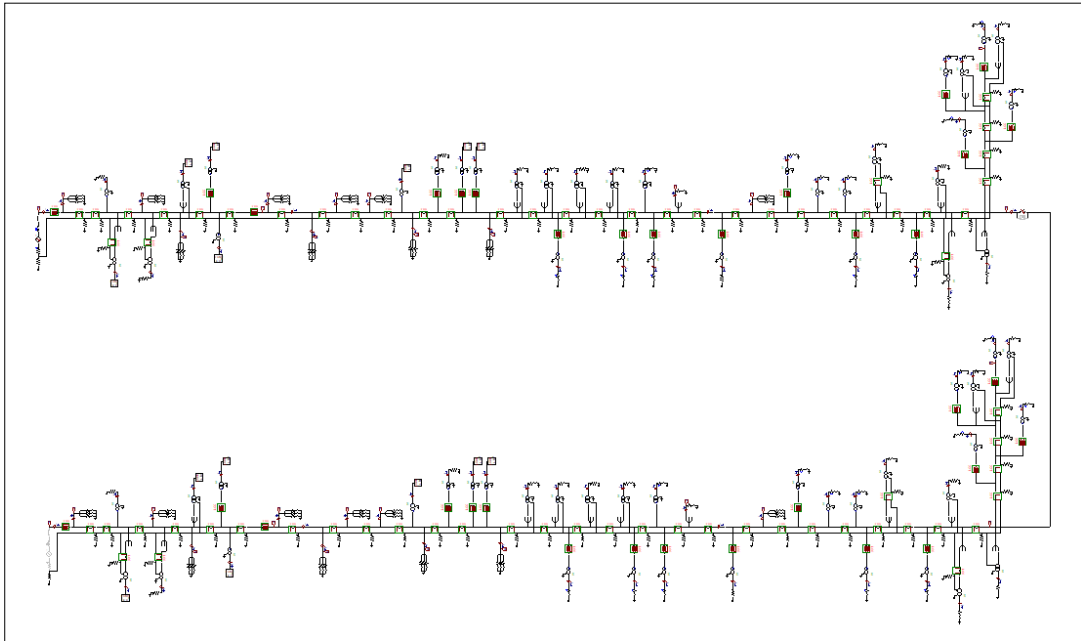
### **4.2.1. Transferencia de carga sin generaciones distribuidas.**

Para recrear este escenario típico de la operación, se considera el circuito de distribución de análisis como fuente principal, y se supone un circuito idéntico en sus parámetros de red, pero con cargas 9 veces más grandes con respecto al circuito original.

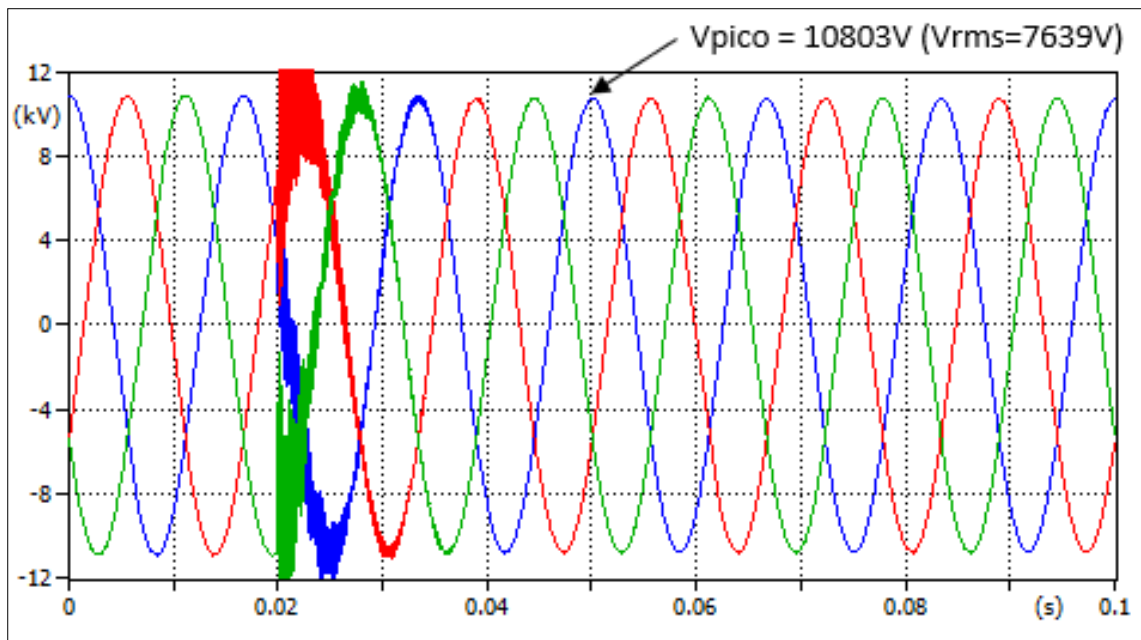
En la Figura 4-27 se visualizan los circuitos involucrados en la transferencia de carga, en donde el circuito de red de la parte superior corresponde al circuito fuente, mientras que el circuito de la parte inferior es el circuito que transfiere su carga.

En este escenario de simulación se supone que el circuito que transfiere su carga se encuentra sin servicio y que, por medio de una maniobra tripolar en un punto de la red en común, se procede a transferir la carga.

Para visualizar los resultados de simulación de esta maniobra, a los 20 milisegundos se procede a realizar la maniobra tripolar con la que se transfiere la totalidad de la carga del circuito inferior al circuito superior.

**Figura 4-27:** Circuitos de distribución con transferencia de carga.

Nombre de la fuente: Elaboración propia, circuito con carga y transferencia en ATPDraw.

**Figura 4-28:** Señal de tensión en la salida de circuito con red transferida.

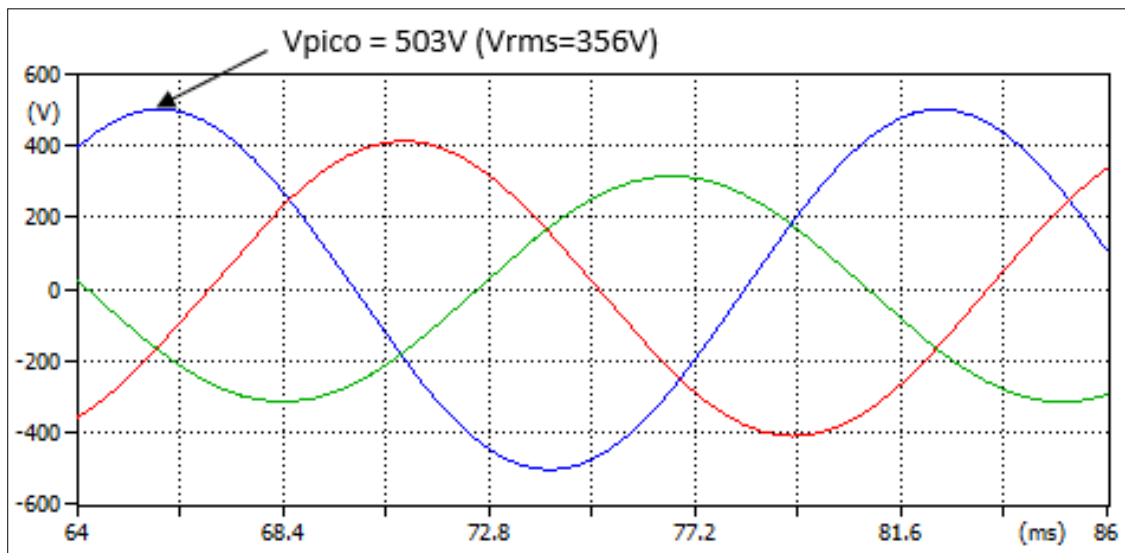
Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

En la Figura 4-28 se observa que la tensión pasa de 7.720 voltios a 7639 voltios tras la perturbación que se presenta a los 20 milisegundos en la onda de tensión por el cierre tripolar del elemento de transferencia, lo cual representa una caída de 81 voltios (aproximadamente el 1% de la tensión nominal), y que no afecta la calidad en el servicio de los clientes.

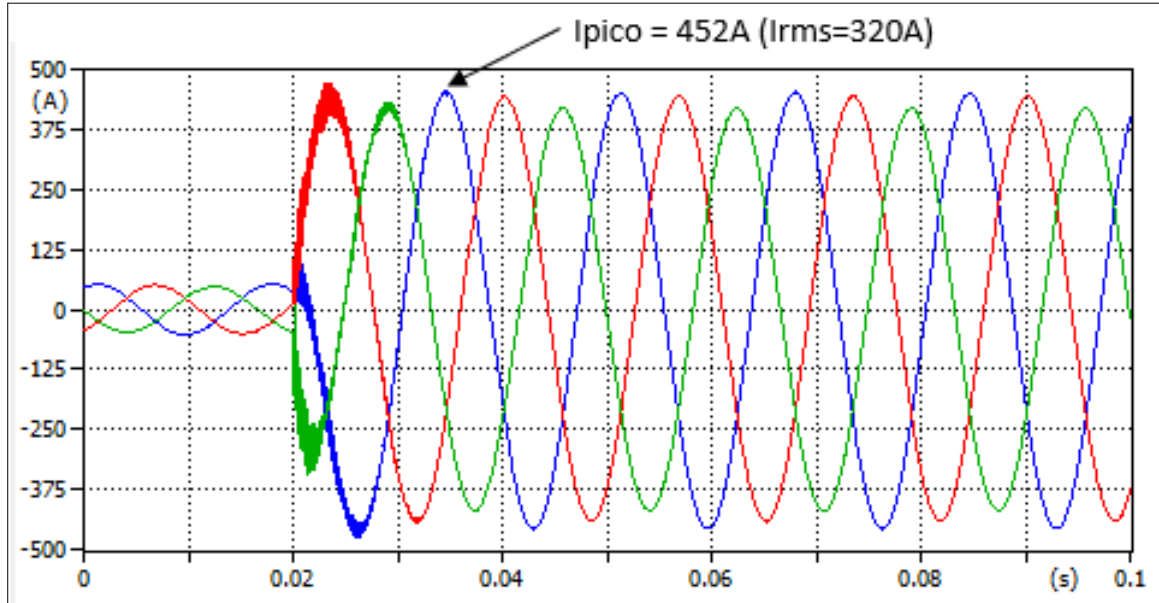
Con respecto a la caída de tensión para el nuevo punto más lejano de la red, que para el caso corresponde a la salida de circuito de la red que se encuentra en la parte inferior en la Figura 4-27, se puede observar en la Figura 4-29 que la tensión cayó 356 voltios, que equivale al 4,66% de la tensión nominal. Siendo un valor que permite al operador de red mantener su calidad en el servicio, puesto que los perfiles de tensión luego de la perturbación en el sistema están por encima del 90 % de la tensión nominal, según lo especifica la normatividad vigente.

Para el caso de la corriente del circuito, es evidente el aumento en la carga en la Figura 4-30, en donde se pasa de tener una corriente de aproximadamente 35 amperios a una carga de más de 320 amperios por fase. Sin embargo, dados los perfiles de tensión y que los conductores del troncal principal del circuito están dimensionados para una cargabilidad de 400 Amperios, este escenario de operación es totalmente viable y no afecta la prestación y calidad del servicio de los clientes.

**Figura 4-29:** Caída de tensión en el punto más lejano de la nueva configuración.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

**Figura 4-30:** Señal de corriente en la salida de circuito con red transferida.

Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

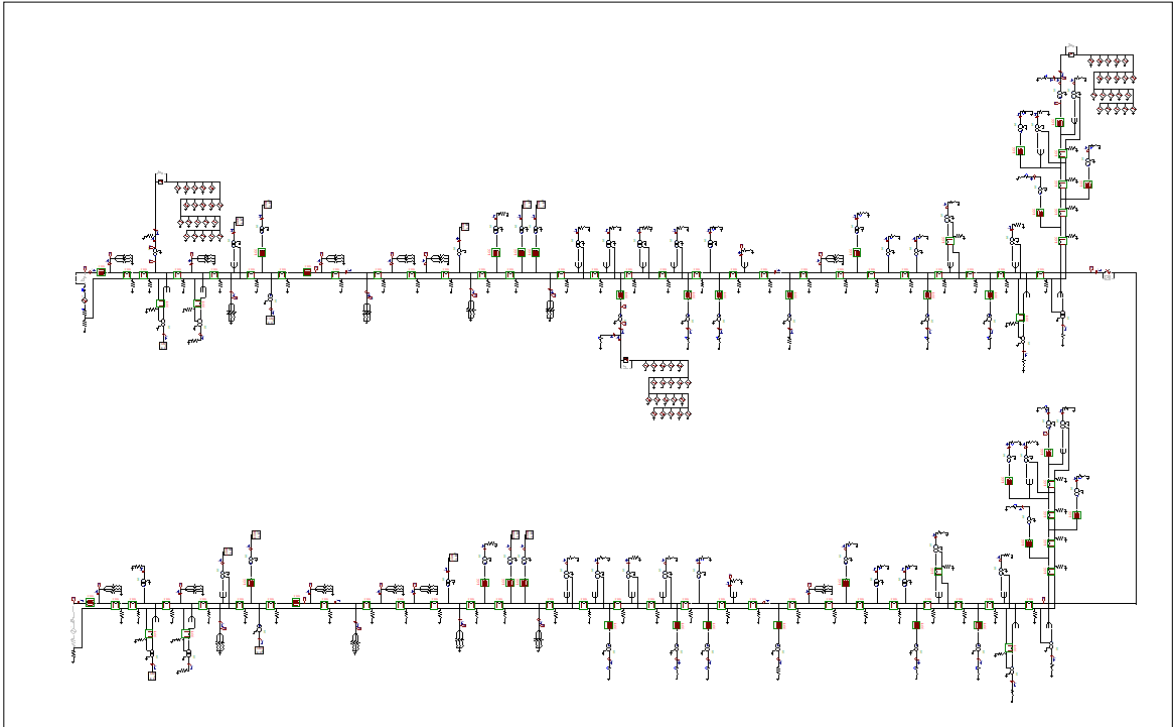
#### 4.2.2. Transferencia de carga con generaciones distribuidas.

Para recrear este escenario de operación, se considera el circuito de distribución de análisis con generaciones distribuidas como fuente principal, y se supone un circuito idéntico en sus parámetros de red, pero sin generación distribuida y con cargas 9 veces más grandes con respecto al circuito original.

En la Figura 4-31 se visualizan los circuitos involucrados en la transferencia de carga, en donde el circuito de red de la parte superior corresponde al circuito fuente con generaciones distribuidas, mientras que el circuito de la parte inferior es el circuito que transfiere su carga sin GD.

En este escenario de simulación se supone que el circuito que transfiere su carga se encuentra sin servicio y que, por medio de una maniobra tripolar en un punto de la red en común, se procede a transferir la carga.

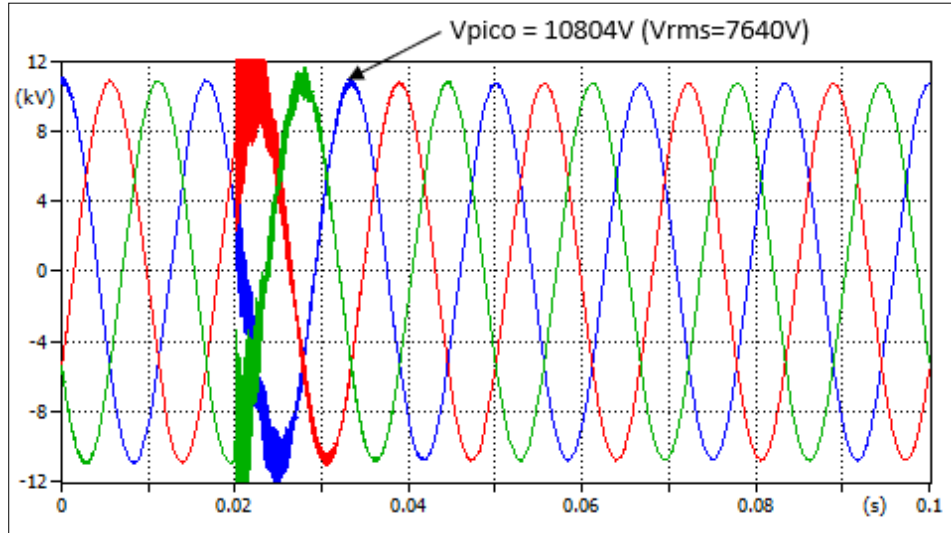
Para visualizar los resultados de simulación de esta maniobra, a los 20 milisegundos se procede a realizar la maniobra tripolar con la que se transfiere la totalidad de la carga del circuito inferior al circuito superior.

**Figura 4-31:** Circuitos de distribución con transferencia de carga y GD.

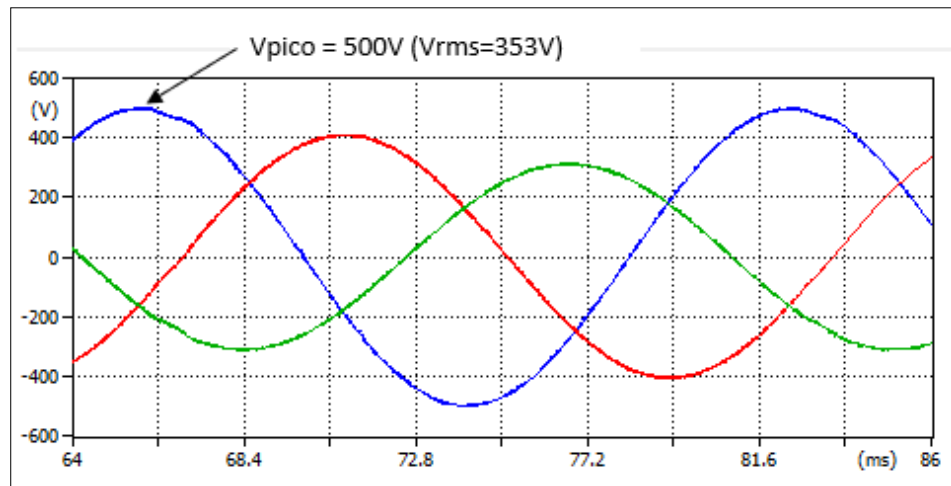
Nombre de la fuente: Elaboración propia, transferencia de carga y GD en ATPDraw.

En la Figura 4-32 se observa que la tensión pasa de 7.730 voltios a 7.640 voltios tras la perturbación que se presenta a los 20 milisegundos en la onda de tensión por el cierre tripolar del elemento de transferencia, lo cual representa una caída de 90 voltios (aproximadamente 1% de la tensión nominal), y que no afecta la calidad en el servicio.

Con respecto a la caída de tensión para el nuevo punto más lejano de la red, que para el caso corresponde a la salida de circuito de la red que se encuentra en la parte inferior en la Figura 4-31, se puede observar en la Figura 4-33 que la tensión cayó 353 voltios, que equivale al 4,62% de la tensión nominal. Siendo un valor que permite al operador de red mantener su calidad en el servicio, puesto que los perfiles de tensión luego de la perturbación en el sistema están por encima del 90 % de la tensión nominal, según lo especifica la normatividad vigente.

**Figura 4-32:** Señal de tensión en la salida de circuito con red transferida con GD.

Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

**Figura 4-33:** Caída de tensión en el punto más lejano de la nueva configuración y con generaciones distribuidas.

Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

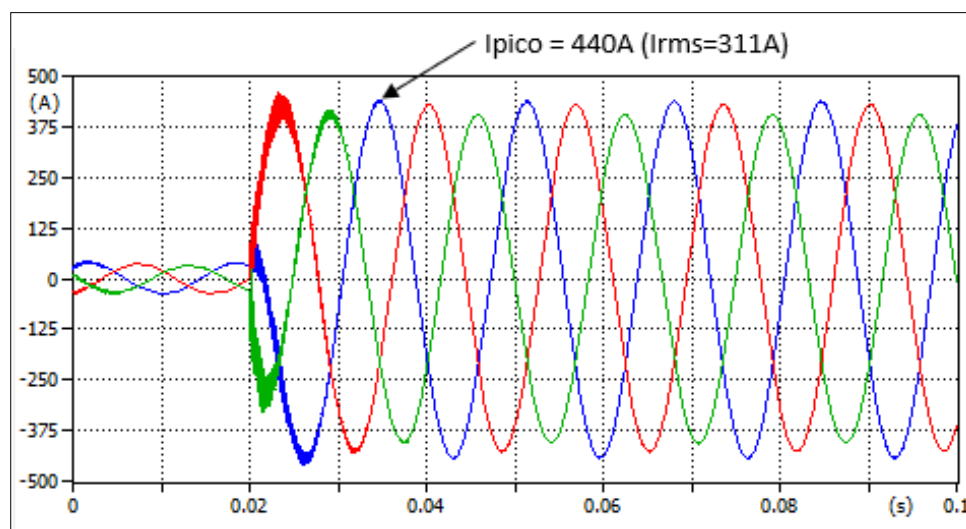
Para el caso de la corriente del circuito, es evidente el aumento en la carga en la Figura 4-34, en donde se pasa de tener una corriente de aproximadamente 25 amperios a una carga de más de 310 amperios por fase. Sin embargo, dados los perfiles de tensión y que los



conductores del troncal principal del circuito están dimensionados para una cargabilidad de 400 amperios, este escenario de operación es totalmente viable y no afecta la prestación y calidad del servicio de los clientes.

Es interesante el fenómeno que se presenta en este escenario, en donde el aumento considerable de la carga al realizar la transferencia de red, hace que prácticamente desaparezca el efecto de la generación distribuida sobre la onda de tensión. Siendo sólo visible el impacto de la GD en la disminución de la corriente que circula por la red.

**Figura 4-34:** Señal de corriente en la salida de circuito con red transferida y GD.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

Con respecto a la distorsión armónica total, partiendo de la ecuación (4.1) se tiene:

$$TRD (\%) = \frac{\sqrt{I_{RMS}^2 - I_1^2}}{I_{GD(MAX)}} = \frac{\sqrt{(\sum_1^N I_N^2) - I_1^2}}{I_{GD(MAX)}} = \frac{\sqrt{I_1^2 + (\sum_2^N I_N^2) - I_1^2}}{I_{GD(MAX)}} = \frac{\sqrt{\sum_2^N I_N^2}}{I_{GD(MAX)}} \quad (4.5)$$

En donde el numerador de la ecuación (4.5) se obtiene de las sumatoria de los cuadrados de las componentes armónicas que se tienen en las Tablas 4-5, 4-6 y 4-7. Además, de llevar este valor a su equivalente en media tensión.

Mientras que para el denominador de la ecuación (4.5), la corriente máxima que pueden tener las generaciones del circuito corresponde al 50% de la corriente nominal del relé de protección principal del circuito, es decir 200 amperios. Por tanto:

$$TRD (\%) = = \frac{\sqrt{\sum_2^N I_N^2 \times \text{Relación de transformación BT a MT}}}{I_{GD(MAX)}} \quad (4.6)$$

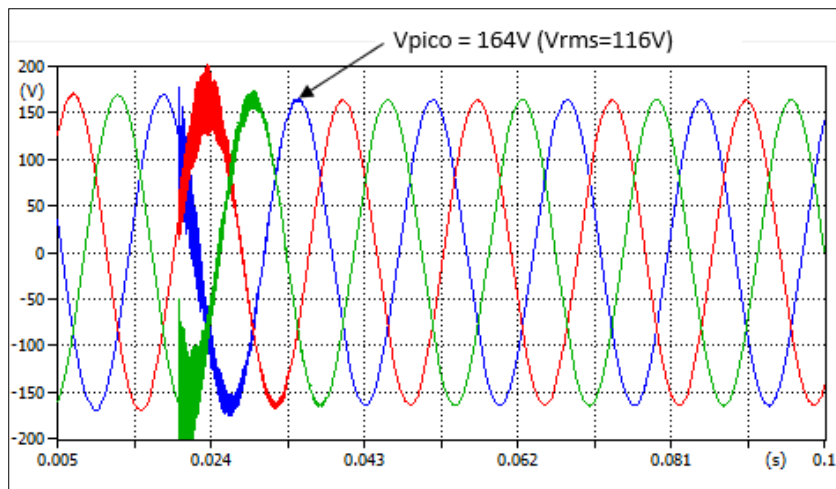
$$TRD (\%) = = \frac{\sqrt{808,85 \times \frac{208}{13200}}}{200} = 1,78\% \quad (4.7)$$

Lo anterior, muestra que se cumple con la normativa internacional asociada al máximo nivel de distorsión armónica del circuito, en donde se supuso que la totalidad de carga armónica de las GD pasaban de baja a media tensión (descartando el efecto de filtro armónico de los transformadores de distribución).

Al revisar la tensión en el punto de conexión en baja tensión en donde se ubica la GD más lejana de la fuente, se observa en la Figura 4-35 que la onda de tensión también percibe la perturbación del sistema a los 20 milisegundos, y pasa de tener una tensión de 120 voltios a 116 voltios, que muestra la dependencia de la generación distribuida hacia la fuente del circuito, ya que la fuerte inercia del sistema es la que sigue teniendo mayor influencia sobre la tensión en los diferentes puntos de la red, especialmente para los puntos en donde se tienen fuentes de energía con sistemas fotovoltaicos sin capacidad de almacenamiento.

La variación en la tensión en el punto de conexión de la GD solo corresponde al 3% con respecto a la tensión nominal de la red, lo cual no es suficiente para desacoplar la generación distribuida ni para ocasionar daños en los dispositivos de los clientes.

**Figura 4-35:** Señal de tensión en la GD más lejana de la fuente.

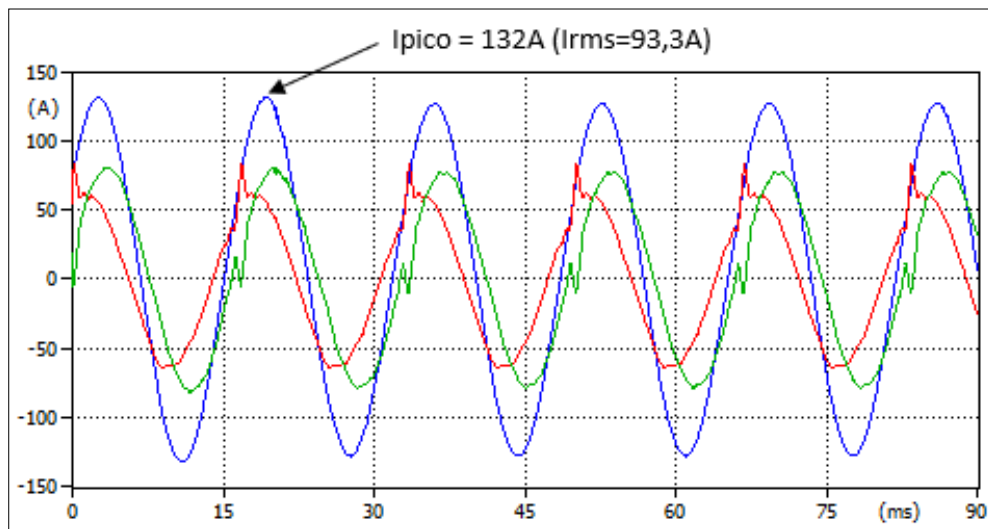


Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

Con respecto a las corrientes que circulan en el punto de conexión de la generación más lejana a la fuente del circuito, no se tienen cambios en la Figura 4-36, de hecho, el comportamiento de la corriente en este punto sigue siendo el mismo que se presenta en la Figura 4-23, donde no se tiene la corriente adicional en la red de distribución por la transferencia de carga (curva azul demanda de la carga, curva roja aporte de la GD y curva verde aporte del sistema).

Esta dinámica de las corrientes que se tienen en el punto de conexión de la generación más lejana de la fuente tiene sentido, debido a que la transferencia que se presentó en las redes de media tensión no tuvo mayor impacto para la onda de tensión en media ni en baja tensión. Además, la generación distribuida en este punto es de baja capacidad y no alcanza ni siquiera a suplir la carga que se demanda en el punto de conexión.

**Figura 4-36:** Señal de corriente fase R en el punto de conexión de la GD más lejana.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

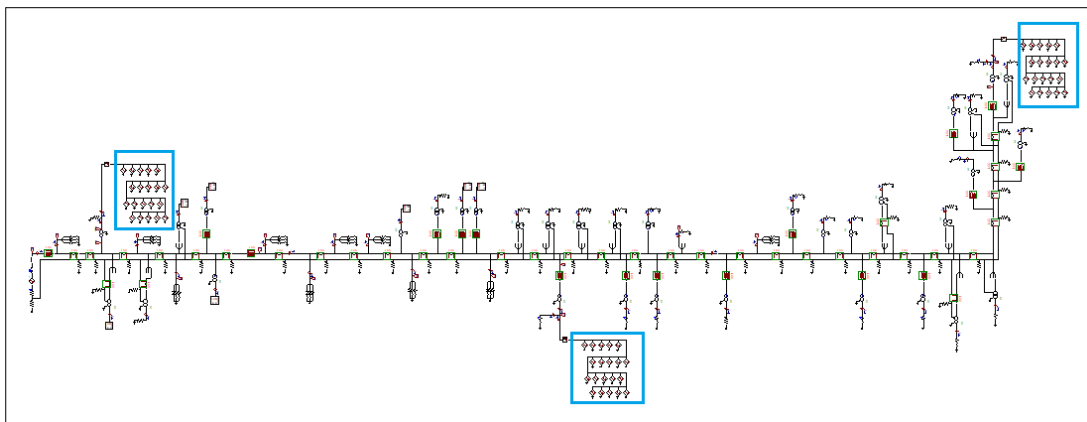
### 4.2.3. Salida de operación de las generaciones distribuidas.

Para validar el comportamiento del circuito de análisis al contemplar la salida de las generaciones distribuidas, se parte del circuito de distribución en estado estable con GD, y se configuran en el programa ATPDraw elementos de seccionamiento para cada una de las GD, las cuales se parametrizan para realizar apertura simultánea de las GD del circuito a los 30 milisegundos, de forma que se pueda ver un mayor impacto por la salida súbita de estas fuentes de energía.

En la Figura 4-37 se visualiza el circuito de análisis para este escenario de simulación, en el cual se muestran las generaciones distribuidas que se encuentran programadas para salir de operación de forma súbita.

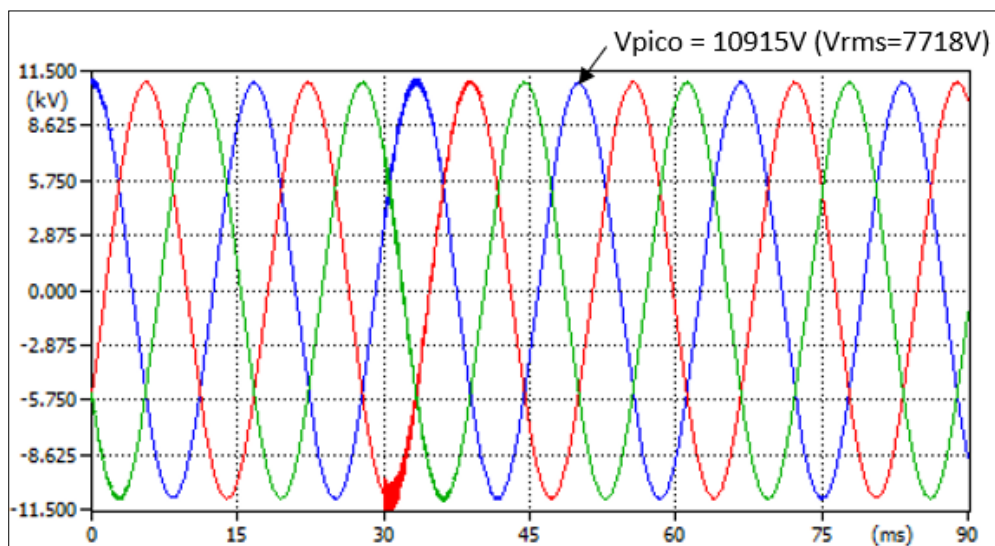
La tensión en la fuente de alimentación presenta una tensión de 7.730 voltios, la cual se reduce luego de la salida de las GD a los 30 milisegundos hasta una tensión de 7.718 voltios, tal como se observa en la Figura 4-38, es decir que el circuito de distribución de análisis vuelve al estado estable para cuando no se tiene GD.

**Figura 4-37:** Circuito de distribución con GD para salida de operación de las GD.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, circuito con carga y GD en ATPDraw.

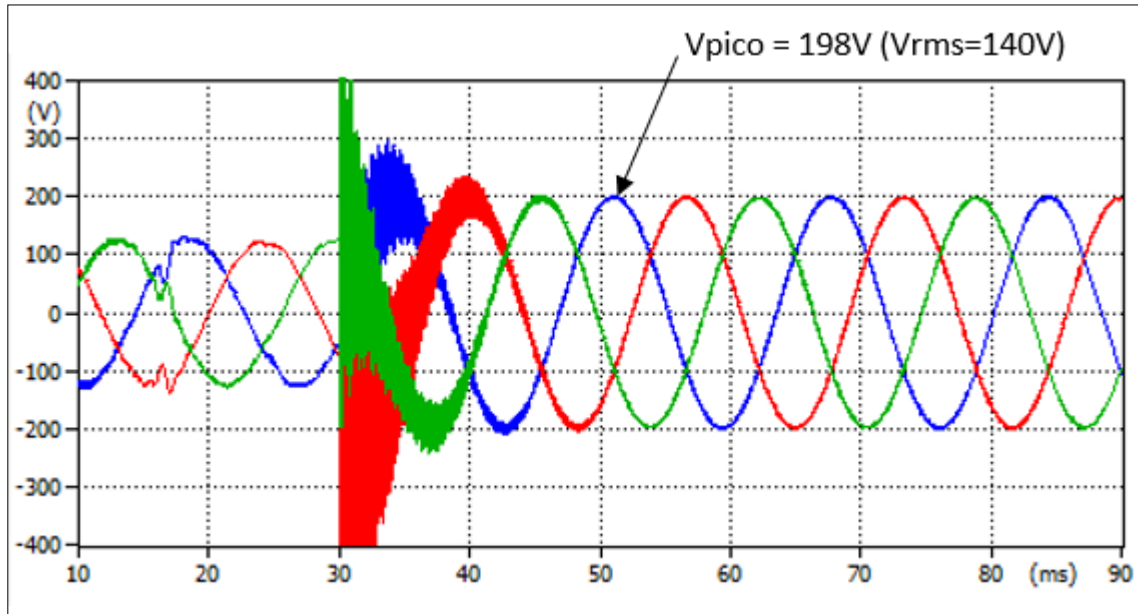
**Figura 4-38:** Señal de tensión en la fuente de circuito con salida de las GD.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

De forma análoga al comportamiento de la onda de tensión en la fuente, la caída de tensión en el punto más lejano de la red pasa de 93 voltios a 140 voltios, tal como se observa en la Figura 4-39 tras la salida de las generaciones distribuidas a los 30 milisegundos, en donde el circuito vuelve a retomar su estado estable sin GD.

**Figura 4-39:** Caída de tensión en el punto más lejano de la red con salida de las generaciones distribuidas.



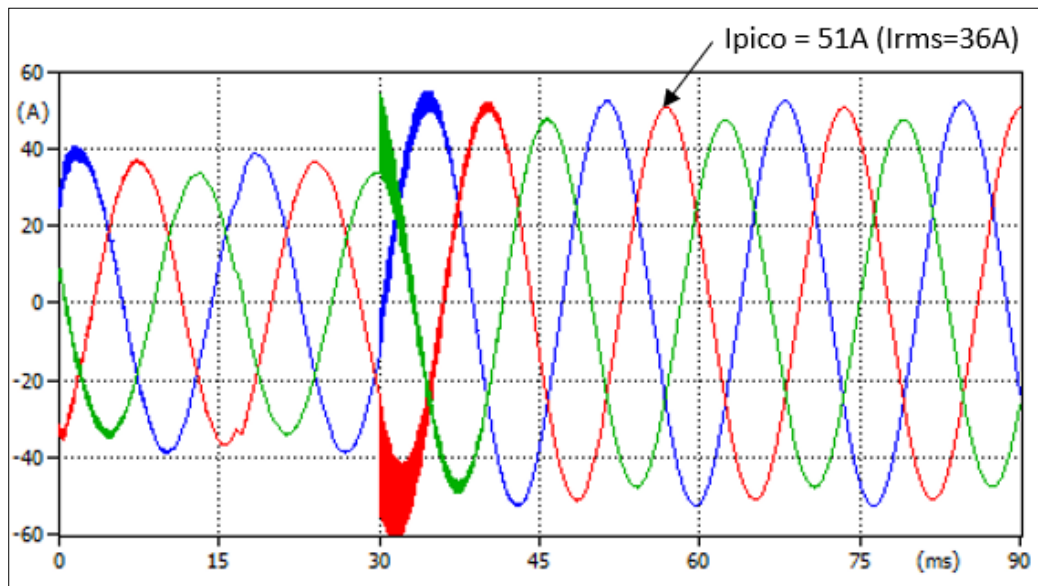
Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

Con respecto a la corriente del circuito, con la salida de las generaciones distribuidas el circuito pasa de tener cargas de 24 a 28 amperios, a su carga normal en estado estable sin generación distribuida que oscila entre 34 y 37 amperios aproximadamente, tal como se observa en la Figura 4-40.

Ante estas condiciones operativas, las perturbaciones que se presentan en el sistema son de muy poca duración y sus magnitudes en media tensión no son considerables, por lo que los clientes no verían afectada la calidad en el servicio. Sin embargo, para los clientes que comparten barraje en baja tensión con el punto de conexión de las GD, es probable que se perciban las oscilaciones en la tensión por la salida abrupta de las fuentes, en especial cuando éstas son de capacidades mayores a las cargas del mismo transformador.

Aunque la Figura 4-41 muestra que ante la salida de la GD en el punto más lejano de la red la tensión cambió de 120 voltios a 119 voltios, por lo que puede darse el caso que los clientes tampoco perciban la perturbación (para este caso la GD tiene una capacidad menor a la demanda de la carga).

**Figura 4-40:** Señal de corriente en la fuente del circuito con salida de las GD.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

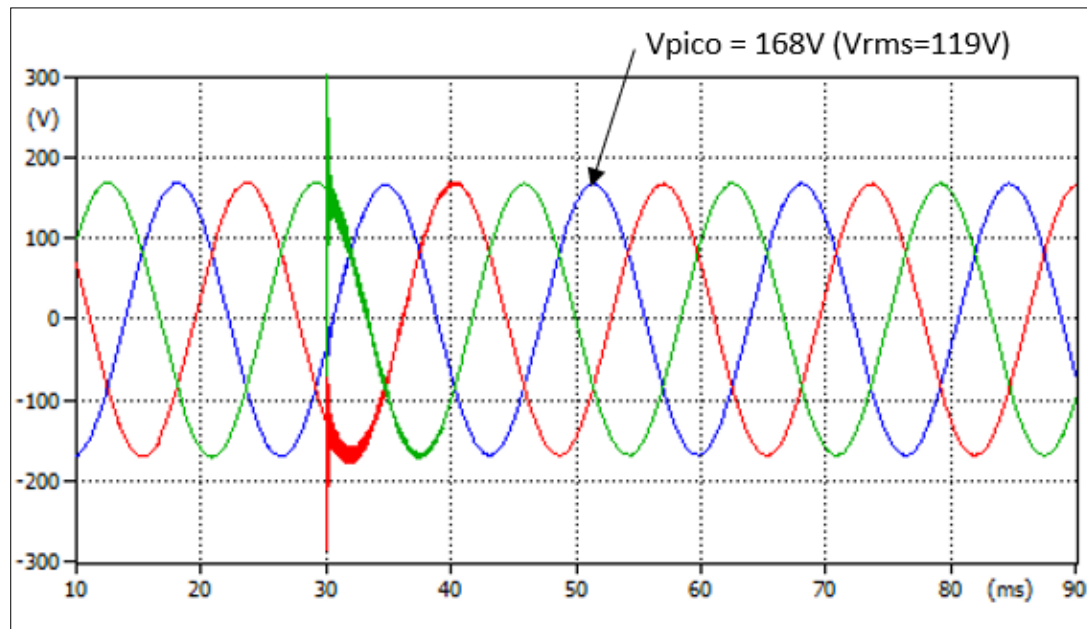
Para el comportamiento de la corriente, la Figura 4-42 muestra que no se tiene impacto para la carga, y que el sistema asume la demanda de la red en baja tensión ante la salida de la fuente de generación distribuida.

Finalmente, la Tabla 4-9 muestra en los comparativos de las condiciones de operación y transferencia que la GD no tiene impacto negativo para las tensiones del sistema.

**Tabla 4-9:** Comparación de tensiones y regulación de tensión de cada escenario de simulación para condiciones de transferencia y salida de GD.

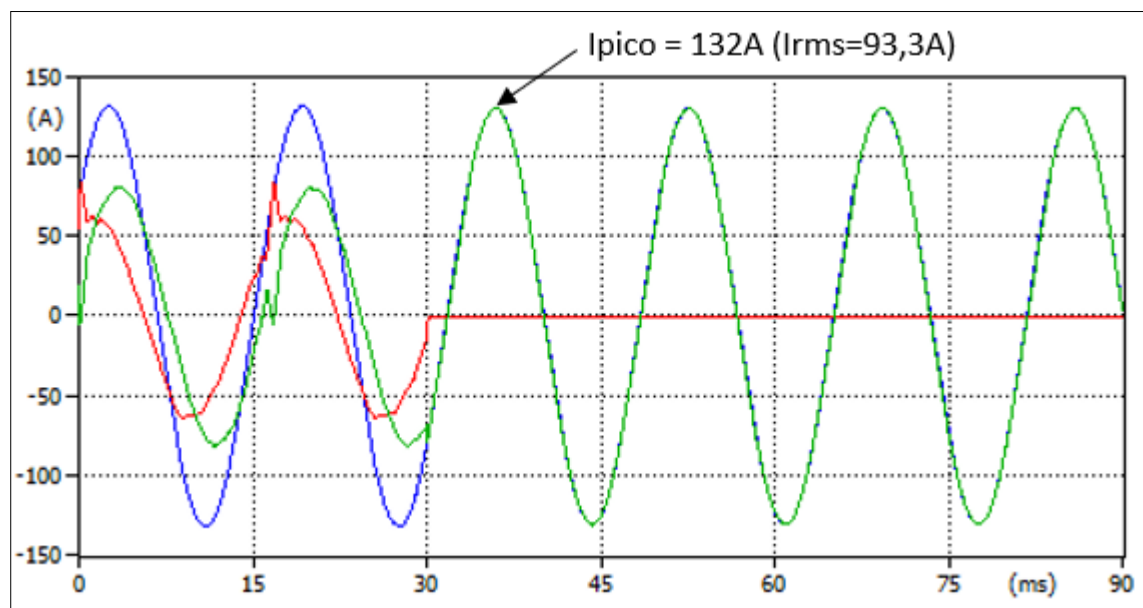
Escenario	Tensión en la fuente del circuito (V)	Caída de tensión punto más lejano (V)	Regulación de tensión (%)
Transferencia de carga sin GD	7,639	356	4.66%
Transferencia de carga con GD	7,640	353	4.62%
Salida simultánea de las GD	7,718	140	1.81%

**Figura 4-41:** Señal de tensión en el punto de conexión de la GD más lejana tras la salida de las GD del circuito de distribución.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw).

**Figura 4-42:** Señal de corriente fase R en el punto de conexión de la GD más lejana tras la salida de las GD del circuito de distribución.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

### **4.3. Circuito de distribución en condición de falla.**

Los Circuitos de Distribución de Energía en media tensión son controlados y monitoreados por los Operadores de Red por medio del sistema SCADA, en donde se hace seguimiento a los disparos automáticos por condición de sobrecorriente y se revisan las alarmas asociadas a los límites operativos de corriente y de tensión.

Puesto que la carga de un circuito de distribución no tiene un aporte importante de carga para el Sistema de Transmisión Nacional, por esto no se tienen múltiples sistemas de protecciones en las redes de media tensión, las cuales son protegidas desde las cabeceras de las subestaciones por medio de relés de sobrecorriente para disparos instantáneos o temporizados de interruptores o reconectores. Mientras que los ramales de estos circuitos de distribución son normalmente protegidos por fusibles o por reconectores para tramos de red de gran longitud.

Ante esta situación, el tema de estabilidad en las redes de distribución no es tenida en cuenta para este caso de estudio, ya que ante perturbaciones en los circuitos de media tensión la única protección que se tiene es la sobrecorriente, la cual por medio de ciclos de recierre tratará de despejar las fallas transitorias que se puedan presentar o en su defecto dejará la red aislada para revisión en campo por parte del personal operativo.

Aunque una falla en un circuito de distribución puede ser de tal magnitud que afecte el barraje o el transformador de potencia de la subestación asociada, ante el conjunto de protecciones y redundancias que se presentan en una subestación, es difícil que una falla en un circuito de distribución tenga impacto directo sobre la estabilidad del sistema, el aporte de dicha falla sería mínimo para generar cambios considerables en la frecuencia del sistema, en los flujos de carga del sistema interconectado o cambios en los ángulos y magnitudes de las tensiones del Sistema Nacional de Transmisión.

Considerando que ante las fallas permanentes el circuito de distribución se deja abierto tras los respectivos ciclos de recierre, para este estudio sólo se revisan situaciones en donde el circuito permanece operativo y que involucra fallas de alta impedancia y fallas transitorias que logran ser despejadas por medio de los esquemas de recierre de las protecciones de sobrecorriente de cabecera de la respectiva subestación.

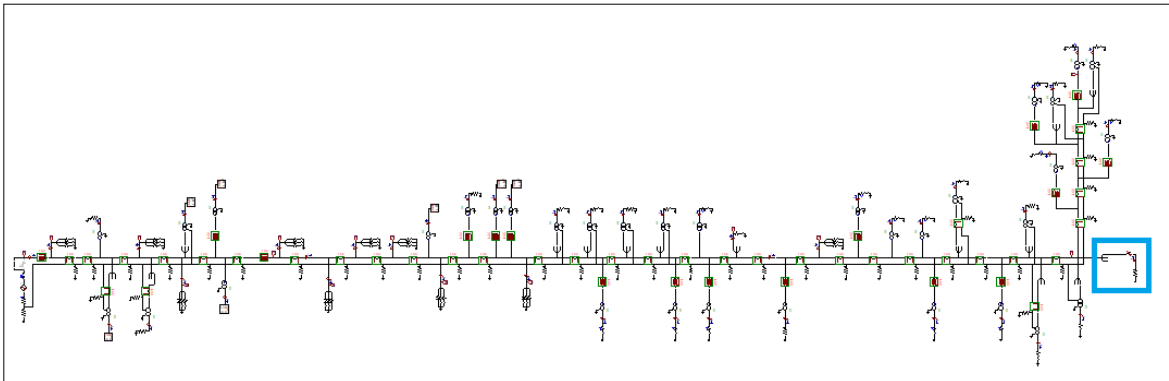


### 4.3.1. Falla de alta impedancia en la red sin generaciones distribuidas.

Las fallas de alta impedancia en redes de distribución de energía, corresponden a escenarios que representan gran dificultad para el Operador de Red, ya que identificar esta condición que se presenta en la red es complejo, puesto que estas fallas se pueden confundir con carga ordinaria del circuito en donde no siempre se llega a los niveles de alarma o de disparo por las condiciones de sobrecorriente que presenta.

Para simular esta situación, se procede a conectar en serie con la fase R del troncal del circuito una resistencia de 21 ohmios (que demanda una corriente de cerca de 360 amperios) en el circuito de distribución simplificado y sin generaciones distribuidas, esto a los 30 milisegundos de la simulación, en donde la Figura 4-43 muestra la red de la simulación y el punto en donde se ubica la resistencia de falla.

**Figura 4-43:** Circuito de distribución sin GD con falla de alta impedancia.



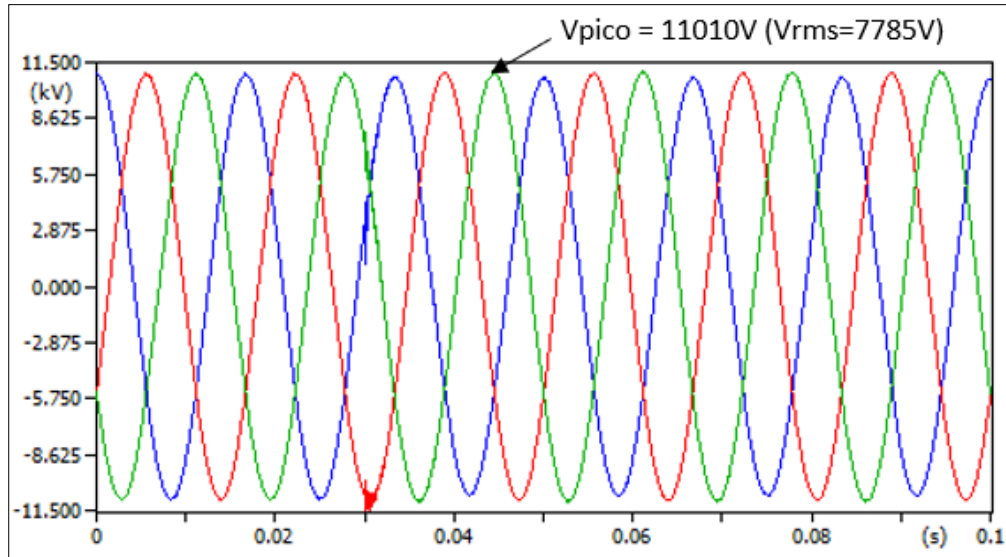
Nombre de la fuente: Elaboración propia, circuito con carga y falla en ATPDraw.

La Figura 4-44 muestra a simple vista que a los 30 milisegundos se presenta una pequeña perturbación en la red, pero sin consecuencias considerables para el circuito. Sin embargo, al revisar en detalle las magnitudes de las tensiones en la Figura 4-45, se observa que la fase R en donde se tiene la falla de alta impedancia presenta una reducción considerable en la tensión con respecto a las otras fases, ya que la fase R está en 7.580 voltios, la fase S está en 7.745 y la fase T en 7.785 voltios.

Esta situación es muy particular y se asemeja al escenario en donde se transfiere carga de un circuito a otro, en donde la transferencia por medio de cuchillas en terreno implica

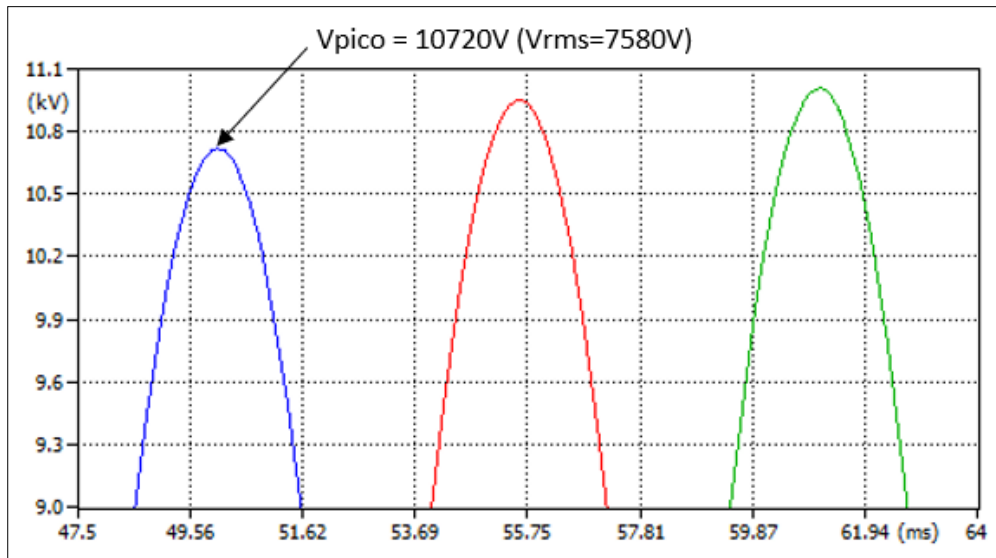
maniobras monopolares que tendrían este comportamiento, sólo que en la medida que se cierren las 3 fases de las cuchillas la tensión se volvería a estabilizar en todas las fases dependiendo de la carga que tenga el circuito fuente.

**Figura 4-44:** Señal de tensión en la fuente de circuito con falla de alta impedancia.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

**Figura 4-45:** Detalle de la señal de tensión en la fuente de circuito con falla de alta impedancia.



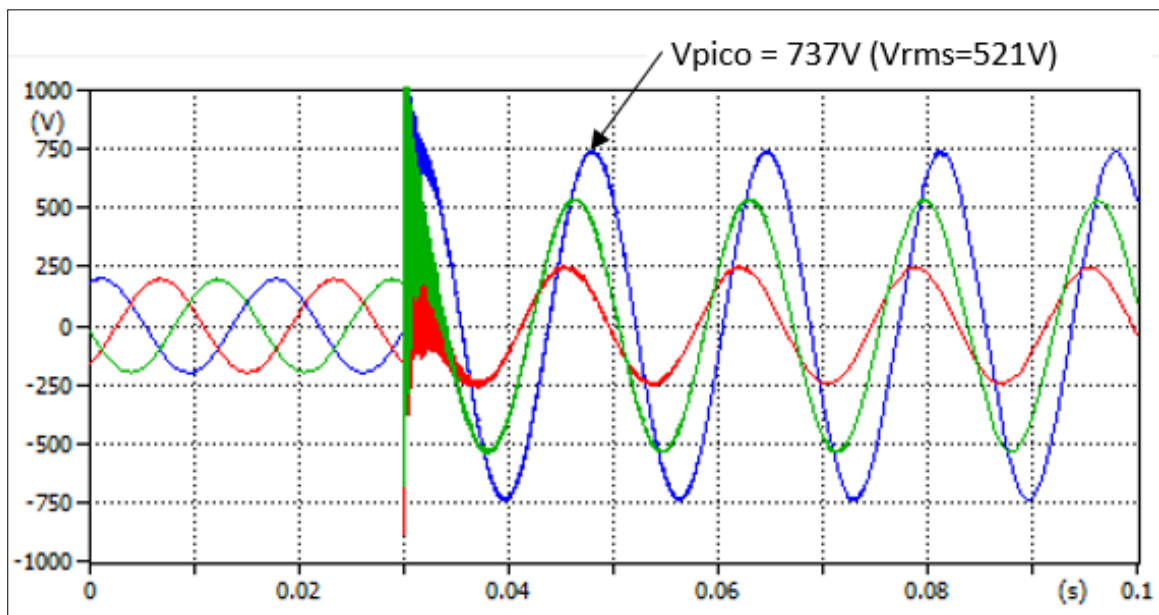
Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

Debido al desbalance en la corriente por fase y a la diferencia en las tensiones por fase, se presenta un aumento en la caída de tensión por fase luego de la perturbación a los 30 milisegundos, tal como se observa en la Figura 4-46, en donde la fase R tiene una caída de tensión en el punto más lejano de la red de distribución de 521 voltios, la fase S de 175 voltios y la fase T de 378 voltios.

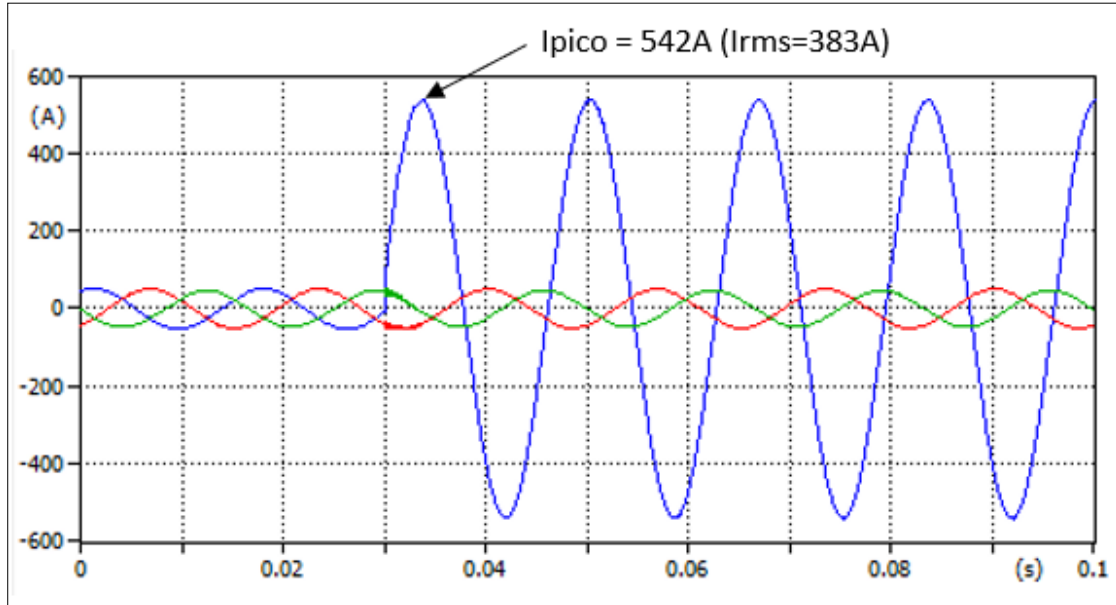
A pesar de las marcadas diferencias que se tienen en las caídas de tensión, el operador de red no tendría cómo identificar desde su sistema SCADA esta situación, debido a que los límites de tensión están entre el 90% y 105% del valor nominal, y las caídas de tensión siguen estando lejos de estos valores porcentuales.

Con respecto a la carga, en la Figura 4-47 se encuentra el detalle del aumento súbito de corriente a los 30 milisegundos (llegando hasta 383 amperios), en donde la resistencia que recrea la falla de alta impedancia no es suficiente para que el relé de sobrecorriente envíe la señal de disparo al interruptor, aunque es probable que dependiendo de las parametrizaciones del SCADA, se presente una alarma por límite operativo de carga por la cercanía de la corriente al umbral de disparo.

**Figura 4-46:** Caída de tensión en el punto más lejano de la red con falla de alta impedancia.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

**Figura 4-47:** Señal de corriente en la fuente del circuito con falla de alta impedancia.

Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

Algunos circuitos de distribución tienen en las configuraciones de los relés de protección alternativas asociadas a la corriente de neutro, en donde situaciones como la que se muestra en la Figura 4-47 podrían generar aperturas por el desbalance de carga, con lo que el operador de red podría identificar situaciones asociadas a fallas de alta impedancia. Pero también, ante maniobras programadas o de atención de contingencias el OR tendría que deshabilitar estas alternativas de protección en el momento de realizar transferencias de carga monophas, ya que se podrían generar aperturas indeseadas por desbalance de corriente reflejada en el neutro, afectando los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI.

### 4.3.2. Falla transitoria en la red de distribución sin generaciones distribuidas.

En la operación de los circuitos de distribución en media tensión, cerca del 80% de las aperturas corresponden a fallas monofásicas línea a tierra. En esta sección se procede a analizar el comportamiento de una falla típica transitoria del sistema de distribución, que se presenta con gran regularidad en las redes del OR y que corresponde a las descargas atmosféricas.

Para este escenario se considera el circuito de distribución simplificado de análisis, y se procede a recrear la falla transitoria por medio del uso de una señal de corriente de tipo impulso de 10kA con forma de onda normalizada 8/20  $\mu$ Seg, la cual impacta la red de distribución a los 30 milisegundos de simulación.

Puesto que se pretende recrear condiciones típicas de operación en las redes de distribución, y no la estabilidad propia del sistema (debido a la baja incidencia de un circuito del SDL sobre el Sistema de Transmisión Nacional), se procede a despejar la falla por medio de la función de recierre del relé de protección principal y se valida el comportamiento de las señales de tensión y corriente tras esta perturbación.

A continuación, se muestra la parametrización de la señal impulso en ATP (Bobadilla & Velandia, 2017):

**Figura 4-48:** Visualización de la parametrización de la señal impulso.

The screenshot shows the 'Component: HEIDLER' configuration window. It contains two tables for defining the impulse signal parameters.

DATA	UNIT	VALUE
Amplitude	Ampere	10000
T <sub>f</sub>	s	8E-6
tau	s	1.9E-5
n		1
T <sub>start</sub>	s	0.03
T <sub>stop</sub>	s	0.04

NODE	PHASE	NAME
HEI	1	XX0092

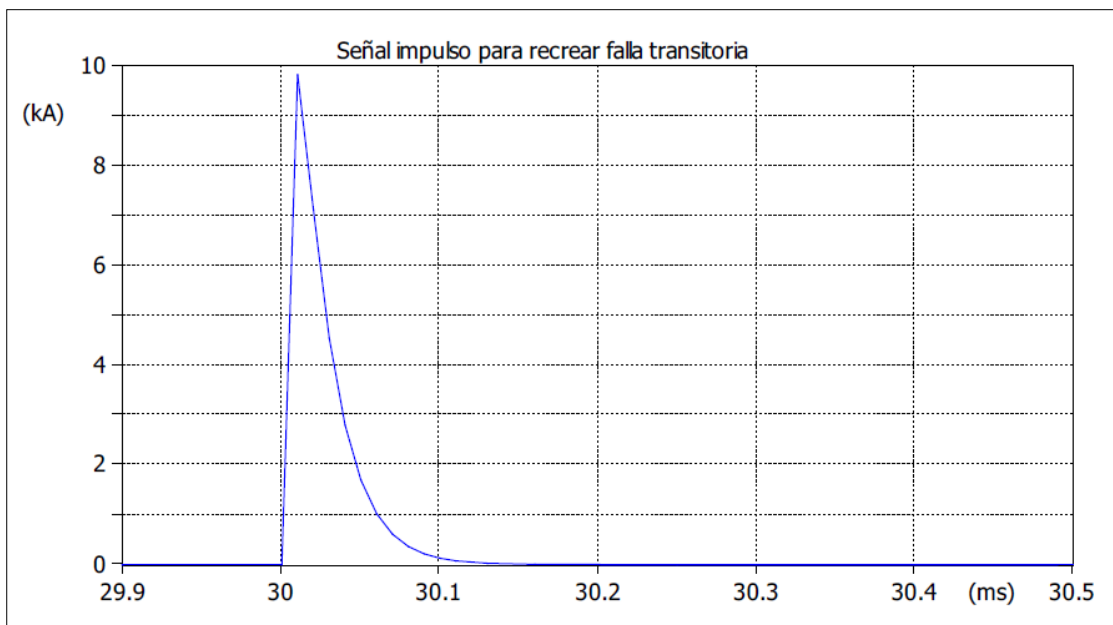
Below the tables, there are controls for 'Copy', 'Paste', and 'Reset'. There are also input fields for 'Order: 0' and 'Label:'. A 'Comment:' field is present. Under 'Type of source', 'Current' is selected with a radio button, and 'Voltage' is unselected. A 'Hide' checkbox is also visible. At the bottom, there are buttons for 'Edit definitions', 'OK', 'Cancel', and 'Help'.

Nombre de la fuente: Elaboración propia, configuración de impulso en ATPDraw.

Para la respectiva configuración de la señal impulso en ATPDraw (Figura 4-48), fue necesario ingresar la amplitud pico del “rayo”, la relación  $T_f$  que corresponde al tiempo de frente que demora la señal en llegar al 100% de amplitud, el tiempo de cola  $\tau$  que se refiere a cuando la señal decae aproximadamente 37% de su valor máximo,  $n$  la tasa de crecimiento de la función, y los respectivos tiempos de inicio y final de la señal.

Tras la parametrización recién mencionada, se obtiene la siguiente señal impulso en ATPDraw para la falla transitoria del circuito (Figura 4-49):

**Figura 4-49:** Señal impulso para simular falla transitoria.



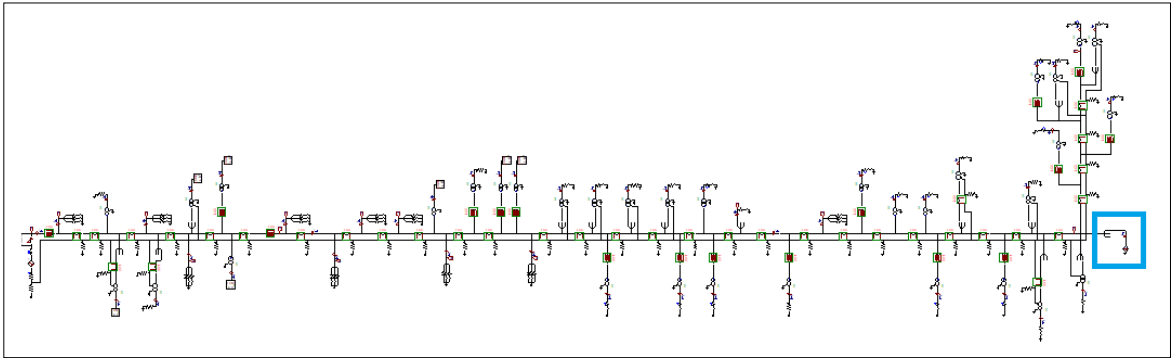
Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

En la Figura 4-50 se tiene el circuito de distribución simplificado sin generaciones distribuidas, en donde se incorporó la señal impulso para simular la falla transitoria por una descarga atmosférica, la cual se presenta a los 30 milisegundos de la simulación y es despejada a los 10 milisegundos, dejando el circuito desenergizado por 50 milisegundos antes de completar la función de recierre tras despejar la falla.

Aunque el análisis de las ondas de tensión y de corriente se realizan contemplando el despeje de la falla, es interesante el comportamiento que se muestra en la Figura 4-51, en donde al no despejar la falla la señal de tensión se queda oscilando disminuyendo su

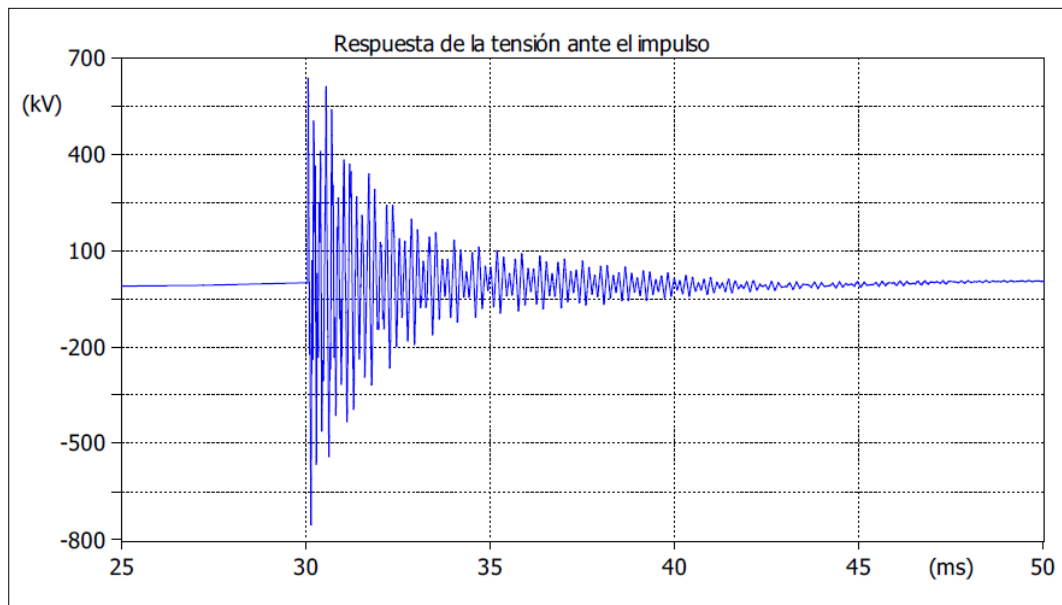
magnitud hasta acercarse a los valores estables de la onda de tensión. Lo cual puede ser una condición crítica de operación debido a que durante más tiempo permanezca la falla transitoria en el sistema, hace que elementos sensibles puedan tener afectaciones, además de que los elementos aguas arriba de la red pueden percibir estas fallas, disparando equipos aguas arriba de la subestación que pueden interrumpir el servicio de gran cantidad de clientes del SDL, teniendo un impacto negativo para los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI.

**Figura 4-50:** Circuito de distribución sin GD con falla transitoria.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, circuito con carga y falla en ATPDraw.

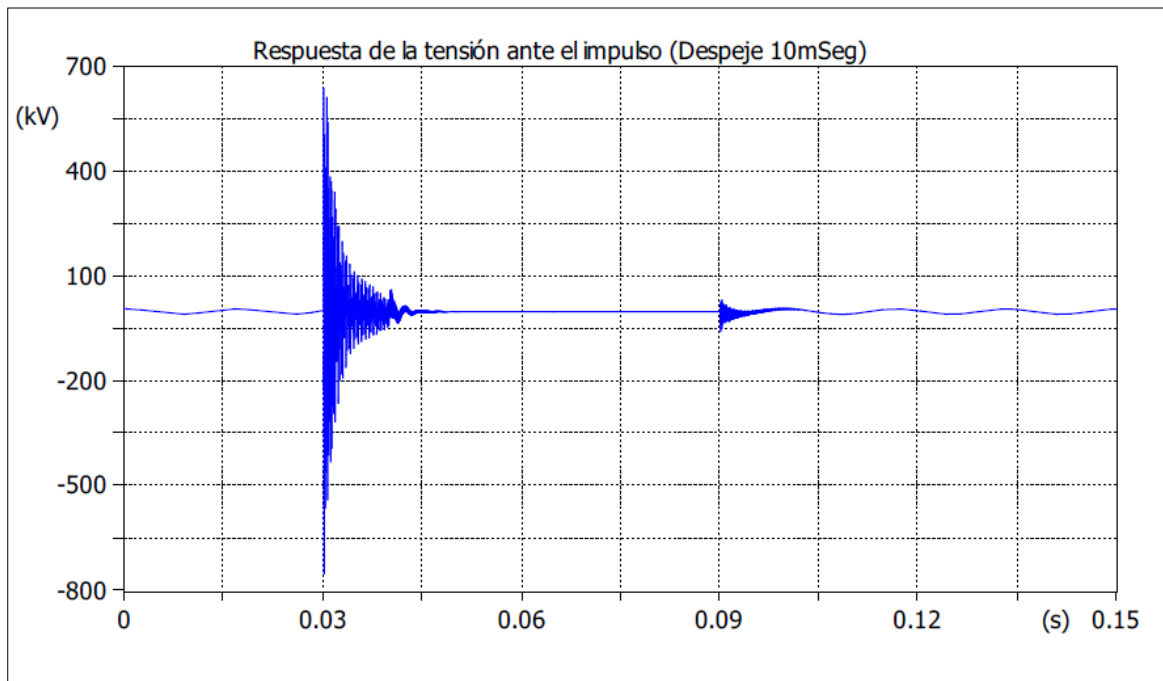
**Figura 4-51:** Señal de tensión en la fuente con falla transitoria sin despeje.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

Tras el impacto de la señal impulso en el circuito de distribución de estudio, es evidente el aumento significativo de la tensión y el comportamiento oscilatorio de la señal hasta el momento del despeje de la falla (Figura 4-52). Sin embargo, luego de que las protecciones realizan su función para esta condición transitoria, se observa que la señal de tensión tras la función de recierre tiene una leve perturbación que se debe a la maniobra de acople de carga tras el cierre y que tiene una duración de menos de un ciclo para restablecer los valores ordinarios de tensión (Figura 4-53).

**Figura 4-52:** Señal de tensión en la fuente con falla transitoria y despeje.

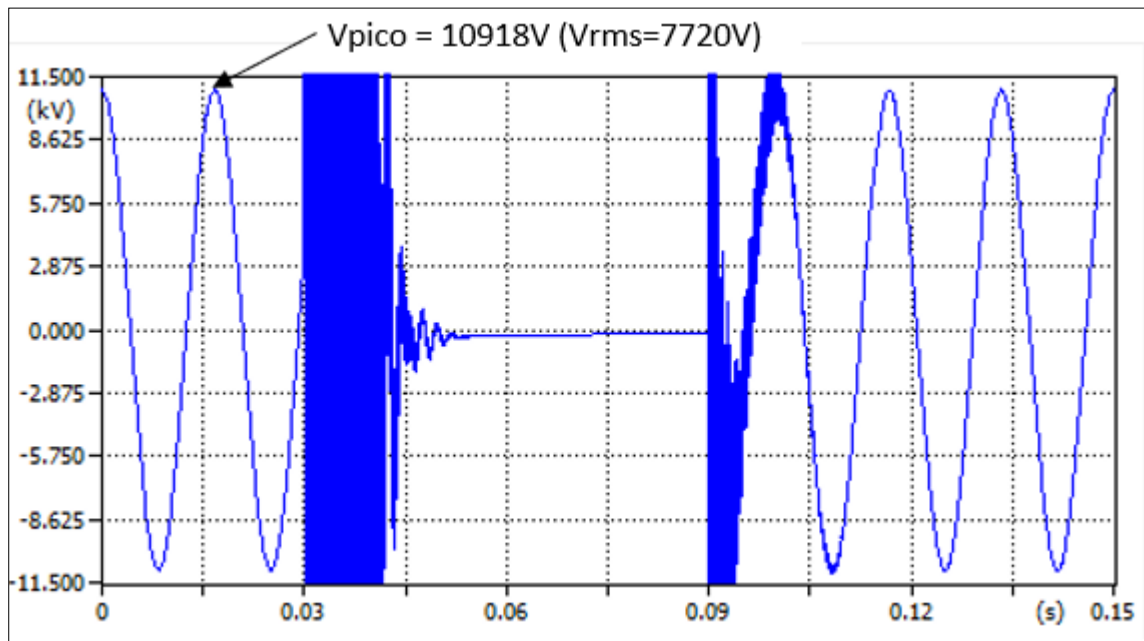


Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

Es interesante el comportamiento de la señal de tensión luego del despeje de falla, puesto que la Figura 4-53 muestra claramente que luego de la apertura del circuito por la operación de la protección principal de la red de distribución, la caída de tensión no llega a cero de forma instantánea, sino que se demora cerca de un ciclo para llevar a cero voltios, lo cual indica la importancia en la velocidad de disparo de las protecciones, ya que con esto se logran minimizar los tiempos de exposición del sistema a estas tensiones remanentes tras condiciones transitorias de falla.

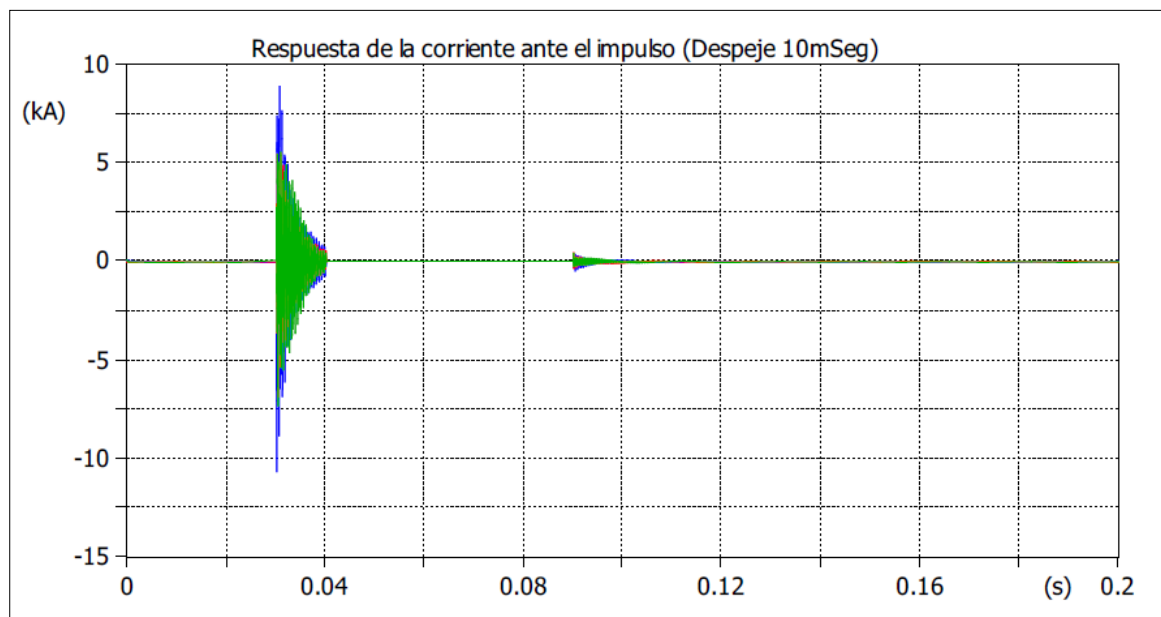


**Figura 4-53:** Detalle de señal de tensión en la fuente con falla transitoria y despeje.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

**Figura 4-54:** Señal de corriente en la fuente con falla transitoria y despeje.

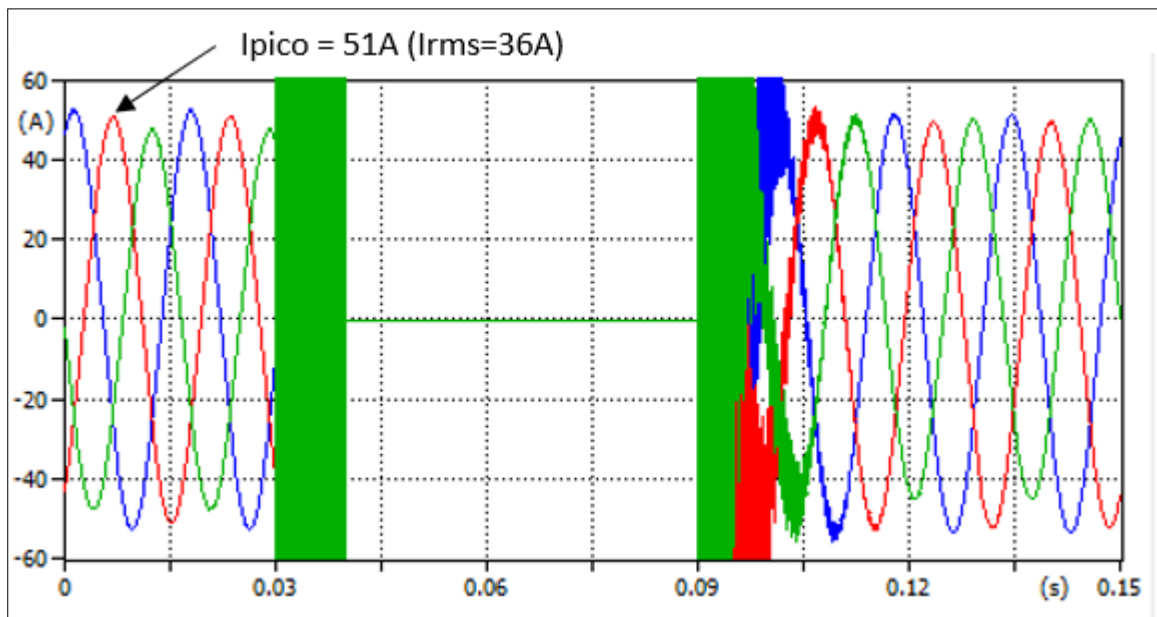


Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

Para la señal de corriente las Figuras 4-54 y 4-55 muestran un comportamiento dinámico que es análogo al que se presenta con la tensión, ya que luego de la señal impulso y el respectivo despeje de falla, la carga se restablece con normalidad tras la función de recierre, en donde se presenta una pequeña perturbación por la maniobra para estabilizar la magnitud y la señal de la onda.

Por experiencia en la operación del SDL, la estabilización en la magnitud de la carga no es instantánea, ya que muchos equipos sensibles de los usuarios de uso final requieren ser reiniciados o configurados para volver a funcionar, por lo que se requiere un poco más de tiempo antes de recobrar la carga plena del circuito.

**Figura 4-55:** Detalle de señal de corriente en la fuente con falla transitoria y despeje.



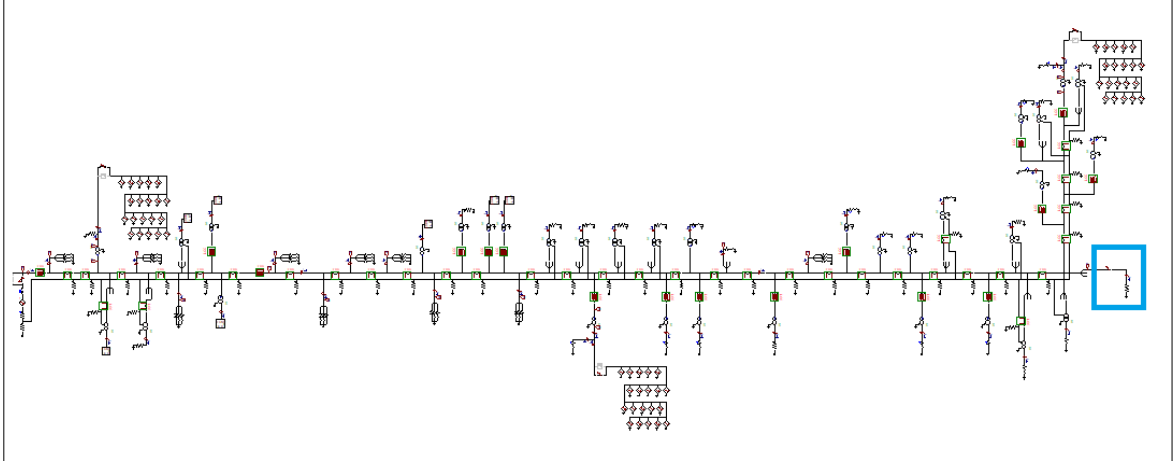
Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

### 4.3.3. Falla de alta impedancia en la red con generaciones distribuidas.

Para simular el escenario asociado a falla de alta impedancia con GD, se procede a recrear el caso partiendo del circuito simplificado con generación distribuida, al cual se le conecta en serie una resistencia de 21 ohmios en la fase R del troncal del circuito (que demanda una corriente de cerca de 360 amperios), esto a los 30 milisegundos de la simulación, en

donde la Figura 4-56 muestra la red de la simulación y el punto en donde se ubica la resistencia de falla.

**Figura 4-56:** Circuito de distribución con GD y falla de alta impedancia.



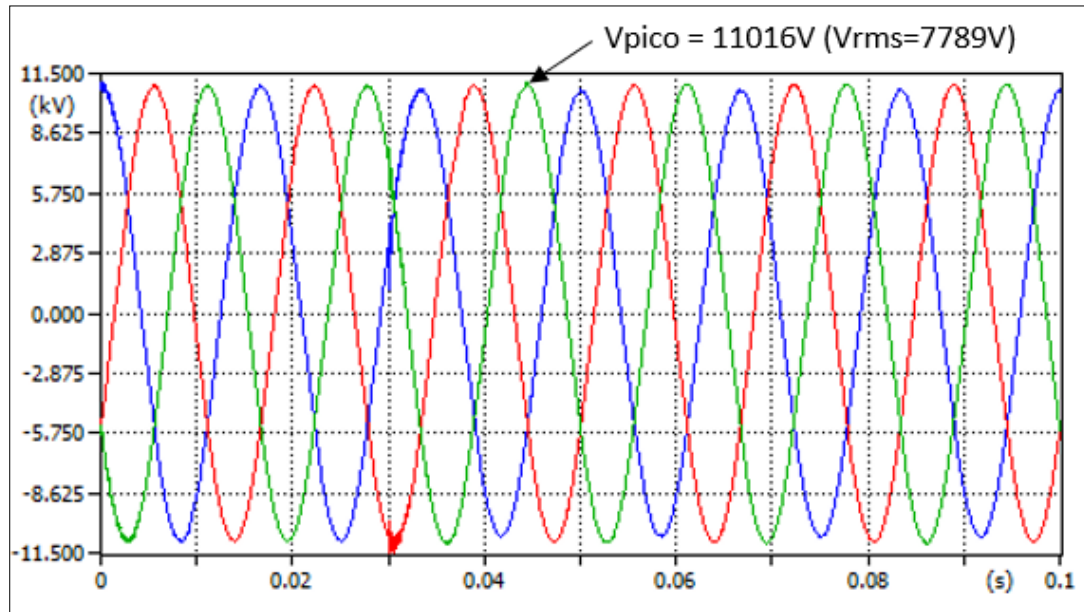
Nombre de la fuente: Elaboración propia, circuito con carga y falla en ATPDraw.

En la Figura 4-57 se observa que a los 30 milisegundos se presenta una leve perturbación que prácticamente no afecta la onda de tensión. Sin embargo, al validar en detalle las magnitudes de las tensiones en la Figura 4-58, se visualiza que la fase R en donde se tiene la falla de alta impedancia, presenta una reducción considerable en la tensión con respecto a las otras fases, ya que la fase R está en 7.575 voltios, la fase S está en 7.747 voltios y la fase T en 7.789 voltios.

Esta situación muestra un comportamiento muy similar al comparar con el escenario sin generación distribuida, puesto que la dinámica de la señal de tensión continúa en rangos que permiten la operación normal de la red, que a su vez refleja la condición operativa asociada a traslados de carga por medio de maniobras monopolares.

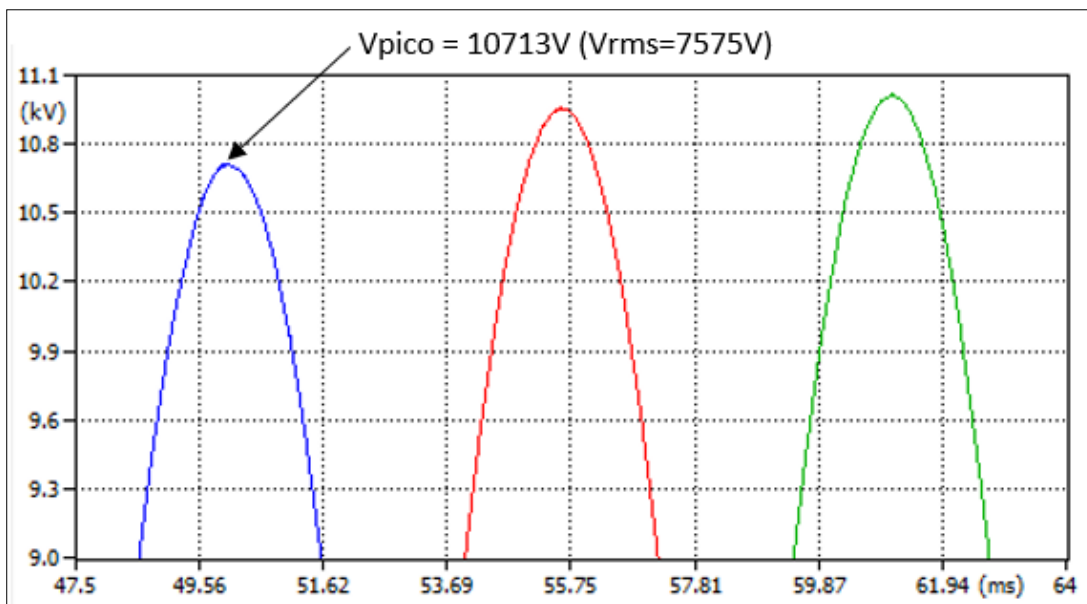
La variación en las magnitudes de las tensiones al confrontar los resultados de la simulación del circuito en media tensión con y sin integración de generaciones distribuidas, no refleja cambios significativos, ya que las variaciones apenas llegan a 4 voltios por fase que representa sólo el 0.05% de cambio con respecto a la tensión nominal.

**Figura 4-57:** Señal de tensión en la fuente de circuito con falla de alta impedancia y generaciones distribuidas.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

**Figura 4-58:** Detalle de la señal de tensión en la fuente de circuito con falla de alta impedancia y generaciones distribuidas.

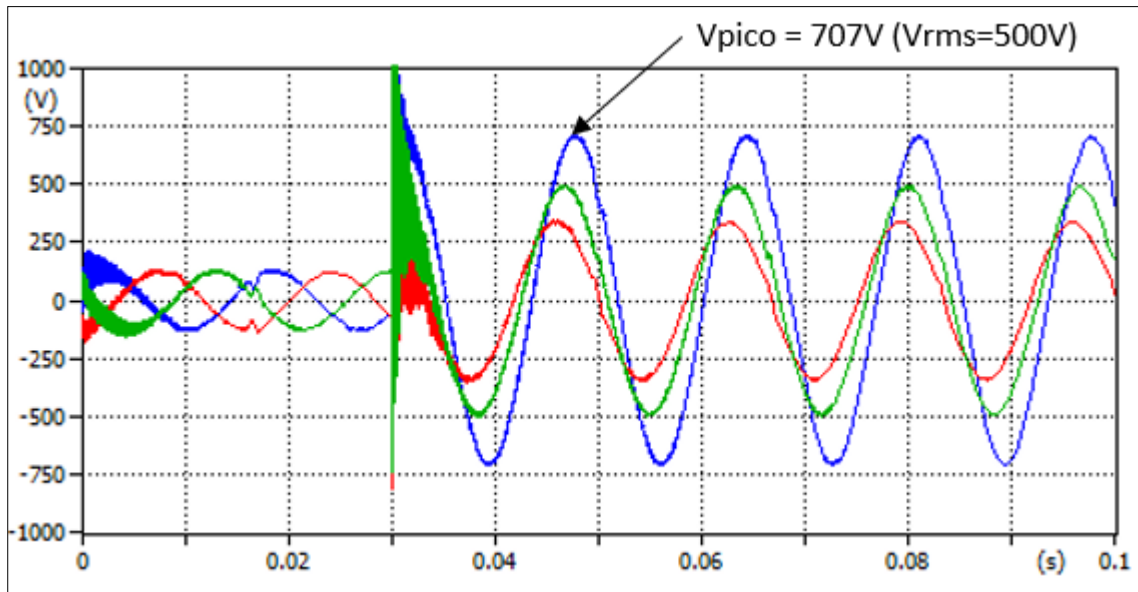


Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

Debido al desbalance en la corriente por fase y a la diferencia en las tensiones por fase, se presenta un aumento en la caída de tensión por fase luego de la perturbación a los 30 milisegundos, tal como se observa en la Figura 4-59, en donde la fase R tiene una caída de tensión en el punto más lejano de la red de distribución de 500 voltios, la fase S de 240 voltios y la fase T de 348 voltios.

Para este caso se tiene que la caída en la tensión es menor y más balanceada con respecto al caso en donde no se tienen generaciones distribuidas, lo cual se debe a que los cambios en la tensión en la red son leves y permiten a las GD mantener el sincronismo con el sistema e impactar de forma positiva en el comportamiento de la tensión.

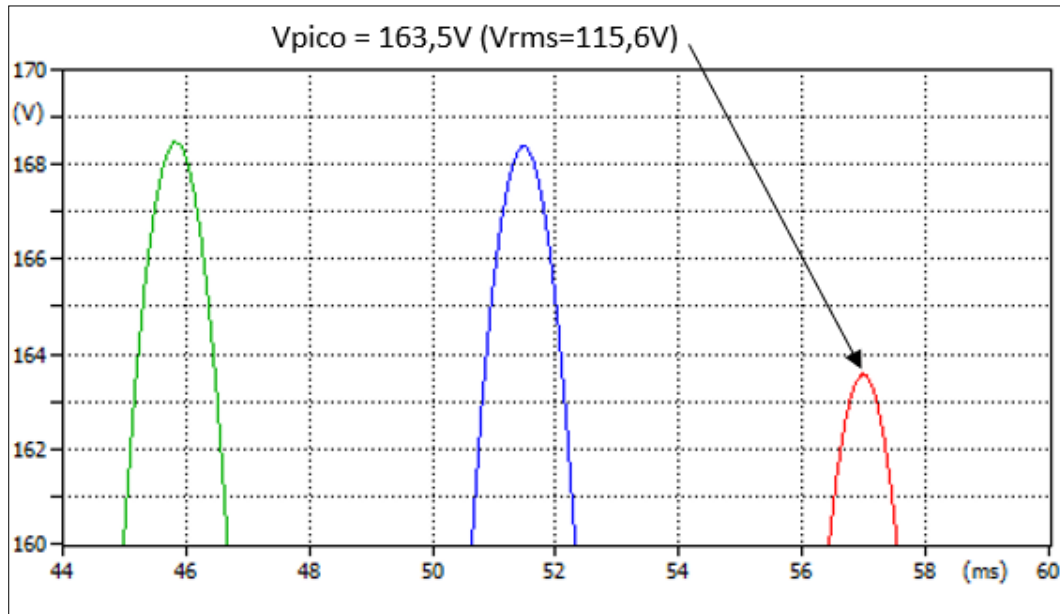
**Figura 4-59:** Caída de tensión en el punto más lejano de la red con falla de alta impedancia y generación distribuida.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

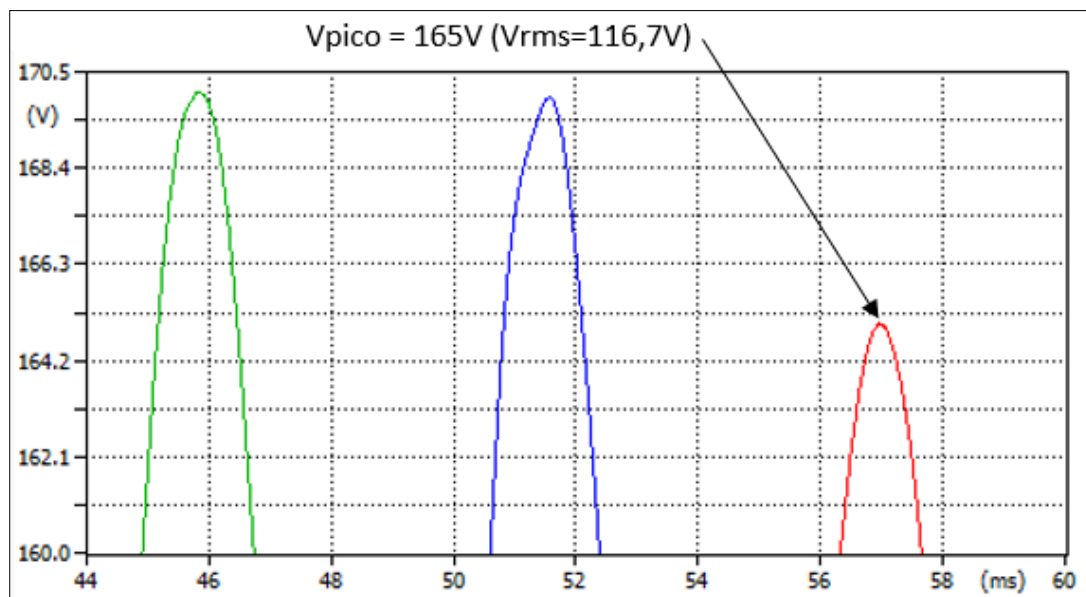
Este impacto positivo, en donde la caída de tensión es menor en el punto más lejano de la red con respecto al escenario que no cuenta con generación distribuida, se muestra en las Figuras 4-60 y 4-61, puesto que en éstas se observa que al tener la generación distribuida se tiene una leve mejora en el perfil de tensión en el punto de conexión de la GD, lo cual minimiza la caída en la tensión en cola.

**Figura 4-60:** Detalle de la onda de tensión en el punto más lejano de la red sin conexión de generación distribuida y falla de alta impedancia.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

**Figura 4-61:** Detalle de la onda de tensión en el punto más lejano de la red con conexión de generación distribuida y falla de alta impedancia.

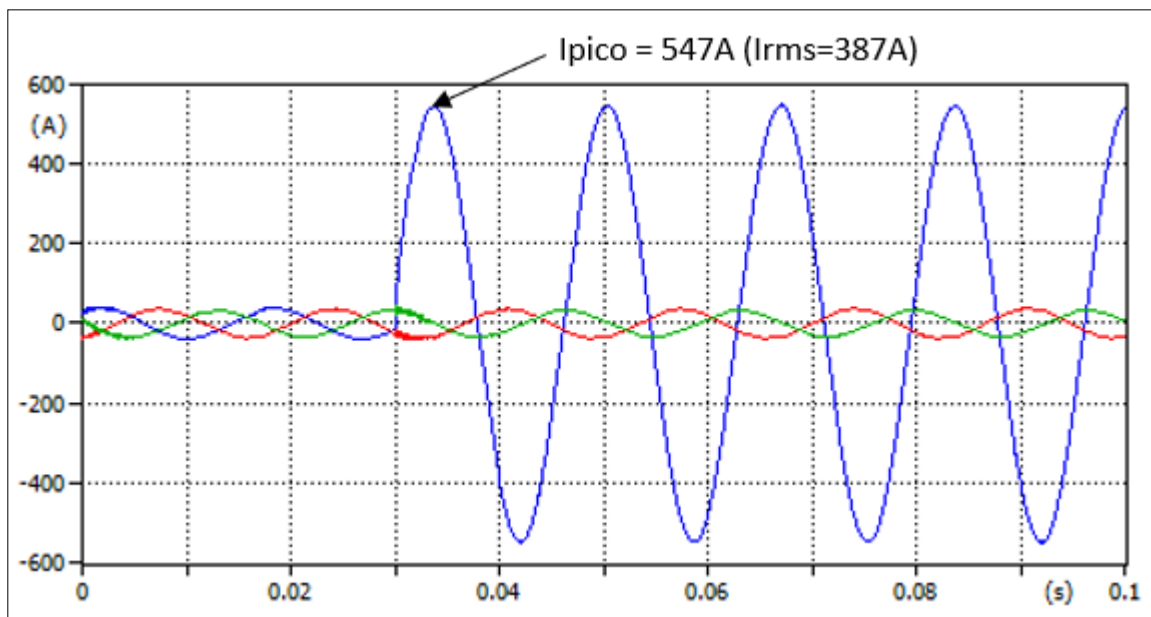


Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

Con respecto a la carga, en la Figura 4-62 se encuentra el detalle del aumento súbito de corriente a los 30 milisegundos (aproximadamente 387 amperios), en donde la resistencia que recrea la falla de alta impedancia no es suficiente para que el relé de sobrecorriente envíe la señal de disparo al interruptor, aunque es probable que dependiendo de las parametrizaciones del SCADA, se presente una alarma por límite operativo de carga por la cercanía de la corriente al umbral de disparo.

Es interesante que la corriente que se tiene en el escenario con generación distribuida (387 A) sea mayor que la corriente que se tiene sin GD (383A), pero esto se debe al modelo de resistencia estática que se consideró para simular la impedancia de falla, puesto que en el caso de GD se tenía mejor perfil de tensión en el circuito, lo cual genera mayor corriente para esta falla que fue recreada como “carga”. Sin embargo, en un caso real es probable que se presente lo contrario, ya que la GD está asumiendo carga del circuito de distribución, por lo que la corriente que circula por la red es más baja y por tanto mucho más difícil de identificar en la supervisión del OR.

**Figura 4-62:** Señal de corriente en la fuente del circuito con falla de alta impedancia y generación distribuida.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

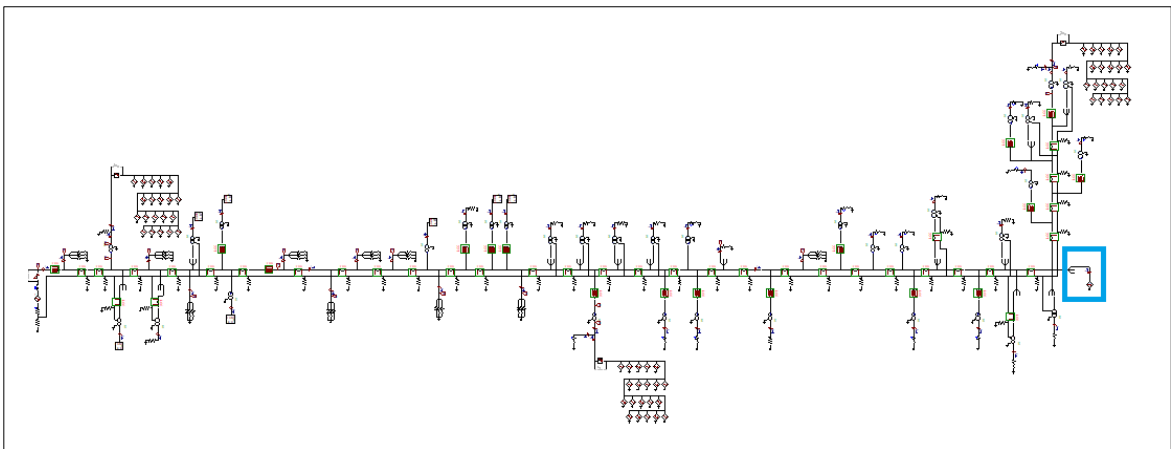
#### 4.3.4. Falla transitoria en la red de distribución con generaciones distribuidas.

Para este escenario se considera el circuito de distribución simplificado de análisis con generación distribuida, y se procede a recrear la falla transitoria por medio del uso de una señal de corriente de tipo impulso de 10kA con forma de onda normalizada 8/20  $\mu$ Seg, la cual impacta la red de distribución a los 30 milisegundos de simulación.

Puesto que se pretende recrear condiciones típicas de operación en las redes de distribución, y no la estabilidad propia del sistema (debido a la baja incidencia de un circuito del SDL sobre el Sistema de Transmisión Nacional), se procede a despejar la falla por medio de la función de recierre del relé de protección principal y se valida el comportamiento de las señales de tensión y corriente tras esta perturbación. Adicionalmente, para no tener los mismos resultados de la prueba de falla transitoria sin GD, se asume que ante la perturbación transitoria las GD no salen de operación, de forma que se pueda evaluar el sistema ante esta situación.

Para la parametrización de la señal impulso para la prueba de simulación, se tiene en cuenta la misma configuración en ATPDraw que se muestra en las Figuras 4-48 y 4-49, las cuales se utilizaron para el escenario de falla transitoria sin generaciones distribuidas en la red de distribución.

**Figura 4-63:** Circuito de distribución con GD y falla transitoria.



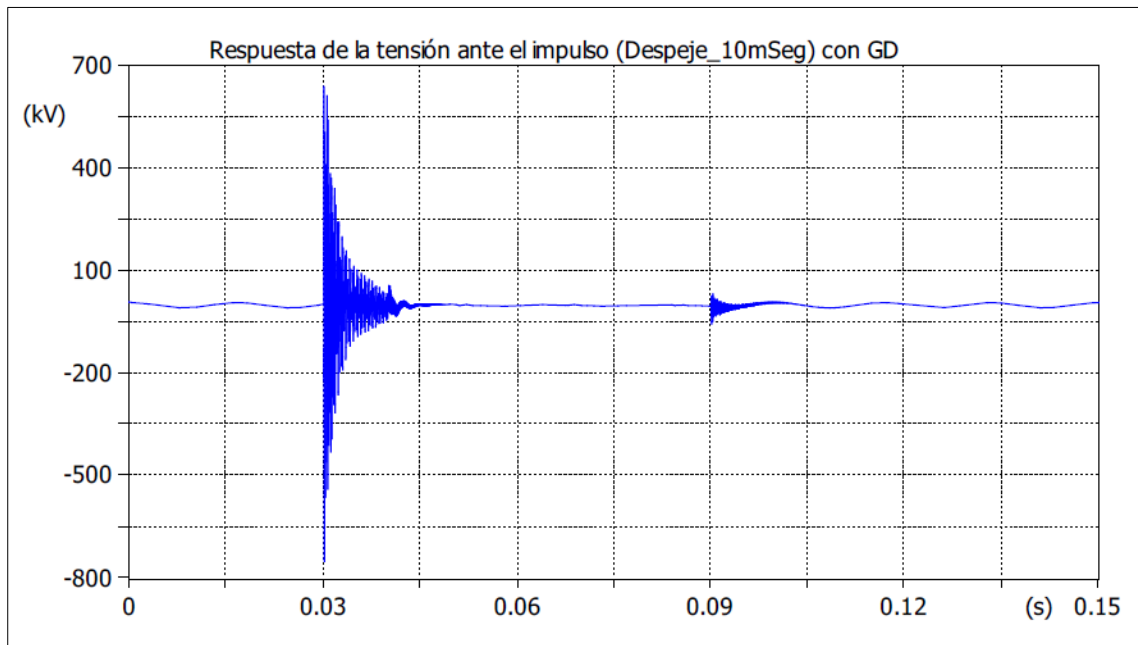
Nombre de la fuente: Elaboración propia, circuito con carga, GD y falla en ATPDraw.



En la Figura 4-63 se tiene el circuito de distribución simplificado con generaciones distribuidas, en donde se incorporó la señal impulso para simular la falla transitoria por una descarga atmosférica, la cual se presenta a los 30 milisegundos de la simulación y es despejada a los 10 milisegundos, dejando el circuito desenergizado por 50 milisegundos antes de completar la función de recierre tras despejar la falla. Esto mientras las generaciones distribuidas continúan operativas.

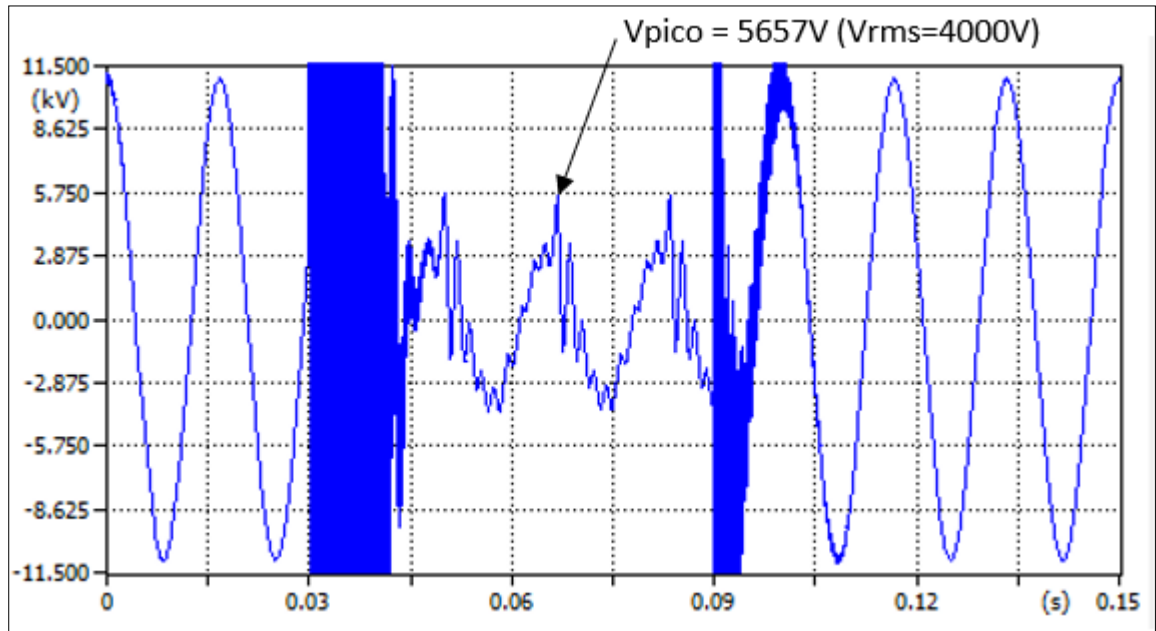
Luego del impacto de la señal impulso en el circuito de distribución de análisis, es evidente el aumento significativo de la tensión y el comportamiento oscilatorio de la onda de tensión hasta el momento de despeje de la falla (Figura 4-64). Sin embargo, luego de que las protecciones actúan para el despeje de la falla, se observa una tensión distorsionada hasta que se presenta el cierre del equipo de cabecera (Figura 4-65), en donde esta “perturbación” en la onda de tensión hace referencia a las generaciones distribuidas que tratan de asumir la carga de la red mientras el sistema retoma de nuevo la demanda de carga del circuito. Finalmente, con el cierre del equipo de cabecera (interruptor o reconectador), se presenta una leve oscilación en la señal de tensión que se genera por la maniobra de acople de la carga para restablecer el estado operativo estable.

**Figura 4-64:** Señal de tensión en la fuente con GD, falla transitoria y despeje.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

**Figura 4-65:** Detalle de la señal de tensión en la fuente con generaciones distribuidas, falla transitoria y despeje.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

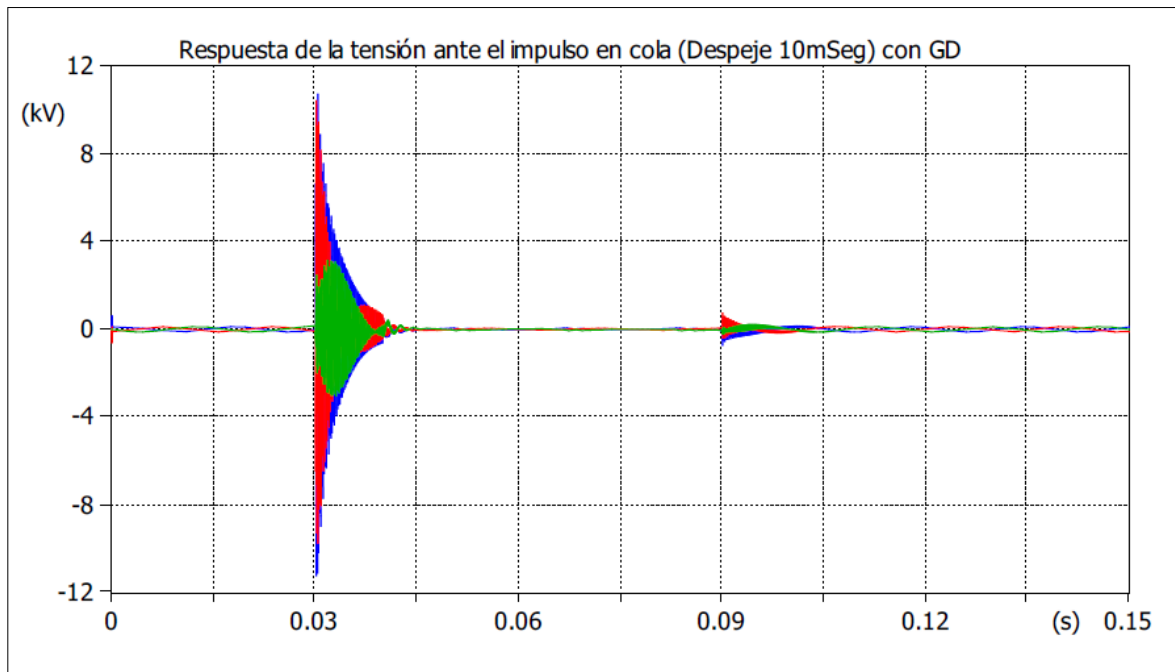
La dinámica que se presenta en la Figura 4-65 es una condición de alto riesgo para el sistema de distribución, ya que en caso de una falla permanente si las generaciones distribuidas tuvieran la disposición para operar en isla, pero no la capacidad para asumir la totalidad de la carga, ocurriría una situación en donde la tensión caería considerablemente (por debajo de los límites definidos por la normatividad), ocasionando daños a los equipos de los clientes, tal como se observa en la Figura 4-65 que muestra una tensión que apenas alcanza a llegar a 4.000 voltios (Aproximadamente el 52% de la tensión nominal de la red).

Aunque este escenario en donde las GD no se desacoplan del sistema es poco probable, es un caso que deben contemplar los diseñadores dado el impacto negativo que puede tener para las cargas internas de los clientes, para el sistema de distribución y para la misma generación distribuida.

Al evaluar el comportamiento de la onda de tensión en el punto de conexión de la GD más lejano de la red (Figuras 4-66 y 4-67), se evidencia que la dinámica es igual a la que se presenta en la fuente. Es decir, que tras la señal impulso se presenta un aumento

considerable en la magnitud de la tensión además de una condición oscilatoria hasta el despeje de la falla, luego la GD interna trata de asumir la carga de la red estando incluso por debajo del 50% de la tensión nominal (Figura 4-67), normalizándose finalmente el sistema en el momento que la fuente principal del circuito desde la subestación vuelve a asumir la carga de la red de media tensión.

**Figura 4-66:** Señal de tensión en el punto más lejano del circuito en baja tensión con GD, falla transitoria y despeje.

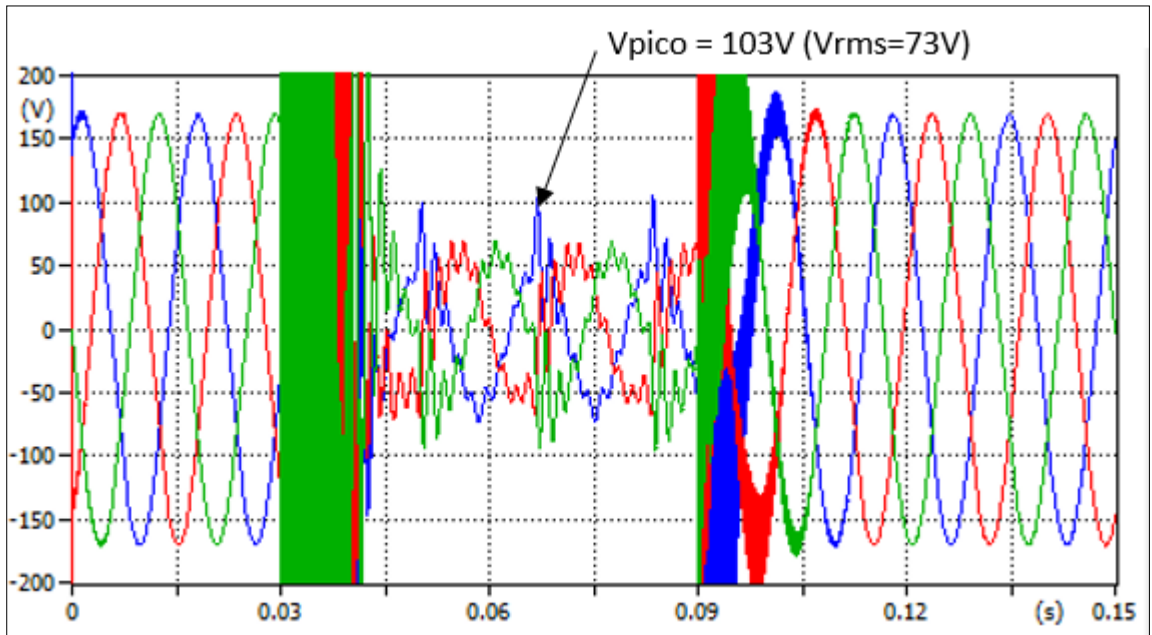


Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

Las Figuras 4-67 y 4-68 muestran en detalle el comportamiento de la generación distribuida al tratar de asumir la carga luego de la apertura del equipo principal de cabecera, para este caso la GD tiene menor capacidad que la carga demandada en baja tensión, por lo que en estado operativo se debería desacoplar del sistema.

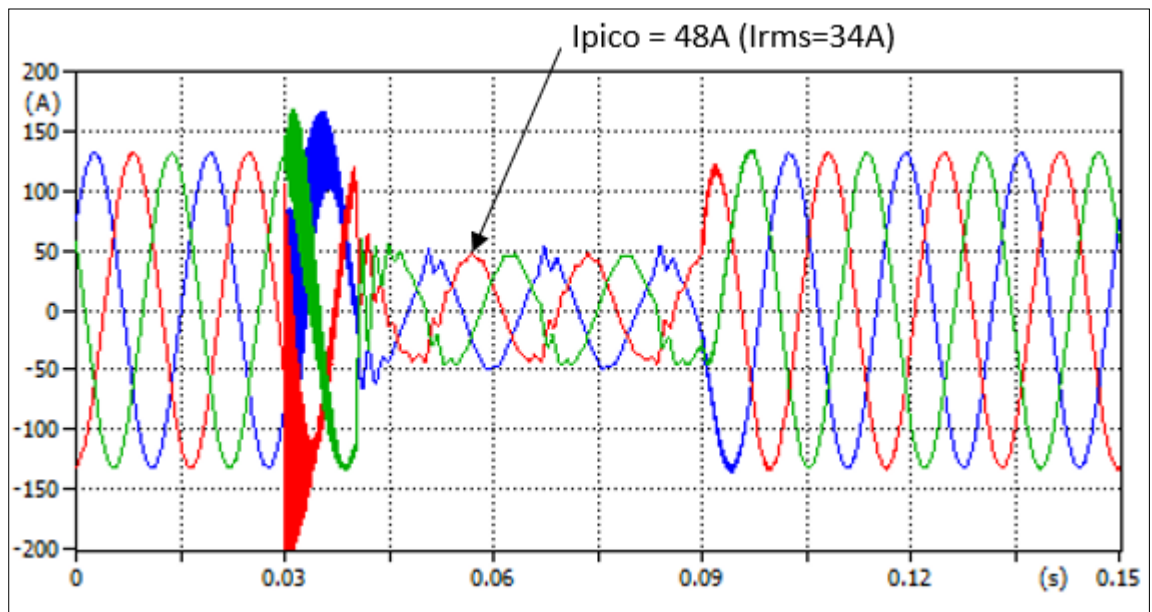
Pero suponiendo que la GD tenga la capacidad de operar en isla, se tendría que establecer un sistema de desconexión de la red y de la carga, de forma que pueda alimentar cargas esenciales que no superen su capacidad, y así garantizar niveles tolerables en la magnitud de la onda de tensión.

**Figura 4-67:** Detalle de la señal de tensión en el punto más lejano del circuito en baja tensión con GD, falla transitoria y despeje.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

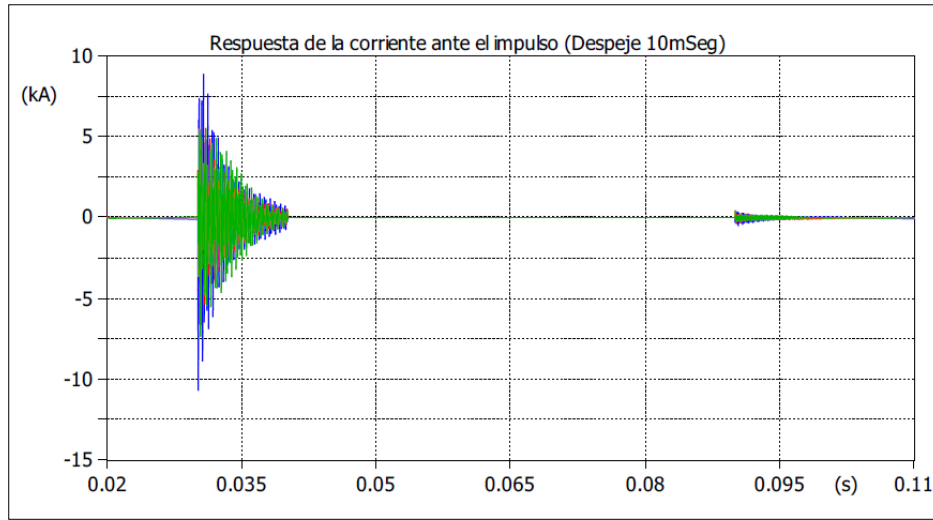
**Figura 4-68:** Detalle de la señal de corriente en el punto más lejano del circuito en baja tensión con GD, falla transitoria y despeje.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

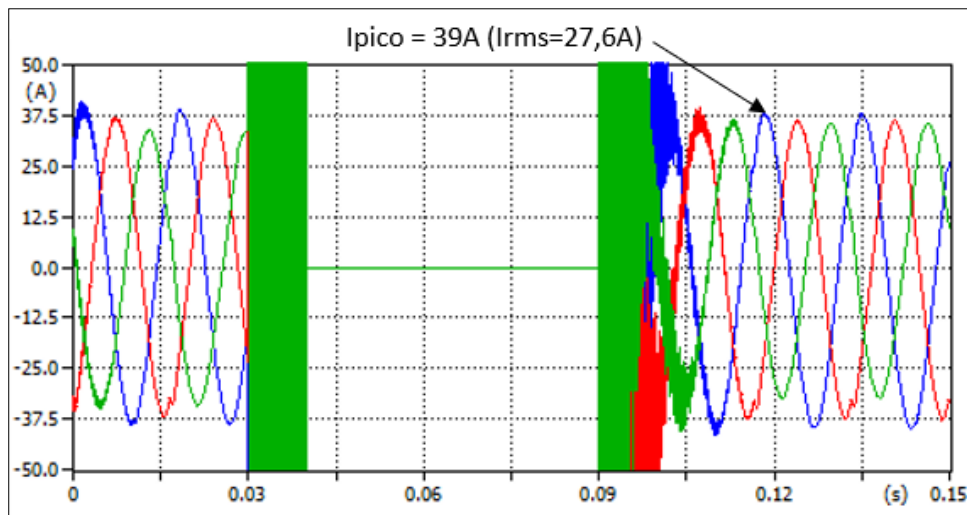
Con respecto a las corrientes del circuito vistas desde la fuente de la red (Figuras 4-69 y 4-70), el comportamiento es similar al de la falla transitoria sin generación distribuida, siendo la única diferencia los valores en estado estable tras la falla, en donde las magnitudes de la corriente para el escenario de las redes con GD son menores por el aporte de las GD.

**Figura 4-69:** Señal de corriente en la fuente con GD, falla transitoria y despeje.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

**Figura 4-70:** Detalle de la señal de corriente en la fuente con GD, falla transitoria y despeje.



Nombre de la fuente: Elaboración propia, imagen de Plot XY (Extensión para ATPDraw)

## 5. Análisis de resultados

La simulación de diferentes escenarios del circuito de distribución de análisis, permite concluir que la integración controlada de generaciones distribuidas en baja tensión, no tiene impactos adversos en las redes de distribución.

Los escenarios de operación con y sin integración de generaciones distribuidas en donde se establecieron condiciones en estado estable, transferencias de cargas, fallas de alta impedancia y fallas transitorias, presentaron resultados gráficos en donde la onda de tensión no presentó cambios significativos por la dinámica propia de un circuito de distribución.

El modelo de generación distribuido establecido correspondía a una condición crítica armónica que cumplía la normativa vigente, en donde esta fuente tuvo muy bajo impacto sobre la onda de tensión. Sólo se logró percibir un leve aumento en la magnitud de la tensión que aportó de forma positiva para mejorar los perfiles de tensión y para reducir la caída de tensión en los puntos más lejanos de la red. Sin embargo, esta situación se presenta más por la reducción en la carga de la red que por la incidencia de los componentes armónicos de la generación distribuida.

Las simulaciones mostraron una condición crítica para la red, para los casos en donde las generaciones distribuidas no se logren desacoplar del sistema en condiciones de falla. Si bien para el escenario sólo se contempló este caso para unos cuantos ciclos en una falla transitoria, para el caso en donde las GD no se puedan desacoplar en una falla permanente se puede ocasionar un daño considerable en la GD y en las instalaciones que continúen con referencia de tensión por estas fuentes (para el caso que tengan la posibilidad de trabajar en isla y capacidad instalada considerable).

Dado que el caso de estudio contemplaba generaciones distribuidas con sistema de generación fotovoltaico (por esto se recrearon las GD cómo fuentes de corriente), es totalmente improbable que estas GD en el nivel de tensión 1 puedan crear fallas de gran magnitud al operador de red, ya que la inercia de estas generaciones es muy baja y más aún comparada con la inercia propia del circuito de distribución.

## 6. Conclusiones y recomendaciones

### 6.1 Conclusiones

Las simulaciones de los diversos escenarios de operación al integrar el aporte de generaciones distribuidas al sistema de análisis en media tensión, muestra que la onda de tensión no presenta impactos negativos por estas fuentes conectadas en la red. De hecho, la integración controlada de estas fuentes en el nivel de tensión 1 puede mejorar los perfiles de tensión de la red y disminuir las caídas de voltaje en las redes más lejanas del circuito de distribución.

Las generaciones distribuidas ubicadas en el nivel de tensión 1 permiten reducir las corrientes en media tensión, lo cual es una condición favorable para el Operador de Red, ya que permite tener mayor flexibilidad para realizar maniobras de transferencia de carga, tanto por trabajos programados como para atención de contingencias que se presenten en redes adyacentes.

La metodología de simplificación de ramales permitió reducir los tiempos de simulación en el programa ATPDraw, además los resultados del flujo de carga en estado estable del circuito simplificado mostraron total equivalencia con respecto a las simulaciones que se realizaron al circuito completo de estudio.

La intervención de la Comisión de Regulación de Energía y Gas para definir los criterios normativos y técnicos para la integración de generación distribuida en el nivel de tensión 1, es fundamental para garantizar la calidad en la prestación del servicio de energía. Puesto que las limitantes establecidas para las potencias y energías máximas a suministrar a la red generan un techo que permite al operador de red tener control sobre la conexión y exportación de energía a su sistema.

Los Operadores de Red están en la obligación de mantener sus sistemas de información actualizados, para que todos los interesados en conectarse a la red por medio de generaciones distribuidas, puedan realizar sus cálculos de potencia dentro de los umbrales sugeridos por la normatividad, ya que la misma regulación “sanciona” a los Operadores de

Red permitiendo a los clientes conectar mayor capacidad de generación por la falta de información.

## 6.2 Recomendaciones

La disminución de las corrientes que circulan por media tensión por la reducción de carga en baja tensión al tener las generaciones distribuidas, es una condición que puede ser favorable para los Operadores de Red. Sin embargo, esta condición operativa requiere mayor nivel de detalle ya que las generaciones distribuidas “esconden” la demanda real del sistema, por lo que los OR deben validar sus planes de expansión de carga y de atención de contingencias de la red.

La normatividad vigente con la resolución CREG 174 de 2021 ha declarado el “techo” de generación en nivel de tensión 1 para los usuarios que estén interesados en conectar fuentes de generación distribuidas. Pero antes de esto, la resolución CREG 030 de 2018 dejó interrogantes que permitieron ingresar fuentes de generación a las redes que pueden estar por encima de los criterios que se encuentran vigentes, por lo que el OR debe validar estas capacidades y su impacto con respecto al ingreso de nuevas fuentes a sus redes de distribución.

En las simulaciones que hacían referencia a fallas de alta impedancia, los resultados gráficos mostraron que el comportamiento de las ondas de tensión y de corriente se asemeja a condiciones operativas asociadas a maniobras monopolares de carga. Ante esta condición operativa, para los casos en donde las magnitudes de corriente y de tensión no lleguen a los límites operativos o a la operación de protecciones, deriva en que la falla de alta impedancia permanezca por tiempo indeterminado en el sistema. Por tanto, conocer en detalle este estado operativo es de gran importancia para el Operador de Red con el fin de identificar este tipo de falla y su posible ubicación.



## Anexo A: Parámetros del circuito de distribución de análisis.

En esta sección se muestra el detalle asociado a los parámetros que se tomaron de las bases de datos del operador de red, para recrear el circuito de distribución de estudio en el programa computacional ATPDraw.

**Tabla A-1:** Conductores y longitudes del circuito de análisis. (EPM E.S.P., 2020c)

Tramo de red	Nodos involucrados	Configuración de la red	Longitud (m)
0.1	Interruptor de S/E a nodo 1	3F, subterráneo aislado 350KCM Cu	181
1.1.1	Nodo 1 a nodo 111	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	39
1.1.2	Nodo 111 a nodo 112	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	43
1.2	Nodo 1 a nodo 2	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	38
2.3	Nodo 2 a nodo 3	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	56
3.1.1	Nodo 3 a nodo 311	1F+N, aéreo desnudo 2 + 2 ACSR	23
3.4	Nodo 3 a nodo 4	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	58
4.1.1	Nodo 4 a nodo 411	1F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	20
4.2.1	Nodo 4 a nodo 421	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	15
4.2.2	Nodo 421 a nodo 422	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	60
4.2.3	Nodo 422 a nodo 423	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	22
4.2.3.1	Nodo 423 a nodo 4231	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	57
4.2.4	Nodo 423 a nodo 424	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	34
4.2.4.1	Nodo 424 a nodo 4241	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	25
4.2.5	Nodo 424 a nodo 425	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	50
4.2.5.1	Nodo 425 a nodo 4251	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	46
4.5	Nodo 4 a nodo 5	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	69
5.1.1	Nodo 5 a nodo 511	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	51
5.1.1.1	Nodo 511 a nodo 5111	1F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	10
5.1.2	Nodo 511 a nodo 512	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	29
5.1.2.1	Nodo 512 a nodo 5121	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	22
5.1.3	Nodo 512 a nodo 513	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	47
5.1.3.1.1	Nodo 513 a nodo 51311	1F+N, aéreo desnudo 4 + 4 ACSR	32
5.1.3.1.2	Nodo 51311 a nodo 51312	1F+N, aéreo desnudo 4 + 4 ACSR	66
5.1.4	Nodo 513 a nodo 514	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	55
5.1.4.1	Nodo 514 a nodo 5141	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	16
5.1.5	Nodo 514 a nodo 515	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	131
5.1.5.1	Nodo 515 a nodo 5151	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	34
5.6	Nodo 5 a nodo 6	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	62
6.1.1	Nodo 6 a nodo 611	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	29

Tabla A-1: (Continuación)

Tramo de red	Nodos involucrados	Configuración de la red	Longitud (m)
6.7	Nodo 6 a nodo 7	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	20
7.8	Nodo 7 a nodo 8	3F, subterráneo aislado 350KCM Cu	236
8.1.1	Nodo 8 a nodo 811	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	13
8.1.1.1.1	Nodo 811 a nodo 81111	1F, subterráneo aislado 1/0 Cu	18
8.1.1.2.1	Nodo 811 a nodo 81121	1F, subterráneo aislado 1/0 Cu	211
8.1.1.3.1	Nodo 811 a nodo 81131	1F, subterráneo aislado 1/0 Cu	100
8.1.1.4.1	Nodo 811 a nodo 81141	1F, subterráneo aislado 1/0 Cu	102
8.1.1.5.1	Nodo 811 a nodo 81151	1F, subterráneo aislado 1/0 Cu	188
8.9	Nodo 8 a nodo 9	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	14
9.1.1	Nodo 9 a nodo 911	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	66
9.1.2	Nodo 911 a nodo 912	1F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	29
9.10	Nodo 9 a nodo 10	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	49
10.1.1	Nodo 10 a nodo 1011	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	13
10.1.1.1	Nodo 1011 a nodo 10111	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	17
10.1.2	Nodo 1011 a nodo 1012	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	90
10.11	Nodo 10 a nodo 11	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	70
11.1.1	Nodo 11 a nodo 1111	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	28
11.1.1.1	Nodo 1111 a nodo 11111	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	40
11.1.2	Nodo 1111 a nodo 1112	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	96
11.1.2.1	Nodo 1112 a nodo 11121	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	13
11.1.2.1.1	Nodo 11121 a nodo 111211	1F, subterráneo aislado 1/0 Cu	29
11.1.2.2	Nodo 11121 a nodo 11122	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	52
11.1.2.2.1	Nodo 11122 a nodo 111221	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	26
11.1.2.2.2	Nodo 11122 a nodo 111222	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	45
11.1.2.3	Nodo 11122 a nodo 11123	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	54
11.1.2.4	Nodo 11123 a nodo 11124	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	38
11.1.2.5	Nodo 11124 a 11125	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	23
11.1.3	Nodo 1112 a nodo 1113	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	57
11.1.4	Nodo 1114 a nodo 1115	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	25
11.12	Nodo 11 a nodo 12	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	43
12.1.1	Nodo 12 a nodo 1211	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	52
12.1.2	Nodo 1211 a nodo 1212	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	26
12.1.2.1	Nodo 1212 a nodo 12121	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	16
12.1.2.2	Nodo 1212 a nodo 12122	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	25
12.1.3	Nodo 1212 a nodo 1213	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	16
12.1.3.1	Nodo 1213 a nodo 12131	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	15
12.1.3.2	Nodo 1213 a nodo 12132	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	35
12.1.4	Nodo 1213 a nodo 1214	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	25
12.13	Nodo 12 a nodo 13	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	43
13.1.1	Nodo 13 a nodo 1311	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	20
13.14	Nodo 13 a nodo 14	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	103

Tabla A-1: (Continuación)

Tramo de red	Nodos involucrados	Configuración de la red	Longitud (m)
13.14	Nodo 13 a nodo 14	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	103
14.1.1	Nodo 14 a nodo 1411	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	35
14.2.1	Nodo 14 a nodo 1421	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	24
14.3.1	Nodo 14 a nodo 1431	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	54
14.3.1.1	Nodo 1431 a nodo 14311	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	15
14.3.2	Nodo 1431 a nodo 1432	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	28
14.3.2.1	Nodo 1432 a nodo 14321	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	15
14.3.3	Nodo 1432 a nodo 1433	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	20
14.3.3.1	Nodo 1433 a nodo 14331	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	25
14.3.3.2.1	Nodo 14331 a nodo 143321	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	30
14.3.3.2.2	Nodo 143321 a 143322	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	18
14.3.4	Nodo 1433 a 1434	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	49
14.2.4.1	Nodo 1434 a nodo 14341	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	52
14.15	Nodo 14 a nodo 15	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	36
15.16	Nodo 15 a nodo 16	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	44
16.1.1	Nodo 16 a nodo 1611	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	27
16.17	Nodo 16 a nodo 17	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	30
17.18	Nodo 17 a 18	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	148
18.1.1	Nodo 18 a nodo 1811	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	25
18.19	Nodo 18 a nodo 19	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	100
19.1.1	Nodo 19 a nodo 1911	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	44
19.20	Nodo 19 a nodo 20	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	106
20.1.1	Nodo 20 a nodo 2011	1F+N, aéreo desnudo 4 + 4 ACSR	9
20.1.1.1	Nodo 2011 a 20111	1F+N, aéreo desnudo 4 + 4 ACSR	19
20.1.2	Nodo 2011 a nodo 2012	1F+N, aéreo desnudo 4 + 4 ACSR	51
20.21	Nodo 20 a nodo 21	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	43
21.1.1	Nodo 21 a nodo 2111	3F+N, subterráneo aislado 350kCM	51
21.22	Nodo 21 a nodo 22	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	47
22.1.1	Nodo 22 a nodo 2211	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	11
22.1.1.1	Nodo 2211 a nodo 22111	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	31
22.1.1.2	Nodo 2211 a nodo 22112	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	19
22.23	Nodo 22 a nodo 23	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	43
23.1.1	Nodo 23 a nodo 2311	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	22
23.24	Nodo 23 a nodo 24	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	22
24.25	Nodo 24 a nodo 25	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	50
25.1.1	Nodo 25 a nodo 2511	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	55
25.26	Nodo 25 a nodo 26	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	40
26.1.1	Nodo 26 a nodo 2611	1F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	90
26.27	Nodo 26 a nodo 27	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	33
27.1.1	Nodo 27 a nodo 2711	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	45
27.28	Nodo 27 a nodo 28	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	35

**Tabla A-1:** (Continuación)

Tramo de red	Nodos involucrados	Configuración de la red	Longitud (m)
28.1.1	Nodo 28 a nodo 2811	1F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	9
28.29	Nodo 28 a nodo 29	3F+N, aéreo cubierto 266.8 + 1/0 ACSR	56
29.1.1	Nodo 29 a nodo 2911	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	65
29.1.1.1	Nodo 2911 a nodo 29111	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	44
29.1.2	Nodo 2911 a nodo 2912	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	24
29.1.2.1	Nodo 2912 a nodo 29121	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	17
29.1.3	Nodo 2912 a nodo 2913	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	32
29.1.3.1	Nodo 2913 a nodo 29131	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	55
29.1.4	Nodo 2913 a nodo 2914	3F+N, aéreo cubierto 1/0 + 1/0 ACSR	40
29.1.5	Nodo 2914 a nodo 2915	3F, subterráneo aislado 1/0 Cu	60

**Tabla A-2:** Capacidades y consumos de los transformadores de distribución del circuito de análisis. (EPM E.S.P., 2020a)

Trafo	Tipo Trafo	Capacidad (kVA)	Consumo (kWh-mes)	Corriente MT (A)	Carga (%)
398	1F (Fase T)	37.50	1,386.33	0.25	0.57
3459	1F (Fase T)	25.00	2,385.00	0.43	0.98
8440	1F (Fase T)	50.00	3,752.67	0.68	1.54
15337	3F	75.00	5,129.67	0.31	0.70
15696	1F (Fase S)	25.00	2,577.00	0.47	1.06
16335	3F	75.00	4,909.33	0.30	0.67
17382	1F (Fase R)	50.00	3,484.67	0.64	1.43
19750	1F (Fase T)	75.00	2,937.67	0.54	1.21
20632	3F	75.00	2,695.33	0.16	0.37
20774	3F	50.00	2,094.33	0.13	0.29
20970	3F	112.50	4,312.00	0.26	0.59
21292	3F	150.00	3,762.00	0.23	0.51
21623	3F	75.00	3,373.67	0.20	0.46
21626	3F	50.00	1,984.00	0.12	0.27
21713	3F	75.00	3,139.00	0.19	0.43
21727	3F	50.00	2,299.00	0.14	0.31
22203	1F (Fase R)	75.00	2,382.00	0.43	0.98
26599	3F	112.50	4,889.00	0.30	0.67
26798	3F	112.50	7,249.00	0.44	0.99
27129	3F	225.00	10,226.33	0.62	1.40
27959	3F	45.00	7,825.33	0.48	1.07
28044	1F (Fase R)	37.50	3,703.00	0.67	1.52
28580	3F	225.00	8,627.00	0.52	1.18
28829	1F (Fase R)	50.00	5,263.67	0.96	2.16
30178	3F	45.00	2,383.67	0.14	0.33
30955	1F (Fase S)	25.00	27.67	0.01	0.01
31142	1F (Fase S)	50.00	5,689.67	1.04	2.34
31217	1F (Fase R)	75.00	12,961.00	2.36	5.32

Tabla A-2: (Continuación)

Trafo	Tipo Trafo	Capacidad (kVA)	Consumo (kWh-mes)	Corriente MT (A)	Carga (%)
31341	1F (Fase S)	25.00	1,626.00	0.30	0.67
31984	1F (Fase S)	50.00	5,137.00	0.94	2.11
32806	1F (Fase S)	50.00	6,421.33	1.17	2.64
33404	1F (Fase R)	50.00	4,657.33	0.85	1.91
34653	3F	75.00	4,208.33	0.26	0.58
35042	3F	225.00	10,328.00	0.63	1.41
35695	1F (Fase T)	37.50	760.00	0.14	0.31
35790	3F	150.00	6,453.33	0.39	0.88
35933	3F	150.00	3,488.00	0.21	0.48
36073	3F	75.00	7,891.00	0.48	1.08
36480	3F	150.00	4,777.67	0.29	0.65
38458	1F (Fase R)	37.50	2,786.33	0.51	1.14
39799	1F (Fase T)	25.00	-	-	-
40158	1F (Fase T)	37.50	1,585.33	0.29	0.65
40618	1F (Fase S)	75.00	7,160.00	1.31	2.94
42332	1F (Fase T)	37.50	3,562.33	0.65	1.46
44146	3F	112.50	5,667.00	0.34	0.78
44409	3F	300.00	19,090.33	1.16	2.61
45283	1F (Fase T)	25.00	801.67	0.15	0.33
45591	3F	75.00	4,640.00	0.28	0.63
46197	3F	225.00	7,081.00	0.43	0.97
48867	3F	300.00	8,771.00	0.53	1.20
50120	3F	400.00	15,695.00	0.95	2.15
50400	3F	400.00	8,359.67	0.51	1.14
51187	3F	400.00	7,491.00	0.46	1.02
51368	3F	112.50	10,488.00	0.64	1.44
53654	3F	400.00	17,555.33	1.07	2.40
54826	3F	400.00	13,869.00	0.84	1.90
55121	3F	150.00	8,036.00	0.49	1.10
55725	3F	150.00	16,094.00	0.98	2.20
57379	3F	45.00	2,923.00	0.18	0.40
59482	3F	225.00	12,258.00	0.74	1.68
59484	1F (Fase S)	25.00	783.00	0.14	0.32
59559	3F	150.00	14,079.33	0.86	1.93
59576	1F (Fase R)	15.00	158.33	0.03	0.07
60130	3F	225.00	12,571.00	0.76	1.72
801397	3F	112.50	7,646.67	0.46	1.05
801504	3F	150.00	21,070.33	1.28	2.88
802842	3F	300.00	27,895.00	1.69	3.82
803417	3F	300.00	9,497.33	0.58	1.30
804230	3F	300.00	23,496.67	1.43	3.22
804834	3F	300.00	15,748.67	0.96	2.15
806256	3F	150.00	7,718.33	0.47	1.06
809523	3F	150.00	7,733.67	0.47	1.06
809618	3F	150.00	12,586.67	0.76	1.72
809812	3F	630.00	26,561.33	1.61	3.63
810710	3F	150.00	18,744.00	1.14	2.56

**Tabla A-2:** (Continuación)

Trafo	Tipo Trafo	Capacidad (kVA)	Consumo (kWh-mes)	Corriente MT (A)	Carga (%)
810710	3F	150.00	18,744.00	1.14	2.56
811113	1F (Fase R)	5.00	172.33	0.03	0.07
811274	1F (Fase R)	5.00	-	-	-
811299	1F (Fase R)	5.00	83.33	0.02	0.03
837027	3F	45.00	5,049.33	0.31	0.69
837397	3F	45.00	3,360.00	0.20	0.46
839545	3F	112.50	120.00	0.01	0.02
840591	3F	112.50	130.67	0.01	0.02
842133	3F	225.00	-	-	-
Total	N/A	10,760.00	566,317.00	44.40	100.00

**Tabla A-3:** Potencias calculadas para las cargas del circuito de estudio. (Elaboración propia)

Trafo	Corriente de Simulación (A)	FP	S (VA)	P (W)	Q (VAR)
398	0.29	0.90	2,211.82	1,990.64	964.11
3459	0.50	0.90	3,805.14	3,424.63	1,658.62
8440	0.79	0.90	5,987.19	5,388.47	2,609.75
15337	0.36	0.90	8,184.12	7,365.71	3,567.37
15696	0.54	0.90	4,111.47	3,700.32	1,792.15
16335	0.34	0.90	7,832.59	7,049.33	3,414.15
17382	0.73	0.90	5,559.61	5,003.65	2,423.38
19750	0.62	0.90	4,686.90	4,218.21	2,042.97
20632	0.19	0.90	4,300.27	3,870.24	1,874.44
20774	0.15	0.90	3,341.40	3,007.26	1,456.48
20970	0.30	0.90	6,879.57	6,191.62	2,998.74
21292	0.26	0.90	6,002.08	5,401.87	2,616.24
21623	0.24	0.90	5,382.51	4,844.26	2,346.18
21626	0.14	0.90	3,165.37	2,848.83	1,379.75
21713	0.22	0.90	5,008.11	4,507.30	2,182.99
21727	0.16	0.90	3,667.94	3,301.14	1,598.82
22203	0.50	0.90	3,800.36	3,420.32	1,656.54
26599	0.34	0.90	7,800.15	7,020.13	3,400.00
26798	0.51	0.90	11,565.41	10,408.86	5,041.24
27129	0.71	0.90	16,315.59	14,684.03	7,111.80
27959	0.55	0.90	12,484.91	11,236.42	5,442.05
28044	0.78	0.90	5,907.95	5,317.15	2,575.21
28580	0.60	0.90	13,763.93	12,387.54	5,999.56
28829	1.10	0.90	8,397.91	7,558.12	3,660.56
30178	0.17	0.90	3,803.02	3,422.72	1,657.70
30955	0.01	0.90	44.14	39.73	19.24
31142	1.19	0.90	9,077.57	8,169.81	3,956.82
31217	2.71	0.90	20,678.61	18,610.75	9,013.60
31341	0.34	0.90	2,594.20	2,334.78	1,130.79

Tabla A-3: (Continuación)

Trafo	Corriente de Simulación (A)	FP	S (VA)	P (W)	Q (VAR)
31341	0.34	0.90	2,594.20	2,334.78	1,130.79
31984	1.08	0.90	8,195.82	7,376.24	3,572.47
32806	1.34	0.90	10,244.91	9,220.41	4,465.65
33404	0.98	0.90	7,430.53	6,687.48	3,238.89
34653	0.29	0.90	6,714.18	6,042.76	2,926.64
35042	0.72	0.90	16,477.79	14,830.01	7,182.50
35695	0.16	0.90	1,212.54	1,091.29	528.53
35790	0.45	0.90	10,295.96	9,266.36	4,487.90
35933	0.24	0.90	5,564.92	5,008.43	2,425.69
36073	0.55	0.90	12,589.68	11,330.71	5,487.72
36480	0.33	0.90	7,622.52	6,860.27	3,322.58
38458	0.58	0.90	4,445.45	4,000.91	1,937.73
39799	-	0.90	-	-	-
40158	0.33	0.90	2,529.32	2,276.39	1,102.50
40618	1.50	0.90	11,423.41	10,281.07	4,979.35
42332	0.75	0.90	5,683.52	5,115.17	2,477.39
44146	0.40	0.90	9,041.41	8,137.26	3,941.06
44409	1.33	0.90	30,457.64	27,411.88	13,276.18
45283	0.17	0.90	1,279.02	1,151.12	557.51
45591	0.32	0.90	7,402.88	6,662.59	3,226.84
46197	0.49	0.90	11,297.37	10,167.63	4,924.41
48867	0.61	0.90	13,993.68	12,594.31	6,099.70
50120	1.10	0.90	25,040.56	22,536.51	10,914.93
50400	0.58	0.90	13,337.42	12,003.67	5,813.64
51187	0.52	0.90	11,951.50	10,756.35	5,209.54
51368	0.73	0.90	16,733.06	15,059.76	7,293.77
53654	1.23	0.90	28,008.63	25,207.76	12,208.68
54826	0.97	0.90	22,127.27	19,914.55	9,645.05
55121	0.56	0.90	12,821.02	11,538.92	5,588.55
55725	1.12	0.90	25,677.14	23,109.43	11,192.41
57379	0.20	0.90	4,663.50	4,197.15	2,032.77
59482	0.86	0.90	19,557.01	17,601.30	8,524.70
59484	0.16	0.90	1,249.24	1,124.31	544.53
59559	0.98	0.90	22,462.85	20,216.56	9,791.33
59576	0.03	0.90	252.61	227.35	110.11
60130	0.88	0.90	20,056.38	18,050.74	8,742.37
801397	0.53	0.90	12,199.86	10,979.87	5,317.80
801504	1.47	0.90	33,616.63	30,254.96	14,653.15
802842	1.95	0.90	44,505.03	40,054.53	19,399.29
803417	0.66	0.90	15,152.50	13,637.25	6,604.82
804230	1.64	0.90	37,487.72	33,738.95	16,340.52
804834	1.10	0.90	25,126.18	22,613.56	10,952.25
806256	0.54	0.90	12,314.20	11,082.78	5,367.64
809523	0.54	0.90	12,338.67	11,104.80	5,378.30
809618	0.88	0.90	20,081.38	18,073.24	8,753.27
809812	1.85	0.90	42,377.23	38,139.51	18,471.81
810710	1.31	0.90	29,905.08	26,914.57	13,035.32

**Tabla A-3:** (Continuación)

Trafo	Corriente de Simulación (A)	FP	S (VA)	P (W)	Q (VAR)
810710	1.31	0.90	29,905.08	26,914.57	13,035.32
811113	0.04	0.90	274.95	247.45	119.85
811274	-	0.90	-	-	-
811299	0.02	0.90	132.95	119.66	57.95
837027	0.35	0.90	8,055.95	7,250.36	3,511.51
837397	0.23	0.90	5,360.71	4,824.64	2,336.68
839545	0.01	0.90	191.45	172.31	83.45
840591	0.01	0.90	208.47	187.62	90.87
842133	-	0.90	-	-	-
Total	51.00	N/A	903,529.50	813,176.55	393,839.38

**Tabla A-4:** Potencias, Resistencias y Reactancias calculadas para recrear las cargas del circuito de análisis en ATPDraw. (Elaboración propia)

Nodo	S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	I baja tensión (A)	R ( $\Omega$ )	X ( $\Omega$ )
398	0.002211823	0.001990641	0.000964111	9.22	23.44	11.35
3459	0.003805144	0.00342463	0.001658624	15.85	13.62	6.60
8440	0.005987185	0.005388467	0.002609754	24.95	2.89	1.40
15337	0.008184118	0.007365706	0.003567374	22.72	4.76	2.30
15696	0.004111471	0.003700324	0.001792148	17.13	4.20	2.04
16335	0.007832588	0.007049329	0.003414146	21.74	4.97	2.41
17382	0.005559606	0.005003645	0.002423376	23.17	9.32	4.52
19750	0.004686895	0.004218206	0.00204297	19.53	3.69	1.79
20632	0.004300265	0.003870239	0.001874442	11.94	9.05	4.39
20774	0.003341401	0.003007261	0.001456483	9.27	11.65	5.64
20970	0.006879573	0.006191615	0.002998736	19.10	5.66	2.74
21292	0.006002076	0.005401869	0.002616244	16.66	6.49	3.14
21623	0.005382511	0.00484426	0.002346182	14.94	7.23	3.50
21626	0.003165369	0.002848832	0.001379752	8.79	12.30	5.96
21713	0.005008112	0.004507301	0.002182986	13.90	7.77	3.77
21727	0.003667936	0.003301142	0.001598816	10.18	10.62	5.14
22203	0.003800358	0.003420322	0.001656538	15.83	4.55	2.20
26599	0.007800146	0.007020132	0.003400005	21.65	4.99	2.42
26798	0.011565405	0.010408865	0.005041243	32.10	3.37	1.63
27129	0.016315586	0.014684027	0.007111799	45.29	2.39	1.16
27959	0.012484915	0.011236423	0.005442048	34.65	3.12	1.51
28044	0.005907945	0.005317151	0.002575214	24.62	2.92	1.42
28580	0.013763933	0.012387539	0.005999559	38.20	2.83	1.37
28829	0.008397908	0.007558118	0.003660563	34.99	2.06	1.00
30178	0.003803017	0.003422715	0.001657697	10.56	10.24	4.96
30955	4.41408E-05	3.97267E-05	1.92405E-05	0.18	1174.42	568.80
31142	0.009077569	0.008169812	0.003956821	37.82	1.90	0.92
31217	0.020678606	0.018610745	0.009013595	86.16	0.84	0.40



Tabla A-4: (Continuación)

Nodo	S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	I baja tensión (A)	R ( $\Omega$ )	X ( $\Omega$ )
31341	0.002594199	0.002334779	0.001130785	10.81	6.66	3.23
31984	0.008195818	0.007376236	0.003572474	34.15	2.11	1.02
32806	0.010244905	0.009220415	0.004465651	42.69	1.69	0.82
33404	0.007430534	0.006687481	0.003238895	30.96	2.33	1.13
34653	0.006714178	0.00604276	0.002926642	18.64	5.80	2.81
35042	0.01647779	0.014830011	0.007182502	45.74	2.36	1.14
35695	0.001212541	0.001091287	0.000528534	5.05	14.25	6.90
35790	0.01029596	0.009266364	0.004487905	28.58	3.78	1.83
35933	0.005564924	0.005008431	0.002425694	15.45	7.00	3.39
36073	0.012589683	0.011330714	0.005487715	34.95	3.09	1.50
36480	0.00762252	0.006860268	0.003322579	21.16	5.11	2.47
38458	0.004445451	0.004000906	0.001937727	18.52	3.89	1.88
39799	0	0	0	0	0	0
40158	0.002529317	0.002276386	0.001102504	10.54	20.50	9.93
40618	0.01142341	0.010281069	0.004979349	47.60	1.51	0.73
42332	0.005683519	0.005115167	0.002477388	23.68	9.12	4.42
44146	0.009041406	0.008137265	0.003941057	25.10	4.31	2.09
44409	0.030457639	0.027411875	0.013276177	84.54	1.28	0.62
45283	0.001279018	0.001151116	0.000557511	5.33	40.53	19.63
45591	0.00740288	0.006662592	0.003226841	20.55	5.26	2.55
46197	0.011297369	0.010167632	0.004924409	31.36	3.45	1.67
48867	0.013993677	0.012594309	0.006099702	38.84	2.78	1.35
50120	0.025040562	0.022536505	0.010914928	69.51	1.55	0.75
50400	0.013337416	0.012003675	0.005813645	37.02	2.92	1.41
51187	0.011951503	0.010756353	0.005209539	33.17	3.26	1.58
51368	0.016733062	0.015059756	0.007293773	46.45	2.33	1.13
53654	0.028008627	0.025207764	0.012208677	77.74	1.39	0.67
54826	0.022127273	0.019914545	0.009645055	61.42	1.76	0.85
55121	0.012821023	0.011538921	0.005588554	35.59	3.04	1.47
55725	0.025677145	0.02310943	0.011192408	71.27	1.52	0.73
57379	0.004663495	0.004197146	0.00203277	12.94	8.35	4.04
59482	0.019557005	0.017601305	0.008524701	54.28	1.99	0.96
59484	0.001249236	0.001124312	0.000544529	5.21	41.50	20.10
59559	0.022462849	0.020216564	0.009791329	62.35	1.73	0.84
59576	0.000252613	0.000227351	0.000110111	1.05	68.41	33.13
60130	0.020056381	0.018050743	0.008742374	55.67	1.94	0.94
801397	0.012199861	0.010979875	0.005317796	33.86	3.19	1.55
801504	0.033616627	0.030254964	0.014653148	93.31	1.16	0.56
802842	0.044505031	0.040054528	0.019399293	123.53	0.87	0.42
803417	0.015152504	0.013637254	0.006604824	42.06	2.57	1.24
804230	0.037487717	0.033738945	0.016340517	104.06	1.04	0.50
804834	0.025126183	0.022613565	0.010952249	69.74	1.55	0.75
806256	0.012314202	0.011082782	0.005367636	34.18	3.16	1.53
809523	0.012338665	0.011104799	0.0053783	34.25	3.16	1.53
809618	0.020081376	0.018073238	0.008753269	55.74	1.94	0.94

**Tabla A-4:** (Continuación)

Nodo	S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	I baja tensión (A)	R ( $\Omega$ )	X ( $\Omega$ )
809812	0.042377234	0.038139511	0.018471808	117.63	0.92	0.45
810710	0.029905083	0.026914575	0.013035323	83.01	1.30	0.63
811113	0.000274949	0.000247454	0.000119847	1.15	188.54	91.32
811274	0	0	0	0	0	0
811299	0.000132954	0.000119659	5.79533E-05	0.55	389.91	188.84
837027	0.00805595	0.007250355	0.003511507	22.36	4.83	2.34
837397	0.005360706	0.004824636	0.002336678	14.88	7.26	3.52
839545	0.000191454	0.000172308	8.34528E-05	0.53	203.38	98.50
840591	0.000208472	0.000187625	9.08708E-05	0.58	186.78	90.46
842133	0	0	0	0	0	0

## Anexo B: Parámetros para la simplificación del circuito de distribución.

En esta sección se muestra el detalle de los parámetros calculados para la simplificación del circuito de distribución de análisis, según la metodología propuesta en el marco teórico para reducir los tiempos de simulación.

Para el método de simplificación de ramales (Madruga et al., 2018b), se procede a extraer de las simulaciones en estado estable los valores de las tensiones y de las corrientes en los puntos de derivación de los ramales del troncal principal, obteniendo los valores que se muestran en la Tabla B-1.

**Tabla B-1:** Tensiones y corrientes tomadas en los puntos de derivación del troncal de circuito para reducciones de ramales (Elaboración propia)

Reducción	Vr (V)	Vs (V)	Vt (V)	Ir (A)	Is (A)	It (A)
**1**	7,712	7,714	7,716	1.39	1.34	1.34
**2**	7,711	7,713	7,715	2.22	3.47	2.23
**3**	7,710	7,712	7,714	6.02	3.41	3.41
**4**	7,706	7,709	7,712	3.40	1.88	0.79
**5**	7,706	7,709	7,712	0.38	1.97	0.39
**6**	7,706	7,708	7,712	1.85	1.85	1.85
**7**	7,705	7,708	7,711	1.98	3.07	2.62
**8**	7,705	7,708	7,711	2.18	1.61	1.61
**9**	7,705	7,707	7,711	1.00	1.00	1.00
**10**	N/A	N/A	7,709	N/A	N/A	0.61
**11**	7,703	7,705	7,708	1.29	1.29	1.29

Puesto que para el sistema se definió un factor de potencia de 0.9, tal como se mostró en la Tabla A-3 del Anexo 1, se procede a calcular las potencias por fase para cada ramal, acorde con las siguientes ecuaciones:

$$S(r, s, t) = V(r, s, t) \times I(r, s, t) \rightarrow \text{Potencia aparente por fase.}$$

$$P(r, s, t) = S(r, s, t) \times \text{factor de potencia} \rightarrow \text{Potencia activa por fase.}$$

$$Q(r, s, t) = \sqrt{S(r, s, t)^2 - P(r, s, t)^2} \rightarrow \text{Potencia reactiva por fase.}$$

**Tabla B-2:** Potencias calculadas en los puntos de derivación del troncal de circuito para reducciones de ramales (Elaboración propia)

Reducción	Sr (VA)	Ss (VA)	St (VA)	Pr (W)	Ps (W)	Pt (W)	Qr (VAR)	Qs (VAR)	Qt (VAR)
**1**	10,720	10,337	10,339	9,647.71	9,303.08	9,305.50	4,673	4,506	4,507
**2**	17,118	26,764	17,204	15,406.58	24,087.70	15,484.01	7,462	11,666	7,499
**3**	46,414	26,298	26,305	41,772.78	23,668.13	23,674.27	20,231	11,463	11,466
**4**	26,200	14,493	6,092	23,580.36	13,043.63	5,483.23	11,420	6,317	2,656
**5**	2,928	15,187	3,008	2,635.45	13,668.06	2,706.91	1,276	6,620	1,311
**6**	14,256	14,260	14,267	12,830.49	12,833.82	12,840.48	6,214	6,216	6,219
**7**	15,256	23,664	20,203	13,730.31	21,297.20	18,182.54	6,650	10,315	8,806
**8**	16,797	12,410	12,415	15,117.21	11,168.89	11,173.24	7,322	5,409	5,411
**9**	7,705	7,707	7,711	6,934.50	6,936.30	6,939.90	3,359	3,359	3,361
**10**	N/A	N/A	4,702	N/A	N/A	4,232.24	N/A	N/A	2,050
**11**	9,937	9,939	9,943	8,943.18	8,945.51	8,948.99	4,331	4,333	4,334

Finalmente, con los valores de las Tablas B1 y B2 se calculan las resistencias e inductancias de las impedancias equivalentes del sistema de distribución simplificado.

$$R(r, s, t) = \frac{P(r,s,t)}{I(r,s,t)^2} \quad (\text{B.1})$$

$$X(r, s, t) = \frac{Q(r,s,t)}{I(r,s,t)^2} \quad (\text{B.2})$$

Los resultados de estos cálculos se encuentran en la Tabla 4-1 (Resistencias e inductancias de los tramos reducidos del circuito).

## 7. Bibliografía

- Asrari, A., Wu, T., & Lotfifard, S. (2016). The Impacts of Distributed Energy Sources on Distribution Network Reconfiguration. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 31(2), 606–613. <https://doi.org/10.1109/TEC.2015.2514191>
- Bobadilla, D., & Velandia, A. (2017). *Análisis del Impacto de la Generación Distribuida en un Sistema IEEE de 37 Nodos Usando DIGSILENT, ATP y MATLAB* (p. 95).
- CENTElsa. (n.d.). *Productos Colombia - Centelsa - Cables de energía y telecomunicaciones Centelsa – Cables de energía y telecomunicaciones*. Retrieved February 5, 2022, from [https://www.centelsa.com/productos\\_colombia/#cables-para-media-y-alta-tension](https://www.centelsa.com/productos_colombia/#cables-para-media-y-alta-tension)
- Chen, P.-C., Salcedo, R., Zhu, Q., De Leon, F., Czarkowski, D., Jiang, Z.-P., Spitsa, V., Zabar, Z., & Uosef, R. E. (2012). Analysis of voltage profile problems due to the penetration of distributed generation in low-voltage secondary distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27(4), 2020–2028. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2012.2209684>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1998). *Resolución CREG 131, Por la cual se modifica la Resolución CREG 199 de 1997, y se dictan disposiciones adicionales sobre el mercado competitivo de energía eléctrica*. (p. 2).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018a). *Resolución CREG 015, Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional*. (pp. 95–96).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018b). *Resolución CREG 015, Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional*. (p. 8).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2021a). *Resolución CREG 174, Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional* (p. 7).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2021b). *Resolución CREG 174, Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional* (p. 3).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2021c). *Resolución CREG 174, Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional* (pp. 10–13).
- Conalcables. (n.d.). *PORTAFOLIO DE PRODUCTOS CONDUCIMOS ENERGÍA CON RESPONSABILIDAD*.
- Dominguez, O. D. M., Quijano, D. A., Mantovani, J. R. S., & Chicco, G. (2022). A Robust Multiobjective Strategy for Short-Term Distribution System Upgrading to Increase the

- Distributed Generation Hosting Capacity. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2022.3155934>
- EPM E.S.P. (n.d.). *Normas técnicas del servicio de energía de EPM*. Retrieved November 2, 2022, from <https://cu.epm.com.co/proveedoresycontratistas/normas-tecnicas/normas-tecnicas-energia>
- EPM E.S.P. (2011). *Norma técnica RA6-010, Puesta a tierra de redes de distribución eléctrica* (p. 3).
- EPM E.S.P. (2020a). *Consumos de los transformadores de distribución del circuito de análisis, tomados de las bases de datos de GDE*.
- EPM E.S.P. (2020b). *Corrientes mínimas y máximas tomadas de las bases de datos del sistema SCADA del OR*.
- EPM E.S.P. (2020c). *Red gráfica de circuito de distribución en media tensión tomada de Geomedia*.
- Fu, X., & Zhao, X. (2018). Research on Voltage Control Strategy in Distribution Network with Distributed Generation. *2018 IEEE 4th Information Technology and Mechatronics Engineering Conference (ITOEC)*, 1571–1575. <https://doi.org/10.1109/ITOEC.2018.8740708>
- Guru, B., & Hiziroglu, H. (2002). *Máquinas Eléctricas y Transformadores* (Tercera, pp. 232–235).
- ICONTEC. (1995a). *NTC 818, TRANSFORMADORES. TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS, AUTORREFRIGERADOS Y SUMERGIDOS EN LIQUIDO. CORRIENTE SIN CARGA, PÉRDIDAS Y TENSIÓN DE CORTOCIRCUITO*. (p. 2).
- ICONTEC. (1995b). *NTC 819, ELECTROTECNIA. TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS, AOTORREFRIGERADOS Y SUMERGIDOS EN LÍQUIDO. CORRIENTE SIN CARGA, PÉRDIDAS Y TENSIÓN DE CORTOCIRCUITO*.
- ICONTEC. (2004). *NTC 1340, Electrotecnia, Tensiones y Frecuencias Nominales en Sistemas de Energía Eléctrica en Redes de Servicio Público*. (p. 3).
- IEEE. (2014). *IEEE 519, Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems* (p. 3).
- IEEE. (2018). *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces* (p. 63).
- Lazzari, E. F., Bernardon, D. P., Wilhelm, H., Bender, V., Marchesan, T. B., & Neto, J. B. F. (2019). Electromagnetic Analysis in Distribution Systems Using Software ATPDraw. *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2019.8895492>
- León, L. F., Martínez, M., Ontiveros, L. J., & Mercado, P. E. (2022). Devices and control strategies for voltage regulation under influence of photovoltaic distributed generation. A review. *IEEE Latin America Transactions*, 20(5), 731–745. <https://doi.org/10.1109/TLA.2022.9693557>

- Liao, H., Liu, D., Huang, Y., & Zhang, Y. (2014). Load transfer capability analysis considering interconnection of distributed generation and energy storage system. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 24(2), 166–177. <https://doi.org/10.1002/etep.1681>
- Madrugá, E. P., Bernardon, D. P., Vieira, R. P., & Pfitscher, L. L. (2018a). A new methodology for transient stability in distribution systems with distributed generation. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 28(7). <https://doi.org/10.1002/etep.2567>
- Madrugá, E. P., Bernardon, D. P., Vieira, R. P., & Pfitscher, L. L. (2018b). Analysis of transient stability in distribution systems with distributed generation. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 99, 555–565. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.01.039>
- Mahboubi-Moghaddam, E., Narimani, M. R., Khooban, M. H., Azizivahed, A., & Javid Sharifi, M. (2016). Multi-Objective Distribution feeder reconfiguration to improve transient stability, and minimize power loss and operation cost using an enhanced evolutionary algorithm at the presence of distributed generations. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 76, 35–43. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.09.007>
- Mohammadi, P., & Mehraeen, S. (2017). Challenges of PV Integration in Low-Voltage Secondary Networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 32(1), 525–535. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2016.2556692>
- Mujal, R. (2002). *Cálculo de líneas y redes eléctricas* (U. P. de C. Barcelona (ed.)).
- Pollitt, M. G. (2018). Electricity network charging in the presence of distributed energy resources: Principles, problems and solutions. *Economics of Energy and Environmental Policy*, 7(1), 89–103. <https://doi.org/10.5547/2160-5890.7.1.mpol>
- Renani, Y. K., Vahidi, B., & Abyaneh, H. A. (2010). Effects of photovoltaic and fuel cell hybrid system on distribution network considering the voltage limits. *Advances in Electrical and Computer Engineering*, 10(4), 143–148. <https://doi.org/10.4316/aece.2010.04023>
- Rocha, L. F., Borges, C. L. T., & Taranto, G. N. (2017). Reliability Evaluation of Active Distribution Networks Including Islanding Dynamics. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(2), 1545–1552. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2585648>
- Scarabaggio, P., Carli, R., & Dotoli, M. (2022). Noncooperative Equilibrium Seeking in Distributed Energy Systems Under AC Power Flow Nonlinear Constraints. *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, 1–12. <https://doi.org/10.1109/TCNS.2022.3181527>
- SUNTEC. (n.d.). *TRANSFORMANDO ENERGÍA EN SOLUCIONES*.
- Verheggen, L., Ferdinand, R., & Moser, A. (2016). Planning of low voltage networks considering distributed generation and geographical constraints. *2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ENERGYCON.2016.7514042>

Wang, C., Yuan, K., Li, P., Jiao, B., & Song, G. (2018). A projective integration method for transient stability assessment of power systems with a high penetration of distributed generation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(1), 386–395. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2553359>