

TEC | Tecnológico de Costa Rica

Escuela de Ingeniería Electromecánica



EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA RED ELÉCTRICA DE
COOPESANTOS R.L MEDIANTE EL ANÁLISIS DE LA PENETRACIÓN DE
RECURSOS DISTRIBUIDOS DE GENERACIÓN SOLAR, EN SISTEMAS DE
POTENCIA CONFORME A LA LEY 10086.

*Informe de Práctica de Especialidad para optar por el Título de Ingeniero
en Mantenimiento Industrial, Grado Licenciatura*

Autor:

Marlon Umaña Mondragón

Cartago, Costa Rica, Noviembre 2023

Carrera Acreditada por:



Esta obra está bajo una licencia Creative Commons “Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional”.



Hoja de Datos

Información del Estudiante:

Nombre: Marlon Umaña Mondragón

Cédula: 1-1777-0616

Carné ITCR: 2018153886

Dirección de residencia en época lectiva: Entrada Norte del ITCR, 25 mts noroeste, frente a rampa de accesibilidad.

Teléfono: 8570-0092

Correo electrónico: maum1800@outlook.com

Información del Proyecto:

Título: Evaluación del comportamiento de la red eléctrica de Coopesantos R.L mediante el análisis de la penetración de recursos distribuidos de generación solar en sistemas de distribución de potencia, conforme a la Ley 10086.

Asesor Industrial: Ing. Ronald Castillo Cruz

Profesor Guía: Ing. Gonzalo Mora Jiménez M. Sc

Jurado Evaluador:

- Ing. Gustavo Gómez Ramírez M.Sc
- Prof. Rebeca Solís Ortega M.Sc

Información de la Empresa:

Nombre: Coopesantos R.L.

Zona: San Marcos de Tarrazú

Dirección: Barrio Santa Cecilia, 200 metros sur del Liceo de Tarrazú

Actividad principal: Cooperativa de Electrificación Rural

Contacto: Helberth Núñez Mora

Teléfono: 2546-2525 Ext 321

21 de noviembre de 2023

Ing. Ignacio del Valle Granados
Coordinador de Práctica Profesional
Escuela de Ingeniería Electromecánica
Tecnológico de Costa Rica


Asunto: Recepción TFG Marlon Umaña Mondragón

Referencia: EIE-PG-357-2022

En relación con la práctica profesional, realizada por el estudiante Marlon Alonso Umaña Mondragón, carné 2018153886, cédula 1-1770-0616, les indicamos que Coopesantos, R.L. ha recibido de parte del estudiante el documento denominado “en el área de diseño de ingeniería según las fechas indicadas, en este caso el estudiante nos colaborará en la *“Evaluación del comportamiento de la red eléctrica de Coopesantos R.L. mediante el análisis de la penetración de recursos distribuidos de generación solar en sistemas de potencia conforme a la Ley 10086.”*, como resultado final del trabajo realizado de su práctica profesional en nuestra Cooperativa.

Extender un agradecimiento cordial a Marlon, pues el trabajo realizado será de mucha importancia en nuestra Cooperativa según los nuevos requerimientos del mercado en cuanto a los estudios de interconexión de generación distribuida que se solicitan en la nueva Ley 10086, así como un agradecimiento al TEC por la excelente preparación que brinda a los estudiantes para su incorporación al mercado laboral.

Quedo atento y en la mejor disposición para atender cualquier duda o consulta adicional relacionada a este tema, a través de los siguientes medios: correo electrónico ronaldc@coopesantos.com; teléfono 2546-2525 Ext 309.

Sin otro particular. 



Ing. Ronald Castillo Cruz
Coordinador de estudios de
ingeniería

Cc. CUU

Resumen

El creciente avance de la generación distribuida en el día a día de todos los usuarios, ha ocasionado la puesta en acción de las empresas distribuidoras de energía para tratar de manejar esta nueva oportunidad, donde todas sus acciones acabaron con la publicación de la Ley 10086, de nombre: “Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables”. Es en este contexto que la presente práctica se va a desarrollar.

Esta práctica consiste en la simulación de uno de los ramales de un circuito de Coopesantos R.L., con el fin de modelar y encontrar el nivel máximo de penetración de Generación Distribuida que dicho ramal es capaz de soportar. Para esto, en primer lugar, se delimitó un ramal acorde con la práctica para, seguidamente, hacer uso del software de ETAP con el fin de simularlo.

Una vez se simuló y se obtuvo resultados gracias al uso de ETAP, se procedió a analizarlos con el fin de comprobar cuál será el primer criterio de evaluación que fallará. Se debe recordar que los criterios de evaluación son el del aumento de tensión para régimen permanente, variaciones de tensión y desbalance de tensión o sobrecarga de transformadores o cables. De esta forma, falló al 25 % de penetración de generación distribuida el criterio de aumento de tensión en régimen permanente.

Por último, se realizó un análisis financiero, el cual arrojó que el impacto económico que supondría cada panel de generación distribuida para la empresa, es de \$11 aproximadamente, que es una magnitud relativamente alta, debido a la elevada tarifa por generación distribuida que fue asignada a Coopesantos, por parte del ARESEP. No obstante, la afectación promedio por sistema fotovoltaico es de \$5 al considerar el ahorro energético que el panel supone.

Palabras Claves: Generación Distribuida, ETAP, Paneles Solares, Ramales Eléctricos, Ley 10086, Sistema de Potencia.

Abstract

The growing progress of distributed generation in the daily lives of all users has prompted energy distribution companies to take action to manage this new opportunity, leading to the enactment of Law 10086 "Promotion and Regulation of Distributed Energy Resources from Renewable Sources. It is in this context that this practice will be carried out.

This practice consists of simulating one of the branches of a Coopesantos R.L. circuit in order to model and find the maximum level of Distributed Generation that this branch is capable of supporting. To do this, first, a branch appropriate to the practice was delimited, and then ETAP software was used to simulate it.

After simulating and obtaining results using ETAP, an analysis was conducted to determine which evaluation criterion would fail. It is important to remember that the evaluation criteria include voltage increase under steady-state conditions, voltage variations, voltage imbalances, or overloading of transformers or cables. Consequently, the criterion for voltage increase under steady-state conditions failed at a 25 % penetration of distributed generation.

Finally, a financial analysis was conducted, revealing that the economic impact of each distributed generation panel for the company is approximately \$11. This is a relatively high magnitude, attributed to the elevated fee for distributed generation assigned to Coopesantos by ARESEP. However, the average impact of a photovoltaic system is \$5 when considering the energy savings that the solar panel entails.

Keywords: Distributed Generation, ETAP, Solar Panels, Electric Branches, Law 10086, Power System.

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mis padres. Nada de esto hubiera sido posible sin su incondicional ayuda, desde ayudarme a tener la posibilidad de vivir en un apartamento cerca de la institución, hasta todo el apoyo que me brindaron durante toda mi vida y que me siguen brindando, decir solamente gracias no será suficiente.

Seguidamente, quiero agradecer al Tecnológico de Costa Rica. Así como me ha hecho sufrir mucho, el TEC como se le dice comúnmente, me permitió perseguir una carrera profesional, me facilitó una beca, me forjó un carácter e hizo conocer a gente muy importante de mi vida, así como profesores que han servido como guía para la vida y mi carrera. De éstos quiero agradecer especialmente a los profesores e ingenieros: Gustavo Gómez y Gonzalo Mora, quienes fueron mis profesores guías en esta práctica y que me brindaron ayuda siempre que lo necesité, muchas gracias.

Quiero agradecer también a mis compañeros de práctica con los que compartí la licencia de ETAP y que trabajamos juntos durante el semestre, que son Darío Brenes y José Pablo Morales, con los cuales coordinamos la licencia del programa, consejos, trucos y más; con los que siento una gran gratitud por la ayuda que me brindaron.

Quiero también dar las gracias al personal de Coopesantos R.L, los cuales me abrieron sus puertas desde el día uno y me ayudaron incondicionalmente desde entonces, aceptándome y librándome de dudas en mis visitas personales, así como en la mayoría de mi trabajo en modalidad virtual. Quiero dar una mención especial a los siguientes ingenieros: Ing. Helberth Núñez, por su ayuda desde el momento uno cuando comencé con la práctica; el Ing. Ronald Castillo por guiar mi práctica durante todo el semestre y, principalmente, dar unas gracias especiales al nuevo ingeniero William Navarro, el cual es el autor de la primera parte de la presente práctica y se convirtió en un nuevo empleado de Coopesantos R.L, en donde colaboró y me ayudó con cada duda interminable que me surgía, me guio con la forma de trabajar de la empresa, la manera de empezar la práctica, recolección de datos, simulación y análisis de resultados; entre muchas otras colaboraciones, de verdad, muchas gracias.

Por último, quiero agradecer a todos los amigos y familiares que no mencioné aquí, pero que igual me ayudaron hasta en lo más mínimo. Todas las ayudas fueron y son muy agradecidas y valoradas.

Dedicatoria

Este trabajo va dedicado principalmente a mi padre y madre, quienes han sido el soporte más fundamental durante este viaje y que más me ayudaron no solo el trabajo final, sino que durante toda la carrera profesional y toda mi vida. Me dieron la oportunidad de estudiar, de vivir nuevas experiencias y de vivir por mí mismo. Tuve mucha suerte de tenerlos y gracias por nunca faltarme nada, son mi inspiración y esta hazaña es gracias a ustedes.

Además, quiero agregar a alguien a esta dedicatoria y ésa es mi madrina, quien falleció durante la realización de esta práctica. Ella siempre me ayudó y acogió en los momentos difíciles y fue como una segunda madre para mí, esto va para ella también.

Índice general

1. Introducción	2
1.1. Antecedentes	2
1.2. Reseña de la empresa	4
1.2.1. Misión	4
1.2.2. Visión	5
1.2.3. Generación Eléctrica de Coopesantos	5
1.3. Planteamiento del Problema	5
1.3.1. Descripción del problema	5
1.3.2. Problema a resolver	5
1.4. Objetivo General	6
1.5. Objetivos Específicos	6
1.5.1. Justificación	7
1.5.2. Viabilidad	8
1.5.3. Alcance	8
1.5.4. Limitaciones	8
1.6. Metodología	9
2. Marco Teórico	12
2.1. Conceptos básicos	12
2.1.1. Flujo de potencia	12
2.1.2. Irradiancia	12
2.1.3. Potencia activa	12
2.1.4. Potencia reactiva	13
2.1.5. Factor de potencia	13
2.1.6. Factor de planta	13
2.2. Sistemas energéticos	14
2.2.1. Fuentes de energía no renovables	14
2.2.2. Energía Eólica	15
2.2.3. Energía Hidroeléctrica	16

2.2.4. Energía Solar	18
2.2.5. Situación energética actual de Costa Rica y la región	22
2.3. Redes de distribución eléctrica	24
2.3.1. Sistema de Transmisión en Costa Rica	25
2.4. Marco Legal	27
2.4.1. Ley N°10086	27
2.4.2. Acta ARESEP 16 de mayo	27
3. Recolección de Datos y Simulación del Modelo	28
3.1. Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia	28
3.2. Delimitación Geográfica y Temporal	28
3.3. Recolección de perfiles de carga de los medidores	31
3.4. Depuración de perfiles de carga para uso en ETAP	32
3.4.1. Elaboración del formato de fecha y hora	34
3.4.2. Cambio de nombre de archivos descargados	34
3.4.3. Transformación a .xlsx y filtración de datos necesarios	34
3.4.4. Cálculos pertinentes	35
3.5. Procedimiento para el modelado en ETAP	36
3.5.1. Dispositivos necesarios para la simulación	36
3.5.2. Interfaz inicial	38
3.5.3. Conexión del modelo	39
3.5.4. Simulación de elementos	41
3.5.5. Simulación	49
4. Modelado y simulación de casos de estudio	53
4.1. Modelado final	53
4.2. Simulación de niveles de penetración	55
4.3. Resultados de la simulación	58
4.3.1. Criterio 1: Aumento de tensiones en régimen permanente	58
4.3.2. Criterio 2: Variaciones de tensión	72
4.3.3. Criterio 3: Desbalance de tensión	84
4.3.4. Criterio 4: Sobrecarga de conductores y transformadores	93
4.4. Análisis de resultados	113
4.4.1. Comparación con modelo predecesor	114
4.4.2. Influencia del intervalo mensual	114
4.4.3. Comportamiento del desbalance de tensión	115
4.4.4. Análisis de transformadores sobrecargados	115
4.4.5. Barras que experimentaron caída de tensión desde el primer escenario	120
4.4.6. Barras con aumento de tensión en régimen permanente	121

5. Análisis financiero	124
5.1. Situación actual	124
5.2. Panorama ante la implementación de paneles solares	127
5.3. Impacto económico por sistema fotovoltaico	130
6. Conclusiones y Recomendaciones	135
6.1. Conclusiones	135
6.2. Recomendaciones	136
A. Circuito completo	142
B. Acta ARESEP	144
C. Tarifas ARESEP	146
D. Formato tabla de descarga .csv	149
E. Formato datos de facturación de abonados a generación distribuida	150

Índice de cuadros

3.1. Ejemplo de formato de datos en <i>Excel</i> que ETAP es capaz de leer	33
3.2. Cantidad de paneles conectados por nivel de penetración	52
4.1. Conteo del total de elementos	53
4.2. Transformadores y Barras separados en fases	54
4.3. Transformadores y Barras trifásicas	54
4.4. Ejemplo de formato de Excel de archivos descargados	57
4.5. Tabla de Resultados	114
5.1. Cuadro de tarifas para el costo de generación	125
5.2. Costo mensual de compra por energía al ICE <i>kWh</i>	125
5.3. Costo mensual de compra por potencia al ICE <i>kW</i>	125
5.4. Costo total compra energía al ICE	126
5.5. Tarifas residenciales Coopesantos	126
5.6. Tarifas comercio e industrias Coopesantos	126
5.7. Ingresos mensuales	126
5.8. Tarifas por generación distribuida	127
5.9. Cálculo factor de planta de sistemas fotovoltaicos de Coopesantos	127
5.10. Características de generación para 1 sistema fotovoltaico monofásico	128
5.11. Porcentaje de abonados en intervalos para la relación de generación consumida vs exportada	128
5.12. Calculo de magnitudes de consumo generado y comprado por abonado	129
5.13. Porcentaje de abonados en intervalos para la relación de consumo coincidente y natural .	129
5.14. Consumo coincidente promedio del sistema	130
5.15. Cálculos para 1 solo sistema fotovoltaico	130
5.16. Pérdidas por el 'no cobro' al cliente	131
5.17. Pérdidas en cobros por sistema fotovoltaico según el consumo coincidente	131
5.18. Cálculo afectación final por sistema fotovoltaico	131
5.19. Afectación final por sistema fotovoltaico según su consumo coincidente	132
5.20. Cálculo del ahorro por generación excedente por sistema FV	132
5.21. Efecto Real de 1 PV en Costos	132

5.22. Impacto final por sistema fotovoltaico según su consumo coincidente	133
5.23. Impacto en el margen de operación	133
5.24. Impacto en el margen de operación por escenario. Parte 1	133
5.25. Impacto en el margen de operación por escenario. Parte 2	134
D.1. Ejemplo de formato de datos descargados desde Itron	149
E.1. Ejemplo de formato de datos de facturación de abonados a generación distribuida	150

Índice de figuras

1.1. Mapa de Costa Rica con los índices de radiación por zonas geográficas	3
1.2. Superficie territorial que Coopesantos abastece	4
2.1. Triángulo de potencia para cálculo de FP	13
2.2. Diagrama máquina de carbón	14
2.3. Diagrama reactor nuclear	15
2.4. Hélice o aerogeneradoras eólicas	16
2.5. Diagrama de energías utilizadas mundialmente	17
2.6. Diagrama de represa hidroeléctrica	18
2.7. Diagrama de panel solar plano	19
2.8. Diagrama de conexión de panel solar con red eléctrica	19
2.9. Diagrama de conexión de panel solar entre casa y red eléctrica	20
2.10. Procedimiento para determinar el ángulo de inclinación óptimo	20
2.11. Generación solar vs demanda de establecimiento para a la red de Coopesantos R.L.	22
2.12. Porcentajes de cada fuente de energía en Costa Rica	22
2.13. Porcentajes de cada fuente de energía en Centroamérica	23
2.14. Evolución de la generación de energía en Centroamérica	24
2.15. Sistema de transmisión de electricidad	25
2.16. Sistema de líneas de transmisión en Costa Rica	26
2.17. Distribución porcentual de total de electricidad vendida por empresa distribuidora	26
2.18. Ubicación en página WEB de las tarifas de ARESEP para Coopesantos y demás empresas	27
3.1. Superficie de concesión y delimitaciones de la red eléctrica de Coopesantos R.L.	29
3.2. Límites de la línea de modelado de esta práctica	30
3.3. Vista satelital de planta de Cafetaleras de Tierras Ticas S.A	31
3.4. Visualización del perfil de carga de un medidor mediante el programa de <i>Itron</i>	32
3.5. Gráfica a lo largo de un día de la potencia activa desarrollada por el panel solar seleccionado	37
3.6. Interfaz inicial de ETAP	38
3.7. Ejemplo de un circuito simple de ETAP	40
3.8. Ejemplo de Configuración del 'Power Grid'	41

3.9. Ejemplo de Configuración del adaptador de fase	42
3.10. Ejemplo de Configuración de línea de transmisión. Parte 1	42
3.11. Ejemplo de Configuración de línea de transmisión. Parte 2	43
3.12. Ejemplo de Configuración de línea de transmisión. Parte 3	43
3.13. Ejemplo de Configuración de transformador. Parte 1	44
3.14. Ejemplo de Configuración de transformador. Parte 2	44
3.15. Ejemplo de Configuración de línea secundaria 1	45
3.16. Ejemplo de Configuración de línea secundaria 2	45
3.17. Ejemplo de Configuración de Transformador 1	46
3.18. Ejemplo de Configuración de Transformador 2	46
3.19. Ejemplo de Configuración de Transformador 3	47
3.20. Ejemplo de Configuración de Transformador 4	47
3.21. Ejemplo de Configuración del medidor	48
3.22. Ejemplo de acometida	48
3.23. Simulación de flujo balanceado de potencia	49
3.24. Posibles errores en la simulación de flujo balanceado de potencia	49
3.25. Interfaz de ' <i>Time Domain</i> '	50
3.26. Configuración de ' <i>Time Domain</i> '. Parte 2	51
3.27. Configuración de niveles de penetración en ETAP	52
4.1. Modelado de circuito completo en ETAP	53
4.2. Interfaz para obtención de datos con ' <i>Time Domain</i> '. Paso 1	56
4.3. Interfaz para obtención de datos con ' <i>Time Domain</i> '. Paso 2	57
4.4. Interfaz para obtención de datos con ' <i>Time Domain</i> '. Paso 2	59
4.5. Leyenda para curvas de gráficas de tensión en BT para las tres fases	59
4.6. Comportamiento de la tensión de las barras con penetración del 0% al 100% para la fase C	62
4.7. Comportamiento de la tensión de las barras con penetración del 0% al 100% para la fase A	65
4.8. Comportamiento de la tensión de las barras con penetración del 0% al 100% para la fase B	68
4.9. Comportamiento de la tensión de las barras de Media Tensión para niveles de penetración del 0% al 100%	71
4.10. Comportamiento de la tensión de las barras con penetración del 0% al 100% para el análisis de la variación de tensión en la fase C	74
4.11. Leyenda de las curvas para las gráficas de variación de tensión en BT para la fase C . . .	75
4.12. Comportamiento de la tensión de las barras con penetración del 0% al 100% para el análisis de la variación de tensión en la fase A	77
4.13. Comportamiento de la tensión de las barras con penetración del 0% al 100% para el análisis de la variación de tensión en la fase B	80
4.14. Comportamiento de la variación de la tensión de las barras de Media Tensión para niveles de penetración del 0% al 100%	83

4.15. Comportamiento de la tensión de las barras con penetración del 0 % al 100 % para el análisis del desbalance de tensión en la fase A	87
4.16. Comportamiento de la tensión de las barras con penetración del 0 % al 100 % para el análisis del desbalance de tensión en la fase B	90
4.17. Comportamiento de la tensión de las barras con penetración del 0 % al 100 % para el análisis del desbalance de tensión en la fase C	93
4.18. Comportamiento de la sobrecarga de los conductores a distintos niveles de penetración para la fase A	96
4.19. Comportamiento de la sobrecarga de los conductores a distintos niveles de penetración para la fase B	99
4.20. Comportamiento de la sobrecarga de los conductores a distintos niveles de penetración para la fase C	102
4.21. Leyenda de las curvas para las gráficas de sobrecarga de conductores	102
4.22. Comportamiento de la sobrecarga de los transformadores a distintos niveles de penetración para la fase A	105
4.23. Comportamiento de la sobrecarga de los transformadores a distintos niveles de penetración para la fase B	108
4.24. Gráfica de cargas de transformadores al 0 % de nivel de penetración	109
4.25. Comportamiento de la sobrecarga de los transformadores a distintos niveles de penetración para la fase C	112
4.26. Gráfica de cargas de transformadores al 100 % de nivel de penetración	113
4.27. Modelación en ETAP de transformador 6513	116
4.28. Carga mensual en MW del medidor 1068xx	117
4.29. Porcentaje de carga mensual del transformador 6513	117
4.30. Modelación en ETAP de transformador 5911	118
4.31. Modelación en ETAP de transformador 5125	119
4.32. Carga mensual en MW del medidor 1137xx	120
4.33. Tensión en Barra143 durante el mes a 0 %	121
4.34. Tensión en Barra143 durante el mes a 100 % de penetración	121
4.35. Modelación en ETAP de transformador 3609. Parte 1	122
4.36. Modelación en ETAP de transformador 3609. Parte 2	122
A.1. Circuito completo. Parte 1	142
A.2. Circuito completo. Parte 2	142
A.3. Circuito completo. Parte 3	143
A.4. Circuito completo. Parte 4	143
B.1. Acta ARESEP. Parte 1	144
B.2. Acta ARESEP. Parte 2	145
C.1. Tarifas ARESEP 1	146
C.2. Tarifas ARESEP 2	147

C.3. Tarifas ARESEP 3	147
C.4. Tarifas ARESEP 4	148
C.5. Tarifas ARESEP 5	148

Nomenclatura

<i>A</i>	Amperio-Amper
<i>AC</i>	Corriente Alterna
<i>ARESEP</i>	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
<i>BT</i>	Baja Tensión
<i>DC</i>	Corriente Continua
<i>DER</i>	Dispositivo de Generación Distribuida
<i>FP – PF</i>	Factor de potencia
<i>FV</i>	Foto-Voltaico
<i>kW</i>	KiloWatt-Kilovatio
<i>kWh</i>	KiloWatt hora
<i>kWp</i>	KiloWatt pico
<i>MT</i>	Media Tensión
<i>MW</i>	MegaWatt-Megavatio
<i>MWh</i>	MegaWatt hora
<i>PV</i>	Fotovoltaico-a
<i>SEN</i>	Sistema Eléctrico Nacional
<i>V</i>	Voltio-Volt
<i>VA</i>	VoltiAmper
<i>Var</i>	VoltiAmper reactivo

Capítulo 1

Introducción

1.1. Antecedentes

El 8 de diciembre del 2021, se publicó la Ley N°10086, llamada “Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables” que indica en su artículo 1 lo siguiente:

“La presente ley tiene como objetivo establecer las condiciones necesarias para promover y regular, bajo un régimen especial de integración eficiente, segura y sostenible, las actividades relacionadas con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables.” [Artículo 1](Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 2021).

Este artículo y esta Ley en general, vienen como respuesta al creciente interés y expansión de los recursos energéticos renovables en el país, ya sea en industrias o incluso para usuarios generales. Así, esta Ley es capaz de regular estas fuentes para cada red de distribución, seleccionar una tarifa para la venta de los excedentes con ayuda del ARESEP y regular la generación y nivel de penetración que tiene permitido una empresa distribuidora para que no colapse o dañe innecesariamente equipos del sistema, como indica el Artículo 12 de la Ley (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 2021).

El incremento de los recursos energéticos renovables en el país puede ser trazado desde hace años, donde las instituciones eléctricas son las líderes en la promoción y proliferación de estas energías. Sin ir más lejos, desde 2014 el ARESEP había aprobado el Reglamento para la Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (POASEN), con lo que posibilitó que se instalen equipos de autoconsumo de diferentes fuentes de energía renovable, desde la solar hasta biomásica, y desde entonces se barajaba la idea de que el sobrante sea inyectado al sistema nuevamente para ser recuperado, característica que recientemente se le dio validez y orden jurídico (ARESEP, 2014).

La energía solar, que será descrita con un mayor rigor en el Capítulo 2, es cada vez más trascendental en la generación y distribución eléctrica. Globalmente, se incentiva cada vez más la proliferación de fuentes renovables y que sean amigables con el ambiente, en un movimiento que empezó desde el descubrimiento en el agujero en la capa de ozono e, incluso hoy, se siguen incorporando con un fin no solo económico, sino que también ambiental.

En este contexto, se debe destacar que el país, al encontrarse en una zona intertropical, goza de un gran potencial para el aprovechamiento durante todo el año de la energía solar que, además, puede traer beneficios a largo plazo para el país, reducir la dependencia en la energía hidroeléctrica que ha demostrado no ser tan limpia como se pensaba inicialmente, así como ayudar al desarrollo eléctrico para regiones remotas (Wright, 2009). En relación con esto, llega una nueva noticia del ICE, el cual ha instalado más de

4510 paneles con una capacidad superior a los 609 kW para brindar servicio de electricidad a comunidades rurales alejadas, con lo que se aprecia el aumento del uso de estas fuentes (ICE, s.f.).

Asimismo, la latitud no es la única ventaja que goza el país para el aprovechamiento de la energía solar, pues goza de factores topográficos, baja precipitación en diversas zonas y altos índices de radiación, especialmente en zonas con altos metros sobre el nivel del mar; entre otros. Aprovechando la combinación de estos factores, el ICE en 2015 realizó una propuesta con puntos de medición de radiación global horizontal de alta calidad y desarrolló el mapa de la figura 1.1, donde se aprecia que aproximadamente más de la mitad del país es, como mínimo, rentable en términos del aprovechamiento de la de radiación solar como energía, con especial mención en la zona de Tarrazú y alrededores, la cual se encuentra encerrada en azul y será la región de estudio para esta práctica. Como se puede observar, es una zona principalmente de color amarillo en el mapa de calor, lo que indica que tiene un potencial solar medio, que es aprovechable para la energía solar, pero ciertamente inferior al que se aprecia en San José o Liberia (Méndez, 2015).

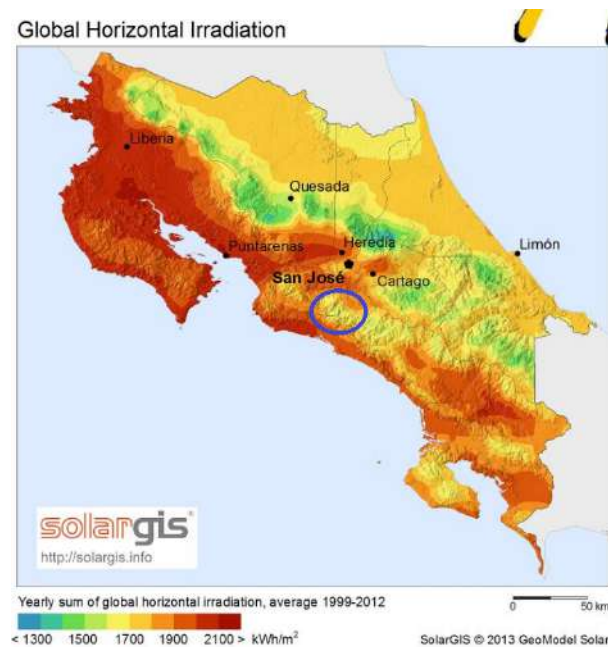


Figura 1.1: Mapa de Costa Rica con los índices de radiación por zonas geográficas
Fuente: (Méndez, 2015)

Finalmente, es imperativa la mención del trabajo realizado por William Navarro Alpizar con su práctica profesional de graduación del Instituto Tecnológico de Costa Rica. Esta práctica, es el antecedente directo a la presente investigación, pues fue el primer trabajo en estudiar la aplicación e incorporación de la de penetración de generación distribuida para la red eléctrica de Coopesantos R.L. de acuerdo con la Ley 10086. Navarro, colaboró con la empresa para el diseño de un modelo en ETAP inicial que determinara la capacidad máxima de penetración de los recursos energéticos distribuidos en uno de los circuitos de distribución eléctrica, basado en la ya mencionada Ley 10086 y el impacto económico de esta actividad (Navarro, 2023).

1.2. Reseña de la empresa

Coopesantos R.L fue fundada en San Cristóbal Norte de Desamparados en 1965, con sede central ubicada en San Marcos de Tarrazú, Barrio Santa Cecilia Ap: 3-8055 (*Infocoop*, 2023).

Coopesantos R.L., también llamada la Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos, es similar a otras cooperativas costarricenses en diversas zonas del país, que son empresas líderes de distribución y generación de energía eléctrica para la zona de Los Santos de Tarrazú y Caraiques, para un total de nueve cantones de Cartago y San José, donde provee de electricidad a un área de 1500 kilómetros cuadrados conformado por 120 comunidades, por lo que contribuye al desarrollo social y económico de los habitantes. En la figura 1.2 se aprecia la superficie que Coopesantos se encarga de la distribución eléctrica y se resalta el cantón de Tarrazú, donde se encuentra su sede central.

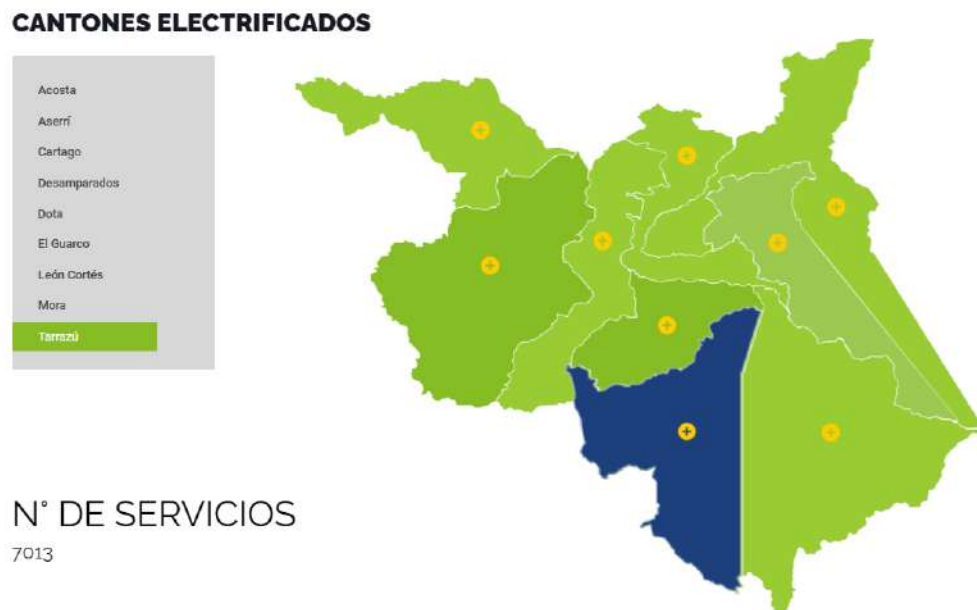


Figura 1.2: Superficie territorial que Coopesantos abastece
 Fuente: (*Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos, 2023*)

Es importante mencionar que Coopesantos R.L. no solamente se dedica a la generación y distribución eléctrica, también ofrece servicios de infocomunicaciones y DITEM (División de Transformadores y Equipos de Media Tensión). Además, es la primera empresa cooperativa reconocida por la ONU como Mecanismo de Desarrollo Limpio, donde el desempeño ambiental que ejerce Coopesantos permite que se proteja y apoye la fauna y flora de la zona, realizado en conjunto con la Comisión Nacional de Conservación de la Energía (CONACE).

1.2.1. Misión

Ser una empresa cooperativa que brinda soluciones y servicios a nuestros asociados y usuarios, de manera oportuna, sostenible y con un valor alto agregado.

1.2.2. Visión

Ser una empresa cooperativa reconocida por brindar servicios basados en la innovación y sostenibilidad para la mejor experiencia de nuestros asociados y usuarios.

1.2.3. Generación Eléctrica de Coopesantos

Coopesantos R.L., como cooperativa de distribución eléctrica que es, se encarga de suplir la demanda eléctrica de los usuarios afiliados a la red que se encuentran en la zona territorial descrita en la Figura 1.2. 1.2. Por tanto, además de comprar parte de su energía eléctrica al ICE, también genera su propia energía, donde se enorgullecen de generar toda su energía con fuentes renovables. Coopesantos R.L. cuenta con más de 1500 paneles solares instalados a lo largo de su red de distribución, donde tiene instalaciones en diversas locaciones diferentes para abastecerse de energía limpia. Además, la cooperativa cuenta con parques eólicos y plantas hidroeléctricas que satisfacen, ya sean necesidades propias de la empresa o bien, la demanda eléctrica de sus usuarios. Coopesantos consta de diversos parques eólicos en la zona, así como represas hidroeléctricas en los ríos San Lorenzo y Jamaica, así como represas privadas de industrias en la zona que reabastecen la energía sobrante de vuelta a la red, la cual se explicará más adelante, pues una de estas será modelada en la presente práctica (Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos, 2023).

1.3. Planteamiento del Problema

1.3.1. Descripción del problema

Actualmente, en el país se encuentra en proceso de integración la Ley 10086, que dicta sobre la “Promoción y Regulación de los Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables”. Esta ley, establece las condiciones de la promoción y regulación para el acceso, instalación, conexión, interacción y el control de recursos energéticos distribuidos para las fuentes renovables, que para el caso de Coopesantos, le afecta tanto en las diversas redes hidroeléctricas y eólicas, así como la más pertinente para esta práctica, la energía solar (Presidencia de Costa Rica, 2021). Esta Ley se describió con mayor detenimiento en los antecedentes (sección 1.1).

Coopesantos R.L. posee desde hace unos años un modelado de su red eléctrica para Media Tensión, el cual les ha permitido el análisis y la toma de decisiones respectiva para estas líneas, que son trascendentales para su sistema de distribución. No obstante, recientemente, la empresa está incorporando la ejecución de un modelado de simulación de su red eléctrica para Baja Tensión, que le permita comprender y estudiar las líneas que afectan a los consumidores comunes, así como el análisis de la generación distribuida que es obligación legal para la Cooperativa.

Por lo tanto, si Coopesantos R.L. gozara de una simulación completa de la red de distribución que combine las líneas de Baja y Media Tensión, la integración de esta Ley se podría analizar en apenas semanas, con su respectivo análisis económico y la afectación financiera que ésta conllevaría. Aquí radica el principal interés de las empresas distribuidoras eléctricas en este tipo de trabajos, donde Coopesantos R.L. comenzó a desarrollar ésta desde inicios del año 2023, por lo que aún se deben invertir recursos en este apartado.

1.3.2. Problema a resolver

En relación con el apartado anterior, el problema por resolver para Coopesantos R.L. es la expansión y avance del modelo de simulación de la red de distribución de Coopesantos, la cual aún se encuentra poco avanzada y aún no puede arrojar resultados aplicables directamente para la red.

Esto acentúa el problema con la incorporación de la Ley 10086 y el constante crecimiento de las generación distribuida mediante celdas fotovoltaicas en las redes de distribución del país, la cual ya está generando pérdidas en todas estas empresas que no han podido ser detalladas, debido al bajo desarrollo de sistemas y modelados que permitan calcularlos.

Vale la pena destacar que el ARESEP ya publicó las diversas tarifas de cobro para, en este caso, la energía generada por generación renovable en redes de distribución, por lo que disponer de una herramienta de simulación de esta red, así como de sus ramales más importantes, les permitirá no solo estudiar el impacto, sino ser capaces de analizar distintos porcentajes de penetración de la generación renovable (fotovoltaica) y sus afectaciones generales (ARESEP, 2023).

Por último, el principal foco de estudio que será el medidor de efectividad de ésta, será los distintos criterios de evaluación de la capacidad del alojamiento que indica el ARESEP en su reciente publicación, en relación con la integración de la Ley 10086, donde los prioritarios actualmente son los siguientes (ARESEP, 16 de mayo de 2023):

- **Aumento de tensiones en régimen permanente:** Este criterio indica que las empresas distribuidoras de energía tienen la obligación de mantener la tensión de los clientes en $\pm 5\%$ de la tensión nominal en la mayoría del tiempo posible, según lo estipulado en la norma ANSI C84.1. Así, el criterio de evaluación respectivo calificará que la tensión en todos los nodos de MT y BT no supere el valor de 1,05 pu, esto para los flujos de potencia con diferentes niveles de penetración de DER evaluados.
- **Variaciones de tensión:** Este criterio explica sobre las variaciones de la potencia que los DER implican, generan fluctuaciones rápidas de la tensión que pueden ser perjudiciales para cierto equipo. Para la aplicación de este criterio, la fluctuación máxima permitida es de $\pm 3\%$ a nivel de MT y de $\pm 5\%$ para BT, calculado mediante la diferencia entre los casos de penetración con DER y el caso base sin DER.
- **Desbalance de tensión:** Este criterio trata sobre el desbalance de cargas entre fases para barras trifásicas del sistema, donde si el desbalance es mayor que cierto umbral, éste conduce a pérdidas adicionales, calentamiento y falla prematura de motores y transformadores. Así, el criterio consiste en si la capacidad instalada de DER que resulta en desbalances de tensión de barras trifásicas de MT o BT, son superiores al 3%.
- **Sobrecarga de conductores y transformadores:** Este criterio de evaluación consiste en la determinación de la capacidad instalada de DER que impliquen que se alcancen corrientes superiores al 100% de la ampacidad de los conductores o de la carga total de los transformadores de distribución, debido a los posibles flujos inversos. Mientras no conlleve sobrecargas en ninguno de los dos casos en el nivel de penetración respectivo, este nivel es permitido.

1.4. Objetivo General

Estudiar el comportamiento de una red de distribución en Coopesantos R.L para la aplicación de la Generación Distribuida de acuerdo a la Ley 10086.

1.5. Objetivos Específicos

1. Modelar la red de distribución existente en Coopesantos R.L contemplando la incorporación de paneles solares y su posible máximo nivel de penetración en el sistema, esto mediante el uso del software de ETAP 22.5.0.

2. Simular la red de distribución eléctrica para la determinación de perfiles de tensión, desbalances de tensión y cargabilidad de los elementos del sistema eléctrico, esto mediante el análisis de flujos de potencia.
3. Realizar un estudio económico con el objetivo de determinar el impacto financiero del establecimiento de los criterios de evaluación indicados, así como el acatamiento de la Ley 10086, para diversos escenarios.

1.5.1. Justificación

Como es mundialmente conocido, Costa Rica ha llevado una trayectoria en las últimas décadas con miras en ser un país líder mundialmente en la producción de electricidad, ello mediante el mayor porcentaje de energías ‘limpias’ del mundo. La República publicó en el 2021, por ejemplo, que Costa Rica es un país líder mundialmente en la producción de energía eléctrica con fuentes alternativas a la combustión fósil, alcanzando una producción del 99,2% de energía ‘limpia’, en lo que superó a potencias como Suiza, Noruega o Suecia (Canales, 2021).

Asimismo, instituciones nacionales han publicado datos propios al respecto, donde el ICE en su Informe de Atención de Demanda y Producción de Electricidad con Fuentes Renovables del año 2022, indican que, con una incertidumbre de $\pm 0,05\%$, la atención de la demanda eléctrica del país se desarrolló en un 98,7% mediante fuentes renovables durante ese año, con fuentes como la hidroeléctrica, aportando un 73,0% de la energía total, mientras que por ejemplo la solar aportó un 0,1% y va en aumento (Grupo ICE, 2023a).

Bajo este contexto es que se publicó la Ley 10086, como medio para la regulación de las energías renovables, para que éstas sean utilizadas de forma que no generen un mayor gasto a la red eléctrica costarricense y que se procure maximizar los beneficios que traen estas fuentes, incentivando a las empresas de distribución eléctrica a invertir en este apartado con una seguridad jurídica para estas prácticas.

El Sistema Costarricense de Información Jurídica (SCIJ), en la publicación de la Ley 10086, explica asimismo las que serían las obligaciones de las empresas distribuidoras en el marco de esta ley, donde destacan el realizar inversiones y estudios técnicos para la adecuada integración de los recursos energéticos, donde se consta jurídicamente que el costo y beneficios de las inversiones realizadas serán reconocidas vía las tarifas dadas por la ARESEP, esto con el fin de incentivar a los usuarios que instalen los recursos (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 2021).

Además, el SCIJ indica explícitamente en el artículo 7.b que una obligación de las empresas distribuidoras, será:

“Mantener actualizada la capacidad de penetración de los distintos recursos energéticos distribuidos por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN, conforme al instrumento regulatorio definido por la Aresep.” (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 2021, Artículo 7, inciso b).

Este artículo es especialmente importante para la presente práctica, pues la modelación de la penetración de la generación distribuida, fotovoltaica para este caso, es importante para el impacto financiero en Coopesantos y requerida por Ley. Por lo tanto, la trascendencia de esta práctica y las subsiguientes es considerable.

Por último, cabe destacar que esta es la primera práctica del estilo que se realiza en Coopesantos, ya con las tarifas actualizadas de ARESEP para el caso de estudio, por lo que el análisis financiero que se realizará más adelante adquiere una importancia mayor, pues son datos reales y aplicables hoy, factor que no había sido posible anteriormente.

1.5.2. Viabilidad

Como ya ha sido expuesto anteriormente, la importancia de este proyecto es muy alta, pues la ley designa como obligación de las empresas distribuidoras, el análisis y la actualización constante de la capacidad de penetración de los recursos de generación distribuida presentes en la red, por lo que Coopesantos brindó su apoyo absoluto a la investigación.

Por su parte, para la modulación se requirió del uso del software eléctrico de ETAP, el cual es un programa de módulos de paga que, para el caso específico de esta práctica, el Instituto Tecnológico de Costa Rica facilitó una licencia a disposición y responsabilidad de los estudiantes, lo que atesta la confianza y viabilidad que tiene la institución en este proyecto.

Por último, se contó con el apoyo y guía de diversos profesionales del tema para la búsqueda de una buena investigación, desde múltiples ingenieros de la empresa de Coopesantos, como Ingenieros de la universidad, los cuales se convirtieron en un recurso de retroalimentación esencial para el desarrollo del proyecto.

1.5.3. Alcance

Esta práctica busca el desarrollo de un modelado de la red eléctrica de Coopesantos R.L. para un estudio y análisis más práctico de diversas tareas de interés, ya que el modelado en ETAP pretende ser un “gemelo digital” de la red en cuestión, por lo que tenerla simulada en este programa permitiría a la empresa la ejecución de pruebas con los elementos presentes, instalar ramales o transformadores nuevos, comprobar posibles puntos de falla, encontrar equipo de magnitudes incorrectas; entre otros.

Así, es como el desarrollo del modelado de la red es particularmente útil para esta práctica, ya que permite la obtención de los niveles máximos de penetración de energía eléctrica distribuida en el sistema. Así, permite a Coopesantos cumplir con las obligaciones designadas de acuerdo a los criterios de evaluación publicados por el ARESEP en 2023, así como con los artículos 5, 6 y 11 de la Ley N° 10086 (ARESEP, 16 de mayo de 2023).

Un aspecto importante por determinar, es que el alcance máximo de esta práctica será determinado por el análisis de los criterios descritos en la sección 1.3.2, además de una delimitación geográfica y temporal de la simulación para la optimización del modulado, veracidad de los resultados obtenidos y aplicabilidad al corto plazo. Dicha delimitación, será descrita en la sección 3.2.

Por tanto y para resumir, el alcance de esta práctica será la simulación y modelado de una red eléctrica delimitada, en la cual se obtendrá su máximo nivel de penetración de energía distribuida y el impacto energético, operacional y económico que este tendrá para Coopesantos R.L. al corto y mediano plazo.

1.5.4. Limitaciones

En primer lugar y como fue mencionado en el apartado 1.5.3, este modelado será delimitado geográficamente a un ramal y una línea a su alrededor pertinente, pues no se consta con el tiempo ni la información suficiente para desarrollar un modelado completo de todos los circuitos que maneja Coopesantos R.L.

Además, otra gran limitante es el programa de ETAP en cuestión, pues es un software modular que la Cooperativa, que consta con una licencia para éste, utiliza frecuentemente y no está en planes ni capacidades de adquirir otra licencia o más módulos para un mejor modelado en el programa. Es así como el permiso que obtuvo el Instituto Tecnológico de Costa Rica fue de uso compartido, minimizando el tiempo efectivo de trabajo.

Asimismo, existen limitantes en términos de los datos recibidos. Si bien es cierto, en la Cooperativa se maneja de forma muy ordenada los valores energéticos de cada medidor conectado a la red. No obstante, hay magnitudes como los ‘Taps’ en los que se encuentra cada transformador, la energía total que llega

al ‘recloser’ (donde inicia el ramal simulado) o algunos medidores que no tenían su perfil de tensiones completo; que son limitaciones que generarán ligeros márgenes de error.

Existe, además, una limitación en el análisis de los niveles de penetración de la generación distribuida, pues éste fue desarrollado de forma general para todas las barras del ramal estudiado, cuando es posible realizar el estudio por barra en específico. De esta forma, se permitiría apreciar el impacto que tiene la generación distribuida, así como los criterios de evaluación en cada barra y transformador, esto de forma más directa y práctica. Sin embargo, este es un desarrollo que brinda resultados para un análisis que ARESEP considera por aparte, por lo que el tiempo en éste trabajo fue insuficiente para tal.

Por último, la principal limitante de esta práctica es el tiempo, pues, en esta sección se describieron diversas limitaciones que surgieron debido al tiempo reducido. No obstante, éste trabajo halló resultados prácticos y aplicables al corto plazo para la empresa.

1.6. Metodología

A continuación, se presentará una metodología más detallada de la ejecución del análisis, modelo, simulación, estudio y resultados que conllevó esta práctica:

- **Etapa 1:** En primer lugar, se llevó a cabo un estudio de la red eléctrica de Coopesantos R.L., esto en el ramal que había sido trabajado en la empresa con la práctica anterior de Navarro (2023), pues esta investigación es considerada como la continuación, optimización y expansión de ésta para que sea más práctica al uso.
- **Etapa 2:** Una vez adquiridos los conocimientos sobre el ramal en cuestión, se realiza el estudio y se decide sobre las posibles expansiones, las optimizaciones más útiles y el margen de tiempo que se analizará, así como la incorporación de una red trifásica de una cafetalera que cuenta con un generador hidroeléctrico.
- **Etapa 3:** Una vez analizado y decidido la extensión de la simulación, se procede al listado y descarga de los datos del consumo de los medidores para el tiempo establecido. Asimismo, se debe solucionar posibles errores que existan en estos datos, especialmente los de consumo de cada medidor, pues este puede fallar y ocasionar que algunos se encuentren incompletos o designados para otro medidor; entre otros inconvenientes.
- **Etapa 4:** Después de haber compilado y depurados los datos, se procede a la modelación del sistema. Vale la pena reiterar que se hará uso del software de ETAP o Electrical Transient and Analysis Program (Programa de Análisis y Transitorios Eléctricos por sus siglas en inglés), el cual es un programa especializado en el modelaje y simulación de redes que permite a ingenieros a crear “gemelo digital” de una red de distribución eléctrica, lo que le permite correr simulaciones y obtener resultados que no se podrían obtener de forma experimental tan fácilmente.
- **Etapa 5:** Así, con este programa se simuló el gemelo digital del ramal seleccionado con sus adiciones respectivas, donde afortunadamente se tuvo acceso a la simulación anterior, por lo que en una parte del ramal, el proceso fue más de reconstrucción que de simulación desde cero. Estos cambios serán discutidos en el capítulo 3.
- **Etapa 6:** Una vez que la simulación se realizó adecuadamente, ésta permite realizar análisis en un dominio del tiempo seleccionado, con lo que se puede ver el comportamiento de los elementos y encontrar posibles sobrecargas, errores o baja cargabilidad en algunos elementos en un día específico.
- **Etapa 7:** Seguidamente, se lleva a cabo uno de los procesos más esenciales de la práctica, que es la incorporación de las celdas fotovoltaicas o paneles solares para cada transformador, donde el consumo de éstas no puede sobrepasar el valor nominal del equipo. Para la simulación de la penetración de

los paneles solares en la red, se realizó una incorporación gradual, donde se conectan paneles solares en rangos de un 5% del total, para estudiar el efecto de éstas y encontrar un rango posible de falla que signifique el alcance máximo de penetración alojado en la red.

- **Etapa 8:** Ahora bien, como último paso, se lleva a cabo un detallado análisis de flujo del sistema en el dominio del tiempo, donde se da especial atención a las barras de baja tensión conectadas a los transformadores en sí y a las líneas de transmisión. Este paso es fundamental y de los más importantes de la práctica, pues es aquí donde se encontrará un posible punto crítico de falla, los posibles criterios que se incumplen y el comportamiento en general de la red ante una alta penetración de generación distribuida fotovoltaica.
- **Etapa 9:** Finalmente, se deben estudiar los datos tomados en el paso anterior para realizar un análisis financiero que examine la viabilidad económica de la Ley 10086 y lo que el nivel de penetración significa para la compañía en general, esto en términos de gastos por panel solar y por porcentaje de dicha penetración.

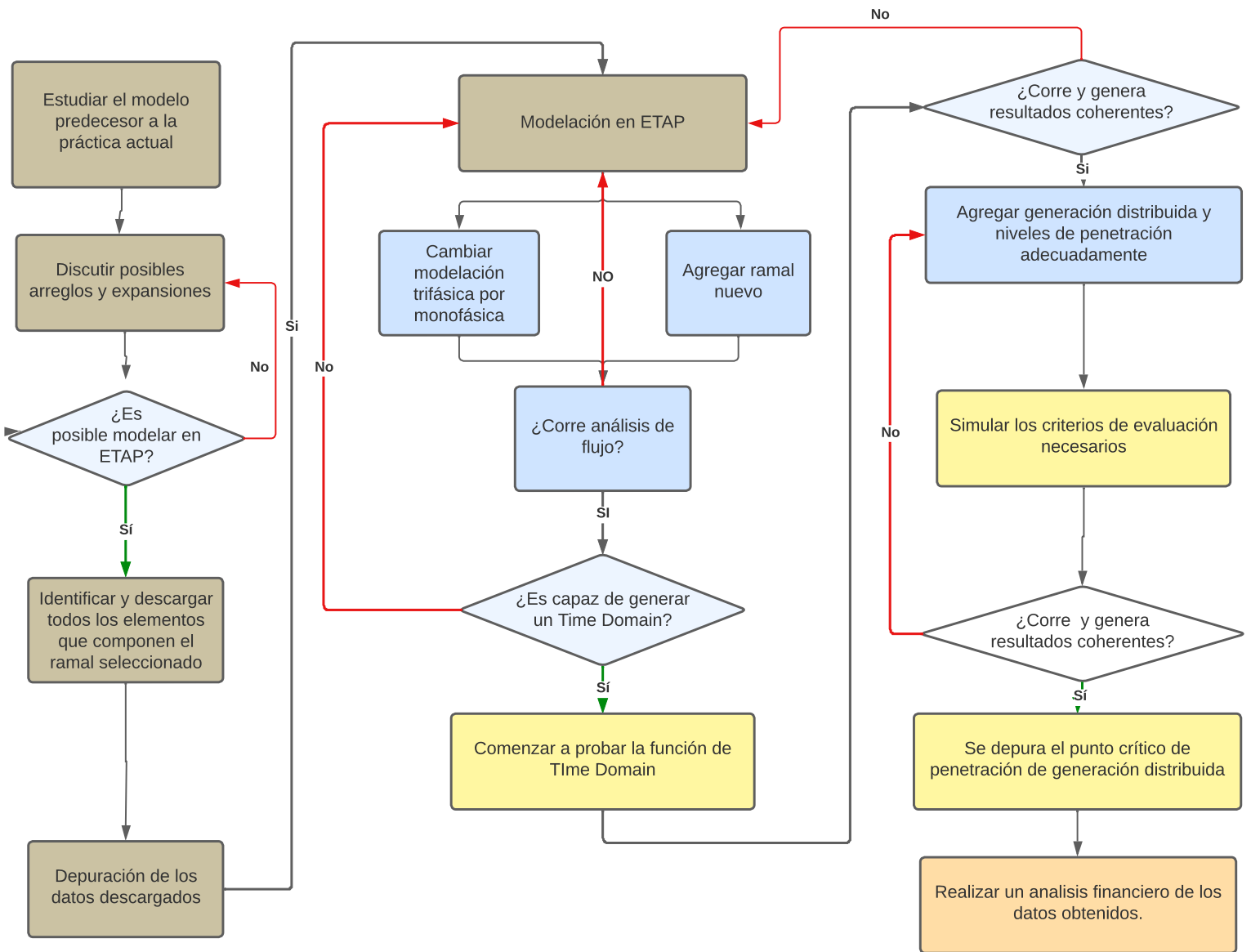
Ahora bien, a continuación se presenta una recopilación descriptiva de las partes más importantes del desarrollo del proyecto, que se separará inicialmente mediante los capítulos del informe:

- *Capítulo 2:* Hace referencia a la totalidad de la documentación técnica necesaria para la elaboración del diseño final.
- *Capítulo 3:* Se concentra específicamente al estudio y metodología por seguir para la realización del modulado mediante el programa de ETAP, lo que incluye desde la recolección de datos hasta la simulación como tal.
- *Capítulo 4:* Se enfoca exclusivamente en la presentación de los resultados como tal, así como el estudio de los criterios de evaluación pertinentes para la aplicación de la Ley 10086 y al análisis del nivel de penetración en el sistema.
- *Capítulo 5:* Se relaciona con el análisis financiero contable para los casos estudiados en el capítulo anterior, con un resultado práctico y aplicable.
- *Capítulo 6:* Este capítulo se dedica a las conclusiones obtenidas durante el proceso de diseño, simulación y análisis, así como las recomendaciones pertinentes del caso.

A continuación, se muestra un diagrama de flujo que describe ésta metodología de forma gráfica:

Metodología para la realización del proyecto

Fuente: *Elaboración propia*



Capítulo 2

Marco Teórico

El presente apartado tiene como objetivo el proporcionar literatura y teoría relevante para la presente investigación que sirva como respaldo y apoyo para el trabajo realizado. Esta teoría se acapará en diversas secciones para un mayor orden de exposición.

En primer lugar, en la Sección 2.1, se abordarán conceptos generales eléctricos importantes para la práctica. En la Sección 2.2, se explorará acerca de los sistemas energéticos de generación eléctrica, su funcionamiento y como se aplican estas redes en Costa Rica. En la Sección 2.3, se profundizará acerca de las redes de distribución eléctrica, su funcionamiento y cómo se encuentran dispuestas en Costa Rica. Por último, en la Sección 2.4, se discutirá acerca del Marco Legal, cómo afectan las nuevas leyes a las empresas distribuidoras y sus diversas ramificaciones.

2.1. Conceptos básicos

2.1.1. Flujo de potencia

El flujo de potencia se relaciona con el cálculo entre la magnitud y ángulo de los voltajes para una carga, generación y condiciones de una red eléctrica en específico. Para esto, se deben conocer los voltajes de todos los nodos la magnitud y ángulo de los voltajes para una carga, generación y condiciones de una red eléctrica en específico (Rivadeneira, 2022).

2.1.2. Irradiancia

Se refiere a la magnitud que se usa para describir la potencia que incide por cada unidad de la superficie en cualquier tipo de radiación electromagnética. Se representa con la cantidad promedio de energía que actúa a lo largo de la totalidad del área por unidad de tiempo sobre una superficie. Las unidades que se miden son radiométricas representadas como W/m^2 (Oliver y Mon, s.f.).

Los valores de irradiancia solar se vuelven de suma importancia para el cálculo del recurso solar necesario para la determinación de diseños de sistemas fotovoltaicos: entre otros aspectos, como se describirá más adelante en el apartado 2.2.4 (Jiménez y Ramírez, 2023).

2.1.3. Potencia activa

También llamada potencia real o efectiva, representa la capacidad que tiene un circuito para traducir la energía eléctrica en potencia mecánica o calorífica. Es decir, representa a la energía que se aprovecha y

es utilizable para un trabajo. Se representa con P , y es medida en vatios (W) (Loya, 2012).

2.1.4. Potencia reactiva

Se refiere a la potencia que tienen los elementos reactivos, como es el caso del inductor y el capacitor. Utiliza el VAr (Volt-Amper reactivo) como unidad de medida. La potencia reactiva es la requerida por las corrientes para establecer los campos magnéticos o campos electrostáticos (*Energía Eléctrica: Conceptos y Principios Básicos*, s.f.).

2.1.5. Factor de potencia

Es un indicador que describe la eficiencia y rendimiento en la utilización de energía eléctrica para un equipamiento en específico. La eficiencia se describe en una escala del 0 al 1, yendo de 'muy malo' a 'excelente', respectivamente (*Clase 3, Electricidad*, s.f.).

Así, el Factor de Potencia se termina conociendo como el cociente de la relación entre la potencia activa ya explicada en la sección 2.1.3, y la potencia aparente denominada como S , y la potencia aparente denominada como S , relación que es equivalente al coseno del ángulo del triángulo de potencias, con el cual estas magnitudes se relacionan entre sí y la potencia reactiva Q , la cual se aprecia en la siguiente figura 2.1:

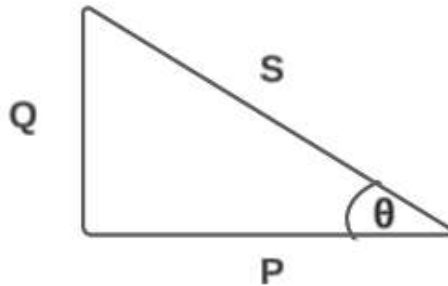


Figura 2.1: Triángulo de potencia para cálculo de FP
Fuente: Tomado de (Navarro, 2023)

Así, este factor termina siendo fundamental para el uso, generación y distribución de la energía, pues la potencia activa es la que se consume y produce energía para los usuarios, la potencia reactiva que no produce trabajo, pero se debe pagar por ella y la potencia aparente, que es la potencia total requerida para alimentar una carga (Loya, 2012).

2.1.6. Factor de planta

El factor de planta, también conocido como el factor de capacidad o de uso, es el porcentaje de utilización de la capacidad nominal de generación de un sistema en un intervalo de tiempo. De esta forma, el factor de planta es capaz de describir numéricamente el aprovechamiento de una instalación eléctrica (Campoverde Benavidez, 2021).

Así, a continuación se detallan algunos factores de capacidad medios para diferentes generaciones renovables (Campoverde Benavidez, 2021):

- **Energía eólica terrestre:** Factor de 30 %.
- **Geotérmica:** Factor de 91 %.
- **Biomasa y residuos:** Factor de 85 %.
- **Termosolar:** Factor de 40,5 %.
- **Fotovoltaica:** *Factor de 22 %.*

Finalmente, se debe mencionar que el factor de capacidad para sistemas fotovoltaicos, que tienen un valor medio del 22 %, será una magnitud que se utilizará activamente en el capítulo 5 para el análisis financiero de la práctica.

2.2. Sistemas energéticos

2.2.1. Fuentes de energía no renovables

A partir de la invención de la máquina de vapor y el uso y explotación de la energía eléctrica, se generó una revolución industrial que cambiaría a la sociedad para siempre. Inicialmente, la energía se generaba mediante la combustión de carbón, gas o petróleo en hornos que producían el vapor de agua que era aprovechado por las turbinas para la generación de electricidad (Weedy, Cory, Jenkins, Ekanayake, y Strbac, 2012). Este tipo de generadores con fuentes de energía no renovables aún son muy comunes globalmente, aunque el impacto ambiental y el gasto desmedido de recursos no renovables ha ocasionado que su uso se haya reducido en los últimos años.

Ahora bien, en la figura 2.2, se aprecia un diagrama del uso de una turbina de vapor con carbón como combustible, aunque si se usara otro combustible, el diagrama sería muy similar.

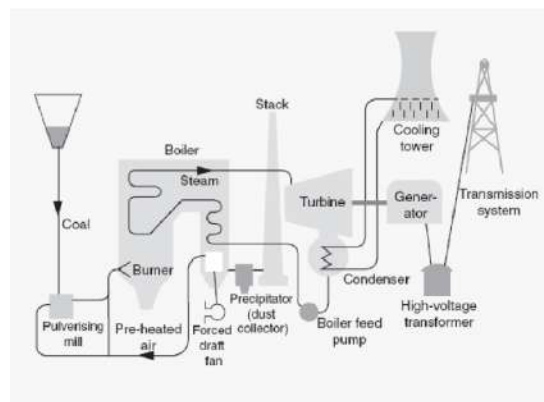


Figura 2.2: Diagrama máquina de carbón
Fuente: Tomado de (Weedy y cols., 2012)

Por su parte, más adelante se desarrolló la generación de energía eléctrica mediante el uso de energía nuclear. Para este caso, la energía es obtenida de la fisión nuclear, que usualmente se ejecuta con la separación del núcleo de átomos de uranio bajo el mismo principio utilizado para la bomba atómica. Este tipo de energía, aunque no tan perjudicial para el medio ambiente, sigue proviniendo de una fuente no renovable, pues se requiere como material el uranio-235 o algún otro isótopo que sea eficiente su fisión, como alguno del plutonio (Weedy y cols., 2012). A continuación, en la figura 2.3 se aprecia un diagrama de un reactor para energía nuclear:

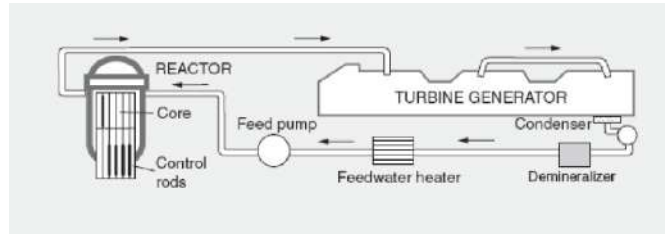


Figura 2.3: Diagrama reactor nuclear
Fuente: Tomado de (*Weedy y cols., 2012*)

Seguidamente, después de este breve repaso sobre los inicios y un poco el funcionamiento de las principales fuentes de energía no renovables, se describirán ahora con mayor detenimiento las fuentes de energía renovables, que son el principal foco de esta práctica, con especial atención a las celdas fotovoltaicas para energía solar.

2.2.2. Energía Eólica

La energía eólica es aquella que se aprovecha del viento para que haga girar aerogeneradores que aprovechan el movimiento y lo convierten en electricidad (López, 2012). Estos aerogeneradores o hélices, de las cuales Coopesantos tiene a su disposición diversos parques eólicos, obedecen a ciertos criterios, ya sea que estén dispuestas en un eje horizontal que es el principal y casi la totalidad de las turbinas eólicas son de este tipo, o bien, ejes verticales con aplicaciones escasas en la industria (López, 2012).

Algunas de las ventajas de la energía eólica es que no impacta significativamente al ambiente, ni siquiera si tuviera algún incidente, ahorra combustible, diversifica el suministro y tiene un período de recuperación energética pequeño, en tan solo meses ya la central está devolviendo la inversión en energía. No obstante, alguno de los problemas que padece es que depende de la variable del viento que es variable, tanto en velocidad como en dirección, lo que además limita la ubicación geográfica, pues ésta debe estar pensada de forma eficiente para ello. Esta aleatoriedad genera que se deba estar pendiente y tenga que poseer una gestión específica para la incorporación de un parque eólico a la red (López, 2012).

Así, las turbinas aerogeneradoras tienen la forma vista en la figura 2.4, donde se muestra además, la conexión con un centro de control y una fuente auxiliar, encargadas de controlar la variabilidad impresa a este tipo de energía.

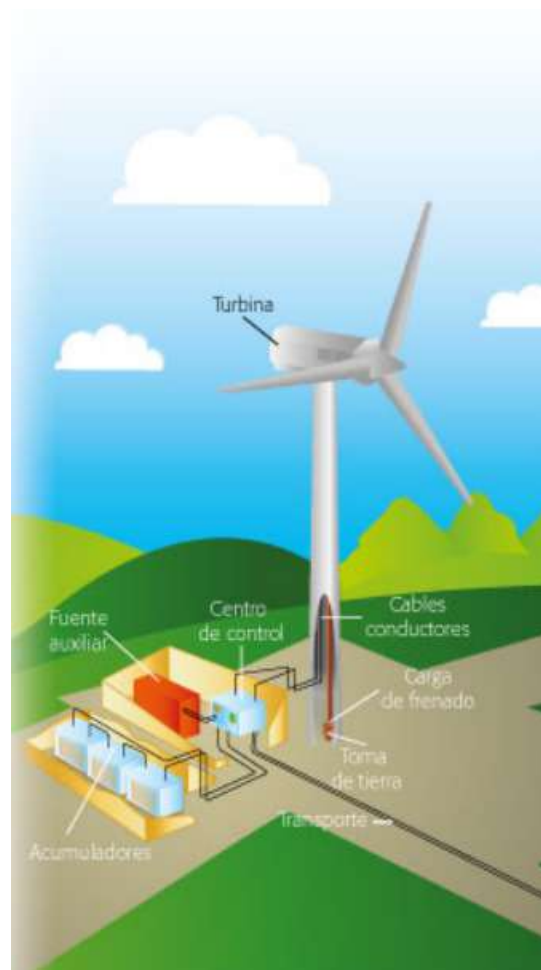


Figura 2.4: Hélice o aerogeneradoras eólicas
Fuente: Tomado de (*Grupo ICE, s.f.*)

Asimismo, además de las aplicaciones centralizadas que se acaban de describir, también se cuentan con aplicaciones autónomas, las cuales consisten en turbinas eólicas de pequeña potencia que pueden llegar a ser rentables, según las condiciones del tiempo y factores del entorno. De esta forma, Grupo ICE describe a la generación eólica dependiendo de la energía que utiliza, tales como (Grupo ICE, s.f.):

- **Energía mecánica:** Aplicación para el bombeo de agua mediante pistones.
- **Energía térmica:** Surge de la energía mecánica, ya sea por el calentamiento del agua o fricción mecánica.
- **Energía eléctrica:** Aplicación más común, aunque obliga a que se deba almacenar si se cuenta con excedentes, o bien, que se interconecte con la red eléctrica.

2.2.3. Energía Hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica, según (Grupo ICE, s.f.), es el aprovechamiento de la energía potencial que se encuentra de forma innata en el agua que fluye de los ríos. Alrededor del 20% de la electricidad usada en el

mundo, procede de la energía hidroeléctrica, así como el 80 % de la energía del país. Asimismo, el aumento de la demanda energética mundial, ha provocado que se busquen arraigadamente energías alternativas a las no renovables y, aunque si bien es cierto que la energía hidroeléctrica ya no puede ser considerada como alternativa debido a su gran proliferación recientemente, no se debe olvidar que así empezó, como una energía alternativa que no acusa de los problemas de variabilidad que sí tienen otros tipos como la solar o la eólica (Bludszuweit y Navarro, 2016).

A nivel mundial, en términos de consumo de energía final, prevalece aún el uso de las energías no renovables. No obstante, el porcentaje cada vez se va reduciendo más, donde, para este caso, la generación hidroeléctrica viene en aumento mundialmente, sobre todo en zonas como China, Vietnam, Brasil, Argentina y Etiopía; entre otros (Bludszuweit y Navarro, 2016). Así, en la figura 2.5 se aprecia la distribución mundial en el año 2015 de las energías no renovables, donde la energía hidroeléctrica ya mandaba por sobre las demás en ese entonces y, además, la energía solar ya venía en crecimiento.

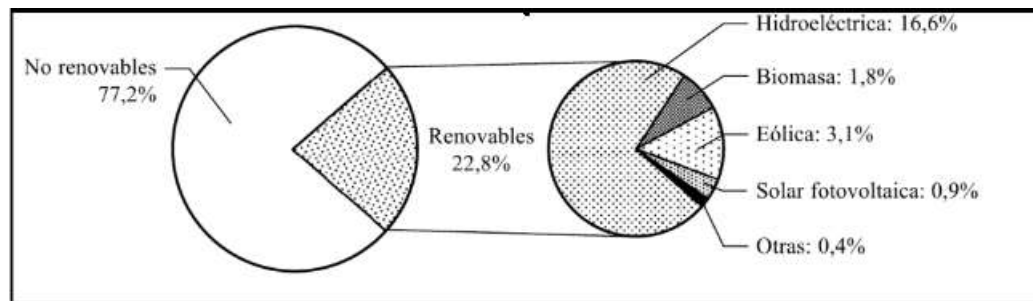


Figura 2.5: Diagrama de energías utilizadas mundialmente
Fuente: Tomado de (Bludszuweit y Navarro, 2016)

La energía hidroeléctrica tiene la ventaja de ser una energía limpia, renovable y de alto rendimiento energético, ya que su potencia es proporcional a la altura del salto y al caudal turbinado, por lo que, si se calcula bien, se puede generar una gran cantidad de energía. No obstante, una gran desventaja proviene en que su costo de construcción es muy elevado, lo que lo hace no muy común para construcciones privadas de usuarios, aunque no imposible, pues como se verá más adelante en el apartado 3.2, hay empresas que logran adueñarse con un caudal de un río pequeño para construir su propia represa privada (Grupo ICE, s.f.). Finalmente, se adjunta la figura 2.6, que corresponde a un diagrama con el funcionamiento y las partes de una represa hidroeléctrica, así como la conexión con la red eléctrica general.

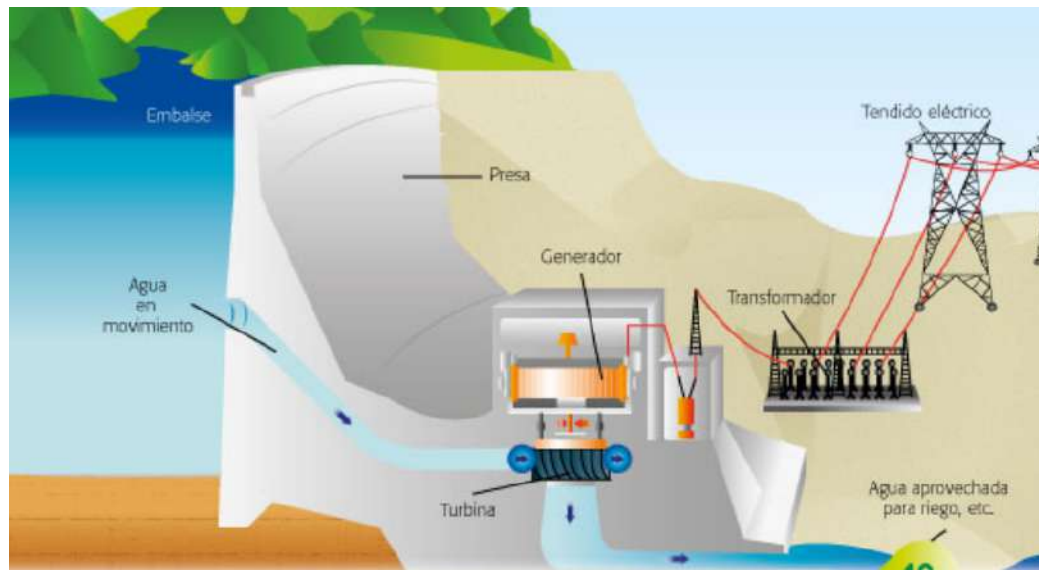


Figura 2.6: Diagrama de represa hidroeléctrica
Fuente: Tomado de (*Grupo ICE, s.f.*)

2.2.4. Energía Solar

El Sol es la principal fuente de energía y de vida para el planeta. No obstante, el proceso de utilizar esta cantidad inmensa de energía para generar electricidad no era común hasta relativamente hace pocos años, donde el concepto de energía solar comenzó a surgir. Esta, se refiere a la recolección de rayos solares mediante celdas fotovoltaicas o colectores solares térmicos con los que se almacena el calor. Este puede usarse ya sea como energía solar térmica para calentadores o secadores solares, o bien, como energía solar fotovoltaica, que lo convierte en energía eléctrica (Grupo ICE, s.f.).

Las celdas fotovoltaicas surgen a partir del descubrimiento del efecto fotovoltaico por Becquerel en 1839, efecto con la cual una pila electrolítica aumentó su generación eléctrica al ser expuesta a la luz, lo que dio pie a una gran cantidad de experimentos y pruebas, aunque no habría una celda fotovoltaica funcional sino hasta el siglo XX. La celda funciona al aprovechar el efecto fotovoltaico en semiconductores, con lo que se genera electricidad en tubos de estos materiales, para así, llevar la energía a un circuito externo para su almacenamiento y eventual uso (Soto, 2005).

Así, para las celdas o paneles solares se tienen de dos tipos, donde el más común es el tipo plano que se aprecia en la figura 2.7, el cual es esencialmente una placa metálica pintada de color negro mate que absorba el máximo de radiación solar directa. Después de ser absorbida esta energía, se convierte en energía térmica que puede ser transportada tratando de minimizar sus pérdidas a una estación de conversión de energía (Nandwani, 2005).

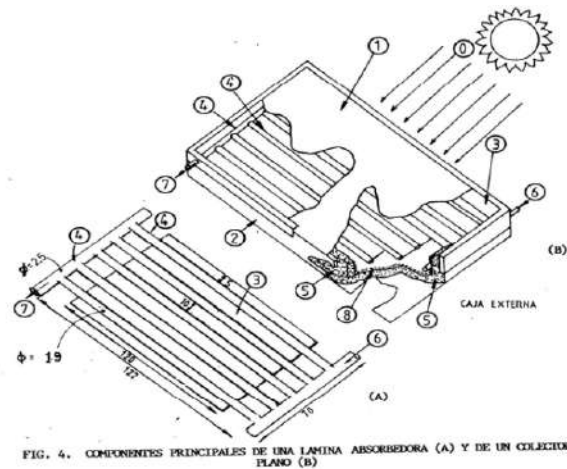


Fig. 2 a. Componentes Principales de un Colector Plano.

- 0- Rayos Solares 1- Cobertor(es) 2- Caja Exterior
- 3- Lámina metálica 4- Dos tubos horizontales
- 4'- Varios tubos verticales 5 y 8- Aislante Térmico
- 6- Entrada del fluido frío 7. Salida del fluido caliente

Figura 2.7: Diagrama de panel solar plano
Fuente: Tomado de (Nandwani, 2005)

Así, cada vez surgen más parques de celdas fotovoltaicas, que consisten en instalaciones en una gran superficie de múltiples celdas fotovoltaicas que generan energía eléctrica al unísono, capaces de generar grandes cantidades de energía. En la figura 2.8 se aprecia un diagrama con las partes que forman un parque de energía solar, desde los paneles solares hasta su incorporación a la red eléctrica.

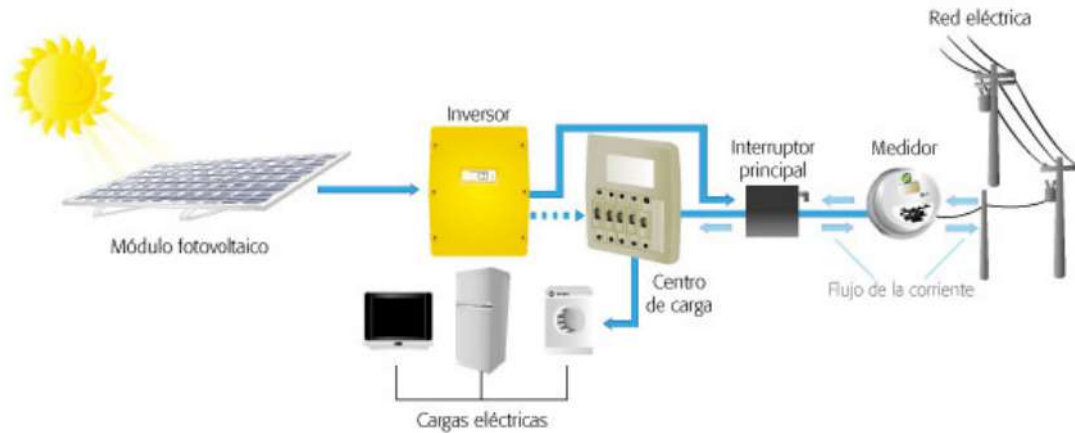


Figura 2.8: Diagrama de conexión de panel solar con red eléctrica
Fuente: Tomado de (Grupo ICE, s.f.)

Asimismo, cada vez se ha proliferado y comercializado la venta de celdas fotovoltaicas planas para instalar en hogares o empresas, los cuales pueden estar desconectados y funcionar de forma autosuficiente. Relacionado con esto, salió la noticia en la que el ICE se aprovecha de esta funcionalidad de las celdas fotovoltaicas para instalar más de 4510 paneles con una capacidad superior a 609 kW para brindar el

servicio de electricidad a comunidades lejanas, reservas indígenas, escuelas y colegios; entre otros, esto en zonas no cubiertas por la Red Eléctrica Nacional (ICE, s.f.).

Por otra parte, los sistemas fotovoltaicos pueden comprarse para su uso privado, pero conectarse a la red de distribución eléctrica en un fenómeno conocido como *Generación Distribuida*. Esta constituye una de las aplicaciones de la energía solar más atractiva en los últimos años, debido a su gran potencial al utilizarse en zonas urbanas muy próximas a la red eléctrica. En la figura 2.9 se puede apreciar la configuración de estos sistemas, donde la celda fotovoltaica irá conectada a un medidor bidireccional, el cual es capaz de medir si el usuario consume energía o si, más bien, genera energía de sobra, la cual regresaría a la red eléctrica. Esto tiene aplicaciones inmediatas como la venta de energía a la empresa distribuidora o reducción de la facturación; entre otros. Es aquí donde surge el aspecto legal del esto que se explorará en el apartado 2.4, donde el ICE, el ARESEP y el Gobierno en general; se están encargando de regular y coordinar las tarifas y restricciones que la Generación Distribuida debe de tener para que sea justa y que no perjudique al sistema o al usuario (Grupo ICE, s.f.).



Figura 2.9: Diagrama de conexión de panel solar entre casa y red eléctrica
Fuente: Tomado de (Grupo ICE, s.f.)

Diseño del sistema fotovoltaico

Para el diseño del sistema fotovoltaico, se requiere de diversas variables fundamentales para su cálculo, como lo es el *ángulo de acimut e inclinación*. Este debe ser desarrollado teniendo en cuenta la ubicación geográfica de la instalación, para lo que se tiene el procedimiento para realizar su cálculo en la figura 2.10:

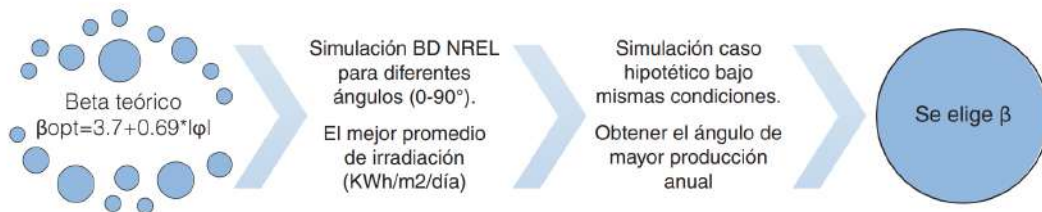


Figura 2.10: Procedimiento para determinar el ángulo de inclinación óptimo
Fuente: Tomado de (Jiménez y Ramírez, 2023)

Seguidamente, se debe determinar el *recurso solar* específico para el sitio elegido, para lo cual el valor de irradiación solar es una magnitud necesaria y se denotará con las siglas de G_{dm} . Así, mediante la ecuación 2.1, se determina la magnitud del recurso solar necesario:

$$HSP = \frac{G_{dm}[\frac{Wh}{m^2}/dia]}{1000[\frac{Wh}{m^2}]} \quad (2.1)$$

Este valor será necesario a la hora de elegir el panel solar necesario, así como la cantidad específica por instalar, según la instalación respectiva (Jiménez y Ramírez, 2023).

Ahora bien, para la estimación de la energía real requerida, se requiere conocer el valor del rendimiento del sistema, el cual se conoce mediante la ecuación 2.2:

$$R = (1 - k_b - k_c - k_v) \cdot \left(1 - \frac{K_a \cdot N}{P_d}\right) \quad (2.2)$$

Para la ecuación 2.2, las variables son las siguientes:

- R : Rendimiento del sistema.
- k_b : Coeficiente de pérdidas debidas al rendimiento del acumulador.
- k_c : Coeficiente de pérdidas del inversor.
- k_v : Coeficiente de pérdidas varias.
- K_a : Coeficiente de autodescarga diaria de las baterías.
- N : Días de autonomía de la instalación.
- P_d : Profundidad de descarga ($\leq 100\%$)

Así, la estimación de la energía real requerida es la mostrada en la ecuación 2.3, donde E_T corresponde a la estimación de la energía teórica requerida calculada a partir de dividir, entre 30 días, el consumo de energía eléctrica promedio mensual:

$$E = \frac{E_T[kWh/dia]}{R} \quad (2.3)$$

Estas magnitudes son sumamente útiles para el cálculo de capacidad y almacenamiento necesario para el diseño de una planta de energía solar con reserva de energía, esto mediante el desarrollo más profundo del diseño en serie, diagramas de conexión y corrientes máximas; entre otros valores (Jiménez y Ramírez, 2023). No obstante, para el caso de esta práctica, se dio uso de estos cálculos, entre otros factores, para la determinación de los paneles solares por utilizar en la simulación, la irradiancia de éstos y la potencia promedio que se seleccionaría, los cuales se utilizaron en el apartado 3.5.1.

Generación Distribuida para Coopesantos R.L.

En relación con la práctica actual, Coopesantos R.L., ya ha tenido experiencia con la Generación Distribuida, pues la zona de Los Santos es una localización de un potencial solar regular, pero con una alta demanda de esta energía, por lo que tienen especial interés al desarrollo general del tema, como se había descrito en el capítulo 1. Es así, que en la figura 2.11, se aprecia la curva de consumo diario promedio que han visto en sus medidores con Generación Distribuida, en donde se tienen las curvas de demanda (*consumo natural*) y generación, así como demarcado de gris cuando el medidor demanda energía de la red, de verde cuando la demanda es consumida por la Generación Distribuida (*consumo coincidente*) y de rojo, cuando el medidor recibe energía de la celda (*generación excedente*) (Navarro, 2023).

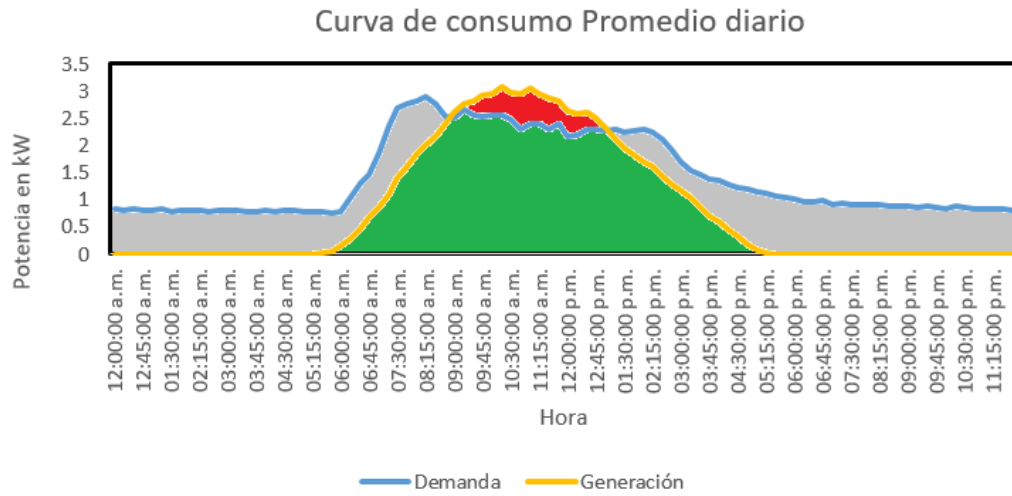


Figura 2.11: Generación solar vs demanda de establecimiento para a la red de Coopesantos R.L.
 Fuente: Tomado de (Navarro, 2023)

La figura 2.11 será de gran utilidad para el desarrollo del Capítulo 5 del análisis financiero, pues las magnitudes de consumo natural, consumo coincidente y generación excedente son de gran importancia para el cálculo del impacto económico de los sistemas fotovoltaicos, ya que estos no afectan a la totalidad del consumo diario de un medidor. Se explicará más al respecto en el Capítulo 5.

2.2.5. Situación energética actual de Costa Rica y la región

Es información bien conocida para los costarricenses que este país produce casi el 100 % de su energía eléctrica de fuentes renovables. La República publicó en 2021, por ejemplo, que “Costa Rica es líder mundial en producción de electricidad con fuentes limpias”, esto con una producción del 99,2% de la electricidad generada con fuentes alternativas, la más alta del mundo. Además, se tienen registros que en 2020 se generó solamente 23,73 GVAh o gigavatios hora de energía derivados del crudo, un mínimo nacional (Canales, 2021). La producción de energía del país se puede apreciar en la figura 2.12:

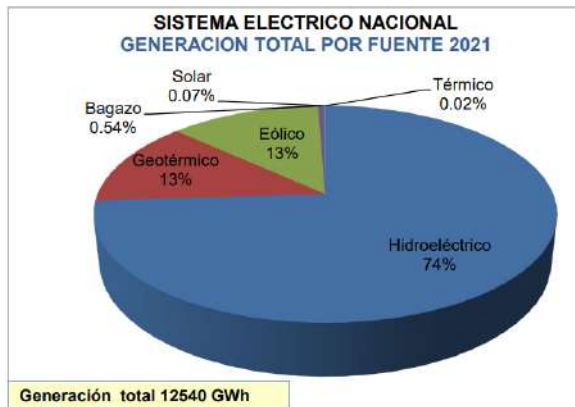


Figura 2.12: Porcentajes de cada fuente de energía en Costa Rica
 Fuente: Tomado de (Grupo ICE, 2023b)

En la figura 2.12 se observa cómo, anualmente, se genera casi un 70 % de la energía mediante generación hidroeléctrica, mientras que la generación eólica y geotérmica cierran el podio. Es importante destacar que la generación solar generó solamente un 0,1 % de la energía total de la red eléctrica nacional, porcentaje que va en aumento y no considera las redes con Generación Distribuida, cada vez más presentes en diversas redes del país.

No es de extrañar que se insista tanto en la energía solar en Costa Rica, pues Dwight, desde el año 2009, ya había proyectado que, para el 2015, el país tendría un potencial de 200,000 MWh de energía anual fotovoltaica. Vale la pena mencionar que Costa Rica tiene un consumo anual aproximado de unos 12,000 MWh, por lo que el potencial es inmenso, especialmente en las zonas de mayor irradiancia solar que se habían mostrado en la figura 1.1 (Wright, 2009).

Ahora bien, en cuanto al entorno de la región centroamericana, que incluye a Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá; éste se encuentra descrito detalladamente en la figura 2.13, donde se puede apreciar que, para el año 2020, la región consumía aún un 35 % de energía proveniente de fuentes no renovables, así como que la fuente más común era, de igual forma que en Costa Rica, la energía hidroeléctrica (Gómez-Ramírez, Meza, Mora-Jiménez, Morales, y García-Santander, 2023).

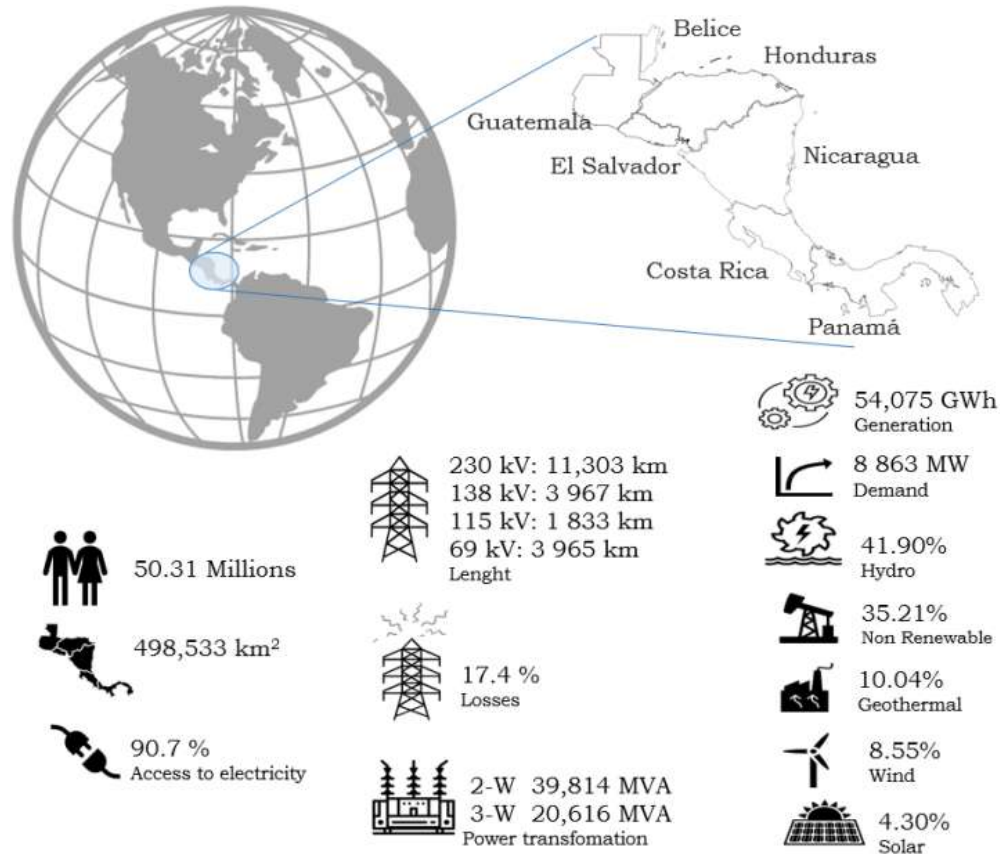


Figura 2.13: Porcentajes de cada fuente de energía en Centroamérica
Fuente: Tomado de (Gómez-Ramírez, Meza, y cols., 2023)

Ahora bien, de gran importancia para esta práctica es el porcentaje de la energía total consumida en Centroamérica, al que equivale la fuente solar, la cual, como se puede apreciar en la figura 2.13, es de 4,30%. Esto quiere decir que, al comparar el porcentaje anterior con el 0,1 % de consumo por energía

solar de Costa Rica y en la figura 2.14, que dicha fuente ha crecido exponencialmente más en la región que en el país, así que, a nivel nacional, se requiere de aún más inversión en este apartado. No obstante, también es posible concluir el crecimiento en la región equivaldrá a un incremento nacional, debido a la gran interconexión que presenta Centroamérica (Gómez-Ramírez, Meza, y cols., 2023). Así, en figura 2.14, mostrada a continuación, se aprecia la evolución de la generación de energía en Centroamérica desde 2015, donde, como ya fue mencionado, presenta un crecimiento de la generación solar y se muestra mediante las barras de color amarillo:

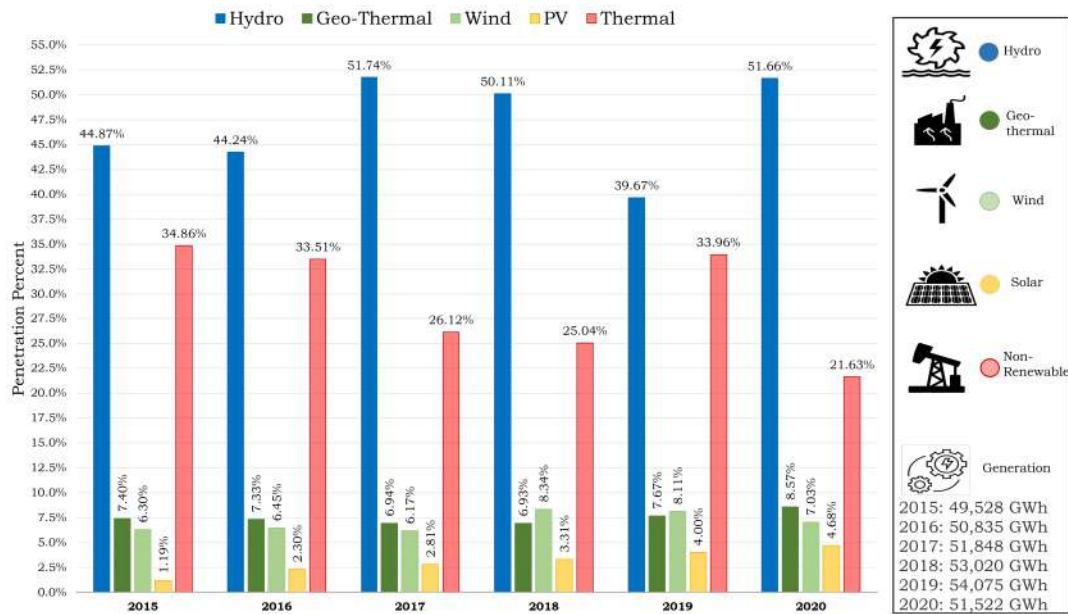


Figura 2.14: Evolución de la generación de energía en Centroamérica
Fuente: Tomado de (Gómez-Ramírez, Meza, y cols., 2023)

2.3. Redes de distribución eléctrica

Para el año 1882, Thomas Alva Edison inauguró la que sería considerada más adelante como la primera central de generación de energía en el mundo, esto en Estados Unidos. Era capaz de alimentar a aproximadamente 400 lámparas cada una, con un consumo 83 W. Por otra parte, y en la misma época, la estación “Holborn Viaduct Generating Station” en Londres, fue la primera en Reino Unido en proveer las necesidades de los consumidores de forma general, en vez de satisfacer las cargas individualmente. En este caso, se utilizó un generador de apenas 60 kW que corría gracias a un motor de vapor (Weedy y cols., 2012). Desde entonces, la tecnología y la sociedad han avanzado a pasos agigantados, pues estas redes de distribución eléctrica dispararon una revolución industrial que aún sigue en su curso.

Es así como se debe definir lo que es un ‘Sistema de Potencia’, el cual se considera el conjunto de elementos que van a constituir a la red eléctrica de potencia, para lo que debe generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica hasta los usuarios en corriente alterna, esto por razones históricas y de eficiencia (Matulic, 2003).

Finalmente, el último paso en los sistemas de potencia corresponde a la distribución, que es la encargada de manejar los circuitos a Baja Tensión, es decir, maneja los ramales que se conectan a las industrias, hogares e iluminación urbana; entre otras opciones. Las líneas de baja tensión son normalmente a 240 V, como es en el caso de la línea de Coopesantos usada para esta práctica (Matulic, 2003). En la figura 2.15,

se aprecia un diagrama con la delimitación de los sistemas de potencia recién descritos:

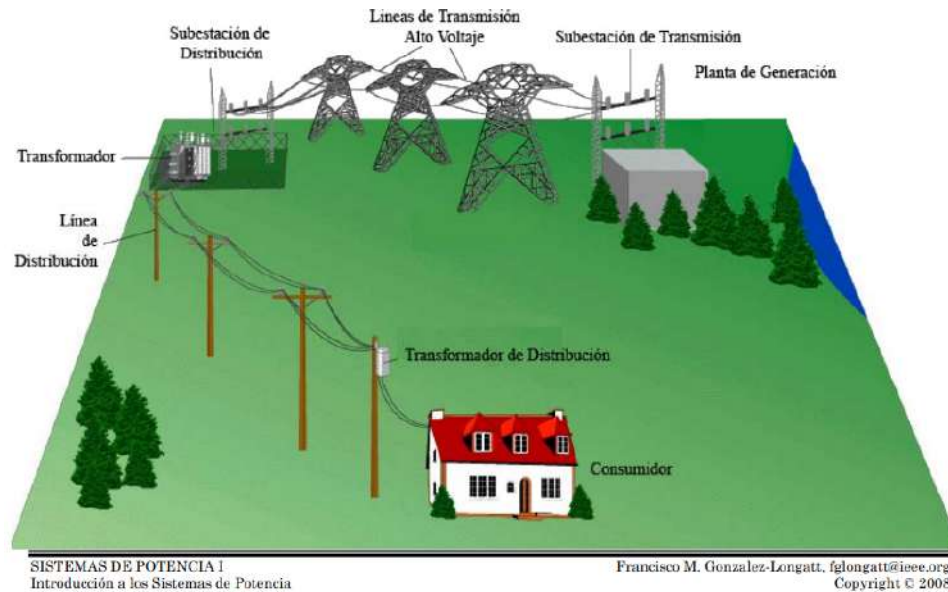


Figura 2.15: Sistema de transmisión de electricidad
Fuente: Tomado de (Longatt, 2008)

2.3.1. Sistema de Transmisión en Costa Rica

El Sistema de Transmisión de Costa Rica se extiende desde Peñas Blancas hasta Paso Canoas y desde Puerto Limón en el Caribe hasta Santa Cruz, en la Península de Nicoya. Es decir, cubre las cuatro fronteras del país, cubierto por el SEN (Sistema Eléctrico Nacional). El sistema nacional, a diciembre del 2021, estaba conformado de 2,986 *km* de líneas de transmisión repartidas la mayoría en las propias del ICE y un 20% del SIEPAC. De éstas, 2378 *km* corresponden a enlaces en 230 *kV* y 608 *km* a enlaces de 138 *kV* (Grupo ICE, 2023b). En la figura 2.16, se aprecia la distribución de estas líneas a lo largo y ancho del país:

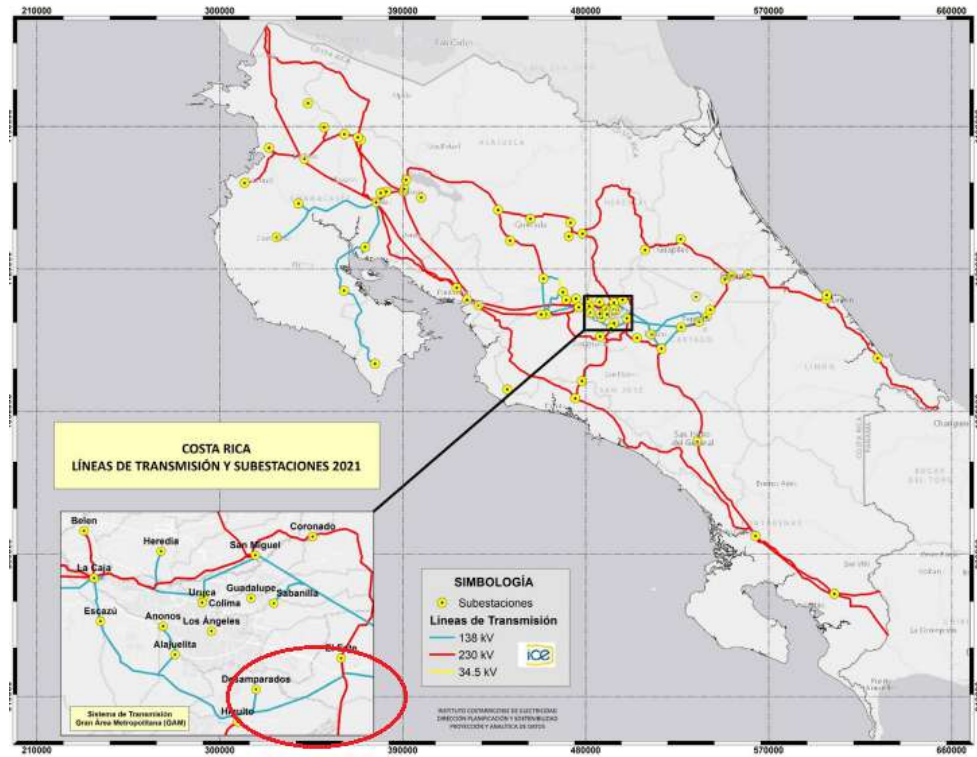


Figura 2.16: Sistema de líneas de transmisión en Costa Rica
 Fuente: Tomado de (Grupo ICE, 2023b)

En la figura 2.16, la zona demarcada en rojo es alrededor de Desamparados, que es el comienzo de la superficie abarcada por Coopesantos y corresponde al límite superior izquierdo de la zona territorial vista en la figura 1.2. Por otro lado, la distribución y comercialización de la energía eléctrica en Costa Rica se encuentra organizada en ocho empresas de servicio público, cuya responsabilidad es garantizar la distribución de energía en la totalidad del terreno que abarcan. Aquí, se encuentra incluida en las cooperativas de electrificación rural Coopesantos R.L., la cual, en la figura 2.17, se aprecia que representa un total del 1% de las ventas por electricidad en el país.

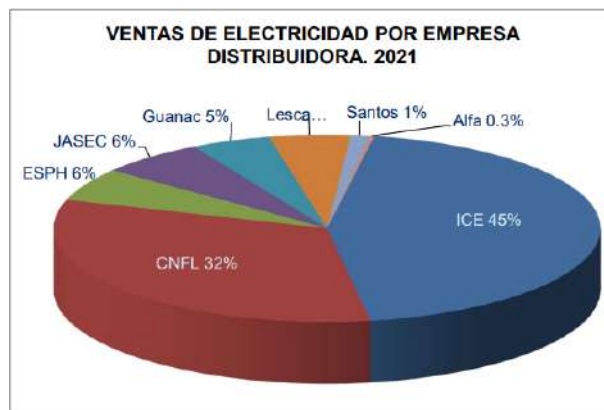


Figura 2.17: Distribución porcentual de total de electricidad vendida por empresa distribuidora
 Fuente: Tomado de (Grupo ICE, 2023b)

2.4. Marco Legal

2.4.1. Ley N°10086

La Ley N° 10086 decreta la promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, donde su objetivo se encuentra escrito completo en los antecedentes (apartado 1.1), relacionado con el control de la generación distribuida. Por su parte, el artículo 3, denominado *alcance*, dicta:

"La presente ley es aplicable a todo abonado, generador distribuido, persona física o jurídica que posee u opera DER, empresas distribuidoras y demás participantes del SEN, el Minae, la Aresep y operador del sistema."(Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 2021, Artículo 3)

Así, esta Ley dicta asimismo las obligaciones del ARESEP al respecto, las cuales son pertinentes para el caso de las empresas distribuidoras, pues el ARESEP será el encargado de:

- Dictar, aprobar y fiscalizar el cumplimiento de los instrumentos regulatorios denotados en esta Ley.
- Fijar las tarifas necesarias para la integración de los recursos energéticos distribuidos, estas se mostrarán en la página del ARESEP, en la interfaz mostrada en la figura 2.18. Además, en los anexos C.
- Definir las condiciones técnicas y el instrumento regulatorio para determinar la capacidad de penetración de los distintos recursos energéticos distribuidos por circuito que se integran con las redes eléctricas (*criterios de evaluación*).
- Para las empresas distribuidoras, es un requisito realizar inversiones y estudios técnicos aplicables para la integración de los recursos energéticos distribuidos a la red, donde el costo y beneficio se reconocerán según las tarifas publicadas por ARESEP. Además, se debe publicar las características de sus circuitos para obtener los límites actualizados de la capacidad de penetración por cada uno de ellos.

2.4.2. Acta ARESEP 16 de mayo

Este Acta se encuentra anexada al documento (ver Anexo B). En ella, se encuentran todas las directrices publicadas que la Ley N°10086 dejó como obligación a ARESEP su determinación. Asimismo, a partir de la página 55 se encuentran los criterios de evaluación de capacidad de alojamiento, los cuales son los objetivos de esta práctica.

Por último, en la figura 2.18 se encuentra la ubicación para consultar las tarifas publicadas por el ARESEP para Coopesantos R.L. en su página principal. Las tarifas completas se encuentran en el anexo C.



Figura 2.18: Ubicación en página WEB de las tarifas de ARESEP para Coopesantos y demás empresas
Fuente: Tomado de (ARESEP, 2023)

Capítulo 3

Recolección de Datos y Simulación del Modelo

Este capítulo tiene como objetivo presentar y explicar el proceso de modelación de la red de distribución eléctrica en el programa de ETAP, así como todas las tareas relacionadas, lo que incluye, desde la recolección de información, hasta el proceso de simulado y los pasos relacionados ante una posible réplica de éste.

3.1. Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia

En primer lugar, Jiménez y Ramírez describen la confiabilidad como la probabilidad de que un componente o sistema lleve a cabo, de forma adecuada, sus funciones bajo el período de tiempo y entorno previsto. Así, para el caso de esta práctica, es necesario describir los datos requeridos para una correcta evaluación de la confiabilidad para sistemas de potencia, donde es necesario el estudio de datos eléctricos que incluyan dispositivos de compensación de la potencia reactiva, compensadores síncronos, compensadores estáticos y bancos de capacitores; entre otros; es decir, el equipo de transmisión involucrado (Gómez-Ramírez, 2016).

Asimismo, el análisis de datos de generación de un sistema, tales como la generación normal, la capacidad instalada o el margen de reserva de potencia reactiva, cobra una gran importancia para la verificación de la confiabilidad de los sistemas eléctricos, por lo que se dedicará un tiempo considerable a la recolección y depuración adecuada de estas magnitudes, así como de posibles peculiaridades o circunstancias específicas que éstas presenten. Además, se requiere también de datos ambientales de la localización donde operará el equipo involucrado, pues la temperatura, presión del viento, nivel isocerámico de las áreas por donde pasan las líneas de transmisión y demás; influirá en los índices de confiabilidad y su correcto manejo puede dar valores importantes para la operación y mantenimiento del sistema (Gómez-Ramírez, 2016).

3.2. Delimitación Geográfica y Temporal

Este proyecto, desde sus comienzos a inicios del 2023, tuvo diversos inconvenientes, pues, aunque inicialmente se pretendía que la simulación abarcara un circuito completo, la licencia de ETAP perteneciente a Coopesantos carecía de los suficientes módulos adquiridos para poder simularlo adecuadamente. Es por esta razón que, del sistema de distribución total que se aprecia en la figura 3.1, se seleccionó en primer lugar el circuito 2A, el cual se encuentra encerrado en anaranjado. Seguidamente, se delimitó el circuito

encontrado en el límite del cantón de Desamparados y Aserrí, que se encuentra encerrado en azul en la figura 3.1, más específicamente en la calle que divide La Fila del Rosario en Desamparados con La Trinidad de San Gabriel de Aserrí, lo que resuta en un ramal desde la plaza de deportes de La Fila, hasta después de la Escuela de La Trinidad (ver figura 3.2) (Navarro, 2023).

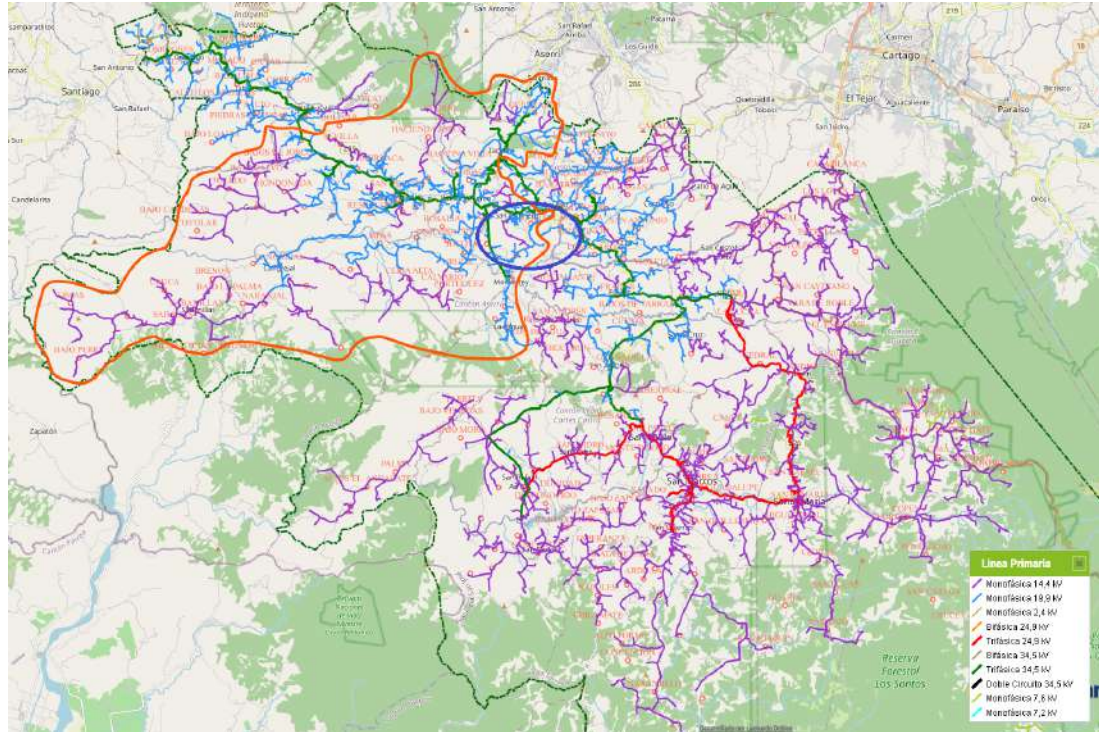


Figura 3.1: Superficie de concesión y delimitaciones de la red eléctrica de Coopesantos R.L.
Fuente: (Navarro, 2023)

Según Navarro en su práctica de graduación, se indica que el motivo estratégico de este punto se basa en diversos factores, donde sobresale el hecho de que este ramal comprende menos de 500 barras, lo que era uno de los principales impedimentos en ese momento. Además, el fácil acceso a los datos pues este ramal contaba con medidores inteligentes que eran capaces de dar la información necesaria en el margen de tiempo requerido sin mayor dificultad. Asimismo, la cantidad de servicios se tuvo en cuenta también, pues es un ramal que, aunque amplio, puede considerarse rural y poco poblado para que no traspasase los límites de la licencia (Navarro, 2023).

Además de estos factores, Navarro describe también que factores como la longitud de la línea que, aunque influyó al tener un tamaño considerable (10 km), no es tan larga como para que no sea factible simular y, principalmente, era un ramal cerrado, característica clave para la delimitación, pues significa que tenía un punto de inicio y uno final sin dejar fuera ningún servicio. Esto se verá mejor en la figura 3.2 (Navarro, 2023).

Ahora bien, en el presente estudio, este ramal inicial fue expandido, ya que se adquirió una licencia de mayor número de módulos y barras permitidas, con lo que el límite de las 500 barras ya no es un impedimento. Así, se expandió a partir de uno de los límites del ramal para comenzar a incluir la línea de media tensión trifásica que corría en su extremo norte, donde se dio prioridad a los circuitos que se encuentran cercanos al límite sur del ramal, alrededor de la escuela de La Trinidad, el cual es el final de este ramal por lo que para conectar ambas líneas se debió modelar la línea alrededor de éste para llegar hasta este punto, comenzando a partir del ‘recloser’ que se encuentra en La Fila del Rosario de

Desamparados.

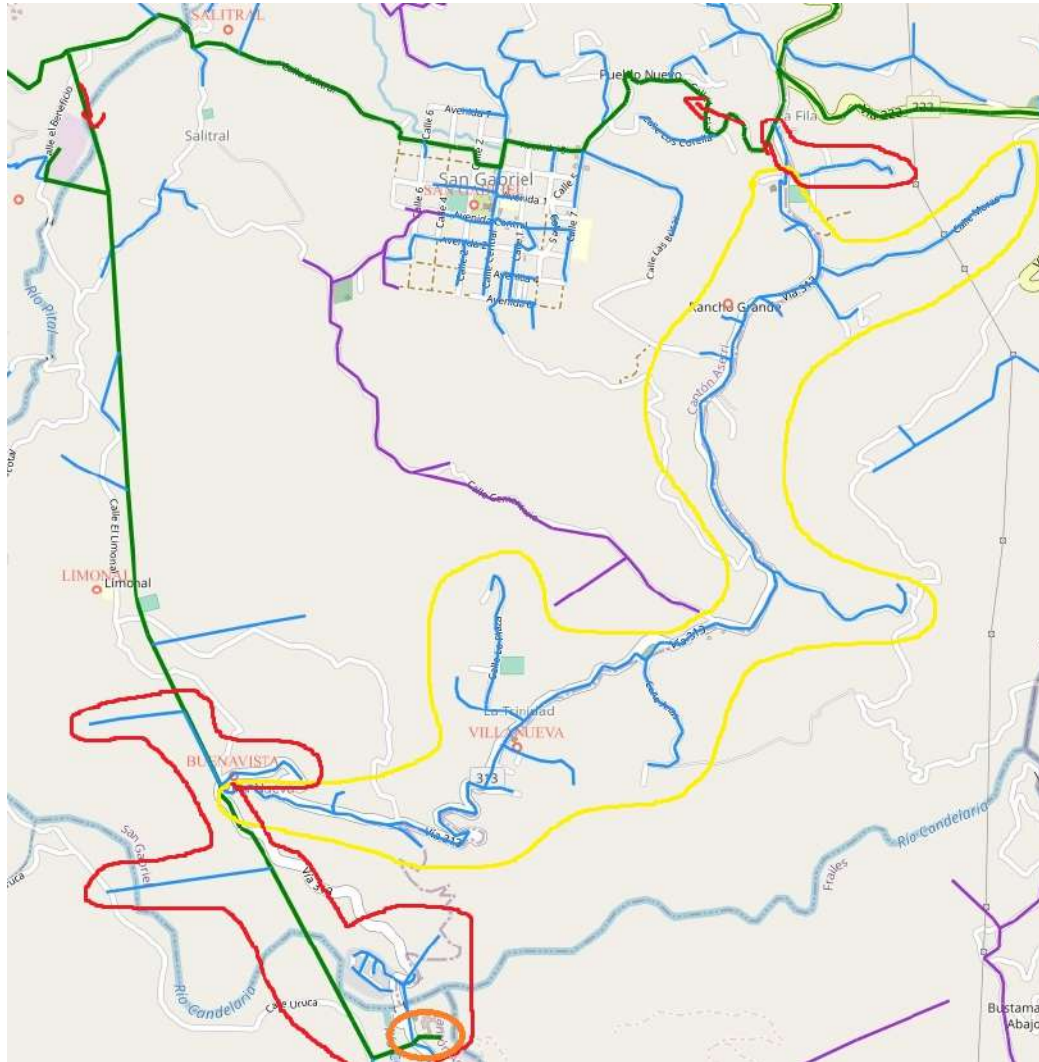


Figura 3.2: Límites de la línea de modelado de esta práctica

Fuente: Visor geográfico de (*Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos, 2023*)

Así, a partir del ramal que se encuentra en la zona de La Trinidad de San Gabriel de Aserrí, se simuló éste, continuando por la línea trifásica hasta llegar a la zona residencial al norte de Monterrey, donde aparte de incluir estos nuevos medidores en una zona ligeramente más poblada, también se abarca la planta de generación de energía hidroeléctrica Cafetaleras de Tierras Ticas S.A, la cual es una industria cafetalera que consume como tal y que genera su propia energía que además devuelve a la red. En la figura 3.2, se aprecia la locación de esta planta encerrada por el círculo naranja. En la figura 3.3, se aprecia en una vista satelital más cercana de los conectores que se encuentran en esta zona, así como la planta hidroeléctrica descrita. Las figuras triangulares representan a transformadores trifásicos que se encuentran conectados a la red de Coopesantos, donde éstos tienen sus respectivos medidores que describen el comportamiento de la potencia activa y reactiva de ésta, así como la energía consumida y devuelta a la red eléctrica en caso de haberlo.

Por otra parte, en cuanto a la delimitación temporal, inicialmente fue realizada para una semana,

pero ante la variabilidad que existe entre semanas, especialmente en una zona rural donde en algunas se habitan en tales locaciones y otras no, se decidió delimitar el tiempo a un mes, que se seleccionó el de mayo de 2023. Como lo que se puede manejar con mayor facilidad es un intervalo de 30 días, se delimitó el mes del *1 de mayo al 30 de mayo*.



Figura 3.3: Vista satelital de planta de Cafetaleras de Tierras Ticas S.A
Fuente: Visor geográfico de (*Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos, 2023*)

3.3. Recolección de perfiles de carga de los medidores

Una vez que se delimitó la zona geográfica y los ramales que serán incluidos en la simulación en ETAP, se definieron los tipos de servicios que corresponden cada medidor, factor que será de gran importancia para el análisis financiero, pues dependiendo de qué tipo de servicio es cada medidor, éste tendrá una tarifa diferente definida por la ARESEP.

Se debe prestar especial atención al medidor '400143' que corresponde al de Cafetaleras de Tierras Ticas S.A. Este medidor es especial, pues corresponde no solo al consumo que le cobran a esta industria, sino que también detecta los excedentes de energía que generan en la represa hidroeléctrica y que devuelven el excedente a la red, el cual se representa en ETAP como un consumo de energía negativo.

La principal ventaja de haber elegido esta zona y los ramales específicos para realizar esta práctica, radica en los tipos de medidores que no se encuentran en todos los circuitos que corresponden a la Cooperativa. Estos son llamados medidores inteligentes (AMI), pues se almacenan los datos de potencia activa, reactiva, si entrega potencia (solamente para el caso de la Cafetalera), factor de potencia, voltajes por líneas, entre otros; esto a una frecuencia de cada 15 minutos. Dichos valores se leen en la base de datos de 'Itron' con el que la Cooperativa goza de un acuerdo, lo que permite su fácil descarga y depuración (ver sección 3.4).

Itron es una empresa dedicada a ofrecer productos y servicios para el manejo de recursos eléctricos y de agua, con el beneficio de también permitir la lectura de medidores de servicios de forma eficaz, mediante una red inteligente que almacena los datos en una ‘nube’. Así, con el acuerdo de Coopesantos con *Itron*, mediante el uso de un usuario y contraseña se puede acceder a los datos de los medidores inteligentes AMI en cuestión (Navarro, 2023). En la figura 3.4 se aprecia la interfaz gráfica del sistema de *Itron* donde se realiza la correspondiente descarga:

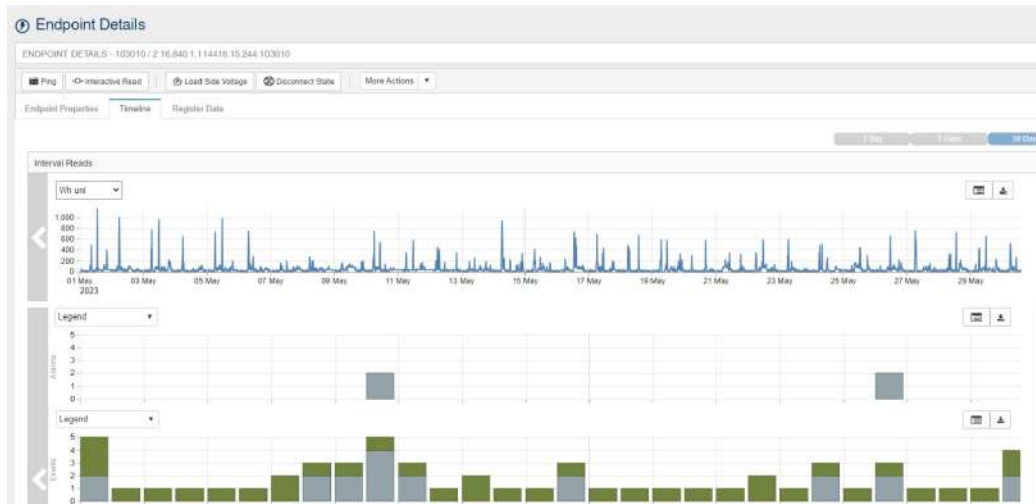


Figura 3.4: Visualización del perfil de carga de un medidor mediante el programa de *Itron*
Fuente: (Navarro, 2023)

Vale la pena destacar que la figura 3.4 muestra la visualización de un medidor para el intervalo de tiempo de un mes, que fue discutido en la sección 3.2. Así, por razón del programa de *Itron* es que se seleccionó un intervalo de 30 días exactos, pues es lo que este programa muestra y permite descargar de forma directa. Además, se aprecia el valor en *Wh* de consumo, donde en la descarga se incluye el consumo activo, reactivo, consumo máximo, mínimo, picos de consumo, horas de consumo específico, etc. Estos datos se descargan en una hoja de datos .csv con el número de medidor incluido y que puede ser trabajada más adelante (ver anexo D).

3.4. Depuración de perfiles de carga para uso en ETAP

La interfaz de datos .csv descargada directamente de *Itron* no se puede conjugar directamente con el programa de ETAP, estos datos deben ser depurados. Por lo tanto, a continuación se describirán dos cuadros, el primero es la manera en la que se almacenan los datos en el .csv descargado de *Itron* que se apreciará en el anexo D, mientras que el segundo apreciado en el cuadro 3.1, es el formato de entrada de datos para ETAP, esta es la forma en la que se deben depurar los valores descargados, además de cambiar el formato a .xlsx para que estos puedan ser incorporados a la simulación de ETAP sin ningún tipo de problema.

Cuadro 3.1: Ejemplo de formato de datos en *Excel* que ETAP es capaz de leer

P(MW)	Q(MW)	PF %	V(p.u.)	Angle	Humidity	Temp C	Wind(m/s)	Irradance(W/m ²)	Hour	Min	Seconds	Date
0,000432	0	100							0	0	0	2023-01-01 00:00:00
0,000104	0,000092	74,89966							0	15	0	2023-01-01 00:00:00
0,000172	0,000272	53,44605							0	30	0	2023-01-01 00:00:00
0,000144	0,000252	49,61389							0	45	0	2023-01-01 00:00:00
0,000004	0	100							1	0	0	2023-01-01 00:00:00

Fuente: *Elaboración propia*

En el cuadro D, correspondiente a un fragmento del archivo .csv resultante de la descarga de datos de *Itron*, se aprecia como los datos se encuentran resumidos y hasta 'desperdigados' en las tablas, por lo que se debe comprender bien qué significa cada dato y cuales son los que son importantes para la realización del cuadro 3.1.

Las variables que se encuentran en el anexo D.1 son las siguientes:

- Fecha y hora en formato 12h MM/DD/AAAA - HH:MM:SS.
- Energía activa total en *Wh*.
- Promedio de corriente general en *A*.
- Corriente mínima general en *A*.
- Corriente máxima en *A*.
- Promedio de corriente por fase en *A*.
- Corriente mínima por fase en *A*.
- Corriente máxima por fase en *A*.
- Promedio de tensión general en *V*.
- Tensión mínima general en *V*.
- Tensión máxima general en *V*.
- Promedio de tensión por fase en *V*.
- Tensión mínima por fase en *V*.
- Tensión máxima por fase en *V*.
- Energía aparente entregada en *VAh*.
- Energía aparente consumida en *VAh*.
- Energía reactiva entregada en *VArh*.
- Energía reactiva consumida en *VArh*.
- Energía activa entregada en *Wh*.
- Energía activa consumida en *Wh*.
- Nota o aviso

Así, una vez se convierta el archivo de .csv a .xlsx, se puede hacer uso de las magnitudes pertinentes para obtener el cuadro 3.1. En este último, se aprecian los resultados finales que se necesitan para cada archivo, donde los principales datos necesarios son los siguientes. Cabe destacar que el procedimiento y los cálculos necesarios para este proceso se encuentran descritos en el apartado 3.4.4.

- Potencia activa en *MW*.
- Potencia reactiva en *MW*.
- Factor de potencia.
- Fecha en formato de AAAA/MM/DD.
- Hora en formato de HH:MM:SS. La hora debe encontrarse en formato de 24 horas.

Así, se puede resumir en los siguientes pasos el proceso de depuración necesario para que los datos se encuentren listos para ingresar al ETAP. Vale la pena destacar que éstos se realizaron mediante programaciones en '*Python*'.

3.4.1. Elaboración del formato de fecha y hora

En primer lugar, se realizó el proceso para dar el formato de fecha y hora que requiere ETAP. Este formato será especialmente importante para la modelación del '*Time Domain Load Flow*' o "Análisis de Flujo de Carga en el Dominio del Tiempo", el cual es el módulo de ETAP que simula los casos de la red de distribución para un periodo de tiempo específico. Se explicará más al respecto en el punto 3.5.5.

Para esto, simplemente, se aplicó el formato a un *Excel* aparte que después sería apropiado para todos los archivos presentes.

3.4.2. Cambio de nombre de archivos descargados

Seguidamente, se debe cambiar el nombre de todos los archivos, pues el número de medidor se encuentra escondido entre muchos dígitos innecesarios, pero, todos se encuentran al mismo número de dígitos del título, por lo que es sencillo de solucionar. *Itron* lo descarga de la siguiente forma:

(intervals_100889_2023080711573471)

En este ejemplo, los números después del primer guion bajo son el número de medidor, por los que son los dígitos que se necesitan. Los últimos números corresponden a la fecha y hora de descarga, valor que no es necesario guardar. Por último, hay que destacar que se requiere que el nombre del archivo de *Excel* coincida con el nombre de cada medidor en ETAP para que así se correspondan sin ningún inconveniente.

3.4.3. Transformación a .xlsx y filtración de datos necesarios

Seguidamente, se debe transformar los archivos de .csv a .xlsx que no solo es más fácil de trabajar, sino que ETAP lo prefiere en dicho formato.

Una vez el archivo se encuentra en formato .xlsx y, como bien se apreció en el cuadro D.1, desde el *Itron* se descargan una gran cantidad de datos, donde incluso el sistema mide algunas de sus variables en intervalos cada 10 minutos y otras en 15 minutos. Por lo tanto, se debe filtrar los valores importantes para los cálculos venideros, que son los valores de energía aparente y reactiva, los cuales son los valores que se obtienen cada 15 minutos, por lo que solamente se guardan éstos y se utilizarán respectivamente en el apartado 3.4.4.

3.4.4. Cálculos pertinentes

Como ya se ha discutido anteriormente, ETAP solicita los datos de potencia activa en unidades de *MW*, mientras que el *Itron* descarga estos dígitos en valores de energía activa, así como su respectiva equivalencia de potencia y energía reactivas. De esta forma, se puede despejar las siguientes ecuaciones de energía para calcular los valores de potencia activa (ver ecuación 3.1) y reactiva (ver ecuación 3.2):

$$E = P \cdot t \cdot 1000000 \quad (3.1)$$

$$E_r = Q \cdot t \cdot 1000000 \quad (3.2)$$

Variables:

- t = Tiempo en horas, que termina siendo 1/4 para todos los casos.
- E = Energía activa (*Wh*)
- P = Potencia activa (*MW*)
- E_r = Energía reactiva (*VArh*)
- Q = Potencia reactiva (*MVA*)
- Se multiplica por 1000000, pues es la conversión entre las unidades de energía con las unidades de potencia en Megas.

Así, despejando para obtener los valores de potencia activa y reactiva y simplificando, las ecuaciones utilizadas para ambos casos se muestran a continuación, donde la ecuación 3.3 corresponde a la potencia activa, mientras que la ecuación 3.4 pertenece a la potencia reactiva:

$$P = \frac{4 \cdot E}{1000000} \quad (3.3)$$

$$Q = \frac{4 \cdot E_r}{1000000} \quad (3.4)$$

Por su parte, para el factor de potencia, se conoce que este viene de la relación geométrica entre la potencia activa y reactiva, la cual se explicó en el apartado 2.1.5. Así, se tienen las siguientes ecuaciones para alcanzar su valor real, empezando por la ecuación 3.5 que corresponde al valor del Factor de Potencia sin despejar, mientras que la ecuación 3.6 equivale a la relación trigonométrica obtenida del triángulo de la figura 2.1:

$$FP = \cos \theta \quad (3.5)$$

$$\tan(\theta) = \frac{Q}{P} \quad (3.6)$$

Así, al realizar el despeje matemático, se tiene la ecuación 3.7, que es la ecuación real para la magnitud del factor de potencia:

$$FP = \cos \left[\tan^{-1} \left(\frac{Q}{P} \right) \right] \cdot 100 \% \quad (3.7)$$

Ejemplo: Así, si se utiliza como ejemplo los valores a las 12:30 a.m de los cuadros D.1 y 3.1, se obtendría lo siguiente:

Variables:

- $E = 26$ (Wh)
- $E_r = 23$ ($VArh$)

Con las ecuaciones 3.1 y 3.2 se obtiene:

- $P = 0,000104$ (Wh)
- $E_r = 0,000092$ ($VArh$)

Por último, para el factor de potencia se hizo uso de la ecuación 3.7, con lo que el resultado fue el siguiente:

- $FP = 74,90\%$ ($VArh$)

3.5. Procedimiento para el modelado en ETAP

3.5.1. Dispositivos necesarios para la simulación

Paneles Solares

Para el presente estudio, aunque todos los dispositivos son importantes y fundamentales en su propia área, el foco de éste son los paneles solares y los diversos niveles de penetración que se analizarán para ellos con el fin del análisis de los criterios del ARESEP ya mencionados.

Para la simulación, se utilizaron paneles solares con una potencia de $3 kW$, donde sus datos más específicos se estudiarán en el apartado 3.5.4. Aquí, las autoridades nacionales eléctricas dictan que el número máximo de conexión de paneles solares por transformador no puede exceder en su magnitud total a la potencia nominal del transformador. Es decir, si el transformador tiene una potencia nominal de $10 kVA$, el número máximo de paneles que pueden ser conectados a dicho transformador no puede ser mayor a tres, pues si se llegaran a conectar cuatro, su potencia consumida sería de $12 kW$, mayor a la nominal. Como el ramal que fue delimitado es en su gran mayoría residencial, mientras que el transformador trifásico conectado a la represa hidroeléctrica no tendrá generación distribuida conectada (ya tiene generación eléctrica propia), los transformadores en esta simulación solamente tienen cargas de $10 kVA$, $15 kVA$ y $25 kVA$, los paneles que se conectarán a estos serán tres, cinco y ocho en total, respectivamente.

Por otra parte, para este tipo de celda fotovoltaica se posee la irradiancia promedio que puede tener en un día como un dato adquirido. Dicha irradiancia se puede ver graficada en la figura 3.5:

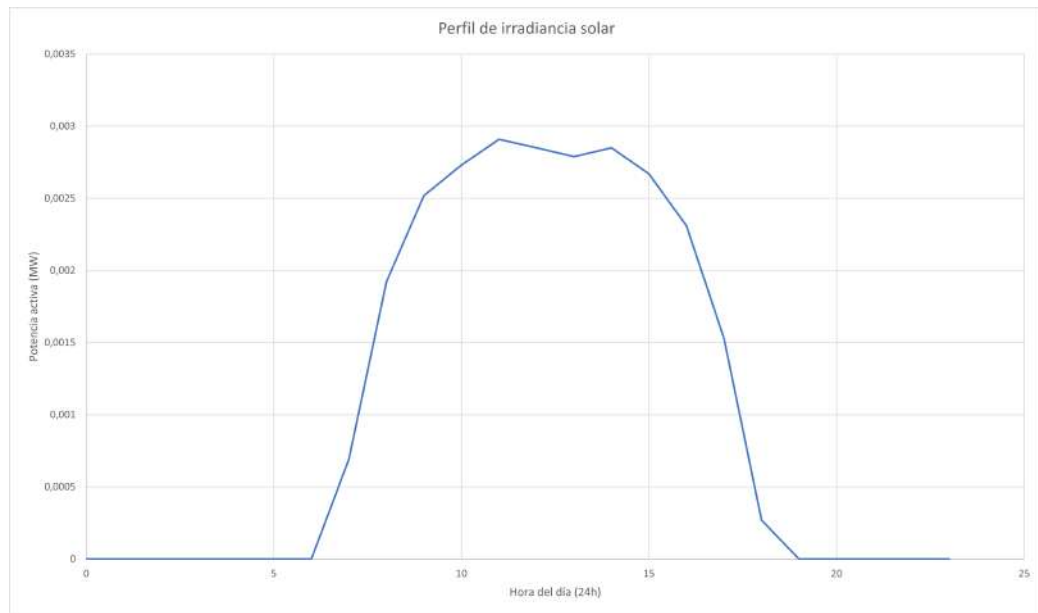


Figura 3.5: Gráfica a lo largo de un día de la potencia activa desarrollada por el panel solar seleccionado
Fuente: *Elaboración Propia*

Esta irradiación se encuentra tabulada en un archivo de *Excel*, el cual debe ser expandido para los 30 días de estudio (como es un valor promedio, se utilizará la misma irradiación para todos los días). Además, se deberá copiar este archivo con el mismo nombre que tienen los paneles instalados en ETAP, el cual, como no permite que existan elementos del mismo nombre, deberá archivar una irradiación mensual para cada uno de los paneles.

Otros dispositivos

Para este apartado, se describirán brevemente los dispositivos de la red eléctrica de Coopesantos en orden de aparición, las cuales serán simuladas en ETAP:

- **Fuente de alimentación:** Corresponde a la posición del ‘recloser’ del área de La Trinidad. Se simula como una barra infinita. Durante este capítulo se referirá como barra infinita, subestación o ‘*Power Grid*’.
- **Adaptador de fase:** Como esta simulación tiene líneas monofásicas y trifásicas, se debe realizar la adaptación de fase respectiva. La línea trifásica es de $34,5 \text{ kV}$, mientras que la línea monofásica que sale del adaptador es de $19,919 \text{ kV}$.
- **Línea de distribución:** Para las líneas de distribución, se debe aclarar que habrá líneas trifásicas a $34,5 \text{ kV}$ y líneas monofásicas a $19,919 \text{ kV}$. Para ambos casos, se calcularon las distancias mediante el Visor de Coopesantos, por lo que tiene un margen de error de $\pm 3m$. Asimismo, se utilizaron conductores de tipo AAAC de aluminio, calibre #2.
- **Transformadores:** Son transformadores con capacidad en kVA específica que convierten, en su gran mayoría, la corriente de media tensión a 240 V baja tensión.
- **Líneas secundarias:** Para las líneas secundarias, éstas eran en su gran mayoría cables de calibre #2, por lo que se utilizaron conductores RHH de la tabla 9 del NEC.

- **Acometida eléctrica:** Se asumió que se utilizaba el mismo conductor que en la línea secundaria, pero con un calibre 4 esta vez, pues los medidores de tensión de 240 V tienen configuración con cable triplex. Sus magnitudes fueron obtenidas del Visor de Coopesantos.

Para todos los dispositivos que fueron simulados, en el apartado 3.5.4 se verá con mayor claridad cómo fue su modelaje en el software, con figuras respectivas para cada elemento.

3.5.2. Interfaz inicial

En la figura 3.6, se aprecia la interfaz inicial en el modo de edición, para lo que se describirán las funciones más pertinentes para esta práctica:

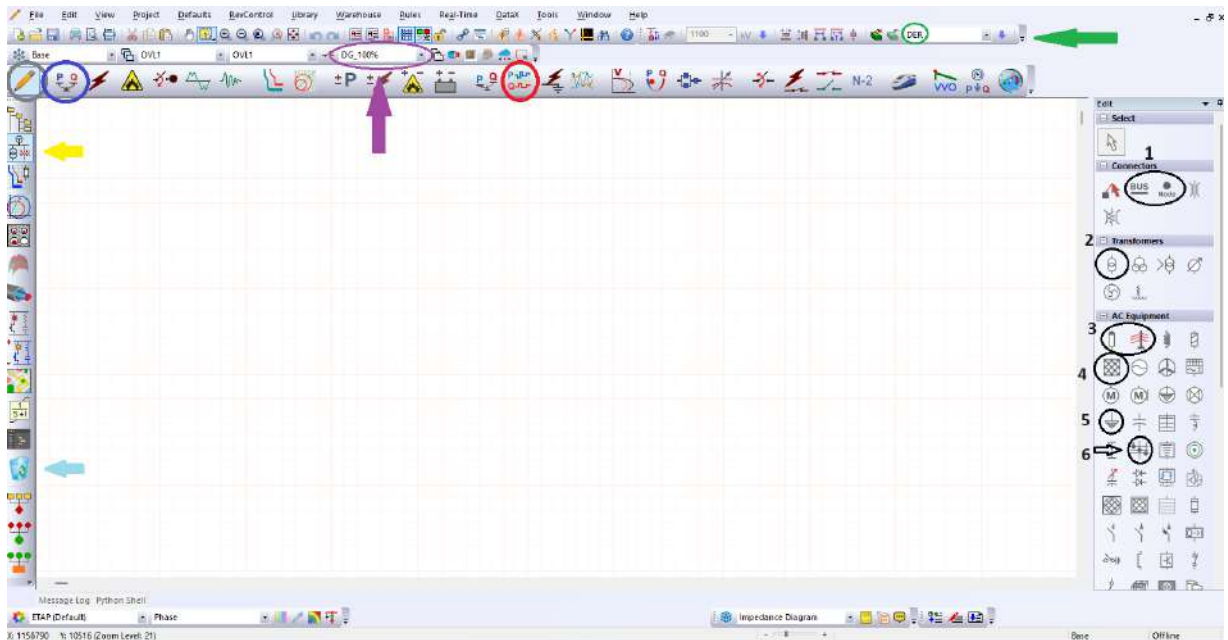


Figura 3.6: Interfaz inicial de ETAP

Fuente: *Elaboración Propia*

En primer lugar, se debe definir la función de cada una de las barras de herramientas. La barra superior señalada con la flecha verde es la herramienta de manejo del archivo, donde se guarda y abre nuevo proyecto; entre otros. Las interfaces que más competen son las que se encuentran señaladas. Asimismo, se puede destacar que la pestaña que dice 'DER', corresponde al modelo de panel solar que fue agregado a esta simulación. Por otra parte, la barra izquierda es la barra de opciones de uso, donde se encuentra el visualizador del modelo en la segunda opción de arriba hacia abajo señalada en amarillo, la papelera de los elementos borrados en la cuarta opción de abajo para arriba señalada en celeste; entre otros.

Seguidamente, la barra superior es la de simulaciones. En ésta, que actualmente se encuentra seleccionado el modo editor (encerrado en gris), se elige la simulación respectiva que se quiere hacer con el sistema, así como habilitar el modo editor que es el lápiz que se encuentra seleccionado. En color azul se encuentra resaltado el modo de simulación de flujo, el cual es muy útil para ver las caídas iniciales de las barras con los valores nominales y que todo esté bien conectado y con los valores correctos.

En color rojo, por su parte, se encuentra resaltado la opción del 'Time Domain', el cual es el modo más importante de simulación para este caso. Este modo se explicará con mayor profundidad en el apartado

3.5.5. De igual forma, la pestaña resaltada con morado es la de 'Configuration Status' o la configuración de la simulación, la cual se utilizará para simular los diversos niveles de penetración de los paneles. Esto igualmente se describirá con mayor detenimiento en el apartado 3.5.5 y en la figura 3.27.

Por otro lado, en la parte derecha de la interfaz se encuentra la plataforma de uso del modo de simulación. Esto quiere decir que es una barra de herramientas específica para cada modo de simulación seleccionado en la interfaz superior. Para este caso, como se encuentra en el modo editor, se aprecian todos los posibles elementos que pueden ser agregados al modelo, desde cables, transformadores hasta motores de inducción. Así, se mencionarán algunos de los elementos sobresaltados que serán utilizados en la siguiente práctica (ver apartado 3.5.1):

1. **Barra o nodo:** Estas corresponden al 'Bus' o barra que conecta dos elementos en específico. Estas son intercambiables entre sí y cumplen la misma función. Las licencias de ETAP normalmente tienen un valor máximo de barras instaladas, pero con la licencia utilizada no habrá problema ya que acepta una cantidad mayor a mil. Por último, las barras también se pueden representar como nodos.
2. **Transformador**
3. **Cables:** Ambas figuras encerradas corresponden a cables configurables. El de la izquierda es un cable común utilizado para líneas secundarias, mientras que el de la derecha es para la línea de transmisión. Ambos modelados tienen el mismo modelo como se aprecia en la figura 3.7.
4. **'Power Grid' o Subestación**
5. **Medidor o Carga Estática**
6. **Adaptador de Fase**

3.5.3. Conexión del modelo

Para conocer la estructura de la conexión que se hace en ETAP, se debe consultar la figura 3.7:

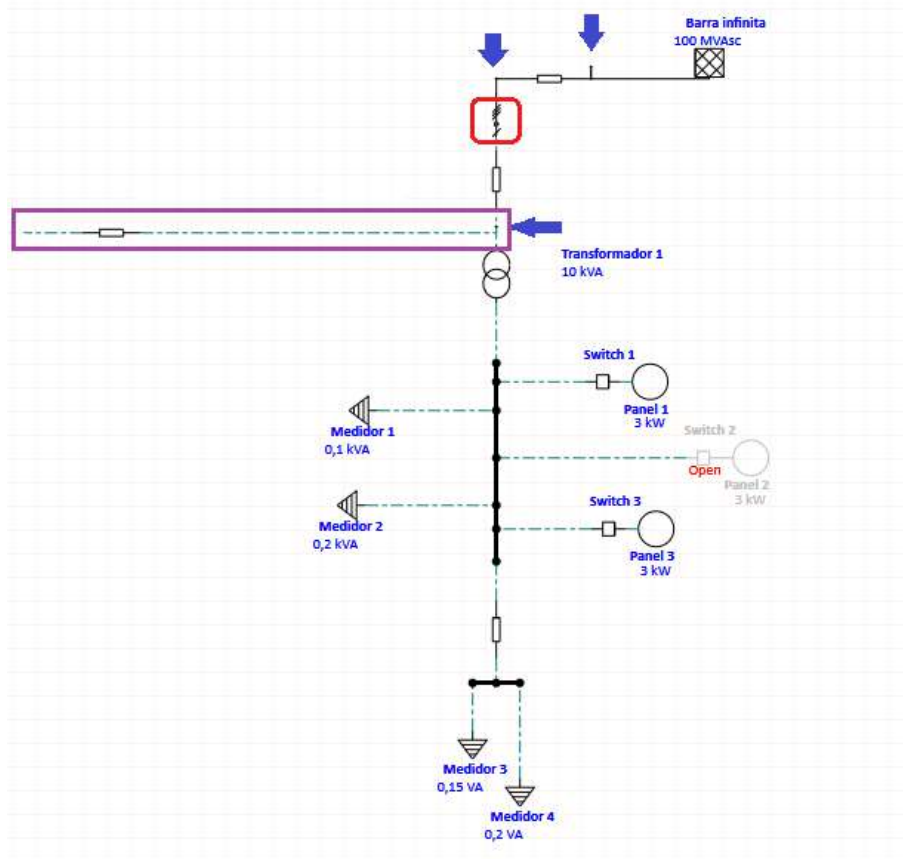


Figura 3.7: Ejemplo de un circuito simple de ETAP
Fuente: *Elaboración Propia*

En la figura 3.7, se pueden apreciar diversas características. En primer lugar, está la *fuerza de poder*, que actúa como barra infinita. De la subestación sale un cable que corresponde a una *línea de transmisión* de alto voltaje. En este caso se utiliza para lograr conectar con el siguiente elemento, pues éste necesita provenir de una línea de transmisión, así que normalmente se usa un cable de longitud mínima. Seguidamente, se encuentra resaltado en rojo el *adaptador de fase*, que se aprecia como la red pasa a ser monofásica, pues se convierte en una línea intermitente o de puntos, que en ETAP representa a las líneas monofásicas.

El elemento que sigue al adaptador de fase es el cable de la línea de transmisión real, que ya en este caso está adaptado a ser monofásico y tiene la longitud real. Este cable se conecta al *transformador*, que muestra su valor de carga en *kVA*. El transformador se conecta a una *barra de tensión*, la cual se adapta a la tensión que le brinde el anterior. Asimismo, a esta barra usualmente se conectan *cargas*, las cuales son los medidores de los que se tienen los datos almacenados. Además, a esta misma barra se pueden conectar los *paneles solares* según la cantidad adecuada, que para este ejemplo serán un total de 3 (ver apartado 3.5.1).

Por otra parte, de la barra se conecta un nuevo cable, el cual corresponde a la *línea secundaria* del transformador y normalmente son numerosos, para lo cual simplemente se conectan más líneas a la barra. Para estas líneas, como se mencionó en el apartado 3.5.1, se utilizaría un cable diferente. Hay que mencionar también que las cargas tienen su respectiva acometida como parte de sus datos internos, como se verá en el apartado 3.5.4.

Por último, es importante describir que existen nodos de conexión entre el cable de transmisión y el transformador, así como entre el cable secundario y las barras; se necesitan nodos o barras entre cada elemento y en la figura 3.7 se encuentran señalados con flechas azules. Estos nodos son necesarios, pues ETAP los agrega automáticamente y sin ellos no se conectan adecuadamente los elementos. A pesar de esto, los nodos son útiles para el caso de los transformadores, pues como siempre van a tener un nodo previo a su conexión, éste puede ser aprovechado para, desde él, conectar otra línea de transmisión que vaya a otro u otros transformadores, como se aprecia en la figura 3.5.1 marcado de morado.

3.5.4. Simulación de elementos

Para la simulación de la red de distribución, se debe asegurar que los elementos posean la correcta configuración:

Power Grid

Para la subestación o el "Power Grid", ésta abastecerá al sistema de un voltaje de 34,5 kV trifásicos, el cual se convierte en 19,919 kV monofásicos, al utilizar la ecuación 3.8:

$$V_{1\phi} = \frac{V_{3\phi}}{\sqrt{3}} \quad (3.8)$$

Así, en la figura 3.8 se puede apreciar la configuración de la barra infinita, donde en primer lugar se configuró con 1000 MVA en corto circuito para que abastezca de energía siempre que se necesite, tal como una barra infinita. Se debe configurar para tres fases. No obstante, es importante mencionar que en este caso no se cuenta con la licencia para fases desbalanceadas, por lo que la opción no podrá ser accedida (ver figura 3.8).

Además, en la figura 3.8 también se aprecia el porcentaje de diseño de la subestación que alimenta al 'recloser', pues normalmente éstos se configuran por encima de su capacidad de diseño hasta valores incluso más altos, pero, al ser un 'recloser' significativamente alejado de la subestación real, se redujo este valor en un aproximado aprobado por Coopesantos.

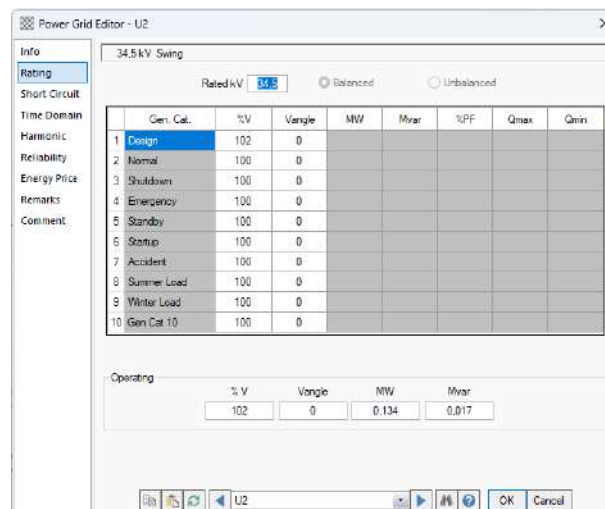


Figura 3.8: Ejemplo de Configuración del 'Power Grid'
Fuente: *Elaboración Propia*

Adaptador de fase

Para el adaptador de fase o ‘Phase Adapter’, estos elementos solamente deben asegurarse de que se encuentren cerrados y que la fase de salida sea la adecuada para la línea. En la figura 3.9, la fase de salida es la fase ‘C’.

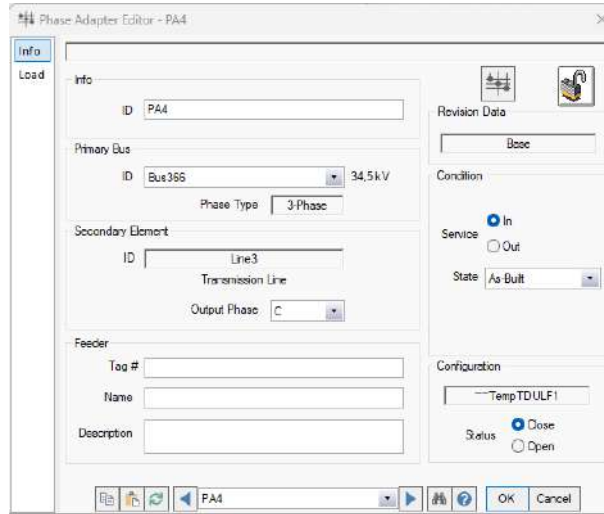


Figura 3.9: Ejemplo de Configuración del adaptador de fase
Fuente: *Elaboración Propia*

Línea de transmisión

Para la línea de transmisión o línea primaria, en éstas se debe indicar en la primera pestaña la longitud en metros que esta tiene, como se aprecia en la figura 3.10.

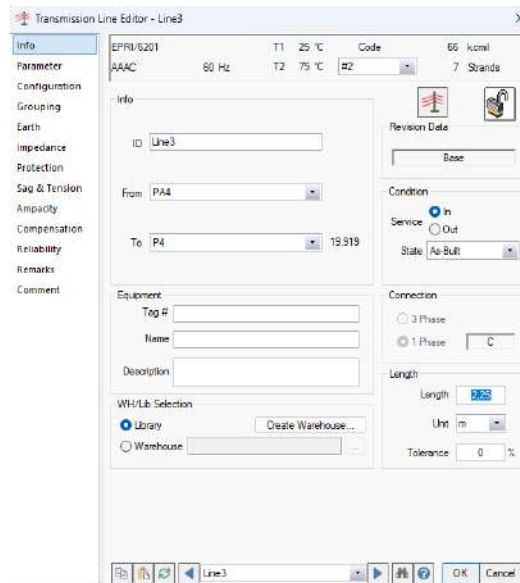


Figura 3.10: Ejemplo de Configuración de línea de transmisión. Parte 1
Fuente: *Elaboración Propia*

Seguidamente, en la pestaña de parámetros se selecciona el conductor específico de la línea de conductores, que ya fue descrito en el apartado 3.5.1 y se aprecia en las dos figuras siguientes (3.11 y 3.12). Además, en estas también se aprecia la configuración de los postes, los cuales se conocen que constan de la siguiente configuración:

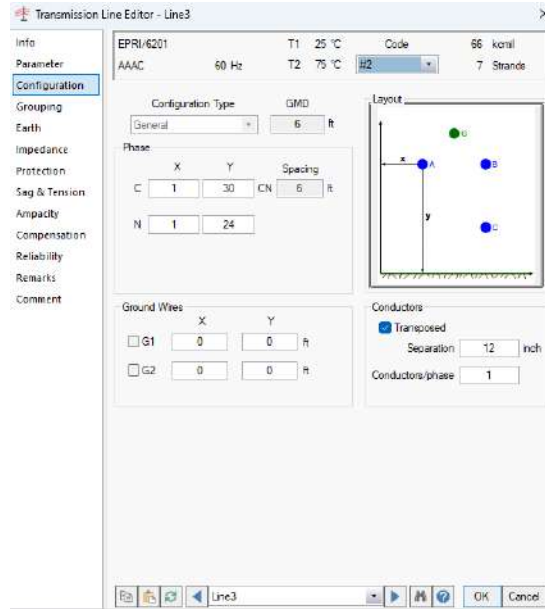


Figura 3.11: Ejemplo de Configuración de línea de transmisión. Parte 2
Fuente: *Elaboración Propia*

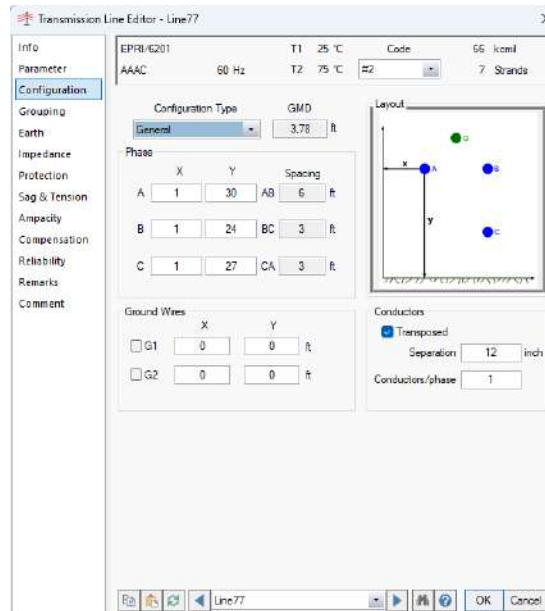


Figura 3.12: Ejemplo de Configuración de línea de transmisión. Parte 3
Fuente: *Elaboración Propia*

Es necesario aclarar que la figura 3.11 corresponde al poste para las líneas monofásicas, mientras que la figura 3.12 corresponde al de las líneas trifásicas.

Transformador

Para el caso del transformador, es importante mencionar que la energía que le llega dependerá del cable de transmisión que tenga conectado y de dónde viene éste, por lo que la mayoría de sus datos deberían completarse automáticamente, no obstante, se requiere modificar algunos valores en específico. Por ejemplo, en la interfaz 'Rated' de la figura 3.13 se debe denotar la potencia del transformador respectiva. Además, se debe configurar las tensiones del primario y secundario, para lo que en este caso la gran mayoría son de 19,919 kV a 240 V (ver figura 3.13), con excepción de la Cafetalera, a la cual le llega una señal trifásica a 34,5 kV en su primario y del secundario salen 480 V . Por su parte, el valor típico de impedancia de los transformadores que incluye ETAP se configura de forma automática según las características del elemento en sí.

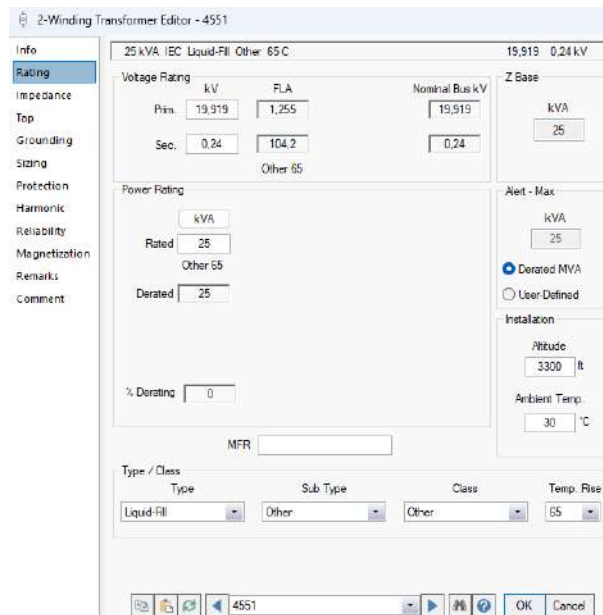


Figura 3.13: Ejemplo de Configuración de transformador. Parte 1

Fuente: *Elaboración Propia*

Por último pero de gran trascendencia, Coopesantos R.L. no posee tabulados los datos de los 'Taps' específicos de cada transformador, que se configuran según la figura 3.14. Por lo tanto, estos serán configurados de forma reactiva, es decir, reaccionando a como responda la simulación del circuito. Se explicará más al respecto en el apartado 4.3.1.

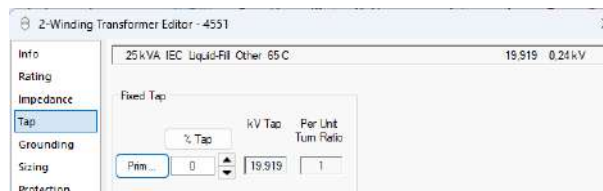


Figura 3.14: Ejemplo de Configuración de transformador. Parte 2

Fuente: *Elaboración Propia*

Línea secundaria

Para el caso de la línea secundaria, su configuración se muestra en las siguientes figuras, donde, al igual que para las líneas primarias, se debe configurar la longitud respectiva y elegir el cable descrito en el apartado 3.5.1.

Así, en la figura 3.15, se muestra la información configurable del equipo, donde en la parte superior se aprecia el tipo de cable seleccionado, mientras que abajo en la sección de 'length' se escoge la longitud respectiva. Por su parte, en la figura 3.16, se aprecia la impedancia respectiva del conductor, así como la temperatura del cable.

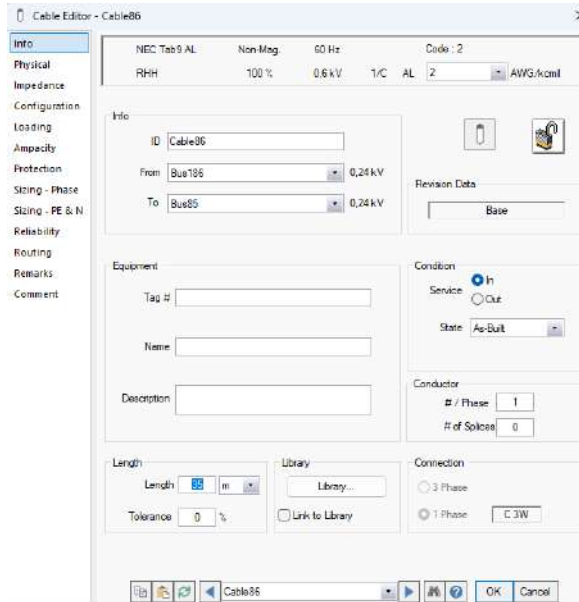


Figura 3.15: Ejemplo de Configuración de línea secundaria 1
Fuente: *Elaboración Propia*

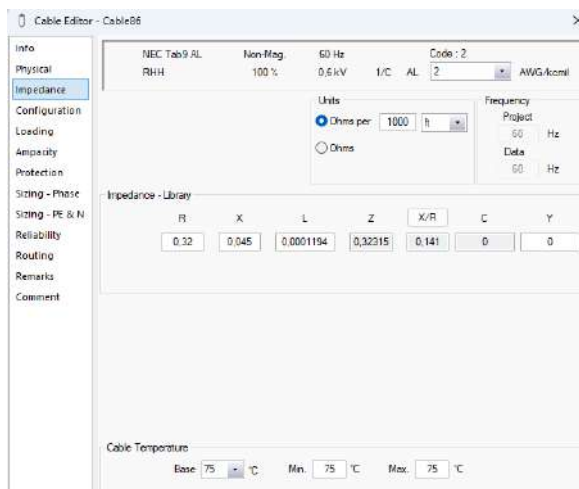


Figura 3.16: Ejemplo de Configuración de línea secundaria 2
Fuente: *Elaboración Propia*

Paneles solares

Para el caso de los paneles solares, se utilizó una versión específica para esta simulación, dentro de la cual se configuraron éstos como un generador de inducción de 3 kW de potencia (figura 3.17). Para términos de diseño, se debe destacar que el porcentaje de carga de diseño será de 90% (figura 3.18), mientras que el generador se debe configurar como un generador síncrono de 1800 RPM (figura 3.20). Por último, en la figura 3.19 se aprecia la configuración de la impedancia y valores de corto circuito, para los cuales se seleccionó los que ETAP asigna automáticamente.

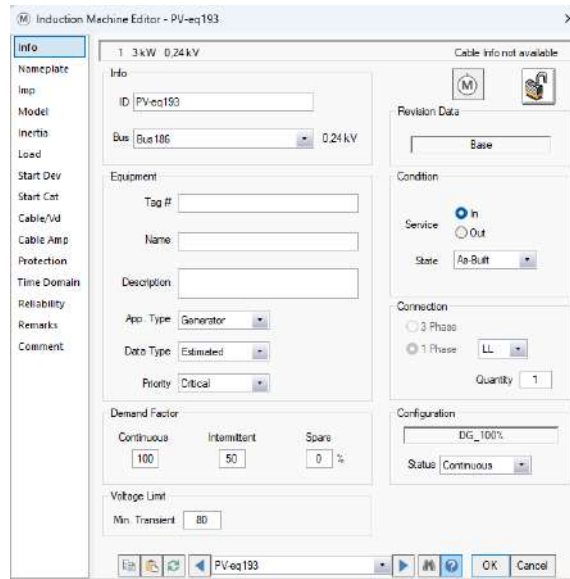


Figura 3.17: Ejemplo de Configuración de Transformador 1
Fuente: *Elaboración Propia*

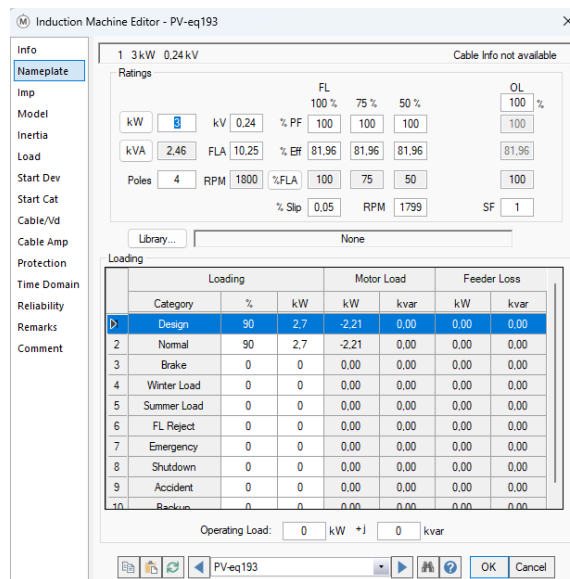


Figura 3.18: Ejemplo de Configuración de Transformador 2
Fuente: *Elaboración Propia*

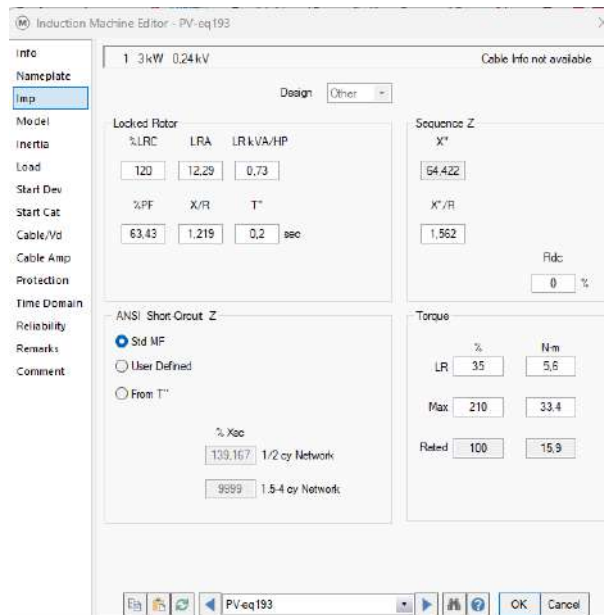


Figura 3.19: Ejemplo de Configuración de Transformador 3
Fuente: *Elaboración Propia*

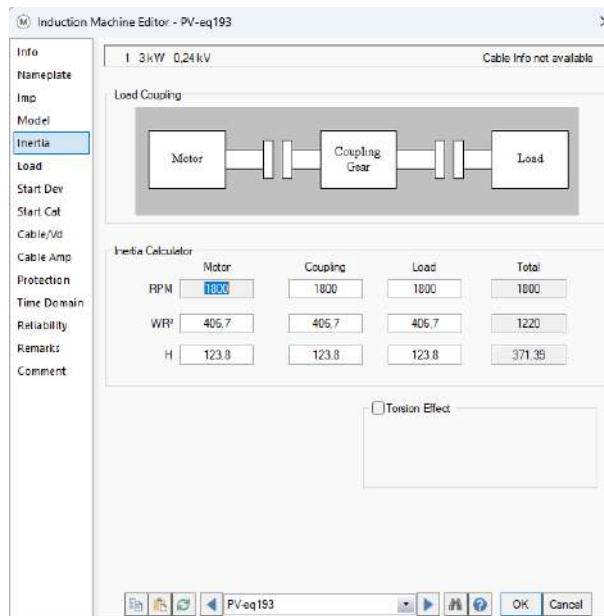


Figura 3.20: Ejemplo de Configuración de Transformador 4
Fuente: *Elaboración Propia*

Además, tienen conectados a sí un contactor sencillo que funciona como un 'switch', si se abre se desconecta el panel y si se cierra se conecta, como se vio en la figura 3.7.

Cargas y acometida

Para la carga o medidor, en ETAP estas reciben el nombre de ‘Static Load’ o carga estática, para la cual se debe configurar el valor de su carga máxima permitida, se simulan con potencia constante, así como un valor de factor de potencia adecuado. Es necesario saber el valor de demanda máxima para conocer de antemano los valores de sobretensión de los transformadores, no obstante, al momento de que el ‘Time Domain’ corra los archivos de los medidores, estos valores se convertirán en el valor específico para cada hora (ver figura 3.21).

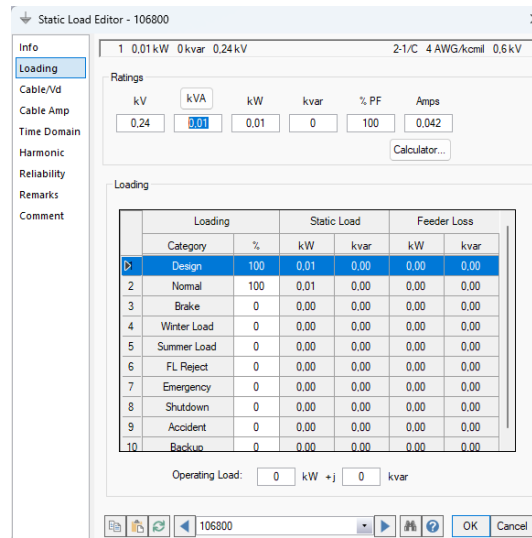


Figura 3.21: Ejemplo de Configuración del medidor
Fuente: *Elaboración Propia*

Por su parte, para la acometida, ésta se conoce desde el Visor de Coopesantos y va incluida en cada medidor en la siguiente pestaña, donde la longitud debe ir en metros (ver figura 3.22)

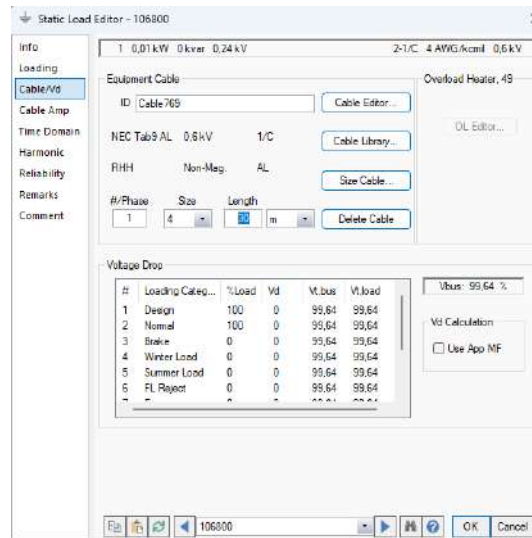


Figura 3.22: Ejemplo de acometida
Fuente: *Elaboración Propia*

En esta figura se aprecia también la configuración del cable de acometida, que será similar a la configuración del cable de la línea secundaria.

3.5.5. Simulación

Ahora bien, ya con el conocimiento de la conexión de los elementos y la configuración de éstos, es posible discutir el procedimiento para realizar la simulación de la red. En primer lugar y una vez se encuentren todos los elementos conectados y debidamente configurados, se comprueba que el sistema corre y que los datos son coherentes, proceso que se realiza con la simulación del flujo de potencia que fue mencionado en el apartado 3.5.2, y se verá mejor en la figura 3.23, donde la opción se encuentra resaltada en rojo:

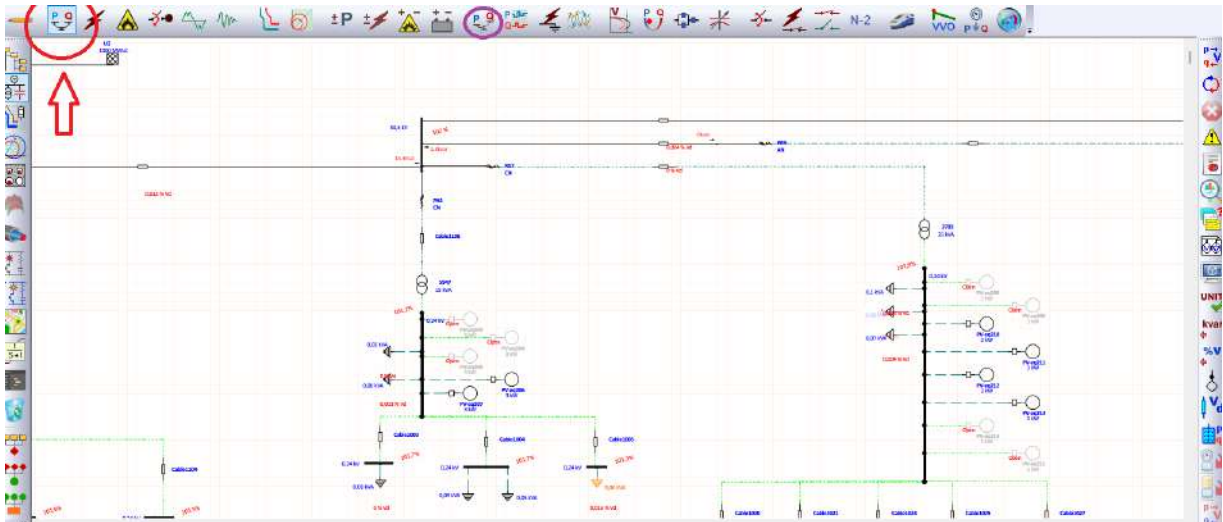


Figura 3.23: Simulación de flujo balanceado de potencia

Fuente: *Elaboración Propia*

Como se pudo apreciar, este modo permite conocer cuál es el porcentaje de tensión nominal que se encuentra en cada barra, con lo cual principalmente se sabe si está funcionando adecuadamente el sistema. No obstante, cabe destacar que este flujo de potencia es balanceado en un sistema normalmente no balanceado, entonces los resultados pueden no ser exactos (en la figura 3.23 se aprecia encerrado en morado la opción de flujo desbalanceado, para la cual no se tiene la licencia). En el siguiente capítulo se explora cómo, finalmente, esto no llegó a influir significativamente. Ahora bien, los posibles errores que puede tener la simulación, para este caso, se pueden apreciar en la figura 3.24, donde la mayoría son fallos de una errónea configuración de la tensión de alguno de los elementos:

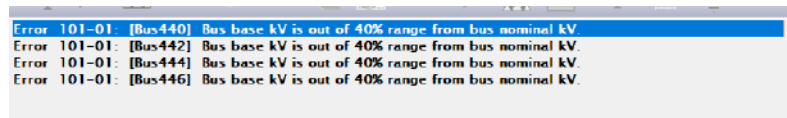


Figura 3.24: Posibles errores en la simulación de flujo balanceado de potencia

Fuente: *Elaboración Propia*

Una vez que el modelado es adecuado y da resultados coherentes, se continúa la simulación mediante el 'Time Domain':

Time Domain

El modo *'Time Domain Load Flow'* o *Simulación de Flujo de Potencia en un Dominio del Tiempo*, es uno de los modos de simulación más importantes que posee el software de ETAP y ciertamente el más trascendental para esta práctica. En este modo es donde se configura la red de distribución para que modele su comportamiento durante el tiempo indicado. Cuando esta casilla se encuentra seleccionada, se habilita la 'maleta' (resaltada en rojo en la figura 3.25), la cual corresponde al *'Report Format'* o *Formato del Reporte*, interfaz mediante la cual se configura las opciones de la simulación en el *'Time Domain'* (más adelante, se referirá a esta opción como 'maleta' por practicidad).

Aquí, se configura en primer lugar en la característica de *'Time Domain'* la carpeta donde se guardaron todos los archivos de los medidores que serán ingresados (en figura 3.25, la dirección se escribe donde dice "Dirección de los datos"), así como las irradiancias mensuales de los paneles solares, nombradas según cada panel que fue instalado. En esta pestaña se debe seleccionar que los saltos de tiempo sean cada 15 minutos y que, además, para este caso los días sean del 1 de enero al 30 de enero. Aunque los valores descargados sean de mayo, para ETAP no hace diferencia alguna, entonces es más sencillo configurarlo con el mes que ya está ingresado (ver figura 3.25).

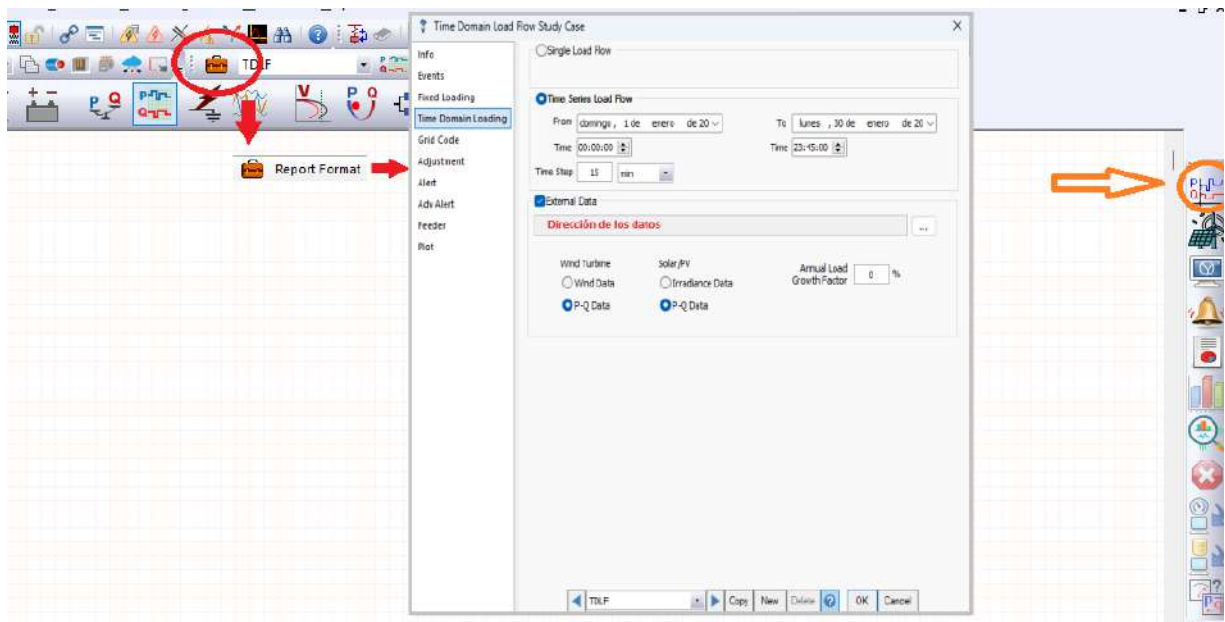


Figura 3.25: Interfaz de *'Time Domain'*

Fuente: *Elaboración Propia*

Asimismo, para este caso se debe ingresar a la pestaña de *'Plot'* para seleccionar exactamente los valores que se desean graficar, donde se incluyen todos los elementos posibles discutidos en el apartado 3.5.1 con excepción de la acometida, la cual se encuentra incluida dentro de las cargas estáticas (ver figura 3.22). En la figura 3.26 se aprecian resaltados las magnitudes pertinentes para esta práctica, donde la más esencial es la de las barras del sistema (*Buses*):

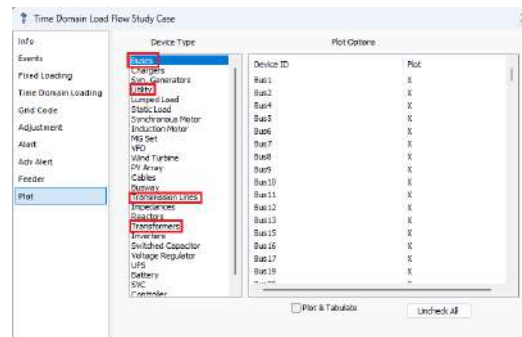


Figura 3.26: Configuración de 'Time Domain'. Parte 2

Fuente: *Elaboración Propia*

Simulación de los niveles de penetración de los paneles solares:

Para la simulación de los niveles de penetración de los paneles solares, se debe seguir la nómina explicada en el apartado 3.5.1 para la instalación de paneles solares de 3 kW en los transformadores, con lo que se instalará la cantidad respectiva para cada transformador. Una vez se conecten a la barra de la forma vista en la figura 3.7 para todos los transformadores, se debe realizar un conteo del total de paneles de la red para luego, empezando desde el caso de 0% de penetración, comenzar a conectar de 5% en 5% paneles de forma aleatoria. Por ejemplo, si se cuenta con 100 paneles, se conectan 5 aleatorios para el caso de 5% de penetración, 10 para el de 10% y así sucesivamente.

Para el caso de esta práctica, se tuvo un total de 276 paneles solares que se fueron conectando de la forma mostrada en el cuadro 3.2, donde la primera columna corresponde al total de paneles conectados en ese nivel, la segunda la cantidad que se deberán conectar para el siguiente y, por último, la tercera es el porcentaje de penetración que se ajusta a tal cantidad:

Cuadro 3.2: Cantidad de paneles conectados por nivel de penetración

Total Conectado	Cantidad conectada por nivel	Porcentaje de penetración
0	14	0,00
14	13	5,07
27	14	9,78
41	14	14,86
55	14	19,93
69	14	25,00
83	14	30,07
97	13	35,14
110	14	39,86
124	14	44,93
138	14	50,00
152	14	55,07
166	13	60,14
179	14	64,86
193	14	69,93
207	14	75,00
221	13	80,07
234	14	84,78
248	14	89,86
262	14	94,93
276	0	100,00

Fuente: *Elaboración propia*

Así, haciendo uso de la configuración de estados de ETAP, que se aprecia como la pestaña resaltada en morado en la figura 3.6, se ajustan estados de conexión para los 276 paneles, donde en la configuración del 100 % se encuentran todos conectados, en la de 95 % se desconectan 14, en la de 90 % se desconectan 28, y así sucesivamente; como ya se explicó con el cuadro 3.2. Finalmente, la interfaz donde se aprecian las diversas configuraciones para cada nivel de penetración se observa en la figura 3.27:

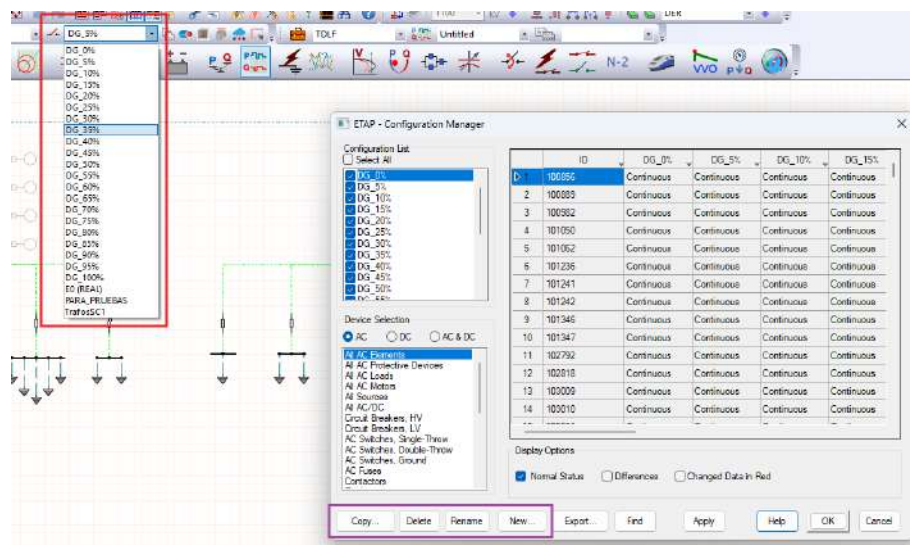


Figura 3.27: Configuración de niveles de penetración en ETAP

Fuente: *Elaboración Propia*

Capítulo 4

Modelado y simulación de casos de estudio

En este capítulo, se abordará la aplicación del procedimiento de la simulación descrito en el capítulo pasado para la obtención de resultados. Para esto, se describirán los pasos seguidos para la depuración de los resultados, el análisis de los criterios de evaluación brindados por la ARESEP y la obtención del nivel de penetración de generación distribuida máxima que puede alcanzar este circuito en cuestión.

4.1. Modelado final

Ya una vez se modeló por completo el circuito, éste, en su totalidad, se puede apreciar en la figura 4.1. No obstante, en dicha figura no se contempla nada de interés, por lo que en el cuadro 4.1, se desplegará el total de elementos presentes en el modelo. El circuito completo se apreciará con una mejor disposición en el anexo A:



Figura 4.1: Modelado de circuito completo en ETAP
Fuente: *Elaboración propia*

Cuadro 4.1: Conteo del total de elementos

Dispositivo Eléctrico	Cantidad
Barras/Nodos	321
Transformadores	65
Cargas/Medidores	778
Acometidas	778
Líneas primarias	97
Líneas secundarias	943
Paneles solares	276
Adaptadores de fase	7
Total	3265

Fuente: *Elaboración propia*

Así, como se apreció en el cuadro 4.1, se cuenta con un total de 3265 elementos, lo que hacen un modelado de tamaño considerable, especialmente al considerar que, al ser el proceso del ‘Time Domain’ para 30 días con datos tabulados cada 15 minutos, en total son 2880 estados del modelo. Las simulaciones respectivas son de una duración considerable para un ordenador común.

Ahora bien, se tabularán en cada fase los buses y los transformadores en el cuadro 4.2, donde hay una peculiaridad que se debe explicar. Por su parte, en el cuadro 4.3 se apreciará las barras y el transformador que se encuentran en una configuración trifásica:

Cuadro 4.2: Transformadores y Barras separados en fases

Fase A		Fase B		Fase C	
Transformadores	Barras	Transformadores	Barras	Transformadores	Barras
5129	267 457	5125	390 459	TODAS LAS DEMÁS	

Fuente: *Elaboración propia*

Cuadro 4.3: Transformadores y Barras trifásicas

Elementos trifásicos	
Transformadores	Barras
	265
	272
	273
5518	276
	366
	389
	394
	462

Fuente: *Elaboración propia*

Como se puede apreciar en la tabla 4.2, la *fase C* es significativamente más extensa que las *fases A* y *B*, lo cual pasa por un motivo muy concreto. La gran mayoría del circuito se encuentra en la línea que comprende del ‘recloser’ cercano a la Plaza de deportes La Fila y llega hasta aproximadamente 1 km al suroeste de la Escuela La Trinidad, circuito que corresponde a un ramal solamente del total del circuito 2A de Coopesantos, como ya fue expuesto en el apartado 3.2. Dicho circuito tiene distribuida sus fases de una forma aproximadamente balanceada, aunque es de interés el realizarle un modelado; no obstante, el ramal delimitado y las nuevas líneas agregadas se encuentran casi en su totalidad en la fase C, por lo que la fase A y B se encuentran prácticamente sin circuitos. Los transformadores 5129 y 5125, así como sus barras asociadas, corresponden a un diminuto ramal de la línea que se encuentra en estas fases.

Por otra parte, el transformador 5518 y la barra 462, que se aprecian en el cuadro 4.3, corresponden a la línea de Media Tensión Industrial para la represa hidroeléctrica agregada, razón por la cual se encuentran en una línea trifásica. Además, en esta línea se encuentran otros nodos de Media Tensión en conexión trifásica, que se aprecian en el cuadro mencionado.

Por lo tanto, al existir tal disparidad entre las fases visto en el cuadro 4.2, se concluyó que el criterio de *Desbalance de Tensión* no será calculado para analizar la tensión total de las líneas monofásicas, pues el desbalance será desconmensurado y no se deberá a una consecuencia de la generación distribuida sino

a la forma de la red eléctrica simulada. De esta forma, este criterio solamente se analizará para la tensión de la línea trifásica, la cual se encuentra en su mayor parte en Media Tensión, por lo que su variación será de una magnitud disminuida.

Por último, vale la pena destacar que el procedimiento a seguir para la simulación de redes de distribución eléctricas fue el desarrollado por Gómez-Ramírez, Mora-Jiménez, y Meza, donde en el artículo "Simulación del sistema de interconexión eléctrica de los países de América Central usando ETAP", describe detalladamente la metodología a seguir para el uso de ETAP en este tipo de proyectos, desde el uso de librerías con datos reales para la simulación de diversos recursos, así como los posibles márgenes de error que el programa conlleva (Gómez-Ramírez, Mora-Jiménez, y Meza, 2023). Además, también se debe mencionar que el modelado desarrollado fue inspirado y basado en el trabajado por William Navarro para su práctica profesional, como ya había sido aclarado anteriormente (Navarro, 2023).

4.2. Simulación de niveles de penetración

Una vez configuradas las opciones descritas en el apartado 3.5.5, se selecciona una configuración de nivel de penetración y se correrá el 'Time Domain' mediante el botón resaltado en morado en la figura 3.6, donde se empezará desde el 0% y se irá aumentando el nivel paulatinamente hasta que un criterio muestre fallas. Esto ocasiona que, aunque la simulación siga corriendo y mostrando datos, ya este sea un nivel de penetración por encima del permitido por la Ley N°10086.

Durante el proceso de simulación, el programa de ETAP muestra una barra de carga con un tiempo estimado de duración. Una vez que se completa esta barra, se llega a la interfaz llamada '*Time Domain Load Flow Plots - Slider*', la cual permite al usuario controlar el flujo de potencia en cualquiera de los estados de tiempo que fueron simulados, en este caso en cualquiera de los 2880 estados, esto mediante a la opción del '*slider*' o deslizador en el que se puede seleccionar la fecha y hora específicas. No obstante, las opciones de mayor interés son, en primer lugar, la plataforma superior que corresponde al '*Report Manager*', la cual descargará un Excel con un reporte de la respectiva simulación. La otra opción de interés es la de '*Time Domain Load Flow Plots*' o Gráficas de flujo en el dominio del tiempo, es decir, son los datos que se están buscando.

En la figura 4.2 se aprecia la interfaz de uso del '*Time Domain Load Flow Plots*', en donde se encuentran 4 columnas. En la primera, de nombre '*Plot Database*' o base de datos de las gráficas, aquí se disponen de los reportes de salida, que en este caso solo habrá uno entonces no es de importancia. En la siguiente columna, de nombre '*Device Type*' o tipo de dispositivo, se puede seleccionar el tipo de elemento, los cuales corresponden a los seleccionados para graficar en la 'maleta' mostrada en las figuras 3.25 y 3.26. Así, estos elementos pueden ser las barras, la subestación, los cables secundarios, líneas de transmisión, transformadores, entre otros. En la tercera columna, de nombre '*Device ID*' o identificador de dispositivo, se aprecian enlistados la totalidad del tipo de elementos seleccionados en la columna anterior. Para este caso, se muestran la totalidad de las barras que fueron seleccionadas para graficar en la opción de la 'maleta'. Finalmente, la última columna, de nombre '*Plot Type*' o tipo de gráfico, se encuentran las posibles variables que pueden ser graficadas, que van desde el voltaje por fase, el porcentaje de carga, el ángulo del voltaje, la sobrecarga en otros elementos, entre otros.

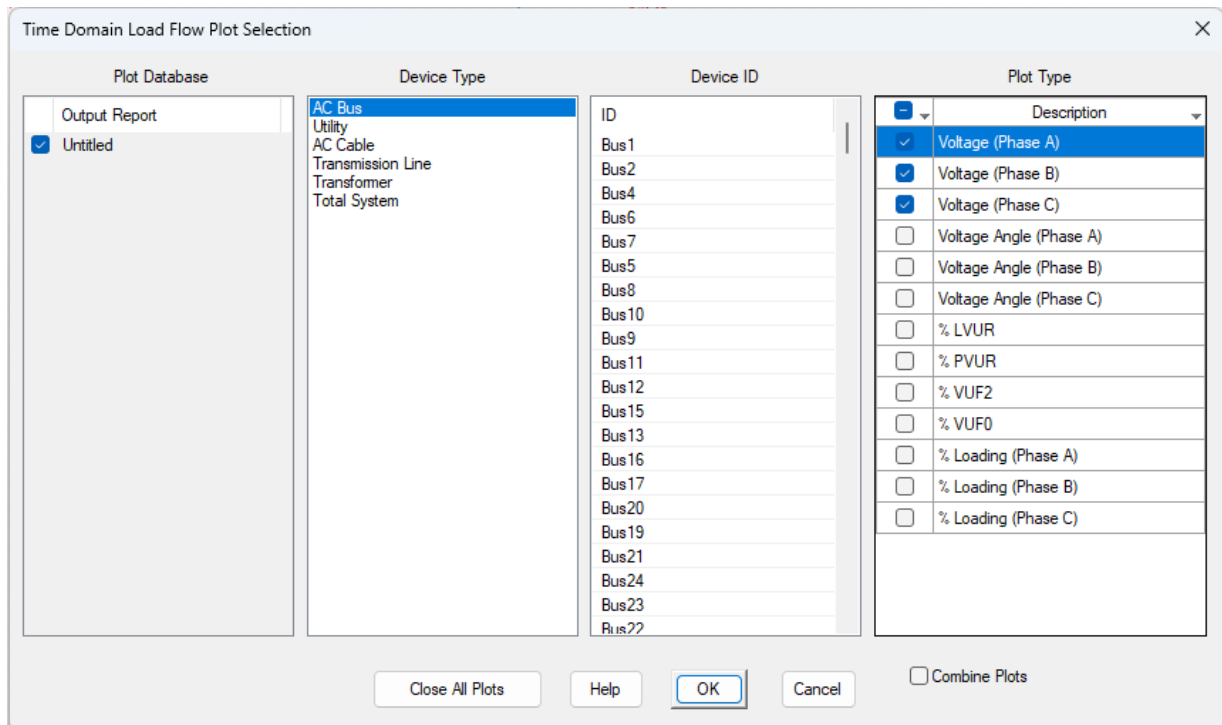


Figura 4.2: Interfaz para obtención de datos con 'Time Domain'. Paso 1

Fuente: *Elaboración propia*

Para los criterios pertinentes, que vale la pena recordar, son el del aumento de tensiones en régimen permanente, el de las variaciones de tensión, el de desbalance de tensión y el de sobrecarga de conductores y transformadores. Así, para los primeros tres criterios mencionados, los tres se relacionan con las tensiones y perfiles de carga de las barras del sistema, por lo que se deberán descargar los voltajes en las tres fases. Por su parte, el criterio de sobrecarga de conductores y transformadores, requerirá de la descarga del porcentaje de carga en todos los transformadores y líneas de transmisión, que son los elementos que el criterio advierte no pueden sobrepasar su 100% de valor nominal. Para este caso no se aplicó, porque no comprendía parte del alcance de la práctica, pero es posible analizar también el nivel de sobrecarga de las líneas secundarias, las cuales no deberían ser las primeras en fallar, pero es un estudio que puede ser llevado a cabo.

Una vez se conocen cuales son los valores que se deben descargar, para llevarlo a cabo, se seleccionan todos los valores en la tercera columna de la interfaz mostrada en la figura 4.2 de uno de los tres elementos pertinentes (barras, líneas de transmisión o transformadores). Seguidamente, se selecciona en la columna final de 'Plot Type' o tipo de gráfico el valor correspondiente (voltaje en las 3 fases para barras, '% Loading' o porcentaje de carga para las 3 fases en el caso de los transformadores y líneas de transmisión) y se da 'OK'. Este proceso puede tomar algo de tiempo, pero debería estar listo en máximo dos minutos. Finalmente, se obtiene la interfaz mostrada en la figura 4.3:

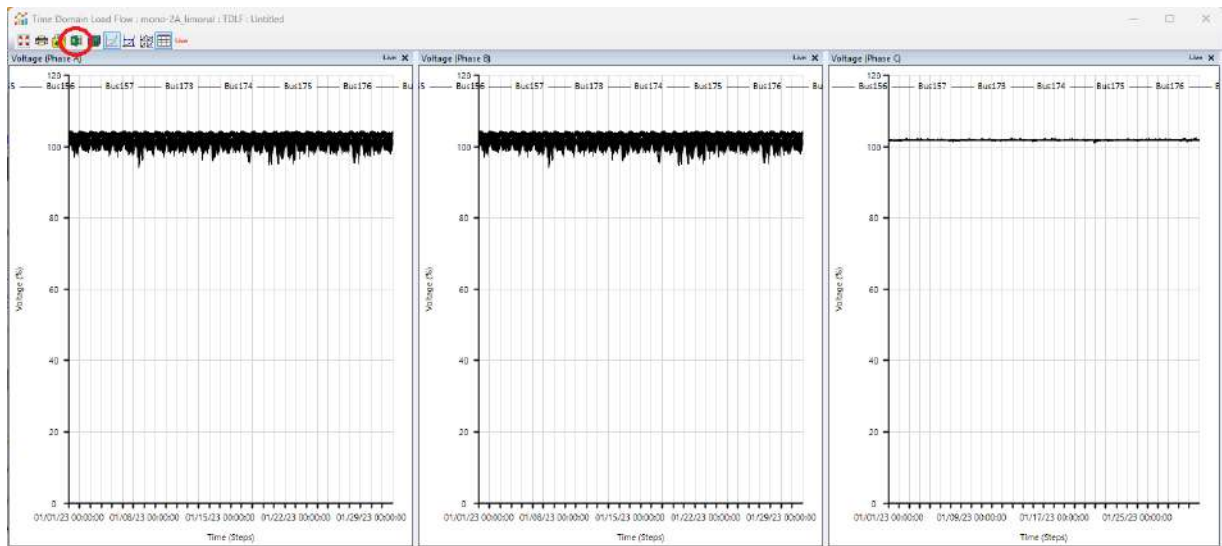


Figura 4.3: Interfaz para obtención de datos con 'Time Domain'. Paso 2
 Fuente: *Elaboración propia*

En esta interfaz, se puede apreciar lo siguiente:

- En primer lugar, se aprecian las tres gráficas para el total de buses correspondiente para cada fase. Ahora bien, como ya se había explicado previamente en el apartado 4.1, las fases A y B no tienen prácticamente elementos, mientras que la mayoría se encontrarán en la fase C. Pues si se observa la gráfica brindada por el ETAP, ocurre prácticamente lo contrario, donde las fases A y B se encuentran saturadas, mientras que la C está menos concurrida. Lo que está ocurriendo es un error común de ETAP que ubica muchas barras de baja tensión en fases que no les corresponden, que es lo principal que está sucediendo en las fases A y B, mientras que en la fase C las que se están desplegando aquí son los nodos de media tensión. Por su parte, las barras trifásicas no presentan problema, pues estas grafican la curva de voltaje correspondiente para cada fase. Por lo tanto, al saber en qué fase se está desplegando cada barra y a cuál fase debe ir, simplemente se deberá ajustar esto con un programa externo, para lo cual se utilizó *Python*.
- Seguidamente, en la esquina superior izquierda se encuentran algunas opciones para trabajar estas gráficas, donde la opción que se necesitará es la que se encuentra resaltada en rojo. Esta opción permite descargar un Excel con todos los datos para cada uno de los 2880 estados posibles del 'Time Domain', todo en un solo archivo. En este archivo, además, se divide en hojas cada fase, esto facilita mucho la depuración que se debe hacer con los datos. Por último, en el cuadro 4.4 se muestra un ejemplo pequeño del formato en el que se descargan los datos:

Cuadro 4.4: Ejemplo de formato de Excel de archivos descargados

Bus529 - Time (Steps)	Bus529 - Voltage (%)	Bus501 - Time (Steps)	Bus501 - Voltage (%)
01/01/2023 00:00:00	101,771	01/01/2023 00:00:00	101,705
01/01/2023 00:15:00	101,768	01/01/2023 00:15:00	101,714
01/01/2023 00:30:00	101,797	01/01/2023 00:30:00	101,702

Fuente: *Elaboración propia*

4.3. Resultados de la simulación

Así, una vez que se descargaron los datos para los niveles de penetración en el sistema y éstos fueron depurados, se obtiene una gran cantidad de gráficas. Para organizar éstas, se dividirán inicialmente las gráficas de voltaje según su fase para la evaluación del criterio del aumento de tensión, para lo cual se graficó el valor límite en 105 %. Si una curva supera este valor, se incumple el criterio y se ha encontrado el máximo nivel de penetración permitido.

Seguidamente, para el criterio de variación de tensiones, se graficarán las diferencias existentes que hay en cada barra en un nivel de penetración elevado con el nivel de penetración base en 0 %. Así, éstas se graficarán con el límite de 3 % para las líneas de media tensión, mientras que se graficará el límite de 5 % para las de baja tensión. Si alguna curva supera este valor, se incumple el criterio.

Por otro lado, para el criterio de desbalance de tensión, se graficará el desbalance de tensión de las barras en conexión trifásica que fueron tabuladas en el cuadro 4.3. Este desbalance, fue calculado porcentualmente mediante la ecuación 4.1, donde V_ϕ corresponde a la tensión por fase, mientras que $V_{promedio}$ es el valor promedio trifásico. De esta forma, se alcanza una magnitud porcentual del desbalance de la tensión para cada una de las fases, esto por cada etapa de tiempo y nivel de penetración.

$$V_{desb(\phi)} = \frac{|V_\phi - V_{promedio}|}{V_{promedio}} \cdot 100 \% \quad (4.1)$$

Por último, se mostrarán las gráficas de los transformadores y líneas de transmisión para el cumplimiento del criterio de sobrecarga de elementos. En éstas, se graficará el límite del 100 %, así que, si lo incumplen, se encuentra el máximo nivel de penetración permitido.

4.3.1. Criterio 1: Aumento de tensiones en régimen permanente

Para el criterio del *Aumento de Tensiones*, en primer lugar se graficaron los valores de las tensiones en las barras para el sistema sin ningún 'Tap' ajustado en ningún transformador y con el voltaje de diseño de la Subestación al 100 %, esto con el fin de determinar cuáles son las barras que más crítica es su caída de tensión, para las cuales se interpretará que, al no ser estas magnitudes permitidas, estos valores son causados porque sus transformadores respectivos se encuentran en el 'Tap' equivocado. En la figura 4.4 se muestran las curvas de las barras solamente para la Fase 'C', pues es la fase verdaderamente importante. Además, en la figura 4.5, se agrega la leyenda para cada curva graficada para esta fase, que, al ser tanta cantidad, se aprecian mejor en una imagen aparte:

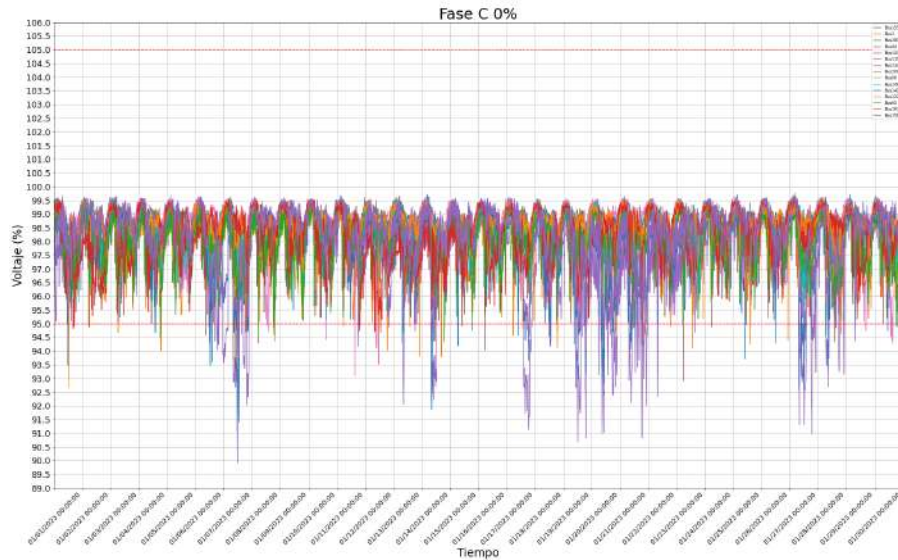


Figura 4.4: Interfaz para obtención de datos con 'Time Domain'. Paso 2
Fuente: *Elaboración propia*

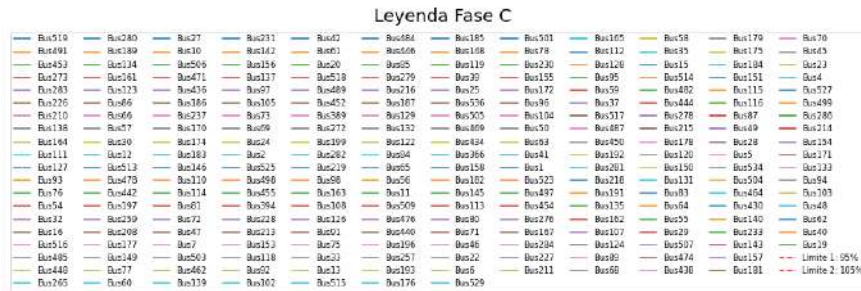


Figura 4.5: Leyenda para curvas de gráficas de tensión en BT para las tres fases
Fuente: *Elaboración propia*

Así, en la figura 4.4 se aprecia que hay un total de 15 barras que se encuentran con una magnitud de voltaje por debajo de la esperada, por lo que los transformadores de estas barras serán los que se trabajarán y modificarán los 'Taps' de sus transformadores. Estas barras son:

- Bus 1, Bus 60, Bus 64, Bus 65, Bus 111, Bus 122, Bus 134, Bus 142, Bus 155, Bus 281, Bus 143, Bus208, Bus146, Bus193, Bus158.

Por lo tanto, estas 15 barras que cuentan con caídas de tensión corresponderán a un total de 11 transformadores, que se numerarán a continuación:

- 765, 3191, 3609, 4077, 4083, 4153, 5911, 6392, 6513, 7005, 7164.

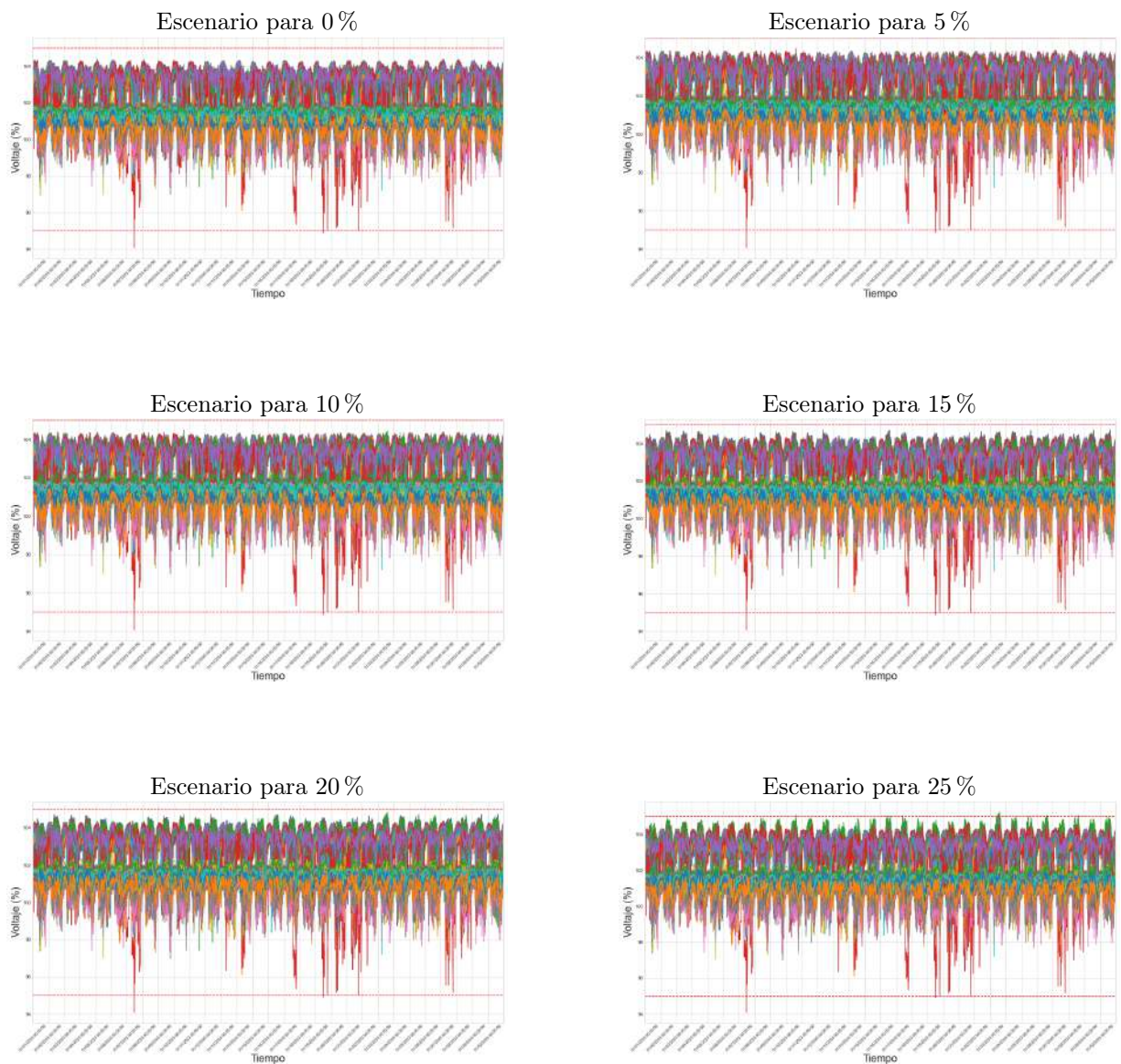
A estos transformadores, con la configuración de 'Taps' de los transformadores (ver figura 3.13) se reducirán estos en tan solo 1 'Tap' o un $-2,5\%$, que, como se verá a continuación, soluciona estas caídas

de tensión. No obstante, se debe prestar especial atención a la *Barra 143*, pues esta llegaba a caer a una magnitud de menos del 90 %, así que aún se denotará con un valor bajo de tensión en las curvas de la figura 4.6.

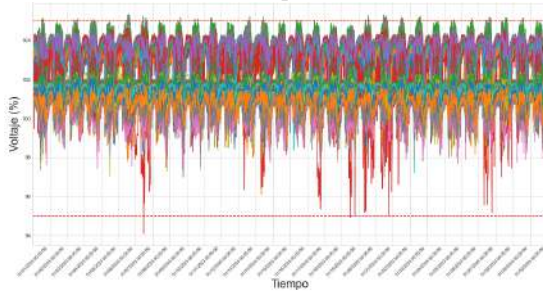
Una vez depurados estos valores, se retoma el valor de diseño de la Subestación al 102 % seleccionado y se comienza a evaluar niveles de penetración:

Fase C:

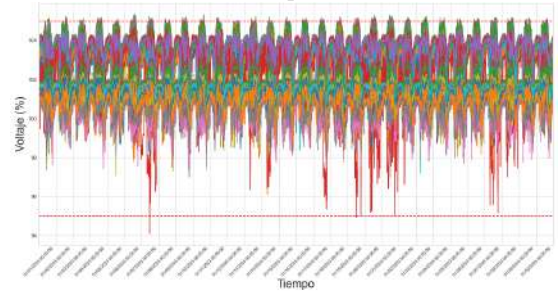
Se comenzará por la Fase C, pues es claramente la fase más crítica y que requiere de mayor cuidado (ver figura 4.6). Además, en la figura 4.5 se aprecia la leyenda para cada una de las curvas en esta gráfica, que fue separada por la gran extensión de la leyenda:



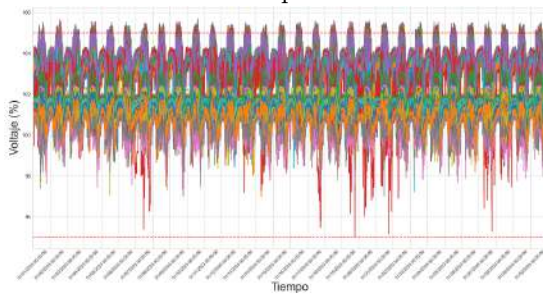
Escenario para 30 %



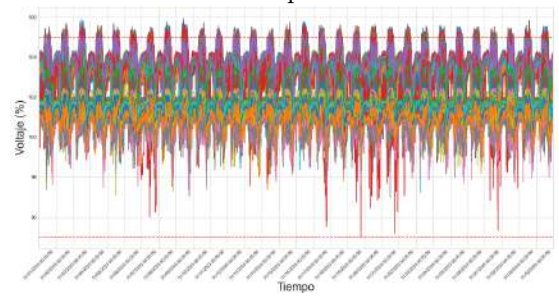
Escenario para 35 %



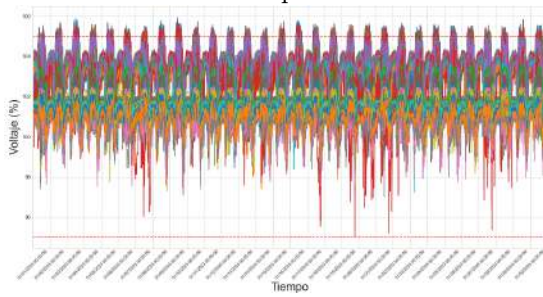
Escenario para 40 %



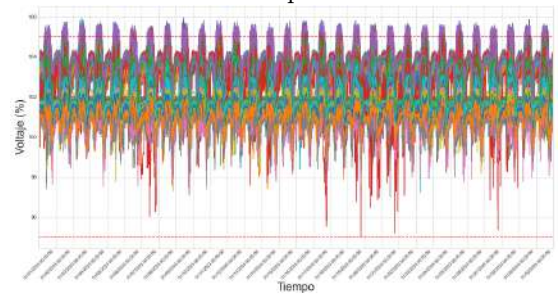
Escenario para 45 %



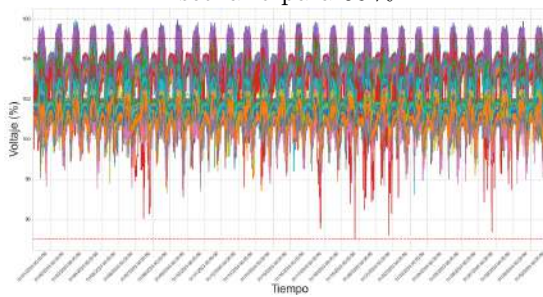
Escenario para 50 %



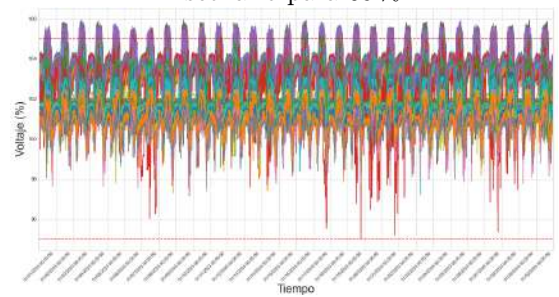
Escenario para 55 %



Escenario para 60 %



Escenario para 65 %



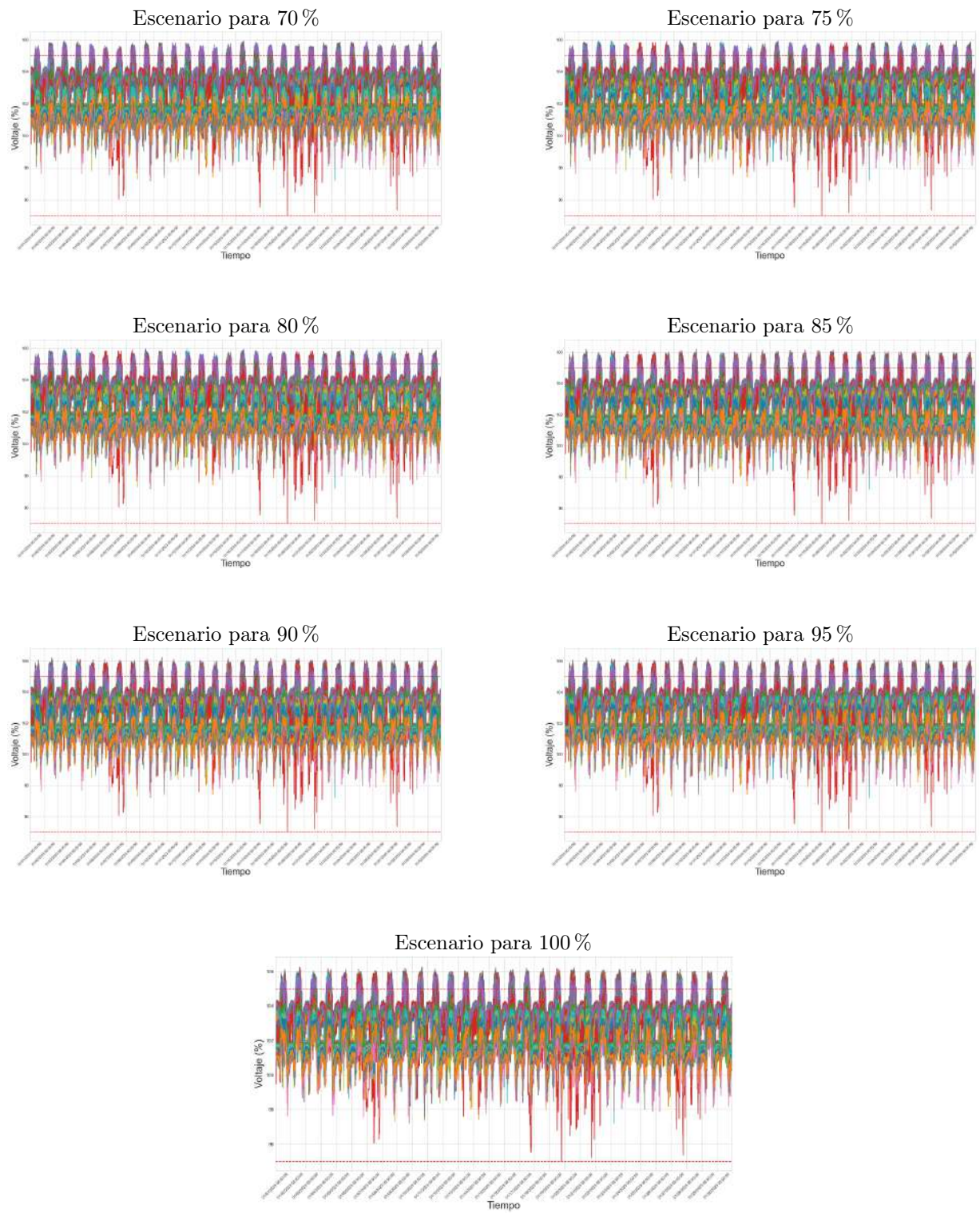


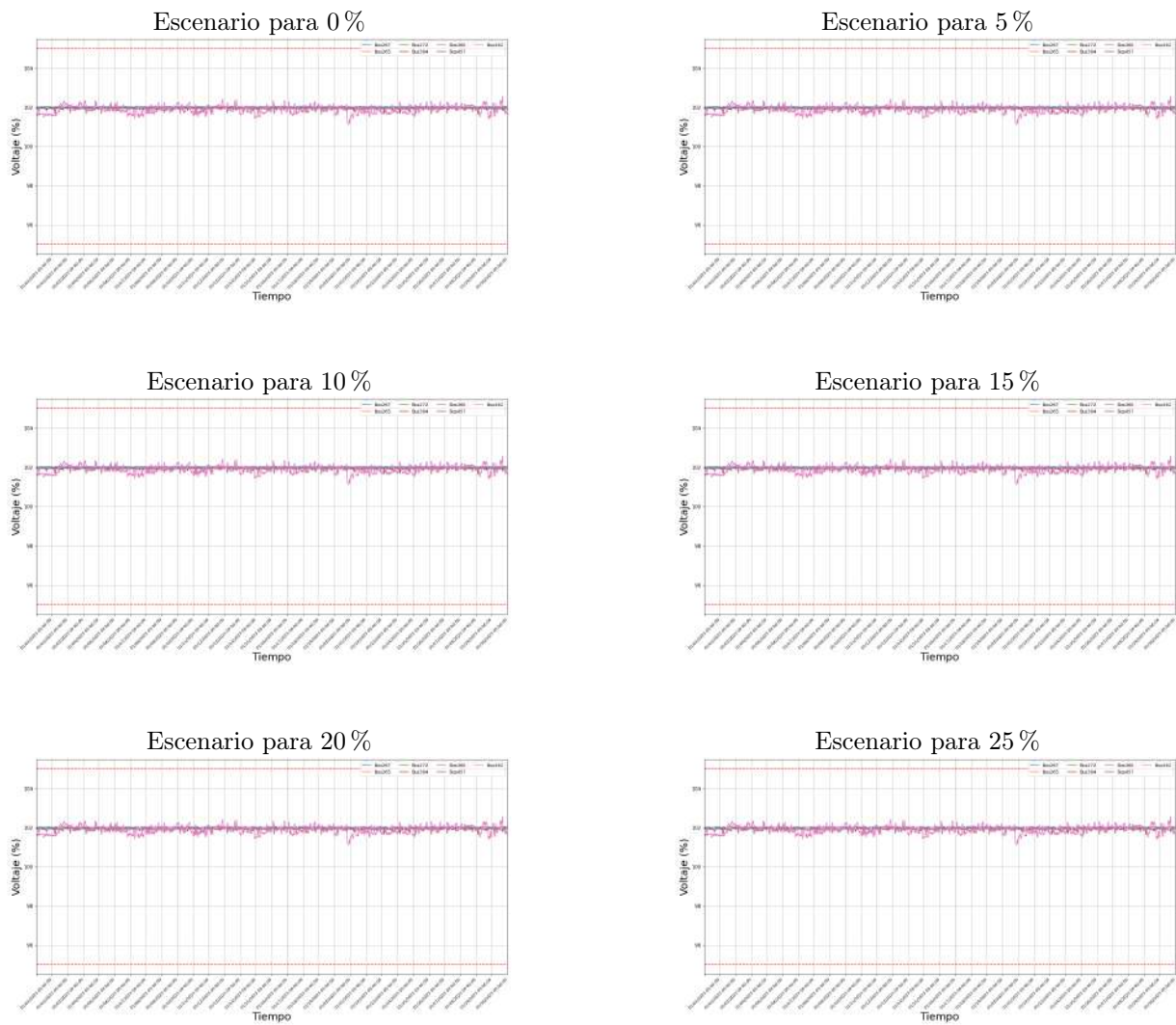
Figura 4.6: Comportamiento de la tensión de las barras con penetración del 0% al 100% para la fase C
 Fuente: *Elaboración propia*

Como se aprecia en la figura 4.6, el criterio para el aumento de tensiones en régimen permanente falla por primera vez en el **25 % de nivel de penetración de la generación distribuida**, donde las barras 'Bus279', 'Bus280', 'Bus282', 'Bus283', 'Bus284' y 'Bus286', todas pertenecientes al transformador '3609', llegan a superar el 105 % permitido por la norma. Por lo tanto, 25 % de nivel de penetración será nuestro valor máximo para comparar en las demás fases y criterios. Vale la pena recordar que la leyenda para las curvas de estas gráficas, se encuentra en la parte inferior llamada 'Leyenda Fase C' de la figura 4.5.

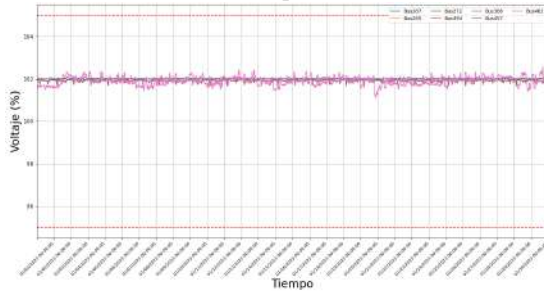
Ahora bien, cuando ya se conoce una magnitud máxima de penetración en el sistema (nivel de 25 % como se apreció en la figura anterior), a partir de ahora se deberán estudiar las gráficas para encontrar si incumplen los criterios de evaluación antes de este porcentaje en específico, pues el objetivo de esta práctica es el encontrar el nivel de penetración máximo de generación distribuida que el circuito es capaz de aceptar. Por lo tanto, de no ser este menor a 25 %, este nivel sería el crítico de la red.

Fase A:

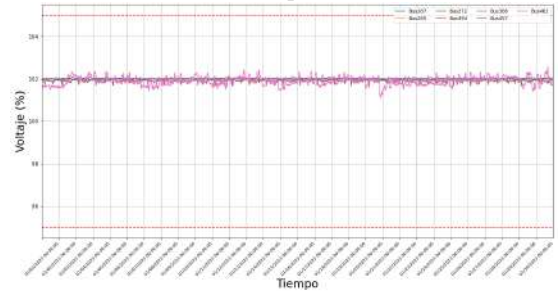
Para el análisis del respectivo criterio en la fase A del sistema, se tiene la figura 4.7:



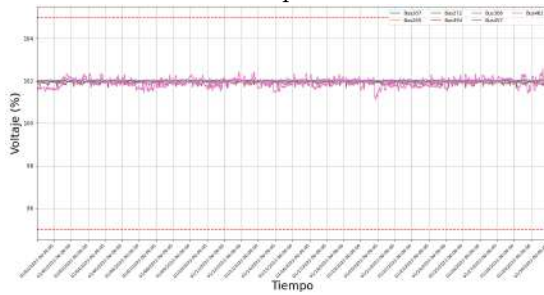
Escenario para 30 %



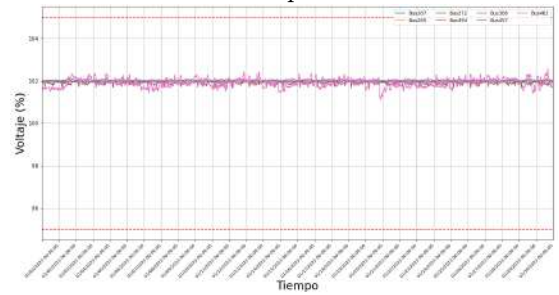
Escenario para 35 %



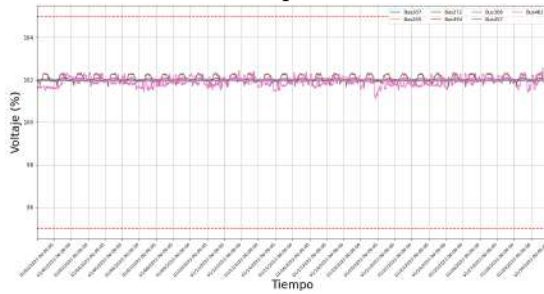
Escenario para 40 %



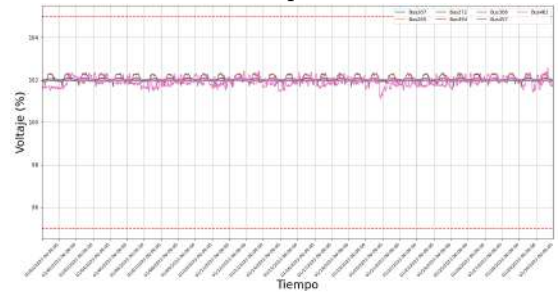
Escenario para 45 %



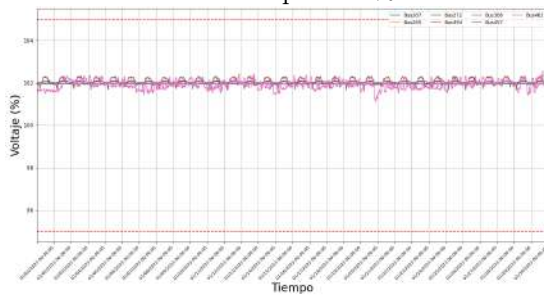
Escenario para 50 %



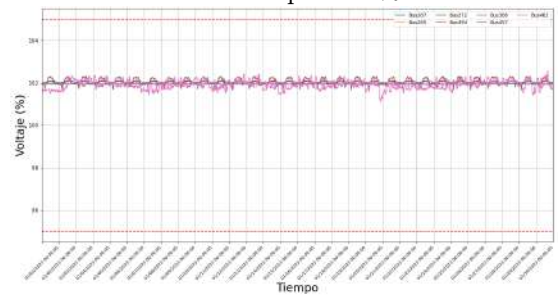
Escenario para 55 %



Escenario para 60 %



Escenario para 65 %



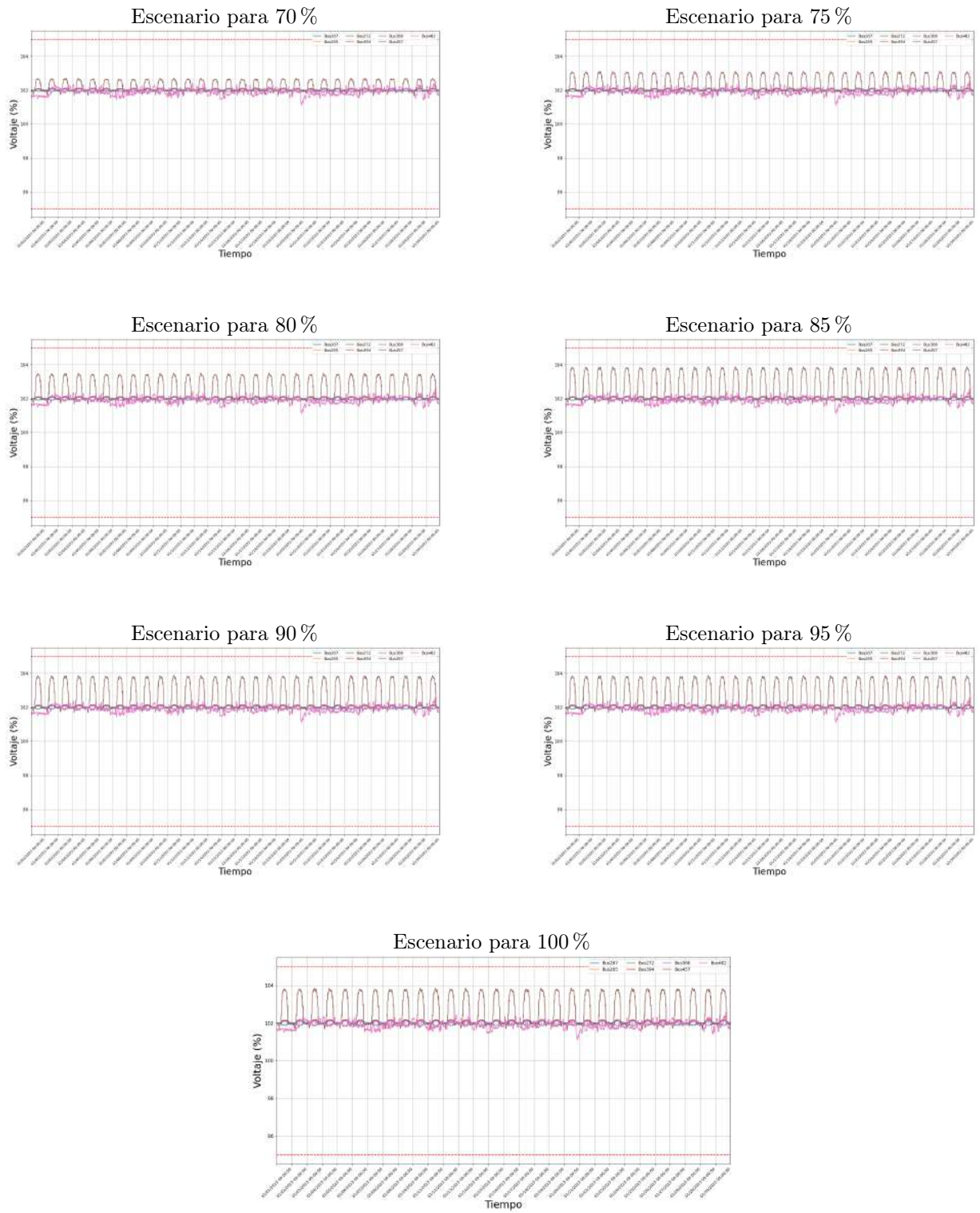
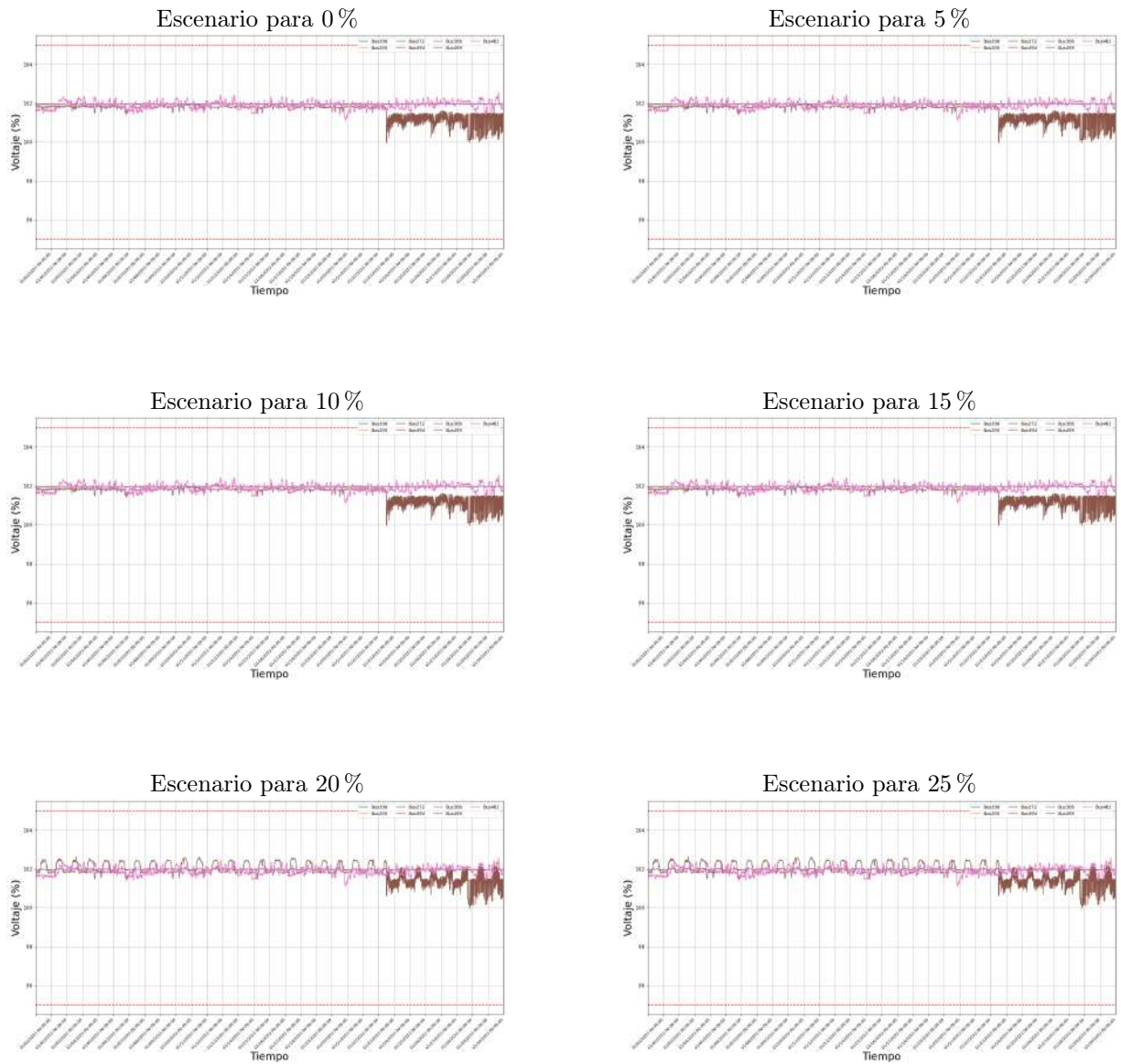


Figura 4.7: Comportamiento de la tensión de las barras con penetración del 0% al 100% para la fase A
Fuente: *Elaboración propia*

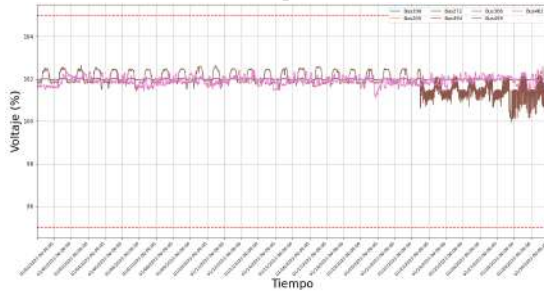
Como se pudo apreciar, para el caso de la Fase A, estas barras si cumplen el criterio respectivo hasta el nivel de penetración del 25 %, por lo que sabemos que este caso en especial no será el nivel crítico. Por lo tanto, una vez se analizan las curvas para los niveles de penetración de la figura 4.7, para el caso de la Fase A en Baja Tensión, ésta no incumple el criterio de aumento de tensión en régimen permanente aún cuando el nivel de penetración de generación distribuida alcanzó el 100 %.

Fase B:

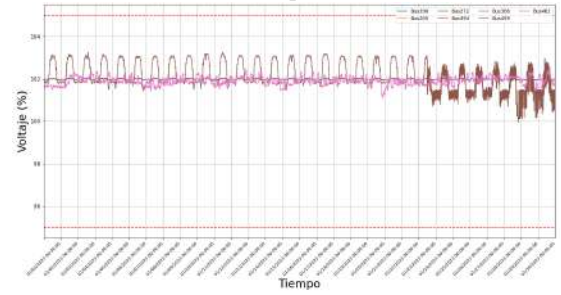
Para el análisis del respectivo criterio en la fase B del sistema, se tiene la figura 4.8 correspondiente a las gráficas:



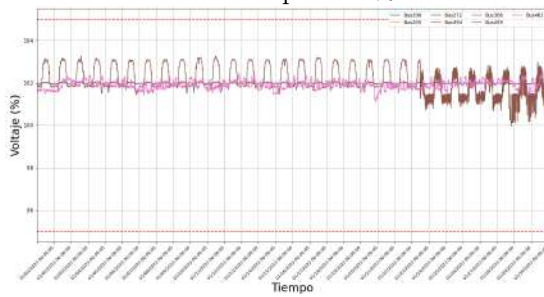
Escenario para 30 %



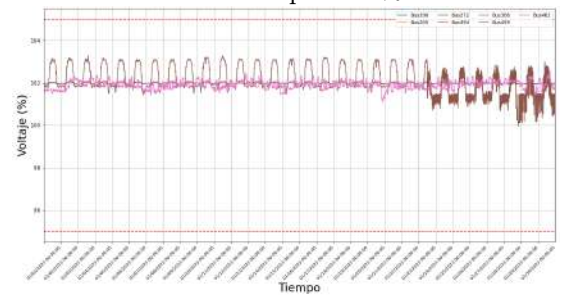
Escenario para 35 %



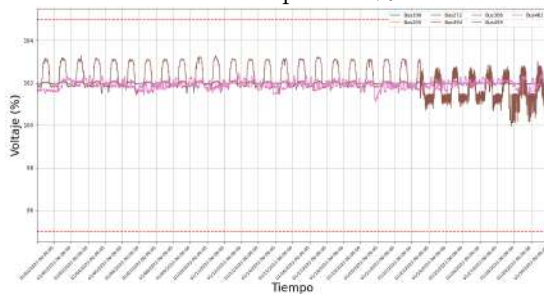
Escenario para 40 %



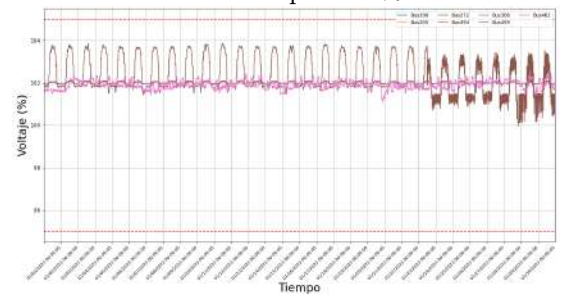
Escenario para 45 %



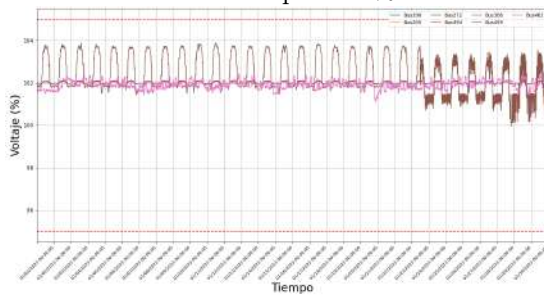
Escenario para 50 %



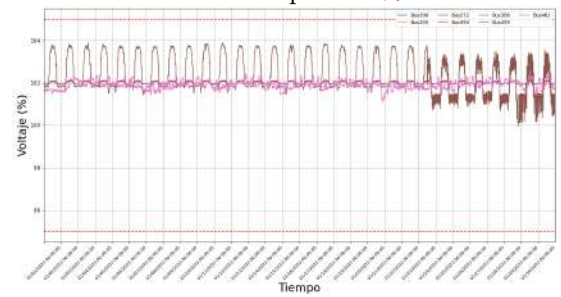
Escenario para 55 %



Escenario para 60 %



Escenario para 65 %



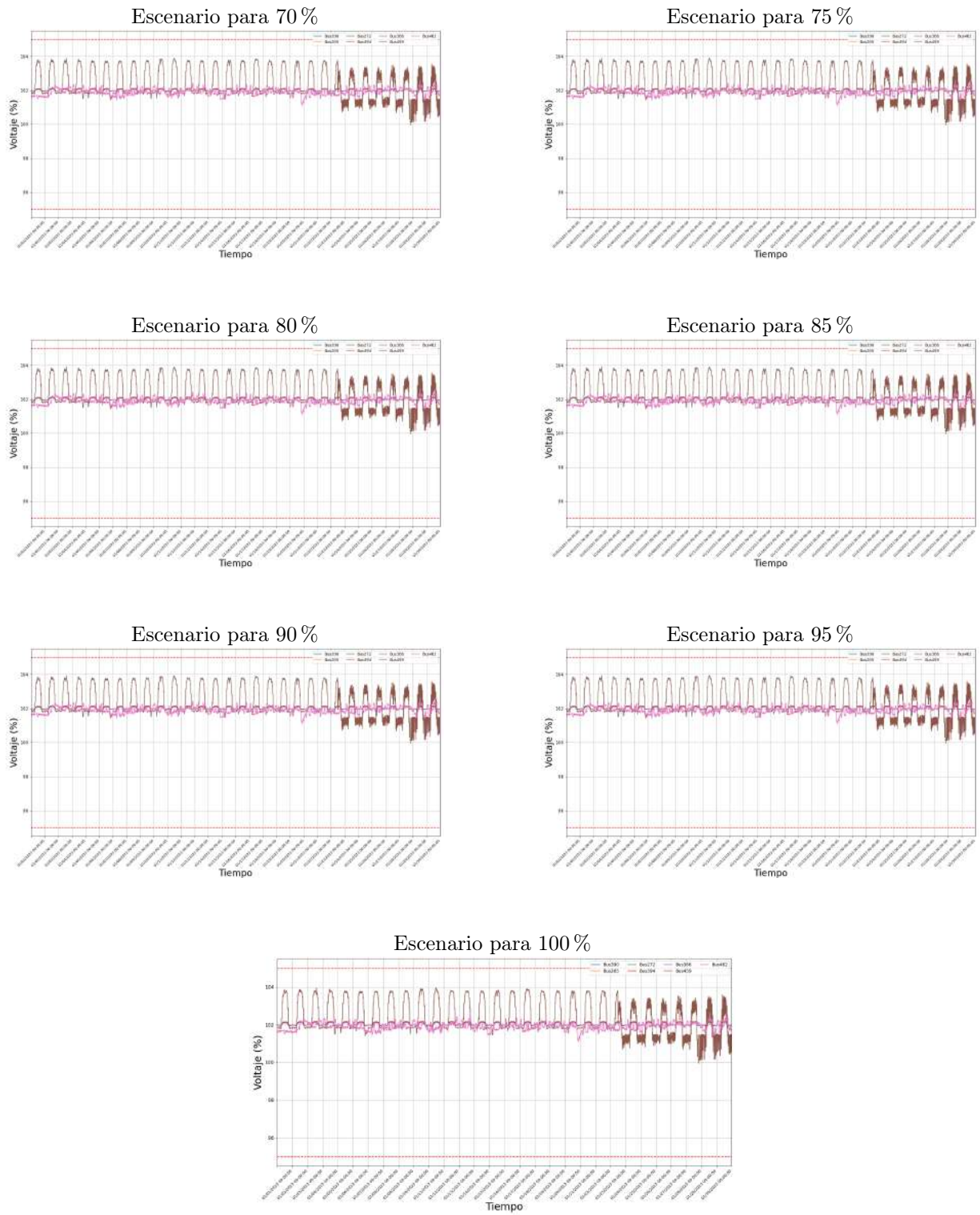


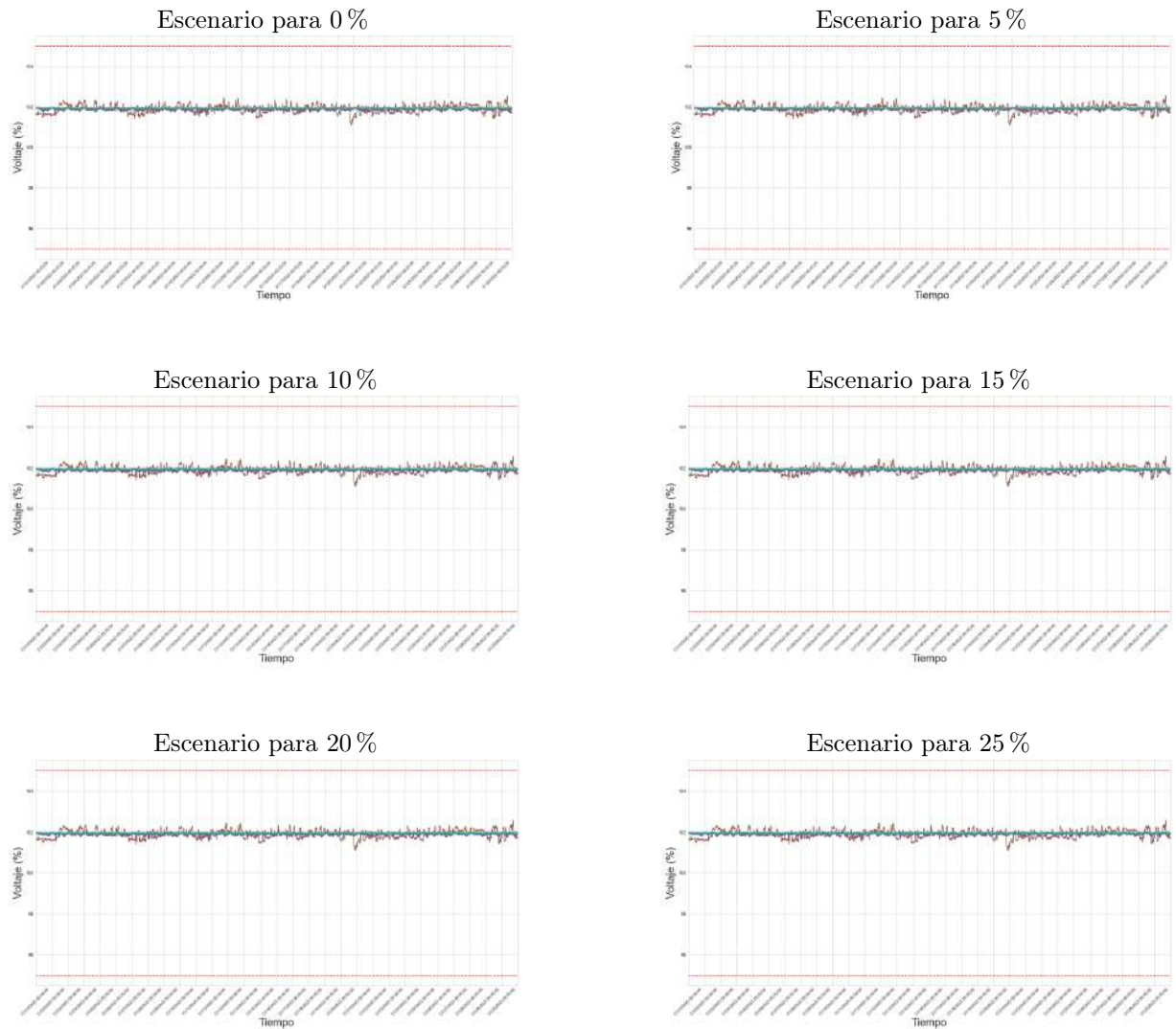
Figura 4.8: Comportamiento de la tensión de las barras con penetración del 0% al 100% para la fase B
Fuente: *Elaboración propia*

Como se puede apreciar, para el caso de la Fase B, estas barras, al igual que en la fase A, si cumplen el criterio respectivo hasta el nivel de penetración del 25 %, por lo que sabemos que este caso en especial no será el nivel crítico. Así, al estudiar la totalidad de la figura 4.8, para el caso de la Fase B en Baja Tensión, esta no incumple el criterio de aumento de tensión en régimen permanente.

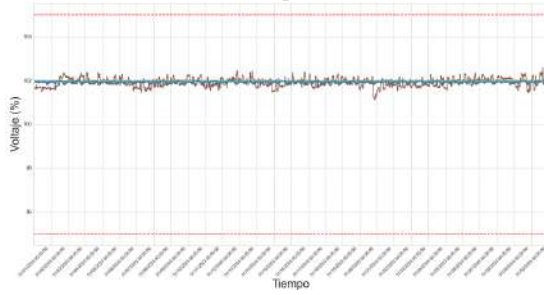
No obstante, se debe comentar acerca de la forma de la gráfica para la barra 459, que corresponde a la curva de color café que, a partir de aproximadamente el 21 de mayo y durante toda la semana final del mes, presentó un comportamiento peculiar, donde la tensión fue mayor que durante todo el inicio del mes. Este comportamiento se explicará con mayor profundidad en el apartado de la discusión de resultados, en la sección 4.4.4.

Barras en Media Tensión:

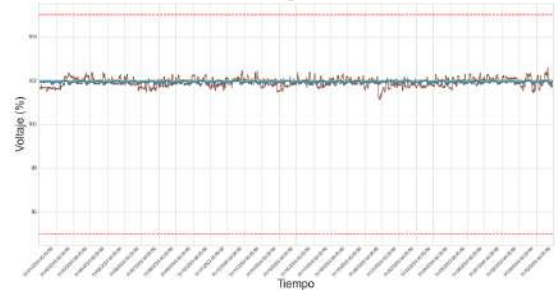
Para el análisis del respectivo criterio para las barras en Media Tensión, se tiene la figura 4.9 para representar las gráficas, donde se desarrollaron con los mismos límites porcentuales para poder compararlas directamente con las tensiones de baja tensión. Asimismo, en la última imagen de la figura se aprecia la leyenda de las curvas respectivas, separado en su propia imagen debido a la gran cantidad:



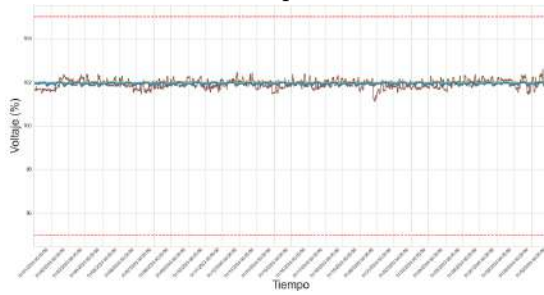
Escenario para 30 %



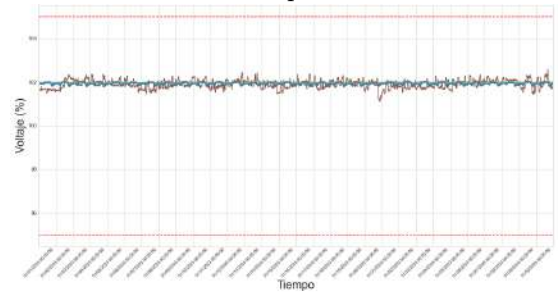
Escenario para 35 %



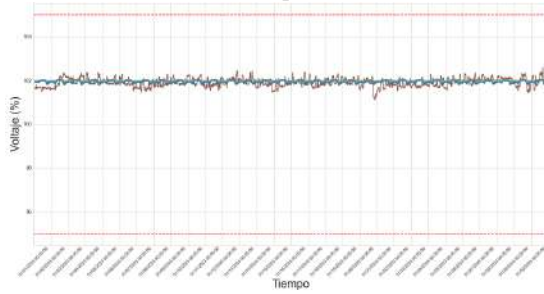
Escenario para 40 %



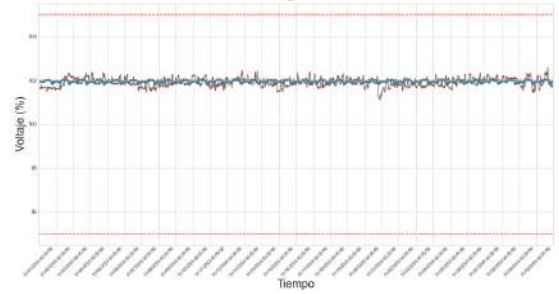
Escenario para 45 %



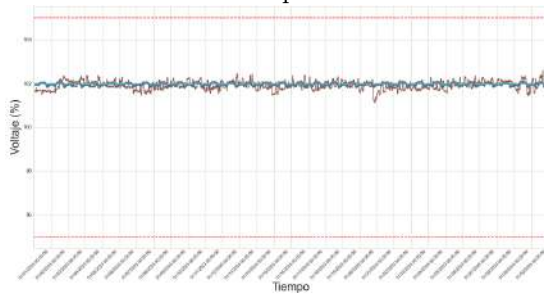
Escenario para 50 %



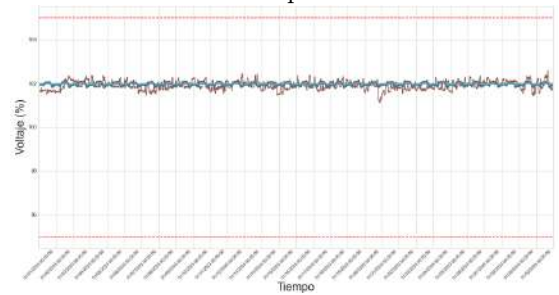
Escenario para 55 %



Escenario para 60 %



Escenario para 65 %



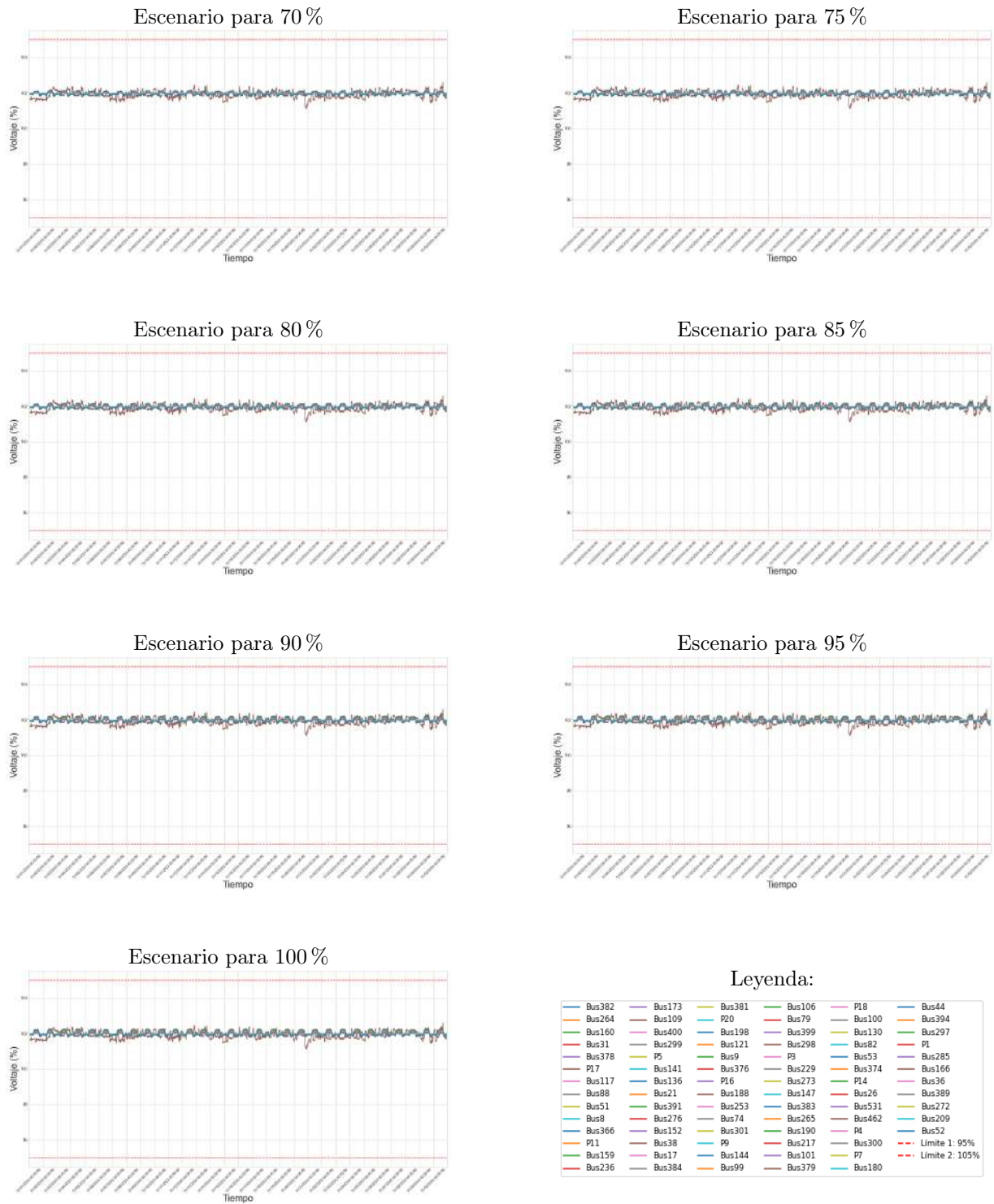


Figura 4.9: Comportamiento de la tensión de las barras de Media Tensión para niveles de penetración del 0 % al 100 %

Fuente: *Elaboración propia*

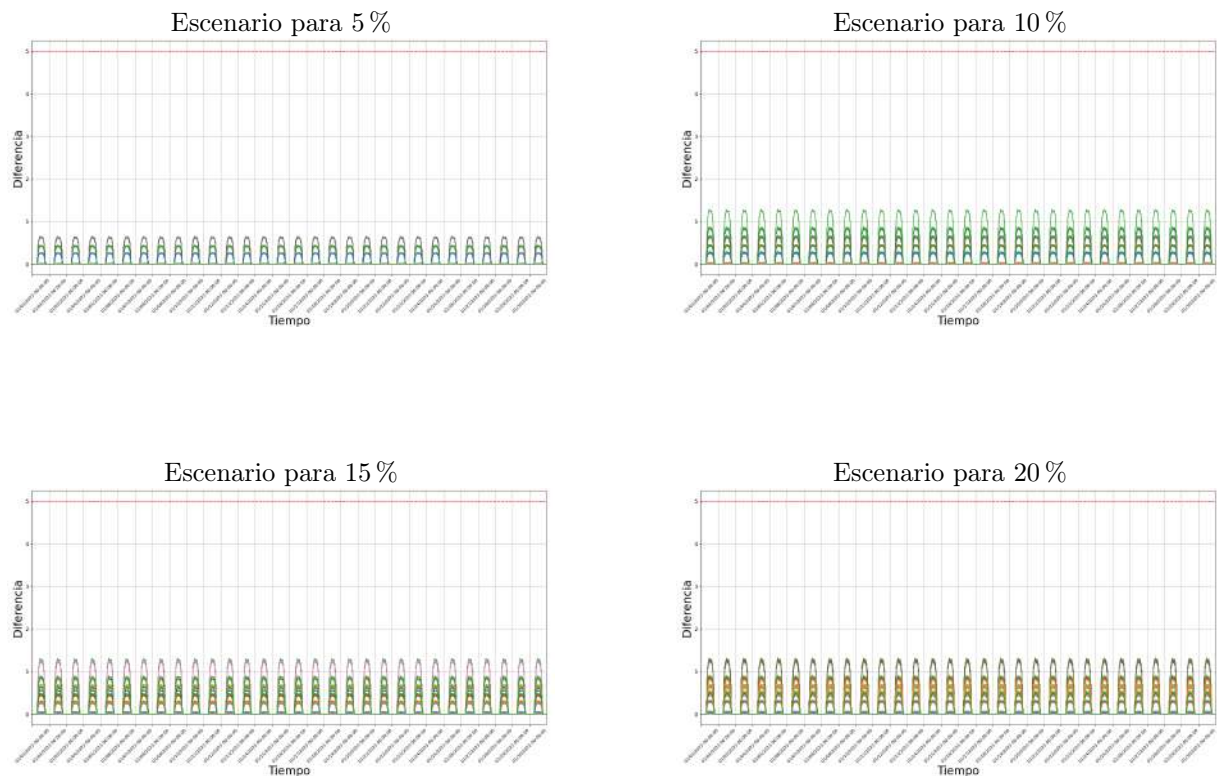
Como se puede apreciar, para el caso de las barras en Media Tensión, éstas apenas y varían su magnitud, lo cual es de esperar para este tipo de nodos que manejan voltajes de 19,9 kV como mínimo, por lo que sí cumplen el criterio respectivo hasta el nivel de penetración del 25%. Así, se conoce que este caso en especial no será el nivel crítico, conclusión tomada con los niveles de penetración restantes de la figura 4.9. Este resultado era esperable en este tipo de barras.

4.3.2. Criterio 2: Variaciones de tensión

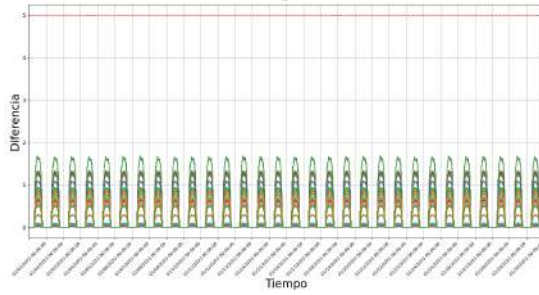
Este criterio, como se ha explicado previamente, se basa en que las variaciones de la potencia de los DER conllevan a posibles fluctuaciones rápidas de la tensión que puede ser dañino para el equipo y para la red. Es así que la fluctuación máxima permitida para las barras a MT será de 3%, mientras que las de BT será de 5% (ARESEP, 16 de mayo de 2023). Ahora bien, para aplicar este criterio, se desarrollará obteniendo la diferencia para todas las barras en cada nivel de penetración, para luego graficar estas diferencias, donde se evaluará si en algún caso se sobrepasa este límite. De esta forma, el escenario al 0% de penetración no será graficado, pues es el parámetro base. Se comenzará nuevamente por la fase C al ser ésta la más significativa:

Fase C:

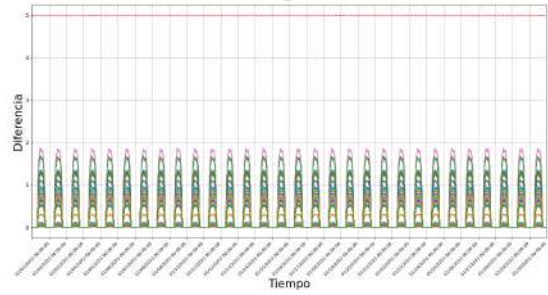
Para el análisis del respectivo criterio en la fase C del sistema, se tiene la figura 4.10 para las gráficas de variación de tensión, mientras que en la figura 4.11 se observa la leyenda para las curvas de esta fase:



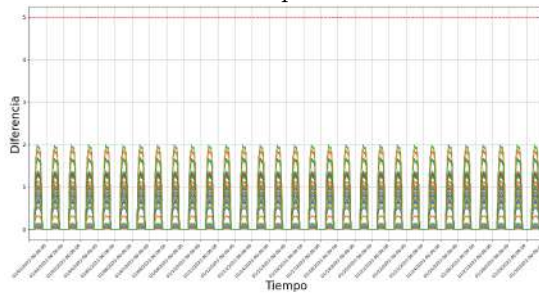
Escenario para 25 %



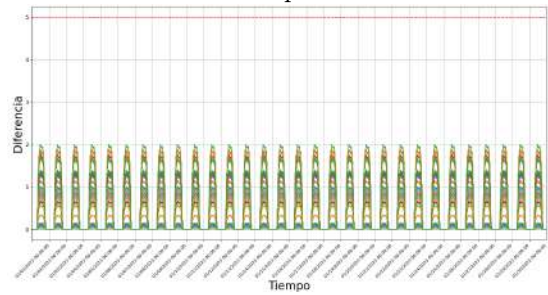
Escenario para 30 %



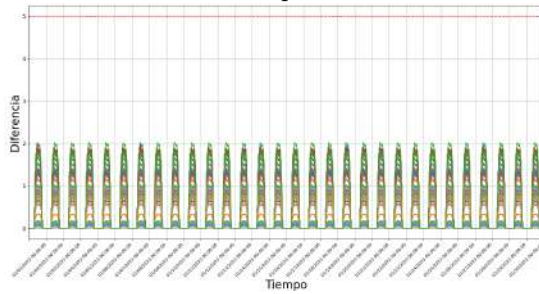
Escenario para 35 %



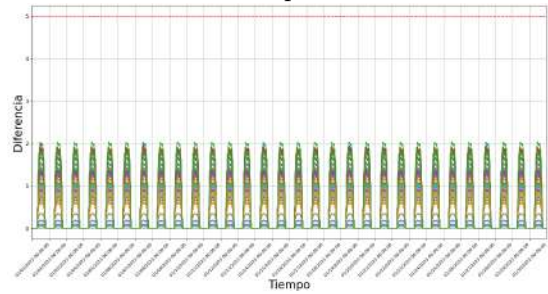
Escenario para 40 %



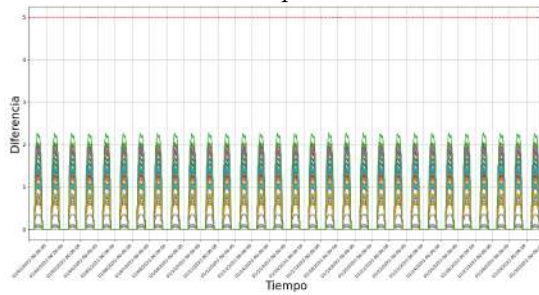
Escenario para 45 %



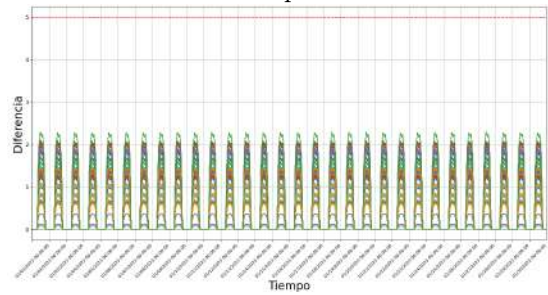
Escenario para 50 %



Escenario para 55 %



Escenario para 60 %



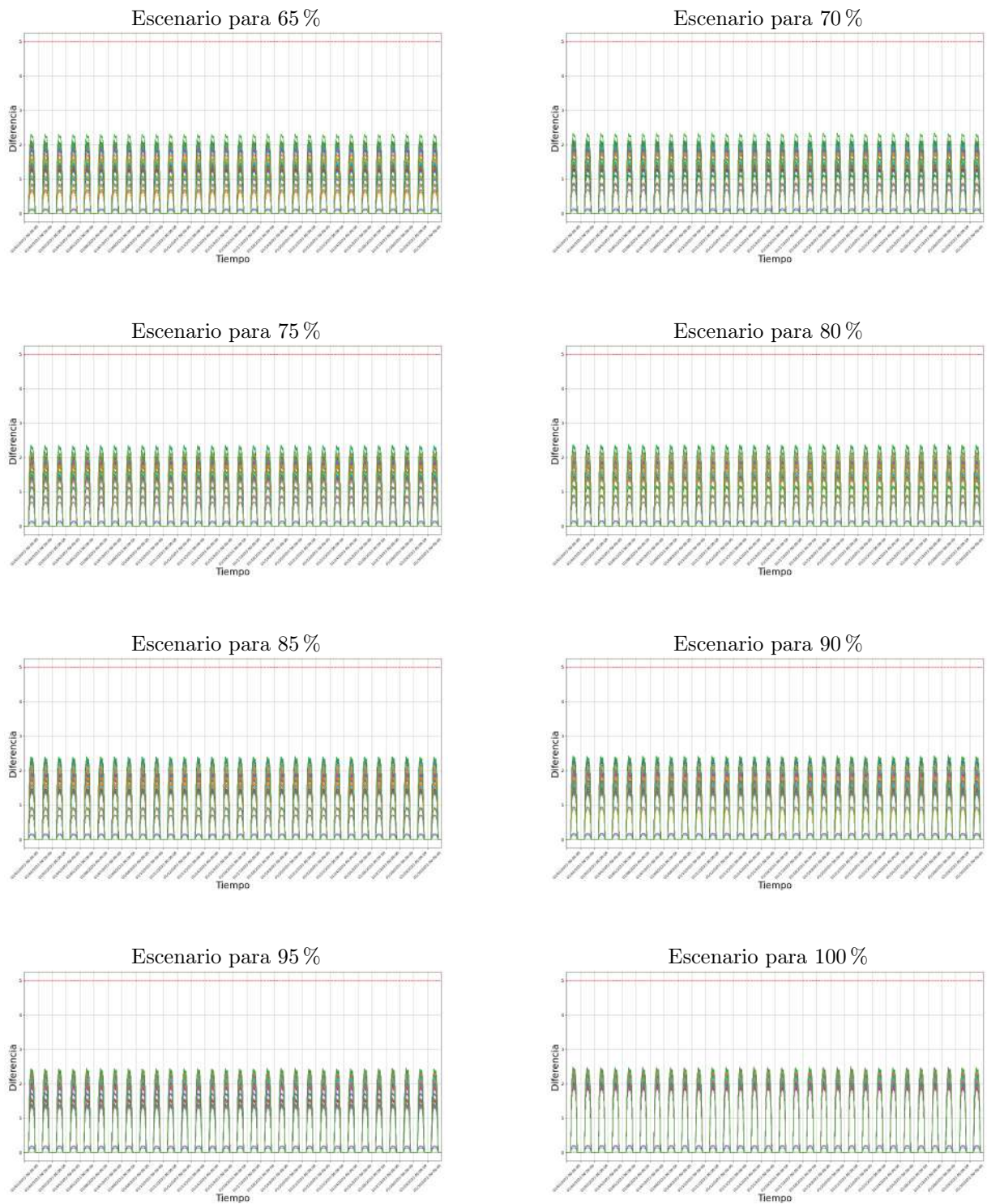


Figura 4.10: Comportamiento de la tensión de las barras con penetración del 0% al 100% para el análisis de la variación de tensión en la fase C

Fuente: *Elaboración propia*

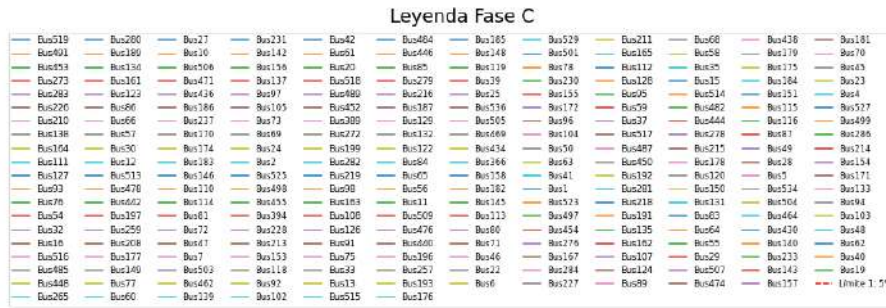


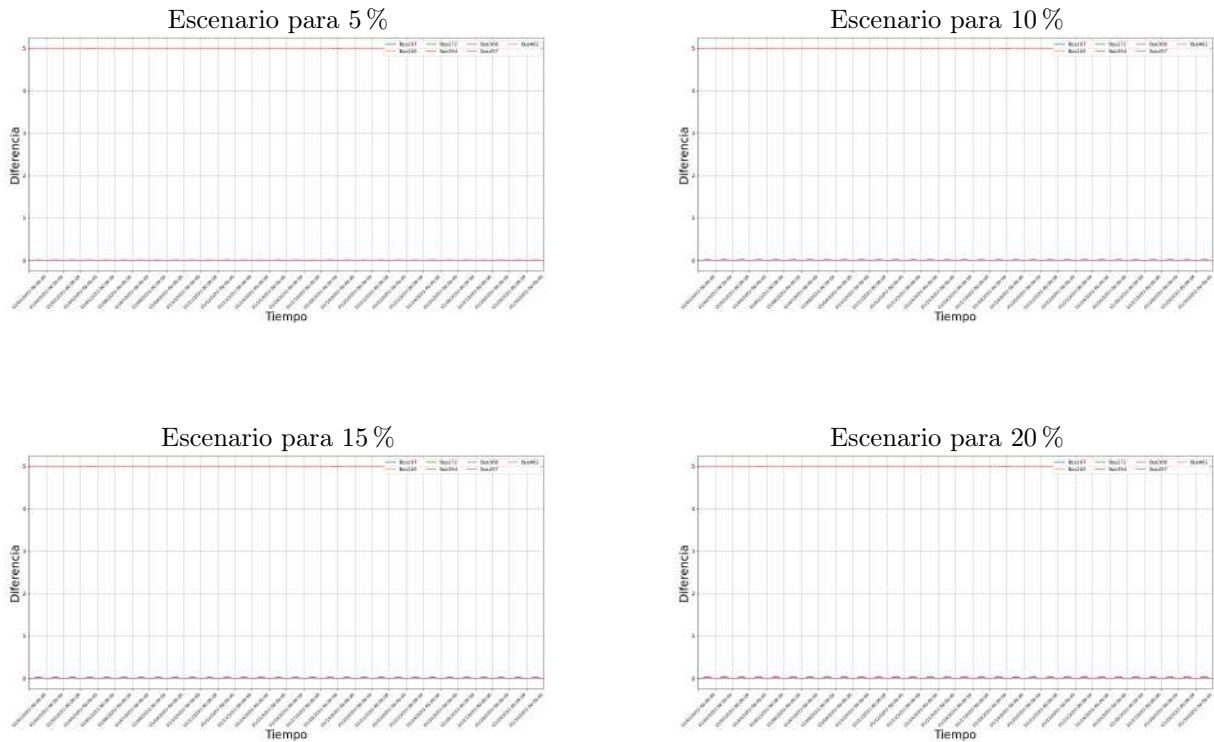
Figura 4.11: Leyenda de las curvas para las gráficas de variación de tensión en BT para la fase C

Fuente: *Elaboración propia*

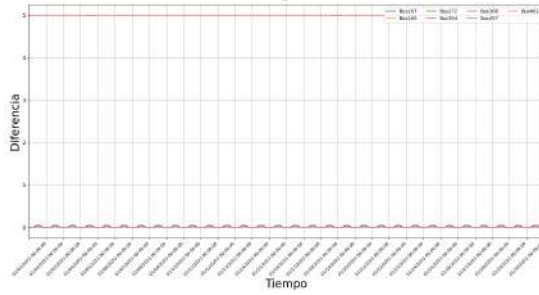
Como se aprecia en la figura 4.10, para la elaboración de este criterio se graficaron las variaciones para las tensiones en la 'fase C', las cuales, para el nivel de penetración de 25 %, aún se encuentran por debajo del $\pm 2\%$, por lo que se puede concluir que este criterio no define el nivel de penetración crítico. Por tanto, como se puede apreciar en las gráficas restantes de la figura 4.10, la variación de la tensión para la 'fase C' no supera la magnitud de un $\pm 2,7\%$ al 100 %, por lo que se puede concluir que las barras del sistema se encuentran seguras antes las fluctuaciones que puedan ocasionar la inyección de generación distribuida.

Fase A:

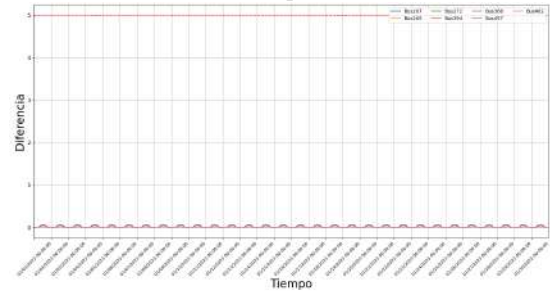
Para el análisis del respectivo criterio en la fase A del sistema, se tiene la figura 4.12:



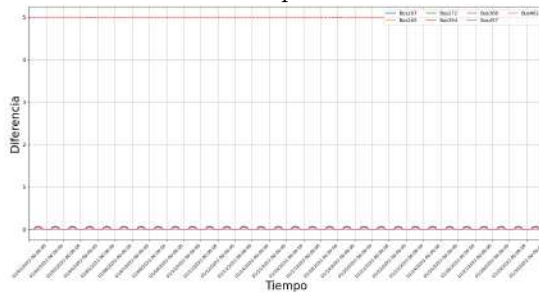
Escenario para 25 %



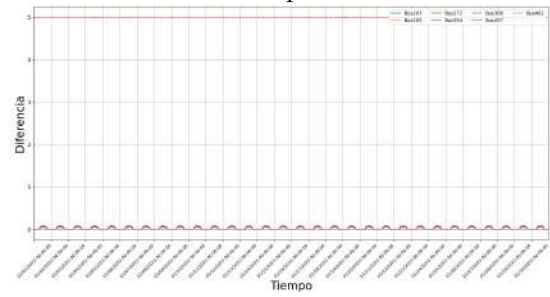
Escenario para 30 %



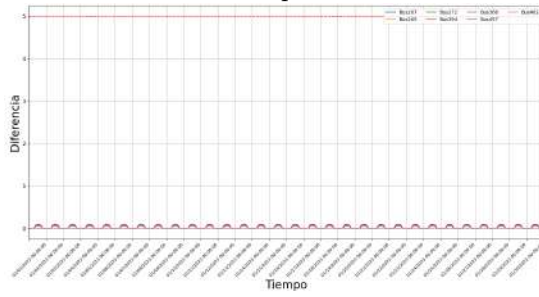
Escenario para 35 %



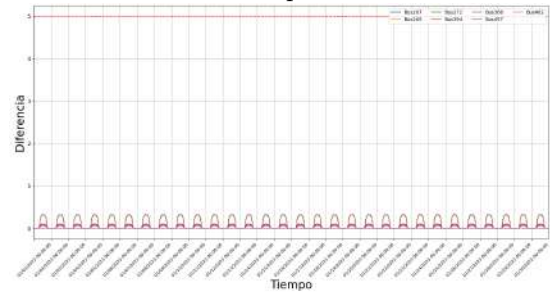
Escenario para 40 %



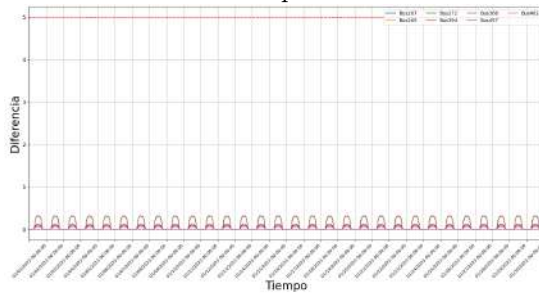
Escenario para 45 %



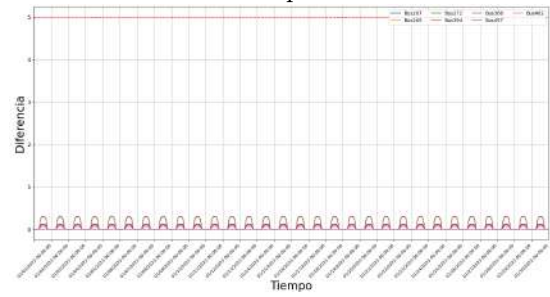
Escenario para 50 %



Escenario para 55 %



Escenario para 60 %



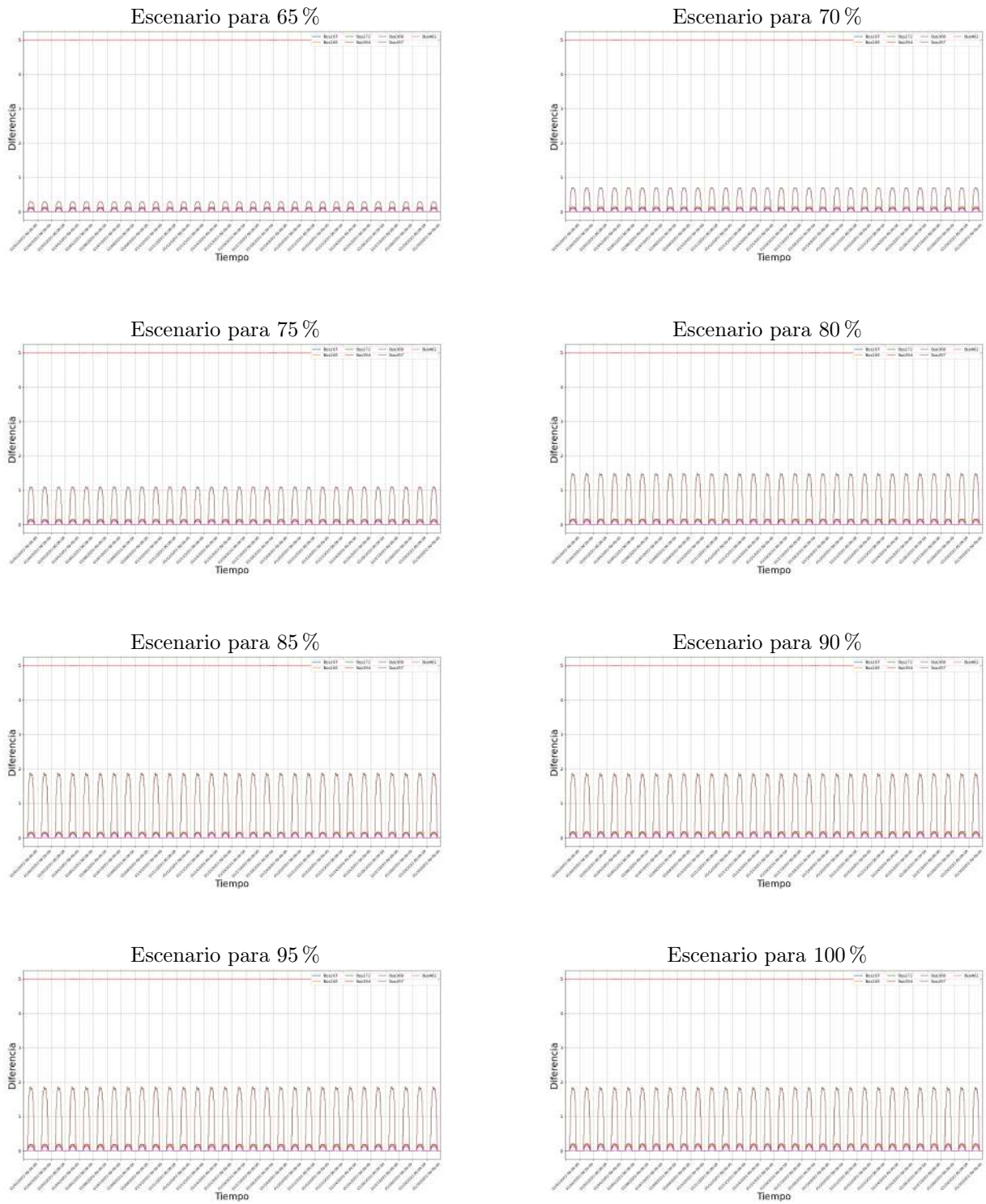


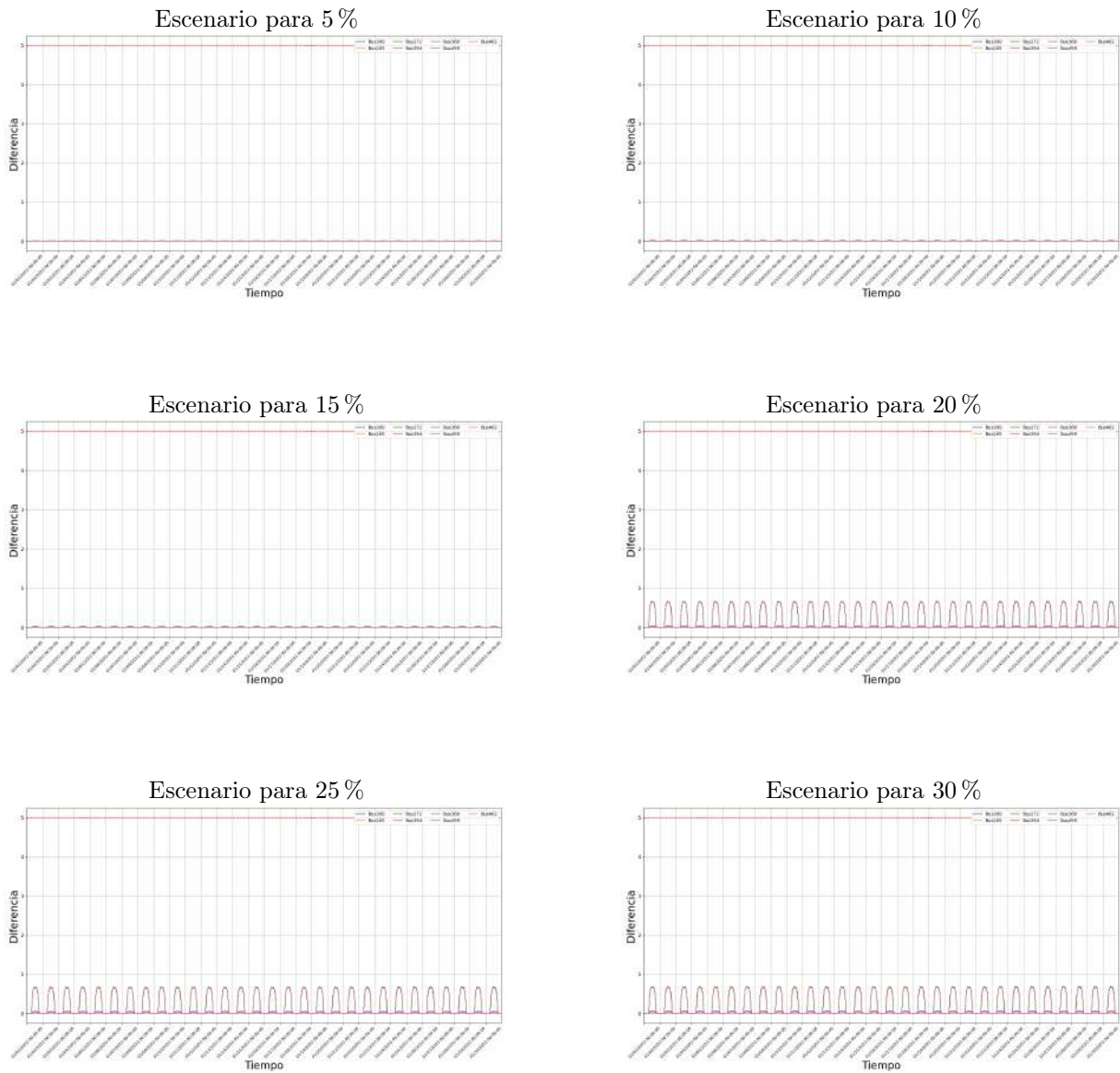
Figura 4.12: Comportamiento de la tensión de las barras con penetración del 0% al 100% para el análisis de la variación de tensión en la fase A

Fuente: *Elaboración propia*

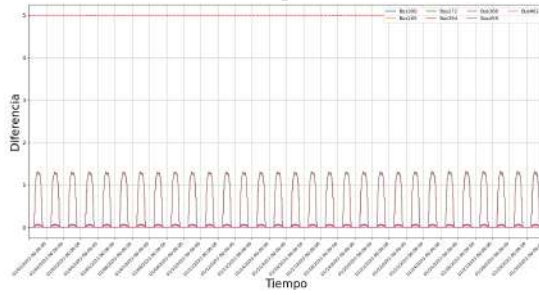
Como se aprecia en la figura 4.12, la variación de la tensión para la fase A apenas ha cambiado para el nivel de penetración de 25 %, por lo que que este criterio no definirá el nivel de penetración crítico. Así, cuando se aprecian las gráficas representativas para los niveles de penetración del 30 % al 100 %, se concluye que para la fase A, el criterio de variación de tensión no se incumple, las barras correspondientes a esta fase no sufrirán fluctuaciones significativas que puedan dañar su equipo.

Fase B:

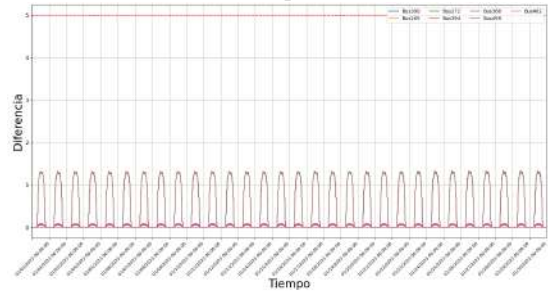
Para el análisis del respectivo criterio en la fase B del sistema, se tiene la figura 4.13:



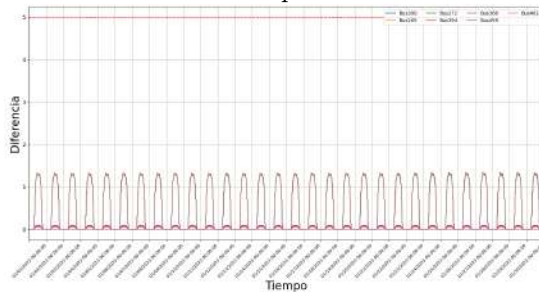
Escenario para 35 %



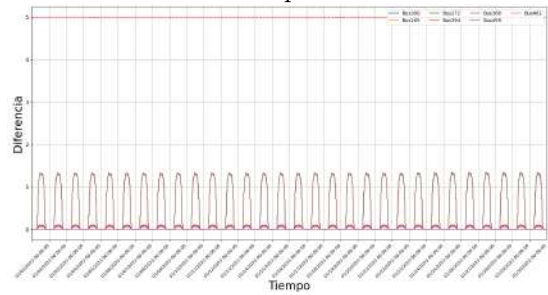
Escenario para 40 %



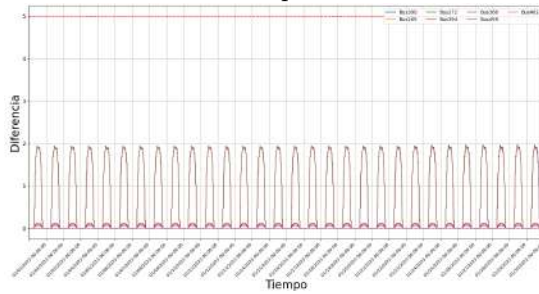
Escenario para 45 %



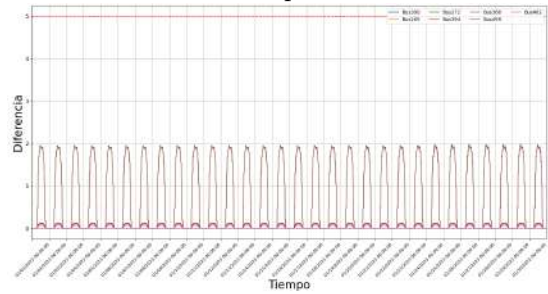
Escenario para 50 %



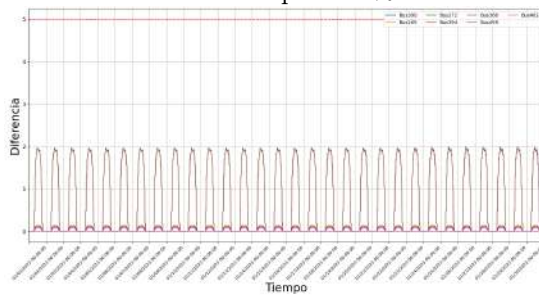
Escenario para 55 %



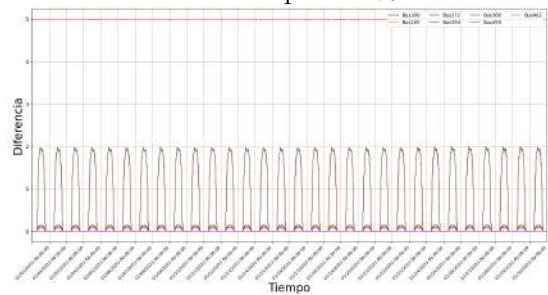
Escenario para 60 %



Escenario para 65 %



Escenario para 70 %



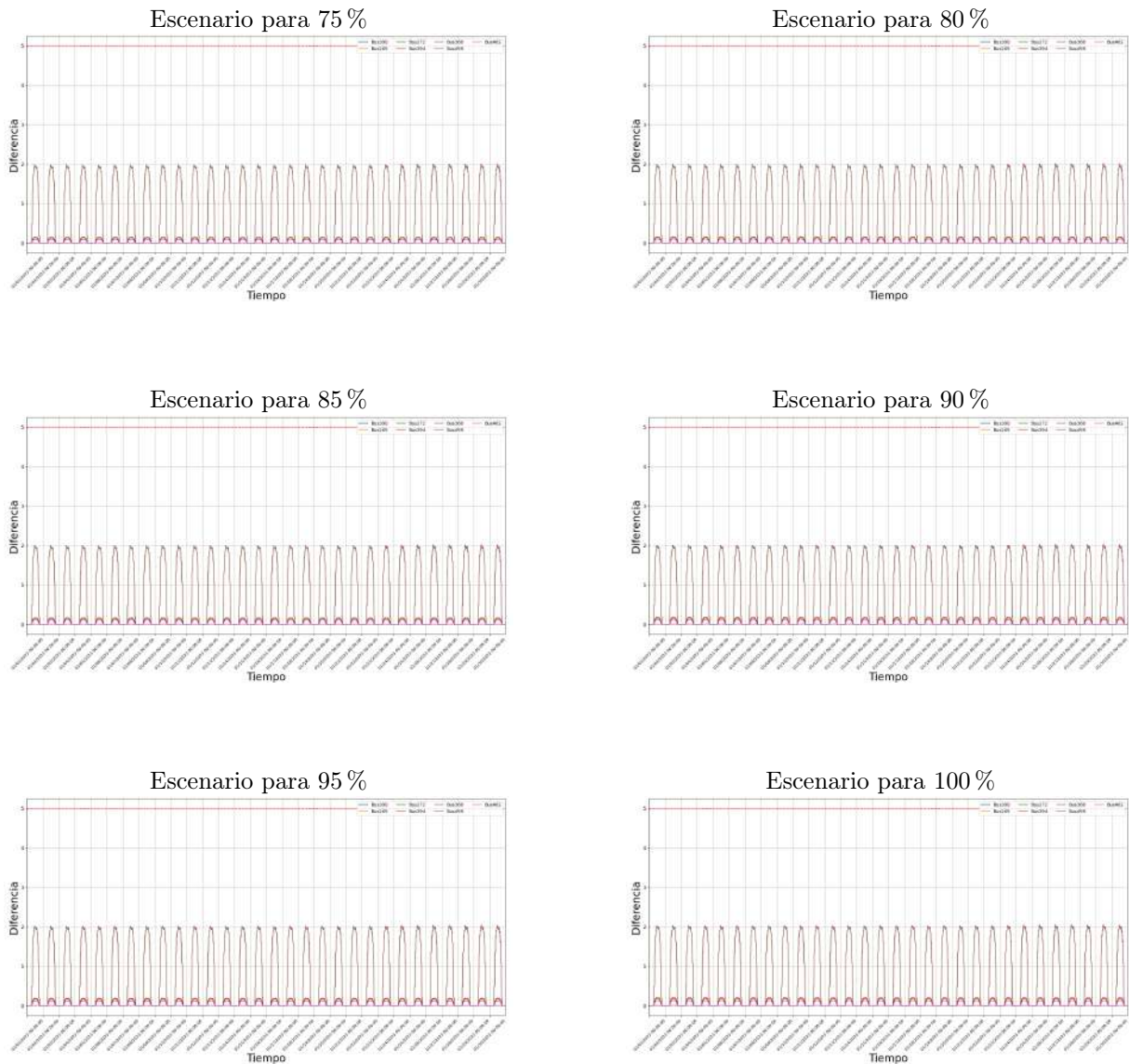


Figura 4.13: Comportamiento de la tensión de las barras con penetración del 0% al 100% para el análisis de la variación de tensión en la fase B

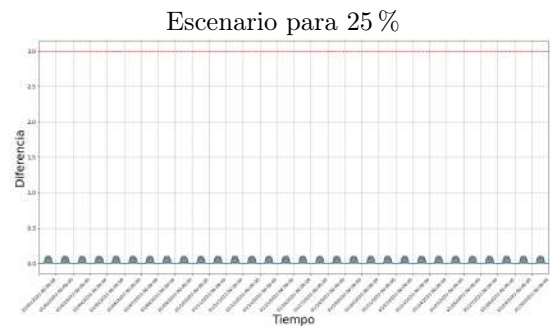
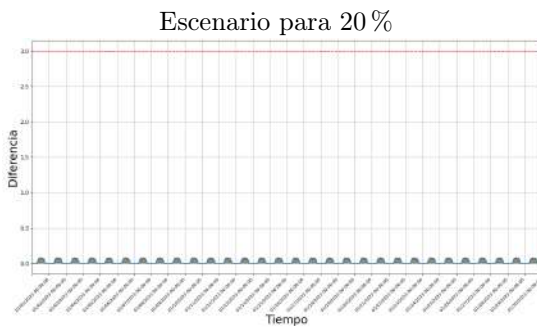
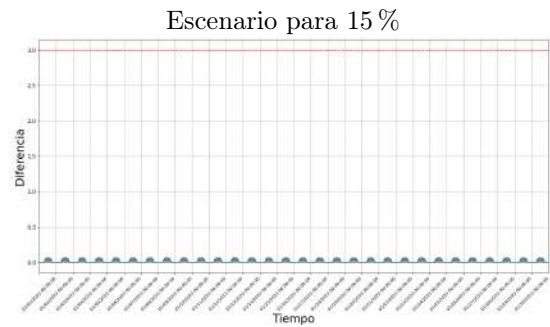
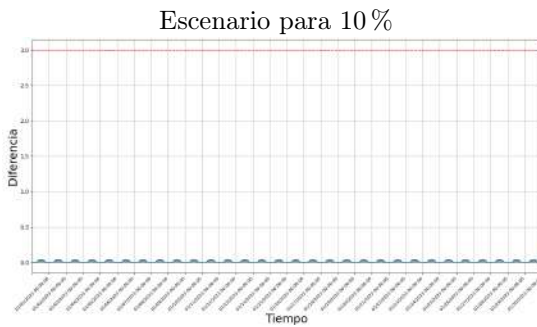
Fuente: *Elaboración propia*

Como se aprecia en las figura 4.13, al igual que en la fase A, la variación de la tensión no ha cambiado significativamente para el nivel de penetración de 25%, por lo que que el criterio de las variaciones de tensión para la 'fase B' del sistema no definirá el nivel de penetración crítico. Así, una vez se analizó el resto de niveles de penetración, de igual forma que en lo obtenido para la fase A, el criterio de variación de tensión no se incumple en la tensión de la fase B.

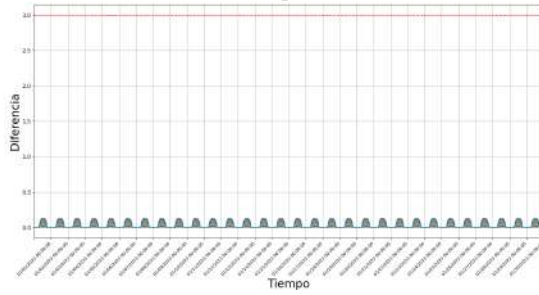
Barras en Media Tensión:

Para el análisis del criterio de variación de tensión para las barras en Media Tensión, se debe recordar que la Ley indica que no puede superar el $\pm 3\%$, a diferencia de los casos de Baja Tensión. Esto es así

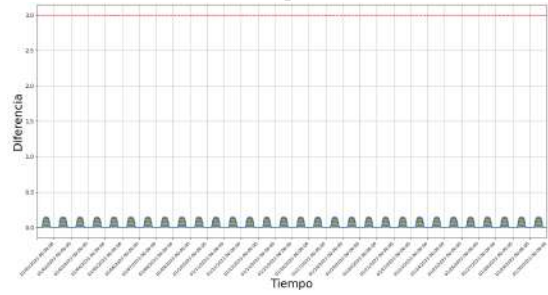
porque las barras a media tensión manejan voltajes en magnitudes de decenas de kV , por lo que no suelen variar mucho, lo que probablemente suceda en este caso. Así, se tiene la figura 4.14 para las gráficas de la diferencia en las barras en MT, mientras que en imagen inicial de la figura, se aprecia la leyenda de las curvas respectivas:



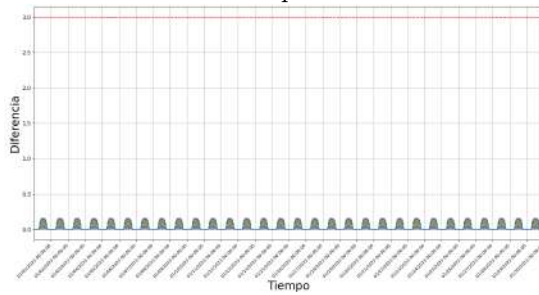
Escenario para 30 %



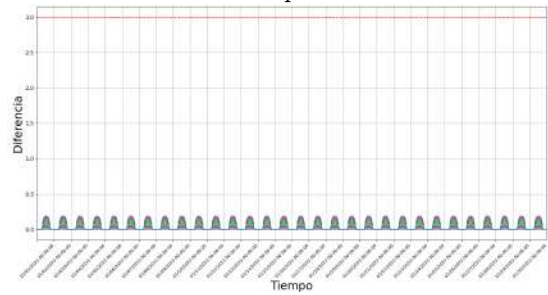
Escenario para 35 %



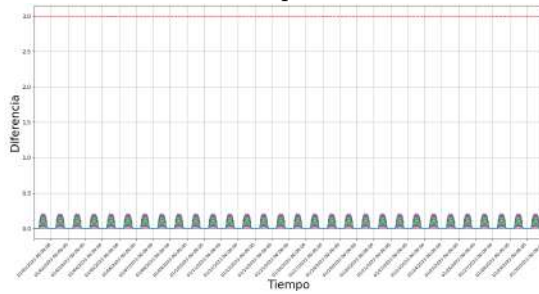
Escenario para 40 %



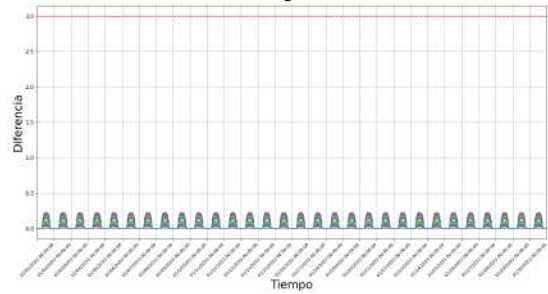
Escenario para 45 %



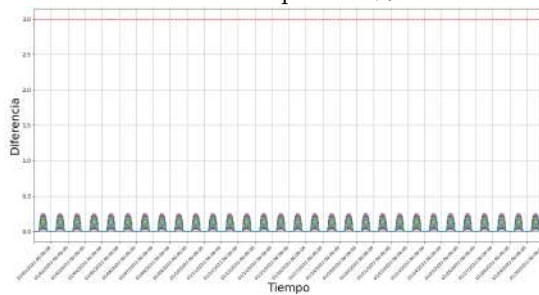
Escenario para 50 %



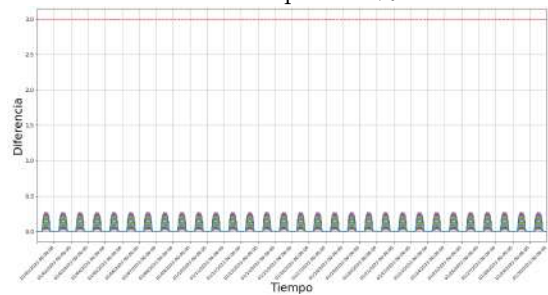
Escenario para 55 %



Escenario para 60 %



Escenario para 65 %



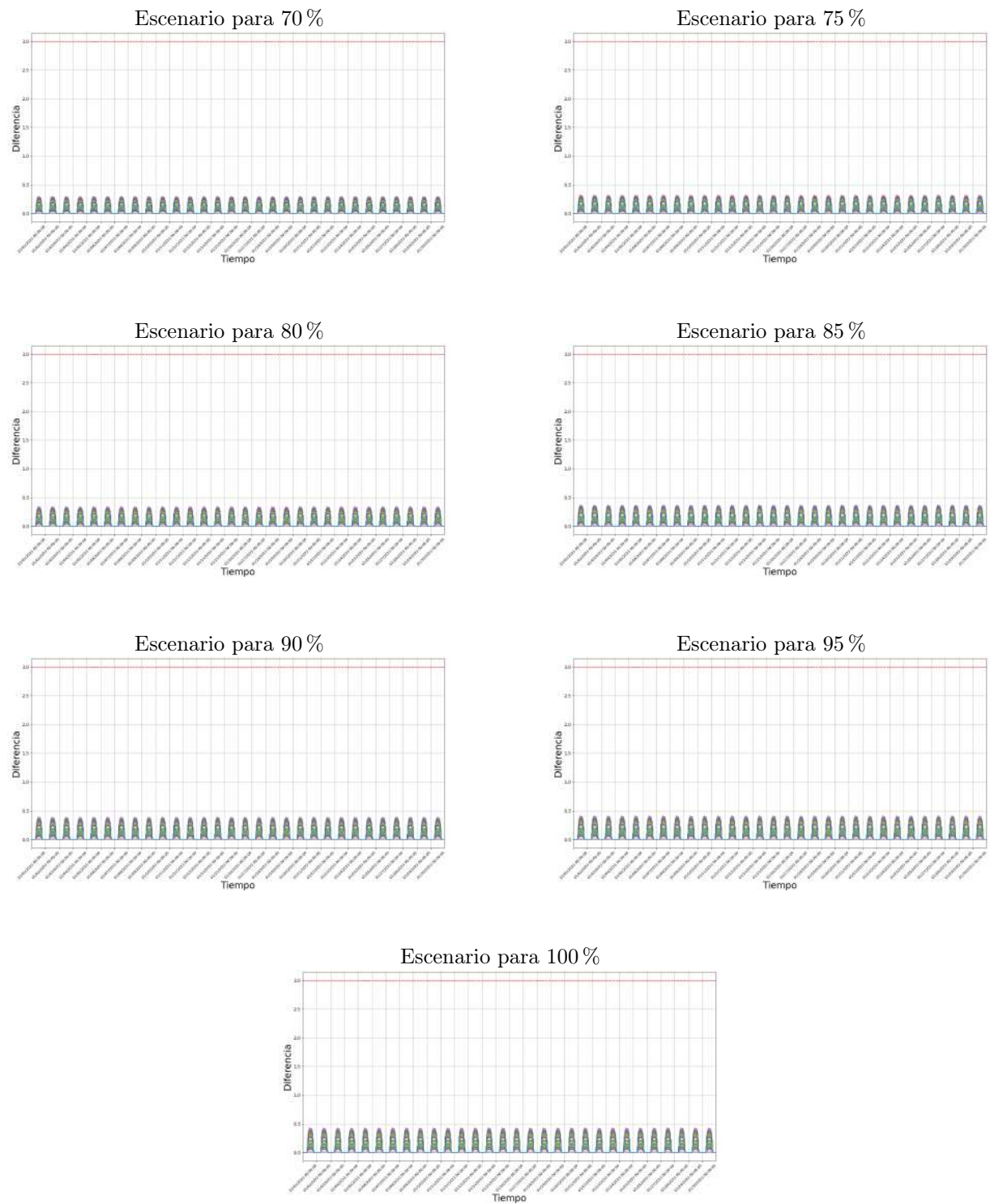


Figura 4.14: Comportamiento de la variación de la tensión de las barras de Media Tensión para niveles de penetración del 0% al 100 %

Fuente: *Elaboración propia*

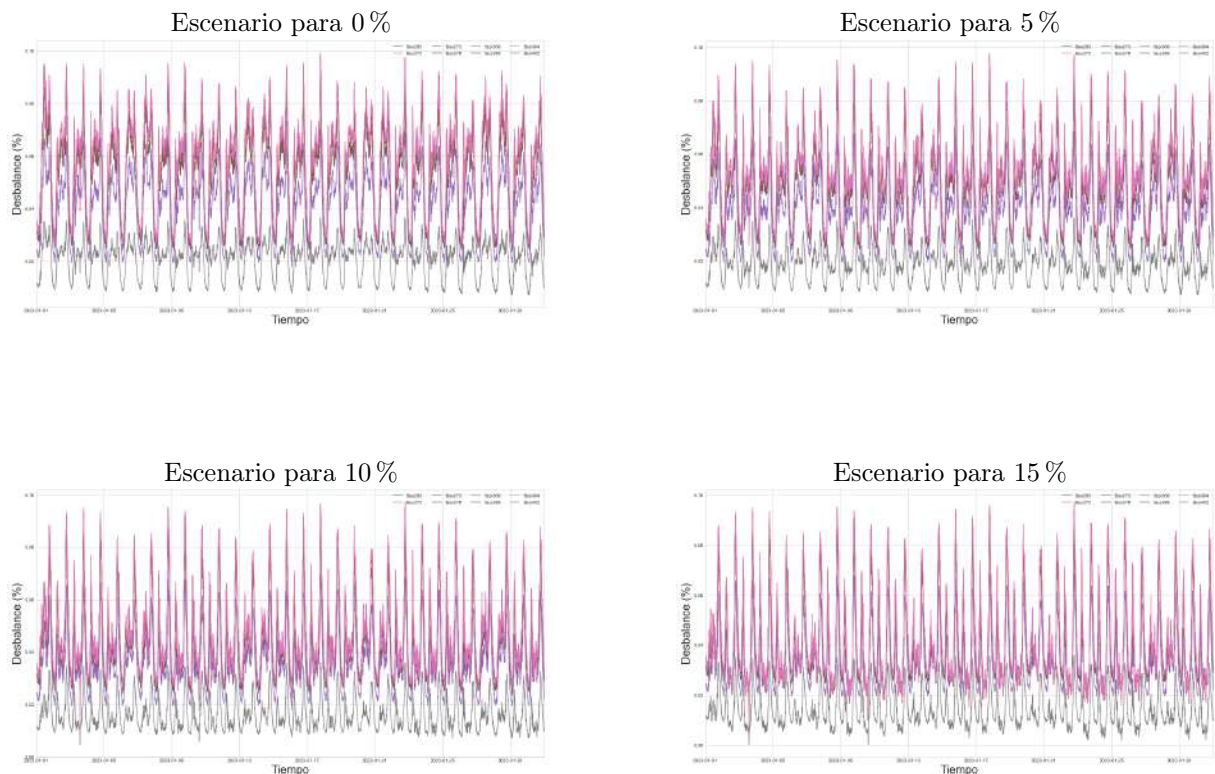
Como se puede apreciar, para el caso de las barras en Media Tensión, éstas apenas y varían, resultado esperable desde el análisis del criterio de aumento de tensión, donde estas apenas y mostraron cambio incluso para niveles altos de penetración. Por lo tanto, se conoce que estas barras sí cumplen el criterio respectivo hasta el nivel de penetración del 25 %, no será el nivel crítico. Así, al analizar las demás gráficas de la figura 4.14, se puede concluir que para el caso de las barras en Media Tensión, estas no incumplen el criterio de variación de tensión en su totalidad, resultado que era esperable en este tipo de barras.

4.3.3. Criterio 3: Desbalance de tensión

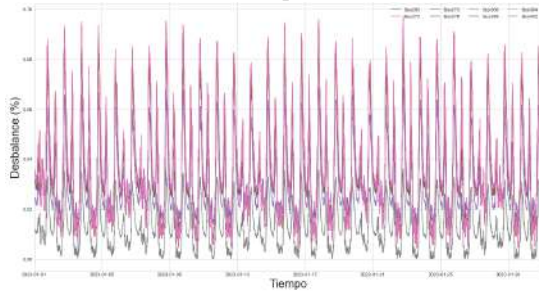
Este criterio, como se ha explicado previamente, consiste en el análisis del desbalance de las cargas entre fases, pues este puede ocasionar pérdidas adicionales, calentamiento o falla prematura de motores de inducción y transformadores (ARESEP, 16 de mayo de 2023). De esta forma, se utiliza la ecuación 4.1 para cuantificar el desbalance, el cual debe ser menor al 3 % para las barras trifásicas en MT o BT igualmente; como los nodos trifásicos son en su mayoría de Media Tensión, se predice que el desbalance de estos no será significativo.

Fase A:

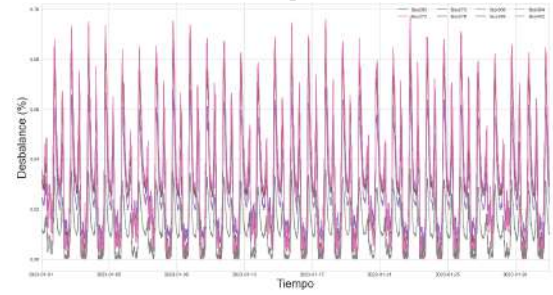
Para el análisis del respectivo criterio en la fase A del sistema, se tiene la figura 4.15:



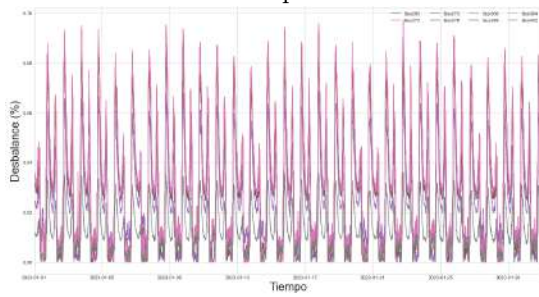
Escenario para 20 %



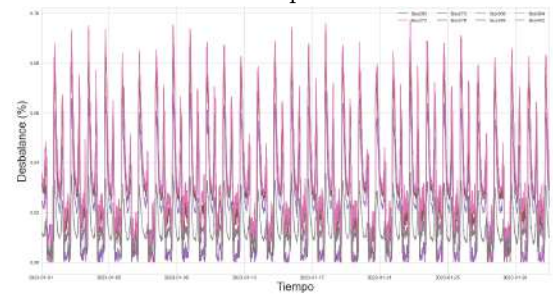
Escenario para 25 %



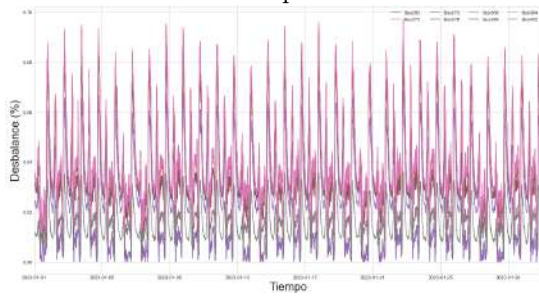
Escenario para 30 %



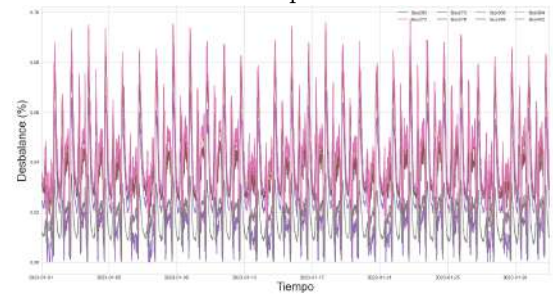
Escenario para 35 %



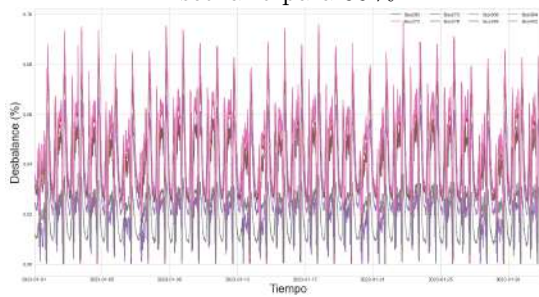
Escenario para 40 %



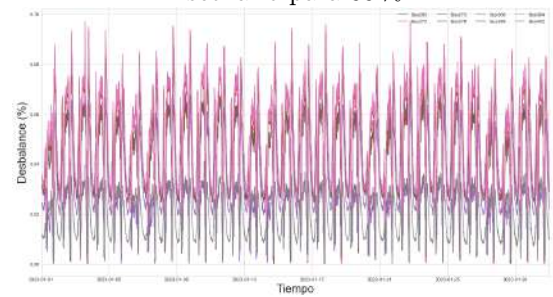
Escenario para 45 %



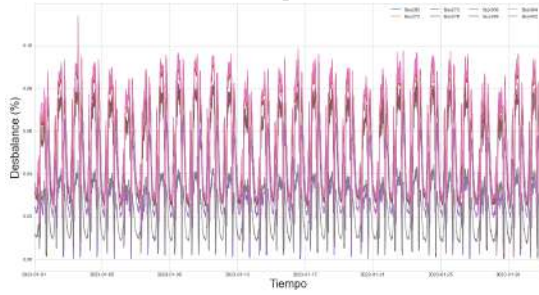
Escenario para 50 %



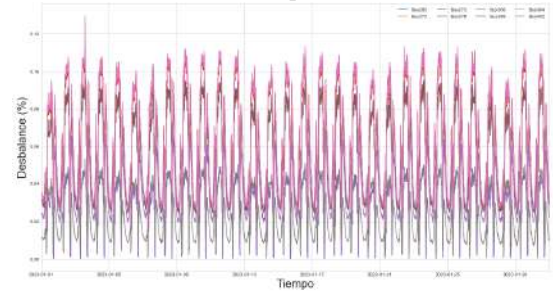
Escenario para 55 %



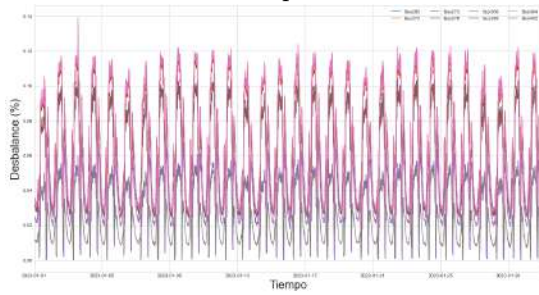
Escenario para 60 %



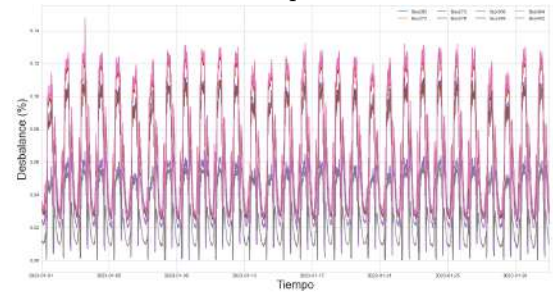
Escenario para 65 %



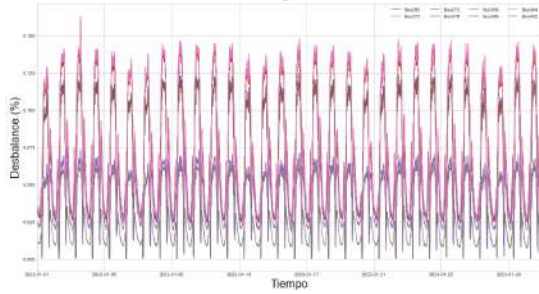
Escenario para 70 %



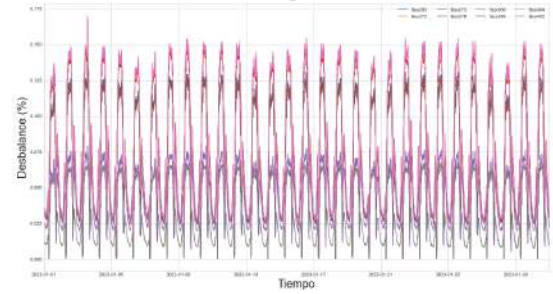
Escenario para 75 %



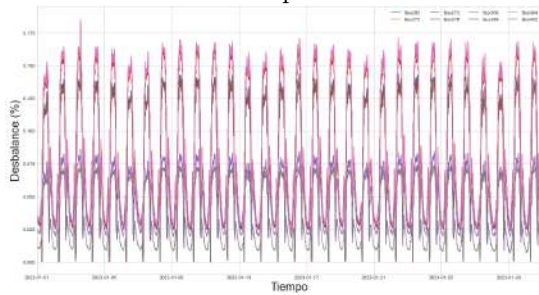
Escenario para 80 %



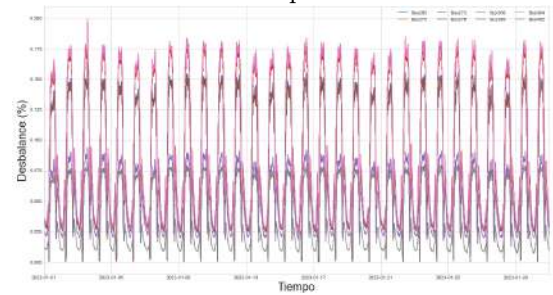
Escenario para 85 %



Escenario para 90 %



Escenario para 95 %



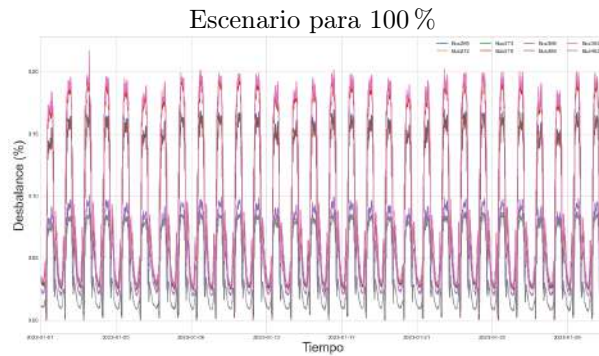


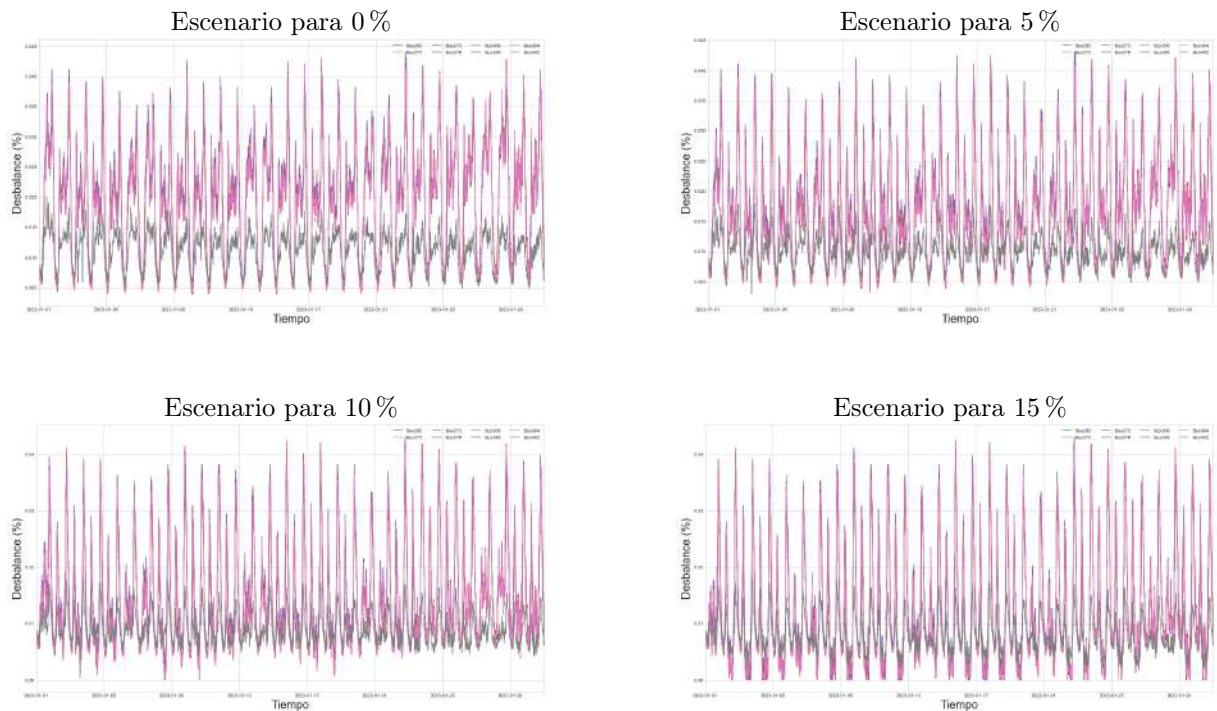
Figura 4.15: Comportamiento de la tensión de las barras con penetración del 0 % al 100 % para el análisis del desbalance de tensión en la fase A

Fuente: *Elaboración propia*

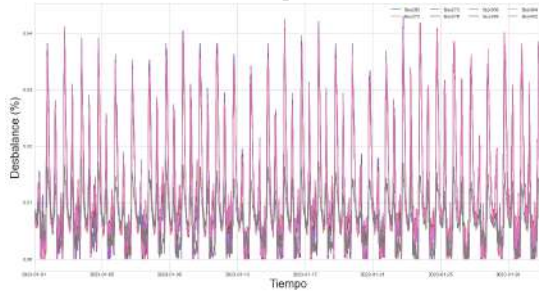
Como se aprecia en la figura 4.15, para la elaboración de este criterio se graficó el desbalance en la fase A de las barras trifásicas, donde se puede apreciar que las curvas tienen un comportamiento descendente hasta el 30 %, es decir, la generación distribuida balanceaba las tensiones con respecto a esta fase. A partir de este nivel, el desbalance aumentó significativamente hasta el 100 %, con la 'Barra 394' de curva color rosada (ver leyenda) mostrando la mayor magnitud por un pequeño margen (no es significativo como para ser descrito por aparte). No obstante, el valor de desbalance porcentual más alto es de solamente 0,20 %, que no se acerca al 3 % límite permitido, por lo que este criterio es respetado en la Fase A.

Fase B:

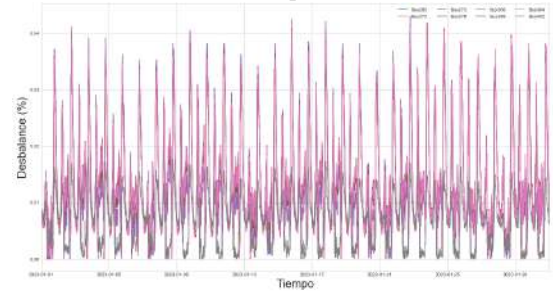
Para el análisis del respectivo criterio en la fase A del sistema, se tiene la figura 4.12:



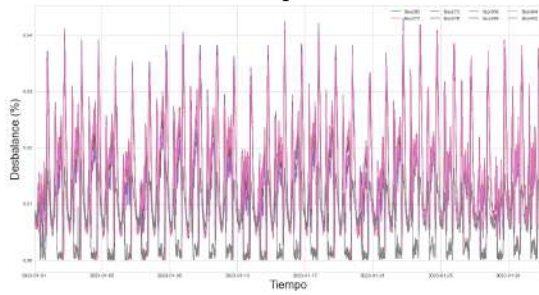
Escenario para 20 %



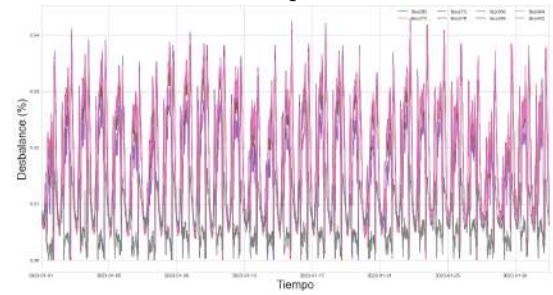
Escenario para 25 %



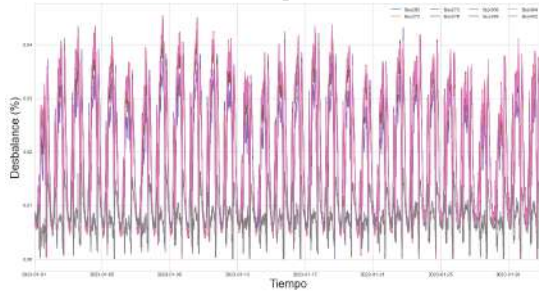
Escenario para 30 %



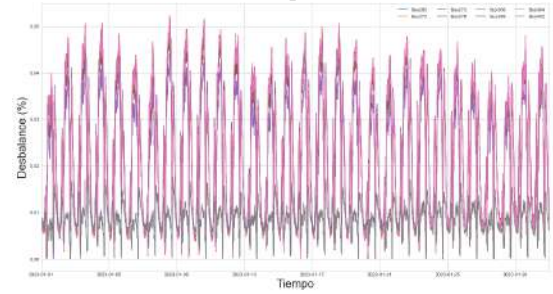
Escenario para 35 %



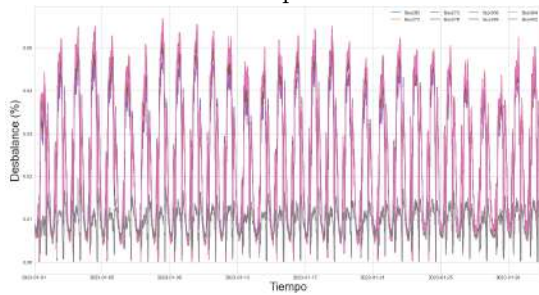
Escenario para 40 %



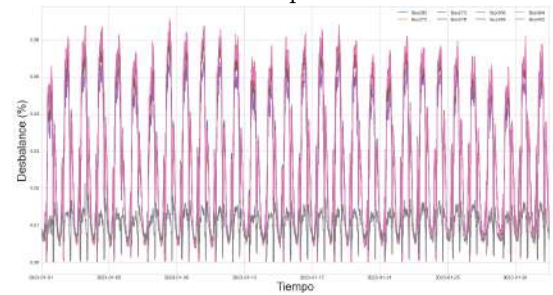
Escenario para 45 %



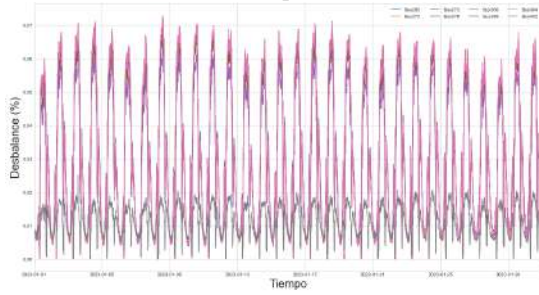
Escenario para 50 %



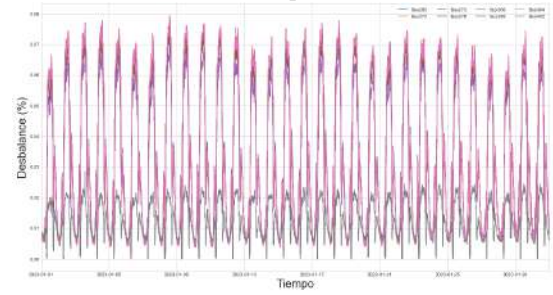
Escenario para 55 %



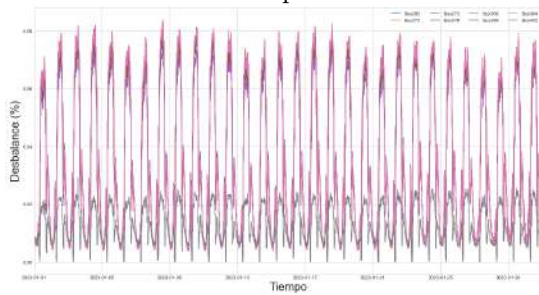
Escenario para 60 %



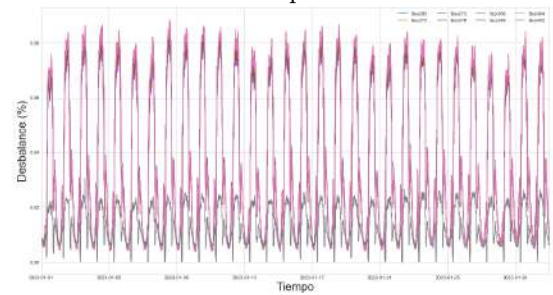
Escenario para 65 %



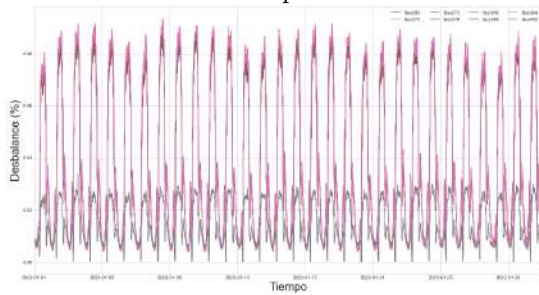
Escenario para 70 %



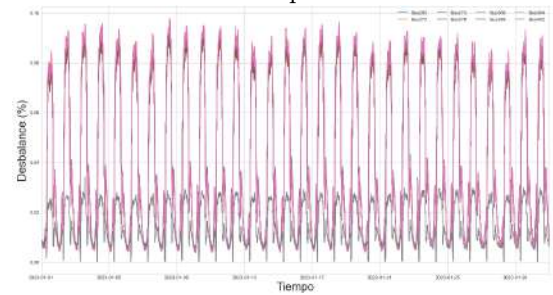
Escenario para 75 %



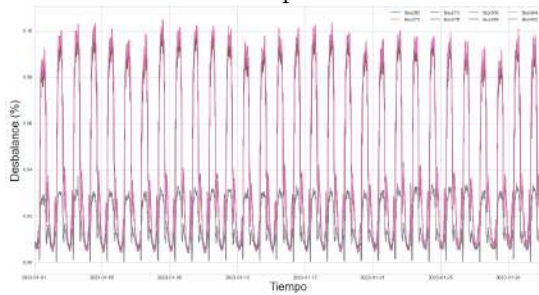
Escenario para 80 %



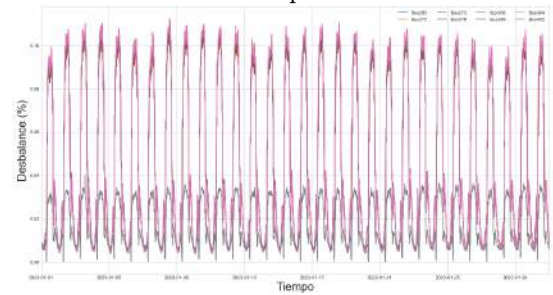
Escenario para 85 %



Escenario para 90 %



Escenario para 95 %



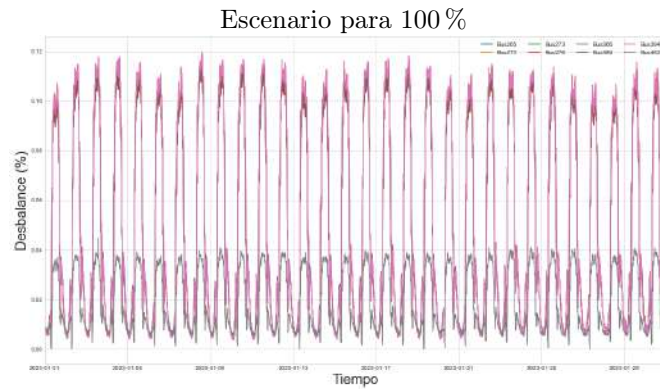


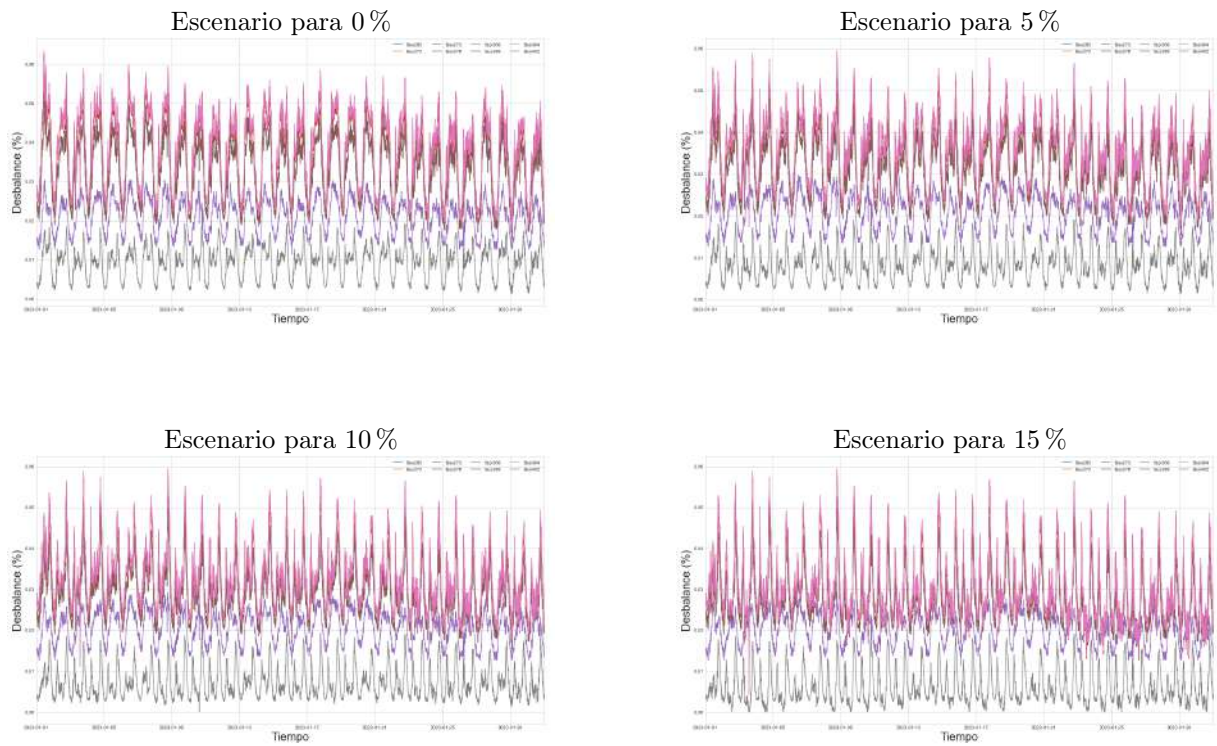
Figura 4.16: Comportamiento de la tensión de las barras con penetración del 0% al 100% para el análisis del desbalance de tensión en la fase B

Fuente: *Elaboración propia*

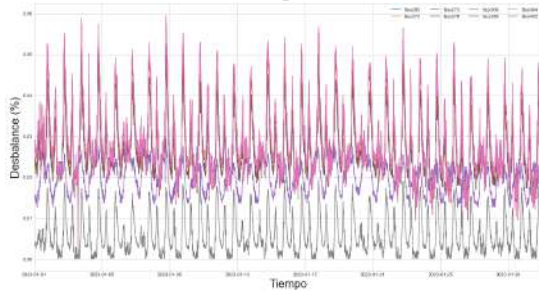
Como se aprecia en la figura 4.16, el desbalance en la fase B de las barras trifásicas, al igual que en la fase A, tiene un comportamiento descendente, en este caso hasta el 20% de penetración, donde, a partir de este nivel, el desbalance crece hasta el 100%. No obstante, el valor máximo de desbalance porcentual es de solamente 0,12%, por lo que este criterio es respetado en la Fase B al no superar el 3% límite.

Fase C:

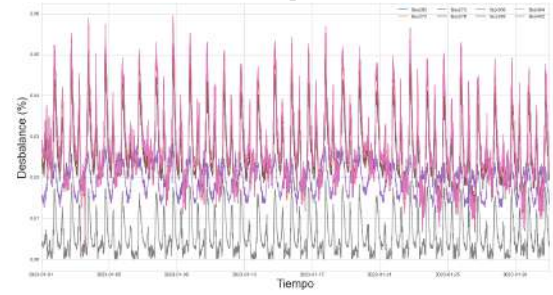
Para el análisis del respectivo criterio en la fase C del sistema, se tiene la figura 4.17:



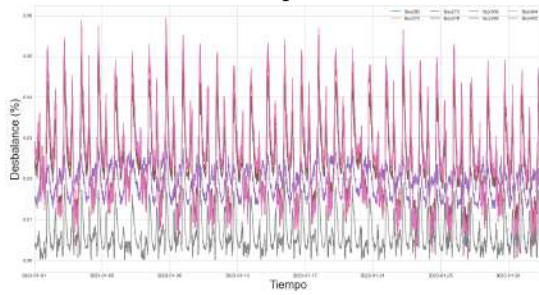
Escenario para 20 %



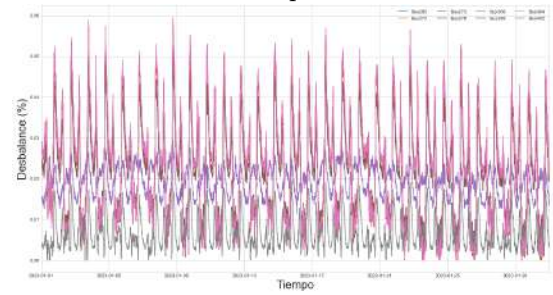
Escenario para 25 %



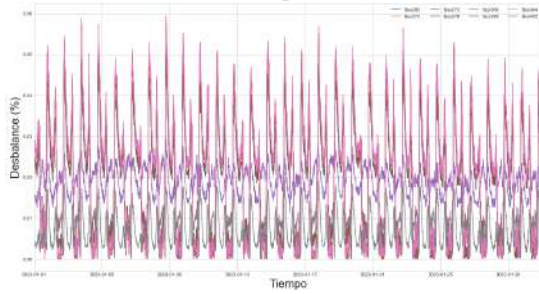
Escenario para 30 %



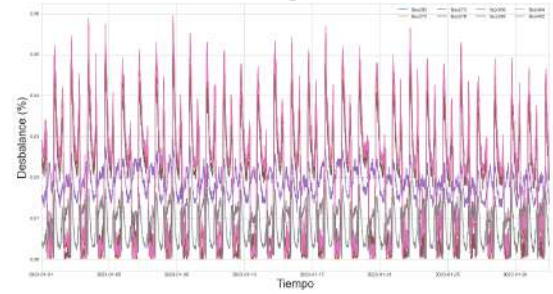
Escenario para 35 %



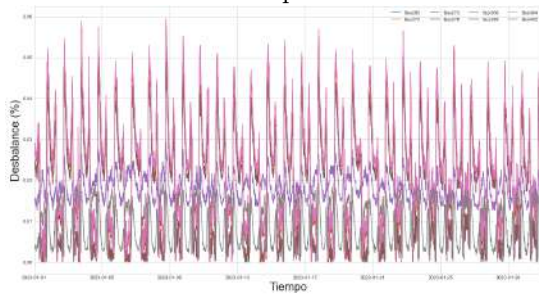
Escenario para 40 %



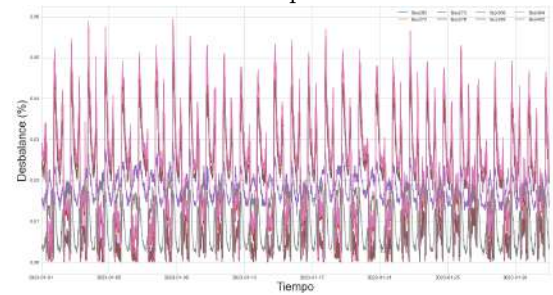
Escenario para 45 %



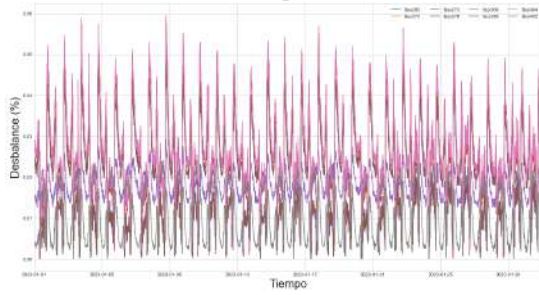
Escenario para 50 %



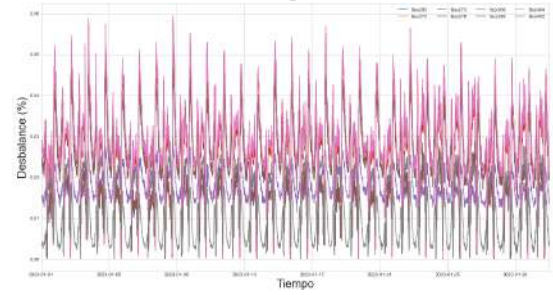
Escenario para 55 %



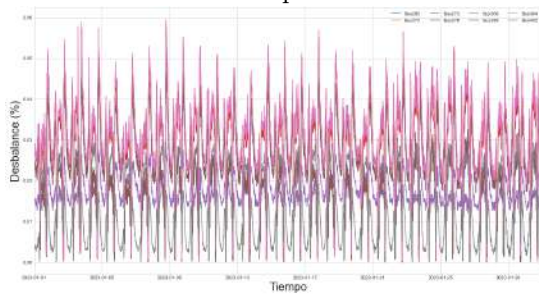
Escenario para 60 %



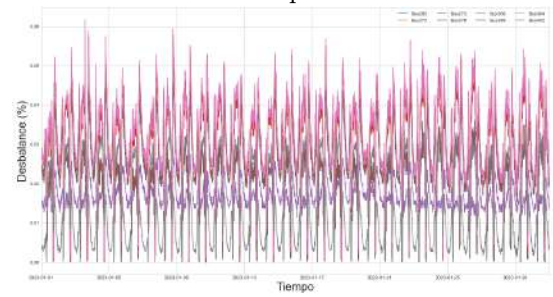
Escenario para 65 %



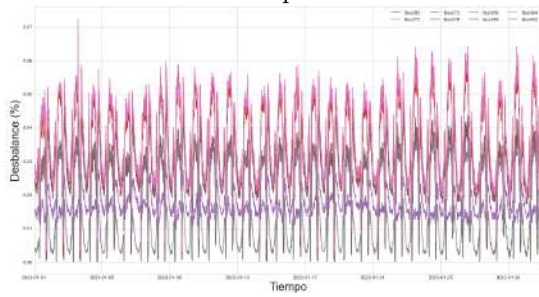
Escenario para 70 %



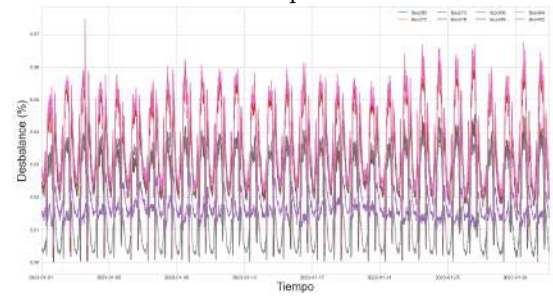
Escenario para 75 %



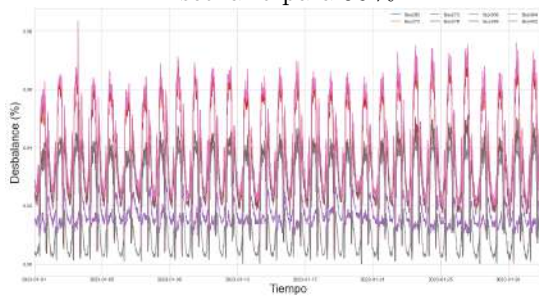
Escenario para 80 %



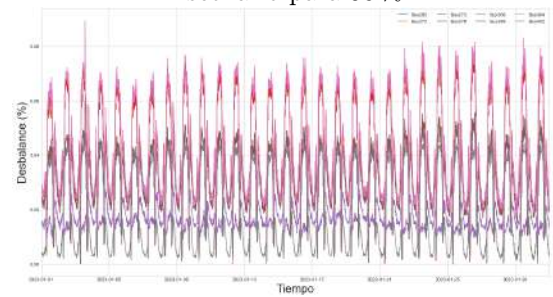
Escenario para 85 %



Escenario para 90 %



Escenario para 95 %



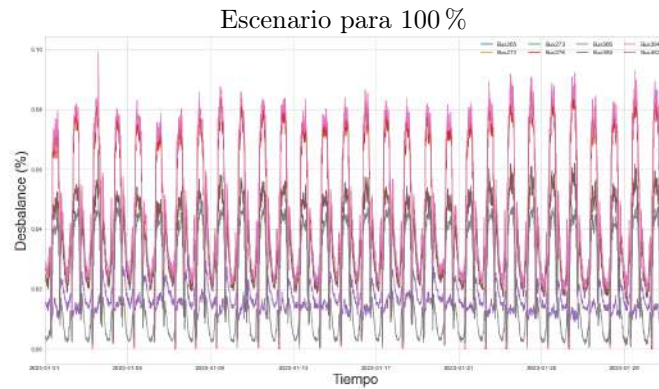


Figura 4.17: Comportamiento de la tensión de las barras con penetración del 0 % al 100 % para el análisis del desbalance de tensión en la fase C

Fuente: *Elaboración propia*

Como se aprecia en la figura 4.17, el desbalance en la fase C de las barras trifásicas tienen un comportamiento descendente hasta aproximadamente el 50 % de penetración de generación distribuida, al igual que las otras dos fases, este desempeño se explicará con mayor detalle en la sección 4.4.3. A partir de este nivel, el desbalance igualmente aumentó significativamente hasta el 100 % hasta alcanzar un valor máximo de 0,1 %, por lo que no incumple este criterio para la fase C al no superar la magnitud límite de 3 % dictada por la ARESEP (ARESEP, 16 de mayo de 2023).

4.3.4. Criterio 4: Sobrecarga de conductores y transformadores

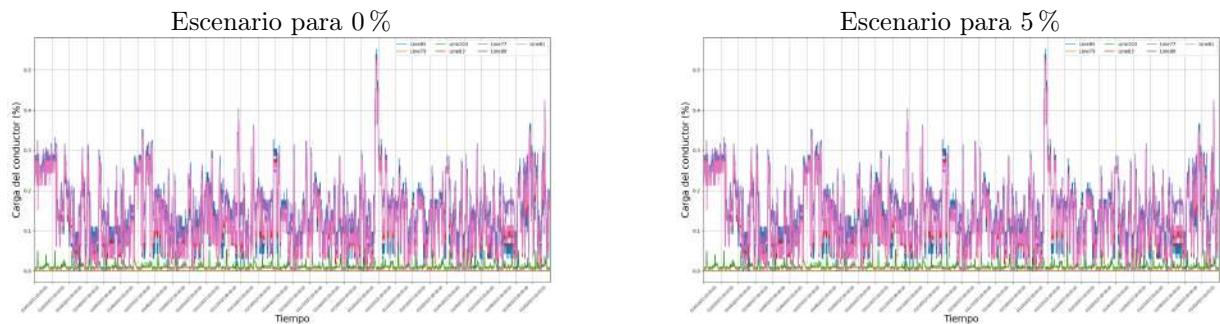
Para este criterio, se descargaron los perfiles de carga de las líneas de transmisión y de los transformadores, en donde se encuentran divididos en 3 fases para ambos casos. Así, se graficó cada fase por separado para comprobar si se alcanza el 100 % máximo permitido. Se discutirán primero las líneas de transmisión:

Criterio 4 en Líneas de Transmisión

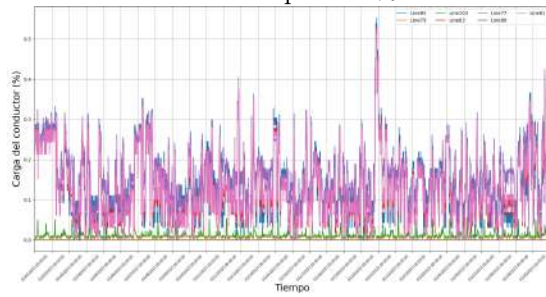
Para el caso de las líneas de transmisión, vale la pena destacar que, acorde al calibre del cable discutido en el apartado 3.5.1, éstas gráficas son la representación de la corriente que fluye por el cable sobre la capacidad máxima, que, para estos cables, es de alrededor de 185 A según indicaciones de Coopesantos al respecto.

Fase A:

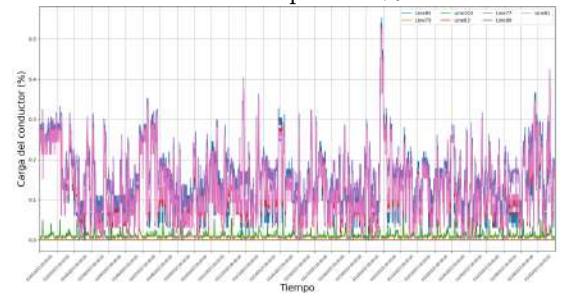
Se tiene la figura 4.18:



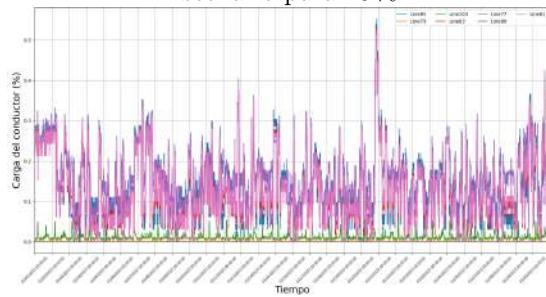
Escenario para 10 %



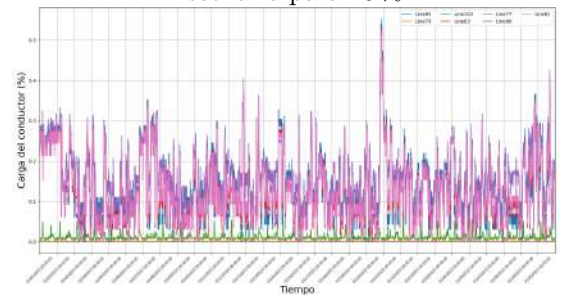
Escenario para 15 %



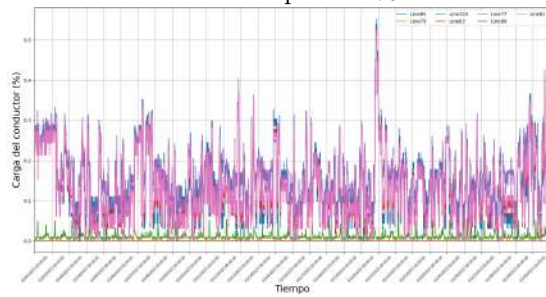
Escenario para 20 %



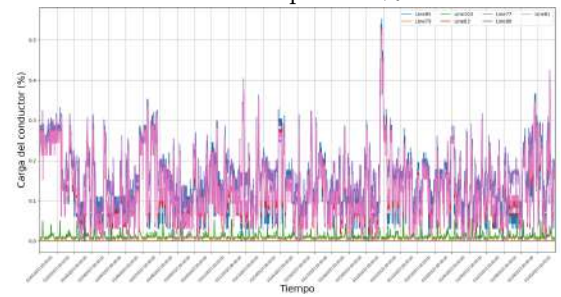
Escenario para 25 %



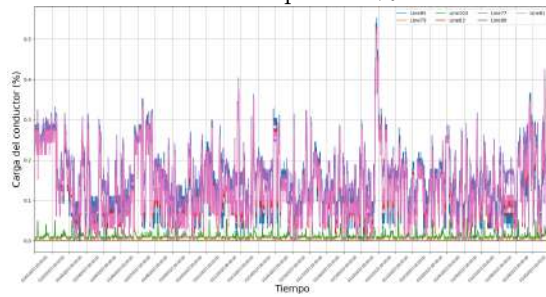
Escenario para 30 %



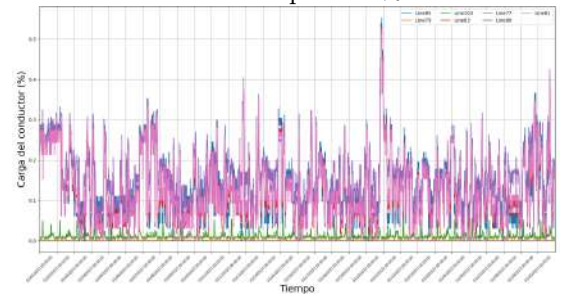
Escenario para 35 %



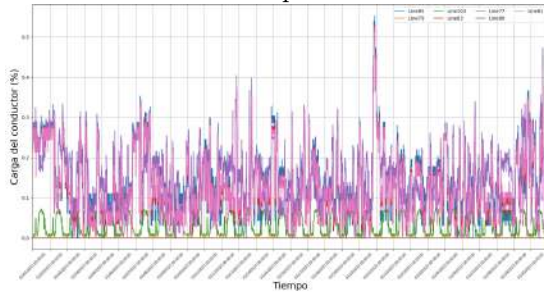
Escenario para 40 %



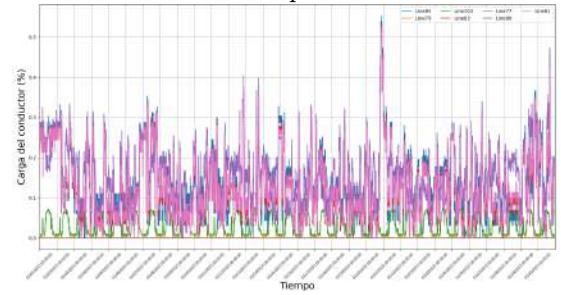
Escenario para 45 %



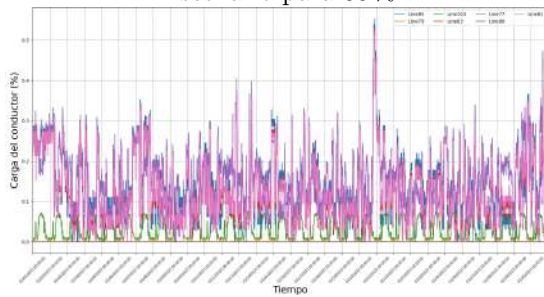
Escenario para 50 %



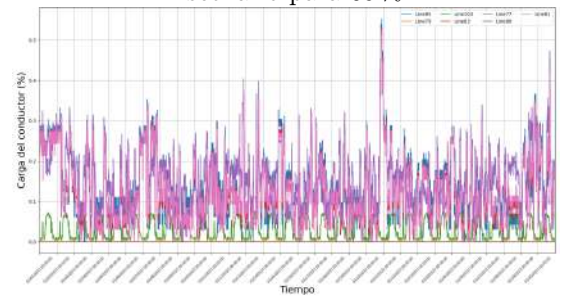
Escenario para 55 %



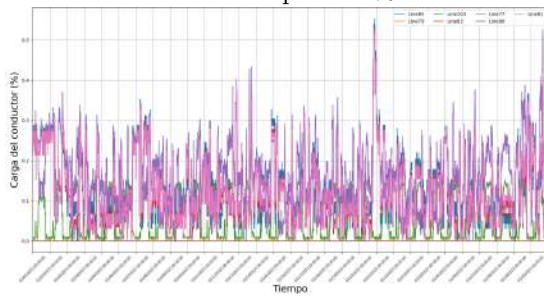
Escenario para 60 %



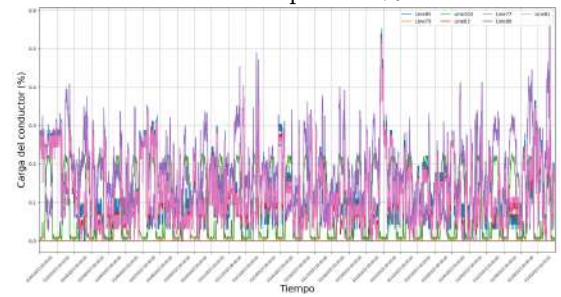
Escenario para 65 %



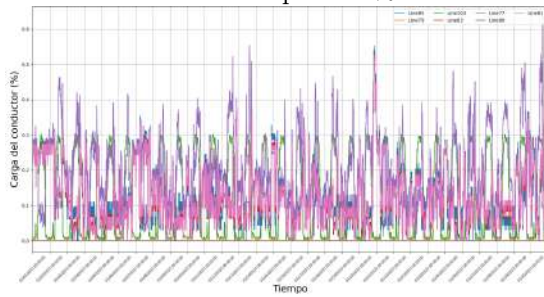
Escenario para 70 %



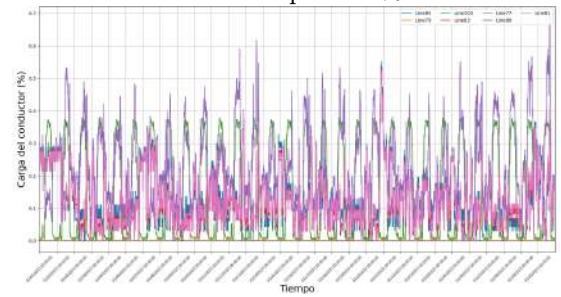
Escenario para 75 %



Escenario para 80 %



Escenario para 85 %



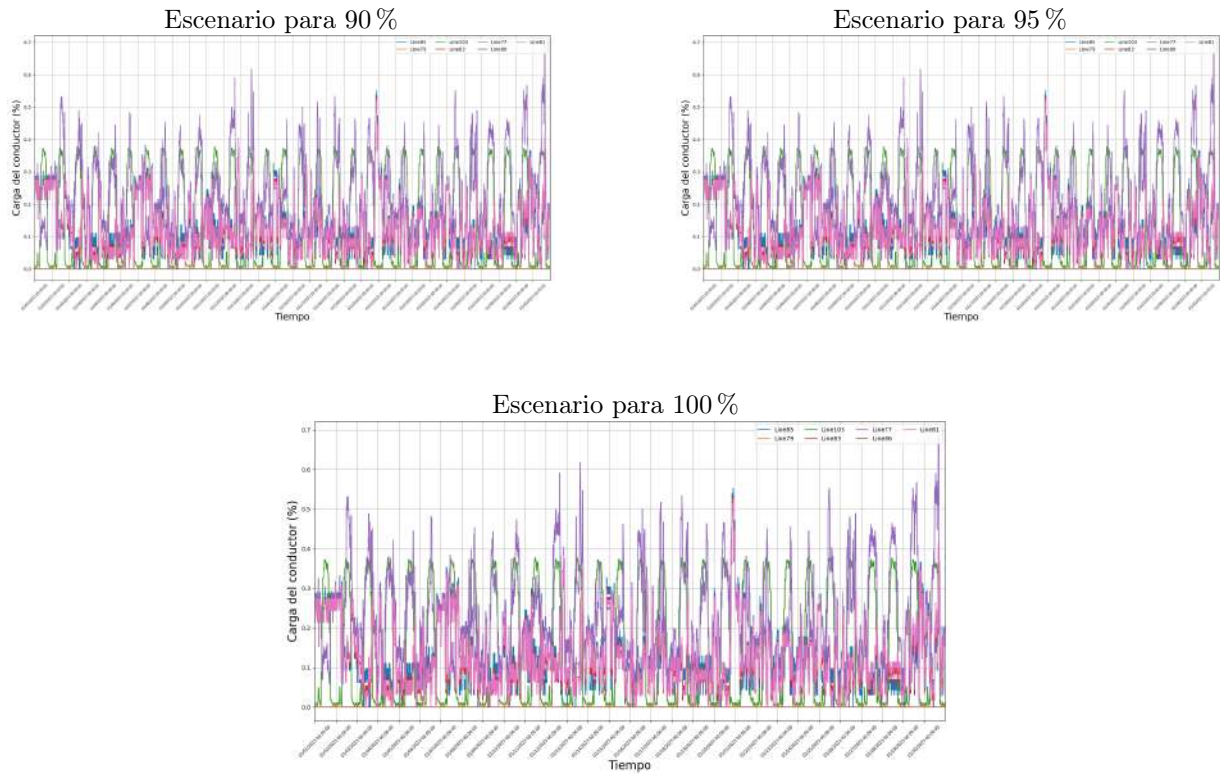


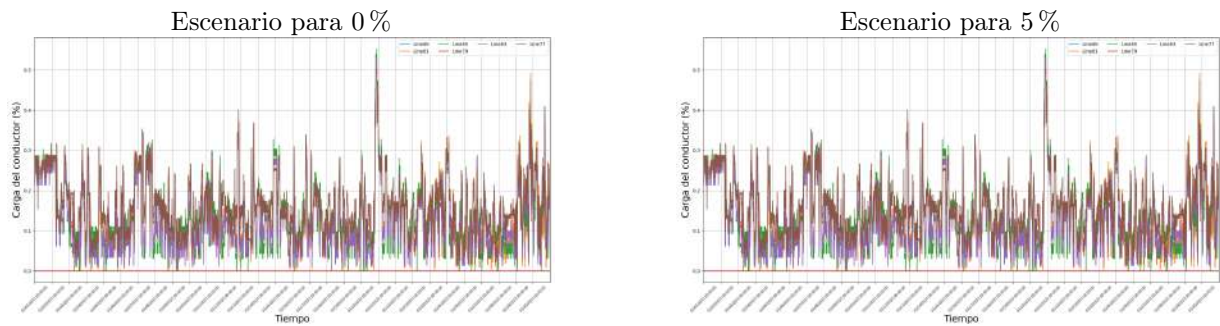
Figura 4.18: Comportamiento de la sobrecarga de los conductores a distintos niveles de penetración para la fase A

Fuente: *Elaboración propia*

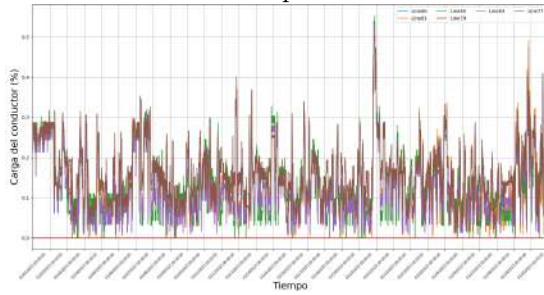
Nuevamente, se simuló en saltos de 5% hasta alcanzar el 25% de nivel de penetración que es el porcentaje crítico. Como bien se aprecia en las figuras, está lejos de incumplirlo, por lo que se concluye que respetará el criterio como tal, para lo cual en las siguientes gráficas se confirma como no se incumplió el criterio para el 100%, para esta fase los porcentajes de sobrecarga se encuentran sumamente bajos.

Fase B:

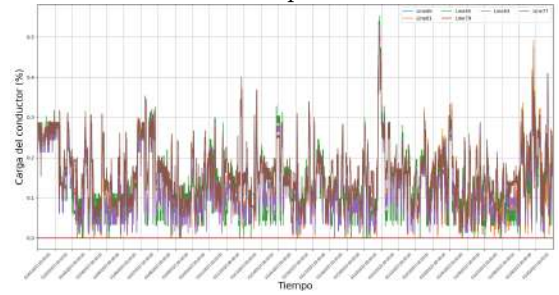
A continuación, en la figura 4.19 se muestran los porcentajes de sobrecarga hasta el nivel de penetración crítico hasta el momento de 25% y la continuación del análisis hasta el 100% de nivel de penetración:



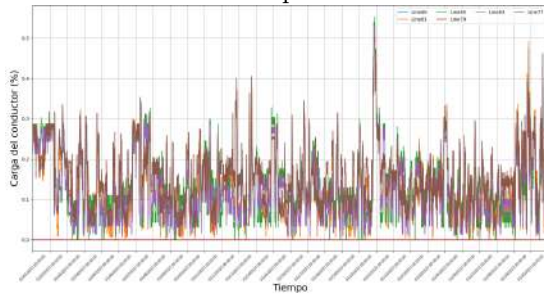
Escenario para 10 %



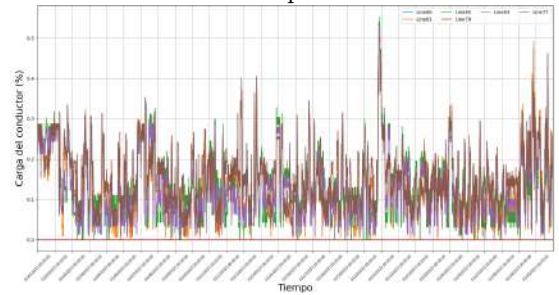
Escenario para 15 %



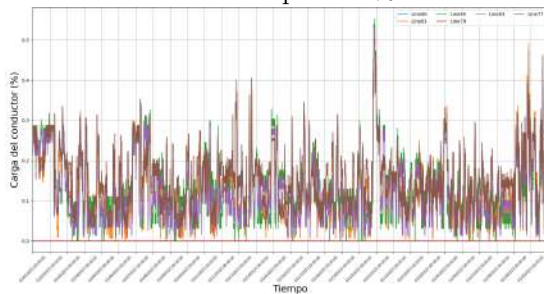
Escenario para 20 %



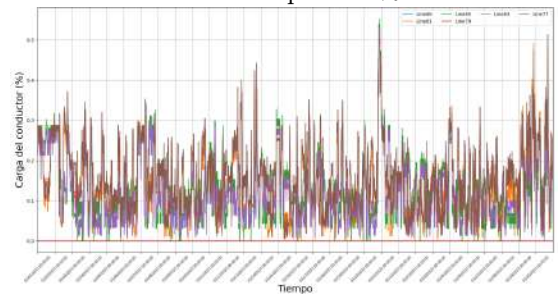
Escenario para 25 %



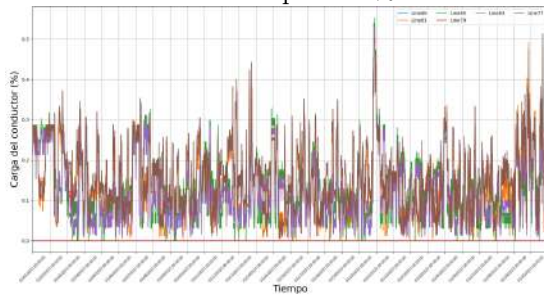
Escenario para 30 %



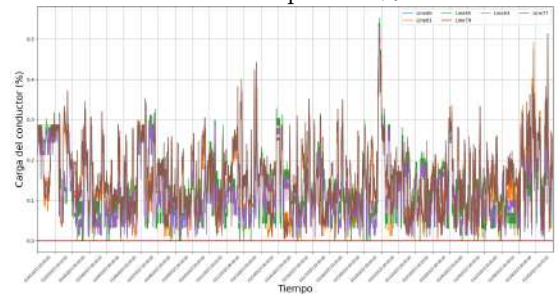
Escenario para 35 %



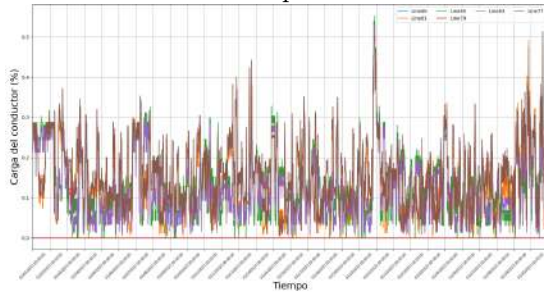
Escenario para 40 %



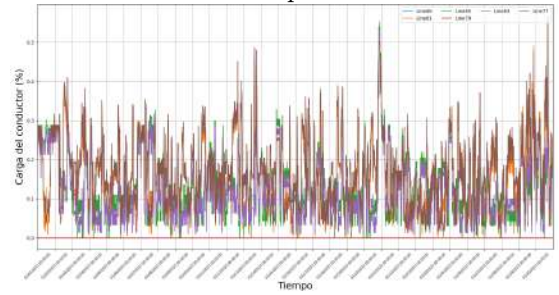
Escenario para 45 %



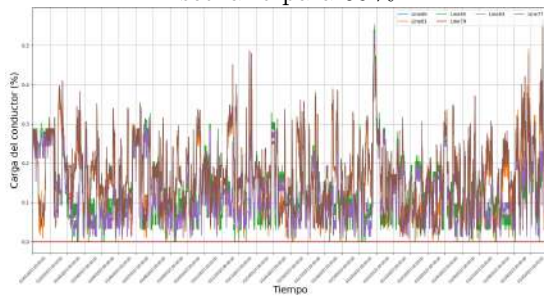
Escenario para 50 %



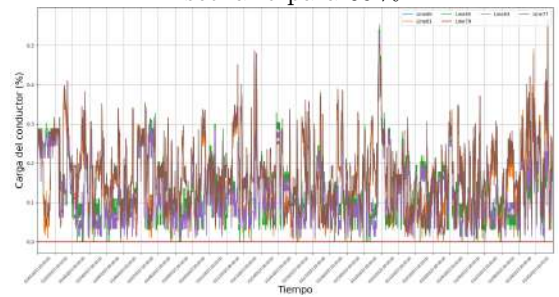
Escenario para 55 %



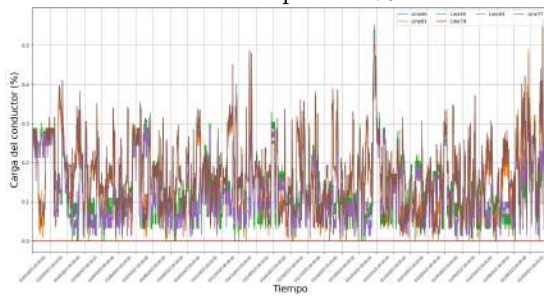
Escenario para 60 %



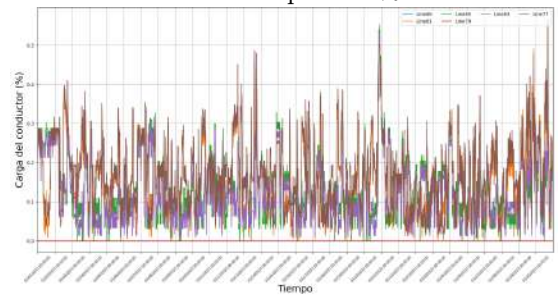
Escenario para 65 %



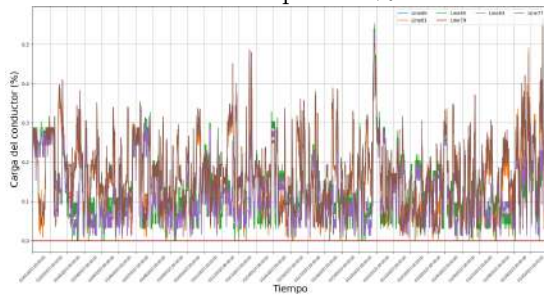
Escenario para 70 %



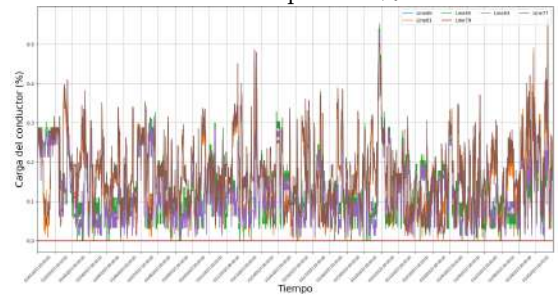
Escenario para 75 %



Escenario para 80 %



Escenario para 85 %



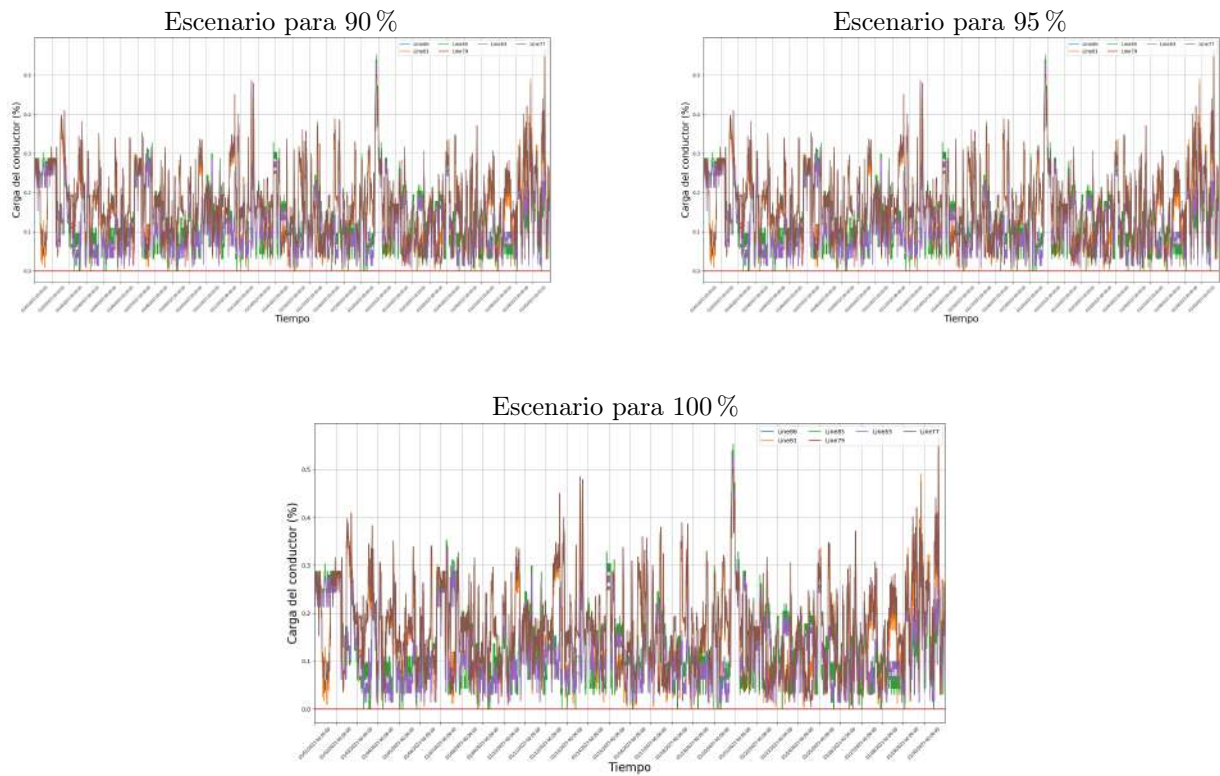


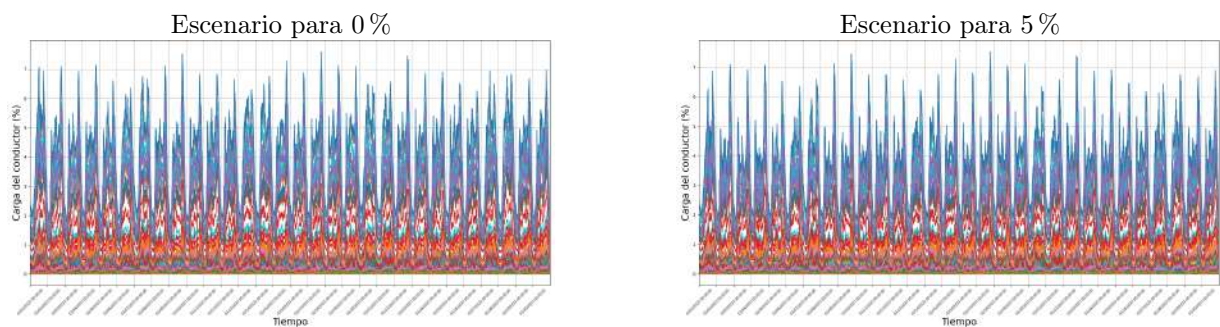
Figura 4.19: Comportamiento de la sobrecarga de los conductores a distintos niveles de penetración para la fase B

Fuente: *Elaboración propia*

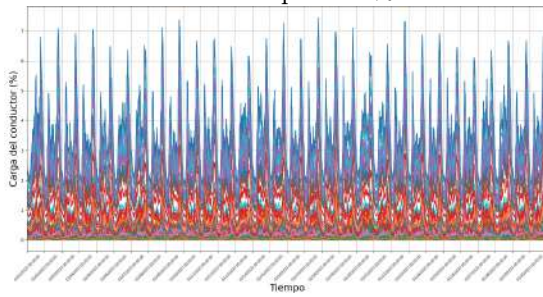
En la figura 4.19 se logra apreciar que los porcentajes de sobrecarga no se encuentran para nada cerca de incumplir su 100 % de sobrecarga, por lo que se concluye que respetará el criterio de sobrecarga de conductores para la fase B.

Fase C:

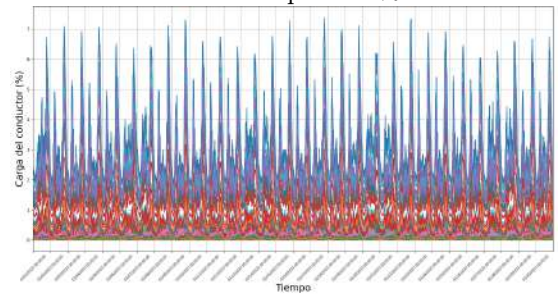
Finalmente, a continuación se muestran en la figura 4.20 los porcentajes de sobrecarga hasta el nivel de penetración crítica hasta el momento de 25 % para la fase C, así como los casos de niveles de penetración correspondientes hasta alcanzar el 100 %. Por otro lado, en la figura 4.21 se aprecia la leyenda para las curvas respectivas de las gráficas:



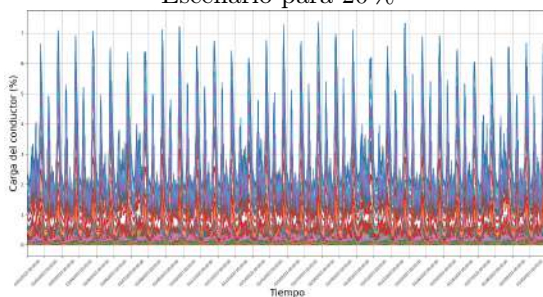
Escenario para 10 %



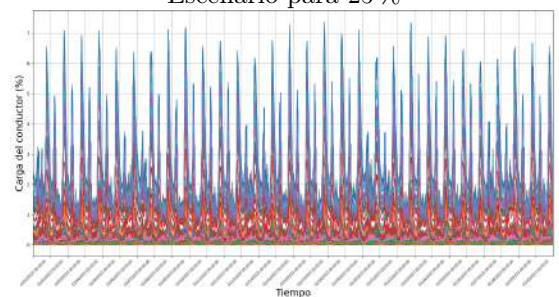
Escenario para 15 %



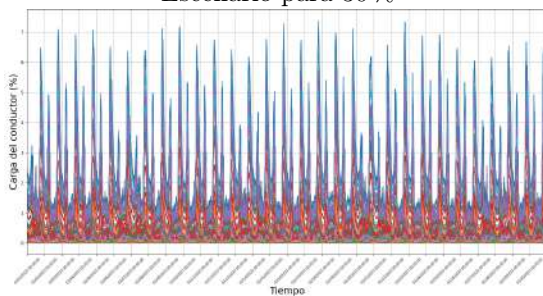
Escenario para 20 %



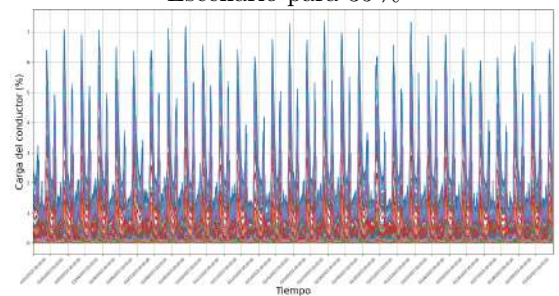
Escenario para 25 %



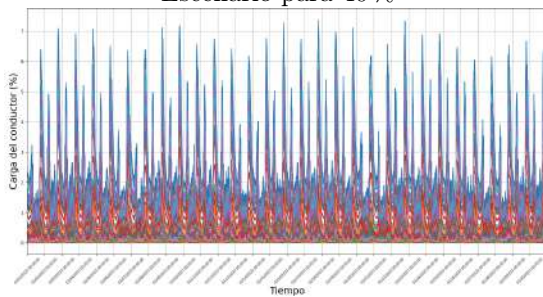
Escenario para 30 %



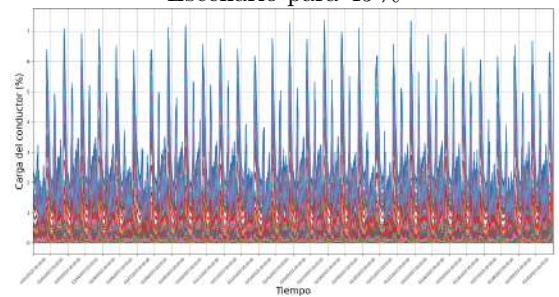
Escenario para 35 %



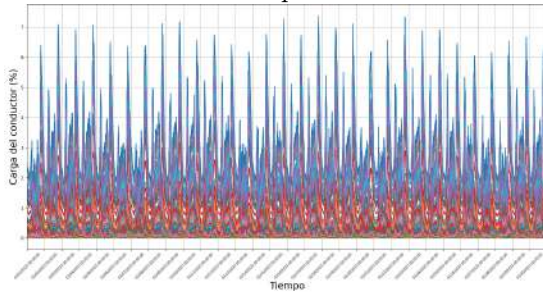
Escenario para 40 %



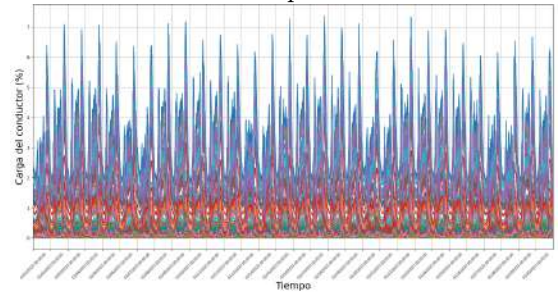
Escenario para 45 %



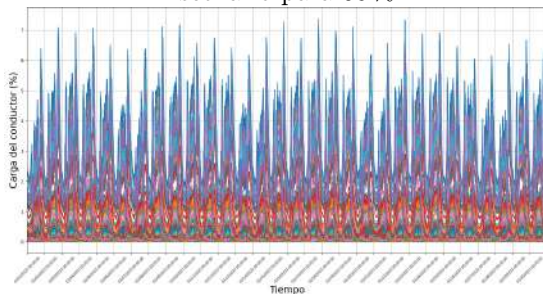
Escenario para 50 %



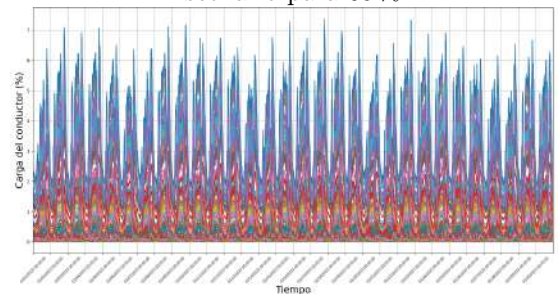
Escenario para 55 %



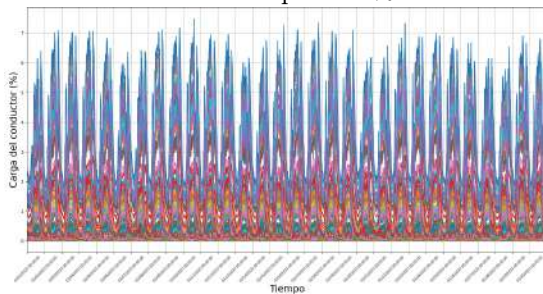
Escenario para 60 %



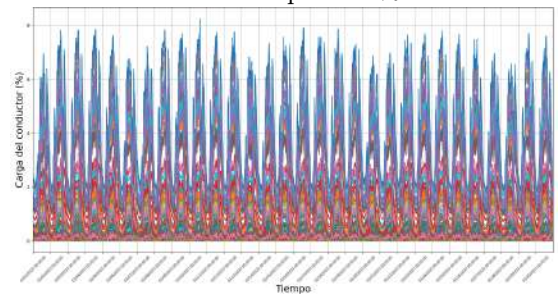
Escenario para 65 %



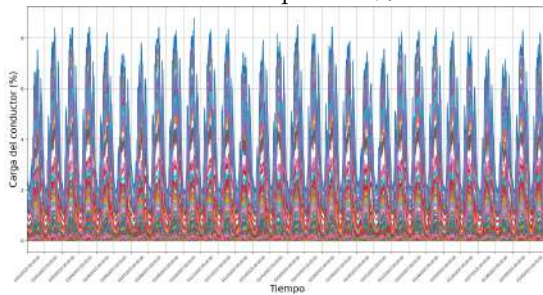
Escenario para 70 %



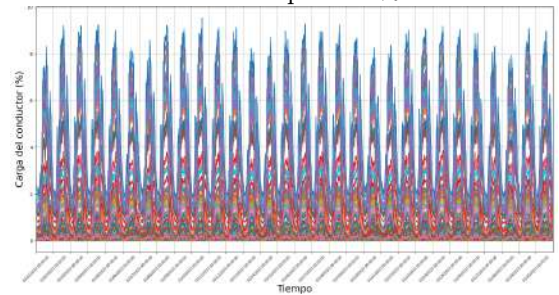
Escenario para 75 %



Escenario para 80 %



Escenario para 85 %



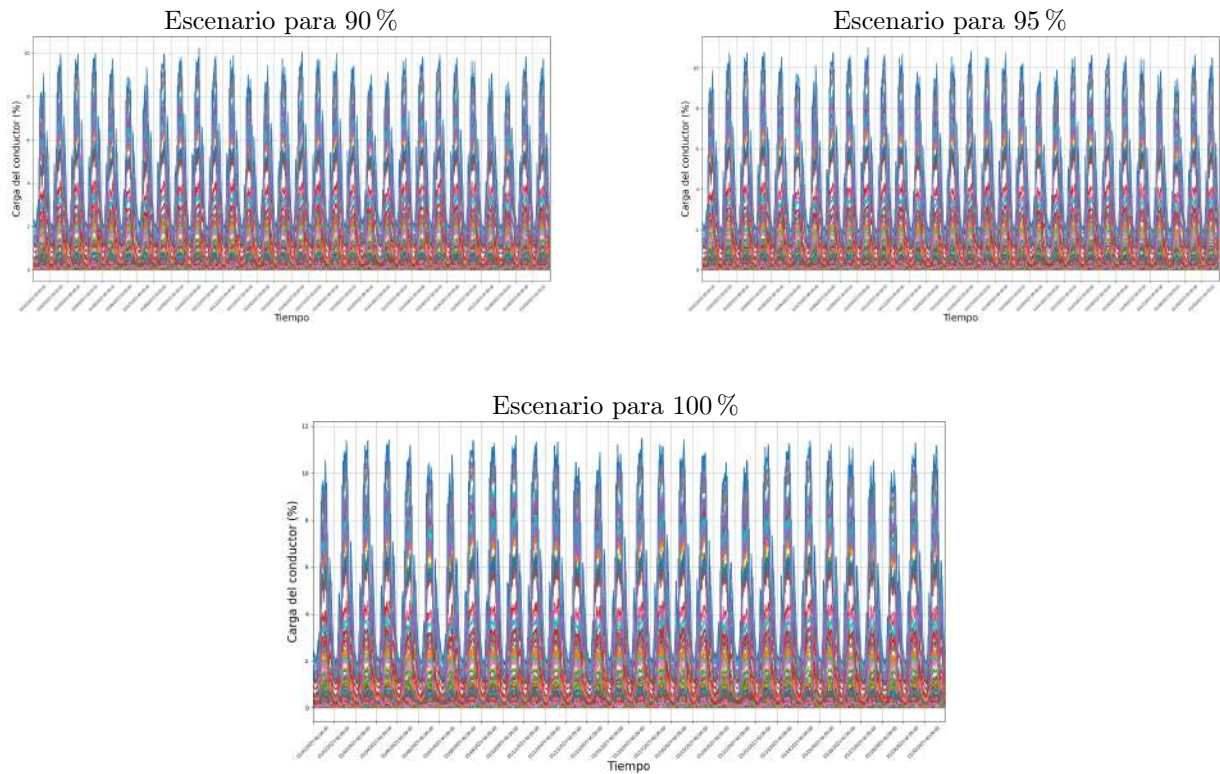


Figura 4.20: Comportamiento de la sobrecarga de los conductores a distintos niveles de penetración para la fase C

Fuente: *Elaboración propia*

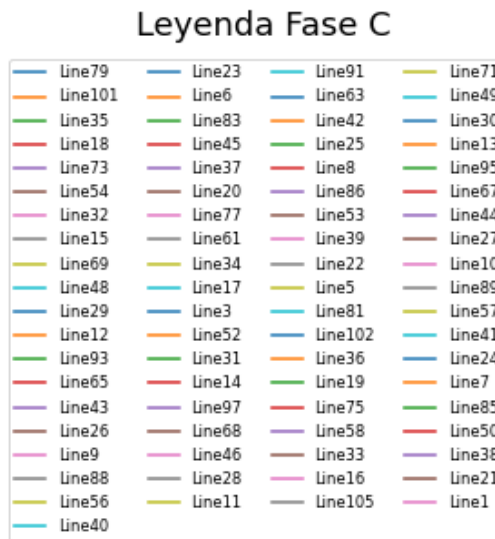


Figura 4.21: Leyenda de las curvas para las gráficas de sobrecarga de conductores

Fuente: *Elaboración propia*

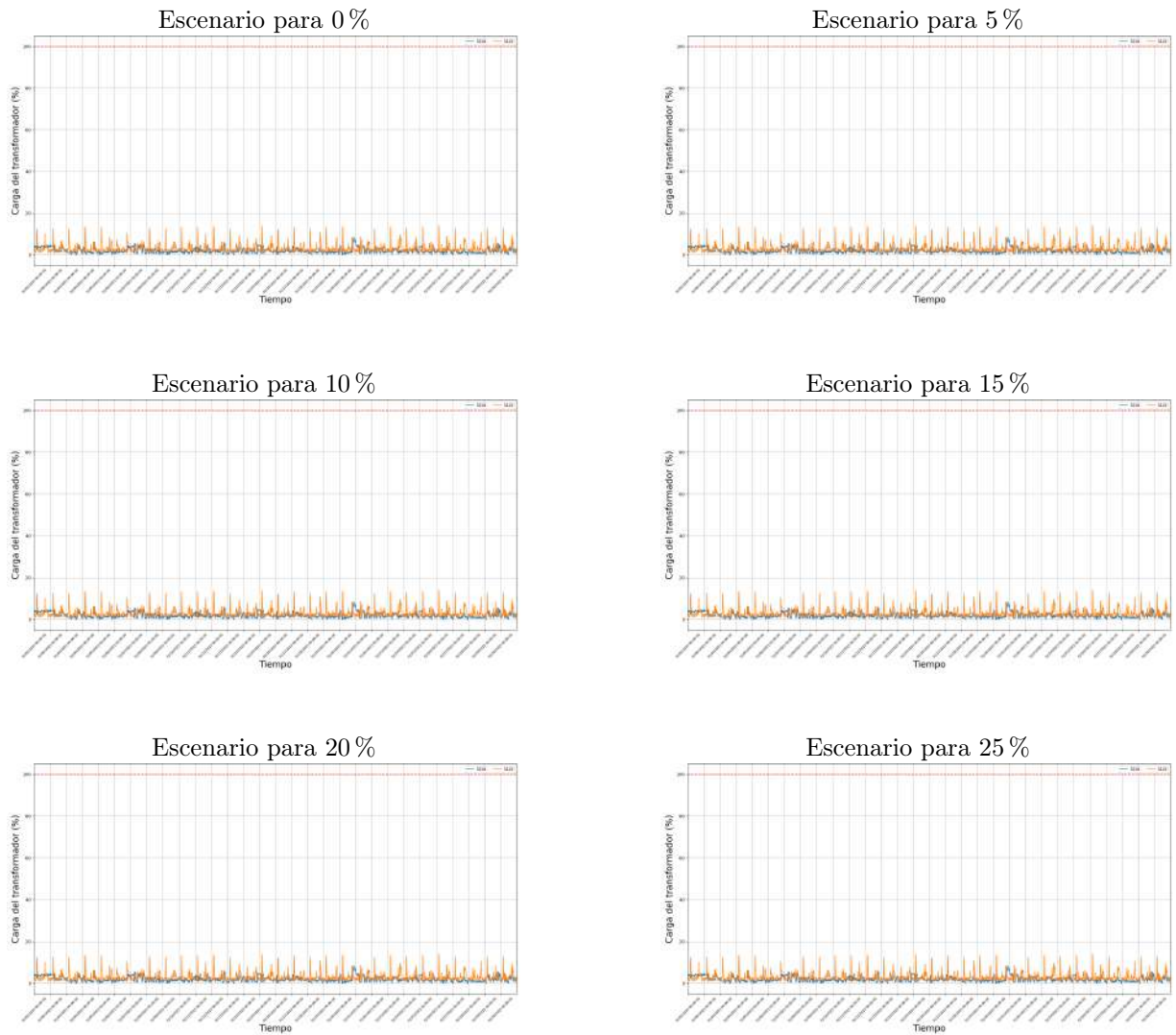
En las figuras, especialmente en el último gráfico de la figura 4.20, se logra apreciar que los porcentajes de sobrecarga, si bien se encuentran significativamente más cargado que en las otras dos fases, los cables de las líneas de transmisión tienen mucha ampacidad disponible, así que no se está cerca de incumplir el criterio de sobrecarga respectivo, conclusión que era esperable para las líneas y elementos que operen a Media Tensión.

Criterio 4 en Transformadores

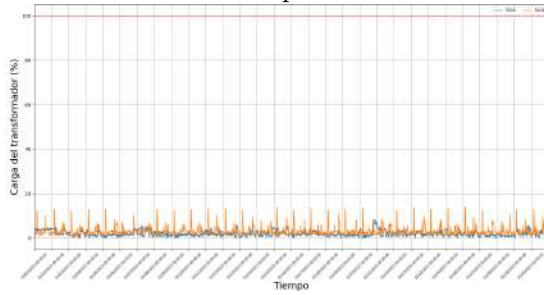
Para el caso de los transformadores, éstos, de igual forma que en las líneas de transmisión, se encuentran divididos por fase, donde la fase C es la que soporta la gran mayoría de la carga. No obstante, en primer lugar, se presentarán los resultados para la sobrecarga de las fases A y B.

Fases A y B:

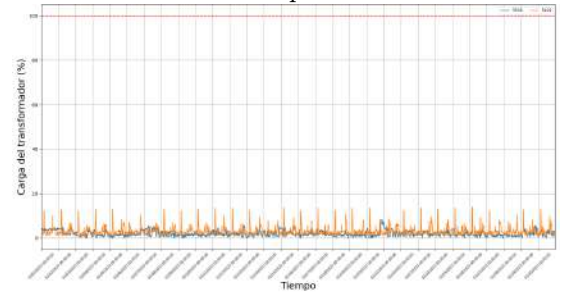
Como las fases A y B de los transformadores son tan pequeñas, pues solamente cuentan con un solo transformador propio y el transformador '5518' trifásico, se presentarán juntas en este apartado, donde la figura 4.22 a continuación, corresponde a la carga de los transformadores para la Fase A:



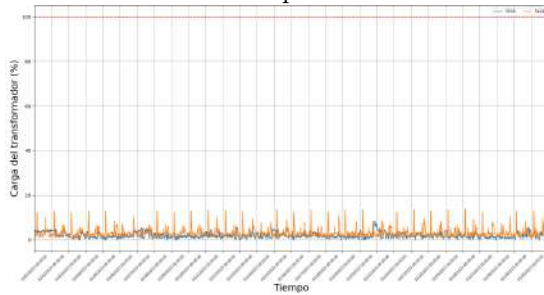
Escenario para 30 %



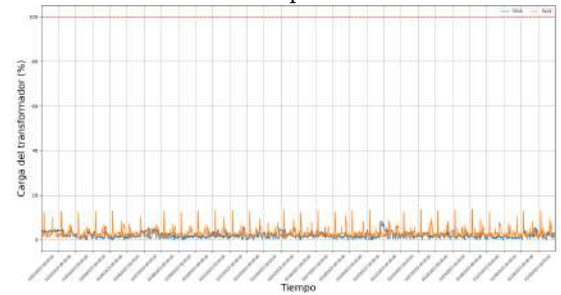
Escenario para 35 %



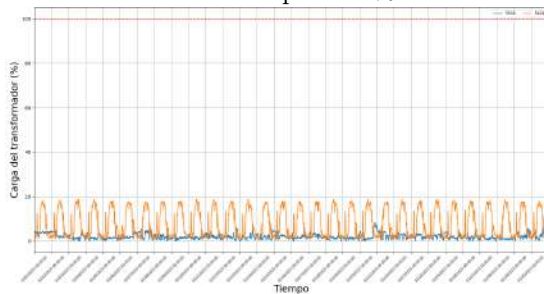
Escenario para 40 %



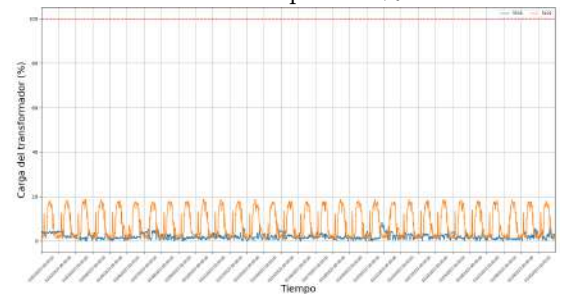
Escenario para 45 %



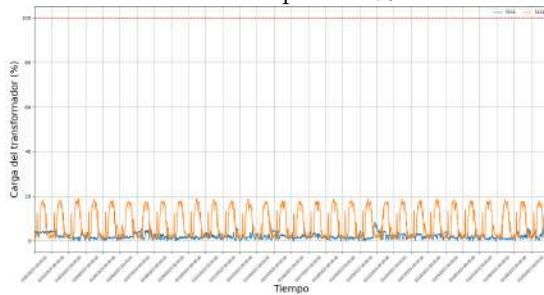
Escenario para 50 %



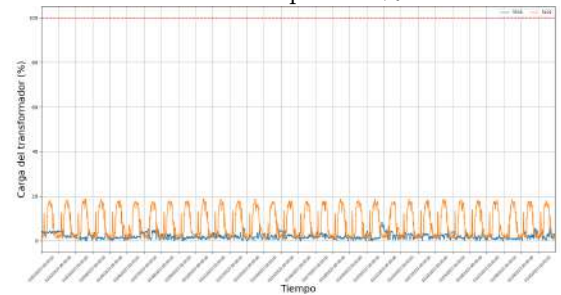
Escenario para 55 %



Escenario para 60 %



Escenario para 65 %



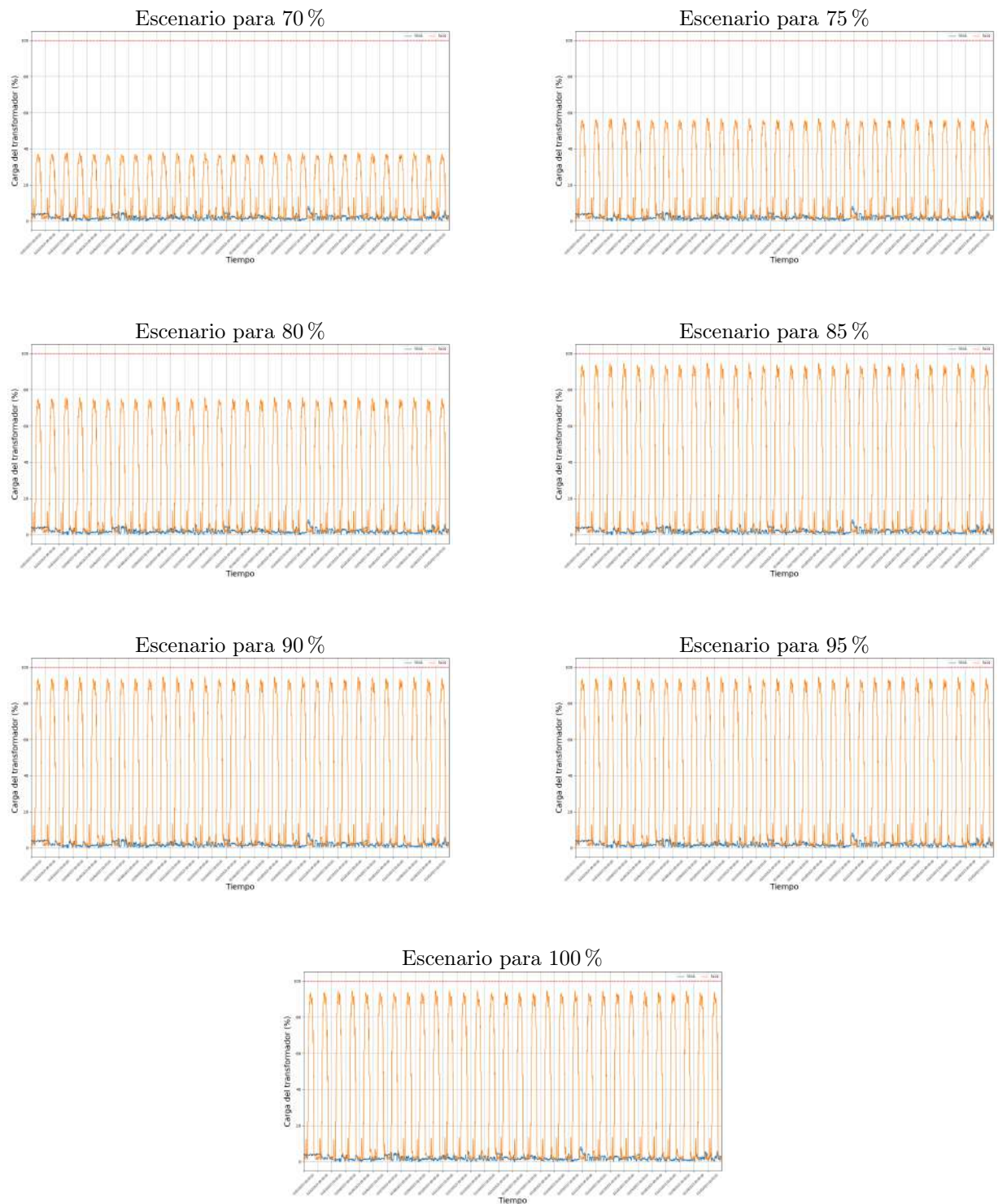
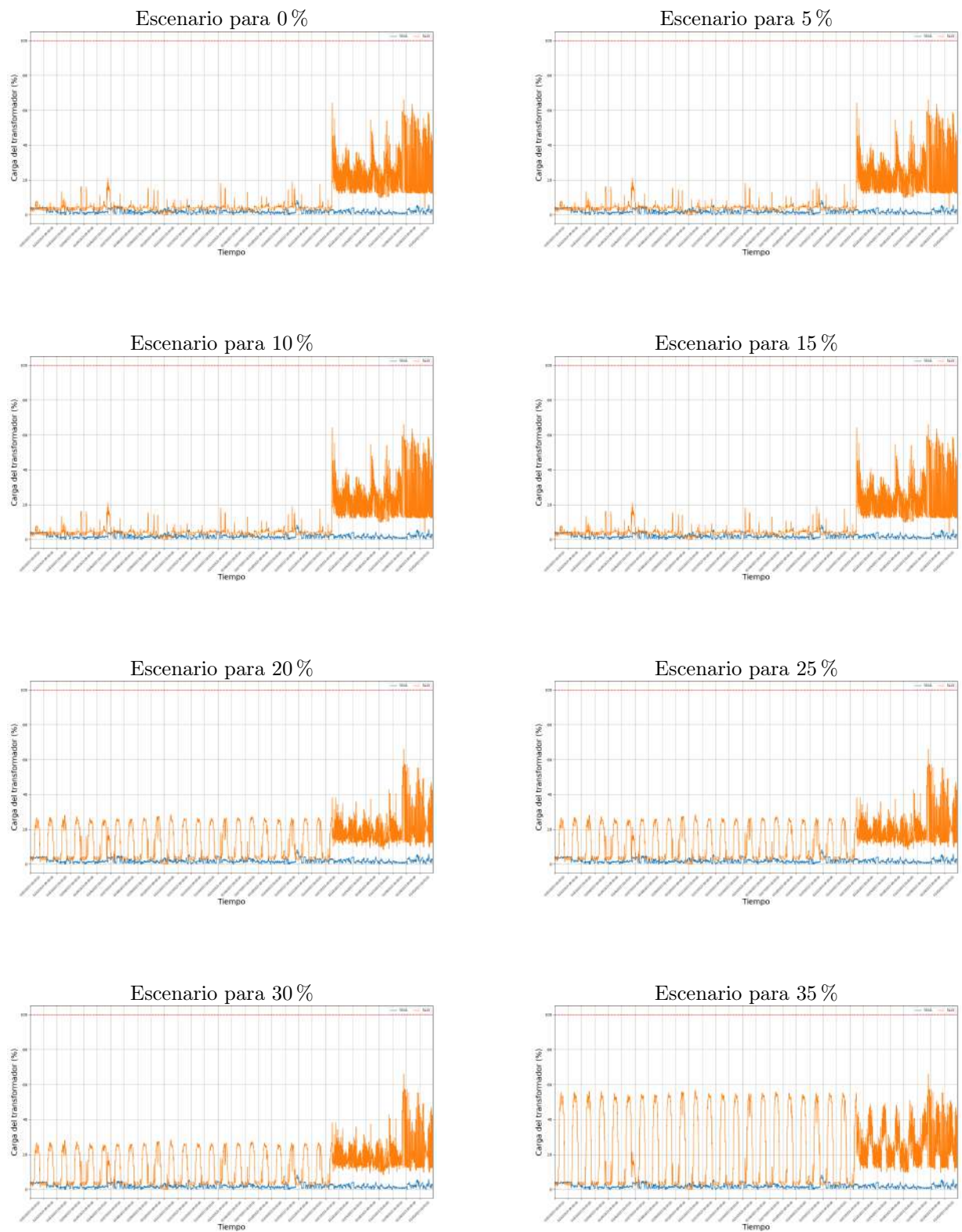


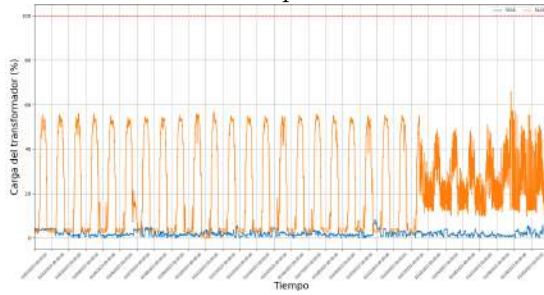
Figura 4.22: Comportamiento de la sobrecarga de los transformadores a distintos niveles de penetración para la fase A

Fuente: *Elaboración propia*

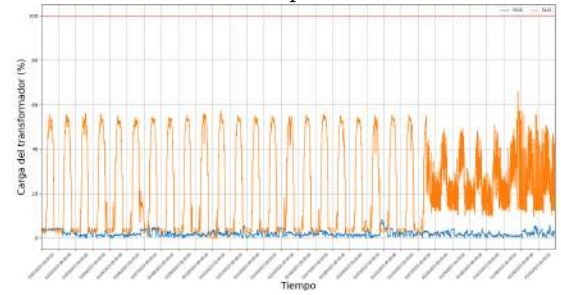
Ahora bien, la figura 4.23 corresponde a la carga de los transformadores para la Fase B:



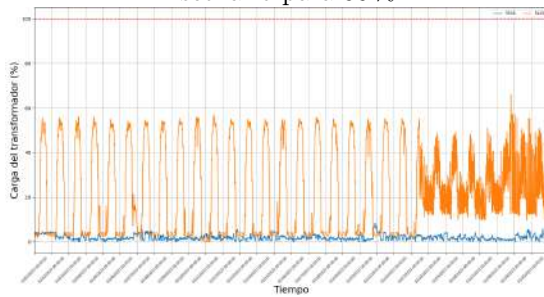
Escenario para 40 %



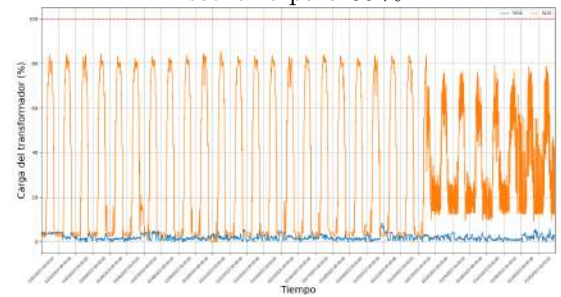
Escenario para 45 %



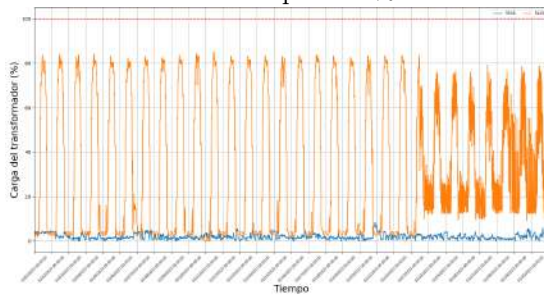
Escenario para 50 %



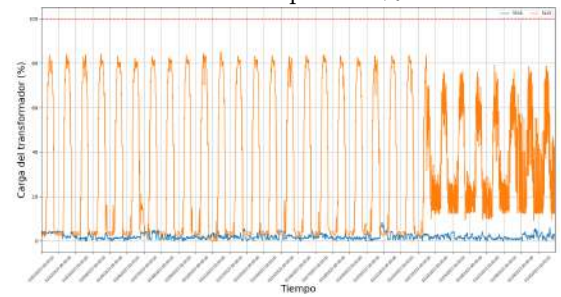
Escenario para 55 %



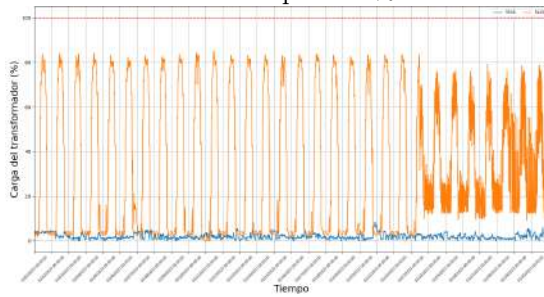
Escenario para 60 %



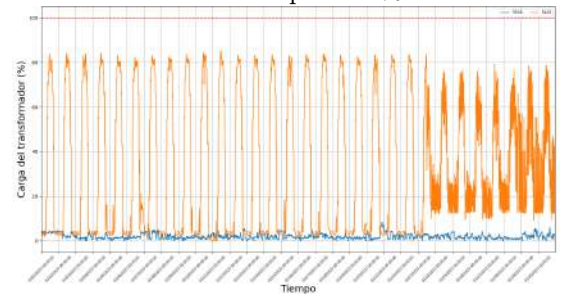
Escenario para 65 %



Escenario para 70 %



Escenario para 75 %



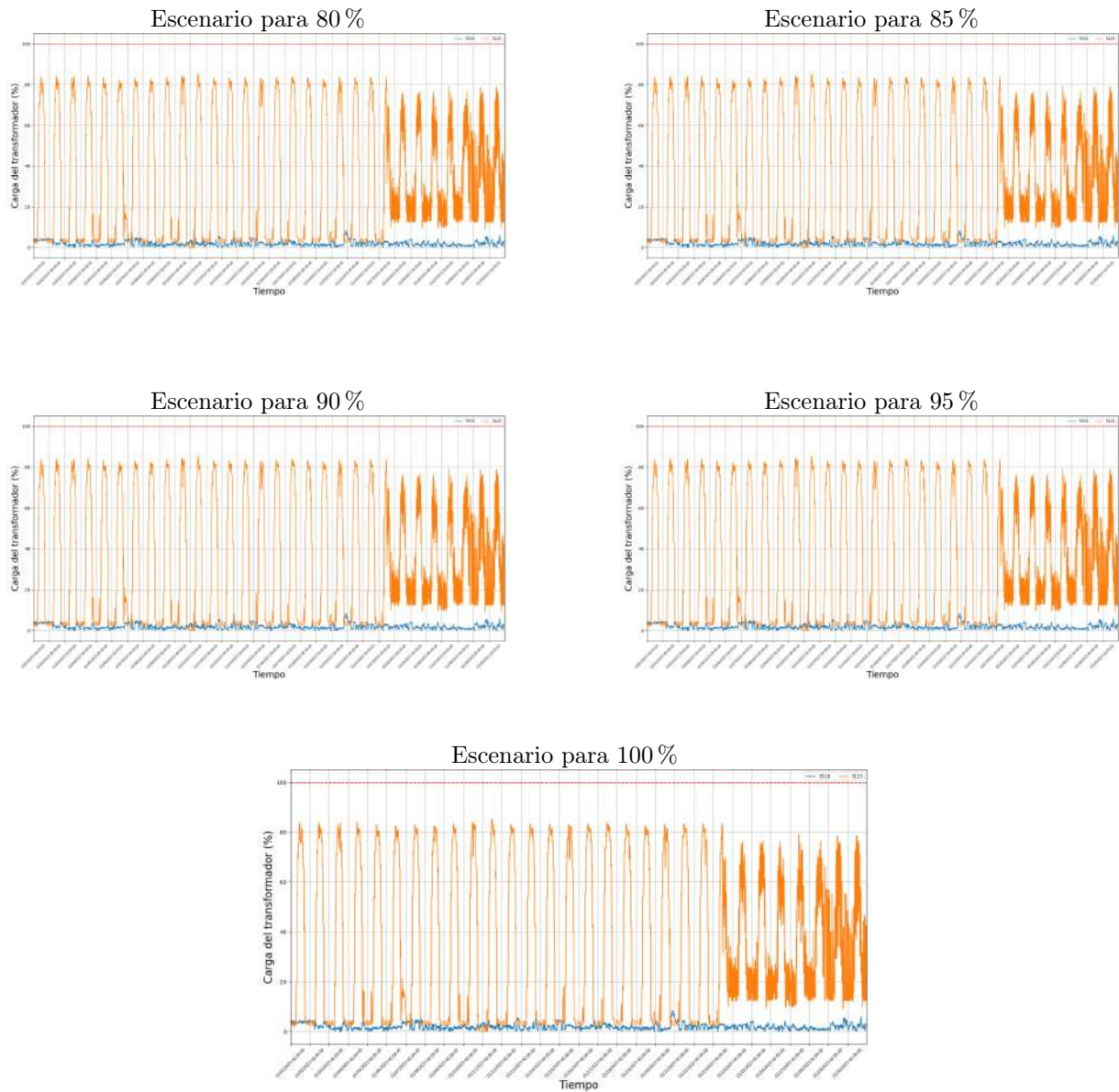


Figura 4.23: Comportamiento de la sobrecarga de los transformadores a distintos niveles de penetración para la fase B

Fuente: *Elaboración propia*

Así, en las últimas gráficas de las figuras 4.22 y 4.23, se aprecia la carga del transformador en los distintos niveles de penetración, en los cual podemos ver que no se encuentran sobrecargados y se respeta el criterio de sobrecarga. En ambos casos, el máximo alcanzado, si bien se acerca al 100% de carga del equipo, este no lo alcanza, no obstante, hay algunos aspectos que merecen la pena ser mencionados. En primer lugar, para el análisis de sobrecarga en la fase B, esta, al igual que se apreció en la figura 4.8, presenta un comportamiento peculiar hacia el final del mes, correspondiente al transformador '5125'. Este comportamiento será descrito más a profundidad en el análisis de resultados en la sección 4.4.4. Por su parte, el transformador 5129, correspondiente a la curva principal de la gráfica de la fase A, termina

peligrosamente cerca del 100 % de carga, con lo que se debe prestar especial atención a este transformador si se le aplica mucha generación distribuida.

Fases C:

Para el caso de la Fase C, en primer lugar en la figura 4.24 se aprecia las cargas de los transformadores de la Fase C en un nivel de penetración de 0 %.

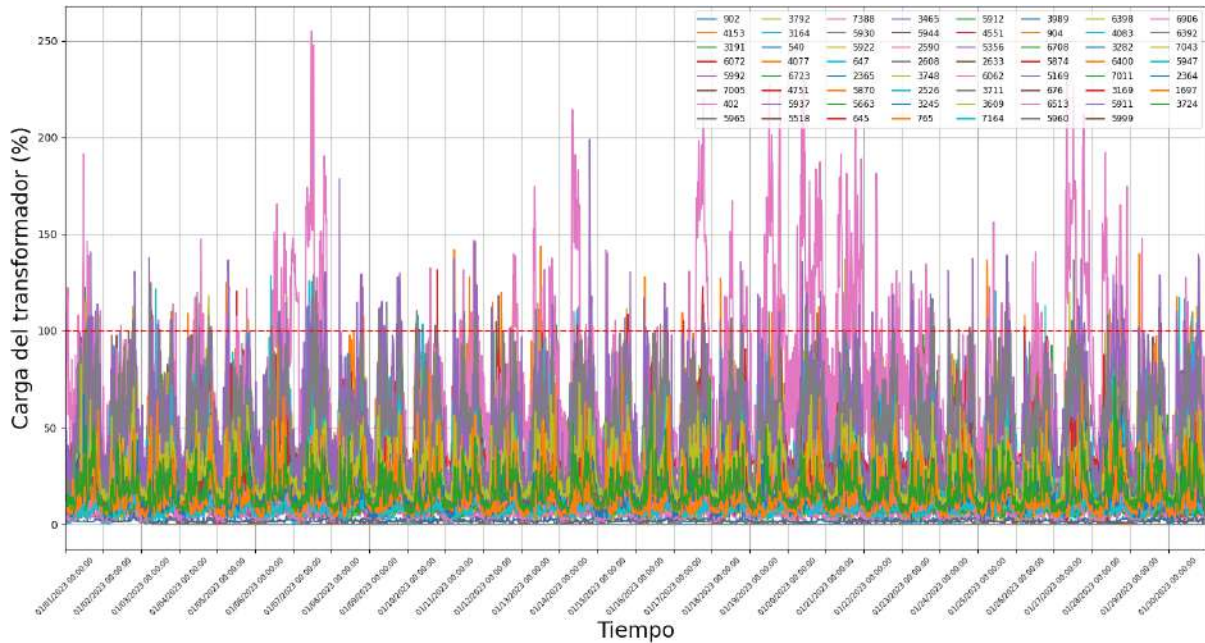
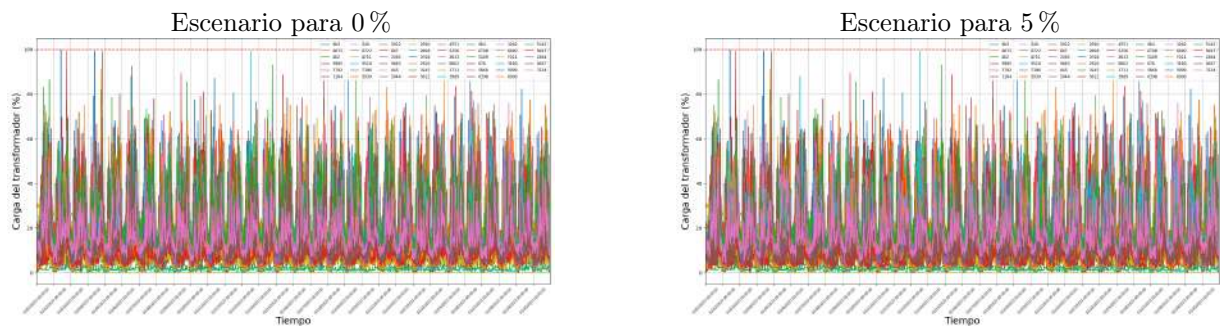


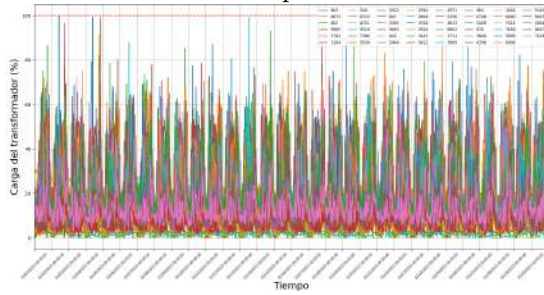
Figura 4.24: Gráfica de cargas de transformadores al 0% de nivel de penetración
Fuente: *Elaboración propia*

Como se aprecia en la figura 4.24, para el caso de la carga de los transformadores al 0 % de penetración, algunos de estos transformadores se encuentran altamente sobrecargados, donde un transformador en especial, el '6513', llega a cargas de más del 200 %. Por esta razón, estos transformadores sobrecargados se descartarán para el análisis del cumplimiento del criterio y serán explicados más adelante en este mismo apartado.

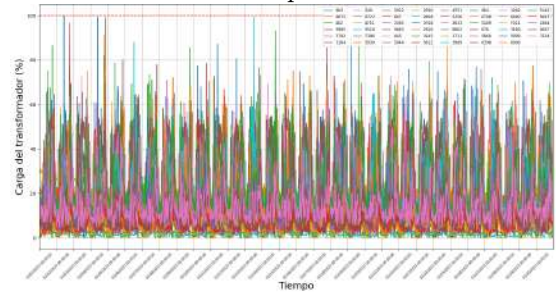
Ahora bien, para los transformadores que no se encuentran sobrecargados, se puede ver su comportamiento según su nivel de penetración de generación distribuida respectiva en la figura 4.25:



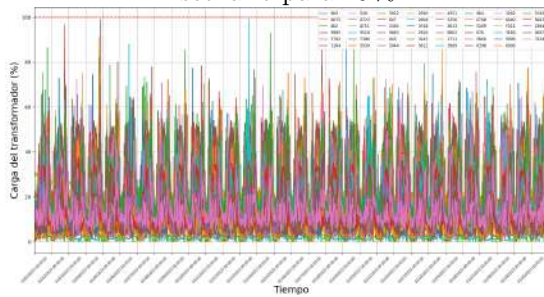
Escenario para 10 %



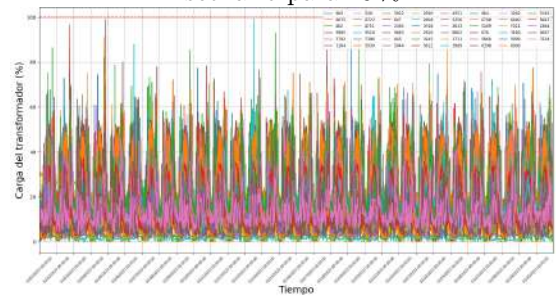
Escenario para 15 %



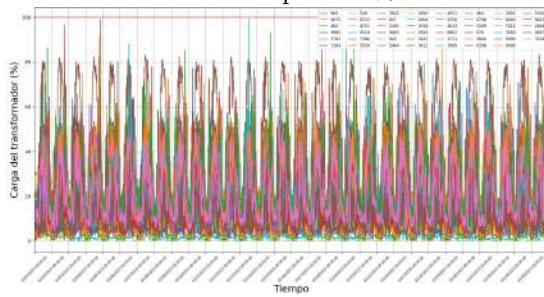
Escenario para 20 %



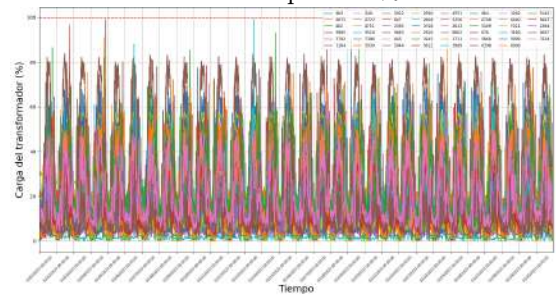
Escenario para 25 %



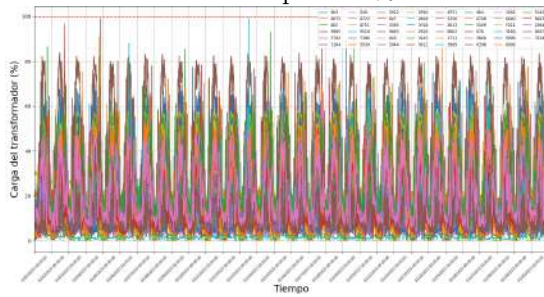
Escenario para 30 %



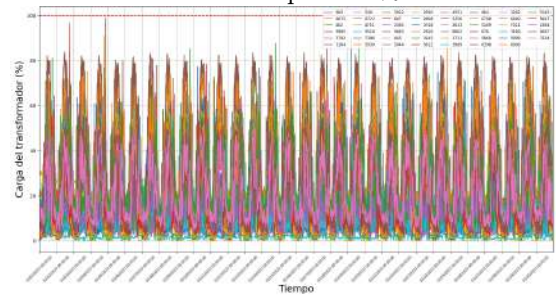
Escenario para 35 %

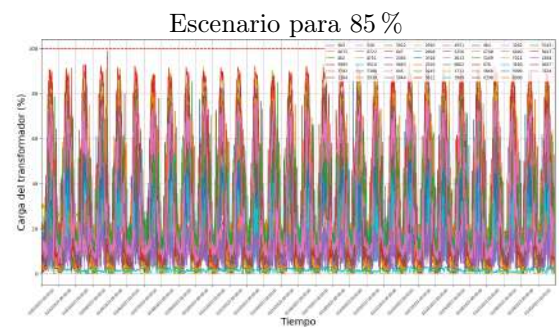
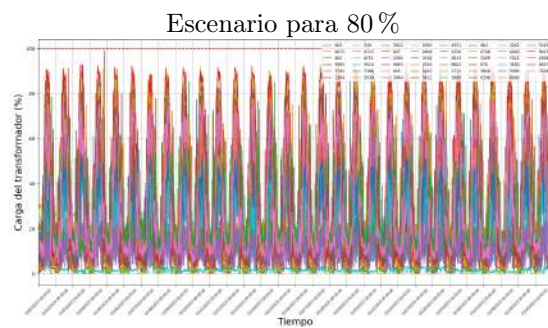
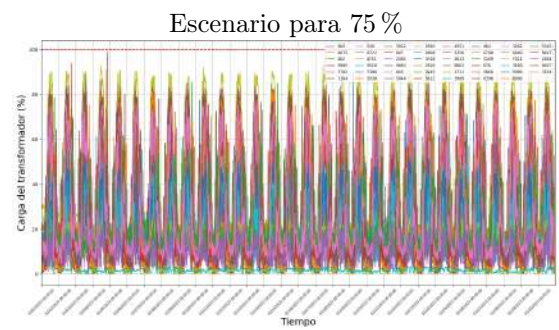
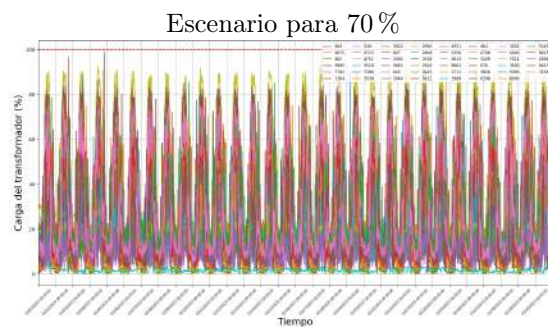
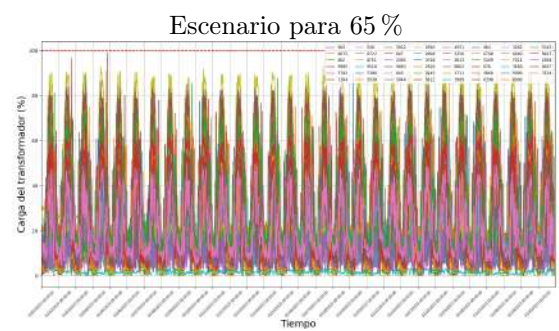
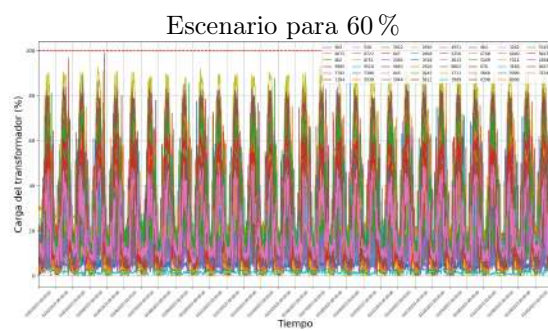
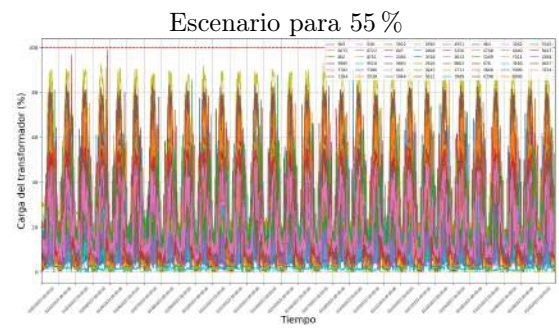


Escenario para 40 %



Escenario para 45 %





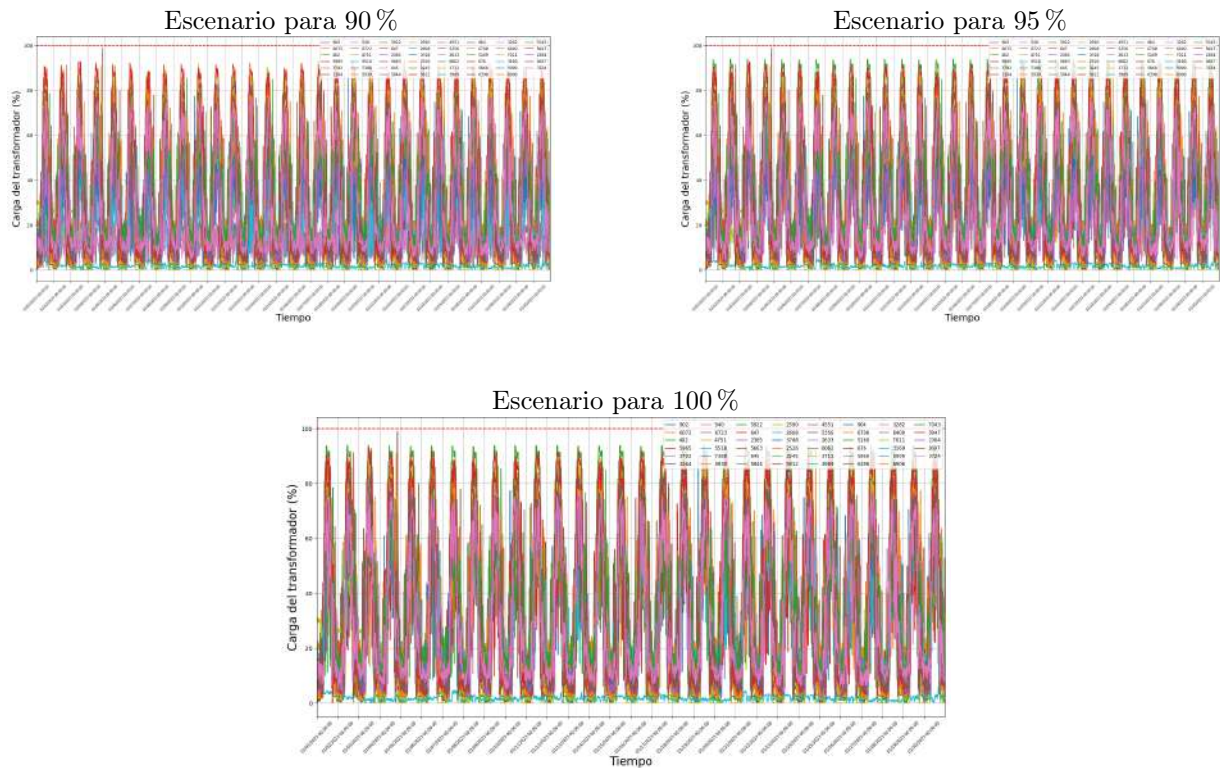


Figura 4.25: Comportamiento de la sobrecarga de los transformadores a distintos niveles de penetración para la fase C

Fuente: *Elaboración propia*

De las anteriores gráficas de la figura 4.25 se puede ver como hay transformadores que se encuentran cerca de estar sobrecargados, no obstante, debido a la generación distribuida que se le inyecta a estos, inicialmente se libera gran parte de la sobrecarga de varios de estos transformadores al suplir parte de la potencia consumida, tal como el '5992' que pasó de casi llegar al 100 % el día 2 del mes, a un 95 % en el 20 % de nivel de penetración.

Así, en las siguientes gráficas, correspondientes a un mayor nivel de penetración, se aprecia como estos porcentajes nunca llegar a alcanzar el 100 % de sobrecarga, aunque en todos los casos se empiezan a sobrecargar en un alto nivel de penetración, esto debido a que, una vez fue suplido el consumo de potencia cada transformador, la generación distribuida invierte el flujo de potencia y genera que los transformadores se sobrecarguen.

Por lo tanto, se concluye para el criterio de sobrecarga de los transformadores en general, que éste es el segundo más crítico del sistema y definitivamente debe tenerse muy en cuenta. Más adelante se profundizará más sobre las razones de esto y posibles soluciones a esta problemática, pero, en resumen, el nivel de penetración crítico del sistema seguirá perteneciendo al criterio de aumento de tensión en régimen permanente a un 20 %. No obstante, es pertinente para Coopesantos el estudio más riguroso del porqué de las sobrecargas de los transformadores y como solucionarlo. Más adelante se darán algunas recomendaciones al respecto.

Ahora bien, en cuanto a los transformadores sobrecargados, fueron los siguientes:

- '4153', '3191', '5992', '7005', '4077', '5937', '5870', '3465', '765', '3609', '7164', '5874', '6513', '4083', '5911', '6392'

Como se puede apreciar, son un total de 16 transformadores, aproximadamente un 25% del total, por lo que es un problema muy prevalente en el sistema. En la figura 4.26 se apreciará el comportamiento de la sobrecarga de estos transformadores para cuando se encuentran en un nivel de penetración del 100%, donde algunos de estos que se encontraban ligeramente sobrecargados, bajan del 100% de carga gracias a la generación distribuida. Esto quiere decir, que es posible que la sobrecarga sea un problema en la carga real del transformador y no solamente la falta de información de estos, sus 'Taps' y algunos márgenes de error ocurridos por la reducción de barras que fue efectuado en el software de ETAP.

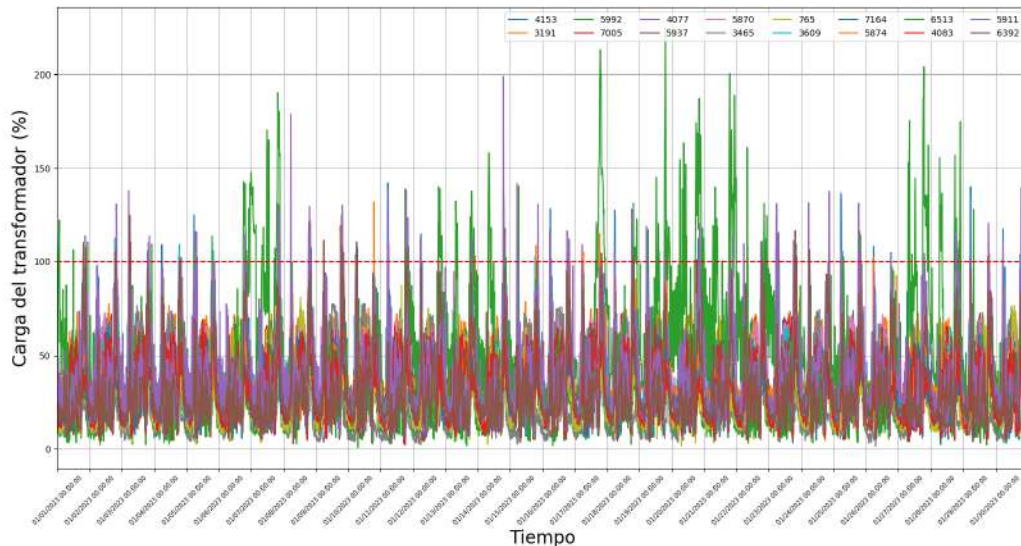


Figura 4.26: Gráfica de cargas de transformadores al 100% de nivel de penetración

Fuente: *Elaboración propia*

Así, esta última gráfica de la figura 4.26, deja en entretener que los transformadores sobrecargados que verdaderamente significan un problema para la Cooperativa son aquellos que continúan en magnitudes de sobrecarga altas a pesar de estar en un nivel máximo de penetración, especialmente los transformadores '6513' y el '5911', los cuales corresponden a las curvas de color rosado y morado en la figura 4.26 y que serán explorados más profundamente en el apartado 4.4.4.

4.4. Análisis de resultados

Una vez que fueron recolectados los datos pertinentes para la práctica y se llegó al nivel de penetración crítico que se estaba buscando, se puede proceder con la discusión de los datos.

Como ya se discutió en el apartado anterior, más precisamente en la sección 4.3.1, el valor de la penetración de generación distribuida máxima permitida es de **20%**, obtenida a través del fallo del Criterio de Aumento de Tensión en Régimen Permanente. Este es un resultado dentro de los valores esperables, pues es sumamente común que, en las redes de distribución eléctrica, una alta penetración de energía distribuida genere que las tensiones de las barras salgan de su magnitud permitida.

En el cuadro 4.5, se encuentran tabulados los resultados del máximo nivel de penetración permitido según el criterio de evaluación analizado. En el caso de los transformadores, en la Fase A y B se respetaron los criterios hasta el 100% de nivel de penetración, pero, para la fase C, se deberá explicar con mayor detenimiento los resultados obtenidos, lo cual se describirá en el apartado 4.4.4.

Cuadro 4.5: Tabla de Resultados

Criterio	Fase	Nivel máximo permitido
Aumento de tension	A	100 %
	B	100 %
	C	25 %
Variación de tensión	A	100 %
	B	100 %
	C	100 %
Desbalance de tensión	A	100 %
	B	100 %
	C	100 %
Sobrecarga	Conductores	100 %
	Transformadores	*

Fuente: *Elaboración propia*

4.4.1. Comparación con modelo predecesor

En el trabajo de William Navarro, que vale la pena recordar es el predecesor de la presente práctica, el nivel de penetración en el que falló el sistema para su modelado fue en el 45 % (Navarro, 2023). Esta diferencia, sin embargo, no es nada fuera de lo común, pues existen marcadas diferencias entre su modelado y el presente. En primer lugar, los datos de entrada son completamente diferentes, donde él tenía acceso a los datos de una semana de diciembre, mientras que la actual cuenta con los datos mensuales de mayo. Además, el modelado inicial de Navarro, debido a las restricciones más estrictas que tuvo en su momento, tuvo que regular el uso total de barras, pues la licencia que con la que constaba él tenía una cantidad restringida. Con esto, tuvo que simular un ramal más reducido al de la práctica actual, así como combinar líneas secundarias. Por otra parte, aunque el ramal principal consta de una línea monofásica en 'Fase C', él no tuvo la oportunidad de modelarlo de tal forma, nuevamente por restricciones de licencia, por lo que tomó la decisión de modularlo como si ésta fuera una línea trifásica (Navarro, 2023).

Además, otra de las diferencias que se tuvo con la práctica predecesora a ésta, es que en ella se tenían criterios de evaluación ya debidamente publicados; los cuales, al ser tan recientes, Navarro no gozaba con el acceso a éstos. Esto ocasionó que el fallo o el nivel de penetración máximo al que llegó, fuera generado porque el programa de ETAP no lograba compilar más al 45 % y no necesariamente que se incumpliera un criterio. No obstante, no se quiere demeritar en lo absoluto el trabajo de Navarro pues, todo lo contrario, fue la guía y base con el que se trabajó la presente práctica y, probablemente, cuando se continúe este proyecto mediante otra práctica, como tendrá valores más completos y se expandirá aún más el área de estudio, puede que los resultados varíen ligeramente como en este caso (Navarro, 2023).

4.4.2. Influencia del intervalo mensual

Dejando de lado las comparaciones de resultados con el trabajo predecesor, se quiere discutir ahora sobre la influencia que tuvo el factor de que los datos recolectados fueran mensuales y no semanales como es normalmente en este tipo de estudios. Como ya se había conjeturado en el capítulo 3, el hecho de que los datos se expandieran a un mayor intervalo de tiempo, permitía que algunos bajos o altos estadísticos que podrían afectar a un intervalo semanal, se vean aplacados. Para explicar mejor este punto, se tomará como ejemplo una de las gráficas del transformador '5125', el cual es el único que pertenece a la fase B, entonces se consulta la figura 4.23. En ésta, en la gráfica al 0 % de penetración por ejemplo, se puede apreciar como a partir del día 23, la carga del transformador se dispara, lo cual se debe a que el medidor

que se encuentra conectado a dicho transformador, corresponde a un usuario de comercio y servicios, por lo que se asume que a partir de tal fecha comenzó a trabajar su comercio o alguna situación similar.

A pesar de esto, es sumamente válida la discusión acerca de la verdadera utilidad del intervalo mensual para la práctica, pues si bien es cierto que, si se toma la figura 4.6 por ejemplo y se analiza según el intervalo del tiempo, la primera semana del mes justamente no tuvo ocasiones en la que alguna barra incumpliera el criterio de aumento de tensión, cambiando el valor crítico de penetración de un 25 % a un 30 %. Sin embargo, este hecho también puede pasar en intervalos cada vez más grandes, donde un intervalo bimensual podría alterar ligeramente los datos. Por lo tanto, aunque en este caso la duración mensual fue beneficiosa y útil como tal, también se debe discutir la importancia de seleccionar una semana crítica como modelo más eficiente que un mes aleatorio. La influencia de este factor será discutido en apartados posteriores.

4.4.3. Comportamiento del desbalance de tensión

El criterio del desbalance de tensión, tuvo un comportamiento para la red simulada que se pudo apreciar en las figuras 4.15, 4.16 y 4.17 de la sección 4.3.3. En éstas, el desempeño fue sumamente similar para las tres fases, por lo que éste se analizará de forma conjunta.

En primer lugar, se observó una disminución del desbalance, o dicho de otra forma, un aumento del balance de tensiones en niveles de penetración bajos. Esta operación de las barras se puede explicar mediante las consecuencias iniciales de la instalación de generación distribuida, la cual ocasiona que los transformadores y equipos disminuyan su sobrecarga al inyectar energía eléctrica al sistema. De esta forma, algunas diferencias que ocurrían en cada fase se ven aplacadas al nivelar la carga media en cada transformador. No obstante, una vez se equipara este desbalance alrededor del 40 % (varía según la fase analizada, ver sección 4.3.3), el aumento de la generación distribuida y la energía inyectada provoca que nuevamente la tensión en estas barras trifásicas no esté balanceada, pues la línea de cada fase reacciona diferente, ya que el equipo y valores nominales conectados son distintos.

Por otra parte, en los tres casos, el porcentaje de desbalance máximo alcanzado no superó el 0,2 % del total, magnitud lejana al 3 % límite que permite el ARESEP. Esto era esperable, como se mencionó en la explicación previa de la sección 4.3, por el motivo de que se realizó el desbalance solamente en las líneas trifásicas, las cuales se encuentran en su totalidad a Media Tensión. Como se apreció igualmente en los análisis de aumento y variación de tensión (secciones 4.3.1 y 4.3.2), en los casos de las barras a Media Tensión, éstas, al ser equipo que maneja magnitudes de 34,5 kV o 19,919 kV, tienen una fluctuación mínima; comportamiento que es aplicable al desbalance también, pues estos elementos son de valores nominales altos que permitan manejar las altas tensiones con las que trabajan.

Por último, brevemente se debe mencionar que la 'Barra 394' es la que presenta la magnitud máxima en las tres fases, como se mencionó en la sección 4.3.3 para la fase A. No obstante, la diferencia con los demás nodos del sistema no es significativo, por lo que se concluye que ocurre por factores comunes de una red eléctrica.

4.4.4. Análisis de transformadores sobrecargados

El caso de los transformadores sobrecargados, es de suma importancia para esta práctica, pues son valores que salen tanto de la media como del estudio y búsqueda de posibles razones. Para esto es el objetivo de este apartado, en el cual se estudiarán con detenimiento los dos transformadores más críticos, el '6513' y el '5911', pero las soluciones encontradas para éstos se pueden aplicar en mayor o menor medida a todos los transformadores sobrecargados.

Transformador '6513'

El transformador '6513' corresponde a un transformador pequeño de 10 kVA de potencia nominal (ver figura 4.27). A éste se encuentran conectadas tres barras con un total de 10 medidores. No obstante, las tres barras conectadas (142, 143 y 158) son tres de la que tenían caída de tensión considerable (ver sección 4.3.1), lo que quiere decir que este transformador es uno de los que se le modificó el 'Tap' de forma reactiva para levantar la tensión de estas barras. No obstante, ése no es el factor principal que se quería discutir. La principal razón de la sobrecarga tan masiva que posee el transformador '6513', se debe al medidor '1068xx' conectado a través de la 'barra 143', como se aprecia en la figura 4.27.

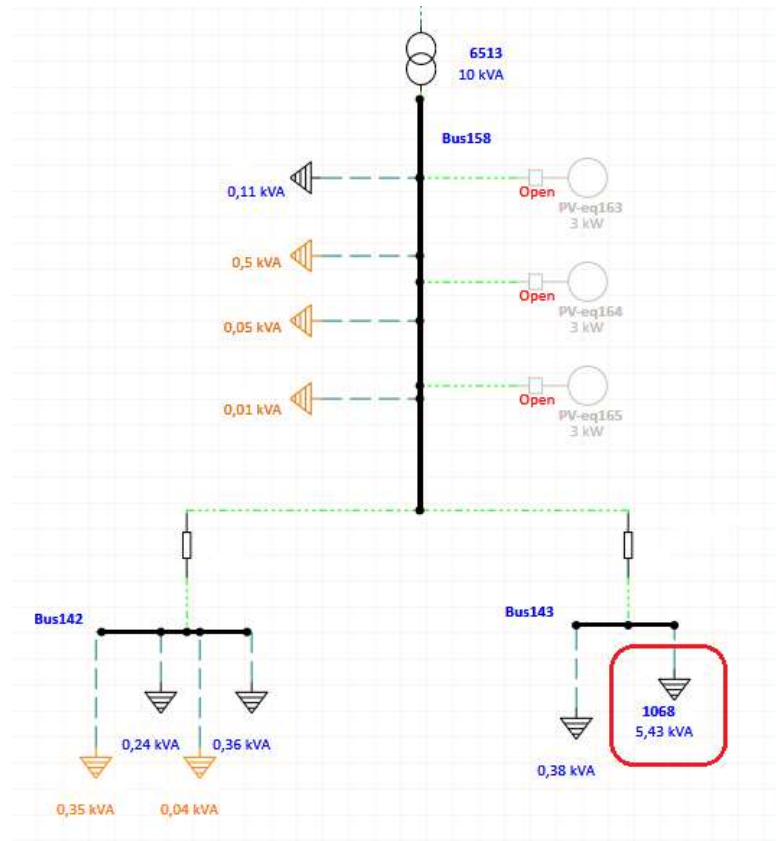


Figura 4.27: Modelación en ETAP de transformador 6513

Fuente: *Elaboración propia*

Este medidor residencial ('1068xx') tiene un consumo mensual considerablemente alto, lo cual, combinado a que es una carga estática de 5,43 kVA nominales, genera que éste sea posiblemente el principal causante de esta sobrecarga, así como de la caída de tensión de las barras conectadas. Para comprobar dicha hipótesis, se puede apreciar la figura 4.28, la cual es el consumo mensual del medidor en MW .

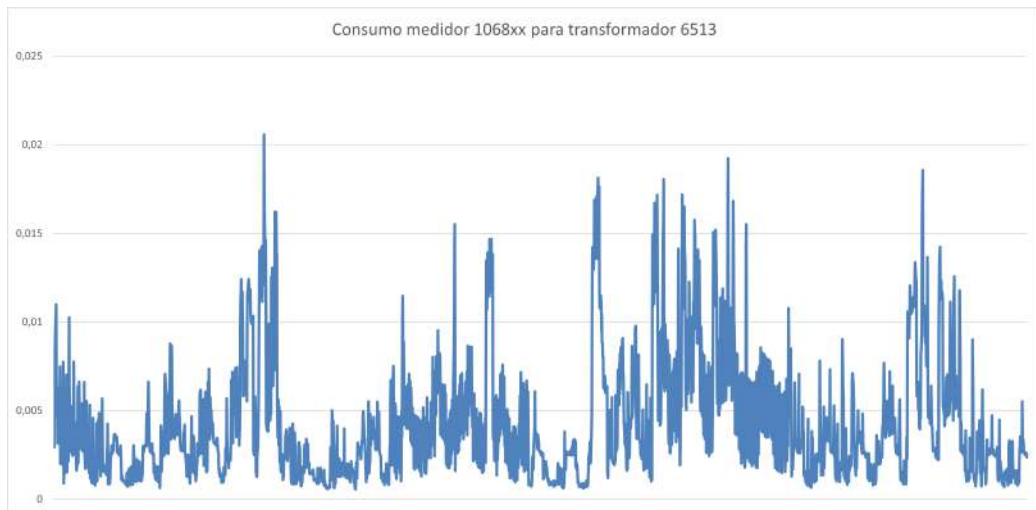


Figura 4.28: Carga mensual en *MW* del medidor 1068xx

Fuente: *Elaboración propia*

Así, si se compara con la curva del transformador 6513 que corresponde a la línea verde que resalta en la gráfica de 0% de la figura 4.24, o bien, de la figura 4.29:

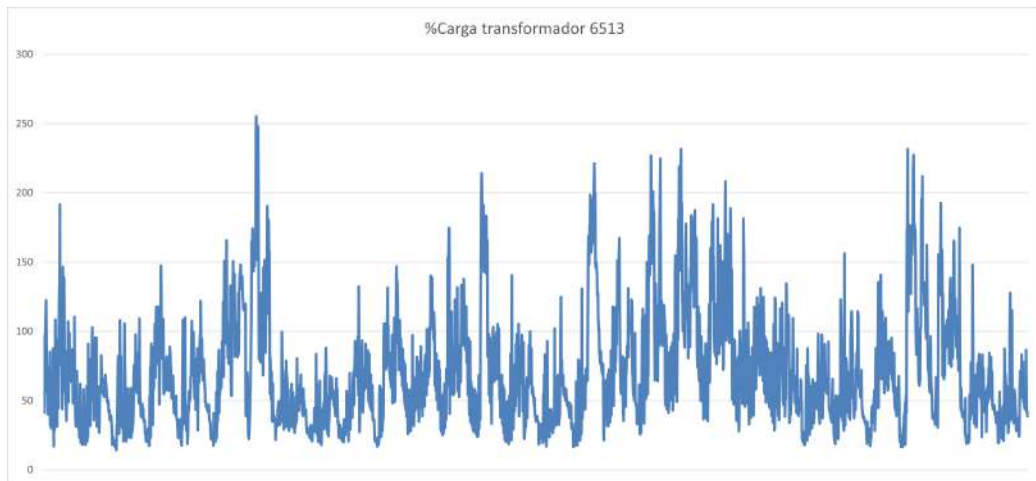


Figura 4.29: Porcentaje de carga mensual del transformador 6513

Fuente: *Elaboración propia*

Al comparar detenidamente ambas curvas, se puede apreciar como tienen una tendencia sumamente similar, lo que confirma la teoría de que la sobrecarga del transformador '6513' fue generada por dicho medidor. Por lo tanto, lo mejor fue ignorar este transformador para la evaluación del criterio de sobrecarga.

Transformador '5911'

El segundo transformador para estudiar es el '5911', el cual es, al igual que el transformador '6513' un pequeño transformador residencial de 10 *kVA* de potencia nominal. A este se encuentran conectados cuatro barras en total, de las cuales dos se encuentran con caída de tensión (60 y 64, ver sección 4.3.1). Es

decir, este transformador también es uno de los que se les modificó reactivamente el 'Tap' en un $-2,5\%$ (ver figura 3.13).

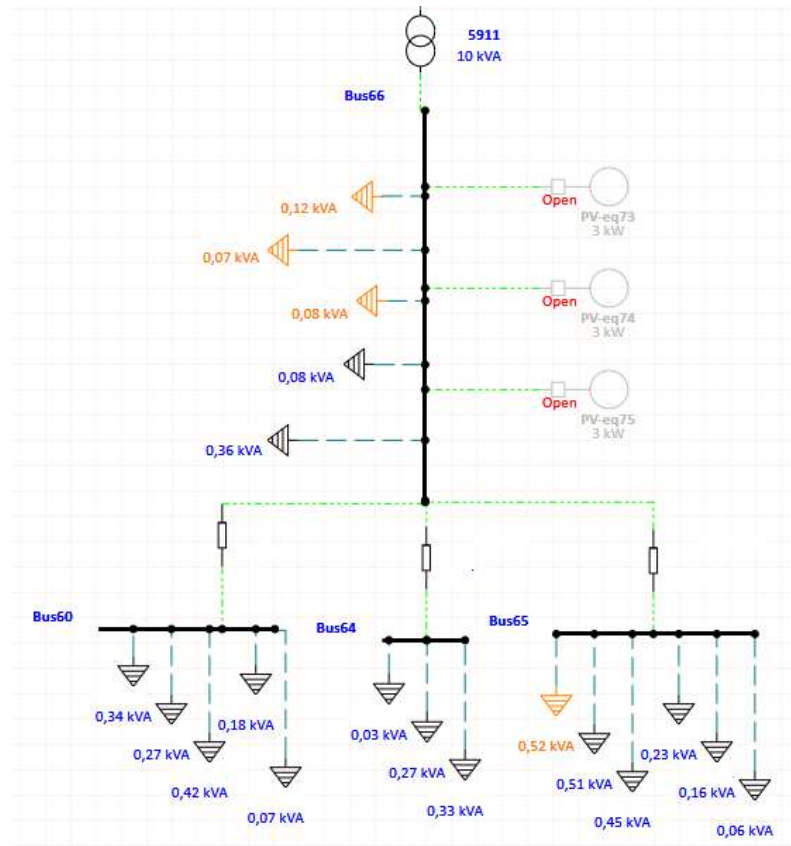


Figura 4.30: Modelación en ETAP de transformador 5911

Fuente: *Elaboración propia*

Para este transformador no se aprecia un medidor con carga y consumo sobresaliente, pero sí se contemplan múltiples medidores con carga estática mayor a $0,3\text{ kVA}$, los cuales son capaces de, con su consumo significativamente alto, generar en menor medida la misma sobrecarga que se generó en el transformador anterior, solo que esta vez distribuida entre todos los medidores de alto consumo. Asimismo, es posible que en este caso afecte en mayor medida el desconocimiento del valor exacto del 'Tap' del transformador, pues su varianza puede significar que estas barras tengan tensiones diferentes, al modificar cómo administran el consumo de los usuarios, por lo que lo mejor fue ignorar este elemento.

Transformador '5125' de la fase B

Como fue encontrado en las figuras 4.8 y 4.23, así como fue descrito en sus secciones correspondientes, el transformador '5125' y la barra 459 que se encuentra conectada a éste, presentan un comportamiento peculiar, especialmente a partir del día 23 del mes, donde la tensión de la barra cae cerca de un 2% aproximadamente, mientras que carga del transformador se dispara aproximadamente de un 20% hasta un 65% , lo que es un claro indicativo de algún factor que esté causando estos cambios, por lo que debe ser discutido.

En primer lugar, en la figura 4.31, se mostrará modelado el transformador y la barra en cuestión, esto

desde el adaptador de fase que fue conectado desde la línea a Media Tensión.

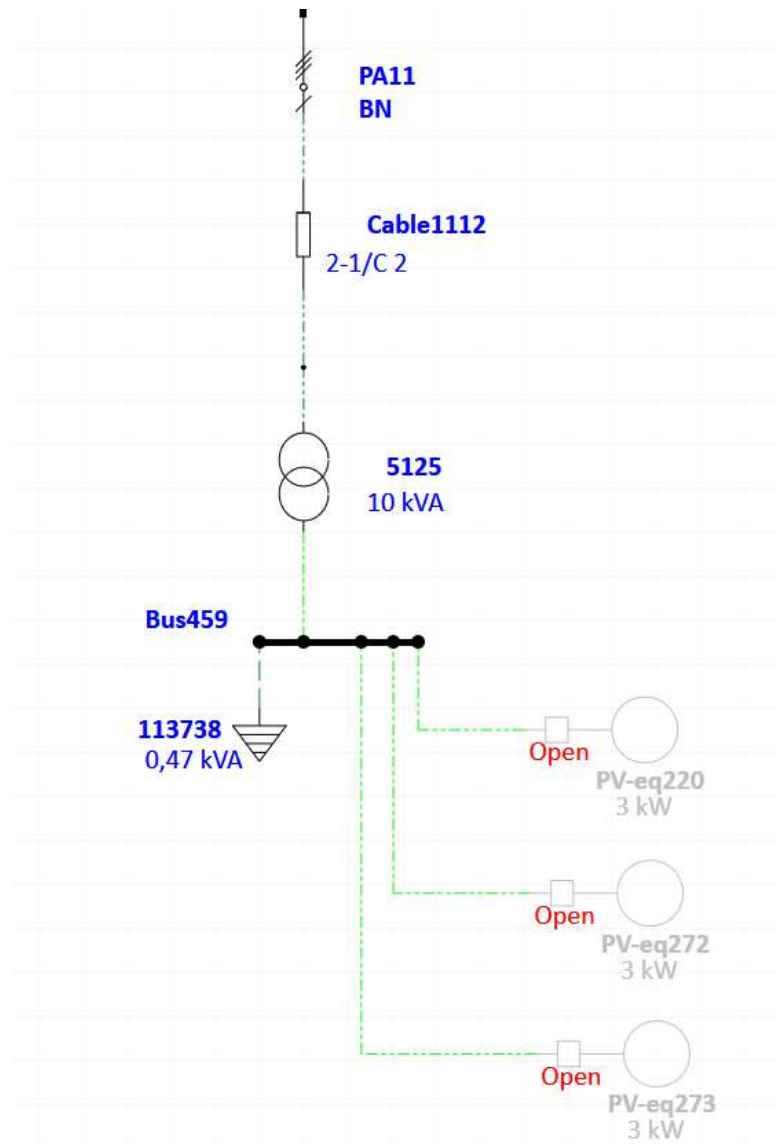


Figura 4.31: Modelación en ETAP de transformador 5125

Fuente: *Elaboración propia*

Así, con esta figura anterior, es posible divisar que a la barra 459 solamente se conecta un medidor, con designación '1137xx'. Por lo tanto, al determinar mediante las gráficas de tensión y sobrecarga de transformadores que el comportamiento peculiar comienza incluso desde el modelado sin generación distribuida, se concluye que éste es ocasionado por el consumo del medidor discutido. Por lo tanto, en la figura 4.32 se apreciará el consumo en MW del medidor '1137xx', para determinar la influencia de éste en el comportamiento discutido.

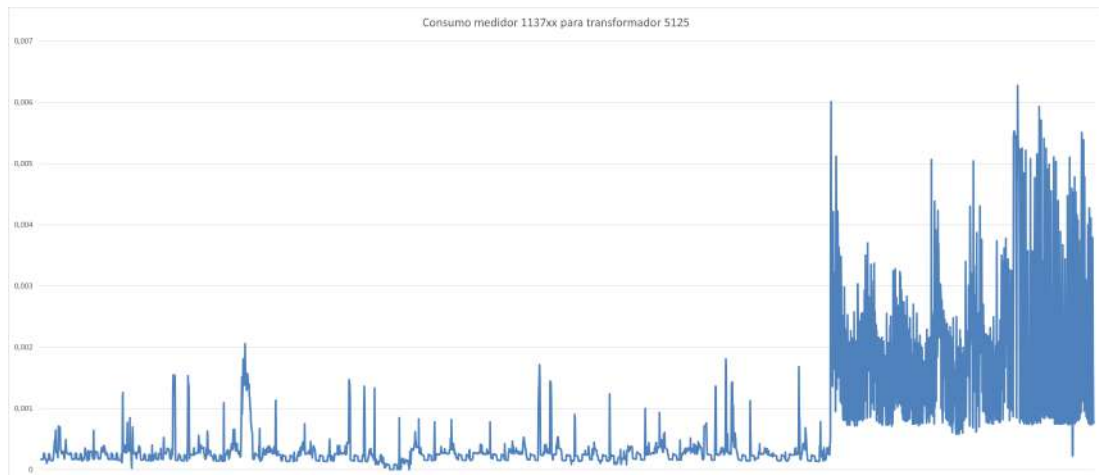


Figura 4.32: Carga mensual en MW del medidor 1137xx
Fuente: *Elaboración propia*

Como se puede designar mediante la figura anterior, el consumo del medidor '1137xx' tuvo un considerable aumento en su consumo a partir del día 23, donde se llegó hasta a triplicar esta magnitud, conducta que explicaría las peculiaridades mostradas en las figuras 4.8 y 4.23 respectivas al voltaje y carga de la barra y transformador respectivos. Con respecto al medidor, de éste se conoce que pertenece a un usuario de comercio y servicios inferior a 3000 kWh , por lo que, aunque se desconoce con exactitud el motivo exacto de estos comportamientos, es sencillo asumir que el alza en el consumo corresponde a un cambio en el comercio en cuestión, ya sea que se reabrió en tal fecha, que se habilitó algún equipo nuevo o alguna otra circunstancia al respecto que, al recordar que es una zona relativamente rural y que es habitada indefinidamente por temporadas, no es de extrañar que presente estas situaciones.

4.4.5. Barras que experimentaron caída de tensión desde el primer escenario

Aunque inicialmente habían un total de 15 barras con su tensión caída, la modificación 'reactiva' de los 'Taps' de los transformadores logró normalizar en su mayoría las magnitudes de éstas, con excepción de una barra que será la que se estudiará en este momento:

Barra 143

La 'barra 143' es el Bus con la mayor caída de tensión de todo el sistema, donde antes de la modificación de los 'Taps', la magnitud mínima de esta barra se encontraba alrededor de los $0,90 \text{ pu}$. No obstante, después de reducir un 'Tap' del transformador correspondiente, esta barra igualmente tiene una tensión mínima de $0,94 \text{ pu}$ en su punto mínimo, mientras se aprecian otros valles importantes a lo largo del mes (ver figura 4.33).

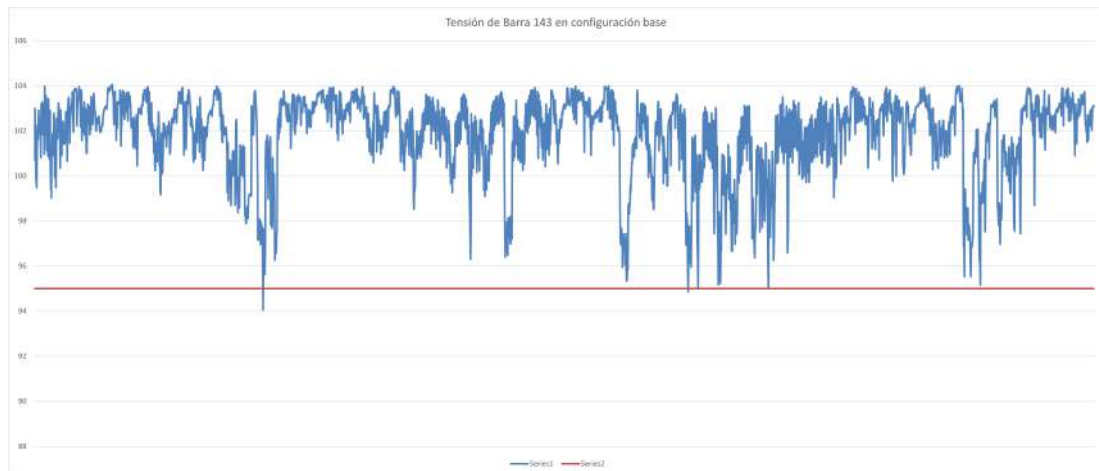


Figura 4.33: Tensión en Barra143 durante el mes a 0 %
Fuente: *Elaboración propia*

No obstante, una vez apreciada la figura anterior y estudiado el transformador al que esta barra pertenece, es muy fácil encontrar la razón de esta caída tan pronunciada, la cual es porque esta barra, como se aprecia en la figura 4.27, es la barra a la que se encuentra conectado el medidor '1068xx' con sobreconsumo, con lo que se puede llegar a explicar la razón de estos valles igualmente, los cuales corresponden a los picos de demanda del medidor, como se puede contemplar en la figura 4.28. A pesar de esto, los picos inferiores son aplacados por la generación distribuida que se conecta al transformador, donde al 100 % de nivel de penetración, solamente los picos inferiores permanecen cercanos al 0,95 *pu* límite, aunque ninguno llega a bajar de este porcentaje, como se puede apreciar en la figura 4.34.

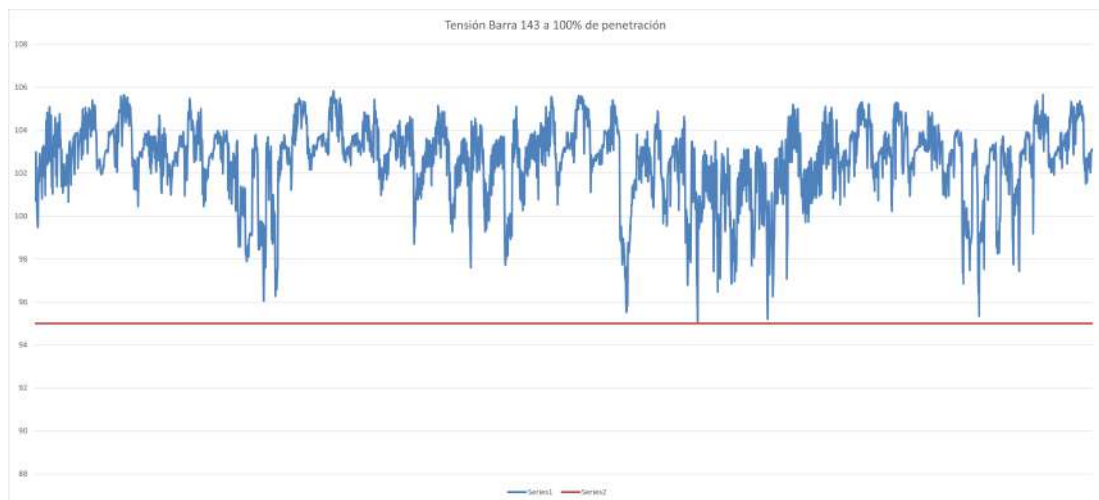


Figura 4.34: Tensión en Barra143 durante el mes a 100 % de penetración
Fuente: *Elaboración propia*

4.4.6. Barras con aumento de tensión en régimen permanente

Las barras cuya tensión aumenta por encima del 1,05 *pu* o 105 % pueden ser consideradas las barras que primero fallan, pues son las que primero incumplen el criterio y denotan el porcentaje crítico de

generación en el sistema. Como bien fue mencionado previamente, las barras en cuestión son las siguientes seis:

- 'Bus279', 'Bus280', 'Bus282', 'Bus283', 'Bus284', 'Bus286'

Una vez que fueron determinadas las barras que incumplieron el criterio, se procede a determinar sus circunstancias para el nivel de penetración de 25% de generación distribuida, para lo que se tienen la figura 4.35 y la figura 4.36 con el modelado en ETAP para este transformador:

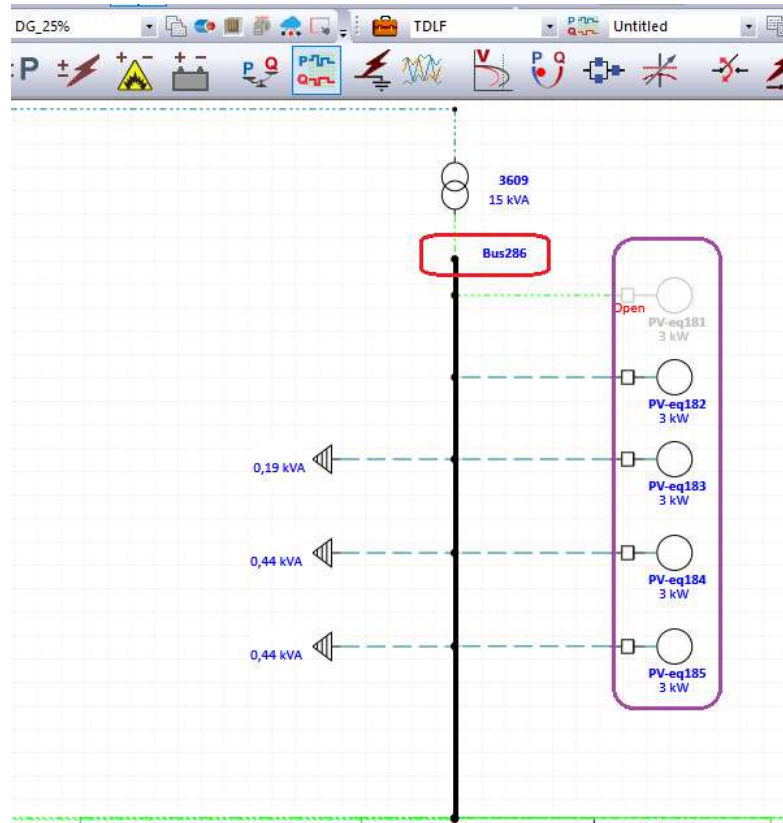


Figura 4.35: Modelación en ETAP de transformador 3609. Parte 1
Fuente: *Elaboración propia*

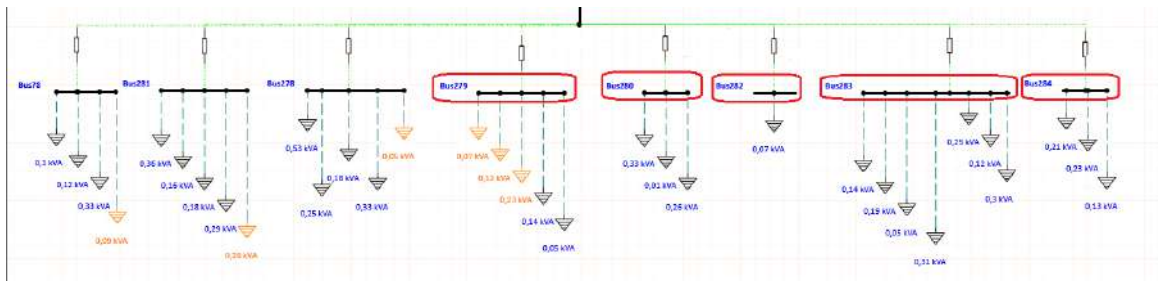


Figura 4.36: Modelación en ETAP de transformador 3609. Parte 2
Fuente: *Elaboración propia*

Como se puede apreciar en las figuras 4.35 y 4.36, las seis barras que fallaron al momento del 25 % de penetración de la generación distribuida se encuentran conectadas al transformador '3609', las cuales se encuentran encerradas en rojo. Este transformador, como se aprecia en la figura 4.35, posee una capacidad de 15 kVA , por lo que para su caso se conectaron un total de cinco paneles solares de 3 kW (encerrados en morado) de generación distribuida (ver apartado 3.5.1). Ahora bien, en esta imagen se aprecia además que en el caso del 25 % de generación distribuida, bajo un criterio completamente aleatorio, éste transformador goza de cuatro paneles conectados para este momento, que es definitivamente uno de los motivos que generó que se incumpliera el criterio de aumento de tensión para las barras descritas.

Así, si bien es cierto que para el transformador '3609' en este caso se conectó el 80 % de su total de paneles para generación distribuida ya en el 25 % de nivel de penetración, es posible que aleatoriamente estos paneles fueran conectados en un transformador diferente. No obstante, es imperativo detallar que, así como es posible que en este nivel de penetración no sean conectados esta cantidad de paneles, esto significa que se encontrarán otorgando generación distribuida en otro transformador, por lo que ocasionarán que se llegue al fallo del criterio del aumento de la tensión de igual forma, con lo que se determinaría el mismo nivel crítico. A pesar de ello, este caso permite concluir que, en una práctica futura, es recomendable que se realice el estudio de penetración por transformador en vez de hacerlo en el ramal en general, aunque es posible que se arribe al mismo resultado. Más al respecto en la sección 6.2.

Capítulo 5

Análisis financiero

Este capítulo tratará sobre el cumplimiento del tercer objetivo específico de la práctica, que trata sobre el impacto financiero que tendrá la empresa de Coopesantos R.L. para la generación distribuida respectiva. Para esto, se utilizarán las tarifas del ARESEP ya publicadas. No obstante, se debe mencionar previo al inicio de éste, que Coopesantos R.L. solo compra aproximadamente el 40 % de su energía total al ICE. El otro 60 % es comprado en un 30 % a CONELÉCTRICAS y 30 % a PELS (Parque Eólico Los Santos). Sin embargo, se hará el análisis económico asumiendo que Coopesantos le compra el 100 % de su energía al ICE por las siguientes razones:

- El ICE es el mayor proveedor de la energía de la Cooperativa.
- La tarifa de venta del ICE es homogénea para las otras seis distribuidoras en el país (Coopelesca, Coopeguana, Coopealfaro, ESPH y JASEC), por lo que se evaluará de la misma forma para Coopesantos.
- La tarifa del ICE es la única que cuenta con los rubros de potencia y energía debidamente definidos y publicados.
- Por último, históricamente en la Cooperativa éste ha sido el punto de referencia para la evaluación de proyectos energéticos enfocados en la optimización de los costos de compra de energía.

5.1. Situación actual

Para este análisis, se utilizó el dólar a fecha 5 de noviembre del 2023, a un precio de 531,25 colones. Por otra parte y como bien se describe en el apartado 3.2, dentro del ramal simulado habrá un medidor donde se encuentra conectada una represa hidroeléctrica, la cual tendrá sobrantes de energía que devolverá a la red sin costo alguno. Por lo tanto, para tomar en cuenta esto, se resta los valores de potencia que devolvió a la red para que funcione como un ahorro de los gastos que tendría que hacer la Cooperativa.

Así, en el cuadro 5.1, se presentan las tarifas reales brindadas por Coopesantos para la generación en punta, valle y noche, ya sea la energética o la de potencia.

Cuadro 5.1: Cuadro de tarifas para el costo de generación

	Tarifa Energía	Tarifa Potencia
Punta	¢53,22	¢ 2 499,01
Valle	¢43,26	¢ 2 499,01
Noche	¢37,28	¢ -

Fuente: *Elaboración propia*

Así, ya con los valores de las tarifas adquiridos, se calculará la energía y potencia consumida para el mes de mayo, que es el total de energía que se tiene. Para esto, se debe delimitar las horas exactas donde actúa Punta, Valle y Noche.

- **Punta:** 10:01 a 12:30, 17:31 a 20:00.
- **Valle:** 6:01 a 10:00, 12:31 a 17:30.
- **Noche:** 20:01 a 6:00.

Así, en los cuadros 5.2 y 5.3, se aprecian los valores totales de costos para cada uno de los casos. Vale la pena destacar que la energía mensual y máxima demanda fueron obtenidas de la simulación, como resultado de los voltajes que percibe la subestación. Además, se debe mencionar también que en el cuadro 5.3 sería donde se aplicaría la rebaja del 40 % al costo de la energía al ICE, pero como ya fue explicado, este valor se asumió al 100 %.

Cuadro 5.2: Costo mensual de compra por energía al ICE *kWh*

Horario	Energía mensual (kWh)	Tarifa	Costo mensual
Punta	34.235,9436	¢53,22	¢1 822 036,92
Valle	50.412,7515	¢43,26	¢2 180 855,63
Nocturno	37.486,6351	¢37,28	¢1 397 501,76
Total		¢5 400 394,30	

Fuente: *Elaboración propia*Cuadro 5.3: Costo mensual de compra por potencia al ICE *kW*

Horario	Máxima demanda (kW)	Tarifa	Costo mensual
Punta	306,1332	¢2 499,01	¢765 029,93
Valle	279,5221	¢2 499,01	¢698 528,52
Nocturno	0	¢0,00	¢0,00
Total		¢1 463 558,45	

Fuente: *Elaboración propia*

A continuación, en el cuadro 5.4 se encuentra el costo total por la compra de energía:

Cuadro 5.4: Costo total compra energía al ICE

Costo total compra energía al ICE	
Total Colones	¢6 863 952,75
Total Dólares	\$12 920,99

Fuente: *Elaboración propia*

Ahora bien, en el cuadro 5.5, se aprecian las tarifas residenciales para Coopesantos, así como su bloque de cobro según su consumo:

Cuadro 5.5: Tarifas residenciales Coopesantos

Bloque	Tarifa
0-40 kWh	¢3 353,60
41-200 kWh	¢83,84
Mayor a 200 kWh	¢135,69

Fuente: *Elaboración propia*

En el cuadro 5.6, se aprecian las tarifas para comercio e industrias para Coopesantos, así como el bloque de cobro según su consumo para este caso:

Cuadro 5.6: Tarifas comercio e industrias Coopesantos

	Bloque	Tarifa
Potencia	0-15 kW	¢241 212,90
	Bloque mayor a 15 kW	¢16 080,86
Energía	Bloque mayor a 3000 kWh	¢98,18
	Bloque menor o igual a 3000 kWh	¢162,17

Fuente: *Elaboración propia*

Por otra parte, para cada valor de consumo que se tenga por medidor, éste se calculará su pago mensual con las tarifas anteriores. Vale la pena destacar que, al no ser industrias y servicios de mucha importancia, estos medidores fueron tomados como residencias. Por lo tanto, solamente se tendrá una industria, que es la de la Cafetalera con su respectiva fuente hidroeléctrica.

Así, en el cuadro 5.7 se tienen los ingresos mensuales para este ramal en específico, tomando en cuenta que se ven reducidos los valores de excedente que la represa devuelve a la línea.

Cuadro 5.7: Ingresos mensuales

Clientes	Cantidad	Ingresos
Industriales	1	¢285 946,30
Residenciales	777	¢11 523 268,19
Total en colones		¢11 809 214,49
Total en dolares		\$22 230,16

Fuente: *Elaboración propia*

5.2. Panorama ante la implementación de paneles solares

En primer lugar, en el cuadro 5.8 se agregarán las tarifas por generación distribuida máximas y que serán evaluadas en este análisis, por lo que se calculará la magnitud máxima de costo por sistema fotovoltaico. Vale la pena recordar que todas estas tarifas se encuentran en los apéndices:

Cuadro 5.8: Tarifas por generación distribuida

Tipo de tarifas	Tarifa en ¢	Unidad
Tarifa acceso	¢31,18	por kWh
Tarifa T-DER	¢1 720,00	por kW
Tarifa C/V Valle	¢54,32	por kWh
Tarifa C/V Punta	¢74,14	por kWh
Tarifa C/V Nocturno	¢33,81	por kWh

Fuente: *Elaboración propia*

Seguidamente, se requiere desarrollar la generación promedio que se tiene en la red eléctrica de Coopesantos para cada sistema fotovoltaico por kWp instalado. Para esto, se utilizaron los datos de facturación de los últimos nueve meses para un total de 58 usuarios abonados a la generación distribuida de la Cooperativa. Estos valores, pueden ser apreciados en un ejemplo en el anexo E, aunque, por temas de confidencialidad, se protege el nombre del abonado.

Ahora bien, de la tabla E.1 de los anexos, se procede a realizar diversos cálculos. En primer lugar, se calcula un valor medio de la generación promedio mensual por kWp para los sistemas fotovoltaicos de la red eléctrica. Esta magnitud será la generación del equipo FV por kWp , que se multiplicará por la capacidad de 3 kWp que tienen los sistemas utilizados. Posteriormente, se calculará la desviación estándar de la generación, estimación con la que se obtiene el factor de planta de los sistemas fotovoltaicos, que, como se aprecia en el cuadro 5.9, es de 22,5%, que es una magnitud media para equipos de generación solar (ver sección 2.1.6).

Cuadro 5.9: Cálculo factor de planta de sistemas fotovoltaicos de Coopesantos

Cálculo	Magnitud
Promedio	110,71
Desviación estandar	24,92
CV	22,51%

Fuente: *Elaboración propia*

Así, con la magnitud promedio de 110,71 por kWp de generación eléctrica por sistema fotovoltaico mensual, se conoce que estos tendrán una magnitud de producción eléctrica de 332,12 kWh . Por otra parte, Coopesantos R.L. proporcionó las proporciones medias de generación de valle y punta para la zona geográfica en cuestión, las cuales son de aproximadamente 60% y 40% respectivamente. De esta forma, en el cuadro 5.10 se aprecian las características para un sistema fotovoltaico monofásico con la magnitud descrita para el período de punta y de valle:

Cuadro 5.10: Características de generación para 1 sistema fotovoltaico monofásico

Característica	Magnitud	Unidad
Generación Promedio por kWp	110,71	kWp
Capacidad Instalada	3	kW
Generación Total Sistema FV	332,12	kWh
Generación Valle mensual (60 %)	199.72	kWh
Generación Punta mensual (40 %)	132.85	kWh
Generación Noche mensual	0	kWh

Fuente: *Elaboración propia*

Posteriormente, para efectuar el análisis financiero para este caso, se deberá encontrar el valor del consumo coincidente promedio de cada usuario, pues, como se explicó en la sección 2.2.4, no toda la generación eléctrica que produce el sistema fotovoltaico puede ser aprovechada, esta se comporta según la figura 2.11, donde se encontrarán los valores del consumo coincidente mencionado, así como la generación excedente que representará la energía que vuelve a la red eléctrica de la Cooperativa.

Por lo tanto, con los valores apreciados en el anexo E.1, se procede a calcular el porcentaje de generación consumida por generación exportada, que corresponde a los excedentes energéticos del sistema fotovoltaico por cada usuario. Estos valores se dividirán en intervalos de 10 % para encontrar el margen más crítico donde se encuentra el mayor porcentaje de casos (ver cuadro 5.11).

Cuadro 5.11: Porcentaje de abonados en intervalos para la relación de generación consumida vs exportada

Intervalo inferior	Intervalo superior	Porcentaje de abonados
0 %	10 %	4,93 %
11 %	20 %	8,33 %
21 %	30 %	15,48 %
31 %	40 %	13,78 %
41 %	50 %	19,90 %
51 %	60 %	18,37 %
61 %	70 %	9,01 %
71 %	80 %	5,10 %
81 %	90 %	4,76 %
91 %	100 %	0,34 %

Fuente: *Elaboración propia*

Así, del cuadro 5.11 se puede concluir que el intervalo de generación consumida vs exportada más representativo es el de 41 % a 50 %, el cual consta de casi el 20 % de los abonados respectivos. Por lo tanto, una vez se conoce el consumo promedio del ramal simulado, que fue obtenido de parte de Coopesantos y tiene una magnitud de 157,94 kWh, se procede con el cuadro 5.12, para el cual se calcula los kWh que genera el sistema FV para el consumidor, así como el consumo que aún debe comprar este a la Cooperativa.

Cuadro 5.12: Calculo de magnitudes de consumo generado y comprado por abonado

Consumido vs Exportado	Generado para consumidor (kWh)	Consumo comprado (kWh)
5,00 %	16,61	141,33
15,00 %	49,82	108,12
25,00 %	83,03	74,91
35,00 %	116,24	41,70
45,00 %	149,76	8,18
47,55 %	157,94	-
55,00 %	182,67	- 24,73
65,00 %	215,88	- 57,94
75,00 %	249,09	- 91,15
85,00 %	282,30	- 124,36
95,00 %	315,51	- 157,58

Fuente: *Elaboración propia*

Del cuadro 5.12, se aprecia primeramente como, a partir de determinada magnitud, el consumo en *kWh* comprado a la Cooperativa se vuelve negativo, lo que significaría que estaría más bien cobrando a la empresa, situación que en la realidad no ocurre. Esto sucede a partir del porcentaje de generación consumida vs exportada de 47,55 %, pues esta es la proporción de consumo mensual promedio del ramal (157,94 *kWh*) y la generación mensual del sistema fotovoltaico explicado mediante el cuadro 5.10 (332,12 *kWh*). De esta forma, se conoce que el valor de consumo coincidente que se está buscando debe cumplir que la proporción de consumo vs generación sea menor al 47,55 %.

Por lo tanto, para encontrar la magnitud media de consumo coincidente, se procede a calcular el consumo natural mensual para todos los casos, el cual se obtiene de la suma de la energía total recibida con el total de la energía generada, esto menos el valor de la energía total exportada (ver anexo E.1). Así, se permite calcular el consumo coincidente para cada mes estudiado, esto al restar la magnitud del consumo natural con el total de energía recibida por el usuario. Sin embargo, no se evaluará el consumo coincidente promedio de forma directa, pues éstos datos de facturación corresponden a los abonados a la generación distribuida actualmente, no son necesariamente aplicables a la simulación actual con un alto nivel de penetración. Por consiguiente, se desarrollará un breve análisis estadístico para encontrar un valor que represente mejor al consumo coincidente. Para esto, se tiene el cuadro 5.13 de un desarrollo similar al cuadro 5.11 explicado anteriormente, con la diferencia que en este caso se evaluará la proporción del consumo coincidente sobre el consumo natural de cada usuario:

Cuadro 5.13: Porcentaje de abonados en intervalos para la relación de consumo coincidente y natural

Intervalo inferior	Intervalo superior	Porcentaje de abonados
0 %	10 %	1,19 %
11 %	20 %	4,59 %
21 %	30 %	16,50 %
31 %	40 %	29,08 %
41 %	50 %	33,84 %
51 %	60 %	9,86 %
61 %	70 %	4,08 %
71 %	80 %	0,17 %
81 %	90 %	0,68 %
91 %	100 %	0,00 %

Fuente: *Elaboración propia*

Como se aprecia en el cuadro 5.13, el intervalo con mayor porcentaje de abonados es el de 41 % a 50 %. Esto quiere decir, que aproximadamente un 35 % de los usuarios de generación distribuida tienen un porcentaje de consumo coincidente en este intervalo, por lo que es de interés seleccionar un consumo en tal margen. De esta forma, se optó por el valor promedio de este intervalo, el cual es de 44,74 % y será la magnitud principal con la que se realizará el análisis financiero. No obstante, también se analizará como margen mínimo el promedio del consumo coincidente total, con valor de 39,05 % y se encuentra por debajo del intervalo modal, mientras que como margen máximo se definirá como el 50 % de consumo, que corresponde al límite superior del intervalo. En el cuadro 5.14, se aprecian los tres casos con sus cálculos respectivos:

Cuadro 5.14: Consumo coincidente promedio del sistema

Cons. coincidente vs natural	Cons. coincidente (kWh)	Gen. excedente (kWh)	Cons. comprado (kWh)	Generación vs exportación
39,05 %	61,68	270,45	96,26	18,57 %
44,74 %	70,67	261,45	87,27	21,28 %
50,00 %	78,97	253,15	78,97	23,78 %

Fuente: *Elaboración propia*

De esta forma, en el cuadro 5.14, se aprecian los valores para el consumo coincidente en forma porcentual y en *kWh*, así como la generación excedente que significarían los sistemas fotovoltaicos. En la cuarta columna se aprecia el consumo en *kWh* que el usuario promedio compra a la Cooperativa y, por último, se aprecia la proporción de generación vs exportación para los tres casos, donde este porcentaje se encuentra alrededor del 20 %, que es menor del 47,55 % mencionado anteriormente.

5.3. Impacto económico por sistema fotovoltaico

Ahora bien, en el cuadro 5.15, se aprecian los cálculos de ventas a Coopesantos que equivale un sistema fotovoltaico instalado en la red, donde se tomaron los datos para el consumo de 44,74 % del cuadro 5.14.

Cuadro 5.15: Cálculos para 1 solo sistema fotovoltaico

Consumo promedio del cliente	157,94	kWh
Consumo coincidente	70,67	kWh
Generación de un panel total por 1 mes	332,12	kWh
Generación excedente	261,45	kWh
Cobro por tarifa acceso	¢4 924,50	-
Cobro por tarifa T-DER	¢5 160,00	-
Venta a Coopesantos Valle	156,87	¢8 521,33
Venta a Coopesantos Punta	104,58	¢7 753,69
Venta Coopesantos nocturno	0	-

Fuente: *Elaboración propia*

Para los cobros por tarifa de acceso y de T-DER vistos en el cuadro 5.15, estos no serán utilizados para el cálculo de las pérdidas por sistema fotovoltaico, pues son ingresos regulados que reciben una atención directa y evitan los subsidios cruzados, por lo que no necesariamente se aplican a los costos como tal. Seguidamente, en el cuadro 5.16 se calcula lo que estaría dejando de cobrar Coopesantos por la energía que autoconsume el usuario, esto con el consumo promedio calculado.

Cuadro 5.16: Pérdidas por el 'no cobro' al cliente

Consumo del cliente	70.67	kWh
Bloque 40 kWh	40	kWh
Bloque 40-200 kWh	30.67	kWh
Bloque mayor a 200 kWh	0	kWh
Total	€5 924,62	⇔ \$ 11.15

Fuente: *Elaboración propia*

Así, en el cuadro 5.16 se aprecia el costo por el consumo que no se cobra de media a los usuarios al instalar el sistema fotovoltaico, que para este caso (consumo coincidente 44,74 %) fue de \$11,15. En el cuadro 5.17, se aprecian tabulados las pérdidas que suponen cada equipo FV, esto según el consumo coincidente utilizado.

Cuadro 5.17: Pérdidas en cobros por sistema fotovoltaico según el consumo coincidente

Consumo coincidente	Impacto financiero	
39,05 %	€5 170,85	\$ 9,73
44,74 %	€5 924,62	\$ 11,15
50,00 %	€6 620,75	\$ 12,46

Fuente: *Elaboración propia*

Estos valores son de gran importancia para la empresa de Coopesantos, pues son las pérdidas que supondrá la generación distribuida de forma directa, por lo que son las magnitudes que le afectarán a las finanzas de la Cooperativa, será el coste que supone cada sistema fotovoltaico. Además, se aprecia como el margen de diferencia del consumo coincidente afecta en un aumento de los costos en \$1 aproximadamente, que al momento de desarrollar para cientos de equipos FV, este valor es considerable. Ahora bien, este precio no será la afectación final que equivale cada equipo FV, pues éste se obtiene al calcular el ahorro del total de compra energética al ICE que supone este consumo coincidente que se deja de percibir, para lo cual se aprecia el cuadro 5.18.

Cuadro 5.18: Cálculo afectación final por sistema fotovoltaico

Consumo coincidente del cliente	Magnitud en (kWh) y \$	Total Compra al ICE
Consumo en punta	23,56	€ 1 253,61
Consumo en valle	23,56	€ 1 019,00
Consumo en noche	23,56	€ 878,14
Total	70,67	€ 3 150,75
Magnitud del 'no cobro' de energía	\$ 11,15	€ 5 924,62
Afectación final	-\$ 5,22	-€ 2 773,87

Fuente: *Elaboración propia*

Así, se obtiene la afectación final del impacto del sistema fotovoltaico al realizar la resta del ahorro de compra de energía para el consumo coincidente del caso. Como se aprecia en el cuadro 5.18, el ahorro se hizo de forma distribuida para punta, valle y noche, pues como no se conoce con exactitud la proporción del consumo coincidente, para efectos prácticos es posible distribuirlo entre los tres casos. Las tarifas utilizadas para estos cálculos son las tabuladas en el cuadro 5.1. De esta forma, para un consumo coincidente

del 44,74 %, se tiene una afectación final de aproximadamente \$5. En el cuadro 5.19, se observan las afectaciones finales para los diferentes consumos coincidentes:

Cuadro 5.19: Afectación final por sistema fotovoltaico según su consumo coincidente

Consumo coincidente	Impacto financiero	
39,05 %	-C2 420,96	-\$ 4,56
44,74 %	-C2 773,87	-\$ 5,22
50,00 %	-C3 099,79	-\$ 5,83

Fuente: *Elaboración propia*

De esta forma, en el cuadro 5.19 se aprecia que la variación según el margen de consumo coincidente es menor para este caso, donde varían en menos de \$1, por lo que el valor medio será el más significativo. Así, se concluye que la afectación final es de aproximadamente \$5 por sistema fotovoltaico.

Ahora bien, se procede a calcular el ahorro que produce la generación excedente que es devuelta a la red eléctrica, que se evaluará mediante el cuadro 5.20.

Cuadro 5.20: Cálculo del ahorro por generación excedente por sistema FV

Intervalo	Consumo	Unidad
Valle	156,87	kWh
Punta	104,58	kWh
Noche	0	kWh
Total	C12 352,16	\$ 23,25

Fuente: *Elaboración propia*

. Para este caso, se debe recordar nuevamente que se está haciendo una prueba para el 100 % de energía comprada al ICE. Asimismo, como la energía que Coopesantos compra tiene una tarifa tan elevada, el total que cada sistema FV representa como energía ahorrada es mayor que la afectación final que supone cada uno de estos, como se pudo apreciar en el cuadro 5.20. Para esto, se utilizó la magnitud de generación excedente por punta y valle vistos en el cuadro 5.15 para las filas de Venta a Coopesantos, las cuales se multiplicaron por su tarifa respectiva del cuadro 5.1

Con estos valores, es posible realizar la resta para obtener el efecto real de 1 solo sistema fotovoltaico en el sistema, como se aprecia en el cuadro 5.21 para el caso de consumo coincidente de 44,74 %:

Cuadro 5.21: Efecto Real de 1 PV en Costos

Característica	Valor en C	Valor en \$
Pérdidas por instalación de Panel	-C2 773,87	-\$ 5,22
Ganancias por 'no pago' al ICE	C12 352,16	\$ 23,25
Efecto Real de 1 PV en Costos	C237,02	\$ 18,03

Fuente: *Elaboración propia*

Así, en el cuadro 5.21 se observa como el efecto de los sistemas fotovoltaicos a un 22,5 % de factor de operación y con un consumo coincidente promedio de 45 %, el efecto real de la instalación de cada sistema fotovoltaico es de aproximadamente \$18 de ganancia. De esta forma, en el cuadro 5.22 se aprecian las magnitudes del ahorro por generación excedente y el impacto final por FV según el consumo coincidente:

Cuadro 5.22: Impacto final por sistema fotovoltaico según su consumo coincidente

Consumo coincidente vs natural	Ahorro por gen. Excedente	Impacto por FV
39,05 %	\$ 24,05	\$ 19,49
44,74 %	\$ 23,25	\$ 18,03
50,00 %	\$ 22,51	\$ 16,68

Fuente: *Elaboración propia*

Como se puede apreciar en el cuadro 5.22, para los consumos en margen mínimo y máximo, estos alcanzan una ganancia menor entre mayor sea el consumo coincidente, pues significa que se pierde mayores utilidades al cada usuario autoconsumir una mayor magnitud.

Ahora bien, se calcula el impacto en el margen de operación haciendo uso de los ingresos y costos totales obtenidos previamente mediante los cuadros 5.4 y 5.7, resultados que se tabulan en el cuadro 5.23 para el consumo coincidente de 44,74 % que será utilizado para los cálculos siguientes:

Cuadro 5.23: Impacto en el margen de operación

Concepto	Escenario Base	Efecto de un PV	Escenario con un 1 PV
Ingresos actuales	\$ 22 579,92	\$ 23,25	\$ 22 603,17
Costos actuales	\$ 12 920,38	\$ 5,22	\$ 12 925,60
Margen de operación	\$ 12 619,82	\$ 18,03	\$ 12 637,85

Fuente: *Elaboración propia*

Seguidamente, se calculará el margen de operación hasta el 25 % crítico mediante el cuadro 5.24:

Cuadro 5.24: Impacto en el margen de operación por escenario. Parte 1

Escenario	Cantidad de PV	Disminución de ingresos
5 %	14	\$ 156,13
10 %	27	\$ 301,11
15 %	41	\$ 457,24
20 %	55	\$ 613,37
25 %	69	\$ 769,50

Fuente: *Elaboración propia*

De esta forma, se obtiene de la tabla 5.23 que el costo real por cada sistema fotovoltaico instalado en el sistema es de hecho de una ligera ganancia de aproximadamente \$18, pues al ser el coste de la energía para Coopesantos tan cara, el ahorro que tiene la compañía por no comprar dicha energía es suficiente para desbalancear el gasto que supone un panel solar. No obstante, vale la pena recordar que, a pesar que el 'costo real' por sistema fotovoltaico sea en realidad una ligera ganancia, este factor no cambia que las pérdidas que verdaderamente afectarán financieramente a Coopesantos como tal serán las que se aprecian en el cuadro 5.18, con un total de aproximadamente \$11 por FV, magnitud con la que deberán trabajar de ahora en adelante.

Así, en el cuadro 5.24 se obtiene que, para el 25 % de nivel de penetración de generación distribuida, Coopesantos estaría perdiendo alrededor de \$770 por la cantidad total de paneles FV que fue instalada. Por último, en el cuadro 5.25 se aprecia el margen de operación por escenario hasta el total de 100 %

de penetración de la generación distribuida, donde se puede apreciar que, a este nivel, Coopesantos R.L. perdería un total de \$3,078 aproximadamente por influencia de la generación.

Cuadro 5.25: Impacto en el margen de operación por escenario. Parte 2

Escenario	Cantidad de PV	Disminución de ingresos
30 %	83	\$ 925,63
35 %	97	\$ 1 081,77
40 %	110	\$ 1 226,74
45 %	124	\$ 1 382,88
50 %	138	\$ 1 539,01
55 %	152	\$ 1 695,14
60 %	166	\$ 1 851,27
65 %	179	\$ 1 996,25
70 %	193	\$ 2 152,38
75 %	207	\$ 2 308,51
80 %	221	\$ 2 464,64
85 %	234	\$ 2 609,62
90 %	248	\$ 2 765,75
95 %	262	\$ 2 921,88
100 %	276	\$ 3 078,01

Fuente: *Elaboración propia*

Capítulo 6

Conclusiones y Recomendaciones

6.1. Conclusiones

Este trabajo de investigación tenía como objetivo principal el estudio del comportamiento de una red de distribución de Coopesantos, donde se analizó el impacto de la generación distribuida en éste, de acuerdo con la Ley 10086. Para este fin, se hizo uso del programa de ETAP 22.5.0, con el que se creó un gemelo digital de un ramal específico. En la realización del modelo como tal, se encontraron diversas conclusiones, como el hecho de que, si se invierte en estos modelados, es posible que estas simulaciones les permitirá tomar decisiones financieras de forma seria y confiable. Además, se estudió la red eléctrica proporcionada a profundidad, donde se encontraron fallas, comportamientos anómalos y el impacto de la generación distribuida como tal.

En primer lugar, como ya bien fue mencionado, para la modelación y desarrollo de esta práctica se hizo un uso extensivo del software de ETAP, con el cual se encontraron una serie de ventajas prácticas que beneficiaron una mejor realización de la investigación como tal. Como primera instancia, la interfaz intuitiva permitió que no solo se pudiera trabajar y modificar el trabajo anterior de William Navarro sin mucho problema, sino que permitió mejorarlo, expandirlo y optimizarlo de una forma eficiente y sencilla, lo cual normalmente no es posible o no de forma tan práctica con otros programas, pues se debe indicar que ETAP no requiere de programación sobre código para configurar y simular una red. Además, ETAP permite crear perfiles de configuración para el mismo modelo, opción que fue sumamente provechosa para analizar eficazmente los diversos niveles de penetración de generación distribuida sin tener que modificar manualmente la conexión de los paneles solares. Más al respecto fue explicado en el apartado 3.5.5. Así, con este recurso a disposición, se encontró el máximo nivel de penetración de una forma sencilla y rápida.

Con los escenarios de integración de generación distribuida bien integrados, se llegó también a la conclusión que el ordenador que utilice debe poseer las suficientes capacidades para trabajar de forma rápida y eficiente, pues si realiza simulaciones a lo largo de un mes, el gran número de datos que debe leer y procesar el programa provoca que el tiempo de procesado tenga una duración más elevada que para otros casos. Este factor ayuda a llegar a la conclusión de que no necesariamente simular más tiempo sea mejor, pues los datos terminan siendo parecidos si se sabe escoger bien la semana, como fue discutido en el apartado 4.4.2.

Por su parte, el análisis de flujos de potencia realizado, permitió llegar a determinados hallazgos en la red de gran importancia. Por ejemplo, la determinación de los perfiles de tensión, desarrollada mediante el análisis de los criterios de aumento de tensión y variación de la misma, permitió analizar la totalidad de las barras que se encuentran conectadas en el ramal estudiado. Con esto, se encontraron las barras que tienen una magnitud de la tensión caída por debajo del $0,95 pu$ recomendado, con lo que se adaptaron los transformadores correspondientes para aumentar el valor de dicha tensión. De esta forma, se da una

guía aproximada de aquellos transformadores que trabajan en un valor de 'Tap' desconocido y se permite tabular y conservar el dato para su utilización en alguna tarea futura. Se discutió al respecto de esto en el apartado 4.3.1 y el 4.4.5.

Seguidamente, con la determinación de los desbalances de tensión y cargabilidad de los elementos del sistema eléctrico, se arribó a diversas conclusiones. En primer lugar, debido a la delimitación del ramal realizada para esta práctica, la mayor parte de este se encuentra conectado a la 'Fase C' del sistema, con muy pocos elementos en las otras dos fases, lo que quiere decir que el desbalance de tensión para esta simulación solamente pudo desarrollarse en barras trifásicas, pues la diferencia en cantidad de componentes eléctricos es muy elevada. Por otra parte, la determinación de la cargabilidad de los elementos fue estudiada mediante la evaluación del criterio de sobrecarga de conductores y transformadores, para lo cual se detectaron algunos comportamientos anómalos, especialmente en el caso de los transformadores, donde se puede concluir que, en ciertos casos, algunos transformadores se encuentran ligeramente sobrecargados y deben ser analizados, así como el caso de los transformadores '6513' y '5911', para los cuales se halló una sobrecarga muy alta y se trazó el origen de esto en el consumo muy alto de algunos de sus medidores. Esto lleva además a determinar la importancia y urgencia que necesitan este tipo de prácticas y modelados de que se posean los datos de los transformadores completos, pues la falta de algunos datos como los 'Taps' pueden ocasionar inconvenientes.

Ahora bien, en cuanto a los datos, hubo hallazgos relevantes para el ramal seleccionado y su comportamiento ante la generación distribuida, donde este termina fallando al 25 % por motivo del aumento de tensión sobre el 1,05 pu permitido, con lo que se encontró el nivel de penetración crítico del sistema. Además, también se encontró que este sistema es capaz de soportar las fluctuaciones de tensión, los desbalances en las barras trifásicas y las sobrecargas en los elementos, con la excepción de los transformadores discutidos previamente.

Por último, mediante el análisis financiero, se llegó a diversas conclusiones. En primer lugar, para el cálculo de la pérdida económica del sistema por panel solar será de aproximadamente \$11 por panel instalado, que si se expande para el 20 % de nivel de penetración máximo sin que inclumpla ningún criterio, este valor económico asciende a un total de aproximadamente \$613 en pérdidas para el ramal en cuestión, la cual es una magnitud muy considerable si se compara el tamaño del ramal simulado y la totalidad del circuito al que pertenece.

Por otra parte, también se calculó cuál sería la magnitud que Coopesantos ahorraría por panel instalado en energía comprada al ICE, la cual ascendió hasta los \$29 aproximadamente, donde la afectación final por sistema FV es de \$5, esto al restar el ahorro de energía por el consumo coincidente medio de cada usuario al costo total de \$11 (ver sección 5.3); mientras que las ganancias por la generación excedente en términos de ahorro de compra de energía al ICE, es de \$23. Las magnitudes de ahorro suplen el coste por panel FV debido al alto precio de compra que tiene Coopesantos entre las empresas distribuidoras, así como la situación particular de este análisis financiero, donde se calculó bajo la asunción de que la empresa le compra la totalidad de su energía eléctrica al ICE, lo cual no es estrictamente correcto.

6.2. Recomendaciones

En primer lugar, es recomendable que se dé continuidad a este proyecto, pues si bien es cierto que ya lleva dos prácticas profesionales trabajadas, es una tarea sumamente extensa, especialmente si se quiere modelar todo el circuito completo y no solamente ciertos ramales. Ante la circunstancia de una posible nueva práctica profesional, algunas recomendaciones para éstas serían las siguientes:

- Generar los casos para generación distribuida por barra. Esto se puede configurar al desarrollar casos de estudio para cada valor diferente de potencia de los transformadores. Es decir, para los de 10 kV A por una parte, los de 15 kVA en otra y así sucesivamente. El objetivo sería el análisis de las barras respectivas para cuando se conecta un panel solar en cada uno de ellos, luego dos y así

sucesivamente. Con esto, el estudio para el nivel de penetración de la generación distribuida se hará de forma más específica y práctica, aunque, claramente, requiere de un trabajo más extenso.

- Expandir los ramales modelados eléctricamente. El objetivo de esto, primordialmente, es comenzar a agregar al circuito de la simulación ramales completos de las fases A y B, pues, como ya fue discutido en el análisis de resultados, se encuentra modelado principalmente en la fase C, lo que perjudicó la evaluación del criterio de desbalance de tensión para esta práctica.
- Agregar el análisis de demás criterios de evaluación. En este caso, se debe recordar que ARESEP publicó un total de nueve criterios de evaluación de capacidad de alojamiento, para lo cual se estudiaron cuatro de éstos para la presente investigación, aunque en la práctica solamente se utilizaron tres. Por lo tanto, en un trabajo futuro, es recomendable evaluar, además del criterio de desbalance de tensión, otros como el aumento de acciones de control si se llega a incluir equipos que lo puedan incumplir, el criterio de aumento de corriente de falla o la reducción de alcance de algún elemento, según sea requerido para la empresa (ARESEP, 16 de mayo de 2023).

Por otra parte, se recomienda también el estudio más riguroso de los buses que fallaron en primer lugar el criterio de aumento de tensión, pues es posible que estas barras sean más susceptibles a fluctuaciones de tensión y a que se sobrecarguen ante una instalación de generación distribuida. Para una mejor descripción de éstas, consultar el apartado 4.4.6. A Coopesantos R.L. se le recomienda realizar un análisis más específico y profundo del transformador asociado a estas barras críticas, ya que es posible que el análisis que se realizó a éste fuera incompleto ante la falta de datos importantes, así como el desconocimiento de algún factor externo que pudiera tener.

En relación con lo anterior, es recomendable también el análisis de los transformadores relacionados con las barras que presentaban una caída de tensión en el caso de generación distribuida base, las cuales son descritas en el apartado 4.4.5. Para este caso, es posible que estos transformadores estén experimentando altos niveles de pérdida de energía, ya sea debido a un alto consumo de los medidores asociados, la distancia entre líneas, los 'Taps' en los que trabajan los transformadores; entre otros, que finalmente hayan ocasionado que estas barras experimenten tensiones muy cercanas o por debajo del margen permitido de 0,95 pu. Una posible sugerencia es el aumentar la capacidad del transformador, especialmente a aquéllos que presentan una alta sobrecarga y que sus barras registran estas bajas tensiones, como ocurrió en los casos de los transformadores '6513' o el '5911'. Asimismo, se puede evaluar si los sobreconsumos que algunos medidores dispusieron, se concentran solamente en el mes de mayo que se analizó o si es un problema inherente al equipo como tal.

Igualmente, se recomienda encarecidamente a Coopesantos R.L. la recolección de los datos de 'Taps' que tiene cada transformador, pues es una variable de suma importancia para analizar el comportamiento de éstos a lo largo del tiempo y puede permitir en un futuro encontrar razones más concretas acerca del comportamiento inusual de muchas de las barras que lo presentan.

Por su parte, otra recomendación es efectuar nuevamente los cálculos del análisis financiero para cuando vuelvan a variar las tarifas y si se lleva a cabo en un circuito en el que Coopesantos no compre toda la energía o que sea diferente en general, pues el impacto económico real de un panel solar será diferente en ese momento. Ese valor es volátil y cambiante, por lo que, ante una nueva práctica al respecto, algunas de las magnitudes variarán al acomodar más ramales del circuito 2A, así como variaciones en el consumo presentado para el mes en cuestión.

Relacionado con el punto anterior, también se recomienda, para el análisis financiero, realizar una estimación de forma directa con los datos de potencia expendida que se encuentran instalados en el ramal modelado, donde es posible graficar una curva de consumo promedio para todos los medidores y, con esta, realizar el cálculo de consumo coincidente, generación excedente y consumo natural promedio exactos para los usuarios respectivos, con lo que se podría realizar un análisis financiero con mayor exactitud.

Por último, se recomienda cautela al tomar decisiones apresuradas con esta práctica, pues si bien arroja resultados verosímiles y aplicables a la práctica, hay muchos factores que se han dejado por afuera debido

a la falta de tiempo, por lo que, de ser posible, será mejor esperar a una investigación más exhaustiva sobre el caso. La ventaja radica en que el trabajo se encuentra considerablemente avanzado debido a las dos prácticas profesionales ya realizadas en este tema, por lo que se baraja una idea sumamente concreta sobre el estado financiero y afectación de la generación distribuida en los ramales respectivos.

Referencias

- ARESEP. (16 de mayo de 2023). *Acta 38-2023*.
- ARESEP. (2014). *Aresep incentiva generación con fuente solar*. Descargado de <https://aresep.go.cr/noticias/aresep-incentiva-generacion-con-fuente-solar/> (Publicado el 2 de setiembre de 2014)
- ARESEP. (2023). *Tarifas eléctricas 2023*. Descargado de <https://aresep.go.cr/electricidad/tarifas/>
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (2021, 8 de 12). *Ley no 10086*. La Gaceta. Descargado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=96064
- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). (2023). *Of-0050-sjd-2023*. San José.
- Bludszuweit, H., y Navarro, M. (2016). *Energía hidroeléctrica: Serie energías renovables* (2da edición ed.). Prensas de la Universidad de Zaragoza. Descargado de https://books.google.co.cr/books?hl=es&lr=&id=Q5BfDgAAQBAJ&oi=fnd&pg=PA33&dq=energia+hidroelectrica+introduccion&ots=CwuPDXlYae&sig=UCW9_bYmLINIg22fGVOL0bAmD6s&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false
- Campoverde Benavidez, W. M. (2021). *Análisis del factor de planta de un sistema fotovoltaico en la provincia de cotopaxi a partir de su disponibilidad de generación y la radiación solar* [Bachelor's Thesis]. Latacunga, Ecuador. Descargado de <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/8180> (Marzo)
- Canales, D. (2021, 18 de 10). Costa rica es líder mundial en producción de electricidad con fuentes limpias. *La República*. Descargado de <https://www.larepublica.net/noticia/costa-rica-es-lider-mundial-en-produccion-de-electricidad-con-fuentes-limpias>
- Clase 3, *electricidad*. (s.f.). Descargado de <https://yold.unlp.edu.ar/frontend/media/87/27587/e874c1957ec82f81eb3499675337b55c.pdf>
- Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos. (2023). *Coopesantos r.l*. Descargado de <https://www.coopesantos.com/> (Visitado el 9 de noviembre de 2023)
- Energía eléctrica: Conceptos y principios básicos*. (s.f.). Descargado de https://repositorio.tec.mx/ortec/bitstream/handle/11285/631223/13_t5s2_c5_pdf_1.pdf?sequence=1&isAllowed=y (Documento en línea, sin año)
- Gómez-Ramírez, G. A. (2016). Evolución y tendencias de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia. *Revista Tecnología en Marcha*, 29(2), 3–13.
- Grupo ICE. (s.f.). *Fuentes renovables de energía, una alternativa sostenible para generar electricidad*. Descargado de <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/e027a034-5b68-4beb-8cd4-ad55622d28db/Guia+Renovables.pdf?MOD=AJPERES&CVID=11DRUYH>
- Grupo ICE. (2023a). *Informe de atención de demanda y producción de electricidad con fuentes renovables, costa rica 2022*. Descargado de <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3008> (01 de febrero de 2023)
- Grupo ICE. (2023b, 3). *Informe ejecutivo del plan de expansión de la generación 2022 – 2040*. Descargado de <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/741c8397-09f0-4109-a444-bed598cb7440/Plan+de+Expansio%CC%81n+de+la+Generacio%CC%81n+2022-2040.pdf>
- Gómez-Ramírez, G. A., Meza, C., Mora-Jiménez, G., Morales, J. R. R., y García-Santander, L. (2023). The

- central american power system: Achievements, challenges, and opportunities for a green transition. *Energies*, 16(11). Descargado de <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/11/4328> doi: 10.3390/en16114328
- Gómez-Ramírez, G. A., Mora-Jiménez, G., y Meza, C. (2023, mar.). Simulación del sistema de interconexión eléctrica de los países de américa central usando etap. *Revista Tecnología en Marcha*, 36(2), Pág. 50–58. Descargado de https://revistas.tec.ac.cr/index.php/tec_marcha/article/view/6007 doi: 10.18845/tm.v36i2.6007
- ICE, G. (s.f.). *Electrificación rural con fuentes renovables de energía*. Descargado de <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/7e77d1a3-aa66-462a-96fa-85dfeb8920c2/Solar+%281%29.pdf?MOD=AJPERES&CVID=m7EtKEo> (Sin año)
- Infocoop*. (2023). <https://www.infocoop.go.cr/cooperativas>. (Visitada el 4 de noviembre de 2023)
- Jiménez, C. A. B., y Ramírez, G. A. G. (2023). Metodología para la implementación de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento para pequeñas industrias. *Tecnología en Marcha*, 36(1), 18–32.
- Longatt, F. M. G. (2008). *Sistemas de potencia i: Introducción a los sistemas de potencia*. Descargado de https://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_I/PPT-IntroSP.pdf
- Loya, F. S. L. (2012, 3). *Diseño de un banco de condensadores para la corrección del factor de potencia de la empresa banchisfood s.a.* Descargado de <https://www.studocu.com/ec/document/universidad-politecnica-salesiana/automatizacion-y-monitoreo-en-sistemas-electricos-de-potencia/tesis-factor-de-potencia-con-banco-de-condensadores/27023342>
- López, M. V. (2012). *Ingeniería de la energía eólica* (1ra edición ed.). Descargado de https://books.google.co.cr/books?hl=es&lr=&id=GW_jEgJJSdC&oi=fnd&pg=PA4&dq=energia+eolica+introduccion&ots=QbGVb_nsmD&sig=LNdp_rq-N4oiHZxx01jfYLY8YIc#v=onepage&q&f=false
- Matulic, I. (2003, 6). Divulgación y actualidad científica. *Revista Acta Nova*, 2(2). Descargado de http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1683-07892003000100005&lng=es&tlng=es
- Méndez, I. K. L. (2015). *Energía solar en costa rica*. Grupo Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Descargado de https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/32d3c6a8-789a-4d56-8416-f7993aa10805/Energia+Solar+en+Costa+Rica+Kenneth+Lobo_2.pdf?MOD=AJPERES (Planificación y Desarrollo Eléctrico)
- Nandwani, S. S. (2005). *Energía solar - conceptos básicos y su utilización*. Descargado de <https://vdocument.in/energia-solar-conceptos-basicos.html?page=1> (Laboratorio de Energía Solar, Departamento de Física, Universidad Nacional, Heredia, Costa Rica)
- Navarro, W. (2023). *Estudio del comportamiento de una red de distribución en 19.9 kv para el análisis de la penetración de recursos distribuidos de generación solar en coopesantos r.l. mediante la aplicación de la ley 10086*.
- Oliver, D. A. L., y Mon, A. B. G. (s.f.). Comprensión de los conceptos de irradiancia y radiancia para los espacios arquitectónicos así como las unidades radiométricas y fotométricas [Manual de software informático]. Descargado de http://leias.fa.unam.mx/wp-content/uploads/2018/07/180515_Practica15_LES.pdf
- Presidencia de Costa Rica. (2021, 8 de 12). *Firmada ley que regula la generación de energía distribuida en el país*. <https://www.presidencia.go.cr/comunicados/2021/12/firmada-ley-que-regula-la-generacion-de-energia-distribuida-en-el-pais/>.
- Rivadeneira, J. A. C. (2022, 3). *Flujo Óptimo de potencia en sistemas eléctricos basado en criterios de mínimas pérdidas de potencia activa usando el método de la gradiente*. Descargado de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/22278/1/UPS%20-%20TTS724.pdf> (Quito, marzo 2022)
- Soto, I. E. P. (2005). *Celdas fotovoltaicas en generación distribuida*. Santiago de Chile.
- Weedy, B., Cory, B., Jenkins, N., Ekanayake, J., y Strbac, G. (2012). *Electric power systems, fifth edition*. Descargado de https://books.google.co.cr/books?hl=es&lr=&id=JkQdhXtGBtYC&oi=fnd&pg=PP9&dq=power+systems&ots=qRTQif7D1G&sig=iuCgOVRriwrq59-xovLL0uw9Bzk&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false

Wright, J. (2009). Estudio del potencial solar en costa rica. *Uniciencia*, 23(1-2), 19-40. Descargado de <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=475949668002>

Anexo A

Circuito completo

A continuación, se mostrarán partes del modelado del circuito completo:

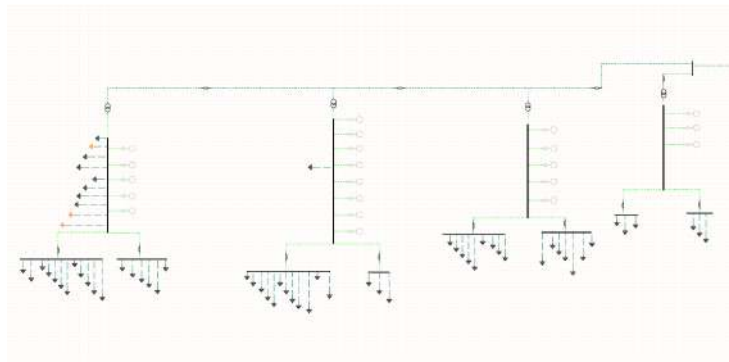


Figura A.1: Circuito completo. Parte 1

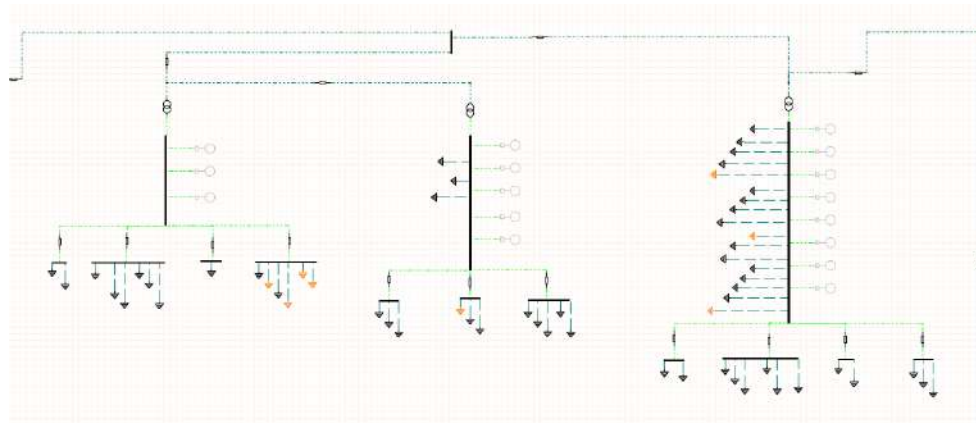


Figura A.2: Circuito completo. Parte 2

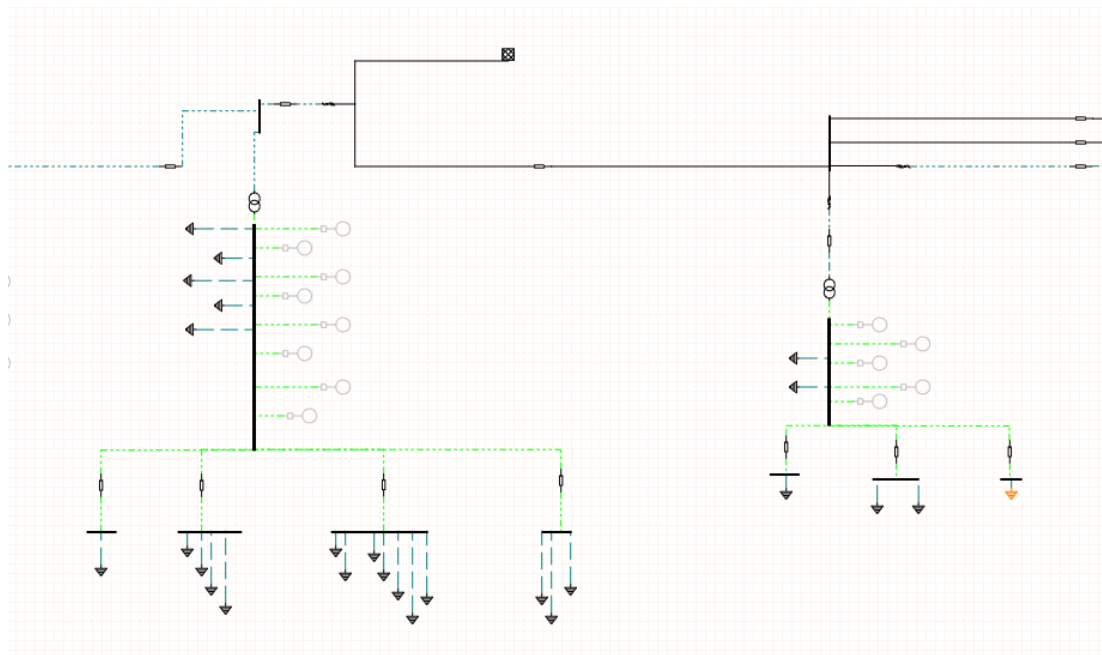


Figura A.3: Circuito completo. Parte 3

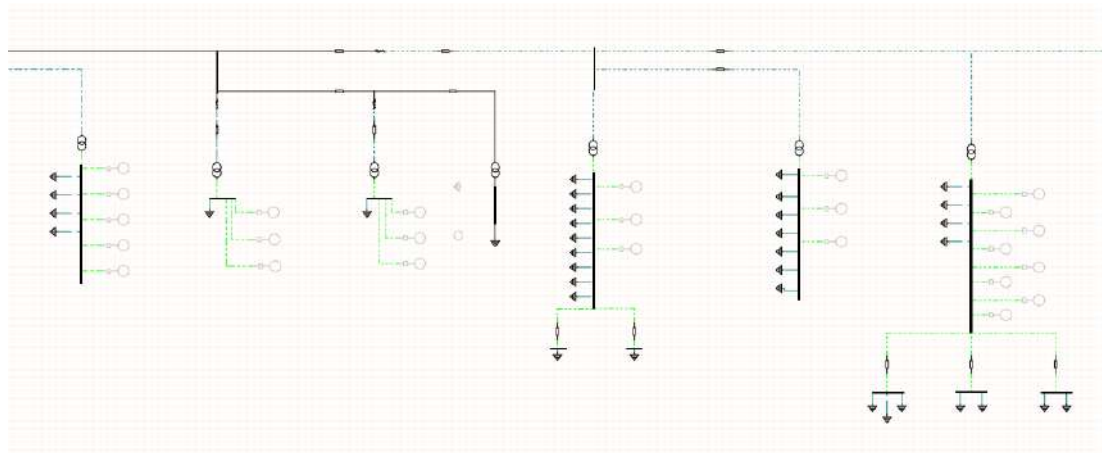


Figura A.4: Circuito completo. Parte 4

El circuito completo modelado se encuentra en este [link](#)

Anexo B

Acta ARESEP

A continuación, se muestran algunas partes del acta del ARESEP publicada el 16 de mayo del 2023.

16 de mayo de 2023
OF-0362-SJD-2023

Señor (as)

Daniel Fernández Sánchez, director general
Centro de Desarrollo de la Regulación

Gabriela Prado Rodríguez, directora general
Dirección General de Atención al Usuario

Melissa Díaz Valverde, Jefa
Departamento de Gestión Documental

Estimado (as) señor (as):

Mediante el acuerdo 04-38-2023, del acta de la sesión ordinaria 38-2023, celebrada el 09 de mayo de 2023 y ratificada el 16 de mayo de 2023, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora resolvió, por unanimidad de los votos de los miembros presentes:

RESULTANDO:

- I. Que el 15 de abril de 2011, mediante la directriz N° 14-MINAET, publicado en el Alcance Digital N° 22 de La Gaceta N° 74, la Presidencia de la República y el Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET) emiten la directriz "*Dirigida a los integrantes del subsector electricidad para incentivar el desarrollo de sistemas de generación de electricidad con fuentes renovables de energía en pequeña escala para el autoconsumo*".
- II. Que el 8 de octubre de 2015, la Presidencia de la República y el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) mediante el Decreto N° 39220-MINAE, publicado en La Gaceta N° 186, decretaron el "Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla".
- III. Que el 15 de octubre de 2015, se publicó en La Gaceta N° 200 el Decreto Ejecutivo N° 39219-MINAE, el cual declaró de interés público y con rango de



Figura B.1: Acta ARESEP. Parte 1



7. CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE CAPACIDAD DE ALOJAMIENTO

Las empresas distribuidoras y el OS deberán verificar que la integración de recursos energéticos distribuidos en cada uno de sus circuitos no interfiera con el cumplimiento de los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad necesarios para prestar en forma óptima, este servicio público sujeto a regulación, de conformidad con el artículo 4 inciso d) de la Ley N° 7593, y los artículos 5, 6 y 11 de la Ley N° 10086.

Con el fin de estimar la capacidad de alojamiento de DER en sus circuitos de distribución, las empresas distribuidoras y el OS deberán considerar criterios de evaluación de tensiones, acciones de control, térmicos y de protecciones. Según los equipos existentes en los circuitos de distribución y las actualizaciones de la coordinación de las protecciones respectivas, los criterios de acciones de control y protecciones podrían ser no considerados, como se explica a continuación:

- **Aumento de tensiones en régimen permanente**

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben mantener la tensión de los clientes en $\pm 5\%$ de la tensión nominal durante la mayor parte del tiempo, según lo estipulado en la norma ANSI C84.1 y el reglamento técnico AR-NT-SUCAL en su versión vigente.

El criterio de evaluación de la tensión de régimen permanente en los estudios de alojamiento a considerar es que la tensión en todos los nodos de MT y BT no debe superar el valor de 1,05 p.u.

Para aplicar este criterio, se realizan las simulaciones de flujos de potencia con DER futuros en los diferentes niveles de penetración evaluados y se revisa que la tensión en todos los nodos de media y baja tensión no supere 1,05 p.u.

- **Variaciones de tensión**

Las variaciones de la potencia de los DER conllevan a fluctuaciones rápidas de la tensión que pueden provocar interrupción de equipo sensible de algunos clientes o la operación más frecuente de equipos reguladores de tensión.

Figura B.2: Acta ARESEP. Parte 2

El acta completa se encuentra en la página web pública de ARESEP, donde en el anexo B.1 se aprecia los datos de la junta en cuestión.

Anexo C

Tarifas ARESEP

**POR TANTO
LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:**

I. Fijar las siguientes tarifas para la compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, a partir del 1 de octubre de 2023, en su aplicación por primera vez de la siguiente forma:

**Tarifas máximas para la compra-venta de
excedentes de energía (colones/kWh)**

Empresa	Punta	Valle	Noche
1. ICE			
I Trimestre	65,41	49,29	32,79
II Trimestre	69,34	52,30	34,87
III Trimestre	74,33	56,09	37,51
IV Trimestre	60,07	45,36	30,33
2. CNFL			
Anual	68,61	51,28	33,91
3. JASEC			
Anual	69,24	50,87	33,67
4. ESPH			
Anual	55,55	41,47	27,19
5. Coopelesca			
Anual	60,44	45,20	29,72
6. Coopesantos			
I Semestre	74,14	54,32	33,81
II Semestre	68,00	55,00	34,00
7. Coopeguanacaste			
Anual	68,23	55,84	33,89
8. Coopealfaroruz			
Anual	71,01	54,36	33,63

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP 2023.
Nota/ la tarifa resaltada corresponde al precio más eficiente

Figura C.1: Tarifas ARESEP 1
Fuente:(Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), 2023)

DISTRIBUIDOS EN ACATAMIENTO A LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023. EXPEDIENTE ET-047-2023.											
COSTO TOTAL DE INTERCONEXIÓN POR EMPRESA DISTRIBUIDORA PARA EL PERÍODO 2023 POR SOLICITUD, APLICANDO LAS 4 ETAPAS DE INTERCONEXIÓN--DATOS EN COLONES--											
Etapas	Definición	Variable	Valor								
			General	Cooperativa de Electrificación Rural de Alvaro Ruiz	Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste	Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos	Compañía Nacional de Fuerza y Luz	Cooperativa de Electrificación Rural de los Ríos	Empresa de Servicios Públicos de Heredia	Instituto Costarricense de Electricidad	Junta Administrativa de Servicio Eléctrico de Cartago
Etapas 1	Costo de ejecución interconexión a pagar por parte del solicitante para dar cuenta a la totalidad inicial de interconexión a la red de distribución, en colones durante el periodo y para la empresa s.	CSIna	32 338	5 400	19 250	32 009	5 989	12 855	9 753	32 338	28 909
Etapas 2	Costo del estudio de ingeniería a inspección, para a pagar por parte del solicitante, en colones durante el periodo y para la empresa s.	CEIa	99 877	98 864	96 256	90 077	53 983	82 892	64 761	39 562	89 491
Etapas 3	Costo de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión a pagar por el solicitante, en colones durante el periodo y para la empresa s.	CFFPa	130 386	82 025	75 743	121 036	136 396	130 386	14 008	130 386	92 289
Etapas 4	Costo de la transmisión y pagar por el solicitante en caso de ser requerido, en colones durante el periodo y para la empresa s.	CRPa	97 272	35 856	40 560	97 272	97 272	97 272	43 028	97 272	79 971
Costo total de interconexión			322 161	211 775	349 424	349 424	387 659	323 425	196 818	299 349	289 310

Figura C.2: Tarifas ARESEP 2
Fuente:(Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), 2023)

**POR TANTO
LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:**

- I. Fijar la tarifa mensual por kW instalado de los recursos energéticos distribuidos (T-DER), en su aplicación por primera vez de la siguiente forma:

**Tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos (T-DER)
--Colones por kW instalado--**

Empresa	Tarifa (TDER)
JASEC	₡146
ESPH	₡217
ICE	₡255
CNFL	₡305
Coopesca	₡512
Coopguanacaste	₡524
Coopalfaro	₡1 362
Coopesantos	₡1 720

Fuente: Intendencia de Energía

Figura C.3: Tarifas ARESEP 3
Fuente:(Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), 2023)

	Bloque	Tarifa	Explicación	Ejemplo	
de ente,	Tarifas por potencia	d. Bloque 0-15 kW	233.101,05	Si la potencia medida es menor a 15 kW, se paga este cargo fijo de potencia.	Ejemplo 1: Usuario con 6000 kWh de energía y 16 kW de potencia paga: 6000* 94,88 = ₡569.280 + 16*15.540,07 = ₡248.641 Total = ₡817.921,12
		e. Bloque mayor a 15 kW	15.540,07	Si la potencia medida es mayor a 15 kW. Se cobra la tarifa por cada kW de potenc...	
	Tarifas por energía	c. Bloque mayor a 3000 kWh	94,88	Se paga la tarifa por cada kWh. Se cobra un mínimo de kWh.	
	Tarifas por energía	a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	156,72	Se paga la tarifa por cada kWh. Se cobra un mínimo de kWh.	Un consumo de 500 kWh paga: 500* 156,72 = ₡78.360

Figura C.4: Tarifas ARESEP 4
Fuente:(Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), 2023)

Tipo de tarifa	Descripción Tarifa	Bloque	Tarifa
T-RE	Residencial	a. Bloque 0-40 kWh	3.353,60
		b. Bloque 41-200 kWh	83,84
		c. Bloque mayor a 200 kWh	135,69
T-RP	Tarifa residencial modalidad prepago	a. Bloque 0-40 kWh	3.353,60
		b. Bloque 41-200 kWh	83,84
		c. Bloque mayor a 200 kWh	135,69

Figura C.5: Tarifas ARESEP 5
Fuente:(Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), 2023)

Anexo D

Formato tabla de descarga .csv

```
Interval End Date/Time,Wh uni,Avg A(c),Min A(c),Max A(c),Avg A(a),Min A(a),Max A(a),Curr Avg V(c),Curr Avg V(a),Max V(c),Max V(a),Min V(c),Min V(a),VAh r,VAh d,Wh net,Varh r,Varh d,Wh r,Wh d,Status
5/1/2023 12:00:00 AM,108,3.1,4.0,0.0,0.248,0.248,0.247,0.109,108,1.0,0.108,
5/1/2023 12:10:00 AM,1.0,1.0,0.0,0.248,0.249,0.247,
5/1/2023 12:15:00 AM,26,0.41,26.0,23.0,26,
5/1/2023 12:20:00 AM,3.0,9.0,0.0,0.247,0.247,0.243,
5/1/2023 12:30:00 AM,43.3,3.3,3.0,0.0,0.246,0.247,0.246,0.82,43.0,68.0,43,
5/1/2023 12:40:00 AM,3.3,3.3,0.0,0.0,0.247,0.247,0.246,
5/1/2023 12:45:00 AM,36,0.75,36.0,63.0,36,
5/1/2023 12:50:00 AM,1.0,3.0,0.0,0.0,0.247,0.248,0.247,
5/1/2023 1:00:00 AM,1.0,0.0,0.0,0.0,0.247,0.247,0.246,0.2,1.1,0.0,1,
5/1/2023 1:10:00 AM,3.0,8.0,0.0,0.0,0.247,0.248,0.246,
5/1/2023 1:15:00 AM,37,0.80,37.0,67.0,37,
```

Cuadro D.1: Ejemplo de formato de datos descargados desde Itron
Fuente: *Elaboración propia*

Anexo E

Formato datos de facturación de abonados a generación distribuida

Nombre del abonado	Mes	Días facturados	Total energía generada	Potencia KWp instalada	Generación Promedio por kWp	Total energía entregada	Total energía generada	Total energía recibida
USUARIO 1	1	31	248	3,32	75	213	248	79
USUARIO 1	2	28	356	3,32	107	333	356	45
USUARIO 1	3	31	328	3,32	99	285	328	146
USUARIO 1	4	30	332	3,32	100	305	332	62
USUARIO 1	5	31	337	3,32	102	303	337	91
USUARIO 1	6	30	267	3,32	80	239	267	55
USUARIO 1	7	31	273	3,32	82	221	273	158
USUARIO 1	8	31	251	3,32	76	218	251	55
USUARIO 1	9	30	237	3,32	71	203	237	67

Cuadro E.1: Ejemplo de formato de datos de facturación de abonados a generación distribuida

Fuente: *Elaboración propia*