



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA DE
VALPARAÍSO



Miguel Andrés Oyarzún Dote

Estrategia para incorporar automatización a red de baja tensión.

Informe Proyecto de Título de Ingeniero Civil Eléctrico



**Escuela de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingeniería**

Valparaíso, 03 de octubre de 2019



Estrategia para incorporar automatización a red de baja tensión

Miguel Andrés Oyarzún Dote

Informe Final para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico,
aprobada por la comisión de la
Escuela de Ingeniería Eléctrica de la
Facultad de Ingeniería de la
Pontificia Universidad Católica de Valparaíso
conformada por

Sr. Jorge Mendoza Baeza
Profesor Guía

Sr. Carlos Pastén Rivera
Correferente

Sr. Sebastián Fingerhuth Massmann
Secretario Académico

Valparaíso, 03 de octubre de 2019

"No importa si llegas último en una carrera, lo importante es que siempre estarás delante de quienes nunca se atrevieron a correrla".

"Anónimo".

Dedico este trabajo de título a todos quienes han dejado una huella imborrable en mi corazón.

Agradecimientos

Agradezco primeramente a Dios por poner a las personas correctas en mi camino, quienes me brindaron apoyo para continuar en este viaje.

Gracias a cada uno de los integrantes de mi familia por siempre aceptar mis decisiones. Agradezco principalmente a mi Papá, Mamá, a mi hermano José, a mis hermanas Marta y Teresa, por formar parte de lo más importante que tengo en esta vida, es por ustedes que luché día a día por ser una mejor persona y en lo posible llegar a ser un ejemplo y guía para todos mis ahijados y sobrinos.

Agradezco a la familia Ibarra Reyes por brindarme apoyo desinteresado cuando lo necesité, permitiendo entrar a su hogar con apenas conocernos, hoy les agradezco y los recuerdo día a día por compartir su buen corazón conmigo.

Agradezco a mi profesora de enseñanza básica Rossana, por ver en mí una persona con un futuro académico. Gracias profesor Marcelo del Colegio Politécnico por demostrar que todo se puede, independiente de las carencias de cada uno de nosotros.

Gracias a mis compañeros de enseñanza media Bastián F, José G, José I, por llamarme un día por la tarde e invitarme a vivir con ustedes en la casa Universitaria Padre Reinaldo.

Agradezco al Padre Reinaldo Orellana por haber seguido una misión y crear esta casa estudiantil, entregándonos techo, comida y un lugar cómodo para estudiar.

Agradezco a toda Casa Alegre, a todos con quienes tuve la oportunidad de convivir y de conocer.

Gracias PUCV por entregarme conocimiento y herramientas durante todos estos años, por entregarme buenos amigos y buenas experiencias.

Gracias Profesor Jorge M, Carlos P, por entregarme la oportunidad de trabajar con ustedes durante mis últimos semestres de estudiante.

Valparaíso, 25 de septiembre de 2019

Miguel Oyarzún Dote.

Resumen

En este trabajo de título se pretende dar a conocer los beneficios que se pueden obtener, tras la implementación de técnicas de manejo y control en redes de baja tensión, haciendo uso de dispositivos inteligentes que permitan alternativas de reposición de suministro energético a clientes afectados por fallas en la red, permitiendo un sistema eléctrico estable y de calidad, siendo el principal objetivo de las empresas distribuidoras de energía.

Inicialmente se deben estudiar los factores más importantes relacionados con topología de redes, a través, de un estudio general de tipos de configuraciones existentes y características que permitan opciones de reconexión o respaldos eléctrico para las líneas de baja tensión, además, se deben conocer las fallas más frecuentes en sistemas de distribución, a través de datos históricos.

Se realiza un estudio de los índices de calidad actuales a nivel nacional y de las exigencias presentes en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución que entrarán en vigencia acorde a plazos estipulados a corto plazo y a través de la Política Energética 2050, es así, como se esbozan los desafíos que estarán presentes durante los próximos años para las empresas distribuidoras de energía.

A través de técnicas preventivas y acciones temporales se pretende dar solución a las problemáticas más recurrentes en distribución eléctrica, mejorando la calidad de suministro energético. Se crean escenarios de prueba para redes eléctricas reales, las cuales se ven afectadas por una problemática, que será abordada dependiendo de los recursos económicos dispuestos a invertir por parte de la empresa, es por ello, que es preciso contar con un análisis económico que permita estudiar y analizar rentabilidad de cada propuesta presentada.

Palabras claves: Redes de distribución en baja tensión, índices de confiabilidad de servicio, automatización de redes eléctricas, mantención de redes eléctricas.

Abstract

This title work aims to raise awareness of the benefits that can be obtained, after the implementation of management and control techniques in low voltage networks, using intelligent devices that allow alternatives to replenish energy supply to customers affected by failures in the network, allowing a electrical system stable and quality, being the main objective of the energy distribution companies.

Initially should be studied the most important factors regarding network topology through a general study of types of existing configurations and features that allow reconnection options or electrical backups for low voltage lines, in addition should be known the most frequent failures in systems of distribution through historical data.

Studing of the current quality indices at national level and the requirements present in the Technical Standard of Service Quality for Distribution Systems that will come into force according to stipulated terms in the short term and through the Energy Policy 2050, this is how the present challenges for energy distribution companies are outlined for in the coming years.

Through preventive techniques and temporary actions it is intended to solve the most recurring problems in electricity distribution, improving quality of energy supply. Test scenarios are created for real electricity networks, which are affected by a problem, which will be addressed depending on the economic resources willing to invest by the company, which is why it is necessary to do an economic analysis that allows study and analyze profitability of each proposal presented.

Key words: Low voltage distribution networks, service quality index, automation of electrical networks, maintenance in electrical networks.

Índice general

Introducción.....	1
Objetivo general.....	3
Objetivos específicos	3
1 Distribución eléctrica.....	4
1.1 Introducción.....	4
1.2 Conceptos básicos en Distribución.....	5
1.2.1 Tensión nominal	5
1.2.2 Regulación de Tensión.....	5
1.2.3 Tolerancia de fluctuaciones de frecuencia	6
1.2.4 Clasificación de fallas.....	6
1.2.5 Factor de demanda (Fd.).....	7
1.2.6 Factor de utilización (Fu.).....	8
1.3 Calidad de servicio.....	8
1.4 Calidad de suministro.....	8
1.5 Cálculo de Índices de confiabilidad	8
1.5.1 Cálculo SAIDI.....	9
1.5.2 Cálculo SAIFI.....	9
1.5.3 Cálculo TIC.....	9
1.5.4 Cálculo FIC.....	10
1.6 Estándar de calidad para indicadores en normativa eléctrica.....	10
1.6.1 Índices SAIDI	10
1.6.2 Índices SAIFI	10
1.6.3 Índice TIC.....	11
1.6.4 Índice FIC.....	11
1.7 Política Energética 2050	11
1.8 Históricos anuales Índices SAIDI	12
1.9 Topología de las redes	12
1.10 Generación distribuida.....	15
2 Presentación del problema.....	16
2.1 Introducción.....	16

2.2	Confiabilidad para sistemas de distribución.....	16
2.3	Valor actual de los índices de confiabilidad	16
2.4	Fallas usuales en baja tensión.....	17
2.5	Sistemas radiales en redes de distribución de B.T.....	18
2.6	Impacto de nuevas tecnologías	19
3	Mejorando estabilidad de suministro	20
3.1	Introducción.....	20
3.2	Mantenimiento de redes de distribución	20
3.2.1	Método predictivo	20
3.2.2	Método preventivo	20
3.2.3	Método correctivo	20
3.3	Procedimiento para plan de mantenimiento	21
3.3.1	Modelo probabilístico	21
3.3.2	Fallas comunes en redes de distribución	22
3.3.3	Mejora estimada al aplicar mantenimiento.....	23
3.4	Automatización de sistemas de distribución	23
3.4.1	Dispositivos ALVIN Reclose.....	24
3.4.2	Escenarios en red de distribución.....	26
4	Mantenimiento y Automatización en red BT-812 Sección 1.....	28
4.1	Introducción.....	28
4.2	Mejoras a través de Mantenimiento preventivo	29
4.3	Análisis de red automatizada BT-812 sección 1	29
4.3.1	Análisis red original.....	31
4.3.2	Análisis red seccionalizada sin automatismos.....	32
4.3.3	Análisis de red Semiautomatizada 1	33
4.3.4	Análisis de red Semiautomatizada 2	35
4.4	Análisis económico de Red BT-812	36
4.4.1	Análisis económico escenario Seccionalizado	36
4.4.2	Análisis económico escenario Semiautomatizado 1	37
4.4.3	Análisis económico escenario Semiautomatizado 2	38
4.5	Resumen y conclusiones de resultados finales	40
5	Automatización en red BT-812 Sección 2.....	44
5.1	Introducción.....	44
5.2	Especificaciones de diseño de nueva sección de red.....	44
5.3	Simulación y modelación de sección 2	45
5.3.1	Simulación en software DigSilent Power Factory 15.1	45
5.3.2	Modelado de red en software AutoCAD 2016	46
5.4	Presentación de fallas en la Red	47
5.5	Estudio de Automatización para escenarios	50
5.5.1	Red Original	50
5.5.2	Red Seccionalizada.....	52

5.5.3 Red Semiautomatizada 1	56
5.5.4 Red Semiautomatizada 2	60
5.5.5 Escenario Automatizado	64
5.6 Resumen de Automatización para Sección 2	68
6 Mantenición y Automatización en red BT-812 Sección 2	70
6.1 Introducción.....	70
6.2 Mejoras a través de Mantenimiento preventivo	70
6.3 Análisis de red automatizada BT-812.....	73
6.3.1 Análisis red Original.	73
6.3.2 Análisis escenario Seccionalizado	75
6.3.3 Análisis de red Semiautomatizada 1	76
6.3.4 Análisis de red Semiautomatizada 2	78
6.3.5 Análisis de red Automatizada	80
6.4 Análisis económico de Red BT-812	82
6.4.1 Análisis económico escenario Seccionalizado	82
6.4.2 Análisis económico escenario Semiautomatizado 1	83
6.4.3 Análisis económico escenario Semiautomatizado 2.....	84
6.4.4 Análisis económico escenario Automatizado	85
6.5 Resumen y conclusiones de resultados finales	86
Discusión y conclusiones	90
Bibliografía	93

Introducción

La calidad en las empresas prestadoras de servicio es el aspecto más importante para el consumidor, es por ello, la constante búsqueda de alternativas que permitan satisfacer las expectativas de los clientes y a su vez cumplir con los estándares exigidos por la Normativa Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (NTCS) impuestas por el Ministerio de Energía.

Los índices de confiabilidad SAIDI anuales a nivel nacional se han posicionado en el último tiempo en 13,52 [horas/año], 18,83 [horas/año], 12,17 [horas/año] para 2016, 2017, 2018 respectivamente, muy por encima de lo que se espera para un futuro de calidad, confiable y eficiente, lo cual presenta un enorme desafío para las empresas distribuidoras de energía, quienes deberán implementar nuevas alternativas de manejo y control de procesos para redes eléctricas, mejorando la predicción de falla y los tiempos de respuesta frente a este tipo de situaciones [1].

La política energética 2050 nace a través de la “Agenda de Energía” propuesta en mayo del año 2014, donde se establece como principal desafío diseñar y ejecutar una política energética a largo plazo, que permita alcanzar un mayor desarrollo económico y social. En septiembre del 2015 se origina la propuesta de “Hoja de Ruta 2050: hacia una energía sustentable, sostenible e inclusiva para Chile”, gracias a estos avances fue posible trazar el camino para lo que hoy conocemos como la “Política Energética 2050” compuesta por cuatro pilares fundamentales: seguridad y calidad de suministro, energía como motor de desarrollo, energía compatible con el medio ambiente, eficiencia y educación energética. Siendo el primer pilar de “seguridad y calidad de suministro” el más relevante para el caso de las empresas distribuidoras de energía, donde se estipula que para el año 2035 se deberá cumplir con una indisponibilidad de suministro eléctrico promedio (índice SAIDI) no superior a 4 [horas/año] y para el año 2050 un promedio no mayor a 1 [hora/año] en cualquier localidad del país [2].

A través de la Política Energética 2050 se plantean desafíos a largo plazo, los cuales son reevaluados constantemente en base a metas parciales alcanzadas por etapas de trabajo. En ayuda a estos avances surge la modificación de la normativa eléctrica siendo actualizada en diciembre del año 2017, estableciendo nuevos límites para los tiempos de falla, a los cuales pueden ser sometidos los usuarios por parte de las empresas distribuidoras, exigiendo estabilidad de la red frente a situaciones imprevistas, ya sean, internas o externas a la empresa, quedando exentos para evaluaciones los eventos de fuerza mayor.

La Normativa Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución actualizada en diciembre del 2017, en el capítulo número 4, hace alusión a la calidad de suministro, cuyas exigencias entró en vigencia el año 2018 y rige hasta el año 2019 en una primera etapa. Una segunda etapa comienza a regir desde el año 2020 en adelante, hasta llegar finalmente al año 2035 donde se hace presente la Política Energética 2050 [3].

Mirando hacia un futuro energético continuo, de calidad y resiliente, nace la problemática de las empresas distribuidoras en la búsqueda de soluciones para enfrentar las nuevas normativas energéticas, donde la red del sistema eléctrico deberá tener una respuesta rápida frente a situaciones de fallas, entregando una mejora parcial que permita la restitución de suministro a la mayor cantidad de clientes, ayudando de esta manera a la disminución de los índices de interrupción SAIDI. La implementación de dispositivos electrónicos autónomos e inteligentes son una de las apuestas más llamativas para poner a prueba.

La posibilidad de contar con redes de distribución en baja tensión capaces de reestructurarse acorde a las circunstancias puede ser posible tras la implementación de dispositivos reconectores automatizados, los cuales pueden ser programables y/o controlados remotamente desde una central de control. Dicha programación de estos dispositivos se basa en posibles respaldos dentro de un sistema enmallado de red, donde, tras la existencia de alguna falla el dispositivo opera de manera automática, dando la posibilidad de ciclos de reconexión, descartando la presencia de fallas temporales. Una vez descartada la temporalidad del problema se monitorea la información enviada por el dispositivo vía internet a la central de control, procediendo a la ubicación física de la falla. Una vez identificado el problema se hace uso del control a distancia de los reconectores ordenando apertura de la red, permitiendo aislar la falla. Una vez aislada la falla se procede a conectarse a una red aledaña, respaldando a la mayor cantidad de clientes posibles.

Existen empresas innovadoras que entregan un completo servicio a través de conjuntos de dispositivos complementarios entre sí, asegurando un servicio íntegro, que permita la supervisión, control y manejo de redes de manera eficaz.

“ALVIN” es una familia de dispositivos a la vanguardia en equipamiento y tecnología que están surgiendo en ayuda de las problemáticas presentes actualmente en las redes de distribución en baja tensión, los cuales basan su principio de funcionamiento en los equipos utilizados en sistemas de media tensión, permitiendo apertura y cierre de manera automática, siendo posible la configuración de procesos dependiendo del estudio de protecciones, se cuenta con monitoreo que permite observar funcionamiento de la red en tiempo real y operación telecomandada posibilitando conexión o desconexión a distancia, otorgando mayor puntualidad y seguridad al momento de realizar interrupciones programadas del suministro energético. Así es como ALVIN se hace presente como un elemento esencial para la mejora en el desempeño de la red eléctrica en baja tensión.

Las técnicas convencionales utilizadas por empresas de distribución eléctrica a través de mantenciones periódicas en franjas de servidumbre, permite reducir los índices de confiabilidad del sistema basando su operación en prevención de fallas. La aplicación de métodos

convencionales en unión a nuevas técnicas permite el desarrollo de nuevas estrategias y planes de mejora continua para redes eléctricas en beneficio de los clientes.

Una red de distribución eléctrica con una poda de árboles adecuada en unión a tecnologías de monitoreo y control a distancia con alternativas de respaldo apunta a cumplir satisfactoriamente con exigencias futuras que permitan entregar un servicio estable, confiable y de calidad.

La estabilidad en el suministro eléctrico en busca de un sistema robusto tiene como objetivo además de entregar un buen servicio al cliente es de permitir al consumidor la posibilidad de autogeneración de energía, Ley 20.571 de generación distribuida, quien permite la instalación de fuentes de generación energética, principalmente paneles fotovoltaicos con una potencia instalada máxima de 300 [kW] por empalme, sin necesidad de desconectarse de la red y en donde los excedentes pueden ser inyectados al sistema de distribución creando un flujo bidireccional de energía [4].

La implementación de este tipo de sistemas inteligentes en unión a planes de mantenimiento preventivo beneficia tanto a los clientes como a las empresas distribuidoras, permitiendo la disminución en costos de operación, control sobre grupo acotado de personas, mejora en los tiempos de reposición de suministro, permite confianza necesaria para implementación de proyectos o nuevas tecnologías como es el caso para la “generación distribuida”.

Objetivo general

- Estudio de factibilidad de proyecto de redes inteligentes para área de distribución en baja tensión ejecutando alternativas de mantención preventiva en combinación de distintos escenarios automatizados.

Objetivos específicos

- Estudiar casos de automatización en redes de distribución y su impacto.
- Estudiar tipos de mantenciones preventivas y su impacto.
- Estudiar y Desarrollar unificación de proyectos enfocados en distintas problemáticas pero que apuntan a un mismo objetivo (calidad de servicio).
- Aplicar estrategia de propuesta en redes eléctricas de distribución reales.
- Realizar una evaluación económica del proyecto.

1 Distribución eléctrica

1.1 Introducción

A través de los sistemas de distribución mediante una concesión delimitada por zonas geográficas, es posible abastecer de energía eléctrica a personas o industrias en beneficio de desarrollo y crecimiento, tanto personal como social. Las compañías distribuidoras cumplen con la función de ser el nexo entre las líneas de transmisión eléctrica y los clientes, permitiendo el flujo de este suministro desde una central de generación, hasta los puntos de consumo, completando una cadena de energía eléctrica, conformada por: generación, líneas de transmisión, redes de distribución y cliente, como se aprecia en Figura 1-1.

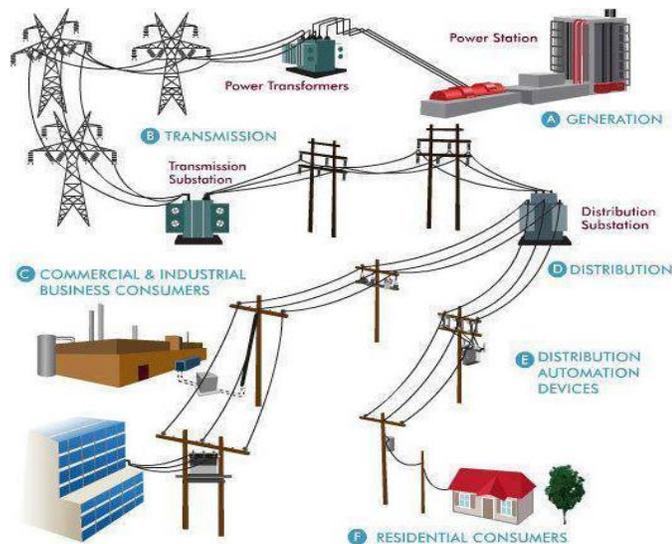


Figura 1-1: Cadena de suministro energético [5].

1.2 Conceptos básicos en Distribución

Las redes de distribución se dividen en tipos de categorías que se clasifican dependiendo de las dificultades presentes para la entrega del suministro energético, definida como “densidad de la red eléctrica”, determinada por la cantidad de clientes conectados a la red y de la extensión de la línea de servicio. Las clasificaciones de las redes eléctricas de distribución se encuentran establecidas en la Normativa Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución por la comisión Nacional de Energía [3].

1.2.1 Tensión nominal

La tensión en las redes de distribución se basa en dos niveles según la Norma Técnica de Calidad y Servicio [3].

- Baja Tensión (BT): Voltajes iguales o inferiores a 1[kV], usualmente transmitidos a través de tres o cuatro conductores, cuya diferencia de tensión entre fase y neutro es de aproximadamente $220 [V_{RMS}]$.
- Media Tensión (MT): Voltajes superiores a 1 [kV] e inferiores o iguales a 23 [kV].

1.2.2 Regulación de Tensión

Las pérdidas de energía es uno de los aspectos relevantes al momento de definir el voltaje de salida de un transformador que alimenta una red extensa, producto de la resistencia del material se producen bajas de voltajes considerables al final de la red eléctrica, con las cuales se debe tener especial cuidado.

Un cálculo simple para conocer la regulación de voltaje se expresa a continuación, en la ecuación (1-1).

$$\Delta V_p = \frac{|V_p - V_n|}{V_n} \cdot 100 \quad (1-1)$$

Donde:

- ΔV_p : Regulación de tensión para obtener voltaje nominal en un punto determinado, expresado en [%].
- V_p : Valor real de Tensión en punto determinado de la red para estudio, en [kV].
- V_n : Valor nominal de Tensión de la red, en [kV].

Para ser efectiva la medición de voltaje se deben realizar muestras de 10 minutos diarias, por un periodo de 7 días corridos, en donde, durante el 95% del tiempo los valores de tensión deben fluctuar entre los siguientes márgenes expresados en Tabla 1-1, para considerar a la red en estado normal [3].

Tabla 1-1: Márgenes permitidos para caídas de Tensión [3].

Tensión de la red	Densidad de la red	
	Alta y Media	Baja y Muy baja
Baja Tensión	$\pm 7,5 \%$	$\pm 10,0 \%$
Media Tensión	$\pm 6,0 \%$	$\pm 8,0 \%$

1.2.3 Tolerancia de fluctuaciones de frecuencia

Las empresas distribuidoras mensualmente deben realizar la medición de frecuencia en las Cabeceras de los Alimentadores y dejar registro de ello, verificando que la frecuencia de red se encuentre entre 49,5 [Hz] y 50,5 [Hz] para un estado normal de servicio [3]. Los estados según niveles de frecuencia se presentan en Tabla 1-2.

Tabla 1-2: Definición de intervalos de frecuencia [3].

Estado de la frecuencia	Intervalo de frecuencia [Hz]
Subfrecuencia Extrema	$f < 47,0$
Subfrecuencia	$47,0 \leq f < 49,5$
Normal	$49,5 \leq f < 50,5$
Sobrefrecuencia	$50,5 \leq f < 52,0$
Sobrefrecuencia Extrema	$52,0 \leq f$

1.2.4 Clasificación de fallas

Para la clasificación de las fallas de interrupción que afecten a los índices de calidad en una línea de suministro, solo se considerarán las fallas externas e internas cuya duración sea mayor a 3 minutos. Las desconexiones programadas serán consideradas para el cálculo de los indicadores, solo si, su duración acumulada excediese de 12 horas para redes de Baja Tensión, durante un periodo de 12 meses consecutivos, donde, la duración máxima de una desconexión programada es de 8 horas. Para líneas de Media Tensión la duración acumulada de desconexiones programadas es de 8 horas y la duración máxima de una desconexión programada es de 6 horas. Cabe destacar que el periodo de evaluación es de 1 año.

La calidad de suministro deberá ser evaluada en los sistemas de distribución y en el consumidor final. Las mediciones deben ser efectuadas bajo las dos siguientes modalidades [6]:

- En un punto específico de la red, para determinar el nivel de calidad del suministro entregado.
- En un conjunto de puntos de la red o de usuarios, seleccionados de acuerdo a procedimientos estadísticos y metodología determinada por la Superintendencia

Fallas internas

Fallas bajo responsabilidad netamente de las empresas distribuidoras, debido a ocurrir en instalaciones para transporte de energía propias de la empresa.

Fallas Externas

Fallas atribuidas aguas arriba de los centros de distribución, vale decir a los sectores de transmisión y generación.

Fallas de fuerza mayor

En el Art. 45 del Código Civil se define el concepto de Fuerza Mayor como: “Se llama fuerza mayor o caso fortuito el imprevisto que no es posible resistir, como un naufragio, un terremoto, el apresamiento de enemigos, los actos de autoridad ejercidos por un funcionario público, etc.”

Para calificar un evento como de Fuerza Mayor o Caso Fortuito, la Empresa Distribuidora deberá presentar los antecedentes que justifiquen dicha calificación, de acuerdo al procedimiento o metodología que establezca la Superintendencia de Electricidad y Combustible, la cual define las categorías de las fallas.

Fallas permanentes

Fallas que perduran en el tiempo y que depende de la intervención de un equipo técnico en terreno para ser despejadas, como por ejemplo un choque de vehículo a poste.

Fallas temporales

Fallas que no perduran en el tiempo y que no es necesaria la intervención de un equipo técnico para despejarlas como por ejemplo, el contacto entre dos fases producto del movimiento de alguna rama de árbol. Cabe destacar que una falla temporal puede ser calificada como falla permanente debido a imposibilidad de despejar esta, como sería el caso de contacto de rama de árbol en red de distribución compuesta de solo elementos mecánicos, que precisan intervención humana.

1.2.5 Factor de demanda (F_d)

Es la razón existente dentro de un periodo de tiempo determinado, entre la demanda máxima de la instalación o sistema y la carga total conectada, expresado en la ecuación (1-2). Donde la carga total conectada es la suma aritmética de las potencias nominales de los artefactos o componentes de la instalación, indicando el grado de utilización del total de la carga conectada a la red. Se puede también aplicar esta definición a partes de la instalación o sistema [7].

$$F_d = \frac{\text{Demanda Máxima}}{\text{Carga Conectada}} \quad (1-2)$$

1.2.6 Factor de utilizaci3n (F_u)

Relaci3n de consumos conectados simultáneamente (demanda máxima) sobre la capacidad total instalada [7]. Indica el grado de utilizaci3n de los equipos suministradores de energía, definido como se muestra en la ecuaci3n (1-3) [7].

$$F_u = \frac{\text{Demanda Máxima}}{\text{Capacidad instalada}} \quad (1-3)$$

1.3 Calidad de servicio

La calidad de servicio es el conjunto de actividades presentes que hacen posible la comercializaci3n de un activo, en este caso de un suministro de energía, conforme a la ley y al reglamento, garantizando seguridad de las instalaciones y de sus operaciones, a través de mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos, además, se debe satisfacer las solicitudes de servicios en un tiempo prudente, la oportuna reposici3n de la red tras situaciones imprevistas, entregar una correcta facturaci3n del bien suministrado, continuidad de servicio, plazos de reposici3n programados, son algunas de las actividades inherentes a la entrega de energía eléctrica, descrito en el artículo 222 del reglamento de Ley General de Servicios Eléctricos (DS 327/98) [8].

1.4 Calidad de suministro

La calidad del suministro según el artículo 223 del DS 327/98, se centra en el conjunto de parámetros físicos y técnicos que, regidos por normas aseguren una entrega de energía confiable. Los parámetros principales que se deben controlar para un suministro de calidad son tensi3n, frecuencia y disponibilidad [8].

1.5 Cculo de índices de confiabilidad

Los índices de confiabilidad para las redes de distribuci3n permiten un control sobre las variables eléctricas de tensi3n, frecuencia, distorsi3n arm3nica y disponibilidad permitiendo lograr ajustes que permitan un comportamiento acorde a márgenes establecidos por las normativas de calidad y servicio de los suministros eléctricos de distribuci3n.

los indicadores más utilizados para representar las interrupciones dentro de las redes de distribuci3n son los índices SAIDI, SAIFI, TIC y FIC. Para la aplicaci3n de estos índices se deben considerar fallas de duraci3n superior a 3 minutos y desconexiones programadas por parte de la empresa, con una duraci3n acumulada no superior a 12 horas para redes de baja tensi3n, durante

un periodo de 12 meses consecutivos, donde, la duración máxima de una desconexión programada es de 8 horas, incluyendo aquellas que afecten solo a un cliente. Por el contrario, no se deben considerar las interrupciones solicitadas por parte de clientes o aquellas que sean calificadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) como eventos de fuerza Mayor o Caso Fortuito. Los índices de interrupciones tienen un periodo de estudio de un año.

1.5.1 Cálculo SAIDI

El índice de confiabilidad SAIDI (System Average Duration Index) definido por la ecuación (1-4), representa el tiempo medio al cual los clientes se encuentran sin suministro energético [3].

$$SAIDI = \frac{\sum C_i \cdot t_i}{C_T} \quad (1-4)$$

- SAIDI: Índice de duración promedio del sistema, medido en [Horas/año].
- C_i : Cantidad de clientes afectados por falla i .
- t_i : Tiempo de duración de falla i .
- C_T : Clientes totales conectados a la red.

1.5.2 Cálculo SAIFI

El índice de calidad SAIFI (System Average Frequency Index) definido por la ecuación (1-5), representa la frecuencia media de interrupciones al cual los clientes de la red se encuentran sujetos [3].

$$SAIFI = \frac{\sum C_i}{C_T} \quad (1-5)$$

- SAIFI: Índice de Frecuencia Promedio del Sistema, medido en [N°Interrupciones/año].
- C_i : Cantidad de clientes afectados por falla i .
- C_T : Clientes totales conectados a la red.

1.5.3 Cálculo TIC

El indicador TIC es el Tiempo de Interrupciones a Clientes, el cual permite conocer de manera individual el tiempo de interrupción a través de la ecuación (1-6), siendo una muestra fiel de la continuidad de suministro para cada cliente, ya que, los índices SAIDI y SAIFI representan valores promedios para un grupo de clientes [3].

$$TIC = \sum Int_i \cdot t_i \quad (1-6)$$

- Int_i : Interrupción i , que haya afectado al Cliente.
- t_i : Tiempo de duración de falla i , al cual se mantuvo sin suministro eléctrico al cliente, expresado en [horas].

1.5.4 Cálculo FIC

El indicador FIC entrega información individual para Frecuencia de Interrupciones a Clientes, como su sigla lo indica [3]. Vea ecuación (1-7).

$$FIC = \sum Int_i \quad (1-7)$$

- Int_i : Interrupción i , que haya afectado al Cliente.

1.6 Estándar de calidad para indicadores en normativa eléctrica

Actualmente se encuentran vigentes las exigencias estipuladas en la “Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución”, actualizada en diciembre del 2017, donde se modifican los estándares de calidad del suministro energético, disminuyendo los parámetros de éstos para mejorar las prestaciones de la red por parte de las empresas distribuidoras de energía. Las exigencias que se presentan en la normativa técnica se dividen en dos etapas, para el periodo actual que rige desde el año 2018 al 2019, una segunda etapa que va desde el año 2020 en adelante, hasta llegar a la Política Energética 2050 vigente desde el año 2035. Al momento de presentar deficiencias en el servicio eléctrico, la SEC está facultada para amonestar y/o multar a la empresa distribuidora responsable.

1.6.1 Índices SAIDI

Los índices SAIDI no deberán superar los límites definidos en Tabla 1-3, en donde, se aprecia las exigencias actuales, periodo 2018 – 2019 y las exigencias a corto plazo que entrarán en vigencia al año 2020. Cada periodo posee rangos de exigencias sujetas a las características de la red, vale decir su densidad.

Tabla 1-3: Índices SAIDI en normativa eléctrica [3].

Periodo	Densidad de la red			
	Alta	Media	Baja	Muy baja
2018 – 2019	8.5	9.5	12	16
2020 – 2035	5	7	9	14

1.6.2 Índices SAIFI

Los índices SAIFI mostrados en la Tabla 1-4, mantienen la lógica aplicativa del índice SAIDI, donde a través de 2 periodos cumplen con las exigencias de la actual normativa eléctrica, siendo la densidad de la red el principal condicionante para definir los niveles de confiabilidad.

Tabla 1-4: Índices SAIFI en normativa eléctrica [3].

Periodo	Densidad de la red			
	Alta	Media	Baja	Muy baja
2018 – 2019	6	7	9	10
2020 – 2035	4,5	5,5	7	8

1.6.3 Índice TIC

El índice TIC para cualquier cliente, no deberá exceder los límites durante el periodo estipulado de 12 meses consecutivos. Vea Tabla 1-5.

Tabla 1-5: Límites expresados en horas, para indicador TIC [3].

Periodo	Densidad de la red			
	Alta	Media	Baja	Muy baja
2018 – 2019	13	14	18	22
2020 – 2035	9	10	14	18

1.6.4 Índice FIC

Indicadores para Frecuencias de Interrupción a Clientes (FIC), se muestran en Tabla 1-6. Mostrando los límites de interrupciones anuales, a los cuales un cliente puede ser afectado.

Tabla 1-6: Límites para la Frecuencia de Interrupción de Suministro Clientes Finales [3].

Periodo	Densidad de la red			
	Alta	Media	Baja	Muy baja
2018 – 2019	12	14	18	22
2020 – 2035	8	10	14	18

1.7 Política Energética 2050

La política energética 2050 entrará en vigencia para el año 2035 en su primera etapa, mejorando los niveles de calidad establecidos en la Normativa Técnica de Calidad y Servicio, en donde, la indisponibilidad de suministro eléctrico promedio, sin considerar fuerza mayor (índice SAIDI) no deberá superar las 4 [horas/año] en cualquier localidad del país. Para el año 2050 inicia una segunda etapa impulsando una red estable y robusta con un promedio de interrupciones inferiores a 1 [hora/año] (índice SAIDI), en cualquier localidad del país.

1.8 Históricos anuales Índices SAIDI

Para comprender el trabajo que traerá consigo la implementación de la Política Energética 2050 para las redes de distribución, se presentan a continuación los índices anuales SAIDI a nivel nacional.

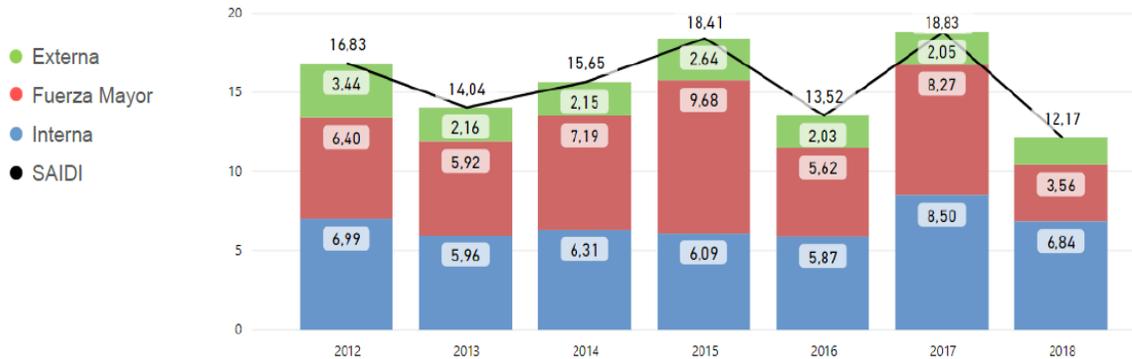


Figura 1-2: Históricos anuales, índice SAIDI, expresado en [Horas/año] [1].

El año 2018 recién pasado, presentó un índice SAIDI de 12,17 [Horas/año], considerando fallas Internas, Externas y de Fuerza Mayor. Solo considerando fallas internas, las cuales son atribuibles a las empresas distribuidoras, como muestra la gráfica de color azul en la Figura 1-2. Se aprecia que en el transcurso de los años se marca una tendencia que bordean entre 6 y 7 [Horas/año]. Para la Política Energética 2050, se deberá disminuir cerca de 5 a 6 [Horas/año] respecto a los datos actuales, donde, a través de nuevas prácticas se promoverá la mejora del servicio energético.

1.9 Topología de las redes

Una de las características principales que debe tener el sistema de distribución en B.T. para mejorar su confiabilidad, es la entrega de opciones de reconfiguración, aislamiento de fallas y seccionalización de redes eléctricas permitiendo de esta manera contar con vías energéticas alternativas, que faciliten respaldos en B.T. para situaciones de fallas en líneas de abastecimiento. Al contar con este tipo de sistemas se reduce la cantidad de clientes afectados y, por ende, los indicadores disminuyen, creando una condición favorable para los índices de confiabilidad.

Existen diversas maneras de configurar una red, dependiendo de las características del terreno, distribución de clientes y capacidad económica de cada empresa [9].

Sistemas radiales

Es la configuración de red más usual, debido a sus bajos costos de construcción y de dispositivos de protección, pero a la vez la más susceptible a fallas, entregando menor seguridad de servicio, ya que, solo cuenta con un transformador de distribución quien alimenta a todos los clientes de una determinada zona, vea la Figura 1-3. Al solo existir una opción de entrega de energía a través

del transformador, si éste llegase a fallar o necesitase mantención en sus interruptores por ejemplo, repercutiría en que todos los clientes conectados a esta red perderían el suministro eléctrico [6].

Para mejorar grado de confiabilidad en este tipo de diseño de redes, se incorporan seccionadores, que permiten segmentar la red en dos o más partes, aislando la falla y permitiendo mantener con energía a los clientes situados aguas arriba durante la reparación y normalización de la totalidad de la red. Además, se incorporan puntos de conexión normalmente abiertos, que permitan respaldos desde circuitos aledaños, restableciendo rápidamente la mayor parte posible del sector averiado [10].

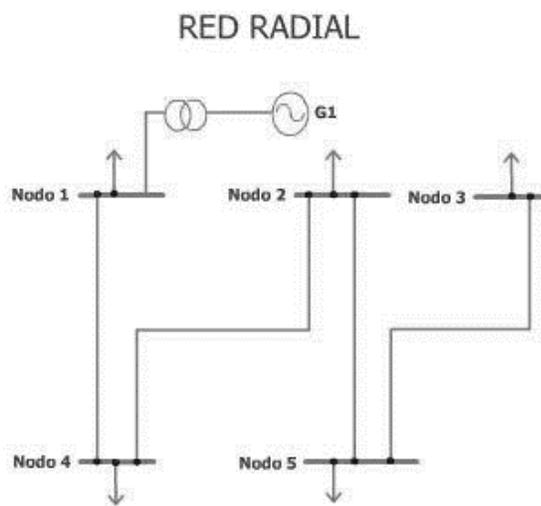


Figura 1-3: Sistema de distribución radial [10].

Sistemas anillados

Presentan mejores condiciones de calidad de servicio respecto al sistema antes mencionado, ya que, el suministro eléctrico es proporcionado por más de una fuente, para lo cual se debe contar con una red que trabaje en paralelo, creando una especie de anillo que proporcione una segunda vía alternativa al flujo eléctrico, desde el transformador de distribución hasta los consumos, vea la Figura 1-4. Si una de las fuentes de energía presentara algún tipo de inconveniente, es posible entregar suministro a los clientes desde otro alimentador. Las buenas características de este tipo de diseño de redes presentan como contraparte los costos, ya que, las redes deben poseer una mayor sección para lograr entregar la potencia necesaria en caso de algún tipo de falla, existiendo un sobredimensionamiento de los conductores y transformadores. Los equipos de maniobra para este tipo de redes son más complejos y costosos, impactando directamente a la inversión inicial del proyecto [10].

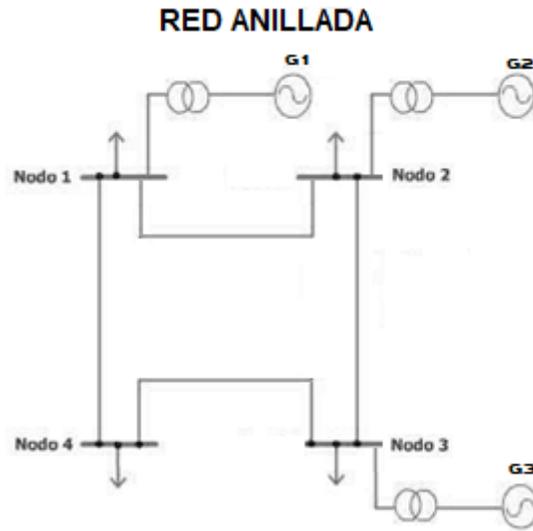


Figura 1-4: Sistema de distribución anillado o radial con amarres [10].

Sistemas enmallados

Es el diseño de red que permite mayor estabilidad a la entrega de suministro eléctrico, entregando un servicio prácticamente continuo, debido a que la gran mayoría de los nodos están conectados entre sí, entregando múltiples vías de conexión a los clientes en caso de posibles fallas de una de las ramas, vea Figura 1-5. Esta configuración de carga exige que todos los tramos de línea acepten sobrecargas permanentes, permitiendo mantener estable la regulación de voltaje si alguno de los alimentadores de alta tensión sufriera algún desperfecto o falla, además, la carga del alimentador dañado pueda ser abastecida sin mayores inconvenientes por la red secundaria.

El elevado costo restringe a este tipo de construcciones, siendo utilizados mayoritariamente en sectores que requieren alta seguridad de suministro [10].

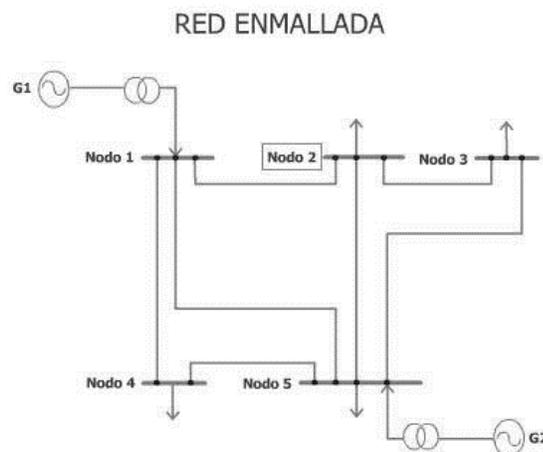


Figura 1-5: Sistema de distribución radial [10].

1.10 Generación distribuida

La Generación por parte de los clientes, establecida mediante la Ley 20.571, es un sistema que permite la autogeneración de energía en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y cogeneración eficiente. Esta Ley, es conocida también como Netbilling, Netmetering o Generación Distribuida.

Los sistemas de generación distribuida son una buena alternativa para la generación de energía con bajos niveles de pérdidas en las líneas de distribución, ya que, la distancia a recorrer es mucho menor al camino proveniente desde una central de generación, disminuyendo los costos por pérdidas de potencia. Para la implementación de centros de generación distribuida es preciso contar con un sistema de transporte de energía confiable, con una compleja infraestructura para los sistemas de distribución, que permita la recepción de excedente de energía generada en cada uno de los hogares.

En enero del 2018 fue aprobada la Ley 21.118 la cual viene en reemplazo de la ley 20.571, de generación distribuida, en la cual, se aumenta el límite de capacidad instalada de los generadores de 100 [kW] a 300 [kW] por cliente, para apoyar el desarrollo del proyecto de autoconsumo. Cabe destacar que el excedente de energía no podrá ser comercializado, es decir, que la energía de autogeneración no consumida inyectada a la red será descontada a cualquier boleta a nombre de un mismo propietario (mismo RUT) y para la misma empresa distribuidora. Los remanentes, que tras cinco años desde el año calendario en que fueron generados por el usuario aún no hayan podido ser descontados de los cargos de suministro de la facturación correspondiente o pagados al mismo, deberán ser informados por las empresas distribuidoras a la Comisión y al usuario que los hubiere generado, indicando que los excedentes irán en beneficio de la comuna donde se emplaza el equipamiento de generación [11].

En el caso que los remanentes tengan su origen en equipamiento de generación correspondientes a inmuebles o instalaciones de clientes residenciales con potencia conectada inferior o igual a 20 [kW] o de personas jurídicas sin fines de lucro con potencia conectada inferior o igual a 50 [kW], podrán optar al pago por excedentes de energía. Si la potencia conectada es mayor a 20 [kW], los clientes podrán acceder al pago de excedentes, solo sí, justifican que el equipamiento de generación eléctrica fue dimensionado para que, en condiciones normales de funcionamiento y en una base de tiempo anual, sus inyecciones de energía no produzcan remanentes que no puedan ser descontados de las facturaciones del o los inmuebles o instalaciones a los que éste se encuentre asociado [17].

2 Presentación del problema

2.1 Introducción

Los valores de los indicadores actuales de calidad de servicio entregados por la “Super Intendencia de Electricidad y Combustible (SEC)”, dan muestra que el servicio actual de las distribuidoras de energía, se encuentran propensas a fallas, ya sean, internas, externas o de fuerza mayor. Lo que se busca a través de las nuevas políticas y normativas, es lograr avanzar a redes más sólidas capaces de enfrentar situaciones adversas entregando mayor confiabilidad y estabilidad energética a los usuarios, impulsando así el interés de éstos a implementar nuevos proyectos.

2.2 Confiabilidad para sistemas de distribución

Los Sistemas Eléctricos de Potencia se expanden tras rigurosas planificaciones, principalmente en las áreas de generación, transmisión y distribución debido a ser proyectos de gran envergadura. Los sistemas de distribución en baja tensión debido a su gran demanda generalmente han crecido de manera menos planificada, trayendo consigo efectos adversos, cuyo resultado se traduce en un servicio de suministro eléctrico inestable.

El principal problema que conlleva la construcción de líneas de distribución sin una planificación previa es la falta de información topológica del sistema, una información actualizada de los componentes de distribución, como transformadores y alimentadores. Toda falta de información de un sistema conduce a errores técnicos y comerciales, en desmedro de una buena calidad de servicio.

2.3 Valor actual de los índices de confiabilidad

El índice SAIDI entrega el promedio de tiempo sin energía al cual los usuarios se encuentran afectados. En la Figura 2-1, se puede apreciar una gráfica acumulada de manera mensual, para los años 2016, 2017 y 2018. Durante los meses de verano se observa una tendencia de fallas similar para estos 3 años, la diferencia se sitúa a la llegada del invierno en los meses de junio, julio, ya que, durante estos meses los índices aumentaron 2,44 [horas/año] aproximadamente para el año

2016, variando de 5,54 a 7,98 [horas/año], para el 2018 un incremento de 2,13 [horas/año], fluctuando de 5,54 a 7,67 [horas/año] presentando para 2016 y 2018 una baja desviación. La época de invierno con mayores complicaciones debido a lluvias y ráfagas de viento fue durante el año 2017, aumentado 7 [horas/año] al índice SAIDI anual, en tan solo 2 meses (junio, julio), demostrando que las redes de distribución no se encuentran preparadas para enfrentar fenómenos naturales intensos, como los vividos durante el 2017.

Las condiciones climatológicas, es por tanto, uno de los factores con mayor influencia en los índices de confiabilidad, siendo necesaria la búsqueda de alternativas para mitigar los efectos o aislar las zonas comprometidas, de tal manera que la cantidad de usuarios afectados sea la menor posible.



Figura 2-1: Índice SAIDI mensual, periodo 2016, 2017 y 2018 [1].

2.4 Fallas usuales en baja tensión

A través de datos históricos de fallas en redes de baja tensión facilitados por una compañía de distribución [12], es posible basarse en datos reales de interrupción para crear escenarios de estudio que permitan observar el comportamiento de nuevas redes, frente a circunstancias habituales, vea Tabla 2-1.

Tabla 2-1: Interrupciones con mayor frecuencia en B.T. [12].

Zona	Causa	Duración [Horas]	Clientes Afectados
Costa	Temporal o viento fuerte	0,95	38
Quillota	Temporal o viento fuerte	14,58	15
San Antonio	Falla en trabajo con línea viva	1,92	12
San Antonio	Choque de vehículo en tirante	3,20	4
Quillota	Poda propia indebida	0,85	4

Una de las propuestas para mejorar la calidad y confiabilidad de servicio en las redes de distribución, se basa en la seccionalización de la red de manera automática, similar al existente en media tensión, es por ello, que se pretende replicar el concepto de media en baja tensión, reduciendo la cantidad de clientes afectados.

2.5 Sistemas radiales en redes de distribución de B.T.

La principal problemática para replicar los conceptos de media tensión en baja, se debe a la configuración radial de las redes, ya que, cuentan con solo un alimentador que distribuye energía mediante ramificaciones, siendo técnicamente imposible contar con un flujo bidireccional de energía, ni con respaldos externos que permitan reducir la cantidad de clientes afectados tras interrupciones del sistema eléctrico de distribución, vea Figura 2-2.

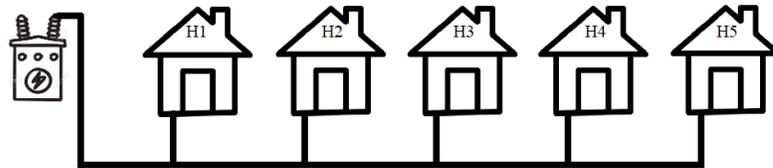


Figura 2-2: Sistema radial en baja tensión (fuente: propia).

Un sistema radial es vulnerable a fallas, ya que, cuenta con elementos básicos de protección fusibles a la salida de cada transformador de distribución (TD), el cual protege a la red aguas abajo desconectando el sector con inconvenientes y evitando que los hogares sufran daños mayores. La desventaja para este tipo de configuraciones se debe a que independiente de la ubicación de la falla el resultado siempre comprometerá a todos los clientes conectados a esa sección de la red.

Una de las alternativas que se utiliza para evitar que todos los clientes de una rama se vean comprometidos, es la seccionalización de la red de manera manual, la cual, si bien permite reducir los tiempos de interrupción, no es preciso determinar el momento exacto de reposición del suministro eléctrico, ya que, depende de la distancia y disponibilidad de las cuadrillas de turno.

2.6 Impacto de nuevas tecnologías

Los altos costos de inversión en implementación de nuevas tecnologías para beneficio de una mejor entrega de suministro traen consigo una desestabilización económica por parte de las empresas distribuidoras, donde, se debe ser cauteloso al momento de implementar nuevas tecnologías. La Automatización de redes de baja tensión permite mejorar considerablemente los niveles de confiabilidad pero a un alto precio económico, es por ello, la búsqueda de estrategias de apoyo que permitan aminorar los costos de inversión.

Los métodos de Mantenimiento en redes de distribución han demostrado a lo largo de los años ser una excelente estrategia de prevención de fallas, reduciendo un porcentaje considerable en los índices de confiabilidad. Los métodos preventivos se han perfeccionado con ayuda de tecnologías que permiten observar anomalías en la red previas a una falla, a través de, cámaras termográficas, de efecto corona o nuevos algoritmos de predicción de fallas.

Los métodos de Mantenimiento seguirán evolucionando, como también las estrategias de Automatización, es por ello, que resulta interesante implementar estas estrategias de manera conjunta, permitiendo rescatar lo mejor de cada una de ellas, trayendo un impacto importante a la estabilidad energética con menores costos de inversión.

3 Mejorando estabilidad de suministro

3.1 Introducción

El principal objetivo en las redes de distribución es encontrar un equilibrio entre la confiabilidad y los aspectos económicos, satisfaciendo las necesidades de la empresa y los clientes. Para ello se utilizan diversas metodologías orientadas a un buen desempeño de servicio.

3.2 Mantenición de redes de distribución

Las técnicas de Mantenición en redes de distribución ejecutadas correctamente permiten mejorar los índices de confiabilidad de la red, ya sea, mediante métodos predictivos, preventivos o correctivos, dependiendo de cada caso en particular.

3.2.1 Método predictivo

Metodología basada en conocimiento previo de los componentes, lo cual permite a través de una inspección rápida, identificar anomalías en los dispositivos o partes de la red que pueden llevar a un mal funcionamiento y a una posible falla en el sistema. El principal objetivo es evitar llegar a un estado de falla que perjudique la entrega de suministro a los clientes. La predicción es un excelente método en apoyo a la confiabilidad y continuidad de servicio.

3.2.2 Método preventivo

Método preventivo se lleva a cabo a través de mantenciones de manera periódica de los dispositivos o redes que lo permitan, evitando problemas en el funcionamiento de la red. Método ideal para mejorar los tiempos de confiabilidad y continuidad de servicio.

3.2.3 Método correctivo

Método correctivo se realiza para reestablecer la red y sus elementos posterior a una falla, afectando críticamente a los tiempos de continuidad de servicio, ya que la interrupción de suministro es inevitable. Ésta es la opción menos tentativa, pero las más compleja de evitar.

3.3 Procedimiento para plan de mantenimiento

A través de datos históricos de fallas se crea una base estadística de sucesos con tasas probabilísticas de ocurrencia para cada falla, donde, a través de este conjunto de datos se pretende realizar mantenimiento solo donde las probabilidades de fallas sean mayores, para así, focalizar y optimizar los recursos.

Las principales medidas de Mantenimiento para lograr un impacto en los índices de calidad de suministro se describen a continuación [13].

- Monitoreo y mantenimiento preventivo de equipos vulnerables.
- Reposición preventiva de componentes que alcanzarán su vida útil.
- Realizar poda de árboles y vegetación existente en línea de servidumbre en redes de media y baja tensión.
- Contar con sistema de localización de fallas.
- Automatizar las redes.
- Reducir los tiempos de respuesta ante fallas del sistema.
- Reconfigurar la red, reduciendo la cantidad de clientes por línea o aumentando los alimentadores.
- Aumentar la cantidad de elementos de protección.

3.3.1 Modelo probabilístico

Los métodos de Mantenimiento de redes se rigen por datos históricos de fallas, es decir, se aprende de los errores cometidos, de los cuales se deja registro para fallas futuras. Debido a esto se trabaja con probabilidades, intentando predecir tiempos de operación para equipos o redes, permitiendo así, la programación de un plan de mantenimiento, evitando la existencia de una falla puntual.

Uno de los modelos probabilísticos en estudio es la cadena de Márkov, la cual permite predecir la evolución de un comportamiento a corto y largo plazo. La densidad de probabilidad está sujeta al área bajo la curva, de forma exponencial decreciente denominada curva de la bañera o curva de probabilidad, vea Figura 2-3, en donde una probabilidad de valor “1” representa un 100% de funcionamiento, caso contrario un valor de probabilidad “0” indica falla del sistema [13].

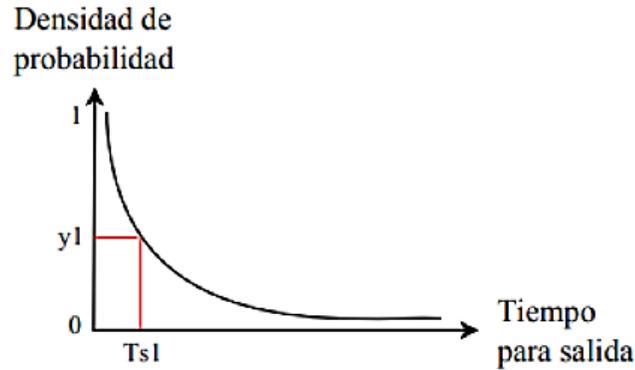


Figura 3-1: Curva de la bañera en etapa inicial [13].

La confiabilidad para estado estacionario expresada por la ecuación (3-1), permite determinar la probabilidad de falla de los elementos eléctricos, indicando estado normal de operación o estados de posible falla. Los resultados de fallas arrojados tienen relación directa con el tiempo de vida útil, donde la complejidad se enfoca en acotar ese periodo y tener tiempos más exactos.

$$R_{(t)} = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \quad (3-1)$$

- $R_{(t)}$: Índice de probabilidad de Márkov para estado estacionario.
- μ : Definida por Números de fallas/Tiempo total de inactividad de la red.
- λ : Definida por Números de fallas/Tiempo total de funcionamiento.

3.3.2 Fallas comunes en redes de distribución

Las fallas en una compañía de distribución eléctrica en redes de baja y media tensión para un periodo de tres años, acumulan un total de 804 fallas registradas atribuibles a las causas más recurrentes, tales como: “Municipalidad no efectúa poda propia o no la permite” presente en un 14,7% del total de las fallas; “Obras nuevas o modificaciones de ingeniería” con un 11,1%; “Temporal o viento fuerte” con un 8,2%; “Envejecimiento de materiales” con un 7,7%; “Choque de vehículo a poste” con un 7,1%; y para terminar “Causa fugaz no determinada” con un 6,5% del total [13].

Este registro de datos deja en evidencia que aún existen problemas en redes de distribución que podrían ser evitados con un control de mantenimiento, mejorando considerablemente los índices SAIDI y SAIFI. A continuación, en la Tabla 3-2, se presentan los índices de calidad registrados durante el periodo de tres años.

Tabla 3-1: Índices de calidad SAIDI y SAIFI para compañía de distribución eléctrica [13].

	SAIDI			SAIFI		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016
Fallas internas	8,04	19,34	14,94	3,18	2,84	2,74
Fallas fuerza mayor	7,07	22,08	9,37	2,06	4,72	4,93
Fallas externas	0,53	-	3,24	1,01	-	1,01
Total	15,64	41,42	27,57	6,25	7,56	8,68

3.3.3 Mejora estimada al aplicar mantención

A través de estudios de mejora para redes eléctricas realizados anteriormente, se ha logrado identificar que porcentajes de mejora pueden ser alcanzados al ejecutar labores de Mantención. Se rescatarán los porcentajes de mejora más influyentes, los cuales pueden ser replicados en simulaciones en combinación con métodos de redes inteligentes.

El mantenimiento del área de servidumbre es una de las principales causas de falla en el sistema, debido a las malas prácticas por parte del ente responsable, sea municipal o particular. La no preocupación por este tipo de labores se ve reflejada en la época invernal, tras la llegada de temporales de lluvia y vientos provocando que las ramas y/o árboles tengan algún tipo de contacto con las líneas de media y baja tensión, trayendo consigo consecuencias leves o graves para la continuidad de servicio. Para prevenir este tipo de fallas es importante verificar que la franja de seguridad eléctrica se encuentre limpia según la normativa establecida, donde la distancia entre los conductores y los árboles vecinos será de por lo menos 5 metros y solo pueden estar bajo las líneas de media tensión con una altura máxima de 4 metros, según el ART. 111 de la NSEG 5 [14].

Se estima que a través de un plan de mantenimiento para este tipo de fallas relacionadas con árboles, los índices se reducen cerca de un 30%, considerando caídas de árboles, contacto de ramas, temporales y vientos fuertes [13].

Los choques a postes o tirantes por parte de vehículos están calificados como fuerza mayor, es decir, son casos fortuitos difíciles de predecir. Una de las maneras de mitigar este tipo de fallas es la reubicación de postes en lugares de riesgo, tales como curvas. Si la reubicación no pudiese llevarse a cabo por condiciones del terreno, se dispondrá de una barrera de protección.

La reubicación de postes permitirá posiblemente una mejora de un 50%, para este tipo de fallas [13]

3.4 Automatización de sistemas de distribución

La mejora de los índices de confiabilidad en redes eléctricas de baja tensión considera la implementación de dispositivos automatizados en reemplazo de elementos seccionadores

manuales y de elementos de protección fusibles, los cuales, precisan intervención humana para restablecer su funcionamiento. El principal objetivo en un futuro es contar con redes eléctricas independientes, capaces de enfrentar y controlar situaciones de conflicto de manera eficaz, en espera que personal calificado realice reparaciones correspondientes en el sistema.

Las redes de media tensión por ejemplo cuentan con dispositivos automatizados reconectores, los cuales permiten ser configurados para reconocer fallas presentes en la red, y así, determinar si es necesaria una apertura transitoria o permanente del sistema, contando además con puntos estratégicos de respaldo para mantener el suministro energético estable para la mayor cantidad de clientes posibles durante periodos de falla.

3.4.1 Dispositivos ALVIN Reclose

Existe una familia de productos que se aventuró a nuevos desafíos apuntando a la mejora de redes en baja tensión, confeccionando un dispositivo capaz de identificar anomalías en la red, donde al ser detectadas se procede a la apertura del suministro energético protegiendo el sistema de distribución, reemplazando y mejorando la función de los elementos fusibles, permitiendo reestablecer automáticamente el suministro eléctrico en menos de 3 minutos, evitando que fallas temporales incidan en indicadores de confiabilidad de la red.

Reconector Alvin permite no solo interrumpir el suministro eléctrico, sino que entrega el valor en tiempo real de las variables más importantes, como: Tensión, Corriente y Distorsión armónica. Se cuenta además con un sistema libre de arco, operación remota (desde despacho), almacenamiento de datos (registros, contador de operaciones, carga máxima), tecnología SafeOn, rango de corrientes de 400, 500 y 600 [A], una capacidad de Corto Circuito de 80 [kA]. A continuación, en la Tabla 3-2 se pueden apreciar los rangos de operación de dispositivo reconector [15].

Tabla 3-2: Características de operación de reconector Alvin [15].

Item	Descripción	Item	Descripción
Voltaje Nominal de Operación	275 [V] fase - neutro 440 [V] entre fases	Ciclos de Operación	1000
Voltaje Nominal de Aislación	690 [V]	Lectura de Voltaje	$\pm 1.5\%$ 50 [V] a 263 [V _{AC}] RMS
Corriente Nominal de Operación	400 [A]	Lectura de Corriente	SI
Frecuencia de Operación	50 [Hz]	Monitoreo de Harmónicos	SI
Capacidad de Ruptura	80 [kA]	Indicador de falla	SI
Disparo de Sobre Corriente	Corriente Inversa 315 [A]	Lectura de Localización de Fallas	SI
Temperatura de funcionamiento	-25 [°C] a 45[°C]	Estándar	IEC60947-2, IEC61000, IEC60225

La estructura en una red de distribución debe contar con sistemas reconectores incorporados en caja “Alvin Box” situadas a la salidas de cada transformador, cuyo objetivo es monitorear las principales variables de la red aguas abajo. Se debe contar además con un sistema seccionador remoto en caja “Alvin Link Sense”, el cual hace posible segmentar la red eléctrica en caso de fallas, permitiendo aislar el sector comprometido y restituir la energía a la mayor cantidad de clientes posibles, dependiendo directamente si se cuenta con un sistema enmallado que permita respaldar áreas dañadas, es por ello, que a mayor número de seccionadores en una red, menor serán los índices de confiabilidad de suministro.

El sistema de monitoreo y protección incorporado en caja “Alvin Box” se conforma por 3 dispositivos reconectores Alvin Switch, uno por fase, además se cuenta con un sistema de comunicación entre los dispositivos de cada fase “Wireless link” y sistema de comunicación “Global System for Mobile communications” (3G Celular) compatible con sistema SCADA y dos fuentes de poder de corriente continua de 24 [V] para alimentar dispositivos.

El conjunto de sistema “LinkSwitch” para operación remota en punto intermedio, se compone de 3 seccionadores telecomandados, uno por fase, al igual que Alvin Box se cuenta con sistema de comunicación “Global System for Mobile communications” (3G Celular) compatible con sistema SCADA y dos fuentes de poder de poder continúa de 24 [V] para alimentar dispositivos [15].

A continuación, en la Figura 3-2, se esboza una configuración básica de dispositivos en red de distribución eléctrica, compuesta por dos cajas “Alvin Box”, un sistema “LinkSwitch” y un computador personal para gestionar información.

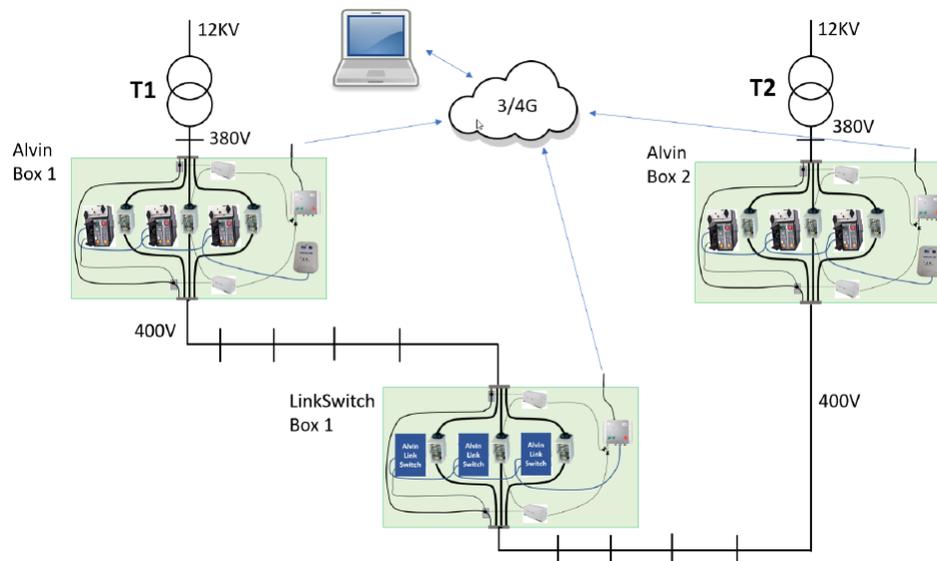


Figura 3-2: Esquema de conexión de sistema de monitoreo, protección y seccionalización [15].

3.4.2 Escenarios en red de distribución

La implementación de automatismos en las redes de distribución en baja tensión permitirá mejorar considerablemente los índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI en los cuales las fallas temporales no debiesen estar presentes, ya que, los dispositivos automatizados identifican la falla, desconectan la red y si la falla no persiste, se reestablece el suministro de energía de manera permanente. La Tabla 3-3, muestra las fallas presentes en una red de distribución real definida como BT-812, donde, la cantidad de interrupciones fueron creadas bajo supuestos.

Tabla 3-3: Fallas presentes de Red BT-812 en estudio [16].

TD - Zona	Causa	Duración [Horas]	N° Clientes Afectados	SAIDI [Horas/Año]	SAIFI [Fallas/Año]
3-1	Caída de árbol	3	84	0,36	0,12
3-2	Caída de árbol	3	53	0,23	0,08
3-3	Falla en trabajo con línea viva	1,92	37	0,10	0,05
1-1	Choque a poste	4	87	0,49	0,12
1-1	Temporal o viento fuerte	6	87	0,74	0,12
1-1	Volantín	2	87	0,25	0,12
2-2	Choque a poste	4	149	0,85	0,21
2-2	Caída de árbol	3	149	0,63	0,21
2-1	Temporal o viento fuerte	6	112	0,95	0,16
2-1	Choque a poste	4	112	0,64	0,16
2-1	Volantín	2	112	0,32	0,16
4-4	Choque a poste	4	77	0,44	0,11
4-4	Caída de árbol	3	77	0,33	0,11
4-1	Falla en trabajo con línea viva	1,92	90	0,25	0,13
4-1	Temporal o viento fuerte	6	90	0,77	0,13
2-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	149	0,42	0,21
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	84	0,24	0,12
4-3	Árbol Genera contacto entre fases	2	11	0,03	0,02
2-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	149	0,42	0,21
3-3	Árbol Genera contacto entre fases	2	37	0,11	0,05
				8,56	2,6

La seccionalización automática de la red es la mejor alternativa para aislar una falla, reducir la zona comprometida, disminuir la cantidad de clientes afectados y mejorar los tiempos de reposición de energía.

A través de estudios de automatización en trabajos de proyecto de título se ha logrado mejorar los índices de calidad de manera teórica para una red eléctrica existente BT-812, a través, de la creación de distintos escenarios con propuestas de automatización, donde, la más básica de ellas implementa solo elementos seccionadores manuales entregando una respuesta efectiva, disminuyendo el índice SAIDI en un 42% en comparación a la misma red sin ningún tipo de modificación. Un segundo escenario implementa una cantidad de elementos automatizados y elementos manuales, denominándose “Semiautomatizado 1”, el cual tiene un 60% de elementos automatizados, mejorando el índice SAIDI inicial en un 85%. Un tercer escenario denominado “Semiautomatizado 2”, cuenta con un 70% de dispositivos automatizados permitiendo disminuir el indicador SAIDI original en un 87%, siendo solo un 2% mayor al escenario anterior. Un cuarto escenario ya automatizado completamente logra mejorar índice SAIDI inicial en un 91%, mejorando en un 3% el desempeño respecto al escenario anterior [16].

A través de la implementación de dispositivos automatizados se logra una mejora significativa para los indicadores de confiabilidad, enfocados principalmente en SAIDI. El escenario número 1, es quien presenta un mejor desempeño, además de ser el más económico por sus elementos manuales, a medida que se incluyen dispositivos modernos el costo de inversión aumenta considerablemente restringiendo la implementación de elementos automatizados en una gran cantidad, es por ello, que los escenarios indican la pauta para una ejecución económicamente posible para las empresas distribuidoras.

A través de la Tabla 3-4 se aprecia la disminución del índice SAIDI para los escenarios de prueba para red eléctrica [16].

Tabla 3-4: Cuadro de resumen de indicador SAIDI para escenarios propuestos [16].

Estado Red	SAIDI [Horas/Año]	Disminución SAIDI respecto Red Original
Original	8.56	0%
Seccionalizado manual	4.99	42%
Semiautomatizado 1	1.31	85%
Semiautomatizado 2	1.13	87%
Automatizado 1	0.78	91%

4 **Mantenimiento y Automatización en red**

BT-812 Sección 1

4.1 Introducción

El impacto económico que debe soportar una empresa en la implementación de automatismos es demasiado alto para una ejecución a corto plazo. Para ayudar a la mejora de los índices de confiabilidad de una manera más económica, se incorporan planes de Mantenimiento a las redes eléctricas, cuyo principal objetivo es la prevención de fallas, además de presentar costos accesibles a corto plazo, siendo económicamente posible realizar Mantenimiento en conjunto a técnicas de automatización, reduciendo los índices SAIDI y SAIFI a los valores exigidos en Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución Chilena y permite realizar inversiones paulatinas hasta lograr responder a la Política Energética 2050 la cual exigirá una indisponibilidad promedio de suministro SAIDI no superior a 1 [hora/año] en cualquier punto del país. En este capítulo nos centraremos en el índice SAIDI por ser el principal indicador de suministro eléctrico abordado por la Política Energética 2050.

Los dispositivos automáticos en redes de distribución beneficiarán a las empresas distribuidoras con un mejor desempeño operacional. Un sistema de estas características permitirá contar con redes más eficiente, con tiempos más acotados en respuesta a fallas y costos de operación para periodos críticos de emergencia. La automatización también permitirá la adquisición y análisis de datos en tiempo real de variables como: tensión, corriente, distorsión armónica, lo que se traduce en un monitoreo detallado y en línea de la red de baja tensión.

El método de automatización desarrolla su máximo desempeño en condiciones ideales bajo diseño de redes anilladas, es por ello, que su efectividad depende mayoritariamente de la topología de la red, la cual debe permitir conexión de respaldos en sistemas enmallados, es decir, las redes pueden ser alimentadas desde dos o más puntos creando un anillo cerrado, entregando bidireccionalidad al flujo de energía. Los sistemas de distribución en baja tensión generalmente se configuran en sistemas radiales siendo el principal inconveniente, ya que, solo permite flujo de potencia en un solo sentido, donde, una subestación distribuye energía eléctrica a las cargas mediante ramificaciones de red.

4.2 Mejoras a través de Mantenimiento preventivo

La principal barrera para la implementación de un proyecto, son los recursos económicos, los cuales son limitados, es por ello, que siempre se optará por la opción más rentable, que supla las necesidades acordes a las exigencias impuestas por normativas, o por calidad de servicio definidas por la empresa. Para ello se analizará el comportamiento de un proyecto con implementación de Mantenciones periódicas a una red eléctrica como alternativa para la mejora de los índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI.

La implementación de una Mantenimiento periódica preventiva permite disminuir causas de interrupciones frecuentes en los sistemas de distribución, las cuales se muestran a continuación:

- Caída de árboles o ramas.
- Choque de vehículos a postes o tirantes.
- Contacto entre fases por ramas.

Al realizar plan de mantenimiento en sección 1 de red BT-812, se espera la mejora en un 30% de Caída de árboles, 30% de Árbol generando contacto entre fases por ramas y de un 50% en Choque a postes [13].

Se pretende reducir 1 de 4 fallas producidas por Caída de árboles, la cual dejará de estar presente, es decir, la falla producida en zona 1 de Transformador de Distribución (TD) 3, no presentará problemas futuros, dejando a 84 clientes libres de fallas de este tipo, representando aproximadamente un 24% de mejora, respecto al total de clientes afectados por caídas de árboles.

En fallas producto por Choques a poste, se estima una reducción de un 50%, para un total de 4 fallas de este tipo, las cuales se ubican en puntos clave, vale decir, postación ubicada en curvas, es aquí donde se planifica la reubicación de postes. La cantidad de personas exentas de este tipo de fallas a futuro representan un 44% del total de clientes afectados.

Para la mejora de Árbol generando contacto entre fases, se pretende una mejora de un 30%, por lo tanto, se estima que 2 de 5 fallas no estarán presentes, reduciendo en un 28% la cantidad de clientes afectados para este tipo de interrupciones.

4.3 Análisis de red automatizada BT-812 sección 1

Resulta bastante interesante estudiar el comportamiento de una red automatizada añadiendo conceptos de mantenimiento que permitan reducir costos de inversión.

A continuación, se presenta sección de red BT-812, con fallas mitigadas gracias a la ayuda de dispositivos Alvin Reclose, cuyos índices de confiabilidad de suministro son beneficiados gracias a la implementación de estrategias de Mantenimiento. Cabe destacar que esta sección de red posee todas las condiciones para un óptimo funcionamiento tales como: cargabilidad de los transformadores de acuerdo a especificaciones técnicas, estudio de comportamiento de la red para respaldo de áreas aisladas producto de fallas, regulación de tensión en redes de baja tensión

sujeta a Norma Técnica de Calidad de Suministro en un rango $\pm 7.5\%$ del voltaje nominal [3]. La información técnica proporcionada para ayuda de este proyecto es gracias a empresa distribuidora de electricidad, cabe destacar el uso de supuestos para complementar dicha información.

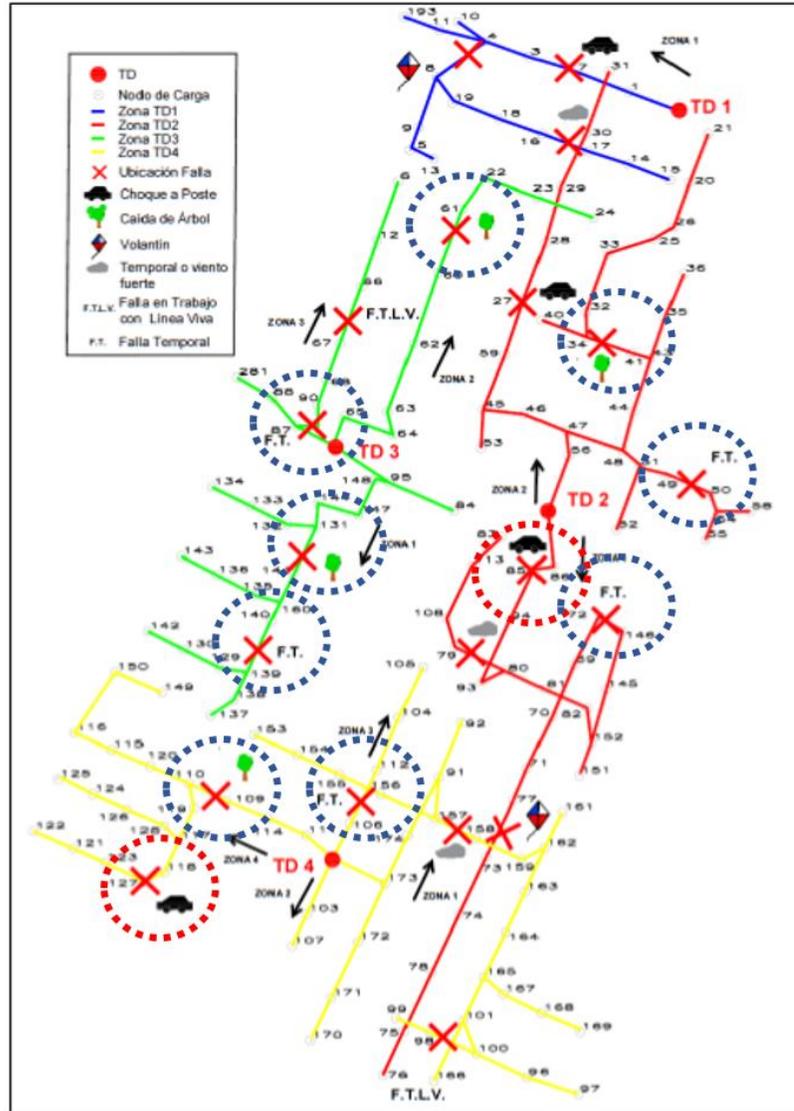


Figura 4-1: Posibles fallas a mejorar en sección de red BT-812 [Fuente: Propia].

En la Figura 4-1 se encierran en círculos segmentados de color azul las fallas mejorables en un 30%, de ellas 1 de 4 caídas de árboles dejará de estar presente, lo que también corresponde aproximadamente a un 30% menos de clientes afectados. Se logra una mejora de 2 fallas temporales para un total de 5, originadas por contacto de fases debido a ramas. La reubicación de postes otorga una buena respuesta, se visualiza en la Figura 4-1, con círculos segmentados de color rojo las fallas que serán evitadas, en los 2 postes restantes se mantiene la cantidad de clientes afectados, no obteniendo algún tipo de mejora en confiabilidad de la red, por consiguiente, en fallas producto por choque a postes se logra una mejora de 50% de clientes involucrados.

En la Figura 4-2, se muestran las fallas a mejorar producto de Mantenimiento de la red, con un círculo segmentado de color negro se identifican las fallas que ya no afectarán los índices de confiabilidad SAIDI ni SAIFI, debido a un plan preventivo de Mantenimiento.

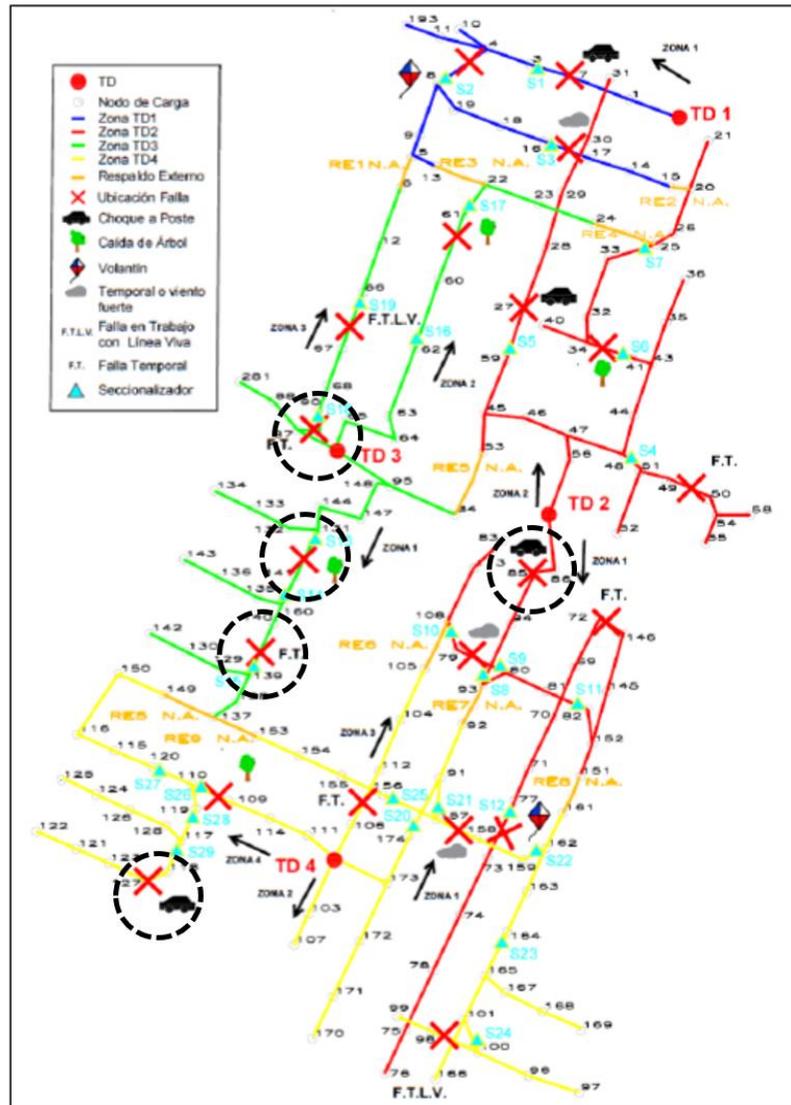


Figura 4-2: Fallas que no estarán presentes debido a Mantenimiento en redes eléctricas [Fuente: Propia].

4.3.1 Análisis red original.

Al realizar procedimiento de Mantenimiento a la red original, sin intervenir en su configuración, se logra reducir los índices SAIDI en un 20%, logrando mejorar los índices de 8,56 a 6,78 [Horas/año], cabe destacar que los índices se reducen en un gran porcentaje debido a que la red analizada posee fallas producto de un mal manejo de poda. Fallas como caídas de árbol o de ramas, figuran en 9 fallas de un total de 20 interrupciones para la red en estudio, representando el 45% de las

fallas en la red, dejando en evidencia la importancia de realizar mantenencias preventivas. Las fallas por choque a poste podrían ser evitadas, pero solo en lugares de alta probabilidad de accidente, tal como en una curva, permitiendo evitar 2 de 4 fallas. La solución para ello es la reubicación de postes.

La red original a pesar de ser sometida a una Mantenimiento de línea y de reubicación de postes, no cumple con las exigencias establecidas para el año 2035, pero si para las exigencias definidas por la Normativa Técnica de Calidad de Servicios actual, suponiendo una densidad de red media los índices no deberán superar los valores expresados en Tabla 4-1.

Tabla 4-1: Límites para los indicadores SAIDI y SAIFI exigibles desde 2020 [3].

Indicador	Densidad de red			
	Alta	Media	Baja	Muy Baja
SAIDI	5	7	9	14
SAIFI	4,5	5,5	7	8

Se puede apreciar que solo con la implementación de Mantenimiento de redes, sin ningún grado de automatismo se logra cumplir los estándares exigidos actualmente, lo que sería una solución momentánea, permitiendo realizar inversiones de mejora continua de la red de manera parcializada. Esta propuesta tiene un pequeño margen de error de un 3%, vale decir, que una falla extra a lo contemplado lograría no satisfacer los estándares de confiabilidad, lo cual no entrega una total confianza en el diseño de la red e insta a seguir mejorando. En apéndice A se entrega un listado de algunas comunas clasificadas por densidad de red.

4.3.2 Análisis red seccionalizada sin automatismos

Al realizar plan de Mantenimiento a escenario de red seccionalizada sin automatismos, se puede apreciar una reducción de índice por debajo de valor 4, como lo exigirá la normativa para el año 2035, pero no estaría dentro de las exigencias de la normativa que entrará en vigencia el año 2050, exigiendo un índice SAIDI igual o menor a 1 [Hora/año]. Por lo tanto, se debe agregar automatismos en un porcentaje a la red, ya que, realizar Mantenimiento preventiva no será suficiente.

Luego de realizar una Mantenimiento preventiva se logra disminuir el índice SAIDI en un 30%, logrando mejorar los índices de 4,99 a 3,48 [Horas/año] como muestra Tabla 4-2. Se puede apreciar que se tiene un margen de error de un 13%, que permite mantener índice SAIDI de 4 [Horas/año], entregando confiabilidad en el diseño de la red, permitiendo hasta 3 fallas extras a lo previsto, sin causar mayores consecuencias a los índices de calidad de suministro. A modo de ejemplo la red podría contener: 1 falla de caída de árbol con 84 afectados, 2 fallas de contacto entre fases por ramas con 121 afectados, sin ningún tipo de repercusión, donde se tendría un SAIDI de 3.92 y SAIFI de 2.34, logrando satisfacer estándares de calidad para el año 2035. Para la Política Energética 2050 se debe seguir en la búsqueda de mejoras de red de distribución. Siendo

de todas maneras este el escenario ideal para suplir las necesidades actuales y las exigibles para el año 2035, hasta el año 2050.

Tabla 4-2: Índices SAIDI – SAIFI para escenario Seccionalizado.

TD-Zona	Causa	Duración [Horas]	N° Clientes Afectados 1	N° Clientes Afectados 2	SAIDI [Horas/Año]	SAIFI [Fallas/Año]
3-1	Caída de árbol	0	0	0	0,00	0,00
3-2	Caída de árbol	3	53	13	0,14	0,08
3-3	Falla en trabajo con línea viva	1,92	37	7	0,08	0,05
1-1	Choque a poste	4	87	13	0,23	0,12
1-1	Temporal o viento fuerte	6	87	14	0,27	0,12
1-1	Volantín	2	87	13	0,19	0,12
2-2	Choque a poste	4	149	27	0,41	0,21
2-2	Caída de árbol	3	149	19	0,36	0,21
2-1	Temporal o viento fuerte	6	112	3	0,26	0,16
2-1	Choque a poste	0	0	0	0,00	0,00
2-1	Volantín	2	112	21	0,25	0,16
4-4	Choque a poste	0	0	0	0,00	0,00
4-4	Caída de árbol	3	77	16	0,20	0,11
4-1	Falla en trabajo con línea viva	1,92	90	18	0,20	0,13
4-1	Temporal o viento fuerte	6	90	4	0,22	0,13
2-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	149	0	0,32	0,21
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	0	0	0	0,00	0,00
4-3	Árbol Genera contacto entre fases	2	11	0	0,02	0,02
2-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	149	0	0,32	0,21
3-3	Árbol Genera contacto entre fases	0	0	0	0,00	0,00
					3,48	2,04

4.3.3 Análisis de red Semiautomatizada 1

Al observar Tabla 4-3 de red Semiautomatizada 1, se aprecia que posee un bajo índice SAIDI, el cual bordea a 1,31 [Horas/año], cumpliendo con las exigencias para el año 2035, pero no alcanzando a cumplir las condiciones para el año 2050.

Tabla 4-3: Índices SAIDI – SAIFI para escenario Semiautomatizado 1.

TD-Zona	Causa	Duración [Horas]	N°	N°	SAIDI [Horas/Año]	SAIFI [Fallas/Año]
			Clientes Afectados 1	Clientes Afectados 2		
3-1	Caída de árbol	0	0	0	0,00	0,00
3-2	Caída de árbol	3	31	13	0,09	0,04
3-3	Falla en trabajo con línea viva	1,92	17	17	0,05	0,02
1-1	Choque a poste	4	26	13	0,10	0,04
1-1	Temporal o viento fuerte	6	61	14	0,22	0,09
1-1	Volantín	2	26	13	0,06	0,04
2-2	Choque a poste	4	27	27	0,15	0,04
2-2	Caída de árbol	3	44	9	0,11	0,06
2-1	Temporal o viento fuerte	6	19	3	0,06	0,03
2-1	Choque a poste	0	0	0	0,00	0,00
2-1	Volantín	2	21	21	0,06	0,03
4-4	Choque a poste	0	0	0	0,00	0,00
4-4	Caída de árbol	3	16	3	0,04	0,02
4-1	Falla en trabajo con línea viva	1,92	18	18	0,05	0,03
4-1	Temporal o viento fuerte	6	21	4	0,07	0,03
2-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	0	0	0	0,00	0,00
4-3	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
2-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
3-3	Árbol Genera contacto entre fases	0	0	0	0,00	0,00
					1,07	0,46

Al realizar la Mantenimiento adecuada a la red de baja tensión, se logra reducir el índice SAIDI en un 18%, siendo el nuevo valor de 1.07, muy cercano a las exigencias de la Política Energética 2050, pero no suficiente, por lo tanto, se tendrá que seguir en la búsqueda de mejoras.

Dado que en los primeros escenarios la seccionalización causó un gran impacto en temas de mejora, se mantiene inalterable la ubicación de los elementos mecánicos seccionadores existentes, no existiendo una disminución en la inversión, y a la vez se origina un aumento en los recursos necesarios por temas de Mantenimiento, encareciendo el proyecto, pero si ayudando a mejorar notablemente los índices de confiabilidad.

4.3.4 Análisis de red Semiautomatizada 2

Para el análisis del escenario Semiautomático 2, se puede apreciar que, gracias a mantenencias de la red, se logra una mejora del índice SAIDI de un 17%, mejorando los índices desde 1,13 a 0,94 [Horas/Año] expresado en la Tabla 4-4, lo que nos permite conseguir el nivel exigido para la Política Energética 2050.

Tabla 4-4: Índices SAIDI – SAIFI para escenario Semiautomatizado 2.

TD-Zona	Causa	Duración [Horas]	Nº Clientes Afectados 1	Nº Clientes Afectados 2	SAIDI [Horas/Año]	SAIFI [Fallas/Año]
3-1	Caída de árbol	0	0	0	0,00	0,00
3-2	Caída de árbol	3	31	13	0,09	0,04
3-3	Falla en trabajo con línea viva	1,92	17	17	0,05	0,02
1-1	Choque a poste	4	26	13	0,10	0,04
1-1	Temporal o viento fuerte	6	14	14	0,12	0,02
1-1	Volantín	2	26	13	0,06	0,04
2-2	Choque a poste	4	27	27	0,15	0,04
2-2	Caída de árbol	3	19	19	0,08	0,03
2-1	Temporal o viento fuerte	6	19	3	0,06	0,03
2-1	Choque a poste	0	0	0	0,00	0,00
2-1	Volantín	2	21	21	0,06	0,03
4-4	Choque a poste	0	0	0	0,00	0,00
4-4	Caída de árbol	3	16	3	0,04	0,02
4-1	Falla en trabajo con línea viva	1,92	18	18	0,05	0,03
4-1	Temporal o viento fuerte	6	21	4	0,07	0,03
2-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	0	0	0	0,00	0,00
4-3	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
2-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
3-3	Árbol Genera contacto entre fases	0	0	0	0,00	0,00
					0,94	0,36

El margen permitido de error es de 6%, lo cual es suficiente, ya que, existe una cantidad aceptable de desconectores y seccionadores, que permiten reducir la cantidad de personas afectadas, entregando estabilidad al sistema en caso de falla, logrando aislar la zona comprometida antes que los índices de confiabilidad superen un valor mayor a 1 [Hora/año] en SAIDI.

4.4 Análisis económico de Red BT-812

La red original tiene un costo de construcción de \$233.294.500. la cual contempla cableado de media y baja tensión con su respectiva postación y transformadores eléctricos. Dado que en los primeros escenarios la seccionalización causó un gran impacto en temas de mejora, se mantiene inalterable la ubicación de los elementos mecánicos, no existiendo disminución en la inversión, sino que se origina un aumento debido a temas de mantenimiento, encareciendo el proyecto, pero si ayudando a mejorar notablemente los índices de confiabilidad.

Debido a la disminución de fallas relacionadas con árboles o choques, fue posible prescindir de algunos dispositivos reconectores, los cuales no tendrían una función influyente en el comportamiento de la red frente a interrupciones.

En la Tabla 4-5, se muestran los costos totales al realizar Mantenimiento, los que contemplan reubicación de postes de paso en red de distribución con cables en media y baja tensión. La poda de árboles tiene un costo de \$3.600 por rama aproximadamente, para este tipo de redes con una cantidad de 704 clientes en zona urbana se estima una cantidad de 1.000 ramas.

Tabla 4-5: Costos estimados para Mantenimiento en red de Baja Tensión.

Detalle	Precio unitario	Cantidad	Costo
Cambio Postes	\$1.140.000	2	\$2.280.000
Costo de Poda	\$3.600	1000	\$3.600.000
Total Mantenimiento			\$5.880.000

4.4.1 Análisis económico escenario Seccionalizado

El escenario seccionalizado cuenta solo con elementos seccionadores telecomandados y elementos fusibles como protección, los cuales entregan una excelente respuesta a fallas, logrando disminuir los índices de calidad de suministro considerablemente. Este escenario cuenta con 27 seccionadores telecomandados cuyo valor final de proyecto incluyendo Mantenimiento preventiva es de \$168.663.594 los cuales se detallan en Tabla 4-6. El precio de cada seccionador trifásico telecomandado LinkWith Box es de \$ 6.029.220.

Tabla 4-6: Costos de implementación de seccionadores y de mantenimiento, escenario Seccionalizado.

	Sin plan de mantenimiento		Con plan de mantenimiento	
	Unidades	Total	Unidades	Total
Seccionadores	27	\$ 162.783.594	27	\$ 162.783.594
Costos de Mantenimiento Anual	-	\$ 0	-	\$ 5.880.000
Total		\$ 162.783.594		\$168.663.594

Al presentar un plan de Mantenimiento se aumenta los costos finales en un 3,5% del valor total que posee la inversión de seccionadores, no siendo considerada como una inversión alta el aplicar técnicas de Mantenimiento, la cual contempla reubicación de postes y limpieza de franja de seguridad para líneas eléctricas. Los costos totales de la ejecución se desglosan en la Tabla 4-7.

Tabla 4-7: Costos de implementación para mejora de red de distribución, escenario Seccionalizado.

Caso	Costo de Construcción	Costos de Automatización	Costos de Mantenimiento Anual	Inversión Total	SAIDI [Horas/Año]
1	\$ 233.294.500	\$ 162.783.594	\$ 0	\$396.078.094	4.99
2	\$ 233.294.500	\$ 162.783.594	\$ 5.880.000	\$401.958.094	3.48

Al ejecutar plan de mantenimiento expresados en caso 2, los costos aumentan en 1.5% respecto a la inversión sin mantenimiento preventiva presentados en caso 1. Se logra disminuir el índice SAIDI en un 30%, en el cual la relación precio beneficio es muy favorable.

4.4.2 Análisis económico escenario Semiautomatizado 1

En el escenario Semiautomatizado 1, la cantidad de reconectores a no instalar es de 5 unidades menos que al estimado inicialmente sin plan de mantenimiento, con su correspondiente telecomando. A continuación en la Tabla 4-8, se muestra cuadro comparativo de dispositivos para las dos modalidades. Alvin Box tiene un costo de \$12.254.000.

Tabla 4-8: Comparativa de costos escenario Semiautomatizado 1, tras aplicación de Mantenimiento.

	Sin plan de mantenimiento		Con plan de mantenimiento	
	Unidades	Total \$	Unidades	Total \$
Reconector + Sistema de control	22	269.588.000	17	208.318.000
Seccionador + Sistema de control	14	84.409.080	16	96.467.520
Total		353.997.080		304.785.520

Al realizar Mantenimiento preventivo se logra reducir ciertas fallas y por ende la inversión en dispositivos automatizados disminuye otorgando un ahorro de \$ 49.211.560.

Una Mantenimiento preventiva más que ser una opción para reducir gastos de implementación en nuevos dispositivos, es el camino correcto para fusionar dos excelentes ideas, mejorando la calidad de suministro para cada cliente como principal objetivo, logrando cumplir las exigencias técnicas por parte del Ministerio de Energía y permitiendo realizar mejoras en la red de manera paulatina ajustándose a los recursos económicos de cada empresa para solventar los altos costos de inversión.

La inversión total para la ejecución de este proyecto dada las condiciones del escenario presentado, contemplan costos de construcción de la red, costos de implementación de dispositivos Automatizados y de Mantenimiento preventivo anual, de los cuales se muestran los valores en la Tabla 4-9. Se presenta como caso 1, la ejecución del proyecto sin un plan de mantenimiento. Caso 2 tiene un plan preventivo de podas el cual ayuda a reducir los índices de confiabilidad y a evitar ciertas fallas ocasionadas por ramas o árboles, disminuyendo costos de modernización.

Tabla 4-9: Comparativa de precios al aplicar Mantenimiento preventivo, escenario Semiautomatizado 1.

Caso	Costo de Construcción	Costos de Automatización	Costos de Mantenimiento Anual	Inversión Total	SAIDI [Horas/Año]
1	\$ 233.294.500	\$ 353.997.080	\$ 0	\$587.291.580	1.31
2	\$ 233.294.500	\$ 304.785.520	\$ 5.880.000	\$543.960.020	1.07

Al ejecutar un plan de Mantenimiento en la red de distribución se logra reducir los costos de inversión totales en \$43.331.560 representando un ahorro de 7% respecto a la inversión inicial y una disminución en los índices de confiabilidad SAIDI en un 19%.

4.4.3 Análisis económico escenario Semiautomatizado 2

Para el escenario Semi automatizado 2 se logra prescindir de 6 elementos reconectores de un total de 25 con sus respectivos sistemas de control a distancia. En la Tabla 4-10 se aprecian los costos de implementación de automatismos sin y con presencia de plan de Mantenimiento, existiendo una disminución considerable de \$61.465.560 en dispositivos.

Tabla 4-10: Comparativa de costos para escenario semi automatizado 2.

	Sin plan de Mantenimiento		Con plan de Mantenimiento	
	Unidades	Total	Unidades	Total
Reconectador + Sistema de control	25	\$ 306.350000	19	\$ 232.826.000
Seccionador + Sistema de control	11	\$ 66.321.420	13	\$ 78.379.860
Total		\$ 372.671.420		\$ 311.205.860

Al igual que a lo expresado en el escenario anterior se tienen 2 casos de inversión, de los cuales el caso 1, no cuenta con un sistema de Mantenimiento preventivo, como si lo incorpora el caso 2. La Tabla 4-11 muestra los totales de inversión incluido los costos de Mantenimiento preventiva de poda de árboles obteniendo un ahorro final de \$ 55.585.560.

La inversión total final se reduce en un 9,2% al ejecutar un plan de Mantenimiento preventivo en unión a métodos de automatización, permitiendo disminuir indicador SAIDI en un 17%.

Tabla 4-11: Costos de inversión para escenario Semiautomatizado 2.

Caso	Costo de Construcción	Costos de Automatización	Costos de Mantenimiento Anual	Inversión Total	SAIDI [H/Año]
1	\$ 233.294.500	\$ 372.671.420	\$ 0	\$ 605.965.920	1.13
2	\$ 233.294.500	\$ 311.205.860	\$ 5.880.000	\$550.380.360	0.94

4.5 Resumen y conclusiones de resultados finales

Los costos de inversión para los escenarios de red Original y Seccionalizados aumentan tras los costos de Mantenimiento, caso contrario sucede en los escenarios Semiautomatizados quienes presentan una disminución de costos al realizar plan preventivo, los cuales se detallan en Tabla 4-12, en donde, además se entrega información de índices de confiabilidad de suministro SAIDI.

Tabla 4-12: Cuadro comparativo de costos por escenario.

	Cuadro comparativo			
	Sin plan preventivo		Con plan preventivo	
	SAIDI	Inversión	SAIDI	Inversión
Red Original	8,56	\$233.294.500	6,78	\$239.174.500
Red seccionalizada	4,99	\$396.078.094	3,48	\$401.958.094
Red Semi-Auto 1	1,31	\$587.291.580	1,07	\$543.960.020
Red Semi-Auto 2	1,13	\$605.965.920	0,94	\$550.380.360

El plan de Mantenimiento logra una respuesta positiva a la unión de dispositivos automatizados, presentando un ahorro importante a la empresa eléctrica, gracias al control preventivo de fallas se cuenta con una red estable y preparada para condiciones desfavorables. Debido a la disminución de fallas del sistema es posible prescindir de algunos dispositivos automatizados traduciéndose en ahorros, permitiendo invertir esos recursos en nuevas tecnologías de manera paulatina. En la Tabla 4-13 se presentan los beneficios obtenidos, indicando la disminución de los índices SADI y ahorro económico.

Tabla 4-13: Resumen de beneficios obtenidos en proyecto.

Escenario	N° Secciona- dores	N° Reconec- tadores	Ahorro	Inversión Final	SAIDI [Horas/ Año]	mejora SAIDI
Red Original	-	-	\$-5.880.000	\$239.174.500	6.78	21%
Seccionalizado	27	-	\$-5.880.000	\$401.958.094	3.48	30%
Semiautomatizado 1	14	22	\$43.331.560	\$543.960.020	1.07	18%
Semiautomatizado 2	11	25	\$55.585.560	\$550.380.360	0.94	17%

A través de la gráfica mostrada en la Figura 4-3 se aprecia el beneficio económico y de calidad de suministro de manera visual, donde, la línea de color naranja representa el proyecto para redes de distribución de automatización con plan de mantenimiento incluido, la cual se encuentra por debajo de la línea azul quien muestra la tendencia de proyecto de automatización sin plan

preventivo de mantenimiento. Un proyecto automatizado con mantenimiento de redes es económicamente más viable gracias a la estabilidad de suministro.

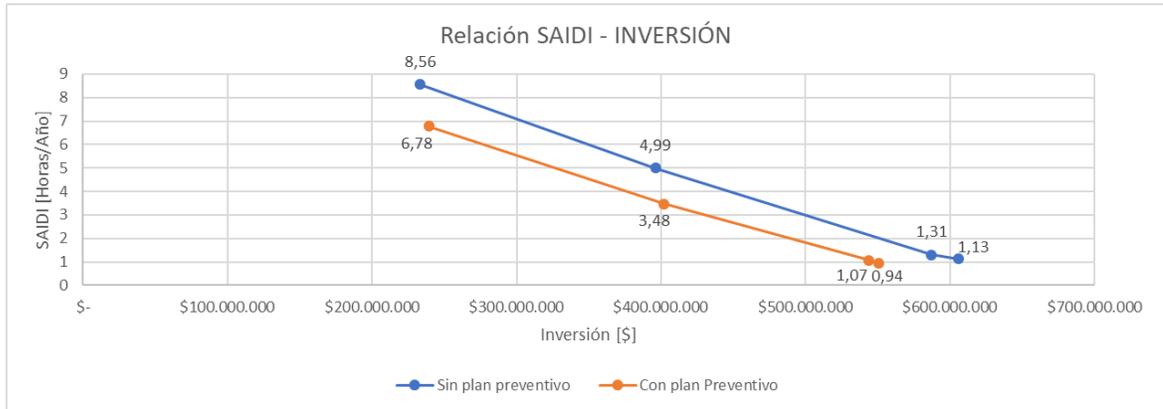


Figura 4-3: Gráfica SAIDI vs Inversión de proyecto para cada escenario propuesto [Fuente: propia].

Al realizar este tipo de mejoras en la red a través de mantenencias preventivas a red automatizada se logra reducir los índices de calidad al valor establecido en Normativa Técnica de Calidad de Suministro, logrando cumplir con las metas establecidas. Se puede apreciar que el escenario Original permite satisfacer las necesidades impuestas por la actual Normativa Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (NTCS), la cual para una densidad media de red exige un promedio de interrupción de 7 [Horas/Año]. Red Seccionalizada permite operar bajo las exigencias decretadas para el año 2035 y la red Semiautomatizada 2 logra cumplir las exigencias posteriores al año 2050, siendo el eslabón más alto cumpliendo finalmente con las Política Energética 2050. En la Figura 4-4 se muestra una gráfica con los valores SAIDI del proyecto por etapas, entre las cuales existe un periodo aproximado de 6 años para realizar inversiones de mejora, permitiendo a las empresas recuperación económica para volver a invertir en nuevos proyectos de automatización.

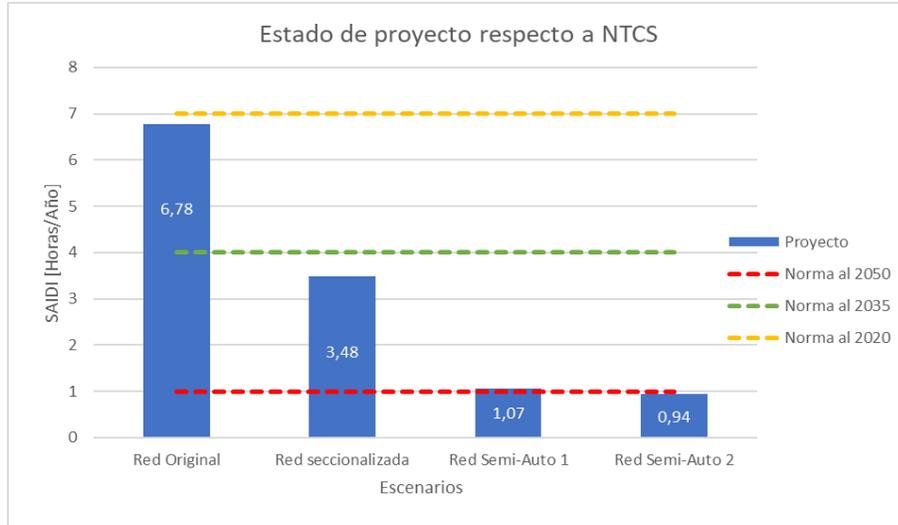


Figura 4-4: Estado de escenarios frente a Normativa para Calidad de Suministro [Fuente: propia].

Para cálculos de retorno de inversión cada escenario propuesto utiliza valores de compra y venta de energía eléctrica proporcionados por empresa distribidora de energía, los cuales se detallan en Tabla 4-14. Los detalles de Tasa Interna de Retorno y de Valor Actual Neto se desglosan en Apéndice B.

Tabla 4-14: Condiciones para evaluación de proyecto.

Cantidad de clientes	704
Venta de Energía	159 [\$/kWh]
Compra de Energía	77[\$/kWh]
Tasa	8%
Consumo Estimado por cliente	165 [kWh]

Existe un periodo aproximado de 6 años de retorno de inversión arrojado por análisis económico, el cual permitiría realizar inversiones de mejora posterior a ese periodo de tiempo, originando recuperación económica dentro de un plazo prudente para continuar en búsqueda de nuevos proyectos de automatización de manera parcializada. A continuación en Figura 4-5 se detalla gráficas de retorno de inversión para cada uno de los escenarios presentados.



Figura 4-5: Comparativa de escenarios por retorno de inversión [Fuente: propia].

Escenario Seccionalizado presenta un retorno de inversión al cuarto año de ejecutado el proyecto, los escenarios Semiautomatizados cuentan con un retorno de inversión al sexto año en ambos escenarios, debido a que el nivel de automatismos es muy similar en ambos casos.

5 Automatización en red BT-812

Sección 2

5.1 Introducción

En este capítulo se presenta una nueva sección de Red BT-812, denominada “sección 2” donde se pondrá a prueba el plan de automatización y mantenimiento aplicado en el apartado anterior, con la finalidad de estudiar y analizar su comportamiento en una red con un diseño radial, presentando menos opciones de respaldo y de reconexión. La idea principal es determinar la efectividad de esta estrategia bajo otras condiciones de topología de red. Se trabajará a través de supuestos los cuales serán simulados a través de software DigSilent Power Factory y software de diseño AutoCAD. La información económica y estados de fallas de las redes es información de una compañía de distribución eléctrica.

5.2 Especificaciones de diseño de nueva sección de red

La sección 2 para este nuevo estudio posee las mismas características técnicas de diseño de la red principal BT-812, especificadas en el Apéndice B. Este nuevo segmento de red posee 161 nodos para 947 clientes, con una potencia instalada de 535 [kVA] distribuidas a través de 5 transformadores de baja tensión, cuyos voltajes nominales son 13,2/0,4 [kVA] detallados a continuación en la Tabla 5-1.

Tabla 5-1: Especificaciones de transformadores de sección 2 en red BT-812.

TD	Capacidad [KVA]	Utilización [KVA]	Cargabilidad [%]	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Clientes
1	75	35,27	47,02	51	84			135
2	75	25,73	34,30	40	71			111
3	160	86,46	54,04	83	173			256
4	112,5	68,64	61,01	20	33	149	71	273
5	112,5	53,04	47,15	151	21			172
Totales	535	269,13	51	345	382	149	71	947

La mayoría de los transformadores se mantiene con una cargabilidad de un 50% a 60%, permitiendo un funcionamiento ideal para los equipos. El Transformador de Distribución 2 (TD-2), es el que presenta una menor cargabilidad solo un 34.3% del total, esto es debido a que la zona aledaña (TD-3) a este equipo es de una demanda alta, en comparación a la de su propia zona (TD-2), permitiendo así realizar respaldo a TD-3, sin entrar en sobre consumo evitando dañar el transformador mientras es utilizado con fines de respaldo.

5.3 Simulación y modelación de sección 2

5.3.1 Simulación en software DigSilent Power Factory 15.1

Con ayuda de software DigSilent Power Factory es posible visualizar el comportamiento de la red en condiciones normales de funcionamiento, permitiendo rescatar información relevante a la hora del estudio que permita tomar decisiones de diseño como es el caso de los transformadores eléctricos, donde fue posible conocer cargabilidad en condiciones normales de funcionamiento y cargabilidad al momento de respaldo a otras zonas de la red BT-812. A continuación en la Figura 5-1 se muestra diagrama unifilar de sección 2, donde cada sector suministrado por un transformador en específico se identifica por un color representativo.

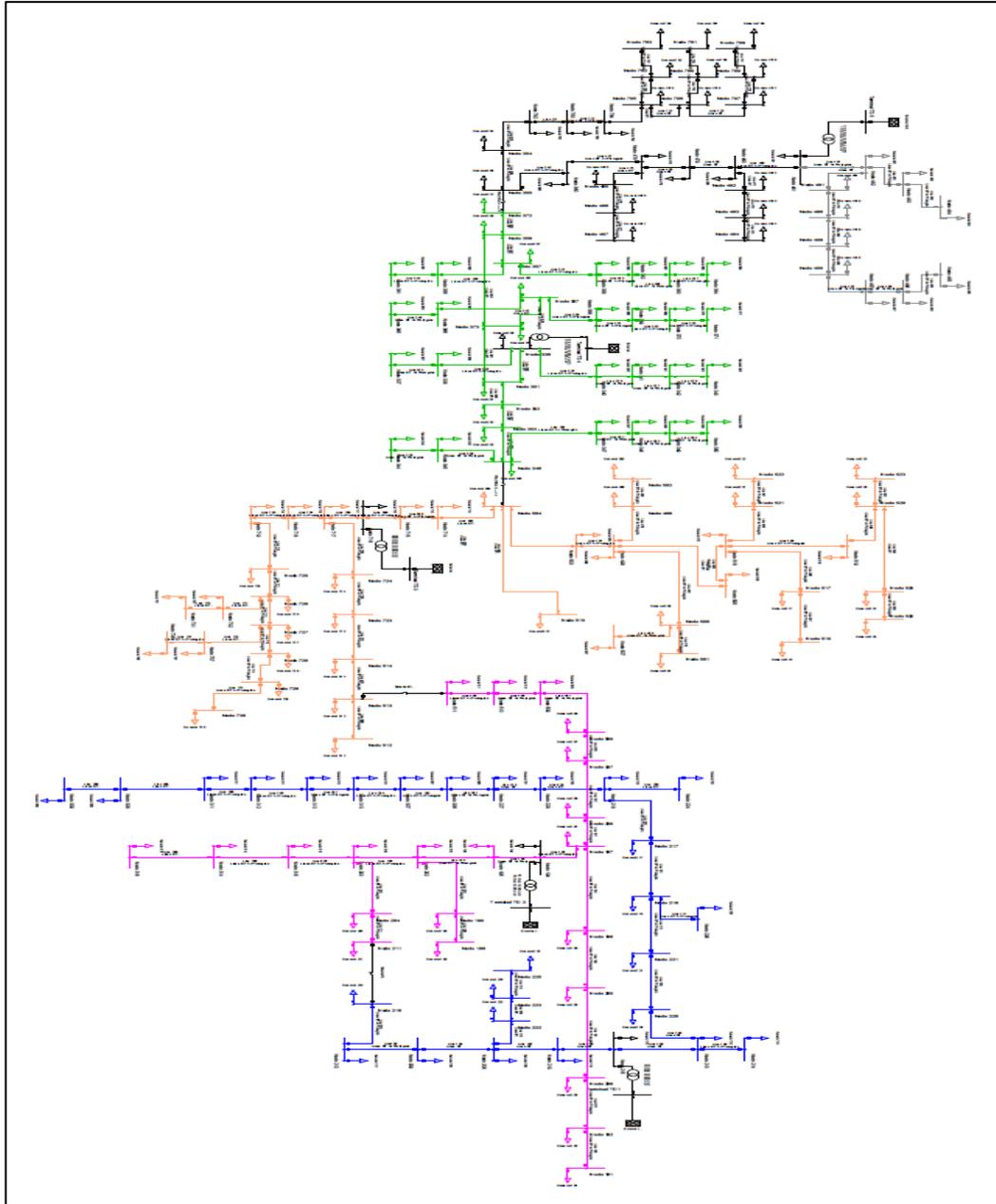


Figura 5-1: Diagrama Unifilar de Sección 2 de red BT-812, software DigSilent [Fuente: Propia].

5.3.2 Modelado de red en software AutoCAD 2016

Para una correcta visualización se realiza modelado para sección 2 de red de baja tensión en software de diseño AutoCAD-2016, se añaden 4 Respaldos Externos (RE) definidos de color rojo en Figura 5-2 en apoyo para situaciones de fallas, permitiendo suministro de energía a sectores sin energía eléctrica debido a fallas, los clientes de cada transformador se diferencian por un color en especial.

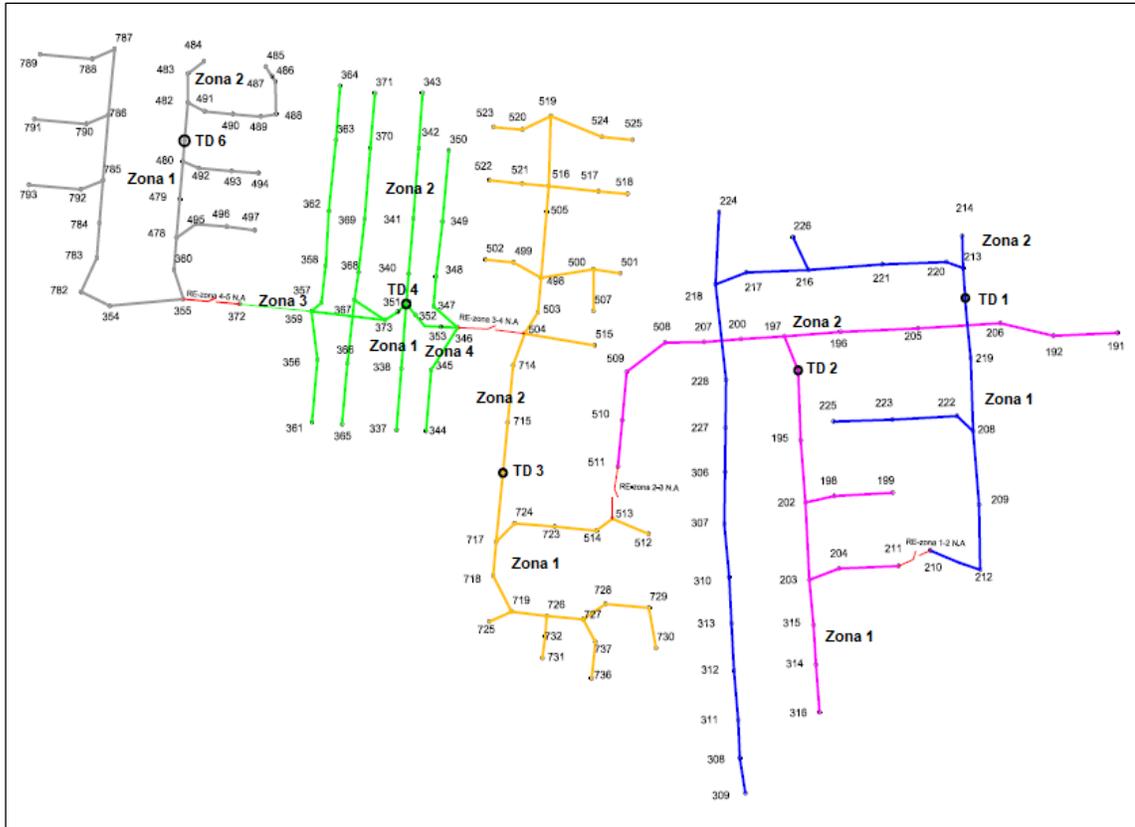


Figura 5-2: Diagrama de sección 2 de red BT-812, AutoCAD-2016 [Fuente: Propia].

5.4 Presentación de fallas en la Red

Para mantener una relación de fallas acorde a las utilizadas en el capítulo 4 y por ende las obtenidas por empresa de distribución, se mantiene un patrón de proporcionalidad con la finalidad de someter a condiciones similares esta nueva red, la cual posee un mayor número de clientes, por lo que la cantidad de fallas presentes en la sección 2 será de 29 interrupciones, las cuales se distribuyen en fallas temporales y permanentes. En la Tabla 5-2 se muestra la cantidad de fallas de Sección 2 y de Sección 1, con la finalidad de observar proporcionalidad para ambos casos, cabe mencionar que la Sección 1, fue estudiada en el capítulo 4.

Tabla 5-2: Proporcionalidad de fallas para estudio de secciones de Red BT-812.

Fallas	Sección 1		Sección 2		Duración Falla [Horas]
	Cantidad	%	Cantidad	%	
Caída de árbol	4	20	6	21	3
Árbol Genera contacto	5	25	7	24	2
Choque a poste	4	20	6	21	4
Volantín	2	10	3	10	2
Trabajo en línea viva	2	10	3	10	1,92
Temporal o viento fuerte	3	15	4	14	6
Total	20	100	29	100	

Las fallas han sido dispuestas en la red de manera equitativa en todas las zonas, identificadas en Tabla 5-2 donde se explicita la duración por cada falla, contemplando tiempo fijo de 1,5 [Horas], siendo el tiempo estimado en que la falla es detectada y se ejecuta reconfiguración de la red para respaldo, es por ello que ante una falla el tiempo mínimo de interrupción no será inferior a 1,5 [Horas], siendo este considerado como tiempo “1” en el cual todos los clientes pertenecientes al sector afectado permanecerán en dicha condición hasta que se ejecuten los protocolos de respaldo, dando paso a un tiempo “2” en el cual solo permanecerán sin suministro eléctrico aquellos clientes que se encuentren dentro del área afectada, imposibilitados de recibir suministro eléctrico por encontrarse muy cerca de la falla y fuera del área de seccionamiento.

A través de diagrama de red diseñado en AutoCAD-2016 se distribuyen las interrupciones de suministro como se muestra en la Figura 5-3. La ubicación de cada falla se indica con una cruz de color rojo acompañada de símbolo que representa su origen.

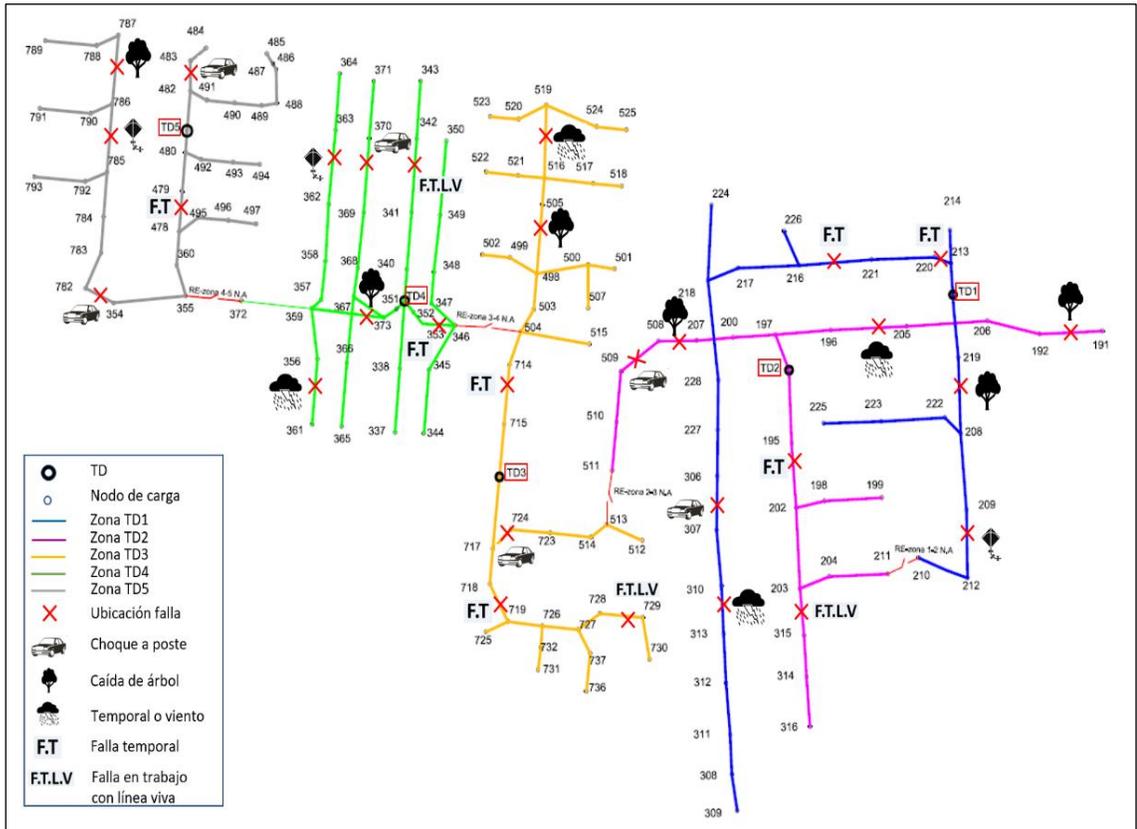


Figura 5-3: Distribución de fallas en Sección 2 de red BT-812 [Fuente: Propia].

Producto de estas fallas los índices de confiabilidad de suministro se ven afectados, principalmente los índices SAIDI y SAIFI, del cual se hará mayor énfasis en el primero de ellos, debido a que la red no presenta problemas en indicador SAIFI y además que la Política Energética 2050 centra su atención en índice SAIDI, ya que, representa el promedio de interrupción para los clientes siendo un dato más representativo del estado de suministro. Los escenarios por estudiar estarán bajo iguales condiciones de fallas.

5.5 Estudio de Automatización para escenarios

5.5.1 Red Original

La red en estudio en su estado original, vale decir sin ningún tipo de Mantenimiento ni Automatismo tiene valores de SAIDI de 9,64 [Horas/Año] y SAIFI de 3,06 [Fallas/Año] detallados en Tabla 5-3, junto a información de cantidad total de clientes afectados por zona debido a fallas en específico ocurridas en la red. Los elementos de protección utilizados para este escenario son elementos fusibles ubicados en cada fase por salida en transformador de distribución.

Tabla 5-3: Histórico de Interrupciones en Red.

TD-Zona	Causa	Tipo de Falla	Duración [Horas]	N° Clientes Afectados	SAIDI [Horas/Año]	SAIFI [Fallas/Año]
5-1	Caída de árbol	Permanente	3	151	0,48	0,16
5-1	Volantín	Permanente	2	151	0,32	0,16
5-1	Choque a poste	Permanente	4	151	0,64	0,16
5-2	Choque a poste	Permanente	4	21	0,09	0,02
5-1	Árbol Genera contacto entre fases	Temporal (Permanente en 0 autom)	2	151	0,32	0,16
4-3	Volantín	Permanente	2	149	0,31	0,16
4-3	Temporal o viento fuerte	Permanente	6	149	0,94	0,16
4-3	Caída de árbol	Permanente	3	149	0,47	0,16
4-3	Choque a poste	Permanente	4	149	0,63	0,16
4-2	Falla en trabajo con línea viva	Permanente	1,92	33	0,07	0,03
4-4	Árbol Genera contacto entre fases	Temporal (Permanente en 0 autom)	2	71	0,15	0,07
3-2	Temporal o viento fuerte	Permanente	6	173	1,10	0,18
3-2	Caída de árbol	Permanente	3	173	0,55	0,18
3-2	Árbol Genera contacto entre fases	Temporal (Permanente en 0 autom)	2	173	0,37	0,18
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	Temporal (Permanente en 0 autom)	2	83	0,18	0,09
3-1	Falla en trabajo con línea viva	Permanente	1,92	83	0,17	0,09
3-1	Choque a poste	Permanente	4	83	0,35	0,09
2-2	Choque a poste	Permanente	4	71	0,30	0,07
2-2	Caída de árbol	Permanente	3	71	0,22	0,07
2-2	Temporal o viento fuerte	Permanente	6	71	0,45	0,07

TD-Zona	Causa	Tipo de Falla	Duración [Horas]	N° Clientes Afectados	SAIDI [Horas/Año]	SAIFI [Fallas/Año]
2-2	Caída de árbol	Permanente	3	71	0,22	0,07
2-1	Árbol Genera contacto entre fases	Temporal (Permanente en 0 autom)	2	40	0,08	0,04
2-1	Falla en trabajo con línea viva	Permanente	1,92	40	0,08	0,04
1-1	Volantín	Permanente	2	51	0,11	0,05
1-1	Caída de árbol	Permanente	3	51	0,16	0,05
1-2	Árbol Genera contacto entre fases	Temporal (Permanente en 0 autom)	2	84	0,18	0,09
1-2	Árbol Genera contacto entre fases	Temporal (Permanente en 0 autom)	2	84	0,18	0,09
1-2	Choque a poste	Permanente	4	84	0,35	0,09
1-2	Falla en trabajo con línea viva	Permanente	1,92	84	0,17	0,09
					9,64	3,06

En Tabla 5-3 se especifican tipos de fallas permanentes o temporales, donde Árbol que genera contacto entre fases se considera como permanente al no existir dispositivos Reconectores, vale decir en escenario Original y Seccionalizado, para los casos Semiautomatizados y Automatizados este tipo de interrupción se clasifica como falla temporal.

Para esta sección de red en estado original el índice SAIDI tiene un valor de 9,64 [Horas/Año] y para indicador SAIFI de 3,06 [Fallas/Año], no cumpliendo las exigencias impuestas para indicador SAIDI según Normativa de Calidad de Servicio, el cual exige una cantidad de 7 [Horas/Año] para una densidad de red Media, impulsando de esta manera a una mejora de calidad de suministro. El indicador SAIFI no presenta inconvenientes cumpliendo los estándares exigidos de 5,5 [Fallas/Año]. La Tabla 5-4 muestra resumen de estado actual de indicadores.

Dispositivos en la Red	SAIFI [Fallas/Año]	SAIDI [Horas/Año]
0	3,06	9,04

Figura 5-4 Estado de red original indicadores SAIDI y SAIFI.

Uno de los principales factores a considerar es la cargabilidad de los transformadores quienes deben estar dentro de sus valores nominales de trabajo, evitando sobrecargas. En la red de estudio se crearon simulaciones de fallas para cada transformador dejando todo un sector sin suministro eléctrico, para ello se incorporan respaldos de ayuda desde transformadores aledaños, entregando energía suficiente a cada uno de los clientes. A través de simulación en software DigSilent, se logró precisar la capacidad de entrega de energía extra de cada transformador a sectores vecinos, permitiendo determinar cargabilidad y regulación de voltaje para casos hipotéticos de respaldo a otros consumos.

El peor de los casos para un transformador es respaldar la zona total de otra fuente de alimentación, en la Tabla 5-4 se entrega información de respaldos posibles para cada transformador. A modo de ejemplo en la primera línea se tiene al transformador TD-4 respaldando consumos de TD-5, donde la cargabilidad final para TD-4 es de 107,2% logrando mantener su rango de exigencia, ya que un transformador puede soportar un 20% de su capacidad total por un tiempo aproximado de 4 [horas]. Los problemas de cargabilidad surgen al respaldar clientes de TD-3, debido a que TD-2 tiene un consumo bajo y no es rentable invertir en un transformador de mayor capacidad. Al respaldar clientes de TD-3 la cargabilidad de TD-2 es de 149,5%, bajo estas condiciones el transformador solo podría operar por 30 minutos aproximadamente corriendo un riesgo muy elevado de dañar dicho transformador y, por ende, interrumpir suministro eléctrico a más clientes. Al respaldar TD-3 a través de TD-4 la cargabilidad también juega en contra obteniendo 137,9% de uso, resultado similar al visto con TD-2 como respaldo. Al suponer lo expuesto como el peor de los casos, se concluye que es inviable para algunas reconfiguraciones de red, la solución para este inconveniente es alimentar cada sector de un transformador inhabilitado mediante sus distintas zonas a través de 2 alimentadores aledaños, reduciendo la cargabilidad de transformadores de respaldo a 113,2% para TD-4 y a 83,2% para TD-2 incurriendo a condiciones óptimas de funcionamiento. Los sectores de TD-4, TD-3, TD-2 pueden ser alimentados desde fuentes de energía distintas. Los clientes de TD-1 y TD-5 no tienen más opciones de respaldo que cada fuente vecina, las cuales no presentan problemas de cargabilidad. La regulación de Voltaje no exhibe inconvenientes manteniendo su rango de $\pm 7,5\%$ del valor nominal para redes de baja tensión.

Tabla 5-4: Cargabilidad de transformadores para respaldo.

TD	Respaldando a TD	Cargabilidad (%)	RG voltaje		Cargabilidad (%)	RG voltaje
4	5	107,2	0,95			
5	4	107,2	0,95			
3	4	96,3	0,94			
4	3	137,9	0,93	Respaldando solo zona 2 de TD 3	113,2	0,95
3	2	69,6	0,96			
2	3	149,5	0,85	Respaldando solo zona 1 de TD 3	83,2	0,94
2	1	80,1	0,95			
1	2	80,1	0,93			

5.5.2 Red Seccionalizada

Escenario de red Seccionalizada cuenta con implementación de dispositivos LinkWith Box, los cuales permiten seccionar la red eléctrica de manera remota, siendo el primer paso de inversión para lograr redes automatizadas. La red seccionalizada cuenta con 38 dispositivos seccionadores ubicados en las cercanías de intersecciones de líneas. La Figura 5-4 permite visualizar la ubicación de cada dispositivo y de cada falla ocurrida.

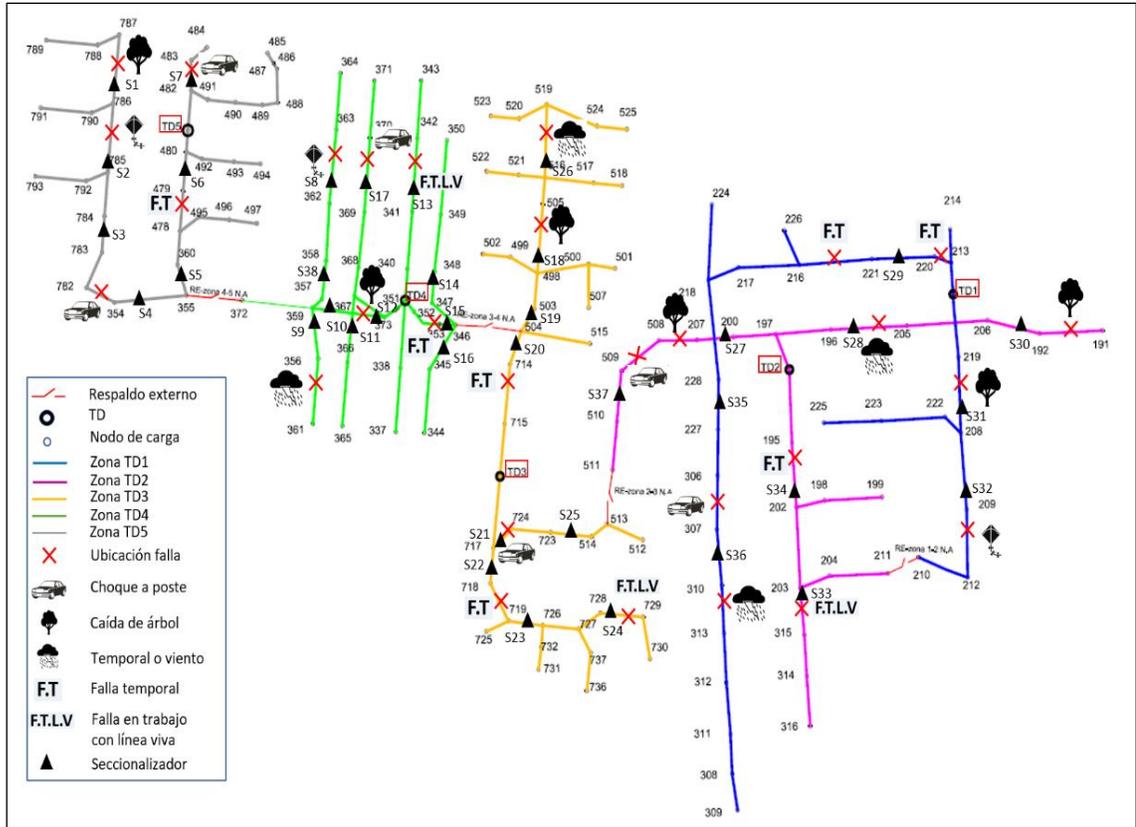


Figura 5-5: Distribución de seccionadores en Sección 2 [Fuente: Propia].

Al no existir inconvenientes en índices SAIFI nos centraremos en indicador SAIDI, el cual con implementación de dispositivos seccionadores se logra reducir en un 41%, disminuyendo de 9,64 a 5,74 [Horas/Año], permitiendo estar dentro de las 7 [Horas/Año] impuestas por la Norma Técnica de Calidad de Suministro vigente para el año 2020.

En la Tabla 5-5 se puede apreciar los aportes de cada falla a los índices SAIDI y SAIFI de este escenario, donde se indica transformador afectado (TD) y zona comprometida, indicando tiempo de corte energético y cantidad de clientes afectados. Los clientes afectados se dividen en dos grupos, el primero de ellos con una interrupción fija de 1,5 [Horas] afectando a todos los clientes de una Zona, posterior a ello, una vez que las cuadrillas de turno identifiquen la falla es posible seccionar la red reduciendo la zona afectada y, por ende, la cantidad de personas comprometidas quienes forman parte del segundo grupo de clientes afectados, este grupo de clientes debido a las cercanías de la falla no pueden recibir energía eléctrica hasta que el origen del problema sea solucionado.

Tabla 5-5: Índices SAIDI – SAIFI para escenario seccionalizado.

TD-Zona	Causa	Duración [Horas]	N° Clientes Afectados 1	N° Clientes Afectados 2	SAIDI [Horas/Año]	SAIFI [Fallas/Año]
5-1	Caída de árbol	3	151	27	0,28	0,16
5-1	Volantín	2	151	47	0,26	0,16
5-1	Choque a poste	4	151	81	0,45	0,16
5-2	Choque a poste	4	21	4	0,04	0,02
5-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	151	44	0,26	0,16
4-3	Volantín	2	149	4	0,24	0,16
4-3	Temporal o viento fuerte	6	149	24	0,35	0,16
4-3	Caída de árbol	3	149	2	0,24	0,16
4-3	Choque a poste	4	149	14	0,27	0,16
4-2	Falla en trabajo con línea viva	1,92	33	22	0,06	0,03
4-4	Árbol Genera contacto entre fases	2	71	18	0,12	0,07
3-2	Temporal o viento fuerte	6	173	28	0,41	0,18
3-2	Caída de árbol	3	173	78	0,40	0,18
3-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	173	10	0,28	0,18
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	83	46	0,16	0,09
3-1	Falla en trabajo con línea viva	1,92	83	9	0,14	0,09
3-1	Choque a poste	4	83	0	0,13	0,09
2-2	Choque a poste	4	71	26	0,18	0,07
2-2	Caída de árbol	3	71	26	0,15	0,07
2-2	Temporal o viento fuerte	6	71	10	0,16	0,07
2-2	Caída de árbol	3	71	3	0,12	0,07
2-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	40	5	0,07	0,04
2-1	Falla en trabajo con línea viva	1,92	40	11	0,07	0,04
1-1	Volantín	2	51	20	0,09	0,05
1-1	Caída de árbol	3	51	5	0,09	0,05
1-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	84	84	0,18	0,09
1-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	84	69	0,17	0,09
1-2	Choque a poste	4	84	34	0,22	0,09
1-2	Falla en trabajo con línea viva	1,92	84	30	0,15	0,09
					5,74	3,06

A continuación en Tabla 5-6 se presenta resumen de indicadores de confiabilidad para escenario Seccionalizado.

Tabla 5-6: Resumen de Indicadores para escenarios Seccionalizado de Sección 2.

Dispositivos en la Red	SAIFI [Fallas/Año]	SAIDI [Horas/Año]
38	3,06	5,74

La Tabla 5-7 especifica la operación de dispositivos al presenciar una falla en la red, al solo existir elementos mecánicos, se activarán elementos fusibles, seccionadores y respaldos externos. A modo de ejemplo si Árbol genera contacto entre fases en Zona 1 de transformador 5, los dispositivos que serán accionados a través de apertura de la red son: F1 (Fusible); S6–S5 (Seccionadores). Elemento que dará cierre para entrega de energía es RE 4-5 (Respaldo externo) desde transformador 4.

Tabla 5-7: Operación de dispositivos tras Falla eléctrica.

TD	Zona	Causa	Operación Dispositivos	
			Apertura	Cierre
5	1	Caída de árbol	F1/S1	
5	1	Volantín	F1/S2	
5	1	Choque a poste	F1/S4	
5	2	Choque a poste	F2/S7	
5	1	Árbol Genera contacto entre fases	F1/S6-S5	RE4-5
4	3	Volantín	F3/S8	
4	3	Temporal o viento fuerte	F3/S9	
4	3	Caída de árbol	F3/S12-S10	RE4-5
4	3	Choque a poste	F3/S17	
4	2	Falla en trabajo con línea viva	F2/S13	
4	4	Árbol Genera contacto entre fases	F4/S15	RE3-4
3	2	Temporal o viento fuerte	F2/S26	
3	2	Caída de árbol	F2/S18	
3	2	Árbol Genera contacto entre fases	F2/S20	RE3-4
3	1	Árbol Genera contacto entre fases	F1/S22	
3	1	Falla en trabajo con línea viva	F1/S24	
3	1	Choque a poste	F1/S21-S25	RE2-3
2	2	Choque a poste	F2/S27-S37	RE2-3
2	2	Caída de árbol	F2/S27-S37	RE2-3
2	2	Temporal o viento fuerte	F2/S28	
2	2	Caída de árbol	F2/S30	
2	1	Árbol Genera contacto entre fases	F1/S34	RE1-2
2	1	Falla en trabajo con línea viva	F1/S33	
1	1	Volantín	F1/S32	

TD	Zona	Causa	Operación Dispositivos	
1	1	Caída de árbol	F1/S31	RE1-2
1	2	Árbol Genera contacto entre fases	F2/	
1	2	Árbol Genera contacto entre fases	F2/S29	
1	2	Choque a poste	F2/S35	
1	2	Falla en trabajo con línea viva	F2/S36	

Al realizar este plan de Automatización en este primer escenario se logra un resultado similar al obtenido en capítulo 4 para Sección 1 de red BT-812, la cual reduce un 42% al indicador SAIDI aplicando este tipo de estrategia, a continuación en Tabla 5-8 se detalla el porcentaje de mejora con similar estrategia para distintas redes, identificadas como Sección 1 y Sección 2.

Tabla 5-8: Comparativa para ambas secciones de red con igual estrategia.

Indicador	Sección 1			Sección 2		
	Antes	Después	Mejora	Antes	Después	Mejora
SAIDI [Horas/Año]	8,56	4,99	42%	9,64	5,74	41%

5.5.3 Red Semiautomatizada 1

El escenario de red Semiautomatizado 1 posee un total de 49 dispositivos, de los cuales 30 corresponden a Kit de Reconnectores Alvin Box y 19 a Kit de Seccionadores LinkWith Box distribuidos de manera uniforme en toda la red para cubrir la mayor área posible, como se muestra en Figura 5-6.

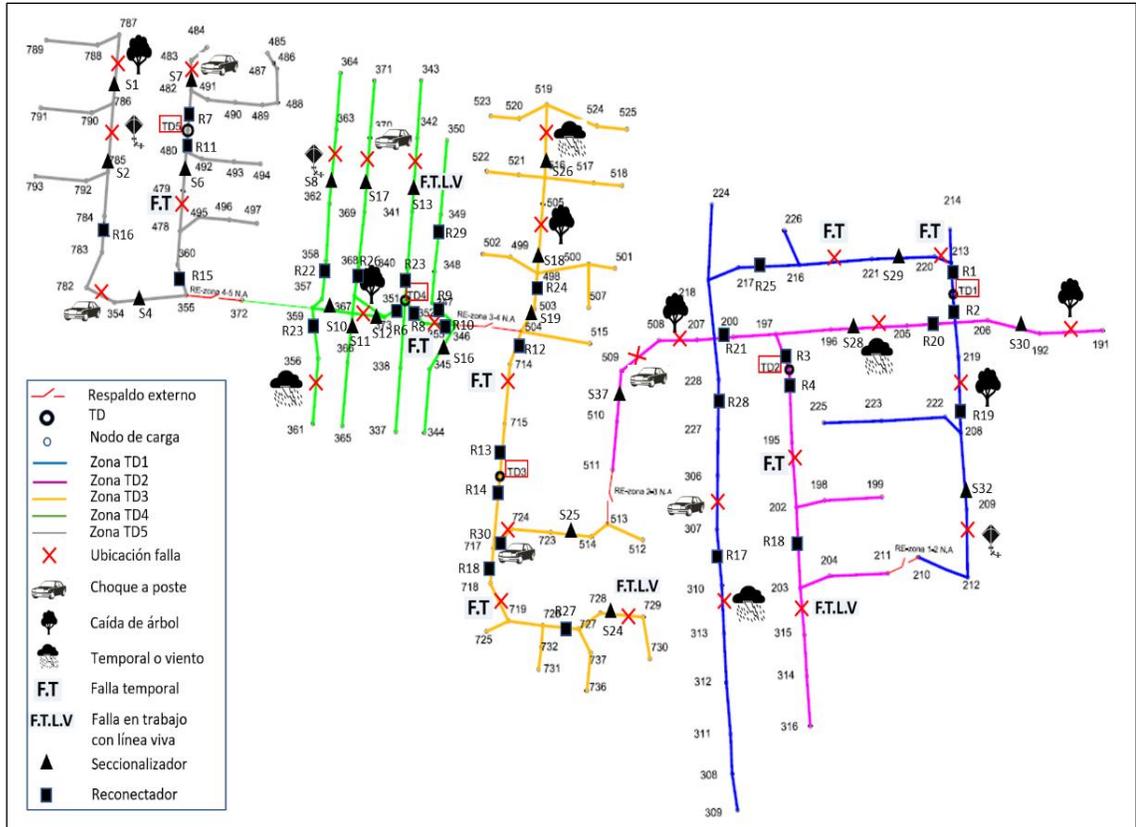


Figura 5-6: Distribución de dispositivos ALVIN en sección 2 de red BT-812 [Fuente: Propia].

Sistema Semiautomatizado 1 logra la disminución en índice SAIDI de 5,83 a 2,83 [Horas/Año], disminuyendo en un 52% en Sección 2 de red BT-812, en el caso de Sección 1, al realizar implementación a un sistema Semiautomatizado se logra reducir el índice SAIDI en un 73% de 4,99 a 1,31 [Horas/Año], esto debido a mayor posibilidad de respaldos presentes en la red, ya que, se contaba con 10 respaldos externos, en cambio en Sección 2 de red BT-812 solo se cuenta con 4 respaldos externos.

Para determinar el aporte de cada una de las fallas al igual que escenario anterior se presenta Tabla 5-9 con valores SAIDI y SAIFI, identificación de transformador con su respectiva zona comprometida para cada falla y cantidad de horas de interrupción. Se definen dos grupos de clientes afectados, siguiendo patrón de estrategia utilizado en escenario anterior.

Tabla 5-9: Índices SAIDI – SAIFI para escenario Semiautomatizado 1.

TD-Zona	Causa	Duración [Horas]	N° Clientes Afectados 1	N° Clientes Afectados 2	SAIDI [Horas/Año]	SAIFI [Falla/Año]
5-1	Caída de árbol	3	64	27	0,14	0,07
5-1	Volantín	2	64	47	0,13	0,07
5-1	Choque a poste	4	95	81	0,36	0,10
5-2	Choque a poste	4	21	4	0,04	0,02
5-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
4-3	Volantín	2	22	4	0,04	0,02
4-3	Temporal o viento fuerte	6	24	24	0,15	0,03
4-3	Caída de árbol	3	149	2	0,24	0,16
4-3	Choque a poste	4	35	14	0,09	0,04
4-2	Falla en trabajo con línea viva	1,92	33	22	0,06	0,03
4-4	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
3-2	Temporal o viento fuerte	6	129	28	0,34	0,14
3-2	Caída de árbol	3	129	78	0,33	0,14
3-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
3-1	Falla en trabajo con línea viva	1,92	35	9	0,06	0,04
3-1	Choque a poste	4	30	0	0,05	0,03
2-2	Choque a poste	4	52	26	0,15	0,05
2-2	Caída de árbol	3	52	26	0,12	0,05
2-2	Temporal o viento fuerte	6	71	10	0,16	0,07
2-2	Caída de árbol	3	5	3	0,01	0,01
2-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
2-1	Falla en trabajo con línea viva	1,92	22	22	0,04	0,02
1-1	Volantín	2	46	20	0,08	0,05
1-1	Caída de árbol	3	5	5	0,02	0,01
1-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
1-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
1-2	Choque a poste	4	34	34	0,14	0,04
1-2	Falla en trabajo con línea viva	1,92	30	30	0,06	0,03
					2,83	1,21

Gracias a la instalación de dispositivos automatizados fue posible mejorar la calidad de suministro como se muestra en Tabla 5-10, donde es posible visualizar el cumplimiento de estándares que entrarán en vigencia al año 2035 en una primera etapa de la Política Energética 2050. La normativa al año 2035 tiene por meta contar con tiempos de interrupciones iguales o inferiores a 4 [Horas/año] en cualquier localidad del país. Tras la implementación de nuevos dispositivos existe la posibilidad de rendir adecuadamente a las exigencias para ese periodo. Aún falta camino por recorrer para satisfacer las exigencias para el año 2050.

Tabla 5-10: Resumen de indicadores de confiabilidad para escenario Semiautomatizado 1.

Dispositivos en la Red	SAIFI [Fallas/Año]	SAIDI [Horas/Año]
49	1,21	2,83

La Tabla 5-11 especifica la operación de dispositivos al presenciar una falla en la red, los elementos reconectores realizan apertura de la red. Al detectar falla de origen permanente la red continuará sin suministro eléctrico, solo se realizará cierre del circuito al despejar fallas temporales. La red después de algunos intentos de conexión ordenará cierre de contactos reponiendo el suministro de energía sin necesidad de recurrir a respaldos externos. A modo de ejemplo, si Árbol genera contacto entre fases en zona 1 de transformador 5, los dispositivos que serán accionados a través de apertura de la red son: Reconector 11 (R11) siendo el mismo elemento que dará cierre para reposición de la red, ya que, falla es de carácter temporal.

Tabla 5-11: Operación de dispositivos tras falla eléctrica.

TD	Zona	Causa	Operación Dispositivos	
			Apertura	Cierre
5	1	Caída de árbol	R16/S1	
5	1	Volantín	R16/S2	
5	1	Choque a poste	R15/S4	
5	2	Choque a poste	R7/S7	
5	1	Árbol Genera contacto entre fases	R11	R11
4	3	Volantín	R22/S8	
4	3	Temporal o viento fuerte	R23	
4	3	Caída de árbol	R6/S10-S12	RE4-5
4	3	Choque a poste	R26/S17	
4	2	Falla en trabajo con línea viva	R5/S13	
4	4	Árbol Genera contacto entre fases	R8	R8
3	2	Temporal o viento fuerte	R24/S26	
3	2	Caída de árbol	R24/S18	
3	2	Árbol Genera contacto entre fases	R13	R13
3	1	Árbol Genera contacto entre fases	R18	R18
3	1	Falla en trabajo con línea viva	R27/S24	
3	1	Choque a poste	R30/S25	RE2-3

TD	Zona	Causa	Operación Dispositivos	
			Apertura	Cierre
2	2	Choque a poste	R21/S37	RE2-3
2	2	Caída de árbol	R21/S37	
2	2	Temporal o viento fuerte	R3/S28	
2	2	Caída de árbol	R20/S30	
2	1	Árbol Genera contacto entre fases	R4	R4
2	1	Falla en trabajo con línea viva	R29	R29
1	1	Volantín	R19/S32	
1	1	Caída de árbol	R2/R19	
1	2	Árbol Genera contacto entre fases	R1	R1
1	2	Árbol Genera contacto entre fases	R1	R1
1	2	Choque a poste	R28	
1	2	Falla en trabajo con línea viva	R17	

Al realizar este plan de automatización en este segundo escenario se logra un resultado inferior al obtenido en capítulo 4 para Sección 1 de red BT-812, la cual reduce un 73% indicador SAIDI aplicando una misma de estrategia, la diferencia radica en mayor posibilidad de respaldos presentes en la red, ya que, en Sección 1 se contaba con 10 respaldos externos, en Sección 2 de red BT-812 solo se dispone de 4 respaldos. A continuación en Tabla 5-12 se detalla el porcentaje de mejora para ambas secciones.

Tabla 5-12: Comparativa para ambas secciones de red con igual estrategia.

Indicador	Sección 1			Sección 2		
	Antes	Después	Mejora	Antes	Después	Mejora
SAIDI [Horas/Año]	4,99	1,31	73%	5,83	2,83	52%

5.5.4 Red Semiautomatizada 2

Escenario de red Semiautomatizada 2 cuenta con 49 dispositivos, de los cuales 34 corresponden a Kit de reconectores Alvin Box y 15 a Kit de seccionadores LinkWith Box, la cantidad de dispositivos totales se mantiene en comparación a escenario anterior. Vea Figura 5-7.

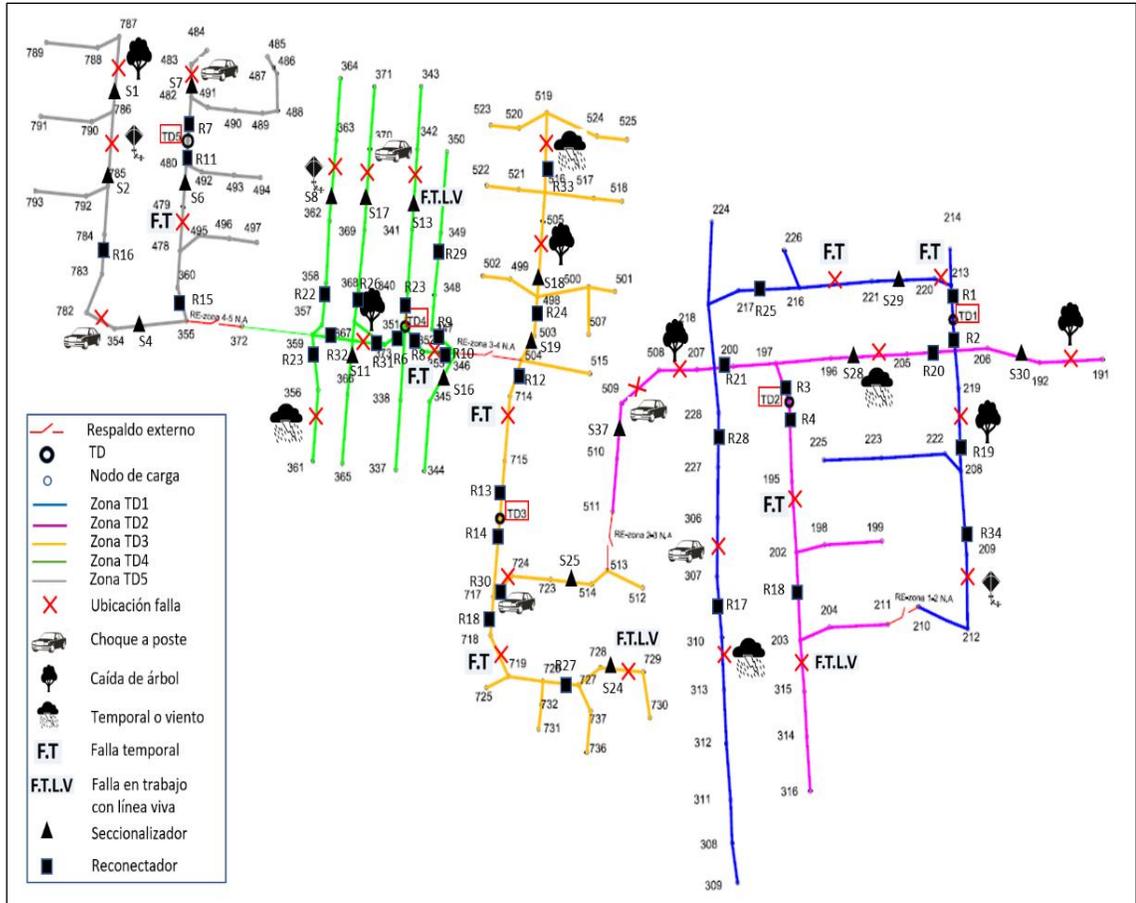


Figura 5-7: Distribución de dispositivos ALVIN en sección 2 de red BT-812 [Fuente: Propia].

La implementación de un mayor número de dispositivos reconectadores permite reducir los índices de confiabilidad en un 18%, quien a pesar de ser un buen resultado no trajo consigo un fuerte impacto en la disminución de SAIDI debido a no poseer muchas alternativas de respaldo como lo visto en escenario Semiautomatizado 1 de Sección 2. Al aplicar estrategia de automatización en Sección 1 se logra una disminución de un 14%. La Tabla 5-12 detalla los aportes de cada falla a los índices de calidad.

Tabla 5-12: Índices SAIDI – SAIFI para escenario semiautomatizado 2.

TD-Zona	Causa	Duración [Horas]	Nº Clientes Afectados 1	Nº Clientes Afectados 2	SAIDI [Horas/Año]	SAIFI [Falla/Año]
5-1	Caída de árbol	3	64	27	0,14	0,07
5-1	Volantín	2	64	47	0,13	0,07
5-1	Choque a poste	4	95	81	0,36	0,10
5-2	Choque a poste	4	21	4	0,04	0,02
5-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00

TD-Zona	Causa	Duración [Horas]	N° Clientes Afectados 1	N° Clientes Afectados 2	SAIDI [Horas/Año]	SAIFI [Falla/Año]
4-3	Volantín	2	22	4	0,04	0,02
4-3	Temporal o viento fuerte	6	24	24	0,15	0,03
4-3	Caída de árbol	3	2	2	0,01	0,00
4-3	Choque a poste	4	35	14	0,09	0,04
4-2	Falla en trabajo con línea viva	1,92	33	22	0,06	0,03
4-4	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
3-2	Temporal o viento fuerte	6	28	28	0,18	0,03
3-2	Caída de árbol	3	129	78	0,33	0,14
3-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
3-1	Falla en trabajo con línea viva	1,92	35	9	0,06	0,04
3-1	Choque a poste	4	30	0	0,05	0,03
2-2	Choque a poste	4	52	26	0,15	0,05
2-2	Caída de árbol	3	52	26	0,12	0,05
2-2	Temporal o viento fuerte	6	20	10	0,08	0,02
2-2	Caída de árbol	3	5	3	0,01	0,01
2-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
2-1	Falla en trabajo con línea viva	1,92	22	22	0,04	0,02
1-1	Volantín	2	20	20	0,04	0,02
1-1	Caída de árbol	3	5	5	0,02	0,01
1-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
1-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
1-2	Choque a poste	4	34	34	0,14	0,04
1-2	Falla en trabajo con línea viva	1,92	30	30	0,06	0,03
					2,31	0,87

La instalación de dispositivos automatizados permite mejorar la calidad de suministro como muestra Tabla 5-13 y lograr cumplir estándares rigurosos, los cuales entrarán en vigencia al año 2035 en una primera etapa de la Política Energética 2050. La normativa al año 2035 tiene por meta contar con tiempos de interrupción igual o inferior a 4 [Horas/año] en cualquier localidad del país. Lamentablemente tras la implementación de nuevos dispositivos no es posible mejorar lo

suficiente y cumplir las exigencias para el año 2050, por lo tanto se debe continuar en la búsqueda de mejoras.

Tabla 5-13: Resumen de indicadores de calidad para escenario Semiautomatizado 2.

Dispositivos en la Red	SAIFI [Fallas/Año]	SAIDI [Horas/Año]
49	0,87	2,31

La Tabla 5-14 especifica la operación de dispositivos al presenciar una falla en la red, los elementos reconectores realizan apertura de la red. Al detectar falla de origen permanente la red continuará sin suministro eléctrico. Al despejar fallas temporales la red después de algunos intentos de conexión ordenará cierre de contactos reponiendo el suministro de energía sin necesidad de recurrir a respaldos externos. A modo de ejemplo igual que en escenario Semiautomatizado 1, si Árbol genera contacto entre fases en zona 1 de transformador 5, los dispositivos que serán accionados a través de apertura de la red son: Reconector 11 (R11) siendo el mismo elemento que dará cierre para reposición de la red, ya que, la falla es de carácter temporal. Esta sección tiene un modo de operación idéntico al analizado en escenario anterior.

Tabla 5-14: Operación de dispositivos tras falla eléctrica.

TD	Zona	Causa	Operación Dispositivos	
			Apertura	Cierre
5	1	Caída de árbol	R16/S1	
5	1	Volantín	R16/S2	
5	1	Choque a poste	R15/S4	
5	2	Choque a poste	R7/S7	
5	1	Árbol Genera contacto entre fases	R11	R11
4	3	Volantín	R22/S8	
4	3	Temporal o viento fuerte	R23	
4	3	Caída de árbol	R31/R32	RE4-5
4	3	Choque a poste	R26/S17	
4	2	Falla en trabajo con línea viva	R5/S13	
4	4	Árbol Genera contacto entre fases	R8	R8
3	2	Temporal o viento fuerte	R33	
3	2	Caída de árbol	R24/S18	
3	2	Árbol Genera contacto entre fases	R13	R13
3	1	Árbol Genera contacto entre fases	R18	R18
3	1	Falla en trabajo con línea viva	R27/S24	
3	1	Choque a poste	R30/S25	RE2-3
2	2	Choque a poste	R21/S37	RE2-3
2	2	Caída de árbol	R21/S37	
2	2	Temporal o viento fuerte	R3-R21/S28	RE2-3
2	2	Caída de árbol	R20/S30	

TD	Zona	Causa	Operación Dispositivos	
2	1	Árbol Genera contacto entre fases	R4	R4
2	1	Falla en trabajo con línea viva	R29	R29
1	1	Volantín	R34	
1	1	Caída de árbol	R2/R19	
1	2	Árbol Genera contacto entre fases	R1	R1
1	2	Árbol Genera contacto entre fases	R1	R1
1	2	Choque a poste	R28	
1	2	Falla en trabajo con línea viva	R17	

Al realizar este plan de Automatización en este tercer escenario se logra una disminución de un 18% siendo un resultado similar al obtenido en capítulo 4 para Sección 1 de red BT-812, la cual reduce un 14% al indicador, a continuación en Tabla 5-15 se detalla el porcentaje de mejora para ambas secciones.

Tabla 5-15: Comparativa para ambas secciones de red con igual estrategia.

Indicador	Sección 1			Sección 2		
	Antes	Después	Mejora	Antes	Después	Mejora
SAIDI [Horas/Año]	1,31	1,13	14%	2,83	2,31	18%

El indicador SAIDI no logra disminuir bajo 1 [Hora/Año] al ejecutar estrategias de Automatización para Sección 2, debido a escasas posibilidades de respaldo para las zonas afectadas.

5.5.5 Escenario Automatizado

Los estudios anteriores han demostrado que la aplicación de tecnología en redes de distribución presenta una buena respuesta en los primeros escenarios, disminuyendo el tiempo promedio de fallas considerablemente, al avanzar en implementación de nuevos dispositivos se llega a un límite, en el cual independiente del número de reconectores, los indicadores de calidad no mejoran un porcentaje considerable.

Se crea un escenario Automatizado, en donde, se reemplaza todos los dispositivos seccionadores por dispositivos reconectores, implementando una red idealizada tecnológicamente. Lamentablemente el diseño radial de la red y la falta de respaldos no logra desarrollar los beneficios de la automatización. Vea Figura 5-8.

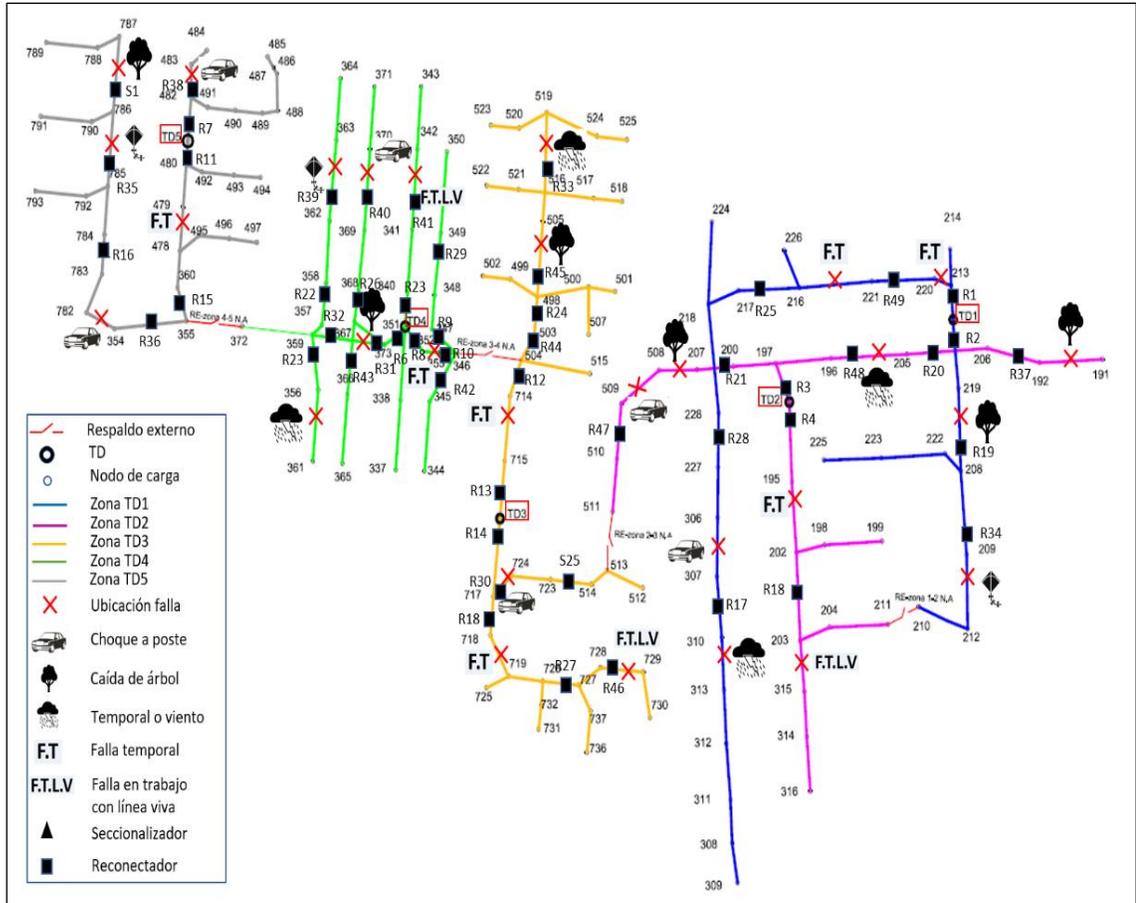


Figura 5-8: Dispositivos ALVIN en sección 2 de red BT-812, escenario Automatizado [Fuente: Propia].

La implementación de la totalidad de dispositivos reconectores permite reducir los índices de calidad en un 21%, quien a pesar de ser un buen resultado no permite reducir SAIDI a menos de 1 [Hora/Año]. La Tabla 5-16 detalla los aportes de cada falla a los índices de confiabilidad.

Tabla 5-16: Índices SAIDI – SAIFI para escenario Automatizado.

TD-Zona	Causa	Duración [Horas]	N° Clientes Afectados 1	N° Clientes Afectados 2	SAIDI [Horas/Año]	SAIFI [Falla/Año]
5-1	Caída de árbol	3	27	27	0,09	0,03
5-1	Volantín	2	47	47	0,10	0,05
5-1	Choque a poste	4	81	81	0,34	0,09
5-2	Choque a poste	4	4	4	0,02	0,00
5-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
4-3	Volantín	2	4	4	0,01	0,00
4-3	Temporal o viento fuerte	6	24	24	0,15	0,03
4-3	Caída de árbol	3	2	2	0,01	0,00
4-3	Choque a poste	4	14	14	0,06	0,01
4-2	Falla en trabajo con línea viva	1,92	22	22	0,04	0,02
4-4	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
3-2	Temporal o viento fuerte	6	28	28	0,18	0,03
3-2	Caída de árbol	3	78	78	0,25	0,08
3-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
3-1	Falla en trabajo con línea viva	1,92	9	9	0,02	0,01
3-1	Choque a poste	4	0	0	0,00	0,00
2-2	Choque a poste	4	26	26	0,11	0,03
2-2	Caída de árbol	3	26	26	0,08	0,03
2-2	Temporal o viento fuerte	6	10	10	0,06	0,01
2-2	Caída de árbol	3	5	3	0,01	0,01
2-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
2-1	Falla en trabajo con línea viva	1,92	22	22	0,04	0,02
1-1	Volantín	2	20	20	0,04	0,02
1-1	Caída de árbol	3	5	5	0,02	0,01
1-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
1-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
1-2	Choque a poste	4	34	34	0,14	0,04
1-2	Falla en trabajo con línea viva	1,92	30	30	0,06	0,03
					1,83	0,55

Como caso ideal la instalación se compone de 49 dispositivos reconectores automatizados mejorando la estándar de confiabilidad de suministro como muestra Tabla 5-16. La implementación de nuevos dispositivos no permite cumplir adecuadamente a las exigencias para el año 2050.

Tabla 5-16: Resumen de indicadores de calidad para escenario Semiautomatizado 1.

Dispositivos en la Red	SAIFI [Fallas/Año]	SAIDI [Horas/Año]
49	0,55	1,83

La Tabla 5-17 especifica la operación de dispositivos al presenciar una falla en la red, los elementos reconectores realizan apertura de la red de igual modo de operación a escenarios anteriores.

Tabla 5-17: Operación de dispositivos tras falla eléctrica.

TD	Zona	Causa	Operación Dispositivos	
			Apertura	Cierre
5	1	Caída de árbol	R16/S1	
5	1	Volantín	R16/S2	
5	1	Choque a poste	R15/S4	
5	2	Choque a poste	R7/S7	
5	1	Árbol Genera contacto entre fases	R11	R11
4	3	Volantín	R22/S8	
4	3	Temporal o viento fuerte	R23	
4	3	Caída de árbol	R31/R32	RE4-5
4	3	Choque a poste	R26/S17	
4	2	Falla en trabajo con línea viva	R5/S13	
4	4	Árbol Genera contacto entre fases	R8	R8
3	2	Temporal o viento fuerte	R33	
3	2	Caída de árbol	R24/S18	
3	2	Árbol Genera contacto entre fases	R13	R13
3	1	Árbol Genera contacto entre fases	R18	R18
3	1	Falla en trabajo con línea viva	R27/S24	
3	1	Choque a poste	R30/S25	RE2-3
2	2	Choque a poste	R21/S37	RE2-3
2	2	Caída de árbol	R21/S37	
2	2	Temporal o viento fuerte	R3/S28	
2	2	Caída de árbol	R20/S30	
2	1	Árbol Genera contacto entre fases	R4	R4
2	1	Falla en trabajo con línea viva	R29	R29
1	1	Volantín	R34	

TD	Zona	Causa	Operación Dispositivos	
1	1	Caída de árbol	R2/R19	
1	2	Árbol Genera contacto entre fases	R1	R1
1	2	Árbol Genera contacto entre fases	R1	R1
1	2	Choque a poste	R28	
1	2	Falla en trabajo con línea viva	R17	

La Tabla 5-18 entrega resumen de beneficios obtenidos tras la aplicación de estrategias de automatización, permitiendo una reducción final de un 21% en índice de confiabilidad respecto a escenario Semiautomatizado 2.

Tabla 5-18: Comparativa para ambas secciones de red con igual estrategia.

Indicador	Sección 1			Sección 2		
	Antes	Después	Mejora	Antes	Después	Mejora
SAIDI [Horas/Año]	NA	NA	NA	2,31	1,83	21%

El indicador SAIDI no logra disminuir bajo 1 [Hora/Año] tras ejecutar estrategias de automatización, debido a las escasas posibilidades de respaldo para las zonas afectadas. No es posible realizar comparación con Sección 1, por la no existencia de escenario Automatizado.

5.6 Resumen de Automatización para Sección 2

La Figura 5-9 entrega un resumen de todos los escenarios estudiados, entregando los valores de SAIDI para cada uno de ellos, además se han incorporado líneas de tendencia con valores exigibles por Normativa de Calidad de Suministro. Red original no cumple con ninguna exigencia establecida, red seccionalizada cumple con normativa Actual, redes semiautomatizadas y automatizada cumplen con normativa al año 2035. Lamentablemente ningún escenario propuesto es apto para exigencias posteriores al año 2050.

En resumen escenario Original no cumple con exigencias bajo ninguna norma técnica, escenario Seccionalizado permite cumplir exigencias actuales impuestas por Normativa Técnica de Calidad de Suministro, escenario Semiautomatizado 1 logra cumplir primera etapa de Política Energética 2050 para el año 2035, de igual manera los escenarios restantes Semiautomatizado 2 y Automático cumplen exigencias hasta el año 2049, previo a entrada en vigencia de segunda etapa de Política Energética 2050.

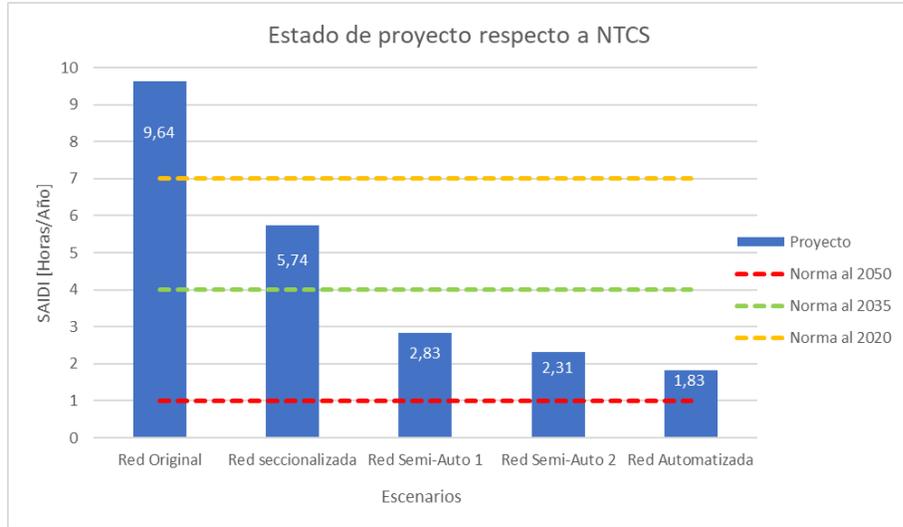


Figura 5-9: Estado de escenarios Sección 2 frente a Normativa para Calidad de Suministro [Fuente: propia].

6 Mantenimiento y Automatización en red

BT-812 Sección 2

6.1 Introducción

Las estrategias de mantenimiento en redes eléctricas presentan una buena respuesta a la prevención de fallas y entregan costos accesibles a corto plazo, resultando económicamente posible realizar Mantenimiento en conjunto a instalación de dispositivos automatizados, permitiendo reducir los índices SAIDI y SAIFI a valores exigidos por Norma Técnica de Calidad de Servicio Chilena, además permite realizar inversiones paulatinas logrando responder a Política Energética 2050 cuya indisponibilidad promedio de suministro SAIDI no debiese ser superior a 1[hora/año] en cualquier punto del país.

6.2 Mejoras a través de Mantenimiento preventivo

Los resultados obtenidos en Capítulo 5 cumplen a los requisitos que traerá consigo la Política Energética que entrará en vigencia para el año 2035 en una primera etapa con interrupciones promedio iguales o inferiores a 4 [Horas/Año], con estos resultados se debe continuar en la búsqueda de mejoras de continuidad de servicio y mejorar SAIDI a 1 [Hora/Año]. En este apartado se pretende estudiar los beneficios de planes de Mantenimiento preventiva en conjunto a instalaciones de dispositivos Reconectores, buscando resultados positivos al igual que los obtenidos en Sección 1 de red BT-812 estudiada en el Capítulo 4.

La implementación de Mantenimiento en redes permite reducir fallas presentes en la red de las cuales destacan las siguientes:

- Caída de árboles o ramas.
- Choque de vehículos a postes o tirantes.
- Contacto entre fases por ramas.

Al realizar plan de mantenimiento en Sección 2 de red BT-812, se espera la mejora en un 30% de caída de árboles, 30% de contacto entre fases por ramas y de un 50% en choque a postes [13].

En la Tabla 5-15 se presentan las fallas de la cuales 2 de 6 fallas producidas por Caída de árboles, dejará de estar presente, es decir, las fallas producidas en TD 3 en Zona 2 y TD 2 en Zona 2 no presentarán problemas futuros, dejando a 244 clientes libres de fallas de este tipo, representando aproximadamente un 36% de mejora, respecto al total de clientes afectados por caídas de árboles.

Fallas producto por Choques a poste, se estima una reducción de un 50%, para un total de 6 fallas de este tipo, las cuales se ubican en puntos clave, vale decir, postación ubicada en curvas, es aquí donde se planifica la reubicación de postes. La cantidad de personas exentas de este tipo de fallas a futuro representan un 46% del total de clientes afectados mejorando la calidad de suministro para 259 viviendas.

Para Árbol que genera contacto entre fases, se pretende una mejora de un 30%, por lo tanto, se estima que 2 de 7 fallas no estarán presentes, reduciendo en un 31% la cantidad de clientes afectados correspondientes a 213 usuarios.

Tabla 6-1: Fallas presentes de Red BT-812 en estudio.

TD-Zona	Causa	Duración [Horas]	N° Clientes Afectados	SAIDI [Horas/Año]	SAIFI [Fallas/Año]
5-1	Caída de árbol	3	151	0,48	0,16
5-1	Volantín	2	151	0,32	0,16
5-1	Choque a poste	4	151	0,64	0,16
5-2	Choque a poste	4	21	0,09	0,02
5-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	151	0,32	0,16
4-3	Volantín	2	149	0,31	0,16
4-3	Temporal o viento fuerte	6	149	0,94	0,16
4-3	Caída de árbol	3	149	0,47	0,16
4-3	Choque a poste	4	149	0,63	0,16
4-2	Falla en trabajo con línea viva	1,92	33	0,07	0,03
4-4	Árbol Genera contacto entre fases	2	71	0,15	0,07
3-2	Temporal o viento fuerte	6	173	1,10	0,18
3-2	Caída de árbol	3	173	0,55	0,18
3-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	173	0,37	0,18
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	83	0,18	0,09
3-1	Falla en trabajo con línea viva	1,92	83	0,17	0,09
3-1	Choque a poste	4	83	0,35	0,09
2-2	Choque a poste	4	71	0,30	0,07

TD-Zona	Causa	Duración [Horas]	Nº Clientes Afectados	SAIDI [Horas/Año]	SAIFI [Fallas/Año]
2-2	Caída de árbol	3	71	0,22	0,07
2-2	Temporal o viento fuerte	6	71	0,45	0,07
2-2	Caída de árbol	3	71	0,22	0,07
2-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	40	0,08	0,04
2-1	Falla en trabajo con línea viva	1,92	40	0,08	0,04
1-1	Volantín	2	51	0,11	0,05
1-1	Caída de árbol	3	51	0,16	0,05
1-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	84	0,18	0,09
1-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	84	0,18	0,09
1-2	Choque a poste	4	84	0,35	0,09
1-2	Falla en trabajo con línea viva	1,92	84	0,17	0,09
				9,64	3,06

Al realizar plan de mantenimiento en Sección 2 de red BT-812, realizando limpieza de franja de servidumbre a través de poda de árboles y reubicación de postes que presenten riesgo de colisión, se logra reducir el número inicial de fallas, las cuales se indican con círculo segmentado de color negro en Figura 6-1, agrupando un total de 8 interrupciones mitigadas gracias a planes de Mantenimiento.

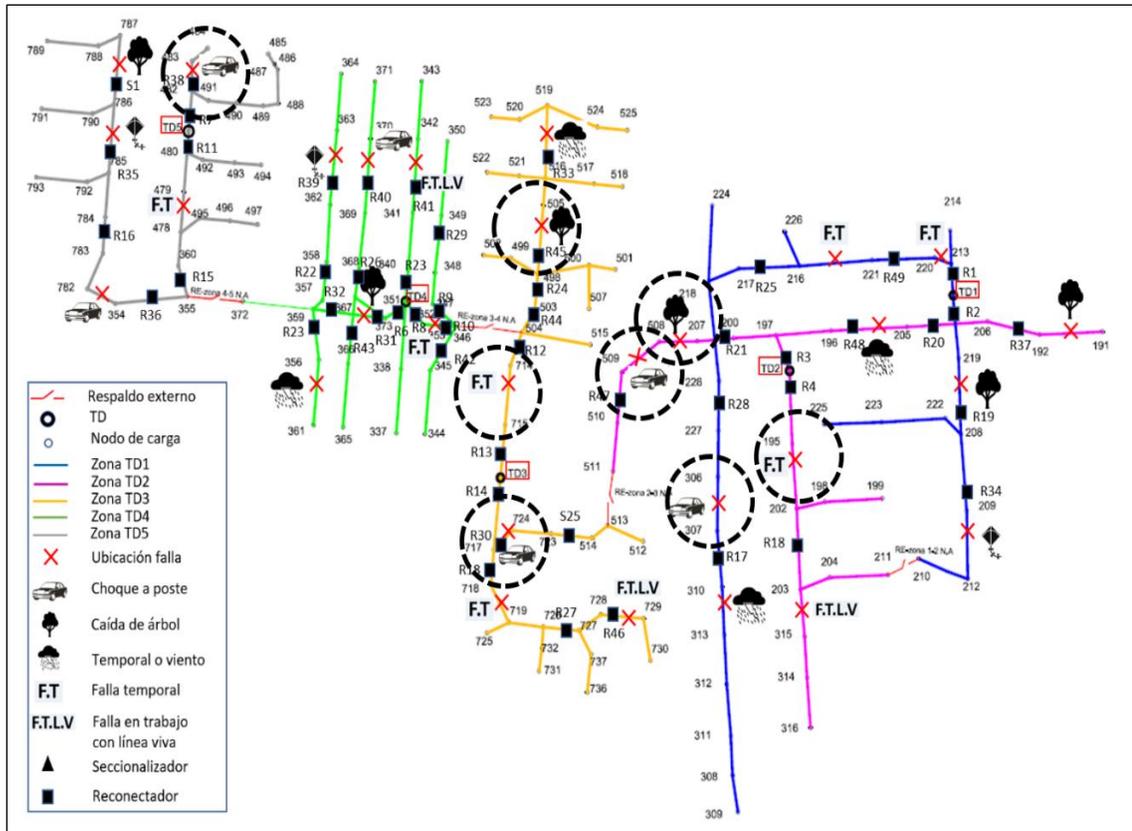


Figura 6-1: Fallas que no estarán presentes debido a Mantenimiento en redes eléctricas [Fuente: Propia].

6.3 Análisis de red automatizada BT-812

6.3.1 Análisis falla red Original.

En Tabla 6-2 se aprecia SAIDI y SAIFI individual para cada una de las fallas, aportando al valor final de interrupción SAIDI 7,32 [Horas/Año] y SAIFI 2,30 [Fallas/Año]. Al aplicar Mantenimiento a red Original no es posible mejorar los índices a valor establecido en Normativa Técnica de Calidad de Servicio para el año 2020.

Tabla 6-2: Fallas presentes en Sección 2 red BT-812 posterior a Mantenimiento.

TD-Zona	Causa	Duración [Horas]	Nº Clientes Afectados	SAIDI [Horas/Año]	SAIFI [Fallas/Año]
5-1	Caída de árbol	3	151	0,48	0,16
5-1	Volantín	2	151	0,32	0,16
5-1	Choque a poste	4	151	0,64	0,16
5-2	Choque a poste	0	0	0,00	0,00
5-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	151	0,32	0,16

TD-Zona	Causa	Duración [Horas]	Nº Clientes Afectados	SAIDI [Horas/Año]	SAIFI [Fallas/Año]
4-3	Volantín	2	149	0,31	0,16
4-3	Temporal o viento fuerte	6	149	0,94	0,16
4-3	Caída de árbol	3	149	0,47	0,16
4-3	Choque a poste	4	149	0,63	0,16
4-2	Falla en trabajo con línea viva	1,92	33	0,07	0,03
4-4	Árbol Genera contacto entre fases	2	71	0,15	0,07
3-2	Temporal o viento fuerte	6	173	1,10	0,18
3-2	Caída de árbol	0	0	0,00	0,00
3-2	Árbol Genera contacto entre fases	0	0	0,00	0,00
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	83	0,18	0,09
3-1	Falla en trabajo con línea viva	1,92	83	0,17	0,09
3-1	Choque a poste	0	0	0,00	0,00
2-2	Choque a poste	0	0	0,00	0,00
2-2	Caída de árbol	0	0	0,00	0,00
2-2	Temporal o viento fuerte	6	71	0,45	0,07
2-2	Caída de árbol	3	71	0,22	0,07
2-1	Árbol Genera contacto entre fases	0	0	0,00	0,00
2-1	Falla en trabajo con línea viva	1,92	40	0,08	0,04
1-1	Volantín	2	51	0,11	0,05
1-1	Caída de árbol	3	51	0,16	0,05
1-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	84	0,18	0,09
1-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	84	0,18	0,09
1-2	Choque a poste	0	0	0,00	0,00
1-2	Falla en trabajo con línea viva	1,92	84	0,17	0,09
				7,32	2,30

Al realizar Mantenimiento preventiva, se logra disminuir índice SAIDI de 9,64 a 7,32 [Horas/Año] correspondiente a un 24%, en Sección 1 se obtuvo un valor similar tras aplicación de este método, cuya disminución fue de un 21%, consiguiendo resultados muy similares. Vea Tabla 6-3.

Tabla 6-3: Comparativa de redes al aplicar método de Mantenimiento.

Indicador	Sección 1			Sección 2		
	Sin Mantenimiento	Con Mantenimiento	Mejora	Sin Mantenimiento	Con Mantenimiento	Mejora
SAIDI [Horas/Año]	8,56	6,78	21%	9,64	7,32	24%

6.3.2 Análisis escenario Seccionalizado

Escenario Seccionalizado presenta una disminución de un 26% en indicador SAIDI tras aplicación de estrategias de Mantenimiento preventiva disminuyendo de 5,74 a 4,26 [Horas/Año], adquiriendo un porcentaje de progreso positivo. Índice SAIDI previo a aplicación de estrategia de mantenimiento presenta un valor elevado imposibilitando avanzar a nuevos estándares de calidad de suministro, cumpliendo solo a normativas actuales al año 2020, quedando fuera de alcance la Política energética 2050. Las fallas mitigadas no presentan clientes afectados como se muestra a continuación en Tabla 6-4 con nuevos valores de SAIDI y SAIFI.

Tabla 6-4: Valor de indicadores con presencia de Mantenimiento preventiva.

TD-Zona	Causa	Duración [Horas]	N° Clientes Afectados 1	N° Clientes Afectados 2	SAIDI [Horas/Año]	SAIFI [Fallas/Año]
5-1	Caída de árbol	3	151	27	0,28	0,19
5-1	Volantín	2	151	47	0,26	0,21
5-1	Choque a poste	4	151	81	0,45	0,24
5-2	Choque a poste	0	0	0	0,00	0,00
5-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	151	44	0,26	0,21
4-3	Volantín	2	149	4	0,24	0,16
4-3	Temporal o viento fuerte	6	149	24	0,35	0,18
4-3	Caída de árbol	3	149	2	0,24	0,16
4-3	Choque a poste	4	149	14	0,27	0,17
4-2	Falla en trabajo con línea viva	1,92	33	22	0,06	0,06
4-4	Árbol Genera contacto entre fases	2	71	18	0,12	0,09
3-2	Temporal o viento fuerte	6	173	28	0,41	0,21
3-2	Caída de árbol	3	0	0	0,00	0,00
3-2	Árbol Genera contacto entre fases	0	0	0	0,00	0,00
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	83	46	0,16	0,14
3-1	Falla en trabajo con línea viva	1,92	83	9	0,14	0,10
3-1	Choque a poste	0	0	0	0,00	0,00
2-2	Choque a poste	0	0	0	0,00	0,00
2-2	Caída de árbol	0	0	0	0,00	0,00

TD-Zona	Causa	Duración [Horas]	N° Clientes Afectados 1	N° Clientes Afectados 2	SAIDI [Horas/Año]	SAIFI [Fallas/Año]
2-2	Temporal o viento fuerte	6	71	10	0,16	0,09
2-2	Caída de árbol	3	71	3	0,12	0,08
2-1	Árbol Genera contacto entre fases	0	0	0	0,00	0,00
2-1	Falla en trabajo con línea viva	1,92	40	11	0,07	0,05
1-1	Volantín	2	51	20	0,09	0,07
1-1	Caída de árbol	3	51	5	0,09	0,06
1-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	84	84	0,18	0,18
1-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	84	69	0,17	0,16
1-2	Choque a poste	0	0	0	0,00	0,00
1-2	Falla en trabajo con línea viva	1,92	84	30	0,15	0,12
					4,26	2,93

El método de Mantenición en redes de distribución en escenario Seccionalizado redujo la cantidad de clientes en un porcentaje muy similar a lo conseguido en Sección 1 de red BT-812 con un 30%, en cuyo caso permitió cumplir exigencias para el año 2035 cuyo índice es inferior 4 [Horas/Año] como se aprecia en Tabla 6-5.

Tabla 6-5: Comparativa de redes al aplicar método de Mantenición.

Indicador	Sección 1			Sección 2		
	Sin Mantenición	Con Mantenición	Mejora	Sin Mantenición	Con Mantenición	Mejora
SAIDI [Horas/Año]	4,99	3,48	30%	5,74	4,26	26%

6.3.3 Análisis de red Semiautomatizada 1

Escenario de red Semiautomatizada 1 cuyo índice de calidad SAIDI es de 2,83 [Horas/Año] logrando cumplir con Normativa de Calidad de Servicio para el año 2035 hasta el 2049, se realiza aplicación de estrategia de Mantenición mejorando indicador SAIDI en un 30%, disminuyendo las horas promedio de interrupción a 2,00 [Horas/Año]. Existe una muy buena respuesta en esta Sección 2 de red BT-812 superando por un 12% en mejoras a Sección 1. A continuación se observa

a través de Tabla 6-6 la cantidad de clientes afectados por cada falla en la red. Los índices SAIFI cumplen a las exigencias impuestas por normativas, por ello, el énfasis se centra en indicar SAIDI.

Tabla 6-6: Valor de indicadores con presencia de Mantenimiento preventiva.

TD-Zona	Causa	Duración [Horas]	N° Clientes Afectados 1	N° Clientes Afectados 2	SAIDI [Horas/Año]	SAIFI [Fallas/Año]
5-1	Caída de árbol	3	64	27	0,14	0,10
5-1	Volantín	2	64	47	0,13	0,12
5-1	Choque a poste	4	95	81	0,36	0,19
5-2	Choque a poste	4	0	4	0,01	0,00
5-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
4-3	Volantín	2	22	4	0,04	0,03
4-3	Temporal o viento fuerte	6	24	24	0,15	0,05
4-3	Caída de árbol	3	149	2	0,24	0,16
4-3	Choque a poste	4	35	14	0,09	0,05
4-2	Falla en trabajo con línea viva	1,92	33	22	0,06	0,06
4-4	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
3-2	Temporal o viento fuerte	6	129	28	0,34	0,17
3-2	Caída de árbol	3	0	0	0,00	0,00
3-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
3-1	Falla en trabajo con línea viva	1,92	35	9	0,06	0,05
3-1	Choque a poste	4	0	0	0,00	0,00
2-2	Choque a poste	4	0	0	0,00	0,00
2-2	Caída de árbol	3	0	0	0,00	0,00
2-2	Temporal o viento fuerte	6	71	10	0,16	0,09
2-2	Caída de árbol	3	5	3	0,01	0,01
2-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
2-1	Falla en trabajo con línea viva	1,92	22	22	0,04	0,05
1-1	Volantín	2	46	20	0,08	0,07
1-1	Caída de árbol	3	5	5	0,02	0,01

TD-Zona	Causa	Duración [Horas]	Nº Clientes Afectados 1	Nº Clientes Afectados 2	SAIDI [Horas/Año]	SAIFI [Fallas/Año]
1-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
1-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
1-2	Choque a poste	4	0	0	0,00	0,000
1-2	Falla en trabajo con línea viva	1,92	30	30	0,06	0,06
					2,00	1,25

La Tabla 6-7 entrega resumen para redes de distinta topología como lo son la sección 1 y 2, para un mismo escenario Semiautomatizado 1 con estrategia de Mantenimiento.

Tabla 6-7: Comparativa de redes al aplicar método de Mantenimiento.

Indicador	Sección 1			Sección 2		
	Sin Mantenición	Con Mantenición	Mejora	Sin Mantenición	Con Mantenición	Mejora
SAIDI [Horas/Año]	1,31	1,07	18%	2,83	2,00	30%

6.3.4 Análisis de red Semiautomatizada 2

La red Semiautomatizada 2 perteneciente a Sección 2 de red BT-812, permite a través de Mantenimiento preventiva disminuir los índices SAIDI en un 36% mejorando indicadores de 2,31 a 1,48 [Horas/Año] tiempo de interrupción promedio. Tabla 6-8 desglosa SAIDI y SAIFI para cada falla.

Tabla 6-8: Valor de indicadores con presencia de Mantenimiento preventiva.

TD-Zona	Causa	Duración [Horas]	Nº Clientes Afectados 1	Nº Clientes Afectados 2	SAIDI [Horas/Año]	SAIFI [Fallas/Año]
5-1	Caída de árbol	3	64	27	0,14	0,10
5-1	Volantín	2	64	47	0,13	0,12
5-1	Choque a poste	4	95	81	0,36	0,19
5-2	Choque a poste	4	0	0	0,00	0,00

TD-Zona	Causa	Duración [Horas]	Nº Clientes Afectados 1	Nº Clientes Afectados 2	SAIDI [Horas/Año]	SAIFI [Fallas/Año]
5-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
4-3	Volantín	2	22	4	0,04	0,03
4-3	Temporal o viento fuerte	6	24	24	0,15	0,05
4-3	Caída de árbol	3	2	2	0,01	0,00
4-3	Choque a poste	4	35	14	0,09	0,05
4-2	Falla en trabajo con línea viva	1,92	33	22	0,06	0,06
4-4	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
3-2	Temporal o viento fuerte	6	28	28	0,18	0,06
3-2	Caída de árbol	3	0	0	0,00	0,00
3-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
3-1	Falla en trabajo con línea viva	1,92	35	9	0,06	0,05
3-1	Choque a poste	4	0	0	0,00	0,00
2-2	Choque a poste	4	0	0	0,00	0,00
2-2	Caída de árbol	3	0	0	0,00	0,00
2-2	Temporal o viento fuerte	6	20	10	0,08	0,03
2-2	Caída de árbol	3	5	3	0,01	0,01
2-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
2-1	Falla en trabajo con línea viva	1,92	22	22	0,04	0,05
1-1	Volantín	2	20	20	0,04	0,04
1-1	Caída de árbol	3	5	5	0,02	0,01
1-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
1-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
1-2	Choque a poste	4	0	0	0,00	0,000
1-2	Falla en trabajo con línea viva	1,92	30	30	0,06	0,06
					1,48	0,90

Tabla 6-9 entrega resumen para redes de distinta topología como lo son la sección 1 y 2, para un mismo escenario Semiautomatizado 2 con estrategia de Mantenimiento.

Tabla 6-9: Comparativa de redes al aplicar método de Mantenimiento.

Indicador	Sección 1			Sección 2		
	Sin Mantenimiento	Con Mantenimiento	Mejora	Sin Mantenimiento	Con Mantenimiento	Mejora
SAIDI [Horas/Año]	1,13	0,94	17%	2,31	1,48	36%

6.3.5 Análisis de red Automatizada

Para finalizar los estudios de Mantenimiento, se presenta el último escenario planteado, cabe recordar que este escenario es idealizado por poseer solo dispositivos Automáticos, de esta manera se analiza posibilidad de cumplir exigencias de Política Energética 2050. Con ayuda de estrategia de Mantenimiento se logra una reducción de un 33%.

Tabla 6-10: Valor de indicadores con presencia de Mantenimiento preventiva.

TD-Zona	Causa	Duración [Horas]	Nº Clientes Afectados 1	Nº Clientes Afectados 2	SAIDI [Horas/ Año]	SAIFI [Fallas/ Año]
5-1	Caída de árbol	3	27	27	0,09	0,06
4-3	Volantín	2	47	47	0,10	0,10
4-3	Choque a poste	4	81	81	0,34	0,17
4-3	Choque a poste	4	0	0	0,00	0,00
4-3	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
4-2	Volantín	2	4	4	0,01	0,01
4-4	Temporal o viento fuerte	6	24	24	0,15	0,05
3-2	Caída de árbol	3	2	2	0,01	0,00
3-2	Choque a poste	4	14	14	0,06	0,03
3-2	Falla en trabajo con línea viva	1,92	22	22	0,04	0,05
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
3-1	Temporal o viento fuerte	6	28	28	0,18	0,06
3-1	Caída de árbol	3	0	0	0,00	0,00
2-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00

TD-Zona	Causa	Duración [Horas]	Nº	Nº	SAIDI [Horas/Año]	SAIFI [Fallas/Año]
			Clientes Afectados 1	Clientes Afectados 2		
2-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
2-2	Falla en trabajo con línea viva	1,92	9	9	0,02	0,02
2-2	Choque a poste	4	0	0	0,00	0,00
2-1	Choque a poste	4	0	0	0,00	0,00
2-1	Caída de árbol	3	0	0	0,00	0,00
1-1	Temporal o viento fuerte	6	10	10	0,06	0,02
1-1	Caída de árbol	3	5	3	0,01	0,01
1-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
1-2	Falla en trabajo con línea viva	1,92	22	22	0,04	0,05
1-2	Volantín	2	20	20	0,04	0,04
1-2	Caída de árbol	3	5	5	0,02	0,01
	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0	0,00	0,00
	Choque a poste	4	0	0	0,00	0,000
	Falla en trabajo con línea viva	1,92	30	30	0,06	0,06
					1,23	0,74

La Tabla 6-11 permite observar beneficio de aplicación de Mantenimiento, cuyos índices SAIDI fluctuaron de 1,83 a 1,23 [Horas/Año], no existe punto de comparación con Sección 1 debido que no existe escenario Automatizado. Escenario Automatizado no permite cumplir con exigencias de Política Energética 2050.

Tabla 6-11: Comparativa de redes al aplicar método de Mantenimiento.

Indicador	Sección 1			Sección 2		
	Sin Mantenimiento	Con Mantenimiento	Mejora	Sin Mantenimiento	Con Mantenimiento	Mejora
SAIDI [Horas/Año]	-	-	17%	1,83	1,23	33%

6.4 Análisis económico de Red BT-812

La construcción de red tiene un costo inicial de \$147.913.600. la cual contempla cableado de media y baja tensión con su respectiva postación y transformadores eléctricos desglosados en Apéndice B, la sección de red original no aumenta sus costos de automatización debido a ser el escenario base de estudio. El costo agregado a este primer escenario es debido a Mantenciones preventivas anuales las cuales tienen un costo de \$8.460.000.

En la Tabla 6-13, se muestran costos por cambio de ubicación para poste de paso en red de distribución, el cual contempla reubicación de cables en media y baja tensión, con poste de 11,5 [m]. La poda de árboles tiene un costo de \$3.600 por rama, en un sector de 947 clientes en zona urbana se estima una cantidad de 1.400 ramas aproximadamente.

Tabla 6-12: Costos estimados para Mantenimiento en red de Baja Tensión.

Detalle	Precio unitario	Cantidad	Costo
Cambio Postes	\$1.140.000	3	\$3.420.000
Costo de Poda	\$3.600	1400	\$5.040.000
Total Mantenimiento			\$8.460.000

Debido a la disminución de fallas relacionadas con árboles o choques, fue posible prescindir de algunos dispositivos reconectores, los cuales no tendrían una función influyente en el comportamiento de la red frente a interrupciones a lo largo de este estudio económico para cada escenario propuesto en un Caso 1 sin Mantenimiento asociada y un Caso 2 con Mantenimiento incluida.

6.4.1 Análisis económico escenario Seccionalizado

El escenario Seccionalizado cuenta solo con elementos seccionadores telecomandados y elementos fusibles como protección, los cuales entregan una excelente respuesta a fallas, logrando disminuir los índices de calidad de suministro considerablemente. Este escenario cuenta con 38 seccionadores cuyo valor final de proyecto se encuentra en Tabla 6-14. El precio de cada seccionador trifásico telecomandado LinkWith Box es de \$ 6.029.220.

Tabla 6-13: Costos de implementación de seccionadores y de mantenimiento, escenario Seccionalizado.

	Sin plan de mantenimiento		Con plan de mantenimiento	
	Unidades	Total \$	Unidades	Total \$
Seccionadores	38	\$229.110.360	38	\$229.110.360
Costos de Mantenimiento Anual	-	\$ 0	-	\$8.460.000
Total		\$229.110.360		\$237.570.360

Al presentar un plan de Mantenimiento se aumenta los costos finales en un 3,7% del valor total que posee la inversión de seccionadores, no siendo considerada como una inversión alta el aplicar mantenimiento, la cual contempla reubicación de postes y limpieza de franja de seguridad para líneas eléctricas. Los costos totales de la ejecución se desglosan en la Tabla 6-14.

Tabla 6-14: Costos de implementación para mejora de red de distribución, escenario Seccionalizado.

Caso	Costo de Construcción	Costos de Automatización	Costos de Mantenimiento Anual	Inversión Total	SAIDI [Horas/Año]
1	\$147.913.600	\$229.110.360	\$ 0	\$377.023.960	5,74
2	\$147.913.600	\$229.110.360	\$8.460.000	\$385.483.960	4,26

Al ejecutar plan de Mantenimiento expresados en caso 2, los costos aumentan en 1.8% respecto a inversión sin costos de Mantenimiento logrando disminuir el índice SAIDI en un 26%, en el cual la relación precio beneficio es muy favorable.

6.4.2 Análisis económico escenario Semiautomatizado 1

En el escenario Semiautomatizado 1, la cantidad de reconectores a no instalar es de 3 unidades menos que al estimado inicialmente sin plan de mantenimiento, con su correspondiente telecomando. A continuación, en la Tabla 6-15, se muestra cuadro comparativo de dispositivos para las dos modalidades. Alvin Box tiene un costo de \$12.254.000. y LinkWith Box es de \$ 6.029.220.

Tabla 6-15 Comparativa de costos escenario semiautomatizado 1, tras aplicación de Mantenimiento.

	Sin plan de mantenimiento		Con plan de mantenimiento	
	Unidades	Total \$	Unidades	Total \$
Reconector + Sistema de control	30	\$367.620.000	27	\$330.858.000
Seccionador + Sistema de control	20	\$120.584.400	23	\$138.672.060
Total		\$488.204.400		\$469.530.060

Al realizar Mantenimiento preventiva se logra reducir ciertas fallas y, por ende, la inversión en dispositivos automatizados disminuye otorgando un ahorro de \$18.674.340. Se realiza intercambio de 3 Reconectores por 3 Seccionadores telecomandados.

Una Mantenimiento preventiva más que ser una opción para reducir gastos de implementación en nuevos dispositivos, es el camino correcto para fusionar dos excelentes ideas, mejorando la confiabilidad de suministro para cada cliente como principal objetivo, logrando cumplir las exigencias técnicas por parte del Ministerio de Energía y permitiendo realizar mejoras en la red de manera paulatina ajustándose a los recursos económicos de cada empresa para solventar los altos costos de inversión

La inversión total para la ejecución de este proyecto dada las condiciones del escenario presentado, contemplan costos de construcción de la red, costos de implementación de dispositivos automatizados y de mantención preventiva anual, de los cuales se muestran los valores en la Tabla 6-16. Se presenta como Caso 1, la ejecución del proyecto sin un plan de Mantenimiento y Caso 2 proyecto con plan de Mantenimiento.

Tabla 6-16: Comparativa de precios al aplicar Mantención preventiva, escenario Semiautomatizado 1.

Caso	Costo de Construcción	Costos de Automatización	Costos de Mantención Anual	Inversión Total	SAIDI [H/Año]
1	\$147.913.600	\$482.175.180	\$ 0	\$630.088.780	2,83
2	\$147.913.600	\$463.500.840	\$8.460.000	\$619.874.440	2,00

La ejecutar un plan de Mantención en la red de distribución se logra reducir los costos de inversión totales en \$10.214.340 representando un ahorro de 1,6% respecto a la inversión inicial y una disminución en los índices de confiabilidad SAIDI en un 30%. El ahorro en dispositivos no logra disminuir un porcentaje mayor debido a que esta red posee menos respaldo. Retirar elementos reconectores influiría negativamente en los índices de confiabilidad SAIDI.

6.4.3 Análisis económico escenario Semiautomatizado 2

En el escenario Semiautomatizado 2, la cantidad de reconectores a no instalar es de 3 unidades menos que al estimado inicialmente sin plan de mantenimiento, con su correspondiente telecomando. A continuación, Tabla 6-17 muestra cuadro comparativo de dispositivos para las dos modalidades. Alvin Box tiene un costo de \$12.254.000. y LinkWith Box es de \$ 6.029.220.

Tabla 6-17: Comparativa de costos para escenario Semiautomatizado 2.

	Sin plan de mantención		Con plan de mantención	
	Unidades	Total \$	Unidades	Total \$
Reconector + Sistema de control	34	\$416.636.000	31	\$379.874.000
Seccionador + Sistema de control	15	\$90.438.300	18	\$108.525.960
Total		\$507.074.300		\$488.399.960

Al igual que a lo expresado en el escenario anterior se tienen 2 casos de inversión, de los cuales el caso 1, no cuenta con un sistema de Mantención preventivo, como si lo hace el caso 2. La Tabla 6-18 muestra los totales de inversión incluido los costos de Mantención preventiva de poda de árboles obteniendo un ahorro final del proyecto de un 2% correspondiente a \$10.214.340. Si bien el ahorro no es considerablemente alto, cabe destacar la disminución de 36% al indicador SAIDI que trajo consigo la implementación de Mantención a redes Automatizadas.

Tabla 6-18: Costos de inversión para proyecto por casos.

Caso	Costo de Construcción	Costos de Automatización	Costos de Mantenimiento Anual	Inversión Total	SAIDI [Horas/Año]
1	\$147.913.600	\$507.074.300	\$ 0	\$654.987.900	2,31
2	\$147.913.600	\$488.399.960	\$8.460.000	\$644.773.560	1,48

Debido a las características de esta red en todos los escenarios semiautomatizados no es posible reducir la cantidad de automatismos sin comprometer los indicadores de calidad de suministro.

6.4.4 Análisis económico escenario Automatizado

En el escenario Automatizado, como caso ideal presenta en su totalidad dispositivos automatizados elevando considerablemente los costos de inversión a raíz de implementación de tecnologías, desglosados en Tabla 6-19. Considerando los costos de Alvin Box dispositivos reconectores en \$12.254.000.

Tabla 6-19: Comparativa de costos para escenario Automatizado.

	Unidades	Total \$
Reconector + Sistema de control	49	\$600.446.000
Seccionador + Sistema de control	0	\$0
Total		\$600.446.000

Los costos totales de inversión del proyecto se componen de costos de construcción, costos de automatización y costos de mantenimiento. Los costos de mantenimiento asociados solo se implementan en caso 2, el cual incorpora plan de mantenimiento anual, descrito en Tabla 6-20.

Tabla 6-20: Costos de inversión para proyecto por casos.

Caso	Costo de Construcción	Costos de Automatización	Costos de Mantenimiento Anual	Inversión Total	SAIDI [Horas/Año]
1	\$147.913.600	\$600.446.000	\$ 0	\$748.359.600	1,83
2	\$147.913.600	\$600.446.000	\$8.460.000	\$756.819.600	1,23

6.5 Resumen y conclusiones de resultados finales

Los costos de inversión para los escenarios de red Original y Seccionalizados aumentan tras los costos de Mantenición, caso contrario sucede en los escenarios Semiautomatizados quienes presentan una disminución de costos al realizar plan preventivo, los cuales se presentan en la Tabla 6-22. Se entrega información de índices de calidad de suministro SAIDI.

Tabla 6-21: Cuadro comparativo de costos por escenario.

	Cuadro comparativo			
	Sin plan preventivo		Con plan Preventivo	
	SAIDI	Inversión	SAIDI	inversión
Red Original	9,64	\$147.913.600	7,32	\$156.373.600
Red seccionalizada	5,74	\$377.023.960	4,26	\$385.483.960
Red Semi-Auto 1	2,83	\$630.088.780	2,00	\$619.874.440
Red Semi-Auto 2	2,31	\$654.987.900	1,48	\$644.773.560
Automatizado	1,83	\$748.359.600	1,23	\$756.819.600

El plan de Mantenición logra una respuesta positiva a la unión de dispositivos automatizados, presentando una disminución en los índices de confiabilidad importante gracias al control preventivo de fallas, concediendo una red estable y apta a condiciones anormales de funcionamiento. Debido a la disminución de fallas del sistema es posible prescindir de algunos dispositivos automatizados traduciéndose en ahorros, permitiendo invertir esos recursos en nuevas tecnologías de manera paulatina. En la Tabla 6-23 se presentan los beneficios obtenidos, indicando la disminución de los índices SAIDI respecto a escenarios sin plan de Mantenición y ahorro económico.

Tabla 6-22: Beneficios económicos de proyecto al aplicar estrategia de Mantenición.

Escenario	N° Secciona- dores	N° Reconec- tadores	Ahorro	Inversión Final	SAIDI [Horas/ Año]	mejora SAIDI
Red Original	-	-	\$-8.460.000	\$156.373.600	7,32	24%
Seccionalizado	38	-	\$-8.460.000	\$385.483.960	4,26	26%
Semiautomatizado 1	23	27	\$10.214.340	\$619.874.440	2,00	30%
Semiautomatizado 2	18	31	\$10.214.340	\$644.773.560	1,48	36%
Automatizado	0	49	\$-8.460.000	\$756.819.600	1,23	33%

Si bien los ahorros económicos no representan un factor importante, se debe considerar la disminución de los índices SAIDI cuyo porcentaje se sitúa entre un 20% y 30% aproximadamente en cada uno de los escenarios, sin aumentar los costos de inversión.

A través de la gráfica mostrada en la Figura 6-2 se aprecia el beneficio económico y de confiabilidad de suministro de manera visual, en donde la línea de color naranja representa el proyecto para redes de distribución con estrategia de Automatización y plan de Mantenimiento incluido, la cual se encuentra por debajo de la línea azul quien muestra la tendencia de proyecto de Automatizado sin plan preventivo de Mantenimiento. Un proyecto automatizado con mantención de redes tiene una excelente respuesta de estabilidad de suministro.

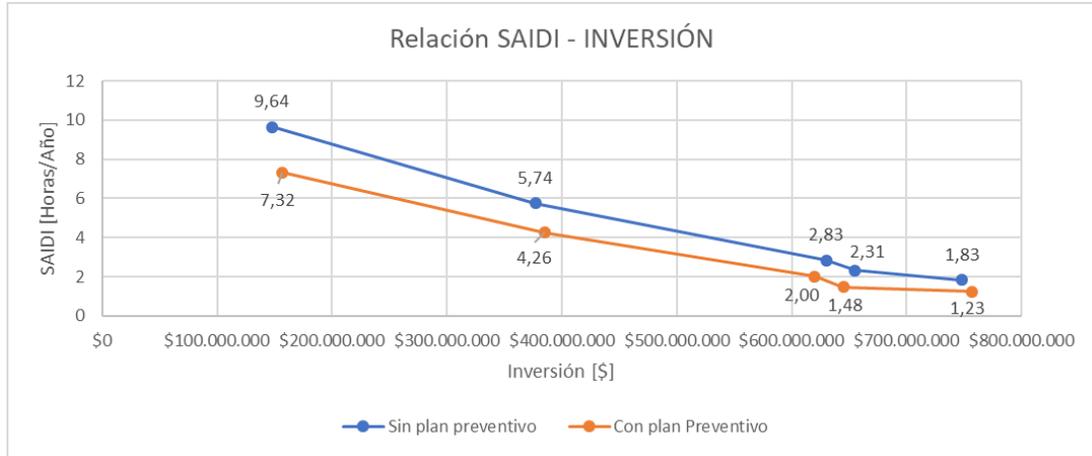


Figura 6-2: Gráfica SAIDI vs Inversión de proyecto para cada escenario propuesto [Fuente: propia].

Al realizar este tipo de mejoras en la red a través de Mantenciones preventivas en conjunto a planes de Automatización, se logra reducir los índices de confiabilidad al valor establecido por las normativas técnicas de calidad de suministro hasta el año 2049. Lamentablemente el escenario Original no permite satisfacer las necesidades impuestas por la actual Normativa Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (NTCS), la cual para una densidad media de red exige un promedio de interrupción de 7 [Horas/Año], se destaca el porcentaje de disminución conseguido con este procedimiento de un 24%. Red Seccionalizada permite operar bajo las exigencias decretadas para el año 2020 y la red Semiautomatizada 1 logra cumplir las exigencias para el año 2035.

No fue posible cumplir finalmente con las Política Energética 2050, por ende, se deberán buscar técnicas que permitan continuar mejorando el tiempo promedio de interrupción. En la Figura 6-3 se muestra una gráfica con valores SAIDI del proyecto por etapas indicando cumplimiento de NTCS a través de los años.

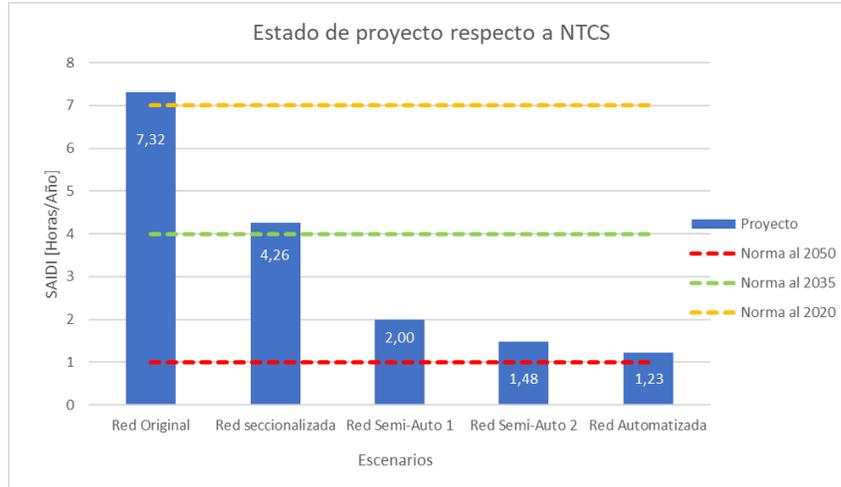


Figura 6-3: Estado de escenarios Sección 2 frente a Normativa para Calidad de Suministro [Fuente: propia].

Para cálculos de retorno de inversión cada escenario propuesto se utiliza valores de compra y venta de energía eléctrica proporcionados por empresa distribuidora de energía, los cuales de detallan en Tabla 6-23. Los detalles de Tasa Interna de Retorno y de Valor Actual Neto se desglosan en Apéndice B

Tabla 6-23: Condiciones para evaluación de proyecto.

Cantidad de clientes	947
Venta de Energía	159 [\$/kWh]
Compra de Energía	77[\$/kWh]
Tasa	8%
Consumo Estimado por cliente	165 [kWh]

Existe un periodo aproximado de 6 años de retorno de inversión arrojado por análisis económico, el cual permitiría realizar inversiones de mejora posterior a ese periodo de tiempo, permitiendo a las empresas recuperación económica dentro de un plazo prudente para continuar en búsqueda de nuevos proyectos de automatización de manera parcializada. A continuación en Figura 6-4 se detalla a través de gráficas el retorno de inversión para cada uno de los escenarios presentados.

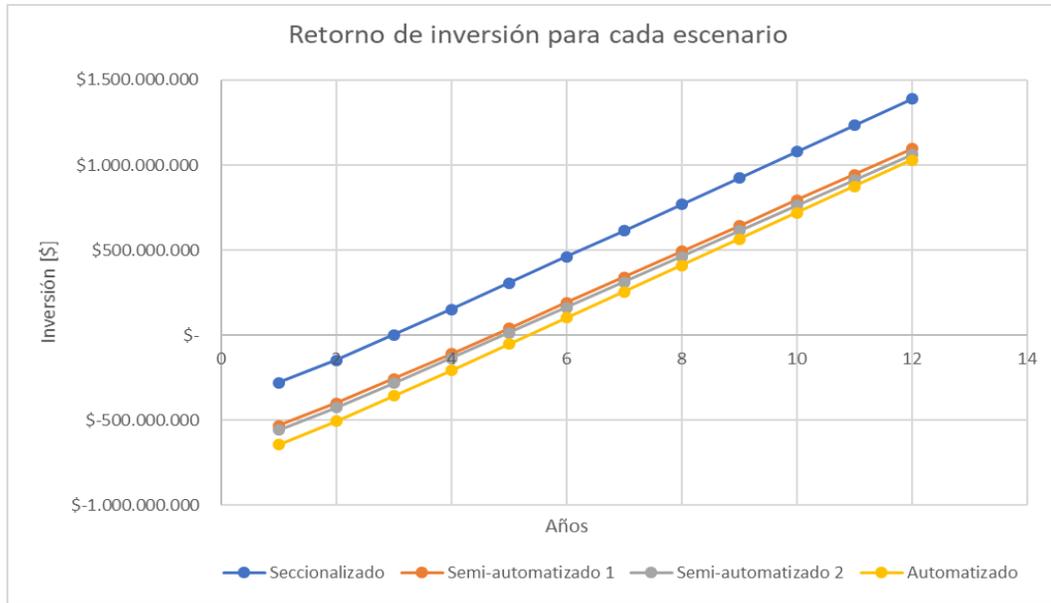


Figura 6-4: Comparativa de escenarios por retorno de inversión [Fuente: propia].

Destacando el retorno de inversión de escenario Seccionalizado debido a la densidad de clientes presenta ingresos positivos para implementación de tecnologías en los diseños de red. Los escenarios Semiautomatizados y Automatizado presentan recuperación económica de proyecto en 5 años posterior a su ejecución.

Discusión y conclusiones

La construcción de líneas de distribución de energía en baja tensión generalmente poseen una configuración radial, limitando la implementación de dispositivos de respaldo en zonas afectadas, disminuyendo la efectividad de los dispositivos automatizados creando la necesidad de recurrir a nuevas estrategias que permitan complementar este tipo de situaciones, es por ello, que un buen plan de Mantenimiento permitió reducir los índices de confiabilidad, además, de reducir los costos asociados a la implementación de nuevas tecnologías. La implementación de técnicas de Mantenimiento permitieron hacer uso de escenarios más económicos que respondían a las necesidades expresadas en la Normativa Técnica de Calidad y Servicio y para la Política Energética 2050.

La implementación de estrategia de Automatización en conjunto a Mantenimiento preventiva permite avanzar a través de Normativas, logrando cumplir exigencias de Política Energética 2050, a través, de escenario Semiautomatizado 2 de la Sección 1 de red BT-812, permitiendo reducir el indicador SAIDI a 0,94 [Horas/Año]. En Sección 2 de red BT-812 no es posible conseguir iguales resultados tras implementación de escenario Semiautomatizado 2, debido a que esta red tiene índices de confiabilidad SAIDI más altos, cuyo valor se sitúa en 9,64 [Horas/Año], siendo más complejo reducir SAIDI en un porcentaje mayor.

La implementación de dispositivos Automatizados sin Mantenimiento preventiva permite obtener resultados positivos para cumplir con Política Energética 2050 pero se deben invertir mayor cantidad de recursos creando un nuevo escenario Automatizado. Una estrategia de Mantenimiento en unión a Reconectores permite reducir los índices de confiabilidad y la inversión.

Debido a los buenos resultados obtenidos en Sección 1 de red BT-812, los métodos propuestos en este trabajo de título pueden ser perfectamente implementados de manera paulatina en redes reales de baja tensión, ya que, fue posible observar el beneficio obtenido tras aplicación de cada escenario propuesto disminuyendo índices de confiabilidad SAIDI. Se debe tener en consideración la cantidad de respaldos disponibles de apoyo en caso de fallas, y la capacidad de cada transformador que permita entregar energía a zonas afectadas aledañas, las cuales se deben encontrar aisladas gracias a la acción de seccionadores telecomandados.

Para lograr mejorar los índices para escenario Semiautomatizado 2 de Sección 2 y cumplir a las exigencias de Política Energética 2050 es necesario crear nuevas rutas de energía en baja tensión

que permitan acceder a nuevos respaldos. Este trabajo basa los estudios en redes reales desconociendo su ubicación física, es por ello, que no es posible precisar factibilidad de instalación para nuevas redes.

La condición ideal de las redes de distribución es poseer una configuración enmallada que permita un flujo bidireccional de energía desde fuentes distintas. La limitación de este tipo de construcciones son los elevados costos de inversión, es por ello, que económicamente una red radial con amarres se ajusta a las necesidades de la red en caso de fallas.

La implementación de dispositivos Automatizados permite despejar fallas temporales, reduciendo considerablemente los índices de confiabilidad, las cuales sin la presencia de estos dispositivos se definían como fallas permanentes, si a esto, sumamos la implementación de Mantenciones periódicas preventivas, se reducen las fallas producidas por árboles y ramas, además de reducir fallas producidas por choques a poste. Una mantención permite reducir fallas temporales debido a contactos de ramas con el tendido eléctrico y un porcentaje de fallas permanentes, debido a caídas de árboles o choques a postes.

Las Normativas Técnicas de Distribución exigirán a las empresas distribuidoras de energía mejoras paulatinas en estabilidad de suministro y confiabilidad de los sistemas, abordando una primera etapa en los años 2018-2019 con un valor SAIDI no superior a 9,5 [Horas/Año], una segunda etapa que contempla los años 2020-2034 cuyo límite SAIDI se establece en 7 [Horas/Año] presentes en Normativa Técnica de Calidad y Suministro para una densidad de red media. Al año 2035-2049 entrará en vigencia la Política Energética cuyo índice SAIDI no deberá ser superior a 4 [Horas/Año] en cualquier punto del país, para finalizar al año 2050 la interrupción promedio del sistema no deberá ser superior a 1 [Hora/Año].

La construcción de redes de distribución en zonas urbanas presentan mejores condiciones para implementación de estrategias de Mantención y Automatización en sus instalaciones, como lo observado en Sección 1 de red BT-812, quien presentaba una red con mayor cantidad de respaldos externos, permitiendo una respuesta más rápida en la reducción de índices de confiabilidad, entregando energía a mayor cantidad de puntos. Sección 2 de red BT-812 presenta condiciones menos favorables, debido a su configuración radial y con menos opciones de respaldo, similar a las líneas de distribución en zonas rurales, las cuales se ramifican a través de largas extensiones.

Un buen complemento nace de la unión de estrategias de Mantención y de Automatización abordando de manera distinta cada falla, dependiendo principalmente de la líneas de distribución, para una red urbana es ideal el uso de Automatismos debido a su construcción topológica enmallada, mientras en las zonas rurales es más efectivo el uso de Mantenciones preventivas, ya que, imposibilita tener reconfiguración de la red de manera automática al no existir alimentadores aledaños que permitan respaldar energía.

La mejora de la estabilidad de suministro fomenta la inversión en nuevos proyectos, trayendo consigo un aumento en el consumo de energía que beneficia a las empresas de distribución, por lo tanto, toda estrategia que represente una inversión será retribuida a través de aumentos de

consumos energético, generando mayores ingresos que permitan recuperar los costos desembolsado por las empresas distribuidoras.

El tiempo estimado para el retorno de inversión de los escenarios propuestos en Sección 1 o Sección 2, corresponden a no más de 6 años por cada escenario. Una red con mayor densidad de clientes tendrá tiempos cortos de retorno de inversión, permitiendo continuar con mejoras en la red de distribución en periodos de tiempo más acotados.

Los proyectos que se implementarán con un fuerte impacto en redes de distribución son los relacionados a energías renovables como Netbilling, incorporando inyecciones a la red de distribución, los cuales si bien, no representan un buen negocio en temas de venta de energía si permiten descongestionar las redes de baja tensión, permitiendo incluir nuevas instalaciones como por ejemplo electrolineras, las cuales se prevé en alza en los próximos años, con el crecimiento del parque de autos eléctricos. El fuerte impacto que traerá a la distribución los altos consumos de energía, debido a vehículos eléctricos precisa de redes de distribución confiables que aseguren una carga completa sin interrupciones a los vehículos del futuro.

Se espera que la unión de estrategias utilizadas a lo largo de este trabajo de título sea de gran aporte en la mejora de servicios para las empresas de distribución de energía, permitiendo contar con redes estables que aseguren una excelente continuidad de servicio.

Este trabajo de título queda abierto y a disposición para realizar mejoras o cambios a los métodos aplicados y a las estrategias utilizadas de Mantenimiento y Automatización, permitiendo mejorar los niveles de confiabilidad del sistema. La búsqueda de algún sistema de algoritmo que permita dar a conocer posiciones estratégicas de los dispositivos automatizados en puntos específicos permitiría mejorar la eficiencia del sistema.

Bibliografía

- [1] Superintendencia de Electricidad y Combustible, «Informes SEC,» 2019. [En línea]. Available:
http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SEC2005/ACERCA_DE_SEC/INFORME_SEC_MENSUAL/2019/INFORMESEC-ENERO-2019.PDF. [Último acceso: 12 Marzo 2019].
- [2] Ministerio de Energía, «Energía 2050,» 2015. [En línea]. Available:
http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf. [Último acceso: 10 Septiembre 2018].
- [3] Comisión Nacional de Energía, «Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución,» 2017. [En línea]. Available: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/Norma-Técnica-de-Calidad-de-Servicio-para-Sistemas-de-Distribución_vf.pdf. [Último acceso: 15 Agosto 2018].
- [4] Ministerio de Energía, «Superintendencia de Electricidad y Combustible,» 2015, [En línea]. Available:
http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5819695&_dad=portal&_schema=PORTAL. [Último acceso: 20 Septiembre 2018].
- [5] Sector Electricidad, «El viaje de la energía eléctrica y sus etapas,» 2015, [En línea]. Available:
<http://www.sectorelectricidad.com/11389/el-viaje-de-la-energia-electrica-y-sus-etapas-generacion-transmision-distribucion-y-utilizacion/>. [Último acceso: 25 Septiembre 2018].
- [6] B. Orellana, «Tesis: Calidad de suministro en la planificación de redes de distribución,» Santiago, 2010.

-
- [7] Superintendencia de Electricidad y combustible, «Portal SEC,» 2006. [En línea]. Available: http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SECNORMATIVA/ELECTRICIDAD_NORMA4/PTECNICO_NORMATIVORTIC_N03_ALIMENTADORES_Y_DEMANDA_DE_UNA_INSTALACION.PDF. [Último acceso: 5 Octubre 2018].
- [8] Ministerio de Minería, «Biblioteca Del Congreso Nacional,» 10 Septiembre 1998. [En línea]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=124102>. [Último acceso: 5 Octubre 2018].
- [9] R. Arancibia, «Tesis: Repositorio académico Universidad de Chile,» 27 Junio 2008. [En línea]. Available: <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/103123>. [Último acceso: 20 Enero 2019].
- [10] Universidad Nacional Autónoma de México, «Repositorio digital de la Facultad de Ingeniería,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/784/A4%20SISTEMAS%20DE%20DISTRIBUCION.pdf?sequence=4>. [Último acceso: 28 Septiembre 2018].
- [11] Ministerio de Energía, Ley 21118, «Modificaciones Ley 20571,» 2018. [En línea]. Available: <http://www.energia.gob.cl/tema-de-interes/modificaciones-la-ley-20571-de>. [Último acceso: 8 Mayo 2019].
- [12] Compañía de Distribución, «Registro de Interrupciones,» 2014-2015-2016.
- [13] F. Zárate, «Tesis: Desarrollar un modelo de predicción de fallas en sistemas de distribución basado en información histórica,» 2018.
- [14] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, «Portal SEC,» [En línea]. Available: http://www.sec.cl/sitioweb/electricidad_normastecnicas/NSEG5_71.pdf. [Último acceso: 28 Enero 2019].
- [15] Comulsa Chile, *Oferta productos ALVIN RECLOSE*, 2019.
- [16] C. Pastén, «Tesis: Automatización de la red de baja tensión para enfrentar problemas de fallas en la red,» 2018.

A Clasificaciones de Red por comunas

ID	COMUNA	EMPRESA	DENSIDAD	ID	COMUNA	EMPRESA	DENSIDAD
313	PEDRO AGUIRRE CERDA	ENEL	ALTA	352	PUERTO MONTT	SAESA	BAJA
314	PELARCO	CGED	MUY BAJA	353	PUERTO OCTAY	LUZOSORNO	MUY BAJA
315	PELLUHUE	CGED	BAJA	354	PUERTO OCTAY	SAESA	MUY BAJA
316	PEMUCO	COELCHA	MUY BAJA	355	PUERTO VARAS	CRELL	BAJA
317	PUERTO VARAS	LUZOSORNO	MUY BAJA	356	RENGO	CGED	BAJA
318	PUERTO VARAS	SAESA	BAJA	357	REQUÍNOA	CGED	BAJA
319	PUMANQUE	CGED	MUY BAJA	358	RETIRO	CGED	BAJA
320	PUNITAQUI	CONAFE	MUY BAJA	359	RETIRO	LUZPARRAL	MUY BAJA
321	PUNTA ARENAS	EDELMAG	MEDIA	360	RINCONADA	CHILQUINTA	BAJA
322	PUQUELDÓN	SAESA	MUY BAJA	361	RIO BUENO	COOPREL	MUY BAJA
323	PURÉN	FRONTEL	MUY BAJA	362	RIO BUENO	LUZOSORNO	MUY BAJA
324	PURRANQUE	CRELL	MUY BAJA	363	RIO BUENO	SAESA	BAJA
325	PURRANQUE	LUZOSORNO	MUY BAJA	364	RÍO CLARO	CGED	MUY BAJA
326	PURRANQUE	SAESA	BAJA	365	RÍO HURTADO	CONAFE	MUY BAJA
327	PUTAENDO	CHILQUINTA	BAJA	366	RÍO IBÁÑEZ	EDELAYSÉN	MUY BAJA
328	PUYEHUE	LUZOSORNO	MUY BAJA	367	RÍO NEGRO	LUZOSORNO	MUY BAJA
329	PUYEHUE	SAESA	MUY BAJA	368	RÍO NEGRO	SAESA	BAJA
330	QUEILÉN	SAESA	MUY BAJA	369	ROMERAL	CEC	BAJA
331	QUELLÓN	SAESA	BAJA	370	ROMERAL	CGED	BAJA
332	QUEMCHI	SAESA	MUY BAJA	371	SAAVEDRA	FRONTEL	MUY BAJA
333	QUILACO	FRONTEL	MUY BAJA	372	SAGRADA FAMILIA	CGED	BAJA
334	QUILICURA	ENEL	ALTA	373	SALAMANCA	CONAFE	BAJA
335	QUILLECO	COELCHA	MUY BAJA	374	SAN ANTONIO	CGED	MUY BAJA
336	QUILLECO	COOPELAN	MUY BAJA	375	SAN ANTONIO	CHILQUINTA	MEDIA
337	QUILLECO	FRONTEL	MUY BAJA	376	SAN BERNARDO	CGED	MEDIA

Figura A-1: Listado de clasificación de algunas comunas por densidad de Red [3].

B Construcción de red BT-812

B.1 Características de Diseño de red BT-812

- Tipo de conductor: Preensamblado aluminio protegido, sección 70 [mm²]
- Parámetros por longitud: $R = 0,5325 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$; $X_l = 0,3611 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$; $R_0 = 0,6805 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$; $X_0 = 1,6282 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$.
- Tensión nominal: 0.4 [kV].
- Corriente máxima: 182 [A].
- Frecuencia: 50 [Hz].
- Tipo de sistema: AC.
- Fases: 3.
- Neutro: 1.
- Número de nodos: 172
- Transformador Trifásico: 13,2/0,4 [kV].
- Conexión: Dyn1.
- Pérdidas: Según catálogo para cada caso.

B.1.1 Costos de construcción red BT-812 sección 1

Red B.T	\$30.000
Red M.T	\$40.000

Tabla B-1: Costo de conductor [\$/m] [16].

Líneas	Total Líneas [m]	Costo Total [\$]
BT	5510,55	165.316.500
MT	1500	60.000.000
Costo Total de Líneas		= 225.316.500

Tabla B-2: Costo total de construcción de líneas para Sección 1 [16].

TD	Capacidad [kVA]	Costo [\$]
TD1	45	1.500.000
TD2	112,5	2.450.000
TD3	75	2.014.000
TD4	75	2.014.000
Costo Total Transformadores		= \$7.978.000

Tabla B-3: Costo de transformadores de distribución para Sección 1 [16].

Elementos	Costo [\$]
Líneas de MT y BT	225.316.500
Transformadores	7.978.000
Costo Total de construcción	233.294.500

Tabla B-4: Costo Total de Construcción para Sección 1 [16].

B.1.2 Costos de construcción red BT-812 sección 2

Red B.T	\$30.000
Red M.T	\$40.000

Tabla B-5: Costo de conductor [\$/m] [16].

Líneas	Total Líneas [m]	Costo Total [\$]
BT	3667,52	110.025.600
MT	649	25.960.000
Costo Total de Líneas		= \$135.985.600

Tabla B-6: Costo total de construcción de líneas para Sección 2.

TD	Capacidad [kVA]	Costo [\$]
TD1	75	2.014.000
TD2	75	2.014.000
TD3	160	3.000.000
TD4	112,5	2.450.000
TD5	112,5	2.450.000
Costo Total Transformadores		= \$11.928.000

Tabla B-7: Costo de transformadores de distribución para Sección 2.

Elementos	Costo [\$]
Líneas de MT y BT	135.985.600
Transformadores	11.928.000
Costo Total de construcción	147.913.600

Tabla B-8: Costo Total de Construcción para Sección 2.

C Evaluación de proyecto

C.1 Análisis económico red BT-812 sección 1

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión	-396.078.094												
Costos Operación				-7.921.562	-7.921.562	-7.921.562	-7.921.562	-7.921.562	-7.921.562	-7.921.562	-7.921.562	-7.921.562	-7.921.562
Costo mantención		-5.880.000	-5.880.000	-5.880.000	-5.880.000	-5.880.000	-5.880.000	-5.880.000	-5.880.000	-5.880.000	-5.880.000	-5.880.000	-5.880.000
Pérdidas		1.102.980	1.202.640	1.277.385	1.277.385	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334
Ingresos		68.580.864	91.441.152	108.586.368	108.586.368	112.015.411	112.015.411	112.015.411	112.015.411	112.015.411	112.015.411	112.015.411	112.015.411
Curva de Consumo		60%	80%	95%	95%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Resultado	-396.078.094	61.597.884	84.358.512	93.507.421	93.507.421	96.921.515	96.921.515	96.921.515	96.921.515	96.921.515	96.921.515	96.921.515	96.921.515
Acumulado		\$ 61.597.884	\$ 145.956.396	\$ 239.463.817	\$ 332.971.238	\$ 429.892.754	\$ 526.814.269	\$ 623.735.784	\$ 720.657.300	\$ 817.578.815	\$ 914.500.330	\$ 1.011.421.845	\$ 1.108.343.361
Respecto Inversión		\$ -334.480.210	\$ -250.121.698	\$ -156.614.277	\$ -63.106.856	\$ 33.814.660	\$ 130.736.175	\$ 227.657.690	\$ 324.579.206	\$ 421.500.721	\$ 518.422.236	\$ 615.343.751	\$ 712.265.267
Costos y Pérdidas		\$ 6.982.980	\$ 7.082.640	\$ 15.078.947	\$ 15.078.947	\$ 15.093.896	\$ 15.093.896	\$ 15.093.896	\$ 15.093.896	\$ 15.093.896	\$ 15.093.896	\$ 15.093.896	\$ 15.093.896

Figura C-1: Evaluación económica de escenario Seccionalizado, Sección 1 [Fuente: Propia].

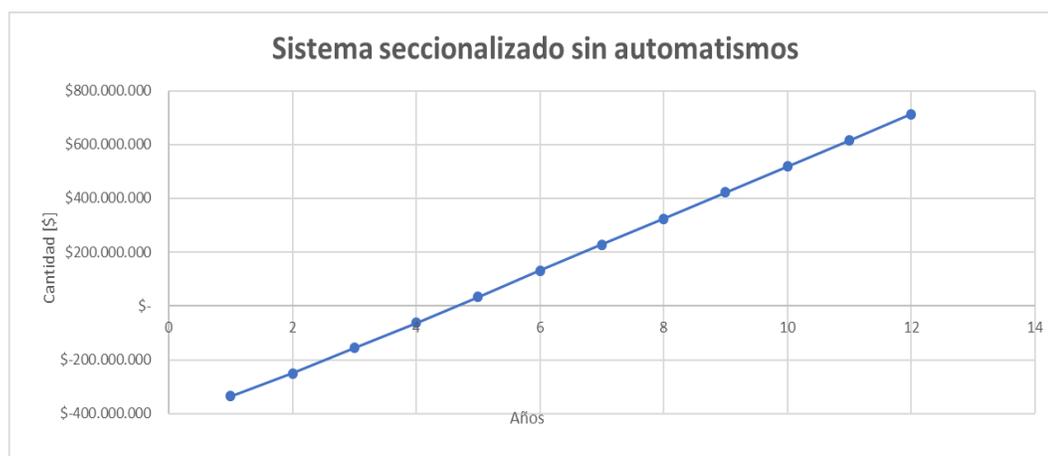


Figura C-2: Retorno de inversión escenario Seccionalizado, Sección 1 [Fuente: Propia].

C Evaluación de proyecto

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión	-538.076.852												
Costos Operación				-10.761.537	-10.761.537	-10.761.537	-10.761.537	-10.761.537	-10.761.537	-10.761.537	-10.761.537	-10.761.537	-10.761.537
Costo mantención		-5.880.000	-5.880.000	-5.880.000	-5.880.000	-5.880.000	-5.880.000	-5.880.000	-5.880.000	-5.880.000	-5.880.000	-5.880.000	-5.880.000
Pérdidas		1.102.980	1.202.640	1.277.385	1.277.385	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334
Ingresos		68.580.864	91.441.152	108.586.368	108.586.368	112.015.411	112.015.411	112.015.411	112.015.411	112.015.411	112.015.411	112.015.411	112.015.411
Curva de Consumo		60%	80%	95%	95%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Resultado	-538.076.852	61.597.884	84.358.512	90.667.446	90.667.446	94.081.540	94.081.540	94.081.540	94.081.540	94.081.540	94.081.540	94.081.540	94.081.540
Acumulado		\$ 61.597.884	\$ 145.956.396	\$ 236.623.842	\$ 327.291.288	\$ 421.372.828	\$ 515.454.368	\$ 609.535.908	\$ 703.617.449	\$ 797.698.989	\$ 891.780.529	\$ 985.862.069	\$ 1.079.943.609
Respecto Inversión		\$ -476.478.968	\$ -392.120.456	\$ -301.453.010	\$ -210.785.564	\$ -116.704.024	\$ -22.622.484	\$ 71.459.056	\$ 165.540.597	\$ 259.622.137	\$ 353.703.677	\$ 447.785.217	\$ 541.866.757
Costos y Pérdidas		\$ 6.982.980	\$ 7.082.640	\$ 17.918.922	\$ 17.918.922	\$ 17.933.871	\$ 17.933.871	\$ 17.933.871	\$ 17.933.871	\$ 17.933.871	\$ 17.933.871	\$ 17.933.871	\$ 17.933.871

Figura C-3: Evaluación económica de escenario Semiautomatizado 1, Sección 1 [Fuente: Propia].

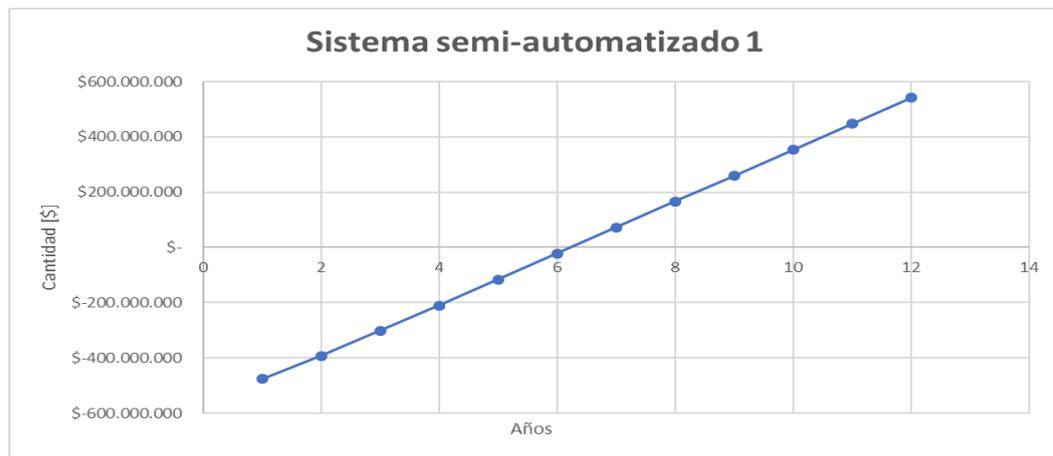


Figura C-4: Retorno de inversión escenario Semiautomatizado 1, Sección 1 [Fuente: Propia].

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión	-544.497.786												
Costos Operación				-10.889.956	-10.889.956	-10.889.956	-10.889.956	-10.889.956	-10.889.956	-10.889.956	-10.889.956	-10.889.956	-10.889.956
Costo mantención		-5.888.000	-5.888.000	-5.888.000	-5.888.000	-5.888.000	-5.888.000	-5.888.000	-5.888.000	-5.888.000	-5.888.000	-5.888.000	-5.888.000
Pérdidas		1.102.980	1.202.640	1.277.385	1.277.385	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334
Ingresos		68.580.864	91.441.152	108.586.368	108.586.368	112.015.411	112.015.411	112.015.411	112.015.411	112.015.411	112.015.411	112.015.411	112.015.411
Curva de Consumo		60%	80%	95%	95%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Resultado	-544.497.786	61.589.884	84.350.512	90.531.027	90.531.027	93.945.121	93.945.121	93.945.121	93.945.121	93.945.121	93.945.121	93.945.121	93.945.121
Acumulado		\$ 61.589.884	\$ 145.940.396	\$ 236.471.423	\$ 327.002.451	\$ 420.947.572	\$ 514.892.694	\$ 608.837.815	\$ 702.782.936	\$ 796.728.058	\$ 890.673.179	\$ 984.618.301	\$ 1.078.563.422
Respecto Inversión		\$ -482.907.902	\$ -398.557.390	\$ -308.026.363	\$ -217.495.335	\$ -123.550.214	\$ -29.605.092	\$ 64.340.029	\$ 158.285.150	\$ 252.230.272	\$ 346.175.393	\$ 440.120.515	\$ 534.065.636
Costos y Pérdidas		\$ 6.990.980	\$ 7.090.640	\$ 18.055.341	\$ 18.055.341	\$ 18.070.290	\$ 18.070.290	\$ 18.070.290	\$ 18.070.290	\$ 18.070.290	\$ 18.070.290	\$ 18.070.290	\$ 18.070.290

Figura C-5: Evaluación económica de escenario Semiautomatizado 2, Sección 1 [Fuente: Propia].

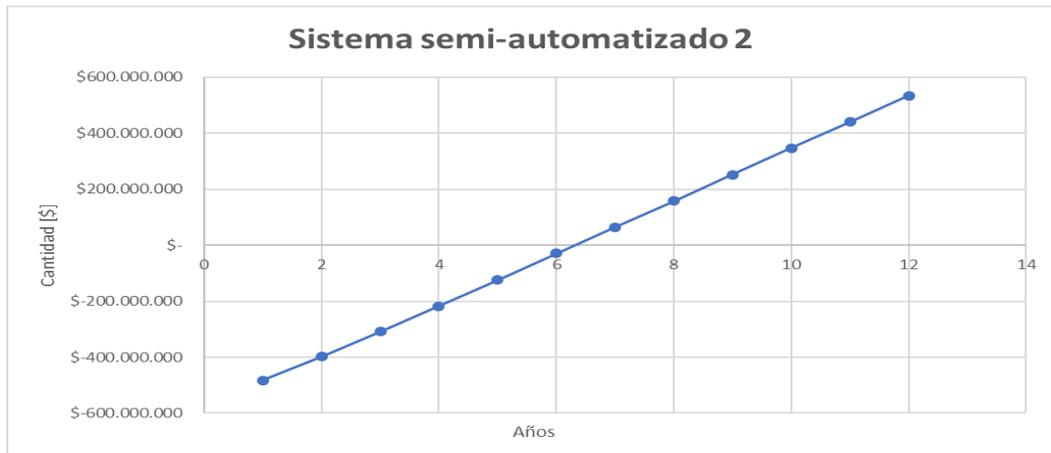


Figura C-6: Retorno de inversión escenario Semiautomatizado 2, Sección 1 [Fuente: Propia].

C.2 Análisis económico red BT-812 sección 2

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión	-377.016.436												
Costos Operación				-7.540.329	-7.540.329	-7.540.329	-7.540.329	-7.540.329	-7.540.329	-7.540.329	-7.540.329	-7.540.329	-7.540.329
Costo mantención		-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000
Pérdidas		1.102.980	1.202.640	1.277.385	1.277.385	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334
Ingresos		102.378.276	136.504.368	162.098.937	162.098.937	167.217.851	167.217.851	167.217.851	167.217.851	167.217.851	167.217.851	167.217.851	167.217.851
Curva de Consumo		60%	80%	95%	95%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Resultado	-377.016.436	92.815.296	126.841.728	144.821.223	144.821.223	149.925.188	149.925.188	149.925.188	149.925.188	149.925.188	149.925.188	149.925.188	149.925.188
Acumulado		\$ 92.815.296	\$ 219.657.024	\$ 364.478.247	\$ 509.299.471	\$ 659.224.659	\$ 809.149.847	\$ 959.075.035	\$ 1.109.000.223	\$ 1.258.925.411	\$ 1.408.850.599	\$ 1.558.775.787	\$ 1.708.700.975
Respecto Inversión		\$ -284.201.140	\$ -157.359.412	\$ -12.538.189	\$ 132.283.035	\$ 282.208.223	\$ 432.133.411	\$ 582.058.599	\$ 731.983.787	\$ 881.908.975	\$ 1.031.834.163	\$ 1.181.759.351	\$ 1.331.684.539
Costos y Pérdidas		\$ 9.562.980	\$ 9.662.640	\$ 17.277.714	\$ 17.277.714	\$ 17.292.663	\$ 17.292.663	\$ 17.292.663	\$ 17.292.663	\$ 17.292.663	\$ 17.292.663	\$ 17.292.663	\$ 17.292.663

Figura C-7: Evaluación económica de escenario Seccionalizado, Sección 2 [Fuente: Propia].

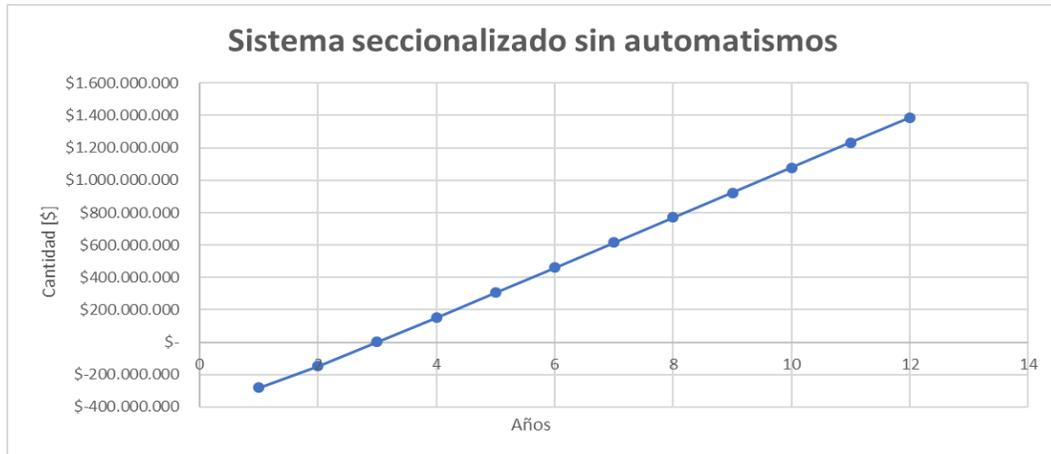


Figura C-8: Retorno de inversión escenario Seccionalizado, Sección 2 [Fuente: Propia].

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión	-630.085.018												
Costos Operación				-12.601.700	-12.601.700	-12.601.700	-12.601.700	-12.601.700	-12.601.700	-12.601.700	-12.601.700	-12.601.700	-12.601.700
Costo mantención		-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000
Pérdidas		1.102.980	1.202.640	1.277.385	1.277.385	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334
Ingresos		92.252.952	123.003.936	146.067.174	146.067.174	150.679.822	150.679.822	150.679.822	150.679.822	150.679.822	150.679.822	150.679.822	150.679.822
Curva de Consumo		60%	80%	95%	95%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Resultado	-630.085.018	82.689.972	113.341.296	123.728.089	123.728.089	128.325.787	128.325.787	128.325.787	128.325.787	128.325.787	128.325.787	128.325.787	128.325.787
Acumulado		\$ 82.689.972	\$ 196.031.268	\$ 319.759.357	\$ 443.487.445	\$ 571.813.233	\$ 700.139.020	\$ 828.464.807	\$ 956.790.594	\$ 1.085.116.381	\$ 1.213.442.169	\$ 1.341.767.956	\$ 1.470.093.743
Respecto Inversión		\$ -547.395.046	\$ -434.053.750	\$ -310.325.661	\$ -186.597.573	\$ -58.271.785	\$ 70.054.002	\$ 198.379.789	\$ 326.705.576	\$ 455.031.363	\$ 583.357.151	\$ 711.682.938	\$ 840.008.725
Costos y Pérdidas		\$ 9.562.980	\$ 9.662.640	\$ 22.339.085	\$ 22.339.085	\$ 22.354.034	\$ 22.354.034	\$ 22.354.034	\$ 22.354.034	\$ 22.354.034	\$ 22.354.034	\$ 22.354.034	\$ 22.354.034

Figura C-9: Evaluación económica de escenario Semiautomatizado 1, Sección 2 [Fuente: Propia].

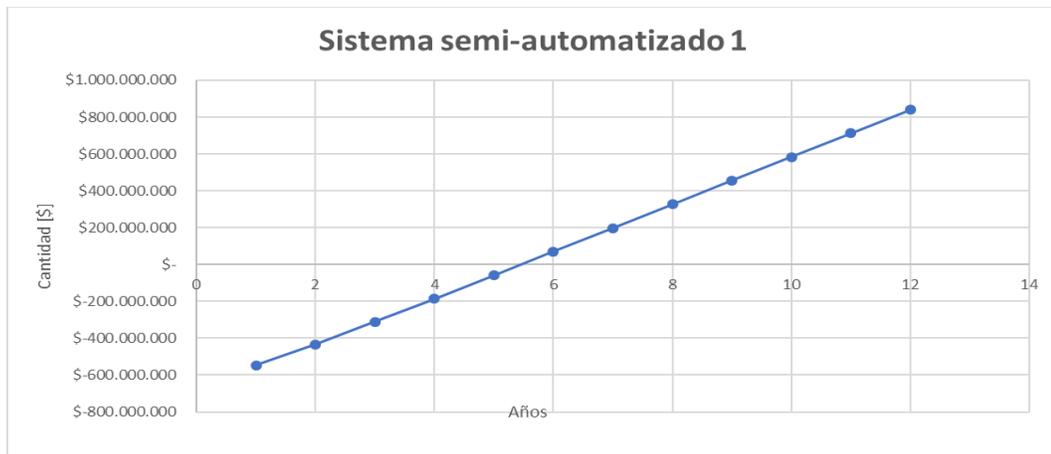


Figura C-10: Retorno de inversión escenario Semiautomatizado 1, Sección 2 [Fuente: Propia].

C Evaluación de proyecto

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión	-654.984.930												
Costos Operación				-13.099.699	-13.099.699	-13.099.699	-13.099.699	-13.099.699	-13.099.699	-13.099.699	-13.099.699	-13.099.699	-13.099.699
Costo mantención		-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000
Pérdidas		1.102.980	1.202.640	1.277.385	1.277.385	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334
Ingresos		92.252.952	123.003.936	146.067.174	146.067.174	150.679.822	150.679.822	150.679.822	150.679.822	150.679.822	150.679.822	150.679.822	150.679.822
Curva de Consumo		60%	80%	95%	95%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Resultado	-654.984.930	82.689.972	113.341.296	123.230.090	123.230.090	127.827.789	127.827.789	127.827.789	127.827.789	127.827.789	127.827.789	127.827.789	127.827.789
Acumulado		\$ 82.689.972	\$ 196.031.268	\$ 319.261.358	\$ 442.491.449	\$ 570.319.238	\$ 698.147.027	\$ 825.974.816	\$ 953.802.605	\$ 1.081.630.394	\$ 1.209.458.183	\$ 1.337.285.972	\$ 1.465.113.761
Respecto Inversión		\$ -572.294.958	\$ -458.953.662	\$ -335.723.572	\$ -212.493.481	\$ -84.665.692	\$ 43.162.097	\$ 170.989.886	\$ 298.817.675	\$ 426.645.464	\$ 554.473.253	\$ 682.301.042	\$ 810.128.831
Costos y Pérdidas		\$ 9.562.980	\$ 9.662.640	\$ 22.837.084	\$ 22.837.084	\$ 22.852.033	\$ 22.852.033	\$ 22.852.033	\$ 22.852.033	\$ 22.852.033	\$ 22.852.033	\$ 22.852.033	\$ 22.852.033

Figura C-11: Evaluación económica de escenario Semiautomatizado 2, Sección 2 [Fuente: Propia].

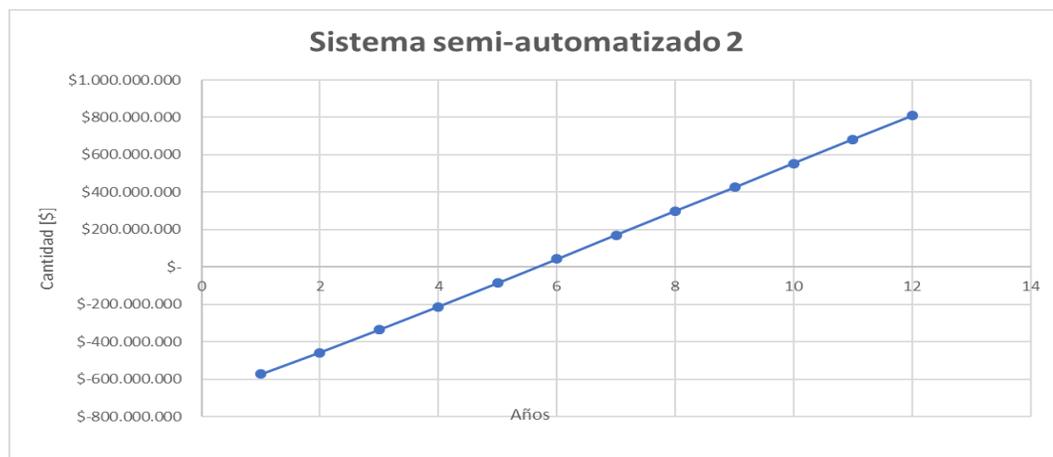


Figura C-12: Retorno de inversión escenario Semiautomatizado 2, Sección 2 [Fuente: Propia].

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión	-748.359.600												
Costos Operación				-14.967.192	-14.967.192	-14.967.192	-14.967.192	-14.967.192	-14.967.192	-14.967.192	-14.967.192	-14.967.192	-14.967.192
Costo mantención		-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000	-8.460.000
Pérdidas		1.102.980	1.202.640	1.277.385	1.277.385	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334	1.292.334
Ingresos		92.252.952	123.003.936	146.067.174	146.067.174	150.679.822	150.679.822	150.679.822	150.679.822	150.679.822	150.679.822	150.679.822	150.679.822
Curva de Consumo		60%	80%	95%	95%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Resultado	-748.359.600	82.689.972	113.341.296	121.362.597	121.362.597	125.960.296	125.960.296	125.960.296	125.960.296	125.960.296	125.960.296	125.960.296	125.960.296
Acumulado		\$ 82.689.972	\$ 196.031.268	\$ 317.393.865	\$ 438.756.462	\$ 564.716.758	\$ 690.677.053	\$ 816.637.349	\$ 942.597.644	\$ 1.068.557.940	\$ 1.194.518.236	\$ 1.320.478.531	\$ 1.446.438.827
Respecto Inversión		\$ -665.669.628	\$ -552.328.332	\$ -430.965.735	\$ -309.603.138	\$ -183.642.842	\$ -57.682.547	\$ 68.277.749	\$ 194.238.044	\$ 320.198.340	\$ 446.158.636	\$ 572.118.931	\$ 698.079.227
Costos y Pérdidas		\$ 9.562.980	\$ 9.662.640	\$ 24.704.577	\$ 24.704.577	\$ 24.719.526	\$ 24.719.526	\$ 24.719.526	\$ 24.719.526	\$ 24.719.526	\$ 24.719.526	\$ 24.719.526	\$ 24.719.526

Figura C-13: Evaluación económica de escenario Automatizado, Sección 2 [Fuente: Propia].

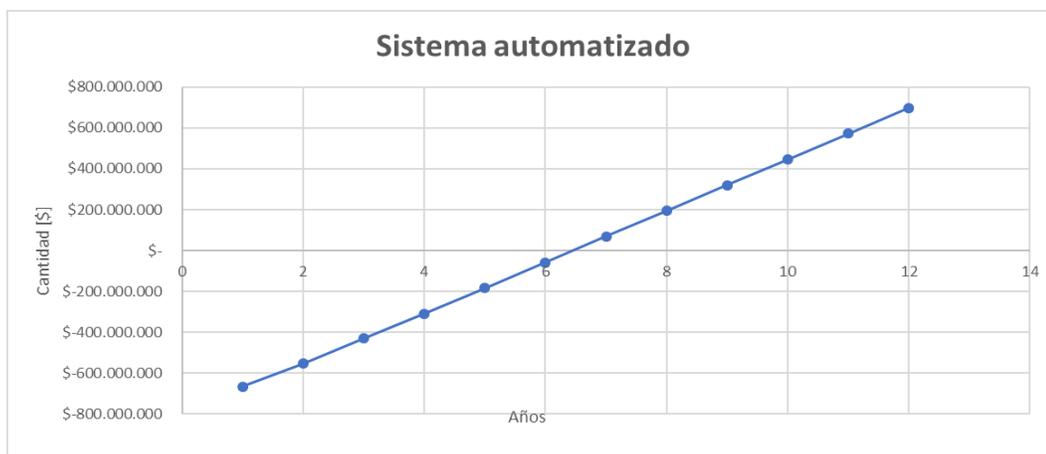


Figura C-14: Retorno de inversión escenario Automatizado, Sección 2 [Fuente: Propia].