



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA DE
VALPARAÍSO



Carlos Nicolás Pastén Rivera

Automatización de la Red de Baja Tensión para enfrentar problemas de fallas en la Red

Informe Proyecto de Título de Ingeniero Civil Eléctrico



**Escuela de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingeniería**

Valparaíso, 13 de septiembre de 2018



Automatización de la Red de Baja Tensión para enfrentar problemas de fallas en la Red

Carlos Nicolás Pastén Rivera

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. Claudio López López
Correferente

Sr. Sebastián Fingerhuth Massmann
Secretario Académico

Valparaíso, 13 de septiembre de 2018

“Nuestros primeros esfuerzos son puramente instintivas incitaciones de una vívida e indisciplinada imaginación. Pero esos impulsos tempranos, aunque no son inmediatamente productivos, son el momento más grande y podrían darle forma a nuestros mismos destinos”.

Nikola Tesla.

Dedico este trabajo de título a todo aquel que se cruzó en mi camino para entregarme fuerza, motivación, cariño, imaginación y enseñanzas.

Para todo aquel que de una u otra forma a influido en quien soy hoy.

Agradecimientos

Este trabajo de título marca el final de una etapa extensa, que en su proceso tuvo altos y bajos por distintos motivos. En lo personal, el término de este ciclo no habría sido posible si no hubiera tenido el apoyo de mis seres queridos y cercanos.

En primer lugar, debo agradecer a mi familia y polola, por su constante apoyo y paciencia, por creer en mí y por todo el amor que me entregan a diario. Son un pilar fundamental en mi vida, me han llenado de momentos, valores y principios que me han hecho ser la persona que soy hoy.

Quiero agradecer a todos mis amigos y compañeros de universidad, a los que hoy están presentes y para los que por diversas razones no están, por entregarme momentos que me llenaron de energía y fuerza para cumplir con esta etapa.

No puedo dejar de mencionar a mis compañeros de ILUMINANDO CHILE con los cuales viví diversas experiencias, las cuales sólo nosotros sabemos cómo nos transformó en mejores personas y futuros profesionales. Gracias por la amistad y la entrega de cada uno de ustedes.

Finalmente quiero agradecer a mis profesores, Jorge Mendoza y Claudio López, por su paciencia, comprensión y entrega, con la cual han hecho posible el término de esta etapa con éxito y enriquecer mi calidad de nuevo profesional. También a mis compañeros de trabajo en Chilquinta Energía, que en tan poco tiempo me han entregado todo su apoyo, paciencia y conocimientos para que pueda finalizar mi etapa de estudiante y comenzar mi etapa profesional de la mejor forma posible.

Este logro de hoy es un reflejo de todos ustedes.

Valparaíso, 15 de Agosto de 2018

C.P.R.

Resumen

El presente trabajo de título estará enfocado en el estudio y análisis de alternativas de automatización para las redes de distribución de baja tensión, con el objetivo de enfrentar problemas de fallas y traspasos de carga. El sistema de distribución eléctrica está en conexión directa con el cliente, por lo que elevar sus niveles de calidad y disponibilidad de suministro, en consideración de los problemas anteriormente mencionados, es esencial para satisfacer de manera óptima las necesidades del usuario.

Para comenzar se realizará un estudio de los aspectos generales de las redes de distribución eléctrica de baja tensión, presentando sus objetivos como sistema, clasificación y sus principales elementos constitutivos, como también se ahondará en los transformadores de distribución y características de la carga. Se continuará realizando el planteamiento del problema, en donde se estudiarán los problemas de fallas típicas, automatización en la red y estado del arte.

Las alternativas de automatización serán explicadas de acuerdo al estudio de métodos existentes y dispositivos eléctricos que puedan ser implementados en las redes de baja tensión, junto con el análisis del impacto de la implementación de estos últimos.

Se presentará una propuesta de solución e implementación en sistemas reales detallando la metodología que se utilizará para alcanzar los objetivos. Se desarrollarán las simulaciones y análisis de resultados de varios escenarios propuestos para finalizar con su respectiva evaluación económica y poder elegir el más apropiado.

Palabras claves: Redes de distribución, redes de baja tensión, fallas en redes de baja tensión, índices de confiabilidad, alternativas de automatización.

Abstract

The present work of title will be focused in the study and analysis of alternatives of automation for the networks of distribution of low voltage, with the aim of facing problems of failures and transfer of load. The electrical distribution system is in direct connection with the customer, so raising its levels of quality and availability of supply, in consideration of the aforementioned problems, is essential to optimally meet the needs of the user.

To begin with, a study of the general aspects of low voltage electrical distribution networks will be made, presenting their objectives as a system, classification and their main constituent elements, as well as the distribution transformers and load characteristics. We will continue to make the problem approach, where typical fault problems, network automation and state of the art will be studied.

The alternatives of automation will be explained according to the study of existing methods and electrical devices that can be implemented in low voltage networks, together with the analysis of the impact of the implementation of the latter.

A proposal of solution and implementation in real systems will be presented detailing the methodology that will be used to achieve the objectives. The simulations and analysis of the results of several proposed scenarios will be developed to finish with their respective economic evaluation and to be able to choose the most appropriate one.

Key words: Distribution networks, low voltage networks, faults in low voltage networks, reliability indexes, automation alternatives.

Índice general

Introducción.....	1
1 Aspectos Generales	3
1.1 Introducción.....	3
1.2 Sistemas de Distribución en B.T.....	3
1.2.1 Definición y Objetivos.....	3
1.2.2 Clasificación según Carga, Tensión y Topología	4
1.2.3 Principales Elementos Constitutivos.....	6
1.3 Transformadores de Distribución	8
1.3.1 Aspectos Generales	8
1.3.2 Selección de la capacidad de un transformador.....	9
1.3.3 Especificaciones importantes	9
1.3.4 Conexionado del devanado de B.T.	10
1.3.5 Protección de transformadores.....	10
1.4 Características de la carga	12
1.4.1 Aspectos generales	12
1.4.2 Carga Eléctrica	12
1.4.3 Demanda, carga conectada y capacidad instalada	15
2 Planteamiento del problema	17
2.1 Introducción.....	17
2.2 Índice actual de interrupción de suministro	17
2.3 Problemas de falla en redes de distribución de B.T.	18
2.4 Planteamiento del problema de automatización	21
2.4.1 Automatización en sistemas de distribución.....	21
2.4.2 Planteamiento del problema	21
2.5 Estado del Arte	22
3 Alternativas de automatización en redes de baja tensión.....	24
3.1 Introducción.....	24
3.2 Método de automatización	24

3.2.1	Análisis de estado del arte.....	24
3.2.2	Características generales del sistema automatizado	25
3.2.3	Características específicas del sistema automatizado	25
3.3	Dispositivos Eléctricos que pueden ser implementados en redes B.T.....	27
3.3.1	Criterios a considerar	27
3.3.2	E.A. Technology: ALVIN Family	27
4	Propuesta de solución e implementación en sistemas reales	33
4.1	Introducción.....	33
4.2	Propuesta de un sistema automatizado.....	33
4.2.1	Método de automatización	33
4.2.2	Equipos y dispositivos a implementar en la red	35
4.3	Índices de confiabilidad: SAIDI / SAIFI	35
4.4	Metodología de análisis y objetivo de los resultados.....	36
4.4.1	Metodología de análisis	36
4.4.2	Objetivo de los resultados.....	38
5	Simulaciones y resultados	39
5.1	Introducción.....	39
5.2	Modelación de la red en DigSILENT Power Factory 15.1	39
5.2.1	Utilización del software	39
5.2.2	Objetivos de la modelación	39
5.2.3	Recopilación de datos y supuestos	40
5.2.4	Sección BT812.....	42
5.2.5	Unifilar sección BT812	42
5.3	Modelación de la red en Autodesk Autocad 2016	43
5.3.1	Utilización del Software.....	43
5.3.2	Diagrama sección BT812	43
5.4	Información general de la red y registro histórico de fallas	45
5.4.1	Información general de la red	45
5.4.2	Registro histórico de fallas.....	45
5.5	Análisis Escenario 1: Red original.....	47
5.5.1	Criterio de análisis	47
5.5.2	Resultados	47
5.6	Implementación de respaldos externos en la red	50
5.6.1	Criterio de implementación	50
5.6.2	Criterio de sobrecarga de transformadores y regulación de tensión.....	50
5.6.3	Resultados	50
5.7	Análisis Escenario 2: Sistema seccionalizado sin automatismos	52
5.7.1	Criterio de análisis.....	52
5.7.2	Resultados	53
5.8	Análisis Escenario 3: Sistema semi-automatizado 1	57
5.8.1	Criterios de análisis	57
5.8.2	Resultados.....	57

5.9 Análisis Escenario 4: Sistema semi-automatizado 2	60
5.9.1 Criterios de análisis	60
5.9.2 Resultados	61
5.10 Análisis Escenario 5: Sistema automatizado 1	64
5.10.1 Criterio de análisis	64
5.10.2 Resultados	64
5.11 Análisis de escenario 6: Sistema automatizado 2	67
5.11.1 Criterios de análisis	67
5.11.2 Resultados	67
5.12 Comparación y conclusión de los resultados	70
6 Análisis económico de la propuesta	72
6.1 Introducción	72
6.2 Resumen de los resultados obtenidos	72
6.3 Metodología de análisis	73
6.3.1 Cuantificación de dispositivos	73
6.3.2 Criterio de valorización de dispositivos	73
6.3.3 Análisis de resultados: Inversión e índice SAIDI	73
6.4 Análisis económico de los escenarios	74
6.5 Conclusión de los resultados: Inversión en cantidad de dispositivos e índices SAIDI	75
6.6 Evaluación de proyectos	76
6.6.1 Metodología de trabajo	76
6.6.2 Construcción red BT812	77
6.6.3 Valores estimativos para dispositivo base	78
6.6.4 Análisis comparativo respecto construcción red BT812	79
6.6.5 Criterios para la evaluación de proyecto	79
6.7 Resultados de la evaluación de proyecto y conclusiones	80
Conclusión y Análisis	84
Bibliografía	87
A Evaluación de Proyectos	89

Introducción

Un sistema de Distribución es parte del Sistema Eléctrico de potencia (SEP), el cual está compuesto por un conjunto de elementos que tienen por finalidad generar, transformar, transportar, distribuir y consumir la energía eléctrica. Los SEP son claves para el progreso de la sociedad moderna y su bienestar, están enfocados en suministrar energía eléctrica con la mayor calidad al menor costo posible.

El sistema de distribución es el que está relacionado directamente con el cliente y es por esto que el suministro de energía debe ser fundamentalmente confiable, ya que cualquier interrupción en el servicio o entrega de energía de mala calidad causará inconvenientes a los usuarios, estos sean de tipo industrial, comercial o residencial. Las compañías eléctricas deben reducir los factores que producen las situaciones antes mencionadas y es de interés primordial realizar acciones al respecto, con el objetivo de la entrega de un suministro de calidad y que se ajuste a la normativa eléctrica vigente.

En nuestro país se encuentra en desarrollo la nueva política energética 2050, publicada a fines del año 2015. Esta política propone una visión del sector eléctrico al año 2050 que corresponde a un sistema confiable, sostenible, inclusivo y competitivo, con el fin de avanzar hacia una energía sustentable en todas sus dimensiones [1]. Se definen cuatro pilares que sostienen la visión a largo plazo de esta iniciativa, de los cuales el primero y parte del segundo se relacionan con este proyecto: seguridad y calidad de suministro y energía como motor de desarrollo, respectivamente. El primer pilar tiene como meta al año 2035 no superar un promedio de indisponibilidad de suministro eléctrico de 4 [Horas/Año] y 1 [Hora/Año] para el 2050, sin considerar fuerza mayor, esto aplicable a cualquier localidad del país. En comparación y contextualización, el índice SAIDI para el año 2017 arrojó un total promedio de interrupción de suministro de 8,5 [Horas/año] por causas internas y 2,05 [Horas /Año] por causas externas, resultando un total de 10,55 [Horas/año] de indisponibilidad [2]. El segundo pilar apunta al 2035 por un desarrollo energético inclusivo, asegurando que el desarrollo energético favorezca el desarrollo local definido por las comunidades, de manera coherente con la estrategia nacional y regional [1]. Para el 2050 este segundo pilar tiene como meta asegurar acceso universal y equitativo a servicios energéticos, modernos, confiables y asequibles a toda la población.

Es a raíz de esta problemática que a la distribución eléctrica se le presenta el desafío de adaptarse a las nuevas tecnologías y, en conjunto con la creación adecuada de un modelo regulatorio entre empresas y clientes, garantizar los elementos clave que son la base de la distribución: Accesibilidad, calidad y alta disponibilidad en el servicio. La mejora de los elementos anteriores requiere inversiones en la red, siendo una de ellas la Automatización, que es la ejecución de acciones de forma centralizada y automática para entregar alternativas viables para la reposición de suministro.

La automatización tiene por objetivo mejorar la confiabilidad y la calidad de energía por medio de la automatización de los procesos de distribución, tales como: Análisis y preparación de datos lo más cercano posible al tiempo real, optimización de la toma de decisiones y control de las operaciones de distribución, en coordinación con los sistemas de generación y transmisión [3].

El objetivo general de este proyecto será el estudio y análisis de alternativas de automatización que puedan ser implementadas en las redes eléctricas de baja tensión para enfrentar problemas de fallas o traspasos de carga.

Los objetivos específicos serán el estudio de las redes eléctricas de baja tensión junto con la investigación sobre alternativas de automatización, con énfasis en dispositivos que se pueden implementar en este tipo de redes. Se realizará una propuesta de implementación en sistemas reales y se evaluarán las mejoras que se podrían producir. Para finalizar, se desarrollará una evaluación económica de la propuesta.

1 Aspectos Generales

1.1 Introducción

Este capítulo tiene por finalidad realizar una revisión del sistema de Distribución en baja tensión, partiendo por una descripción detallada en cuanto a sus objetivos y distintas clasificaciones, para luego continuar con los transformadores de distribución y finalizar con las características de la Carga.

1.2 Sistemas de Distribución en B.T.

1.2.1 Definición y Objetivos

Un sistema de distribución de energía eléctrica es el conjunto de elementos encargados de conducir la energía desde una subestación de potencia hasta el usuario. La red de baja tensión (B.T.) corresponde a todos los conductores que están aguas abajo del transformador de distribución.

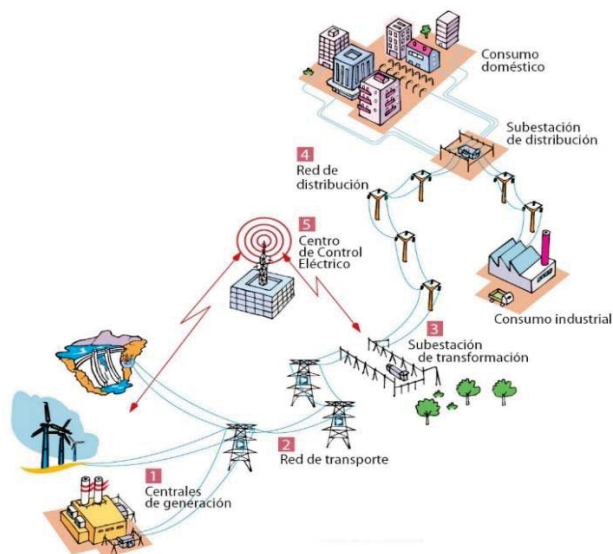


Figura 1-1: Sistema Eléctrico de Potencia [3].

La red de B.T. tiene por objetivo entregar un servicio continuo, sin interrupciones, con un valor de tensión adecuado que le permita al cliente operar sus aparatos eficientemente.

1.2.2 Clasificación según Carga, Tensión y Topología

Los sistemas de distribución en B.T. poseen características propias que los diferencian de los sistemas eléctricos de media y alta tensión. Se clasifican según: Carga, tensión y topología.

Según Carga

Esta clasificación hace referencia al tipo de cliente y sus necesidades. Las cargas de un sistema de distribución se pueden dividir a su vez en cargas: Industriales (plantas pequeñas y grandes), Comerciales (áreas céntricas, centros comerciales y edificios comerciales) y Residenciales (urbana, sub-urbana y rural).

Desde el punto de vista de las redes de B.T. la carga de importancia es la residencial, ya que por lo general las cargas industriales y comerciales se asocian a las redes de M.T. En la sección 1.4 de este capítulo se ahondará en más detalles sobre esta característica.

Según Tensión

Un sistema de distribución comprende dentro de sus componentes las líneas primarias y secundarias, las cuales, separadas por el transformador de distribución, tienen sus niveles de tensión definidos. Las líneas primarias pertenecen al nivel de M.T. y conducen la energía desde el transformador de potencia hasta el transformador de distribución. Por otro lado, las líneas secundarias son las que pertenecen al nivel de B.T. y conducen la energía desde el transformador de distribución hasta los clientes finales.

Las redes de distribución se abastecen desde el sistema de transmisión con distintos niveles de tensión según sea el caso. En Chile dichos niveles están normalizados y definidos como sigue: 66, 110, 154, 220 y 500 [kV], los cuales son reducidos mediante transformadores a niveles entre 11 y 23 [kV] para la distribución de la energía eléctrica. Estos últimos niveles de M.T. son reducidos a nivel de B.T. que corresponde a 220 [V] efectivos entre fase y neutro.

Según Topología

Los sistemas de distribución en B.T. se pueden clasificar según su topología ya que poseen arreglos diversos en sus conexiones. Se definen tres tipos de redes: Red radial sin amarres (red subterránea y aérea), red radial con amarres y red mallada.

Red radial sin amarres

En este tipo de configuración las líneas secundarias parten en diferentes direcciones desde el transformador de distribución. Una falla en el transformador o en las líneas secundarias dejará sin servicio a todos los clientes que la instalación alimenta. En esta configuración existe la posibilidad de tener un grado de “seccionalización”, ya que, si la falla es en los cables, una vez que

la falla se localiza el cable se puede cortar, aislando el lado dañado del lado en buen estado, aislando solo esa sección mientras se realiza la reparación [3]. Esta es la configuración que se presenta en mayor medida en las redes de baja tensión.

Las instalaciones subterráneas para esta configuración consisten en que las líneas secundarias se protegen a la salida de los transformadores por medio de fusibles y se instalan directamente enterrados, acometiendo a los servicios haciendo empalmes en “T” sobre él [3], así como se muestra en la figura 1-2. Las instalaciones aéreas tienen una configuración similar a la anterior, pero las líneas están suspendidas entre las estructuras.

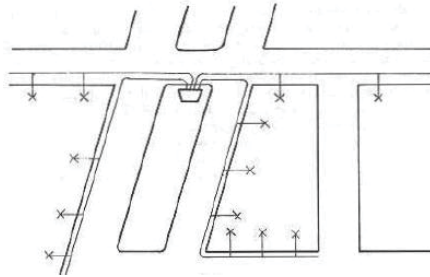


Figura 1-2: Red radial subterránea sin amarres [3].

Red radial con amarres

Esta configuración se diferencia de la anterior en que se instalan cajas de seccionamiento intercaladas en los cables que van desde un transformador de distribución a otro, con la finalidad de solucionar el problema de interrupción en el área de suministro en caso de falla en el alimentador primario o transformador. Las cajas normalmente se colocan en las esquinas con objeto de darle mayor flexibilidad en su conexión al poder recibir hasta cuatro cables, como se muestra en la figura 1-3.

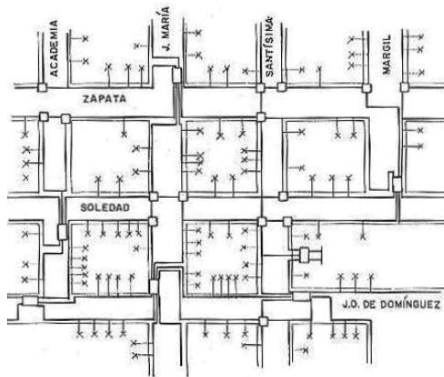


Figura 1-3: Red radial con amarres [3].

Red mallada o red automática

Esta configuración es utilizada en zonas importantes de ciudades donde existe gran concentración de cargas uniformemente distribuidas a lo largo de las calles. Este sistema garantiza un servicio prácticamente continuo, ya que las fallas en alta tensión y en los secundarios no afectan a los usuarios.

Una fuente de potencia es el punto de origen de dos o más alimentadores radiales sin enlace entre ellos. Estos alimentadores van hasta los centros de carga en el área de la red, en donde son seccionados por medio de cajas de desconexión o interruptores para llevar los ramales que alimentarán directamente a los transformadores de la red [3].

La red mallada tiene por finalidad de que en caso de una falla en alguno de los alimentadores de alta tensión no disminuya la regulación de tensión en la red y la carga del alimentador dañado sea absorbida a través de la red secundaria por los transformadores de los otros alimentadores. Esta configuración se puede apreciar en la figura 1-4.

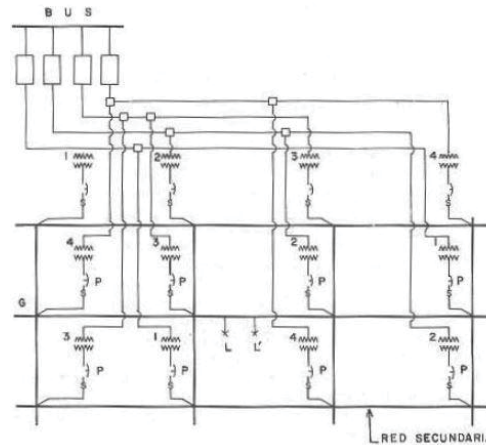


Figura 1-4: Red mallada de baja tensión [3].

1.2.3 Principales Elementos Constitutivos

Los principales elementos constitutivos de un sistema de distribución y que se describen en esta sección son: Líneas primarias, transformadores de distribución, líneas secundarias y empalmes.

Líneas Primarias

Son los conductores que transportan la energía desde las subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución, por lo general se estructuran en forma radial. La estructura de una línea primaria está formada por troncales y ramales. Los troncales son los cables de mayor capacidad que transmiten energía. Los ramales son los conductores que se derivan de los troncales y a ellos se conectan, normalmente, los transformadores de distribución y servicios

privados suministrados en media tensión. Por lo general el calibre de los ramales es menor al de los troncales, se adecúan a la densidad de carga [4].

Transformadores de distribución

Son los equipos encargados de transformar la tensión primaria a un valor menor, de tal manera que el usuario puede utilizarla sin necesidad de equipos e instalaciones costosas y peligrosas. Es la liga entre la red primaria y secundaria [5].

Líneas secundarias

Las redes secundarias conducen la energía desde los transformadores de distribución hasta las acometidas de los usuarios. Estos sistemas secundarios se clasifican según su número de hilos: Monofásico de dos y tres hilos, trifásicos de tres y cuatro hilos. En el sistema monofásico de dos hilos se considera una fase y un neutro, para tres hilos se consideran dos fases y un neutro derivado del centro del devanado. El sistema trifásico se configura de manera similar, en cuatro hilos el neutro se deriva del punto común de los devanados del transformador. En la figura 1-5 se muestran los últimos tres elementos descritos.



Figura 1-5: Líneas primarias, secundarias y transformador de distribución [Fuente: Propia].

Empalmes

Se definen como el conjunto de elementos que conectan una instalación interior a la red de distribución. Está formada por la acometida, bajada, equipo de medida y las respectivas protecciones, tal como se muestra en la figura 1-6. Principalmente en las redes eléctricas de baja tensión se presentan empalmes monofásicos y trifásicos, siendo los primeros los más comunes generalmente.

En cuanto a los equipos de medición existen pocos debido al gran número de conexiones en la red de B.T., el costo de instalarlos en cada conexión sería muy elevado. Es a raíz de lo anterior que sólo se mide la energía consumida por cada cliente y se calcula el costo por potencia mediante un método estadístico.

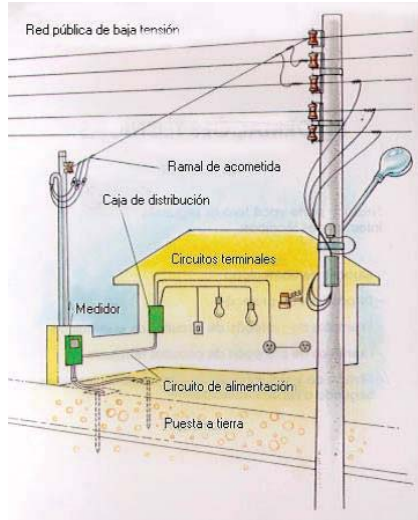


Figura 1-6: Empalme en Distribución [7].

1.3 Transformadores de Distribución

1.3.1 Aspectos Generales

Los transformadores de distribución (T.D.) son el corazón de una subestación y sirven para reducir la tensión primaria a los valores normalizados de tensión secundaria. Un transformador se considera de distribución cuando su capacidad no supera los 1000 [KVA], la tensión en el lado primario no exceda los 34,5[kV] y 1[kV] el secundario [5] [7].

En primera instancia los podemos clasificar en dos tipos, subterráneos y aéreos, como se muestra en la figura 1-7. En cuanto al montaje de los T.D. estos los podemos encontrar montados en uno o dos postes como se muestra en la figura 1-8.



Figura 1-7: Transformador subterráneo (izquierda), Transformador aéreo (derecha) [7] [8].

Otro medio de clasificación de los T.D. es de acuerdo al medio aislante y enfriamiento empleado. Se pueden clasificar en tipo seco y líquido. Los transformadores tipo seco son enfriados y aislados con aire, estos son utilizados principalmente para aplicaciones industriales y comerciales, donde la combustión del aceite del transformador puede ser un peligro para las instalaciones de la

empresa en donde se ubique el equipo. Los transformadores con aislante de tipo líquido se clasifican en equipos con: Aceite, líquido no biodegradable, líquido biodegradable e incombustible.

1.3.2 Selección de la capacidad de un transformador

La capacidad de un transformador dependerá de la carga del usuario; y ésta a su vez depende de la capacidad de los aparatos y equipos eléctricos conectados a la red, de los hábitos de los usuarios, del clima de la zona geográfica en que se localiza y del grado de desarrollo del país.

La carga de un transformador se podría detallar con los distintos tipos de consumo, como por ejemplo: Alumbrado, calefacción, aparatos varios (Radio, televisión, etc.), carga industrial (Motores de inducción, hornos, procesos de calentamiento, etc.), tracción eléctrica entre otros. Estos tipos de carga son más o menos predecibles según sea el caso, la carga por alumbrado se puede predecir con bastante precisión y por otra parte la carga por calefacción es variable según el clima. Entonces la capacidad del transformador se seleccionará de acuerdo a la carga y a la política técnica de la compañía eléctrica.



Figura 1-8: Montaje de transformador: Dos postes (izquierda) y un poste (derecha) [9] [10].

Un transformador es un dispositivo cargado térmicamente en el que la limitante es la temperatura del punto más caliente del aislamiento, una temperatura excesiva acorta su vida útil. La temperatura del devanado depende del medio refrigerante y del tiempo que se aplica la carga. La capacidad nominal de un transformador es la potencia en [KVA], que ante cierto valor de temperatura, puede suministrar a la carga [5].

1.3.3 Especificaciones importantes

Existen características principales en los transformadores de distribución que se requieren especificar con claridad para la adquisición de alguno de ellos. La atención y correcta selección de estas especificaciones condicionará el buen funcionamiento del transformador de acuerdo a las necesidades por la cual es o será instalado [5]. Las características principales son:

- Capacidad: Esta especificación dependerá de las características de la carga, así como se especificó en la sección anterior.

- Frecuencia: Depende del sistema de generación, en el caso de nuestro país esta tiene un valor de 50 [Hz].
- Tensión del devanado primario y secundario: El devanado primario depende de los niveles que maneje la distribuidora y el secundario depende de las necesidades del cliente. En nuestro país estos niveles de tensión están definidos y los transformadores se adecúan a estos niveles, para líneas primarias (M.T.) la tensión tiene un rango entre 11 y 23 [kV], para líneas secundarias el nivel es de 380[V] entre líneas.
- Cambiador de derivaciones: Este es un medio para suministrar la tensión nominal al usuario independiente de la caída de tensión del sistema. En sistemas bien regulados este cambiador de derivaciones no es implementado.
- Número de fases: Este dependerá del tipo de carga, el que puede ser monofásica o trifásica.
- Conexión del primario y secundario: El tipo y grupos de conexiones son la forma de conectar internamente los devanados del transformador y esto dependerá de las características requeridas para el transformador.
- Porcentaje de impedancia: Se define por la magnitud de la corriente de cortocircuito y la regulación. Una baja impedancia involucra altas corrientes de cortocircuito y mejor regulación, para una impedancia alta tiene el efecto contrario. La impedancia debe equilibrar el aspecto de la limitación de corriente de cortocircuito y el de regulación.
- Pérdidas en vacío y con carga.
- Tipo de enfriamiento: Los tipos de enfriamiento de los T.D. puede ser líquido o seco, explicado a comienzos de esta sección.

1.3.4 Conexión del devanado de B.T.

En cuanto a la conexión del secundario del transformador trifásico, correspondiente a la red de B.T., es por lo general en estrella con neutro conectado a tierra y cuatro hilos de salida [5]. Esto permite tener dos niveles de tensión, para alimentar cargas de alumbrado y fuerza, a la vez. El neutro conectado a tierra permite detectar corrientes de falla fase a tierra y equilibrar las tensiones en el neutro ante cargas desbalanceadas. La conexión con neutro aislado no es muy favorecida debido a las sobretensiones que se presentan al tener dos fallas en dos fases diferentes en el circuito de B.T.

En los transformadores monofásicos la conexión que presenta más popularidad es la de tres hilos; dos de fase y un neutro en el centro del devanado, es conocida como “Conexión Edison”.

1.3.5 Protección de transformadores

La protección de transformadores de distribución se divide en dos tipos:

Contra sobretensiones

Las sobretensiones se clasifican según su origen, pueden ser internas o externas. Las primeras se refieren a sobretensiones originadas por operación de dispositivos de desconexión, a fallas monofásicas y a fenómenos de ferresonancia en el sistema. Las segundas se refieren a sobretensiones originadas principalmente por contacto directo de líneas de mayor tensión y a descargas atmosféricas. Para proteger los transformadores de las sobretensiones se utilizan por lo general apartarrayos, los cuales se pueden apreciar en la figura 1-9.



Figura 1-9: Apartarrayos en transformador de distribución [11].

Contra sobrecorrientes

Para este caso normalmente el transformador es protegido con fusibles, como se puede observar en la figura 1-10, los cuales deben cumplir con variados requisitos: Estos dispositivos deben aislar del sistema eléctrico al transformador cuando este se daña, protege al transformador de sobrecargas severas, soportar las corrientes de puesta en servicio y carga fría (corriente que se presenta cuando un transformador es energizado después de una interrupción quedó fuera de servicio), deben resistir sin dañarse corrientes inducidas por descargas atmosféricas, coordinarse con los elementos de protección adyacentes. Un fusible ideal debería cumplir con todos los requisitos anteriores, pero no siempre es posible, dependerá de la capacidad del diseño del dispositivo.



Figura 1-10: Fusible Distribución [12].

1.4 Características de la carga

1.4.1 Aspectos generales

Desde el punto de vista del diseño de las redes, el factor más importante es la carga, el cual es un parámetro independiente del diseñador. El conocimiento de los parámetros para el diseño de la carga hará posible una utilización racional de los recursos materiales, así como de que se asegure una operación satisfactoria de la misma [5].

Generalmente la carga no es una constante en cuanto a su tipología, existen variadas formas de clasificarla. Como por ejemplo según su localización geográfica que define zona urbana y rural, en donde las densidades de carga son mayores en la primera; Según su dependencia de la energía eléctrica que las clasifica en cargas sensibles, semisensibles y normales, cada tipo resiste sin problemas una interrupción de suministro de cierto periodo de tiempo; Según la utilización de energía, en donde se define la carga como residencial, comercial o industrial. Es esta última clasificación con la cual se ahondará en esta sección.

Es de suma importancia comprender que las características de la carga influyen en los sistemas de potencia y distribución, pero no a la inversa, desde el punto de vista del diseño.

1.4.2 Carga Eléctrica

La carga eléctrica se define como el aparato o conjunto de aparatos que están conectados a un sistema eléctrico y demandan una cierta potencia eléctrica [5]. Se puede definir de otra forma como el conjunto de consumidores que integran la carga de una zona [4].

La potencia eléctrica se define como la relación de la energía y el tiempo, es decir la variación en el tiempo con que se transmite la energía. Representa la razón a la cual el trabajo es realizado en un circuito eléctrico. En función de la carga esta razón se utiliza en unidades de kilowatt-hora.

Como se ha mencionado en secciones anteriores, se pueden identificar clientes del tipo industrial, comercial y residencial, siendo este último correspondiente al 90% de los clientes totales aproximadamente. Cada uno de ellos tienden a un comportamiento de carga en específico, como se muestra en las figuras 1-11, 1-12 y 1-13.



Figura 1-11 Curva carga residencial [5].

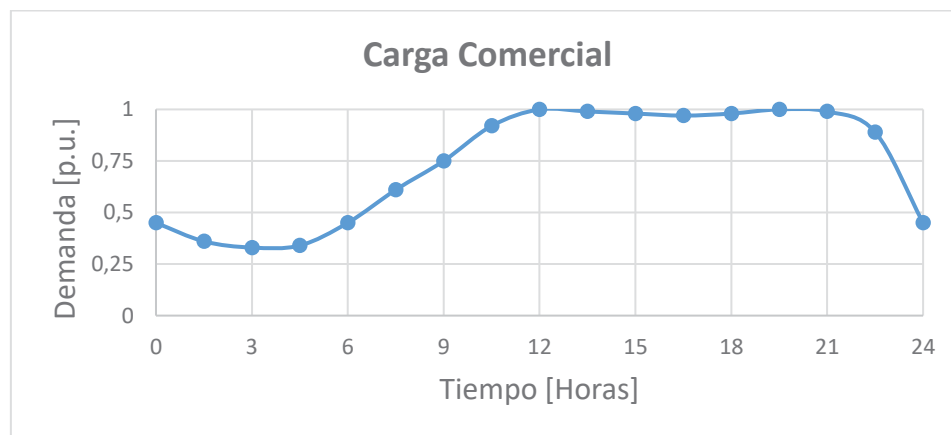


Figura 1-13 Curva de carga comercial [5].

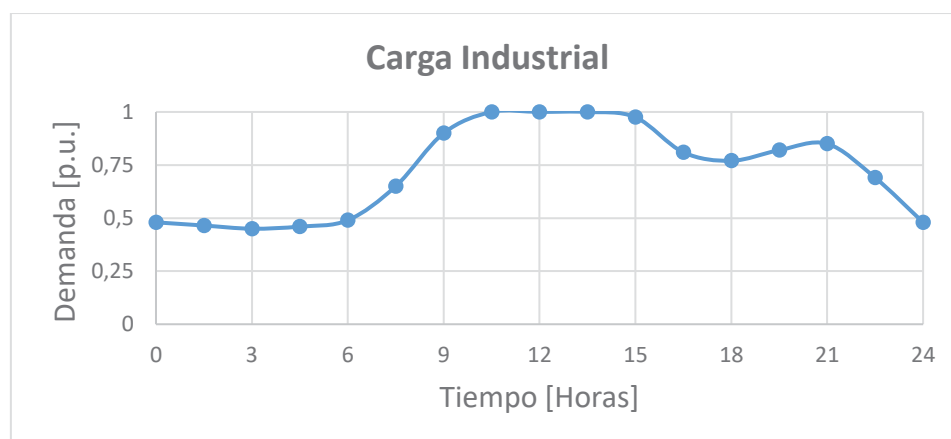


Figura 1-14 Curva carga industrial [5].

Como se puede observar, las distintas curvas de potencia se diferencian principalmente en los horarios en donde se presenta el mayor consumo, los que dependen del tipo de usuario.

Hay que tener en consideración que los comportamientos que se muestran en las figuras 1-11, 1-12 y 1-13 son idealizados de forma general. Puntualmente para el comportamiento de la carga residencial se realizaron dos mediciones, con el objetivo de observar y analizar el comportamiento real de la carga. Ambas mediciones con una frecuencia de toma de datos de 5 [seg] por un periodo de 24 [Hrs]. Las curvas obtenidas de potencia se muestran en las figuras 1-15 y 1-16.

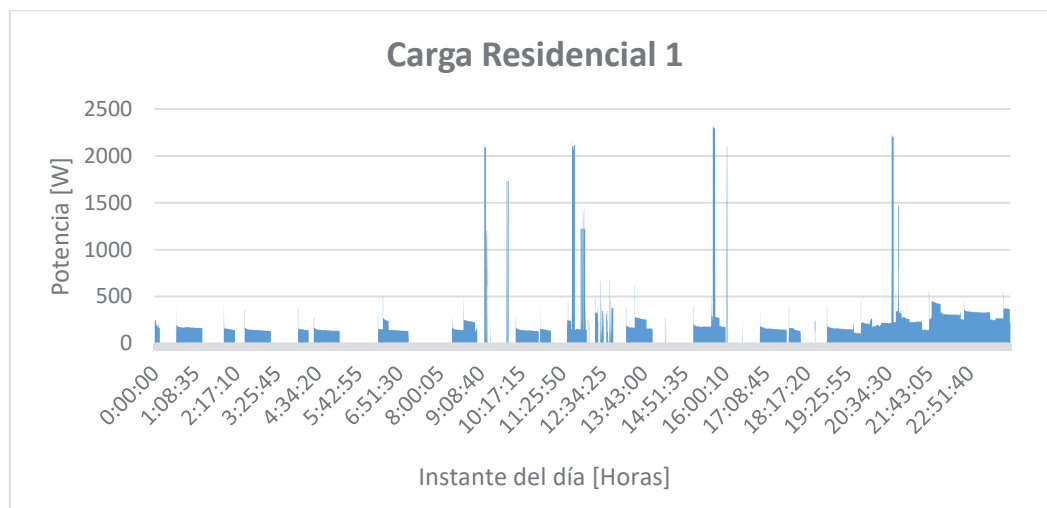
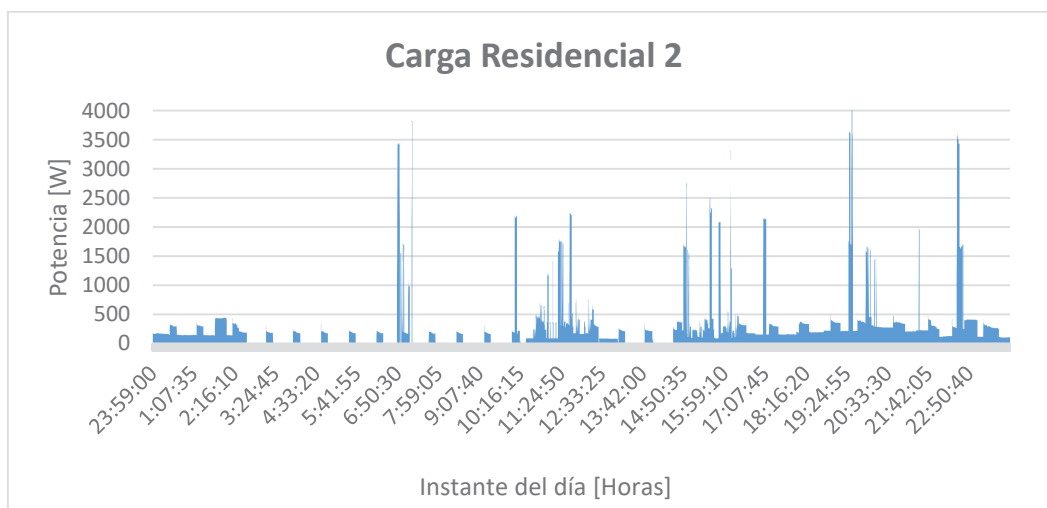


Figura 1-15: Medición carga residencial 1 [Fuente: Propia].



Fuente 1-16: Medición carga residencial 2 [Fuente: Propia].

Luego de la toma y análisis de los datos se prestó atención a los instantes del día que arrojaron un consumo nulo. Se sabe que es poco probable que esto ocurra por las características de los

aparatos presentes en los hogares de hoy y se concluyó que era debido al instrumento, específicamente a las pinzas utilizadas para medir corriente. La sensibilidad de estas pinzas (200 [A]) no permitieron detectar corrientes inferiores a 0.3 [A], por lo que el equipo arrojaba una corriente de 0[A] resultando una potencia nula en dichos instantes de tiempo.

1.4.3 Demanda, carga conectada y capacidad instalada

La demanda o potencia demandada es el “valor de la carga” y el valor que la caracteriza es el de la demanda máxima, esta última es la potencia máxima que se ha exigido al sistema en un cierto periodo de tiempo.

El valor de demanda máxima es el que se utiliza para cálculos de regulación o de dimensionamiento de los distintos equipos y elementos en un sistema de distribución. Hay que considerar que en un sistema eléctrico se pueden tener variaciones súbitas de la demanda, razón por la cual se acostumbra a establecer un periodo mínimo de tiempo en el que se debe mantener este valor de potencia, para que se considere éste como el máximo [5]. Este criterio se basa en que, en un tiempo muy corto, como cuando arranca un motor, la inercia térmica de los aparatos no afecta a los aislamientos de los equipos, por lo que no es conveniente dimensionar en ese nivel de demanda alta ya que se sabe que se presenta en un tiempo excesivamente corto.

El concepto de “carga conectada” se refiere a la suma de las potencias nominales de los equipos que utilizan la energía y por “carga instalada” a la suma de las potencias nominales de los equipos que suministran la energía, en este caso, los transformadores.

Entre los conceptos de carga y demanda existen relaciones que se utilizan como factores, entre ellos está el de demanda y de utilización:

Factor de demanda

El factor de demanda se entiende como la relación existente entre la demanda máxima de un sistema y su carga conectada. Indica el grado con el que se utiliza la carga conectada. Este se define de la siguiente manera:

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

Factor de utilización

Es la relación existente entre la demanda máxima y su capacidad instalada. Indica el grado con el que se utilizan los equipos que suministran la energía. Este factor se define de la siguiente manera:

$$\text{Factor de Utilización} = \frac{\text{Demanda Máxima}}{\text{Capacidad Instalada}} \quad (1-2)$$

En la figura 1-15 se muestra en detalle el concepto de demanda máxima, carga conectada y capacidad instalada.

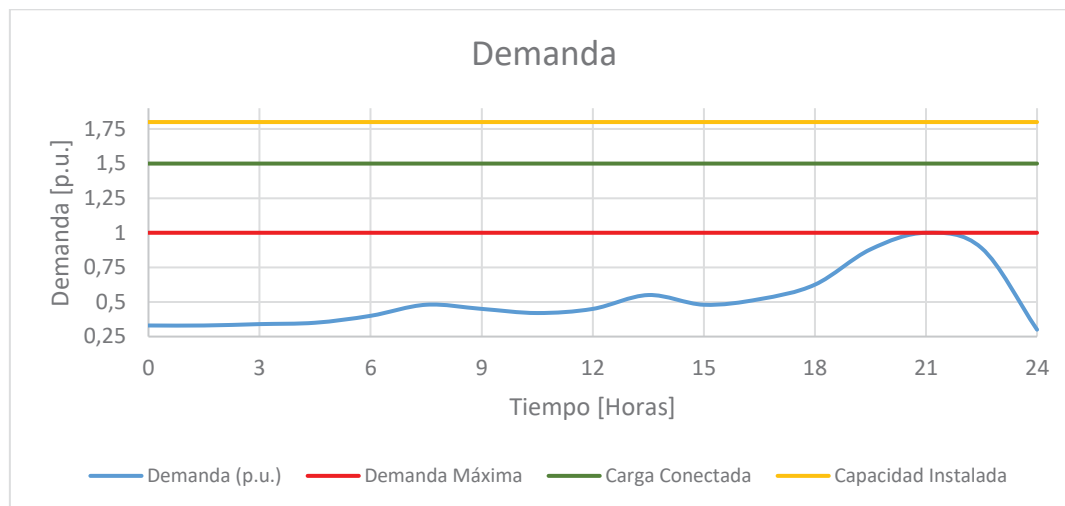


Figura 1-17 Demanda máxima, carga conectada y capacidad instalada [5]

Como se puede observar en la figura 1-15, el nivel de potencia más alto corresponde a la capacidad instalada, luego el nivel de carga conectada y por último la demanda máxima alcanzada por el usuario.

2 Planteamiento del problema

2.1 Introducción

En este capítulo se comenzará con un análisis de los índices SAIDI actuales para la contextualización de la temática. Se mostrarán brevemente los acontecimientos típicos de falla que se presentan en las redes de distribución, presentando algunos datos reales proporcionados por una compañía de distribución. Se continuará con el análisis del efecto de las fallas sobre el sistema de distribución en B.T., de qué manera afecta a los usuarios y a la empresa distribuidora. Se planteará el problema de automatización para luego finalizar con el estado del arte.

2.2 Índice actual de interrupción de suministro

Hoy la Política Energética 2050 está imponiendo sus nuevas condiciones a largo plazo para la interrupción de suministro. Específicamente pide para el año 2035 un índice de interrupción no superior a las 4 [Horas/Año] y un índice de 1 [Hora/Año] para el año 2050. Este pilar de la nueva política contempla interrupciones por fallas externas e internas, excluyendo interrupciones por fuerza mayor.

Las causas de interrupción de suministro se describen de la forma siguiente:

- Fallas Externas: Interrupciones de suministro producto de fallas en instalaciones de las empresas del segmento de generación y transporte de electricidad [14].
- Fallas Internas: Interrupciones de suministro producto de fallas en instalaciones de las empresas del segmento de distribución de electricidad [14].
- Fuerza Mayor: Interrupciones de suministro producto de fallas atribuibles a fuerza mayor, las que consideran hechos que son irresistibles e impredecibles, como terremotos [14].

En la figura 1-18 se presenta el resumen de los índices de los últimos cinco años, donde se puede apreciar la disminución del índice SAIDI a partir del año 2015.



Figura 1-18: SAIDI Anual acumulado [14].

Se debe tomar en cuenta que el índice SAIDI del año 2018 que se refleja en la figura 1-18 sólo se considera hasta el mes de Mayo. Podemos comparar el índice de cada año de otra forma gráfica, como se muestra en la figura 1-19.



Figura 1-19: Comparación SAIDI 2016 y 2017 [14].

Como se puede apreciar en la figura anterior la diferencia a fines de los años 2016 y 2017 es considerable, específicamente de 4,91 [Hrs]. El brusco aumento entre mayo y diciembre del 2017 fue producto de los temporales que afectaron la zona centro-sur del país.

Es a raíz de esta problemática que a la distribución eléctrica se le presenta el desafío de adaptarse a las nuevas tecnologías y, en conjunto con la creación adecuada de un modelo regulatorio entre empresas y clientes, garantizar los elementos clave que son la base de la distribución: Accesibilidad, calidad y alta disponibilidad en el servicio.

2.3 Problemas de falla en redes de distribución de B.T.

De la carga total que se presenta en un sistema de distribución se sabe que aproximadamente el 90% corresponde a carga de tipo residencial, la cual como ya hemos mencionado, tiene conexión

directa a las redes de baja tensión. Los problemas de interrupción de suministro afectan de forma única a los clientes y es de suma importancia para las distribuidoras ejecutar acciones que eleven los niveles de calidad y eficiencia del sistema. Las interrupciones en el sistema de distribución pueden ser originadas por distintas causas, entre ellas: Caída de árboles o ramas, capacidad insuficiente en subestación de distribución o nueva urbanización, causas fugaces o Flicker, choque de vehículos a postes o tirantes, cortes programados, desequilibrio de cargas, falla en trabajo con línea viva, falta de mantenimiento, hurto de energía o conductor, por operación y maniobras, temporal o viento fuerte, entre otros.

En la tabla 2-1 se muestran a modo de ejemplo algunos datos reales de causas de interrupción en el sistema de distribución (M.T. y B.T.) perteneciente a una compañía de distribución [15], especificando zona, causa, duración y número de clientes afectados.

Tabla 2-1: Eventos de interrupción por zona [15].

Zona	Causa	Duración [Horas]	Clientes Afectados
Costa	Choque vehículo a poste	7,87	36
Costa	Choque vehículo a tirante	0,52	340
Costa	Desequilibrio de cargas	0,07	176
Costa	Corrosión	0,17	116
Marga Marga	Choque vehículo a poste	10,78	89
Marga Marga	Poda no efectuada	7,87	275
Marga Marga	Faena en propiedad particular	0,17	1502
Marga Marga	Intempestiva Transmisión	0,07	5993
Los Andes	Obras nuevas / Modificación ingeniería	8,27	183
Los Andes	Caída de árbol	7,87	18
Los Andes	Envejecimiento de materiales	0,17	211
Los Andes	Choque vehículo a poste	0,52	1407

Las causas mencionadas anteriormente también se pueden encontrar de forma más específica a nivel de baja tensión, en la tabla 2-2 se dan ejemplos pertenecientes a la misma base de datos. Estos eventos tienen por descripción la operación de interruptor termomagnético y se debe considerar también que las interrupciones indican un punto de falla en B.T. que es llevado al equipo superior, es decir, si se produce una falla en B.T. se codifica a la protección de M.T. del transformador.

Tabla 2-2: Eventos de interrupción en B.T. [15].

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 a tirante	3,20	4
Quillota	Poda propia indebida	0,85	4

Mantener la calidad y continuidad del suministro eléctrico es una prioridad para las distribuidoras, ya que toda falla en el sistema se traduce en multas para la compañía e interrupción de energía para el cliente.

Entonces, las fallas en la red de B.T. son una causa significativa de la interrupción de suministro al cliente y por consiguiente implica un período de tiempo en que el mismo no puede desarrollar sus actividades que dependen de la energía eléctrica, pudiendo generar reclamos hacia la compañía distribuidora.

La característica de las redes de distribución de B.T. que agrava esta problemática es la configuración radial de la misma. En la figura 2-1 se puede ver la disposición de la red aguas abajo del transformador de distribución, en donde se puede apreciar que una falla en cualquier punto de la red se traduce en la operación del fusible y por consiguiente la pérdida de energía total en el alimentador de B.T.

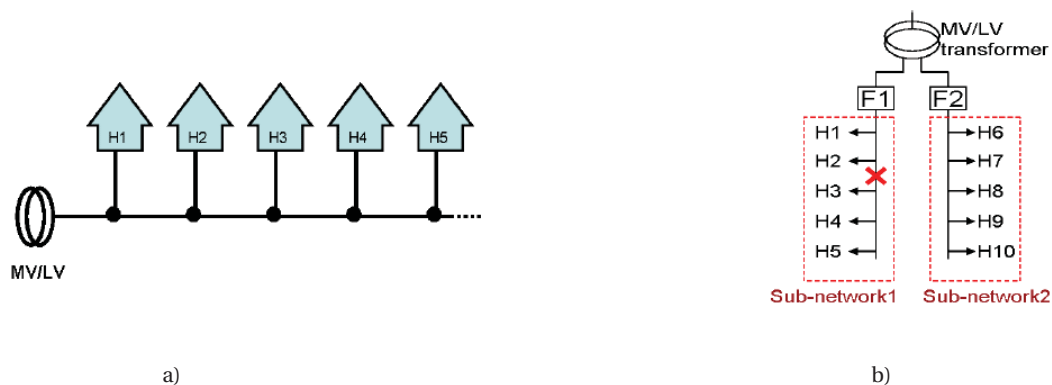


Figura 2-1: a) Red radial típica de B.T., b) Sub-redes de B.T. [16].

Los fusibles son la solución tradicional para la protección de redes de baja tensión. Sus principales limitaciones son que requieren de intervención manual para la restauración del suministro y es posible que no responda de manera efectiva o segura a todo tipo de falla. El despliegue de cuadrillas por parte de la distribuidora se traduce en costos operacionales y, en consecuencia, aumentan el tiempo de reposición del servicio eléctrico. Es común también que fallas

intermitentes afecten redes envejecidas resultando en múltiples operaciones de fusibles. Inevitablemente esto conduce a una confiabilidad de suministro deficiente y aumenta los costos debido al tiempo de operación en el sitio e inevitables reclamos de los clientes.

2.4 Planteamiento del problema de automatización

2.4.1 Automatización en sistemas de distribución

En las redes eléctricas tradicionales se tiene un esquema de generación concentrada con el flujo eléctrico en un solo sentido. La operación está basada en el comportamiento histórico, lo que implica que los operadores de los centros de control tomen las decisiones en base a la experiencia y conocimiento propio. Las redes actuales están cambiando, cuentan o contarán simultáneamente con esquemas de generación concentrada, generación distribuida, fuentes alternas y renovables, implicando flujo eléctrico en dos sentidos. La información poco a poco se está basando en datos adquiridos y procesos en tiempo real por sistemas de información de apoyo a la toma de decisiones. Esta evolución implica la adopción de nuevas tecnologías para poder operar adecuadamente las redes y cumplir con los objetivos de seguridad, continuidad y calidad de suministro.

Un sistema de distribución automatizado es aquel capaz de reaccionar de forma automática, sin intervención humana directa, ante posibles faltas que se pueden producir, realizando las maniobras necesarias para cumplir la función para la que ha sido diseñado.

2.4.2 Planteamiento del problema

La motivación de implementar automatismos en la red de distribución de baja tensión viene dada por la necesidad de mejorar la calidad de servicio que se le entrega a los clientes finales y reducir los tiempos de corte de suministro.

El problema a solucionar por el automatismo a implementar se refiere primordialmente a la seccionalización de la red. Con esto el sistema debería ser capaz de identificar una eventual falla, aislarla y reducir la zona o número de clientes sin energía. El sistema de automatización deberá poder relacionarse con los distintos componentes existentes en la red de baja tensión para cumplir con este objetivo, junto también con los eventuales nuevos equipos o dispositivos que se deban implementar. Para ser más precisos la automatización para este fin debe comprender un sistema de conmutación, control y comunicación que permitan la operación de las redes en tiempo real.

La dificultad del problema de automatización de las redes de distribución en baja tensión es que, al menos en nuestro sistema, no existe un sistema similar. En contra parte sí existe a nivel de media tensión, por lo que eventualmente se podría solucionar el problema realizando un análisis comparativo llevando el concepto de media a baja tensión.

2.5 Estado del Arte

En esta sección se mostrarán distintos informes, documentos y publicaciones que muestran el estado del arte de la temática de este proyecto. Se podrá ver en qué nivel de desarrollo se encuentra la automatización de redes enfocada en B.T.

[17] C. P. Blanquel, «Automatización de la distribución en las redes inteligentes,» [En línea]. Available: https://es.slideshare.net/FiiDEM/3-automatizacion-distribucion?from_action=save. [Último acceso: 2 11 2017].

En este enlace se muestra de forma global los automatismos existentes en sistemas de distribución a nivel de media tensión. Se debe tener en cuenta que la información, en un principio, para niveles de B.T. fue escasa, por lo cual se partió por conocer de forma general los automatismos aplicados a M.T.

Con el objetivo del confinamiento de fallas sobre alimentadores o circuitos este enlace explica un sistema de seccionamiento automatizado. Gracias a puntos de telecontrol distribuido con el uso de RTU (Unidades de Telecontrol Remotas) se monitorean los estados digitales que permiten confinar las fallas, o bien, que anuncien alarmas por sobrecorriente o baja tensión. En cada punto se adquieren datos en tiempo real (Niveles de corriente, tensión, potencia, entre otros), los cuales se monitorean mediante SCADA, que también permiten dar órdenes desde el centro de control para la operación de los dispositivos.

[18] Carolina Estefan, «Tesis: Automatización en redes de distribución,» 2013.

Este documento se estudió a modo de complemento de la referencia anterior [17]. Esta tesis hace un estudio de dos aplicaciones de automatización en un sistema de distribución de energía uruguayo. Uno de ellos tiene que ver con la reconfiguración de la red. Específicamente se trata de automatización para sistemas de distribución en anillo abierto con doble alimentación, en los cuales dos de las salidas de una estación se encuentran anilladas mediante un seccionalizador. El automatismo está implementado en la RTU de la subestación, la cual dispone de un módulo PLC y conexión a SCADA.

[19] Musse Ahmed, Soo Lian, «Novel Automation Fault Isolation System on Low Voltage Distribution Automation System,» 2013.

Este documento presenta un nuevo algoritmo basado en configuración del sistema de distribución utilizando técnicas de automatización por conmutación, relés y configuración de tiempo automático. Su principal objetivo es la implementación de un sistema automatizado de aislamiento de falla, capaz de detectar, localizar, aislar la falla y operar equipamiento de forma automática. Este sistema es integrado por SCADA y RTU.

Esta investigación se basa en un sistema de distribución en donde las cargas están conectadas a dos alimentadores en donde cualquier sección del alimentador puede aislarse sin interrupción de suministro. Este sistema almacena y procesa los datos adquiridos para su análisis y operar la red de forma automatizada a través de programación inteligente.

[20] J. Sinha, «Automating Low Voltage Distribution Networks Using Sensor Technologies,» [En línea]. Available: <http://www.electricalindia.in/blog/post/id/11823/automating-low-voltage-distribution-networks--using-sensor-technologies>. [Último acceso: 30 10 2017].

Este enlace explica un sistema de adquisición de datos mediante sensores de corriente de paso en la red de B.T. para aplicación de un sistema automatizado. Estos sensores miden el flujo de corriente de falla en tiempo real y ayudan en la identificación temprana de sobrecarga, cortocircuitos y fallas a tierra. Con la detección y análisis de los datos anormales se aíslan fallas y conmutan dispositivos automatizados en la red de B.T. para minimizar el impacto de las interrupciones de suministro en los clientes. El control y supervisión de datos es posible gracias a un sistema SCADA, el cual obtiene los datos obtenidos por los sensores mediante RTU (Unidades terminales remotas) en tiempo real.

[21] UK Power Networks, «Flexible Urban Network Low Voltage,» [En línea]. Available: <http://innovation.ukpowernetworks.co.uk/innovation/en/Projects/tier-2-projects/Flexible-Urban-Networks-Low-Voltage/>. [Último acceso: 10 11 2017].

Proyecto de distribuidora en el Reino Unido enfocado en redes, que mediante estudios, presentan una tendencia creciente de problemas de tensión y aumento de demanda, lo que se traduce en sobrecarga de transformadores. Se aplica la electrónica del estado sólido para reforzar y facilitar la conexión de tecnologías bajas en carbono y generación distribuida, como también enfrentar problemas de fallas en áreas urbanas.

Esta iniciativa, que tuvo inicio el año 2014 y aún se encuentra en desarrollo, busca optimizar la capacidad de la red de B.T. en contra parte del pronóstico de crecimiento de ciertas zonas. La modificación de la estructura de la red es esencial para proporcionar control y reconfiguración de la red en combinación con conmutación remota.

Mediante conmutadores de circuito y cajas de enlace se monitorea la red en tiempo real, así como también las distintas cargas. El sistema implementado tiene la habilidad de reconfigurar la red de B.T. por medio de estos conmutadores de forma automatizada. Se optimiza la red para reducir la operación de fusibles por sobrecarga permitiendo un ahorro económico y de tiempo de operación.

3 Alternativas de automatización en redes de baja tensión

3.1 Introducción

En este capítulo se hará un breve análisis de lo estudiado en la sección del Estado del Arte, con el objetivo de encaminar correctamente el planteo de las alternativas de automatización para las redes de B.T.

Se definirán las características generales y específicas que tienen que tener las alternativas de automatización. Luego se hará un análisis de los dispositivos disponibles en el mercado que ayuden a alcanzar los objetivos de este proyecto, y así, finalizar con el estudio del impacto que tendrá la implementación de dichos dispositivos en las redes de B.T.

3.2 Método de automatización

3.2.1 Análisis de estado del arte

En el análisis del estado del arte se pudo apreciar la tendencia en cuanto a sistemas automatizados utilizados, como también las distintas variantes entre ellos. El desarrollo de cada estudio o proyecto respecto a la automatización de redes en B.T. se enfoca en elevar la confiabilidad y calidad del suministro eléctrico, con el objetivo de entregar un servicio de mayor nivel al cliente, como también la minimización de costos operacionales (económicos y de tiempo) para la distribuidora.

Una de las características que se presentó en la gran mayoría de los casos estudiados fue la implementación de un sistema de seccionalización automatizada en la red, en los que cada uno de ellos se puede desglosar como un sistema de tres pilares fundamentales: Control, comunicación y conmutación automatizada en la red de baja tensión.

Las variantes entre los sistemas analizados corresponden a particularidades en cada sistema. Por ejemplo, por medio de qué dispositivo se adquieren y envían los datos tomados de la red, la

naturaleza de los dispositivos de conmutación, configuración de la red de B.T. en donde se aplica, entre otras.

Es importante destacar también la importancia que se le da a las tecnologías bajas en carbono y de generación distribuida, en la gran mayoría de los documentos estudiados se hace mención de estas variantes que se hacen cada vez más presentes en los sistemas eléctricos de potencia.

3.2.2 Características generales del sistema automatizado

Según el análisis que se ha hecho hasta ahora en este trabajo de título, en el cual se considera la problemática y también la investigación de la automatización en redes a través del estado del arte, se puede concluir de forma general sobre cuáles son los aspectos y características que debe tener la solución que será propuesta.

La investigación nos permite concluir sobre un objetivo general, el cual contiene dos pilares fundamentales:

- **Objetivo sobre el cliente**

La implementación de un sistema automatizado para enfrentar problemas de falla en la red de B.T. debe ser un beneficio directo al cliente, ya que la carga de tipo residencial es la que se asocia a este nivel de la red de distribución. Los automatismos que se presenten darán una solución al problema del corte de suministro, disminuyendo los tiempos en que los usuarios estén privados de energía eléctrica para desarrollar sus actividades normales.

- **Objetivo sobre la empresa distribuidora**

Los automatismos presentes en las redes de distribución beneficiarán a las empresas distribuidoras. Un sistema de estas características permitirá una operación de las redes de forma mucho más eficiente, economizando tiempo y costo a la hora de enfrentar problemas de fallas en el sistema, con todo lo que ello implica. La automatización también permitirá la adquisición y análisis de datos en tiempo real, lo que se traduce en un monitoreo detallado y actualizado de la red de baja tensión.

3.2.3 Características específicas del sistema automatizado

Podemos concluir, que es necesario un sistema automatizado que sea capaz de seccionalizar la red. Se mencionó en el capítulo dos que las redes de baja tensión presentes en nuestro sistema eléctrico son de naturaleza radial, también se explicó el efecto que tienen los eventos de falla en estas redes. Es por esto que el método de automatización para la solución de la problemática será el estudio de un sistema que permita la interconexión de redes radiales, como se muestra en la figura 3-1.

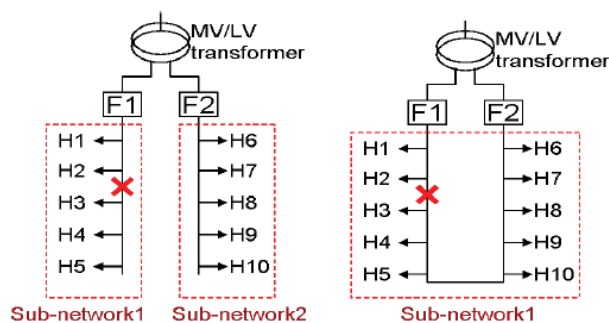


Figura 3-1: Red de B.T. en disposición radial (izquierda); Redes radiales interconectadas (derecha) [16].

En la figura 3-1 del lado izquierdo se puede apreciar cómo afecta una falla en la red radial. En este caso provoca la operación del fusible F1 dejando sin energía la totalidad del alimentador de B.T. y, por consiguiente, a todas las cargas desde H1 a H5. Si el sistema fuera capaz de seccionalizarse e interconectar estas sub-redes radiales se podría lograr lo siguiente: Una vez localizada y aislada la falla entre H2 y H3 se podrían interconectar ambas sub-redes, así como se muestra en la figura del lado derecho, pudiendo reestablecer el suministro de las cargas H3, H4 y H5 desde el alimentador correspondiente al fusible F2.

Llevando más a fondo el análisis de las características que debe tener un sistema automatizado, para el alcance de los objetivos de este trabajo de título, se han definido múltiples detalles que deben ser considerados. El sistema de automatización que se aplique a la red de baja tensión deberá cumplir con lo siguiente:

- El sistema debe ser capaz de adquirir datos de la red en tiempo real. Esta información será de utilidad para el monitoreo del sistema de B.T. y entregará información que será útil para los operadores en los centros de control.
- Debe ser capaz de procesar los datos y tomar decisiones inteligentes. Tiene que tener una doble funcionalidad en cuanto a su modalidad de operación: Dar una opción de que el sistema sea totalmente automatizado, es decir, ante un evento de falla éste tome decisiones de forma autónoma y que genere las acciones pertinentes; Como segunda opción el sistema debe emitir alarmas en el centro de control ante algún evento de falla, para que así los operadores puedan dar órdenes al sistema automatizado desde el centro de control.
- Entonces, con el desarrollo de los puntos anteriores, el sistema debe ser capaz de identificar, localizar y aislar fallas en la red de baja tensión. Con esto aportar en la eficiencia del sistema.
- El sistema de automatización debe tener dispositivos que sean capaces de seccionalizar la red de forma remota. Tienen que ser aparatos que puedan adaptarse a las características del sistema de B.T. considerando niveles de corriente y tensión.
- La tecnología del sistema de automatización a implementar debe ser compatible con la tecnología que está presente hoy en las redes de distribución. Tanto el control, comunicación

y el sistema de conmutación deben ser capaces de coordinarse de alguna manera con las modalidades que ya están instauradas en el sistema.

- Este sistema no debe sólo adecuarse al presente, debe estar enfocado y motivado al desarrollo en conjunto con otras medidas inteligentes que se están presentando poco a poco en los sistemas de distribución. Una coordinación entre estas tecnologías será fundamental para alcanzar un sistema Smart Grid.
- Este deberá representar una inversión importante y significativa para la empresa distribuidora, con la finalidad de mejorar los índices de confiabilidad y calidad del servicio suministrado. Entregará, como ya se ha mencionado, beneficios tanto para el cliente como también para la distribuidora.

3.3 Dispositivos Eléctricos que pueden ser implementados en redes B.T.

3.3.1 Criterios a considerar

Como se indicó en las secciones anteriores cualquier método o sistema de automatización a utilizar en las redes de baja tensión se estudiará desde la perspectiva de tres pilares principales: Control, comunicación y conmutación automatizada, tal como se muestra en la figura 3-2.

Estos tres pilares son lo principal a definir para poder analizar los posibles métodos o sistemas que se puedan utilizar con el fin de seccionalizar la red de forma autónoma. Se debe recordar que reducir los tiempos de interrupción es el objetivo del sistema que se busca, haciendo uso de tecnologías nuevas u existentes en las redes de distribución de baja tensión.

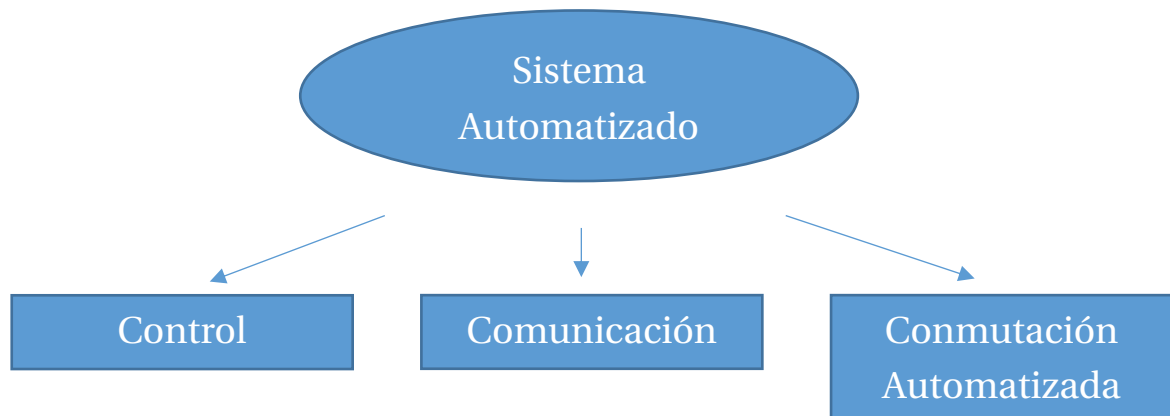


Figura 3-2: Ejes Fundamentales [Fuente: Propia].

3.3.2 E.A. Technology: ALVIN Family

En esta sección se muestra este ejemplo puntual ya que representa los objetivos que se quieren alcanzar con la propuesta que se realizará.

E.A. Technology es una empresa especialista en soluciones de gestión de activos para propietarios y operadores de activos eléctricos. Tiene locación principal en Reino Unido y ofrece sus servicios en varias partes del mundo, desde 1966 se caracterizan por ser una organización pionera en investigación y desarrollo al servicio de la industria eléctrica.

ALVIN es una familia de productos que ofrece esta empresa, que consiste en dispositivos para restauración y control de redes de B.T. y clasifican este sistema como uno de los más avanzados técnicamente para la gestión segura de fallas y la red automatizada.

Esta empresa se puso por objetivo el desarrollo e implementación de nuevas tecnologías para cumplir con las demandas y expectativas de los clientes. Partieron del concepto de que los sistemas de automatización presentes en los sistemas de alta y media tensión eran necesarios replicarlos de alguna forma a niveles de baja tensión.

El sistema ALVIN ofrece las siguientes soluciones:

- Monitoreo de la red de B.T.: Este sistema se puede configurar para crear la infraestructura de comunicación requerida para comprender y controlar la red.
- Administración del estrés de la red de B.T. producto de las tecnologías bajas en carbono. Involucrando generación distribuida, incrementación de la demanda y asistencia con capacidad compartida entre transformadores.
- Reconfiguración de la red de forma remota: Este sistema puede interconectar redes radiales por medio de dispositivos inteligentes.
- Si la comunicación falla este sistema puede programarse para que sea independiente y tome sus propias decisiones inteligentes.

Capacidades del sistema:

- Monitorea la red: Mide variables, como por ejemplo: Tensión, corriente, nivel de falla, distorsión armónica, entre otros. Por lo que provee información en tiempo real de sistema de B.T. y proporciona también alarmas.
- Es capaz de reconfigurar la red para balancear la carga y tensión.
- Eleva la confiabilidad y disponibilidad del servicio eléctrico. Las funciones automatizadas de este sistema permiten una rápida restauración del suministro.
- Ofrece una plataforma para permitir que los algoritmos detecten la presencia de dispositivos fotovoltaicos, vehículos eléctricos, entre otros.

Beneficios potenciales:

- Equipamiento de bajo costo.

- Bajo mantenimiento y costo de por vida.
- Mejora en el rendimiento de la red.
- Aumento en la eficiencia de los recursos y reducción del costo operativo.
- Refuerzo de la red respecto de la carga.

ALVIN Reclose

Dentro de la familia ALVIN uno de los componentes incluidos es un tipo de reconectador, como el que se muestra en la figura 3-3, el cual ofrece a los operadores de red una solución de restauración de suministro única y de bajo costo. Dentro de sus características tenemos:

- Restauración de suministro automático.
- Instalación simple y adaptable.
- Múltiples reconexiones, hasta el límite que el operador indique.
- Conmutación sin arco eléctrico.
- Operación remota desde la subestación para mejorar seguridad del operador.
- Coordinación con las características del fusible 400 [A] y 315 [A] BS88.
- Automatización, telecontrol y monitoreo.
- Registro de datos internos, incluido el paso de falla, contador de operación y estadísticas de carga.
- Prueba del estado de la red antes de la operación.



Figura 3-3: ALVIN Reclose [22].

ALVIN Mini Portal

El sistema de comunicación de este sistema está hecho para ser compatible con un sistema SCADA. Cada conjunto trifásico de este sistema viene con un dispositivo de comunicación separado, figura 3-4 que proporciona la interfaz entre los reconectores y el servidor donde se almacenan todos los datos.

Este dispositivo consiste en un modem y microcomputadora para proporcionar funciones adicionales y es compatible con DNP3.



Figura 3-4: ALVIN Mini Portal [22].

Es posible conectar los reconectores al servidor web y proporciona acceso completo a todos los registros de datos en el reconector. Permite el acceso de operadores locales a través de teléfonos inteligentes que tengan conexión a internet u otros dispositivos portátiles.

Sus características principales son:

- Reconector conectado a un servidor web.
- Acceso total a los datos adquiridos.
- SMS/correo de alarma.
- Acceso de operadores locales vía teléfonos inteligentes u otros dispositivos portátiles.
- Acceso remoto por medio de protocolo DNP3.
- Está habilitado para conectar otros sensores, como de temperatura, humedad, seguridad y acceso.

ALVIN LinkSense

Este es un actuador universalmente programable con tecnología de conmutación que permite cualquier operación programada. Es energizado directamente del alimentador, pero tiene un

sistema de reserva de energía para las para las operaciones que estén fuera de línea. Recopila todos los datos relevantes de la red. Puede medir valores instantáneos de corriente y tensión, los que puede procesar para obtener otros resultados que se requieran.

Este actuador se puede programar según los requisitos del cliente, pero viene con tres configuraciones principales y probadas que permiten el paso a los beneficios que tiene la interconexión de redes automatizada en las redes de B.T.

La primera configuración, que se muestra en la figura 3-5, permite la conexión/desconexión de redes interconectadas cuando la pérdida de suministro está presente en ambos lados (niveles de tensión).

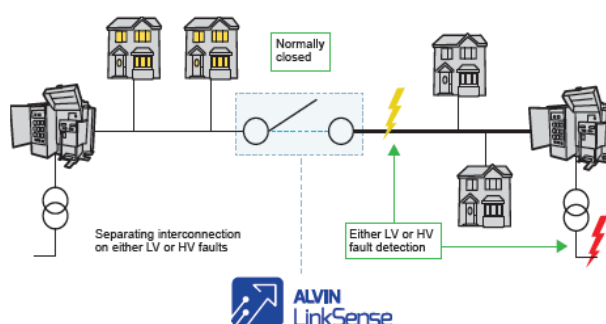


Figura 3-5: Configuración N°1 del actuador [22].

La segunda configuración, que se muestra en la figura 3-6, tiene por finalidad la seccionalización de redes radiales o interconectadas para la aislación de fallas y posterior restauración de suministro para el máximo de clientes posibles. Trabaja coordinado con el reconectador (ALVIN Reclose) para aislar automáticamente la sección del alimentador con fallas y restaurar el suministro a las secciones sin fallas.

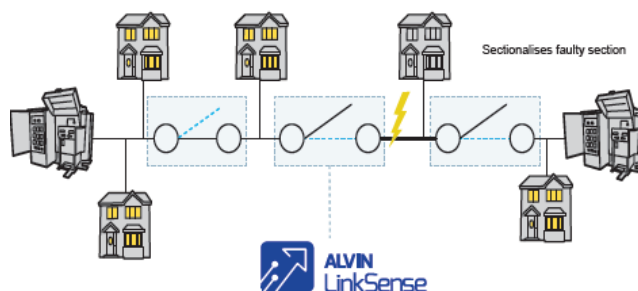


Figura 3-6: Configuración N°2 del actuador [22].

La tercera configuración, mostrada en la figura 3-7, está diseñada principalmente para redes radiales. Actúa como un punto abierto inteligente que conecta dos redes radiales para compartir

carga y, por lo tanto, aumentar el rendimiento de la red. Esta configuración tiene un enfoque para resolver los problemas en la red atribuibles a las nuevas tecnologías bajas en carbono.

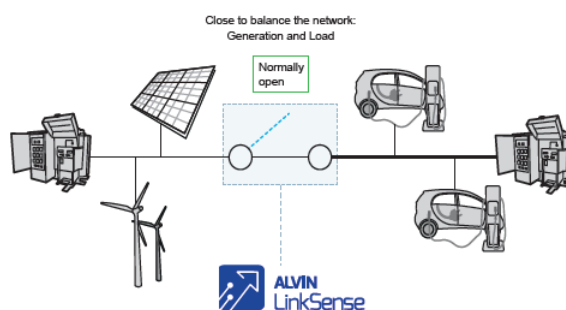


Figura 3-7: Configuración N°3 del actuador [22].

4 Propuesta de solución e implementación en sistemas reales

4.1 Introducción

En este capítulo se desarrolla la propuesta de un sistema automatizado, el cual se estudia y analiza en una red real de baja tensión. El método propuesto muestra los distintos dispositivos y equipamientos a implementar en la red para lograr la condición de sistema automatizado o semi automatizado, apuntando siempre al respaldo de la red ante fallas. Las secciones posteriores definen un método de análisis para poder observar distintos escenarios e instaurar los objetivos de los resultados para los capítulos siguientes.

4.2 Propuesta de un sistema automatizado

4.2.1 Método de automatización

Como fue mencionado en capítulos anteriores la configuración para una red de B.T. es por lo general de forma radial, en donde cada transformador puede tener una o más zonas de operación. Lo anterior se visualiza en la figura 4-1, en donde para el lado de baja tensión del transformador se observa que este se divide en dos zonas (Hacia el lado derecho e izquierdo del equipo).



Figura 4-1: Transformador distribución de dos zonas [Fuente: Propia].

El método de automatización propuesto será aplicado en un parque de transformadores que tenga una configuración que permita respaldar zonas bajo falla desde alguna zona cercana que pertenezca a otro transformador.

Lo que se implementará en la red serán dispositivos de conexión/desconexión telecomandados o de operación manual que permitan, en primera instancia, aislar fallas que se puedan presentar en una zona. También se implementarán otros dispositivos de las mismas características que sean capaces de establecer conexión con alguna zona de otro transformador, con el objetivo de poder reestablecer el suministro de energía a la mayor cantidad posible de clientes.

Para el desarrollo de esta propuesta se definen dos tipos de dispositivos de conexión/desconexión, los cuales se clasifican según su tipo de respaldo en el sistema:

Dispositivos de respaldo interno

Estos equipos tienen la función de aislar fallas y se disponen dentro de una misma zona de un transformador. Pueden ser o no automatizados.

Dispositivos de respaldo externo

Estos equipos tienen la función de interconectar zonas de distintos transformadores del sistema de baja tensión, con el objetivo de reestablecer el suministro de la mayor cantidad de clientes afectados luego de aislar la falla. Pueden ser o no automatizados.

En la figura 4-2 se muestra un ejemplo de un parque de dos transformadores de distribución. En la figura se pueden identificar con color azul los dispositivos de respaldo interno y con color verde los de respaldo externo.

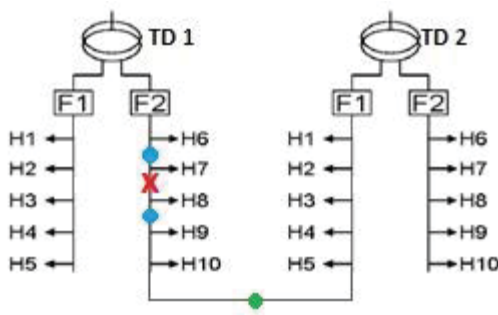


Figura 4-2: Parque de transformadores de distribución con dispositivos de respaldo [Fuente: Propia].

En la figura 4-2 se puede apreciar la configuración que permite la interconexión entre zonas de distintos transformadores. En la imagen se puede ver que al ocurrir una falla en la zona 2 del TD 1 los nodos de carga H6 al H10 quedarían sin suministro eléctrico por la apertura del fusible F2. Con operación de apertura de los respaldos internos será posible aislar la falla y luego, con la operación

de cierre del respaldo externo se restablecería el servicio a los nodos de carga H9 y H10, los cuales quedarían alimentados desde la zona 1 del transformador TD2.

4.2.2 Equipos y dispositivos a implementar en la red

Como se ha mencionado hasta ahora la implementación de dispositivos en la red es fundamental para lograr los automatismos deseados. Los equipos y dispositivos a instalar en la red son los siguientes:

Desconectores

Estos dispositivos son de operación mecánica (no automatizados) y dentro de esta propuesta podrán cumplir el rol de respaldo interno y/o externo. Tiene por finalidad seccionar la red en zonas específicas con el objetivo de aislar fallas y hacer posible el traspaso de carga entre zonas de transformadores distintos.

Reconectores

El concepto de estos dispositivos de media tensión se trae a nivel de baja tensión. Las características específicas de estos dispositivos son la posibilidad de operar de forma automatizada, permitiendo el seccionamiento de la red, la aislación de fallas y permitir el traspaso de cargas entre zonas de transformadores distintos. Estos equipos serán complementados con un sistema de control que permita el monitoreo del dispositivo.

Sistema de telecomando

Los reconectores tendrán su propio sistema de telecontrol, el cual permite el registro y supervisión de forma remota de las operaciones de interrupción y reconexión. El sistema de telecomando aplicado a los reconectores permitirá la transformación de la red original en una red automatizada, que tendrá la posibilidad de aislar fallas y realizar traspasos de carga de forma autónoma.

4.3 Índices de confiabilidad: SAIDI / SAIFI

Mejorar los índices de confiabilidad es el principal objetivo del sistema automatizado que se presenta en este trabajo de título. Es por lo anterior que en el análisis del sistema a implementar se hará el cálculo de los índices SAIDI y SAIFI en cada configuración propuesta sobre la red.

Estos índices internacionales definidos por la North American Electric Reliability Council (NERC) tienen por objetivo describir la propensión del sistema a fallar, o dicho de otra manera, la tendencia del sistema a operar correctamente, lo cual se conoce como confiabilidad del sistema. Estos indicadores se definen de la forma siguiente:

SAIFI

Índice de frecuencia media de las interrupciones del sistema. Permite determinar el número medio de interrupciones al cliente dentro de un periodo de interés, el cual, generalmente es un año.

$$SAIFI = \frac{(N^{\circ} \text{ Total de clientes interrumpidos})}{(N^{\circ} \text{ total de clientes})} \left[\frac{\text{Fallas}}{\text{Año}} \right] \quad (4-1)$$

SAIDI

Índice de duración media de las interrupciones del sistema. Permite determinar la duración total media de las interrupciones por cliente interrumpidos en un determinado periodo de tiempo.

$$SAIDI = \frac{(\text{Suma de las duraciones de interrupciones al cliente})}{(N^{\circ} \text{ total de clientes})} \left[\frac{\text{Horas}}{\text{Año}} \right] \quad (4-2)$$

Se debe recordar que este proyecto se realiza dentro del marco de la nueva ley 2050, que dispone dentro de uno de sus pilares que el índice SAIDI al año 2035 no debe superar 4[Horas/Año] y que para el año 2050 no debe ser superior a 1[Hora/Año].

4.4 Metodología de análisis y objetivo de los resultados

4.4.1 Metodología de análisis

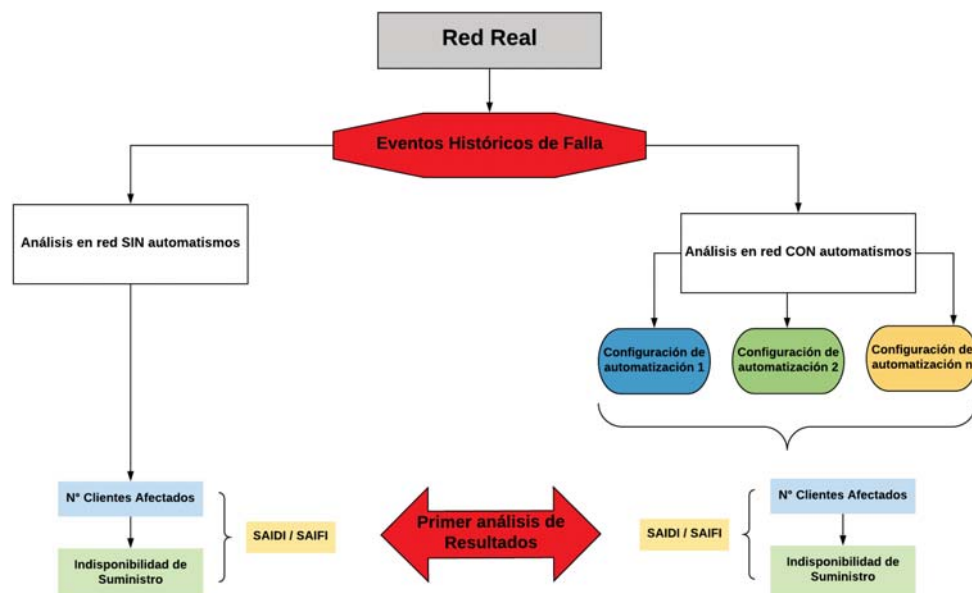


Figura 4-3: Primer análisis de resultados [Fuente: Propia].

La metodología de análisis de la propuesta se desarrolla sobre un registro histórico de eventos de falla, en donde se presentarán distintos escenarios de configuración automatizados, de los cuales se analizarán sus resultados y compararán entre los mismos. En la figura 4-3 se puede observar la primera parte de la metodología de análisis.

Del esquema se debe entender que se trabajará con un registro de eventos históricos de falla aplicados a la red real. Se partirá con un análisis de la red original, la cual no presenta automatismos. Luego, se procederá con el estudio de distintos escenarios propuestos de automatización con el objetivo de realizar el primer análisis de resultados, el cual consistirá en la comparación de las distintas variables señaladas en el esquema: número de clientes afectados e indisponibilidad de suministro.

El segundo análisis de resultados estará enfocado en la comparación entre todos los escenarios estudiados, puntualmente entre los índices SAIDI/SAIFI y la cantidad de dispositivos implementados. En la figura 4-4 se puede observar el esquema del análisis.

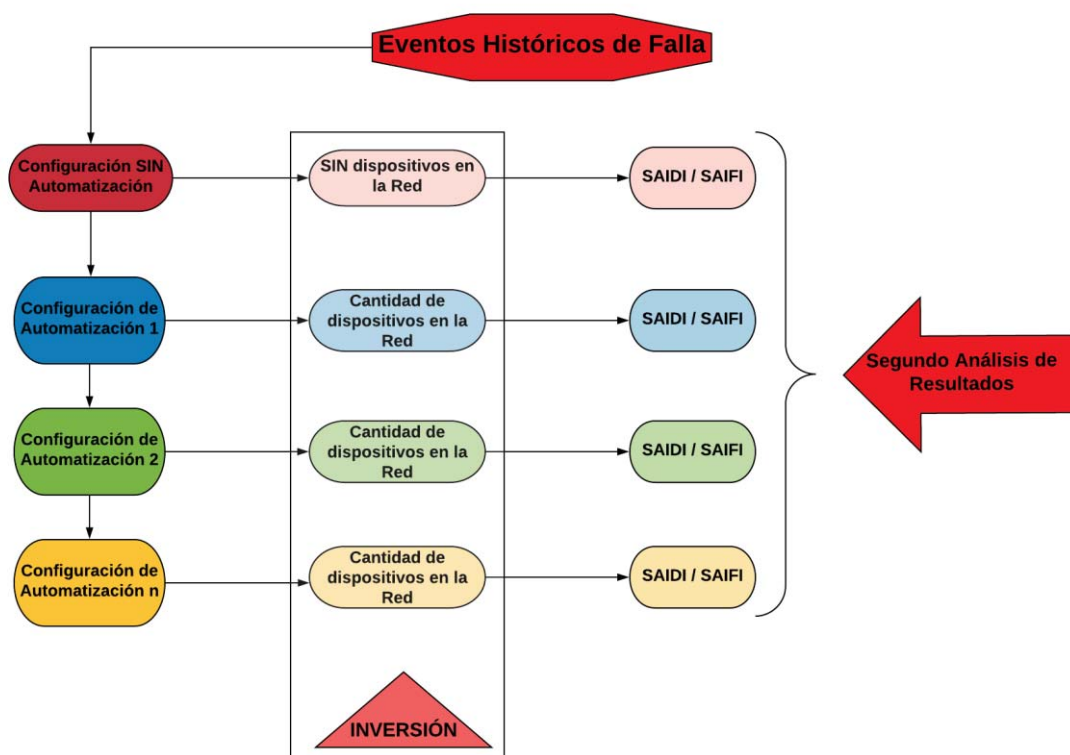


Figura 4-4: Segundo análisis de resultados [Fuente: Propia].

Se puede observar de la figura 4-4 la comparación entre los distintos escenarios, en donde se debe destacar que el análisis de la cantidad de dispositivos implementados en la red será una parte fundamental. La cantidad de dispositivos se traducirá en la inversión que implica cada escenario propuesto en comparación con los índices de confiabilidad.

4.4.2 Objetivo de los resultados

El objetivo del primer análisis de resultados será ver la variación de los índices de confiabilidad, de acuerdo a los distintos criterios de distribución de dispositivos en cada escenario propuesto. Es evidente que una red disminuirá sus índices de confiabilidad si se le implementan elementos automatizados, pero lo importante de este primer análisis será ver en cuánto lo hacen y, principalmente, si pueden llegar a cumplir con las disposiciones de la nueva ley 2050.

El segundo estudio está enfocado en el análisis económico que tendrá cada escenario propuesto. A través de la cantidad de dispositivos se podrá obtener la inversión que exige cada configuración de automatización y con ello llegar a una comparación entre los índices de confiabilidad SAIDI/SAIFI y la inversión.

5 Simulaciones y resultados

5.1 Introducción

En este capítulo se desarrolla el análisis de la propuesta sobre una sección de B.T. real y las simulaciones del sistema se realizan en el software DigSILENT Power Factory y también con apoyo del software Autodesk Autocad. Se presentarán los datos e información facilitada por una compañía de distribución junto también con los supuestos necesarios para desarrollar el análisis. Gracias a la modelación en el software se pudo obtener los resultados necesarios que se especificaron en el capítulo anterior.

5.2 Modelación de la red en DigSILENT Power Factory 15.1

5.2.1 Utilización del software

La utilización del software consiste en la modelación de la red real de B.T. la cual consiste en la implementación de transformadores de distribución, líneas, nodos, cargas, dispositivos de conexión/desconexión (automatismos), entre otros.

La modelación de la red a analizar permitirá encontrar todos los resultados necesarios para completar el análisis propuesto en el capítulo anterior. Es importante mencionar que el software permitió digitalizar el diagrama unifilar existente de la red, ya que en un principio sólo se encontraba disponible en formato impreso.

5.2.2 Objetivos de la modelación

La utilización del software tiene directa relación con los objetivos del método de análisis y los resultados buscados que describe el capítulo cuatro. Los objetivos de la modelación son:

- Digitalización del diagrama unifilar de la red para tener una referencia visual del sistema completo.
- Realizar un ordenamiento de acuerdo a cada nodo de carga.
- Poder estudiar distintas configuraciones de automatización.

- Poder visualizar los resultados del flujo de carga antes de la implementación de automatismos.
- Poder visualizar los resultados del flujo de carga con los automatismos implementados.
- Observar en cada uno de los casos de análisis las posibles sobre cargas de líneas y transformadores de distribución.
- Observar el cambio del perfil de carga de cada configuración y verificar el cumplimiento de la regulación de tensión por norma para nivel de baja tensión.
- De acuerdo a sus resultados se pueden hacer los cálculos correspondientes para finalizar los análisis pertinentes.

5.2.3 Recopilación de datos y supuestos

Para poder desarrollar la modelación se recopilieron variados tipos de datos e información. Para poder completar el análisis se tuvieron que realizar distintos supuestos, los cuales son pensados en lo más cercano posible a una red real. Principalmente, la recopilación de datos y supuestos consisten en lo siguiente:

Red BT812

Esta es una red de B.T. existente, la cual contiene un total de 21 transformadores de distribución, con una potencia instalada total de 2197,5 [kVA]. Para los efectos de este proyecto se utilizará una sección de esta red y las características de ella se presentarán en las secciones siguientes.

Líneas

Esta información es parte de la misma base de datos de la red BT812. Se conoce el número de línea, nodo de inicio y término, tipo de conductor y longitud. Para efectos prácticos en la modelación de la red se utilizó el supuesto de que todas las líneas serían del mismo tipo de conductor. Los parámetros utilizados fueron los siguientes:

- **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:** 0,4[kV]
- **Corriente máxima:** 182 [A]
- **Frecuencia:** 50 [Hz]
- **Tipo Sistema:** AC
- **Fases:** 3

- **Neutro:** 1
- **Longitud:** Varía según el número de la línea en el sistema.
- **Número de líneas sección BT812:** 172

Nodos de carga (barras)

Esta información proviene de la misma base de datos de las líneas del sistema. Por cada nodo (barra, en la modelación) existe un cierto número de clientes con su carga respectiva, potencia activa y reactiva. Los parámetros utilizados para la modelación fueron los siguientes:

- **Número de nodos:** 172
- **Carga por nodo:** Potencia activa y reactiva.
- **Número de clientes:** Varía entre 0 a 10 clientes, información precisa por cada nodo.
- **Tensión nominal:** 0,4 [kV]

Transformadores de distribución

Los transformadores de distribución de la sección BT812 fueron modelados con los parámetros de la misma base de datos utilizada hasta ahora, los cuales son los siguientes:

- **Capacidad:** En KVA.
- **Tipo:** Transformador trifásico.
- **Niveles de tensión:** 13,2/0,4 [kV].
- **Conexión:** Dyn1
- **Pérdidas:** Según catálogo para cada caso.

Eventos de falla tipo

Los datos de eventos de falla tipo fueron proporcionados por una compañía de distribución y fueron presentados en la sección 2-3 de este informe. Se presentan nuevamente en la tabla 5-1.

Los eventos de falla presentado en la tabla anterior se tomarán como una referencia de hechos reales que se pueden aplicar en el análisis sobre la sección BT812, puntualmente con el tipo y duración de cada causa.

Tabla 5-1: Eventos de interrupción en B.T.

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 a tirante	3,20	4
Quillota	Poda propia indebida	0,85	4

5.2.4 Sección BT812

Como ya se mencionó, para efectos de este análisis, se tomó una sección de la red BT812. Dicha sección está conformada por un total de cuatro transformadores, los cuales tienen entre una y cuatro zonas de suministro. A continuación, se presenta la tabla 5-2 que contiene la información detallada en cuanto a capacidad, clientes totales y clientes por zona de cada transformador.

Tabla 5-1: Transformadores sección BT 812.

TD	Capacidad [KVA]	Clientes Zona 1	Clientes Zona 2	Clientes Zona 3	Clientes Zona 4	Total Clientes
1	45	87	-	-	-	87
2	112,5	112	149	-	-	261
3	75	84	53	37	-	174
4	75	90	4	11	77	182
Total Clientes Sección BT812 = 704						

5.2.5 Unifilar sección BT812

Con ayuda del software y modelación de la sección BT812 fue posible digitalizar el diagrama unifilar de dicha red. Cada transformador tiene sus zonas de suministro respectivas separadas por color para poder diferenciar en dónde están entregando energía. En la figura 5-1 se muestra el diagrama de la sección.

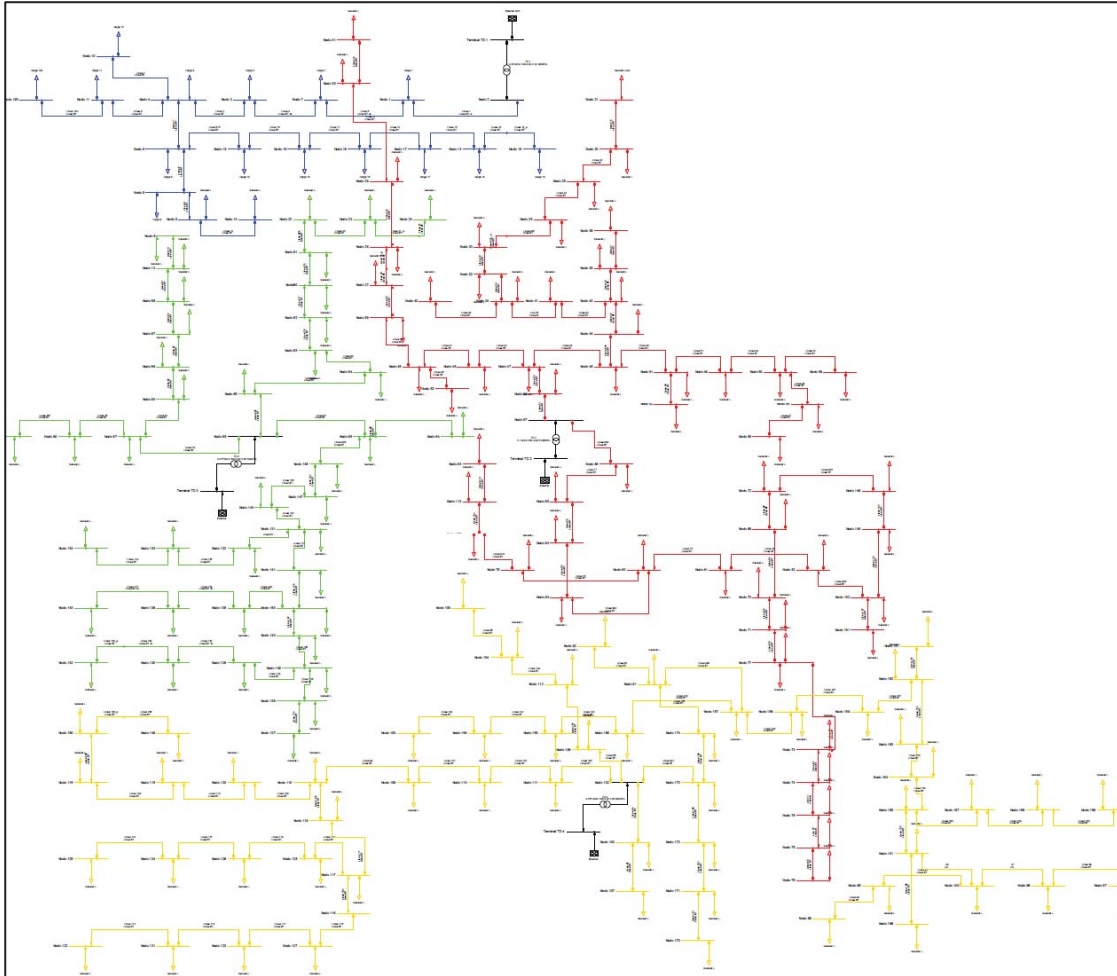


Figura 5-1: Unifilar Sección BT812 [Fuente: Propia].

5.3 Modelación de la red en Autodesk Autocad 2016

5.3.1 Utilización del Software

Se podrá ver en las secciones siguientes que se mostrarán distintos casos y propuestas de automatización sobre la red original. Con el objetivo de facilitar el entendimiento y visualización de cada configuración propuesta se eligió el software Autodesk Autocad 2016 para modelar la sección BT812. Los nodos de carga, en la base de datos utilizada, se encontraban georreferenciados para un plano X-Y. Lo anterior permitió importar las coordenadas al software para luego continuar la modelación.

5.3.2 Diagrama sección BT812

En la figura 5-2 se puede apreciar el diagrama de la sección BT812. Se debe tener en consideración que esta figura muestra el sistema original de la red, es decir, el sistema sin automatismos y sin ningún tipo de respaldo interno ni externo.

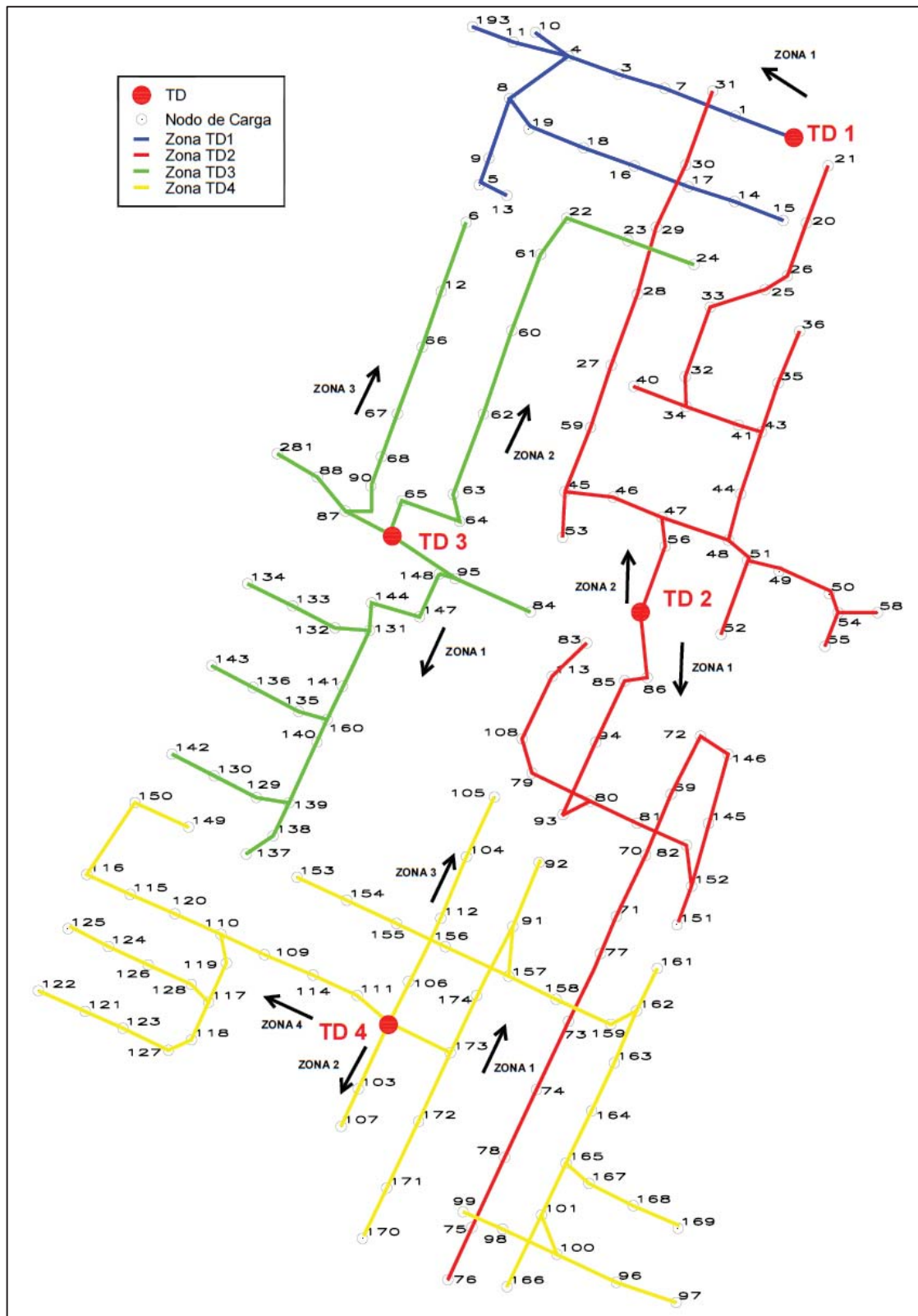


Figura 5-2: Diagrama sección BT812 [Fuente: Propia].

5.4 Información general de la red y registro histórico de fallas

5.4.1 Información general de la red

Como se mencionó anteriormente, la red a utilizar será la sección BT812, la cual está compuesta por un total de cuatro transformadores de distribución. A continuación, en la tabla 5-3, se presenta el detalle para cada transformador, considerando su capacidad, su porcentaje de utilización y la cantidad de clientes asociados a cada una de las zonas.

Tabla 5-3: Información general sección BT812.

TD	Capacidad [KVA]	Utilización [KVA]	Utilización [%]	Clientes Zona 1	Clientes Zona 2	Clientes Zona 3	Clientes Zona 4	Total Clientes
1	45	22,28	50,56	87	-	-	-	87
2	112,5	59,41	54,31	112	149	-	-	261
3	75	34,62	47,75	84	53	37	-	174
4	75	37,16	51,20	90	4	11	77	182
Total Clientes Sección: 704								

5.4.2 Registro histórico de fallas

Para la realización del análisis se presentará un registro histórico de fallas de la sección BT812, el cual será el mismo en todas las configuraciones propuestas. Lo anterior tiene como objetivo realizar una comparación válida de los resultados de cada configuración.

Este registro de fallas es un supuesto necesario para el estudio de los casos que se propondrán y está basado en la información de fallas entregada por una compañía de distribución, la cual se presentó en la tabla 5-1 de la sección 5.2.3 de este informe. Se presentarán dos tipos de fallas dentro del registro, las cuales tendrán distintas repercusiones en el sistema y en los resultados obtenidos:

Fallas permanentes

Estas implican un evento de falla que perdura en el tiempo y que depende de la intervención de un equipo técnico en terreno para ser despejada, como por ejemplo un choque de vehículo a poste.

Fallas temporales

Estas implican un evento de falla que no perdura en el tiempo y que no es necesaria la intervención de un equipo técnico para despejarla, como por ejemplo el contacto entre dos fases producto del movimiento de alguna rama de árbol.

Estos dos tipos de falla descritos tendrán distintas repercusiones en las configuraciones que se propondrán y serán explicadas en cada una de ellas. En la figura 5-3 se presentan los distintos eventos de falla históricos y en la tabla 5-4 el detalle de las causas, tipo y duración de cada una de ellas.

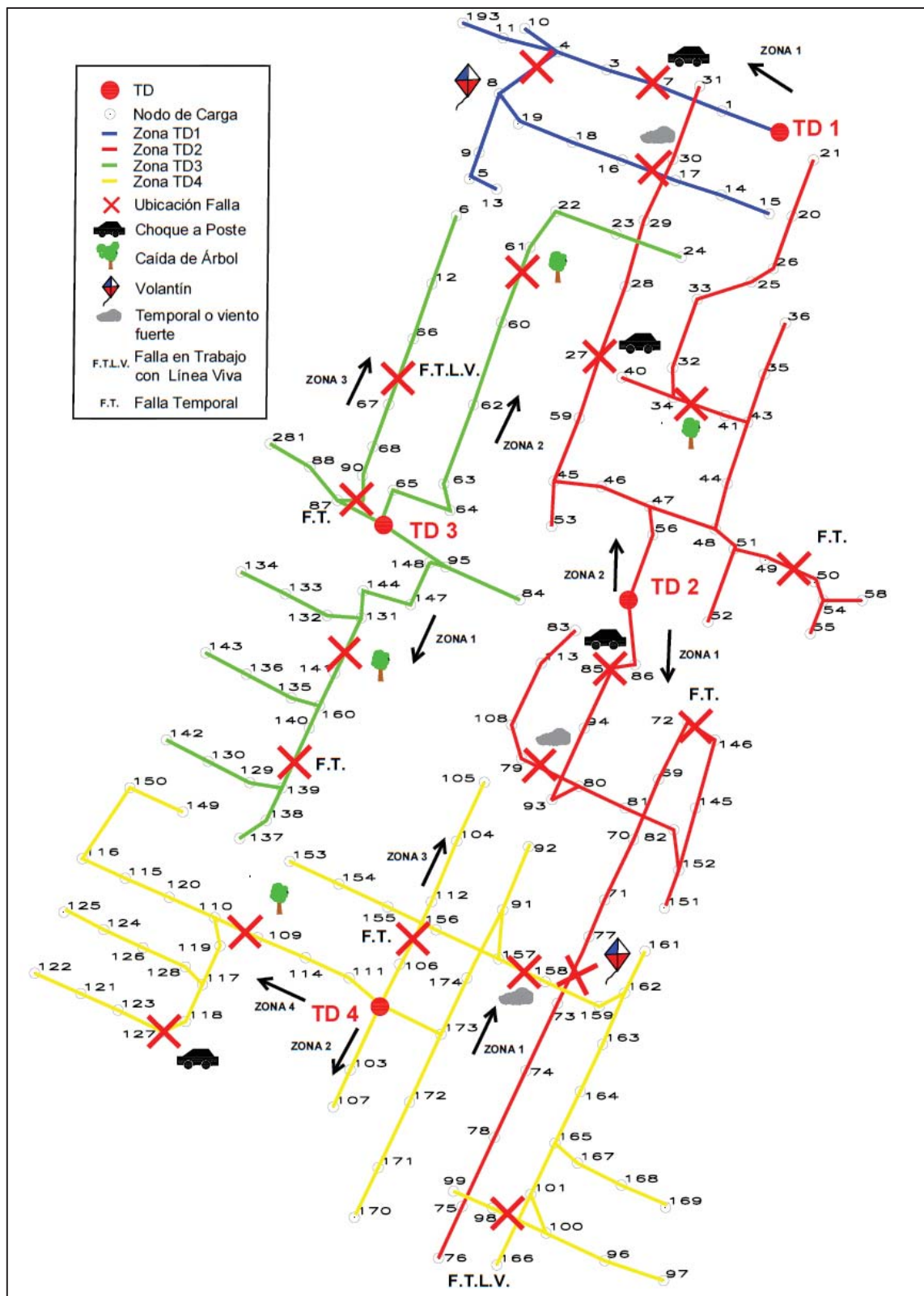


Figura 5-3: Diagrama de fallas en red original [Fuente: Propia].

Tabla 5-4: Tipos de falla

Causa	Tipo de falla	Duración [Horas]
Caída de árbol	Permanente	3
Falla en trabajo con línea viva	Permanente	1,92
Choque a poste	Permanente	4
Temporal o viento fuerte	Permanente	6
Volantín	Permanente	2
Árbol Genera contacto entre fases	Temporal	2

5.5 Análisis Escenario 1: Red original

5.5.1 Criterio de análisis

El análisis de este escenario y de todos los posteriores se basará, principalmente, en la obtención de los índices SAIDI/SAIFI. Esto se logrará considerando la duración de cada falla y el número de clientes afectados. El diagrama se puede observar nuevamente en la figura 5-3.

Un segundo análisis, no menos importante, será estudiar la regulación de tensión de los nodos de carga de la red, para verificar que se trabajará en un sistema que no tiene problemas de tensión en sus nodos. En cuanto a la regulación de tensión se analizará en base a lo que dispone la norma eléctrica, la cual dice lo siguiente para el nivel de baja tensión: Excluyendo períodos con interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión medido de acuerdo con la norma técnica correspondiente, deberá estar dentro del rango de $-7,5\%$ a $+7,5\%$ durante el 95% del tiempo de cualquier semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro [22].

En este escenario los únicos dispositivos de apertura/cierre serán los fusibles que protegen a los transformadores, los cuales ya se encuentran integrados en el sistema y no serán contabilizados como dispositivos extra a implementar.

5.5.2 Resultados

En esta sección se presentan las tablas 5-5 y 5-6, las cuales presentan las operaciones de los dispositivos y el registro de clientes afectados e índices SAIDI/SAIFI, respectivamente para cada evento de falla.

Se debe recordar que para este escenario sólo operan los fusibles asociados a cada zona del transformador afectado, siendo estos contabilizados como dispositivos ya existentes en la red y no como extras.

Tabla 5-5: Registro de apertura/cierre de dispositivos.

TD - Zona	Causa	Apertura	Cierre
3-1	Caída de árbol	F1	-
3-2	Caída de árbol	F2	-
3-3	Falla en trabajo con línea viva	F3	-
1-1	Choque a poste	F1	-
1-1	Temporal o viento fuerte	F1	-
1-1	Volantín	F1	-
2-2	Choque a poste	F2	-
2-2	Caída de árbol	F2	-
2-1	Temporal o viento fuerte	F1	-
2-1	Choque a poste	F1	-
2-1	Volantín	F1	-
4-4	Choque a poste	F4	-
4-4	Caída de árbol	F4	-
4-1	Falla en trabajo con línea viva	F1	-
4-1	Temporal o viento fuerte	F1	-
2-2	Árbol Genera contacto entre fases	F2	-
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	F1	-
4-3	Árbol Genera contacto entre fases	F3	-
2-1	Árbol Genera contacto entre fases	F1	-
3-3	Árbol Genera contacto entre fases	F3	-

Se puede apreciar en la tabla 5-5 lo mencionado anteriormente respecto a los fusibles, que serán los únicos dispositivos que operen ante la falla. La operación en respuesta al evento será una apertura permanente hasta que se despeje la falla.

La tabla 5-6, que se presenta a continuación, muestra para los distintos eventos de falla la duración y número de clientes afectados. Con lo anterior es posible realizar los cálculos respectivos para los índices SAIDI/SAIFI provocados por cada falla y también la suma total que representa al sistema completo.

Se puede observar que el índice SAIDI está sobre el valor que se planteó como objetivo de los resultados, el cual corresponde al dispuesto por la Ley 2050, que nos indica que este indicador no debe estar por sobre las 4 [Horas/Año] al año 2035 y por sobre 1 [Hora/Año] al año para el 2050.

Tabla 5-6: Índices SAIDI/SAIFI.

TD - ZONA	Causa	Duración [Horas]	Nº Clientes Afectados	SAIDI	SAIFI
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
Total SAIDI = 8,56				Total SAIFI = 2,60	

En la tabla 5-7 se presenta un resumen de los resultados.

Tabla 5-7: Resumen de resultados

Total Dispositivos	Regulación Tensión Mínima	SAIDI [Fallas/año]	SAIFI [Horas/Año]
0	0,9638	8,56	2,60

El resumen de resultados contiene las variables que se plantearon como objetivo de comparación de todos los escenarios propuestos. El resultado de este escenario hace visualizar la necesidad de aplicar soluciones sobre la red que permitan llevar los índices bajo los valores estipulados por la nueva ley.

Se puede observar también que se trabajará en una red, que originalmente, no tiene problemas de regulación de tensión.

5.6 Implementación de respaldos externos en la red

5.6.1 Criterio de implementación

La implementación de los respaldos externos es fundamental para el desarrollo de los distintos escenarios propuestos en este proyecto. Se debe recordar que estos respaldos son los que permiten el traspaso de carga desde una zona afectada hacia otra zona perteneciente a un transformador de distribución distinto. Estos dispositivos podrán ser reconectores o desconectores según sea el escenario de estudio.

Una vez ubicados los dispositivos de respaldo externo se hace un primer estudio para analizar el peor caso, es decir, el traspaso de carga de una zona completa a otra de respaldo. Lo anterior se realiza con el objetivo de visualizar en cuánto se sobrecarga el transformador que asume el traspaso, junto también para analizar la regulación de tensión en los distintos nodos de carga.

Esta sección no cuenta como un nuevo escenario, más bien presenta el pilar fundamental de cada propuesta de configuración. La ubicación de los respaldos externos que se muestra en la figura 5-4 será la misma para estos dispositivos en los escenarios que se propondrán más adelante. En dicha figura se pueden observar los respaldos externos, y se debe notar en su nomenclatura de que estos dispositivos están normalmente abiertos, ya que sólo tendrán una operación de cierre cuando sea necesario respaldar a alguna zona bajo falla.

5.6.2 Criterio de sobrecarga de transformadores y regulación de tensión

Los criterios de sobrecarga utilizados en el desarrollo de este proyecto son los estandarizados por una compañía de distribución, los cuales permiten una sobrecarga entre el 20% y 40%, siempre tratando de no superar el menor porcentaje de estos.

Los criterios sobre la regulación de tensión son los mismos aplicados en el estudio del Escenario 1 y en todos los posteriores.

5.6.3 Resultados

La tabla 5-8 está enfocada en el transformador de respaldo, ésta muestra el transformador y zona afectada por la falla, el respaldo externo que operará, el transformador que asumirá el respaldo junto con su porcentaje previo de utilización y final luego del traspaso. También se indica, para cada caso, el nodo con peor regulación de tensión.

De la tabla 5-8 se puede observar que cuando el transformador TD1 respalda a la zona 2 del transformador TD2 llega a un porcentaje de utilización del 133.7%. Al observar la regulación de tensión mínima para cada caso se pueden ver tres nodos de carga que no están dentro de los límites que dispone la norma.

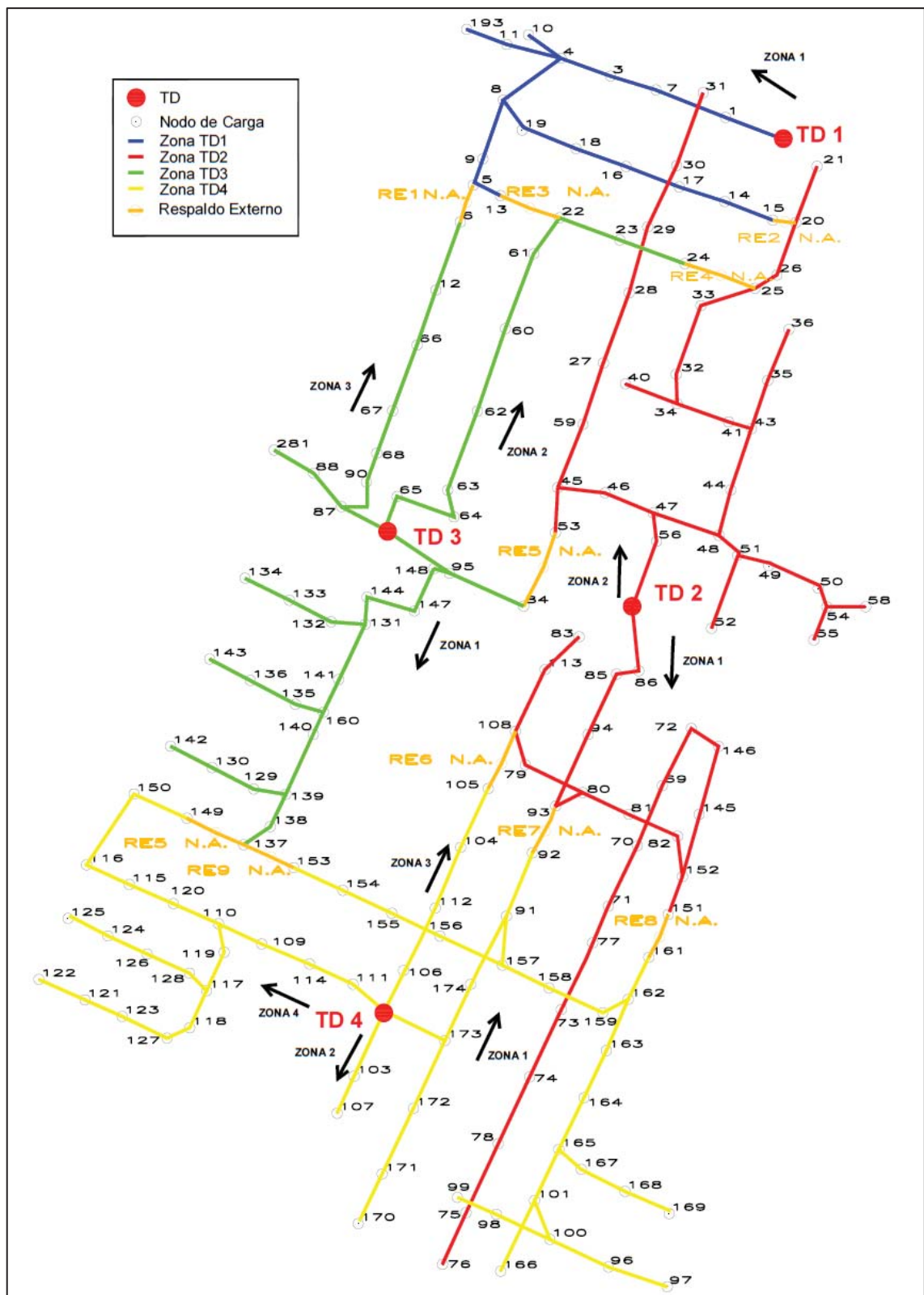


Figura 5-4: Respaldos externos (RE) en sección BT812 [Fuente: Propia].

Se debe recordar que este es el peor caso, pero hay que tener en consideración que los escenarios que se presentarán tendrán sus zonas seccionadas por distintos dispositivos, lo cual permitirá que al momento de una falla esta se podrá aislar y por ende, reducir la cantidad de carga a traspasar hacia un transformador de respaldo. Aún con lo anterior, se deberá tener cuidado con la combinación entre transformador-zona afectada y transformador de respaldo, especialmente con las señaladas en la tabla 5-8.

Tabla 5-8: Sobrecarga Transformadores y regulación de tensión mínima.

TD-Zona Afectada	TD Respaldo	RE	Carga TD Original	Carga TD Respaldo	Diferencia de carga	Regulación Tensión Mínima
1-1	3	1	47.75	77.8	30.05	0.9501
1-1	2	2	54.31	74.4	20.09	0.9120
2-2	1	2	50.56	133.7	83.14	0.8545
2-2	3	4	47.75	97.6	49.85	0.8847
2-1	3	5	47.75	77.8	30.05	0.9474
2-1	4	6	51.20	81.3	30.10	0.9501
2-1	4	7	51.20	81.3	30.10	0.9441
2-1	4	8	51.20	81.3	30.10	0.9342
3-1	2	5	54.31	68.2	13.89	0.9455
3-1	4	10	51.20	72.0	20.80	0.9474
3-1	4	9	51.20	72	20.80	0.9509
3-2	2	4	54.31	64.4	10.09	0.9424
3-2	1	3	50.56	75.7	25.14	0.9503
3-3	1	1	50.56	68.4	17.84	0.9549
4-1	3	10	47.75	73.8	26.05	0.9352
4-1	2	7	54.31	71.7	17.39	0.9499
4-1	2	8	54.31	71.7	17.39	0.9389
4-3	2	6	54.31	55.7	1.39	0.9623
4-4	3	9	47.75	68.8	21.05	0.9462

Con estos resultados ya podemos continuar con los siguientes escenarios, sabiendo y considerando siempre de cuáles podrían ser los traspasos de carga que podrían afectar a la sobrecarga permitida de un transformador o afectar nodos de carga respecto de su regulación de tensión.

5.7 Análisis Escenario 2: Sistema seccionalizado sin automatismos

5.7.1 Criterio de análisis

Este escenario propuesto no incluye dispositivos automatizados, ya que tiene como objetivo entregar un peldaño previo a los sistemas que sí contengan dispositivos autónomos. Los dispositivos

implementados en este escenario son desconectadores mecánicos y su distribución en la red se muestra en la figura 5-5.

La distribución de los seccionadores está orientada principalmente en los registros históricos de falla que se dieron como supuestos y su cantidad es reducida, pensando en un recurso de inversión bajo.

Al ser este sistema puramente mecánico en cuanto a los dispositivos a implementar (sin automatismos) se consideraron que se debían aplicar dos tiempos distintos: El primero considera al total de clientes de una zona afectada, ya que operaría en primera instancia el fusible asociado al transformador, y la indisponibilidad de suministro duraría hasta que se abra algún desconectador que permita aislar la falla si es que es posible, este tiempo se estimó en 90 minutos (1,5[Horas]); El segundo período de tiempo está considerado desde que se aísla la falla hasta que se despeja la misma y se pueda reestablecer el suministro a cierta cantidad de clientes. Por ejemplo, si se tiene un evento de falla con duración total de dos horas y un total de 100 clientes afectados, los primeros 90 minutos considerarán a todos los clientes sin suministro, y los 30 minutos restantes abarcarán a la cantidad de clientes a los que no se logró reestablecer el suministro luego de aislar la falla.

Con lo anterior se debe comprender que el cálculo de los índices de confiabilidad presenta dos partes: Un cierto total de clientes afectados para el primer periodo de tiempo y para el segundo período una cantidad igual o menor de clientes a los cuales no se les pudo reestablecer el suministro.

5.7.2 Resultados

En las tablas 5-9 y 5-10 se presenta la operación de los dispositivos pertinentes y los índices de confiabilidad asociado al registro de fallas.

Tabla 5.9: Operación de dispositivos.

TD - ZONA	Causa	Apertura Dispositivo	Cierre Dispositivo
3-1	Caída de árbol	F1 / S13 S14	- / F1 RE9
3-2	Caída de árbol	F2 / S16 S17	- / F2 RE3
3-3	Falla en trabajo con línea viva	F3 / S18 S19	- / F3 RE1
1-1	Choque a poste	F1 / S1	- / RE1
1-1	Temporal o viento fuerte	F1 / S3	- / F1
1-1	Volantín	F1 / S1 S2	- / F1 RE1
2-2	Choque a poste	F2 / S5	- / F2
2-2	Caída de árbol	F2 / S6 S7	- / F2 RE2
2-1	Temporal o viento fuerte	F1 / S8 S11	- / RE5 RE8
2-1	Choque a poste	F1 / S8	- / RE6
2-1	Volantín	F1 / S12	- / F1
4-4	Choque a poste	F4 / S29	F4
4-4	Caída de árbol	F4 / S26	- / RE9
4-1	Falla en trabajo con línea viva	F1 / S24	F1
4-1	Temporal o viento fuerte	F1 / S21 S22 S25	RE 8 RE 10
2-2	Árbol Genera contacto entre fases	F2	F2
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	F1	F1
4-3	Árbol Genera contacto entre fases	F3	F3
2-1	Árbol Genera contacto entre fases	F1	F1
3-3	Árbol Genera contacto entre fases	F3	F3

Se debe entender para la tabla 5-9, y para todas las tablas de operación de dispositivos que se presentará en los siguientes escenarios propuestos, que en su primera columna se señala el transformador y zona afectada por la falla. Se puede observar también que en las columnas que corresponden a la apertura o cierre de dispositivos hay una separación de ellos, esto se debe entender como sigue, por ejemplo, para la causa de caída de árbol asociada al transformador TD3 zona 1 (primera fila de la tabla): En su columna de apertura de dispositivo se agrupa primero la operación del fusible asociado a la zona del transformador y, en paralelo, en la columna de cierre de dispositivo el primer grupo de dispositivos no figura ninguna, esto se debe que en primera instancia sólo opera el fusible. Siguiendo la misma forma se puede observar que en la columna de apertura de dispositivo hay un segundo grupo que integra los desconectores 13 y 14, y en paralelo en la columna de cierre de dispositivo se agrupa el fusible asociado al transformador y del respaldo externo número 9. Sintetizando, podemos entender que ocurrida la falla sólo actúa el fusible asociado al transformador y, en un tiempo siguiente, se efectúa la apertura de los seccionadores para aislar la falla, paralelamente el cierre del fusible y respaldo externo, para recuperar el suministro de una cierta cantidad de clientes y traspasar la carga al transformador de respaldo.

A continuación se presenta la tabla 5-10 que contiene el análisis de confiabilidad.

Tabla 5-10: Índices SAIDI/SAIFI.

TD - ZONA	Causa	Duración [Horas]	N° Clientes Afectados 1	N° Clientes Afectados 2	SAIDI	SAIFI
3-1	Caída de árbol	3	84	0	0.21	0.12
3-2	Caída de árbol	3	53	13	0.15	0.09
3-3	Falla en trabajo con línea viva	1.92	37	7	0.09	0.06
1-1	Choque a poste	4	87	13	0.26	0.14
1-1	Temporal o viento fuerte	6	87	14	0.30	0.14
1-1	Volantín	2	87	13	0.22	0.14
2-2	Choque a poste	4	149	27	0.46	0.25
2-2	Caída de árbol	3	149	19	0.40	0.24
2-1	Temporal o viento fuerte	6	112	3	0.30	0.16
2-1	Choque a poste	4	112	11	0.31	0.17
2-1	Volantín	2	112	21	0.29	0.19
4-4	Choque a poste	4	77	12	0.23	0.13
4-4	Caída de árbol	3	77	16	0.22	0.13
4-1	Falla en trabajo con línea viva	1.92	90	18	0.23	0.15
4-1	Temporal o viento fuerte	6	90	4	0.25	0.13
2-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	149	0	0.37	0.21
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	84	0	0.21	0.12
4-3	Árbol Genera contacto entre fases	2	11	0	0.03	0.02
2-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	149	0	0.37	0.21
3-3	Árbol Genera contacto entre fases	2	37	0	0.09	0.05
Total SAIDI = 4,99					Total SAIFI = 2,88	

En la tabla 5-11 se presenta un resumen de los resultados.

Tabla 5-11: Resumen de resultados

Total Dispositivos	SAIDI [Fallas/año]	SAIFI [Horas/Año]
27 Desconectores	4,99	2,88

Del resumen de resultados se puede apreciar la disminución del Índice SAIDI y un leve aumento del índice SAIFI. Se puede notar que a pesar de que el índice SAIDI disminuye, no se logra cumplir con la primera exigencia de 1 [Fallas/año].

5.8 Análisis Escenario 3: Sistema semi-automatizado 1

5.8.1 Criterios de análisis

En este escenario la red es implementada con desconectadores mecánicos y con reconectadores, los cuales estos últimos entregan el grado de automatismos de la red. Se puede observar en la figura 5-6 la distribución de los dispositivos en la sección BT812.

El criterio de la ubicación de los dispositivos tiene por finalidad enfocarse en el registro histórico de fallas y proteger tramos de cierta cantidad de clientes. Se debe poner atención, que desde este escenario propuesto y en los siguientes, los fusibles asociados a los transformadores serán ahora reemplazados por reconectadores. También, a diferencia del escenario anterior, los respaldos externos serán en su totalidad reconectadores.

En este escenario se tiene el supuesto de que se tiene un presupuesto económico medio, evidentemente mayor que en el escenario presentado en la sección anterior.

Al existir dispositivos mecánicos en este escenario se tomarán dos tiempos de análisis luego de ocurridas las fallas, de igual forma que en el escenario 2 y con la misma lógica. Se consideró para el primer periodo un total de 1,5[Horas] y el segundo tiempo se define con el total de la duración del tipo de falla restándole el primer periodo de tiempo.

5.8.2 Resultados

En las tablas 5-12 y 5-13 se presenta la operación de los dispositivos pertinentes y los índices de confiabilidad asociado al registro de fallas.

Para la primera tabla correspondiente a operación de dispositivos se sigue la misma lógica que para el escenario anterior en cuanto a la agrupación de dispositivos, poniendo la columna de apertura en paralelo con la de cierre.

En la tabla 5-13 correspondiente a los índices de confiabilidad hay que considerar, que si se indica que la cantidad de clientes afectados 1 es igual a cero, significa que no fueron necesarios dos periodos de tiempo para analizar. Lo anterior es producto de que sólo se necesita una maniobra de operación para aislar y/o realizar un traspaso de carga, el cual involucra un solo período de tiempo. Esto ocurrirá también en el Escenario 4 propuesto.

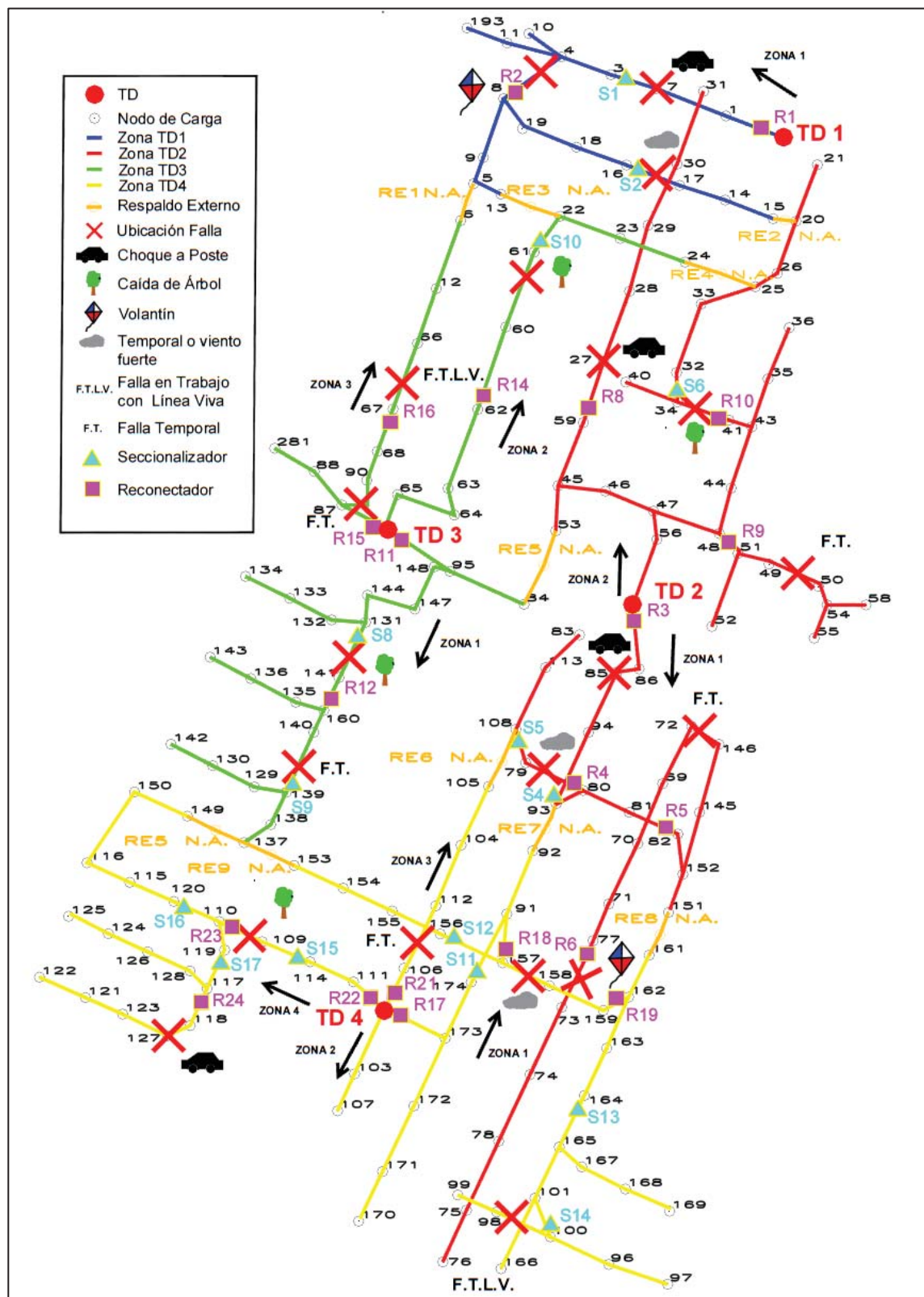


Figura 5-6: Sistema semi-automatizado 1 [Fuente: Propia].

Tabla 5-12: Operación de dispositivos

TD - ZONA	Causa	Apertura Dispositivo	Cierre dispositivo
3-1	Caída de árbol	R11 R12 / S8	RE9 / R11
3-2	Caída de árbol	R14 / S10	- / RE3
3-3	Falla en trabajo con línea viva	R16	-
1-1	Choque a poste	R1 R2 / S1	RE1 / R2
1-1	Temporal o viento fuerte	R2 / S2	- / R2
1-1	Volantín	R1 R2 / S1	RE1 / R1
2-2	Choque a poste	R8	-
2-2	Caída de árbol	R10 / S6	- / RE4
2-1	Temporal o viento fuerte	R4 / S5	- / RE5
2-1	Choque a poste	R3 R4 R5 / S4	RE5 RE8 / R4
2-1	Volantín	R6	-
4-4	Choque a poste	R24	-
4-4	Caída de árbol	R22 R23 / S15	RE9 / R22
4-1	Falla en trabajo con línea viva	R25	-
4-1	Temporal o viento fuerte	R18 R19 / S12	RE8 / RE10
2-2	Árbol Genera contacto entre fases	R9	R9
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	R12	R12
4-3	Árbol Genera contacto entre fases	R21	R21
2-1	Árbol Genera contacto entre fases	R5	R5
3-3	Árbol Genera contacto entre fases	R15	R15

En la tabla 5-13 se pueden observar los resultados en cuanto a los índices de confiabilidad, en donde se puede ver que el índice SAIDI nuevamente se reduce de manera considerable, incluso baja de 4 [Horas/Año]. Se debe poner atención en que este resultado, a pesar de que disminuye el índice bajo la primera disposición impuesta por la nueva Ley 2050, queda por sobre la segunda disposición de 1[Horas/Año]. También se puede ver que la disminución del índice SAIFI en comparación con el escenario anterior, lo que es producido por la disminución de los clientes afectados.

En este escenario propuesto, y todos los siguientes, se debe notar que la implementación de reconectores en el sistema eliminan de cierta forma las fallas temporales. Lo anterior producto que, al ser temporales, se despejan sin intervención humana, por lo que la operación automática de los reconectores ayudan a reestablecer de maneja casi instantánea el corte de suministro.

Tabla 5-13: Índices SAIDI/SAIFI

TD - ZONA	Causa	Duración [Horas]	N° Clientes Afectados 1	N° Clientes Afectados 2	SAIDI	SAIFI
3-1	Caída de árbol	3	40	0	0.09	0.06
3-2	Caída de árbol	3	31	13	0.09	0.06
3-3	Falla en trabajo con línea viva	1.92	0	17	0.05	0.02
1-1	Choque a poste	4	26	13	0.10	0.06
1-1	Temporal o viento fuerte	6	61	14	0.22	0.11
1-1	Volantín	2	26	13	0.06	0.06
2-2	Choque a poste	4	0	27	0.15	0.04
2-2	Caída de árbol	3	44	9	0.11	0.08
2-1	Temporal o viento fuerte	6	19	3	0.06	0.03
2-1	Choque a poste	4	20	11	0.08	0.04
2-1	Volantín	2	0	21	0.06	0.03
4-4	Choque a poste	4	0	12	0.07	0.02
4-4	Caída de árbol	3	16	3	0.04	0.03
4-1	Falla en trabajo con línea viva	1.92	0	18	0.05	0.03
4-1	Temporal o viento fuerte	6	21	4	0.07	0.04
2-2	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
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	2	0	0	0.00	0.00
Total SAIDI = 1,31					Total SAIFI = 0,68	

En la tabla 5-14 se presenta un resumen de los resultados.

Tabla 5-14: Resumen de resultados

Total Dispositivos	SAIDI [Fallas/año]	SAIFI [Horas/Año]
22 Reconectores	1,31	0,68
14 Desconectores		

5.9 Análisis Escenario 4: Sistema semi-automatizado 2

5.9.1 Criterios de análisis

Este escenario propuesto es similar al anterior al implementar desconectores y reconectores. Se busca disminuir aún más los índices de confiabilidad aumentando la cantidad de automatismos en la red (Reconectores).

Se amplía un poco más el concepto de respaldo de la red, se centrará en el registro histórico de fallas como también ampliar la visión, esta vez tratar de respaldar otros tramos que usualmente no son afectados pero que, por la condición supuesta de su condición, podrían ser afectadas por eventos. El diagrama se muestra en la figura 5-7.

El supuesto de recursos económicos disponibles es de nivel medio, pero mayor que en el escenario del sistema semiautomatizado 1.

Nuevamente se presenta el criterio de considerar dos periodos de tiempo producto de la presencia de dispositivos de naturaleza mecánica.

5.9.2 Resultados

En las tablas 5-15 y 5-16 se presenta la operación de los dispositivos pertinentes y los índices de confiabilidad asociado al registro de fallas.

Tabla 5-15: Operación de dispositivos

TD - ZONA	Causa	Apertura Dispositivo	Cierre dispositivo
3-1	Caída de árbol	R14 R15 / S6	RE9 / R15
3-2	Caída de árbol	R17 / S8	RE3 / -
3-3	Falla en trabajo con línea viva	R19	-
1-1	Choque a poste	R1 R2 / S1	RE1 / -
1-1	Temporal o viento fuerte	R3	-
1-1	Volantín	R1 R2 / S1	RE1 / R1
2-2	Choque a poste	R9	-
2-2	Caída de árbol	R11 R12	RE2
2-1	Temporal o viento fuerte	R5 / S4	/ RE5
2-1	Choque a poste	R4 R5 R6 / S3 (Abre RE8)	RE5 RE8
2-1	Volantín	R7	-
4-4	Choque a poste	R28	-
4-4	Caída de árbol	R26 R27 / S12	RE9 / R26
4-1	Falla en trabajo con línea viva	R23	-
4-1	Temporal o viento fuerte	R21 R22 / S10	RE8 / RE10
2-2	Árbol Genera contacto entre fases	R10	R10
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	R15	R15
4-3	Árbol Genera contacto entre fases	R25	R25
2-1	Árbol Genera contacto entre fases	R6	R6
3-3	Árbol Genera contacto entre fases	R18	R18

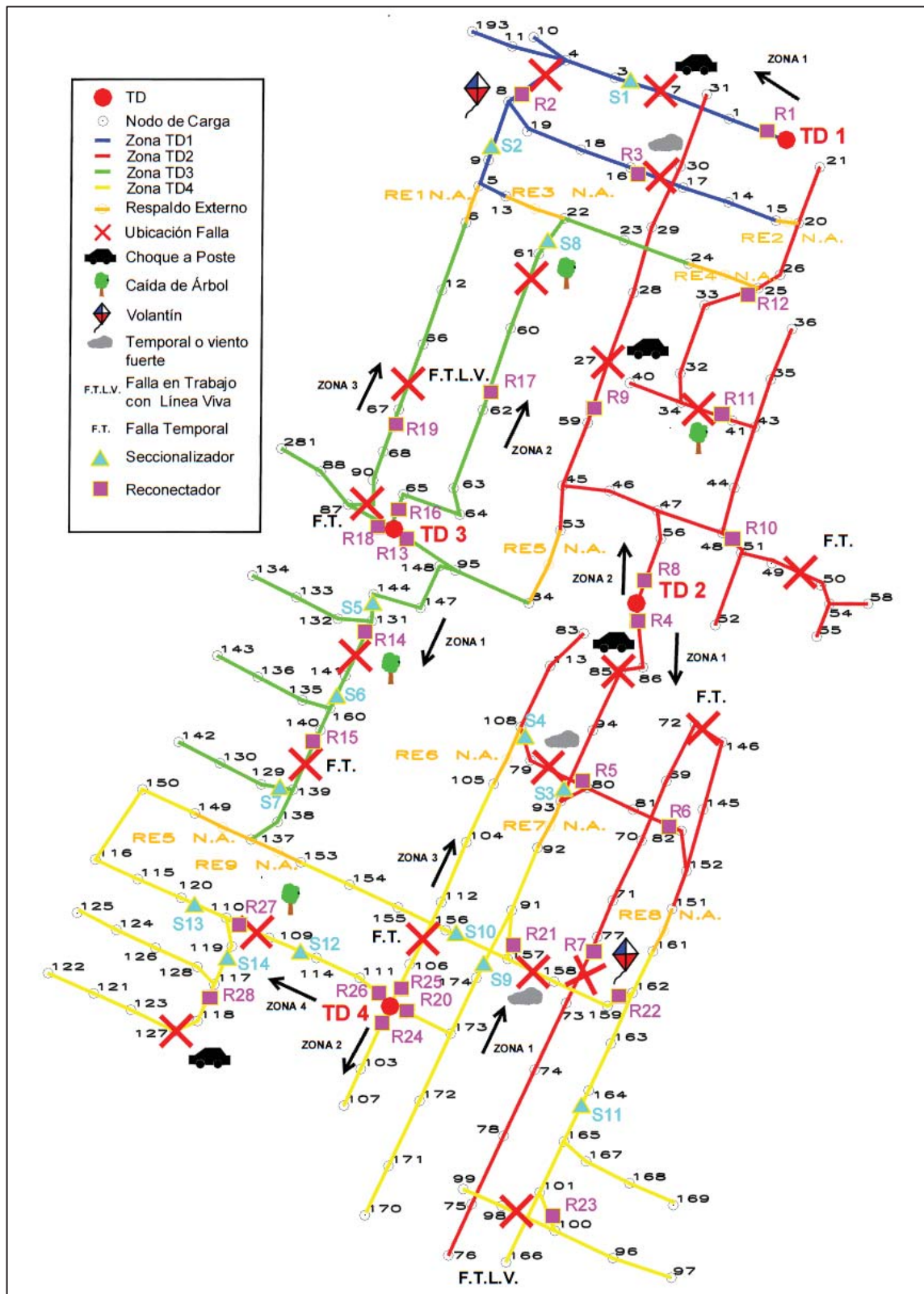


Figura 5-7: Sistema semi-automatizado 2 [Fuente: Propia].

Se debe recordar que el criterio de este escenario será el mismo que el anterior. A continuación los resultados de los índices de confiabilidad.

Tabla 5-16: Índices SAIDI/SAIFI

TD - ZONA	Causa	Duración [Horas]	N° Clientes Afectados 1	N° Clientes Afectados 2	SAIDI	SAIFI
3-1	Caída de árbol	3	17	0	0.04	0.02
3-2	Caída de árbol	3	31	13	0.09	0.06
3-3	Falla en trabajo con línea viva	1.92	0	17	0.05	0.02
1-1	Choque a poste	4	26	13	0.10	0.06
1-1	Temporal o viento fuerte	6	0	14	0.12	0.02
1-1	Volantín	2	26	13	0.06	0.06
2-2	Choque a poste	4	0	27	0.15	0.04
2-2	Caída de árbol	3	0	19	0.08	0.03
2-1	Temporal o viento fuerte	6	19	3	0.06	0.03
2-1	Choque a poste	4	20	11	0.08	0.04
2-1	Volantín	2	0	21	0.06	0.03
4-4	Choque a poste	4	0	12	0.07	0.02
4-4	Caída de árbol	3	16	3	0.04	0.03
4-1	Falla en trabajo con línea viva	1.92	0	18	0.05	0.03
4-1	Temporal o viento fuerte	6	21	4	0.07	0.04
2-2	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
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	2	0	0	0.00	0.00
Total SAIDI = 1,13					Total SAIFI = 0.52	

En la tabla 5-17 se presenta un resumen de los resultados.

Tabla 5-17: Resumen de resultados

Total Dispositivos	SAIDI [Fallas/año]	SAIFI [Horas/Año]
25 Reconectores	1,13	0,52
11 Desconectores		

Se puede observar que nuevamente baja el índice SAIDI dejando un margen mayor de diferencia con respecto a la primera disposición que dispone la nueva ley. Debido a la disminución de la cantidad de clientes afectados disminuye también el índice SAIFI.

5.10 Análisis Escenario 5: Sistema automatizado 1

5.10.1 Criterio de análisis

Este escenario propuesto solo contiene reconectadores, es decir, el total de dispositivos implementados en la red es de naturaleza automatizada. Por esto mismo es que ahora sólo se tendrá que analizar un periodo de tiempo, en comparación con los escenarios presentados anteriormente. Al haber equipos Reconectadores presentes en el sistema dejará fuera de análisis las fallas temporales, tal como sucedió en escenarios previos. Este escenario cuenta con el supuesto de que se tiene recursos de inversión altos. Se ajusta al registro de falla histórico y protección del resto del sistema, pero en mayor grado que los escenarios anteriores. El diagrama de este escenario se presenta en la figura 5-8.

5.10.2 Resultados

En las tablas 5-18 y 5-19 se presenta la operación de los dispositivos pertinentes y los índices de confiabilidad asociado al registro de fallas.

Tabla 5-18: Operación de dispositivos.

TD - ZONA	Causa	Apertura Dispositivo	Cierre dispositivo
3-1	Caída de árbol	R20 R21	RE9
3-2	Caída de árbol	R25 R26	RE3
3-3	Falla en trabajo con línea viva	R28	-
1-1	Choque a poste	R1 R2	RE1
1-1	Temporal o viento fuerte	R4	-
1-1	Volantín	R2 R3	RE1
2-2	Choque a poste	R14	-
2-2	Caída de árbol	R16 R17	RE2
2-1	Temporal o viento fuerte	R8 R9	RE5
2-1	Choque a poste	R6 R7	RE5
2-1	Volantín	R12	-
4-4	Choque a poste	R42	-
4-4	Caída de árbol	R39 R40	RE9
4-1	Falla en trabajo con línea viva	R35	-
4-1	Temporal o viento fuerte	R31 R32 R33	RE8 RE10
2-2	Árbol Genera contacto entre fases	R15	R15
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	R22	R22
4-3	Árbol Genera contacto entre fases	R37	R37
2-1	Árbol Genera contacto entre fases	R11	R11
3-3	Árbol Genera contacto entre fases	R27	R27

Tabla 5-19: Índices SAIDI/SAIFI.

TD - ZONA	Causa	Duración [Horas]	N° Clientes Afectados	SAIDI	SAIFI
3-1	Caída de árbol	3	0	0.00	0.00
3-2	Caída de árbol	3	16	0.07	0.02
3-3	Falla en trabajo con línea viva	1.92	17	0.05	0.02
1-1	Choque a poste	4	13	0.07	0.02
1-1	Temporal o viento fuerte	6	14	0.12	0.02
1-1	Volantín	2	13	0.04	0.02
2-2	Choque a poste	4	27	0.15	0.04
2-2	Caída de árbol	3	19	0.08	0.03
2-1	Temporal o viento fuerte	6	3	0.03	0.00
2-1	Choque a poste	4	11	0.06	0.02
2-1	Volantín	2	21	0.06	0.03
4-4	Choque a poste	4	12	0.07	0.02
4-4	Caída de árbol	3	6	0.03	0.01
4-1	Falla en trabajo con línea viva	1.92	18	0.05	0.03
4-1	Temporal o viento fuerte	6	4	0.03	0.01
2-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0.00	0.00
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0.00	0.00
4-3	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0.00	0.00
2-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0.00	0.00
3-3	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0.00	0.00
Total SAIDI = 0,90				Total SAIFI = 0,28	

En la tabla 5-19 se puede observar la disminución de los índices, entregando una holgura mayor del índice SAIDI con respecto del escenario anterior. En la tabla 5-20 se presenta el resumen de los resultados.

Tabla 5-20: Resumen de resultados

Total Dispositivos	SAIDI [Fallas/año]	SAIFI [Horas/Año]
42 Reconectores	0,90	0,28

5.11 Análisis de escenario 6: Sistema automatizado 2

5.11.1 Criterios de análisis

Este nuevo y último escenario es muy parecido al anterior, pero esta vez se considera un mayor número de Reconectores en la red, permitiendo un mayor grado de automatismo y por consiguiente con un respaldo mayor ante fallas.

Este escenario tiene el supuesto de un nivel de recurso económico alto dispuesto para la inversión, prácticamente considerando que se tienen recursos infinitos. Aún con esto se trata de implementar y disponer los dispositivos en la red de la forma más realista posible en cuanto al posicionamiento y cantidad.

Los criterios de los tiempos considerados son igual al escenario anterior. En la figura 5-9 se puede apreciar el diagrama del escenario propuesto.

5.11.2 Resultados

En las tablas 5-21 y 5-22 se presenta la operación de los dispositivos pertinentes y los índices de confiabilidad asociado al registro de fallas.

Tabla 5-21: Operación de dispositivos.

TD - ZONA	Causa	Apertura Dispositivo	Cierre dispositivo
3-1	Caída de árbol	R33 R34	RE9
3-2	Caída de árbol	R37 R38	RE4
3-3	Falla en trabajo con línea viva	R41 R42	RE1
1-1	Choque a poste	R1 R2	RE1
1-1	Temporal o viento fuerte	R5 R67	RE2
1-1	Volantín	R66 R4 R3	RE1 RE2
2-2	Choque a poste	R15	-
2-2	Caída de árbol	R20 R21	RE4
2-1	Temporal o viento fuerte	R7 R8 R69	RE8 RE5
2-1	Choque a poste	R6 R7	RE5
2-1	Volantín	R11	-
4-4	Choque a poste	R61	-
4-4	Caída de árbol	R58 R64	RE 9
4-1	Falla en trabajo con línea viva	R49	-
4-1	Temporal o viento fuerte	R71 R52 R46	RE7 RE10
2-2	Árbol Genera contacto entre fases	R18	R18
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	R29	R29
4-3	Árbol Genera contacto entre fases	R55	R55
2-1	Árbol Genera contacto entre fases	R10	R10
3-3	Árbol Genera contacto entre fases	R39	R39

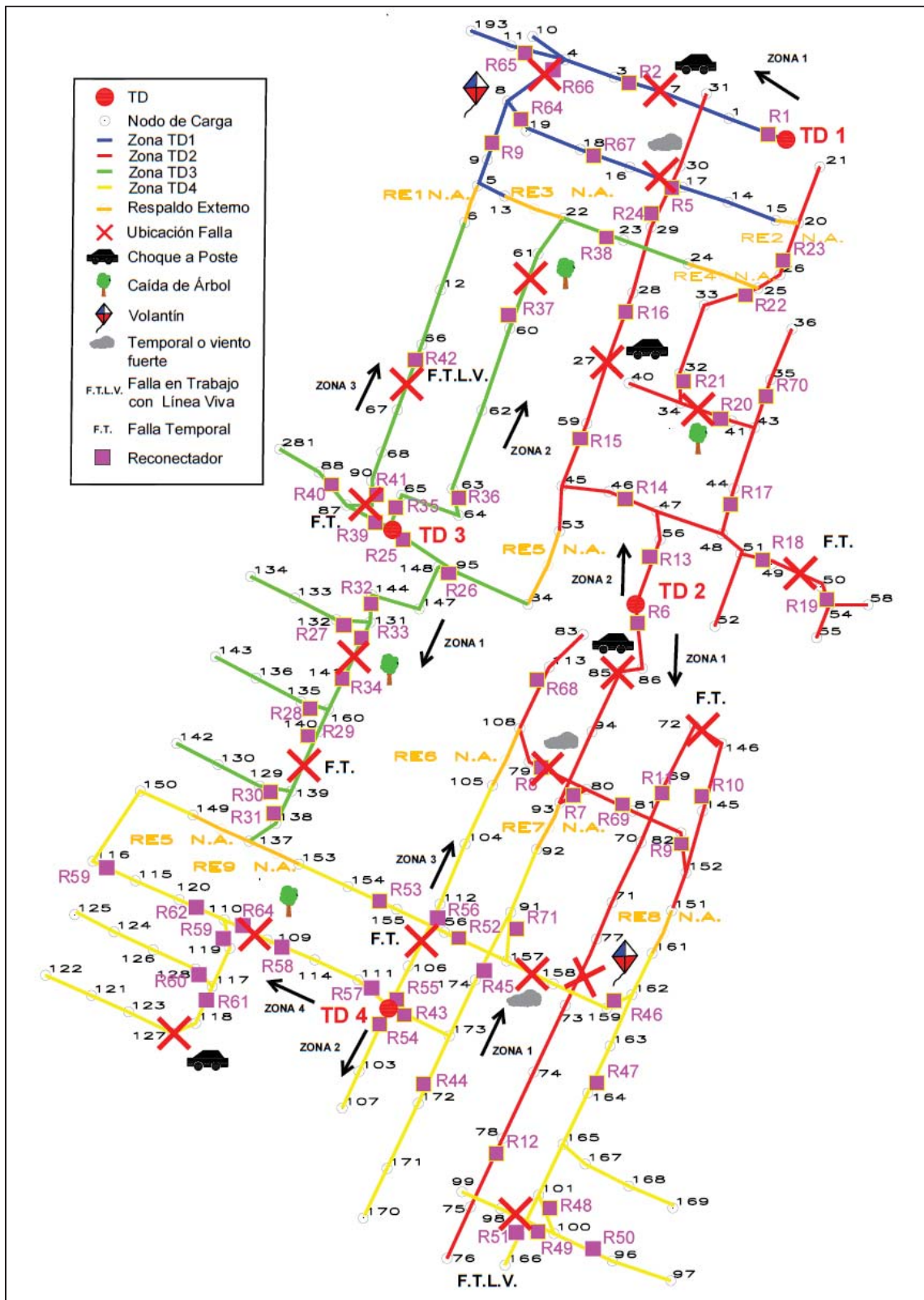


Figura 5-9: Sistema automatizado 2 [Fuente: Propia].

Tabla 5-22: Índices SAIDI/SAIFI.

TD - ZONA	Causa	Duración [Horas]	N° Clientes Afectados	SAIDI	SAIFI
3-1	Caída de árbol	3	0	0.00	0.00
3-2	Caída de árbol	3	13	0.06	0.02
3-3	Falla en trabajo con línea viva	1.92	7	0.02	0.01
1-1	Choque a poste	4	13	0.07	0.02
1-1	Temporal o viento fuerte	6	9	0.08	0.01
1-1	Volantín	2	9	0.03	0.01
2-2	Choque a poste	4	30	0.17	0.04
2-2	Caída de árbol	3	9	0.04	0.01
2-1	Temporal o viento fuerte	6	1	0.01	0.00
2-1	Choque a poste	4	17	0.10	0.02
2-1	Volantín	2	25	0.07	0.04
4-4	Choque a poste	4	12	0.07	0.02
4-4	Caída de árbol	3	3	0.01	0.00
4-1	Falla en trabajo con línea viva	1.92	9	0.02	0.01
4-1	Temporal o viento fuerte	6	4	0.03	0.01
2-2	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0.00	0.00
3-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0.00	0.00
4-3	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0.00	0.00
2-1	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0.00	0.00
3-3	Árbol Genera contacto entre fases	2	0	0.00	0.00
Total SAIDI = 0,78			Total SAIFI = 0,23		

En este escenario los índices de confiabilidad disminuyen considerablemente. Al implementar una mayor cantidad de dispositivos automatizados el respaldo de la red es mayor y se traduce en el escenario más robusto analizado hasta ahora.

En la tabla 5-23 se presenta el resumen de resultados.

Tabla 5-23: Resumen de resultados

Total Dispositivos	SAIDI [Fallas/año]	SAIFI [Horas/Año]
71 Reconectores	0,78	0,23

5.12 Comparación y conclusión de los resultados

Haciendo una comparación entre los distintos escenarios es evidente la disminución de los índices a medida que se implementa más cantidad de automatismos en la red. Lo principal de este primer análisis de resultados es ver si se cumple lo dispuesto por la nueva ley. En la tabla 5-24 se presenta la comparación entre los escenarios.

Tabla 5-24: Resumen de resultados

Escenario	Reconectores	Seccionadores	SAIDI	SAIFI
Red Original	0	0	8,56	2,6
Seccionalizado sin automatismos	0	27	4,99	2,88
Semi-automatizado 1	22	14	1,31	0,68
Semi-automatizado 2	25	11	1,13	0,52
Automatizado 1	42	0	0,90	0,28
Automatizado 2	71	0	0,78	0,23

Todos los escenarios que presentan algún grado de automatismo en sus dispositivos cumplen, al menos, con la primera disposición que exige la Ley 2050, en la que se indica que el índice SAIDI no debe ser superior a 4 [Horas/Año]. En la figura 5-10 se puede apreciar de forma gráfica la comparación de los resultados y los índices que impone la nueva ley.

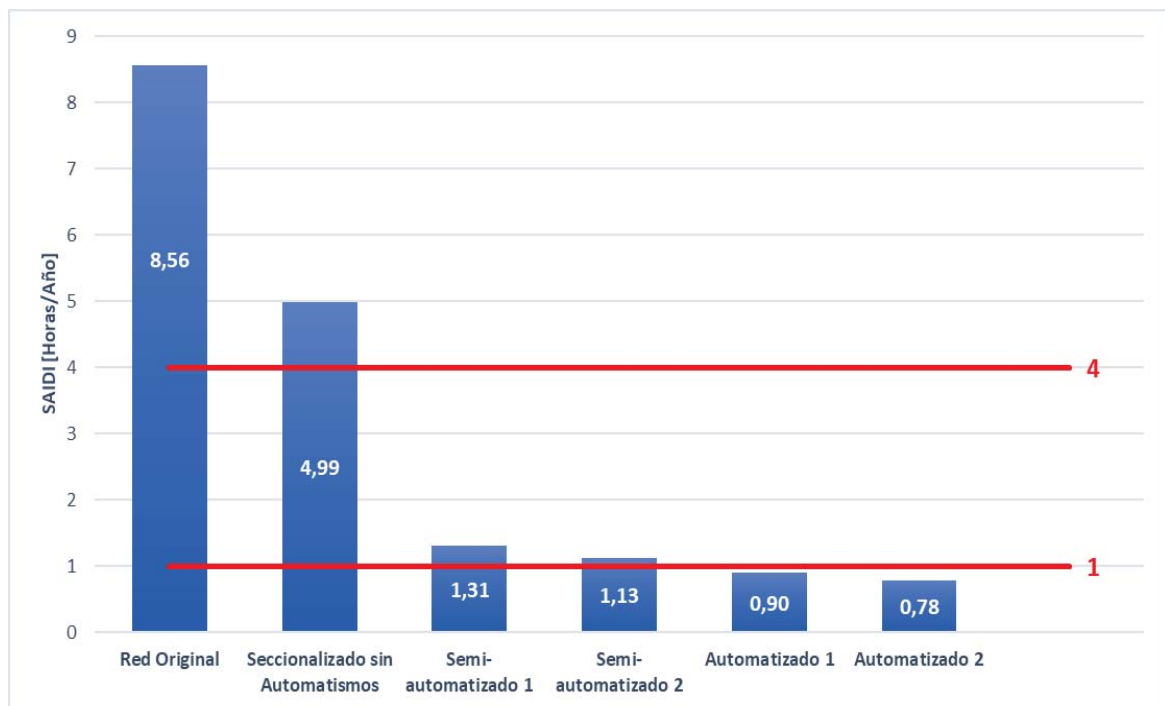


Figura 5-10: Primer análisis de resultados [Fuente: Propia].

Hay que destacar que el sistema seccionalizado sin automatismos presentó una importante disminución, que si bien no cumple con las exigencias de la nueva ley, entrega un peldaño intermedio o una solución de partida ante la problemática.

Con este primer análisis de resultados se puede concluir que un sistema automatizado implementado en la sección BT812 tiene un impacto positivo en cuanto a sus índices de confiabilidad, y que previamente se pueden tomar medidas que impliquen en una inversión menor y que entreguen un paso intermedio hacia el objetivo de cumplir con las nuevas disposiciones impuestas. Previamente al análisis de cada escenario se sabía que un sistema seccionalizado o uno que presentara algún grado de automatismo implicaría una reducción en los índices de confiabilidad, pero lo importante en este primer estudio es ver en cuánto lo hacían.

6 Análisis económico de la propuesta

6.1 Introducción

6.2 Resumen de los resultados obtenidos

Hasta ahora se ha analizado para cada escenario la disminución del índice SAIDI y se ha podido observar que es posible cumplir con las disposiciones de la nueva ley. El cumplimiento con los índices impuestos está estrictamente ligado con el grado de automatismo que presenta cada escenario. En la tabla 6-1 se presenta la recopilación de resultados obtenidos, en donde se puede ver la cantidad de dispositivos que se implementaron, de qué tipo son, característica de la inversión y los índices de confiabilidad.

Tabla 6-1: Resumen de resultados obtenidos

Escenario	Reconectores	Desconectores	Inversión	SAIDI	SAIFI
Red Original	0	0	Ninguna	8,56	2,6
Seccionalizado sin automatismos	0	27	Baja	4,99	2,88
Semi-automatizado 1	22	14	Media	1,31	0,68
Semi-automatizado 2	25	11	Media	1,13	0,52
Automatizado 1	42	0	Alta	0,90	0,28
Automatizado 2	71	0	Muy Alta	0,78	0,23

El nivel de inversión que se describe en la tabla 6-1 es una observación de forma general que se desprende de la cantidad de dispositivos utilizados en cada escenario, específicamente de los dispositivos automatizados (Reconectores) los cuales representan un costo mayor que los dispositivos mecánicos (Desconectores). Entonces, podemos notar que un mayor grado de automatismos en la red implica un mayor grado de inversión, y por consiguiente una mayor disminución en el índice SAIDI.

6.3 Metodología de análisis

6.3.1 Cuantificación de dispositivos

Como se ha mencionado hasta ahora es fundamental conocer la cantidad de dispositivos presentes en cada escenario propuesto para establecer una comparación entre el nivel de inversión e índices de confiabilidad, lo que fue estipulado en el capítulo cuatro como el segundo análisis de resultados.

Se debe recordar que la cantidad de dispositivos se traduce en el grado de seccionamiento de la red, y por ende el grado de respaldo del sistema de baja tensión ante eventos de falla. En la cuantificación se debe especificar el tipo de dispositivo, ya sea automatizado o no, y cómo se ha mencionado hasta ahora estos pueden ser equipos reconectores o desconectores.

6.3.2 Criterio de valorización de dispositivos

Como se vio en capítulos anteriores existen equipos especializados que se han creado para niveles de baja tensión, implementando sistemas como ALVIN Family de E.A. Technology, pero lo que se presenta en este trabajo de título es el concepto de automatización de nuestras redes de media tensión traído a baja tensión. Esto se traduce en la implementación de desconectores mecánicos y reconectores.

El criterio de valorización será un supuesto de proporción entre los precios de cada equipo, de los cuales se consideran los desconectores, reconectores y el sistema de telecomando para cada uno de los distintos.

6.3.3 Análisis de resultados: Inversión e índice SAIDI

Finalmente se analizarán los resultados haciendo una comparación entre la inversión de cada escenario propuesto y el índice SAIDI. Con esto se busca generar una curva característica que permita relacionar las dos variables analizadas y así poder considerar las opciones que se quieran implementar de acuerdo al tiempo que se tiene para cumplir con las distintas disposiciones de la nueva ley.

Luego de considerar este análisis económico respecto de la cantidad de dispositivos a implementar en cada escenario propuesto se pasará a una segunda etapa, la cual comprenderá la evaluación de proyecto de cada configuración. La comparación principal será con el costo de construcción de la red BT812, considerando implementación de transformadores de distribución y extensión de red M.T. y B.T. Lo anterior nos dará el punto de partida para la evaluación, considerando ingresos y costos que nos darán la posibilidad de estudiar el retorno de la inversión.

6.4 Análisis económico de los escenarios

Se mencionó en secciones anteriores que el criterio de valorización está sujeto a supuestos, lo que se debe principalmente a que no se conocen valores monetarios para estos equipos ya que es un concepto traído desde el nivel de distribución de media tensión.

Para realizar la valorización se debió entender la naturaleza de cada dispositivo, definir el de menor valor económico y hacer de este equipo el valor base para la proporción de los demás dispositivos. Evidentemente, por sus características, el dispositivo más costoso es el reconectador el cual también tiene asociado un costo adicional que se lo da el sistema de telecomando. Por último, tenemos el desconectador mecánico el cual representará el valor base para este análisis.

Se definió que la proporción entre reconectador y desconectador sería de 5:1, y que la proporción entre sistema de telecomando y desconectador de 3:1. En la tabla 6-2 se presenta el resumen de valorización de los dispositivos.

Tabla 6-2: Valorización dispositivos

Desconectador	Reconectador	Telecomando
x	5x	3x

Para la continuación de este análisis se debe tener en cuenta la totalidad de dispositivos, los cuales ya han sido presentados. En la tabla 6-3 se tienen las cantidades de dispositivos a implementar en la red para cada escenario propuesto.

Tabla 6-3: Dispositivos a implementar

Escenario	Reconectores	Telecomando	Desconectores
Red Original	0	0	0
Seccionalizado sin automatismos	0	0	27
Semi-automatizado 1	22	22	14
Semi-automatizado 2	25	25	11
Automatizado 1	42	42	0
Automatizado 2	71	71	0

Con los valores y datos presentados en las tablas 6-2 y 6-3 podemos realizar un análisis total en cuanto a la inversión que implica cada escenario. En la tabla 6-4 se presenta el cálculo de la inversión y la comparación con el índice SAIDI.

Tabla 6-4: Inversión y comparación con índice SAIDI

Escenario	Reconectores	Telecomando	Desconectores	Inversión	SAIDI
Red Original	0	0	0	0	8,56
Seccionalizado sin automatismos	0	0	27x	27x	4,99
Semi-automatizado 1	110x	66x	14x	190x	1,31
Semi-automatizado 2	125x	75x	11x	211x	1,13
Automatizado 1	210x	126x	0	336x	0,9
Automatizado 2	355x	213x	0	568x	0,78

Como ya se había comentado se puede observar que a una mayor inversión de dispositivos, especialmente del tipo automatizado, el índice SAIDI disminuye.

6.5 Conclusión de los resultados: Inversión en cantidad de dispositivos e índices SAIDI

Con todos los resultados obtenidos hasta ahora en este trabajo de título podemos representar el comportamiento de todos los escenarios de acuerdo a sus índices de confiabilidad y cantidad de dispositivos en comparación con las disposiciones de la nueva ley. Lo anterior se puede reflejar en la figura 6-1.

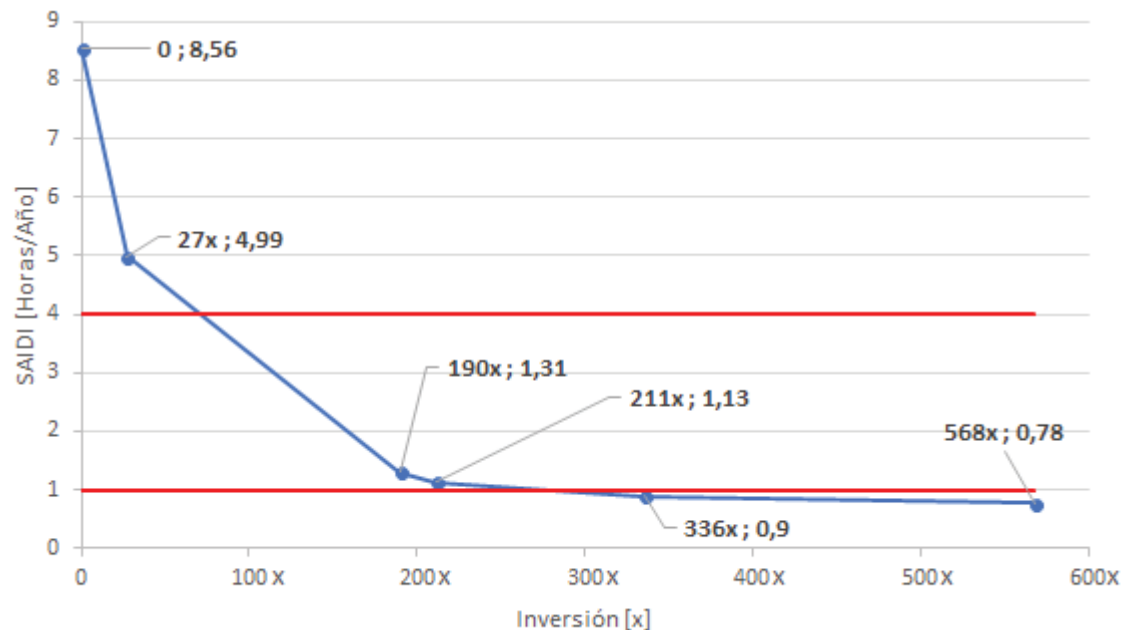


Figura 6-1: Comparación de índices de confiabilidad e inversión [Fuente: Propia].

Es importante notar que un aumento gradual de la inversión se traducirá en una disminución del índice SAIDI de la misma forma. Se sabía que la implementación de los escenarios implicaría una disminución de los índices de confiabilidad de la red e incluso en cuánto lo harían, ahora sabemos el comportamiento en cuanto a la inversión.

Se concluye que un aumento de la inversión será la clave para cumplir las nuevas disposiciones de la ley, pero es aún más importante notar de que se poseen más opciones para conseguirlo. Si bien en este trabajo de título se presentan cinco escenarios propuestos, hay que notar de que existen muchos otros que se pueden ubicar a lo largo de la curva, entregando más posibilidades intermedias que se pueden elegir e incluso modificar un mismo escenario de forma gradual para cumplir con los índices objetivo.

6.6 Evaluación de proyectos

En esta sección se presenta la evaluación de proyectos para los escenarios propuestos. Como se mencionó anteriormente se presentará un análisis con su base en la construcción de la red BT812, esto nos permitirá visualizar cuánto pesa la inversión de dispositivos frente a los costos de implementación de la red.

Considerando que no se tiene un valor específico para los equipos se realizaron tres estimaciones para el costo del dispositivo base que se planteó en la sección 6.4, el cual corresponde al desconectador mecánico. Se debe entender que para cada evaluación se extendió el estudio a los cinco escenarios propuestos, por lo que fueron quince análisis en total. La estimación de los tres valores se hizo en base al conocimiento que se tiene de dispositivos en media tensión, adecuándolo a nuestro nivel de B.T. de forma proporcional.

Por último, se realizó la elección de una de las estimaciones, de acuerdo al comportamiento que generó en la evaluación de proyecto. Se plantearán los aspectos relevantes de ella los cuales fueron decisivos al momento de seleccionarla.

6.6.1 Metodología de trabajo

Como ya se ha mencionado, lo primero que se realizará será la evaluación del costo que significa la construcción de la red BT812, considerando kilómetros de líneas M.T. y B.T., como también la implementación de los transformadores de distribución respectivos.

De forma siguiente se estimaron tres valores para el costo del dispositivo base, que se definió que sería el desconectador mecánico. Estos tres valores serán utilizados para la evaluación de proyectos. Luego de los resultados obtenidos se decidió utilizar uno de los valores, por las razones que se explicarán más adelante.

Finalmente, la elección del resultado arrojado por uno de los valores propuestos fue fundamental para realizar un análisis exhaustivo, que no sólo permitió ver el comportamiento de la inversión, sino

que también sirvió para realizar un estudio de factores que no habían sido considerados en un principio, y que ayudaron a fortalecer la toma de decisión sobre el escenario seleccionado.

6.6.2 Construcción red BT812

Esta etapa es fundamental para tener un total de inversión base con el cual se pueda realizar la comparación de cuánto pesa la implementación del sistema automatizado. Se consideró la base de datos respecto a la longitud total de las líneas de B.T. y se realizó una aproximación de la longitud de la red M.T. considerada desde el arranque.

Las definiciones en cuanto a los costos por longitud de línea construida se presentan en la tabla 6-5.

Tabla 6-5: Costo de conductor [\$/m]

Red B.T.	30.000
Red M.T.	40.000

En la tabla 6-6 se presenta la longitud total y el costo respecto de las líneas a construir.

Tabla 6-6: Costo total de construcción de líneas.

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

Para continuar hay que considerar los transformadores de distribución, sus costos según capacidad se presentan en la tabla 6-7.

Tabla 6-7: Costo de transformadores de distribución.

TD	Capacidad [KVA]	Costo [\$]
TD 1	45	1.500.000
TD 2	112,5	2.450.000
TD 3	75	2.014.000
TD 4	75	2.014.000
Costo Total Transformadores =		7.978.000

En resumen, los costos totales de la construcción de la red BT812 se presentan en la tabla 6-8.

Tabla 6-8: Costo total de construcción.

Elementos	Costos [\$]	Costo [UF]
Líneas MT y BT	225.316.500	7.914
Transformadores	7.978.000	280
Costo Total Construcción	233.294.500	8.194

6.6.3 Valores estimativos para dispositivo base

Fueron tres los valores que se analizaron para el precio base del dispositivo desconectador mecánico, de los cuales se eligió uno, luego de analizar el comportamiento de la inversión. Los valores que se estimaron fueron los que se presentan en la tabla 6-9.

Tabla 6-9: Estimación de valores [\$]

X1	300.000
X2	800.000
X3	1.000.000

El resultado, comparando inversión e índices SAIDI, se puede apreciar en la figura 6-2.

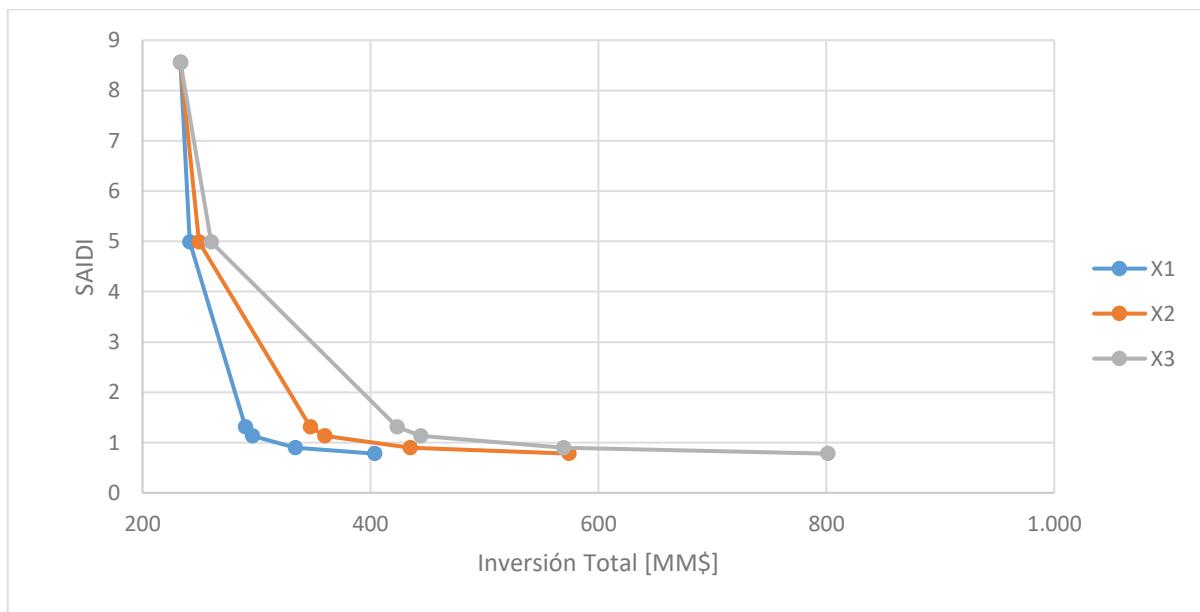


Figura 6-2: Comparación inversión e índices SAIDI entre valores estimados [Fuente: Propia].

Con el objetivo de simplificar el desarrollo de este capítulo se presentará en esta sección el análisis de inversión respecto al valor elegido para el dispositivo base, el cual fue el segundo valor equivalente a \$800.000. De igual forma se presenta todo el análisis restante en el anexo A.

6.6.4 Análisis comparativo respecto construcción red BT812

Como ya se mencionó, el valor base elegido corresponde al segundo presente en la tabla 6-9. En primera instancia, y como parte fundamental según se explicó en la metodología de trabajo, se analiza el “peso” de la inversión respecto de la construcción de la red BT812. Lo anterior con el objetivo de tener una referencia de comparación con la implementación que se está realizando, poniendo atención con los rangos porcentuales que una compañía de distribución eléctrica consideraría como factibles.

En la tabla 6-10 se presentan los resultados, en donde se muestra el costo de construcción, la inversión total que considera la implementación de los dispositivos, el porcentaje por sobre el total de la construcción y los índices SAIDI calculados en capítulos anteriores.

Tabla 6-10: Análisis Comparativo.

Escenario	Costo Construcción [\$]	Cantidad Dispositivos Base "x"	Inversión Total [\$]	%	SAIDI
Red Original	233.294.500	0	233.294.500	0%	8,56
Seccionalizado sin automatismos	233.294.500	27	254.894.500	9%	4,99
Semi-automatizado 1	233.294.500	190	385.294.500	65%	1,31
Semi-automatizado 2	233.294.500	211	402.094.500	72%	1,13
Automatizado 1	233.294.500	336	502.094.500	115%	0,9
Automatizado 2	233.294.500	568	687.694.500	195%	0,78

6.6.5 Criterios para la evaluación de proyecto

En primer lugar, se tuvo que definir los parámetros básicos que nos exige el análisis por VAN y TIR para la evaluación de proyectos para que se pueda realizar correctamente. En la sección anterior, tabla 6-10, se presentaron los valores de la inversión total correspondiente a cada escenario propuesto los cuales serán necesarios para comenzar la evaluación. Seguido de esto, y junto con la cantidad de clientes totales presentes en la red, se analizaron y definieron los valores a utilizar para la venta y costo de la energía, la tasa de descuento y el consumo estimado por cliente. Esto se presenta en la tabla 6-11. Se recuerda que el análisis del VAN correspondiente y el desarrollo de este se encuentra en detalle en el Apéndice A.

Tabla 6-11: Valores iniciales para evaluación de proyectos

Cantidad de Clientes	704
Venta Energía	111 [\$/kWh]
Costo Energía	77 [\$/kWh]
Tasa	8%
Consumo Estimado	165 [kWh]

Dentro del VAN se consideraron 12 años de evaluación y en principio desde la inversión inicial presentada en la tabla 6-10 para cada escenario propuesto. Luego se tienen los costos de operación, los cuales están referidos a la atención de fallas, reposición, costos de inspección y levantamiento, los cuales se consideraron como el 2% de la inversión inicial y se comienza a considerar desde el año 3. Luego se contabilizan las pérdidas del hierro y cobre en los transformadores. Los ingresos se calculan con la consideración de la cantidad total de clientes, consumo estimado, venta y costo de la energía. Luego se plantea el consumo porcentual estimado sobre la red, que el primer año se consideró como un 60%, un 80% para el año siguiente, un 95% para los dos años subsiguientes y un 98% definitivo hasta completar los 12 años. Se finaliza el análisis calculando los resultados totales por año, los resultados acumulados en cada año, el cálculo del VAN y finalmente un total de costos y pérdidas, lo último con finalidad de tener una vista más cómoda de este resultado al final de la tabla. Todo esto se presenta en el Apéndice A.

6.7 Resultados de la evaluación de proyecto y conclusiones

En esta sección se presentará de forma gráfica los resultados obtenidos. Como ya se ha mencionado, el valor base para el desconectador mecánico fue el segundo estimativo, que se presenta en la sección 6.6.3. Para este valor, y en consideración con los criterios mencionados en la sección anterior, los resultados se presentan en la figura 6-3.

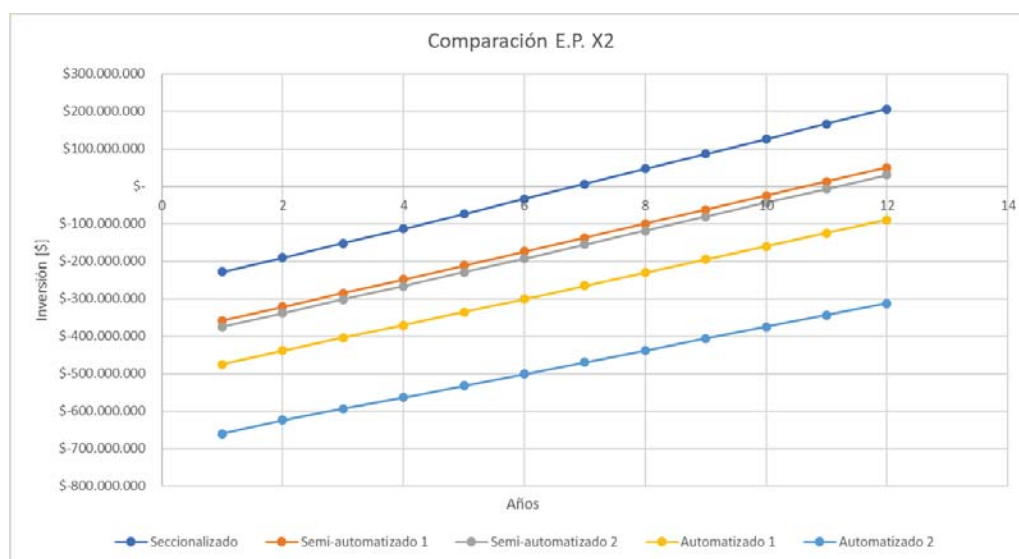


Figura 6-3: Evaluación de la inversión [Fuente: Propia].

En primera instancia, se puso atención en cada uno de los escenarios propuestos y se observó cuales consistían en una inversión que se podía retornar en la cantidad de años considerados. Como se aprecia en la figura 6-3 los escenarios que retornan la inversión fueron, en primer lugar, el sistema seccionalizado sin automatismos el cual en el año número 7 veía su retorno, y por último los sistemas semi-automatizados que dentro del año número 11 se observa el retorno de su inversión. Finalmente, también se puso atención en los sistemas automatizados, ya que el primero no retorna

su inversión dentro de los años evaluados, lo que era de esperarse por su alta cantidad de dispositivos considerados. En cuanto al sistema automatizado 2, no se puso mucha atención, ya que se sabía desde su concepto de implementación que correspondía a una posición de recursos infinitos, y que solo se buscaba ver el impacto en los índices.

Después de este primer análisis, se buscó ahondar más en cuanto a la relación de la inversión en comparación con el índice SAIDI. Para lo anterior se realizó un análisis porcentual comparativo que se muestra en la figura 6-4.

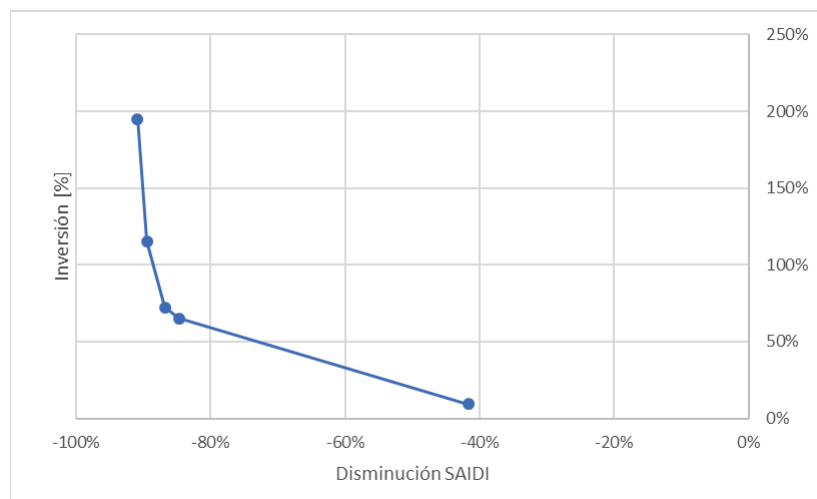


Figura 6-4: Comparación porcentual Inversión – SAIDI [Fuente: Propia].

En complemento de la figura anterior se presenta la tabla 6-12, la cual muestra con más detalle la comparación porcentual. En ella se aprecia la disminución porcentual en el índice SAIDI respecto de la inversión, específicamente del porcentaje de acuerdo a la construcción de la red BT812.

Tabla 6-12: Comparación porcentual.

SAIDI	Disminución SAIDI	Inversión
8,56	0%	0
4,99	-42%	9%
1,31	-85%	65%
1,13	-87%	72%
0,9	-89%	115%
0,78	-91%	195%

Se debe poner atención que, en primera instancia, el sistema seccionalizado sin automatismos da por resultado un impacto positivo respecto del nivel de inversión y la disminución del índice SAIDI. Prácticamente disminuyó a la mitad el índice con una inversión del 9% por sobre la construcción de la red. Este escenario resulta ser muy llamativo ya que en un principio sólo se consideraba una pequeña amortiguación a los valores SAIDI de la red original. Se concluye entonces que con la

implementación de dispositivos puramente mecánicos se puede realizar una disminución importante en los índices originales, con una inversión inicial suave.

Luego pasamos a los escenarios semi-automatizados los cuales tienen un impacto considerable en la disminución de los índices con una inversión que implican una inversión sobre el 50% respecto de la construcción de la red BT812.

Finalmente se observan los sistemas puramente automatizados, los que implican una inversión de prácticamente el triple de lo que corresponde la construcción de la red. Lo anterior, evidentemente, no es factible y se corroboró también con el análisis de la evaluación de proyecto.

Luego de este primer estudio de la observación de los resultados se debe plantear cuál escenario sería el apropiado para implementar y fundamentar esta elección. Para esto es importante ver cómo se comporta la disminución de los índices, y para ello se puso atención que desde el sistema semi-automatizado 1 hasta el automatizado 2 la variación no es muy significativa, respectivamente la disminución varía desde -85% a -91%, pero la variación de la inversión es bastante considerable. Frente a esto se puede concluir que el concepto no será el de elegir un escenario con la máxima tecnología para obtener un resultado que impacte considerablemente los índices, por el hecho de que se da la oportunidad de invertir menos logrando resultados similares en la disminución de los índices.

Ya con este análisis podemos llegar a tomar las consideraciones finales y el foco se centra en qué escenario seleccionar como el adecuado, y que este nos permita realizar la inversión más económica dentro de las opciones viables, pero que aun así nos permita disminuir de forma considerable los índices, especialmente en el marco de la nueva ley.

El primer criterio por considerar es el de las inversiones que tienen un retorno dentro de la cantidad de años planteados en el VAN, estas corresponden a los dos sistemas semi-automatizados. Estos dos escenarios son un muy buen punto de partida, ya que tiene un alto impacto en los índices SAIDI con una inversión mucho menor a lo que representan, por ejemplo, los sistemas puramente automatizados. Luego, la intención es hacer una comparación entre estos dos escenarios y ver cuál seleccionar.

Haciendo el mismo análisis anterior frente a todos los escenarios propuestos, podemos darnos cuenta y concluir que la disminución en los índices SAIDI es prácticamente la misma, pero las inversiones tienen una diferencia considerable. No se justificaría la elección del sistema semi-automatizado 2, ya que una inversión que significa 7% más que la anterior sólo nos hace disminuir el índice en 0,18[-]. Por lo que se concluye que la decisión más acertada es la del sistema semi-automatizado 1.

Si bien es cierto, este sistema elegido, nos posiciona entre las dos disposiciones de la ley en cuanto al índice SAIDI por cumplir. Hasta ahora nuestro objetivo sigue siendo encontrar la solución para respetar la disposición más rigurosa que se está imponiendo. Puntualmente este sistema no cumple

con el índice 1[Hora/Año], pero con el estudio de las operaciones de redes es seguro que este escenario, y puntualmente el índice, se puede mejorar con medidas complementarias. Desde un punto de vista crítico y técnico es posible mejorar el índice para llevarlo a un valor aceptado por la norma, la forma que las compañías de distribución deben adoptar es sobre la mejora de su operación frente a eventos de falla como los descritos en este trabajo de título. Un esfuerzo y mejoramiento de distintos factores pueden ayudar a complementar este escenario propuesto y cumplir a cabalidad con la nueva ley.

Conclusión y Análisis

Uno de los problemas principales en las redes de distribución son las fallas en el sistema, las cuales afectan directamente a los clientes, dependiendo de sus distintas necesidades energéticas. Para las compañías de distribución es esencial elevar sus niveles de calidad y continuidad de servicio, en vista no tan sólo de las necesidades del usuario, sino que también de las exigencias impuestas por la normativa eléctrica y los nuevos planteamientos de indisponibilidad promedio anual en la nueva política energética que se está desarrollando en nuestro país.

Se entendió que una de las dificultades principales en las redes de baja tensión, debido a sus características, es que las fallas temporales se traducen en fallas permanentes. Las opciones de automatismo, bajo condiciones de fallas temporales, nos permiten la continuidad de suministro en la gran mayoría de los casos y es una de las claves que ayuda a mejorar los índices de confiabilidad.

Luego de la revisión del estado del arte, trayendo el concepto de automatización en redes de media tensión, se concluyó la importancia de dividir el sistema automatizado propuesto en tres pilares fundamentales: Control, Comunicación y Conmutación Automatizada.

Dentro de la propuesta de solución fue clave especificar, en primera instancia, la función que cumple en la red cada dispositivo a instalar, la cual está estrictamente ligada con los objetivos de este trabajo de título. Se entiende lo anterior por la definición de los dispositivos de respaldo interno, que cumplen la función de aislar fallas ayudando a afectar a la menor cantidad posible de clientes, y los respaldos externos que nos dan la opción de realizar traspasos de carga entre zonas de un mismo y otro transformador de distribución, reestableciendo el suministro eléctrico a la mayor cantidad posible de clientes.

Es importante la correcta elaboración del escenario de fallas, tanto permanentes como temporales, donde estas últimas marcaron la diferencia en los sistemas con automatismos. Luego para los sistemas propuestos es importante dejar en claro el concepto de “gradualidad” en cuanto a la cantidad y tipo de dispositivos que se implementaron en cada escenario, pasando por el escenario sin automatismos, luego un sistema mixto y por último los sistemas con dispositivos puramente autónomos.

El primer análisis de resultados nos permitió concluir sobre el impacto de los distintos escenarios. Donde sorpresivamente con el sistema seccionalizado sin automatismos se logró disminuir casi a la mitad el índice SAIDI respecto del original. Lugo los sistemas implementados con dispositivos automatizados dieron evidencia de que es posible mejorar nuestros índices y cumplir con las nuevas disposiciones de la ley.

El segundo análisis fue fundamental para la evaluación de proyectos, y el que nos permitió la elección de un valor para el dispositivo base y también del sistema más adecuado para implementar.

Finalmente, la elección fue el sistema semi-automatizado 1, el cual no representa un escenario puramente automatizado, pero representa la opción más viable en relación a la disminución de los índices y el retorno de la inversión. La elección se justifica en primer lugar por la disminución porcentual que provoca en los índices respecto al original, como también la comparación porcentual de disminución respecto de los otros escenarios, donde no es justificable invertir un 7%, o más, por una disminución en los índices muy baja comparativamente.

Tomando la elección del escenario, y específicamente en lo que se traduce en el índice SAIDI y el porcentaje de inversión de este sistema, es necesario darle solución a dos problemas que se presentan: El índice SAIDI cumple con la primera exigencia de la ley, pero no con la más rigurosa. En segundo lugar, se tiene que la implementación de este escenario implica una inversión del 65% por sobre el costo total de la construcción de la red, y por referencia se define que una inversión viable para una empresa distribuidora debe estar entre el 20% y el 30%.

En primer lugar, se debe tener presente que se está trabajando de acuerdo a los plazos impuestos por la nueva ley, donde se exige cumplir un índice SAIDI igual o menor a 4 [Horas/Año] al año 2035, y un índice igual o menor a 1 [Hora/Año] para el año 2050. Es por esto que se concluye que se tiene la posibilidad de no tener que realizar una sola inversión para lograr los objetivos, sino que se puede aprovechar el tiempo que tenemos desde hoy hasta los distintos plazos para realizar una implementación y mejora gradual del sistema que elijamos. Lo anterior implica un menor impacto económico que se irá adecuando a la reducción del índice SAIDI respecto de la cantidad y tipo de dispositivos que se vayan instalando progresivamente en la red.

Desde el mismo concepto de los plazos que tenemos se concluye que se podrían considerar distintas acciones por parte de las empresas distribuidoras. Es posible reducir aún más los índices con medidas complementarias, que tienen que ver con la mejora de la operación en las redes de distribución. Las empresas pueden mejorar sus procedimientos, sus tiempos de respuesta a eventos de falla y reposición del suministro eléctrico, y este escenario elegido, que contiene dispositivos automatizados y mecánicos, le dan la posibilidad de lograrlo con mayor facilidad en terreno.

En este punto del análisis se hace un alcance con referencia a otro trabajo de título, el cual está centrado en un estudio de clasificación estadístico de fallas, donde el objetivo es encontrar de dónde provienen las fallas más frecuentes en un alimentador: Se obtiene probabilísticamente la ocurrencia de fallas y se clasifican las más influyentes en el sistema. Se analizan fallas internas, como por

ejemplo, caída de árboles o temporal o viento fuerte, de las cuales se concluye que con la mejora de los planes de mantenimiento o de tiempos de atención a fallas se puede lograr una disminución considerable en los índices SAIDI. De igual forma para las fallas externas, como por ejemplo choque de vehículos a poste que ocurren generalmente en los mismos lugares, se concluye que se pueden realizar acciones para prevenir eventos similares futuros, en este caso podría ser la reubicación de dichos postes.

Evidentemente la implementación de estos sistemas nos ayudará a encaminarnos al cumplimiento de los objetivos, pero debe haber un esfuerzo por parte de las empresas distribuidoras a elevar las medidas complementarias para poder lograr un sistema aún más robusto, como la comentada en el párrafo anterior. El automatismo debe ser utilizado como una herramienta que podamos utilizar para nuestro fin, pero no que se convierta en una medida absoluta de solución. El factor humano sigue siendo el más importante dentro de la operación de nuestras redes de distribución.

Si logramos complementar las soluciones de automatización que se dan en este trabajo de título con las acciones comentadas por parte de las distribuidoras, podríamos conseguir una reducción considerable en la inversión, mejorando indudablemente la confiabilidad y calidad del servicio suministrado.

Este trabajo de título queda abierto a modificaciones y con él se espera entregar una herramienta considerable para las distribuidoras, con el fin de cumplir con las nuevas exigencias impuestas por la ley y entregar a los clientes un suministro eléctrico de gran nivel.

Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, «ENERGÍA 2050, Política Energética de Chile,» 2014.
- [2] [En línea]. Available: <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/238125/saidi-anual/>. [Último acceso: 9 9 2017].
- [3] Alfredo Espinosa Reza, Salvador González Castro, Benjamín Sierra Rodriguez, «Automatización de la distribución: Presente y Futuro,» p. 49.
- [4] [En línea]. Available: <http://blogtecnos.blogspot.cl/2011/04/funcionamiento-de-la-red-electrica.html>. [Último acceso: 9 9 2017].
- [5] Roberto Espinosa y Lara, "Sistemas de Distribución", Noriega Limusa, 1990.
- [6] Juan Antonio Yebra Morón, "Sistemas Eléctricos de Distribución", Reverté, 2009.
- [7] [En línea]. Available: <http://proyectoselectricositeipa2012.blogspot.cl/2012/10/bienvenidos-bienvenidos-usuarios-en.html>.
- [8] [En línea]. Available: <http://old.weg.net/cl/Productos-y-Servicios/Generacion-Transmision-y-Distribucion-de-Energia/Transformadores/Transformadores-Subterraneos>. [Último acceso: 1 10 2017].
- [9] [En línea]. Available: <https://www.tiendatecnored.cl/producto/1463/transformador-distribucion-aerea-trifasico.html>. [Último acceso: 2 10 2017].
- [10] [En línea]. Available: <http://www.emb.cl/electroindustria/noti.mvc?nid=20160404w16&ni=rhona-amplia-capacidad-de-produccion-de-transformadores-trifasicos->. [Último acceso: 2 10 2017].

-
- [11] [En línea]. Available: <http://www.prolecge.com/index.php/es/productos/aplicacion/distribucion>. [Último acceso: 2 10 2017].
- [12] [En línea]. Available: <http://imcomelec.com/web/wp-content/uploads/2016/09/ABT-1.jpg>. [Último acceso: 2 10 2017].
- [13] [En línea]. Available: http://www.realimexperu.com/ficha_producto.php?n=46. [Último acceso: 2 10 2017].
- [14] SEC, «Informe SEC Mayo,» 2018.
- [15] Compañía de distribución, «Registro de interrupciones,» 2014 - 2015 - 2016.
- [16] Ebisa Negeri, Fernando Kuipers, Nico Baken, «Assessing the topological structure of a smart low-voltage grid,» 2014.
- [17] C. P. Blanquel, «Automatización de la distribución en las redes inteligentes,» [En línea]. Available: https://es.slideshare.net/FiiDEM/3-automatizacion-distribucion?from_action=save. [Último acceso: 2 11 2017].
- [18] C. Estefan, «Tesis: Automatización en redes de distribución,» 2013.
- [19] Musse Ahmed, Soo Lian, «Novel Automation Fault Isolation System on Low Voltage Distribution Automation System,» 2013.
- [20] J. Sinha, «Automating Low Voltage Distribution Networks Using Sensor Technologies,» [En línea]. Available: <http://www.electricalindia.in/blog/post/id/11823/automating-low-voltage-distribution-networks--using-sensor-technologies>. [Último acceso: 30 10 2017].
- [21] UK Power Networks, «Flexible Urban Network Low Voltage,» [En línea]. Available: <http://innovation.ukpowernetworks.co.uk/innovation/en/Projects/tier-2-projects/Flexible-Urban-Networks-Low-Voltage/>. [Último acceso: 10 11 2017].
- [22] «eatechnology.com,» [En línea]. Available: <https://www.eatechnology.com/products/low-voltage-alvin-range/alvin-reclose/>. [Último acceso: 12 5 2018].
- [23] Ministerio de Energía, *Decreto Supremo 327 Reglamento de la Ley Eléctrica, Artículo 243*.

A Evaluación de Proyectos

A.1 Evaluación de proyectos para primera estimación de X

A.1.1 Sistema seccionalizado sin automatismos

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión	-241.394.500												
Costos Operación				-4.827.890	-4.827.890	-4.827.890	-4.827.890	-4.827.890	-4.827.890	-4.827.890	-4.827.890	-4.827.890	-4.827.890
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		28.435.968	37.914.624	45.023.616	45.023.616	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414
Curva de Consumo		60%	80%	95%	95%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Resultado	-241.394.500	27.332.988	36.711.984	38.918.341	38.918.341	40.325.190	40.325.190	40.325.190	40.325.190	40.325.190	40.325.190	40.325.190	40.325.190
Acumulado		\$ 27.332.988	\$ 64.044.972	\$ 102.963.313	\$ 141.881.654	\$ 182.206.844	\$ 222.532.035	\$ 262.857.225	\$ 303.182.416	\$ 343.507.606	\$ 383.832.796	\$ 424.157.987	\$ 464.483.177
Respecto Inversión		\$ -214.061.512	\$ -177.349.528	\$ -138.431.187	\$ -99.512.846	\$ -59.187.656	\$ -18.862.465	\$ 21.462.725	\$ 61.787.916	\$ 102.113.106	\$ 142.438.296	\$ 182.763.487	\$ 223.088.677
Costos y Pérdidas		\$ 1.102.980	\$ 1.202.640	\$ 6.105.275	\$ 6.105.275	\$ 6.120.224	\$ 6.120.224	\$ 6.120.224	\$ 6.120.224	\$ 6.120.224	\$ 6.120.224	\$ 6.120.224	\$ 6.120.224

Figura A-1: Evaluación de Proyectos sistema seccionalizado sin automatismos [Fuente: Propia].



Figura A-2: Proyección a 12 años [Fuente: Propia].

A.1.2 Sismtema semi-automatizado 1

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión	-290.294.500												
Costos Operación				-5.805.890	-5.805.890	-5.805.890	-5.805.890	-5.805.890	-5.805.890	-5.805.890	-5.805.890	-5.805.890	-5.805.890
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		28.435.968	37.914.624	45.023.616	45.023.616	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414
Curva de Consumo		60%	80%	95%	95%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Resultado	-290.294.500	27.332.988	36.711.984	37.940.341	37.940.341	39.347.190	39.347.190	39.347.190	39.347.190	39.347.190	39.347.190	39.347.190	39.347.190
Acumulado		\$ 27.332.988	\$ 64.044.972	\$ 101.985.313	\$ 139.925.654	\$ 179.272.844	\$ 218.620.035	\$ 257.967.225	\$ 297.314.416	\$ 336.661.606	\$ 376.008.796	\$ 415.355.987	\$ 454.703.177
Respecto Inversión		\$ -262.961.512	\$ -226.249.528	\$ -188.309.187	\$ -150.368.846	\$ -111.021.656	\$ -71.674.465	\$ -32.327.275	\$ 7.019.916	\$ 46.367.106	\$ 85.714.296	\$ 125.061.487	\$ 164.408.677
Costos y Pérdidas		\$ 1.102.980	\$ 1.202.640	\$ 7.083.275	\$ 7.083.275	\$ 7.098.224	\$ 7.098.224	\$ 7.098.224	\$ 7.098.224	\$ 7.098.224	\$ 7.098.224	\$ 7.098.224	\$ 7.098.224

Figura A-3: Evaluación de Proyectos sistema semi-automatizado 1 [Fuente: Propia].

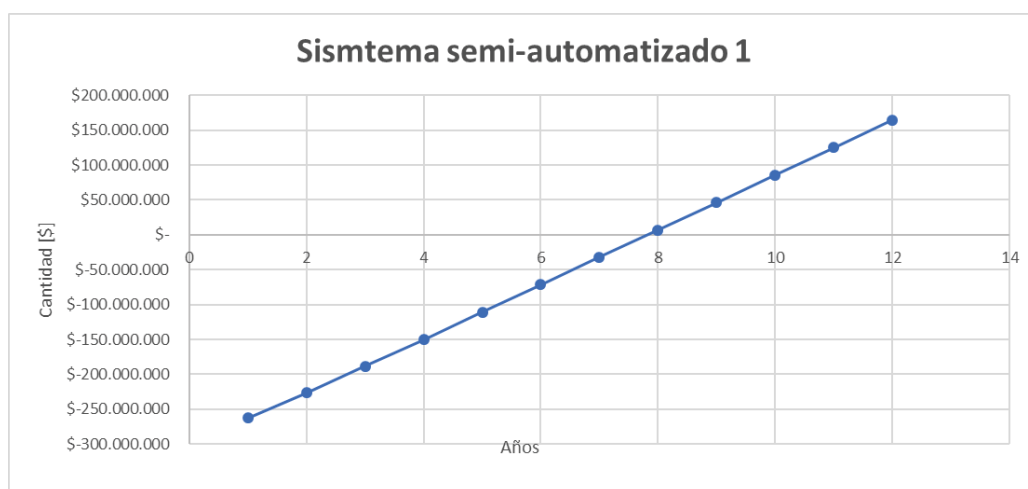


Figura A-4: Proyección a 12 años [Fuente: Propia].

A.1.3 Sistema semi-automatizado 2

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión	-296.594.500												
Costos Operación				-5.931.890	-5.931.890	-5.931.890	-5.931.890	-5.931.890	-5.931.890	-5.931.890	-5.931.890	-5.931.890	-5.931.890
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		28.435.968	37.914.624	45.023.616	45.023.616	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414
Curva de Consumo		60%	80%	95%	95%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Resultado	-296.594.500	27.332.988	36.711.984	37.814.341	37.814.341	39.221.190	39.221.190	39.221.190	39.221.190	39.221.190	39.221.190	39.221.190	39.221.190
Acumulado		\$ 27.332.988	\$ 64.044.972	\$ 101.859.313	\$ 139.673.654	\$ 178.894.844	\$ 218.116.035	\$ 257.337.225	\$ 296.558.416	\$ 335.779.606	\$ 375.000.796	\$ 414.221.987	\$ 453.443.177
Respecto Inversión		\$ -269.261.512	\$ -232.549.528	\$ -194.735.187	\$ -156.920.846	\$ -117.699.656	\$ -78.478.465	\$ -39.257.275	\$ -36.084	\$ 39.185.106	\$ 78.406.296	\$ 117.627.487	\$ 156.848.677
Costos y Pérdidas		\$ 1.102.980	\$ 1.202.640	\$ 7.209.275	\$ 7.209.275	\$ 7.224.224	\$ 7.224.224	\$ 7.224.224	\$ 7.224.224	\$ 7.224.224	\$ 7.224.224	\$ 7.224.224	\$ 7.224.224

Figura A-5: Evaluación de Proyectos sistema semi-automatizado 2 [Fuente: Propia].

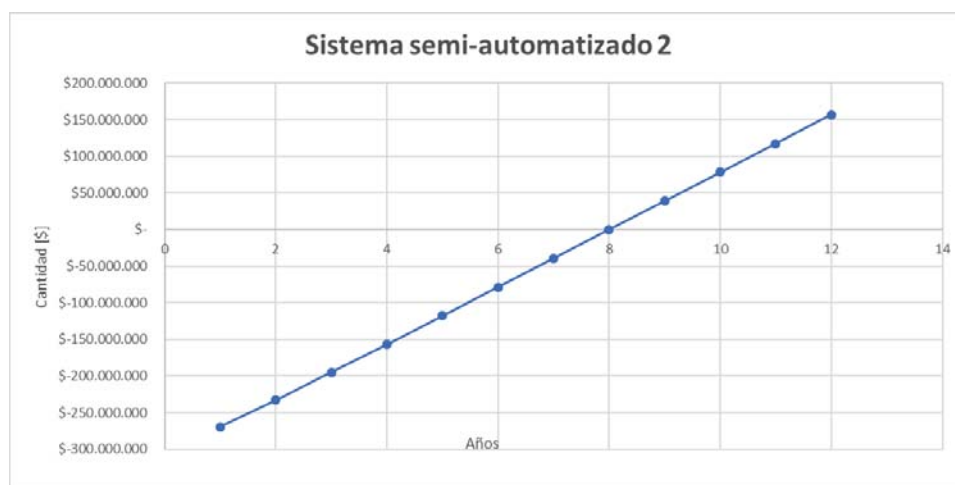


Figura A-6: Proyección a 12 años [Fuente: Propia].

A.1.4 Sistema automatizado 1

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión	-334.094.500												
Costos Operación				-6.681.890	-6.681.890	-6.681.890	-6.681.890	-6.681.890	-6.681.890	-6.681.890	-6.681.890	-6.681.890	-6.681.890
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		28.435.968	37.914.624	45.023.616	45.023.616	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414
Curva de Consumo		60%	80%	95%	95%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Resultado	-334.094.500	27.332.988	36.711.984	37.064.341	37.064.341	38.471.190	38.471.190	38.471.190	38.471.190	38.471.190	38.471.190	38.471.190	38.471.190
Acumulado		\$ 27.332.988	\$ 64.044.972	\$ 101.109.313	\$ 138.173.654	\$ 176.644.844	\$ 215.116.035	\$ 253.587.225	\$ 292.058.416	\$ 330.529.606	\$ 369.000.796	\$ 407.471.987	\$ 445.943.177
Respecto Inversión		\$ -306.761.512	\$ -270.049.528	\$ -232.985.187	\$ -195.920.846	\$ -157.449.656	\$ -118.978.465	\$ -80.507.275	\$ -42.036.084	\$ -3.564.894	\$ 34.906.296	\$ 73.377.487	\$ 111.848.677
Costos y Pérdidas		\$ 1.102.980	\$ 1.202.640	\$ 7.959.275	\$ 7.959.275	\$ 7.974.224	\$ 7.974.224	\$ 7.974.224	\$ 7.974.224	\$ 7.974.224	\$ 7.974.224	\$ 7.974.224	\$ 7.974.224

Figura A-7: Evaluación de Proyectos sistema automatizado 1 [Fuente: Propia].

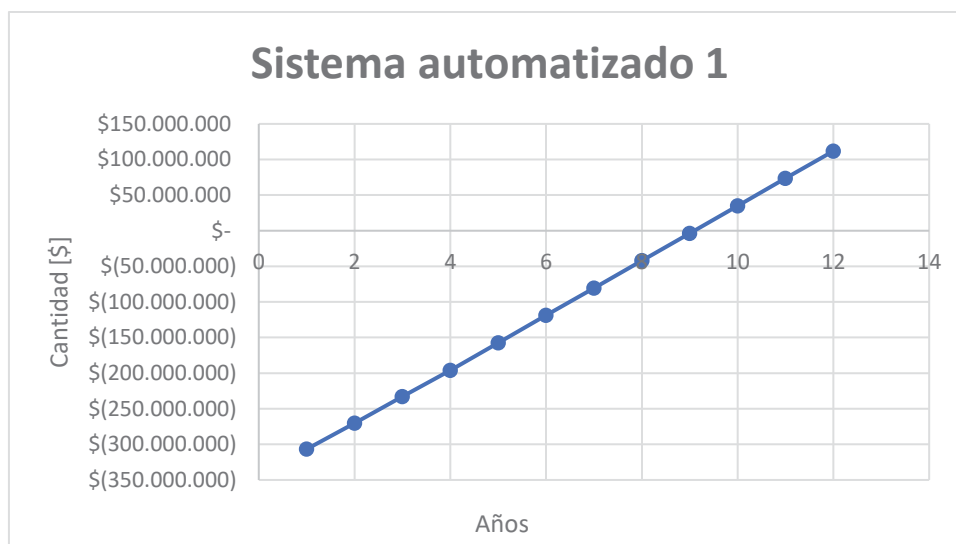


Figura A-8: Proyección a 12 años [Fuente: Propia].

A.1.5 Sistema automatizado 2

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión	-403.694.500												
Costos Operación				-8.073.890	-8.073.890	-8.073.890	-8.073.890	-8.073.890	-8.073.890	-8.073.890	-8.073.890	-8.073.890	-8.073.890
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		28.435.968	37.914.624	45.023.616	45.023.616	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414
Curva de Consumo		60%	80%	95%	95%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Resultado	-403.694.500	27.332.988	36.711.984	35.672.341	35.672.341	37.079.190	37.079.190	37.079.190	37.079.190	37.079.190	37.079.190	37.079.190	37.079.190
Acumulado	\$	27.332.988	\$ 64.044.972	\$ 99.717.313	\$ 135.389.654	\$ 172.468.844	\$ 209.548.035	\$ 246.627.225	\$ 283.706.416	\$ 320.785.606	\$ 357.864.796	\$ 394.943.987	\$ 432.023.177
Respecto Inversión	\$	-376.361.512	\$ -339.649.528	\$ -303.977.187	\$ -268.304.846	\$ -231.225.656	\$ -194.146.465	\$ -157.067.275	\$ -119.988.084	\$ -82.908.894	\$ -45.829.704	\$ -8.750.513	\$ 28.328.677
Costos y Pérdidas	\$	1.102.980	\$ 1.202.640	\$ 9.351.275	\$ 9.351.275	\$ 9.366.224	\$ 9.366.224	\$ 9.366.224	\$ 9.366.224	\$ 9.366.224	\$ 9.366.224	\$ 9.366.224	\$ 9.366.224

Figura A-9: Evaluación de Proyectos sistema automatizado 2 [Fuente: Propia].

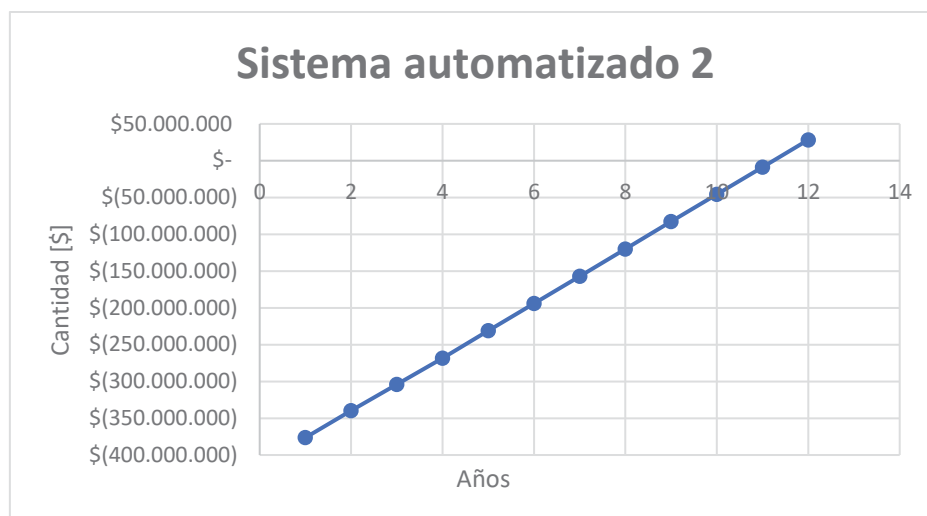


Figura A-10: Proyección a 12 años [Fuente: Propia].

A.2 Evaluación de proyecto para segunda estimación de X

A.2.1 Sistema seccionalizado sin automatismos

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión	-254.894.500												
Costos Operación				-5.097.890	-5.097.890	-5.097.890	-5.097.890	-5.097.890	-5.097.890	-5.097.890	-5.097.890	-5.097.890	-5.097.890
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		28.435.968	37.914.624	45.023.616	45.023.616	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414
Curva de Consumo		60%	80%	95%	95%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Resultado	-254.894.500	27.332.988	36.711.984	38.648.341	38.648.341	40.055.190	40.055.190	40.055.190	40.055.190	40.055.190	40.055.190	40.055.190	40.055.190
Acumulado		\$ 27.332.988	\$ 64.044.972	\$ 102.693.313	\$ 141.341.654	\$ 181.396.844	\$ 221.452.035	\$ 261.507.225	\$ 301.562.416	\$ 341.617.606	\$ 381.672.796	\$ 421.727.987	\$ 461.783.177
Respecto Inversión		\$ -227.561.512	\$ -190.849.528	\$ -152.201.187	\$ -113.552.846	\$ -73.497.656	\$ -33.442.465	\$ 6.612.725	\$ 46.667.916	\$ 86.723.106	\$ 126.778.296	\$ 166.833.487	\$ 206.888.677
Costos y Pérdidas		\$ 1.102.980	\$ 1.202.640	\$ 6.375.275	\$ 6.375.275	\$ 6.390.224	\$ 6.390.224	\$ 6.390.224	\$ 6.390.224	\$ 6.390.224	\$ 6.390.224	\$ 6.390.224	\$ 6.390.224

Figura A-11: Evaluación de Proyectos sistema seccionalizado sin automatismos [Fuente: Propia].

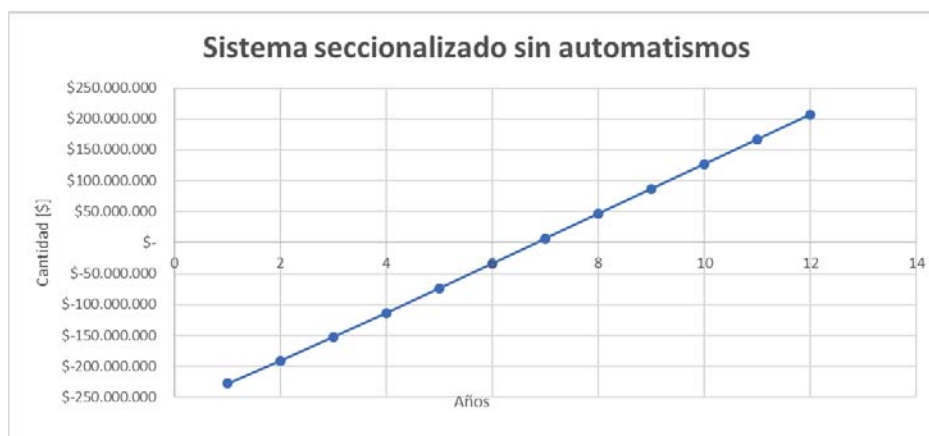


Figura A-12: Proyección a 12 años [Fuente: Propia].

A.2.2 Sistema semi-automatizado 1

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión	-385.294.500												
Costos Operación				-7.705.890	-7.705.890	-7.705.890	-7.705.890	-7.705.890	-7.705.890	-7.705.890	-7.705.890	-7.705.890	-7.705.890
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		28.435.968	37.914.624	45.023.616	45.023.616	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414
Curva de Consumo		60%	80%	95%	95%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Resultado	-385.294.500	27.332.988	36.711.984	36.040.341	36.040.341	37.447.190	37.447.190	37.447.190	37.447.190	37.447.190	37.447.190	37.447.190	37.447.190
Acumulado		\$ 27.332.988	\$ 64.044.972	\$ 100.085.313	\$ 136.125.654	\$ 173.572.844	\$ 211.020.035	\$ 248.467.225	\$ 285.914.416	\$ 323.361.606	\$ 360.808.796	\$ 398.255.987	\$ 435.703.177
Respecto Inversión		\$ -357.961.512	\$ -321.249.528	\$ -285.209.187	\$ -249.168.846	\$ -211.721.656	\$ -174.274.465	\$ -136.827.275	\$ -99.380.084	\$ -61.932.894	\$ -24.485.704	\$ 12.961.487	\$ 50.408.677
Costos y Pérdidas		\$ 1.102.980	\$ 1.202.640	\$ 8.983.275	\$ 8.983.275	\$ 8.998.224	\$ 8.998.224	\$ 8.998.224	\$ 8.998.224	\$ 8.998.224	\$ 8.998.224	\$ 8.998.224	\$ 8.998.224

Figura A-13: Evaluación de Proyectos sistema semi-automatizado 1 [Fuente: Propia].

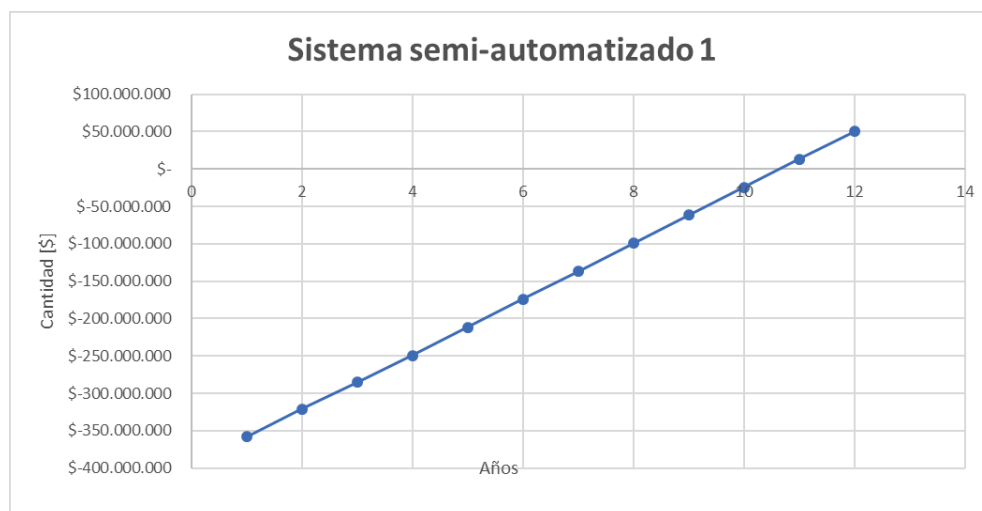


Figura A-14: Proyección a 12 años [Fuente: Propia].

A.2.3 Sistema semi-automatizado 2

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión	-402.094.500												
Costos Operación				-8.041.890	-8.041.890	-8.041.890	-8.041.890	-8.041.890	-8.041.890	-8.041.890	-8.041.890	-8.041.890	-8.041.890
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		28.435.968	37.914.624	45.023.616	45.023.616	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414
Curva de Consumo		60%	80%	95%	95%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Resultado	-402.094.500	27.332.988	36.711.984	35.704.341	35.704.341	37.111.190	37.111.190	37.111.190	37.111.190	37.111.190	37.111.190	37.111.190	37.111.190
Acumulado		\$ 27.332.988	\$ 64.044.972	\$ 99.749.313	\$ 135.453.654	\$ 172.564.844	\$ 209.676.035	\$ 246.787.225	\$ 283.898.416	\$ 321.009.606	\$ 358.120.796	\$ 395.231.987	\$ 432.343.177
Respecto Inversión		\$ -374.761.512	\$ -338.049.528	\$ -302.345.187	\$ -266.640.846	\$ -229.529.656	\$ -192.418.465	\$ -155.307.275	\$ -118.196.084	\$ -81.084.894	\$ -43.973.704	\$ -6.862.513	\$ 30.248.677
Costos y Pérdidas		\$ 1.102.980	\$ 1.202.640	\$ 9.319.275	\$ 9.319.275	\$ 9.334.224	\$ 9.334.224	\$ 9.334.224	\$ 9.334.224	\$ 9.334.224	\$ 9.334.224	\$ 9.334.224	\$ 9.334.224

Figura A-15: Evaluación de Proyectos sistema semi-automatizado 2 [Fuente: Propia].

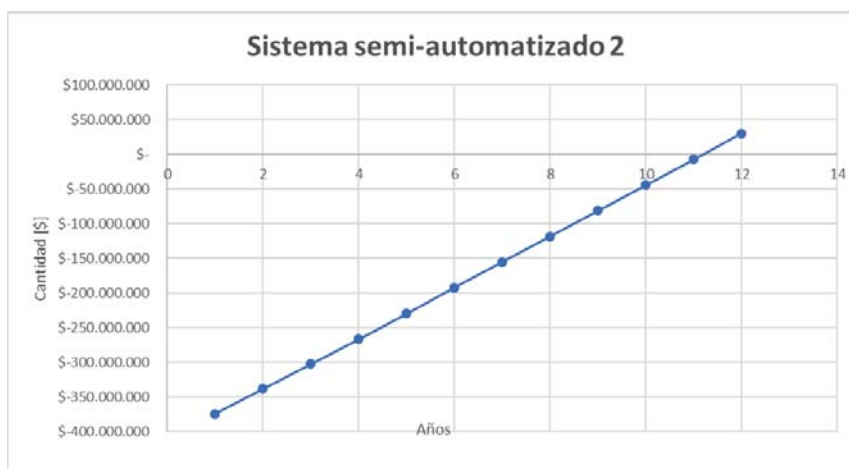


Figura A-16: Proyección a 12 años [Fuente: Propia].

A.2.4 Sistema automatizado 1

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión	-502.094.500												
Costos Operación				-10.041.890	-10.041.890	-10.041.890	-10.041.890	-10.041.890	-10.041.890	-10.041.890	-10.041.890	-10.041.890	-10.041.890
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		28.435.968	37.914.624	45.023.616	45.023.616	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414
Curva de Consumo		60%	80%	95%	95%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Resultado	-502.094.500	27.332.988	36.711.984	33.704.341	33.704.341	35.111.190	35.111.190	35.111.190	35.111.190	35.111.190	35.111.190	35.111.190	35.111.190
Acumulado		\$ 27.332.988	\$ 64.044.972	\$ 97.749.313	\$ 131.453.654	\$ 166.564.844	\$ 201.676.035	\$ 236.787.225	\$ 271.898.416	\$ 307.009.606	\$ 342.120.796	\$ 377.231.987	\$ 412.343.177
Respecto Inversión		\$ -474.761.512	\$ -438.049.528	\$ -404.345.187	\$ -370.640.846	\$ -335.529.656	\$ -300.418.465	\$ -265.307.275	\$ -230.196.084	\$ -195.084.894	\$ -159.973.704	\$ -124.862.513	\$ -89.751.323
Costos y Pérdidas		\$ 1.102.980	\$ 1.202.640	\$ 11.319.275	\$ 11.319.275	\$ 11.334.224	\$ 11.334.224	\$ 11.334.224	\$ 11.334.224	\$ 11.334.224	\$ 11.334.224	\$ 11.334.224	\$ 11.334.224

Figura A-17: Evaluación de Proyectos sistema automatizado 1 [Fuente: Propia].



Figura A-18: Proyección a 12 años [Fuente: Propia].

A.2.5 Sistema automatizado 2

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12											
Inversión	-687.694.500																							
Costos Operación				-13.753.890	-13.753.890	-13.753.890	-13.753.890	-13.753.890	-13.753.890	-13.753.890	-13.753.890	-13.753.890	-13.753.890											
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		28.435.968	37.914.624	45.023.616	45.023.616	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414											
Curva de Consumo		60%	80%	95%	95%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%											
Resultado	-687.694.500	27.332.988	36.711.984	29.992.341	29.992.341	31.399.190	31.399.190	31.399.190	31.399.190	31.399.190	31.399.190	31.399.190	31.399.190											
Acumulado	\$	27.332.988	\$	64.044.972	\$	94.037.313	\$	124.029.654	\$	155.428.844	\$	186.828.035	\$	218.227.225	\$	249.626.416	\$	281.025.606	\$	312.424.796	\$	343.823.987	\$	375.223.177
Respecto Inversión		\$ -660.361.512	\$ -623.649.528	\$ -593.657.187	\$ -563.664.846	\$ -532.265.656	\$ -500.866.465	\$ -469.467.275	\$ -438.068.084	\$ -406.668.894	\$ -375.269.704	\$ -343.870.513	\$ -312.471.323											
Costos y Pérdidas		\$ 1.102.980	\$ 1.202.640	\$ 15.031.275	\$ 15.031.275	\$ 15.046.224	\$ 15.046.224	\$ 15.046.224	\$ 15.046.224	\$ 15.046.224	\$ 15.046.224	\$ 15.046.224	\$ 15.046.224											

Figura A-19: Evaluación de Proyectos sistema automatizado 2 [Fuente: Propia].

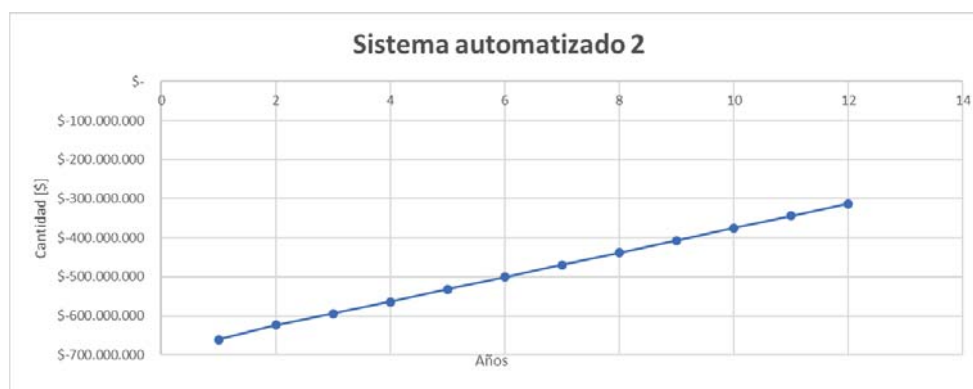


Figura A-20: Proyección a 12 años [Fuente: Propia].

A.3 Evaluación de proyecto para tercera estimación de X

A.3.1 Sistema seccionalizado sin automatismos

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión	-260.294.500												
Costos Operación				-5.205.890	-5.205.890	-5.205.890	-5.205.890	-5.205.890	-5.205.890	-5.205.890	-5.205.890	-5.205.890	-5.205.890
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		28.435.968	37.914.624	45.023.616	45.023.616	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414
Curva de Consumo		60%	80%	95%	95%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Resultado	-260.294.500	27.332.988	36.711.984	38.540.341	38.540.341	39.947.190	39.947.190	39.947.190	39.947.190	39.947.190	39.947.190	39.947.190	39.947.190
Acumulado		\$ 27.332.988	\$ 64.044.972	\$ 102.585.313	\$ 141.125.654	\$ 181.072.844	\$ 221.020.035	\$ 260.967.225	\$ 300.914.416	\$ 340.861.606	\$ 380.808.796	\$ 420.755.987	\$ 460.703.177
Respecto Inversión		\$ -232.961.512	\$ -196.249.528	\$ -157.709.187	\$ -119.168.846	\$ -79.221.656	\$ -39.274.465	\$ 672.725	\$ 40.619.916	\$ 80.567.106	\$ 120.514.296	\$ 160.461.487	\$ 200.408.677
Costos y Pérdidas		\$ 1.102.980	\$ 1.202.640	\$ 6.483.275	\$ 6.483.275	\$ 6.498.224	\$ 6.498.224	\$ 6.498.224	\$ 6.498.224	\$ 6.498.224	\$ 6.498.224	\$ 6.498.224	\$ 6.498.224

Figura A-21: Evaluación de Proyectos sistema seccionalizado sin automatismos [Fuente: Propia].

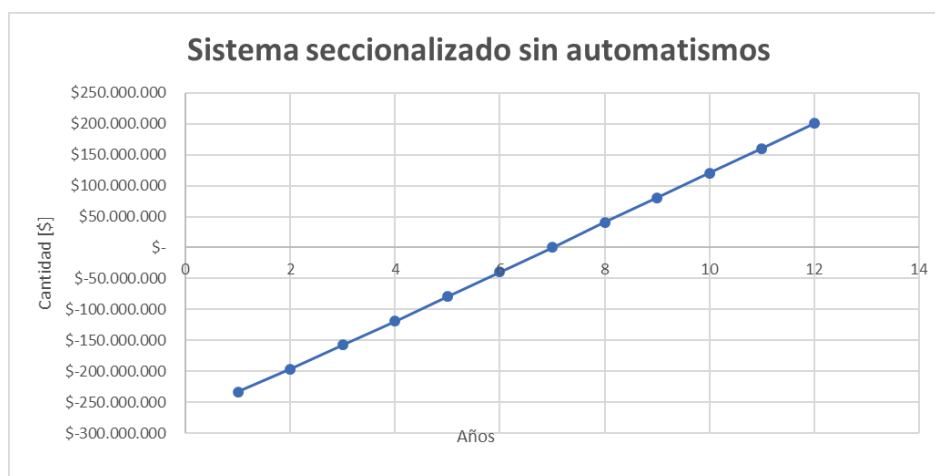


Figura A-22: Proyección a 12 años [Fuente: Propia].

A.3.2 Sistema semi-automatizado 1

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión	-423.294.500												
Costos Operación				-8.465.890	-8.465.890	-8.465.890	-8.465.890	-8.465.890	-8.465.890	-8.465.890	-8.465.890	-8.465.890	-8.465.890
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		28.435.968	37.914.624	45.023.616	45.023.616	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414
Curva de Consumo		60%	80%	95%	95%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Resultado	-423.294.500	27.332.988	36.711.984	35.280.341	35.280.341	36.687.190	36.687.190	36.687.190	36.687.190	36.687.190	36.687.190	36.687.190	36.687.190
Acumulado		\$ 27.332.988	\$ 64.044.972	\$ 99.325.313	\$ 134.605.654	\$ 171.292.844	\$ 207.980.035	\$ 244.667.225	\$ 281.354.416	\$ 318.041.606	\$ 354.728.796	\$ 391.415.987	\$ 428.103.177
Respecto Inversión		\$ -395.961.512	\$ -359.249.528	\$ -323.969.187	\$ -288.688.846	\$ -252.001.656	\$ -215.314.465	\$ -178.627.275	\$ -141.940.084	\$ -105.252.894	\$ -68.565.704	\$ -31.878.513	\$ 4.808.677
Costos y Pérdidas		\$ 1.102.980	\$ 1.202.640	\$ 9.743.275	\$ 9.743.275	\$ 9.758.224	\$ 9.758.224	\$ 9.758.224	\$ 9.758.224	\$ 9.758.224	\$ 9.758.224	\$ 9.758.224	\$ 9.758.224

Figura A-23: Evaluación de Proyectos sistema semi-automatizado 1 [Fuente: Propia].

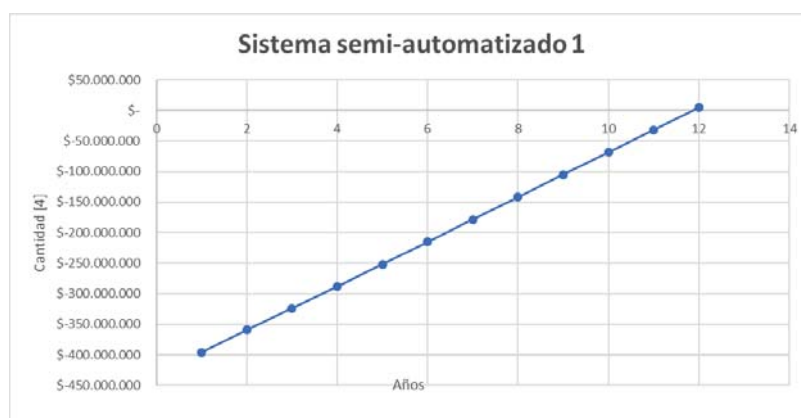


Figura A-24: Proyección a 12 años [Fuente: Propia].

A.3.3 Sistema semi-automatizado 2

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión	-444.294.500												
Costos Operación				-8.885.890	-8.885.890	-8.885.890	-8.885.890	-8.885.890	-8.885.890	-8.885.890	-8.885.890	-8.885.890	-8.885.890
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		28.435.968	37.914.624	45.023.616	45.023.616	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414
Curva de Consumo		60%	80%	95%	95%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Resultado	-444.294.500	27.332.988	36.711.984	34.860.341	34.860.341	36.267.190	36.267.190	36.267.190	36.267.190	36.267.190	36.267.190	36.267.190	36.267.190
Acumulado		\$ 27.332.988	\$ 64.044.972	\$ 98.905.313	\$ 133.765.654	\$ 170.032.844	\$ 206.300.035	\$ 242.567.225	\$ 278.834.416	\$ 315.101.606	\$ 351.368.796	\$ 387.635.987	\$ 423.903.177
Respecto Inversión		\$ -416.961.512	\$ -380.249.528	\$ -345.389.187	\$ -310.528.846	\$ -274.261.656	\$ -237.994.465	\$ -201.727.275	\$ -165.460.084	\$ -129.192.894	\$ -92.925.704	\$ -56.658.513	\$ -20.391.323
Costos y Pérdidas		\$ 1.102.980	\$ 1.202.640	\$ 10.163.275	\$ 10.163.275	\$ 10.178.224	\$ 10.178.224	\$ 10.178.224	\$ 10.178.224	\$ 10.178.224	\$ 10.178.224	\$ 10.178.224	\$ 10.178.224

Figura A-25: Evaluación de Proyectos sistema semi-automatizado 2 [Fuente: Propia].

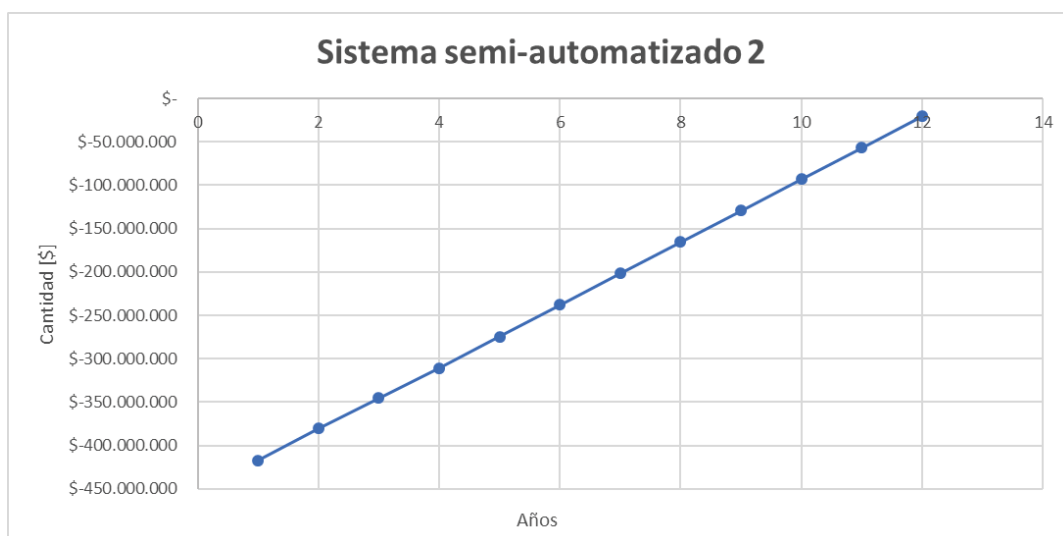


Figura A-26: Proyección a 12 años [Fuente: Propia].

A.3.4 Sistema automatizado 1

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión	-569.294.500												
Costos Operación				-11.385.890	-11.385.890	-11.385.890	-11.385.890	-11.385.890	-11.385.890	-11.385.890	-11.385.890	-11.385.890	-11.385.890
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		28.435.968	37.914.624	45.023.616	45.023.616	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414
Curva de Consumo		60%	80%	95%	95%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Resultado	-569.294.500	27.332.988	36.711.984	32.360.341	32.360.341	33.767.190	33.767.190	33.767.190	33.767.190	33.767.190	33.767.190	33.767.190	33.767.190
Acumulado		\$ 27.332.988	\$ 64.044.972	\$ 96.405.313	\$ 128.765.654	\$ 162.532.844	\$ 196.300.035	\$ 230.067.225	\$ 263.834.416	\$ 297.601.606	\$ 331.368.796	\$ 365.135.987	\$ 398.903.177
Respecto Inversión		\$ -541.961.512	\$ -505.249.528	\$ -472.889.187	\$ -440.528.846	\$ -406.761.656	\$ -372.994.465	\$ -339.227.275	\$ -305.460.084	\$ -271.692.894	\$ -237.925.704	\$ -204.158.513	\$ -170.391.323
Costos y Pérdidas		\$ 1.102.980	\$ 1.202.640	\$ 12.663.275	\$ 12.663.275	\$ 12.678.224	\$ 12.678.224	\$ 12.678.224	\$ 12.678.224	\$ 12.678.224	\$ 12.678.224	\$ 12.678.224	\$ 12.678.224

Figura A-27: Evaluación de Proyectos sistema automatizado 1 [Fuente: Propia].

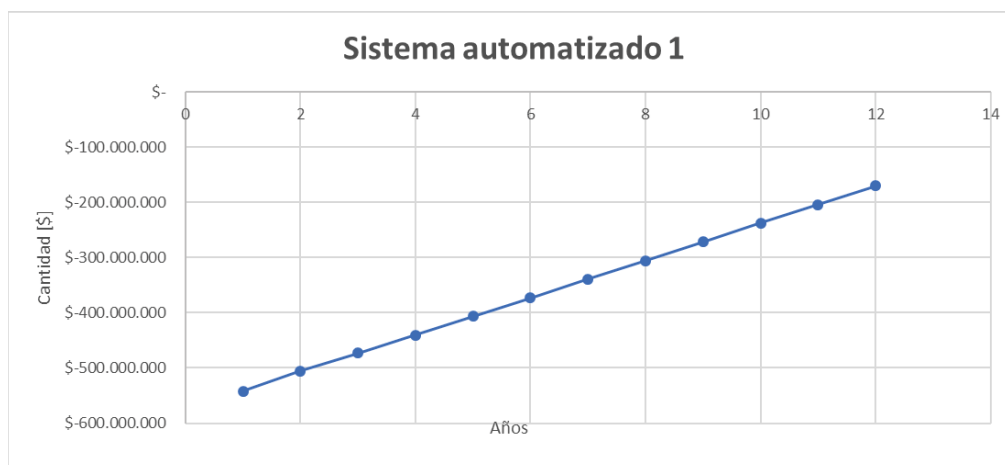


Figura A-28: Proyección a 12 años [Fuente: Propia].

A.3.5 Sistema automatizado 2

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión	-801.294.500												
Costos Operación				-16.025.890	-16.025.890	-16.025.890	-16.025.890	-16.025.890	-16.025.890	-16.025.890	-16.025.890	-16.025.890	-16.025.890
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		28.435.968	37.914.624	45.023.616	45.023.616	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414	46.445.414
Curva de Consumo		60%	80%	95%	95%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Resultado	-801.294.500	27.332.988	36.711.984	27.720.341	27.720.341	29.127.190	29.127.190	29.127.190	29.127.190	29.127.190	29.127.190	29.127.190	29.127.190
Acumulado		\$ 27.332.988	\$ 64.044.972	\$ 91.765.313	\$ 119.485.654	\$ 148.612.844	\$ 177.740.035	\$ 206.867.225	\$ 235.994.416	\$ 265.121.606	\$ 294.248.796	\$ 323.375.987	\$ 352.503.177
Respecto Inversión		\$ -773.961.512	\$ -737.249.528	\$ -709.529.187	\$ -681.808.846	\$ -652.681.656	\$ -623.554.465	\$ -594.427.275	\$ -565.300.084	\$ -536.172.894	\$ -507.045.704	\$ -477.918.513	\$ -448.791.323
Costos y Pérdidas		\$ 1.102.980	\$ 1.202.640	\$ 17.303.275	\$ 17.303.275	\$ 17.318.224	\$ 17.318.224	\$ 17.318.224	\$ 17.318.224	\$ 17.318.224	\$ 17.318.224	\$ 17.318.224	\$ 17.318.224

Figura A-29: Evaluación de Proyectos sistema automatizado 2 [Fuente: Propia].

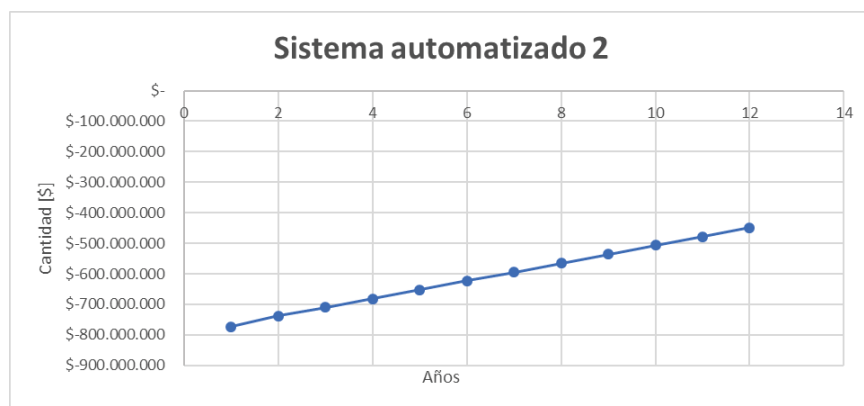


Figura A-30: Proyección a 12 años [Fuente: Propia].

A.4 Comparación de evaluación de proyectos

A.4.1 Para primera estimación de X

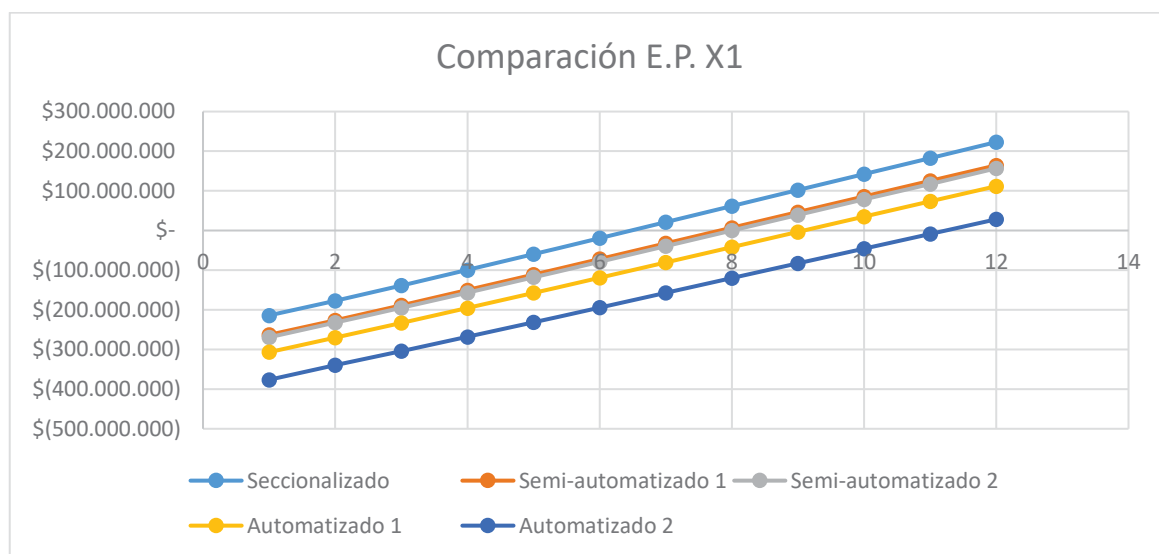


Figura A-31: Análisis comparativo [Fuente: Propia].

A.4.2 Para segunda estimación de X

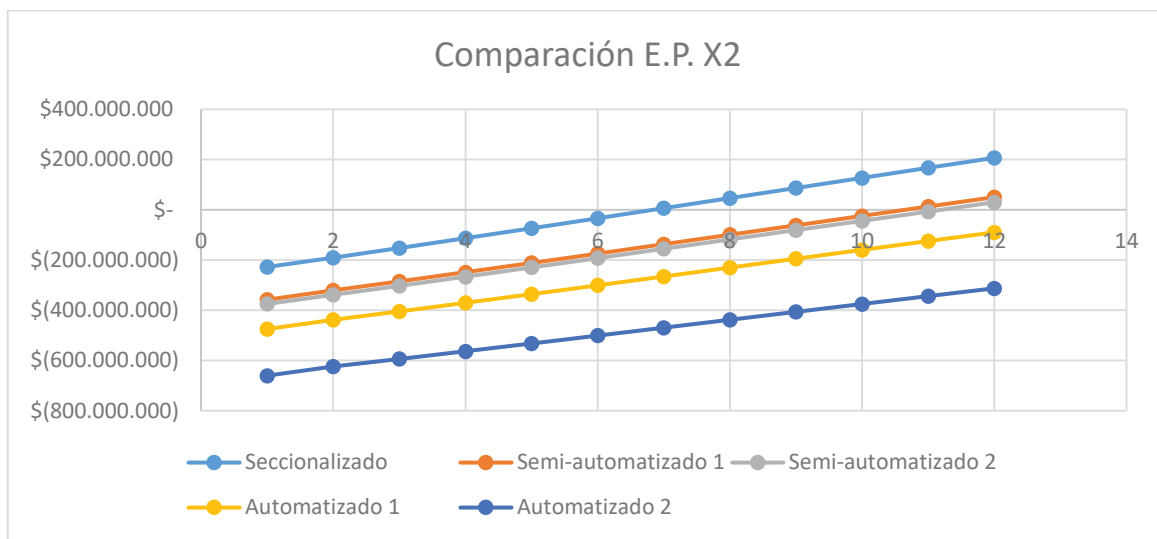


Figura A-32: Análisis comparativo [Fuente: Propia].

A.4.3 Para tercera estimación de X

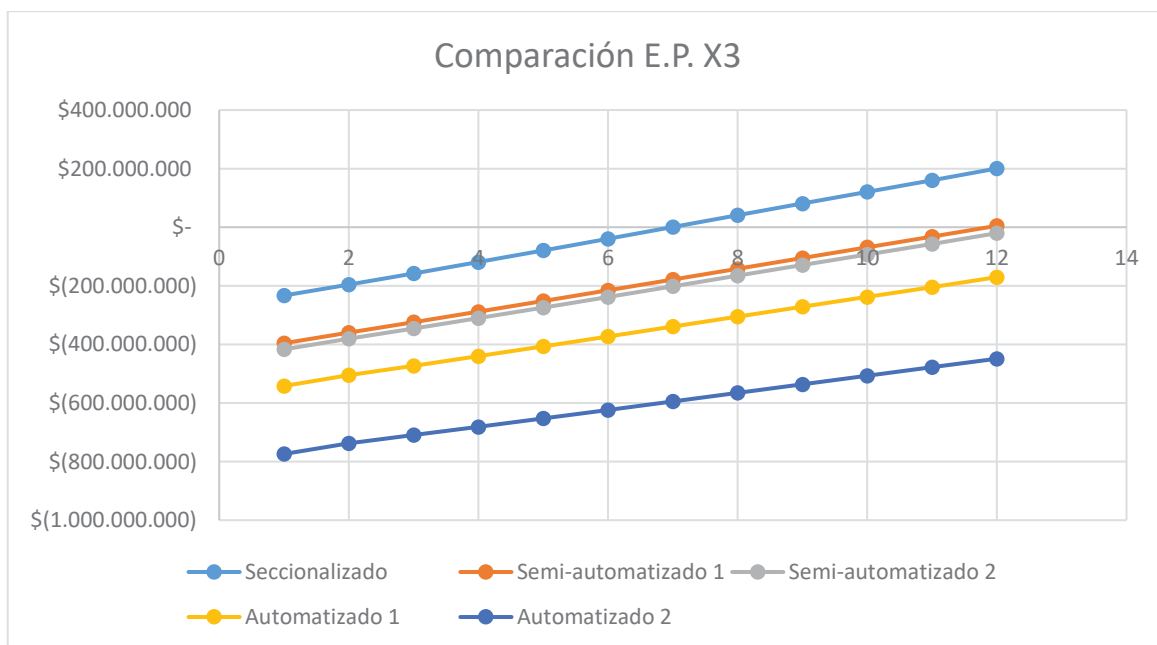


Figura A-33: Análisis comparativo [Fuente: Propia].