



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

CALIDAD DE SUMINISTRO EN LA PLANIFICACIÓN DE REDES DE
DISTRIBUCIÓN

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA

BORIS ALEXIS ORELLANA FLORES

PROFESOR GUÍA:
LUIS VARGAS DÍAZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
GUILLERMO JIMÉNEZ ESTÉVEZ
NELSON MORALES OSORIO

SANTIAGO – CHILE

2010



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

CALIDAD DE SUMINISTRO EN LA PLANIFICACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA

BORIS ALEXIS ORELLANA FLORES

PROFESOR GUÍA:
LUIS VARGAS DÍAZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
GUILLERMO JIMÉNEZ ESTÉVEZ
NELSON MORALES OSORIO

SANTIAGO - CHILE
SEPTIEMBRE 2010

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
BORIS ALEXIS ORELLANA FLORES
FECHA: 06/09/2010
PROF. GUÍA: LUIS VARGAS DÍAZ

“CALIDAD DE SUMINISTRO EN LA PLANIFICACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN”

El principal objetivo de esta memoria es crear un algoritmo que permita determinar el enmallamiento óptimo de una red de distribución de media tensión, como etapa posterior a la planificación de un sistema radial. Para resolver el problema de optimización se utiliza el criterio de minimización del costo total del sistema, considerando la energía esperada no suministrada (EENS).

Se implementa un código que utiliza el modelo de una red radial previamente diseñada en base a algoritmos genéticos, considerando las tasas de falla y tiempos de reparación de los conductores empleados. Con estos datos, es posible optimizar cualquier tipo de red de media tensión que opere en forma radial calculando el costo asociado a la operación del sistema en distintos escenarios de enmallamiento.

El código diseñado determina las inversiones adicionales y respaldos necesarios para conseguir el mayor nivel de confiabilidad posible. La EENS se estima considerando los parámetros de confiabilidad del sistema y la simulación de fallas en distintos tramos. Además se propone una metodología de cálculo de los índices de confiabilidad FMIK, FMIT, TTIK y TTIT, los cuales se utilizan para comparar el efecto producido por la inclusión de refuerzos en la red. De esta forma, se determinan las combinaciones que minimizan el costo total de inversiones, refuerzos en los alimentadores, y el costo de la EENS. Posteriormente, se realiza una evaluación económica que permite determinar las mejores inversiones dentro del horizonte de planificación estimado.

El algoritmo se aplica en dos redes de distribución de media tensión. Los resultados obtenidos indican que el enmallamiento reduce el tiempo de indisponibilidad anual en cada sistema. Esto determina una reducción en el costo de la EENS y en los valores de los índices de confiabilidad que miden el tiempo total de interrupción. Asimismo, se obtiene la nueva topología de la red y el costo final asociado en ambos casos.

Se concluye que el algoritmo diseñado permite mejorar la calidad de suministro de una red, minimizando el costo total de operación de la red, independientemente del tipo de red analizada. En base a la metodología propuesta se plantea como trabajo futuro realizar mejoras en el criterio de selección de las mallas candidatas y la inclusión en el algoritmo de otras técnicas de aumento de la confiabilidad en este tipo de redes.

Agradecimientos

En primer lugar agradezco a mi familia, pilar fundamental durante esta etapa y la principal motivación para finalizarla.

Quiero agradecer en forma especial al profesor co-guía de esta memoria, Guillermo Jiménez, quien se mostró en todo momento dispuesto a colaborar y contribuir para que este trabajo se desarrollara de manera exitosa.

Agradezco los comentarios y críticas de los Sres. Luis Vargas, Nelson Morales y Oscar Moya (q.e.p.d.), principalmente a éste último, quien hasta sus últimos días asistió a dictar sus cursos y mantuvo su atención en el avance de esta memoria.

En forma muy particular, agradezco a la Directora de Bienestar Estudiantil, Sra. María Eugenia Horvitz, por brindarme la oportunidad de cumplir este ciclo en forma exitosa, enfocando mi atención sólo en los aspectos académicos.

Finalmente, doy las gracias a todos quienes conocí durante estos años, compañeros y amigos, con quienes tuve la oportunidad de compartir y aprender. Mi gratitud a todos ellos por sus constantes gestos de apoyo y aliento.

Índice General

Índice de Figuras	III
Índice de Tablas	IV
1.- Introducción	1
1.1.- Objetivos	2
1.2.- Organización y Alcance del trabajo	3
2.- Marco legal y antecedentes	5
2.1.- Regulación nacional	5
2.2.- Parámetros de continuidad de suministro	6
2.2.1.- Índices de confiabilidad de la red	7
2.2.1.1.- Índices usados en Chile	7
2.2.1.2.- Índices usados a escala internacional	9
3.- Marco teórico	13
3.1.- Descripción del sistema de distribución	13
3.2.- Planificación de las redes de distribución	15
3.3.- Enfoque de Planificación	12
3.4.- Confiabilidad en la planificación de redes	18
3.4.1.- Análisis directo	18
3.4.2.- Optimización Multiobjetivo	19
3.4.3.- Análisis expost	22
4.- Metodología propuesta	25
4.1.- Supuestos	25
4.2.- Etapas de la optimización	26
4.3.- Ejemplo de aplicación	34
4.4.- Sistema de prueba	39
5.- Resultados	45
5.1.- Sistema de 54 nodos	45
5.2.- Sistema de 402 nodos	50

6.- Conclusiones _____ **58**

7- Fuentes consultadas _____ **60**

Índice de Figuras

Figura 1.1.- Diagrama de Calidad de Servicio. Fuente: [2].	2
Figura 1.2.- Diagrama de Calidad de Suministro. Fuente: [2].	2
Figura 3.1.- Esquema simplificado del negocio de las empresas distribuidoras. Fuente: [xx].	15
Figura 3.2.- Esquemas de planificación de redes. Fuente: [6].	17
Figura 3.3.- Representación de las soluciones de una optimización multiobjetivo. Fuente [9].	22
Figura 3.4.- Metodología para determinar mallado de la red. Fuente: [6].	23
Figura 4.1.- Metodología empleada para la selección de respaldos.	26
Figura 4.2.- Sistema de distribución para un área con 54 nodos. Fuente [6].	27
Figura 4.3.- Metodología propuesta para calcular EENS e índices iniciales.	28
Figura 4.4.- Metodología propuesta para la selección de los tramos candidatos.	34
Figura 4.5.- Red radial con alimentación alternativa. Fuente: [15].	35
Figura 4.6.- Solución de la red inicial de prueba.	39
Figura 4.7.- Red de prueba con equipos instalados.	41
Figura 4.8.- Mallas candidatas para el sistema de prueba.	42
Figura 4.9.- Sistema de prueba con tramos adicionales.	44
Figura 5.1.- Red inicial de 54 nodos.	45
Figura 5.2.- Red de 54 nodos con conjunto de mallas factibles.	46
Figura 5.3.- Reducción en el costo de la EENS [MUS\$]. Sistema de 54 nodos.	48
Figura 5.4.- Costo de la EENS para el sistema enmallado de 54 nodos.	48
Figura 5.5.- Mejor resultado obtenido para la red de 54 nodos.	49
Figura 5.6.- Red inicial de 402 nodos.	51
Figura 5.7.- Mallas factibles para el sistema de 402 nodos.	52
Figura 5.8.- Reducción del costo de la EENS. Caso sistema de 402 nodos.	53
Figura 5.9.- Costo de la EENS en el primer año. Caso sistema de 402 nodos.	54
Figura 5.10.- Primera alternativa de enmallamiento. Sistema de 402 nodos.	55
Figura 5.11.- Segunda alternativa de enmallamiento. Sistema de 402 nodos.	56

Índice de Tablas

Tabla 2.1.- Límites máximos para índices de calidad de suministro. Fuente [6].	9
Tabla 4.1.- Tasa de falla asociada al estado de cada elemento.	26
Tabla 4.2.- Interrupciones aportadas según el estado de cada elemento.	26
Tabla 4.3.- Datos de los tramos para la red de la figura 4.5.	35
Tabla 4.4.- Datos de los nodos de carga en la red de la figura 4.5.	35
Tabla 4.5.- Matriz de estados para el sistema de la figura 4.5.	36
Tabla 4.6.- Matriz de tasas de falla para el sistema de la figura 4.5.	36
Tabla 4.7.- Matriz de tiempos de indisponibilidad para el sistema de la figura 4.5.	37
Tabla 4.8.- Matriz de indisponibilidades para el sistema de la figura 4.5.	37
Tabla 4.9.- Resumen de parámetros de confiabilidad para el sistema de la figura 4.5.	38
Tabla 4.10.- Resumen de indicadores para el sistema de la figura 4.5.	38
Tabla 4.11.- Datos de conductores utilizados en el sistema de prueba.	39
Tabla 4.12.- EENS e índices de confiabilidad de la red inicial.	40
Tabla 4.13.- Resumen de índices iniciales para el sistema de la figura 4.6.	40
Tabla 4.14.- Inversión en tramos adicionales.	41
Tabla 4.15.- Evaluación económica al instalar los tramos 40 - 36 y 22 - 29.	43
Tabla 4.16.- Evaluación económica al instalar los tramos 40 - 36 y 22 - 29.	44
Tabla 5.1.- Características del sistema de 54 nodos.	46
Tabla 5.2.- Resumen de indicadores iniciales para el sistema de la figura 5.1.	46
Tabla 5.3.- Parámetros utilizados en la evaluación económica.	47
Tabla 5.4.- Evaluación de mallas candidatas. Caso red de 54 nodos.	47
Tabla 5.5.- Resumen de indicadores para el sistema de la figura 5.5.	49
Tabla 5.6.- Características del sistema de 402 nodos.	50
Tabla 5.7.- Tipos de conductores empleados en la red de 402 nodos.	50
Tabla 5.8.- Resumen de indicadores iniciales para el sistema de la figura 5.6.	51
Tabla 5.9.- Evaluación económica del sistema de 402 nodos.	52
Tabla 5.10.- Evaluación de reducción de costos totales de las mallas candidatas.	52
Tabla 5.11.- Resumen de indicadores para la primera alternativa de enmallamiento.	55
Tabla 5.12.- Resumen de indicadores para la segunda alternativa de enmallamiento.	56

1. – Introducción

Un sistema de distribución eléctrica tiene una importancia fundamental dentro del contexto de un sistema eléctrico, tanto por su responsabilidad en la calidad de servicio entregada a los consumidores, como por el nivel de inversiones requerido para ello. Se estima que entre un 30% y 40% de las inversiones del sector eléctrico está orientado a los sistemas de distribución [1]. Se han investigado e incorporado métodos en la planificación y operación de sistemas de distribución, de manera de conseguir que el crecimiento futuro de la demanda sea satisfecho, agregando equipos y redes adecuadas, económicamente factibles y en forma oportuna.

El carácter monopolístico de la distribución de energía eléctrica ha impulsado a los distintos países a introducir regulación en estas entidades. De esta forma, se busca asegurar una calidad de servicio adecuada a los consumidores finales y promover la eficiencia en la expansión del sistema. Esta regulación debe ser acorde a la remuneración percibida por las empresas distribuidoras, asegurando una retribución objetiva, transparente y no discriminatoria que permita el desarrollo de la actividad. En cada país se han adoptado diversos mecanismos para asegurar a los clientes finales estándares mínimos de calidad basándose en criterios técnico-económicos para la definición de los requerimientos exigidos. En Chile, los organismos encargados de la regulación y fiscalización, CNE (Comisión Nacional de Energía) y SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustibles) respectivamente, han adoptado un conjunto de índices destinados a medir la percepción del cliente con respecto a la calidad del suministro entregado.

Los índices de calidad de suministro son utilizados por las empresas distribuidoras como señales económicas de la cantidad de energía vendida y además como un indicador del servicio continuo entregado a los clientes. En la Figura 1.1 se muestran los factores que inciden en la calidad de servicio que se entrega a los consumidores. El marco regulatorio definido por los organismos estatales determina las normativas vigentes y los límites mínimos de calidad que deben ser cumplidos por las empresas distribuidoras. Estas empresas, por su parte, ofrecen el servicio de acuerdo a los requerimientos y el tipo de mercado en el cual se encuentren. Para ello, deben realizar inversiones y maximizar sus beneficios considerando los costos de operación y mantención de sus redes. Utilizando la información disponible, el cliente toma la decisión sobre la calidad de servicio que satisface sus requerimientos, considerando además el *tradeoff* entre precio y calidad presente en el servicio de distribución [2].

Figura 1.1: Diagrama de Calidad de Servicio. Fuente: [2]



La Figura 1.2 esquematiza los aspectos que engloba el concepto de calidad de suministro. En él destacan dos conceptos: la calidad del producto, relacionada con los aspectos técnicos de la onda de tensión, y la continuidad de suministro, entendida como las interrupciones de servicio. Los índices de confiabilidad mostrados a la derecha en la Figura 1.2 se refieren a este último aspecto. Estos índices son usados para calcular el pago de compensaciones, realizar inversiones de forma de minimizar las pérdidas y evitar el pago de multas por una deficiente calidad de suministro. En el caso de las multas, la SEC está facultada para aplicarlas a todas las empresas integrantes de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) en caso de cometer infracciones a la ley eléctrica, cuyos montos están determinados de acuerdo al grado de la infracción [3].

Figura 1.2: Diagrama de Calidad de Suministro. Fuente: [2]



Las compensaciones deben ser pagadas en forma automática por las empresas distribuidoras cuando se produzcan interrupciones o suspensiones no autorizadas en las áreas de concesión [4]. Además, en marzo de cada año las distribuidoras deberán entregar a sus clientes un balance donde se

incluya todas las interrupciones efectuadas en la temporada anterior además de las compensaciones calculadas y pagadas.

Las empresas distribuidoras mejoran la confiabilidad de sus sistemas incorporando equipos de protección y/o maniobra o elementos de mayor tecnología como por ejemplo reconectores. Estas inversiones son justificadas cuando la mejora en la eficiencia de la red permita retribuir en el mediano plazo los costos asociados a una calidad de servicio deficiente.

1.1.- Objetivos

Objetivo general:

El principal objetivo que persigue este trabajo es disponer del diseño de un algoritmo que permita determinar el enmallamiento óptimo de una red radial de media tensión (MT), calculando la inversión en nuevos tramos y los refuerzos en la red. Los objetivos específicos derivados de este punto son los siguientes:

Objetivos específicos:

- Desarrollar una metodología de evaluación de la energía esperada no suministrada en base a parámetros de confiabilidad.
- Desarrollar un algoritmo que determine posibles inversiones y refuerzos en los alimentadores que conforman el sistema de distribución bajo análisis.
- Evaluar el comportamiento del algoritmo al ser aplicado en dos tipos de redes de distribución de MT.

1.2.- Alcance del trabajo y estructura

Este trabajo se enmarca dentro de la planificación de redes tipo *greenfield*, acotando su alcance a la optimización de la calidad de suministro de una red radial. Para ello, se han establecido dos criterios que definen el marco de trabajo propuesto:

Enmallamiento de la red: El objetivo primordial de este trabajo es determinar el grado de enmallamiento óptimo en una red de media tensión, basándose en un criterio de minimización de los costos totales de una red de MT. El algoritmo propuesto agrega equipos a la red inicial, y a partir de esta

configuración de la red calcula la tasa de fallas, el tiempo que tarda reponer el suministro ante una falla y la indisponibilidad de cada nodo de la red ante la salida de servicio de otras ramas. En base a estos parámetros se analizará cuál es el efecto del enmallamiento en los índices globales de confiabilidad de las redes.

Cálculo de la energía esperada no suministrada (EENS): Para seleccionar las mallas que reducen el costo total de operación, se estima la EENS en el caso inicial y para distintas alternativas de enmallamiento. Así, se cuenta con un procedimiento global que permite evaluar los costos totales y determinar las mejores alternativas.

La estructura de esta memoria es la siguiente:

- En el capítulo II se presenta, a modo de contexto, la legislación vigente en Chile y los índices de confiabilidad utilizados en la actualidad en el país y en el exterior.
- En el capítulo III se realiza una revisión de la literatura referente a los sistemas de distribución enfatizando los métodos empleados para enfrentar el problema de confiabilidad en redes de MT.
- El capítulo IV muestra la propuesta metodológica para optimizar la confiabilidad de la red por medio del enmallamiento. Como primera etapa se describen los supuestos y simplificaciones utilizadas, luego se detalla la metodología y finalmente se presentan las simulaciones realizadas en un sistema de prueba.
- El capítulo V entrega los resultados obtenidos para dos tipos de sistemas de distribución, de 54 y 402 nodos respectivamente.
- El capítulo VI presenta las principales conclusiones derivadas de esta memoria, y las propuestas sobre trabajos futuros relacionados al tema.

2.- Marco legal y antecedentes

2.1. – Regulación nacional

El cuerpo legal que regula la actividad del sector eléctrico es actualmente el DFL N°4 promulgado en el año 2006 por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N°1 de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), en materia de energía eléctrica. El DFL N°4 regula la producción, transporte, distribución, concesiones y tarifas de energía eléctrica [5], esta ley y su reglamentación complementaria determinan las normas técnicas y de seguridad por las cuales debe regirse cualquier instalación eléctrica en el país.

El Decreto Supremo 327 (DS 327), [6] vigente desde 1997, busca contemplar todos los aspectos normados en la LGSE, derogando disposiciones contenidas en normativas dispersas y parciales. Esta reglamentación comprende los aspectos de concesiones, permisos y servidumbres, así como referentes a la interconexión de instalaciones. En materia de distribución, entrega a los concesionarios de este servicio público la responsabilidad del cumplimiento de los estándares y normas de calidad de servicio establecidos en la ley y los reglamentos, delegando a todo quien entregue suministro eléctrico el compromiso de cumplir en con los estándares de calidad establecidos.

Dentro de la normativa técnica que rige el segmento de distribución eléctrica, se encuentra la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSCS) [7] y la Norma Técnica en Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de Media Tensión (NTCO) [8]. La NTSCS establece las exigencias generales necesarias para el cumplimiento de los requisitos mínimos de seguridad y calidad de servicio asociadas al diseño y coordinación de la operación de los sistemas eléctricos que operan interconectados, según lo estipulado por la LGSE y su reglamentación vigente. La NTCO, por su parte, establece los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PGMD) [9] en redes de MT de empresas distribuidoras o empresas de distribución que utilicen bienes nacionales de uso público.

El DS 327 define la calidad de servicio como el conjunto de propiedades y estándares normales que son inherentes a la actividad de distribución de electricidad concesionada. Dentro de los parámetros que engloba este concepto [6] se encuentran los estándares de calidad de suministro.

En caso de existir una calidad de servicio reiteradamente deficiente en una empresa, la SEC está facultada para amonestar, multar o adoptar otras medidas pertinentes.

Respecto a la calidad de suministro, el artículo 223° del DS 327 la define como el conjunto de parámetros físicos y técnicos que debe cumplir el producto electricidad. Dichos parámetros son, entre otros, tensión, frecuencia y disponibilidad.

La calidad de suministro deberá ser evaluada separadamente en los sistemas de generación, transporte, distribución y en los propios del consumidor final. Las mediciones deben ser efectuadas bajo las dos siguientes modalidades:

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

2.2. - Parámetros de continuidad de suministro

La continuidad de suministro hace referencia a la existencia o no de tensión en el punto de conexión. Cuando la continuidad de suministro falla, se habla de una interrupción de suministro. La norma UNE-EN 50160 define una interrupción de suministro cuando la tensión está por debajo del 1% de la tensión nominal en cualquiera de sus fases de alimentación.

En una red de media tensión, el DS 327 [6] indica que el valor estadístico de la tensión deberá estar dentro del rango +6,0% a -6,0% durante el 95% del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro. Este período excluye los momentos en que ocurre una interrupción de suministro.

Las interrupciones de servicio se clasifican según su duración [6, 10]. Para el problema de continuidad de suministro, se considerarán aquellas mayores a tres minutos, las cuales son llamadas interrupciones largas. Las interrupciones menores a tres minutos, llamadas interrupciones breves, se consideran un problema de calidad de onda, ya que se deben a un problema en la operación de los sistemas de protección de las redes: reconexiones rápidas debido a fallas y operación de zonas aisladas, entre otras.

Las interrupciones largas, en cambio, requieren de la reparación de algún material defectuoso de la red, o de la inspección de los tramos con problemas, así como la reposición manual de la tensión.

En la literatura se clasifican las interrupciones según su duración y origen [11]. Esta clasificación tiene implicancias regulatorias e informativas. En el caso de su origen, se hacen dos distinciones para una interrupción larga: interrupciones programadas e interrupciones imprevistas.

2.2.1. - Índices de confiabilidad de la red

Los índices de confiabilidad intentan medir la continuidad del suministro, es decir, el número de veces que se ve interrumpido y por cuánto tiempo. Según la importancia que se dé a uno de estos factores respecto al otro, los índices escogidos y la forma de calcularlos son de suma importancia en una posible regulación de la continuidad de suministro. [11]

A continuación se señalan los principales índices usados en Chile y en el exterior:

2.2.1.1- Índices usados en Chile.

Respecto al parámetro interrupciones de suministro en instalaciones de servicio público de distribución, se consideran los siguientes índices [6]:

- Índices por kVA instalado:

- a) TTIK: Tiempo total de interrupción, debido a fallas mayores a tres minutos, indexando además la ponderación de potencia no suministrada y la potencia total de la red. Se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$TTIK = \sum_{i=1}^N T_i \cdot \frac{KVA_i}{KVA_{Total}} \quad (2.1)$$

Donde:

T_i : Tiempo de duración de la falla i .

KVA_i : Potencia aparente no suministrada en la falla i del año.

N : Número total de fallas en el año.

KVA_{Total} : Potencia aparente que cubre el alimentador.

- b) FMIK: Corresponde a la frecuencia media de potencia aparente no suministrada en la red, cuando ocurre una falla mayor a tres minutos en un alimentador. Se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$FMIK = \sum_{i=1}^N \frac{KVA_i}{KVA_{Total}} \quad (2.2)$$

Donde:

KVA_i : Potencia aparente no suministrada en la falla i del año.

N : Número total de fallas en el año.

KVA_{Total} : Potencia aparente que cubre el alimentador.

- Índices por transformador de distribución instalado:

- c) TTIT: Es el tiempo total de interrupción debido a fallas superiores a tres minutos, indexando la ponderación de transformadores no suministrados y el número total de transformadores de la red. Se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$TTIT = \sum_{i=1}^N T_i \cdot \frac{NT_i}{NT_{Total}} \quad (2.3)$$

Donde:

T_i : Tiempo de duración de la falla i .

NT_i : Número de transformadores afectados por la falla i .

N : Número total de fallas en del sistema.

NT_{Total} : Número total de transformadores existentes en el alimentador.

- d) FMIT: Corresponde a la frecuencia media de transformadores afectados cuando ocurre una falla, superior a tres minutos, en un alimentador. Se rige según la siguiente expresión:

$$FMIT = \sum_{i=1}^N \frac{NT_i}{NT_{Total}} \quad (2.4)$$

Donde:

NT_i : Número de transformadores afectados por la falla i .

N : Número total de fallas en del sistema.

NT_{Total} : Número total de transformadores existentes en el alimentador.

Según el área de concesión, los límites máximos para los índices definidos anteriormente, considerando sólo interrupciones internas de la red, son los siguientes:

Tabla 2.1: Límites máximos para índices de interrupción de suministro. Fuente [6].

Índice [veces / año]	FMIK	FMIT	TTIK	TTIT
Zona rural	5	5	18	28
Zona urbana	3,5	7	13	22

2.2.1.2. - Índices usados a nivel internacional.

En el contexto internacional existen los índices individuales de cliente y los índices de sistema. En los primeros, se refleja la calidad de suministro particular, independientemente de la calidad que hayan podido tener los demás clientes de su entorno. Representan un avance significativo en la regulación de la calidad, ya que enfocan el problema desde el punto de vista del consumidor de la electricidad. Los índices más comunes de cliente son los siguientes:

- Número de interrupciones [horas / año]
- Duración media de interrupciones [horas / interrupciones]: Corresponde a la media de las interrupciones registradas.
- Duración total de las interrupciones [horas / período]: Suma de las duraciones de todas las interrupciones del período considerado.
- EENS, Energía esperada no suministrada [kWh / período]: Existen distintas formas para estimar la energía no suministrada, ya que no es posible medirla directamente.

Actualmente, es posible medir la calidad individual por cliente, pero esta opción es muy cara. En Argentina, único país con regulación basada en índices individuales, se han calculado los índices basándose en los centros de transformación de media tensión a baja tensión y en la topología de la red para estimar el número de clientes afectados [11].

En el caso de los índices de sistema, se refleja el comportamiento medio de la continuidad de suministro en el sistema, siendo éste una región o zona determinada englobando un cierto número de clientes. Estos índices se pueden clasificar como [11]:

- Índices basados en clientes:

Dentro de los más utilizados se encuentran:

- a) SAIDI (*System average interruption duration index*): También denominado TIE en la literatura española. Corresponde a la duración promedio de interrupciones para un cliente.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^N T_i}{N} \quad (2.5)$$

Donde:

T_i : Duración total de las interrupciones para un cliente i .

N : Número total de clientes en el sistema.

- b) SAIFI (*System average interruption frequency index*): Corresponde al número promedio de interrupciones de un cliente del sistema.

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^N INT_i}{N} \quad (2.6)$$

Donde:

INT_i : Número de interrupciones para un cliente i .

N : Número total de clientes del sistema.

- c) ASAI (*Average service availability index*): Es una medida de la confiabilidad global del sistema. Representa el porcentaje de tiempo durante el cual el cliente promedio recibe suministro. Se calcula por medio de la siguiente fórmula:

$$ASAI = \left(1 - \frac{\sum_{i=1}^M U_i \cdot n_i}{8760 \cdot \sum_{i=1}^M n_i} \right) \cdot 100\% \quad (2.8)$$

Donde:

U_i : Duración total de las interrupciones para un cliente i .

n_i : Número total de cargas en el nodo i .

M : Número total de cargas.

Su índice complementario es el IIS (Índice de interrupción del suministro), definido como $(1 - ASAI) \cdot 100\%$

- Índices basados en la carga:

a) ASIDI (*Average system interruption duration*): Indica el tiempo en horas de interrupción de la potencia total conectada en el sistema.

b) ASIFI (*Average system interruption frequency*): Representa la cantidad de potencia interrumpida, con respecto a la potencia total servida.

- Índices basados en energía.

EENS (*Energía esperada no suministrada*): Corresponde al índice más utilizado en la literatura para cuantificar los perjuicios producidos por la falta de servicio. En la sección 3.4 se profundizará la forma en la cuál ha sido abordado este concepto en conjunto con la confiabilidad de un sistema de distribución.

A partir de la revisión de los índices utilizados para medir la confiabilidad de un sistema de distribución, se opta por trabajar con los índices de tiempo y de frecuencia usados en Chile y fiscalizados periódicamente por la SEC (FMIK, FMIT, TTIK, TTIT). Estos índices de calidad permiten tener un control más desagregado sobre la calidad de suministro entregada a los clientes de acuerdo a los límites

máximos presentados en la Tabla 2.1. Además se utilizará el índice EENS como medida principal de los efectos que produce el enmallamiento en una red con topología radial.

Se descarta el uso de otro tipo de índices ya que se analizará el efecto del enmallamiento en distintos tipos de redes. Por lo tanto, se prefiere índices orientados al cliente independientemente de la topología del sistema al cual pertenezca. Además, en el caso de los índices utilizados en Chile se cuenta con la norma que describe cuáles son los límites máximos en cada tipo de red.

3.- Marco teórico

3.1.- Descripción del sistema de distribución

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada [12]. En general, las redes de distribución parten desde un centro de transformación, desde donde se recibe la energía eléctrica en alta tensión (AT) proveniente del sistema de transmisión y se transforma a MT para ser posteriormente distribuida a los clientes finales. Se denomina alimentador a la red de distribución en media y baja tensión destinada a alimentar un grupo de clientes pertenecientes al área de concesión de la empresa distribuidora. En Chile, se denomina Sistema de Media Tensión a las instalaciones energizadas a niveles de tensión entre 1 kV y 23 kV, mientras que un Sistema de Baja Tensión corresponde a las instalaciones energizadas a niveles de tensión bajo 1 kV. El cambio de MT a BT se realiza generalmente por medio de transformadores de distribución situados muy cerca de los consumos, que permiten abastecer a clientes domiciliarios principalmente. Aquellos clientes que contratan mayor potencia realizan los retiros desde la red de MT usualmente por medio de un transformador propio.

- Topología de las redes de distribución y seguridad de servicio

En cualquier red de distribución, la empresa concesionaria deberá asegurar a sus clientes un suministro seguro y confiable. Sin embargo, proporcionar una buena calidad de servicio tiene un costo asociado, que dependerá de los criterios de diseño del planificador como de factores externos. En general, las redes de distribución se pueden clasificar en 3 tipos [13]:

- a) **Sistemas radiales:** Son aquellos donde salen uno o más alimentadores desde una subestación. Cada uno de ellos puede ramificarse o no, sin volver a tener un nodo común. Son los diseños más económicos pero a su vez ofrecen la menor seguridad de servicio. Existen variados tipos de redes radiales, pero pueden distinguirse ciertas características comunes en aquellas que sirven el mismo tipo de mercado y que permiten clasificarlas en urbana, semiurbana y rural [11]. Las redes urbanas se caracterizan por tener muchas alimentaciones alternativas posibles y pueden estar compuestas por tramos subterráneos. Las redes rurales, en cambio, tienen menor densidad de potencia y por lo tanto prácticamente no tienen alimentaciones alternativas, en este caso la estructura de la red es una línea troncal a partir de la cual salen ramas en derivación. Finalmente, las redes semiurbanas están a medio camino entre las dos, puesto que pueden servir al mismo tiempo zonas con alta y baja densidad de carga.

- b) Sistemas anillados: Permiten mejores condiciones de seguridad de servicio al ser alimentados en paralelo desde varias fuentes a la vez. El número de anillos así formado es reducido y cada uno puede contener derivaciones más o menos importantes y ramificadas. Si un alimentador presenta una falla, es posible entregar suministro a los consumos desde otro alimentador cercano. A pesar de este beneficio, las redes deben ser diseñadas para transportar mayor potencia en caso de fallas y deben disponer además de equipos de maniobra, lo que encarece su costo.
- c) Sistemas enmallados: Son aquellos en que todas las ramas presentan uniones, asegurando el suministro en todos los nodos de consumo. Esta configuración exige que todos los tramos de línea acepten sobrecargas permanentes, y estén premunidos de equipos de desconexión en ambos extremos. Su elevado costo los hace restrictivos, siendo utilizados en sectores donde se requiere alta seguridad de suministro.

- Tarificación

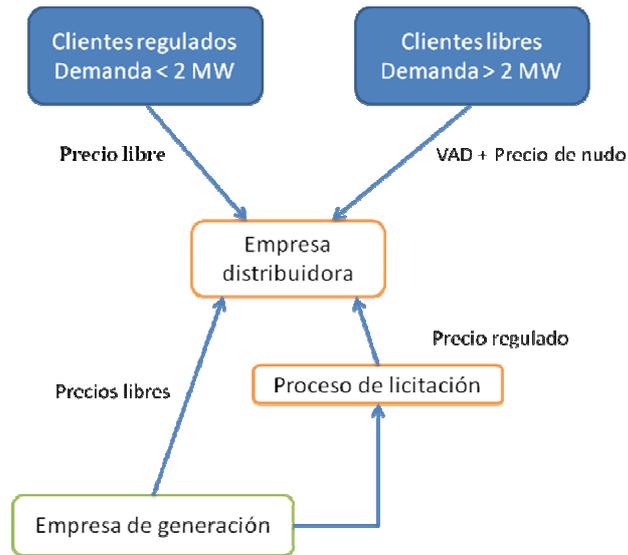
Los clientes regulados son aquellos que pagan una tarifa definida por la autoridad calculada en base a una empresa modelo que opera en forma eficiente y al precio de compra por parte de la empresa de distribución. Este segmento está compuesto por consumidores con potencia conectada igual o menor a 2 MW, teniendo la posibilidad aquellos que se encuentren en el rango de 500 kW a 2 MW, y que se encuentren en el área de concesión de la distribuidora, de optar a ser clientes libres [14].

En este mercado, las ventas de las empresas generadoras están dirigidas a las empresas distribuidoras, las cuales adquieren la energía a precio de nudo [14], el cual refleja los componentes de generación y transmisión. Estos precios son determinados cada 6 meses por la CNE. A partir de este año, el precio de nudo estará formado por el precio resultante de las licitaciones de las empresas distribuidoras, de acuerdo a los cambios establecidos por la Ley 20.018 en el año 2005.

A este precio se le agrega el denominado Valor Agregado de Distribución (VAD), fijado a través del Decreto 276 de 2004 [5], y que se calcula en procesos tarifarios en base a costos medios de distribución que se realizan cada 4 años. En estos procesos, a través de modelos basados en empresas eficientes, se estima una tarifa que permite cubrir los costos de distribución con una rentabilidad del 10%. El VAD está compuesto por costos fijos, pérdidas y por el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR). Los costos fijos están relacionados con la administración, facturación y atención al usuario; las pérdidas medias están referidas a potencia y energía, mientras que el VNR pretende cuantificar los costos de distribución, por medio de la empresa modelo [15].

La Figura 3.1 muestra en términos simples el proceso de compra y venta de energía por parte de las empresas distribuidoras:

Figura 3.1: Esquema simplificado del negocio de las empresas distribuidoras. Fuente [15]



En la parte alta de la Figura se muestra la clasificación de los clientes y los tipos de tarifas que la empresa cobra a sus usuarios. Por otra parte, la compra de energía puede ser realizada junto con otras empresas a través de un proceso de licitación, o bien ésta puede negociar directamente con las empresas generadoras y acordar un precio libre.

3.2. - Planificación de las redes de distribución

Desde el punto de vista del desarrollo económico de un país, la planificación de los sistemas de distribución es clave debido a las crecientes necesidades energéticas de la industria y la población. El problema de planificación abordado consiste en determinar la mejor ubicación de las subestaciones y las rutas de los alimentadores, así como también su tamaño más conveniente, de manera que el suministro de energía eléctrica sea adecuado, minimizando las pérdidas y los costos de inversión y operación.

En el modelo económico actual, los costos de producción son una variable clave para cualquier organización. En el caso de las empresas de distribución eléctricas, la regulación a la cual están sometidas implica que deben entregar un producto confiable en todo momento. Existen industrias y clientes especiales muy dependientes de un adecuado suministro de electricidad, mientras que los clientes regulados son cada vez más sensibles a distorsiones o a cortes.

Considerando un punto de vista tanto técnico como económico no es posible operar y/o construir una red de distribución que asegure un suministro continuo en todo instante. Por lo tanto, el objetivo de

toda red es entregar energía incurriendo en los menores costos y cumpliendo las exigencias técnicas definidas por el ente regulador.

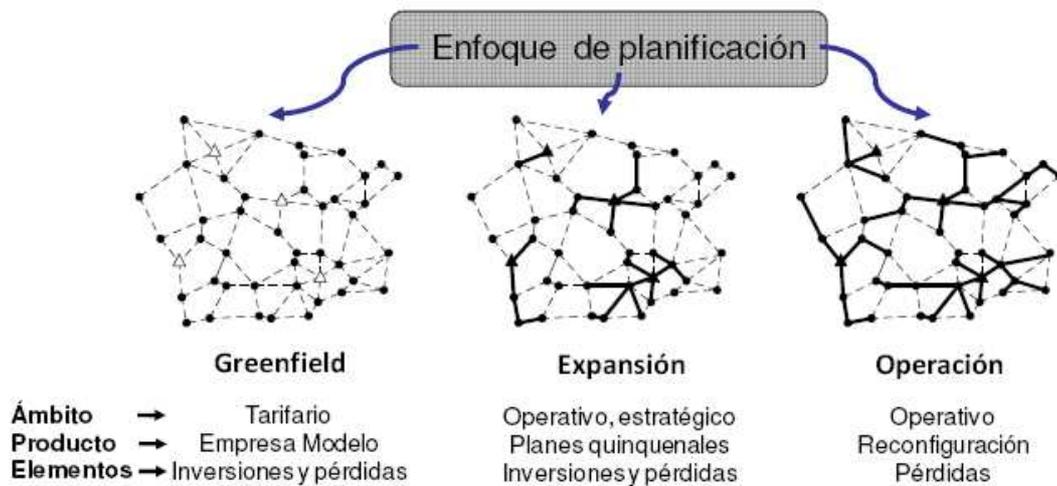
Los costos y la confiabilidad de las redes de distribución han adquirido una importancia mayor a los de generación y transmisión. Se ha reconocido la necesidad de considerar la continuidad de servicio eléctrico en términos del equilibrio entre la valoración económica por la falta de suministro, percibida por cada cliente, y los costos de inversión necesarios para mejorar la confiabilidad de la red [16].

La optimización de la confiabilidad apunta a la reducción de los costos globales para el sistema en caso de existir una falta de suministro. Se han propuesto muchos modelos de optimización y solución que incluyen las restricciones propias del problema, como la ley de corrientes de Kirchoff, los límites de capacidad, límites de caída de voltajes en los nodos y otros, dependiendo de la exactitud de la solución que se desea. Una de las principales dificultades inherentes al problema es el *tradeoff* entre la precisión del modelo y la eficiencia computacional del método de solución para el mismo [17].

3.3.- Enfoque de planificación

El problema de planificación de redes puede ser visto desde tres perspectivas diferentes [18], las cuales han sido abordadas en el último tiempo. La primera de ellas es la expansión de redes, que consiste en el diseño óptimo de la red considerando el crecimiento futuro de los nodos de demanda existentes y la inclusión de otros. En este caso, se busca garantizar el suministro a los usuarios al mínimo costo durante un período de tiempo previamente fijado, tomando como base la red existente. El segundo es conocido como planificación *greenfield*, o planificación desde cero, resultando útil para realizar fijaciones tarifarias. Su metodología consiste en planificar la red óptima de suministro considerando sólo la presencia de los nodos de demanda. En este caso, los datos de los que se dispone son la magnitud de los nodos de carga, su crecimiento futuro y sus ubicaciones. Finalmente, el tercer tipo corresponde a la planificación de la operación, que consiste en determinar una nueva configuración de la red existente con el objetivo de reducir pérdidas y/o aumentar la confiabilidad de la red actual. En la siguiente Figura se resumen los esquemas mencionados junto a sus principales características:

Figura 3.1: Esquemas de planificación de redes. Fuente: [19]



Esta memoria se enmarca en la planificación tipo *greenfield*. En este esquema, los datos de entrada al problema son la ubicación geográfica y la magnitud de cada nodo de consumo. Se busca determinar la topología óptima de la red, minimizando una función de costos que incluye la inversión y las pérdidas del sistema. En [20], la ubicación y capacidad de las subestaciones ha sido agregada como parte del problema global, lo cual afecta el resultado final de la modelación de la red de MT.

La importancia de este tipo de planificación radica en su uso como herramienta para determinar los cargos de distribución que se aplican a los usuarios finales [19]. A partir de la desintegración vertical introducida en los sistemas eléctricos, se ha aumentado la exigencia a las empresas participantes y ha cambiado el proceso de tarificación de cada nivel del sistema. En un sistema de distribución basado en empresas modelo eficientes, el VAD es determinado utilizando la empresa modelo como referencia. Por lo tanto, las tarifas cobradas por cada empresa están sujetas a la fijación que se realiza utilizando este esquema, y en consecuencia, las utilidades percibidas por cada empresa están directamente relacionadas con los estándares de calidad que alcance la empresa con respecto a la referencia modelo en su área de cobertura.

Este problema, de acuerdo a su complejidad algorítmica, ha sido clasificado como NP completo [17]. De acuerdo a esta clasificación, los algoritmos diseñados para encontrar una solución óptima no son de orden polinomial. Por lo tanto, el uso de herramientas matemáticas tradicionales está acotado a problemas de pequeña escala, y los investigadores se han enfocado en desarrollar métodos alternativos, como meta-heurísticas, con el fin de encontrar soluciones apropiadas.

Los trabajos de las últimas dos décadas consideran distintos enfoques para abordar el problema. Básicamente, éste ha consistido en minimizar una función objetivo que representa los costos globales de la expansión del sistema de forma de tal de determinar el tamaño y ubicación óptimos de los alimentadores y/o subestaciones del sistema de distribución.

En trabajos posteriores [21 - 23], la función de costos ha sido modelada como una combinación lineal de costos de inversión y operación agregando una componente de costo debido a la energía no suministrada, encargada de valorar el efecto sobre el sistema de no entregar el suministro. Esta metodología se verá con mayor detalle en la sección 3.3.

3.4.- Confiabilidad en la planificación de redes

En las últimas dos décadas, los trabajos sobre planificación de redes se han orientado a optimizar en forma conjunta los costos de inversión y operación en las redes, y la confiabilidad del sistema. Según la literatura relacionada al tema, la incorporación de la confiabilidad y programación multiobjetivo constituyen la cuarta etapa en el desarrollo de modelos de optimización aplicados a la planificación de redes de distribución.

A continuación se nombrarán las técnicas utilizadas por diversos autores para incorporar el tema de la confiabilidad en sus trabajos sobre planificación de redes. La clasificación se realiza de acuerdo a lo expuesto en [19].

3.4.1.- Análisis Directo

Este enfoque considera incluir un costo adicional en la función objetivo principal, que considere las unidades de energía no suministrada. Stojkov et al. [24] determinaron el valor de la EENS comparando los tiempos de ausencia de voltaje del día de una falla con los de un día normal semejante (anterior o siguiente). Esta elección está basada principalmente en las temperaturas de los días que se comparan, además de asumir que la forma de la curva de carga no varía en forma considerable entre dos días comparables consecutivos. Para los cálculos se utilizan estadísticas de cuatro fallas reales ocurridas en Croacia, donde se comparan las gráficas superpuestas de la corriente en función del tiempo, para dos días consecutivos.

Tang incluyó el índice ASAI como una restricción adicional para evaluar el nivel de confiabilidad completo del sistema optimizado [21]. En este trabajo, se incluye una componente de costos adicional que considera perjuicios producidos por la falta de suministro y el costo de instalación de dispositivos de interrupción, junto con el valor presente de inversión, mantención y pérdidas en subestaciones y alimentadores, los cuales fueron modelados de forma cuadrática, lo que permite una aproximación más realista en cuanto a la estructura de costos.

En este artículo, el autor presenta un método de solución iterativo, descomponiendo el problema principal multietapa en varios subproblemas que se coordinan a través de los costos fijos de la expansión y los costos de construcción de las líneas y subestaciones. Ambas variables constituyen las entradas al proceso de coordinación, sujeto a restricciones adicionales: además del índice de confiabilidad, se incluyen límites de caída de tensión y la restricción de radialidad. Para cumplir las restricciones de voltaje se utilizan distintos tamaños de conductores. Se comienza la simulación con conductores de tamaño pequeño y se calcula el voltaje en cada nodo. Si alguno es menor al límite establecido, el conductor se va cambiando de a uno, desde la subestación hacia el nodo, hasta cumplir las restricciones. En cuanto a la radialidad, este estado se impone para evitar loops electromagnéticos en la red.

3.4.2.- Optimización Multiobjetivo

Otras publicaciones [21, 25 - 26] han presentado un método de solución basado en algoritmos evolutivos para el problema de diseño óptimo multiobjetivo de sistemas de distribución. En este enfoque se pretende encontrar la confiabilidad óptima de la red de distribución asociada al menor costo de expansión del sistema.

La optimización multiobjetivo permite perfeccionar n objetivos en forma simultánea, basándose en el criterio de optimalidad de Pareto. Este esquema fue usado para diseñar sistemas con dimensiones y restricciones de mayor complejidad que los usualmente presentados en publicaciones anteriores. Este tipo de problemas está asociado a un vector de dimensión n de funciones objetivo del tipo:

$$\bar{Z}(\bar{x}) = [z_1(\bar{x}), z_2(\bar{x}), \dots, z_p(\bar{x})]^T \quad (3.1)$$

Sujeto a las siguientes restricciones:

$$\begin{aligned} g_i(\bar{x}) &\geq 0 & i = 1, 2, \dots, m \\ h_i(\bar{x}) &= 0 & i = 1, 2, \dots, p \end{aligned} \quad (3.2)$$

Las restricciones $g_i(\bar{x})$ y $h_i(\bar{x})$ definen una región factible \bar{X} . En lugar de buscar una solución única óptima, se examina un subconjunto \bar{S} de soluciones no dominadas. La principal característica de este tipo de soluciones es que para cada solución fuera de \bar{S} (pero aún perteneciendo a \bar{X}) existe una

solución no dominada para la cual todas las funciones objetivo mejoran o no varían, y al menos una de ellas es estrictamente mejorada.

En particular, para encontrar la red óptima de distribución los autores buscaron minimizar el siguiente vector de funciones objetivo:

$$\text{Min } \bar{Z} = [z_1, z_2] \quad (3.3)$$

Donde z_1 es la función objetivo de los costos económicos globales, y z_2 es una función relacionada con la confiabilidad de la red de distribución. El modelo de diseño usado es un problema entero mixto no lineal para obtener el tamaño y ubicación de alimentadores y subestaciones, respectivamente. El planteamiento de la función z_1 se detalla en [22 - 23, 25] y considera los costos de inversión en la construcción de alimentadores y subestaciones futuros, además de los costos variables asociados a la operación. Los costos de operación dependen de los flujos de potencia, medidos en kVA, en los alimentadores y subestaciones, incluyendo los componentes nuevos. Cada uno de los trabajos mencionados entrega grados de complejidad diferentes en las funciones planteadas, buscando aproximaciones cada vez más exactas.

Para la estimación de la función z_2 se proponen métodos distintos. En una primera aproximación [23], Bernal-Agustín y Ramírez-Rosado consideran esta función como la suma de las potencias transmitidas por los alimentadores, las cuales son calculadas para posibles fallas en las distintas rutas. La demanda debe ser suministrada por alimentadores de reserva. Cada flujo por un alimentador se pondera con un término que considera las características relativas a ese tramo, como el largo del alimentador, además de sus tasas de falla y tiempos de reparación correspondientes. Así, la energía no suministrada se evalúa según la siguiente expresión:

$$EENS = \sum_{(i,j) \in N_{FE}} (\lambda_{ij})_E (l_{ij})_E (r_{ij})_E \left[(\bar{P}_{ij})_E + (\bar{P}_{ji})_E \right] + \sum_{(i,j) \in N_{FE}} \sum_{a \in N_a} (\lambda_{ij})_a (l_{ij})_a (r_{ij})_a \left[(\bar{P}_{ij})_a + (\bar{P}_{ji})_a \right]$$

Donde:

$(\lambda_{ij})_E$: Tasa de fallos por año y por unidad de longitud asociada a la línea existente ubicada en la ruta

$$(i, j) \in N_{FE}.$$

$(\lambda_{ij})_a$: Tasa de fallos por año y por unidad de longitud asociada a la línea futura, con un conductor de tamaño a ubicada en la ruta $(i, j) \in N_a$.

$(l_{ij})_E$: Longitud de la línea existente ubicada en la ruta $(i, j) \in N_{FE}$.

$(l_{ij})_a$: Longitud de la línea futura, con un conductor de tamaño a ubicada en la ruta $(i, j) \in N_a$.

$(r_{ij})_E$: Tiempo medio de detención, medido en horas, por cada falla producida en la línea existente ubicada en la ruta $(i, j) \in N_{FE}$.

$(r_{ij})_a$: Tiempo medio de detención, medido en horas, por cada falla producida en la línea futura, con un conductor de tamaño a ubicada en la ruta $(i, j) \in N_a$.

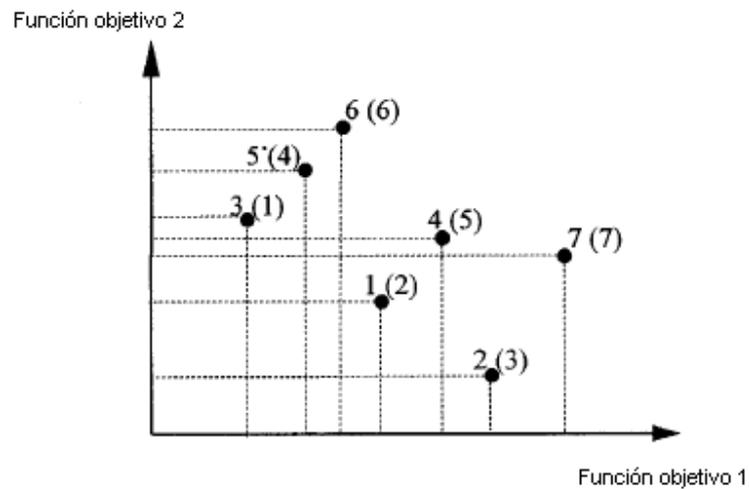
$(\overline{P}_{ij})_E, (\overline{P}_{ji})_E$: Potencia activa media, medida en kW, transportada por la línea existente ubicada en la ruta $(i, j) \in N_{FE}$.

$(\overline{P}_{ij})_a, (\overline{P}_{ji})_a$: Potencia activa media, medida en kW, transportada por la línea futura, con un conductor de tamaño a , ubicada en la ruta $(i, j) \in N_a$.

En [22], por el contrario, se diseñó un método especial para obtener la función relacionada con la confiabilidad del sistema que cumple el diseño óptimo. La diferencia con el método anterior es que además contempla subestaciones ficticias que entran en operación ante una falla de uno de los componentes de la red. Los alimentadores ficticios son elementos útiles que permiten evaluar los valores de la función z_2 , que corresponde a sucesivas fallas simples en los alimentadores existentes. Por lo tanto, este método permite estimar la potencia que no es suministrada a los nodos de demanda por los alimentadores actuales y de reserva, la cual es entregada por la subestación artificial por medio de los alimentadores ficticios. Esta función z_2 es llamada FEENS (función de energía esperada no suministrada) y se mide en kWh.

Una vez resuelto el problema de optimización multiobjetivo se obtienen curvas como la que se muestra en la Figura 3.2. Para cada solución se grafica el valor de la evaluación de ésta en cada función objetivo. El diseñador desea minimizar ambas funciones simultáneamente. En la Figura se observa un primer grupo de soluciones al cual pertenecen los puntos 1, 2 y 3. Estos corresponden a soluciones no dominadas; son las mejores soluciones obtenidas al resolver el problema. Si otra solución tiene un valor peor en, al menos, una de las funciones objetivo, se dice que corresponde a una solución dominada. En este caso, se clasifican como sigue: en el ejemplo de la Figura 3.2, las soluciones 4 y 5 son dominadas por las soluciones 1, 2 y 3; y son clasificadas como soluciones dominadas de primer grado. Si son dominadas por dos o más soluciones se dice que son de segundo grado (soluciones 6 y 7).

Figura 3.3: Representación de las soluciones de una optimización multiobjetivo. Fuente [22]



Según el criterio del planificador, una de las funciones podría ser más importante que la otra. Si este es el caso, es posible clasificar las soluciones de un mismo grupo según su contribución al óptimo global. Por ejemplo, en la Figura 3.2 se ha considerado que minimizar la función objetivo 1 es más importante que la función objetivo 2. Para graficar esto, al lado de cada solución se ha incluido entre paréntesis el lugar que ocupa cada una de ellas al ordenarlas de mejor a peor rango. De esta forma la solución 3, al ser aquella que obtiene el menor valor para la función objetivo 1 dentro de las soluciones no dominadas, corresponde al óptimo del problema. De igual forma se clasifican el resto de las soluciones.

3.4.3.- Análisis Ex - Post

Peco [16] propone un análisis desacoplado del problema inicial de planificación. Es decir, una vez que ha sido determinada la red de MT se procede a analizar la configuración óptima para cumplir con los estándares requeridos. En este trabajo, estos requerimientos están dados por los índices de calidad de suministro.

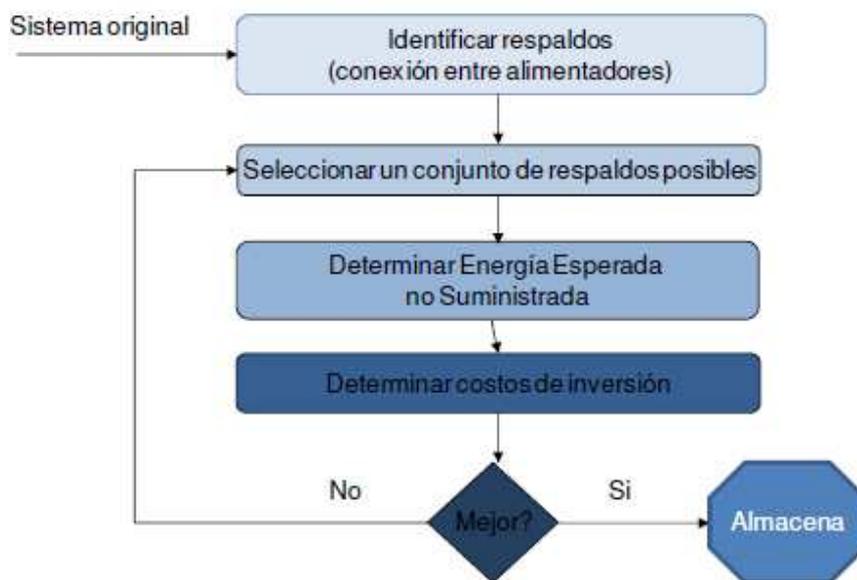
Dentro del algoritmo propuesto para mejorar la confiabilidad de la red se distinguen dos bloques principales:

- Mallado de la red y localización de seccionadores para reducir el tiempo de indisponibilidad asociado a la reparación de los tramos fuera de servicio.
- Localización de brigadas de mantenimiento, interruptores telemandados y teleseñalizadores, para reducir los tiempos de acceso y localización.

El proceso de mallado óptimo está compuesto por dos partes. La primera está ligada a la elección de las mallas candidatas, mientras que la segunda tiene relación con la elección de las secciones de conductores adecuadas para verificar las restricciones de capacidad y tensión, para así recuperar el máximo servicio posible.

El mallado está basado en tramos candidatos dados por la triangulación de Delaunay [16, 19], a partir de la cual se determinan mallas candidatas que se van probando una a una, y posteriormente escoger aquellas que reducen el costo total de inversión y energía esperada no suministrada. La metodología que se propone en [16, 19] para lograr este objetivo se presenta en la Figura 3.4:

Figura 3.4: Metodología para determinar mallado de la red. Fuente: [19]



Antes de identificar aquellos tramos con factibilidad de respaldo, es necesario evaluar la confiabilidad de los alimentadores que son afectados con la inclusión de un respaldo alternativo, antes de su instalación. Esta etapa es común a todos aquellos tramos candidatos a ser respaldos. Una vez concluida esta fase previa, se procede como se señala a continuación [19]:

- Se selecciona el conjunto de respaldos posibles.
- Se identifica el tramo que constituye un respaldo entre dos alimentadores y es instalado en el sistema.
- Se fallan todos los tramos que forman parte de la malla creada por el respaldo seleccionado. Para cada tramo que se falla:

- Se seleccionan secciones de conductores de manera tal que se cumplan las restricciones de capacidad y caída de tensión, y se pueda restablecer el suministro al mayor número de cargas.
 - De no tener la capacidad para dar servicio a todas las cargas, se desconectan aquellas que estén más alejadas de la subestación.
- Se evalúa el costo total de la instalación del respaldo adicional. Si este costo total, que incluye inversión en el respaldo que permanecerá normalmente abierto, inversión en refuerzos en la red y el costo de la energía esperada no suministrada, es menor al costo total sin el refuerzo, la nueva configuración del sistema se acepta.

A partir de la revisión de las distintas metodologías para enfrentar el problema de confiabilidad en la planificación de redes de distribución, se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- Muchas de las técnicas de optimización utilizadas originalmente han sido reemplazadas por heurísticas que permiten trabajar con problemas de mayor complejidad computacional. La inclusión de un mayor número de restricciones ha perfeccionado la modelación de los sistemas de distribución y ha permitido considerar distintos aspectos relacionados con la planificación de redes.
- De la revisión se distinguen dos alternativas principales para enfrentar el problema de confiabilidad. La primera es la optimización multiobjetivo planteada en [20, 21, 22], mientras que la segunda consiste en el tratamiento ex – post planteado en [16, 19]

Una vez estudiadas las distintas alternativas y considerando la magnitud de las redes tratadas en esta memoria se opta por implementar la metodología presentada en [19] basada en un análisis ex – post. Esta opción permite desacoplar el problema de optimización y tratar problemas de mayor magnitud. Para los objetivos perseguidos por este trabajo, sólo se considerará el enmallamiento de la red, puesto que trabajos anteriores han abordado el problema de localización óptima de equipos [10, 11].

4.- Metodología propuesta

Los sistemas eléctricos de media tensión generalmente son redes operadas en forma radial, con posibilidad de alimentar uno o más tramos a través del accionamiento de interruptores o desconectores. En el sistema de distribución chileno existen pocos sistemas enmallados, el ejemplo más significativo es el sistema *network* del centro de Santiago, operado así dada la importancia de este sector de la ciudad [15].

El problema a enfrentar consiste en la determinación de los tramos que permitan enmallar una red radial previamente definida, sujeto al criterio de minimización del costo de la energía esperada no suministrada (EENS) más los costos de inversión en nuevos tramos y refuerzo de aquéllos que requieran modificarse frente a los cambios en la topología de la red.

4.1.- Supuestos

El alcance de este trabajo no incluye la localización óptima de equipos de protección y seccionamiento. Por lo tanto, se dispondrá un conjunto de equipos en forma previa al estudio del enmallamiento, los cuales no serán modificados durante el análisis. El criterio seleccionado para agregar equipos es el siguiente:

- Se incluirá un interruptor en la cabecera de cada alimentador, y un equipo reconector en la parte central de la sección troncal.
- En las derivaciones se agrega un equipo fusible automático.
- Cada rama adicional que se agrega entre distintos alimentadores, como respaldo adicional, incluye dos seccionadores en sus extremos. Uno de ellos permanece cerrado mientras que el otro se cierra en caso que se requiera transferir potencia desde un alimentador a otro.

Además, se adoptarán las siguientes simplificaciones relacionadas con la operación de la red y la ocurrencia de las fallas:

- Se considerarán fallas intempestivas simples en los distintos tramos que conforman la red, fallando sólo un tramo para determinar la indisponibilidad causada en los otros elementos de la red.
- Ante una reconexión producida por una falla, la red será operada manteniendo la condición de radialidad.

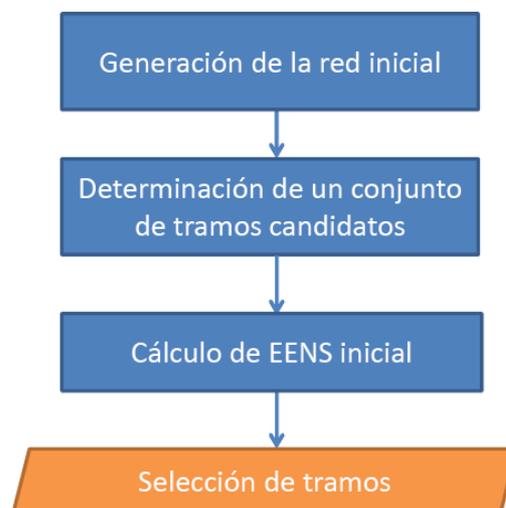
- Se considerará que los equipos de seccionamiento y protección son totalmente confiables, focalizando el estudio en las fallas de los tramos en la red.
- El costo incurrido en los equipos de seccionamiento adicionales en las ramas de respaldo no se incluye en la función de costos.
- Los tramos candidatos a ser respaldos serán seleccionados a priori utilizando un criterio de minimización de distancias entre los alimentadores. Con esto, se evita aumentar en forma excesiva los costos de inversión, especialmente en redes de tipo rural.

4.2.- Etapas de la optimización

Para determinar el enmallamiento óptimo de una red, se utilizará el procedimiento descrito por Arriagada en [27], basado en determinar la confiabilidad de la red utilizando matrices que determinan las tasas de falla y tiempos de interrupción de cada elemento i de la red debido a una falla en otro elemento j .

A continuación, se describe la metodología para determinar el mallado óptimo de la red, la cual se resume en la Figura 4.1:

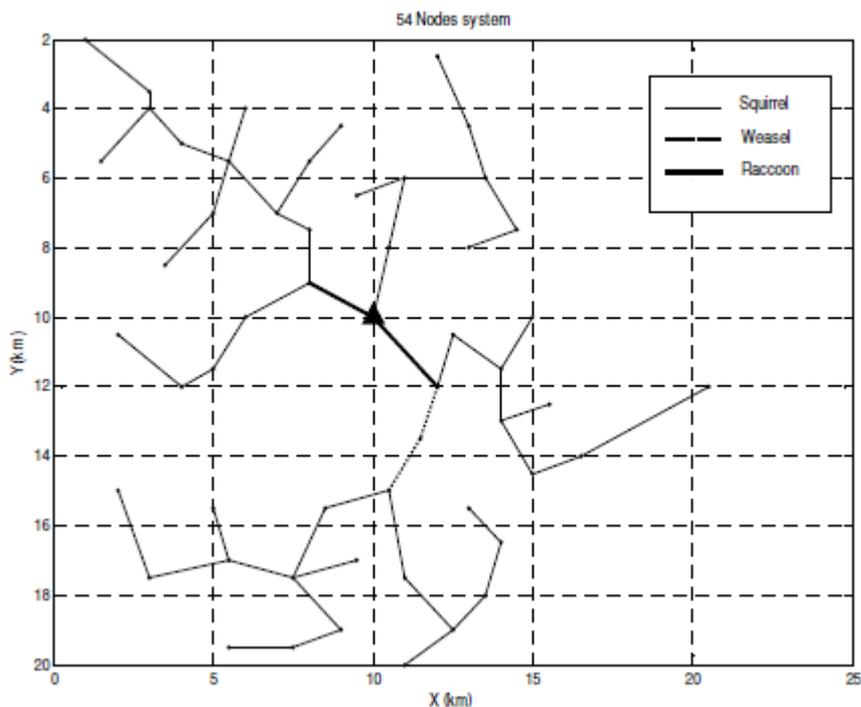
Figura 4.1: Metodología empleada para la selección de respaldos.



a.- Generación de la red inicial

Utilizando la metodología desarrollada por Jiménez [19], basada en algoritmos genéticos, se obtiene una red radial como la que se muestra en la Figura 4.2. En este ejemplo, se considera un sistema de 54 nodos y una configuración de tres alimentadores.

Figura 4.2: Sistema de distribución para un área con 54 nodos. Fuente: [19]



Esta red se genera tomando como datos la ubicación y tamaño de las demandas y la subestación, y cumple con las restricciones establecidas por el planificador, como máxima caída de tensión, capacidad y radialidad, entre otras.

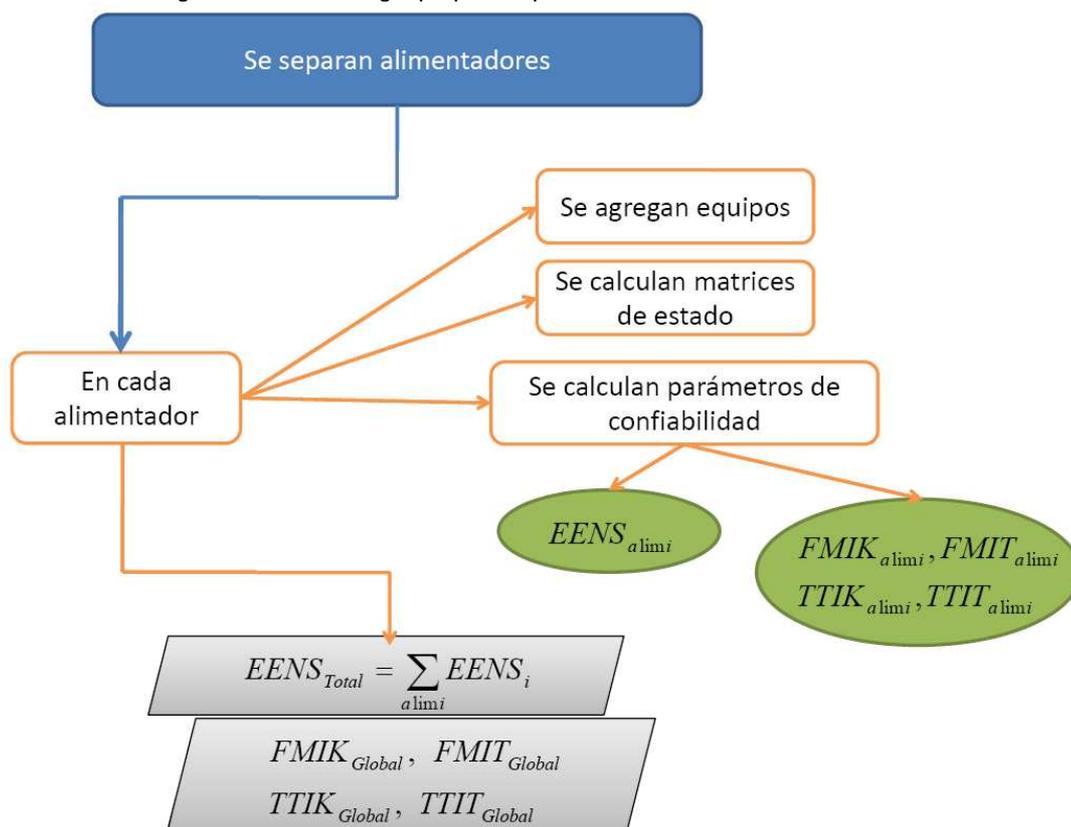
b.- Determinación de un conjunto de tramos candidatos.

A partir de la red inicial, se determina un conjunto de tramos candidatos a ser respaldos entre los alimentadores que conforman el sistema. Estos tramos se escogen encontrando aquéllos que minimizan la distancia entre los alimentadores que se desea unir. Además, se considera la densidad de carga en cada alimentador en el caso que se desee priorizar un respaldo. Debido a que la red mantiene una topología radial, sólo se evaluará un respaldo entre alimentadores distintos.

c.- Cálculo de EENS e índices de confiabilidad iniciales

En la siguiente Figura se resume el procedimiento propuesto para el cálculo de la EENS y los índices de confiabilidad (FMIK, TTIK, FMIT, TTIT) en sistemas que operen en forma radial:

Figura 4.3: Metodología propuesta para calcular EENS e índices iniciales.



A continuación se describe en detalle cada uno de los puntos esquematizados en la Figura 4.3:

c.1.- Separar alimentadores.

Como primera acción, la red se separa en los distintos alimentadores que la conforman. Se define un tramo del alimentador como conductores separados por algún tipo de elemento de seccionamiento o maniobra. En este trabajo se han utilizado interruptores, seccionadores y fusibles.

Cada tramo del alimentador está caracterizado por los siguientes parámetros [27]:

- Tasa de falla $\lambda \left[\frac{1}{\text{año}} \right]$: Indica las veces que, en promedio, el tramo se ve sometido a alguna condición que implica la operación de algún dispositivo de protección. Se incluyen fallas por cortocircuitos, sobrecargas, descargas atmosféricas, fallas en la aislación, accidentes externos, etc. La tasa de falla de un tramo cualquiera se estima de la siguiente forma:

$$\lambda = b \cdot l$$

Donde:

$b \left[\frac{\text{fallas}}{\text{km} \cdot \text{año}} \right]$: Es la tasa característica de cada tipo de conductor.

$l \text{ [km]}$: Corresponde al largo del tramo.

- Tiempo de interrupción $T \text{ [hrs]}$: El tiempo total de interrupción de un elemento considera el período transcurrido desde la desconexión del circuito, hasta la re-energización del mismo. Se propone en [15] la siguiente clasificación de tiempos, basada en una metodología más compleja presentada por Rivier en [11]:

1. Tiempo para el conocimiento de la falla T_C : Es el intervalo entre el instante en que ocurre la falla y el momento en que los operadores del sistema eléctrico toman conocimiento de ella.
2. Tiempo de preparación T_p : Corresponde al tiempo requerido para la obtención de los recursos materiales necesarios para dar inicio a los trabajos de localización de la falla.
3. Tiempo de localización T_L : Es el tiempo que se gasta en el traslado hasta las proximidades de la falla y la ejecución de pruebas con la finalidad de localizar en forma precisa el punto de falla.
4. Tiempo de maniobra para la transferencia T_T : Es el tiempo que toma realizar las maniobras de transferencia para restablecer el servicio a los tramos en donde ello sea posible.
5. Tiempo de reparación T_R : Es el intervalo que demora la ejecución de las labores de reparación y/o recambio de los equipos fallados.
6. Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de operación T_V : Es el intervalo que tarda en recuperar la configuración normal de operación, una vez ejecutadas las tareas de reparación.

Se ha supuesto que cada tramo del alimentador tiene un tiempo de reparación asociado, mientras que los tiempos restantes son conocidos y no varían ante distintas fallas.

c.2.- Agregar equipos a la red.

Se agregan equipos de seccionamiento en cada alimentador de acuerdo al criterio señalado, de forma tal que permitan calcular la indisponibilidad de cada tramo en forma más aproximada a la

realidad. En el ejemplo de la sección 4.3 se explica el modelo de la red adoptado para realizar los cálculos posteriores.

c.3.- Calcular matrices para cada alimentador.

La matriz base que sustenta el cálculo de indisponibilidades es la llamada matriz de estados, que muestra la condición de un elemento determinado, ante contingencias simples ocurridas en el resto de los elementos del sistema. Cada uno de los posibles estados en los que se puede encontrar un tramo se detalla a continuación:

Clasificación de estados

De acuerdo a la protección que cada tramo tenga asociada, así como las alternativas de alimentación disponibles, cada tramo i puede clasificarse en uno de los siguientes estados ante la falla en otro tramo j del alimentador [27]:

- Normal: El estado del tramo i se define como normal, cuando su operación no se ve afectada por una falla en la rama j .
- Restablecible: En este caso, el servicio en el elemento i puede volver a la normalidad antes de reparar el elemento j fallado, aislando j mediante algún equipo de maniobra.
- Transferible: El tramo de alimentador i será transferible si existe alguna maniobra que permita re-energizarlo, antes de reparar el elemento j .
- Irrestablecible: Se define como tramo irrestablecible a aquel tramo donde ocurre la falla, y a todo tramo i que no pueda ser transferido a otra fuente de alimentación a causa de esta contingencia.

Para la construcción de la matriz, se considera un arreglo de $n \times n$, donde n es el número de tramos que forman la red. Cada columna j indica el estado de la rama ante una falla en el tramo de la fila i .

Evaluación de estados

Una vez construida la matriz de estados, se construyen dos matrices que muestran los parámetros de cada tramo, la primera indica la tasa de falla asociada a cada elemento frente a una falla determinada, y la segunda se refiere al tiempo de interrupción total.

En cada celda (i, j) de la matriz de tasa de falla, se asigna el valor indicado por la Tabla 4.1, de acuerdo al estado del elemento i ante la salida de j .

Tabla 4.1: Tasa de falla asociada al estado de cada elemento.

Estado del elemento	Tasa de falla
Normal	0
Restablecible	λ
Transferible	2λ
Irrestablecible	λ

En forma análoga, se utiliza la Tabla 4.2 para construir la matriz de tiempos de interrupción.

Tabla 4.2: Interrupciones aportadas según el estado de cada elemento.

Estado del elemento	Tiempo de Interrupción
Normal	0
Restablecible	$T_C + T_P + T_L$
Transferible	$T_C + T_P + T_L + T_T + T_V$
Irrestablecible	$T_C + T_P + T_L + T_R$

Se observa en la Tabla 4.2 que un elemento transferible posee una tasa de falla doble. Esto se debe a que una vez concluidas las reparaciones en el tramo fallado, la red debe volver a su configuración inicial, suspendiendo nuevamente el servicio durante un tiempo T_V , como lo indica la Tabla anterior.

Posteriormente, se calculan los parámetros de confiabilidad utilizando las ecuaciones que se describen a continuación. Los conceptos teóricos a partir de los cuales se obtienen las ecuaciones están referidos a la teoría de confiabilidad aplicada a sistemas de distribución, y pueden consultarse en [27, 28].

- Tasa de falla de un sistema serie:

$$\lambda_T = \sum_i \lambda_i \quad (4.1)$$

Donde:

λ_i : Tasa de falla del elemento i .

- Indisponibilidad anual del elemento i :

$$U_i = \lambda_i \cdot r_i \quad (4.2)$$

Donde:

λ_i : Tasa de falla del elemento i .

r_i : Tiempo de reparación del elemento i .

- Disponibilidad anual total de un sistema serie:

$$U_T = \sum_i U_i \quad (4.3)$$

Donde:

U_i : Disponibilidad anual del elemento i .

- Tiempo de reparación total:

$$r_T = \frac{U_T}{\lambda_T} = \frac{\sum_i \lambda_i \cdot r_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (4.4)$$

c.4.- Cálculo de la EENS e índices de confiabilidad

El cálculo de la EENS es el mismo para la red radial inicial como para el caso que contempla la(s) alimentación(es) alternativa(s). Para ello, se utiliza la siguiente aproximación [29]:

$$EENS = \sum_i U_i \cdot kW_i \quad (4.5)$$

Donde:

i : Índice del tramo.

U_i : Disponibilidad anual del elemento i .

kW_i : Potencia activa en el nodo i

En [29] además, se proponen las siguientes ecuaciones que permiten calcular la frecuencia media de interrupciones (FMIK) y el tiempo medio de interrupciones (TTIK):

$$FMIK = \frac{\sum_i \lambda_i \cdot kVA_i}{\sum_i kVA_i} \quad (4.6)$$

$$TTIK = \frac{\sum_i U_i \cdot kVA_i}{\sum_i kVA_i} \quad (4.7)$$

Donde:

U_i : Indisponibilidad anual del elemento i .

kVA_i : Potencia aparente en el nodo i .

λ_i : Tasa de falla del elemento i .

En [19] se muestra la forma de calcular los índices SAIDI (2.5) y SAIFI (2.6), los cuales pueden ser utilizados para calcular el TTIT y FMIT, considerando un transformador en cada nodo de demanda. En base a lo anterior, se propone calcular los índices por transformador de la siguiente forma:

$$FMIT = \frac{\sum_i \lambda_i}{\sum_i N_i} \quad (4.8)$$

$$TTIT = \frac{\sum_i U_i}{\sum_i N_i} \quad (4.9)$$

Donde:

U_i : Indisponibilidad anual del elemento i .

λ_i : Tasa de falla del elemento i .

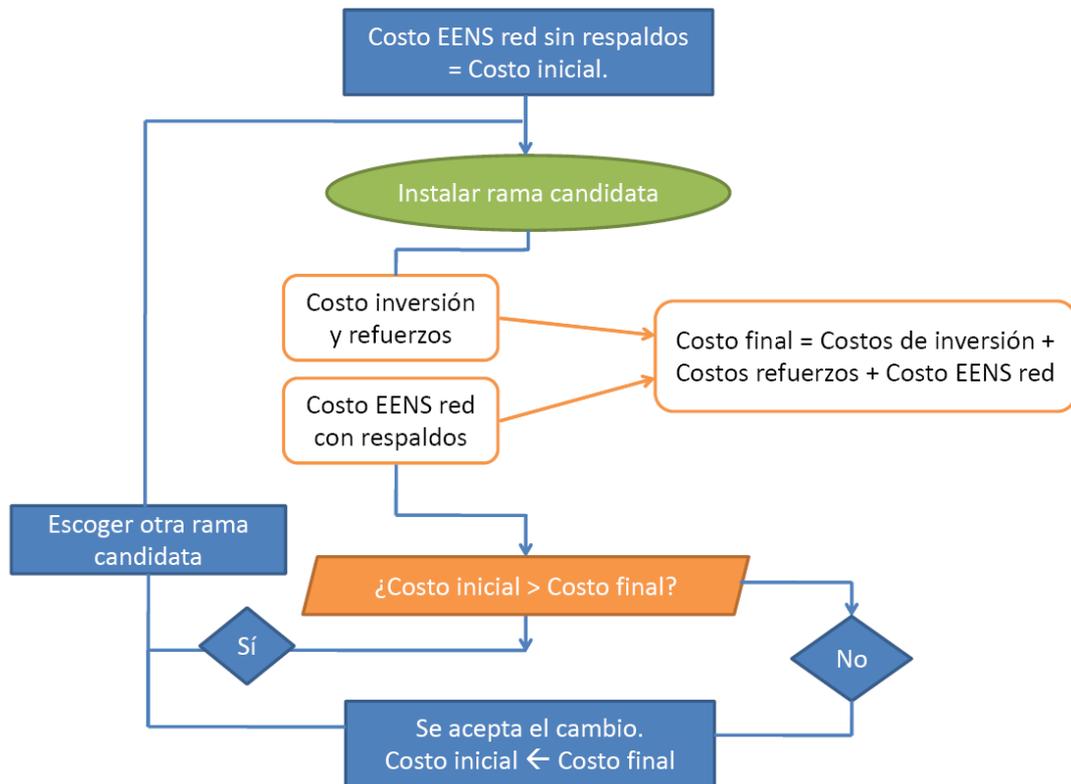
N_i : Indica el número de transformadores de distribución en cada nodo de la red.

Una vez calculados los índices de confiabilidad y la EENS en cada alimentador utilizando las ecuaciones (4.5 - 4.9), los parámetros globales de confiabilidad estarán dados por la suma de los parámetros obtenidos para cada alimentador.

d.- Selección de tramos

Para seleccionar cuáles serán los tramos que se instalarán en forma definitiva, se utiliza el criterio de minimización de costos detallado en [19]. En la siguiente Figura se resume el procedimiento propuesto para seleccionar las mejores alternativas dentro del conjunto de tramos candidatos:

Figura 4.4: Metodología propuesta para la selección de los tramos candidatos.



Desde el conjunto de tramos, se toma uno y se instala en la red. Con esta configuración, se calculan los costos de inversión en el nuevo tramo y los refuerzos necesarios utilizando un flujo de potencia radial. Se falla cada tramo perteneciente a la malla formada con la inclusión del nuevo tramo, y se observa si existen cambios en la asignación de conductores con respecto a la red inicial. Además se incluye el costo de la inversión en el nuevo tramo considerando el peor caso, es decir la asignación del conductor de mayor capacidad a esta alimentación alternativa.

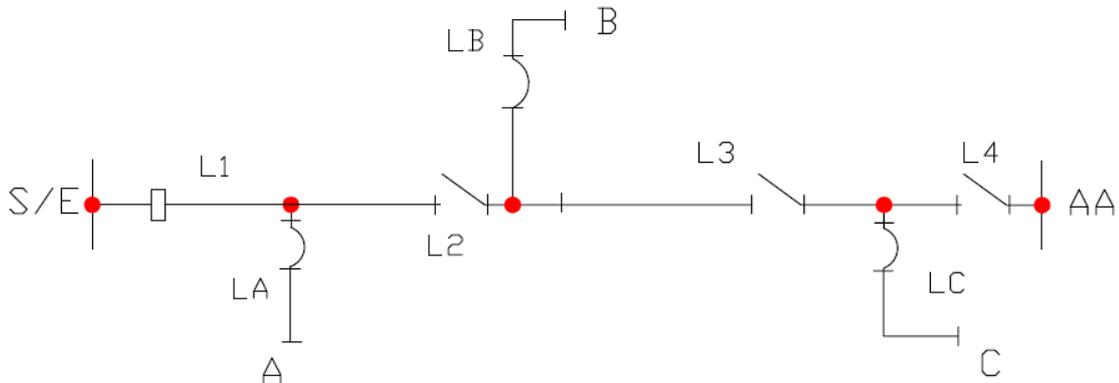
El costo de la red con el respaldo está compuesto por los costos de inversión, refuerzos y la EENS final, la cual se calcula de forma análoga al caso inicial, mostrado en la Figura 4.3. Luego, se evalúa el beneficio económico generado por la inclusión del tramo candidato observando si el costo final es menor al inicial. Si es menor, el tramo se almacena como mejor alternativa y se actualiza el costo inicial. Si no genera beneficio económico, se toma otro tramo desde el conjunto de ramas candidatas y se realiza el procedimiento descrito nuevamente.

4.3.- Ejemplo de aplicación:

Se considerará la red utilizada por Arriagada [27] para detallar el procedimiento expuesto anteriormente. La red consta de 3 nodos de demanda: A, B y C, en cada uno de estos nodos hay un transformador de distribución cuyas potencias demandadas están descritas en la Tabla 4.3. El

El sistema está formado por 7 tramos determinados por la ubicación de seccionadores y fusibles. En la Figura 4.5 se detalla esta red, así como las dos fuentes de alimentación que posee:

Figura 4.5: Red radial con alimentación alternativa. Fuente: [27]



Los datos de los tramos de esta red son los siguientes:

Tabla 4.3: Datos de los tramos para la red de la Figura 4.5.

	Longitud [Km]	λ / km	T_R [hrs]
L1	2	0.1	2.5
L2	2	0.1	2.5
L3	3	0.1	2.5
L4	1	0.1	2.5
LA	3	0.25	0.5
LB	2	0.25	0.5
LC	1	0.25	0.5

Las cargas a alimentar se detallan en la Tabla 4.4:

Tabla 4.4: Datos de los nodos de carga en la red de la Figura 4.5.

	A	B	C
KVA	500	250	400
$\cos \phi$	0.75	0.8	0.6

Además, se han definido los sub-tiempos de indisponibilidad de la siguiente forma:

$$T_C + T_P + T_L = 0.5 \text{ [hrs]}$$

$$T_T = 0.5 \text{ [hrs]}$$

$$T_V = 0.5 \text{ [hrs]}$$

Con estos datos, la matriz de estados para este sistema es la siguiente:

Tabla 4.4: Matriz de estados para el sistema de la Figura 4.5.

	L1	L2	L3	L4	LA	LB	LC
L1	I	I	T	T	I	T	T
L2	I	I	T	T	I	T	T
L3	R	R	I	T	R	I	T
L4	R	R	R	I	R	R	I
LA	N	N	N	N	I	N	N
LB	N	N	N	N	N	I	N
LC	N	N	N	N	N	N	I

Donde:

I : Estado irrestablecible.

N : Estado normal.

R : Estado restablecible.

T : Estado transferible.

A partir de la matriz de estados, se evalúa la condición de cada elemento y se construyen las matrices de falla λ (Tabla 4.6) y de tiempos de indisponibilidad T_{TOTAL} (Tabla 4.7). Para el ejemplo de la Figura 4.5, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 4.5: Matriz de tasas de falla para el sistema de la Figura 4.5.

	L1	L2	L3	L4	LA	LB	LC
L1	0.2	0.2	0.2+0.2	0.2+0.2	0.2	0.2+0.2	0.2+0.2
L2	0.2	0.2	0.2+0.2	0.2+0.2	0.2	0.2+0.2	0.2+0.2
L3	0.3	0.3	0.3	0.3+0.3	0.3	0.3	0.3+0.3

L4	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
LA	0	0	0	0	0.75	0	0
LB	0	0	0	0	0	0.5	0
LC	0	0	0	0	0	0	0.25
λ_i total	0.8	0.8	1.2	1.5	1.55	1.25	1.75

Tabla 4.7: Matriz de tiempos de indisponibilidad para el sistema de la Figura 4.5.

	L1	L2	L3	L4	LA	LB	LC
L1	3	3	1.5	1.5	3	1.5	1.5
L2	3	3	1.5	1.5	3	1.5	1.5
L3	0.5	0.5	3	1.5	0.5	3	1.5
L4	0.5	0.5	0.5	3	0.5	0.5	3
LA	0	0	0	0	1.0	0	0
LB	0	0	0	0	0	1.0	0
LC	0	0	0	0	0	0	1.0

Posteriormente se calculan las indisponibilidades U_i , considerando sólo la tasa de falla referida a la primera interrupción. La falla debida a la restauración de la red tras la transferencia se considera sólo para el cálculo de la tasa de fallas total para cada elemento de la red.

Tabla 4.8: Matriz de indisponibilidades para el sistema de la Figura 4.5.

	L1	L2	L3	L4	LA	LB	LC
L1	0.6	0.6	0.3	0.3	0.6	0.3	0.3
L2	0.6	0.6	0.3	0.3	0.6	0.3	0.3
L3	0.15	0.15	0.9	0.45	0.15	0.9	0.45
L4	0.05	0.05	0.05	0.30	0.05	0.05	0.30
LA	0	0	0	0	0.75	0	0

LB	0	0	0	0	0	0.5	0
LC	0	0	0	0	0	0	0.25
U_i total	1.40	1.40	1.55	1.35	2.15	2.05	1.60

Finalmente, se presenta en la Tabla 4.9 un resumen de los parámetros de cada rama que permiten calcular los índices de confiabilidad y la EENS de esta red, utilizando las ecuaciones antes descritas. La columna λ_i de la Tabla 4.9 corresponde a la fila λ_i total de la Tabla 4.6; mientras que la columna U_i corresponde a la fila U_i total de la Tabla 4.8.

Tabla 4.9: Resumen de parámetros de confiabilidad para el sistema de la Figura 4.5.

	λ_i	r_i	U_i
L1	0.8	1.75	1.40
L2	0.8	1.75	1.40
L3	1.2	1.29	1.55
L4	1.5	0.90	1.35
LA	1.55	1.39	2.15
LB	1.25	1.64	2.05
LC	1.75	0.91	1.60

En base a los resultados de la Tabla 4.9, se calculan los índices de confiabilidad y la EENS, los cuales se muestran en la siguiente Tabla. Los índices de confiabilidad se calculan utilizando las ecuaciones (4.6 – 4.9), mientras que la EENS se obtiene usando la ecuación 4.5

Tabla 4.10: Resumen de indicadores para el sistema de la Figura 4.5.

EENS [MWh]	FMIK	FMIT	TTIK [Hrs.]	TTIT [Hrs.]
1.61	1.55	1.52	1.94	1.93

4.4.- Sistema de prueba

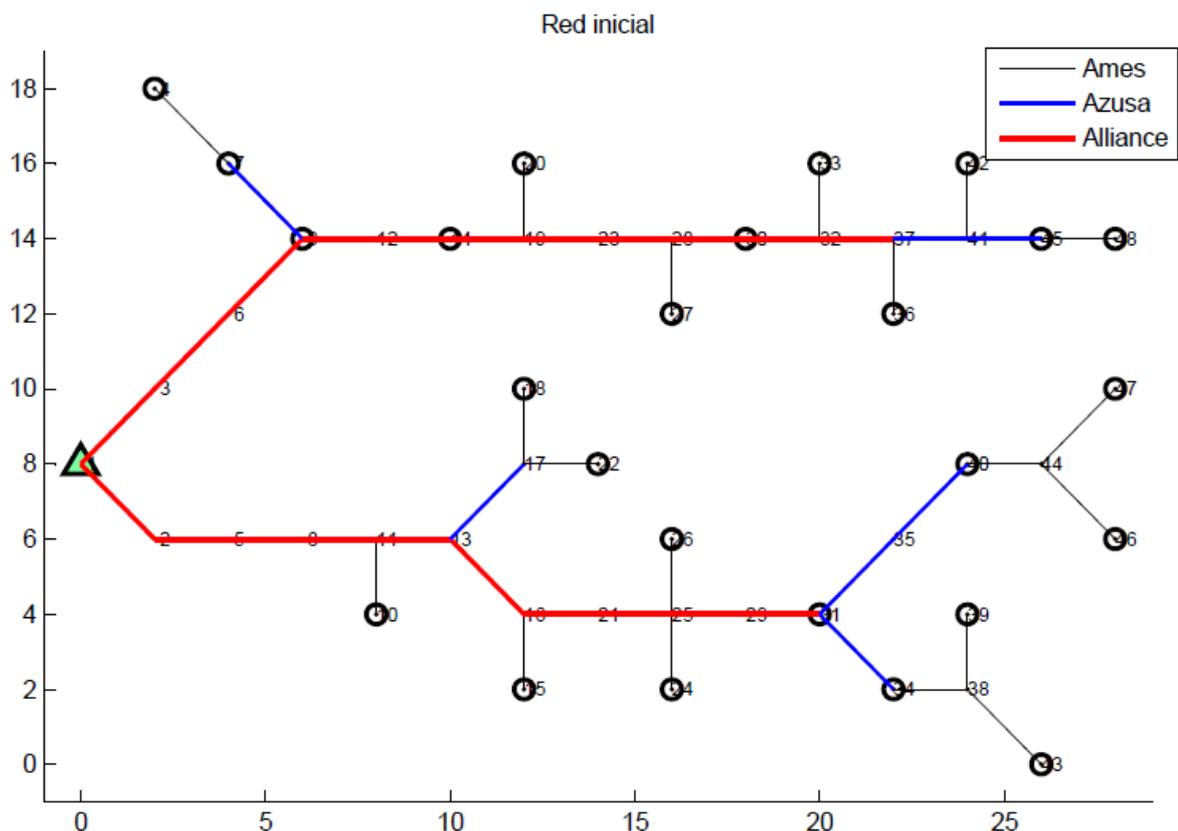
Como sistema inicial de prueba, se utilizó la red de estudio propuesta por Boulaxis y Papadoupoulos [30]. Esta red está compuesta por 2 alimentadores y 48 nodos, y posee una potencia de 5.2 MVA. Los datos de conductores y sus respectivas tasas de falla y tiempos de reparación son los siguientes:

Tabla 4.11: Datos de conductores utilizados en el sistema de prueba.

Tipo de conductor	Tasa de falla [veces/km*año]	Tiempo de reparación [Hrs/km]	Costo de Inversión [MUS\$/km]
Ames	0.288	2	12.993
Azusa	0.192	3	13.679
Alliance	0.234	5	17.064

En la Figura 4.6 se muestra la red obtenida utilizando el algoritmo de planificación de un sistema radial. El algoritmo asigna color rojo a los tramos que utilizan conductor tipo Alliance; azul a aquellos conductores tipo Azusa, y negro a los correspondientes al tipo Ames. Las distancias entre distintos nodos se expresan en kilómetros.

Figura 4.6: Solución de la red inicial de prueba



Considerando el costo de la energía no suministrada a un precio de 0.3 US\$/kWh, se calcula el costo asociado a cada alimentador en la Tabla 4.12:

Tabla 4.12: EENS e índices de confiabilidad de la red inicial.

Alimentador	Costo EENS inicial [MUS\$]
1	24.456
2	23.934
Costo total EENS: 48.390	

Los índices iniciales de este sistema se muestran en la siguiente Tabla:

Tabla 4.13: Resumen de índices iniciales para el sistema de la Figura 4.6.

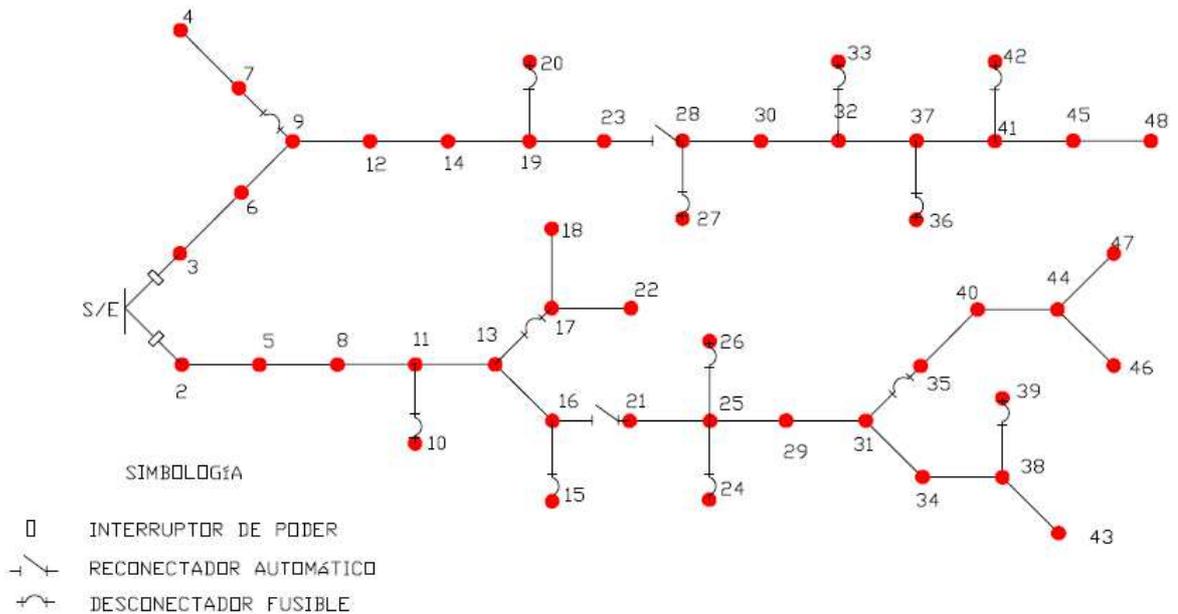
EENS [MWh]	FMIK	FMIT	TTIK [Hrs.]	TTIT [Hrs.]
161.3	8.832	10.139	15.139	24.437

Donde se ha escogido como alimentador 1 al que se ubica en la parte inferior, y alimentador 2 al del extremo superior de la red. Se designan como ramas candidatas a conectar ambos alimentadores los tramos que unen los nodos 18 y 27, y los nodos 40 y 36. El criterio para seleccionar estos tramos es minimizar la distancia entre los alimentadores, la cual está directamente relacionada con los costos de inversión. En ambos casos, se evalúan los costos de inversión y refuerzos fallando cada tramo de la malla formada al conectar la alimentación alternativa.

Utilizando un flujo de potencia en cada iteración, se observa si existen cambios en la asignación de conductores con respecto a su límite térmico. Si un conductor cambia a otro de capacidad mayor a la designada inicialmente, se guarda esta variación y posteriormente se calcula el costo total observando los cambios de conductor en cada uno de los tramos.

Una vez asignados los equipos, la estructura de la red es la mostrada en la Figura 4.7. Se ubica un interruptor en la cabecera de cada alimentador y un reconectador en su sección central. Se observa en la Figura, de acuerdo a los subtiempos de indisponibilidad definidos, que aquellos nodos que se ubican aguas abajo del reconectador en el troncal de cada alimentador necesariamente tendrán un tiempo de indisponibilidad máximo puesto que se debe reparar el tramo fallado antes de reponer el suministro.

Figura 4.7: Red de prueba con equipos instalados.



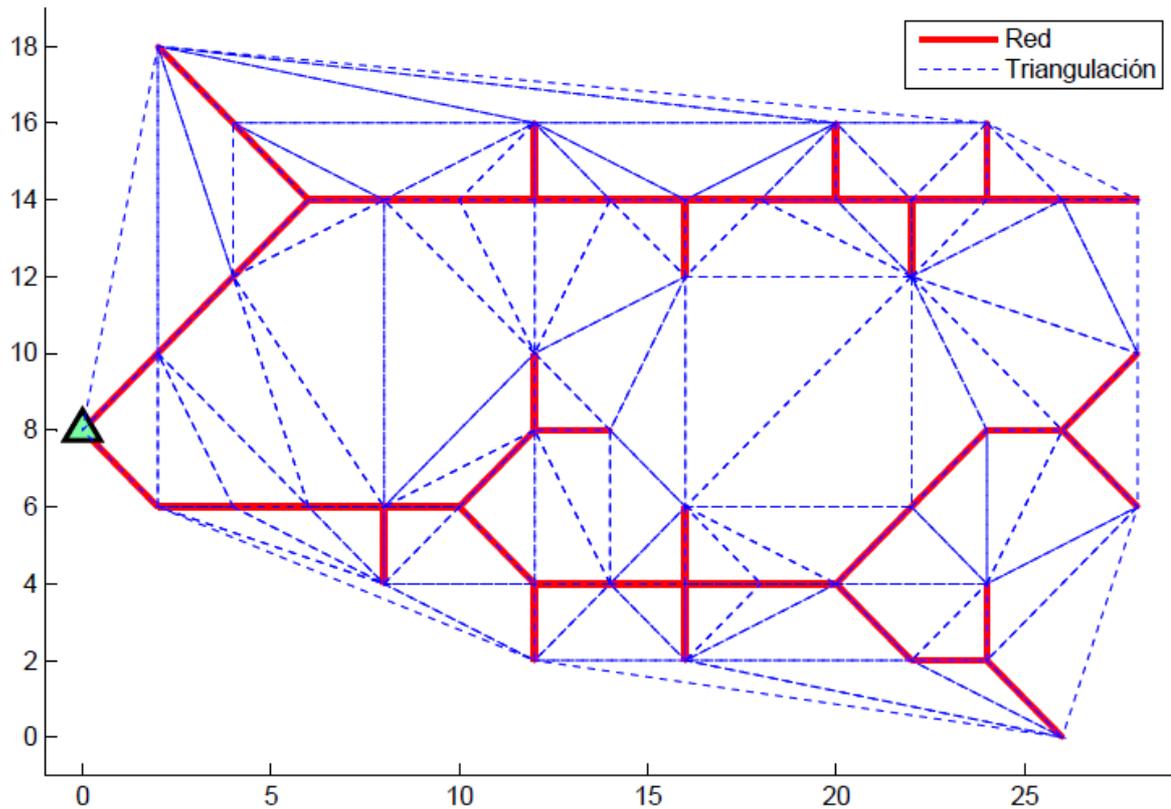
Para corroborar si los tramos seleccionados son factibles de instalar se utiliza la triangulación de Delaunay. Para esta red, la triangulación se muestra en la Figura 4.8. De acuerdo a lo señalado anteriormente, se determinan los costos de inversión en los nuevos tramos más los posibles refuerzos. En este ejemplo de prueba no fue necesario reforzar la red. En la Tabla 4.14 se observa el resumen de las inversiones, que contemplan sólo el uso del conductor de menor capacidad (Ames) en los nuevos tramos. No fue necesaria la inversión en refuerzos debido a que la corriente máxima en cada tramo no superó en ninguna de las fallas simuladas el límite térmico del conductor que se le asoció en forma inicial.

Tabla 4.14: Inversión en tramos adicionales.

Tramos adicionales	Costo unitario [MUS\$/km]	Longitud tramo [km]	Total [MUS\$]
Ames	12.99	4.47	58.11
Ames	12.99	4.47	58.11
Total [MUS\$]			116.22

El costo incurrido en inversiones es el mismo para los dos tramos que se consideran como posibles refuerzos. Esto se debe que las distancias son simétricas entre los nodos 18 y 27, y los nodos 40 y 36. La Tabla 4.14 muestra que la distancia entre los conductores es un factor importante a la hora de seleccionar los tramos candidatos.

Figura 4.8: Mallas candidatas para el sistema de prueba.
Red con mallas factibles según Triangulación de Delaunay



Para evaluar la factibilidad económica de la inversión realizada se considerará un horizonte de 10 años. La reducción de la EENS tras la instalación de los tramos adicionales se considerará constante, incrementándose su valor según el crecimiento de la demanda, 3% anual durante todo el período de evaluación. De esta forma, el valor presente del beneficio económico generado puede expresarse con la siguiente ecuación:

$$VP = \frac{C}{1+i} \cdot \left(\frac{1-\gamma^n}{1-\gamma} \right)$$

Donde:

$$\gamma = \frac{1+r}{1+i}$$

r : Crecimiento lineal del flujo de caja C del primer año. En este caso, se considera un crecimiento de 3% anual.

n : Horizonte de planificación. Se consideran 10 años.

i : Tasa de descuento. 10%

C : Flujo de caja del primer año. Corresponde a la reducción de la EENS tras la instalación de la malla.

En la siguiente Tabla se muestra el flujo de caja generado en cada año, de acuerdo a las indicaciones anteriores:

Tabla 4.15: Evaluación económica al instalar el tramo 40 - 36 y 22 - 29.

Año	Inversión [MUS\$]	Reducción costo EENS [MUS\$]
0	-116.22	
1		28.90
2		27.06
3		25.34
4		23.73
5		22.22
6		20.80
7		19.48
8		18.25
9		17.08
10		15.99
VAN	-116.22	218.85

Se observa en la Tabla 4.15 que, transcurrido el horizonte escogido, el VAN del proyecto es positivo, lo que indica que los beneficios asociados cubren totalmente la inversión del primer período. Por lo tanto el proyecto es viable económicamente. En la siguiente Figura se muestra la nueva configuración de la red, incluyendo los tramos adicionales y su asignación de conductores correspondiente.

Figura 4.9: Sistema de prueba con tramos adicionales.

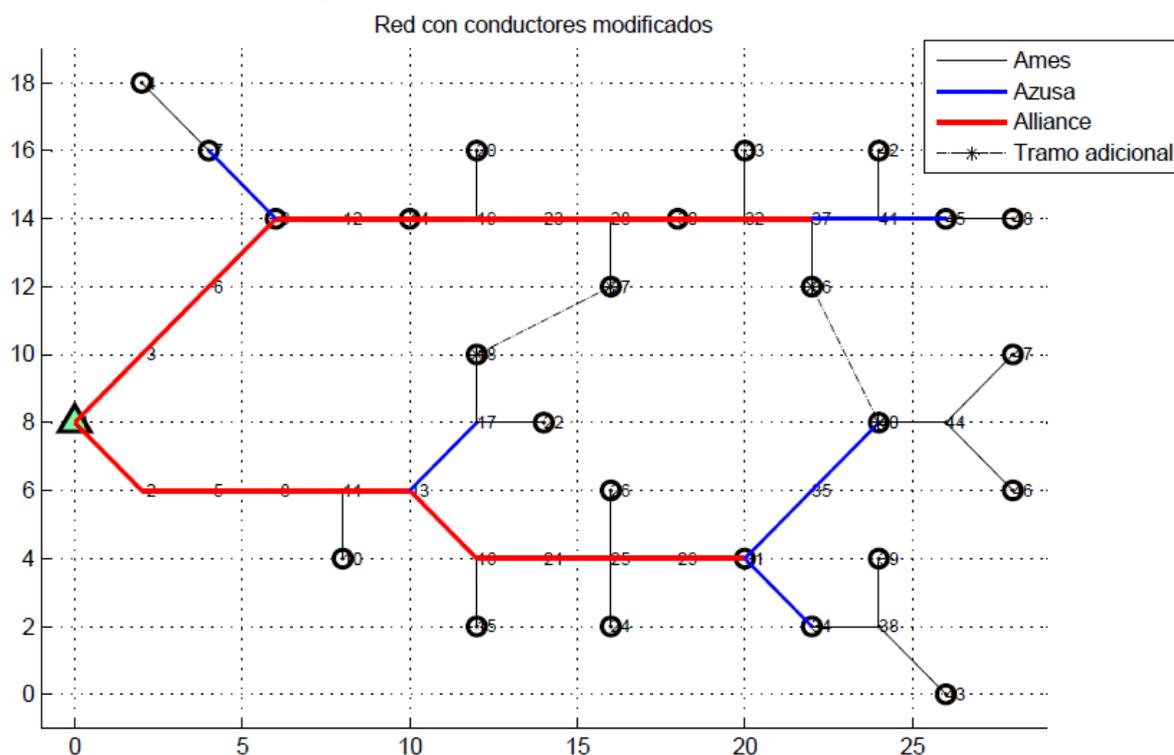


Tabla 4.16: Resumen de indicadores para el sistema de la Figura 4.9

	EENS [MWh]	FMIK	FMIT	TTIK	TTIT
Sistema inicial (Fig. 4.6)	161.3	8.832	10.139	15.139	24.437
Sistema con respaldos (Fig. 4.9)	56.17	8.832	10.139	10.495	12.381
% de reducción de índices	187%	0	0	44.249	97.375

Se observa en la Tabla 4.16 que los resultados obtenidos son satisfactorios, puesto que se logró reducir en forma amplia la EENS de este sistema. Como se comentó, las distancias entre los nodos de demanda y el número de nodos que quedaban sin suministro ante la caída de un tramo del troncal generaban un alto valor en los índices de confiabilidad. Agregando dos respaldos se reduce considerablemente el tiempo de indisponibilidad en cada nodo, puesto que casi la totalidad de ellos cambia su estado inicial irrestablecible a transferible, logrando recibir suministro por medio de otro alimentador.

5.- Resultados

En este capítulo se evaluará el comportamiento del algoritmo en dos sistemas de distribución con distintas características. En particular, se describen dos casos: una red tipo rural de 54 nodos y otra tipo urbana de 402 nodos.

Como dato de entrada, se cuenta con las ubicaciones y el tamaño de los nodos de demanda y la subestación. Para generar las redes iniciales se utiliza el algoritmo descrito en el capítulo anterior.

5.1.- Sistema de 54 nodos

La primera red analizada es de 54 nodos. En la figura 5.1 se muestra la disposición geográfica de la red, mientras que en la Tabla 5.1 se presentan las principales características de este sistema.

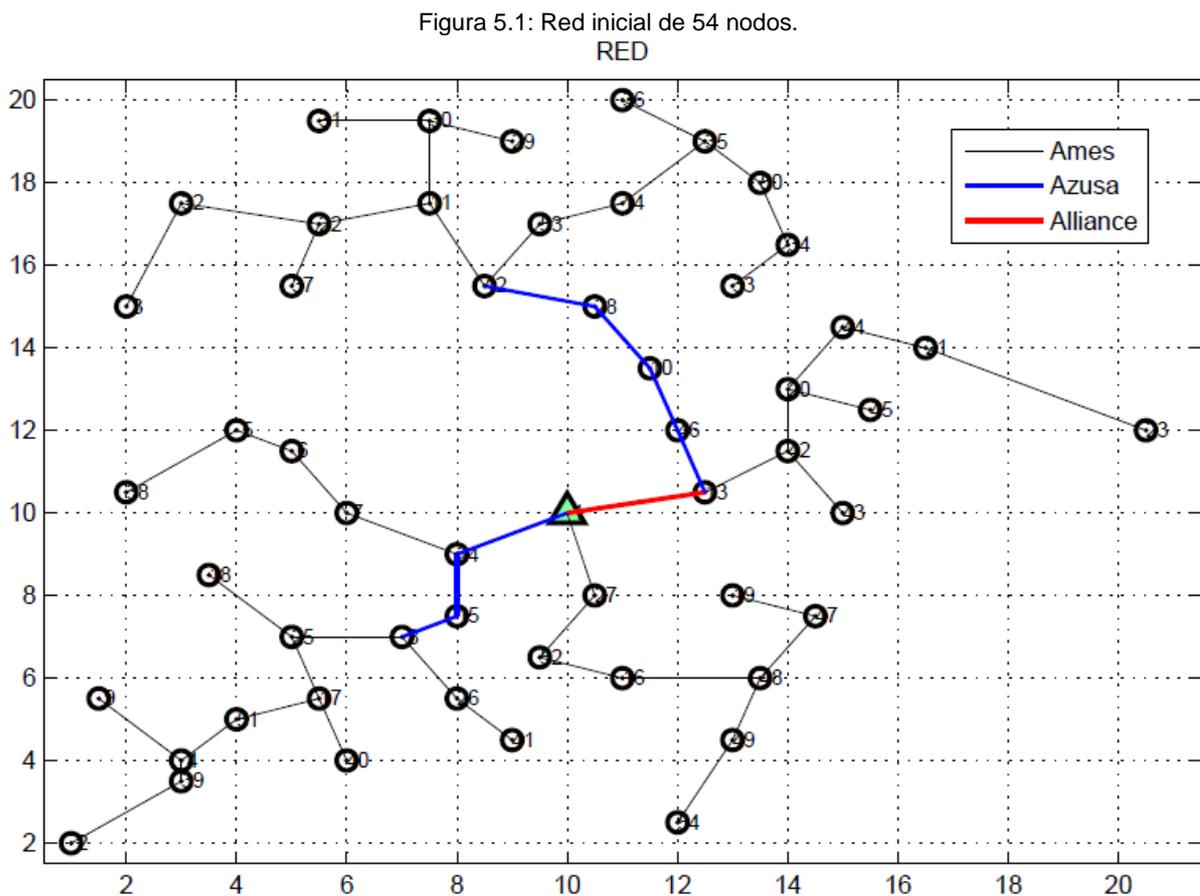


Tabla 5.1: Características del sistema de 54 nodos.

Alimentadores	Potencia [MVA]	Área [km^2]	Densidad [kVA/km^2]	Crecimiento anual de demanda
3	2.2	351	6.268	3%

Para esta red, los valores iniciales de EENS e índices de confiabilidad se muestran en la Tabla 5.2:

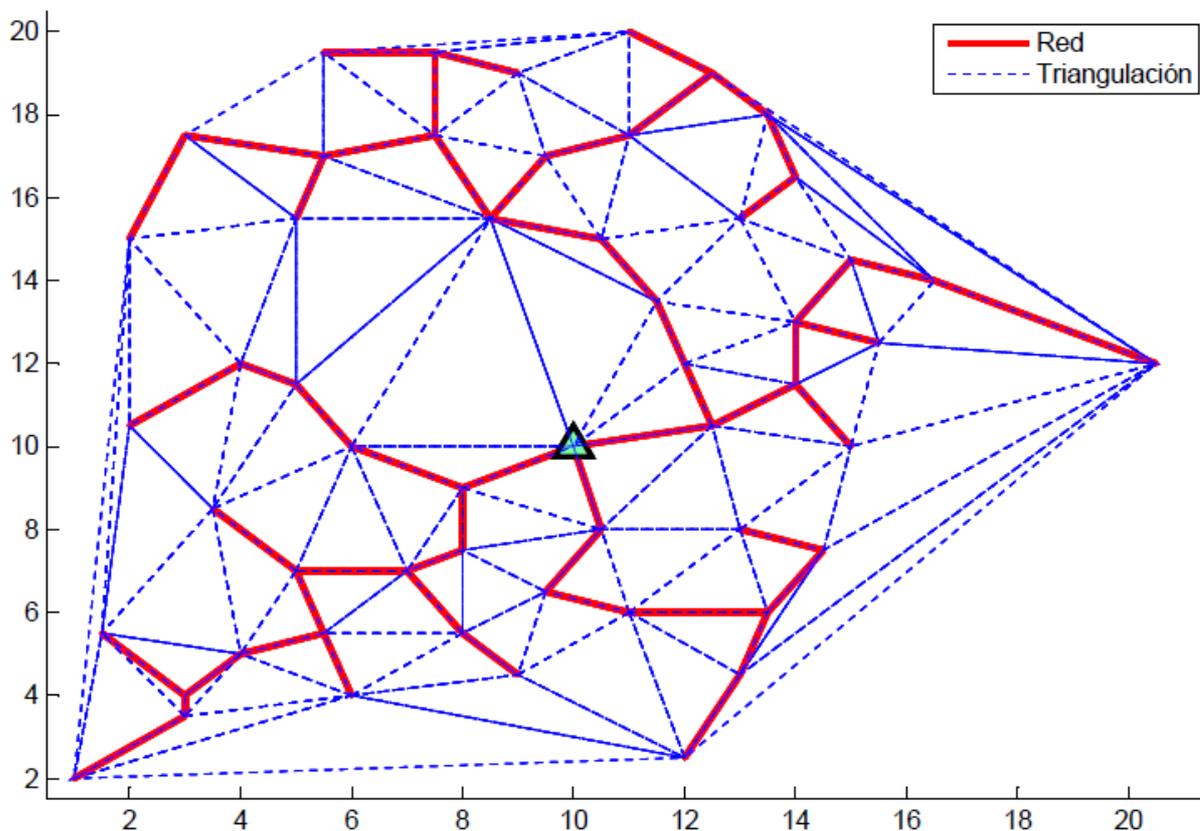
Tabla 5.2: Resumen de indicadores iniciales para el sistema de la Figura 5.1

EENS inicial [MWh]	FMIK	FMIT	TTIK [Hrs.]	TTIT [Hrs.]
26.401	9.309	9.989	30.382	31.155

En la figura 5.1 se observa que se han utilizado los tres tipos de conductores detallados en la sección 4.3, mientras que en la figura 5.2 se muestra la triangulación de Delaunay del sistema, la cual entrega las alternativas de enmallamiento para esta red.

Figura 5.2: Red de 54 nodos con conjunto de mallas factibles.

Red con mallas factibles según Triangulación de Delaunay



Considerando el costo de la EENS igual a 0.3 [US\$/kWh] el costo del sistema sin respaldos es de 7920.2 US\$. En la Tabla 5.3 se muestran los principales parámetros considerados para analizar las inversiones destinadas a mejorar la confiabilidad en esta red.

Tabla 5.3: Parámetros utilizados en la evaluación económica.

CEENS inicial [US\$]	Tasa de descuento	Horizonte de planificación	Costo EENS [US\$/kWh]
7920.2	10%	10 años	0.3

En la siguiente Tabla se resume la inversión y la reducción en el costo de la EENS en valor presente al final del horizonte de planificación, considerando distintas mallas candidatas.

Tabla 5.4: Evaluación de mallas candidatas. Caso red 54 nodos.

Inversión [MUS\$]	Reducción CEENS [MUS\$]	Beneficio/Inversión
78.498	16.582	0.211
36.750	10.511	0.286
32.480	5.819	0.179
23.420	4.762	0.203
41.590	7.053	0.170
58.470	16.890	0.289
47.390	17.310	0.366
97.448	10.099	0.104
95.220	23.144	0.243
84.320	23.282	0.276
79.777	20.605	0.258

Se observa en la Tabla anterior que ninguna alternativa alcanza una razón beneficio/inversión mayor a 1. Esto se debe a que las inversiones necesarias en este tipo de redes son muy elevadas, fundamentalmente debido a la extensión del área a cubrir y las distancias que implica la instalación de tramos adicionales entre alimentadores.

Además, la baja densidad de potencia de la red influye en que el beneficio económico generado con la instalación de tramos adicionales sea bajo. Si bien existe reducción en el tiempo de indisponibilidad de cada nodo, la reducción en la energía no suministrada es baja debido a la potencia total del sistema, la cual alcanza sólo 2.2 MVA.

En la siguiente Figura se muestra la reducción total de costos producida por la instalación de distintas ramas adicionales en esta red. Se observa un comportamiento tendencial que indica resultados más satisfactorios a medida que la inversión aumenta. Sin embargo, como se señaló anteriormente, ninguna inversión logra igualar los costos incurridos en nuevos tramos y refuerzos. Se destaca en negrita en las Figuras 5.3 y 5.4 la alternativa seleccionada en la Tabla 5.4.

Figura 5.3: Reducción en el costo total de la EENS. Sistema de 54 nodos.

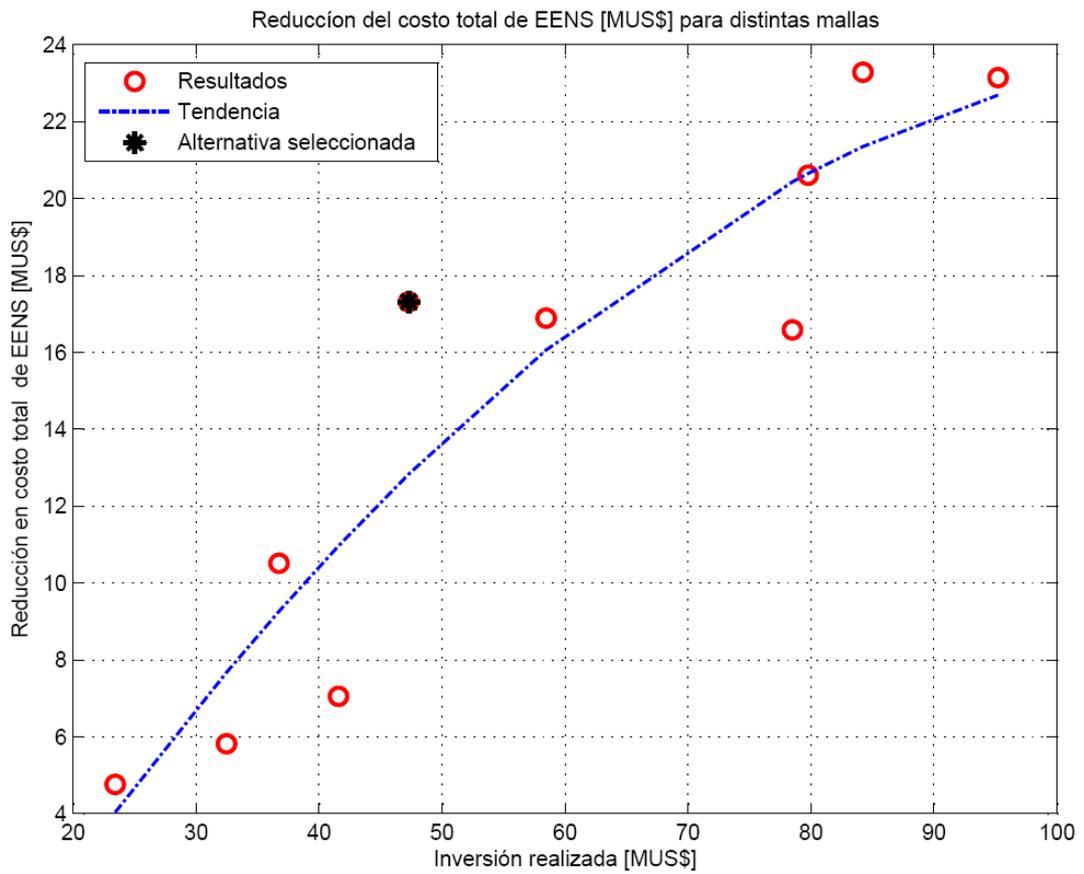
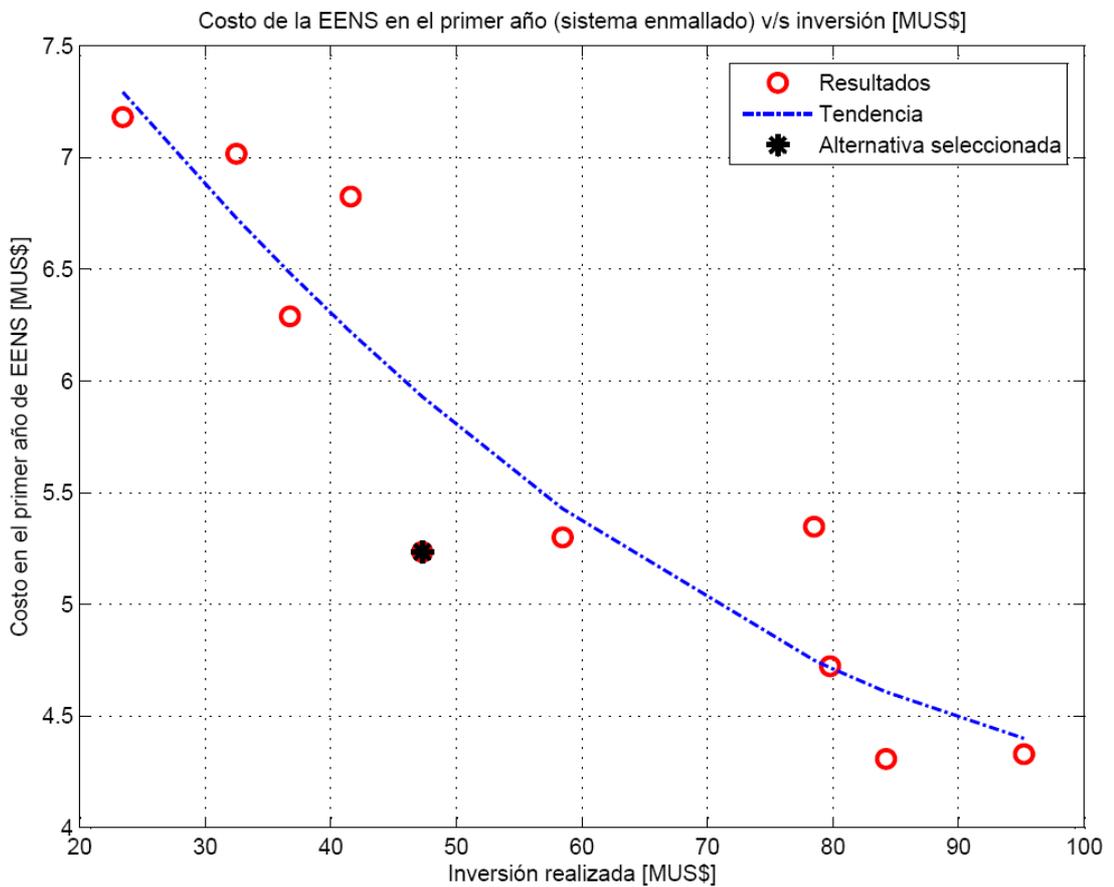


Figura 5.4: Costo de la EENS en el primer año para el sistema enmallado de 54 nodos.



En la Figura 5.4, se presenta el costo de la EENS en el primer año tras la inversión. En este caso, la tendencia indica que a medida que la red se encuentra más enmallada, el costo total del sistema se reduce, lo que genera la disminución en el costo total mostrado en la Figura 5.3.

A continuación se presenta la disposición geográfica de la red para la mejor alternativa dentro de las evaluadas, la cual une los dos principales alimentadores del sistema:

Figura 5.5: Mejor resultado obtenido para red de 54 nodos.

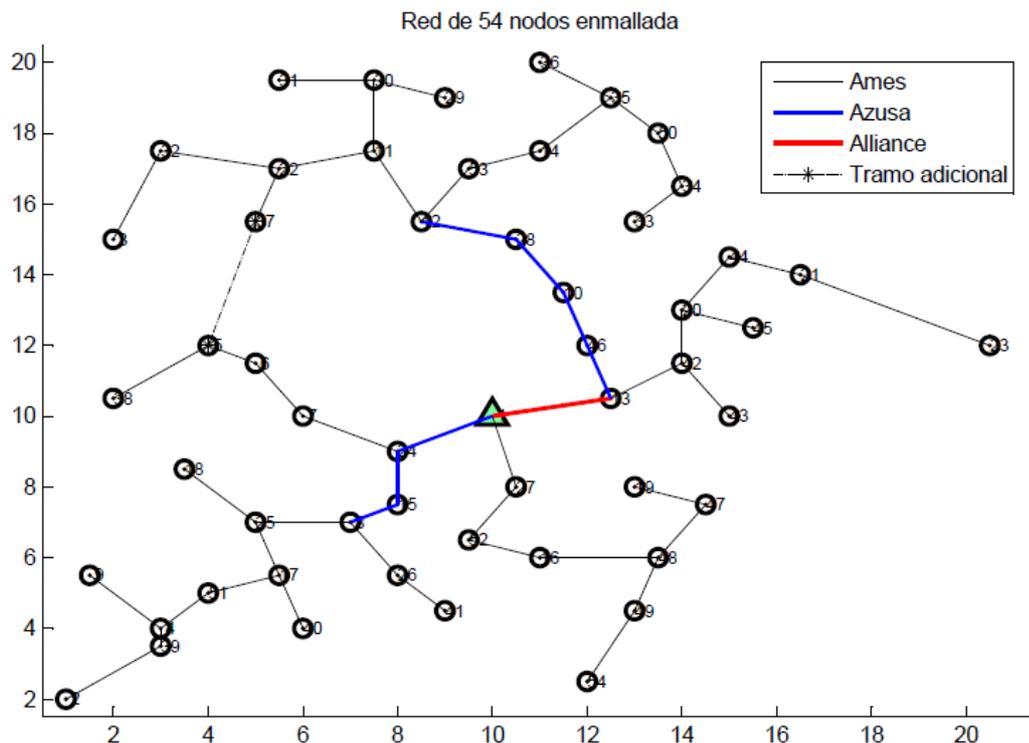


Tabla 5.5: Resumen de indicadores para el sistema de la Figura 5.5

	EENS [MWh]	FMIK	FMIT	TTIK	TTIT
Sistema inicial (Fig. 5.1)	26.401	9.309	9.989	30.382	31.155
Sistema con respaldos (Fig. 5.5)	16.588	9.309	9.989	21.805	22.684
% de reducción de índices	59.157	0	0	39.335	37.343

La Tabla anterior permite comparar la reducción en los valores de los índices y EENS entre el sistema inicial y el enmallado con la mejor alternativa. Se observa una reducción importante en la EENS, debido a que los respaldos situados en los extremos permiten alimentar una mayor cantidad de nodos ante fallas de los tramos que constituyen el troncal. Al ubicar un desconectador fusible en cada derivación es conveniente instalar respaldos como el seleccionado. Así, es posible reconectar

nodos más alejados ante fallas en los tramos cercanos a la cabecera del alimentador y reducir de esta forma los tiempos totales de indisponibilidad.

En cuanto a los índices, se observa que el FMIK y FMIT no se modificaron. Esto se debe a que la simulación de fallas para la red inicial y enmallada es la misma, por lo tanto la razón entre la tasa de fallas y el número de nodos no varía. Los índices de tiempo experimentan mejoras ya que están directamente relacionados con el tiempo de indisponibilidad, el cual se reduce al existir más opciones de alimentación.

5.2.- Sistema de 402 nodos

Como segundo sistema de estudio, se utilizó una red tipo urbana, que se muestra en la Figura 5.6. Las principales características de esta red se muestran en la siguiente Tabla:

Tabla 5.6: Características del sistema de 402 nodos.

Alimentadores	Potencia [MVA]	Área [km^2]	Densidad [kVA/km^2]	Crecimiento anual de demanda
3	25.4	98.41	258.10	3%

Debido a los requerimientos de potencia para evaluar posibles refuerzos, en este caso se han utilizado 4 tipos de conductores, cuyas características de resumen a continuación:

Tabla 5.7: Tipos de conductores empleados en la red de 402 nodos.

Tipo de conductor	Tasa de falla [veces/$km \cdot año$]	Tiempo de reparación [Hrs/km]	Costo de Inversión [MUS\$/$km$]
Ames	0.288	2	12.993
Azusa	0.192	3	13.679
Alliance	0.234	5	17.064
Butte	0.298	5	20.391

En la Figura 5.6 se muestra la red inicial de este sistema, donde destaca la necesidad de haber agregado un cuarto tipo de conductor, debido a los requerimientos de capacidad en los alimentadores troncales. Además, en la Tabla 5.8 se muestran los índices de confiabilidad y la energía esperada no suministrada para este sistema.

Figura 5.6: Red inicial de 402 nodos.

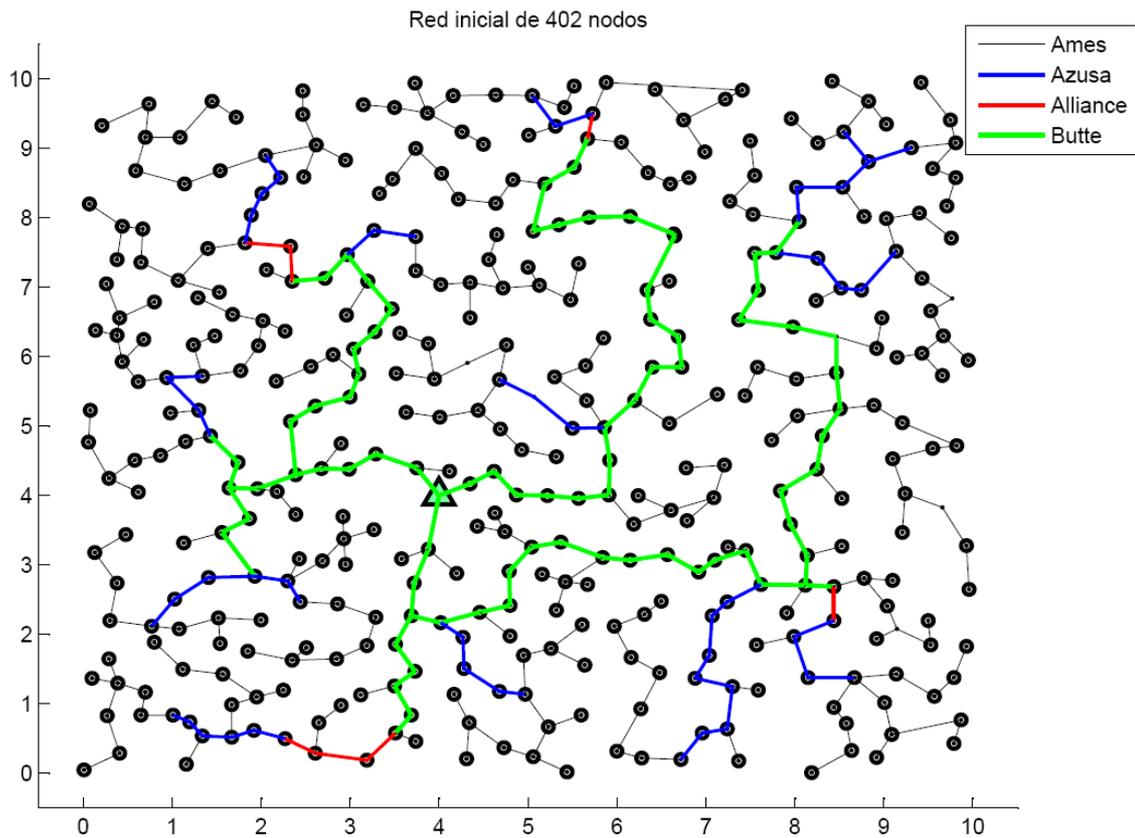
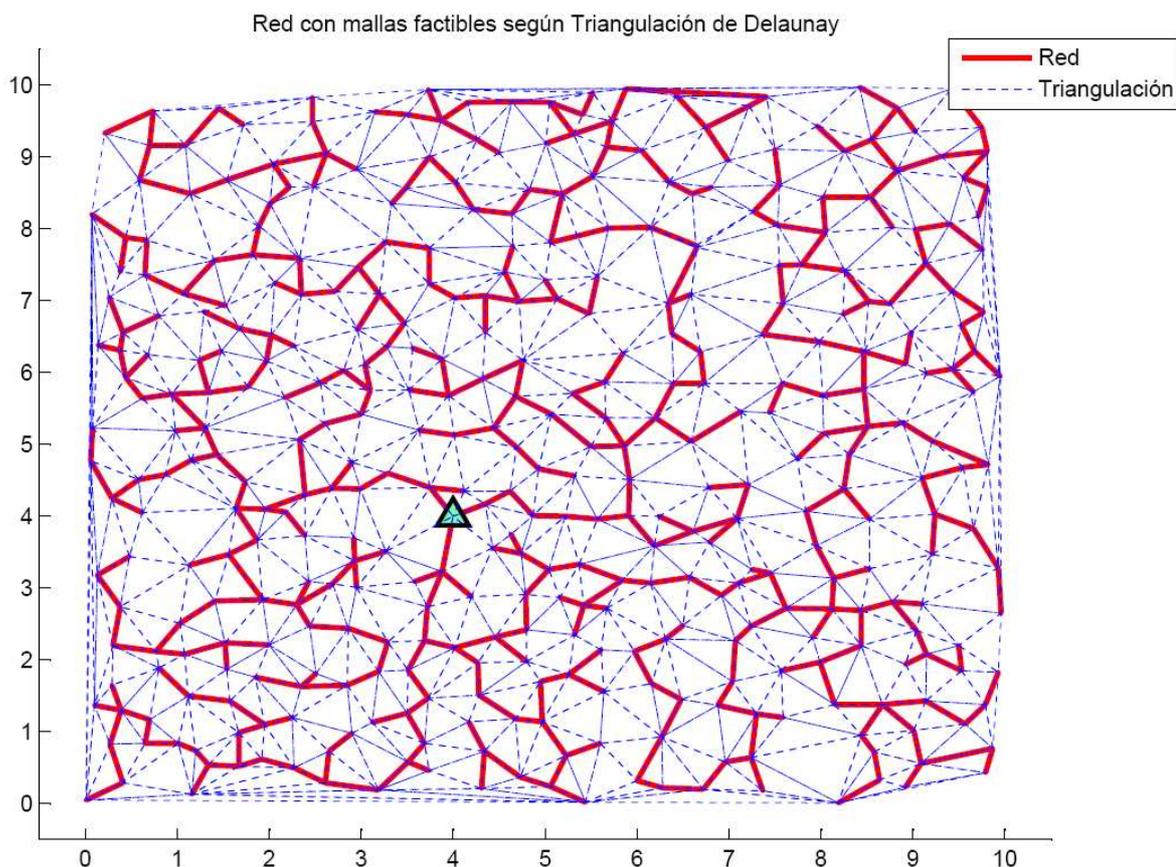


Tabla 5.8: Resumen de indicadores iniciales para el sistema de la Figura 5.6

EENS inicial [MWh]	FMIK	FMIT	TTIK [Hrs.]	TTIT [Hrs.]
646.153	10.615	10.823	35.688	35.554

En forma análoga al caso de 54 nodos, la triangulación de Delaunay permite obtener los tramos candidatos a enmallar la red. Las mallas candidatas se muestran en la siguiente Figura:

Figura 5.7: Mallas factibles para el sistema de 402 nodos.



Para este sistema, se analizará qué ocurre en dos escenarios de precios, el primero conservando el valor utilizado en el análisis de la red de 54 nodos (0.3 [US\$/kWh]) y otro donde el precio de la EENS se reduce a 0.06 [US\$/kWh]. En la Tabla 5.9 se resumen los parámetros utilizados para evaluar las alternativas de enmallamiento.

Tabla 5.9: Evaluación económica del sistema de 402 nodos.

CEENS inicial [MUS\$]	Tasa de descuento	Horizonte de planificación	Costo EENS [US\$/kWh]
193.846	10%	10 años	0.06 - 0.3

En la Tabla 5.10 se muestra el resultado obtenido para las dos alternativas de precios simulados. El precio de la EENS en el escenario 1 es 0.3 [US\$/kWh], mientras que en el segundo escenario el precio disminuye a 0.06 [US\$/kWh]. Se destacan en negrita las dos opciones de enmallamiento seleccionadas.

Tabla 5.10: Evaluación de reducción de costos totales de las mallas candidatas. Caso red 402 nodos.

Inversión [MUS\$]	Reducción CEENS [MUS\$] (Escenario 1)	Beneficio/Inversión (Escenario 1)	Reducción CEENS [MUS\$] (Escenario 2)	Beneficio/Inversión (Escenario 2)
92.660	252.451	2.724	53.438	0.577
50.630	349.820	6.909	79.562	1.571

53.850	268.970	4.995	53.794	0.998
81.640	415.339	5.087	91.857	1.125
143.283	548.231	3.826	104.834	0.732
197.131	758.625	3.848	151.725	0.769
228.150	749.840	3.287	149.968	0.657
58.760	271.362	4.618	55.238	0.941
81.238	265.847	3.272	54.862	0.675
94.872	446.167	4.703	98.154	1.035
219.960	758.371	3.448	150.236	0.683

En base a la Tabla anterior, se construye la Figura 5.8 donde se muestran los resultados para la reducción total del costo de la EENS en ambas situaciones. Se grafica en rojo la primera evaluación para un precio de 0.3 [US\$/kWh], mientras que en azul se muestra el segundo escenario. Se observa que existen soluciones que son económicamente factibles en ambos casos. En la Figura 5.9 se muestra el costo de la EENS en el primer año tras la inversión. A pesar de la disminución en la razón beneficio/inversión, existen soluciones que cubren los costos totales aún cuando éstos aumentan. Se destacan en negrita las alternativas seleccionadas.

Figura 5.8: Reducción del costo total de la EENS. Caso sistema de 402 nodos.

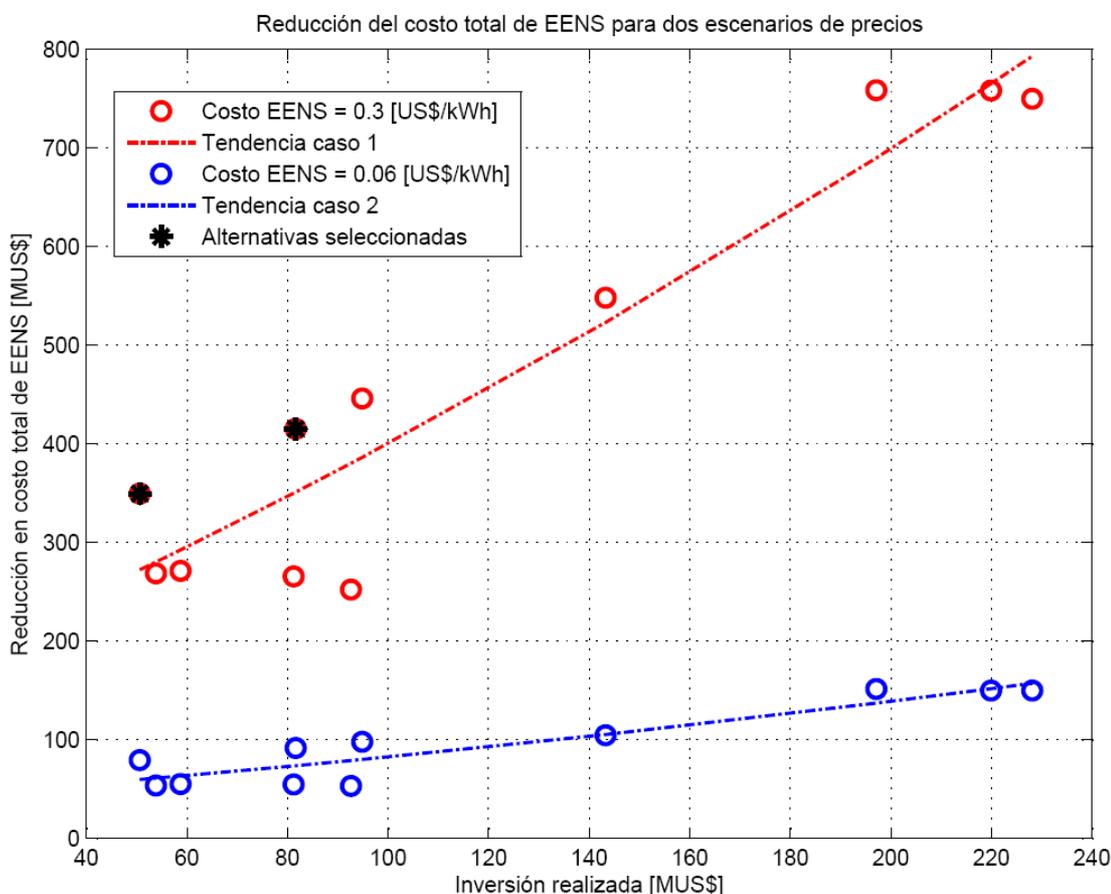
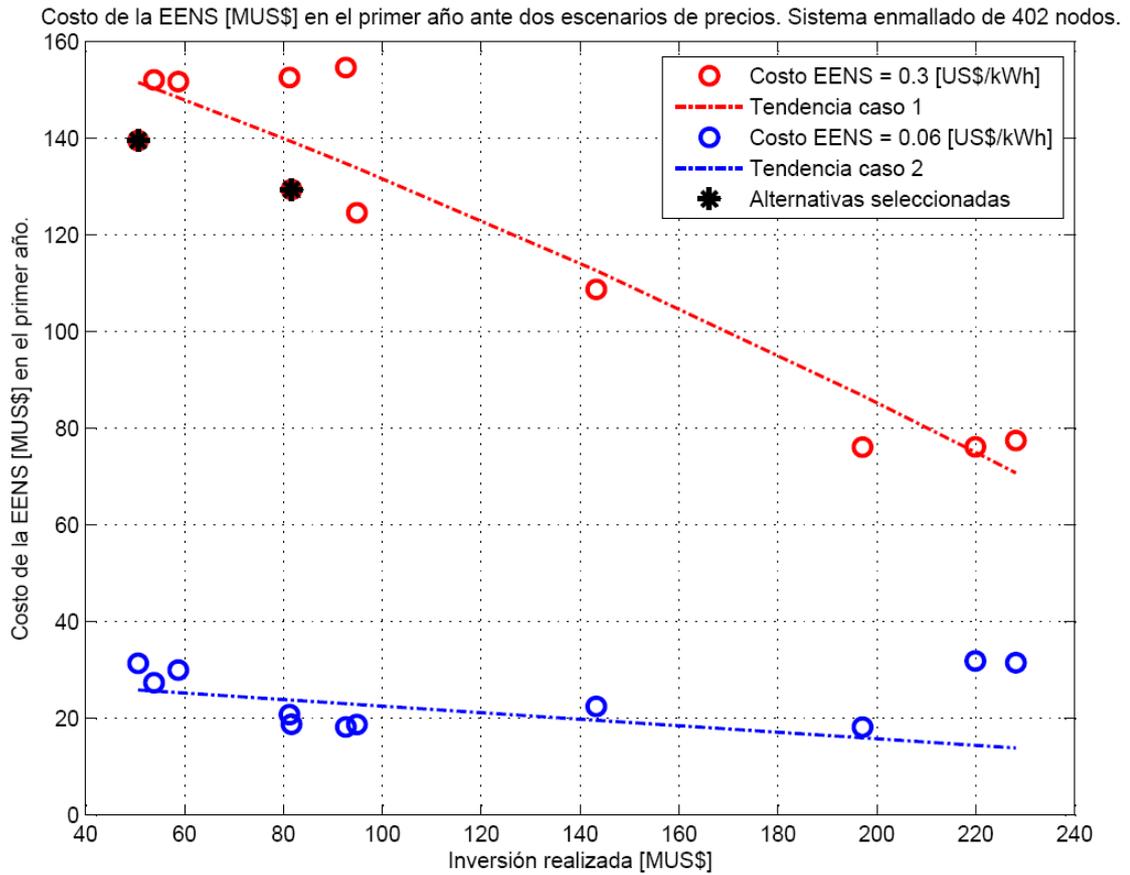
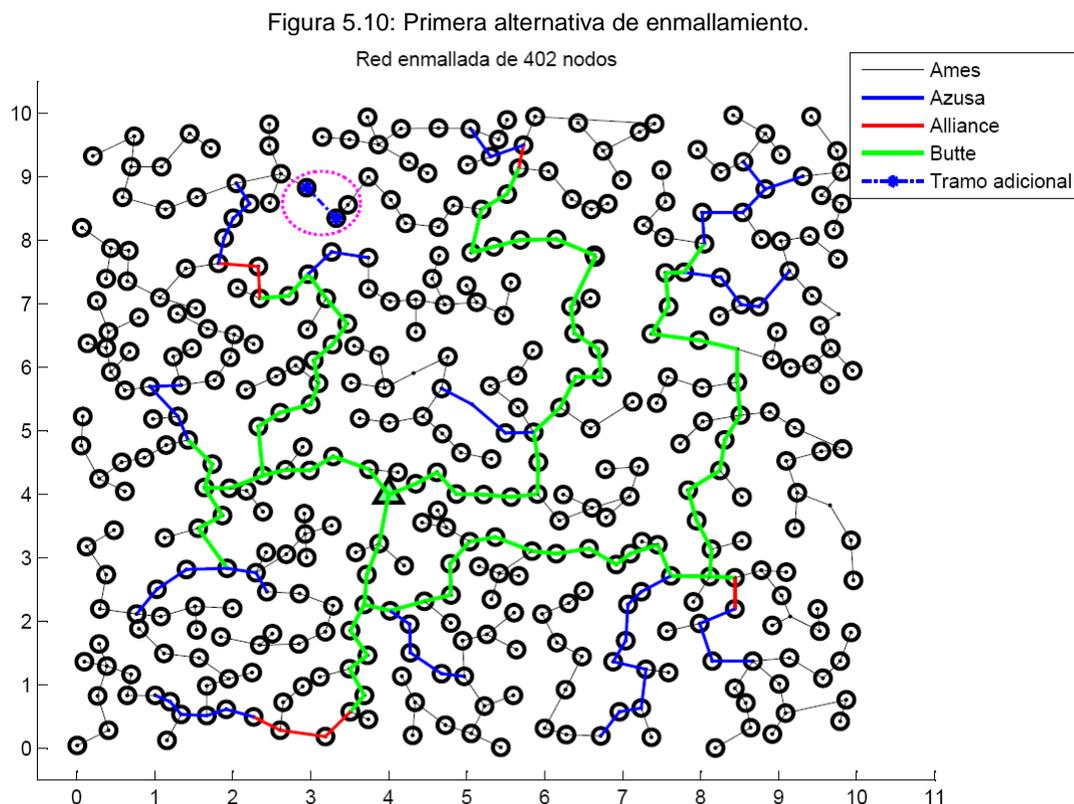


Figura 5.9: Costo de la EENS en el primer año. Caso sistema de 402 nodos.



A continuación se presenta la configuración de la red para las dos mejores alternativas de enmallamiento seleccionadas de acuerdo a la relación beneficio/costo de la Tabla 5.10. En ambos casos, la inversión es cubierta dentro del plazo definido de 10 años para las dos alternativas de precio contempladas. Se destaca en un círculo el tramo adicional en la red. El color del tramo indica qué tipo de conductor fue necesario instalar.

En la Figura 5.10 se muestra la topología de la red para la primera alternativa:



El resumen de los índices obtenidos para la red de la Figura 5.10 se presenta en la Tabla 5.11.

Tabla 5.11: Resumen de indicadores para la primera alternativa de enmallamiento.

	EENS [MWh]	FMIK	FMIT	TTIK	TTIT
Red inicial (Fig. 5.6)	146.153	10.615	10.823	35.688	35.554
Red con respaldos (Fig. 5.10)	99.643	10.615	10.823	28.753	27.925
% de reducción de índices	46.676	0	0	24.119	27.320

Este sistema corresponde al segundo seleccionado de la Tabla 5.10. Pese a ello, se observa la reducción en los índices donde influye el tiempo de indisponibilidad. Se observa, al igual que en los casos previamente analizados, que enmallar en sectores cercanos a los nodos terminales es una buena alternativa considerando la relación beneficio/inversión. Opciones de este tipo permiten transferir suministro a puntos más alejados de la red y conectarlos en caso de fallas. Como se ha señalado, esta reducción se refleja en el porcentaje de reducción de la EENS. Además, considerando respaldos en sectores menos densos es posible ahorrar en la instalación de refuerzos. Esto se debe a que no es necesario uniformizar una gran distancia dados los límites térmicos originales en los tramos alejados. Sin embargo, en este último punto debe tenerse en cuenta la inversión en los tramos

adicionales, la cual depende fuertemente de la distancia que separa los alimentadores. Por lo tanto, se deben analizar ambos aspectos, distancia entre alimentadores y las diferencias existentes en las corrientes que circulan por los tramos más densos de la red y aquellos más cercanos a los puntos terminales.

A continuación, la Figura 5.11 muestra la red final para la segunda alternativa de enmallamiento:

Figura 5.11: Segunda alternativa de enmallamiento.

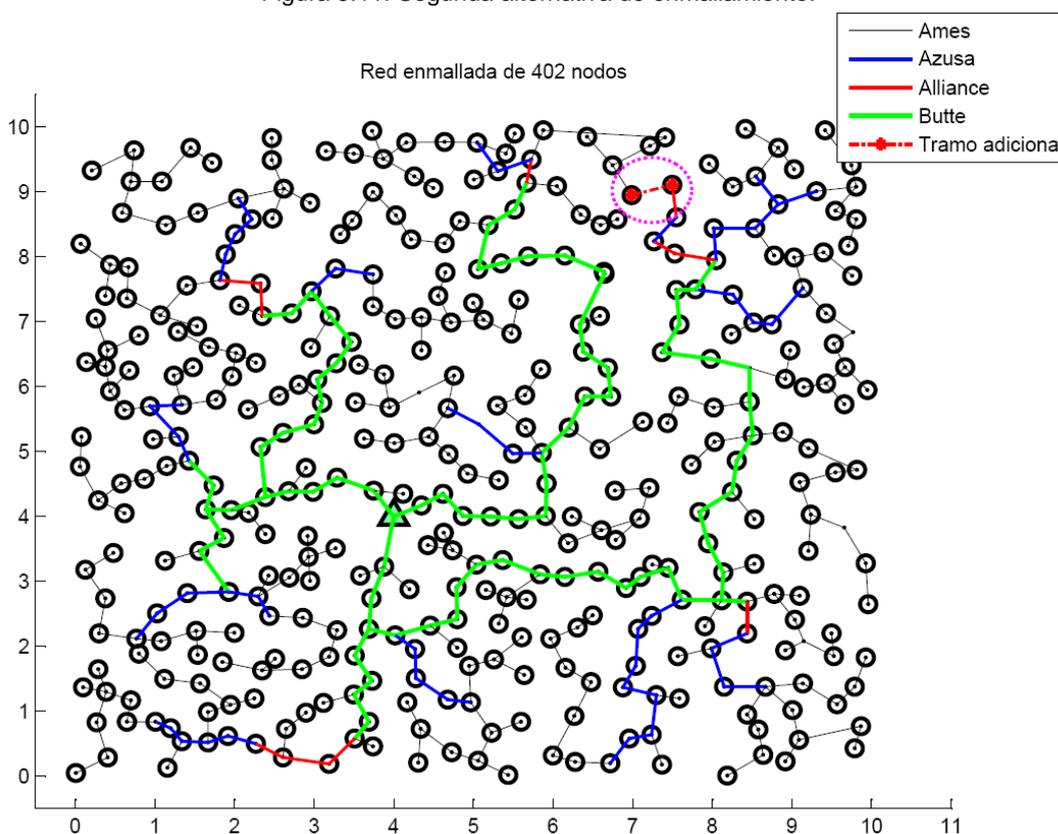


Tabla 5.12: Resumen de indicadores para la segunda alternativa de enmallamiento.

	EENS [MWh]	FMIK	FMIT	TTIK	TTIT
Red inicial (Fig. 5.6)	146.153	10.615	10.823	35.688	35.554
Red con respaldos (Fig. 5.11)	89.471	10.615	10.823	26.517	25.492
% de reducción de índices	63.352	0	0	34.585	39.471

En este caso, las diferencias son más acentuadas que en el de la Figura 5.10, ya que se respaldaron zonas más densas entre sí, lo que produjo menor indisponibilidad total y a la vez menor costo de refuerzos. A pesar de que en este caso se utilizó un cable de mayor calibre en el tramo adicional, esta alternativa es la mejor dentro de las estudiadas para la red de 402 nodos.

En ambos sistemas estudiados, la reducción en la indisponibilidad de cada nodo se debe fundamentalmente a la reducción en el tiempo de reparación asociado a cada falla. El tiempo de reparación es el subtiempo que suele tener más importancia en la duración de cada interrupción. Esto genera una reducción importante en los índices TTIT y TTIK. Al suponer que la alimentación alternativa es automatizada y los equipos son capaces de detectar una falla aguas abajo del elemento en estudio abriendo automáticamente el circuito en el alimentador, el efecto observado es mayor. Así, se consigue reducir no sólo la duración de las interrupciones para algunos elementos, sino que además reducir el número de interrupciones largas. La metodología empleada no considera la clasificación de los tiempos de interrupción, lo que no genera cambios en los índices de frecuencia a pesar de la variación significativa en los índices de tiempo. Si se considerara la duración de cada interrupción en los cálculos de los índices de frecuencia FMIK y FMIT, se podrían encontrar porcentajes de reducción en estos últimos.

La red de 402 nodos modela una de tipo urbana. Normalmente en estas zonas, con alta densidad de carga, la red de distribución suele estar bastante mallada. El hecho de que existan muchas demandas en extensiones pequeñas de terreno permite que los distintos alimentadores puedan interconectarse fácilmente y un exista un mayor número de tramos candidatos. En cambio en las redes rurales, como la modelada por la red de 54 nodos, es difícil encontrar alimentadores adicionales debido a la baja densidad de carga. En este caso, resulta muy costoso juntar dos alimentadores y los beneficios asociados a la inversión son escasos, debido al menor número de nodos en los cuales se mejora el suministro.

Una característica común observada en todos los casos es la uniformización de las secciones de los tramos a lo largo de los alimentadores. Esto se debe a la necesidad de reforzar ciertos sectores para que se cumplan las restricciones de capacidad ante el restablecimiento parcial o total de un tramo y la reparación del mismo.

Finalmente, se destaca que las soluciones encontradas varían según el criterio de optimización que se adopte. En este caso, se utilizó sólo el costo de la EENS para descartar alternativas que no mejoraran el costo inicial de la red. Naturalmente, esto podría variar al incorporar nuevas variables; por ejemplo, en una red rural podría asignarse una componente adicional a los costos de operación que castigue aquellas alternativas que generen valores muy altos para los índices de confiabilidad, debido a que estos son más difíciles de cumplir en este tipo de redes. Estas modificaciones generarían nuevas soluciones igualmente válidas de acuerdo al nuevo criterio de selección que se desee implementar.

6.- Conclusiones

Con respecto al objetivo principal planteado, en este trabajo se presentó un algoritmo que permite determinar el enmallamiento óptimo para distintos tipos de redes de media tensión. Tras la revisión de alternativas utilizadas para tratar el problema de confiabilidad se optó por un tratamiento ex – post, la cual permitió trabajar con redes de hasta 402 nodos.

Se realizó una revisión de los índices utilizados para medir la calidad de suministro que las compañías distribuidoras entregan a sus clientes. Se escogió como principal indicador de la confiabilidad del sistema la energía esperada no suministrada (EENS), incluyendo en el análisis los cuatro índices de confiabilidad (FMIK, FMIT, TTIK y TTIT) utilizados por la SEC para fiscalizar el cumplimiento de la calidad de suministro por parte de las compañías distribuidoras en Chile.

Se utilizó una evaluación de la EENS basada en la determinación de estados de los distintos nodos que conforman la red, considerando fallas en cada tramo. Para ello, se implementó un algoritmo que permite calcular dos parámetros globales en cada alimentador: tasa de falla y tiempo de indisponibilidad anual, los cuales dependen de las alimentaciones alternativas y de las características de los conductores empleados. Con estos parámetros, se calcularon además los índices de confiabilidad globales para distintos sistemas. Este algoritmo se puede aplicar en cualquier tipo de red de distribución que sea operado en forma radial.

Para determinar las mejores alternativas de enmallamiento, se escogió una metodología que considera la minimización de los costos totales de operación de la red, comparando el costo de la EENS en el sistema inicial con el costo de la misma al incluir respaldos, incluyendo además los costos de inversión en tramos adicionales y refuerzos en los existentes. El método de selección fue apropiado ya que esta alternativa entregó resultados que redujeron en forma significativa los costos de operación de cada una de las redes simuladas, además se evaluó cada resultado independientemente del tipo de red y la topología inicial de cada sistema, considerando sólo la minimización de los costos totales del sistema.

Con respecto a la evaluación del comportamiento del algoritmo, se observó el impacto de las inversiones en la reducción de la EENS, en función de la topología del sistema y la densidad de potencia en dos redes de media tensión. En la red rural de 54 nodos, si bien ninguna alternativa es rentable considerando sólo la inversión, el enmallado es necesario puesto que se deben cumplir los índices de confiabilidad asociados a la red. Por lo tanto, en estos casos el cumplimiento de las normas vigentes prima por sobre el criterio económico. Se concluye que en este tipo de sistemas, las distancias cubiertas entre distintos nodos y la baja densidad de potencia, generan alternativas poco rentables pero necesarias.

En la red urbana analizada, las inversiones son menores y los beneficios asociados crecientes a medida que la inversión aumenta. En este caso se obtuvieron diferencias significativas entre el sistema inicial y el enmallado, además de reducciones importantes en la EENS y en los indicadores de tiempo.

Los resultados obtenidos para los dos tipos de redes estudiados indican que el enmallamiento en los sistemas de distribución tiene un fuerte impacto en la reducción de la indisponibilidad al existir un mayor número de alimentaciones adicionales. La reducción depende en gran medida de la disminución en el sub-tiempo de reparación. Este tipo de mejoras no reduce el número de interrupciones, pero sí permite restringir de manera importante el impacto de éstas en las distintas zonas de la red. Esto produce, además de la disminución en la EENS, una reducción importante en los índices de confiabilidad TTIT y TTIK. Con la metodología utilizada la reducción de la indisponibilidad no genera un descenso en los índices de frecuencia FMIK y FMIT. Esto se debe a que se simuló el mismo número de fallas en todos los casos, con y sin respaldos adicionales, lo que determinó que el número de transformadores afectados (uno por nodo) fuera constante. Considerando distintas duraciones en cada falla, sería posible clasificar las interrupciones en cortas y largas, y de esta forma obtener eventualmente reducciones significativas en los indicadores de frecuencia, similares a las observadas en los índices de tiempo.

Estas variaciones en los índices de tiempo y EENS podrían cambiar dependiendo de los parámetros que se escojan para modelar las redes. En este trabajo en particular, se simuló un escenario de reducción de precios en el caso de la red de 402 nodos, para observar el efecto de la variable más importante dentro de los parámetros utilizados, verificándose que era factible realizar mejoras en los dos casos. En la determinación de las matrices de estado, es posible realizar una diferenciación en los tiempos de reparación de cada alimentador, en base a una optimización previa de los equipos presentes en la red. De esta forma, se obtendría un modelo más realista, especialmente en el sistema de 402 nodos que simula una red urbana.

Como trabajo futuro existen diversas opciones a partir del trabajo realizado. Una opción es robustecer el análisis incorporando al algoritmo un método que optimice la selección de las mallas candidatas a partir de la triangulación de Delaunay, en base a criterios definidos por el planificador; por ejemplo, utilizando un criterio de selección de acuerdo a la potencia transmitida en cada alimentador o eligiendo las zonas donde se observen los peores índices de confiabilidad iniciales en cada alimentador.

Por otra parte, sería interesante acoplar diversas formas de mejoramiento de la confiabilidad en un único algoritmo, en un lenguaje de programación común. Para ello, se propone analizar el beneficio producido por el enmallamiento en conjunto con otras alternativas de aumento de la confiabilidad, como por ejemplo la selección de la ubicación óptima de los equipos. Por medio de este procedimiento, sería posible detectar los puntos con mayor tasa de falla o densidad de carga y reducir los tiempos de indisponibilidad iniciales, antes de determinar el enmallamiento óptimo.

7.- Fuentes consultadas

- [1] Rudnick H. y Villarroel M., Diseño óptimo de redes de distribución radial, 2º *seminario IEEE Ingeniería de Potencia*, pp. 167-169, 1989.
- [2] Reyes J. *et al.*, Ubicación óptima de reconectores en sistemas de distribución para minimizar la frecuencia media de interrupción, *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, vol. 17, no. 2, pp. 205-212, 2009.
- [3] Rudnick H. *et al.*, Propuestas sobre sanciones y multas en el mercado eléctrico chileno. *Revista de Derecho Administrativo Económico*. No. 14, pp. 35 - 51, 2005.
- [4] Legislación Chilena (1985). Ley 18.410. Crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Modificado 2005.
- [5] Legislación Chilena (2007). Decreto con Fuerza de Ley N°4. Ley General de Servicios Eléctricos.
- [6] Legislación Chilena (2006). Decreto Supremo N° 327.
- [7] Comisión Nacional de Energía, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, 2007
- [8] Legislación Chilena (2007). Resolución Exenta N° 24. Norma Técnica de Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de Media Tensión, 2007.
- [9] Legislación Chilena (2006). Decreto N° 244. Reglamento para Medios de Generación no Convencionales y Pequeños Medios de Generación.
- [10] Jofré P., Modelación e impactos de inversiones en redes de media tensión. Memoria de título, Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2008.
- [11] Rivier J., Calidad de servicio: regulación y optimización de inversiones. Tesis doctoral, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Departamento de Electrotecnia y Sistemas. Madrid, 1999.
- [12] Comisión Nacional de Energía (2007). www.cne.cl
- [13] Bernstein J., Regulación en el sector distribución eléctrica. Tesis para la obtención del grado de Ingeniero Civil Industrial con mención en Electricidad, Pontificia Universidad Católica de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Santiago, 1999.

- [14] Legislación Chilena (2004). Ley 19.940. Ley Corta I.
- [15] Alcázar M., Metodología de evaluación de costos para una empresa distribuidora para distintos niveles de penetración de generación distribuida. Memoria de título, Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2009.
- [16] Peco J., Modelo de cobertura geográfica de una red de distribución de energía eléctrica. Tesis doctoral, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Departamento de Electrotecnia y Sistemas. Madrid, 2001.
- [17] K. Hoffman. "Combinatorial optimization: Current successes and directions for the future" *Journal of Computational and Applied Mathematics*, Volume 124, Issues 1-2, pp. 341-360, December 2000.
- [18] Willis, H.L. *et al.*, Optimization applications to power distribution. *IEEE Computer Applications in Power*. pp 12-17. October 1995.
- [19] Jiménez G., Planificación de sistemas de distribución por medio de técnicas evolutivas. Tesis para la obtención del grado de doctor, Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Santiago, 2010.
- [20] Ranjan R. *et al.*, A new algorithm for power distribution system planning. *Electric Power Systems Research 62, Elsevier Science*. pp 55-65. 2002.
- [21] Tang Y., Power distribution system planning with reliability modeling and optimization, *IEEE Transactions On Power Systems*, vol. 11, no. 1, pp. 181-189, 1996.
- [22] Bernal-Agustín J. L., Aplicación de algoritmos genéticos al diseño óptimo de sistemas de distribución de energía eléctrica. Tesis para la obtención del grado de doctor. Universidad de Zaragoza. Zaragoza, 1998.
- [23] Ramírez-Rosado I. y Bernal-Agustín J. L., Reliability and costs optimization for distribution networks using an evolutionary algorithm, *IEEE Transactions On Power Systems*, vol. 11, no. 1, pp. 111-118, 2001.
- [24] Stojkov M. *et al.*, Estimation of electrical energy not supplied in reliability analysis of distribution networks, *IEEE MELECON*, Vol. 3, pp. 967-970, 1994.
- [25] Afsari F., Multiobjective Optimization of Distribution Networks Using Genetic Algorithms, Department of Computer Engineering, University of Kerman, Iran.
- [26] Miranda V. *et al.*, Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning. *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol. 9, No. 4, pp. 1927-1933, 1994.

- [27] Arriagada A., Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución. Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago, 1994.
- [28] Billinton R., Allan R., Reliability Evaluation of Power Systems. Springer, 1 Edition.1996.
- [29] Mendoza J. et al., Multiobjective reconfiguration considering power losses and reliability index for distribution networks. *Congreso IEEE ANDESCON*. Cusco, Perú. 2008.
- [30] Boulaxis N., Papadopoulos M., Optimal feeder routing in distribution system planning using dynamic programming technique and GIS facilities. *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol. 17, No. 1, pp. 242 - 247. 2002.