



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FISICAS Y MATEMATICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA**

**MODELACIÓN E IMPACTO DE INVERSIONES EN REDES DE
MEDIA TENSIÓN**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TITULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA**

PABLO ANTONIO JOFRÉ UTRERAS

**PROFESOR GUIA:
LUIS VARGAS DIAZ**

**MIEMBROS DE LA COMISION:
OSCAR MOYA ARAVENA
GUILLERMO JIMENEZ ESTEVEZ**

**SANTIAGO, CHILE
JULIO 2008**

RESÚMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERÍA CIVIL ELECTRICISTA
POR: PABLO JOFRÉ U.
FECHA: 21/04/2008
PROF. GUÍA: Sr. LUIS VARGAS DÍAZ

“MODELACIÓN E IMPACTO DE INVERSIONES EN REDES DE MEDIA TENSIÓN”

El objetivo principal de este trabajo es crear una herramienta computacional que permita guiar y predecir el plan de mantenimiento e inversiones de una empresa distribuidora eléctrica. Es necesario obtener datos históricos de la empresa para que esta herramienta pueda obtener mayor confiabilidad en sus resultados.

Las medidas a tomar para esta herramienta son los modelos dinámicos tanto del alimentador como de los índices de continuidad de suministro eléctrico de la red, así poder cargar en el software cualquier alimentador que este dispuesto de forma radial y así poder predecir el comportamiento de fallas históricas frente a las nuevas reconfiguraciones de la red.

Se determinaron algoritmos originales, derivados de trabajos anteriores, para la optimización de inversiones y reposicionamientos de equipos en la red, pudiendo así determinar el costo de energía no suministrada en los momentos de interrupción y los costos de inversiones asociados, para así poder calcular la cantidad óptima de equipos y disposición de estos, en una red de media tensión.

También se modelaron los índices de continuidad de suministro de forma real, por lo que el programa adquiere un sentido de simular fallas en condiciones nuevas. La determinación de estos índices de forma real, fue dado por el modelo de alimentador ocupado, utilizando algoritmos recursivos. El modelo de computación usado fue de árboles de búsqueda de N hijos.

Como resultado se obtiene la solución óptima del posicionamiento de equipos e integración de ellos en la red, pudiendo así determinar las variaciones en los índices de continuidad de suministro cuando se le aplican los algoritmos propuestos de búsqueda directa. Además se obtienen los nuevos índices de continuidad para las nuevas configuraciones.

Se concluye que los modelos ocupados tratan de modelar una red de distribución de forma real, y optimizarla de forma que se cumplan las restricciones de mínimo costo para la empresa y mayor disminución de los índices de continuidad.

A mi familia

Agradecimientos

Nunca pensé que iba a llegar este momento, el de cerrar un ciclo de mi vida, y comenzar de nuevo con un futuro lleno de desafíos y promesas que empiezan a aflorar en estos momentos. En primer lugar debo agradecer a mis padres por darme la vida y el apoyo incondicional que siempre necesité, la preocupación en esas largas noches de estudio la posibilidad de estudiar en la Universidad de Chile y por amarme con mis virtudes y defectos. A mis abuelos que con su afecto y cariño hicieron que pudiera superar difíciles obstáculos que se me presentaron en mi vida universitaria, a mi hermana por estar conmigo cada vez que la necesité y a mi hermano por todo el amor que me ha entregado.

Debo agradecer además a Chilectra S.A., en especial a Héctor Barrera y Patricio Cerda del centro de mantenimiento norte, por haber confiado en mí hasta el final y darme todas las facilidades posibles para que esta memoria fuera realizada.

Agradezco al departamento de ingeniería eléctrica por los grandes momentos que viví, en especial al profesor Ph.D. Luis Vargas por su constante apoyo, preocupación y dedicación durante estos largos años de carrera y en especial en esta memoria, al profesor Ph.D. Oscar Moya por su comprensión a la hora de estructurar esta memoria y criticar cuando se necesitaba, y de forma muy agradecida a Guillermo Jiménez, el cual ha sido una gran ayuda en este trabajo, con sus grandes ideas, que aunque algunas no se lograron siempre tuvieron una gran consideración de mi parte, y sus interminables palabras de aliento para cerrar este ciclo.

Tanta gente conocí, al igual que los amigos que hice durante este largo proceso, faltarían hojas para nombrarlos a todos. Quisiera nombrar en un par de líneas a esa gente anónima que estaba cuando uno los necesitaba, en los momentos duros y en los buenos, a los que les sobraban palabras de aliento tanto en lo personal como en lo profesional, a esos amigos que uno sabe que siempre quedarán, Orlando Valdenegro, Cristian López, Philip Monypenny y Ruben Quinteros, mi banda de música con los cuales tuve momentos que siempre quedarán grabados, a mis queridos amigos del voleibol, Matías Bustamante, Rodrigo Madariaga, Rolando Espinoza y Adrian Perdómo el entrenador, a Guillermo Mella y Jeannette Henríquez del CEI. Mis queridos amigos, Alfredo Hott, Oscar Jiménez, Felipe Contreras y Daniel Gómez, muchas gracias por todos estos años maravillosos de amistad, sé que seguiremos por siempre en contacto. Para los que no estuvieron presente, mil disculpas pues son pocas líneas. Por último quiero agradecer a mis dos amores, a mi hija Antonia, que me da las fuerzas necesarias cada día que me levanto, para luchar por ella y a mi polola Dafne, le quiero agradecer por la fuerza que me entrega todos los días para que sea alguien mejor y con ella por fin entendí el significado de la palabra amor.

Índice

Resumen	1
Agradecimientos	3
Índice	5
Indice de Figuras	7
Indice de Tablas	8
Capítulo 1: Introducción.....	9
Alcances	11
Objetivos.....	12
Estructura.....	12
Capítulo 2: Calidad de servicio	14
Indices de la calidad de servicio	16
Continuidad de suministro.....	17
Calidad del producto.....	21
Capítulo 3: Redes de distribución y datos GIS	27
Estructura de una red de distribución.....	28
Estructura de datos implementado.....	32
Tipos de análisis de confiabilidad	34
Modelo de los índices de confiabilidad	35
Análisis de tiempo considerando subindisponibilidades	37
Subindisponibilidades asociadas	42
Zonas del alimentador	50
Capítulo 4: Redes de distribución y datos GIS	54
Metodología de optimización seleccionada.....	55
Ubicación óptima de equipos	56
Inversión óptima para la integración de equipos	64

Capítulo 5: Aplicaciones	68
Análisis de un alimentador rural.....	69
Análisis de un alimentador urbano	70
Trabajos futuros	73
Conclusiones.....	75
Bibliografía.....	78
Anexos.....	81

Índice de Figuras

Figura 3.1. Estructura urbana del alimentador.....	30
Figura 3.2. Estructura rural del alimentador.....	30
Figura 3.3. Estructura semi urbana del alimentador.....	31
Figura 3.4. Modelo de agregar nodos al arbol desde la base de datos GIS.....	33
Figura 4.1. Puntos esenciales de una red de distribución.....	56
Figura 4.2. Algoritmo de colocacion óptima de equipos en la red.....	58
Figura 4.3. Red inicial antes de comenzar el algoritmo de colocacion.....	59
Figura 4.4. Configuración de la red luego del primer paso de recolocación.....	60
Figura 4.5. Configuración de la red luego del segundo paso de recolocación.....	62
Figura 4.6. Configuración de la red luego de sacar los equipos a optimizar.....	62
Figura 4.7. Curva resultante de la optimización de integración de equipos	66
Figura 4.8 Esquema de algoritmo de integración de equipos	67
Figura 5.1. Alimentador Batuco.....	69
Figura 5.2. Alimentador Alaska	71

Índice de Tablas

Tabla 2.1. Valores máximos de índices de interrupción de suministro.....	21
Tabla 2.2. Preturbaciones asociadas a las características de las ondas	22
Tabla 2.3. Porcentaje de armónicas aceptadas por el DS 327	25
Tabla 3.1. Tipos de zona y tiempos que comparten de igual forma los elementos pertenecientes a la misma zona de cada tipo	53
Tabla 4.1. Ranking de impacto de los equipos	61
Tabla 5.1. Resultado de la optimización del alimentador Batuco.....	70
Tabla 5.2. Resultado de la optimización del alimentador Alaska.....	71

Capítulo N° 1

Introducción

Desde sus inicios, la distribución de energía desde las subestaciones primarias a los usuarios finales ha sido un tema a nivel de país. El problema surge cuando es necesario decidir la estrategia a seguir para minimizar el impacto de los cortes de suministro energético, es decir que en caso de falla de la red eléctrica la menor cantidad de clientes se vean afectados. La red de distribución se encuentra definida en el DFL N° 1[8], siendo estas caracterizadas como las redes menores a 23.000 Volts de tensión.

Bajo el alero de esta inquietud es donde comienza la motivación del tema. El ente regulador, la Comisión Nacional de Energía (CNE), propone a las distribuidoras una forma de medir el impacto de los cortes en los clientes pudiendo así el ente fiscalizador, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), supervisar cada año la continuidad de suministro de las empresas de distribución. En la actualidad los cortes de suministro se miden exclusivamente por el registro histórico del año.

La gran cantidad de datos que se ocupan para realizar el modelamiento de las redes de distribución ha llevado a estudiar el tema de manera profunda y de idear nuevas estrategias para enfrentar este problema hoy en día. Los nuevos métodos de programación, y en particular la programación con orientación a objetos ha resultado eficiente a la hora de agrupar distintas características de un elemento eléctrico o cualquiera que sea este, por lo que actualmente es uno de los métodos más usados en modelación de distintos sistemas de varias variables.

Actualmente las empresas distribuidoras realizan un análisis de continuidad de suministro en alimentadores de forma histórica, es decir se registran las capacidades, los transformadores afectados por el corte y el tiempo total que dura la reparación de la falla. Pero dadas las reconfiguraciones de los alimentadores año a año, ¿que ocurre si los resultados guardados no son representativos para años posteriores dado un plan de inversiones que minimice los índices?

Es por esta pregunta que el punto más importante de esta memoria es mostrar el comportamiento de un alimentador frente a fallas históricas y además incentivar a las distribuidoras a tomar medidas preventivas observando el comportamiento de los índices de

confiabilidad de suministro dadas las múltiples fallas históricas en la red y proponer un plan de inversiones que vaya acorde a la configuración de la red y los intereses de la empresa.

1.1. Alcance

Mundialmente aún no existe un programa capaz de tratar el tema de continuidad de suministro de forma predictiva, esto por la información deteriorada sobre los puntos específicos y la evolución en el tiempo de las fallas. La gran cantidad de información y restricciones del problema provoca que los métodos propuestos con anterioridad [2][3][6], enfoquen sus métodos resolutivos en problemas específicos que aquejan a los distintos países.

El método propuesto en esta memoria es que realiza los cálculos de continuidad de suministro para un alimentador en general, por lo que el modelo propuesto de la construcción informática del alimentador es el eje principal para realizar los cálculos determinados en los capítulos 3 y 4. Ahora si se intenta resolver el problema estructural de planificación de la red de distribución escapa los alcances de esta memoria, pues se considera una red ya establecida y desde ese punto establecer puntos que ayuden en el problema propuesto.

La restricción propuesta por las empresas de distribución para el desarrollo del software, es que cada falla no importando el punto de esta, se asocia al transformador más cercano siguiendo las rutas de las líneas. Esta propuesta simplifica y entrega otra forma de resolver el problema de continuidad, pudiendo así modelar fallas solamente en los transformadores y encontrar una solución óptima en un periodo de tiempo acotado.

Es importante agregar que gracias al modelo propuesto para el alimentador se puede cargar cualquier tipo de red radial al software, y encontrar sus índices de continuidad de suministro de manera estadística y topológica, esta indexación de parámetros históricos y topológicos esta explicada en mayor detalle en el capítulo 3. La flexibilidad del modelo deja abierta la posibilidad de agregar fácilmente otras herramientas para que el cálculo de confiabilidad sea más fidedigno y se asemeje cada vez más a la realidad, como por ejemplo realizar una simulación Monte Carlo¹, o implementar otros algoritmos de resolución de los índices de continuidad para realizar comparaciones.

¹ La simulación de Monte Carlo es realizar miles de iteraciones para posibles fallas en el sistema y encontrar una distribución de probabilidad de fallas en la red.

También se pueden obtener gracias a las tasas de fallas de los tramos de línea, una propuesta de mantenimiento anual como prevención para fallas provocadas por aspectos climatológicos.

1.2. Objetivos

Los puntos anteriormente descritos entregan el objetivo general de esta memoria, siendo este crear una herramienta computacional para ayudar a la toma de decisiones estratégicas en lo que a mantenimiento y plan de inversiones respecta.

Dentro de los objetivos específicos se tiene:

- Modelar los alimentadores radiales existentes, para poder enfrentar la serie de fallas históricas, de manera estadística, y desde ahí poder predecir posibles estrategias de prevención de fallas.
- Diseñar e implementar una estrategia de optimización de inversiones para los alimentadores señalada en el punto anterior.
- Realizar un análisis estadístico de las fallas recurrentes de los tramos del alimentador.
- Implementar modelación y estrategias en un software.

1.3. Estructura

La estructura de este trabajo queda presentada de la siguiente manera:

En el capítulo 2, se presentarán las definiciones de calidad de servicio, continuidad de servicio, y los índices de continuidad. Además se agregan la clasificación de interrupciones que pueden ocurrir en una línea de media tensión. Luego se presenta el otro parámetro que define calidad de servicio que es la onda o producto. Se define su marco regulatorio y las restricciones que tiene la entrega de este servicio.

En el capítulo 3, se muestra la estructura del modelo computacional del alimentador, además presentándose los tiempos definidos que sumados resultan el tiempo de reparación de

la red en caso de avería. En el capítulo 4, se presentan los algoritmo para la optimización de la red, de forma grafica y explicativa.

En el capítulo 5, se presentan los análisis y resultados para dos alimentadores reales que son de características distintas, estos son el alimentador Batuco ubicado en la zona norte de Santiago, siendo éste un alimentador del tipo rural, y el alimentador Alaska, ubicado en la zona central de Santiago siendo un alimentador netamente urbano, ubicado geográficamente en la calle 5 de abril, en la comuna de Maipú. Estos alimentadores están dentro de la zona de concesión de Chilectra S.A.

Capítulo N° 2

Calidad de servicio

La calidad de servicio es el conjunto de propiedades y estándares necesarios que son inherentes para ejercer la actividad de distribución de electricidad. Incluye ciertas propiedades naturales, propias en la actividad mostradas a continuación [1]:

- a) Normas y condiciones establecidas en los decretos de concesión.
- b) Operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas, resguardando todas las normas de seguridad.
- c) Satisfacción de las solicitudes del servicio.
- d) Cumplimiento en la reposición del servicio.
- e) Utilización adecuada de los sistemas de información y atención a los clientes.
- f) Continuidad del suministro.

Si no se cumpliera alguno de los puntos anteriormente nombrados, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) está en el derecho absoluto de amonestar, multar o sancionar a la empresa distribuidora.

Bajo lo anteriormente descrito, se infiere que los puntos básicos y fundamentales para cumplir las normas establecidas en el DS 327 [1], son:

- Calidad de suministro
 - Continuidad de suministro
 - Calidad del producto
- Atención comercial

La continuidad del suministro es el tema que se tratará con mayor detalle en este capítulo, siendo el punto más evidente e importante a la hora de calificar una empresa. Además, están claramente definidos para una empresa de distribución, en el DS 327, los índices y límites de la continuidad del servicio eléctrico en una red de media tensión. Los niveles de tensión que definen una línea de distribución son aquellos entre 12kV y 23kV, definidas por el marco reglamentario chileno.

2.1. Índices de la calidad de servicio

Para medir la calidad de servicio hay muchos índices dependiendo de lo que se quiera medir. Para esto el gobierno chileno utiliza los índices de continuidad que se describirán en el punto 2.2. Estos índices varían según las políticas de cada país y lo que se busca medir dependerá de las distintas necesidades de las entidades correspondientes.

La confiabilidad de una red es el resultado obtenido al realizar un análisis de la continuidad de suministro, ésta se reduce en índices de calidad de la red y tasas de fallas que muestran el comportamiento de la red en términos globales, es decir que cuanto tiempo transcurre entre fallas y cual es su impacto en la red dimensionado en un solo valor.

Los índices de calidad de servicio dependerán en su valor del modo de utilización, bien sea si se ocupan en modo histórico, o modo predictivo. El modo histórico permite apreciar tendencias con respecto a las fallas, consiste en llevar una historia del alimentador para ver como se va comportando con distintas fallas en el tiempo, y así poder tener una base con la cual tomar decisiones sobre el futuro de inversiones o planes de mantenimiento en la líneas y equipos, decisiones que se explicarán en mayor detalles en el capítulo 3. El modo predictivo ocupa netamente variables estadísticas en el modelo. Se deben conocer además criterios de expansión, y potenciales fuentes de consumo. Para este modo es importante conocer variables topológicas, que se definirán en el capítulo 3, impacto de inversiones en la calidad de la red, tipo de red, análisis de alimentaciones alternativas, análisis de los puntos de fallas más recurrentes, solo por nombrar algunas.

Además se debe definir de qué forma se tratan los índices para medir la calidad del suministro, para esto, de acuerdo a la reglamentación vigente se selecciona uno de los tipos que se presentarán a continuación [2]:

- Índices individuales de clientes, los cuales muestran el comportamiento de las variables de estudio de cada uno de los clientes de la red.
- Índices de sistema, que indican la confiabilidad total de la red.

Los índices anteriormente descritos tienen ventajas y desventajas, que sólo dependerán de lo que busque evaluar el agente encargado de regular el sector eléctrico. Tener un control por cliente resulta mucho más costoso en el momento en que se necesita apreciar una falla y el efecto que tendrá para tal que conocer el comportamiento global de del sistema eléctrico, ya que comparativamente se necesita más tecnología para poder tener una estadística por cliente que por una red completa [3].

En Chile, el control se hace en el sistema, identificado como el conjunto de redes de media tensión, cada una por separado tal como lo indica el artículo N° 246 del DS 327 [1].

2.2. Continuidad del Suministro

La continuidad de suministro refiere a la existencia de tensión o no en un punto específico de la red. En concreto, para una red de media tensión, según el DS 327 [1], el valor estadístico de la tensión medida deberá estar dentro del rango $-6,0\%$ a $+6,0\%$ del voltaje nominal durante el 95% el tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro para que no se tome en cuenta como una falla de la red.

Cada interrupción del suministro viene dada por su duración, para el problema de continuidad, sólo se toman en cuenta las mayores a 3 minutos, que son consideradas como interrupciones largas [1]. Otro problema se genera con las interrupciones menores a 3 minutos, o también llamadas breves [1], pues se consideran en la calidad de la onda, ya que suelen deberse a reconexiones de fallas transitorias, operación de zonas aisladas, etc. Las interrupciones de más de 3 minutos son de reparación de equipos o tramos de red, en los cuales se ha producido una falla de inspección de tramos o reposición del suministro de forma manual.

En un principio, se puede dividir el sistema de suministro de electricidad como generación, transmisión y distribución. En el sector de generación, no ocurren muchas fallas por los sobredimensionamientos de los parques que existen en sistemas como el chileno y en países desarrollados en el ámbito energético [2]. En transmisión, se han hecho grandes inversiones en los últimos años para poder satisfacer los puntos de operación de los sistemas interconectados [3], el problema de continuidad de suministro existe mayoritariamente en distribución pues sólo se controlan las fallas y no es posible atenuarlas en tiempos muy cortos.

2.2.1. Tipos de interrupciones largas

Las fallas ocurridas en distribución tienen distintos tipos de orígenes, por lo cual es importante realizar una clasificación, que no es la única existente [2]. Una primera clasificación sería la siguiente:

- Interrupción o desconexión programada

Este tipo de interrupciones son avisadas con antelación a los clientes, por lo que estos se preparan con una anticipación adecuada para enfrentar la desconexión. Regularmente se trata de mantenimientos de líneas o nuevas instalaciones. Al ser avisadas con anticipación, se pueden tomar las precauciones para minimizar el impacto de la desconexión.

- Interrupción imprevista

Son todas las demás fallas, son las de más alto impacto, pues los clientes y la empresa distribuidora no tienen una preparación para minimizar el corte de suministro. Este tipo de interrupción se clasifica de la siguiente manera:

- Climatológica: Esta causa tiene su origen en tormentas, rayos, corrosión salina de la brisa. En Chile estas causas no son muy frecuentes por las condiciones climáticas que presenta el país, pero en regiones más extremas es necesario tomar precauciones para que estas no ocurran.
- Origen externo: Principalmente son las fallas que inducen agentes externos a la empresa de distribución, como por ejemplo choques de postes, pájaros, ramás de árboles, etc.
- Origen interno: Se originan gran parte de las veces por fallas en las maniobras de mantenimiento, fallas de los equipos de la red, sobrecargas del sistema u mala operación de este, etc.

- Fuerza mayor: Envuelve todas las definiciones anteriores. Las fallas de fuerza mayor tienen por lo general un comportamiento fortuito en el tiempo como choques de vehículos a postes que dejen sin suministro a una gran cantidad de clientes, condiciones climáticas extremas².

En una gran cantidad de ocasiones, lo más lógico es poder clasificar las fallas según el origen, pero por la poca información de cómo ocurrió la falla y todos los factores que influyeron en el corte de suministro, la gran mayoría de las veces las fallas son catalogadas como de fuerza mayor, pues no se tiene una certeza completa de su clasificación específica.

2.2.2. Índices de Confiabilidad de la red

Según el DS 327 [1] existen 4 factores que indican cuán confiable puede ser una red, que descritos de forma general hacen relación a la frecuencia y el tiempo de las interrupciones producidas en un periodo determinado. Estos índices reflejan los tramos que no son suministrados de energía eléctrica cuando ocurren fallas en la red. Supóngase que en el año hay N fallas.

- *FMIK*: Es la frecuencia media de potencia aparente no suministrada en la red cuando ocurre una falla, en un alimentador, mayor a 3 minutos. La fórmula que rige este índice es la siguiente:

$$FMIK = \sum_{k=1}^N \frac{KVA_k}{KVA_{totales}} \quad (2.1)$$

Donde;

KVA_k : Potencia aparente no suministrada en la falla k del año.

N : Número total de fallas del sistema.

$KVA_{totales}$: Potencia aparente que cubre el alimentador en estudio.

² Condiciones climáticas extremas pueden ser sismos, tornados, tormentas eléctricas, lluvia ácida, etc.

- *FMIT*: Es la frecuencia media de transformadores afectados cuando ocurre una falla, en un alimentador, mayor a 3 minutos. La fórmula que rige este índice es la siguiente:

$$FMIT = \sum_{k=1}^N \frac{NT_k}{NT_{totales}} \quad (2.2)$$

Donde;

NT_k : Número de transformadores afectados sin suministro por la falla k.

N : Número total de fallas del sistema.

$NT_{totales}$: Número total de transformadores que existe en el alimentador.

- *TTIK*: Es el tiempo total de interrupción de fallas mayores a 3 minutos, indexando además la ponderación de KVA's no suministrados y los KVA's totales de la red.

$$TTIK = \sum_{k=1}^N T_k \cdot \frac{KVA_k}{KVA_{totales}} \quad (2.3)$$

Donde;

T_k : Tiempo de duración de la falla k.

KVA_k : Potencia aparente no suministrada en la falla k.

N : Número total de fallas del sistema.

$KVA_{totales}$: Potencia aparente que tiene el alimentador en estudio.

- *TTIT*: Es el tiempo total de interrupción de fallas mayores a 3 minutos, indexando además la ponderación de transformadores que no están suministrados y los transformadores totales de la red.

$$TTIT = \sum_{k=1}^N T_k \cdot \frac{NT_k}{NT_{totales}} \quad (2.4)$$

Donde;

T_k : Tiempo de duración de la falla k del sistema.

NT_k : Número de transformadores afectados sin suministro por la falla k.

N : Número total de fallas del sistema.

NT_{totales} : Número total de transformadores que existe en la red.

Según el DS 327[1], los valores máximos definidos anteriormente están dados en la Tabla N°2.1:

Índice \ Zona	FMIK (veces/año)	FMIT (veces/año)	TTIK (horas/año)	TTIT (horas/año)
Urbana	3.5	5	13	22
Rural	5	7	18	28

Tabla N° 2.1. Valores máximos de índices de interrupción de suministro

2.3. Calidad del producto

La calidad de producto se refiere a las variaciones de frecuencia y de voltaje de la red. Las variaciones asociadas mayoritariamente son de origen técnico, pero que se catalogan como interrupciones cortas, pues si no lo fueran, entrarían a participar como fallas de larga duración a la continuidad de suministro definido en el punto anterior.

Las características ideales de una onda es que sea sinusoidal, de frecuencia y amplitud constante, pero por los distintos equipos utilizados por los clientes, ya sean residenciales, comerciales o industriales, afectan a la onda y crean las llamadas perturbaciones. Existen distintos tipos de perturbaciones, de las cuales las más importantes son descritas en la Tabla 2.2.

Características de la onda	Perturbaciones asociadas
Frecuencia	Variaciones de frecuencia
Amplitud	Variaciones de la tensión suministrada
	Variaciones rápidas de parpadeo de tensión (Flicker)
	Interrupciones breves de la tensión
	Sobretensiones entre fase y tierra
Componentes de onda	Componente secuencia negativa
Formas de onda	Tensiones armónicas
	Tensiones interarmónicas
	Señales de información transmitida por la red

Tabla N° 2.2. Perturbaciones asociadas a las características de la onda.

Variaciones de frecuencia

La frecuencia no es producto del negocio de distribución de energía, sino es un problema netamente de generación, proveniente de la capacidad que tiene el sistema eléctrico de estabilizar la frecuencia total del sistema interconectado cuando ocurren grandes cambios en la carga de éste. Es necesario destacar que las distribuidoras eléctricas tienen la misma preocupación por este tema, al igual que las generadoras, pues son ellos los que representan al negocio de la electricidad ante los clientes finales.

La norma técnica de seguridad y calidad de servicio [11] para sistemas medianos pone los límites de operación en sobre y subfrecuencia para todas las unidades generadoras del sistema, que se indican a continuación:

- a) Indefinidamente, para frecuencias entre 48,5 [Hz] y 51,5 [Hz].
- b) Al menos 60 segundos entre 48,0 [Hz] y bajo 48,5 [Hz].
- c) Al menos 60 segundos sobre 51,5 [Hz] y hasta 52,0 [Hz].
- d) Al menos 5 segundos entre 47,5 [Hz] y bajo 48,0 [Hz].
- e) Al menos 5 segundos sobre 52,0 [Hz] y hasta 53,0 [Hz].

Según el DS 327 estas variaciones se clasifican en 2 categorías según su duración:

- Fluctuaciones de corta duración desde 0.5 ciclos hasta 1 minuto

- Fluctuación de larga duración que son mayores a 1 minuto.

Las fluctuaciones de corta duración se clasifican en [1]:

- Instantáneas que tienen una duración típica entre 0.5 y 30 ciclos y de magnitud entre el 10% y 95% bajo la tensión nominal y entre 107.5% y 120% sobre la tensión nominal.
- Momentáneas de duración típica entre 30 ciclos y 3 segundos, de magnitud típica entre el 10% y el 92.5% bajo la tensión nominal y entre el 107.5% y el 140% de la tensión nominal.
- Temporales que tienen un rango de duración entre los 3 segundos y 1 minuto y de magnitud entre el 10% y el 92.5% bajo la tensión nominal y el 107.5 y el 120% sobre la tensión nominal.

Las fluctuaciones de larga duración se clasifican en [1]:

- i. Caída de voltaje, de duración típica mayor que 1 minuto y de magnitud típica entre el 80% y 92.5% de la tensión nominal.
- ii. Subida de voltaje, de duración típica mayor que 1 minuto y de magnitud entre 107.5% y el 120%.

La magnitud típica de las disminuciones de voltaje bajo el 10%, que es la cota inferior de lo anteriormente descrito, serán las interrupciones de voltaje clasificadas en:

- i. Momentáneas, de duración típica entre 0.5 ciclos y 3 segundos.
- ii. Temporal, de duración típica entre 3 segundos y 1 minuto.
- iii. Sostenida, de una duración típica mayor a 1 minuto y de magnitud típica nula.

Parpadeo o Flicker

El flicker es una impresión visual de cierta inestabilidad, debido a un estímulo luminoso en el cual la luminosidad o la distribución espectral varían en el tiempo. Las variaciones de tensión en el alumbrado producen destellos a los cuales se les llama flicker o parpadeo. Por encima de un umbral determinado [2], el flicker se vuelve molesto.

Según el DS 327[1], el índice de severidad de parpadeo o flicker de corta duración (Pst) será evaluado estadísticamente en intervalos consecutivos de 10 minutos, durante un periodo de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de 7 días consecutivos, y no podrá exceder el valor de 1.0 para tensiones iguales o inferiores a 110 kV, ni exceder 0.8 para tensiones superiores a 110 kV.

El índice de severidad o flicker de larga duración (Plt) es evaluado en intervalos consecutivos de 2 horas durante un periodo de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de 7 días consecutivos, no deberá exceder de 0.8 para tensiones iguales o inferiores a 110kV ni exceder 0.6 para tensiones superiores a 110kV.

Componente de secuencia negativa

El origen de desequilibrios entre las fases esta en cargas monofásicas (hornos de inducción, unidades de tracción ferroviaria), cargas trifásicas desequilibradas, hornos de arco, mala planificación de cargas, etc. La peor consecuencia es un mal funcionamiento de las protecciones del sistema.

Para puntos de entrega a clientes en tensiones iguales o inferiores a media tensión se debe cumplir que el 95% de los valores estadísticos registrados en una semana cualquiera del año o de 7 días consecutivos, de la componente negativa del voltaje no deberá exceder el 2% de la correspondiente componente de secuencia positiva. El valor de la componente de secuencia negativa será evaluado en intervalos de 10 minutos según la norma correspondiente disponga[1].

Para puntos de entrega a clientes en tensiones superiores a media tensión a clientes concesionarios de servicio público de distribución, que abastezcan a usuarios regulados, se debe cumplir que el 95% de los valores estadísticos registrados en una semana cualquiera del año o de 7 días consecutivos de la componente de secuencia negativa no debe exceder el 1.5% de la correspondiente componente de secuencia positiva.

Armónicas de Voltaje

Las tensiones armónicas son producidas por cargas que requieren intensidades no sinusoidales. Ejemplos de artefactos que producen armónicas en la red son rectificadores de

onda, hornos de arcos eléctricos, y de uso doméstico se tiene cualquier tipo de artefacto electrónico [8].

En todo sistema eléctrico, en condiciones normales de operación, se debe cumplir para un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de 7 días consecutivos, que el 95% de los valores estadísticos de los voltajes armónicos y de su índice de distorsión total cumplen con lo indicado en la Tabla N° 2.3. El valor estadístico se calcula en intervalos de 10 minutos de acuerdo a la norma correspondiente [1].

Armónicos Impares No múltiplo de 3			Armónicas Impares múltiplo de 3			Pares		
Orden	Armónica Voltaje (%)		Orden	Armónica Voltaje (%)		Orden	Armónica Voltaje (%)	
	<= 110kV	>110kV		<= 110kV	>110kV		<= 110kV	>110kV
5	6	2	3	5	2	2	2	1.5
7	5	2	9	1.5	1	4	1	1
11	3.5	1.5	15	0.3	0.3	6	0.5	0.5
13	3	1.5	21	0.2	0.2	8	0.5	0.4
17	2	1	>21	0.2	0.2	10	0.5	0.4
19	1.5	1				12	0.2	0.2
23	1.5	0.7				>12	0.2	0.2
25	1.5	0.7						
>25	0.2+1.3*25/h	0.2+0.5*25/h						

Tabla N° 2.3. Porcentaje de armónicas aceptadas por el DS 327.

Luego, para la distorsión total se aplica la estadística del 95% a los valores registrados del índice de distorsión total armónica, y se debe cumplir que en un periodo de cualquier semana del año o siete días consecutivos y para tensiones mayores a 110kV, el índice deberá ser menor al 3% y se calcula con la siguiente expresión.

$$\text{Índice de distorsión total} = \frac{\sqrt{\sum_{K=2}^{K=50} V_K^2}}{V_1} \quad (2.5)$$

Donde;

V_K es la componente armónica del voltaje, de orden K

V_1 es la armónica fundamental.

Para tensiones menores a 110kV se aplica el mismo criterio estadístico anterior pero el registro debe ser menor al 8%.

Capítulo N°3

Redes de distribución y datos GIS

La modelación de una red de distribución resulta importante para obtener resultados fidedignos tanto de los índices de calidad de suministro, que llevan a la confiabilidad de la red, como de la optimización del posicionamiento de equipos de apertura en esta.

Es importante señalar que la modelación de la red se lleva a cabo en base a archivos de información geográfica (GIS, Geographic Information System), que muestra los puntos georeferenciados en un plano. Consta de varias capas, que están descritas por la misma cantidad de bases de datos. Es importante recalcar que los datos GIS solo entregan información estática del alimentador, ya sea posición en coordenadas de un transformados o equipos, longitud de líneas, etc, y esto lo entrega separadamente, o sea que la longitud de las líneas no se relaciona computacionalmente en nada con la posición geográfica de algún equipo [4].

En este capítulo se presentará la modelación del alimentador elegida y la estructura de datos asociadas.

3.1. Estructura de una red de distribución

Una red de distribución se inicia en la subestación de poder, que transforma la tensión típicamente desde 110kV a 23kV o 12kV, y termina en los centros de transformación o simplemente transformadores de distribución que bajan la tensión a 220V para que puedan consumir los clientes finales. Las redes de distribución de media tensión comúnmente se encuentran de forma radial, a pesar que en ciertos alimentadores existen pero que al recorrer la red con flujos de energía siempre existe un equipo abierto, que produce un quiebre en el bucle, implicando que la red opere de forma radial. Estos puntos o específicamente equipos abiertos dan la posibilidad de reconfigurar la red en momentos de fallas y se les llaman alimentaciones alternativas (AA).

En resumen una red de distribución se compone de:

- Subestación
- Tramos
- Transformadores de distribución.

Existe una protección que no se toma en cuenta en el proceso del cálculo de la confiabilidad, pues se encuentra en todas las subestaciones. Este equipo es una protección de cabecera que absorbe las fallas transitorias del alimentador y así protege los transformadores de poder.

Los tramos son los componentes más complejos, pues están formados por muchos elementos y además tienen características propias dadas por el tipo de construcción. Los elementos de los tramos son variados y van desde postes y crucetas, hasta reconectadores que son los equipos más costosos (y con mayores funcionalidades que los otros equipos de apertura automática) de las redes de Santiago de Chile.

Para facilitar y optimizar el cálculo de la confiabilidad de la red, en los tramos se definirán elementos cabecera y elementos finales, estos elementos pueden ser equipos manuales o automáticos, equipos teleseñalizados o transformadores de distribución. Esta simplificación es válida pues las fallas ocurridas en cualquier punto del alimentador se asocian al transformador más cercano aguas abajo al lugar de falla, esto hace más eficiente los algoritmos que se propondrán más adelante.

Existen variados tipos de redes radiales según la vegetación, longitud, densidad de cargas que exista en la zona del alimentador, estas se clasifican en urbana, semiurbana y rural [2].

Las redes urbanas se caracterizan por tener muchas alimentaciones alternativas tanto entre él mismo, como con otros alimentadores. Esto se debe a que la densidad de carga es muy alta, por lo que si ocurriese una falla habrían muchos transformadores sin servicio y así la empresa distribuidora podría ser multada por exceder los índices de continuidad establecidos por la reglamentación vigente [1]. La figura 3.1 muestra la arquitectura común de encontrar en alimentadores de este tipo de zonas.

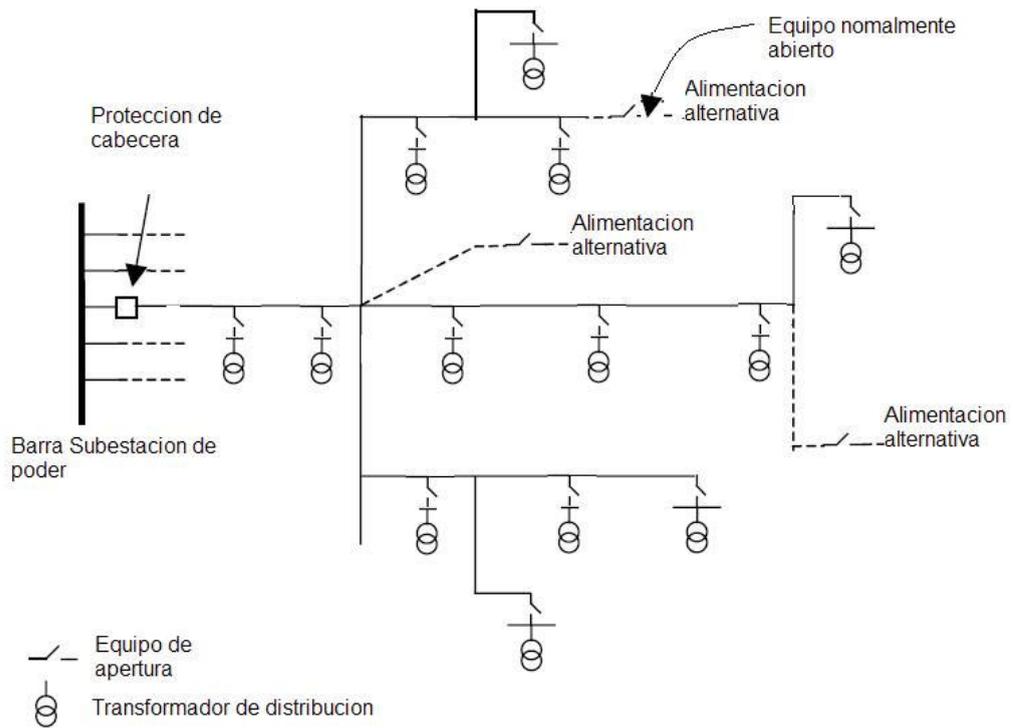


Figura 3.1. Estructura urbana del alimentador.

Las redes rurales se caracterizan por tener longitudes considerablemente mayores, pues las zonas pobladas están más alejadas las unas de las otras, además tienen alimentaciones alternativas casi nulas por los costos que conllevan las líneas. Este tipo de redes se ve más afectada por factores externos como el clima y animales, más propensa a tener fallas de mayor impacto en el alimentador. La figura 3.2 muestra la estructura común de encontrar en alimentadores de zona rurales.

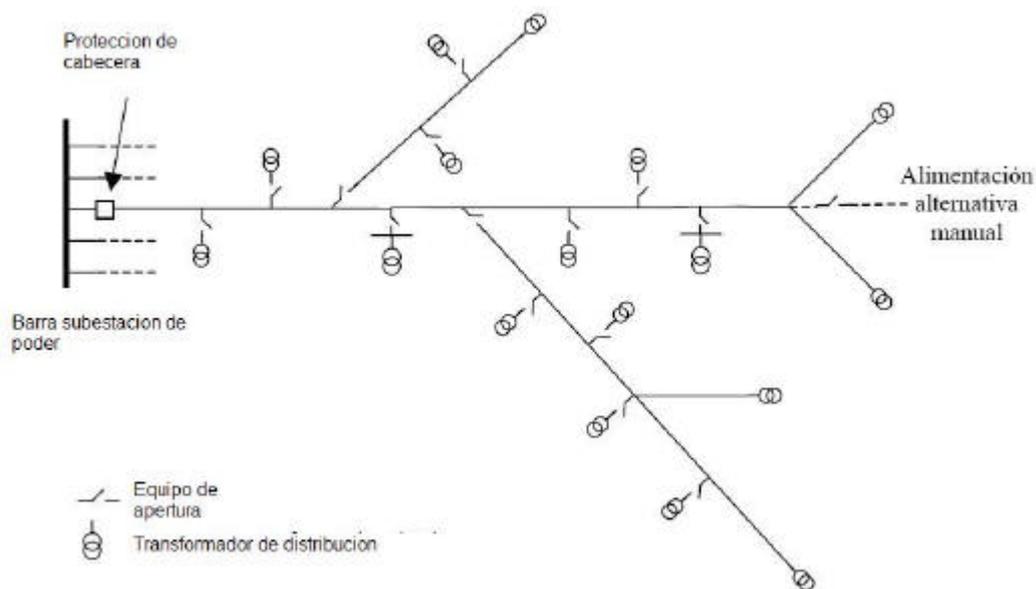


Figura 3.2. Estructura rural del alimentador.

Las redes semiurbanas tienen su definición por abastecer generalmente a zonas importantes de la producción, como son grandes clientes o centros industriales. Estos centros se encuentran generalmente alejados de las zonas urbanas por lo que se debe alimentar la zona industrial y la zona poblada que existe en los alrededores de estos centros de producción. La figura 3.3 muestra un alimentador de tipo semiurbano.

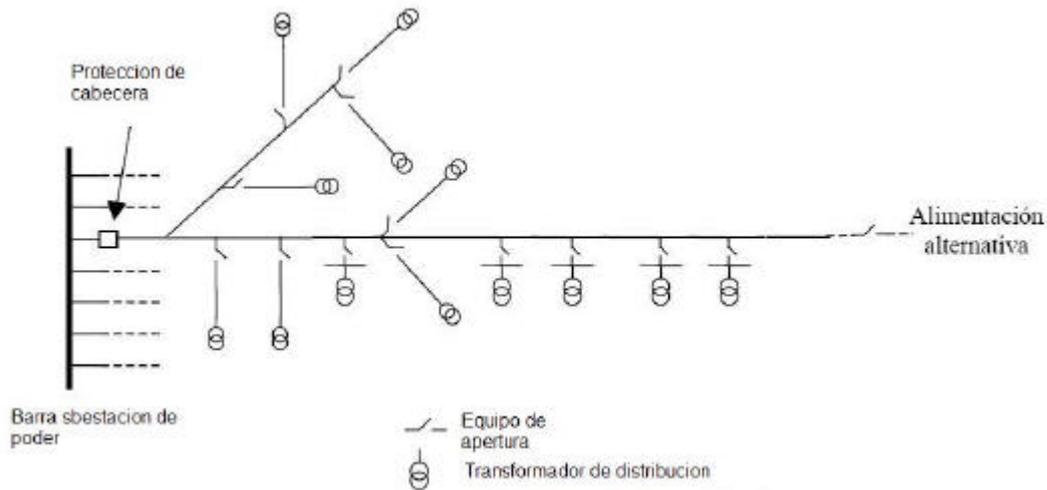


Figura 3.3. Estructura semiurbana del alimentador.

3.1.1. Método de evaluación de la continuidad de la red

Hasta ahora se ha definido la estructura de la red y el marco regulatorio para los índices de continuidad de la red, por lo que se pasa a definir los métodos ocupados para calcular los índices de continuidad de un alimentador cualquiera.

Para el método de evaluación elegido se requieren los siguientes datos:

- Estructura de datos del alimentador en formato GIS (Geographic Information System)
- Fallas asociadas al alimentador

Con estos datos se modela el alimentador y la tasa de fallas del alimentador, luego con las longitudes asociadas a los distintos tramos se puede obtener el modelo asociado:

- **Indisponibilidad de la red:** Es el tiempo en que no tiene suministro la red debido a la falla en un transformador dado. Suele ser de horas por año.
- **Tasa de fallas:** Se calcula por tramo y esta asociada al número de interrupciones por año y una estadística del tiempo histórico indica la demora de la empresa en solucionar una falla.

Con este modelo se pueden calcular los 4 índices de continuidad de la red señalados en el capítulo 2, que se describirán en mayor detalle más adelante.

3.2. Estructura de datos implementada

Los datos GIS consisten de una base de datos que tiene georeferenciado una cantidad finita de puntos del alimentador. Para poder ver este tipo de datos es necesario un visor de datos GIS, el cual dibuja los puntos en el plano y muestra las tablas que contienen las distintas características del alimentador.

Para este trabajo se ocuparon cuatro tablas distintas, las cuales tienen las ubicaciones geográficas de las calles en las que se encuentra el alimentador, los equipos asociados, los transformadores de distribución y tramos de línea que constituyen el alimentador.

- La tabla de calles entrega la referencia específica de la ubicación del alimentador en la ciudad, pudiendo así tener sectorizado los lugares más recurrentes de fallas y así tomar medidas de prevención, como por ejemplo colocar patrullas en las cercanías de los transformadores averiados.
- La tabla de tramos de línea tiene asociado 2 puntos en el plano, uno de inicio y otro de término siendo esta una de las restricciones más importantes del modelo, que se comentará posteriormente.
- Las tablas de equipos y transformadores entregan la información geográfica exacta de estos, teniendo asociados uno de los puntos de los trozos de líneas, además de contener características propias de cada elemento como la capacidad en el caso de los transformadores, y el estado de los equipos (normalmente abierto o normalmente cerrado).

Dada las descripciones de las tablas, la estructura de datos ocupada es la de “árbol de búsqueda de N hijos”, el cual es uno de los métodos mas eficientes computacionalmente para implementar búsqueda y ordenamiento de datos que tengan una sola referencia padre y muchas referencias hijas. Esta estructura es la elegida para modelar un alimentador, pues dadas las propiedades descritas, se aprecia la forma radial que tienen los datos siguiendo la forma de la red real de media tensión.

Este árbol se compone de nodos, que son cada uno de los puntos que tienen asociados los trozos de líneas, luego para ir asociando los tramos al alimentador se ocupa un método llamado padre-hijo, en el cual el punto inicial del tramo a colocar es el padre y el final es el hijo. Como se supone el padre ya está en el árbol (como un hijo de algún nodo de este) se busca en el árbol mediante métodos recursivos en profundidad [5] y se asocia al árbol como un nuevo nodo de este.

Lo anteriormente escrito queda más claro en la figura 3.4. Es bueno hacer hincapié en la restricción del ordenamiento de los datos como si estos fueran flujos de energía, o sea el punto inicial desde donde entra la energía al punto final del tramo que se supone es donde sale el flujo, esto porque sino quedarían caminos que no mostrarían la verdadera arquitectura del alimentador, pudiendo dar cualquier resultado.

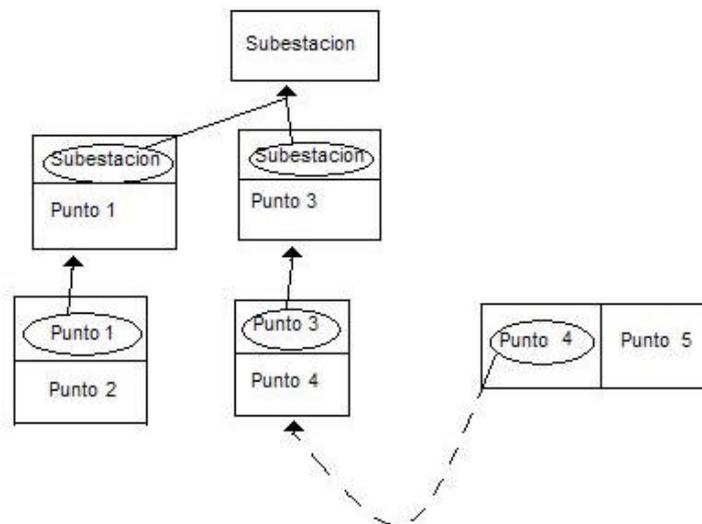


Figura 3.4. Modelo de agregar nodos al árbol desde la base de datos GIS.

Luego de realizar la unión de los distintos puntos, dando así vida computacional al alimentador, se comienzan a agregar los elementos de la red tales como los equipos y transformadores en una parte especial de estos nodos, pudiendo estos entregar la información de longitud, voltaje y si existe algún elemento en él y de que tipo es, teniendo así, el alimentador modelado con todas sus diversas características.

3.3. Tipos de análisis de confiabilidad

Existen muchas formas de analizar confiabilidad de redes, de las cuales todas tienen un enfoque distinto para satisfacer los distintos problemas que ocurren en la red, es por esto que es imprescindible conocer los problemas concretos del alimentador a la hora de realizar una evaluación de confiabilidad.

Las dos finalidades más comunes de un análisis de confiabilidad es conocer el alimentador en su pasado, y realizar predicciones de comportamiento en circunstancias dadas, ya descritas de forma global en el capítulo 2. Se denominan análisis históricos y predictivos respectivamente.

- El análisis histórico es realizado por casi todas las distribuidoras pues con este método monitorean los lugares que traen mayores complicaciones al sistema y así poder prevenir las fallas. Un caso muy particular, es cuando en febrero ciertos árboles desprenden sus frutos, y la savia cae en los Spacecub³, en los cuales se produce una reacción química junto con los campos magnéticos asociados a la red de media tensión, derritiéndose y así produciendo una falla, por lo que se toman las medidas preventivas de poda de estos árboles en los lugares donde ocurren frecuentemente estos eventos. El problema de este tipo de análisis que no toma en cuenta las inversiones anuales que se van realizando para aumentar la confiabilidad de la red, además puede existir soterramiento o reconfiguración de la red dentro de las inversiones, por lo que este modo de análisis no contemplaría estos nuevos escenarios.
- El análisis predictivo cuantifica la confiabilidad en sistemas futuros o tomando en cuenta la configuración actual del sistema. En este modo se intenta observar los

³ SpaceCub es un elemento de material carbonatado que da la forma de diamantes a las redes, llevando un sujetador en la parte mas alta de la red, y las 3 fases van en una figura parecida a una pirámide invertida.

comportamientos al momento de realizar inversiones, basándose además en datos históricos para el cálculo de las tasas de fallas de los tramos y así poder obtener una relación costo/beneficio del alimentador. Para el análisis predictivo se formulan diferentes métodos utilizables, como lo son los modelos matemáticos determinísticos y por otro lado están los probabilísticos [2]. Los métodos determinísticos son usualmente usados en caso de una falla puntual, y no en casos de fallas simultáneas, esto pues la función que describe los casos de contingencias del alimentador son del tipo no lineal. Esta no linealidad vuelve el problema en extremo complejo en su resolución, ya que con cada elemento que se agregue a la red (ya sea transformador, equipo de apertura o señalizador) la función objetivo cambia de forma que no representaría al sistema del paso anterior. Por lo tanto estos métodos no toman en cuenta contingencias del sistema en casos extremos como serían fallas de orden sistémico o fallos simultáneos de transformadores.

Los métodos probabilísticos o predictivos se dividen en dos [7], los métodos analíticos y los aleatorios o de Monte Carlo. Los primeros ocupan modelos matemáticos con variables probabilísticas, suelen ser muy rápidos en sus cálculos, pero entregan poca información sobre las distribuciones probabilísticas de las variables en juego, entregando sólo resultado y no detalles necesarios para la interpretación óptima de la solución. Los aleatorios, trabajan durante largos tiempo introduciendo fallas al sistema según la distribución de la probabilidad de estas. Este último método funciona casi de igual forma que un modelo histórico pero con la salvedad que este último permite conocer la distribución de la probabilidad de los índices de continuidad del sistema, pero a un alto costo de tiempo computacional.

Para este trabajo el método elegido fue el modelo analítico, pues es el más rápido de todos y además permite conocer condiciones futuras del sistema a medida que aumentan las inversiones. Con esto es posible conocer la confiabilidad de todos los alimentadores de Santiago en poco tiempo comparado con los otros métodos. A continuación se presentan los modelos para el cálculo de los índices.

3.4. Modelo de los índices de Confiabilidad

Las redes de distribución radiales son sistemas que deben tener un suministro continuo, y en casos de fallas son reparables, con esto se puede definir las siguientes características para calcular los índices de continuidad de suministro:

- Disponibilidad

Así como para definir la continuidad de suministro se habla de la disponibilidad del sistema, se puede hablar de indisponibilidad de la red cuando esta no se encuentra en servicio [2,7]. La indisponibilidad entregara la probabilidad de horas al año en que el tramo de la red en cuestión, se encuentra sin suministro eléctrico.

- Tasa de Fallas

La tasa de fallas se definirá para este modelo en particular como el número de equipos que fallan en un período determinado de estudio dividido por el número de equipos expuestos a la falla. Una de las interpretaciones más recurrentes en los diversos estudios de confiabilidad analítica es que es la tasa de transición de la red del estado de normal funcionamiento a un estado de avería, tal como lo ejemplifica la ecuación 3.1. Para el caso de una tasa de fallas constante se puede definir la inversa como el tiempo medio transcurrido entre una falla y otra, definido en la literatura inglesa como MTTF (Mean Time To Failure).

$$I = \frac{\text{numero de fallas en el transformador } i}{\text{numero de fallas totales del sistema}} \quad (3.1)$$

- Tiempo de reparación

Constituye una variable, la cual se puede manejar en base a mejoras que no dependen de la configuración de la red, sino externas a ella, como el poner más patrullas en sectores considerados de alta cantidad e impacto de fallas o de saber los tiempos esperados de cada una de las subindisponibilidades que se definirán en el próximo apartado.

Los valores que se puedan obtener de las definiciones anteriores son dados por datos históricos, por lo que es necesario una gran cantidad de detalle y actualización para que el modelo sea consistente con el resultado esperado del análisis de confiabilidad. En circunstancias dadas es muy complejo detenerse en la recopilación de datos históricos pues a

medida que pasan los años y las necesidades crecen se encontrarán datos que realmente sean importantes a la hora de modelar estos parámetros del modelo.

3.5. Análisis de tiempos considerando subindisponibilidades

En este apartado se definirán las subindisponibilidades asociadas a una falla, esto quiere decir que el modelo definirá la actuación de la distribuidora cuando ocurra una contingencia.

Para estas subindisponibilidades se toma en cuenta la arquitectura de la red, pues equipos que no son de apertura como lo son los indicadores de fallas o equipos señalizados mejoran ciertamente los tiempos de reparación de las contingencias. También se deben tomar en cuenta los kilómetros de los tramos y si la zona donde se encuentra físicamente el alimentador es rural o urbana pues la velocidad de las patrullas y los tiempos de acceso a estos lugares también se ven afectados.

3.5.1. Formas de mejorar la confiabilidad de la red

Para tomar acciones que mejoren la confiabilidad de suministro deben, antes que todo, intentar resolver el problema de continuidad.

Las acciones de mejora de confiabilidad que se pueden realizar son

- Mejorar la calidad de los elementos que componen la red, como instalar mejores conductores o transformadores.
- Colocar más patrullas de mantenimiento en puntos críticos de la red.
- Enmallar la red con alimentación alternativas de diverso tipo (manual, automática, desde el propio alimentador o desde otro).
- Instalación de equipos de seccionamiento ya sean manuales o automáticos.
- Instalación de señalizadores de falla.
- Colocar equipos inteligentes que sean de acceso remoto y así controlar la falla por computadora.

La primera acción puede llevar además al soterramiento⁴ líneas, pero no es recomendable por su alto costo. Además en Chile lo regula cada municipio, por lo que ellos ayudan a financiar parte de la mejora; otra ocasión para soterrar la red es cuando existen fallas de fuerza mayor, como el choque de un determinado tramo muy seguido por culpa del camino u simplemente por acciones vandálicas para provocar cortes de luz.

Las acciones 2 y 3 llevan a una baja considerable en los tiempos que se pueden asociar a cada una de estas acciones, pero aquí el punto es que aunque se aumenten las alimentaciones alternativas o colocar infinitas patrullas de mantenimiento no conducen a un índice de confiabilidad del cien por ciento, pues es sólo un problema estadístico, y además no porque existan millones de personas controlando una falla el tiempo debe ser menor a un cierto límite, pues después que se supera una cierta cantidad de personas ya empieza a ser ineficiente la reparación, es por esto que la colocación de alimentaciones alternativas va a influir directamente a una subindisponibilidad, pero no de forma total (es decir, llevar a cero a la subindisponibilidad) y la colocación de más patrullas influirá solamente en la tasa de fallas.

Las acciones 4 y 5 se modelan directamente en las subindisponibilidades que se definirán en un apartado posterior, pues tiene influencia directa en el tiempo de búsqueda de los tramos asociados.

La última acción de mejora es la más costosa pero la más eficiente, pues en esta parte existen tiempos asociados a la localización física de la falla, que se llevan a cero colocando varios de estos equipos, pero por el costo que tiene la implementación de uno solo, resulta casi imposible económicamente instalar masivamente de estos equipos en Chile uno. Existen equipos que se operan de forma remota en algunos sectores de Santigago, específicamente en el sector oriente, que son monitoreados por medio de un programa llamado SCADA, que realiza las acciones en tiempo real.

3.5.2. Composición del tiempo de reparación

Primero los seccionadores o equipos de apertura se clasificaran según el efecto que produzcan en la red.

⁴ El soterramiento de redes quiere decir que la red aérea se reemplaza por una red subterránea

- Seccionador: Es el equipo capaz de abrir la red desenergizada de forma manual.
- Protección: Es el equipo capaz de interrumpir el flujo de energía cuando exista una falla aguas debajo de éste. Una forma más natural de llamarlos es un equipo de apertura automática, estos pueden también ser telecontrolados e informar constantemente al centro de control si su estado es abierto o cerrado, en este caso se llamará teleprotección.
- Señalizadores: es un equipo capaz de detectar una falla aguas debajo de él, sin interrumpir el flujo de energía. Es sólo un equipo que emite alguna señal cuando está activado, también se pueden encontrar como teleseñalizadores e informan directamente al centro de mando el lugar más cercano donde se encuentre este tipo de equipos, aguas arriba de la falla.

Además se deben definir las distintas formas de las protecciones y en especial de los reconectadores.

- Reponedor automático; es aquel que es capaz de reponer la alimentación de la zona sin falla automáticamente. Este tipo de equipos se usa generalmente para las alimentaciones alternativas, que para este caso se pasarán a llamar alimentaciones alternativas automáticas.
- Reponedor manual; es cualquier otro tipo de equipos que para reponer la energía se debe hacer contacto manual con él.

Ya definidos los tipos de equipos se propondrán formas de dividir el tiempo total del proceso [9].

1. Tiempo desde que ocurre la falla hasta que es posible detectarla, como la acción de una protección cualquiera del alimentador, ya sea el equipo de la cabecera, un fusible o reconector de la red.

2. Tiempo en que tarda la distribuidora en saber que hubo una falla, esto se da generalmente por el aviso de los clientes interrumpidos, o por algún equipo con teleseñal que pone en alerta al centro de control.
3. Tiempo en que la distribuidora localiza el alimentador con falla, a partir del reclamo del cliente y de los datos de éste o de la protección accionada que pone sobreaviso al centro de control del lugar de la falla.
4. Tiempo que demora la patrulla en llegar a la zona con falla, que por lo general comienza en los puntos más accesibles aguas arriba. Si existen equipos señalizados es probable que comiencen buscando estos y el estado en que se encuentran.
5. Tiempo en que se recolecta toda la información necesaria para reducir el tramo se encuentra averiado. La información está dada por los señalizadores locales, que entregan datos a la patrulla de mantenimiento para acotar el tramo en el que se encuentra la falla.
6. Tiempo necesario para recorrer el tramo averiado tratando de encontrar físicamente la falla. La patrulla luego de llegar al punto de inflexión, el cual acota el tramo averiado, se comienza a observar la red a simple vista para ubicar el punto exacto de la falla.
7. Tiempo en que se aísla el tramo y se procede a realimentar todas las zonas posibles, para minimizar la indisponibilidad de suministro, esto se hace acotando la zona averiada mediante cualquier tipo de apertura.
8. Tiempo en el cual se debe reparar o reemplazar el tramo averiado. Luego de realimentar y de encontrar el lugar de la falla, es necesario reparar o reemplazar la avería.
9. Tiempo en el cual se realimenta la parte averiada. En el instante en que la falla ha sido reparada es necesario que el alimentador vuelva a su configuración normal, realimentando el tramo reparado.

Esta no es la única forma de poder dividir el tiempo de reparación, pero modela el proceso de reparación de la forma más específica y real posible. Para el modelo ocupado se agruparon

estos tiempos para una mejor implementación informática, los cuales se describirán a continuación:

- Tiempo de aviso:

Es el tiempo en que la empresa distribuidora se entera de la falla y busca el alimentador averiado en la base de datos existentes, pudiendo así localizar la protección accionada. Incluye los tiempos 1 y 2 descritos anteriormente, es decir, éste tiempo modela los avisos tanto de la protección accionada como de los reclamos de clientes que se encuentran sin suministro eléctrico.

- Tiempo de acceso:

Es el tiempo en que tardan las patrullas en llegar al alimentador con falla. Cuando el centro de control ya tiene conocimiento de la falla, se comienzan a comunicar con las patrullas de mantenimiento para asignar la operación de reparación a la unidad correspondiente.

- Tiempo de localización:

Es el tiempo en que se determina el tramo averiado con la ayuda de los equipos de señalización o protecciones, que entregan información del estado del alimentador. La patrulla de mantenimiento asignada para la reparación del tramo averiado, debe recoger toda la información posible del tramo en cuestión para lograr acotar la falla.

- Tiempo de recorrido:

Es el tiempo en que se recorre la zona con falla y se encuentra el tramo averiado. Al encontrar el tramo averiado, la patrulla debe recorrer la zona acotada por la información disponible, a una velocidad en la cual la visibilidad de la red sea óptima, para así poder ubicar la falla visualmente.

- Tiempo de seccionamiento:

Es el tiempo que tarda la patrulla en aislar el tramo averiado y realimentar el resto del alimentador. La patrulla de mantenimiento busca aguas arriba de la falla el equipo de aislación más próximo a la falla, para accionarlo y realimentar aguas arriba si es posible. Si la configuración del alimentador entrega la posibilidad de realimentar aguas debajo de la falla, la patrulla debe aislar la falla tanto aguas arriba como abajo

accionando los equipos de apertura de la red más próximos a la falla, realimentando luego por los dos lados. Esto es realizable por la coordinación existente entre el centro de control y la unidad de patrulla, pues los primeros son los que entregan la información necesaria y además manejan los movimientos de los patrulleros.

- **Tiempo de reparación:**

Es el tiempo que se tarda en reparar el elemento averiado y configurar la red al estado inicial en que se encontraba antes de la falla.

Cada uno de los equipos definidos anteriormente tendrá su propia injerencia en alguno de estos tiempos. La forma de cálculo se presentara en el próximo apartado.

3.6. Subindisponibilidades asociadas

En la ecuación (3.2) se calcula la indisponibilidad (I) de la red como la suma de los tiempos que definen la reparación de una falla descritos en el apartado anterior. Como es posible apreciar no es directo en cada subindisponibilidad un cambio al colocar algún tipos de equipos, para esto se presentaran independientemente la forma de calcularlos, por lo que ningún tiempo será dependiente de otro. De esta forma se podrá calcular el tiempo de reparación total por elemento como una suma lineal de las distintas subindisponibilidades asociadas a estos [2]:

$$I_k = I_k^{AVI} + I_k^{ACC} + I_k^{LOC} + I_k^{REC} + I_k^{SEC} + I_k^{REP} \quad (3.2)$$

Donde:

I_k^{AVI} : Subindisponibilidad del elemento k asociada al tiempo de aviso.

I_k^{ACC} : Subindisponibilidad del elemento k asociada al tiempo de acceso.

I_k^{LOC} : Subindisponibilidad del elemento k asociada al tiempo de localización.

I_k^{REC} : Subindisponibilidad del elemento k asociada al tiempo de recorrido.

I_k^{SEC} : Subindisponibilidad del elemento k asociada al tiempo de seccionamiento.

I_k^{REP} : Subindisponibilidad del elemento k asociada al tiempo de reparación.

Esta linealidad es válida si se plantea el modelo de la forma propuesta. Cada subindisponibilidad tendrá su sistema que dependerá de la topología del alimentador y de los equipos instalados en él, de esta forma se puede calcular la indisponibilidad de la red por cada punto presente en el alimentador. A continuación se presenta el cálculo de cada subindisponibilidad [2].

3.6.1. Subindisponibilidad de aviso

Esta subindisponibilidad es debido al tiempo en que tarda la distribuidora en saber de la falla. La falla en cualquier punto del alimentador provocara el accionamiento de la protección de cabecera, por lo tanto cualquier equipo de apertura tendrá un tiempo de aviso de la falla excepto en 2 casos, si existe un equipo de teleseñal aguas arriba de la falla o que exista un reponedor automático entre el elemento con falla y el elemento en estudio.

En el primer caso se dará aviso inmediato al centro de control y en el segundo se alimentara desde otro lugar el elemento en estudio, por lo que se acotaría la falla a su máxima expresión. La ecuación 3.3 muestra la propuesta de calculo para la indisponibilidad de aviso del elemento k de la red:

$$I_k^{AVI} = \sum_{j=1}^n i_{kj}^{AVI} = \sum_{j=1}^n I_j \cdot t_j^{AVI} \cdot a_{kj} \quad (3.3)$$

Donde:

n: número de elementos del alimentador.

j: Índice de elementos del alimentador.

i_{kj}^{AVI} : Subindisponibilidad del elemento k debida al tiempo de aviso de una falla en el elemento j.

t_j^{AVI} : Tiempo medio de aviso cuando ocurre una falla en el elemento j, se calcula en base a datos históricos de fallas.

l_j : tasa de fallas del elemento j.

a_{kj} : Coeficiente que depende de la topología del alimentador

=0 Si existe un equipo con teleseñal aguas arriba del elemento con falla j o si hay un reponedor automático entre los elementos k y j.

=1 En otro caso.

Se aprecia que el coeficiente a es el que depende del tipo de equipo y topología del alimentador.

3.6.2. Subindisponibilidad de acceso

Esta subindisponibilidad es debido al tiempo en que tarda la patrulla para llegar hasta el alimentador con falla. Este tiempo no se toma en cuenta cuando todos los elementos que son afectados por la falla tienen un reponedor automático entre ellos y la contingencia.

El tiempo de acceso variara según el tipo de elementos que estén aguas arriba de la falla. Cuando exista un equipo de teleseñal se tendrá la información necesaria para acotar el lugar de acceso, pues el centro de control estará al tanto y dirigirá a la patrulla al equipo que este enviando la señal. Si no existiese algún equipo de las características antes señaladas, el único tramo con teleseñal será el alimentador completo por lo que se deberá recorrer de manera integra intentando dar con el lugar de la falla. Se determina de acuerdo a la ecuación 3.4:

$$I_k^{ACC} = \sum_{i=1}^m \sum_{j \in i} (l_j \cdot b_{kj}) \cdot t_i^{ACC} \quad (3.4)$$

Donde:

m: número de zonas teleseñalizadas del alimentador.

i: Índice de zonas teleseñalizadas del alimentador.

j: Índice de los elementos de la zona k teleseñalizada .

t_i^{ACC} : Tiempo medio de acceso cuando ocurre una falla en el elemento j.

λ_j : Tasa de fallas del elemento j.

b_{kj} : Coeficiente de acceso que depende de la topología del alimentador

=0 Si existe un equipo un reponedor automático entre los elementos k y j.

=1 En otro caso.

Se aprecia que el coeficiente b identifica los elementos que estén asociados, en caso de falla, al tiempo de acceso de cada uno de los elementos del alimentador.

3.6.3. Subindisponibilidad de localización

Cuando la patrulla ya se encuentra en la zona teleseñalizada o en el alimentador, como puede ocurrir por el coeficiente de acceso, se comienza a recoger toda la información posible que no haya sido entregada por el centro de control para localizar el lugar de la falla. Esto precisamente ocurre para los elementos que no tengan un reponedor automático entre ellos y la falla.

La información que se puede obtener en el lugar es el estado de todos los equipos no teleseñalizados que se encuentren en el tramo averiado, que indiquen si la falla ha tenido lugar aguas arriba o aguas abajo de él, como es el caso de señalizadores y protecciones. La ecuación 3.5 presenta la propuesta de cálculo para la indisponibilidad de localización:

$$I_k^{LOC} = \sum_{i=1}^m \sum_{j \in i} (I_j \cdot g_{kj}) t_i^{LOC} \quad (3.5)$$

Donde:

m: Número de zonas teleseñalizadas del alimentador.

i: Índice de zonas teleseñalizadas del alimentador.

j: Índice de los elementos de la zona i teleseñalizada .

t_i^{LOC} : Tiempo de localización de la zona teleseñalizada i.

=0 si existen menos de 2 equipos distintos de seccionadores dentro de la zona k.

$$= \frac{1}{2} \sum_{r=1}^q \frac{L_r}{V_r^{LOC}} \quad \text{si existen 2 o más equipos distintos de seccionadores dentro de la zona k.}$$

Donde:

q: Número de elementos entre los 2 equipos más alejados dentro de la zona k.

r: Índice de los elementos entre los 2 equipos más alejados.

V_r^{LOC} : Velocidad de localización, que por lo general esta dada por las leyes del tránsito según el tipo de zona que corresponda (rural o urbana).

L_r : Longitud del elemento r.

I_j : tasa de fallas del elemento j.

b_{kj} : Coeficiente que depende de la topología del alimentador

=0 Si existe un equipo un reponedor automático entre los elementos k y j.

=1 En otro caso.

3.6.4. Subindisponibilidad de recorrido

Cuando la patrulla ya ha recogido la información necesaria para acotar el tramo averiado, se comienza a buscar la parte concreta que esta fallada. Estas zonas se conocen como zonas de recorrido y se caracterizan por estar entre 2 elementos de la red sin contar los seccionadores que se encuentren allí. Si existiese un reponedor automático entre la zona de recorrido y el elemento tendrá un tiempo indisponibilidad nula.

Como se debe ubicar, la mayoría de las veces, la falla de forma visual si son redes aéreas o con elementos especiales si son subterráneas, la velocidad de búsqueda es muy baja. Estadísticamente el tiempo de recorrido debe dividirse por 2 pues solo será necesario recorrer la mitad del tramo para encontrar la falla. La siguiente ecuación muestra el cálculo de este tiempo:

$$I_k^{REC} = \sum_{i=1}^h \cdot \left(\left(\sum_{j \in i} I_j \right) q_{kj} \left(\frac{1}{2} \sum_{j \in i} t_j^{REC} \right) \right) \quad (3.6)$$

Donde:

h: Número de zonas recorrido del alimentador.

k: Índice de zonas de recorrido del alimentador.

j: Índice de los elementos de la zona k de recorrido .

t_j^{REC} : Tiempo de recorrido del elemento j. Se calcula como la longitud del tramo dividido por la velocidad de recorrido.

$$t_j^{REC} = \frac{L_j}{V_j^{REC}} .$$

Donde:

V_j^{REC} : Velocidad de recorrido del tramo para buscar la falla.

L_j : Longitud del elemento j.

I_j : Tasa de fallas del elemento j.

q_{kj} : Coeficiente de recorrido que depende de la topología del alimentador

=0 Si existe un equipo un reponedor automático entre los la zona k y el elemento j.

=1 En otro caso.

3.6.5. Subindisponibilidad de seccionamiento

Desde que se sabe la ubicación hasta la reparación de la falla es necesario aislar el tramo averiado para poder operar según las normas establecidas. La aislación se realiza de forma manual y al abrir estos equipos cualquier sector que no tenga suministro de energía se le asocia este tiempo. Los equipos que se deben abrir son los que aíslan la falla.

Cuando se da el caso de tener alimentación alternativas de tipo manual se hace más complicado el cálculo y escapa del alcance de esta memoria, por lo que se simplificará a que el seccionamiento será entre los 2 equipos más cercanos a la falla. El cálculo del tiempo asociado está dado por la siguiente formula expuesta en la expresión 3.7:

$$I_k^{SEC} = \sum_{i=1}^n i_{ki}^{SEC} = \sum_{i=1}^n I_i t_i^{SEC} j_{ki} \quad (3.7)$$

Donde:

n: Número de elementos del alimentador.

i: Índice de los elementos del alimentador.

i_{ki}^{SEC} : Subindisponibilidad del elemento k debido al seccionamiento del tramo i.

t_i^{REC} : Tiempo de seccionamiento del elemento i. Se calcula como:

$$t_i^{SEC} = \sum_{j=1}^p \frac{L_j}{V_j^{SEC}} + \frac{1}{2} \frac{L_i}{V_i^{SEC}} .$$

Donde:

p: Número de elementos entre el elemento i y el seccionador más cercano.

k: Índice de los elementos entre el elemento i y el seccionador más cercano.

V_i^{SEC} : Velocidad de seccionamiento. Es la velocidad que alcanza para recorrer el tramo i y llegar al seccionador más cercano.

L_i : Longitud del elemento i.

I_i : Tasa de fallas del elemento i.

j_{ki} : Coeficiente de seccionamiento que depende de la topología del alimentador

=0 Si existe un equipo un reponedor automático entre los elementos k y i, o no hay ningún seccionador que abrir.

=1 En otro caso.

3.6.6. Subindisponibilidad de reparación

Cuando ya esta seccionada la falla, se procede a repararla, la indisponibilidad del servicio solo va a afectar a los elementos que no se han podido realimentar, es decir, todos los elementos que no tengan un reponedor automático o manual entre ellos y el elemento averiado. Se propone la siguiente ecuación para el cálculo de reparación de un elemento i:

$$I_k^{REP} = \sum_{i=1}^n i_{ki}^{REP} = \sum_{i=1}^n I_i t_i^{REP} S_{ki} \quad (3.8)$$

Donde:

n: Número de elementos del alimentador.

i: Índice de los elementos del alimentador.

i_{ki}^{REP} : Subindisponibilidad del elemento k debida a la reparación del tramo i.

t_i^{REP} : Tiempo medio de reparación de la falla en el elemento i.

I_i : Tasa de fallas del elemento i.

s_{ki} : Coeficiente de reparación que depende de la topología del alimentador

=0 Si existe un equipo un reponedor automático entre los elementos k y i.

=1 En otro caso.

De Acuerdo a las definiciones de subindisponibilidades anteriormente descritas, se definen los tipos de zonas a los cuales pertenecen los diferentes elementos que componen la red.

3.7. Zonas del alimentador

Las zonas del alimentador son conjuntos de elementos existentes en la red que comparten características en común, y según estas definirán el tipo de zona a la cual pertenecen. Es importante mencionar que estas zonas se crean para simplificar la implementación informática del modelo pues permiten mejorar la comprensión del método de evaluación de confiabilidad propuesto.

3.7.1. Zonas de información

Estas zonas pertenecientes al alimentador permiten adquirir la información necesaria del lugar de la falla, es por esto que estas zonas están directamente relacionadas con los tiempos

de aviso, acceso, localización y recorrido. La idea es agrupar todos los elementos de los cuales se tenga la misma información de que puedan estar averiados. Dichas zonas se clasifican en:

Zona teleseñalizada

Cada zona teleseñalizada del alimentador tiene como equipo cabecera un elemento que pone en aviso al centro de control que ha ocurrido una falla en dicho sector. Cuando la distribuidora obtiene el lugar desde donde viene la señal, envía a la patrulla a localizar la falla, en ese instante la patrulla debe recopilar la información local necesaria para saber que elemento es el averiado, produciéndose un tiempo de indisponibilidad que dependerá de todos los equipos teleseñal y equipos de protecciones accionados que estén aguas abajo del equipo cabecera de esta zona.

Zona de recorrido

Esta zona puede estar compuesta por cualquier tipo de equipo salvo seccionadores, pues como no abren automáticamente no entregan ninguna información si la falla ocurrió aguas arriba o aguas debajo de este. Cuando ya se encuentra delimitada la zona teleseñalizada se comienza a buscar la falla en la zona definida. Por lo que todos los elementos que están en esta zona delimitada comparten el mismo tiempo de recorrido.

3.7.2. Zonas de aislacion

Estas zonas están delimitadas por elementos que puedan cortar los flujos de energía por la red, ya sean protecciones o seccionadores. Si la zona tiene acceso a una alimentación alternativa directamente, es decir, sin pasar por otro tramo, entonces se le llamara zona de aislamiento independiente, llamándose en caso contrario zona de aislamiento dependiente. Según el tipo de equipos en la cabecera del tramo se pueden clasificar como:

Zona de aislación automática

Están compuestas por todos los elementos protecciones en la cabecera. Hasta que la patrulla no corte la red por medio de seccionadores, todos los elementos de una misma zona de aislamiento automática estarán interconectados, por lo tanto estos elementos tendrán los

mismos tiempos de aviso, acceso, localización, recorrido y seccionamiento pues solamente pueden tener distinto tiempo de reparación por la gravedad o complejidad de la falla.

Zona de aislación manual

En esta zona los elementos frontera son seccionadores o protecciones. Siempre los elementos que están dentro de estas zonas estarán interconectados pues no hay elementos que la puedan dividir. Por lo tanto para toda la zona, los elementos en ella tendrán el mismo tiempo de indisponibilidad total. La resultante de la unión de todas estas zonas resulta el alimentador.

La Tabla 3.1 muestra los tipos de zona descritas y las características de tiempos compartidos por cada una de ellas.

		Tipos de zona			
		Zonas de información		Zonas de aislacion	
		teleseñalizada	de recorrido	automática	manual
Características de tiempos compartidas por elementos pertenecientes a la misma zona	Aviso				
	Acceso				
	localización				
	Recorrido				
	Seccionamiento				
	reparación				
	No se ven afectados por fallas de elementos externos			Zonas independientes	
No se ven afectados por reparación de fallas de elementos externos				Zonas independientes	

Tabla N° 3.1. Tipos de zona y tiempos que comparten de igual forma los elementos pertenecientes a la misma zona de cada tipo.

Capítulo N°4

Optimización de la localización e integración de equipos en la red

Hasta ahora se ha modelado la red casi en su totalidad, con simplificaciones validas y además las indisponibilidades que pueden tener los múltiples elementos que la componen. Uno de los objetivos de esta memoria es poder determinar un método de análisis predictivo que mejore los resultados de continuidad de un alimentador cualquiera, es por esto que se comenzará a definir los distintos modelos asociados al trabajo de optimización realizado.

El problema de optimización se encuentra en la literatura en varias formás, como un problema compuesto por enmallados de la red e integración de equipos(1), localización óptima y nuevas inversiones optimizando el costo social v/s el beneficio empresarial(2), o simplemente integrar de equipos en la red teniendo una configuración inicial de equipos en la red(3). En esta memoria se separa el problema en una inversión de colocación óptima y otra de inclusión de equipos en la red, tratándolas absolutamente por separado.

4.1. Metodología de optimización seleccionada.

El problema de optimización de inversiones en redes de media tensión es de tipo no lineal y además con variables mixtas, como lo son las variables continuas de costos asociados o índices de continuidad evaluados y las variables enteras de cantidad a distribuir de equipos poner en la red. Además de ser problemás con grandes dimensiones que se manejan en equipos, tramos, transformadores, longitudes, tiene un gran tiempo de resolución en la implementación informática por los análisis de las opciones que existen transforma el problema en una formula combinatorial. Es por esto se escogió el método de búsqueda directa propuesto en 1998 [10], que se basa en 2 subproblemás que son optimizar los equipos que ya están instalados y agregar inversiones a la red. Para esto en las funciones objetivo siempre están considerados los costos de energía no suministrada y los costos de inversión o relocalización de los equipos.

Los métodos ocupados en su gran mayoría son de prueba y error, es decir se va probando hasta encontrar la mejor solución, pues para describir una función no lineal de confiabilidad de la red se necesitaría una especial para cada alimentador que considerara su arquitectura primordialmente. El problema topológico es el que hace interesante y a la vez complicado este problema, pues hay muchas variables que se podrían modelar pero necesitan investigación como lo son las reconfiguraciones de la red en momentos de contingencia. En el siguiente apartado se presenta la solución propuesta para la colocación de equipos y posteriormente la integración de inversiones.

4.2. Ubicación óptima de equipos.

El algoritmo propuesto toma en cuenta diversas características de los equipos, como el precio y el tipo de equipo (protección o seccionador). El algoritmo se compone de 2 partes fundamentales:

- La optimización del alimentador para un tipo de equipos específico
- La ubicación de equipos en las ramás de la red.

Hay puntos esenciales a la hora de optimizar la red [2,7], estos son los puntos de bifurcación de líneas y un punto dentro de la rama que tiene como termino un transformador como lo muestra la figura 4.1:

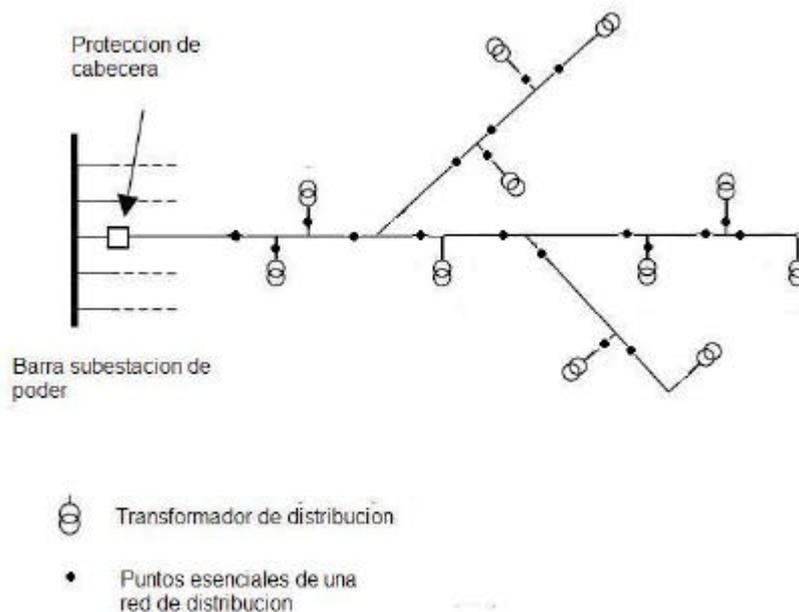


Figura 4.1. Puntos esenciales de una red de distribución.

Estos puntos se definen como las posiciones más probables en que se puede encontrar un equipo tanto seccionador como protección. No por lo anterior se deben ocupar todas estas posiciones, sino que se debe encontrar la distribución óptima de equipos dentro de estos puntos. Esta simplificación es válida mientras las fallas estén asociadas a transformadores, sino la red debería estar lo suficientemente detallada (a nivel computacional) para que las

fallas estén por puntos en la red. Si fuera así, el tiempo de demora del software en arrojar resultados sería mucho mayor por la cantidad de datos a procesar.

El primer paso del algoritmo propuesto es retirar todos los equipos del tipos de menor costo de la red, para luego con estos equipos comenzar a posicionarlos según el criterio de impacto que tenga un transformador para la red que será explicado más adelante, esto servirá para acotar los transformadores más complicados y luego realizar una localización óptima [2]. La estructura del algoritmo se muestra en la figura 4.2, siendo los equipos del tipo 1 el equipo más económico existente en la red y el tipo 2 el resto de los equipos.

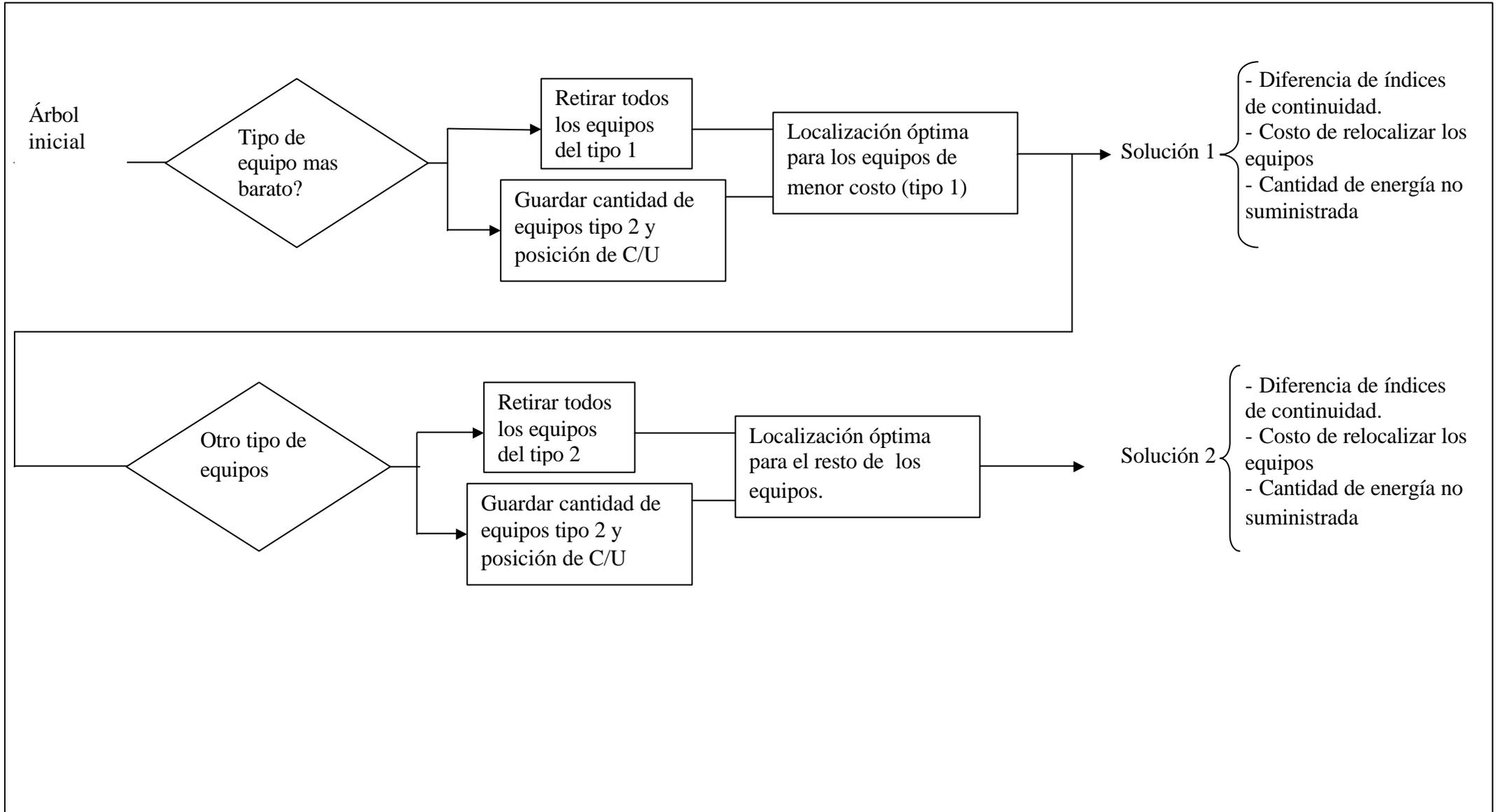


Figura 4.2. Esquema del algoritmo de optimización de reconfiguración de equipos en la red.

Para definir la función objetivo para las distintas soluciones entregadas por el algoritmo es necesario definir primero las formas de localización tanto para el equipo más económico como para el resto de los equipos.

Para la localización óptima de los más económicos no se realiza de forma prueba y error, sino que se ocupa un criterio acotando los sectores que aportan más en los índices de continuidad, sobre todo para el FMIK y FMIT, pues al momento de acotar los sectores más complicados, se esta aislando el transformador en momentos de falla. La localización óptima del equipo más económico, que en particular también es el equipo más barato de transportar de lugar, es de la siguiente forma:

Supongáse una red inicial como la muestra la figura 4.3:

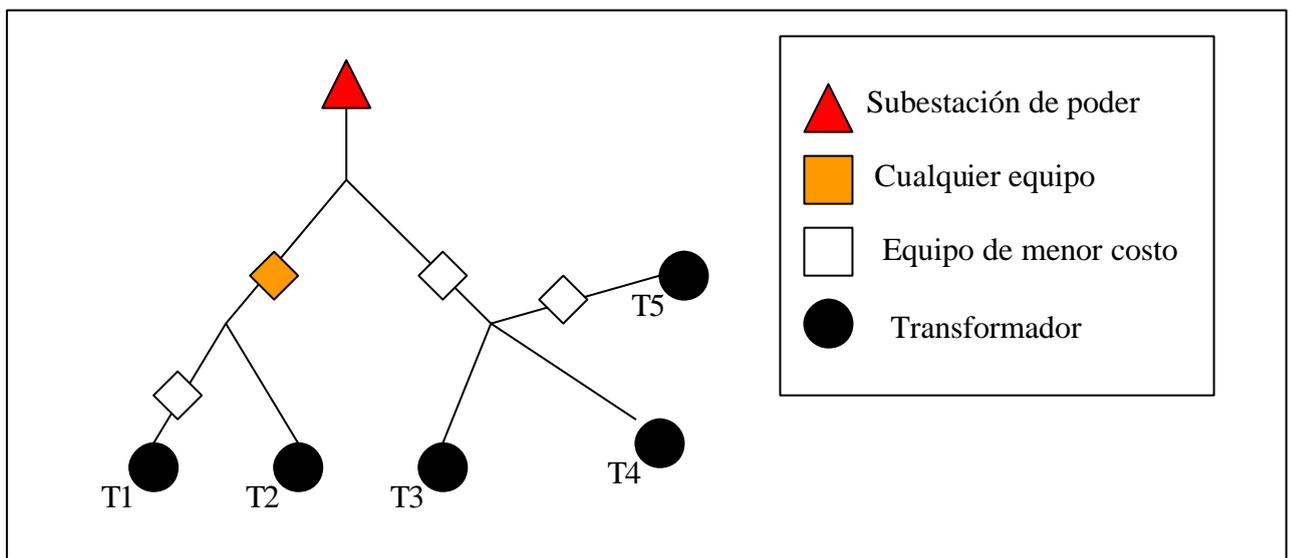


Figura 4.3. Red inicial antes de comenzar el algoritmo de recolocación.

Paso 1

Primero se deben retirar los equipos económicos de la red y ubicar marcas antes de las bifurcaciones siempre que no existan equipos de algún otro tipo que no sean baratos en ese lugar (no podrían haber de los más económicos pues se supone fueron sacados en el paso inmediatamente anterior), y esas marcas se definirán como equipos ficticios pues podría haber eventualmente un equipo en esa posición, pero obviamente no lo hay. Luego la red queda de la siguiente forma:

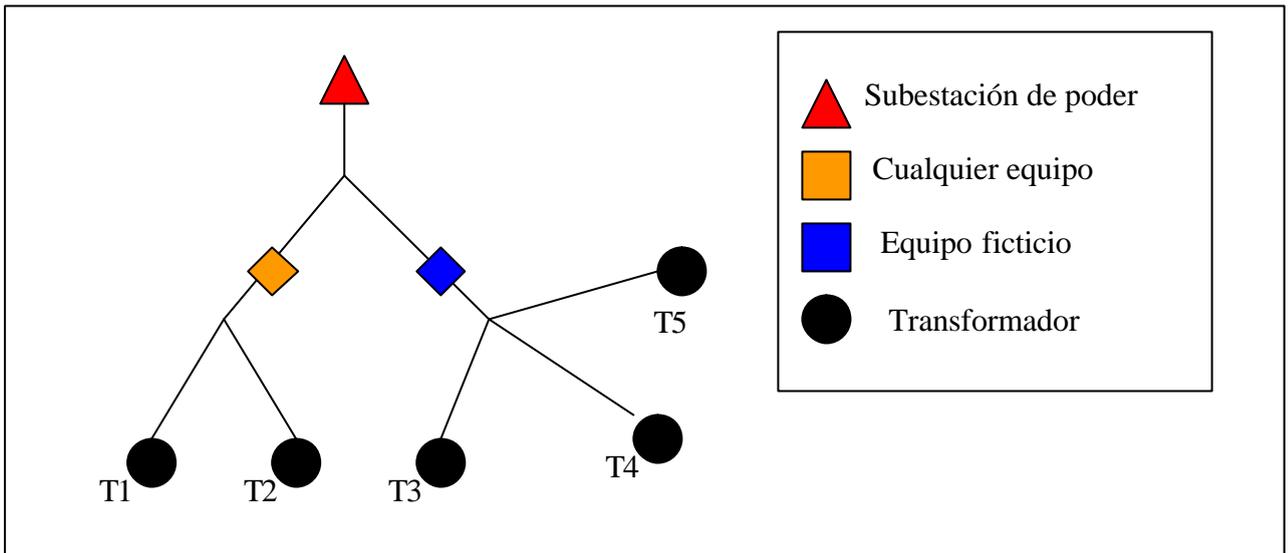


Figura 4.4. Configuración de la red luego del primer paso de recolocación.

Paso 2

Como se cuenta con fallas históricas, o con algún método que muestre la distribución de fallas en la red (Monte Carlo por ejemplo), y estas además se encuentran asociadas al transformador de distribución más cercano, se puede tener la tasa de fallas aproximada por transformador que representa cada cuanto tiempo hay una falla.

Luego para cada transformador se tendrá su propio I_i calculado como el número de fallas por año del transformador i divididos por las fallas totales en el mismo, más un delta que después se explicará el porque.

$$I_i = \frac{N^\circ \text{ de fallas al año del Trafo } i}{N^\circ \text{ de fallas totales al año}} \pm 0.01 \%$$

$$\text{Notar que } \sum_i I_i = 1 \quad (4.1)$$

Esta diferencia del 0.01% es porque no es posible que existan transformadores con cero fallas, pues siempre es probable que en el año se produzca una falla aunque históricamente no las hayan. Por lo anteriormente dicho se le asocia una muy baja probabilidad de falla para que se puedan distribuir bien los equipos en la recolocación.

Luego de calcular las tasas de fallas se realiza un ranking de impactos en la red con el alimentador de la figura 4.4. Este ranking tiene como parámetros principales la tasa de fallas y los KVA's indisponibles por la falla en el transformador i , por lo que siguiendo la figura 4.4 el ranking dado por la Tabla 4.1 será el siguiente:

Transformador	Número de impacto	Impacto
Transformador 1	Impacto 1	$I_1 \cdot (KVA_{Traf01} + KVA_{Traf02})$
Transformador 2	Impacto 2	$I_2 \cdot (KVA_{Traf01} + KVA_{Traf02})$
Transformador 3	Impacto 3	$I_3 \cdot (KVA_{Traf03} + KVA_{Traf04} + KVA_{Traf05})$
Transformador 4	Impacto 4	$I_4 \cdot (KVA_{Traf03} + KVA_{Traf04} + KVA_{Traf05})$
Transformador 5	Impacto 5	$I_5 \cdot (KVA_{Traf03} + KVA_{Traf04} + KVA_{Traf05})$

Tabla 4.1. Ranking de impacto de los equipos.

El algoritmo indica que de entrada se tienen además las posiciones y cantidad de equipos baratos, por lo que ahora se utilizan de la siguiente manera. Para el alimentador de la figura 4.3, se tienen 3 equipos de los económicos y las posiciones asociadas a los transformadores 1 y 5, y otro equipo en la bifurcación que llega a los transformadores 3,4 y 5. Para colocar los equipos asociándolos a cada transformador se ocupa la columna de impacto del ranking y el número de equipos de este tipo y se ocupa la función descrita en la ecuación 4.2:

$$\text{mayores } N \{ \text{impacto } i \} = \text{solucion } 1 \quad (4.2)$$

Donde,

N ; Es el número de equipos disponibles que son de un tipo económico.

i ; Es el número de posibilidades de ubicación, para obtener los impactos asociados a estas posibilidades.

Es decir, se escogen los 3 mayores impactos de la red y se colocan los 3 equipos cada uno asociado a un transformador. Suponiendo que los mayores impactos los tienen las fallas en los transformadores 1, 3 y 4, entonces la red quedaría de la siguiente forma:

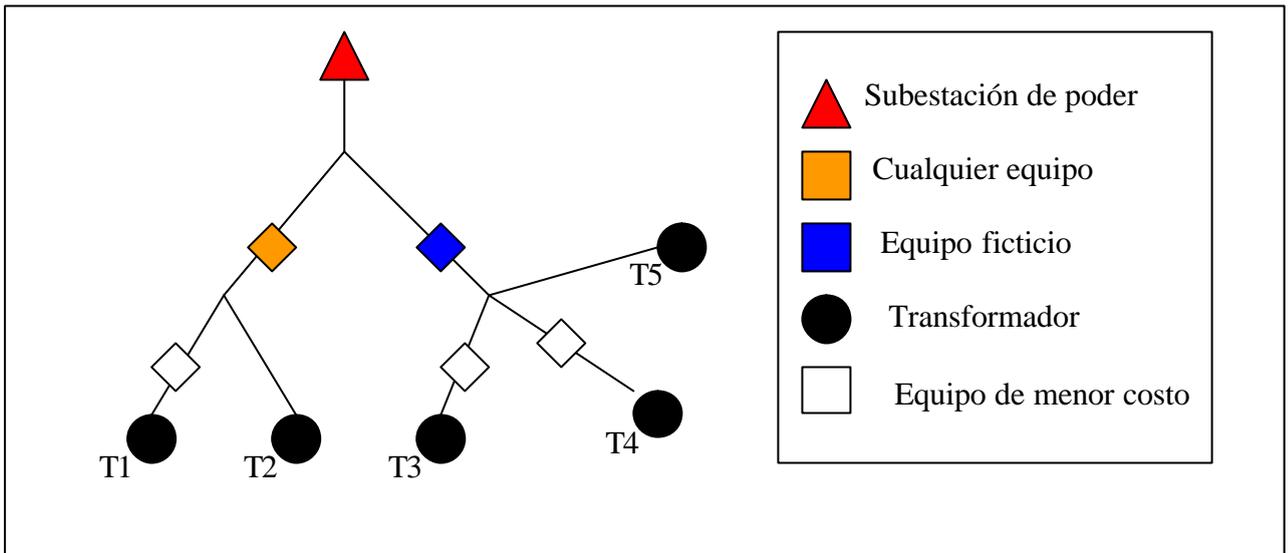


Figura 4.5. Configuración de la red luego del segundo paso de recolocación.

Luego de estos 2 pasos para el primer tipo de equipos se encuentra la primera solución calculando los índices de continuidad de la red, el precio de relocalizar los equipos y la energía no suministrada que se calculara simplificando el problema como el precio de la energía por la capacidad del transformador pensando que siempre este se encuentra operando a plena carga.

Paso 3

La siguiente solución se encuentra tomando el resto de los equipos sacándolos y guardándolos en espera a ser colocados, por lo que la red quedaría como se observa en la figura 4.6:

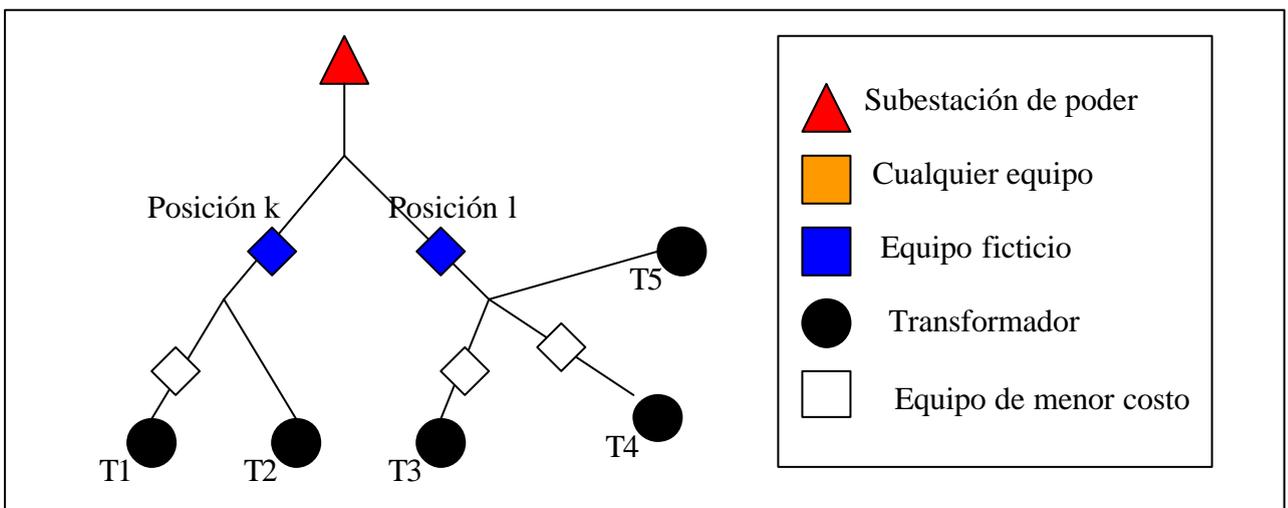


Figura 4.6. Configuración de la red luego de sacar los equipos a optimizar.

Por lo general, en los alimentadores de Santiago existen reconectadores para cada una de las ramás principales, o sea los equipos ficticios en un caso real serían reconectores para aislar las fallas pues cada rama concentra una alta densidad de carga, pero estos no se tomarán en cuenta para la optimización pues más que nada sirven de apoyo por si los equipos fallan y es demasiado costoso cambiarlos de posición, por lo que se debe pensar que los equipos ficticios serían cualquier tipo de equipos excepto reconectadores.

Para esta optimización se calcula la variación del TTIK, pues estos índices modelan la red completa de forma topológica como se explicó en el capítulo anterior. Por lo tanto se evalúan los costos que se describen en las ecuaciones (4.3) y (4.4).

$$C_k = \frac{\text{Costo de poner el equipo del tipo } l \text{ (de menor costo) en la posición } l}{\Delta TTIK} \quad (4.3)$$

$$C_l = \frac{\text{Costo de poner el equipo del tipo } l \text{ (de menor costo) en la posición } k + \text{Costo de cambiar de posición de } k \text{ a } l}{\Delta TTIK} \quad (4.4)$$

Además se les debe sumar el costo de energía no suministrada por cada posición en que este el equipo, sin colocar otro equipo, entonces la función objetivo será:

$$\text{Min}\{C_k + C_{ENS_{pos k}}, C_l + C_{ENS_{pos l}}\} = \text{solucion 2} \quad (4.5)$$

Luego de tener estas 2 soluciones dadas por las ecuaciones (4.2) y (4.5) se evalúa la función objetivo siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Solucion óptima} &= \text{Min}\{\text{Solucion 1}, \text{Solucion 2}\} \\ &= \text{Min}\left\{\frac{\text{Costo optimizacion 1} + \text{Costo de ENS 1}}{\Delta TTIK}, \frac{\text{Costo optimizacion 2} + \text{Costo de ENS 2}}{\Delta TTIK}\right\} \quad (4.6) \end{aligned}$$

Hay un detalle que se debe rescatar, que es si todos los transformadores, por ejemplo en la figura 4.5, T3, T4 y T5 tienen un equipo que los acota, el equipo ficticio de la posición 1 desaparece, por lo que el paso 3 terminaría de inmediato. Obviamente con una red de mayores proporciones no terminaría pues siempre hay menos equipos que transformadores en la red.

4.3. Inversión óptima para la integración de equipos.

En este apartado se presentará el método ocupado para el plan de integración de equipos en la red de media tensión, mostrando el algoritmo y pudiendo así entregar tendencias en las variaciones de los índices de continuidad de suministro.

4.3.1. Tipos de inversión en equipos de apertura.

Existen múltiples tipos de cálculo para la inversión óptima, pero en la literatura, antes de escoger algún método se debe tomar en cuenta:

- Número de equipos de apertura considerados: Se considera sólo un tipo de equipo a optimizar. Sin embargo, dependiendo de los requerimientos de la red, es que equipos deben agregarse.
- Alimentaciones alternativas: Este problema se toma aparte del problema de continuidad de suministro, pues pasa a ser más bien un problema de planificación de redes.
- Modelo de la red: Este problema se subdivide en dos partes, el tiempo de indisponibilidad y el costo de energía no suministrada (ENS)
 - Para el tiempo de indisponibilidad se tienen diversos modelos, como van desde un tiempo de reparación constante hasta el modelo de simulación real de reparación de fallas [2], que fue el escogido en este trabajo.
 - El costo de ENS, el cual se escogió un costo constante por los kW⁵ de demanda por el tiempo de interrupción o indisponibilidad.
- Modelo de la incertidumbre: El modelo escogido es de proceso de fallas histórico, del cual se obtiene de cierto modo una probabilidad real de falla, y un proceso del tiempo de reparación calculado de forma heurística, detallado en el Capítulo 3.

⁵ kW son los kiloWatts comprados en promedio por los clientes BT1, esta simplificación pues es a los clientes que mayoritariamente va dirigido este trabajo

- **Función objetivo:** En la literatura se encuentra por lo general una función objetivo que depende o de minimizar costos, o de minimizar algún índice de continuidad. En este trabajo se propone una función objetivo que no sobrepole⁶ la red de equipos de apertura, por lo que se minimiza el valor de los costos (de inversión y de energía no suministrada) dividido por la diferencia que existe entre el valor del índice FMIK de la solución N, con la de la solución N-1 al agregar a la red el n-esimo equipo.

4.3.2. Método de evaluación escogido

Para el plan de inversiones el algoritmo requiere la colocación anterior de equipos ficticios en la red, ya que se utilizan las posiciones de estos. En un comienzo los puntos marcados como ficticios en la red son los puntos cercanos a las bifurcaciones existentes tal como se explicó anteriormente en el apartado 4.2.

La optimización realizada entregará como resultado una nueva localización para cada uno de los equipos de la red inicial y de los equipos ficticios distribuidos en la etapa de creación de la red de media tensión, desde esta perspectiva, en la cual la red optimiza la localización de los equipos tanto los existentes como los ficticios, es como se plantea el problema a continuación.

En primer lugar se calcula el número de equipos ficticios existentes en la red, para luego realizar una evaluación técnica y económica de cada posición de este tipo de equipos, para esto se agregan equipos fusibles, que son los equipos mas económicos del mercado, y se por van agregando uno a uno en las posiciones marcadas, pasando por todas las posiciones de los equipos ficticios hasta encontrar el mejor resultado, el cual esta dado por la variación del índice de continuidad FMIK.

Luego al colocar al otro equipo, quedan menos posiciones para colocarlo, y se ocupa el mismo método hasta llegar al último. Con los datos adquiridos se puede crear una curva como en la figura 4.7, que en el eje Y tenga por valor la diferencia del índice de continuidad, y en el eje X tenga el costo de inversión más energía no suministrada. Luego se escoge el punto óptimo dado la ecuación 4.7.

⁶ Esto implica tener más equipos de los que se necesitan, pues la red podría estar llena de equipos en algún momento.

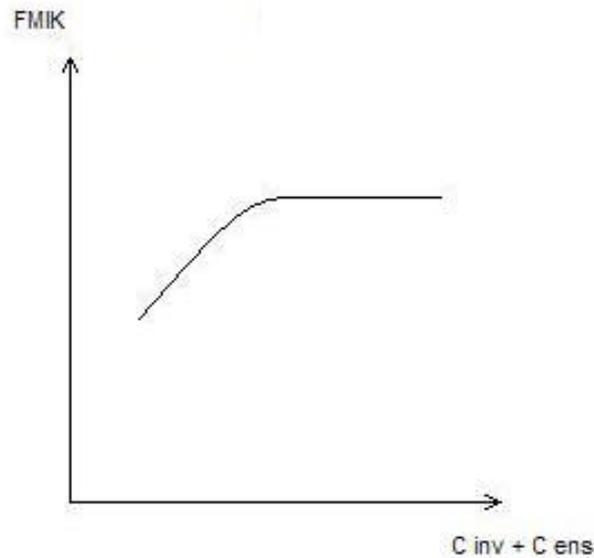


Figura 4.7. Curva resultante de la optimización de integración de equipos.

Por lo que la función a optimizar en este caso esta descrita por la ecuación 4.8

$$\text{Solucion óptima} = \text{Max}(\Delta \text{FMIK}) = \text{Max}\left\langle f\left(\text{Costo}_{\text{inversion} + \text{ENS}}\right) \right\rangle \quad (4.8)$$

Donde f se estima mediante el método de “prueba y error”, pues es una función discreta de pocos puntos por resolver, en cambio a medida que los puntos a resolver crecen (en este caso los equipos ficticios) es necesario tomar otras estrategias para enfrentar el problema, pues se debe evaluar el costo en tiempo de proceso en un computador y en resolver la ecuación no lineal que describe la función.

Al tomar el máximo de la cura descrita en la figura 4.7, se aprecia que existe varios optimos por lo que se escoge el minimo de ellos, en relación a los costos de inversión y de energía no suministrada.

En la figura 4.8 se realiza un esquema del algoritmo de inversión en equipos.

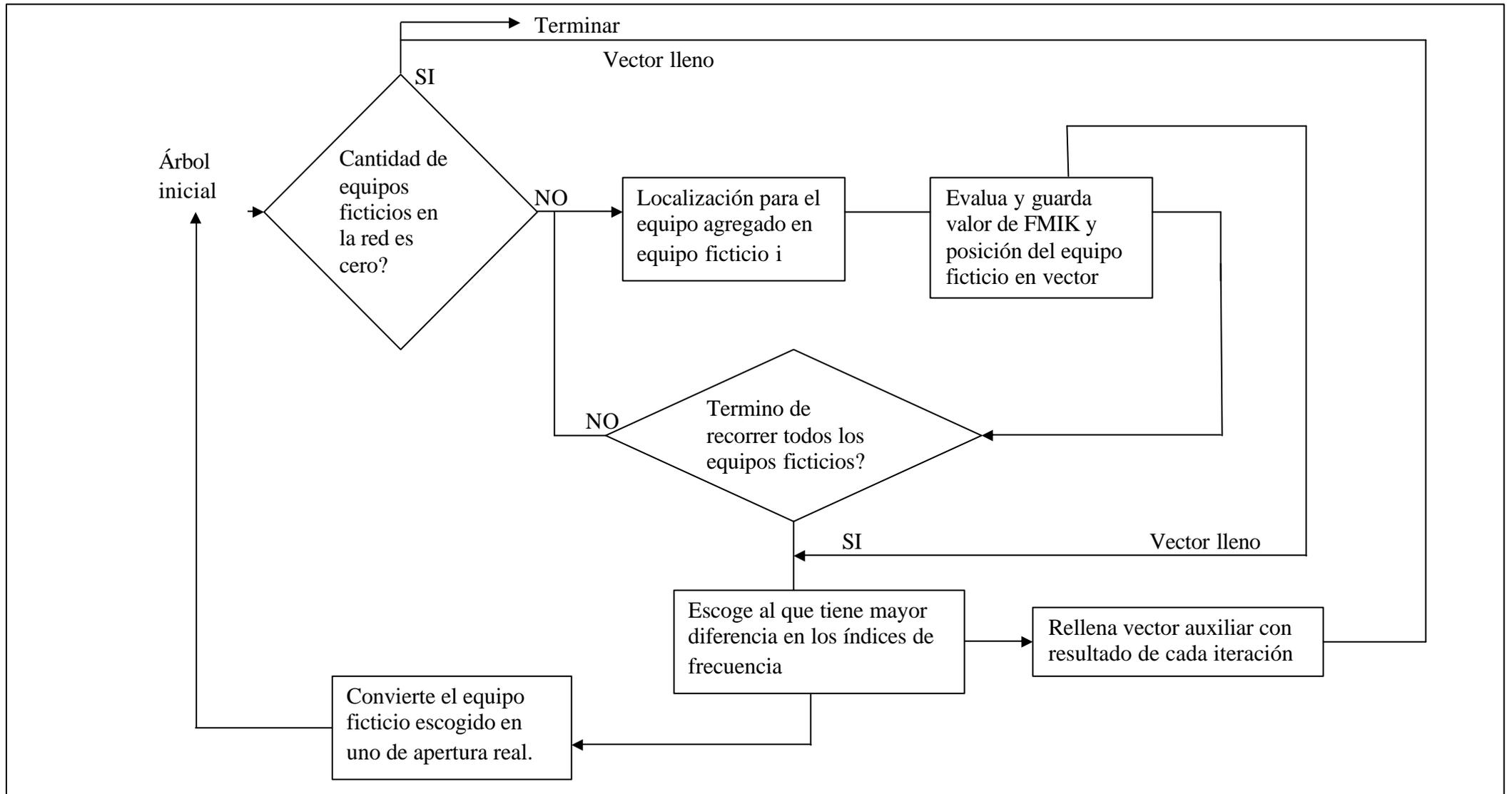


Figura 4.8. Esquema de algoritmo de integración de nuevos equipos.

Capítulo N°5

Aplicaciones

En este capítulo se entregarán resultados para dos alimentadores reales pertenecientes a Chilectra S.A, ellos son de características distintas para validar el modelo. Los resultados serán analizados en detalle a continuación.

5.1 Análisis de un alimentador rural.

El alimentador escogido es Batuco, ubicado principalmente en la comuna de Lampa, en la zona norte de la Región Metropolitana, el cual pertenece a la subestación primaria Batuco, perteneciente al sub-sistema de Subtransmisión del SIC 2.

La configuración del alimentador se caracteriza por ser rural, por ende tiene la gran mayoría de sus transformadores alejados de la estructura la subestación primaria tal como lo muestra la figura 5.1. El análisis se hace en base a que el alimentador tiene una extensión de 86,825 kilometros, con una cantidad de 226 equipos distintos y 328 transformadores.

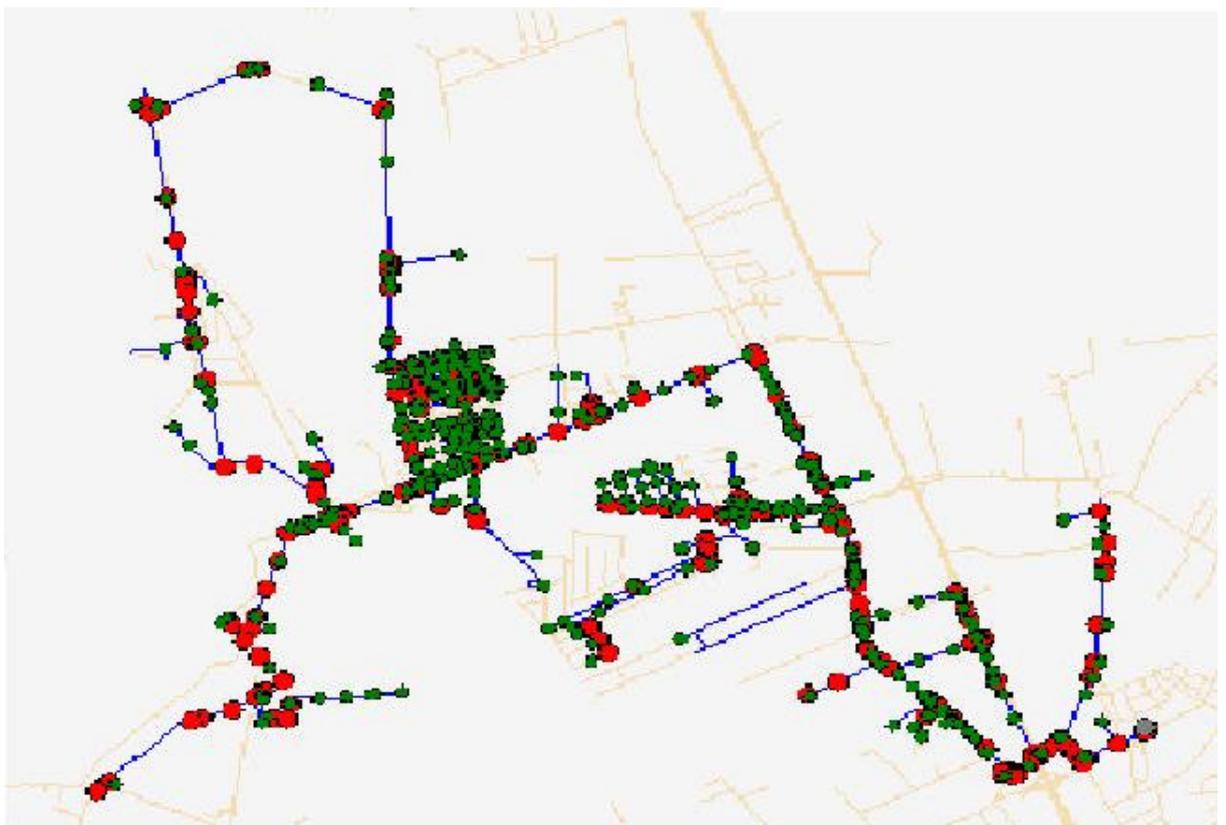


Figura 5.1. Alimentador Batuco.

Se aprecia en la figura 5.1 que los transformadores (en verde) están alejados de la subestación primaria (en gris) y existen transformadores alejados de centros urbanos.

Como se aprecia, para este alimentador se escogió la solución 1 del algoritmo entregado en el Capítulo 4 donde los equipos tipo 209 son fusibles.

El resultado se aprecia en la tabla N° xx, donde se encuentran los resultados de la optimización.

	FMIK	FMIT	TTIK	TTIT	CENS (CLP)
Real	3,63	3,59	146,03	147,45	6.549.149,26
Optmizacion	2,38	2,35	64,32	64,95	4.293.932

Tabla N° 5.1. Resultados optimización del alimentador Batuco.

El costo de la inversión en la relocalización de equipos es de aproximadamente 10.800.000 CLP, integrándose además 12 equipos desconectores de tipo automatico en 12 posiciones distintas del alimentador, pudiendo así tener un valor minimo de 2.400.000 CLP, si se integrarán solo desconectores fusibles.

Los resultados obtenidos tienen una variación del 35% en los índices de frecuencia y de un 65% en los temporales, esto se debe por el acotamiento a los transformadores que ocupa el algoritmo propuesto y además que las zona de recorrido y seccionamiento se acortan por estos equipos.

En los anexos A.6 se pueden apreciar la lista de posiciones y equipos relocalizados e instalados como resultado de la optimización.

5.2 Análisis de un alimentador urbano.

El alimentador escogido es Alaska, ubicado principalmente en la comuna de Cerrillos, en la zona centro-sur de la Región Metropolitana, el cual pertenece a la subestación primaria Pajaritos, perteneciente al sub-sistema de Subtransmisión del SIC 3.

La configuración del alimentador se caracteriza por ser urbana, por ende tiene una gran concentración de zonas de cargas residenciales la figura 5.2. El análisis se hace en base a que

el alimentador tiene una extensión de 27,417 kilómetros, con una cantidad de 153 equipos distintos y 251 transformadores.

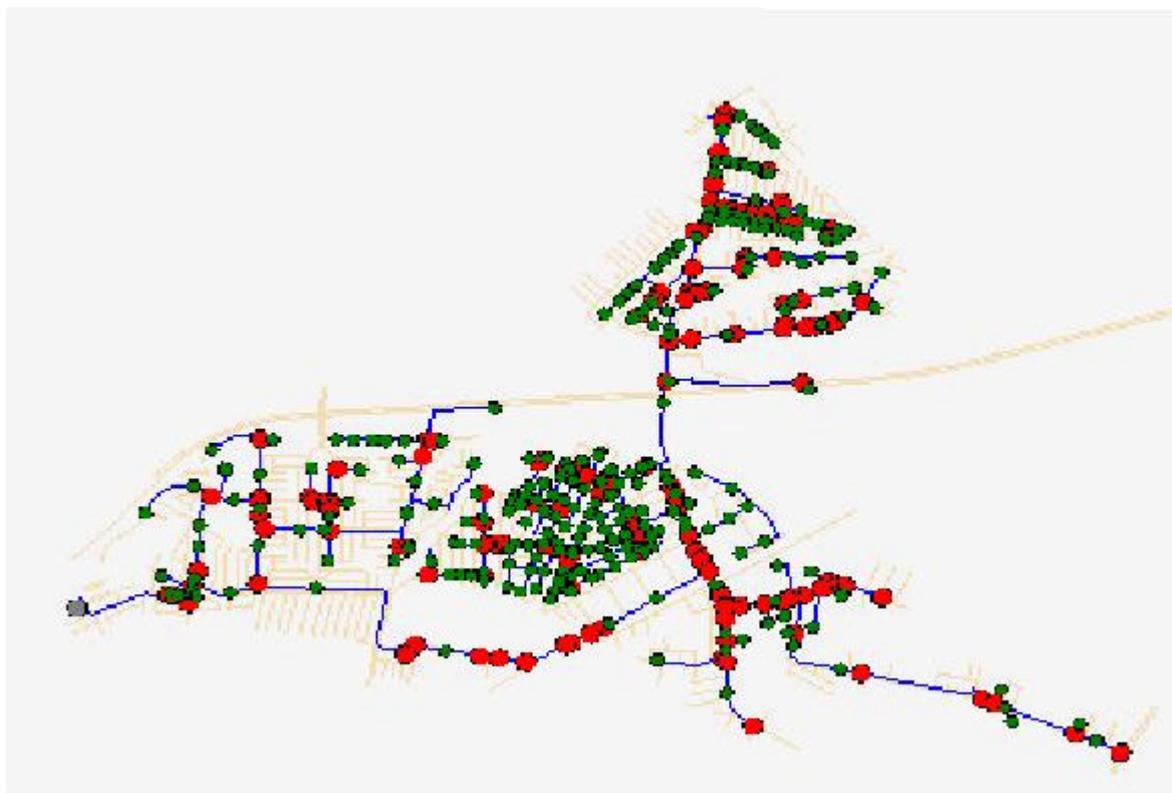


Figura 5.2. Alimentador Alaska.

Se aprecia en la figura 5.2 que los transformadores (en verde) están concentrando, formando grandes centros de carga, además con los pocos kilómetros existentes de red se aprecia que los transformadores están cerca de la subestación primaria (en gris) y existen realimentaciones dentro del mismo alimentador en las zonas de mayor concentración de transformadores.

El resultado se aprecia en la tabla N° xx, donde se encuentran los resultados de la optimización.

	FMIK	FMIT	TTIK	TTIT	CENS (CLP)
Real	2,01	2,12	33,62	37,95	4.158.423
Optmizacion	1,39	1.46	10,87	12,27	2.875.725

Tabla N° 5.2. Resultados optimización del alimentador Alaska.

El costo de la inversión en la relocalización de equipos es de aproximadamente 7.000.000 CLP, integrándose además 2 equipos desconectores de tipo automatico en 12 posiciones

distintas del alimentador, pudiendo así tener un valor mínimo de 400.000 CLP, si se integrarán solo desconectores fusibles.

Los resultados obtenidos tienen una variación del 30% en los índices de frecuencia y de un 32% en los temporales, comparativamente más baja la variación pues los alimentadores urbanos y más aún de la zona centro tienen una gran concentración de carga y muchas protecciones por lo mismo. A partir de esto, queda mucho más por hacer en los alimentadores rurales, aunque se complica por la gran cantidad de kilómetros que se deben recorrer entre un punto de carga y otro.

En los anexos A.5 se pueden apreciar la lista de posiciones y equipos relocalizados e instalados como resultado de la optimización.

Trabajos Futuros

Como continuación de esta memoria se pueden nombrar los siguientes temas, que por distintos motivos no pudieron ser implementados en el software, pero que si fueron nombrados en los capítulos.

En primer lugar, el tratamiento que se le dió a los datos que conforman al alimentador fue por el identificador asociado a los puntos geográficos existentes en las base de datos de tramos del alimentador. Si existiese la posibilidad que el alimentador no estuviese ordenado de forma tal que los identificadores no siguiesen el flujo de potencia que existe en las redes de media tensión, los resultados asociados no serían válidos para el alimentador en análisis, es por estose propone ordenar el alimentador según las coordenadas geográficas directamentes, y crear un alimentador virtual, trazado por las coordenadas del alimentador real, y que pudiesen ser comparados por un flujo de potencia, y analizar cuantitativamente las diferencias que pudiesen existir entre los alimentadores real y virtual, por lo que se podría concluir el ordenamiento de los datos, a este algoritmo se le podría calificar como un pre-ordenamiento.

Otro tema importante que se propone en distintas publicaciones es el trato que se le da a las alimentaciones alternativas existentes en los puntos de la red, esto es tanto para las alternativas que pueden existir dentro del mismo alimentador, pudiendo asi realizar respaldos de energía con el mismo alimentador, o simplemente alimentaciones alternativas desde otros alimentadores cercanos al alimentador en análisis. Este tema es en especial complejo, pues se debe dimensionar desde el tipo de conductor hasta realizar la evaluación económica costo-beneficio entre el costo que tendrá la línea adicional a la red y el beneficio en la continuidad de suministro que se obtendrá como resultado.

Para finalizar, un tema que modela la red de media tensión de forma aún mas real, y es que las fallas que se entregan como dato y además de forma puntual (se entrega la falla asociada al transformador mas cercano) se transforme por medio de datos históricos más fidedignos en distribuciones de probabilidad de fallas en la red y que se puedan realizar modelos probabilísticos de fallas por tramo y no por transformador, con lo que se podría concluir de una forma realista y sencilla cuales son los tramos conflictivos en fallas y cuales serían las medidas a tomar para disminuir los impactos de fallas en el alimentador en cuestión.

Conclusiones

El modelo dinámico es lo principal de este trabajo para obtener los resultados esperados en las demás etapas. Este modelo representa fielmente la topología del alimentador, pudiendo así poder realizar todos los cálculos necesarios en base a la construcción de los tramos de línea de forma virtual. La restricción más importante para la validez de este modelo es que los datos del archivo de tramos de línea deben estar dispuestos de forma que sigan el flujo de energía a través del alimentador, sino los resultados no concordarían con la realidad.

Otra virtud de este modelo es que se le pueden crear más puntos, solo cambiando un par de parámetros, así poder representar la red tan real como lo quiera el usuario. Así será posible representar fallas casi en la localidad exacta en que ocurrió. Claramente se gana mucho en representación real, pero se pierde tiempo a la hora de hacer los cálculos, y podría no ser rentable tener una CPU solamente para el cálculo de lo que se propone en esta memoria.

El modelo real de los índices de continuidad son óptimos, ya que resulta dar resultados muy parecidos a los históricos, aunque se deben tomar en cuenta los cambios de un año a otro en la red y además que al momento de ingresar las fallas al archivo Excel también es posible equivocarse en las cifras. El modelo representa realmente como ocurre una falla, ya que al momento de producirse la avería se busca el equipo aguas arriba más cercano y desde ahí se calculan los KVA's y transformadores interrumpidos a causa de la falla en cuestión.

El modelo de tiempos de reparación tiene asociado todos los tiempos reales que transcurren en el proceso de reparación. Muestran además que solo con datos históricos y variables topológicas es posible acercarse al tiempo de reparación actual de la red. Esto gracias a que la falla se asocia al transformador, en caso contrario se debe agregar la restricción que en caso de producirse una falla en cualquier parte de la línea ese punto pase a ser un elemento de la red también, para poder obtener los tiempos asociados.

El algoritmo de posicionamiento óptimo de equipos está ligado completamente al de inversiones, pues el resultado del posicionamiento entrega los equipos ficticios, o posiciones que en el algoritmo de inversiones es necesario colocar. El posicionamiento se produce acotando la falla, luego si la falla estuviera asociada a cualquier punto de la red, para que fuera posicionamiento óptimo, sería interesante asociar a este algoritmo otro algoritmo de enmallado de redes para así poder optimizar de forma completa la red.

El algoritmo de posicionamiento, al entregar las posiciones de los equipos ficticios, ayuda a no sobrepoblar la red de equipos, pues como la primera etapa acota los lugares (o en este caso, dada la simplificación, los transformadores) de falla, al momento de agregar más equipos a la red, la variación del índice no se produce, pero si sube el costo de inversión, y como la función objetivo es la descrita en la ecuación (4.6) entonces el mínimo será la mayor variación del índice con el menor costo total⁷ asociado.

⁷ Costo total = Costo de inversión + Costo de energía no suministrada

Bibliografía

- [1] Ministerio de Minería. “Decreto Supremo 327, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos”. 1997.
- [2] Tesis doctoral “Calidad del Servicio, Regulación y optimización de inversiones” Juan Rivier Abbad, 1999.
- [3] “Distribution system reliability indices”, IEEE. Vol 4, N° 1, R. Billinton, 1989.
- [4] Manual de usuario, ArcView 3.1.
- [5] "Construcción de Software Orientado a Objetos", B. Meyer, 2º edición.
- [6] “Óptimal switching device placement in radial distribution assessment”, IEE Vol.11, N° 3. Billinton, R. Jonnavithula, 1996.
- [7] Tesis doctoral “Modelo de cobertura geográfica de una red de distribución de energía eléctrica” Jesús Peco, 2001.
- [8] Decreto con Fuerza de Ley N° 1, 1982.
- [9] IIT-ERZ, “Sistemas de localización y seccionamiento del tramo con avería en redes MT” Informe N° 2 del proyecto PIE 132264, ERZ 1992.
- [10] “Demand-side optimal selection of switching devices in radial distribution system planning”. P. Wang and R. Billinton, 1998.
- [11] Norma técnica de seguridad y calidad de servicio, Enero 2006.
- [12] “Reliability evaluation of power systems”, R. Billinton and R. N. Allan, Pitman Books, 1984.
- [13] “Introducing Custom Power”, IEEE Spectrum, N. G. Hingorami, 1995
- [14] “Optimal distribution substation and primary feeder planning via the fixed charge network formulation”. D. Sun, D. Farris, P. Cote, R. Shoults, and M. Chen, 1982.

- [15] “A Monte Carlo simulation approach to the reliability modeling of generation systems recognizing operation considerations” IEEE Trans. Power Systems, N° 3, A. Patton and J.H. Blackstone, 1988.
- [16] “Power system reliability assessment – A conceptual and historical review” Elsevier Science Limited, Reliability Engineering and System Safety, N° 46, R.N. Allan, 1994.
- [17] “Reliability indices of a radial distribution system with sectionalizing as a function of network structure parameters” Elsevier Science Limited, Electric Power Systems Research N° 36, G. Levitin, S. Mazał-Tov and D. Elmakis, 1996.
- [18] “Automated primary distribution system design: reliability and cost optimization”, IEEE Transactions on Power Delivery, R.E. Brown, S. Gupta, R.D Christie, S. Vankata, R. Fletcher, 1997.

Anexos

A.1. Formulación matricial de las indisponibilidades

Existen 2 tipos de información en la red, la intrínseca que describe características propias del alimentador como los históricos de fallas, o las longitudes de cada tramo de línea o tasa de fallas, y la información dependiente de los equipos instalados en el alimentador y modela los parámetros de importancia para el cálculo de indisponibilidades.

A.1.1. Información intrínseca de la red

Los parámetros obtenidos a través de esta información son vectores de $n \times 1$ donde cada uno de los elementos del vector son tramos de líneas que en su cabecera tienen un equipo de apertura ya sea manual o automático. Estos parámetros son:

- I : Tasa de fallas de cada tramo del alimentador
- Longitud: longitudes en kilómetros de cada tramo del alimentador.
- Equipos: orden en que se encuentran los aparatos de apertura que están instalados en la red.
- T_{avi} : tiempo de aviso en horas de cada tramo del alimentador.
- T_{acc} : tiempo de acceso en horas de cada tramo del alimentador.
- T_{rep} : tiempo de reparación en horas de cada tramo del alimentador.
- V_{loc} : velocidad de paso por el alimentador, según la ley de tránsito es 60 km/hr la velocidad máxima.
- V_{rec} : velocidad de recorrido por la zona con falla.

A1.2. Información topológica

Esta información toma los datos necesarios para saber que influencia tienen los equipos de apertura en el alimentador, por lo que cualquier cambio en la red estas matrices también deben cambiar.

La información recogida se organiza en distintas matrices las cuales se definieron en cada una de las zonas del Capítulo 3. Para cada tipo de zona existente (de recorrido, teleseñalizadas, de aislamiento manual, de aislamiento automático), se crea una matriz que indica a que zona pertenece cada elemento. Estas matrices son las siguientes:

- ZR: matriz de dimensión (k,n), donde k es el número de zonas de recorrido y n es el número de elementos del alimentador.

$$zr_{ij} = 1 \quad ; \text{ elemento } j \text{ pertenece a la zona de recorrido } i.$$

$$zr_{ij} = 0$$

; elemento j no pertenece a la zona de recorrido i.

- ZT: matriz de dimensión (l,n), donde l es el número de zonas de teleseñalizadas y n es el número de elementos del alimentador.

$$zt_{ij} = 1 \quad ; \text{ elemento } j \text{ pertenece a la zona teleseñalizada } i.$$

$$zt_{ij} = 0$$

; elemento j no pertenece a la zona teleseñalizada i.

- ZAA: matriz de dimensión (r,n), donde r es el número de zonas aislamiento automático y n es el número de elementos del alimentador.

$$zaa_{ij} = 1 \quad ; \text{ elemento } j \text{ pertenece a la zona de aislamiento automático } i.$$

$$zaa_{ij} = 0$$

; elemento j no pertenece a la zona de aislamiento automático i.

- **ZAM:** matriz de dimensión (s,n), donde s es el número de zonas aislamiento manual y n es el número de elementos del alimentador.

$z_{am_{ij}} = 1$; elemento j pertenece a la zona de aislamiento manual i.

$z_{am_{ij}} = 0$; elemento j no pertenece a la zona de aislamiento manual i.

En un segundo grupo de matrices se encuentran las matrices que describen las relaciones y dependencias entre las zonas de aislamiento.

- **q:** matriz de dimensión (r,r) donde r es el número de zonas de aislamiento automático. Esta matriz sirve para saber a que zonas afecta una determinada falla.

$q_{ij} = 1$; una falla en la zona j afecta a la zona i.

$q_{ij} = 0$; una falla en la zona j no afecta a la zona i.

- **f:** matriz de dimensión (s,s) donde r es el número de zonas de aislamiento manual. Esta matriz indicar a que zonas afecta el tiempo de reparación de una falla en una de ellas, o mejor dicho a que zonas no se puede aislar manualmente de una falla ocurrida en una de ellas.

$f_{ij} = 1$; una falla en la zona j afecta a la zona i.

$f_{ij} = 0$; una falla en la zona j no afecta a la zona i.

Por ultimo, están las matrices que entregan información más específica y son necesarias en el cálculo de las indisponibilidades.

- **ZTLOC:** matriz de dimensión (l,n) donde l es el número de zonas teleseñalizadas y n el número de elementos del alimentador. Esta matriz cumple la función de indicar que elementos están dentro de una zona

teleseñalizada. Esta matriz se ocupa en el cálculo del tiempo de localización asociado a cada zona teleseñalizada.

$ztloc_{ij} = 1$; el elemento j de la zona teleseñalizada i esta entre elementos de señalización local internos a la zona.

$ztloc_{ij} = 0$; el elemento j de la zona teleseñalizada i no esta entre elementos de señalización local internos a la zona.

- Vta: vector de dimensión s, siendo s el número de zonas de aislamiento manual de la red. Este vector muestra que zonas tienen tiempo de seccionamiento distinto de cero.

$vta_{ij} = 1$; la zona de aislamiento manual i tiene un tiempo de aislamiento distinto de cero.

$vta_{ij} = 0$; la zona de aislamiento manual i tiene un tiempo de aislamiento igual a cero.

En estas matrices esta toda la información necesaria para calcular las indisponibilidades de cada elemento del alimentador.

A.2. Calculo de indisponibilidades

Tal como se definió en el Capítulo 3, la indisponibilidad total de cada elemento esta dada por la ecuación (A.1)

$$I = I_{AVI} + I_{ACC} + I_{LOC} + I_{REC} + I_{SEC} + I_{REP} \quad (A.1)$$

Para poder obtener las indisponibilidades se utilizaran operaciones matemáticas de multiplicación y división elemento a elemento. Las operaciones tendrán los siguientes símbolos:

- ⊗ Multiplicación de vectores o matrices elemento a elemento para tener como resultado un vector o una matriz correspondientemente. Para la multiplicación estándar de vectores o matrices, se utilizara el símbolo estándar “x”.
- ÷ División de vectores o matrices elemento a elemento.

A2.1. Subindisponibilidad de aviso

Esta subindisponibilidad definida en el Capítulo 3 tiene un parámetro topológico, en forma matricial este se escribe:

$$I_{AVi} = \left((\mathbf{I} \otimes t_{AVi}) \times A \right)^t \quad (\text{A.2})$$

Donde A es una matriz de (n,n) con:

$a_{ij} = 0$; existe un reponedor automático para i cuando hay una falla en j, o existe un equipo teleseñalizado aguas arriba de j.

$a_{ij} = 1$; resto de los casos.

Esta matriz se calcula utilizando las matrices base de la siguiente forma :

$$A = B \otimes t_{aa} \quad (\text{A.3})$$

Donde t_{aa} es un vector fila igual a la primera fila de la matriz ZT, este indica con un 1 los elementos que pertenecen a la primera zona teleseñalizada, y que por lo tanto no tienen teleseñal aguas arriba.

La matriz B de dimensión(n,n) se calcula:

$$B = ZAA^t \times q \times ZAA \quad (\text{A.4})$$

Donde la matriz B nos indica:

$b_{ij} = 0$; existe un reponedor automático para i cuando hay una falla en j.

$b_{ij} = 1$; resto de los casos.

A2.2. Subindisponibilidad de acceso

Esta subindisponibilidad definida en el Capítulo 3 se describe en forma matricial como lo indica la ecuación (A.5):

$$I_{ACC} = B \times IZT \times zt_{ACC} \quad (A.5)$$

Donde B fue descrita en la ecuación (A.4), la matriz IZT es de dimensión (n,l) y el vector zt_{ACC} de dimensión l, siendo l el número de zonas teleseñalizadas del alimentador.

La matriz IZT recoge en cada columna las tasas de fallas de los elementos que pertenecen a esa zona teleseñalizada. Esta matriz está dada por la ecuación (A.6):

$$IZT = ZT' \otimes I \quad (A.6)$$

Donde I se multiplica elemento a elemento con cada columna de la matriz ZT transpuesta.

El vector zt_{ACC} o vector de tiempos de acceso a las zonas teleseñalizadas requiere unos cálculos más elaborados. Se supone que al ocurrir una falla en el alimentador el centro de control mandara a la zona teleseñalizada más cercana de la falla. Por lo tanto el modelo de este tiempo es de:

$$zt_{ACC} = \min_{a=0} \sup_{a=0} (ZT \otimes sen \otimes t'_{ACC}; ZT \otimes t'_{ACC}) \quad (A.7)$$

Donde sen es un vector fila de dimensión n que indica los elementos que tienen algún equipo de señalización local como señalizadores o protecciones.

A2.3. Subindisponibilidad de localización

Esta subindisponibilidad definida en el Capítulo 3, que es cuando la brigada ya ha llegado a la zona teleseñalizada y comienzan a reducir el espacio de la falla se describe en forma matricial como lo indica la ecuación (A.8):

$$I_{LOC} = B \times IZT \times zt_{LOC} \quad (A.8)$$

Donde B y IZT fueron descritas en las ecuaciones (A.4) y (A.6), y zt_{LOC} es un vector de dimensión 1, siendo este el número de zonas teleseñalizadas del alimentador. Luego zt_{LOC} queda dada por:

$$zt_{LOC} = ZTLOC \times \left| \frac{1}{2} longitud \div v_{LOC} \right| \quad (A.9)$$

A2.4. Subindisponibilidad de recorrido

Esta subindisponibilidad definida en el Capítulo 3, que es cuando la brigada ya ha reducido el lugar de la falla y la empieza a buscar, se describe en forma matricial como lo indica la ecuación (A.8):

$$I_{REC} = C \times ((ZR \times I) \otimes (ZR \times t_{REC})) \quad (A.10)$$

Donde ZR y I ya son conocidas, C es una matriz (n,k) y t_{REC} es un vector de dimensión n , siendo k el número de zonas de recorrido y n el número de elementos en el alimentador.

La matriz C indica cuanto y como se ven afectados los elementos por las fallas ocurridas en cada zona de recorrido::

$$c_{ij} = 0 \quad ; \text{ una falla en la zona } j \text{ no afecta al elemento } i.$$

$c_{ij} = 1$; resto de los casos

Y se calcula como

$$C = \text{norm}(B \times ZR^t) \quad (\text{A.11})$$

Donde norm() se define como que todos los elementos no nulos de la matriz pasen a valer 1.

El vector t_{REC} indica el tiempo que se tarda en recorrer cada elemento y se calcula:

$$t_{REC} = \frac{1}{2} \text{longitud} \div v_{REC} \quad (\text{A.12})$$

A2.5. Subindisponibilidad de seccionamiento

Esta subindisponibilidad definida en el Capítulo 3, que es cuando la brigada comienza a aislar la falla, se modela matricialmente como lo indica la ecuación (A.13):

$$I_{SEC} = B \times IZAM \times t_{SEC} \quad (\text{A.13})$$

Donde B es conocida, $IZAM$ se calcula en la ecuación (A.14)

$$IZAM = ZAM^t \otimes I \quad (\text{A.14})$$

Y t_{SEC} se calcula como:

$$t_{SEC} = \left(ZAM \times \left| \frac{1}{2} \text{longitud} \div v_{LOC} \right| \right) \otimes vta \quad (\text{A.15})$$

El vector vta se dedica a anular el tiempo de seccionamiento en las zonas que no se puede seccionar manualmente.

A2.6. Subindisponibilidad de reparación

La ultima de las subindisponibilidades que modelan el tiempo de reparación, se repara la falla y vuelve el suministro se modela de la siguiente forma:

$$I_{REP} = D \times (\mathbf{I} \otimes t_{REP}) \quad (\text{A.16})$$

Donde D es de dimensión (n, n) e indica los elementos que afectan a cada elemento mientras se esta reparando una falla.

$d_{ij} = 0$; una el tiempo de reparación de una falla en el elemento j no afecta al elemento i .

$d_{ij} = 1$; resto de los casos.

Esta matriz se obtiene:

$$D = ZAM' \times f \times ZAM \quad (\text{A.17})$$

A.3. Construcción de matrices topológicas.

Para construir las matrices topológicas del alimentador se propone un método recursivo en el cual se debe ir y volver, desde la Subestación de poder hasta el último nodo del alimentador.

Ahora se definen las matrices base del cálculo de las subindisponibilidades[2]:

A3.1. Matrices ZXX

Las cuatro matrices ZR, ZT, ZAA y ZAM indican a que zona pertenece cada elemento.

La construcción de estas matrices solo requiere que el método recursivo avance hasta el ultimo elemento sin volver a subir. Cada vez que se avanza se pregunta el tipo de equipo que es, si corresponde al tipo del cual se esta construyendo la matriz se crean una nueva fila y se

van agregando los 1 hasta que aparece una nueva zona del tipo requerido, y luego se rellena con ceros.

Seudo-Código:

Int númeroEquiposX = BaseDatos equipo. ContarEquipos del tipoX();

MatrizEquiposX = CreaMatrizVacia(númeroEquiposX , n);

MatrizAsociada=CearMatrizVaciadeDIM(2,n).RellenarColumna(2)ConTodosLosEquiposDelAlim;

Vector Equipos (Como toma el método a los equipos dispuestos en la red, por lo que siempre tiene el mismo índice)

Recursion:

Toma Equipos de la columna 2 de matriz asociada;

Se devuelve por el alimentador hasta encontrar al primer equipo del tipo X;

Coloca en Matriz Asociada[equipo de tipo X encontrado aguas arriba, equipo tomado de columna 2 de matriz asociada];

Hasta que termine columna2 de matriz asociada;

Retorna matriz asociada

Fin Recursion;

Rellena Matriz Equipos X:

For hasta el final de los equipos{

Avanza por el alimentador hasta encontrar el primer equipo del tipo X

Coloca en la primera fila de MatrizEquipoX

Busca en la MatrizAsociada a todos los elementos y les coloca 1 dependiendo en la posición en que esten en el vector de equipos,

Resto rellena con cero;

}

Fin Rellena Matriz Equipos X

A3.2. Vector vta

Este vector recoge el hecho de tener un tiempo de seccionamiento distinto de cero. Las reglas para rellenarlo son las siguientes:

Bajando por el alimentador

Mientras se baja y se encuentra una nueva zona se añade un elemento al vector, este será 1 si el equipo cabecera es un seccionador y 0 si es protección.

Subiendo por el alimentador

Cuando se vuelve deben actualizarse los elementos correspondientes según la bandera colocada si aguas abajo tiene alimentación alternativa y si es manual o automática. El valor se actualiza de la siguiente forma:

- Equipo frontera es seccionador, debe ponerse un 1 si la bandera alimentación alternativa, ya sea automática o manual.
- Equipo frontera es un protección, debe ponerse a 1 si la bandera indica que hay alimentación alternativa manual.

No se modifica el resto.

A3.3. Matriz ZTLOC

Esta matriz indica los elementos internos de una zona teleseñalizada, esto quiere decir que es necesario que el elemento terminal de esta zona sea un equipo teleseñalizado o un protección. Se debe crear inicialmente una fila con tantos elementos tenga el alimentador y siendo cada índice de este vector el subíndice de recorrido del método recursivo para mantener el orden de llenado.

Cada vez que se encuentra una nueva zona se debe crear un nuevo vector auxiliar con todos sus elementos en cero. A medida que se avanza en las zonas se deja en cero hasta que se encuentra un equipo protección o teleseñalizado, desde ahí se van pasando a 1 los elementos del vector auxiliar correspondientes a los elementos por los que se va pasando. Si no se encuentra ningún equipo de los señalados anteriormente se vuelven a cero todos los elementos y se pega en el vector inicial de la matriz, si se encontrase un equipo protección o teleseñalizado que termine la zona se debe crear una nueva fila en la matriz final y se colocan los 1 en los subíndices correspondientes por los cuales se ha pasado en el recorrido.

Si existiese un equipo protección o teleseñalizador en el alimentador, entonces esta matriz es un vector de dimensión n con solo ceros.

A3.4. Matrices q y f

Estas matrices indican la dependencia entre las zonas de aislamiento. Las 2 matrices se construyen igual solo que las zonas cambian dependiendo si con de aislamiento manual o automático.

La forma de construirlas es la siguiente:

- Si se encuentra una nueva zona, se aumenta la matriz en 1 columna y 1 fila.
- La diagonal es siempre igual a 1.
- La matriz triangular superior es siempre 0.
- Los valores de la triangular superior se rellenan al ir subiendo por el alimentador, o sea devuelta en el método recursivo. Las reglas de llenado son las siguientes:

○ La zona j de la que se viene devuelta tiene alimentación alternativa:

En la columna i a la que se llega se ponen todos los elementos pendientes de rellenar en 0 a partir de la fila correspondiente a la zona de la que se viene hasta el final. También se ponen a cero todas las filas correspondientes las zonas afectadas.

○ La zona j de la que se viene no tiene alimentación alternativa:

En la columna de la zona i a la que se llega, se ponen a 1 todos los elementos pendientes de rellenar de las columnas intermedias a partir de la fila correspondiente a la zona de la que se viene hasta el final.

o Todo el resto de los elementos pendientes por rellenar se ponen a cero.

A continuación se presentara un ejemplo sin limitaciones de alimentación alternativa, siguiendo el esquema de la figura A.1, que ya tiene las zonas de aislamiento determinadas.

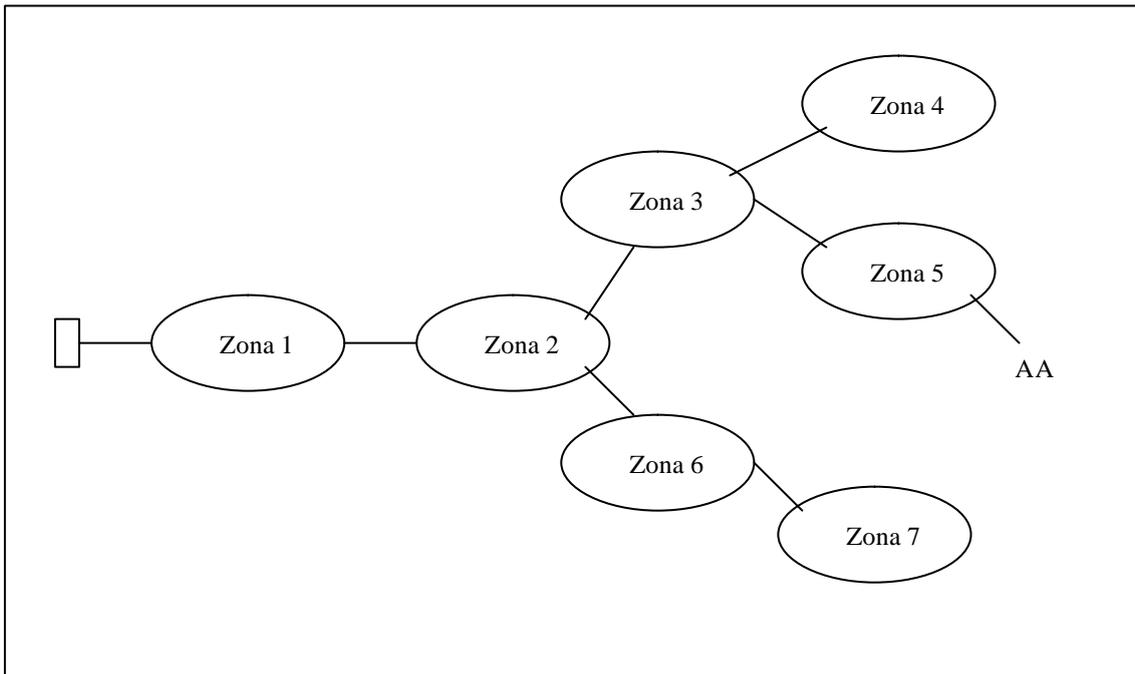


Figura A.1. Alimentador con zonas de aislamiento manual o automática ya definidas.

A continuación se describe como queda una matriz de aislamiento, paso a paso, siguiendo la figura A.1.

Ejemplo (sin limitaciones de alimentación alternativa)

1. Se inicia en la zona 1, con una matriz de dimensión (1,1).

[1]

2. Se avanza a la zona 2 y se aumenta una fila y una columna con la matriz triangular superior igual a 0 y la diagonal igual a 1.

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 \\ & 1 \end{bmatrix}$$

3. Se avanza a la zona 3 y se repite el paso anterior.

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ & 1 & 0 \\ & & 1 \end{bmatrix}$$

4. Se avanza a la zona 4 y se repite el paso anterior.

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ & 1 & 0 & 0 \\ & & 1 & 0 \\ & & & 1 \end{bmatrix}$$

5. La zona 4 no tiene ningún hijo, con lo que se vuelve a la zona 3. Como no tiene alimentación alternativa se llena de 1 desde la columna a la que se llega (zona 3) los elementos pendientes a partir de la fila 4.

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ & 1 & 0 & 0 \\ & & 1 & 0 \\ & & & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

6. Se pasa a la zona 5 y se repite el paso 2.

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & 1 & 0 & 0 & 0 \\ & & 1 & 0 & 0 \\ & & & 1 & 1 & 0 \\ & & & & & 1 \end{bmatrix}$$

7. La zona 5 no tiene hijos pero tiene alimentación alternativa, con lo que desde la columna de la zona a la que se llega (zona 3), se rellena con 0 todos los elementos pendientes de rellenar a partir de la fila de la zona de la que se viene (zona 5). También se ponen a cero todos los elementos de la fila correspondiente a la zona de la que se viene.

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & 1 & 0 & 0 & 0 \\ & & 1 & 0 & 0 \\ & & & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

8. Como ya se recorrieron todos los hijos de la zona 3, se vuelve a la zona 2. La zona 3 tiene alimentación alternativa (a través de la zona 5), con lo que se rellenan en la columna de la zona a la que se llega (zona 2) todos los elementos pendientes a partir de la fila de la zona de la que se viene (zona 3). Además se rellenan de ceros todas las filas de las zonas que se ven afectadas por la zona de la que se viene (zonas 3 y 4 cuyas filas tienen un 1 en la columna correspondiente a la zona de la que se viene, zona 3)

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

9. Se pasa a la zona 6 y se repite el paso 2.

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ & & & & & 1 \end{bmatrix}$$

10. Se pasa a la zona 7. por lo que la matriz nuevamente aumenta de dimensión.

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ & & & & & 1 & 0 \\ & & & & & & 1 \end{bmatrix}$$

11. La zona 7 no tiene hijos, por lo que vuelve a la zona 6. La zona 7 no tiene alimentación alternativa por lo que se rellenan con 1 todos los elementos pendientes de rellenar de la columna correspondiente a la zona a la que se llega (zona 6), a partir del elemento correspondiente de la que se viene devuelta (zona 7).

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ & & & & & 1 & 0 \\ & & & & & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

12. Como la zona 6 no tiene más hijos, se devuelve a la zona. La zona 6 no tiene alimentación alternativa, con lo que se rellenan de 1 todos los elementos pendientes de rellenar de la columna correspondiente a la zona que se llega (zona 2), a partir del elemento correspondiente a la zona de la que se viene (zona 6). Además se llenan de ceros todos los elementos pendientes de rellenar de las columnas intermedias (zonas 3 a 5).

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

13. La zona 2 ya no tiene más zonas hijas por lo que se vuelve a la zona 1. La zona 2 tiene alimentación alternativa (a través de la zona 3), con lo que se rellenan de ceros los elementos pendientes de rellenar de la columna correspondiente a la zona a la que se llega (zona 1), a partir del elemento de la zona de la que se viene (zona 2). Con esto se termina el proceso de llenado.

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

A.4. Ejemplo de utilizacion e interpretación del software

A continuación se mostrara paso a paso la forma de ocupar el software creado, y resultados entregados con cada metodo propuesto y explicado.

La entrega de datos debe ser del siguiente modo, en una carpeta ubicada en cualquier localidad del PC, y debe contener los siguientes archivos:

- Ubicación geográfica de calles en sistema GIS.

- Ubicación geográfica de los puntos que conforman los tramos de línea de la red en sistema GIS⁸.
- Ubicación geográfica de los transformadores y equipos en sistema GIS, que debe ser consistente con los tramos de red, pues en un proceso posterior se asociaran dinámicamente al alimentador.
- Archivo de fallas en Excel en el cual deben aparecer los datos históricos de cada falla, como los KVA's caídos y el tiempo de reposición de servicio. Además las posiciones deben ser consistentes con los datos anteriores.

Para cargar los archivos en el programa se siguen los siguientes pasos:

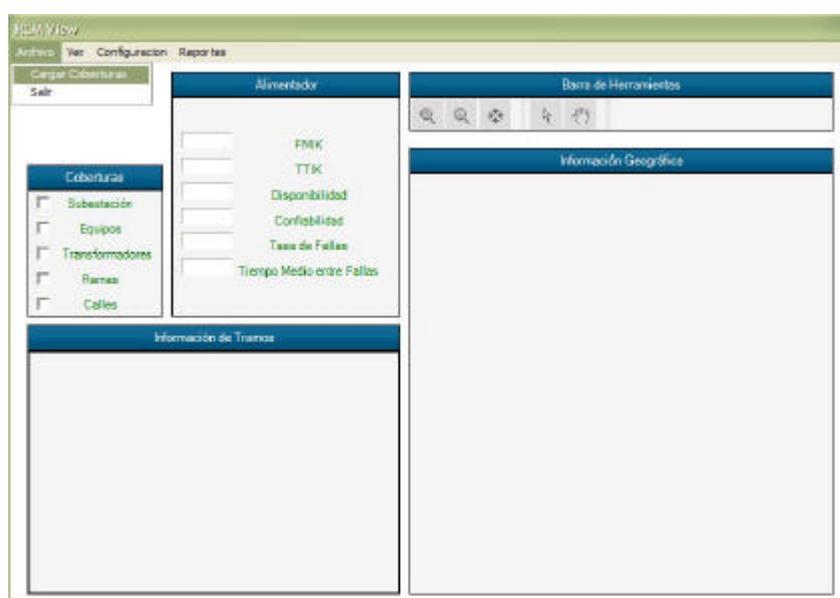


Figura 5.1. Primer paso, cargar alimentador

En este paso es cuando se abre la ventana de carpetas de Windows para buscar los archivos del alimentador tal como lo muestra la figura 5.2

⁸ GIS: Geographic Information System

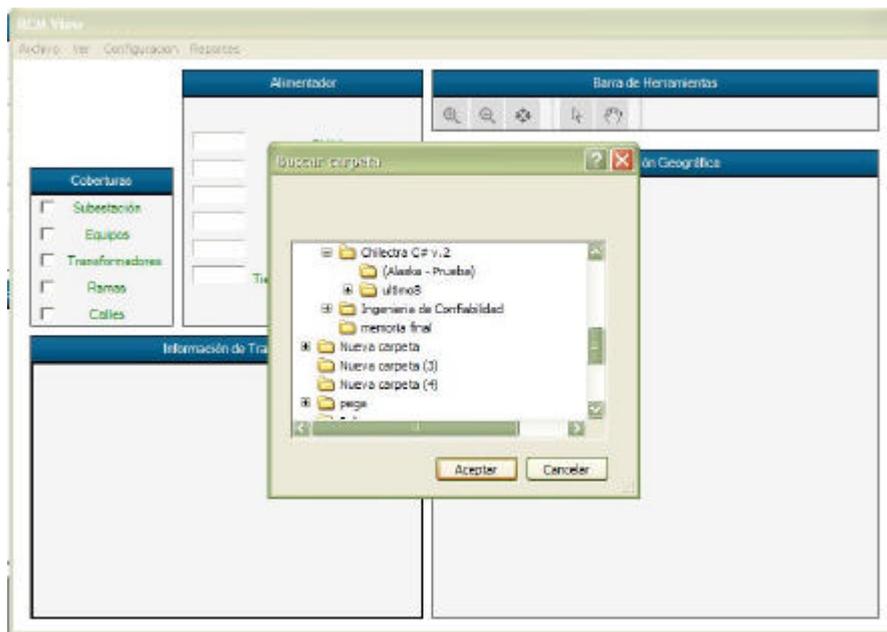


Figura 5.2. Búsqueda de carpeta contenedora de archivos.

Luego se calculan los índices de continuidad de suministro históricos provenientes de reemplazar en las formulas los datos entregados en el archivo de fallas. Además se muestra el alimentador de media tensión en su configuración geográfica como en la figura 5.3. En esta parte además deja los datos GIS como vectores guardados en memoria para acelerar el proceso de búsqueda de datos en la optimización.

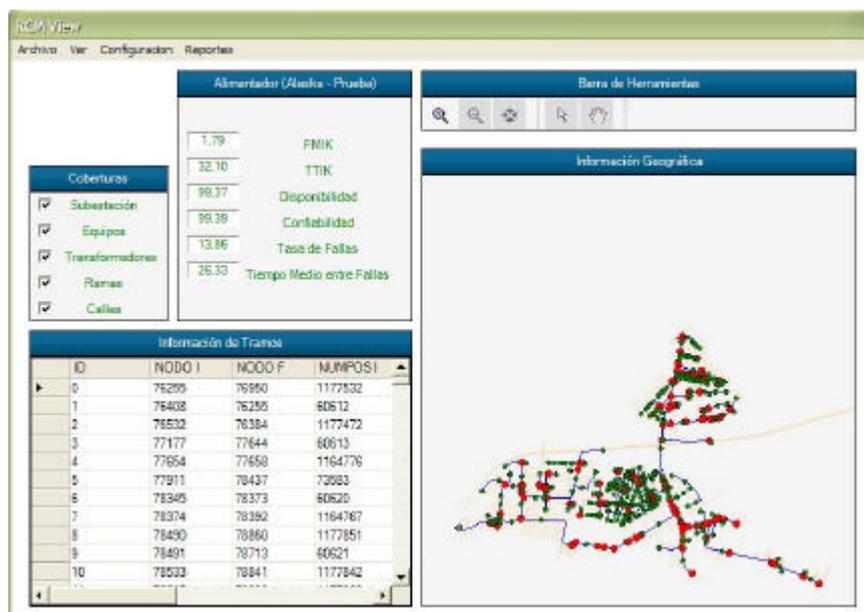


Figura 5.3. Cálculo histórico de los índices.

Para realizar la optimización es necesario ir en el menú a reportes -> Optimización como lo indica la figura 5.4

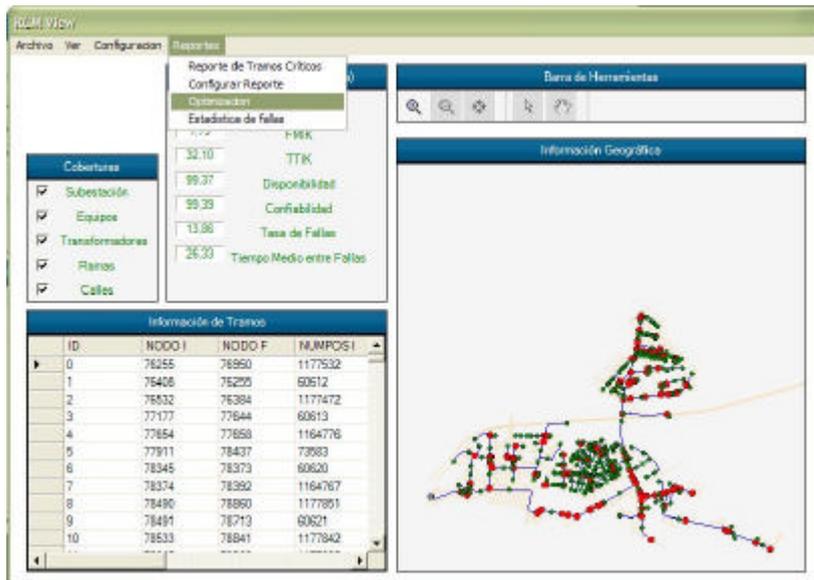


Figura 5.4. Ruta para llegar a optimizar

El resultado entregado por el programa esta en archivo de texto porque aunque el tiempo de escritura es más lento que en memoria RAM, es necesario no tener tantos datos acumulados en el proceso pues podría eventualmente haber problemas de capacidades del PC. El resultado se entrega tal como en la figura 5.5.

```

Indices con tiempo estimado de manera topologica
FMK = 2,01035856573705  FNIT = 2,12749003984064
-----
Indices con tiempo estimado de manera topologica
TTIK = 33,6299876839479  TTIT = 37,9534446279737
-----
Indices con localización optima
FMK = 1,3941567065073  TTIK = 10,8700480620534
-----
Variación porcentual de FMK = 0,306313409861686 Variación porcentual de TTIK = 0,676775139067083
-----

Resultados de la optimización
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 83527 hacia el nodo 83842
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 84789 hacia el nodo 83918
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 86302 hacia el nodo 83961
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 80637 hacia el nodo 84171
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 80833 hacia el nodo 84285
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 81183 hacia el nodo 84464
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 79161 hacia el nodo 84571
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 78533 hacia el nodo 84573
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 78615 hacia el nodo 84648
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 78490 hacia el nodo 84720
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 77634 hacia el nodo 84725
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 76235 hacia el nodo 84815
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 76532 hacia el nodo 84895
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 78374 hacia el nodo 84910
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 78783 hacia el nodo 85038
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 78682 hacia el nodo 85167
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 78654 hacia el nodo 85323
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 78882 hacia el nodo 85669
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 79093 hacia el nodo 85735
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 79394 hacia el nodo 86047
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 78851 hacia el nodo 86292
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 80038 hacia el nodo 86421
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 79939 hacia el nodo 86571
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 79876 hacia el nodo 86607
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 80678 hacia el nodo 86610
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 80642 hacia el nodo 86617
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 81686 hacia el nodo 86679
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 81588 hacia el nodo 86820
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 81422 hacia el nodo 86846
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 81403 hacia el nodo 86895
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 81342 hacia el nodo 86916
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 81358 hacia el nodo 86950
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 80958 hacia el nodo 87180
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 80834 hacia el nodo 87394
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 85923 hacia el nodo 87508
La inversión total es de 7000000
Se ha agregado el equipo del tipo 209 en la posición 88820
Se ha agregado el equipo del tipo 209 en la posición 89124
  
```

Figura 5.5. Resultados de la optimización.

A.5. Resultados de la optimización.

A.5.1 Alimentador Alaska

Equipos Relocalizados

Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 83527 hacia el nodo 83842
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 84789 hacia el nodo 83918
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 86302 hacia el nodo 83961
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 80657 hacia el nodo 84171
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 80833 hacia el nodo 84285
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 81183 hacia el nodo 84464
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 79161 hacia el nodo 84571
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 78533 hacia el nodo 84573
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 78615 hacia el nodo 84648
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 78490 hacia el nodo 84720
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 77654 hacia el nodo 84725
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 76255 hacia el nodo 84815
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 76532 hacia el nodo 84895
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 78374 hacia el nodo 84910
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 78783 hacia el nodo 85038
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 78682 hacia el nodo 85167
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 78654 hacia el nodo 85323
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 78882 hacia el nodo 85669
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 79093 hacia el nodo 85735
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 79394 hacia el nodo 86047
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 78851 hacia el nodo 86292
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 80058 hacia el nodo 86421
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 79939 hacia el nodo 86571
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 79876 hacia el nodo 86607
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 80678 hacia el nodo 86610
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 80642 hacia el nodo 86617
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 81686 hacia el nodo 86679
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 81586 hacia el nodo 86820
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 81422 hacia el nodo 86846
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 81403 hacia el nodo 86895
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 81342 hacia el nodo 86916
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 81356 hacia el nodo 86950
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 80958 hacia el nodo 87180
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 80834 hacia el nodo 87394
Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 85923 hacia el nodo 87508

Equipos integrados

Se ha agregado el equipo del tipo 209 en la posición 88820
Se ha agregado el equipo del tipo 209 en la posición 89124

A.5.2 Alimentador Batuco

Equipos Relocalizados

Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 5804 hacia el nodo 4158

Se ha cambiado el equipo del tipo 209 desde el nodo 3179 hacia el nodo 5258

Equipos integrados

Se ha agregado el equipo del tipo 209 en la posición 5282

Se ha agregado el equipo del tipo 209 en la posición 5291

Se ha agregado el equipo del tipo 209 en la posición 5302

Se ha agregado el equipo del tipo 209 en la posición 5486

Se ha agregado el equipo del tipo 209 en la posición 5496

Se ha agregado el equipo del tipo 209 en la posición 5534

Se ha agregado el equipo del tipo 209 en la posición 5547

Se ha agregado el equipo del tipo 209 en la posición 5606

Se ha agregado el equipo del tipo 209 en la posición 5705

Se ha agregado el equipo del tipo 209 en la posición 5806

Se ha agregado el equipo del tipo 209 en la posición 5850

Se ha agregado el equipo del tipo 209 en la posición 5909