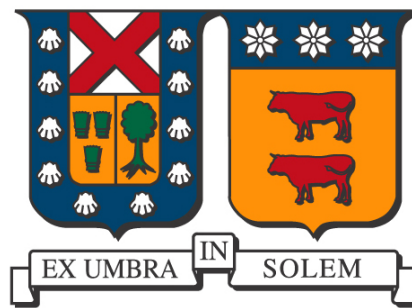

Modelo basado en confiabilidad para la localización y coordinación óptima de dispositivos de protección en redes de distribución



Joaquín Rodrigo de la Barra Toloza

Requisito parcial para optar al grado de:
Magíster en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica
Profesores guía:
Esteban Gil
Alejandro Angulo
Correferente:
Alejandro Navarro

**Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad Técnica Federico Santa María**

Valparaíso, Octubre 2019

Modelo basado en confiabilidad para la localización y coordinación óptima de dispositivos de protección en redes de distribución

**Departamento de Ingeniería Eléctrica
UTFSM/2019/10**

Comisión evaluadora: Esteban Gil (Director de tesis)
Alejandro Angulo (Codirector de tesis)
Victor Hinojosa (UTFSM)
Alejandro Navarro (Universidad de Chile)

**Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad Técnica Federico Santa María**

Valparaíso, Octubre 2019

Copyright © Joaquín de la Barra Toloza

A mis padres y hermano por su permanente apoyo.

Agradecimientos

“If you want to go fast, go alone. If you want to go far, go together.”

African Proverb

Estoy seguro de que esta página fue la más difícil de escribir, y no porque no tenga mucho que agradecer sino porque el espacio me pareció muy pequeño. Han sido muchas las personas que han acompañado en este camino, y como les he dicho algunas veces, siempre he pensado que esto es más de ustedes que mío. Le di muchas vueltas para que no se me olvide gente, pero seguro que más de uno se me va a ir, así que mi primer gracias es para ellos.

Quiero agradecer a mis profesores guía, a Esteban Gil por motivarme desde los primeros años de universidad a realizar actividades extra y a ampliar mis conocimientos fuera de la malla curricular, también por darme los primeros trabajos de investigación y por apoyarme en el proceso del trabajo de tesis. A Alejandro Ángulo por compartir su interés por la optimización, por motivarme a trabajar, darme el tiempo de compartir sus conocimientos y por los consejos. También quiero agradecer a mi correferente, Alejandro Navarro, por tomarse el tiempo de revisar mi trabajo.

No puedo dejar se mencionar a Juan Araya, gracias por ser mi primer guía en el mundo laboral, por enseñarme las mañas del trabajo, por el apoyo y los consejos de vida. A la gente del AC3E, Diego y Cristóbal por soportarme en el verano y darme la confianza para volver a trabajar. A mis compañeros de carrera y universidad Joaquín, Osvaldo, Diego, André, Cristián, Miguel, David, Felipe, Cristóbal, Elizabeth, Fernando, César y Álvaro fue un camino difícil, pero estoy seguro de que sin ustedes hubiese sido imposible. Quiero también mencionar al Departamento de Ingeniería Eléctrica, especialmente a los profesores Jorge Juliet, Javier Ríos y Julián Bustos por el apoyo y las facilidades entregadas durante mi lesión. A mis amigos de la vida, Francisca, Sebastián, Manuel y Joaquín, por todo lo que hemos crecido juntos y por acompañarme en Valparaíso estos años. A Charline y Alison, por venir a darme el último empujón para terminar la universidad, a veces la mejor manera de centrarse es subir un cerro. A Piera y a las Fernandas, por su apoyo y amistad.

Finalmente me gustaría agradecer a mi familia por estar siempre apoyándome. A mis papás, por estar siempre ahí avivando mis planes que cambian cada dos días y por su cariño. A mi hermano Vicente, por las infinitas onces arreglando el mundo y por ser el mejor compañero de departamento.

Este trabajo fue parcialmente financiado por Conicyt a través del proyecto Basal FB0008 (AC3E) y por Fondecyt a través del proyecto N° 11170229.

Resumen

Las tecnologías emergentes como los recursos energéticos distribuidos y las redes inteligentes han incrementado la necesidad de desarrollar herramientas analíticas que permitan analizar la confiabilidad de las redes de distribución. En esta línea, la instalación de equipos de protección permite aislar localizadamente las fallas disminuyendo la cantidad de usuarios que quedan sin suministro. Sin embargo la mayoría de los modelos utilizados para seleccionar y localizar los equipos de protección no consideran los requerimientos de coordinación ni criterios de factibilidad para los esquemas de salvamento, lo cual se traduce en soluciones no implementables o incapaces de cumplir con los estándares propuestos.

En este trabajo de tesis se presenta un modelo de programación lineal entero mixto para la selección, localización y coordinación simultánea de equipos de protección (reconectadores y fusibles), incorporando un criterio eléctrico para la factibilidad de los esquemas de salvamento en los fusibles. Indicadores de confiabilidad locales y penalizaciones económicas por traspasar los estándares mínimos de confiabilidad han sido incorporados en el modelo, entregando herramientas adicionales para la toma de decisiones. El esquema propuesto fue validado en redes de distribución pequeñas, para posteriormente implementarse en sistemas de hasta 1080 nodos. Los experimentos computacionales muestran que la inclusión de los esquemas de salvamento y la coordinación de protecciones tiene un gran impacto en los costos y en las medidas de confiabilidad del sistema.

Además, los modelos de la literatura consideran la información de confiabilidad como determinista, utilizando valores esperados o promedios de la data histórica. La aleatoriedad de las fallas en los sistemas de distribución no siempre es correctamente representada con estos parámetros, implicando incrementos en los costos de inversión/operación o deterioros en los estándares de confiabilidad planificados. El trabajo propuesto incluye un análisis del efecto que tiene la incertidumbre de las tasas de falla y los tiempos de reparación en el modelo de localización de equipos de protección. Los resultados muestran que pequeñas variaciones pueden ser críticas en términos de costo y confiabilidad.

Abstract

“The scientists of today think deeply instead of clearly. One must be sane to think clearly, but one can think deeply and be quite insane.”

Nikola Tesla

Emergent technologies such as distributed energy resources and smart grids have increased the need for analytic tools to analyze the reliability of distribution networks. Installation of protection equipment allows isolating faults with the least number of interrupted customers, but most of the models used to select and locate these equipment do not consider their coordination or rescue schemes for the fuses, resulting in unfeasible solutions or unable to comply with reliability requirements. This thesis presents a mixed-integer linear program model for the simultaneous selection, localization, and coordination of protection devices (reclosers and fuses), considering an electrical criteria for the rescue scheme of the fuses. Local reliability indices and economic penalties for breaking minimum standards are integrated in the model, providing new elements for decision making. The proposed approach is validated in a small distribution network and then tested in systems up to 1080 nodes. Computational experiments show that including the rescue schemes and the coordination of protections has a great impact on costs and reliability metrics.

Current models summarize reliability information as deterministic, using expected values or historical averages of data. The randomness of failures is not always well represented with these values, implying increases in operating-investment costs or deterioration in planned reliability indices. The following work includes an analysis of the effect of the uncertainty of faults in the proposed model of protection equipment planning. The results show that in some cases small variations can be critical in terms of cost and reliability.

Índice

Agradecimientos	VI
Resumen	VIII
Abstract	IX
Índice	X
Índice de Figuras	XII
Índice de Tablas	XIV
1 Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	2
1.3. Objetivos	2
Objetivo Principal	2
Objetivos específicos	2
1.4. Estructura del Documento	3
2 Planificación de redes de distribución	6
2.1. Planificación de sistemas de distribución	6
Modelos de planificación sin características de confiabilidad	8
Modelos de planificación con características de confiabilidad	9
2.2. Adaptación y flexibilidad	11
2.3. Identificación de brecha y aporte de la tesis	13
3 Metodología	16
3.1. Metodología Propuesta	16
Estudios Preliminares:	17
Casos de Estudio para Trabajar:	18
4 Modelo de localización y coordinación de protecciones	19
4.1. Introducción	19
4.2. Nomenclatura	20
Conjuntos	20

Parámetros	21
Variables	21
4.3. Modelos de reconectador y fusible	22
4.4. Análisis de configuración reconectador/fusible	24
Salvamento	24
Consideración de las tasas de falla y tiempos de reparación	26
4.5. Indicadores de confiabilidad	26
4.6. Modelo de localización y coordinación	28
Linealización del modelo	34
Validación del modelo	39
Experimentos Computacionales	48
4.7. Conclusiones	54
5 Efecto de la incertidumbre en las tasas de falla	57
5.1. Introducción	57
5.2. Nomenclatura	58
5.3. Modificación de restricciones	59
Reformulación de Penalizaciones	60
5.4. Sistema bajo estudio	60
5.5. Experimentos Computacionales	61
Efecto de los parámetros de entrada	61
Efecto de la incertidumbre de los parámetros de entrada	66
Simulación de Monte Carlo	71
5.6. Conclusiones	75
6 Extensiones del modelo propuesto	76
6.1. Introducción	76
6.2. Incorporación de curvas de daño	77
6.3. Incorporación de otros indicadores de confiabilidad	78
6.4. Incorporación de decisiones de primera etapa	78
6.5. Consideraciones sobre generación distribuida	80
6.6. Conclusiones	82
Referencias	84
Bibliografía	84
Índice alfabético	90

Índice de Figuras

2.1.1. Clasificación general de modelos [1].	7
2.2.1. Esquemas de adaptación [2].	12
2.2.2. Comportamiento de costos [2].	12
2.3.1. Esquema general de la planificación.	14
4.3.1. Curva de tiempo inverso para fusibles de la serie K.	23
4.3.2. Curva de tiempo inverso genérica para reconectores.	23
4.4.1. Diagrama de red simple.	24
4.4.2. Curvas de tiempo inverso para esquemas de salvamento.	25
4.6.1. Esquema de entradas y salidas del modelo de localización y coordinación de protecciones.	29
4.6.2. Red de prueba para validación del modelo.	40
4.6.3. Red de distribución IEEE33.	49
4.6.4. Comportamiento de SAIDI y SAIFI en red IEEE33.	50
4.6.5. FIC red IEEE33.	50
4.6.6. TIC red IEEE33.	51
4.6.7. Costos para red IEEE 33.	51
4.6.8. Localización de protecciones en red de distribución IEEE33.	52
4.6.9. Curvas de tiempo inverso para elementos de líneas 1-2 y 2-19.	53
4.6.10. Curvas de tiempo inverso para elementos de líneas 1-2, 6-26 y 28-29.	53
4.6.11. Tiempos de resolución para red IEEE33.	54
5.3.1. Curva de penalización por violación de indicadores de confiabilidad.	59
5.5.1. Sensibilidad de tasas de falla - Indicadores de confiabilidad de nivel sistema.	62
5.5.2. Sensibilidad de tasas de falla - Elementos instalados en el sistema.	62
5.5.3. Sensibilidad de tasas de falla - Costos desagregados.	63
5.5.4. Inversión Variable - Costos de inversión/repación.	64
5.5.5. Inversión Variable - Reconectores Instalados.	64
5.5.6. Inversión Variable - Comportamiento de indicadores sistemicos.	65
5.5.7. Inversión Variable - Comportamiento de costos totales.	66
5.5.8. Incertidumbre en las tasas de falla - Indicadores de confiabilidad de nivel sistema.	67
5.5.9. Incertidumbre en las tasas de falla - Costos desagregados.	68
5.5.10. Incertidumbre en las tasas de falla - Elementos de protección.	68
5.5.11. Inversión Fija - Comportamiento de indicadores sistemicos.	70

5.5.12. Inversión Fija - Comportamiento de costo de penalización.	71
5.5.13. Inversión Fija - Comportamiento de costos totales.	71
5.5.14. Distribución y muestreo de tasas de falla.	72
5.5.15. Simulación de Monte Carlo - Comportamiento de indicadores de confiabilidad.	73
5.5.16. Simulación de Monte Carlo - Comportamiento de costos desagregados.	73
5.5.17. Simulación de Monte Carlo - Histograma del costo total.	74
5.5.18. Simulación de Monte Carlo - Histograma de SAIDI	75
6.2.1. Curva de daño de un transformador [3].	77
6.4.1. Esquema de modelos conjuntos y desagregados.	79
6.5.1. Red simplificada para análisis de generación distribuida.	81

Índice de Tablas

4.6.1. Parámetros de líneas para red de validación.	40
4.6.2. Parámetros de nodos para red de validación.	40
4.6.3. Parámetros generales para red de validación.	40
4.6.4. Indicadores de confiabilidad de sistema y costos desagregados para Caso Base	41
4.6.5. Indicadores de confiabilidad por cliente para Caso Base	41
4.6.6. Resultados para indicadores de confiabilidad de sistema mínimos y costos desagregados de red de validación.	43
4.6.7. Resultados para indicadores de confiabilidad de sistema mínimos y costos desagregados de red de validación, desactivando esquemas de salvamento.	43
4.6.8. Indicadores de confiabilidad por cliente para indicadores mínimos de red de validación.	43
4.6.9. Resultados para indicadores mínimos de red de validación con limitación de protecciones.	46
4.6.10. Indicadores de confiabilidad por cliente para indicadores mínimos de red de validación con limitación de protecciones.	46
4.6.11. Parámetros modificados de líneas para red de validación.	47
4.6.12. Resultados red de validación modificada. Minimización de SAIFI.	47
4.6.13. Resultados red de validación modificada. Minimización de SAIDI.	47
4.6.14. Indicadores de confiabilidad de sistema y costos desagregados para ejemplificación del esquema de salvamento.	48
4.6.15. Indicadores de confiabilidad iniciales de red IEEE33.	49
4.6.16. Tiempos de cálculo medio para distintas redes.	54
5.4.1. Indicadores de confiabilidad iniciales y mínimos del sistema IEEE-33.	60
5.4.2. Parámetros económicos del sistema IEEE-33 para estudio de incertidumbre en tasas de falla.	61

Capítulo 1

Introducción

RESUMEN: En este capítulo se presenta la motivación principal de este trabajo, así como también las hipótesis que surge de ella. Se detallan los objetivos planteados y la estructura del documento.

1.1. Motivación

En la actualidad la confiabilidad del sistema, materializada en la garantía de una continuidad y calidad en el suministro eléctrico, ha ido cobrando cada vez una mayor importancia. Un claro ejemplo de esto es que los indicadores de confiabilidad son utilizados por organismos como la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) para medir el desarrollo de los países. Además, las pérdidas de suministro tienen implicancias económicas por las interrupciones de producción industriales, compensaciones a clientes, daños en equipamiento, entre otras.

Lo anterior ha motivado una serie de medidas para mitigar las interrupciones en la red y mejorar los tiempos de respuesta de los operadores, disminuyendo los cortes de suministro y mejorando así los indicadores de confiabilidad. Dentro de las estrategias más populares se encuentran la revisión de los programas de mantenimiento, el reemplazo de activos críticos, la reconfiguración de la red y la instalación de equipos de protección.

Con respecto a la instalación de equipos, existen modelos que deciden óptimamente la localización en las redes. Sin embargo, la no incorporación de algunas restricciones operacionales tiene como consecuencia la obtención de soluciones no factibles, o que en la práctica no cumplen con los estándares de confiabilidad planificados.

En este contexto, se propone un modelo de localización, selección y coordinación simultánea de equipos de protección, considerando las restricciones operacionales pertinentes como la coordinación entre equipos de protección y un criterio eléctrico para los esquemas de salvamento de fusibles. La formulación se realiza como un esquema de adaptación sobre decisiones de inversión de gran escala como la construcción de líneas o incorporación de nuevos nodos a la red, adoptando los conceptos de adaptabilidad y flexibilidad propuestos para sistemas de transmisión en [2].

Además, se han incorporado indicadores de confiabilidad a nivel local y un esquema de penalizaciones por incumplimiento de estándares mínimos. La formulación propuesta permite incluir fácilmente modelos de recursos energéticos distribuidos y medidores inteligentes, los cuales son explicados al final de este documento. Lo anterior se debe a que el modelo propuesto puede conectarse con herramientas utilizadas en la actualidad, como por ejemplo DIgSILENT, OpenDSS o ETAP.

1.2. Hipótesis

La hipótesis de este trabajo se presenta a continuación:

- ◆ **Es posible crear un modelo de optimización que permita planificar la instalación de elementos de protección de una red de distribución eléctrica, reduciendo los costos y aumentando la confiabilidad del sistema en comparación con los modelos existentes en la literatura.**

1.3. Objetivos

Objetivo Principal

El objetivo principal de esta tesis consiste en crear e implementar un modelo de optimización que permita planificar la instalación de elementos de protección en una red de distribución eléctrica.

Objetivos específicos

- Desarrollar e implementar un modelo de optimización que permita dimensionar, localizar y coordinar simultáneamente dispositivos de protección en redes de distribución.
- Caracterizar los esquemas de salvamento de fusibles e incorporarlos en la formulación matemática, con el fin de garantizar la aplicabilidad de las soluciones obtenidas.
- Evaluar el impacto de la incertidumbre en los parámetros de confiabilidad que ingresan al modelo.
- Aplicar el modelo propuesto a distintas redes de prueba, para verificar su correcto desempeño y analizar el impacto de las restricciones operacionales consideradas.
- Proponer extensiones que permitan incorporar elementos adicionales al modelo, como por ejemplo las curvas de daño de equipos, generación distribuida o indicadores de confiabilidad adicionales.

1.4. Estructura del Documento

- **Capítulo 2: Planificación de redes de distribución**

En este capítulo se presenta un estado del arte general de los modelos utilizados para la planificación de sistemas de distribución en distintos niveles, desde decisiones de inversión asociadas a grandes infraestructuras como subestaciones hasta pequeñas inversiones como por ejemplo la instalación de reconectores. Además, se presentan los conceptos de adaptabilidad y flexibilidad que conectan el trabajo realizado con los modelos anteriormente mencionados.

- **Capítulo 3: Metodología**

En este capítulo se describe la metodología propuesta para cumplir con los objetivos planteados en este trabajo de tesis. Además, se realiza una breve descripción de los estudios preliminares realizados y de los casos de estudio que se utilizaron en este trabajo.

- **Capítulo 4: Modelo de localización y coordinación de protecciones**

En este capítulo se describe el modelo de localización y coordinación de protecciones desarrollado, siendo este el principal aporte de esta tesis. Además, se presenta la validación del modelo y algunos experimentos computacionales realizados.

- **Capítulo 5: Efecto de la incertidumbre en las tasas de falla**

En este capítulo se analiza el efecto de modificar las tasas de falla o tiempos de reparación de la red bajo estudio. Además, se evalúa el impacto que tiene la incertidumbre de esta información en las soluciones obtenidas por el modelo propuesto. Para ello se relaja la restricción asociada al cumplimiento a indicadores de confiabilidad máximos, asignándole un costo en la función objetivo. Estos resultados entregan antecedentes importantes para la evaluación de programas de mantenimiento e instalación de medidores inteligentes en la red.

- **Capítulo 6: Extensiones del modelo propuesto**

En este capítulo se presentan algunas extensiones del modelo, las cuales permiten agregar nuevos elementos a la toma de decisiones como por ejemplo otros indicadores de confiabilidad o las curvas de daño de equipos. Además, se introducen algunas estrategias para incluir elementos más complejos en el esquema propuesto como la generación distribuida.

Próximo Capítulo

En el próximo capítulo se presenta el estado del arte con respecto a los modelos utilizados para la planificación de redes de distribución, incluyendo una breve descripción de las formulaciones matemáticas y las estrategias de solución. Además, se introducen los conceptos de adaptación y flexibilidad, los cuales serán incorporados en el trabajo.

Capítulo 2

Planificación de redes de distribución

RESUMEN: En este capítulo se presenta el estado del arte de los modelos existentes para las distintas etapas de planificación de sistemas de distribución, incorporando además los conceptos de adaptación y flexibilidad. Un detalle más específico del estado del arte relacionado con los dispositivos de protección se ha incluido en los capítulos principales para facilitar la lectura del documento.

2.1. Planificación de sistemas de distribución

Tradicionalmente la planificación de los sistemas de distribución ha sido fundamental para que los sistemas diseñados sean capaces de satisfacer el aumento temporal y espacial de la demanda de una manera económica y confiable a lo largo del horizonte de planificación seleccionado. En la actualidad, la penetración de generación distribuida ha planteado nuevos desafíos al momento de tomar las decisiones de expansión, refuerzo, mantenimiento y localización de equipos de protección entre otras.

La bidireccionalidad de los flujos de potencia así como también la incertidumbre de las fuentes de generación renovable han cambiado el paradigma bajo el cual se operan las redes de distribución [4]. En este contexto, una herramienta importante es la estimación de escenarios futuros que permitan anticipar de cierta manera las condiciones de operación a las que será sometido el sistema. En [5] se presenta un esquema para evaluar los métodos de generación de escenarios representativos.

Otro elemento importante a considerar es el desarrollo de dispositivos de medición y otras tecnologías que permiten monitorear el comportamiento de la red en tiempo real, generando señales que pueden ser utilizadas para mejorar la confiabilidad de los sistemas.

Desde el punto de vista matemático, el problema de planificación de la distribución ha sido tratado como un problema de optimización multivariable y multiobjetivo. Dentro de las principales variables de decisión se encuentran:

- Tamaño y localización de subestaciones.
- Número de alimentadores, sus rutas y capacidad.
- Número y localización de interruptores o seccionadores.
- Estructuras de redes radiales o enmalladas.

Por otra parte algunos de los objetivos de la optimización son:

- Minimización de los costos de instalación.
- Minimización de los costos operacionales.
- Maximización de la confiabilidad del sistema .

Una descripción más detallada de los objetivos y la importancia de la planificación de los sistemas de distribución puede encontrarse en [6] y [7].

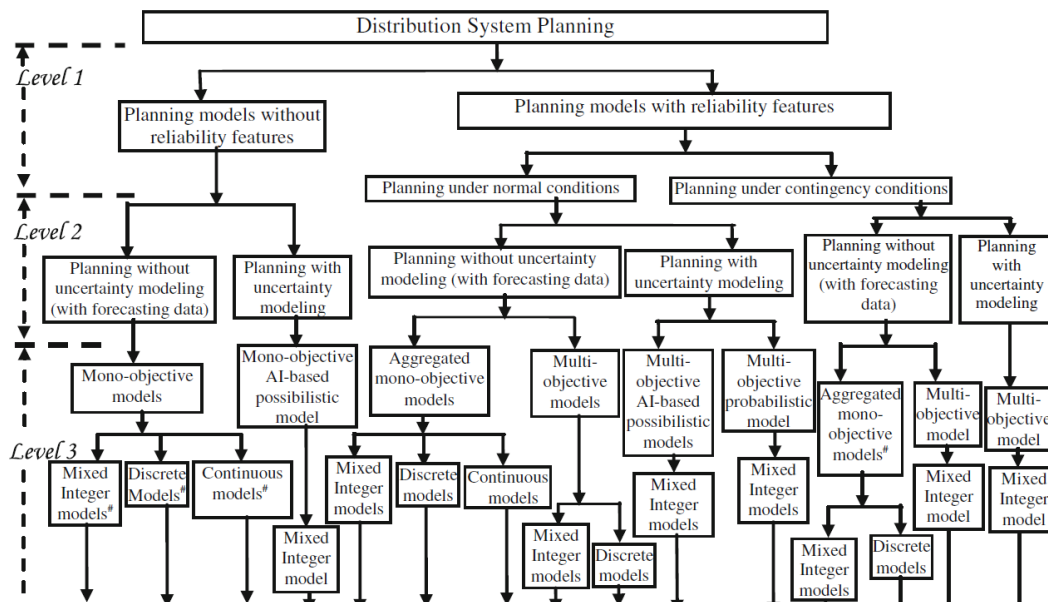


Figura 2.1.1: Clasificación general de modelos [1].

La revisión bibliográfica más reciente (ver [1]) ha clasificado las estructuras de planificación de sistemas de distribución en un esquema de árbol, el cual se presenta en la figura 2.1.1. Esta clasificación está separada en tres niveles.

- **Nivel 1:** Clasifica los modelos según la importancia que se le dé a las características de confiabilidad, existiendo modelos que las consideran y otros que no. Además, separa entre la planificación bajo condiciones normales y bajo condiciones de contingencia.

- **Nivel 2:** Clasifica los modelos según la estrategia que utilizan para modelar la incertidumbre. Básicamente se tienen modelos que usan estimación de data y otros que incluyen directamente la incertidumbre en la formulación del problema.
- **Nivel 3:** Clasifica los modelos de acuerdo a la formulación del problema, la cual dependerá de las variables de decisión seleccionadas, la función objetivo, etc. En este nivel además se clasifican las distintas estrategias de solución.

Es importante destacar que, si bien algunos modelos contienen una formulación más detallada, no hay una jerarquía clara entre ellos. Esto se debe a que los modelos buscan satisfacer distintas necesidades. Por ejemplo, se podría priorizar la velocidad de resolución, el detalle de la formulación o la garantía de la obtención de una solución óptima, entre otras. Una breve descripción de los modelos actuales se presenta a continuación. Las estrategias de solución para cada uno de estos modelos pueden encontrarse en [1].

Modelos de planificación sin características de confiabilidad

Estos modelos se basan en la minimización de los costos de instalación de nuevos elementos, ya sean subestaciones alimentadores, transformadores u otros. Además buscan disminuir los costos de expansión, mantenimiento y pérdidas de energía bajo restricciones operacionales. Dentro de esta categoría existen dos enfoques, dependiendo de cómo se aborde la incertidumbre de los datos de entrada.

La gran desventaja de estos modelos radica en la no inclusión de la confiabilidad del sistema, aspecto que hoy en día tiene gran relevancia a la hora de diseñar una instalación. Además, dada la creciente penetración de recursos energéticos distribuidos la confiabilidad se ha vuelto un aspecto crítico.

Por otro lado, la no inclusión de la confiabilidad permite enfocar los esfuerzos computacionales en una modelación más detallada de aspectos operacionales y económicos.

Modelos de planificación sin incertidumbre

En este enfoque, los datos que presentan incertidumbre son generados con metodologías de pronóstico, posteriormente se aborda como si se tratase de un problema determinista.

Dentro de esta categoría los modelos enteros – mixtos son los más utilizados, contienen variables enteras asociadas a decisiones binarias como por ejemplo la construcción de una línea y un conjunto de variables continuas asociadas a variables de operación como por ejemplo el flujo por las líneas. En general buscan disminuir los costos de instalación y operación aunque algunos modelos han incluido características adicionales, como por ejemplo en [8] la distorsión armónica es penalizada en la función objetivo con un costo asociado. En los trabajos [9], [10] se han incorporado restricciones adicionales para mantener los costos de inversión en un rango adecuado.

Existen también modelos discretos, donde solamente se utilizan variables binarias asociadas a decisiones de expansión o construcción. Dentro de esta categoría se encuentran varios modelos, los cuales se diferencian principalmente en los objetivos buscados. Algunos de los modelos más relevantes de la literatura se presentan a continuación:

- **Modelo discreto simple:** Busca minimizar el costo de inversión, decidiendo sobre variables discretas como el tamaño de subestaciones o rutas de los alimentadores [11], [12].
- **Modelos discretos de múltiples políticas:** Para estos modelos el horizonte de planificación se divide en varias etapas, para las cuales se busca una política de inversiones que sea capaz de satisfacer el aumento de la demanda. Finalmente se busca la política que reduce el costo total de la inversión. En [13] se presenta la formulación detallada y las estrategias de solución.
- **Modelos discretos de planificación de refuerzos:** Para estos modelos las decisiones consisten en estados discretos como por ejemplo el reemplazo de conductores, construcciones de nuevas líneas o subestaciones, etc. Las transiciones entre esos estados buscan minimizar la inversión en el horizonte de planificación (ver [14]).
- **Modelo discreto de construcciones múltiples:** En este modelo los planes de expansión se toman considerando la demanda de potencia y las limitaciones de tensión o corriente de las estructuras existentes. En [15] se presenta una formulación que tiene como salida los distintos portafolios de expansión.

Se han utilizado modelos continuos no lineales ([16]) para la planificación de los sistemas de distribución en horizontes de varios años. Estos modelos no incluyen variables de decisión discretas de ningún tipo. Para la determinación de la demanda en los años del horizonte de planificación se ha utilizado un modelo de estimación espacial de carga [17].

Modelos de planificación con incertidumbre

Para incorporar la incertidumbre de cierta información, como por ejemplo la demanda futura o la variación de los costos de inversión se han utilizado modelos posibilísticos ([18]). Dentro de los enfoques más populares se encuentran los basados en teoría de conjuntos difusos.

Modelos de planificación con características de confiabilidad

La continuidad en la operación del sistema y la capacidad de mantener la operación ante eventuales fallas son características de sumo interés en los sistemas de distribución [19]. Es por lo anterior que surgen modelos donde no sólo es importante minimizar los costos de inversión, sino que además debe considerarse la confiabilidad del sistema, la cual por lo general se cuantifica utilizando algunos índices o asignando un costo a las interrupciones de suministro.

La principal ventaja de estos modelos es que permiten incorporar la confiabilidad como criterio para determinar o construir soluciones económicas y factibles. Por otro lado, el incluir un objetivo contrario a la minimización económica de los costos del sistema aumenta la complejidad del modelo y los tiempos de cálculo. Para obtener

soluciones en tiempos razonables se utilizan simplificaciones, sacrificando la exactitud del modelo. Dentro de esta categorías de modelos existen dos divisiones principales: planificación bajo condiciones normales y planificación bajo condiciones de contingencia.

Planificación bajo condiciones normales

En este enfoque se utiliza una función objetivo adicional, la cual es conocida como función objetivo de confiabilidad. Típicamente se utilizan funciones de costos de interrupción esperados, cantidad de energía no suministrada, etc. Dependiendo de cómo se aborde la incertidumbre de los datos, existirán dos categorías para estos modelos.

Planificación sin modelación de incertidumbre

En la literatura se presentan dos modelos de planificación en esta categoría: modelo monoobjetivo agregado y modelo multiobjetivo.

■ **Modelos monoobjetivo agregados**

En este enfoque los costos totales de instalación y los costos operacionales son agregados a la función de confiabilidad objetivo para obtener una única solución óptima. Algunos modelos que utilizan este enfoque se presentan a continuación:

- A) Modelo de localización óptima de interruptores [20],[21].
- B) Modelo de pérdidas de alimentadores [22], [23], [24].
- C) Modelo de estados discretos [25].
- D) Modelos continuos [26].

Cabe destacar que los modelos mencionados incluyen la confiabilidad como costos asociados a la energía no servida, o a los costos asociados por pérdidas de equipos. Solamente existe un trabajo ([26]) que incluye directamente los índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI en la función objetivo, sin embargo, hace suposiciones fuertes sobre el comportamiento de la demanda y la topología del alimentador. Además, no considera elementos que permitan directamente mejorar la confiabilidad del sistema, como por ejemplo el uso de medidores inteligentes.

■ **Modelos multiobjetivo**

En este enfoque el costo y la confiabilidad son tratados por separado debido a su naturaleza opuesta, es decir, se trabaja con varias funciones objetivo. Basado en el principio de dominancia de Pareto [27] se genera un conjunto de soluciones no dominantes, las cuales representan diferentes estructuras de red.

La principal desventaja de estos modelos es que las decisiones de inversión no consideran la confiabilidad del sistema. Lo anterior tiene como consecuencia que la maximización posterior de la confiabilidad del sistema pueda basarse en una infraestructura que puede estar muy alejada de la óptima.

Planificación con modelación de incertidumbre

En este enfoque los parámetros que presentan incertidumbre, como la demanda futura, los costos, las fallas en alimentadores, etc. son modelados con métodos posibilísticos y probabilísticos. Los métodos posibilísticos modelan la ambigüedad de un evento de falla, mientras que los métodos probabilísticos modelado la probabilidad de ocurrencia del evento. En los escenarios probabilísticos destaca la utilización de métodos de simulación como Monte Carlo y modelación de funciones de distribución de probabilidad.

Planificación bajo condiciones de contingencia

Este enfoque consiste en planificar la expansión de la red bajo una lista de fallas o contingencias previamente creada. La ventaja es que al definir previamente las contingencias se disminuyen los tiempos computacionales. Por otro lado, las soluciones obtenidas estarán estrictamente ligadas a las contingencias definidas. Si el conjunto de contingencias no es representativo, las soluciones estarán muy lejanas de óptimo.

Por lo anterior, este enfoque requiere de una definición de escenarios inteligente, de tal manera que una pequeña cantidad de estos sea capaz de representar de buena manera el conjunto de realizaciones probables. Al igual que en los otros casos, existen varias clasificaciones dependiendo de cómo se aborde la incertidumbre o de la naturaleza de las variables de decisión. Las ventajas y desventajas de cada categoría son similares a las anteriormente presentadas.

2.2. Adaptación y flexibilidad

Se habla de un sistema flexible, cuando este puede ser adaptado de manera costo-efectiva a cualquier otro escenario [2]. La adaptación se define como la reestructuración de un sistema para mejorar su operación cuando el escenario de operación es distinto del que se consideró para su planificación. En el problema de optimización, la adaptación es cuantificada con un costo asociado a modificar la solución obtenida hacia un futuro distinto al esperado.

En la figura 2.2.1, se muestra a la izquierda el esquema de adaptación tradicional presentado en [28], mientras que a la derecha se muestra el esquema propuesto en [2].

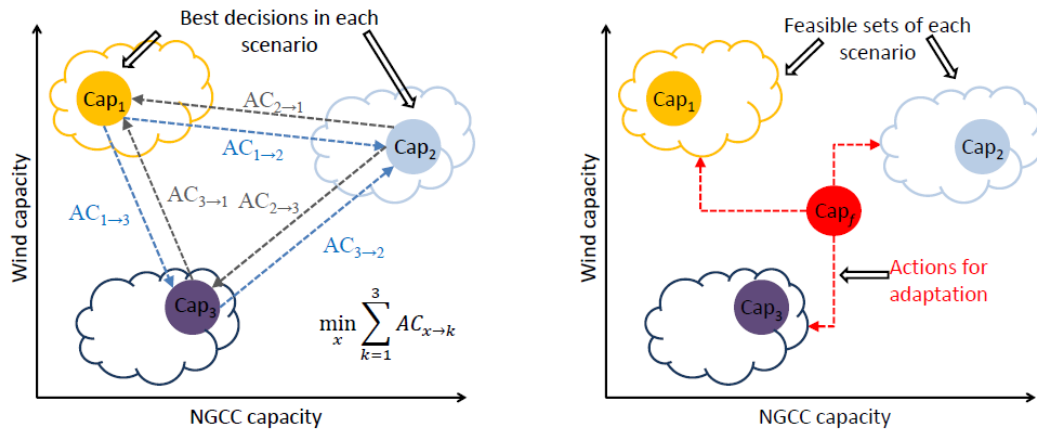


Figura 2.2.1: Esquemas de adaptación [2].

La principal motivación se basa en que las soluciones discretas representadas en el enfoque tradicional (esquema de la izquierda de la figura 2.2.1) pueden estar muy alejadas de escenarios de alta probabilidad. Lo anterior sugiere construir una solución intermedia, que reduzca los costos de adaptación hacia los escenarios de mayor probabilidad. En la figura 2.2.2 se presenta una relación entre los costos de inversión y los costos de adaptación.

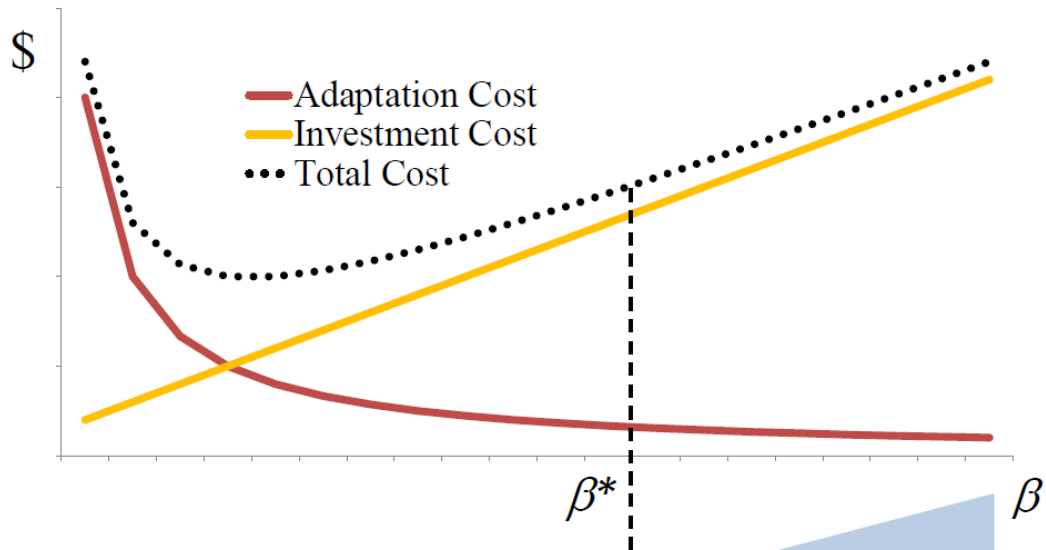


Figura 2.2.2: Comportamiento de costos [2].

Es posible apreciar que para un alto nivel de robustez β el costo de adaptación es menor, mientras que el costo de inversión aumenta. La formulación matemática propuesta en [2] para tratar el problema de la adaptabilidad se presenta en la ecuación (2.2.1).

$$\begin{aligned}
& \underset{x_v}{\text{minimizar}} && \sum_{\omega \in \Omega} (IC_{\omega}(x_v)) + OM_{\omega}(x_v) + \beta \sum_{\omega \in \Omega} AC_{\omega}(x_{v \rightarrow \omega}) \\
& \text{sujeto a} && \text{restricciones operacionales} \\
& && \text{restricciones económicas} \\
& && \text{etc.}
\end{aligned} \tag{2.2.1}$$

donde IC, OM y AC corresponden a los costos de inversión operación/mantenimiento y adaptación respectivamente. El parámetro β permite cambiar la ponderación del costo de adaptación en la formulación del problema.

2.3. Identificación de brecha y aporte de la tesis

A partir de la revisión de los modelos presentada en las secciones 2.1 y 2.1, se observa que las principales dificultades en la planificación de sistemas de distribución son:

- (i) Nolinealidades en la función objetivo.
- (ii) Incertidumbre en los parámetros del sistema.
- (iii) Optimización simultánea de objetivos contrapuestos.
- (iv) Distinta naturaleza de las variables de decisión.
- (v) Consideraciones de obstáculos geográficos y problemas sociales en la selección de localizaciones.
- (vi) Espacios de búsqueda altamente restringidos.

Debido a la complejidad del problema en conjunto, los trabajos revisados trabajan con modelos simplificados de la red, dejando de lado las restricciones operacionales o la confiabilidad del sistema. Además, la necesidad de obtener soluciones en tiempos razonables conlleva a sacrificar la exactitud de los métodos de solución.

La creciente penetración de generación distribuida en los sistemas de transmisión y distribución es una razón para darle una mayor importancia a los elementos anteriormente mencionados. Lo anterior es más relevante si se considera además la inclusión de dispositivos de medición que permitan tomar decisiones de manera óptima en caso de que ocurra alguna interrupción, y de esta manera mejorar la confiabilidad del sistema. Si bien, existen trabajos que muestran el efecto de estos elementos en la confiabilidad del sistema ([29], [30]) e incluso deciden su ubicación óptima en la red ([31]), no se han encontrado trabajos que los consideren directamente en la planificación de los sistemas de distribución.

En [32] se considera la generación distribuida como una variable de decisión, lo cual está alejado de la realidad donde no es un operador central el que decide su instalación, sino que los usuarios finales. Lo anterior es significativo al momento de formular

el problema de planificación del sistema de distribución, pues las inyecciones locales de potencia deben ser consideradas como una perturbación y agregar incertidumbre al problema.

Los conceptos de adaptación y flexibilidad presentados en la sección 2.2 sólo se han aplicado al sistema de transmisión, dejando un espacio para analizar su inclusión en los sistemas de distribución y así ver si es posible obtener soluciones más robustas. Además, se puede evaluar el impacto económico que tienen estos conceptos en la planificación de sistemas.

Como se mencionó anteriormente, la planificación de los sistemas de distribución tiene múltiples aristas. Durante el desarrollo de este trabajo, se decidió trabajar específicamente con los elementos de protección por lo que las dificultades mencionadas serán abordadas en esa área en particular. Las brechas con la literatura se presentarán con más detalle en los capítulos 4 y 5. En la figura 2.3.1 se presenta un esquema general de la planificación de sistemas para entender como se contextualiza el trabajo desarrollado.

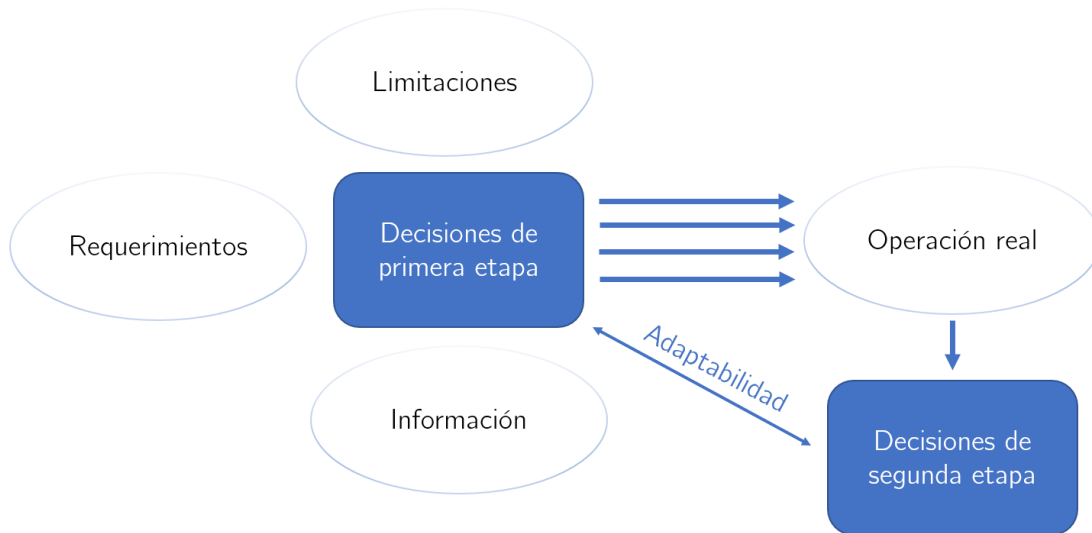


Figura 2.3.1: Esquema general de la planificación.

- ◆ **Requerimientos:** son la principal motivación de la expansión o reestructuración de los sistemas de distribución. Dentro de los requerimientos principales se encuentran el aumento de demanda, la confiabilidad del sistema, la seguridad y calidad de servicio.
- ◆ **Limitaciones:** pueden ser de distinta naturaleza e impacto, dentro de las principales se encuentran las limitaciones geográficas y económicas. Además, se han incorporado limitaciones asociadas a la confiabilidad del sistema y a los requerimientos técnicos del mismo.
- ◆ **Información:** relacionada a las limitaciones, requerimientos y alternativas de solución. Puede ser de carácter determinista, como por ejemplo el precio o las ca-

racterísticas técnicas de los equipos a instalar o de carácter estocástico, como por ejemplo las tasas de falla del sistema o el crecimiento de la demanda.

- ◆ Decisiones de primera etapa: por lo general se consideran decisiones de infraestructura mayor, con un costo significativo y tiempos de construcción superiores a un año. Dentro de esta categoría se encuentran la construcción de nuevas líneas, instalación de transformadores, expansión de subestaciones, entre otras. En este trabajo se asumirá que esas decisiones ya fueron tomadas.
- ◆ Operación real: la operación real del sistema difiere por lo general de la planificada, ya sea por simplificaciones en los modelos utilizados o por la naturaleza aleatoria de la información considerada. Si las desviaciones son considerables e incumplen alguno de los requerimientos del sistema, será necesario modificar nuevamente el sistema. Para abordar esto, se mostrará el efecto de la incertidumbre de los parámetros de confiabilidad en los requerimientos del sistema.
- ◆ Decisiones de segunda etapa: Son decisiones menores, de menor costo y tiempos de ejecución de corto plazo. Por lo general, se utilizan para corregir las desviaciones de la operación real con respecto a la operación planificada. El trabajo desarrollado se enfoca en este tipo de decisiones, específicamente localización de protecciones, buscando mejorar la confiabilidad del sistema una vez que las decisiones de primera etapa han sido tomadas.
- ◆ Adaptabilidad: es la capacidad que tiene el sistema de adaptarse cuando la operación real se desvía de la planificada. Específicamente, es la conexión entre las decisiones de primer etapa y las de segunda. En este trabajo se mostrará como las diferentes decisiones de primera etapa afectan el costo y la factibilidad de las decisiones de segunda etapa.

Próximo Capítulo

En el próximo capítulo se describe la metodología propuesta para cumplir con los objetivos planteados en este trabajo. Además, se incorpora una breve descripción de los estudios preliminares realizados y de los sistemas de estudio.

Capítulo 3

Metodología

“Hey, Mom, someday i’ll go to the moon too.”

Gru, Despicable Me.

RESUMEN: Este capítulo describe las etapas planificadas para el desarrollo de esta tesis. Cabe destacar que algunos de estos pasos fueron modificados durante el transcurso del trabajo, para adaptarse a los desafíos encontrados. Además, se detallan los estudios previos realizados y los casos de estudio analizados.

3.1. Metodología Propuesta

Para el desarrollo de esta tesis se proponen los siguientes pasos:

- **Modelación del problema de optimización** Creación del modelo de optimización, definiendo variables de interés y estrategias de solución. Para esto se utiliza como principal referencia el trabajo realizado en [33] y [34], donde se propone un modelo de programación lineal para abordar la planificación del sistema. En este trabajo además, se presentan una serie de modelaciones para abordar la parte económica, asociada a las inversiones y renovación de activos, y operacional del sistema. Además, se cuantifica el impacto de recursos energéticos distribuidos y medidores inteligentes. Para lo anterior, se comenzará con un modelo simple y se irán incorporando los elementos sucesivamente.

- **Incorporación de elementos de monitoreo/control del la red**

Las nuevas tecnologías de monitoreo permiten informar en tiempo real sobre la localización de fallas, acortando los tiempos de detección y reparación [29]. Esto se ve traducido en una mejora en los indicadores de confiabilidad del sistema. Para cuantificar el efecto de estos equipos, se recopila información sobre la disminución que provocan en los tiempos de respuesta.

Estos dispositivos son incorporados al modelo de optimización a través de las modificaciones en las tasas de falla y tiempos de reparación. El modelo genera las decisiones de inversión en equipos de protección basándose en esta información, por lo que su modificación influye directamente en las soluciones obtenidas.

- **Validación del modelo**

Se aplica el modelo desarrollado para redes sintéticas pequeñas, que permiten el desarrollo extensivo de los resultados obtenidos. Con esto se verifica la correcta incorporación de las restricciones y supuestos del modelo, además de la obtención de resultados razonables.

- **Generación de escenarios**

Se generan escenarios que permitan representar adecuadamente las condiciones de operación de las redes estudiadas. Además, se captura la incertidumbre de las tasas de falla y los tiempos de reparación de los elementos críticos del sistema. Lo anterior se realiza tanto para la toma de decisiones, como para la evaluación de las soluciones generadas.

- **Extensiones del modelo**

Se realizan extensiones del modelo base propuesto, incorporando la generación distribuida, las curvas de daño de los equipos, otros indicadores de confiabilidad y los elementos de monitoreo.

- **Análisis de resultados**

Se analizan los resultados obtenidos y las distintas opciones de inversión, con especial énfasis en el efecto de los sistemas de comunicación y la incertidumbre de las tasas de falla.

Estudios Preliminares:

Durante el desarrollo de esta tesis se revisaron trabajos asociados a la planificación de sistemas de distribución, cuantificación de indicadores de confiabilidad y estudios de crecimiento de demanda generación distribuida entre otros. A continuación se describen brevemente los tópicos que tienen una conexión directa con lo presentado en este documento.

- ◆ Equipos de protección: Se realizó una revisión de los equipos de protección utilizados en sistemas de distribución, con especial énfasis en reconectores y fusibles. Se estudió la inclusión de estos elementos en los modelos de planificación, teniendo en consideración los supuestos realizados y las características consideradas.
- ◆ Esquemas de salvamento: Se observó que en la literatura existente, la incorporación de los esquemas de salvamento en los modelos de planificación era una condición de entrada. Lo anterior no consideraba ningún criterio eléctrico que garantice la

factibilidad de los esquemas propuestos. Debido a esto, el estudio de este t pico se enfocó en identificar las condiciones operacionales que permiten/limitan la implementación de estos esquemas.

- ◆ Modelos de planificación: Se realizó una revisión exhaustiva de los modelos de planificación utilizados en redes de distribución. Se identificaron los elementos de decisión, supuestos utilizados, restricciones operacionales o económicas y objetivos de la planificación. En base a ello, se identificó una brecha en los trabajos asociados para localización y coordinación de protecciones.
- ◆ Modelos de estocasticidad para tasas de fallas y tiempos de reparación: La información asociada a la confiabilidad de los sistemas de distribución tiene una naturaleza estocástica. Gracias a la recopilación de información histórica, ha sido posible desarrollar modelos que permitan representar de manera adecuada esta estocasticidad. Como esta información es una de las principales entradas del modelo de planificación que desarrolló, se revisaron trabajos asociados a la modelación de su incertidumbre.
- ◆ Impacto de medidores inteligentes y elementos de ciberseguridad: Las nuevas tecnologías como los medidores inteligentes y otros elementos de comunicación y ciberseguridad han permitido disminuir los tiempos de reparación de los sistemas de distribución e identificar de manera más localizada las fallas en el mismo. Se revisaron trabajos que cuantifican este efecto, con el fin de incluirlos en el análisis del modelo propuesto.
- ◆ Efectos de generación distribuida: La penetración de generación distribuida ha tenido un fuerte impacto en las condiciones de operación de los sistemas de distribución. En particular, estos elementos modifican las corrientes de falla y las corrientes nominales, pudiendo incluso invertir los flujos en las redes. Se analizaron estudios que identifiquen y cuantifiquen los efectos anteriormente mencionados, para evaluar su incorporación en el modelo propuesto.

Casos de Estudio para Trabajar:

Debido a la prácticamente nula información disponible sobre redes de distribución reales, se decidió trabajar con redes sintéticas. En particular, las redes de distribución IEEE33 e IEEE69 y dos sistemas presentados en [2] de 272 y 1080 nodos respectivamente. La información principal de estos sistemas se encuentra disponible en [35].

Próximo Capítulo

El próximo capítulo es el aporte principal de esta tesis. Se presenta la estructura principal del modelo de localización y coordinación desarrollado, considerando los supuestos realizados, la validación y algunos experimentos computacionales para mostrar su aplicabilidad.

Capítulo 4

Modelo de localización y coordinación de protecciones

“All models are wrong, but some are useful.”

George E. P. Box

RESUMEN: Este capítulo presenta el desarrollo de un modelo de optimización que permite localizar y coordinar simultáneamente las protecciones en una red de distribución, disminuyendo costos y cumpliendo con indicadores de confiabilidad mínimos. Se presenta la validación del modelo y algunos experimentos computacionales para mostrar su aplicabilidad.

4.1. Introducción

La confiabilidad de los sistemas de distribución está relacionada con la capacidad de mantener un suministro eléctrico estable, seguro y de buena calidad. Para cumplir con los estándares exigidos por la legislación [36], las empresas distribuidoras deben incorporar herramientas que permitan responder en caso de que una falla se presente en el sistema. Existen distintas alternativas para cumplir con lo anterior, entre ellas la reconfiguración de la topología de la red, instalación de equipos de monitoreo para detectar rápidamente las fallas o realizar mantenimientos preventivos, instalación de equipos de protección o reemplazo de activos para mejorar su confiabilidad. En este capítulo, se trabajará exclusivamente con los elementos de protección.

En la literatura ([37], [38]), se han presentado diversos índices para cuantificar la confiabilidad de los sistemas y así tener una medida objetiva que permita tomar decisiones sobre cómo mejorar la misma. Entre los más utilizados para evaluar la confiabilidad a nivel sistema destacan el índice de frecuencia de interrupción media del sistema (SAIFI), el índice de duración de interrupción media del sistema (SAIDI) y la energía esperada no suministrada (EENS). Mientras que a nivel de cliente se utilizan la frecuencia de interrupciones a clientes (FIC) y el tiempo de interrupciones a clientes (TIC).

Por razones económicas, las protecciones utilizadas en distribución se limitan a reconectores, fusibles y seccionalizadores. Es por ello que, los trabajos desarrollados en esta área se han enfocado sólo en ese tipo de protecciones, a continuación se listan algunos de ellos. En [39] los autores proponen un algoritmo genético(GA) para localizar un número definido de reconectores en una red de 70 barras, minimizando los indicadores SAIDI y SAIFI. En [40] se propone un algoritmo Evolutivo Diferencial(DE) para la localización de un número definido de reconectores, pero esta vez se incluye la EENS. La incorporación del efecto que tienen en los indicadores de confiabilidad los fusibles con esquema de salvamento es realizada en [41] y [42], el primero considera una formulación lineal mientras que el segundo trabaja con algoritmos genéticos y una formulación no lineal del problema. Otro enfoque típico es el presentado en [33], el cual consiste en obtener los indicadores de confiabilidad para distintas configuraciones de los equipos de protección y en base a ello seleccionar la que mejor se ajuste a los requerimientos del sistema.

Los trabajos anteriormente mencionados y los presentes en el la última revisión bibliográfica [1] no consideran en su formulación las características de los equipos de protección, lo cual lleva a obtener soluciones infactibles en algunos casos. La infactibilidad se debe principalmente a la coordinación que debe existir entre las protecciones de un sistema de distribución, algunos trabajos resuelven el problema de localización con la posibilidad de incluir restricciones en caso de que la coordinación no sea posible, pero esto debe realizarse iterativamente y por lo general se pierde el óptimo global. Además, la incorporación de los esquemas de salvamento no se hace en base a un criterio eléctrico, lo que a veces resulta en la obtención de soluciones que en la práctica no permiten mejorar la confiabilidad del sistema, pudiendo incluso llegar a degradarla.

A continuación se presenta un modelo desarrollado para la localización y coordinación simultánea de elementos de protección en sistemas de distribución, el cual incorpora reconectores y fusibles con o sin esquema de salvamento. Para lo anterior se ha desarrollado un criterio eléctrico, basado en la operación nominal del sistema y en las corrientes de falla, que determina si un fusible puede operar con esquemas de salvamento ante fallas temporales. Además, se consideran las curvas de operación (tiempo inverso) de los equipos de protección y los costos asociados tanto a su instalación como reemplazo en caso de operación. Cabe destacar que la formulación presentada es de carácter lineal, por lo que se resuelve directamente sin utilizar heurísticas, permitiendo garantizar la obtención de un óptimo global.

4.2. Nomenclatura

Conjuntos

\mathcal{L}	Conjunto de líneas.
\mathcal{N}	Conjunto de nodos.
\mathcal{F}	Conjunto de fusibles.
\mathcal{R}	Conjunto de reconectores.
\mathcal{L}_d^l	Conjunto de líneas aguas abajo de la línea l .

\mathcal{L}_u^l	Conjunto de líneas aguas arriba de la línea l .
\mathcal{L}_{aa}^l	Conjunto de líneas directamente aguas abajo de la línea l .

Parámetros

t_c	Tiempo de coordinación entre dos protecciones consecutivas.
$t_{op_f}^{f,l_1,l_2}$	Tiempo de operación de un fusible tipo f localizado en la línea l_1 cuando ocurre una falla en la línea l_2 .
$t_{op_r}^{r,l_1,l_2}$	Tiempo de operación de un reconectador tipo r localizado en la línea l_1 cuando ocurre una falla en la línea l_2 (si se incluye <i>ins</i> , se refiere a la protección instantánea).
c_{fu_r}	Costo de reposición de un fusible.
c_{fu}	Costo de instalación anualizado ¹ de un fusible.
c_{re}	Costo de instalación anualizado de un reconectador.
c_{fa}	Costo de falla.
$\varsigma_{n,l}$	Parámetro binario de valor 1 si la línea l suministra al nodo n .
κ_n	Número de clientes conectados al nodo n .
\bar{P}_n	Consumo promedio del nodo n .
λ_l	Tasa de falla permanente en la línea l .
γ_l	Tasa de falla temporal en la línea l .
τ_l	Tiempo de reparación asociado a fallas permanentes en la línea l .
ν_l	Tiempo de reparación asociado a fallas temporales en la línea l .
s_{l_1,l_2,l_3}^{fr}	Parámetro binario de valor 1 si un reconectador en la línea l_2 protegerá a un fusible en la línea l_1 cuando ocurra una falla en la línea l_3 .
q_{l_1,l_2}^f	Parámetro binario de valor 1 si un fusible de tipo f instalado en la línea l_1 se salvará con una falla en l_2 .
λ_l^{AA}	Tasa de falla permanente acumulada aguas abajo de la línea l .
γ_l^{AA}	Tasa de falla temporal acumulada aguas abajo de la línea l .
τ_l^{AA}	Tiempo de reparación asociado a fallas permanentes acumulado aguas abajo de la línea l .
ν_l^{AA}	Tiempo de reparación asociado a fallas temporales acumulado aguas abajo de la línea l .
\widehat{B}	Inversión máxima en el sistema.
\widehat{SAIDI}	Máximo SAIDI permitido.
\widehat{SAIFI}	Máximo SAIFI permitido.
FSC	Factor de sobrecarga
I_e^{nom}	Corriente nominal del elemento e .
I_l^f	Corriente de falla en la línea l .

Variables

$\tilde{r}_{l,r}$	Variable binaria de valor 1 si un reconectador de tipo r se instala en la línea l .
-------------------	---

¹Todos los valores anualizados se calcularon con una tasa de descuento de 10 % y una vida útil de 20 años.

$\tilde{f}_{l,f}$	Variable binaria de valor 1 si un fusible de tipo f se instala en la línea l .
\tilde{r}_l^{tot}	Variable binaria de valor 1 si un reconectador se instala en la línea l .
f_l^{tot}	Variable binaria de valor 1 si un fusible se instala en la línea l .
\tilde{p}_l^{tot}	Variable binaria de valor 1 si se instala un equipo de protección en la línea l .
s_{l_1,l_2}^f	Variable binaria de valor 1 si un fusible localizado en la línea l_1 tiene esquema de salvamento cuando ocurre una falla en la línea l_2 .
x_{l_1,l_2}	Variable binaria de valor 1 si un es que hay un fusible en la línea l_1 y tiene esquema de salvamento cuando ocurre una falla en la línea l_2 .
y_{l_1,l_2}	Cantidad de fusibles aguas abajo de la línea l_1 que se queman con una falla en l_2 sin que se quemé de la línea l_1 .
n_{l_1,l_2}	Variable binaria de valor 1 si y_{l_1,l_2} es mayor a cero.
$SAIFI$	Valor del indicador SAIFI (<i>interrupciones/año</i>). ²
$SAIDI$	Valor del indicador SAIDI (<i>horas/año</i>).
TIC_n	Valor del indicador TIC para el nodo n (<i>horas/año</i>).
FIC_n	Valor del indicador FIC para el nodo n (<i>interrupciones/año</i>).
$Costs$	Costos totales ($\text{\$}$).
C_{EENS}	Costos por energía no suministrada($\text{\$}$).
$EENS$	Energía no suministrada esperada (kWh).
f^b	Cantidad esperada de fusibles quemados.
B	Costos de inversión en el sistema.

4.3. Modelos de reconectador y fusible

En la actualidad existe una amplia variedad de equipos de protección, los cuales cuentan con distintos modos de operación. Para simplificar el modelo, se han considerado los esquemas que se presentan a continuación.

◆ Fusibles

Se considerará el tiempo de despeje como un punto de operación único, lo cual se muestra en la figura 4.3.1 para tres fusibles de la serie K³. En la realidad este tiempo no es determinista, debido a que la operación ocurre cuando el fusible se derrite producto de la corriente circulante, en modelos detallados se utiliza una banda de operación en vez de la curva única. De todas maneras, el modelo incluye un parámetro de holgura en la coordinación del tiempo de operación entre protecciones, lo cual puede utilizarse para incorporar la banda de operación.

²Por lo general se presentará el valor en (int), haciendo referencia al valor anual del indicador. Lo mismo aplica a los demás indicadores

³Por lo general estas curvas se presentarán en escala logarítmica para mejorar la visualización, adicionalmente se agregó el punto que corresponde a 0.01 s de operación

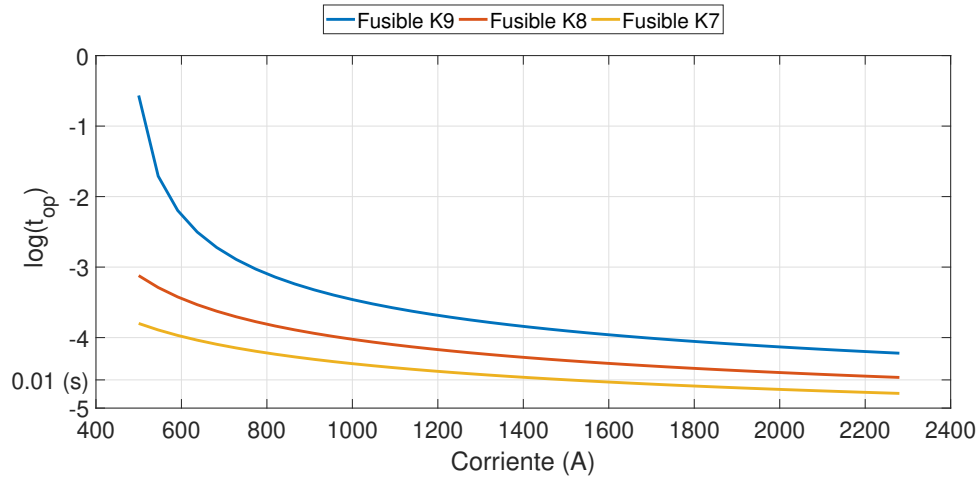


Figura 4.3.1: Curva de tiempo inverso para fusibles de la serie K.

◆ Reconectores

Se considerará que los reconectores tienen dos curvas de operación, las cuales se muestran en la figura 4.3.2 para el reconector de tipo A. La primera curva es una configuración instantánea, la cual sirve para operar ante fallas temporales. Luego de la operación de la característica instantánea, si es que la falla persiste, opera la curva de tiempo inverso superior.

En la práctica, los reconectores cuentan con varias de estas curvas permitiendo múltiples reconexiones. Además la curva inferior puede ser ajustada para que tenga un comportamiento similar a la superior y así mejorar la coordinación. Como la entrada del modelo son los tiempos de operación, las curvas pueden modelarse como se desee.

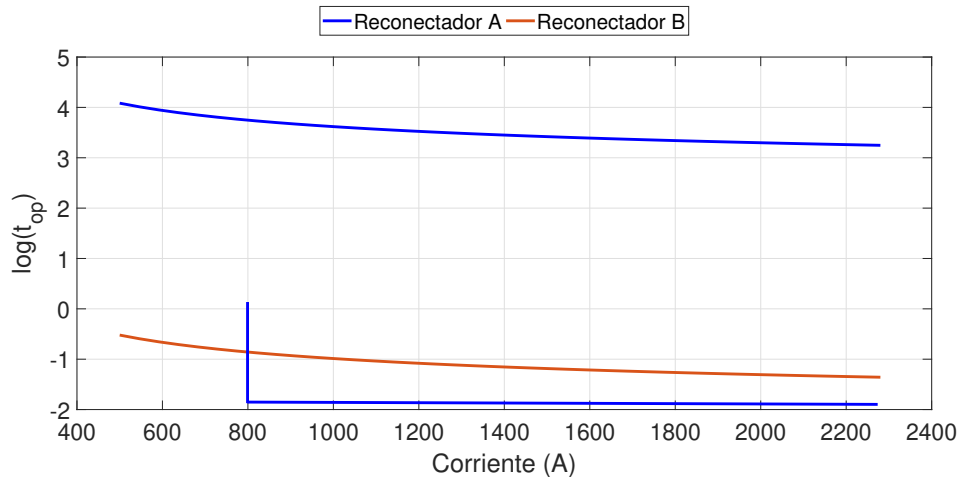


Figura 4.3.2: Curva de tiempo inverso genérica para reconectores.

Teóricamente las características de tiempo inverso, es decir, el tiempo de operación t_{op} de la protección ante una corriente de falla I^f , pueden ser representadas con ecuaciones similares a las que se presentan en (4.3.1). De esta manera, el ingreso de información relativa a las características de operación de las protecciones puede reducirse al ingreso de los parámetros a y b . Otra opción es ingresar directamente tablas de tiempos de operación para las distintas corrientes de falla.

$$\log(t_{op}) = a \times \log(I^f) + b \quad (4.3.1)$$

4.4. Análisis de configuración reconectador/fusible

Salvamento

La curva instantánea del reconectador puede proteger a los fusibles que se encuentren aguas abajo del mismo cuando ocurre una falla temporal. Lo anterior es importante, pues evita pérdidas de suministro innecesarias mejorando los indicadores de confiabilidad del sistema. Debido a las condiciones de operación del sistema, los esquemas de salvamento no son siempre posibles, por lo que algunos fusibles operarán ante fallas temporales dejando sin suministro a una porción de la red e implicando un costo de reposición.

Para efectos del modelo es necesario determinar cuándo el salvamento será factible, ya que esto tiene una gran importancia al momento de decidir la instalación y localización de los reconectores y fusibles en la red. En este trabajo se considerará que todas las fallas temporales son despejadas por el instantáneo del reconectador, siempre y cuando la configuración del mismo lo permita. Para ejemplificar el criterio de salvamento, se considera la red de la figura 4.4.1.

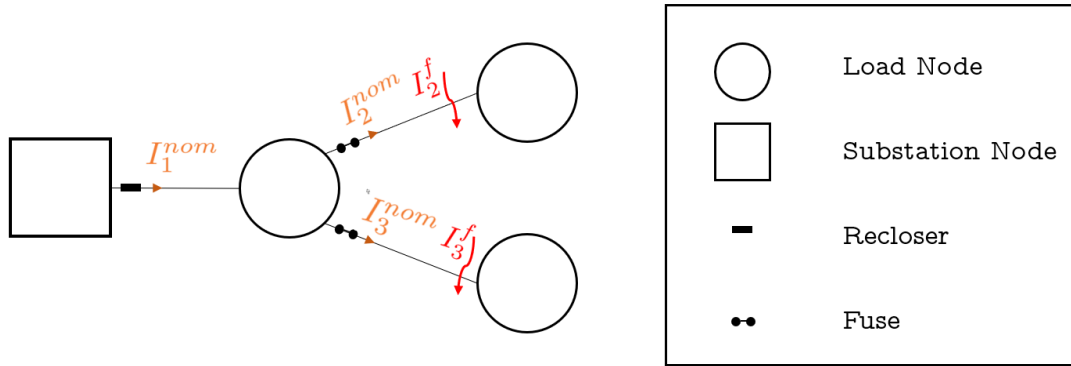


Figura 4.4.1: Diagrama de red simple.

El instantáneo del reconectador está limitado por la corriente nominal que circula por la línea, la cual puede calcularse para este caso según (4.4.1).

$$I_1^{nom} = I_2^{nom} + I_3^{nom} \quad (4.4.1)$$

Si se considera además un pequeño factor de sobrecarga (FSC), el criterio para decidir si un fusible ubicado en la línea j será protegido por un reconectador en la línea i puede ser expresado según la ecuación (4.4.2). Donde básicamente, la configuración del instantáneo del reconectador no puede estar en una corriente inferior que la nominal de la línea donde esta instalado o este provocaría falsos disparos.

$$FSC \times \sum_{i \in L_{aa}^i} I_i^{nom} \geq I_j^f \quad (4.4.2)$$

Por otra parte, si la corriente de falla es demasiado alta el instantáneo del reconectador no será capaz de despejarla antes de que el fusible se funda.

$$t_{op_{ins}}^{r,l_1,l_2} \geq t_{opf}^{f,l_1,l_2} \quad (4.4.3)$$

Ambas situaciones se presentan en la Fig. 4.4.2, donde se ha utilizado el logaritmo del tiempo de operación para mejorar la escala. Si la corriente de falla I_2^f es cercana a 38 kA, el instantáneo del reconectador no es capaz de despejarla y el fusible se quema. Por otro lado, si es cercana a 500 A el fusible, la configuración Ins_1 despejará la falla y protegerá el fusible. Si por condiciones operacionales la corriente en la línea L_1 aumenta, el instantáneo debe modificarse para no generar falsos disparos. La configuración Ins_2 del reconectador no protegerá al fusible. Lo anteriormente mencionado es parcialmente preprocesado e ingresado al modelo con los parámetros s y q que serán explicados en la siguiente sección.

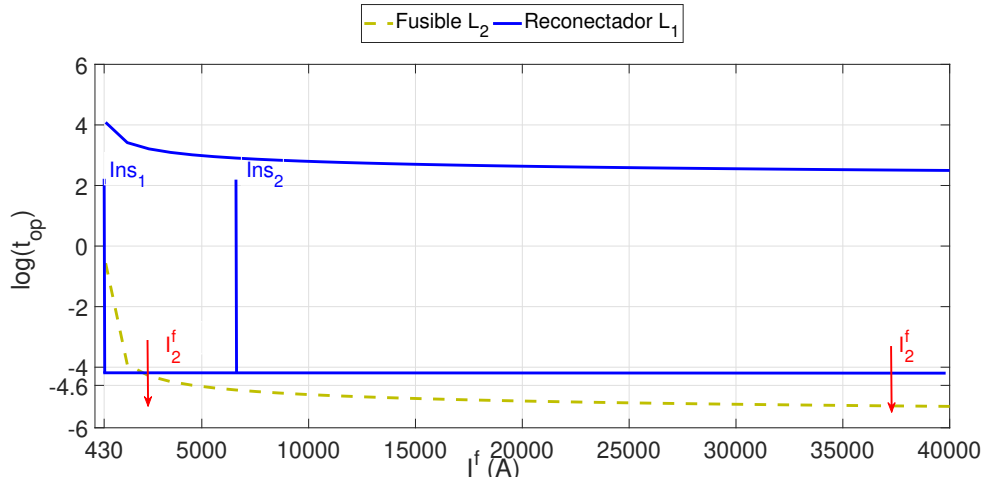


Figura 4.4.2: Curvas de tiempo inverso para esquemas de salvamento.

Para efectos del cálculo de las corrientes de falla, se considerará que todas las fallas son balanceadas y de impedancia nula. Si se quiere incorporar la resistencia de falla, es necesario contar con información estadística para el modelo.

Consideración de las tasas de falla y tiempos de reparación

Un aspecto importante a considerar es el impacto de los distintos tipos de falla en la continuidad de suministro del sistema. A continuación se detallan las consideraciones realizadas con respecto a las fallas y a la respuesta de los equipos de protección frente a estas.

a) Fallas sostenidas

Estas fallas se consideran de duración permanente, por lo que el instantáneo de los reconectores no es capaz de despejarlas. Lo anterior implica que este tipo de fallas provocará la operación de fusibles aunque estos tengan esquema de salvamento.

b) Fallas temporales

Se asumirá que estas fallas tienen una duración menor a 3 minutos, por lo que, según la norma técnica vigente en Chile [36], no afectarán los indicadores de confiabilidad a menos que provoquen la operación de un fusible.

Para el caso de reconectores y fusibles con esquema de salvamento, estas fallas no provocan una pérdida de suministro. Por otro lado, los fusibles sin esquema de salvamento se fundirán y la falla tendrá el mismo efecto en los indicadores de confiabilidad que una falla sostenida.

c) Tiempos de reparación

Se calcularán como el producto simple entre las tasas de falla, sostenidas o temporales según el caso, y el tiempo de reparación esperado de la línea.

Los parámetros del sistema anteriormente mencionados tienen una naturaleza aleatoria, la cual es difícil de modelar vivir debido a su correlación con múltiples factores externos como condiciones climáticas o localización geográfica. En la formulación del modelo se considerará que la información disponible corresponde los valores esperados de estos parámetros, posteriormente se realizará un análisis que permitan cuantificar el efecto de esta aleatoriedad en las soluciones obtenidas.

4.5. Indicadores de confiabilidad

Como se mencionó anteriormente estos indicadores son parámetros que permiten cuantificar la confiabilidad del sistema y en base a ello tomar decisiones sobre las inversiones o modificaciones necesarias para mejorarla. En particular, los considerados en este estudio se detallarán a continuación.

- Frecuencia de Interrupciones a Clientes (FIC)

Caracteriza la frecuencia de las interrupciones mayores a 3 minutos de suministro a clientes finales conectados a sistemas de distribución en Estado Normal (defini-

do por la norma técnica [36]). Se representa matemáticamente según la ecuación (4.5.1).

$$FIC_c = \sum_i Int_{i,c} \quad (4.5.1)$$

donde:

$Int_{i,c}$ Corresponde a la interrupción i , que haya afectado al cliente c .

- Tiempo de Interrupciones a Clientes (TIC)

Caracteriza la duración de las interrupciones mayores a 3 minutos de suministro a clientes finales conectados a sistemas de distribución en Estado Normal (definido por la norma técnica [36]). Se representa matemáticamente según la ecuación (4.5.2).

$$TIC_c = \sum_i Int_{i,c} \times t_{i,c} \quad (4.5.2)$$

donde:

$t_{i,c}$ Corresponde al tiempo durante el cual el cliente c se mantuvo sin suministro eléctrico producto de la interrupción i , en horas.

- Energía no suministrada esperada (EENS)

Este parámetro cuantifica la cantidad de energía que no es capaz de suministrarse a los usuarios finales producto de interrupciones en el sistema o saturación del mismo. Para el efecto de estudio de protecciones, sólo se considerarán las interrupciones como consecuencia de fallas en la red. Como las cargas y la generación no tienen un valor constante a lo largo del horizonte de estudio, la estimación de la cantidad de energía que deja de suministrarse cuando ocurre una falla requiere de una correlación entre estos comportamientos y la probabilidad de falla de la red. En la literatura se encuentran diversos enfoques para simplificar este proceso, como por ejemplo el utilizado en [34], donde se discretiza el nivel de carga del sistema de distribución y se calcula la energía no suministrada esperada según la ecuación (4.5.3).

$$EENS = \sum_{b \in \mathcal{B}} \frac{\Delta_b}{8760} \times \sum_{i \in \Psi^{LN}} TIC_i \times D_{i,b} \quad (4.5.3)$$

donde:

\mathcal{B} Corresponde al conjunto de bloques de discretización del sistema.

Δ_b Corresponde a la duración del bloque de discretización b .

Ψ^{LN} Corresponde al conjunto de nodos de carga.

$D_{i,b}$ Corresponde a la demanda neta del nodo i en el bloque b .

Sin embargo, para efectos de penalización a las compañías distribuidoras, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) define en [43] este parámetro como se muestra en la ecuación (4.5.4). Si bien, este no es el valor real de energía que deja de suministrarse, es lo que se considerará en este modelo, pues determina el costo que debe asumir la distribuidora por este concepto.

$$EENS = \sum_{i \in \Psi^{LN}} TIC_i \times \overline{D}_i \quad (4.5.4)$$

donde :

\overline{D}_i Corresponde al consumo promedio del cliente.

- Frecuencia media de interrupción por cliente (SAIFI)

Caracteriza la frecuencia de las interrupciones mayores a tres minutos en el sistema bajo estudio. A diferencia del FIC, es un parámetro global por lo que considera en simultáneo a todos los clientes del sistema como se muestra en la ecuación (4.5.5).

$$SAIFI = \frac{\text{Interrupciones totales}}{\text{Clientes totales}} \quad (4.5.5)$$

- Tiempo medio de interrupción por cliente (SAIDI)

Caracteriza la duración de las interrupciones mayores a tres minutos en el sistema bajo estudio. A diferencia del TIC, es un parámetro global por lo que considera en simultáneo a todos los clientes del sistema como se muestra en la ecuación (4.5.6).

$$SAIDI = \frac{\text{Duración total de interrupciones}}{\text{Clientes totales}} \quad (4.5.6)$$

4.6. Modelo de localización y coordinación

Para la formulación del modelo y la posterior interpretación de los resultados que este entrega, es importante entender de donde proviene la información utilizada y la naturaleza de la misma. La figura 4.6.1 muestra esquemáticamente las entradas y salidas del modelo.

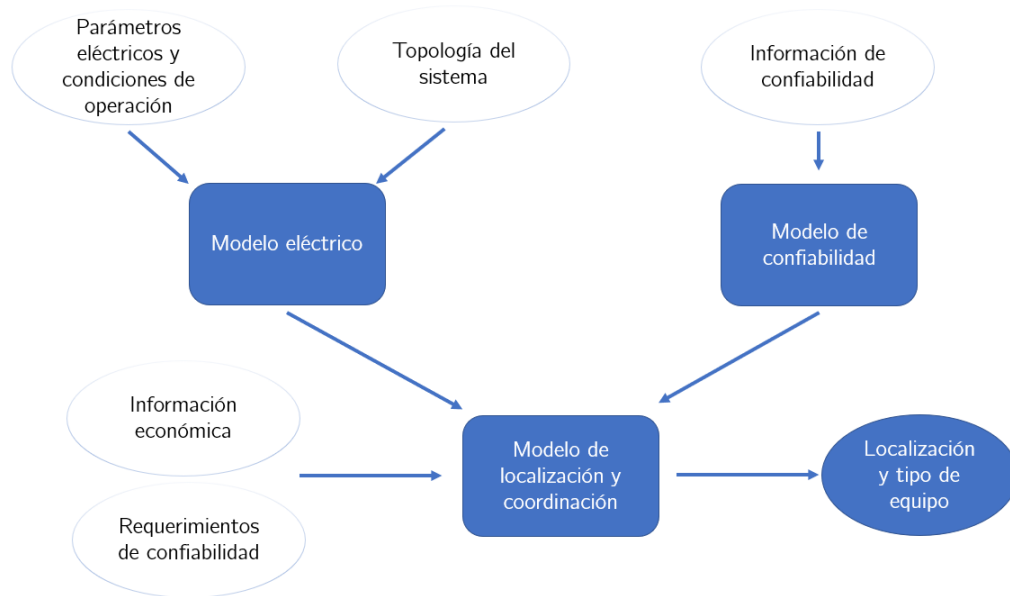


Figura 4.6.1: Esquema de entradas y salidas del modelo de localización y coordinación de protecciones.

- ◆ **Parámetros eléctricos y condiciones de operación:** corresponde a la información eléctrica del sistema necesaria para calcular los parámetros de operación nominal, dentro de ellas se encuentran las resistencias, reactancias y susceptancias de los principales componentes del sistema y las potencias instaladas entre otras. Además, se incluyen en esta categoría las curvas de operación de los elementos de protección disponibles.
- ◆ **Topología del sistema:** contiene la información asociada a la configuración de las líneas del sistema y el número de clientes conectados en cada nodo. Es importante para identificar las posibles vías de suministro y las zonas que serán desconectadas cuando ocurren fallas en el sistema.
- ◆ **Modelo eléctrico:** Con la información anteriormente mencionada es posible calcular las corrientes nominales y de falla del sistema. Una de las ventajas del modelo propuesto es que esta información es una entrada externa, lo que permite conectarlo fácilmente con los *software* típicamente usados en la industria (DIgSILENT, ETAP, Matlab, etc). Para este trabajo se utilizó un algoritmo programado en Python 2.7. Además, es posible preprocesar información relacionada con los esquemas de salvamento (parámetros s^{fr} y q^f), ya que se cuenta con las corrientes nominales y de falla en todas las líneas.
- ◆ **Información de confiabilidad:** principalmente son registros históricos de las tasas de falla y los tiempos de reparación en el sistema o en algún sistema similar si es que aún no se ha planificado. Además, se incluyen las tasas de falla de los equipos entregadas por los respectivos fabricantes.

- ◆ Modelo de confiabilidad: con la información de confiabilidad y agregando otros registros históricos, como por ejemplo las condiciones meteorológicas del sistema, es posible modelar la estocasticidad de las tasas de falla y tiempos de reparación. En esta tesis, se considerará que esta información ingresa al modelo como valores esperados y se mencionarán algunos trabajos que permiten obtener estos valores.⁴
- ◆ Información económica: incluye los costos de equipos de protección, costos por energía no suministrada y costos asociados a penalizaciones por incumplimiento de indicadores mínimos.
- ◆ Requerimientos de confiabilidad: por lo general son indicadores máximos permitidos. Pueden incluirse distintos índices, tanto sistémicos como locales.
- ◆ Modelo de localización y coordinación: a partir de la información procesada por los modelos anteriormente mencionados, decide la instalación de equipos de protección en la red. Además, incluye requerimientos operacionales asociados a la coordinación de protecciones, protección de equipamiento crítico y esquemas de salvamento.

El formulación matemática se presenta a continuación. Notar que la función objetivo presentada en 4.6.1 puede ser modificada según el análisis que se desea realizar, por ejemplo puede considerarse la minimización de un determinado índice de confiabilidad o de los costos de inversión. Cabe destacar que se han presentado solo las restricciones principales, pero que el modelo permite incorporar directamente otros criterios como por ejemplo la protección de equipamiento crítico.

$$\begin{aligned} \min_{(\vec{r}, \vec{f})} \text{Costo} \end{aligned} \tag{4.6.1}$$

Las ecuaciones (4.6.2), (4.6.3) y (4.6.4) definen las variables binarias asociadas con la instalación de equipos de protección en las líneas. La restricción (4.6.5) limita la cantidad de elementos de protección en una misma línea, para evitar que se instale un reconectador y un fusible simultáneamente. En (4.6.6) se evita la construcción de reconectadores aguas abajo de fusibles, esto ayuda a reducir el espacio de búsqueda, disminuyendo los tiempos de resolución.

⁴Inicialmente se pretendía generar un modelo de confiabilidad, pero la información no es de acceso público o no se ha recopilado para sistemas conocidos.

subject to

$$\tilde{r}_l^{\text{tot}} = \sum_{r \in \mathcal{R}} \tilde{r}_{l,r}, \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (4.6.2)$$

$$\tilde{f}_l^{\text{tot}} = \sum_{f \in \mathcal{F}} \tilde{f}_{l,f}, \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (4.6.3)$$

$$\tilde{p}_l^{\text{tot}} = \tilde{r}_l^{\text{tot}} + \tilde{f}_l^{\text{tot}}, \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (4.6.4)$$

$$\tilde{p}_l^{\text{tot}} \leq 1, \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (4.6.5)$$

$$|\mathcal{L}| \times (1 - \tilde{f}_l^{\text{tot}}) = \sum_{j \in \mathcal{L}_d^l} \tilde{r}_j^{\text{tot}}, \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (4.6.6)$$

La coordinación entre dos dispositivos de protección es incluida con (4.6.7), el último término en el lado derecho de la desigualdad asegura que ésta sea válida cuando no existan elementos aguas arriba de la línea l . Es importante destacar que, si bien el tiempo de operación de los fusibles ha sido considerado como determinista, una correcta selección del tiempo de coordinación t_c garantizará la operación adecuada del sistema. Con (4.6.8) se asegura que las corrientes nominales de las líneas no sean superiores a la de los equipos de protección instalados en las mismas, esto evita falsos disparos.

$$\begin{aligned} \sum_{r \in \mathcal{R}} \tilde{r}_{l,r} t_{op_r}^{r,l,l} + \sum_{f \in \mathcal{F}} \tilde{f}_{l,f} t_{op_f}^{f,l,l} + \tilde{p}_l^{\text{tot}} t_c \leq \sum_{r \in \mathcal{R}} \tilde{r}_{j,r} t_{op_r}^{r,j,l} \\ + \sum_{f \in \mathcal{F}} \tilde{f}_{j,f} t_{op_f}^{f,j,l} + (1 - \tilde{r}_j^{\text{tot}} - \tilde{f}_j^{\text{tot}}) M, \quad \forall (l, j) \in \mathcal{L} \times \mathcal{L}_u^l \end{aligned} \quad (4.6.7)$$

$$I_f^{\text{nom}} \geq I_l^{\text{nom}} \times \tilde{f}_{l,f}, \quad \forall (l, f) \in \mathcal{L} \times \mathcal{F} \quad (4.6.8)$$

Las expresiones (4.6.9) y (4.6.10) definen la variable binaria asociada a los esquemas de salvamento debido a la limitación de las corriente nominales, la cual depende de la existencia de reconectores aguas arriba de la línea evaluada. A esto se le agregan las limitaciones debido a las altas corrientes de falla son incluidas con (4.6.11), (4.6.12), (4.6.13) y (4.6.14). La variable x cuantifica la operación de los fusibles cuando ocurren fallas temporales.

$$\sum_{j \in \mathcal{L}_u^l} \tilde{r}_j^{\text{tot}} s_{l,j,k}^{fr} \leq s_{l,k}^f M, \quad \forall (l, k) \in \mathcal{L} \times \mathcal{L}_d^l \quad (4.6.9)$$

$$\sum_{j \in \mathcal{L}_u^l} \tilde{r}_j^{\text{tot}} s_{l,j,k}^{fr} \geq s_{l,k}^f, \quad \forall (l, k) \in \mathcal{L} \times \mathcal{L}_d^l \quad (4.6.10)$$

$$x_{l,j} = s_{l,j}^f \times \sum_{f \in \mathcal{F}} q_{l,j}^f \tilde{f}_{l,f}, \quad \forall (l, j) \in \mathcal{L} \times \mathcal{L}_d^l \quad (4.6.11)$$

$$y_{l,k} = \sum_{j \in \mathcal{L}_d^l \cup \mathcal{L}_u^k} x_{l,k} (1 - x_{j,k}) \tilde{f}_{j,f}, \quad \forall (l, j) \in \mathcal{L} \times \mathcal{L}_d^l \quad (4.6.12)$$

$$n_{l,j} \leq y_{l,j}, \quad \forall (l, j) \in \mathcal{L} \times \mathcal{L}_d^l \quad (4.6.13)$$

$$y_{l,j} \leq |\mathcal{L}| \times n_{l,j}, \quad \forall (l, j) \in \mathcal{L} \times \mathcal{L}_d^l \quad (4.6.14)$$

La tasa de falla permanente protegida es definida en (4.6.15), todas las tasas de falla aguas abajo son consideradas y luego las que ya han sido protegidas por otros dispositivos de protección son descontadas. Esta tasa será cero si es que no existen elementos de protección en la línea y es independiente del tipo de elemento seleccionado. La tasa de falla temporal protegida sigue la misma lógica y es incorporada en (4.6.16). Esta variable será cero para fusibles con esquema de salvamento.

Cuando un reconectador opera durante una falla temporal, los indicadores de confiabilidad no se ven afectados pues el suministro no se interrumpe por más de tres minutos. Para incorporar esto en el modelo la variable γ^{ef} es definida en (4.6.17), la cual toma el valor cero para reconectadores y tiene el mismo valor que γ^{pr} para fusibles. La inclusión de esta variable es necesaria ya que los reconectadores afectan las tasas de fallas temporales protegidas por los elementos que se encuentran aguas arriba.

$$\lambda_l^{pr} = \lambda_l^{AA} \tilde{p}_l^{\text{tot}} - \sum_{j \in \mathcal{L}_d^l} \lambda_j^{pr} \tilde{p}_l^{\text{tot}}, \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (4.6.15)$$

$$\gamma_l^{pr} = \gamma_l^{AA} \tilde{p}_l^{\text{tot}} - \sum_{j \in \mathcal{L}_d^l} \gamma_j^{pr} \tilde{p}_l^{\text{tot}} + \sum_{j \in \mathcal{L}_d^l} (n_{l,j} - x_{l,j} \tilde{f}_l^{\text{tot}}) \gamma_j, \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (4.6.16)$$

$$\gamma_l^{ef} = \gamma_l^{pr} (1 - \tilde{r}_l^{\text{tot}}), \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (4.6.17)$$

Análogamente a las tasas de falla, el tiempo de reparación asociado a las fallas es incorporado en (4.6.18) y (4.6.19) para fallas permanentes y temporales respectivamente. La estructura de estas ecuaciones es la misma que la que se utilizó para las tasas de falla protegidas, lo cual facilita la implementación y el análisis. De la misma forma en (4.6.20) se define el tiempo efectivo de reparación debido a fallas temporales, el cual es nulo cuando un reconectador es instalado en la línea.

$$\tau_l^{pr} = \tau_l^{AA} \tilde{p}_l^{\text{tot}} - \sum_{j \in \mathcal{L}_d^l} \tau_j^{pr} \tilde{p}_l^{\text{tot}}, \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (4.6.18)$$

$$\nu_l^{pr} = \nu_l^{AA} \tilde{p}_l^{\text{tot}} - \sum_{j \in \mathcal{L}_d^l} \nu_j^{pr} \tilde{p}_l^{\text{tot}} + \sum_{j \in \mathcal{L}_d^l} (n_{l,j} - x_{l,j} \tilde{f}_l^{\text{tot}}) \nu_j, \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (4.6.19)$$

$$\nu_l^{ef} = \nu_l^{pr} (1 - \tilde{r}_l^{\text{tot}}), \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (4.6.20)$$

Los indicadores de confiabilidad sistémicos SAIFI y SAIDI son calculados en (4.6.21) y (4.6.22) como función de las tasas de falla protegidas y los tiempos de reparación respectivamente. Para las fallas temporales y sus tiempos de reparación asociados se utilizan los valores efectivos.

$$SAIFI = \sum_{l \in \mathcal{L}} (\lambda_l - \lambda_l^{pr}) + \frac{\sum_{j \in \mathcal{L}} (\lambda_j^{pr} + \gamma_j^{ef}) \sum_{n \in \mathcal{N}} \varsigma_{n,j} \kappa_n}{\sum_{n \in \mathcal{N}} \kappa_n} \quad (4.6.21)$$

$$SAIDI = \sum_{l \in \mathcal{L}} (\tau_l - \tau_l^{pr}) + \frac{\sum_{j \in \mathcal{L}} (\tau_j^{pr} + \nu_j^{ef}) \sum_{n \in \mathcal{N}} \varsigma_{n,j} \kappa_n}{\sum_{n \in \mathcal{N}} \kappa_n} \quad (4.6.22)$$

Los indicadores de confiabilidad local TIC y FIC son calculados en (4.6.23) y (4.6.24) para cada nodo del sistema. Estos índices están definidos por cliente, pero todos los clientes en un mismo nodo tienen el mismo valor del indicador.

$$TIC_n = \sum_{l \in \mathcal{L}} \tau_l - \tau_l^{pr} + (\tau_l^{pr} + \nu_l^{ef}) \varsigma_{n,l}, \quad \forall n \in \mathcal{N} \quad (4.6.23)$$

$$FIC_n = \sum_{l \in \mathcal{L}} \lambda_l - \lambda_l^{pr} + (\lambda_l^{pr} + \gamma_l^{ef}) \varsigma_{n,l}, \quad \forall n \in \mathcal{N} \quad (4.6.24)$$

La energía no suministrada esperada es calculada en (4.6.25) como un producto entre el tiempo de interrupción total y el consumo medio por nodo.

$$EENS = \sum_{n \in \mathcal{N}} TIC_n \times \overline{P}_n \quad (4.6.25)$$

La cantidad esperada de fusibles quemados en un año de operación se calcula según (4.6.26). Notar que, cuando los fusibles no tienen esquema de salvamento, las fallas temporales también provocan su operación.

$$f^b = \sum_{l \in \mathcal{L}} \gamma_l^{ef} + \lambda_l^{pr} \tilde{f}_l^{\text{tot}} \quad (4.6.26)$$

Los costos de inversión asociados con la instalación de fusibles y reconectores en el sistema es cuantificada en (4.6.27), donde se han incluido los costos de reposición de fusibles y los costos por energía no suministrada. Para el esquema presentado, el modelo minimiza este valor.

Las restricciones (4.6.28), (4.6.29) y (4.6.30) permiten el control de los indicadores de confiabilidad sistémicos y del presupuesto de inversión. En general, estas restricciones no estarán activas simultáneamente y dependerán de la función objetivo o del análisis que se esté realizando. La inclusión de los indicadores a nivel local TIC y FIC en el sistema permite incorporar restricciones similares por nodo, lo cual es útil cuando la legislación impone niveles máximos de confiabilidad a nivel local o cuando se requiere considerar

clientes críticos como hospitales.

$$Costs = \sum_{l \in \mathcal{L}} (c_{fu} \tilde{f}_l^{\text{tot}} + c_{re} \tilde{r}_l^{\text{tot}}) - c_{re} + f^b c_{fu_r} + 2EENS c_{fa} \quad (4.6.27)$$

$$SAIDI \leq \widehat{SAIDI} \quad (4.6.28)$$

$$SAIFI \leq \widehat{SAIFI} \quad (4.6.29)$$

$$\sum_{l \in \mathcal{L}} (c_{fu} \tilde{f}_l^{\text{tot}} + c_{re} \tilde{r}_l^{\text{tot}}) - c_{re} \leq \widehat{B} \quad (4.6.30)$$

Linealización del modelo

Las restricciones (4.6.15), (4.6.16), (4.6.17), (4.6.18), (4.6.19), (4.6.20), (4.6.11) y (4.6.12) presentadas en la sección 4.6 poseen un carácter no lineal, pues contienen productos de variables binarias o binarias con continuas. Lo anterior dificulta la resolución del problema y la garantía de la obtención de una solución globalmente óptima. Existen distintas estrategias para abordar este tipo de restricciones, en este trabajo se utiliza el método de la M grande, el cual se explica a continuación para los dos casos.

- **Producto de dos variables binarias** Sea $z = x \times y$, con x e y variables binarias, para la linealización se agregan al modelo las tres inecuaciones presentadas en (4.6.31).

$$\begin{aligned} z &\leq x \\ z &\leq y \\ z &\geq x + y - 1 \end{aligned} \quad (4.6.31)$$

es importante destacar que la nueva variable introducida z también es binaria.

- **Producto de una variable continua y una binaria** Sea $z = A \times x$, con A variable continua y x una variable binaria. Para la linealización se incluyen en el modelo las cuatro inecuaciones presentadas en (4.6.32).

$$\begin{aligned} z &\leq M \times x \\ z &\leq A \\ z &\geq A - (1 - x) \times M \\ z &\geq 0 \end{aligned} \quad (4.6.32)$$

donde M corresponde a una constante elevada. Para el modelo en particular la variable continua A es acotada, por lo que puede escogerse $M = \bar{A}$. Además, es importante notar que la variable z será continua en este caso.

Utilizando esta estrategia se procede a linealizar las restricciones del modelo, el detalle para cada una se presenta a continuación.

- Linealización de λ^{pr}

Se reescribe la restricción (4.6.15) en la forma (4.6.33), donde el término z_l es no lineal por ser el producto de la variable continua $\sum_{j \in \mathcal{L}_d^i} \lambda_j^{pr}$ y la variable binaria \tilde{p}_l^{tot} .

$$\lambda_l^{pr} = \lambda_l^{AA} \times \tilde{p}_l^{\text{tot}} - z_l, \forall l \in \mathcal{L} \quad (4.6.33)$$

Como se sabe que la variable $\sum_{j \in \mathcal{L}_d^i} \lambda_j^{pr}$ está acotada por λ_l^{AA} , la constante M se selecciona igual a este valor. De esta forma, las cuatro inecuaciones que se agregan al modelo son las presentadas en (4.6.34).

$$\begin{aligned} z_l &\leq \lambda_l^{AA} \times \tilde{p}_l^{\text{tot}} \\ z_l &\leq \sum_{j \in \mathcal{L}_d^l} \lambda_j^{pr} \\ z_l &\geq \sum_{j \in \mathcal{L}_d^l} \lambda_j^{pr} - (1 - \tilde{p}_l^{\text{tot}}) \lambda_l^{AA} \\ z_l &\geq 0 \end{aligned} \quad (4.6.34)$$

- Linealización de x

El término $\sum_{f \in \mathcal{F}} q_{l,j}^f \tilde{f}_{l,f}$ solo puede tomar los valores 0 o 1, debido a que no pueden existir dos fusibles distintos en una línea. Teniendo esto en consideración, la variable x es un producto de variables binarias. Se reemplaza la expresión (4.6.11) por las desigualdades presentadas en (4.6.35).

$$\begin{aligned} x_{l,j} &\leq \sum_{f \in \mathcal{F}} q_{l,j}^f \tilde{f}_{l,f} \\ x_{l,j} &\leq s_{l,j}^f \\ x_{l,j} &\geq \sum_{f \in \mathcal{F}} q_{l,j}^f \tilde{f}_{l,f} + s_{l,j}^f - 1 \end{aligned} \quad (4.6.35)$$

- Linealización de y

Para la linealización se descompone en una resta de la forma (4.6.36) y se linealiza cada término por separado.

$$y_{l,k} = x_{l,k} \sum_{j \in \mathcal{L}_d^l \cup \mathcal{L}_d^k} \tilde{f}_j^{\text{tot}} - x_{l,k} \sum_{j \in \mathcal{L}_d^l \cup \mathcal{L}_d^k} x_{j,k} \tilde{f}_j^{\text{tot}} = y_{pl,k} - y_{rl,k}, \quad \forall (l, k) \in \mathcal{L} \times \mathcal{L}_d^l \quad (4.6.36)$$

i) Término yr

Este término es el producto de la variable binaria $x_{l,j}$ y la sumatoria del producto entre dos variables binarias \tilde{f}_j^{tot} y $x_{j,k}$. Se introduce la variable auxiliar $yq_{j,k} = \tilde{f}_j^{\text{tot}} x_{j,k}$, la cual se linealiza primero incorporando las restricciones (4.6.37).

$$\begin{aligned} yq_{j,k} &\leq x_{j,k} \\ yq_{j,k} &\leq \tilde{f}_j^{\text{tot}} \\ yq_{j,k} &\geq \tilde{f}_j^{\text{tot}} + x_{j,k} - 1 \end{aligned} \quad (4.6.37)$$

El término $\sum_{j \in \mathcal{L}_d^l \cup \mathcal{L}_u^k} yq_{j,k}$ está acotado superiormente por la cantidad de líneas del sistema, por lo que se le asigna ese valor a la constante M . Las expresiones que definen a yr se presentan en (4.6.38).

$$\begin{aligned} yr_{l,k} &\leq |\mathcal{L}| x_{l,k} \\ yr_{l,k} &\leq \sum_{j \in \mathcal{L}_d^l \cup \mathcal{L}_u^k} yq_{j,k} \\ yr_{l,k} &\geq \sum_{j \in \mathcal{L}_d^l \cup \mathcal{L}_u^k} yq_{j,k} - (1 - x_{l,k}) |\mathcal{L}| \\ yr_{l,k} &\geq 0 \end{aligned} \quad (4.6.38)$$

ii) Término yp

El término $\sum_{j \in \mathcal{L}_d^l \cup \mathcal{L}_u^k} \tilde{f}_j^{\text{tot}}$ está acotado superiormente por la cantidad de líneas del sistema, por lo que se le asigna ese valor a la constante M . Las expresiones que definen a yp se presentan en (4.6.39).

$$\begin{aligned} yp_{l,k} &\leq |\mathcal{L}| x_{l,k} \\ yp_{l,k} &\leq \sum_{j \in \mathcal{L}_d^l \cup \mathcal{L}_u^k} \tilde{f}_j^{\text{tot}} \\ yp_{l,k} &\geq \sum_{j \in \mathcal{L}_d^l \cup \mathcal{L}_u^k} \tilde{f}_j^{\text{tot}} - (1 - x_{l,k}) |\mathcal{L}| \\ yp_{l,k} &\geq 0 \end{aligned} \quad (4.6.39)$$

Notar que las expresiones para yp e yr las definen como variables continuas, relajando la formulación. Sin embargo, es fácil notar que estas relajaciones son exactas, por lo que no afectarán la factibilidad de las soluciones.

- Linealización de γ^{pr}

Utilizando las variables auxiliares anteriormente definidas, se reescribe la restricción (4.6.16) en la forma (4.6.40). El único término que falta linealizar es h_l .

$$\gamma_l^{pr} = \gamma_l^{AA} \tilde{p}_l^{\text{tot}} - h_l + \sum_{j \in \mathcal{L}} \gamma_j (n_{l,j} - y_{q_l,j}), \forall l \in \mathcal{L} \quad (4.6.40)$$

El término h_l es no lineal por ser el producto de la variable continua $\sum_{j \in \mathcal{L}_d^l} \gamma_j^{pr}$ y la variable binaria \tilde{p}_l^{tot} . Como se sabe que la variable $\sum_{j \in \mathcal{L}_d^l} \gamma_j^{pr}$ está acotada por γ_l^{AA} , la constante M se selecciona igual a este valor. De esta forma, las cuatro inecuaciones que se agregan al modelo son las presentadas en (4.6.41).

$$\begin{aligned} h_l &\leq \gamma_l^{AA} \times \tilde{p}_l^{\text{tot}} \\ h_l &\leq \sum_{j \in \mathcal{L}_d^l} \gamma_j^{pr} \\ h_l &\geq \sum_{j \in \mathcal{L}_d^l} \gamma_j^{pr} - (1 - \tilde{p}_l^{\text{tot}}) \times \gamma_l^{AA} \\ h_l &\geq 0 \end{aligned} \quad (4.6.41)$$

- Linealización de γ^{ef}

Se reescribe la restricción (4.6.17) en la forma (4.6.42), donde el término g_l es no lineal por ser el producto de la variable continua γ_j^{pr} y la variable binaria \tilde{r}_l^{tot} .

$$\gamma_l^{ef} = \gamma_l^{pr} - g_l, \forall l \in \mathcal{L} \quad (4.6.42)$$

Como se sabe que la variable γ_l^{pr} está acotada por γ_l^{AA} , la constante M se selecciona igual a este valor. De esta forma, las cuatro inecuaciones que se agregan al modelo son las presentadas en (4.6.43).

$$\begin{aligned} g_l &\leq \gamma_l^{AA} \times \tilde{r}_l^{\text{tot}} \\ g_l &\leq \gamma_l^{pr} \\ g_l &\geq \gamma_l^{pr} - (1 - \tilde{r}_l^{\text{tot}}) \times \gamma_l^{AA} \\ g_l &\geq 0 \end{aligned} \quad (4.6.43)$$

- Linealización de τ^{pr}

Se reescribe la restricción (4.6.18) en la forma (4.6.44), donde el término u_l es no lineal por ser el producto de la variable continua $\sum_{j \in \mathcal{L}_d^i} \tau_j^{pr}$ y la variable binaria \tilde{p}_l^{tot} .

$$\tau_l^{pr} = \tau_l^{AA} \times \tilde{p}_l^{\text{tot}} - u_l, \forall l \in \mathcal{L} \quad (4.6.44)$$

Como se sabe que la variable $\sum_{j \in \mathcal{L}_d^i} \tau_j^{pr}$ está acotada por τ_l^{AA} , la constante M se selecciona igual a este valor. De esta forma, las cuatro inecuaciones que se agregan al modelo son las presentadas en (4.6.45).

$$\begin{aligned}
u_l &\leq \tau_l^{AA} \times \tilde{p}_l^{\text{tot}} \\
u_l &\leq \sum_{j \in \mathcal{L}_d^i} \tau_j^{pr} \\
u_l &\geq \sum_{j \in \mathcal{L}_d^i} \tau_j^{pr} - (1 - \tilde{p}_l^{\text{tot}}) \times \tau_l^{AA} \\
u_l &\geq 0
\end{aligned} \tag{4.6.45}$$

- Linealización de ν^{pr}

Utilizando las variables auxiliares anteriormente definidas, se reescribe la restricción (4.6.19) en la forma (4.6.46). El único término que falta linealizar es v_l .

$$\nu_l^{pr} = \nu_l^{AA} \tilde{p}_l^{\text{tot}} - v_l + \sum_{j \in \mathcal{L}} \nu_j (n_{l,j} - y_{q_{l,j}}), \forall l \in \mathcal{L} \tag{4.6.46}$$

El término v_l es no lineal por ser el producto de la variable continua $\sum_{j \in \mathcal{L}_d^i} \nu_j^{pr}$ y la variable binaria \tilde{p}_l^{tot} . Como se sabe que la variable $\sum_{j \in \mathcal{L}_d^i} \nu_j^{pr}$ está acotada por ν_l^{AA} , la constante M se selecciona igual a este valor. De esta forma, las cuatro inecuaciones que se agregan al modelo son las presentadas en (4.6.47).

$$\begin{aligned}
v_l &\leq \nu_l^{AA} \times \tilde{p}_l^{\text{tot}} \\
v_l &\leq \sum_{j \in \mathcal{L}_d^i} \nu_j^{pr} \\
v_l &\geq \sum_{j \in \mathcal{L}_d^i} \nu_j^{pr} - (1 - \tilde{p}_l^{\text{tot}}) \times \nu_l^{AA} \\
v_l &\geq 0
\end{aligned} \tag{4.6.47}$$

- Linealización de ν^{ef}

Se reescribe la restricción (4.6.20) en la forma (4.6.48), donde el término uu_l es no lineal por ser el producto de la variable continua ν_j^{pr} y la variable binaria \tilde{r}_l^{tot} .

$$\nu_l^{ef} = \nu_l^{pr} - uu_l, \forall l \in \mathcal{L} \tag{4.6.48}$$

Como se sabe que la variable ν_i^{pr} está acotada por ν_i^{AA} , la constante M se selecciona igual a este valor. De esta forma, las cuatro inecuaciones que se agregan al modelo son las presentadas en (4.6.49).

$$\begin{aligned}
uu_l &\leq \nu_i^{AA} \times \tilde{r}_l^{\text{tot}} \\
uu_l &\leq \nu_i^{pr} \\
uu_l &\geq \nu_i^{pr} - (1 - \tilde{r}_l^{\text{tot}}) \times \nu_i^{AA} \\
uu_l &\geq 0
\end{aligned} \tag{4.6.49}$$

- Linealización de f^b

Se reescribe la restricción (4.6.26) en la forma (4.6.50), donde el término f_{ql} es no lineal por ser el producto de la variable continua λ_i^{pr} y la variable binaria \tilde{f}_l^{tot} .

$$f^b = \sum_{l \in \mathcal{L}} \gamma_l^{ef} + f_{ql} \tag{4.6.50}$$

Como se sabe que la variable λ_i^{pr} está acotada por λ_i^{AA} , la constante M se selecciona igual a este valor. De esta forma, las cuatro inecuaciones que se agregan al modelo son las presentadas en (4.6.51).

$$\begin{aligned}
f_{ql} &\leq \lambda_i^{AA} \times \tilde{f}_l^{\text{tot}} \\
f_{ql} &\leq \lambda_i^{pr} \\
f_{ql} &\geq \lambda_i^{pr} - (1 - \tilde{f}_l^{\text{tot}}) \times \lambda_i^{AA} \\
f_{ql} &\geq 0
\end{aligned} \tag{4.6.51}$$

Validación del modelo

Con el objetivo de validar la formulación presentada y verificar que el modelo entrega resultados coherentes, se analiza la red presentada en la figura 4.6.2. Los parámetros originales de la red se presentan en las tablas 4.6.1 y 4.6.2, los parámetros generales se encuentran en la tabla 4.6.3, cabe destacar que la red y sus parámetros son ficticios⁵. La red cuenta con un reconector en la línea L1, el cual no se considera en los costos.

⁵Se consideraron impedancias muy superiores a conductores normales, para emular una red comprimida permitir el análisis detallado.

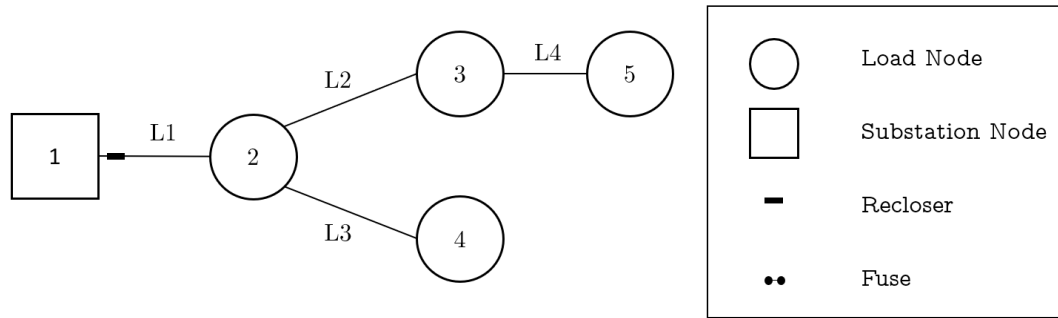


Figura 4.6.2: Red de prueba para validación del modelo.

Tabla 4.6.1: Parámetros de líneas para red de validación.

Línea	$R(\Omega)$	$X(\Omega)$	λ (int/año)	γ (int/año)	t_{rep} (h)
1	1.8	1	0.5	0.8	2
2	10	0.2511	0.9	0.9	3
3	7.2	3.6	0.8	1.3	8
4	7.2	3.6	0.7	1.2	10

Tabla 4.6.2: Parámetros de nodos para red de validación.

Nodo	Tensión(kV)	Clientes	S(kVA)
1	12.66	0	0
2	12.66	4	116
3	12.66	6	98
4	12.66	5	144
5	12.66	10	144

Tabla 4.6.3: Parámetros generales para red de validación.

Costo de instalación fusible(\$)	12
Costo de reparación fusible(\$)	80
Costo de instalación reconectador(\$)	469
Costo de falla(\$/kWh)	0.2
Tiempo de coordinación(s)	0.3

■ **Obtención de indicadores iniciales**

Eliminando las restricciones (4.6.28) y (4.6.29), asociadas a la exigencia de los indicadores SAIFI y SAIDI, a la vez que se minimizan los costos de instalación es posible obtener los indicadores iniciales del sistema. Lo anterior se debe a que la minimización de costos de infraestructura se logra sin instalar nuevos equipos en la red, para ello se elimina la componente de penalización por EENS de (4.6.27). Los resultados a nivel sistema se presentan en la tabla 4.6.4, mientras que los resultados locales se presentan en la tabla 4.6.5, ambos serán referidos como **Caso Base** en el resto de la validación.

Tabla 4.6.4: Indicadores de confiabilidad de sistema y costos desagregados para **Caso Base**.

SAIDI(h)	SAIFI(int)	$C_{I\&R}(\$)$	$C_{EENS}(\$)$
17.1	2.9	0	3433.6

Tabla 4.6.5: Indicadores de confiabilidad por cliente para **Caso Base**.

	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3	Nodo 4	Nodo 5
TIC(h)	0	17.1	17.1	17.1	17.1
FIC(int)	0	2.9	2.9	2.9	2.9

A modo explicativo, se presenta el cálculo detallado de los resultados obtenidos. Como no existen protecciones en la red, exceptuando el reconectador en la línea L1, cualquier falla sostenida afectará a la totalidad de los clientes por lo que el FIC y TIC de todos será el mismo. Por otro lado, como no existen fusibles en la red las fallas temporales no tendrán efecto en los indicadores.

Teniendo en consideración lo anterior, el FIC de cualquier cliente corresponderá a la suma de las tasas de falla de todas las líneas del sistema.

$$FIC_n = \sum_{i \in \mathcal{L}} \lambda_i = 0,5 + 0,9 + 0,8 + 0,7 = 2,9 \text{ int}$$

Análogamente, el TIC corresponderá a la suma de todos los tiempos esperados de reparación del sistema.

$$TIC_n = \sum_{i \in \mathcal{L}} \lambda_i \times t_{rep_i} = \sum_{i \in \mathcal{L}} \tau_i = 0,5 \times 2 + 0,9 \times 3 + 0,8 \times 8 + 0,7 \times 10 = 17,1 \text{ h}$$

Las variables λ_i^{pr} , τ_i^{pr} , γ_i^{ef} y ν_i^{ef} son nulas para toda línea i del sistema por lo que las expresiones (4.6.21) y (4.6.22) se reducen a la sumatoria de las tasas de falla y

los tiempos de reparación respectivamente. Otra manera de ver esto es considerar que SAIFI y SAIDI son los promedios ponderados por clientes de los indicadores FIC y TIC respectivamente.

$$SAIFI = \sum_{i \in \mathcal{L}} \lambda_i = 0,5 + 0,9 + 0,8 + 0,7 = 2,9 \text{ int}$$

$$SAIDI = \sum_{i \in \mathcal{L}} \lambda_i \times t_{rep_i} = \sum_{i \in \mathcal{L}} \tau_i = 0,5 \times 2 + 0,9 \times 3 + 0,8 \times 8 + 0,7 \times 10 = 17,1 \text{ h}$$

Para el cálculo de la energía esperada no suministrada se utiliza la expresión (4.6.25) y con ello se obtiene el costo de penalización que debe asumir la distribuidora.

$$EENS = 17,1 \times (116 + 98 + 144 + 144) = 8584,2 \text{ kWh}$$

$$C_{EENS} = 2 \times EENS \times c_{fa} = 2 \times 8584,2 \times 0,2 = \$3433,6$$

■ Obtención de indicadores mínimos

Aunque un sistema tenga protecciones en todas sus líneas, es imposible reducir sus indicadores de confiabilidad a 0. Para ejemplificar esto basta con observar la red de prueba de la figura 4.6.2, una falla sostenida en la línea tres dejará sin suministro a los clientes conectados en el nodo cuatro sin importar que protecciones existan.

Para obtener los índices mínimos posibles se elimina la restricción (4.6.30), la cual está asociada a la limitación del monto de inversión. Cabe destacar, que aunque se eliminase la restricción de costos no siempre será factible instalar equipos de protección en todas las líneas debido a la restricción (4.6.7) que garantiza la coordinación entre estos. En este caso en particular, la cantidad de equipos de protección disponibles es superior al tamaño de la red por lo que esto no será una limitación.

Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 4.6.6, se observa que ambos indicadores de confiabilidad mejoran con respecto al **Caso Base** y que la penalización por EENS disminuye. Además, se decide la instalación de dos fusibles con esquema de salvamento, por lo que su operación tiene el mismo efecto que el de un reconector en los indicadores de confiabilidad. Si lo anterior no ocurriese, el menor valor de los indicadores se obtendría localizando reconectores en todas las líneas aumentando el costo de instalación, pero manteniéndose los índices de confiabilidad de sistema como se aprecia en la tabla 4.6.7. Para la simulación del caso sin esquemas de salvamento, se modificó directamente este parámetro en el modelo y no se modificaron las potencias de los clientes. Los indicadores de confiabilidad por cliente son iguales para ambos casos y se presentan en la tabla 4.6.8, se observa que mejoran para todos los clientes con respecto al **Caso Base**.

Tabla 4.6.6: Resultados para indicadores de confiabilidad de sistema mínimos y costos desagregados de red de validación.

Línea	Reconectador	Fusible	Variable	Valor
1	✓	×	SAIDI(h)	6.8
2	✓	×	SAIFI(int)	1.516
3	×	✓	$C_{I\&R}$ (\$)	613
4	×	✓	C_{EENS} (\$)	1234

Tabla 4.6.7: Resultados para indicadores de confiabilidad de sistema mínimos y costos desagregados de red de validación, desactivando esquemas de salvamento.

Línea	Reconectador	Fusible	Variable	Valor
1	✓	×	SAIDI(h)	6.8
2	✓	×	SAIFI(int)	1.516
3	✓	×	$C_{I\&R}$ (\$)	1407
4	✓	×	C_{EENS} (\$)	1234

Tabla 4.6.8: Indicadores de confiabilidad por cliente para indicadores mínimos de red de validación.

	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3	Nodo 4	Nodo 5
TIC(h)	0	1	3.7	7.4	10.7
FIC(int)	0	0.5	1.4	1.3	2.1

El cálculo detallado de los resultados se realizará para la solución que considera la instalación de fusibles. La única diferencia con respecto a los reconectores se encuentran en la parte económica.

Utilizando la expresión (4.6.15) se calculan las tasas de fallas sostenidas permanentes protegidas para cada línea. Para el caso de las fallas temporales, como todos los fusibles tienen esquemas de salvamento, estas son nulas.

$$\begin{aligned}\lambda_4^{pr} &= \lambda_4^{AA} = \lambda_4 = 0,7 \text{ int/año} \\ \lambda_3^{pr} &= \lambda_3^{AA} = \lambda_3 = 0,8 \text{ int/año} \\ \lambda_2^{pr} &= \lambda_2^{AA} - \lambda_4^{pr} = \lambda_4 + \lambda_2 - \lambda_4^{pr} = 0,9 \text{ int/año} \\ \lambda_1^{pr} &= \lambda_1^{AA} - \lambda_4^{pr} - \lambda_3^{pr} - \lambda_2^{pr} = \lambda_4 + \lambda_2 + \lambda_3 - \lambda_4^{pr} - \lambda_2^{pr} - \lambda_3^{pr} = 0,5 \text{ int/año}\end{aligned}$$

Análogamente, utilizando la expresión (4.6.18), se calculan los tiempos de reparación asociados a fallas sostenidas protegidos para cada línea. Los tiempos de

reparación asociados a fallas temporales son nulos debido a los esquemas de salvamento.

$$\begin{aligned}\tau_l &= \lambda_l \times t_{repl} \\ \tau_4^{pr} &= \tau_4^{AA} = \tau_4 = 7 \text{ h/año} \\ \tau_3^{pr} &= \tau_3^{AA} = \tau_3 = 6,4 \text{ h/año} \\ \tau_2^{pr} &= \tau_2^{AA} - \tau_4^{pr} = \tau_4 + \tau_2 - \tau_4^{pr} = 2,7 \text{ h/año} \\ \tau_1^{pr} &= \tau_1^{AA} - \tau_4^{pr} - \tau_3^{pr} - \tau_2^{pr} = \tau_4 + \tau_2 + \tau_3 - \tau_4^{pr} - \tau_2^{pr} - \tau_3^{pr} = 1 \text{ h/año}\end{aligned}$$

La variable λ_l^{pr} captura la información de las interrupciones que se producirán en la línea l , ya sea por fallas en la línea misma o por fallas aguas abajo que no cuenten con su respectiva protección. Básicamente, esta variable cuantifica las operaciones del elemento de protección presente en la línea. Cuando estas operaciones ocurran todos los clientes conectados aguas abajo se verán afectados, lo cual se representa en el segundo término de la ecuación (4.6.24). El primer término de la misma ecuación considera que si no hay protecciones en el sistema una falla en cualquier línea, aunque esta no este aguas arriba del nodo en cuestión, provocará una interrupción en el suministro.

Notemos que como el sistema tiene protecciones en todas las líneas, el primer término $\sum_{i \in \mathcal{L}} (\lambda_i - \lambda_i^{pr})$ es nulo.

$$\begin{aligned}FIC_2 &= \lambda_1^{pr} = 0,5 \text{ int} \\ FIC_3 &= \lambda_1^{pr} + \lambda_2^{pr} = 0,5 + 0,9 = 1,4 \text{ int} \\ FIC_4 &= \lambda_1^{pr} + \lambda_3^{pr} = 0,5 + 0,8 = 1,3 \text{ int} \\ FIC_5 &= \lambda_1^{pr} + \lambda_2^{pr} + \lambda_4^{pr} = 0,5 + 0,9 + 0,7 = 2,1 \text{ int}\end{aligned}$$

Análogamente, la variable τ_l^{pr} captura la información del tiempo que la línea l estará fuera de servicio, ya sea por fallas en la línea misma o por fallas en líneas aguas abajo que no cuenten con protecciones. Utilizando la expresión (4.6.23), donde el término $\sum_{l \in \mathcal{L}} (\tau_l - \tau_l^{pr})$ es nulo pues el sistema tiene protecciones en todas las líneas se calcula el TIC para cada nodo.

$$\begin{aligned}TIC_2 &= \tau_1^{pr} = 1 \text{ h} \\ TIC_3 &= \tau_1^{pr} + \tau_2^{pr} = 1 + 2,7 = 3,7 \text{ h} \\ TIC_4 &= \tau_1^{pr} + \tau_3^{pr} = 1 + 6,4 = 7,4 \text{ h} \\ TIC_5 &= \tau_1^{pr} + \tau_2^{pr} + \tau_4^{pr} = 1 + 2,7 + 7 = 10,7 \text{ h}\end{aligned}$$

Como todos los fusibles del sistema tienen esquema de salvamento, no se quemarán al ocurrir fallas temporales. Sin embargo las fallas sostenidas del sistema provocará su operación y deberán ser reparados. Como se mencionó anteriormente la

información sobre la operación de un elemento instalado en una línea es capturada por la variable λ^{pr} , por lo que la cantidad esperada de fusibles quemados en un año de operación puede calcularse utilizando la ecuación(4.6.26).

$$f^b = \lambda_4^{pr} + \lambda_3^{pr} = 0,8 + 0,7 = 1,5 \text{ fusibles}$$

Nótese que la tasa protegida por el elemento en las líneas 1 y 2 no se consideran, pues en ellas existen un reconectores. Además, la cantidad obtenida de fusibles quemados no es un número entero lo cual no tiene un sentido físico, sin embargo al tratarse de una cantidad esperada se deja de esa manera para considerarlo los costos. Con esto, el costo en infraestructura puede calcularse como la cantidad de fusibles instalados y quemados por el costo unitario de los mismos.

$$C_{I\&R} = 469 + 2 \times 12 + 1,5 \times 80 = \$613$$

Para el cálculo de la energía no suministrada esperada se utiliza la ecuación (4.6.25), nótese que ya se cuenta con los valores de TIC para cada nodo. Luego se calcula el costo de la penalización asociada.

$$EENS = 1 \times 116 + 3,7 \times 98 + 7,4 \times 144 + 10,7 \times 144 = 3085,0 \text{ kWh}$$

$$C_{EENS} = 2 \times EENS \times c_{fa} = 2 \times 3085,0 \times 0,2 = \$1234,0$$

Para el cálculo de SAIDI y SAIFI basta notar que pueden reescribirse convenientemente en función de promedios ponderados por cantidad de clientes de TIC (4.6.52) y FIC (4.6.53) respectivamente.

$$SAIDI = \frac{\sum_{n \in \mathcal{N}} (\kappa_n \times TIC_n)}{\sum_{n \in \mathcal{N}} \kappa_n} \quad (4.6.52)$$

$$SAIFI = \frac{\sum_{n \in \mathcal{N}} (\kappa_n \times FIC_n)}{\sum_{n \in \mathcal{N}} \kappa_n} \quad (4.6.53)$$

$$SAIDI = \frac{4 \times 1 + 6 \times 3,7 + 5 \times 7,4 + 10 \times 10,7}{25} = 6,8 \text{ h}$$

$$SAIFI = \frac{4 \times 0,5 + 6 \times 1,4 + 5 \times 1,3 + 10 \times 2,1}{25} = 1,516 \text{ int}$$

■ Limitación de protecciones

Si se cuenta con poca variedad de equipos de protección, existe una limitación en su instalación debido a la coordinación que debe existir entre ellos. Este problema es mucho más recurrente en redes de gran tamaño, pero para ejemplificarlo se consideran dos curvas de fusibles, se libera la limitación de presupuesto y se minimiza el SAIDI del sistema. Los resultados se presentan en la tablas 4.6.9 y

4.6.10, se observa que aunque no hay un límite de inversión, no es posible colocar protecciones en todas las líneas. Si bien los indicadores de confiabilidad mejoran con respecto al **Caso Base** debido a la instalación de un reconector, no llegan al mínimo teórico presentado en 4.6.6.

Tabla 4.6.9: Resultados para indicadores mínimos de red de validación con limitación de protecciones.

Línea	Reconector	Fusible	Variable	Valor
1	✓	×	SAIDI(h)	12.9
2	×	×	SAIFI(int)	2.48
3	×	×	$C_{I\&R}$ (\\$)	469
4	✓	×	C_{EENS} (\\$)	2431

Tabla 4.6.10: Indicadores de confiabilidad por cliente para indicadores mínimos de red de validación con limitación de protecciones.

	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3	Nodo 4	Nodo 5
TIC(h)	0	10.1	10.1	10.1	17.1
FIC(int)	0	2.2	2.2	2.2	2.9

▪ SAIDI v/s SAIFI

La instalación de equipos de protección beneficiará ambos indicadores de confiabilidad, sin embargo el impacto que tienen sobre cada uno de ellos es distinto. Por ejemplo, si se coloca un dispositivo de protección en una línea con una alta tasa de falla, pero un bajo tiempo de reparación el SAIFI se verá fuertemente mejorado. Si por el contrario, se coloca un dispositivo de protección en una línea con una baja tasa de falla, pero un alto tiempo de reparación la mejora será mayormente en el SAIDI.

Si se observan las expresiones para cada uno de los indicadores, el SAIFI sólo depende de las tasas de falla, mientras que el SAIDI depende del producto entre las tasas de falla y los tiempos de reparación esperados. Esta dependencia entre dos factores implica que por lo general ambos indicadores se beneficien en la misma dirección. Si lo anterior ocurriese en todas las situaciones, podría considerarse un solo indicador para la toma de decisiones y luego calcular el otro con la solución obtenida, esto simplificaría considerablemente la modelación pues eliminaría restricciones y variables del modelo.

Para mostrar la diferencia se modifican los parámetros de dos líneas de la red bajo estudio según lo mostrado en la tabla 4.6.11, se deja un solo cliente por nodo y además se limita el monto de inversión de tal manera que sólo sea posible instalar un fusible del sistema.

Tabla 4.6.11: Parámetros modificados de líneas para red de validación.

Línea	$\lambda(\text{int/año})$	$\gamma(\text{int/año})$	$t_{rep}(\text{h})$
2	0.01	9	3
4	0.01	12	800

Los resultados para la minimización del SAIFI y SAIDI se presentan en las tablas 4.6.12 y 4.6.13 respectivamente. Se observa que la ubicación del fusible depende de que indicador se quiera minimizar, esto implica que ambos deben ser considerados en simultáneo por el modelo. Debe tenerse en cuenta de que los indicadores obtenidos para este análisis no pueden compararse con los presentados anteriormente, debido a que se han modificado los parámetros de la red.

Tabla 4.6.12: Resultados red de validación modificada. Minimización de SAIFI.

Línea	Reconectador	Fusible	Variable	Valor
1	✓	×	SAIDI(h)	12.25
2	×	✓	SAIFI(int)	2.1
3	×	×	$C_{I\&R}(\$)$	140
4	×	×	$C_{EENS}(\$)$	2424.88

Tabla 4.6.13: Resultados red de validación modificada. Minimización de SAIDI.

Línea	Reconectador	Fusible	Variable	Valor
1	✓	×	SAIDI(h)	11.85
2	×	×	SAIFI(int)	2.375
3	×	×	$C_{I\&R}(\$)$	68
4	×	✓	$C_{EENS}(\$)$	2431.28

■ Esquema de Salvamento

Para mostrar la importancia del esquema de salvamento, se eliminan los nodos 4 y 5 con sus respectivas líneas asociadas y se fuerza la instalación de un fusible en la línea restante L2. El parámetro de salvamento se desactiva manualmente para no modificar las potencias y así poder comparar la EENS de los casos. Los resultados para los casos sin fusible, con fusible de salvamento y con fusible de sacrificio se presentan en la tabla 4.6.14. Si bien la magnitud de los resultados no es tan relevante, pues fue obtenida a partir de datos ficticios, muestran un efecto que en la realidad si ocurre. Uno de los principales aportes de este trabajo es determinar la factibilidad de los esquemas de salvamento, si se decide instalar un fusible con un

esquema de salvamento y factible puede empeorarse la confiabilidad del sistema. Lo anterior no implica que sólo se instalen fusibles con esquema de salvamento, en algunos casos si es conveniente sacrificar la confiabilidad de algunos clientes para mejorar la confiabilidad del sistema.

Tabla 4.6.14: Indicadores de confiabilidad de sistema y costos desagregados para ejemplificación del esquema de salvamento.

Fusible	Salvamento	SAIDI(h)	SAIFI(int)	$C_{I\&R}(\$)$	$C_{EENS}(\$)$
×	×	1.03	0.51	0	88.168
✓	✓	1.015	0.505	12.8	86.776
✓	×	14.515	5.005	732.8	1145.18

Los experimentos anteriormente presentados permiten confirmar que el modelo es consistente y que los resultados obtenidos son los correctos, explicando además el funcionamiento del esquema propuesto. Un análisis más detallado de los resultados del modelo se presenta en la siguiente sección, pudiendo extenderse si se modifican las restricciones o la función objetivo según lo que se requiera evaluar.

Experimentos Computacionales

En esta sección se presentan algunos experimentos computacionales realizados para ver el comportamiento del modelo en redes más grandes y sus potenciales aplicaciones. Para los análisis se ha considerado la red de distribución IEEE33, cuyo diagrama se presenta en la figura 4.6.3. Los parámetros asociados a los costos de falla y tiempos de coordinación son los mismos presentes en la tabla 4.6.3. Se realizaron 30 simulaciones, variando el monto de inversión disponible y minimizando el SAIDI del sistema bajo estudio.

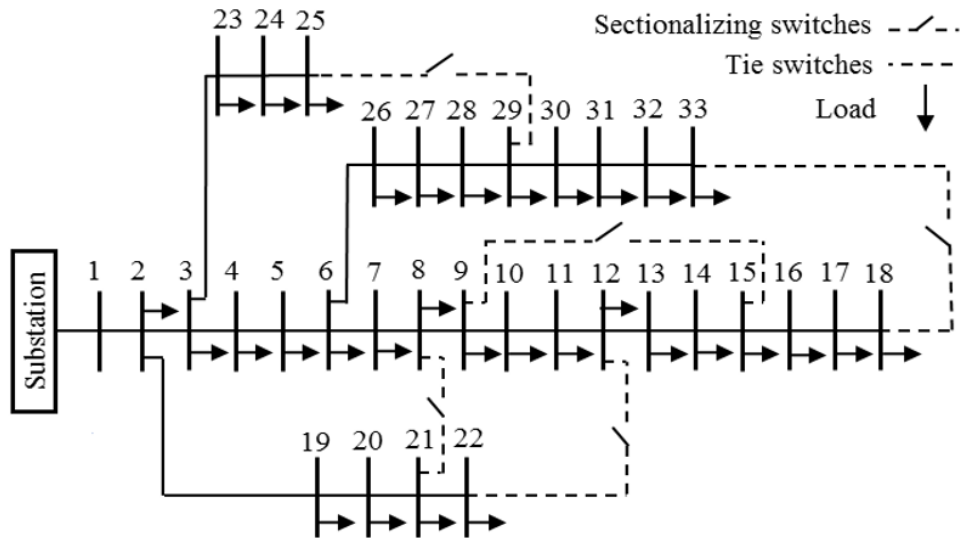


Figura 4.6.3: Red de distribución IEEE33.

Si sólo se considera en reconectador entre la subestación y el primer nodo de la red, los indicadores de confiabilidad son los presentes en la tabla 4.6.15.

Tabla 4.6.15: Indicadores de confiabilidad iniciales de red IEEE33.

SAIDI(h)	SAIFI(int)	EENS(kWh)
27.3	9.7	124175.25

En la figura 4.6.4 se presenta el comportamiento de los indicadores de confiabilidad a nivel sistema SAIDI y SAIFI a medida que va aumentando el monto de inversión disponible. Se aprecia que ambos van disminuyendo hasta acercarse asintóticamente a sus valores óptimos, este resultado muestra que sobre cierto monto de inversión el aporte a los indicadores de confiabilidad se vuelve casi nulo.

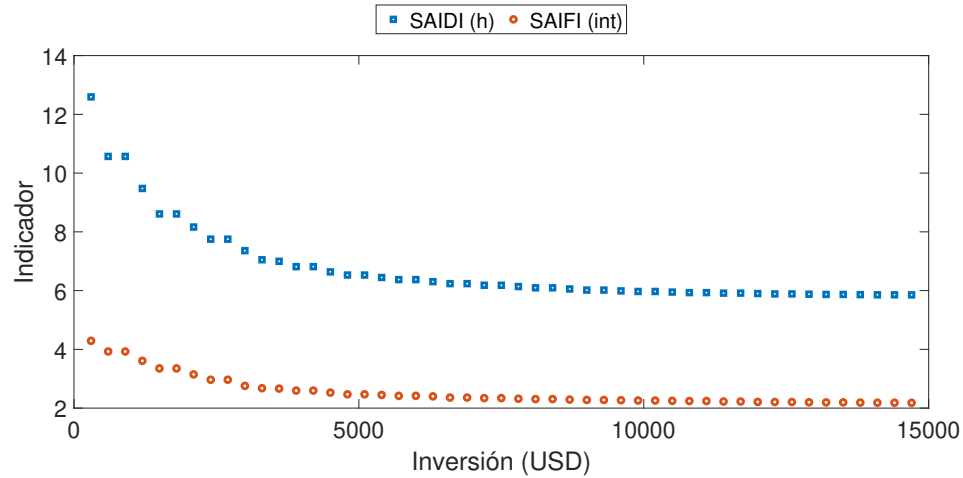


Figura 4.6.4: Comportamiento de SAIDI y SAIFI en red IEEE33.

En las gráficas 4.6.6 y 4.6.5 se presenta el comportamiento de los indicadores de confiabilidad locales TIC y FIC para algunas barras del sistema. Se observa que si bien en la mayoría de los casos hay mejoras al aumentar los montos de inversión, estas mejoras no tienen la misma magnitud en todas las barras e incluso en algunos casos existen nodos que presentan un deterioro en su indicador de confiabilidad cuando la inversión aumenta (como el nodo 11 sobre \$3000). Lo anterior sugiere la inclusión de restricciones al modelo que permitan homogeneizar el beneficio de los usuarios o bien limitar los valores locales para impedir un deterioro considerable en la confiabilidad del suministro a nivel local.

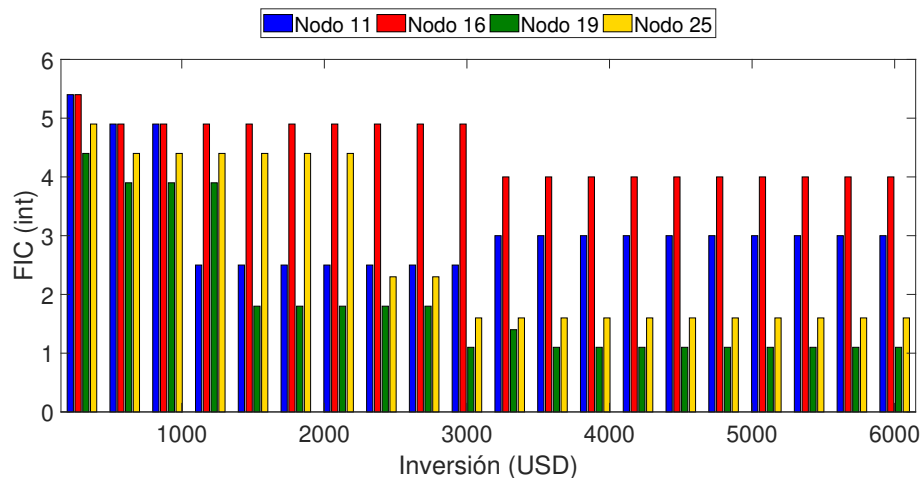


Figura 4.6.5: FIC red IEEE33.

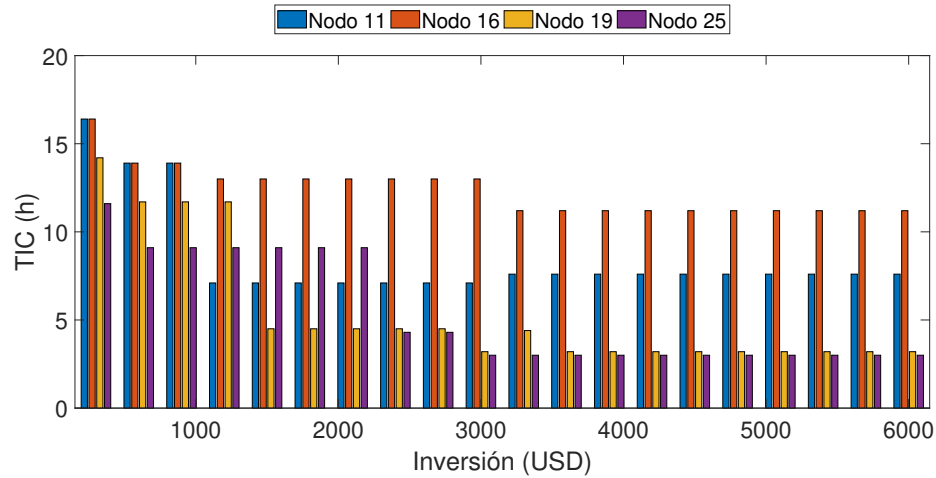


Figura 4.6.6: TIC red IEEE33.

En la figura 4.6.7 se presenta el comportamiento de los costos por penalización de energía no suministrada, por inversiones y reparaciones y el costo total que corresponde a la suma de los anteriores. Se observa que a medida que los costos de inversión suben el costo de la energía no suministrada va disminuyendo. Además, el costo total del sistema comienza disminuyendo hasta alcanzar un mínimo cerca de los \$3000, posteriormente comienza a aumentar nuevamente. Lo anterior está relacionado con la convergencia de los indicadores del sistema a sus valores mínimos, lo que disminuye el aporte incremental de las inversiones. El modelo permite incluir otros costos en el sistema, como por ejemplo la penalización por incumplimiento de ciertos valores de confiabilidad mínimos.

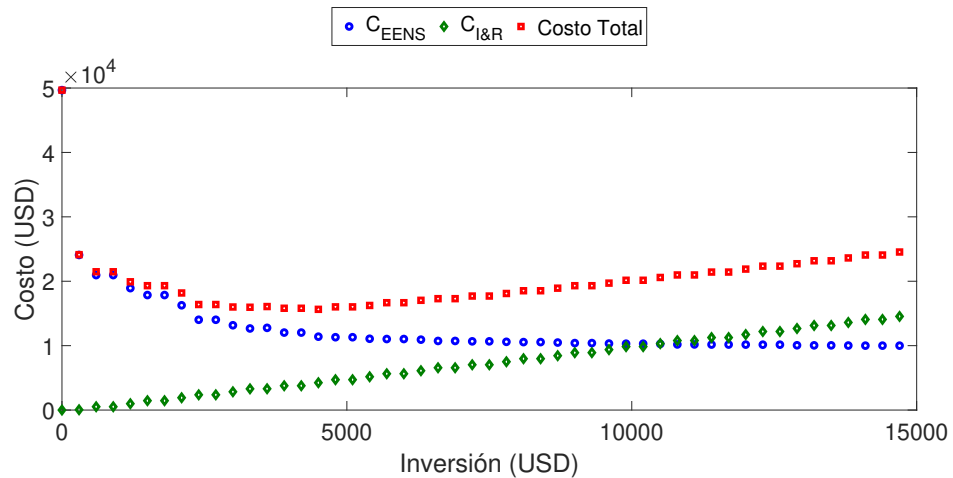


Figura 4.6.7: Costos para red IEEE 33.

Coordinación y esquemas de salvamento

Para visualizar el efecto de los esquemas de salvamento y el correcto funcionamiento de las soluciones obtenidas a partir del modelo, se ha minimizado el SAIDI del sistema limitando el monto de inversión a \$1000. Se han considerado fusibles de tipo K y re-conectores con curvas adaptables y un tiempo de operación del instantáneo único en 0.01 s (data disponible en). Los resultados para la localización y tipo de protección se presentan en la figura 4.6.8.

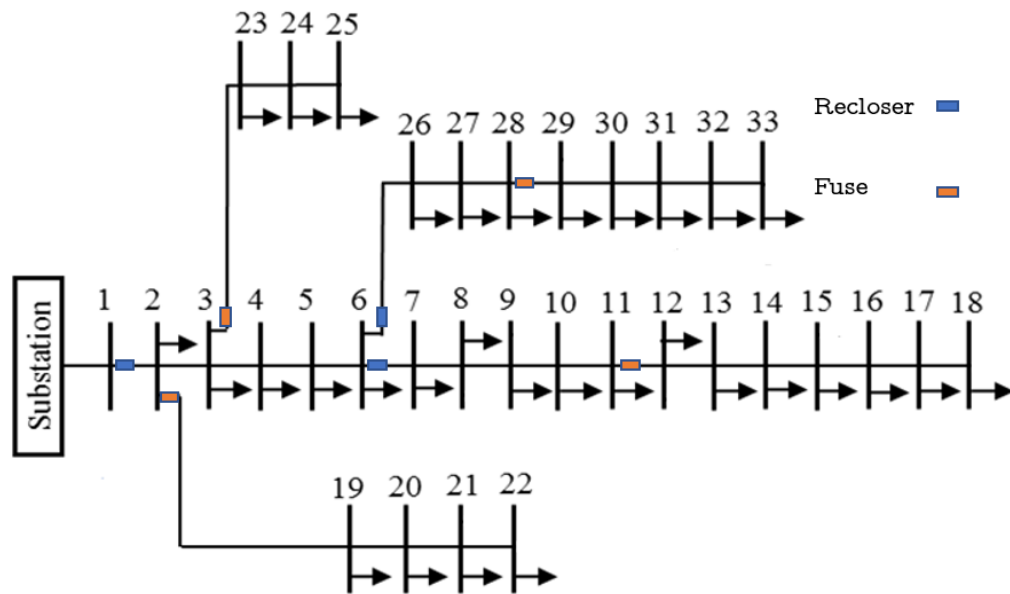


Figura 4.6.8: Localización de protecciones en red de distribución IEEE33.

En la figura 4.6.9, se presentan las curvas de tiempo inverso del re-conector ubicado en la línea 1-2 y el fusible ubicado en la línea 2-19 (se utiliza el logaritmo del tiempo de operación para mejorar la visualización). Se han graficado las corrientes de falla para las líneas 2-19 y 21-21. En el primer caso, la corriente es cercana a los 38 kA y la protección instantánea del re-conector no es capaz de salvar el fusible. Para la segunda falla, la corriente es mucho menor y el instantáneo del re-conector protegerá al fusible si es que la falla es temporal. Por otro lado, si la falla en la línea 21-22 es permanente, el instantáneo del re-conector dejará de operar y el fusible se quemará.

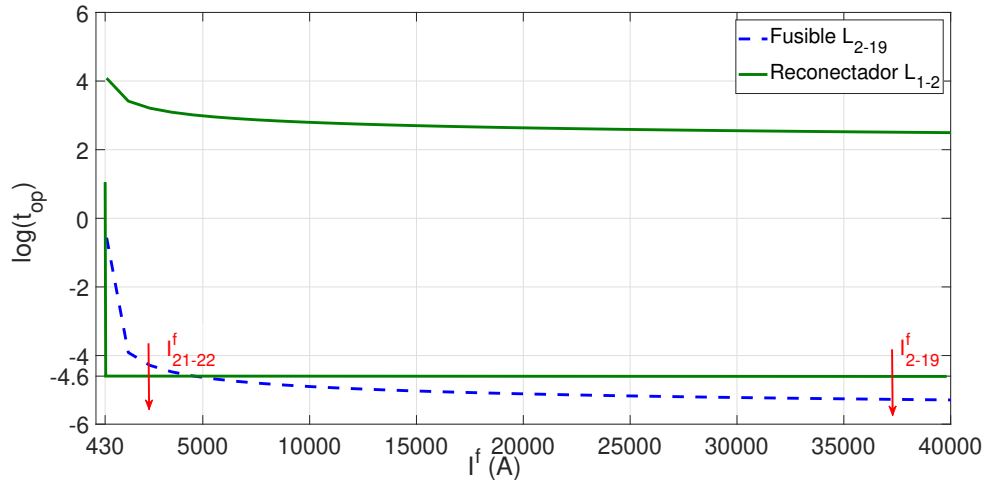


Figura 4.6.9: Curvas de tiempo inverso para elementos de líneas 1-2 y 2-19.

En la figura se muestran las curvas de tiempo inverso para los reectores de las líneas 1-2 y 6-26, y por el fusible de la línea 28-29. Se observa que el instantáneo del reconnector 1-2 está configurado para una corriente más grande que el instantáneo del reconnector 6-26, esto se debe a que la corriente nominal por la línea 1-2 es superior. Además, no existe una gradación entre los instantáneos de los reectores, lo que no afecta los indicadores bajo estudio. Sin embargo el modelo permite incluir este tipo de restricciones para discriminar la operación de los instantáneos, lo que resulta útil si se incorporan indicadores como el *Momentary Average Interruption Frequency Index* (MAIFI) que cuantifica la frecuencia de interrupciones momentáneas.

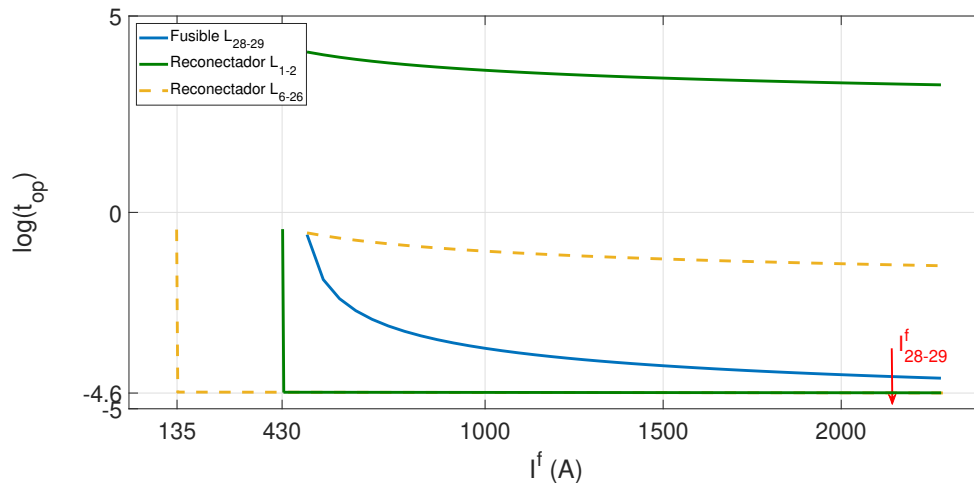


Figura 4.6.10: Curvas de tiempo inverso para elementos de líneas 1-2, 6-26 y 28-29.

Escalabilidad

El tiempo de resolución es dependiente de los parámetros que se ingresan al modelo, esto puede verse en la gráfica 4.6.11, donde se presenta el comportamiento cuando se varía el monto de inversión. Se observa que no es posible establecer un patrón en los tiempos de cálculo. Estos resultados fueron obtenidos utilizando un computador con procesador **Intel Core i7 - 7700 HQ 2.80GHz** y **12 GB RAM**.

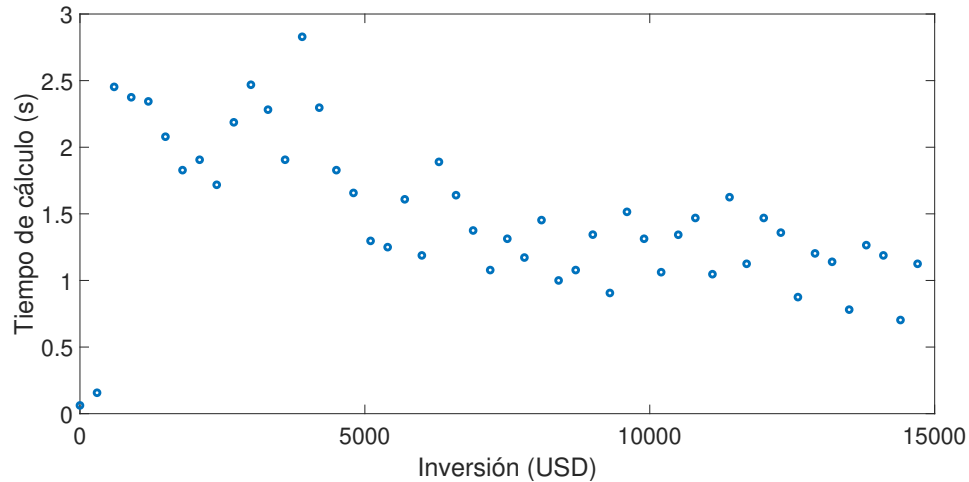


Figura 4.6.11: Tiempos de resolución para red IEEE33.

Para evaluar la escalabilidad del modelo y su posible implementación en redes más grandes, se ejecutaron varias instancias para redes con distinto número de barras, los tiempos de cálculo promedio se presentan en la tabla 4.6.16. Los parámetros de las redes se encuentran disponibles en [35]. Los tiempos de cálculo asociados al preproceso no se incluyen pues para todas las redes es inferior a 1 s. De los valores obtenidos se aprecia que los tiempos de simulación no sólo dependen del tamaño de la red, pudiendo incluso ser menores para redes con un mayor número de barras.

Tabla 4.6.16: Tiempos de cálculo medio para distintas redes.

	33Barras	69Barras	117Barras	1080Barras
tiempo(s)	1.3	44.4	28.1	3820

4.7. Conclusiones

En base los resultados obtenidos en el presente capítulo, se concluye que el modelo desarrollado permite incluir de manera exitosa los esquemas de salvamento, los indicadores de confiabilidad a nivel local y las consideraciones necesarias para que las soluciones

del problema de localización sean factibles al momento de implementarlas, permitiendo una correcta coordinación entre los equipos.

Con la implementación realizada, es posible realizar diversos estudios en los sistemas de distribución. A continuación se listan algunos de ellos, en base a lo observado para el caso IEEE33.

◆ **Sensibilidad del costo de falla**

La modificación del costo de falla afecta directamente a los pagos por energía no suministrada que deben realizar las empresas distribuidoras, lo que tendrá un gran impacto en las decisiones de inversión que se realicen para mejorar la confiabilidad del sistema.

◆ **Inversión significativa**

De los análisis realizados se observa que los indicadores de confiabilidad tienden a estacionarse sobre determinados montos de inversión. Lo anterior puede ser utilizado para encontrar el punto de inversión en equipos de protección sobre el cual no existen mejoras significativas en la confiabilidad de los sistemas.

◆ **Indicadores mínimos**

Los experimentos computacionales realizados muestran la convergencia de los indicadores de confiabilidad a nivel sistema a sus respectivos mínimos. Si se requiere mejorar aún más la confiabilidad del sistema, será necesario realizar inversiones de mayor magnitud como por ejemplo soterramientos de líneas. El modelo implementado puede utilizarse para determinar el valor mínimo de los indicadores sistémicos cuando se incorporan equipos de protección.

◆ **Comportamiento de índices locales**

La incorporación de los índices de confiabilidad a nivel local permite ofrecer mejoras por clientes, lo anterior requiere de una evaluación del sistema tarifario, pudiendo incorporarse la confiabilidad como un nuevo servicio. Además, es posible incorporar a clientes críticos del sistema como por ejemplo hospitales o colegios.

Además, queda pendiente para futuros análisis el mejorar la eficiencia computacional del modelo implementado, caracterizando los casos de análisis críticos y proponiendo algún esquema que permita reducir grandes redes. La investigación también puede ir enfocada a un modelo más detallado de los elementos de protección que permitan incluir más curvas de operación para el caso de los reconectores o las bandas de operación del fusible. A lo anterior se suma la consideración de las perturbaciones transitorias en la red y a la consideración de sobrecargas de líneas o elevaciones/disminuciones de la tensión del sistema cuando operan protecciones. Por último, es posible incorporar incertidumbres en las tasas de falla del sistema, lo cual puede ser crítico cuando se quieren garantizar indicadores dentro de un rango.

Próximo Capítulo

En el próximo capítulo se analiza el efecto que tiene la incertidumbre de los parámetros de entrada en el modelo propuesto. Lo anterior se debe a que las fallas en el sistema no son deterministas y los valores utilizados para cuantificarlas son por lo general valores esperados obtenidos a partir de datos históricas o modelos de predicción.

Capítulo 5

Efecto de la incertidumbre en las tasas de falla

*“You get pseudo-order when you seek order;
you only get a measure of order and control
when you embrace randomness.”*

Nassim Nicholas Taleb

RESUMEN: En este capítulo se realiza un análisis cuantitativo del efecto que tiene la modificación de la información de entrada en el modelo anteriormente propuesto. Con esto se busca cuantificar el efecto de la estocasticidad de la información y además evaluar la incorporación de elementos de medición que permiten disminuir las tasas de falla y tiempos de reparación en el sistema.

5.1. Introducción

La confiabilidad de los sistemas de distribución tiene un alto impacto económico asociado a las pérdidas de productividad industriales/residenciales cuando hay fallas en el suministro, disminución en la vida útil de los activos del sistema o penalizaciones por incumplimiento de estándares entre otras. El resguardo y la protección de los sistemas está por lo general estrechamente relacionado con inversiones en equipos de protección, soterramiento de líneas, equipos de monitoreo, etc. Por lo anterior es que existe un gran interés en determinar cuánto y en qué invertir para garantizar un suministro dentro de los estándares aceptados al menor costo posible.

En [44] Tollefson et al., presentan los resultados de una encuesta realizada en Canadá para cuantificar el costo asociado a fallas de distinta duración percibido por clientes residenciales e industriales, este trabajo agrupa a los clientes en grandes sectores. Basándose en el trabajo anterior e incorporando los avances en monitoreo de sistemas, Karimi et al. proponen en [45] una diferenciación económica de los clientes dependiendo de

los costos asociados a sus suministros, este enfoque agrega un nuevo elemento para las decisiones de inversión. La conveniencia de las inversiones para mejorar la confiabilidad es analizada utilizando inteligencia artificial en [46]. En [47] los autores presentan un modelo de costo por clientes y analizan las inversiones utilizando un algoritmo de redes neuronales. Los trabajos más recientes han ido en la misma línea, incorporando modelos más complejos para el costo económico de los usuarios, realizando análisis de clientes críticos como en [48] y utilizando los últimos algoritmos desarrollados, especialmente en el área de la inteligencia artificial como el caso de [49].

Estos trabajos de análisis económico de la confiabilidad, los trabajos presentados en el capítulo anterior relacionados con la planificación de redes para mejorar la misma y el modelo propuesto asumen como información de entrada las tasas de falla de los elementos del sistema de distribución. Existen recopilaciones de datos históricos como las presentadas en [50] y [51], a partir de los cuales es posible estimar valores esperados o asignar distribuciones a las tasas de fallas de equipos estandar, como lo realizado en [52]. Esta información histórica no esta siempre disponible, debido a la ausencia de equipos de monitoreo y a los cambios constantes en las redes, en [53] los autores proponen un esquema para estimar las tasas considerando estos problemas. En [54] Yang et al., proponen la incorporación de los factores espaciales, temporales y climáticos para la determinación de las tasas de falla en líneas de transmisión, este modelo permite extrapolar la información a sistemas nuevos o que no cuenten con data histórica. Independiente de la estrategia utilizada es claro que existe una gran incertidumbre en las tasas de falla, la cual tendrá un impacto en las decisiones de inversión que se tomen en basa a los modelos de planificación. Es por ello que en este trabajo se realizará un análisis de sensibilidad, con el objetivo de cuantificar el efecto económico y en términos de confiabilidad de la incertidumbre de las tasas de falla. Para ello se utilizará el mismo modelo presentado en la sección anterior, pero modificando las restricciones asociadas a SAIDI y SAIFI para incorporarlas en los costos del sistema.

5.2. Nomenclatura

$SAIDI$	Tiempo total promedio de interrupción por usuario.
$SAIFI$	Frecuencia media de interrupción por usuario.
$EENS$	Energía no suministrada esperada.
C_{SAIDI}	Penalización por violación de SAIDI.
C_{SAIFI}	Penalización por violación de SAIFI.
C_{ENS}	Penalización por violación energía no suministrada.
C_{Ind}	Penalización total por violaciones de SAIDI y SAIFI.
$C_{I\&R}$	Costo por instalación y reposición de equipos de protección.
$Costo$	Costo total del sistema.
I	Indicador de confiabilidad genérico.
m_I	Pendiente de la función de penalización para el indicador I.
I_{base}	Valor del indicador I a partir del cual comienza a cobrarse penalización.
c_{fa}	Costo de falla del sistema.

c_{fu}	Costo de instalación anualizado ¹ de un fusible.
c_{fu_r}	Costo de reparación de un fusible.
c_{re}	Costo de instalación anualizado de un reconector.

5.3. Modificación de restricciones

Dependiendo de la legislación vigente en cada país, los costos asociados al no cumplimiento de los indicadores de calidad y servicio exigidos son diferentes. En [55] los autores proponen un esquema de pagos para Australia, el cual está detallado por regiones según criterios de densidad en las redes. Por lo general, todos estos cobros comienzan a realizarse una vez que se sobrepasa un determinado umbral. Para el caso en particular, se propone un esquema lineal de penalizaciones el cual se presenta en la figura 5.3.1. Se observa que no existe costo alguno si es que el indicador se encuentra por debajo del valor I_{base} , a partir del cual comienza a existir un costo lineal lo cual puede representarse con la ecuación (5.3.1).

Esta propuesta permite incluir los indicadores de confiabilidad directamente en la función de costos del modelo anteriormente presentado. Para este caso se considerará solamente el costo asociado a los indicadores a nivel sistémico, es decir, SAIDI y SAIFI, sin embargo el modelo permite incorporar restricciones de costo para los indicadores locales. Además, es posible modificar la función de penalización en caso de que se cuente con información más detallada con respecto a la misma.

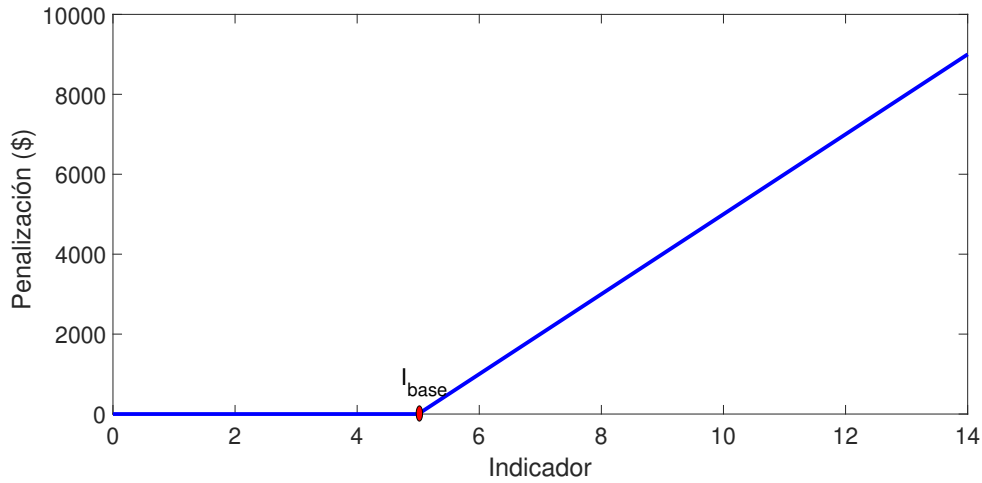


Figura 5.3.1: Curva de penalización por violación de indicadores de confiabilidad.

$$Penalización = \begin{cases} 0 & I \leq I_{base} \\ m \times (I - I_{base}) & I > I_{base} \end{cases} \quad (5.3.1)$$

¹Todos los valores anualizados se calcularon con una tasa de descuento de 10 % y una vida útil de 20 años.

Incluyendo lo anterior, la ecuación de costos quedará representada según (5.3.2), donde el primer término está asociado a la instalación y reposición de elementos de protección, el segundo es el costo de la energía no suministrada y los dos últimos son las penalizaciones por conceptos de SAIFI y SAIDI respectivamente.

$$Costo = C_{I\&R} + C_{EENS} + C_{SAIFI} + C_{SAIDI} \quad (5.3.2)$$

Reformulación de Penalizaciones

La penalización presentada en (5.3.1) es una función por tramos, por lo que para incluirla en el modelo se utilizarán las expresiones (5.3.3) y (5.3.4), donde p_I es la penalización asociada al indicador I . Para este análisis, el conjunto de indicadores \mathcal{I} estará conformado solo por SAIFI y SAIDI.

$$p_I \geq 0; I \in \mathcal{I} \quad (5.3.3)$$

$$p_I \geq m \times (I - I_{base}); \quad I \in \mathcal{I} \quad (5.3.4)$$

5.4. Sistema bajo estudio

Todos los análisis se realizarán en el sistema de distribución IEEE-33, cuyo diagrama se presenta en la figura 4.6.3 del capítulo anterior. Los parámetros eléctricos utilizados se encuentran disponibles en [35]. En la tabla 5.4.1 se presentan los indicadores iniciales del sistema y los mínimos posibles, los cuales se obtienen instalando reconectores en todas las líneas de la red.

	Iniciales	Mínimos
SAIDI (h)	27.3	5.85
SAIFI (int)	9.7	2.18
EENS (kWh)	124175	24999.6

Tabla 5.4.1: Indicadores de confiabilidad iniciales y mínimos del sistema IEEE-33.

Los parámetros económicos considerados se presentan en la tabla 5.4.2, cabe destacar que estos valores son ficticios. Los valores base de los indicadores de confiabilidad se considerarán un 20 % mayores al indicador mínimo posible y los costos han sido adaptados de tal manera que el orden de magnitud sea similar al del pago por energía no suministrada para el caso inicial.

c_{fa}	c_{fu}	c_{fur}	c_{re}	c_{SAIDI}	c_{SAIFI}	$SAIDI_{Base}$	$SAIFI_{Base}$
1 US/kWh	12 USD	80 USD	468 USD	1000 USD/h	1000 USD/int	7 h	2.7 int

Tabla 5.4.2: Parámetros económicos del sistema IEEE-33 para estudio de incertidumbre en tasas de falla.

5.5. Experimentos Computacionales

Efecto de los parámetros de entrada

Las tasas de falla de los sistemas de distribución pueden reducirse mediante el soterramiento de líneas, el reemplazo de transformadores u otros equipos relevantes del sistema o un aumento en las mantenciones, entre otras. Por otro lado, los tiempos de reparación pueden disminuirse con la instalación de medidores inteligentes que permitan informar en tiempo real sobre la integridad del sistema o mejorar la localización de las fallas. En [29] y [30] se presentan trabajos que cuantifican lo mencionado. El modelo desarrollado puede ser utilizado para analizar la conveniencia de las alternativas anteriormente mencionadas, las cuales tienen un costo asociado.

Para evaluar lo anterior se propone un estudio global y uno local. En el primero se modifican simultáneamente todas las tasas del sistema, mientras que el segundo enfoque modifica las tasas de una línea a la vez.

◆ Análisis Global

Se realiza escalando todas las tasas por un factor α , el cual se hace variar en el rango $[0.1, 2]$ con paso de 0.1, donde los datos originales corresponden a $\alpha = 1$. Para cada α se ejecuta el modelo, manteniendo todos los demás parámetros fijos. Los resultados principales se comentan a continuación.

En la figura 5.5.1 se presenta la variación de los indicadores de confiabilidad a nivel sistema. Se observa que estos van empeorando a medida que las tasas de falla aumentan, sin embargo para determinados valores se produce la instalación de elementos de protección, lo cual contrarresta este efecto. La gráfica muestra que variaciones porcentuales de un 10 %, respecto al valor esperado de las tasas, pueden llegar a provocar variaciones considerables en los indicadores de confiabilidad.

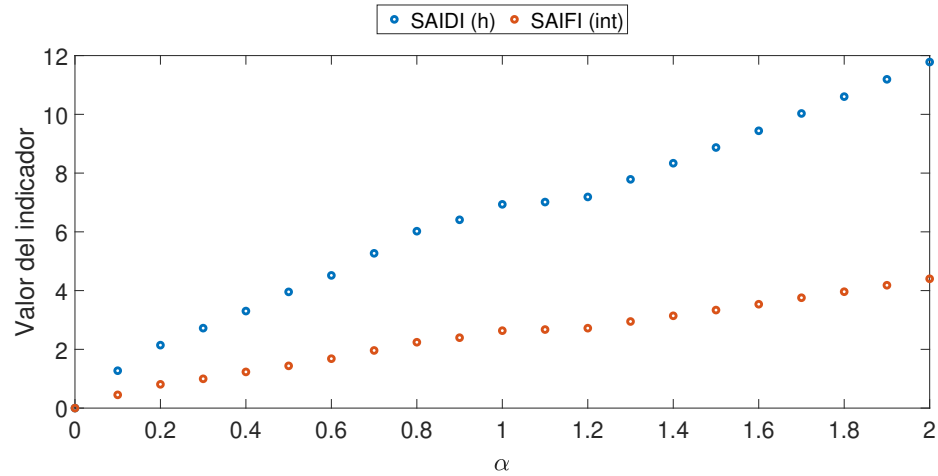


Figura 5.5.1: Sensibilidad de tasas de falla - Indicadores de confiabilidad de nivel sistema.

En la figura 5.5.2 se presenta la cantidad de elementos instalados por tipo al modificarse el factor de escala en las tasas de falla. Se observa que en algunos casos el aumento en las tasas de falla disminuye la cantidad de fusibles para instalar, como por ejemplo para el valor $\alpha = 1,2$ esto se debe a que el aumento en las tasas temporales aumenta los costos de reposición siendo preferible pagar un mayor monto por penalizaciones o instalar reconectores.

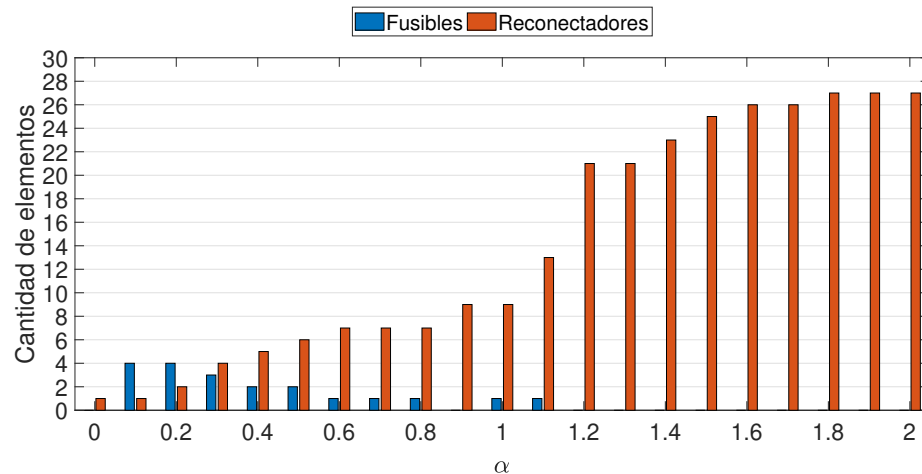


Figura 5.5.2: Sensibilidad de tasas de falla - Elementos instalados en el sistema.

Los costos desagregados se presentan en la figura 5.5.3. se observa que a medida que aumentan las tasas de falla el costo por penalización va tomando un mayor peso en los costos totales. El costo de instalación no aumenta considerablemente, debido a que ya no es posible localizar más protecciones en la red. Lo anterior es relevante,

pues sugiere la necesidad de evaluar otras alternativas para mejorar la confiabilidad del sistema. Además, se aprecia que pequeñas variaciones porcentuales pueden tener un alto impacto en los costos.

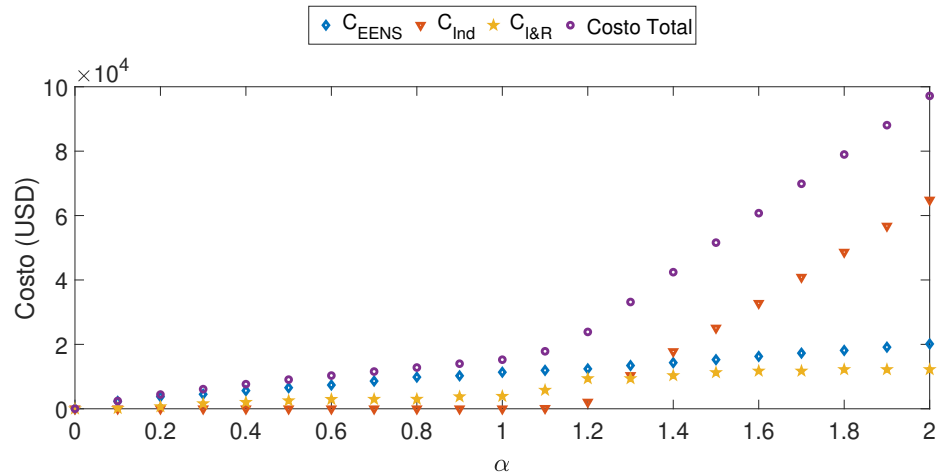


Figura 5.5.3: Sensibilidad de tasas de falla - Costos desagregados.

◆ Análisis Local

Se procede a escalar las tasas de falla temporales y permanentes de las líneas del sistema una a una por un factor $\beta \in \{0, 0.5, 1.5, 2\}$ y se ejecuta el modelo de localización y coordinación para cada caso. La figura 5.5.4 muestra el comportamiento de los costos de inversión y reposición al modificar el parámetro β para todas las líneas, se observa que incluso cuando la tasa de falla se duplica en algunas líneas, como la 30, no existe un cambio considerable en los montos de inversión. Por otro lado existen algunas líneas, como por ejemplo las líneas 8 o 25 que afectan fuertemente las decisiones de inversión cuando sus tasas de falla son modificadas.

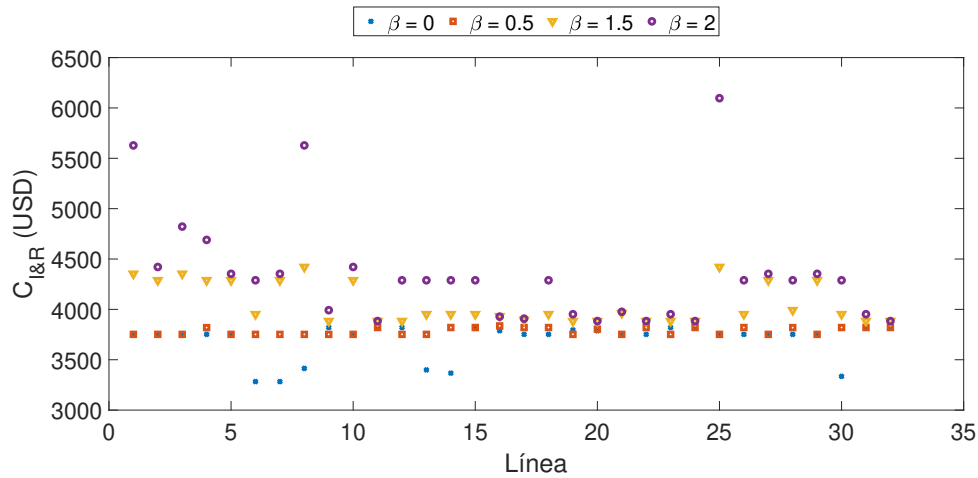


Figura 5.5.4: Inversión Variable - Costos de inversión/reparación.

El efecto de la modificación en las tasas de falla de ciertas líneas puede modificar la instalación de dispositivos de protección, para el caso en estudio ninguna modificación alteró considerablemente el número de fusibles del sistema. Sin embargo, el número de reconectores instalados si se ve alterado. En la figura 5.5.5 se presenta la cantidad de reconectores instalados para los distintos valores de β , se aprecia como las perturbaciones en algunas líneas modifican considerablemente la cantidad de equipos de protección mientras que otras prácticamente no la afectan.

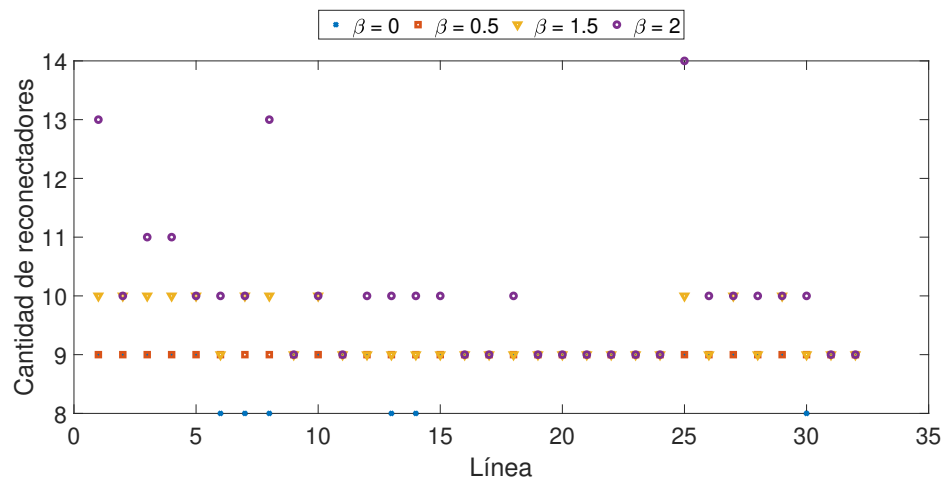
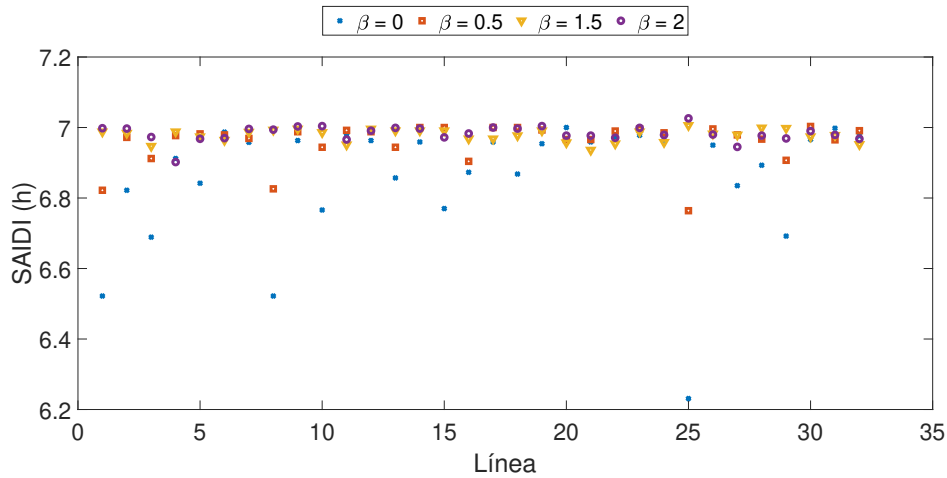


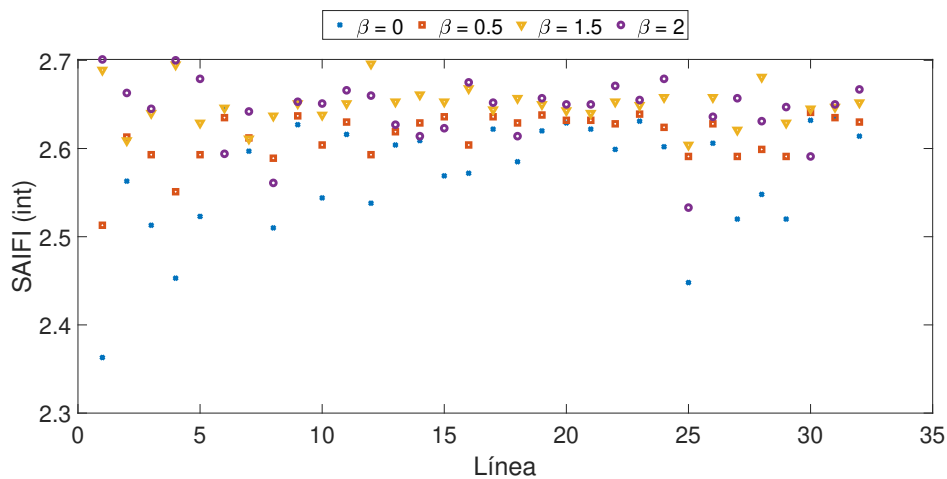
Figura 5.5.5: Inversión Variable - Reconectores Instalados.

El comportamiento de los indicadores de confiabilidad se presenta en las figuras 5.5.6a y 5.5.6b. Se observan variaciones considerables para algunas líneas como la 1 (una de las líneas principales del sistema). Estas gráficas son útiles para tomar

decisiones de inversión de infraestructura, por ejemplo el soterramiento de una línea disminuirá su tasa de falla considerablemente, en base a estas gráficas es posible identificar que soterramiento entregará un mayor beneficio a nivel sistémico. Lo anterior cobra mayor importancia cuando el sistema se encuentra demasiado cerca de los indicadores máximos permitidos o cuando la penalización por concepto de estos es elevada.



(a) Comportamiento de SAIDI.



(b) Comportamiento de SAIFI.

Figura 5.5.6: Inversión Variable - Comportamiento de indicadores sistémicos.

El comportamiento de los costos totales se presenta en la figura 5.5.7, se observa que para determinadas líneas como por ejemplo la línea 25 el costo total es muy sensible a variaciones. Como se mencionó anteriormente, si estas variaciones son significativas puede evaluarse realizar una inversión de infraestructura que permita

disminuir las tasas de falla existentes.

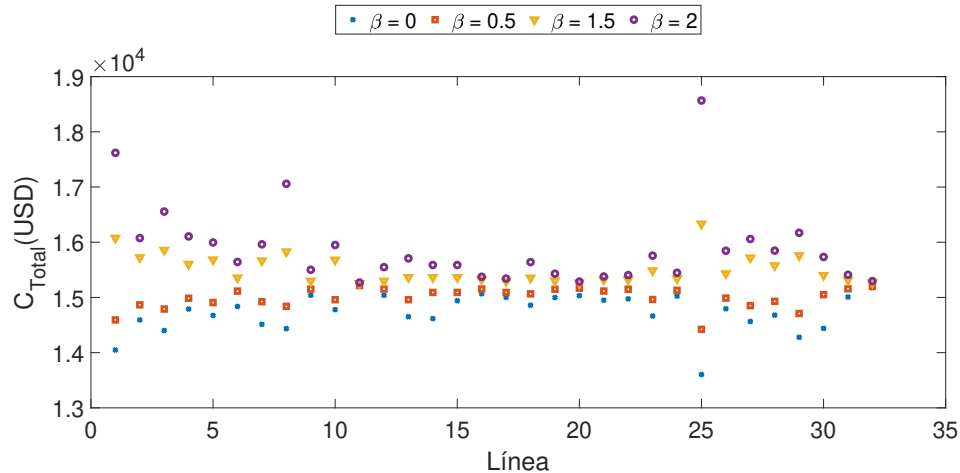


Figura 5.5.7: Inversión Variable - Comportamiento de costos totales.

Efecto de la incertidumbre de los parámetros de entrada

El modelo de localización y coordinación propuesto en el capítulo anterior considera que las tasas de falla y los tiempos de reparación son valores deterministas. En la realidad, esta información es de carácter aleatorio, pudiendo incluso estar fuertemente correlacionada con factores externos al modelo como por ejemplo las condiciones meteorológicas de la zona.

Para evaluar el impacto que tiene esta incertidumbre en las soluciones obtenidas con el modelo propuesto, se realizan tres estudios. En los tres casos se toma la decisión de inversión con la data original, para posteriormente evaluar el comportamiento de los costos cuando se modifican los parámetros con los que se tomó la decisión. El primer análisis se realiza escalando las tasas de todo el sistema simultáneamente, el segundo análisis considera perturbaciones locales y el tercero consiste en una implementación del método de Monte Carlo.

Estos análisis proporcionan resultados útiles para identificar qué elementos del sistema son más críticos y deben ser modelados con mayor precisión. Además se mostrará la necesidad de incluir la incertidumbre de las tasas de falla en los modelos de localización de protecciones.

◆ Análisis Global

En esta sección se analizan las consecuencias de subestimar las tasas de falla al momento de planificar la instalación de equipos de protección. Para esto se fijan las protecciones obtenidas al ejecutar el modelo con $\alpha = 1$ y posteriormente se evalúan los costos a medida que se escalan las tasas con $\alpha \in [1, 2]$.

En la figura 5.5.8 se presentan los indicadores de confiabilidad del sistema con la decisión de inversión fija y en simultáneo los valores óptimos (referenciados con un *) que se obtendrían si es que se hubiese tenido información perfecta sobre las tasas de falla al momento de planificar la inversión, estos valores coinciden con los presentados en la sección anterior. Se observa que errores de estimación en las tasas de falla de un 20 % pueden distorsionar fuertemente los indicadores de confiabilidad, por ejemplo el SAIDI aumenta casi 2 h en algunos casos.

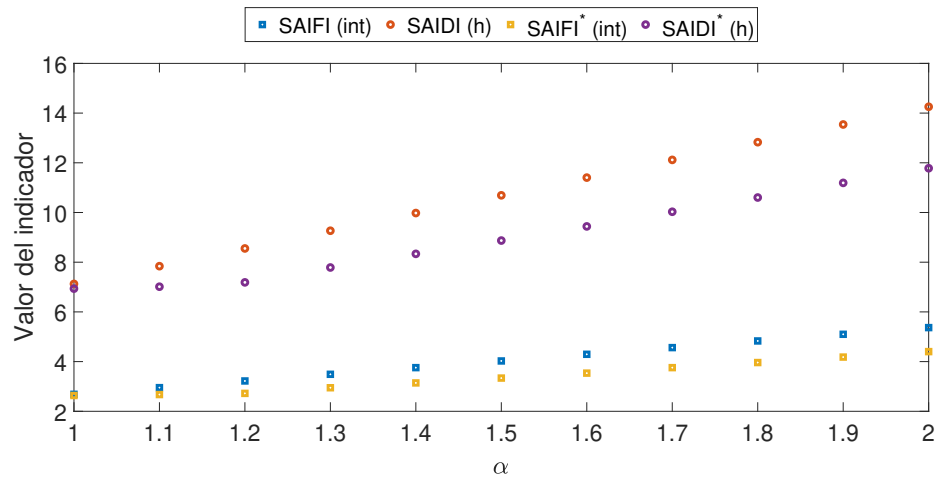


Figura 5.5.8: Incertidumbre en las tasas de falla - Indicadores de confiabilidad de nivel sistema.

Los costos desagregados se presentan en la figura 5.5.9, análogamente se han incorporado los valores óptimos si es que se conocieran las tasas de falla sin error. Variaciones porcentuales pequeñas pueden afectar considerablemente los costos del sistema. Es necesario destacar que estos valores son obtenidos con parámetros de penalización fijos, un esquema de penalizaciones que castigue de forma más estricta las violaciones de indicadores de confiabilidad presentará una mayor diferencia de precios.

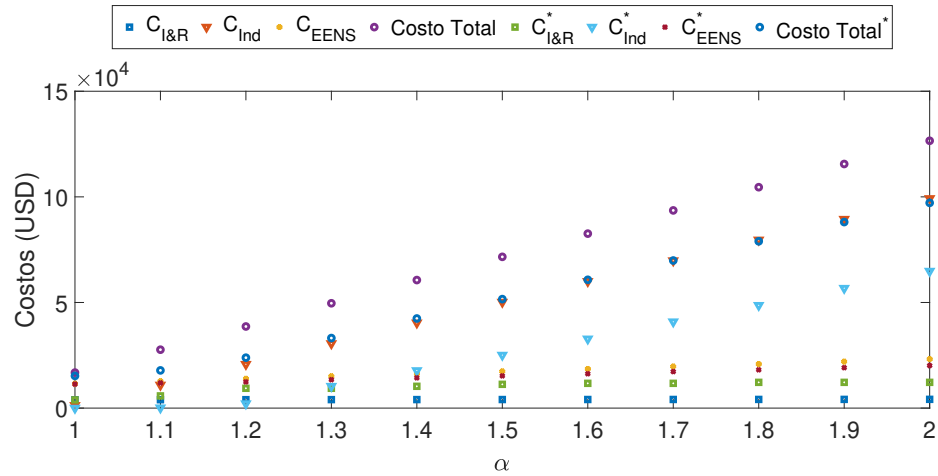


Figura 5.5.9: Incertidumbre en las tasas de falla - Costos desagregados.

La figura 5.5.10 muestra la instalación de equipos de protección en simultaneo con la decisión óptima para cada α . Se observa que a medida que se aumentan las tasas de falla, el modelo subestimó la instalación de re conectadores y sobreestimó la instalación de fusibles.

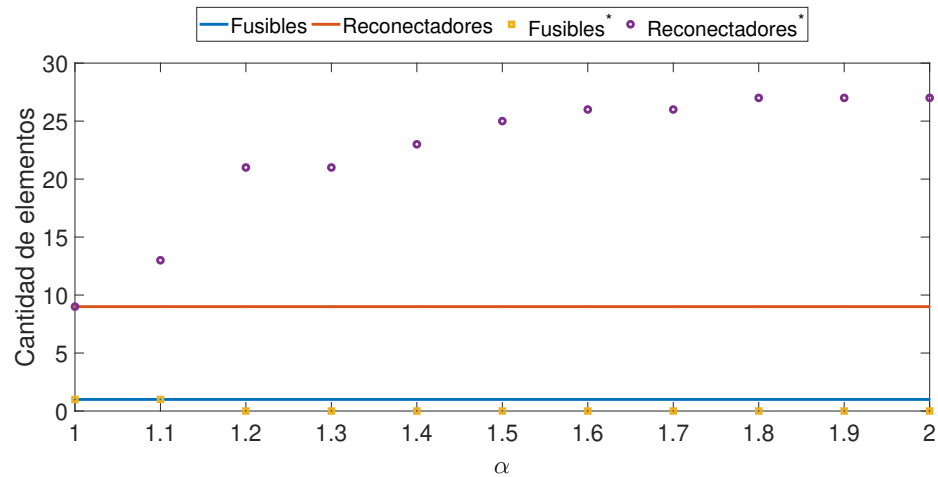
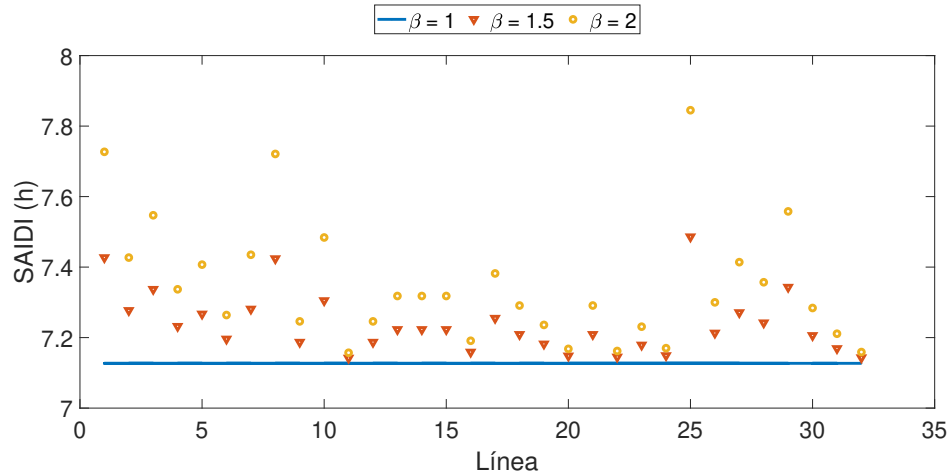


Figura 5.5.10: Incertidumbre en las tasas de falla - Elementos de protección.

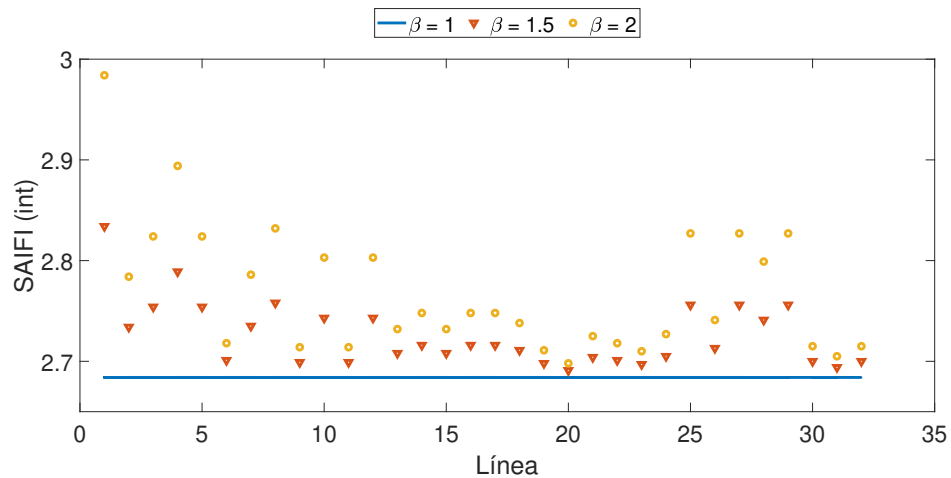
◆ Análisis Local

Se procede a fijar la decisión de localización de equipos de protección con los valores iniciales del sistema. Posteriormente se va escalando las tasas de falla temporales y permanentes de las líneas del sistema una a una por un factor $\beta \in \{1, 1.5, 2\}$ y se calculan los indicadores de confiabilidad y los costos asociados para evaluar el desempeño de la solución implementada.

El comportamiento de los indicadores de confiabilidad se presenta en las figuras 5.5.11a y 5.5.11b. Se observa que los indicadores empeoran en comparación al caso donde la inversión se realiza conociendo la tasa de falla de antemano. Las variaciones son considerables para algunas líneas del sistema como la 1, 8 y 25, y prácticamente despreciables para otras líneas como por ejemplo la línea 11. Lo anterior es importante, pues las tasas de falla no son información determinista y estas gráficas pueden ser utilizadas para identificar los puntos críticos del sistema. Como la incertidumbre de las tasas en algunas líneas no tiene un impacto considerable en el sistema es posible analizar los análisis de robustez considerando su información como determinista, lo que permite reducir los esfuerzos computacionales. Por otro lado la incertidumbre en las tasas de las líneas con alto impacto puede ser reducida si es que se mejoran los modelos para obtenerlas o se instalan equipos de medición que permitan recopilar la información para estimarlas de mejor manera.



(a) Comportamiento de SAIDI.



(b) Comportamiento de SAIFI.

Figura 5.5.11: Inversión Fija - Comportamiento de indicadores sistemicos.

Los costos de penalización se presentan en la figura 5.5.12, se observa que aumentan considerablemente con respecto al caso con inversión variable. Además, perturbaciones en una sola línea de todo el sistema pueden aumentar estos costos considerablemente. Por ejemplo un aumento de las fallas en la línea 25 puede llegar a quintuplicar los costos del sistema. Estos costos pueden ser aún mayores si la política de penalización es más estricta.

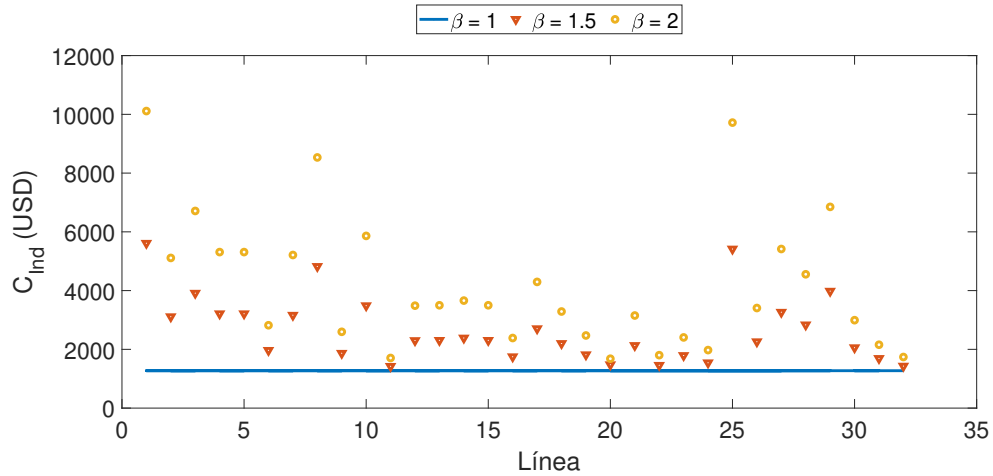


Figura 5.5.12: Inversión Fija - Comportamiento de costo de penalización.

Los costos totales se presentan en la figura 5.5.13. Se observan aumentos considerables para algunas líneas del sistema. Lo anterior justifica la importancia de realizar una estimación adecuada de los parámetros y además la inclusión de algún esquema que permita incorporar la incertidumbre en los modelos de localización.

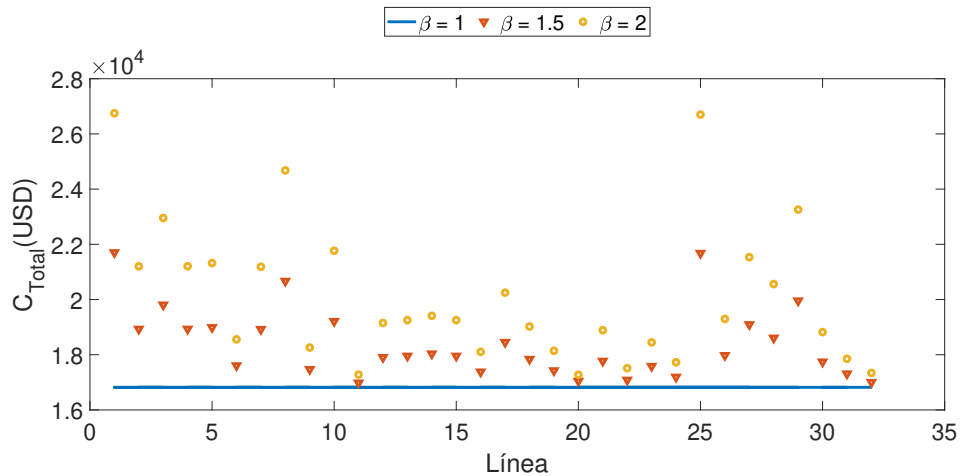


Figura 5.5.13: Inversión Fija - Comportamiento de costos totales.

Simulación de Monte Carlo

Un enfoque un poco más realista es incorporar la incertidumbre del problema de manera aleatoria en toda la red. Como el sistema bajo estudio es ficticio, no se

dispone información histórica con respecto a sus tasas de falla tiempos de reparación. Se considerará que las tasas de falla tienen un comportamiento representable a través de una distribución normal, cuya media es el valor ingresado al modelo de localización y una desviación estándar de un 10 % de ese valor. La figura 5.5.14 presenta la distribución teórica de una tasa de falla con media 0.7 int/año, a partir de la cual se han generado 1000 muestras.

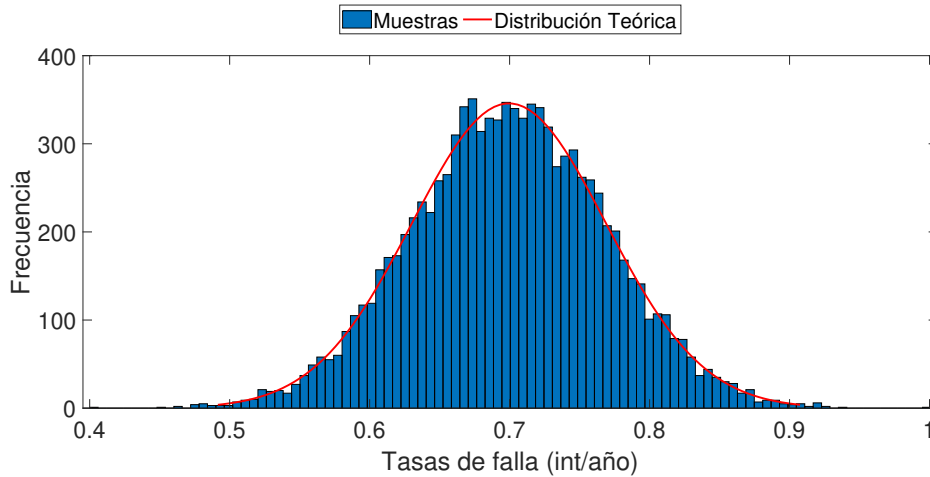


Figura 5.5.14: Distribución y muestreo de tasas de falla.

La decisión de inversión se toma en base a los valores promedios y luego se analizan los costos del sistema muestreando 1000 veces las distribuciones de las tasas de falla. Por simplicidad en los gráficos extensivos se presentarán solo 100 muestras. En la figura 5.5.15 se presenta el comportamiento de los indicadores de confiabilidad. Se observa que existen oscilaciones considerables, siendo que la desviación modelada es relativamente pequeña. Estas desviaciones pueden ser críticas para escenarios donde los indicadores se encuentran muy al límite de la norma.

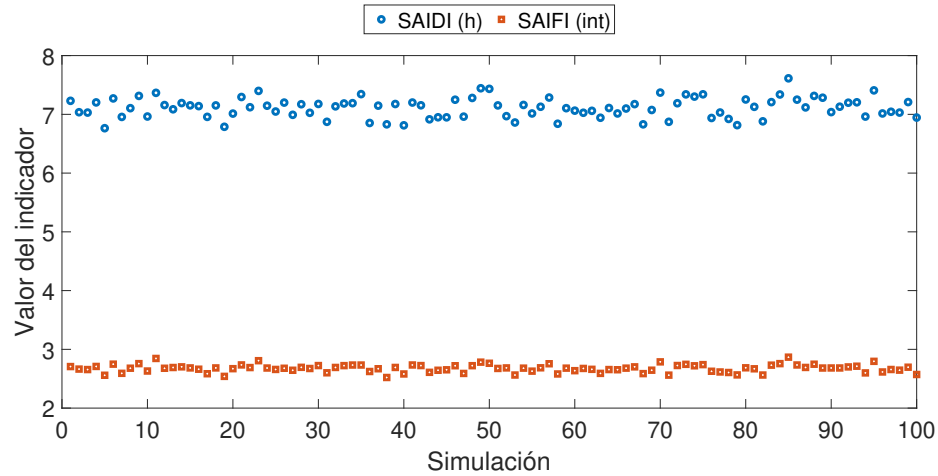


Figura 5.5.15: Simulación de Monte Carlo - Comportamiento de indicadores de confiabilidad.

En la figura 5.5.16 se presenta el comportamiento de los costos desagregados. Se aprecia que el costo total presentan oscilaciones de casi un 50 % con respecto al valor más bajo. Los costos de instalación y reparación prácticamente no varían pues la instalación es fija y la cantidad de fusibles instalados es muy pequeña, por lo que los costos de reparación son despreciables. Los costos de penalización de los indicadores de confiabilidad presentan oscilaciones considerables, para algunos casos se hacen nulos ya que los indicadores quedan por debajo del valor base.

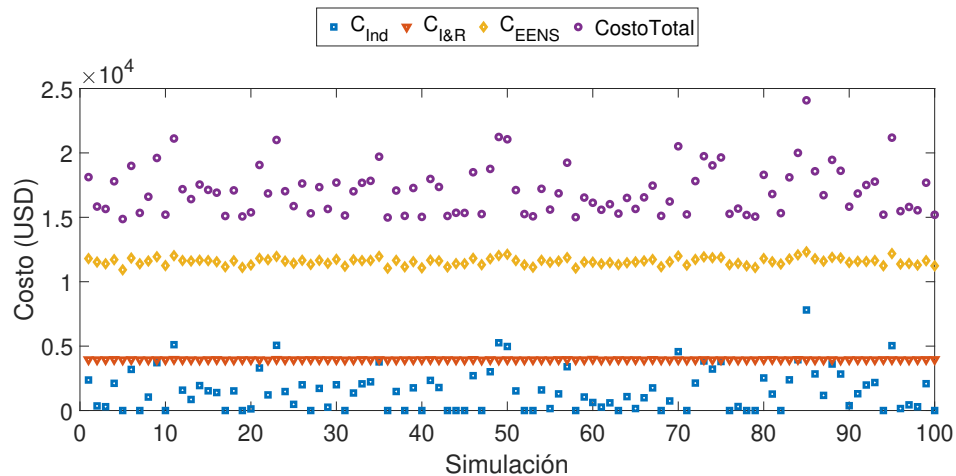


Figura 5.5.16: Simulación de Monte Carlo - Comportamiento de costos desagregados.

En la figura 5.5.17 se presenta el histograma de los costos totales del sistema. Se observa que no sigue una distribución normal. Lo anterior es un antecedente

importante para la formulación de un modelo que permita incluir la estocasticidad de los parámetros de entrada.

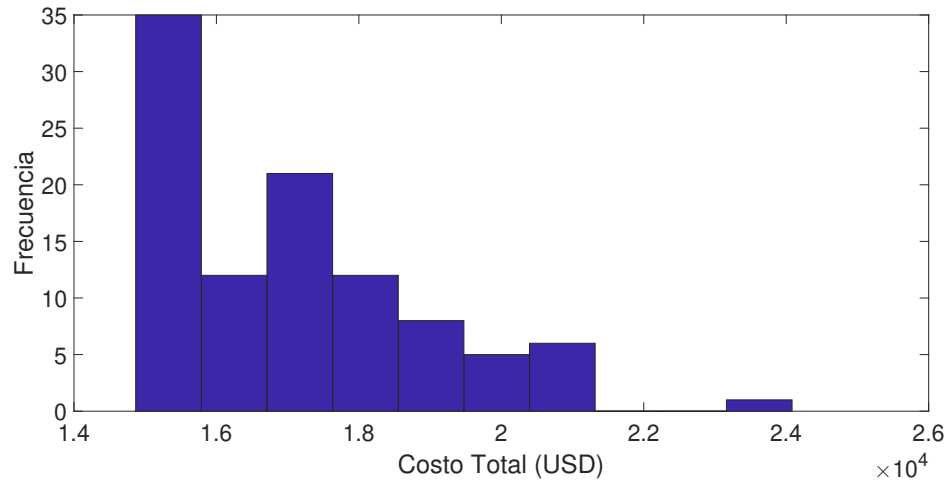


Figura 5.5.17: Simulación de Monte Carlo - Histograma del costo total.

A diferencia de los costos totales, los indicadores de confiabilidad sistémicos son por construcción una suma de variables aleatorias distribuidas normalmente. De acuerdo con el teorema, los indicadores se distribuirán normalmente, lo cual se verifica en la figura 5.5.18. Es importante destacar que para que lo anterior sea válido las variables deben ser independientes, lo cual es un supuesto bastante fuerte debido a la naturaleza de las mismas. Además, la distribución de las tasas de falla no tiene por qué ajustarse a una curva normal. En el caso específico de que los supuestos anteriores se cumplan, puede reformularse el problema con las distribuciones teóricas o resolverse de manera determinista y entregar índices útiles para la toma de decisión como intervalos de confianza u otras medidas de riesgo.

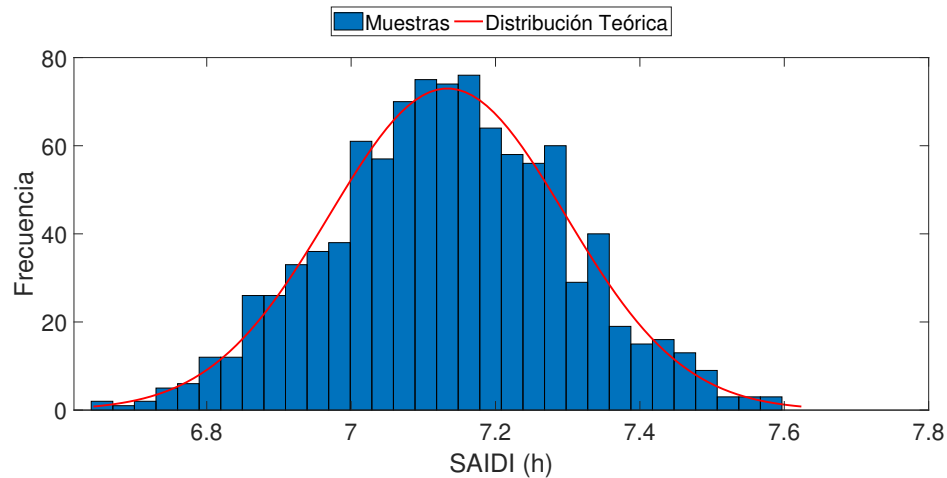


Figura 5.5.18: Simulación de Monte Carlo - Histograma de SAIDI

5.6. Conclusiones

Los resultados obtenidos dan cuenta de la importancia de realizar una modelación adecuada de las tasas de falla que capture los factores externos al sistema y sea consistente con las bases históricas. De esta manera los modelos de planificación de equipos de protecciones permitirán obtener la confiabilidad del sistema deseada. Pequeñas desviaciones en los parámetros estimados pueden llegar a implicar un gran aumento de costos y un deterioro significativo de los indicadores de confiabilidad planificados.

El manejo de la incertidumbre de las tasas de falla da pie a la incorporación de nuevas estrategias en los modelos de planificación, como por ejemplo optimización robusta o algún esquema que incorpore directamente las distribuciones de probabilidad de los parámetros.

Se sugiere una revisión de los esquemas de penalización que se adapte a las características particulares de los distintos sistemas de distribución. Un esquema de pagos común es poco recomendable debido a que las tasas de falla son altamente dependientes de factores externos y que además las distintas topologías y potencias conectadas limitan las mejoras de confiabilidad.

El punto anterior puede ser complementado incorporando en el análisis otro tipo de decisiones de inversión, como por ejemplo la construcción de nuevas líneas o reemplazo de equipamiento para disminuir las tasas de falla. Además, es posible modificar la función de penalización agregando expresiones más complejas que permitan un mayor control sobre los indicadores, como por ejemplo funciones lineales por tramo con distintas pendientes según la violación del índice de confiabilidad.

Capítulo 6

Extensiones del modelo propuesto

*“The important thing is not to stop questioning.
Curiosity has its own reason for existence.”*

Albert Einstein

RESUMEN: Una de las principales ventajas del modelo propuesto en el capítulo 4 radica en la posibilidad de incorporar fácilmente nuevos elementos en la toma de decisiones. En este capítulo se presentarán brevemente algunos elementos adicionales, incluyendo la conexión con las decisiones de primera etapa y los elementos de monitoreo. Además, se explica la incorporación de generación distribuida.

6.1. Introducción

Durante el desarrollo de este trabajo de tesis, fueron surgiendo nuevas ideas y elementos que podían incorporarse al modelo propuesto. Algunos de estos elementos son simples aplicaciones del modelo y otras requieren de modificaciones mayores, las cuales han sido implementadas parcialmente para verificar su factibilidad. Mi intención es terminar este trabajo con este capítulo, donde se presentan los principales avances que se realizaron en estas extensiones. Además, espero que pueda servir como punto de partida para futuras investigaciones. Me gustaría recalcar que, si bien el enfoque de esta tesis se centra en el desarrollo del modelo, considero importante utilizarlo para estudiar sistemas reales y analizar los impactos económicos y de calidad de servicio que tienen las decisiones comprometidas.

6.2. Incorporación de curvas de daño

Las curvas de daño de los equipos eléctricos contienen la información de las corrientes que estos pueden soportar sin comprometer su correcto funcionamiento. Es fundamental proteger el equipamiento crítico de los sistemas de distribución, para garantizar la continuidad de la operación del sistema (por ejemplo, en [56] se encuentran las recomendaciones para la protección de transformadores). Además, lo anteriormente mencionado tiene un alto impacto económico, debido a que las sobre corrientes son una de las principales razones del envejecimiento acelerado de activos.

La incorporación de estas curvas puede realizarse directamente, ya que éstas presentan la misma estructura que las curvas de operación de los equipos de protección modelados. En la figura 6.2.1 se muestra la curva de daño de un transformador.

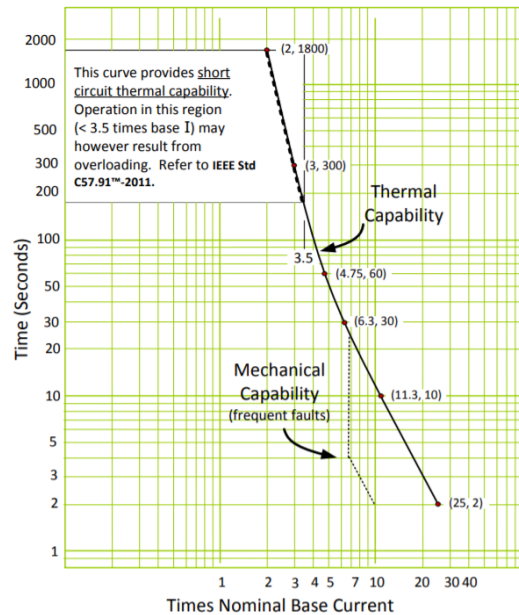


Figura 6.2.1: Curva de daño de un transformador [3].

Utilizando la restricción de coordinación (4.6.7) del capítulo 4. Es posible forzar la localización de equipos de protección para que protejan líneas con equipamiento crítico. Para esto se puede ingresar la curva de daño como una protección más, con sus respectivos tiempos de operación y forzar la existencia de protecciones aguas abajo. Otra forma es forzar equipos aguas arriba e invertir la restricción de coordinación para esa línea puntual. Ambos esquemas pueden incluirse simultáneamente con variables binarias, para dejar que el modelo elija la instalación más conveniente de acuerdo a la función objetivo.

6.3. Incorporación de otros indicadores de confiabilidad

Como se mencionó anteriormente, en la literatura (ver [57]) se han definido una serie de indicadores de confiabilidad. Dependiendo de la legislación o el enfoque del estudio que se quiera realizar puede ser importante incorporar otros indicadores que permitan cuantificar distintos aspectos de la confiabilidad del sistema. Algunos de estos índices, como por ejemplo el índice de disponibilidad media del sistema (ASAI por su sigla en inglés) o el índice de duración de interrupciones media por cliente (CAIDI) pueden incorporarse directamente utilizando las ecuaciones (6.3.1) y (6.3.2).

$$ASAI = 1 - \frac{SAIDI}{8760} \quad (6.3.1)$$

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (6.3.2)$$

Para calcular otros índices se requieren de pequeñas adaptaciones. Como es el caso del índice medio de frecuencia de interrupciones momentáneas (MAIFI) definido según (6.3.3). Básicamente, este índice calcula todas las interrupciones que no fueron cuantificadas en el SAIFI. Para su obtención, basta con utilizar la información sobre la operación de los reconectores, capturada en la variable γ^{pr} .

$$MAIFI = \frac{\text{Interrupciones totales menores al tiempo definido}}{\text{Clientes totales}} \quad (6.3.3)$$

La inclusión del MAIFI es bastante interesante, pues le da una mayor importancia a la instalación de fusibles sin esquema de salvamento. En [58] los autores desarrollan la implementación de estos esquemas en un entorno industrial.

6.4. Incorporación de decisiones de primera etapa

Los modelos de planificación de sistemas de distribución se enfocan generalmente en activos específicos, por ejemplo el dimensionamiento de la capacidad de las líneas o el tipo de conductor a utilizar. Si bien estos esquemas permiten minimizar costos o mejorar la confiabilidad para el estudio específico, no pueden garantizar que las decisiones posteriores sean óptimas. En la figura 6.4.1 se muestra esquemáticamente lo mencionado: si se considera un modelo para el tamaño y localización de subestaciones y posteriormente un modelo para las rutas y capacidades de los alimentadores se obtendrán soluciones distintas que las que produciría un modelo que considera ambos elementos en conjunto. Si ambos esquemas son resueltos a optimalidad, los costos del modelo conjunto serán siempre iguales o menores que los obtenidos con los modelos separados. No siempre es posible plantear modelos conjuntos, debido a las formulaciones realizadas o al alto costo computacional. Algunos trabajos que han utilizado la planificación de sistemas de distribución por etapas se encuentran en [59], [60] y [61], siendo el último especialmente interesante pues se enfoca en disminuir las pérdidas y aumentar la confiabilidad del sistema.

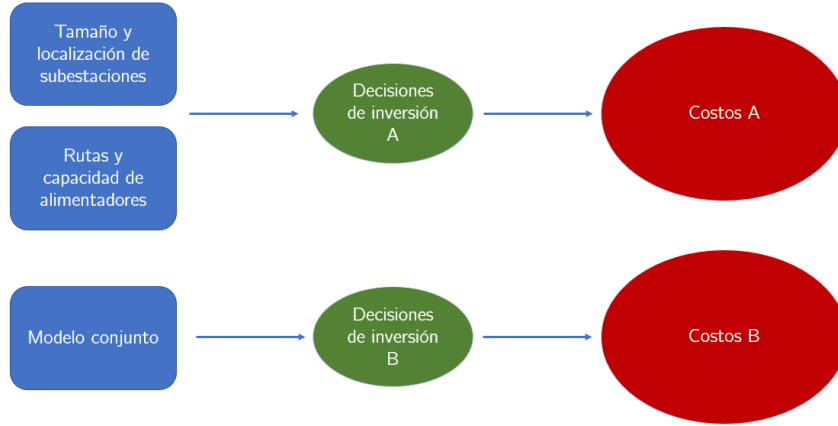


Figura 6.4.1: Esquema de modelos conjuntos y desagregados.

La incorporación de algunas decisiones de primera etapa en el modelo propuesto, como reemplazo de transformadores, líneas de distribución o reprogramación de mantenimientos puede realizarse con dos metodologías.

◆ Incorporación directa

Este enfoque incorpora directamente las decisiones de primera etapa en el problema de optimización. Para ejemplificar esto, consideremos que se requiere mejorar la confiabilidad del sistema a un nivel más alto que lo que permite la sola instalación de equipos de protección. Se plantea la posibilidad de soterrar algunas líneas (s) o cambiar el conductor (r) para las líneas $l \in \mathcal{L}^m$, lo cual tiene un costo asociado $c_l^z \forall (l, z) \in \mathcal{L}^m \times \mathcal{M}$ (se define \mathcal{M} como el conjunto de decisiones, en este caso $\{s, r\}$). Se estima que el soterramiento modificará las tasas de falla al valor λ_l^s y el reemplazo del conductor a λ_l^r . Las decisiones de soterrar una línea (d_l^s), cambiar su conductor (d_l^r) o no modificarla (d_l^0) son de naturaleza binaria. Para incorporar lo anteriormente descrito, se agregan las siguientes expresiones al modelo. Se ha definido el conjunto $\mathcal{M}' = \mathcal{M} \cup 0$ donde 0 corresponde a no modificar la línea.

$$\lambda_l = \sum_{z \in \mathcal{M}'} d_l^z \lambda_l^z, \quad \forall l \in \mathcal{L}^m \quad (6.4.1)$$

$$\sum_{z \in \mathcal{L}^m} d_l^z \leq 1, \quad \forall l \in \mathcal{L}^m \quad (6.4.2)$$

$$Costo = Costo_v + \sum_{l \in \mathcal{L}^m} c_l^z d_l^z \quad (6.4.3)$$

La ecuación (6.4.1) redefine el valor de la tasa de fallas permanentes en la línea l dependiendo de la decisión de inversión tomada, λ_l^0 corresponde a la tasa sin modificaciones. El desarrollo para la tasa de fallas temporales y los tiempos de

reparación es análogo. Es importante destacar que la incorporación de esta restricción en el modelo agrega no linealidades por incluir un producto entre variables binarias, estas pueden ser linealizadas con los mismos métodos utilizados en la sección 4.6. En (6.4.2) se define el límite de decisiones que pueden tomarse para una misma línea. El impacto en los costos se cuantifica en la expresión (6.4.3), donde $Costo_v$, hace referencia a la ecuación de costos presentada en el capítulo 4.

◆ Simulación

Una alternativa para no complejizar el modelo ni aumentar los esfuerzos computacionales es utilizar simulación (en [62] se presenta una herramienta que utiliza simulación para incluir sistemas complejos de distribución). Esto es especialmente útil cuando las decisiones de primera etapa son pocas. Por ejemplo, la incorporación de medidores inteligentes a la red puede considerarse como una decisión de inversión única, puesto que el costo de la infraestructura que procesa la información es superior al costo de los medidores individuales. Para este caso en particular, se ejecuta el modelo con los parámetros originales de la red y posteriormente se modifican las tasas de falla y los tiempos de reparación según las estimaciones que se tengan del impacto de los medidores. Finalmente pueden compararse ambas soluciones incorporando el costo de la implementación de los medidores en la segunda solución.

Lo anteriormente descrito es similar a lo que se realizó en el capítulo 5, donde se hizo una evaluación del comportamiento de las inversiones y costos asociados cuando se modificaban los parámetros de la red. Este esquema puede ser utilizado para realizar otros estudios, como por ejemplo la determinación de la frecuencia adecuada que deben tener los mantenimientos en el sistema.

6.5. Consideraciones sobre generación distribuida

El creciente aumento de la generación distribuida en las redes de distribución hace necesario el estudio de impacto que ésta tiene en los sistemas de protección. Durante el desarrollo de esta tesis se han identificado y desarrollado algunos elementos críticos. Uno de los aspectos fundamentales es la alteración de los flujos en la red, por lo que se utilizará este criterio para dividir los efectos. A modo de ejemplo, considérese la red de la figura 6.5.1.

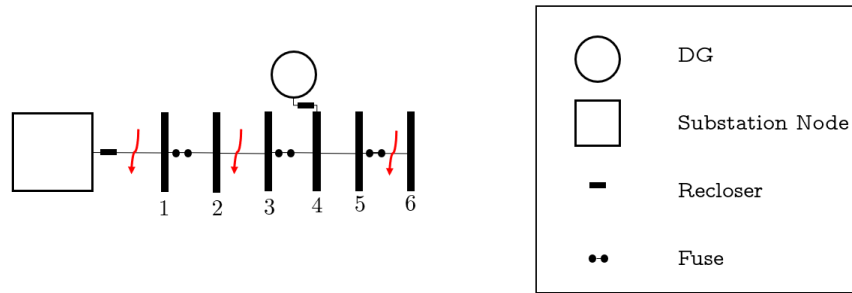


Figura 6.5.1: Red simplificada para análisis de generación distribuida.

◆ Sin alteración de flujo

La instalación del generador disminuirá la corriente nominal de las líneas que se encuentran entre su nodo de conexión y la subestación. Si ocurre una falla entre las barras 5 y 6 la corriente que circulará por el fusible de esa línea será

$$I^f = I_{SE}^f + I_{DG}^f$$

mientras que la que circulará por el fusible aguas arriba será solamente el aporte de la subestación, es decir, I_{SE}^f . El modelo propuesto permite coordinar los fusibles de tal manera que el fusible entre las barras 5 y 6 opere con una curva más lenta que la del fusible entre 3 y 4. El problema de lo anterior radica en la operación del generador distribuido. Por ejemplo, si se trata de paneles solares y la falla ocurre en la noche, la configuración propuesta hará que el sistema de protecciones pierda selectividad. Este análisis debe realizarse caso a caso, ya que algunos generadores permiten incorporar equipos de respuesta rápida, que permitirían mantener la configuración de los fusibles ignorándolos en el modelo. Además, algunos equipos de potencia permiten controlar las corrientes en el generador gracias a sus características inductivas.

Otra consecuencia importante de la generación distribuida es el aumento de la corriente de falla a través del fusible. Esto tiene un impacto mayor si es que la magnitud de la corriente es lo suficientemente grande como para imposibilitar la implementación de los esquemas de salvamento.

Un elemento importante a tener en consideración es que la instalación de generación distribuida a nivel residencial no es controlada por el operador de las redes, por lo que es una perturbación en el modelo propuesto. Si, por ejemplo, se decidió proteger un transformador entre 4 y 5 con el fusible ubicado entre 3 y 4 y posteriormente se instaló el generador, la corriente de falla puede aumentar y dañar el equipo antes que el fusible opere. Lo anterior puede incorporarse en el modelo relajando la restricción de protección y asignándole un costo en la función objetivo.

◆ Con alteración de flujo

Si la falla ocurre entre la generación distribuida y la subestación, existirá una inversión del flujo de la corriente de falla. Por ejemplo, si la falla ocurre en la línea entre la subestación y la barra 1, existirá una corriente proveniente de la subestación y otra de sentido contrario proveniente del generador distribuido. Si no se incluyen elementos direccionales, es imposible coordinar la protección entre las barras 1 y 2 con la que se encuentra entre las barras 3 y 4 (a menos que se traslapen las curvas y las corrientes de falla lo permitan, pero esto no es posible con fusibles). Lo anterior provocará que se quemen innecesariamente los dos fusibles, perdiendo selectividad.

Dependiendo de la tecnología que se utiliza, es posible controlar el aporte a las corrientes de falla de los generadores distribuidos. Además, pueden incluirse condiciones en su conexión al sistema, como por ejemplo que se desconecten inmediatamente ante una caída de tensión, lo que evita descoordinación de protecciones y permite configurar el sistema como si el DG no existiera.

Es importante destacar que no se ha incorporado la operación en isla, es decir, el generador distribuido no podrá abastecer a los clientes cuando la subestación sea desconectada. (En la actualidad la operación en isla no se ha incorporado en los estándares IEEE [63] debido a su complejidad, sin embargo existen estudios ([64], [65]) en proceso que justifican y muestran las ventajas en términos de continuidad de suministro que esta alternativa ofrece). Teniendo esto en consideración, la no-coordinación de los fusibles no tiene un impacto en los indicadores de confiabilidad con respecto al caso sin DG, ya que de todas maneras el tramo quedaría sin suministro ante una falla sostenida. Si existe un impacto económico por la reposición de fusibles, una manera de cuantificarlo es considerar inicialmente fallas aguas abajo (desde la subestación) en las tasas protegidas, y posteriormente penalizar las tasas aguas arriba (hacia la subestación).

6.6. Conclusiones

Se ha mostrado que el modelo propuesto es lo suficientemente flexible para incorporar fácilmente nuevos elementos que aporten a la toma de decisiones. La inclusión de las curvas de daño es esencial para la protección de equipamiento crítico, mejorando la confiabilidad de los sistemas de distribución y los costos asociados a la reposición de equipos.

Dependiendo de la legislación o las métricas que se utilicen, nuevos indicadores de confiabilidad deberán incorporarse en el modelo. Se ha mostrado como incluir adicionalmente el ASAI y MAIFI, por ser de los más comunes, pero el modelo permite agregar otros índices o definir nuevos. Lo anterior debe ser estudiado con mayor profundidad, especialmente porque los experimentos computacionales del capítulo 4 muestran que las medidas para aumentar la confiabilidad a nivel sistema pueden perjudicar a usuarios locales.

La conexión con las decisiones de primera etapa se ha presentado mediante un modelo directo de optimización y un esquema de simulación/optimización. Esto permite evaluar la flexibilidad y adaptabilidad de las decisiones de inversión, lo cual es especialmente útil debido a la incertidumbre de los parámetros que alimentan el modelo propuesto. Como se mostró en el capítulo 5, esta aleatoriedad puede tener un alto impacto tanto en términos económicos como de confiabilidad. Es por ello que futuras investigaciones pueden enfocarse en incluir esta aleatoriedad directamente en las formulaciones o a través de algún parámetro que cuantifique riesgo.

Finalmente, se ha mostrado como la generación distribuida puede afectar la coordinación de las protecciones y degradar los estándares de confiabilidad del sistema. Lo anterior puede incorporarse en el modelo para mejorar los indicadores y evitar la descoordinación. Sin embargo, queda pendiente incorporar modelos más detallados para estos elementos y equipos de protección direccionales que permitan obtener mejores resultados.

Referencias

- [1] S. Ganguly, N. C. Sahoo, and D. Das, “Recent advances on power distribution system planning: A state-of-the-art survey,” *Energy Systems*, vol. 4, 06 2013.
- [2] D. Mejía-Giraldo and J. McCalley, “Adjustable decisions for reducing the price of robustness of capacity expansion planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 4, pp. 1573–1582, July 2014.
- [3] R. W. Patterson and E. Price, “Transformer Overcurrent Protection Coordination,” *Patterson Power Engineers*, vol. 4, 06 2015.
- [4] X. Tang and G. Tang, “Power flow for distribution network with distributed generation,” in *2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, March 2010, pp. 1–4.
- [5] M. Kaut and S. W. Wallace, *Evaluation of scenario-generation methods for stochastic programming*, J. L. Higle, W. Römisch, and S. Sen, Eds. Humboldt-Universität zu Berlin, Mathematisch-Naturwissenschaftliche Fakultät II, Institut für Mathematik, 2003.
- [6] T. Gonen, *Electric Power Distribution Engineering*.
- [7] H. L. Willis, *Power Distribution Planning Reference Book*. CRC Press, 2004.
- [8] P. Singh, E. B. Makram, and W. P. Adams, “A new technique for optimal time-dynamic distribution substation and feeder planning,” *Electric Power Systems Research*, vol. 47, no. 3, pp. 197 – 204, 1998. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779698000650>
- [9] M. Vaziri, K. Tomsovic, and A. Bose, “A directed graph formulation of the multistage distribution expansion problem,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, no. 3, pp. 1335–1341, July 2004.
- [10] M. Vaziri, K. Tomsovic, and A. Bose, “Numerical analyses of a directed graph formulation of the multistage distribution expansion problem,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, no. 3, pp. 1348–1354, July 2004.
- [11] K. Nara, T. Satoh, K. Aoki, and M. Kitagawa, “Multi-year expansion planning for distribution systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 3, pp. 952–958, Aug 1991.

-
- [12] S. K. Goswami, "Distribution system planning using branch exchange technique," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 2, pp. 718–723, May 1997.
- [13] G. J. Peponis and M. P. Papadopoulos, "New dynamic, branch exchange method for optimal distribution system planning," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 144, no. 3, pp. 333–339, May 1997.
- [14] J. Partanen, "A modified dynamic programming algorithm for sizing, locating and timing of feeder reinforcements," in *IEEE-PES, Summer Meeting, Long Beach, U.S.A., July 1989*, 1989.
- [15] T. Asakura, T. Genji, T. Yura, N. Hayashi, and Y. Fukuyama, "Long-term distribution network expansion planning by network reconfiguration and generation of construction plans," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 3, pp. 1196–1204, Aug 2003.
- [16] H. K. Youssef and R. Hackam, "Dynamic solution of distribution planning in intermediate time range," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 3, no. 1, pp. 341–348, Jan 1988.
- [17] V. Quintana, H. Temraz, and K. Hipel, "Two-stage power-system-distribution-planning algorithm," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C*, vol. 140, pp. 17 – 29, 02 1993.
- [18] I. J. Ramirez-Rosado, J. A. Dominguez-Navarro, and J. M. Yusta-Loyo, "A new model for optimal electricity distribution planning based on fuzzy set techniques," in *1999 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.99CH36364)*, vol. 2, July 1999, pp. 1048–1054 vol.2.
- [19] R. Billington and R. N. Allan, "Reliability evaluation of power systems, plenum press, new york and london, 1984," *Quality and Reliability Engineering International*, vol. 1, no. 2, pp. 141–141.
- [20] V. Miranda, J. V. Ranito, and L. M. Proenca, "Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 4, pp. 1927–1933, Nov 1994.
- [21] Y. Tang, "Power distribution system planning with reliability modeling and optimization," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 1, pp. 181–189, Feb 1996.
- [22] S. Bhowmik, S. Goswami, and P. Bhattacharjee, "New power distribution system planning through reliability evaluation technique," *Electric Power Systems Research*, vol. 54, pp. 169–179, 06 2000.
- [23] M. Filipec, D. Skrlec, and S. Krajcar, "Genetic algorithm for optimal open-loop distribution network design in competitive pool," in *1999 IEEE Africon. 5th Africon Conference in Africa (Cat. No.99CH36342)*, vol. 2, Sept 1999, pp. 977–982 vol.2.

- [24] J. M. Nahman and D. M. Peric, "Optimal planning of radial distribution networks by simulated annealing technique," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 790–795, May 2008.
- [25] J. Nahman and J. Spiric, "Optimal planning of rural medium voltage distribution networks," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 19, no. 8, pp. 549 – 556, 1997. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061597000288>
- [26] R. H. Fletcher and K. Strunz, "Optimal distribution system horizon planning amp;ndash;part i: Formulation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 2, pp. 791–799, May 2007.
- [27] K. Deb and D. Kalyanmoy, *Multi-Objective Optimization Using Evolutionary Algorithms*. New York, NY, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2001.
- [28] J. H. Zhao, Z. Y. Dong, P. Lindsay, and K. P. Wong, "Flexible transmission expansion planning with uncertainties in an electricity market," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 479–488, Feb 2009.
- [29] J. R. Hammarstron, A. d. R. Abaide, M. W. Fuhrmann, and E. A. L. Vianna, "The impact of the installation of smart meters on distribution system reliability," in *2016 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Sept 2016, pp. 1–5.
- [30] W. Liu, Q. Gong, H. Han, Z. Wang, and L. Wang, "Reliability modeling and evaluation of active cyber physical distribution system," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 7096–7108, Nov 2018.
- [31] F. Ying-min, H. Li-yan, L. Jin, Z. Jing, and R. Guo-qi, "Cyber physical system planning method based on risk equilibrium," in *2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, Nov 2017, pp. 1–6.
- [32] W. El-Khattam, Y. G. Hegazy, and M. M. A. Salama, "An integrated distributed generation optimization model for distribution system planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 1158–1165, May 2005.
- [33] G. Muñoz-Delgado, J. Contreras, and J. M. Arroyo, "Multistage generation and network expansion planning in distribution systems considering uncertainty and reliability," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 5, pp. 3715–3728, Sept 2016.
- [34] G. Munoz-Delgado, J. Contreras, and J. M. Arroyo, "Reliability assessment for distribution optimization models: A non-simulation-based linear programming approach," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 3048–3059, July 2018.
- [35] Redes de prueba. [Online]. Available: <https://drive.google.com/open?id=1VQ6BMyir9ZfuUP3yDgyOB9s6tQnYZR0u>

- [36] C. N. de Energía, “Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución.” 2017.
- [37] R. Billinton and J. Billinton, “Distribution system reliability indices,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 1, pp. 561–568, Jan 1989.
- [38] “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices,” *IEEE Std 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003)*, pp. 1–43, May 2012.
- [39] R. D. Nematollah Dehghani, “Optimization of recloser placement to improve reliability by genetic algorithm,” *Energy and Power Engineering*, vol. 3, no. 4, 2011.
- [40] M. Falah, M. Hajivand, R. Karimi, and M. Karimi, “Optimal recloser placement by binary differential evolutionary algorithm to improve reliability of distribution system,” *International Journal of Information Security*, vol. 3, 01 2014.
- [41] A. E. D. C. Tio, I. B. N. C. Cruz, B. M. Malquisto, and R. D. del Mundo, “A binary programming model for reliability optimization considering fuse-blow and fuse-save schemes,” in *TENCON 2012 IEEE Region 10 Conference*, Nov 2012, pp. 1–6.
- [42] O. M. Juan Gallego, Ricardo Hincapié and M. Granada, “Ubicación óptima de reconectores y fusibles en sistemas de distribución.” *ITECKNE*, 01 2015.
- [43] S. de Electricidad y Combustibles (SEC). Compensaciones por cortes eléctricos. [Online]. Available: http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,3417533&_dad=portal&_schema=PORTAL
- [44] G. Tollefson, R. Billinton, G. Wacker, E. Chan, and J. Aweya, “A canadian customer survey to assess power system reliability worth,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 1, pp. 443–450, Feb 1994.
- [45] H. Karimi, D. Papadaskalopoulos, and G. Strbac, “Integrating customers differentiated supply valuation in distribution network planning and charging,” in *2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, June 2016, pp. 1–5.
- [46] A. Bouhouras, D. Labridis, and A. Bakirtzis, “Cost worth assessment of reliability improvement in distribution networks by means of artificial intelligence,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, pp. 530–538, 05 2010.
- [47] Whei-Min Lin, Tung-Sheng Zhan, and Chin-Der Yang, “Distribution system reliability worth analysis with the customer cost model based on rbf neural network,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, no. 3, pp. 1015–1021, July 2003.
- [48] M. Omer, A. Ai-Khaldi, and M. AI-Muhaini, “Financial analysis of improving the reliability of critical power distribution networks,” in *2017 9th IEEE-GCC Conference and Exhibition (GCCCE)*, May 2017, pp. 1–7.

- [49] A. Heidari, V. G. Agelidis, J. Pou, J. Aghaei, and A. M. Y. M. Ghias, "Reliability worth analysis of distribution systems using cascade correlation neural networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 1, pp. 412–420, Jan 2018.
- [50] W. F. Horton, S. Goldberg, and C. A. Volkman, "The failure rates of overhead distribution system components," in *Proceedings of the 1991 IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, Sep. 1991, pp. 713–717.
- [51] F. Roos and S. Lindahl, "Distribution system component failure rates and repair times an overview," 06 2019.
- [52] R. Gono, M. Kratky, and S. Rusek, "Reliability of distribution network components based on failure databases," *AASRI Procedia*, vol. 2, pp. 75 – 80, 2012, aASRI Conference on Power and Energy Systems. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212671612001163>
- [53] A. Moradkhani, M. R. Haghifam, and M. Mohammadzadeh, "Failure rate estimation of overhead electric distribution lines considering data deficiency and population variability," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 25, no. 8, pp. 1452–1465, 2015. [Online]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/etep.1908>
- [54] S. YANG, W. Zhou, S. ZHU, L. WANG, L. YE, X. XIA, and H. Li, "Failure probability estimation of overhead transmission lines considering the spatial and temporal variation in severe weather," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 7, 03 2018.
- [55] W. Z. T. B. Serena Hesmondhalgh, "Approaches to setting electric distribution reliability standards and outcomes," *The Brattle Group*, 2012. [Online]. Available: <https://www.brattle.com/news-and-knowledge/publications/approaches-to-setting-electric-distribution-reliability-standards-and-outcomes>
- [56] "IEEE Guide for Liquid-Immersed Transformers Through-Fault-Current Duration," *IEEE Std C57.109-1993*, pp. 1–125, Oct 1993.
- [57] "IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices - Redline," *IEEE Std 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003) - Redline*, pp. 1–92, May 2012.
- [58] C. A. O'Meally and J. Burke, "A Fuse-Blow Scheme," *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 16, no. 5, pp. 37–42, Sep. 2010.
- [59] B. Zeng, J. Zhang, X. Yang, J. Wang, J. Dong, and Y. Zhang, "Integrated planning for transition to low-carbon distribution system with renewable energy generation and demand response," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 3, pp. 1153–1165, May 2014.
- [60] M. A. El-Sayed and M. A. Alsaffar, "Two stage methodology for optimal siting and sizing of distributed generation in medium voltage network," in *2016 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*, April 2016, pp. 118–123.

-
- [61] Y. Tian, A. Bera, J. Mitra, C. Murray, and M. Benidris, “A two-stage planning strategy for reliability enhancement and loss reduction in distribution systems,” in *2018 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, June 2018, pp. 1–6.
- [62] M. B. A. v. M. Larry Miller, Lloyd Cibulka, “Electric Distribution System Simulation and Analysis Tools: Status and Research Gaps for Integration of Renewables and Electric Vehicles,” *California Energy Commission*, 2013.
- [63] “IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces,” *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*, pp. 1–138, April 2018.
- [64] I. Kim and R. G. Harley, “A study on the intentional island formed by the residential photovoltaic system and the challenges to island operation,” in *2015 North American Power Symposium (NAPS)*, Oct 2015, pp. 1–5.
- [65] S. Ushkewar, S. Chaube, N. Komawar, N. Tirpude, and M. S. Ansari, “Controlled islanding scheme for power system protection: Guidelines and approach: Case study: Proposed bhopal islanding scheme,” in *2017 Third International Conference on Advances in Electrical, Electronics, Information, Communication and Bio-Informatics (AEEICB)*, Feb 2017, pp. 117–121.

