



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica
Sección de Estudios de Posgrado e Investigación

***Análisis de pérdidas y confiabilidad
en la red colectora
de una central eoloeléctrica***

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

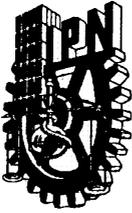
**Maestro en Ciencias con especialidad
en Ingeniería Eléctrica
Opción Potencia**

P R E S E N T A :
Alicia Vega Santamaria



México, D.F.

Octubre 2005



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

ACTA DE REVISION DE TESIS

En la Ciudad de México, D.F. siendo las 18:00 horas del día 10 del mes de Diciembre del 2004 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada Por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E. S. I. M. E. Para examinar la tesis de grado titulada:

“ANALISIS DE PERDIDAS Y CONFIABILIDAD EN LA RED COLECTORA DE UNA CENTRAL EOLOELECTRICA”

Presentada por el alumno:

VEGA

Apellido paterno

SANTAMARIA

materno

ALICIA

nombre(s)

Con registro:

A	0	1	0	1	9	7
---	---	---	---	---	---	---

aspirante al grado de:

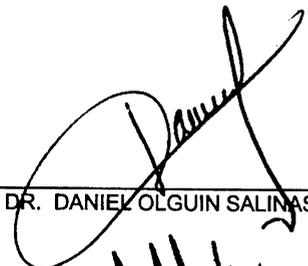
MAESTRO EN CIENCIAS

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACION DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISION REVISORA

Director de tesis

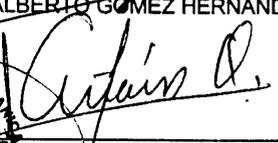

M. EN C. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER


DR. DANIEL OLGUIN SALINAS

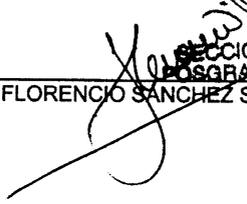

DR. JAIME ROBLES GARCIA


DR. JOSE ALBERTO GOMEZ HERNANDEZ


DR. RICARDO O. MOTA PALOMINO


TOMAS V. ASIAIN OLIVARES

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO


DR. FLORENCIO SANCHEZ SILVA



COMISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

CARTA SESION DE DERECHOS

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 15 del mes de Diciembre del año **2004**, el (la) que suscribe Alicia Vega Santamaria alumno(a) del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica con número de registro **A010197**, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Unidad Zacatenco, manifiesta que es autor(a) intelectual del presente Trabajo de Tesis bajo la dirección del M.en.C Gilberto Enriquez Harper y como codirector el Dr. Ricardo Octavio Mota Palomino y cede los derechos del trabajo intitulado: Análisis de Pérdidas y Confiabilidad en la Red Colectora de una Central Eoloeléctrica, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, graficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección: alivega@todito.com.

Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Alicia Vega Santamaria

Nombre y firma

Agradecimientos

Al M.en.C. Gilberto Enríquez Harper, por su amistad, por los conocimientos transmitidos dentro y fuera del aula de clase, por el apoyo y confianza que siempre depositó en mi persona y mi trabajo, por los consejos recibidos cuando fué necesario, y por su siempre atinada asesoría que fué fundamental para la conclusión de ésta Tesis. Con respeto, agradecimiento, y admiración, ¡Muchas Gracias Maestro Harper!.

Al Dr. Ricardo Octavio Mota Palomino, por su amistad, por los conocimientos transmitidos dentro y fuera del aula de clase, por el apoyo y su tiempo incondicional, por depositar su confianza en mi persona y mi trabajo, por los siempre atinados consejos dentro y fuera del ámbito profesional, y por su siempre atinada asesoría que fué fundamental para la conclusión de ésta Tesis. Con respeto, agradecimiento, y admiración, ¡Muchas Gracias Doctor Ricardo Mota!.

Al M.en.C Sergio Baruch Barragán Gómez, por tu amistad y apoyo incondicional, que contribuyeron sustancialmente en el desarrollo de este trabajo. Con respeto, agradecimiento, y admiración, ¡Muchas Gracias Baruch!.

Al M.en.C José Dolores Becerra y M.en.C Dora Luz Galicia, por su amistad y apoyo incondicional, que contribuyeron en el desarrollo de este trabajo. Con respeto, agradecimiento, y admiración, ¡Muchas Gracias Dolores y Dorita!.

Un agradecimiento muy especial al Dr. Humberto Marengo Mogollon, por su apoyo y tiempo incondicional, por sus conocimientos que fueron muy importantes para el desarrollo de éste trabajo de tesis. Con respeto, agradecimiento, y admiración, ¡Muchas Gracias Doctor Humberto!.

Muy, pero muy especialmente, a Ti Yamil Aldana, alguien muy especial en mi vida. Por tu cariño, amor, y confianza. Por ser mi mejor amigo y compañero, ¡Muchas Gracias Cabecita!.

*Al H. Jurado revisor de esta Tesis, integrado por **Dr. Daniel Olguín Salinas, M.en.C. Gilberto Enríquez Harper, Dr. Ricardo Octavio Mota Palomino, Dr. Jaime Robles García, Dr. José Alberto Gómez Hernández,** y **M.en.C. Tomás Ignacio Asiaín Olivares,** por sus atinados consejos, comentarios, y aportaciones que enriquecen y mejoran el trabajo de investigación realizado para esta Tesis. Con respeto y admiración, ¡Muchas Gracias!*

*Al **Dr. David Romero Romero,** por su amistad y apoyo incondicional, por los conocimientos recibidos en el aula de clase, y por la ayuda, disposición, y consejos recibidos fuera de ella. Con respeto y admiración, ¡Muchas Gracias!*

*Al **Instituto Politécnico Nacional,** institución que me abrió las puertas para mejorar mi preparación académica y profesional, y por ser estandarte del desarrollo científico y tecnológico del país. ¡Muchas Gracias Politécnico!*

*A la **Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del IPN,** por el apoyo recibido brindándome un lugar apropiado y con todas las condiciones posibles para el desarrollo de esta Tesis y de mis estudios para obtener el grado. ¡Muchas Gracias ESIME!*

*A la **Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME,** y a todo el personal administrativo, por la oportunidad recibida para continuar con mis estudios y preparación académica y profesional, y el apoyo obtenido en todo momento. ¡Muchas Gracias SEPI!*

*A todo el personal académico y docente del **Departamento de Ingeniería Eléctrica de la SEPI – ESIME,** y al personal administrativo del mismo, por brindarme la ayuda y el apoyo necesario para la elaboración de esta Tesis, en todo momento que fue requerido. ¡Muchas Gracias a todos!*

*Al **Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología,** por el apoyo económico y la confianza recibida, que hizo posible la realización de este trabajo de investigación y la conclusión de mis estudios de Posgrado. ¡Muchas Gracias!*

*A la **Comisión de Operación y Fomento de Actividades Académicas del IPN,** por el apoyo económico recibido para la realización y conclusión de este trabajo de investigación.*

Al Gobierno del Estado de Quintana Roo, por la ayuda económica recibida, y por fomentar la educación en nuestro Estado.

Al Medico Cirujano Marco Antonio González Acosta, por su amistad y calidez, así como la ayuda recibida en los momentos difíciles de mi salud, ¡Muchas Gracias Dr. Marco Antonio!.

A la Sra. Martha Acosta García y Familia., por su amistad, Por su cariño, amor y comprensión hacia mi persona, y calidez. ¡Muchas Gracias Sra. Martha!

¡Muchas Gracias! Marcela Méndez G., Por tu ayuda cuando más lo necesite. ¡Muchas Gracias Marce!

A quienes me brindaron su amistad, ayuda, y grata compañía, durante el Posgrado. Muy especialmente a mis amigas, Alejandra González, Pamela Dorantes, Marisol Rojas, Ana Victoria Moreno. ¡Muchas Gracias Papochas...!, igualmente a Laura Maqueda ¡Gracias por tu amistad Laurita!, Laura M. Rebollo ¡Gracias por tu amistad peque!.

A todos mis compañeros estudiantes, docentes, y maestros de la Sección de Graduados, sin omitir a ninguno. Especialmente por su ayuda y amistad a Guillermo Cacho., Karla Idiana Aguirre., Pilar Arellano., José Antonio Castillo J. (Gracias por tu amistad toñito)., También quiero mencionar a compañeros de la sección de los que llevo buenos recuerdos y agradecimientos por su grata compañía y plática, como Jorge Landa, Rogelio Díaz, Gabriel Mendoza, Ismael González, Juan Carlos Ramírez, Armando Morales, Alfredo Reyes, Norberto Posada, Mungai, Uriel, Pedro, Miguel Jiménez., Edgar Maya P., Fabián García P., y Ernesto Meléndez M., Godofredo Hernández., Brisa, Carmen., Ivonne., Nayeli Ramón., Jose Luis Soto., y demás compañeros. A todos, ¡Muchas Gracias!.

DEDICATORIAS

A Dios:

A quien le debo la vida y lo que soy. Por todas las bendiciones concedidas, por mi familia, por el conocimiento recibido, por lo aprendido hasta ahora, por las experiencias vividas desde siempre, porque nunca me he quedado sola, por la oportunidad de haber llegado hasta aquí y de poder terminar lo que comencé. Por todas las oportunidades recibidas, este humilde trabajo es dedicado a Dios.

A mis queridos Padres, a quienes les debo todo:

Héctor León y Juana Carmen

Dedico con todo mi cariño y amor ésta tesis en agradecimiento a su amor, comprensión, esfuerzo, y apoyo incondicional recibidos. No habría sido posible llegar hasta aquí sin su apoyo. Los Quiero Mucho.

A mi hermano:

Héctor

Por su apoyo y cariño incondicional recibido en ésta etapa de mi vida.

A Mi Querida Familia:

A mi Abuelita: Lupe Rivero, te dedico ésta tesis con mucho cariño y amor.

A mi Sobrina: Génesis

A mis Tíos: Justina Santamaria, Javier Fernández, María Santamaria, Güenchita Santamaria, Aida Santamaria, Paty García, Alicia Cervantes, Faustino Santamaria, Jesús García. A todos ellos les dedico este trabajo por su cariño, apoyo y amor.

A mis Primos: Justina, Anabella, Karina, Blanca, Galdino, Carlos, Paco, Miky, David, Moisés, Ricardo, Oscar, Jethro, Areli, Brenda, Isaac, Elías. Con todo mi cariño para cada uno de ustedes.

RESUMEN

En este trabajo se analiza las pérdidas y confiabilidad de una red de distribución de energía eléctrica. A fin de coleccionar la energía eléctrica producida en una central eoloeléctrica, existen en el mercado dos tecnologías principales: redes aéreas y redes subterráneas. En este trabajo se hace un recuento de las ventajas y desventajas inherentes en ambas tecnologías y se presenta una metodología de evaluación beneficio/costo auxiliar para decidir en que condiciones una tecnología tiene ventajas.

En la metodología y resultados empleados pueden extenderse a otro tipo de redes de distribución eléctrica. En la construcción de una red de distribución de energía eléctrica se pretende conseguir siempre buena calidad de servicio, posibilidad de soportar el aumento de consumo y una construcción simple y económica.

En este trabajo se modela una red de 151 nodos, y se verifica el comportamiento del sistema mediante Análisis de Flujos de Potencia; posteriormente se evalúa la confiabilidad en todo el sistema con una herramienta desarrollada en este trabajo.

Para validar la herramienta propuesta, se realizaron posteriormente pruebas sobre una red aérea. De dichas pruebas se obtienen resultados que cuantifican que las redes subterráneas son mas confiables pero mas costosas aunque en un tiempo determinado el costo de inversión es recuperable.

ABSTRACT

In this work one analyzes the losses and reliability of a network of distribution of electrical energy. In order to collect the electrical energy produced in an electrical power station eolo, two main technologies exist in the market: aerial networks and underground networks. In this work a count becomes of the advantages and inherent disadvantages in both technologies and an evaluation methodology appears benefit/cost of helping to decide in that conditions a technology has advantages.

In the used methodology and results they can extend to another type of networks of electrical distribution. In the construction of a network of distribution of electrical energy it is tried to obtain always good quality on watch, possibility of supporting to the increase of consumption and a simple and economic construction.

In this work a network of 151 nodes is modeled, and the behavior of the system by means of Analysis of Flows of Power is verified; later the reliability in all the system with a tool developed in this work is evaluated.

In order to validate the propose tool, tests were made later on an aerial network. From these tests results are obtained that they quantify that the underground networks are but reliable but expensive although in a certain time the investment cost is recoverable.

INDICE GENERAL

Resumen	i
Índice General	iii
Índice de Tablas	viii
Índice de Figuras	x
Siglas Y Simbología	xi

Capítulo 1 Introducción

1.1. Objetivo	1
1.2. Justificación	1
1.3. Estado del Arte	2
1.3.1. Introducción	2
1.3.2. Antecedentes	4
1.4. Aportaciones de la tesis.....	7
1.5. Estructura de la tesis.....	7

Capítulo 2 Sistemas de distribución

2.1. Introducción.....	10
2.2. Subsistemas de generación.....	11
2.2.1. Plantas de generación.....	11
2.2.2. Subestaciones de generación.....	12
2.3. Subsistemas de transmisión.....	12
2.3.1. Sistemas de transmisión.....	12
2.3.2. Subestaciones de transmisión.....	13
2.3.3. Sistemas de subtransmisión.....	13
2.4. Subsistemas de distribución.....	13
2.4.1. Subestaciones de distribución.....	13
2.4.2. Configuraciones típicas.....	16
2.4.2.1. Sistemas de distribución primario.....	18
2.4.2.2. Sistemas de distribución secundario.....	19
2.4.2.2.1. Redes secundarias.....	19
2.5. Componentes subterráneos del alimentador.....	21
2.6. Operaciones de distribución.....	24

CAPITULO 3

Confiabilidad en redes de distribución

3.1. Introducción.....	26
3.2. Criterios probabilísticos de confiabilidad.....	27
3.3. Medidas estadísticas y probabilísticas.....	28
3.4. Medidas absolutas y relativas.....	29
3.5. Métodos de evaluación.....	30
3.6. Método de Markov.....	31
3.7. Modelos simples de sistema serie y paralelo.....	33
3.8. Análisis del sistema.....	37
3.9. Costo y valor de confiabilidad.....	38
3.10. Sistemas básicos de distribución.....	40
3.11. Técnica Analítica.....	41

CAPITULO 4

Evaluación económica

4.1. Introducción.....	46
4.2. Evaluación económica.....	46
4.3. Valor del dinero a través del tiempo.....	47
4.4. Conceptos básicos de evaluación económica.....	47
4.4.1. Proyecto.....	47
4.4.2. Inversión económica y financiera.....	47
4.5. Rentabilidad.....	48
4.6. Tipos de intereses.....	49
4.7. Valor presente neto máximo.....	51
4.8. Costo del valor presente mínimo.....	51
4.9. Costo de generación del valor presente mínimo.....	52
4.10. Relación costo beneficio.....	52
4.11. Métodos de evaluación.....	54
4.11.1. Método del valor anual equivalente (VAE).....	54
4.11.2. Método del valor presente neto (VPN).....	54
4.11.3. Método de la tasa interna de rendimiento (TIR).....	56
4.11.4. Método de la relación costo beneficio (RCB).....	57
4.12. Evaluación de proyectos mutuamente exclusivos.....	58
4.12.1. Proyectos sin tasas de rendimiento.....	59
4.12.2. Proyectos con una sola tasa de rendimiento.....	59
4.12.3. Proyectos con múltiples tasas internas de rendimiento.....	60

CAPITULO 5

Pruebas y Resultados

5.1. Introducción.....	61
5.2. Análisis de flujos de potencia (FP's).....	61
5.3. Red de prueba de 151 nodos (subterránea).....	61
5.4. Red de prueba de 151 nodos (aérea).....	66
5.5. Análisis de confiabilidad en las redes de prueba.....	69
5.6. Evaluación de costos en las redes de prueba.....	79

CAPITULO 6

Conclusiones y Recomendaciones para trabajos futuros

6.1. Conclusiones.....	84
6.2. Recomendaciones para trabajos futuros.....	85

Referencias.....	86
-------------------------	-----------

Apéndice A

Conceptos básicos de la distribución de energía eléctrica

A.1. Introducción.....	90
A.2. Sistema de distribución.....	90
A.3. Pérdidas en las redes de distribución.....	92
A.3.1. Control de pérdidas técnicas.....	92
A.3.2. Control de pérdidas no técnicas.....	93
A.4. Descripción del funcionamiento de los generadores de la red para recolectar energía de una central eoloeléctrica.....	93

Apéndice B

Resultados del análisis de flujos en las redes de prueba

B.1. Introducción.....	95
B.2. Resultados de las magnitudes nodales para la red de prueba subterránea.....	95
B.3. Resultados del flujo de potencia para la red prueba subterránea.....	98
B.4. Resultados de las magnitudes nodales para la red de prueba aérea.....	105
B.5. Resultados del flujo de potencia para la red de prueba aérea.....	108

Apéndice C

Datos de las Redes de Prueba

C.1.Introducción.....	115
C.2. Red (subterránea) de prueba de 151 nodos.....	115
C.2.1. Datos de entrada para el sistema subterráneo.....	116
C.3. Red (aérea) de prueba de 151 nodos.....	119
C.3.1. Datos de entrada para el sistema aéreo.....	120
C.4. Datos de entrada para el programa desarrollado en lenguaje FORTRAN (sistema subterráneo).....	123
C.5. Datos de entrada para el programa desarrollado en lenguaje FORTRAN (sistema aéreo).....	125

Apéndice D

Cables y conductores para transporte de energía

D.1. Introducción.....	127
D.2. Conductores.....	127
D.3. Cables flexibles.....	128
D.4. Cables.....	128
D.5. Aislamiento.....	129
D.6.Caucho natural.....	130
D.7. Caucho sintético.....	130
D.8. Caucho de estírol-butadieno (SBK).....	130
D.9. Caucho butílico (IIK).....	130
D.10. Caucho de etileno propileno (EPM) y Caucho terpolímero de etileno propileno (EPDM).....	131
D.11. Caucho de silicona (SiK).....	131
D.12. Papel impregnado.....	131
D.13. Recubrimientos de protección.....	132
D.14. Recubrimientos de material plástico.....	132
D.14.1. PROTODUR.....	132

D.15. Recubrimientos de goma.....	132
D.15.1. PROTOFIRM.....	133
D.16. Recubrimientos resistentes a los aceites.....	133
D.17. Recubrimientos resistentes al calor para conductores Sinotherm.....	133
D.18. Recubrimientos metálicos.....	133
D.18.1 Capas ensambladas de aluminio o de cinc.....	133
D.19. Recubrimientos de plomo.....	134
D.20. Recubrimiento de aluminio.....	134
D.21. Protección contra la corrosión.....	134
D.22. Cables sin armadura.....	135
D.23. Cables con armadura.....	135
D.24. diferentes tipos de protecciones con los que cuentan los cables.....	135
D.25. Cables con revestimiento de aluminio.....	136
D.26. Armadura.....	136
D.27. Conductores y apantallamientos concéntricos.....	136
D.28. Cables flexibles de energía aislados.....	137
D.28.1. Generalidades.....	137
D.29. Cables flexibles bajo tubo de goma para la minería y la industria.....	138
D.30. Cables para la iluminación en explotaciones mineras.....	138
D.31. Cables de arrastre.....	139
D.32. Cables de calefacción.....	139
D.33. Cables con aislamiento de plástico y envoltura de plomo.....	139
D.34. Cables de iluminación para aeropuertos.....	139
D.35. Cables de alta resistencia a la tracción y para tendidos en declive.....	140
D.36. Cables con aislamiento de plástico.....	140
D.37. Cables para pozos de minas y galerías.....	140
D.38. Cables fluviales y submarinos.....	140

Apéndice E

Descripción del Programa Digital.

E.1. Introducción.	142
E.2. Descripción del Programa Principal y las Subrutinas.	142
E.2.1. Programa Fuente.	144
E.3. Descripción del Archivo de Salida.	153

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla	Descripción	Pag.
3.1.	Modelo equivalente de los parámetros para dos componentes [43].	36
3.2.	Cálculos para el caso 1.	42
3.3.	Índices calculados para el caso 1.	43
3.4.	Cálculos para el caso 2.	44
3.5.	Cálculo de los índices para el caso 2.	44
3.6.	Cálculos para el caso 3.	45
3.7.	Cálculo de los índices para el caso 3.	45
4.1.	Ejemplo del interés compuesto.	49
4.2.	Resumen de las fórmulas del interés para las evaluaciones económicas.	50
5.1.	Tipo de nodos con que cuenta la red eólica La Mata 23/230 kV (subterránea).	65
5.2.	Elementos para la red subterránea de prueba.	65
5.3.	Numeración y clasificación de los nodos de la red de prueba (subterránea).	65
5.4.	Resultados de cada una de las iteraciones que se realiza en el estudio de (<i>FP's</i>).	66
5.5.	Resultados de cada una de las iteraciones que se realiza en el estudio de (<i>FP's</i>).	68
5.6.	Resultados finales de los índices del alimentador 1 del cable, no se contempla el interruptor.	70
5.7.	Resultados finales de los índices del alimentador 2 del cable, no se contempla el interruptor.	71
5.8.	Resultados finales de los índices del alimentador 3 del cable, no se contempla el interruptor.	71
5.9.	Resultados finales de los índices del alimentador 4 del cable, no se contempla el interruptor.	71
5.10.	Resultados finales de los índices del alimentador 1 del cable, se contempla el interruptor.	72
5.11.	Resultados finales de los índices del alimentador 2 del cable, se contempla el interruptor.	73
5.12.	Resultados finales de los índices del alimentador 3 del cable, se contempla el interruptor.	73
5.13.	Resultados finales de los índices del alimentador 4 del cable, se contempla el interruptor.	73
5.14.	Resultados finales de los índices del alimentador 1 de la línea, no se contempla el interruptor.	74
5.15.	Resultados finales de los índices del alimentador 2 de la línea, no se contempla el interruptor.	75

5.16.	Resultados finales de los índices del alimentador 3 de la línea, no se contempla el interruptor.	75
5.17.	Resultados finales de los índices del alimentador 4 de la línea, no se contempla el interruptor.	75
5.18.	Resultados finales de los índices del alimentador 1 de la línea, se contempla el interruptor.	76
5.19.	Resultados finales de los índices del alimentador 2 de la línea, se contempla el interruptor.	76
5.20.	Resultados finales de los índices del alimentador 3 de la línea, se contempla el interruptor.	77
5.21.	Resultados finales de los índices del alimentador 4 de la línea, se contempla el interruptor.	77
5.22.	Comparación de la EENS en los dos tipos de redes.	79
5.23.	Parámetros utilizados para el cálculo de confiabilidad en las redes eólicas de prueba.	80
5.24.	Costos de los parámetros utilizados para el cálculo de confiabilidad en M.N.	80
5.25.	Cable subterráneo son conductores de Aluminio pesos del 06/08/2004 M.N.	80
5.26.	Costo de la línea aérea.	81
5.27.	Costos totales de los cables y líneas del sistema de prueba.	81
5.28.	Resultados de la evaluación económica de la red subterránea vs aérea.	81
B.1.	Magnitudes nodales para la red (subterránea) de prueba de 151 nodos.	95
B.2.	Flujos en los cables en la red (subterránea) de prueba de 151 nodos.	99
B.3.	Magnitudes nodales para la red (aérea) de prueba de 151 nodos.	105
B.4.	Flujos en los cables en la red (aérea) de prueba de 151 nodos.	108
C.1.	Datos de la red (subterránea) de prueba de 152 nodos.	116
C.2.	Datos de la red (aérea) de prueba de 151 nodos.	120

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura	Descripción	Pag.
2.1.	Sistema de energía total y sus subsistemas.	11
2.2.	Componentes básicos de una subestación de distribución.	15
2.3.	Disposición común de una subestación, y de una subestación mucho más complicada (y más confiable).	16
2.4.	Secciones transversales del cable típico.	17
2.5.	Equipo común del alimentador del tipo subterráneo.	20
2.6.	Sistemas típicos de distribución primaria.	22
2.7.	Una representación conceptual de una red secundaria.	23
3.1.	Diagrama de espacio de estado en un sistema con dos elementos.	32
3.2.	Modelo de dos estados.	33
3.3.	Sistema de dos componentes conectados en serie	34
3.4.	Sistema de dos componentes conectados en paralelo.	35
3.5.	Niveles jerárquicos de análisis de confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia.	37
3.6.	Costo incremental de confiabilidad.	38
3.7.	Relación costo-beneficio	39
3.8.	Una configuración radial simple.	41
4.1.	Comportamiento del VPN variando la tasa de interés “i”.	56
5.1.	Diagrama unifilar de la red subterránea de prueba de 151 nodos.	64
5.2.	Diagrama unifilar de la red aérea de prueba de 151 nodos.	67
5.3.	Diagrama de flujo para el análisis de confiabilidad para la red colectora de una central eoloeléctrica.	79
5.4.	Muestra en forma general el diagrama de flujo del programa utilizado para la evaluación económica	83
C.1.	Diagrama unifilar del sistema subterráneo de 151 nodos.	115
C.2.	Diagrama unifilar del sistema aéreo de 152 nodos.	119
D.1.	Constitución de conductores redondos de varios hilos.	129

Siglas y Simbología

Siglas

A.T.	=	Alta tensión
<i>ANG</i>	=	Magnitud del ángulo de fase
B.T.	=	Baja tensión
C.A.	=	Corriente alterna
C.C.	=	Corriente continua
CFE	=	Comisión Federal de Electricidad
EPM	=	Caucho de etileno propileno
EPMD	=	Caucho terpolímero de etileno propileno
<i>EPR</i>	=	Caucho de Propiletileno-etileno
EPRI	=	Electric Power Research Institute
F.P	=	Factor de potencia
<i>FP's</i>	=	Flujos de potencia
HLI	=	Nivel Jerárquico I
HLII	=	Nivel Jerárquico II
HLIII	=	Nivel Jerárquico III
hr	=	Hora
IEC	=	Internacional Electrical Comisión
IEC	=	Internacional Electrical Comisión
IEE	=	Instituto de Investigaciones Eléctricas
IEEE	=	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IIK	=	Caucho butílico
kV	=	Kilo Volt
kVA	=	Kilo Volt Amper
kW	=	Kilo Watt
m	=	Metros

M.A.T.	=	Muy alta tensión
M.N.	=	Moneda Nacional
M.T.	=	Media tensión
mm ²	=	Milímetros al cuadrado
mm ²	=	Milímetros al cuadrado
MVA	=	Mega Volt Amper
MVA _r	=	Mega Volt Amper Reactivos
MW	=	Mega Watt
n.o.	=	Cuchilla Normalmente Abierta
NBK	=	Caucho de ni-trilo
NERC	=	Consejo Norteamericano de Confiabilidad en la Electricidad
°C	=	Grados centigrados
P.U.	=	Unidades en por unidad
<i>PILC</i>	=	Papel Aislante Cubierto de plomo
R.B.T.	=	Reglamento eléctrico para baja tensión
R.L.A.T.	=	Reglamento de líneas eléctricas aéreas de alta tensión
RCB	=	Relación Costo Beneficio
RCB	=	Relación costo beneficio
rm	=	Radio medio
SBK	=	Caucho de estírol-butadieno
<i>SEP's</i>	=	Sistemas Eléctricos de Potencia
SiK	=	Caucho de silicona
TIR	=	Tasa Interna de Rendimiento
TREMA	=	Tasa de Recuperación Mínima Atractiva
U.A.T.	=	Ultra alta tensión
<i>URD</i>	=	Cable Residencial Subterráneo de Distribución
V	=	Volt
VAE	=	Valor Anual Equivalente
VDE	=	Norma Alemana
VDE	=	Norma Alemana
VPN	=	Valor Presente Neto

$VPNb$ = Valor Presente Neto de los beneficios

$VPNc$ = Valor Presente Neto de los costos

$XLPE$ = Polietileno Reticulado

Simbología

λ = Índice de falla promedio al punto de carga (fallas/año)

δ = Angulo de fase

ΔC = Costo de Confiabilidad

ΔR = Valor de Confiabilidad

B = Beneficio

C = Costo

CR = Nodo de entrada del flujo de potencia del cable

CS = Nodo de salida del flujo de potencia del cable

Ct = Flujo del tiempo de los costos

Et = Tiempo de salida de energía

F = Valor futuro del dinero

i = Tasa de interés anual

LR = Nodo de entrada del flujo de potencia de la línea

LS = Nodo de salida del flujo de potencia de la línea

n = Número de periodos durante el cual se esta ganando una tasa de interés i .

P = Valor presente del dinero

P = Flujo de potencia real en MW

P_C = Potencia real de demanda en MW

P_G = Potencia real de generación en MW

Q = Flujo de potencia reactiva en MVAR

Q_C = Potencia reactiva de demanda en MVAR

Q_G = Potencia reactiva de generación en MVAR

r = Índice de tiempo de reparación promedio del punto de carga (horas/falla)

R_c = Resistencia en el cable en por unidad

- R_L = Resistencia en la línea en por unidad
- R_t = Flujo del tiempo de beneficios
- S_n = Flujo efectivo neto del periodo n
- S_0 = Inversión inicial
- t = Costo en el año t
- U = Tiempo de salida del punto de carga ó Indisponibilidad anual promedio
(horas/año)
- X_c = Reactancia en el cable en por unidad
- X_L = Reactancia en la línea en por unidad
- X_p = Riesgo

CAPITULO 1

Introducción

1.1. Objetivo de la tesis

Analizar las pérdidas y la confiabilidad en una red de distribución subterránea de una central eoloeléctrica, como una alternativa eficaz para facilitar y mejorar la confiabilidad en este tipo de redes para generación eólica, se evaluará el beneficio/costo que permita decir, en que condiciones una tecnología tiene ventajas, de tal forma que sea posible responder a la pregunta entre el equilibrio e incremento en el costo del diseño y la mayor inversión para obtener una mayor confiabilidad con redes subterráneas.

1.2. Justificación de la tesis

Los sistemas de distribución en las centrales eólicas, cuentan por arriba del 90% de todos los problemas de confiabilidad, el mejorar la confiabilidad en sistemas de distribución es la clave para mejorar la confiabilidad de la generación. Para llevar a cabo el mejoramiento, es necesaria una comprensión básica de las funciones del sistema de distribución en la central, subsistemas, equipo y operación [1].

Al distribuir energía a los clientes de una empresa eléctrica, existen en el mercado dos tecnologías principales: mediante redes aéreas y mediante redes subterráneas. Actualmente a las redes de distribución subterránea se le da una solución económica que no considera el costo verdadero de la confiabilidad, por lo que se trata de aportar una solución económica basándose en el análisis de pérdidas y de confiabilidad. Se sabe que la confiabilidad del servicio de energía eléctrica, medida a través de índices de desempeño, tiene dos orientaciones diferentes: el registro de eventos pasados y la predicción de confiabilidad. Las empresas de servicio eléctrico normalmente llevan un registro estadístico de los eventos pasados, con los cuales pueden evaluar el desempeño de sus sistemas.

La predicción de índices de confiabilidad pretende determinar el comportamiento que tendrá la red para la central, basado en el desempeño pasado, y ayudar en la toma de decisiones sobre modificaciones de elementos (componentes de la red) y/o topología.

1.3. Estado del arte

1.3.1. Introducción

Anteriormente se han realizado una serie de publicaciones sobre confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia (*SEP's*) donde se enfocaban a los sistemas de generación, el principal interés era conocer la disponibilidad de energía y potencia mediante evaluaciones realizadas con teorías y procedimientos desarrollados. Pero a partir de 1964 cuando se publican dos trabajos sobre el cálculo de confiabilidad en sistemas de transmisión y distribución, estos dos trabajos empezaron con los análisis probabilísticos así como el cálculo de las tasas de falla y las duraciones de las interrupciones[2,3]. A partir de aquí se aprecia un continuo interés por desarrollar métodos y técnicas de cálculo de parámetros de confiabilidad en redes eléctricas, principalmente en aquellos países desarrollados. Otro aspecto importante para orientar esfuerzos en la evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución, lo constituyen los apagones que afectaron a extensas áreas del territorio norteamericano, provocando de esta manera cuantiosos daños y pérdidas. Esto da como resultado, que aparte de la disponibilidad de energía, también era necesario conocer los posibles puntos débiles de la red, ya que las fallas fueron consecuencia de ellos [4]. En México se han realizado diversos trabajos de confiabilidad, en 1994 en el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) se desarrolló un trabajo de análisis de confiabilidad de subestaciones eléctricas en alta tensión, en este trabajo se mencionan los conceptos generales de confiabilidad, se evalúa la confiabilidad en sistemas básicos, en sistemas complejos, se realiza diferentes tipos de evaluación de probabilidades dependientes del tiempo, límites de estado, entre otros, se desarrolla diferentes tipos de métodos para evaluar la confiabilidad [5].

En México en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Politécnico Nacional se han desarrollado diversos tipos trabajos de confiabilidad. En 1997 se desarrolló un algoritmo que optimiza probabilísticamente la confiabilidad de una red de transmisión a un punto de carga utilizando algoritmos genéticos. En este trabajo se determina el número de líneas de transmisión redundantes en paralelo, necesarias para maximizar la confiabilidad sujeta a una restricción de costo, incluyendo incertidumbre en la tasa de falla [6].

En el 2001, se desarrolló una metodología híbrida que optimiza la confiabilidad en sistemas compuestos (generación-transmisión) utilizando algoritmos evolucionarios. En este trabajo se determina el número óptimo de componentes y asignación de compensación en derivación en nodos de carga de la red, necesarios para maximizar la confiabilidad sujeta a restricciones de costo, considerando condiciones de seguridad en estado estacionario, usando la técnica del mínimo valor singular como indicador a la inestabilidad de voltaje [7].

En el 2004, se presentan dos trabajos, el primer trabajo utiliza una técnica para determinar el número óptimo de dispositivos de desconexión en sistemas de distribución radial, así como su localización en los puntos más débiles de la red garantizando mayor confiabilidad al reducir los tiempos de interrupción en el suministro de energía eléctrica. Se consideran contingencias que se modelan por medio de cortes mínimos y funciones de costo de la curva compuesta de daño al consumidor para los diferentes sectores (industrial, comercial, agrícola, residencial, oficinas, instituciones gubernamentales y grandes usuarios). También se incluyen los costos de inversión asociados con la instalación de los dispositivos de desconexión por lo que habrá que llegar a un punto de equilibrio entre el beneficio obtenido y el costo requerido [8]. En el segundo trabajo se adicionan dispositivos de seccionamiento (cuchillas y restauradores) en la sección principal de la red, lo que proporciona una medida para mejorar la confiabilidad de dichas redes. La adición de un dispositivo de seccionamiento aumenta la disponibilidad de energía eléctrica a los puntos de carga y para todo el sistema, debido a que impacta directamente en el tiempo de interrupción, solo que implica una inversión económica inicial.

La adición de dispositivos de seccionamiento puede realizarse en sistemas existentes y/o en sistemas que están en fase de diseño, lo que implica tomar decisiones en base a la rentabilidad de los proyectos, mediante el uso de técnicas de evaluación económica, como son el valor presente neto, la tasa interna de rendimiento, y la relación costo/beneficio, esto para cada una de las posibles alternativas.

Para obtener una buena selección de dispositivos de seccionamiento en sistemas de distribución radial se utiliza una técnica de enumeración incorporada a una búsqueda directa (llamada técnica de búsqueda directa) que determina el número idóneo de dispositivos de seccionamiento necesarios para mejorar la confiabilidad de la red en sus puntos más débiles, logrando así una mayor continuidad de la energía hacia los consumidores. Una consideración en este trabajo es que se toma en cuenta los tipos de consumidores como son: industrial, comercial, agrícola, residencial, oficinas, instituciones, gubernamentales y usuarios grandes, considerando también algunos costos que serán necesarios para el estudio de rentabilidad, así también, los costos de inversión asociados a la instalación de cada dispositivo de seccionamiento, la mano de obra del dispositivo, por citar algunos; los cuales sumarán un total que será considerado como la inversión inicial del proyecto a evaluar. Buscando así, un balance entre el beneficio obtenido con el costo requerido. Este problema es de tipo combinatorio, con una infinidad de soluciones[9].

1.3.2. Antecedentes

En algunos países de Sudamérica, al norte de Suecia y en Asia, se ha evaluado la confiabilidad en redes de energía eléctrica de distribución subterránea [10]. La principal dificultad existente para la aplicación de técnicas de confiabilidad es la disponibilidad de datos, basados en estadísticas de operación o modelación. El manejo de un sistema de distribución subterránea proporciona utilidades no solo con toda la confiabilidad, seguridad y costos. La infraestructura subterránea en algunos casos ha excedido el plan de vida y en otros es baja la utilización. El Instituto de Investigaciones de Energía Eléctrica (EPRI), presenta un programa para sistemas de distribución subterránea. Éste programa ha sido diseñado centralmente a un bajo costo [11].

En 1979, se introducen conceptos de conjuntos de cortes mínimos y modos de falla común, así como la incorporación de las alimentaciones y reconfiguraciones [12,13]. En 1984, se recoge las técnicas más utilizadas hasta ese momento [14]. Todos estos desarrollos han dado lugar a varias corrientes de estudio en la actualidad. La corriente más fuerte y sobre la que más se ha publicado es el análisis de los modos de falla que afectan a cada punto de suministro para calcular las tasas de falla y su tiempo de indisponibilidad. En 1996, se analiza el tiempo de reparación y lo que afecta a su duración [15] En 1997, se analiza cuantitativamente la confiabilidad en el sistema de distribución: mediante los tiempos de reparación [16]. Éstos estudios son muy interesantes, ya que este tiempo es el que determina el valor de los índices de confiabilidad, y por supuesto el costo de cada interrupción. El enfoque propuesto en esta tesis también hace un estudio del tiempo de reparación, que se presenta en la norma de la IEEE Gold Book [51]. Uno de los aspectos más problemáticos de todos los estudios de confiabilidad es la disponibilidad de datos confiables sobre las fallas de los componentes del sistema. En 1997, los nuevos entornos regulativos y las necesidades de calidad de las sociedades avanzadas incentivan el desarrollo y la aplicación de técnicas que permitan reducir costos de inversión al mismo tiempo que se mejora la calidad del servicio [17]. Esto únicamente se consigue con técnicas probabilísticas de estimación de riesgo y predicción de la confiabilidad.

Estas técnicas hasta ahora se utilizaban únicamente en estudios de diseño y planificación, pero los nuevos entornos van a provocar la necesidad de aplicar estos criterios a la explotación de los sistemas. El hecho de que la mayoría de las interrupciones tengan su origen en las redes de distribución está despertando el interés de muchas distribuidoras en este tipo de técnicas para poder aplicarlas, no solo al diseño y planificación de sus redes, sino también a la explotación del mismo. La mayoría de los alimentadores de distribución en el mundo cuentan con instalaciones aéreas. Generalmente se emplean las instalaciones subterráneas en zonas urbanas densas, o en situaciones donde la estética es particularmente importante, y se pueden justificar los costos altos de instalaciones subterráneas.

Los alimentadores subterráneos cuestan de tres a diez veces mas que las aéreas. Sin embargo, muchas veces, los primeros tramos de un alimentador primario aéreo se construye subterráneamente. El concepto es idéntico a la construcción aérea, como los transformadores y sus equipos asociados cambiados para acomodar líneas entrantes y salientes que son subterráneas [18].

Las construcciones subterráneas, generalmente son más costosas, ya que aportan un esquema estético favorable para las líneas y proporcionan algunas medidas de protección en el tiempo. Las líneas pueden ser construidas de forma subterránea o aérea. Las líneas de los alimentadores de distribución pueden construirse de diferentes estilos, Pero es de interés para la mayoría de los esquemas que no están contruidos con el estilo exacto, para la capacidad y costo de la línea, qué es más una función de selección de conductor o tamaño del cable [18].

En las áreas urbanas, existen diferentes razones por lo cual se construyen redes subterráneas, empezando con el hecho que no hay bastante espacio arriba simplemente disponible para el número de alimentadores requeridos, para prevenir las diversas densidades de cargas altas. Al instalarlos son bastante caros pero proporcionan protección mecánica y eléctrica extraordinaria para los cables. En muchas aplicaciones suburbanas residenciales, se desea la construcción subterránea porque mejora la apariencia de vecindarios y mejora la confiabilidad.

La mayoría de los apagones prolongados de las líneas aéreas es causado por los árboles o adversidades del tiempo. La mayoría de los apagones momentáneos es causado por árboles que se frotan contra los conductores durante los vientos fuertes. La distribución residencial subterránea reduce la incidencia de ambos tipos de interrupciones significativamente. Las ventajas del cable de distribución enterrado directamente son de bajos costos y la velocidad de la instalación es rápida (ningún tipo de distribución puede construirse más rápidamente), y mejora la estética, los cables no son visibles. El cable enterrado directo también esta exento a muchas causas de apagones que debilitan las líneas aéreas [18].

Normalmente, el servicio subterráneo es considerado potencialmente más confiable, porque las líneas subterráneas y la base o bóveda contienen transformadores que van con ellos y son menos propensas al clima, árboles, daños por relámpagos. No teniendo en cuenta, los resultados operados en la mayoría de las utilidades que indican los sistemas aéreos y subterráneos difiriendo substancialmente en su confiabilidad. Generalmente, las redes subterráneas tiene mucho menos apagones, pero algunos de los apagones que ocurren son mucho mas duraderos [18]. En 1998, se propone un método para calcular y validar datos de confiabilidad de los componentes del sistema basándose en los registros históricos de los índices de sistemas de los alimentadores [19].

1.4. Aportaciones de la tesis

Como aportación principal se considera cumplir con el objetivo previamente establecido en la sección 1.1. de esta Tesis.

En éste trabajo se desarrolló una metodología para evaluar la instalación de una red subterránea contra una red aérea, técnica y económicamente para la red colectora de la central eoloeléctrica La Mata de 67.5 MW.

El algoritmo propuesto demostró adaptarse a la solución del problema en cuestión. Éste algoritmo puede adaptarse a cualquier otro tipo de redes de distribución.

1.5. Estructura de la tesis

En el capítulo 1, se describe en forma breve el objetivo y justificación de esta tesis. El estado del arte se presenta un resumen de publicaciones sobre confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia (*SEP's*), donde el principal interés es conocer la disponibilidad de energía y potencia mediante evaluaciones realizadas con teorías y procedimientos desarrollados. En la parte de antecedentes se describe concretamente las diversas publicaciones en el análisis de confiabilidad, y las aportaciones para esta tesis.

En el capítulo 2, se describe brevemente algunos conceptos de los sistemas de distribución, y al mismo tiempo se da una breve explicación de los subsistemas con que cuenta un sistema de energía total.

En el capítulo 3, se presenta una breve introducción a la evaluación de la confiabilidad de sistemas (generación–transmisión–distribución). Se explica las técnicas de evaluación y conceptos de índices de confiabilidad.

En el capítulo 4, se presenta una breve introducción a la evaluación económica y como evaluar proyectos para que sean completamente rentables.

En el capítulo 5, en este capítulo se presentan las pruebas y resultados obtenidos para los sistemas de prueba.

En el capítulo 6, se describe las conclusiones obtenidas y las recomendaciones para trabajos futuros relacionadas al trabajo de investigación en el desarrollo de ésta tesis.

Se mencionan las referencias utilizadas en esta tesis, y los apéndices requeridos.

En el apéndice A, se mencionan algunos conceptos básicos de la distribución de energía eléctrica.

En el apéndice B, se aportan los resultados del análisis de flujo de potencia en las redes de prueba (subterránea y aérea) de 151 nodos.

En el apéndice C, se aportan los datos de entrada para las dos redes de prueba (subterránea y aérea) de 151 nodos, para el análisis de flujos de potencia.

En el apéndice D, se da una breve explicación de los diferentes tipos de cables y conductores utilizados en las redes de distribución subterránea para el transporte de energía.

En el apéndice E, se explica el programa principal y las subrutinas utilizadas que forman la herramienta propuesta en ésta tesis, así como el listado de programas creados en lenguaje FORTRAN.

CAPITULO 2

Sistemas de distribución

2.1. Introducción

La electricidad, producida y entregada a los clientes a través de la generación, transmisión y sistemas de distribución, constituye uno de los mercados de consumo más grandes del mundo. Los números varían para cada empresa individual, pero el costo de la electricidad es aproximadamente del 50% en combustible, 20% en generación, 5% en transmisión y 25% en distribución [1]. Los sistemas confiables de energía eléctrica sirven a las cargas del cliente sin interrupciones de voltaje en la fuente. Las instalaciones de generación deben producir bastante energía para resolver la demanda del cliente. Los sistemas de transmisión deben transportar a largas distancias la energía en alta tensión sin recalentamiento ó con el compromiso de crear estabilidad en el sistema. Los sistemas de distribución deben entregar electricidad a cada cliente que solicite el servicio. En el contexto de la confiabilidad, generación, transmisión y distribución se refieren como zonas funcionales [21]. Cada zona funcional se compone de varios subsistemas.

1. *La zona de generación - consiste de plantas de generación y subestaciones de generación.*
2. *La zona de transmisión - consiste en líneas de transmisión, estaciones de swicheo, subestaciones de transmisión y sistemas de subtransmisión.*
3. *La zona de distribución - consiste en subestaciones de distribución, sistemas de distribución primaria, transformadores de distribución y sistemas de distribución secundaria.*

Los sistemas de energía eléctrica consisten de muchos subsistemas. En la figura 2.1, se muestra un sistema de energía total y sus subsistemas.

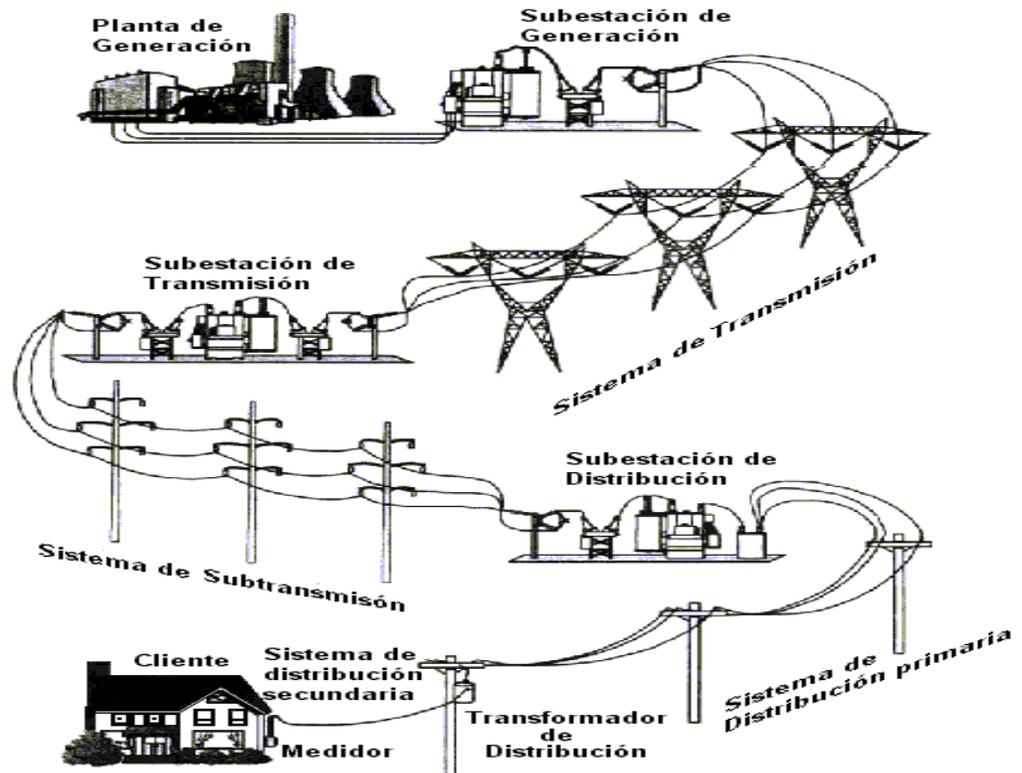


Figura 2.1. La confiabilidad depende de generar energía eléctrica, y de entregarla a los clientes sin ninguna interrupción en las fuentes de voltaje. La mayoría de las interrupciones en países desarrollados se deben a los problemas que ocurren entre los medidores de consumo del cliente y las subestaciones de distribución.

2.2. Subsistemas de generación

2.2.1. Plantas de generación

Se sabe que las plantas de generación consisten en una o más unidades de generación que convierten la energía mecánica en electricidad. La mayoría de los primeros motores son manejados por vapor producido en una caldera encendida por el carbón, aceite, gas natural o combustible nuclear. Otros se pueden producir por fuentes no térmicas tales como presas hidroeléctricas y granjas de viento (energía eólica).

Los generadores producen voltajes de línea a línea entre 11 kV y 30 kV [22]. La capacidad de las plantas de generación de proveer toda la energía requerida por los clientes está limitada a la capacidad del sistema. Tres condiciones se deben cumplir para asegurar adecuadamente al sistema.

- 1. La capacidad disponible de generación debe ser mayor a la carga demandada más las pérdidas del sistema.*
- 2. El sistema debe ser capaz de transportar energía demandada sin sobrecargar el equipo.*
- 3. Los clientes deben ser suministrados dentro de un rango aceptable del voltaje.*

La evaluación de la capacidad del sistema es naturalmente probabilística [23]. Cada generador tiene una probabilidad de estar disponible, una probabilidad de estar disponible con una capacidad reducida, y una probabilidad de no estar disponible. Esto permite que las combinaciones probabilísticas del estado de un generador sean calculadas.

2.2.2. Subestaciones de generación

Conectan las plantas de generación con las líneas de transmisión a través de un transformador elevador que aumente voltaje a los niveles de transmisión [1].

2.3. Subsistemas de transmisión

2.3.1. Sistemas de transmisión

Los sistemas de transmisión transportan electricidad en alta tensión a largas distancias desde donde se encuentra la generación de energía eléctrica hasta las subestaciones que sirven a los sistemas de subtransmisión o de distribución. Los niveles de voltaje típicos incluyen 69 kV, 115 kV, 138 kV, 161 kV, 230 kV, 345 kV, 500 kV, 765 kV y 1100 kV [1].

La mayoría de las líneas de transmisión son aéreas pero hay una tendencia cada vez mayor hacia el uso del cable subterráneo [1]. Para aumentar la flexibilidad y mejorar la confiabilidad, las líneas de transmisión se interconectan en las estaciones de interrupción de transmisión y subestaciones de transmisión. Esto mejora el funcionamiento total, pero aumenta la vulnerabilidad del sistema aumentando la posibilidad de fallas en cascada. Un ejemplo clásico es el apagón del Noreste del 9 de noviembre de 1965, el cual dejó a una región entera sin electricidad por muchas horas. El consejo norteamericano de confiabilidad en la Electricidad NERC proporciona recomendaciones de planeamiento y pautas de funcionamiento pero no tiene autoridad formal sobre las compañías eléctricas [1].

2.3.2. Subestaciones de transmisión

Son estaciones de conmutación de transmisión con transformadores que descienden el nivel de voltaje a los niveles de subtransmisión [1].

2.3.3. Sistemas de subtransmisión

Transportan electricidad de subestaciones de transmisión a las subestaciones de distribución. Los niveles voltaicos típicos incluyen 34.5 kV, 46 kV, 69 kV, 115 kV, 138 kV, 161 kV, y 230 kV [1].

2.4. Subsistemas de distribución

2.4.1. Subestaciones de distribución

Aunque la planeación de la capacidad es importante, representa solamente la mitad del proceso. Alrededor del 50% del costo de un sistema de distribución es destinado para la confiabilidad y otro 50% para la capacidad.

Tal departamento no deberá perder de vista los datos de confiabilidad históricos y precedentes, deberá utilizar modelos predictivos de confiabilidad, dirigirá sistemas de ingeniería específicos de objetivos de confiabilidad y optimizará el gasto basado en el costo por razón de beneficio de confiabilidad. El impacto de la confiabilidad de la distribución en los consumidores es aún más profundo que el costo. Para un cliente residencial típico con 90 minutos de interrupción de la energía al año, entre 70 y 80 minutos serán atribuidos a problemas que ocurren en el sistema de distribución [1, 24]. Esto es en gran parte debido a la naturaleza radial de la mayoría de los sistemas de distribución, el gran número de elementos implicados, la escasez de dispositivos de protección y de interruptores seccionalizadores y la cercanía del sistema de distribución con los usuarios. Los sistemas de distribución entregan la energía de los sistemas de potencia para su venta a los consumidores. Para hacer esto, las subestaciones de distribución reciben la energía procedente de las líneas de subtransmisión en su caso con voltajes reducidos mediante transformadores de potencia. Estos transformadores suministran a los sistemas de distribución primaria compuestos de muchos alimentadores de distribución.

Los alimentadores consisten en un tronco trifásico principal, laterales bifásicos y monofásicos, interconexiones de los alimentadores y transformadores de distribución. La fuente de energía de la subestación es una sola línea de subtransmisión aérea que viene de izquierda y termina en una estructura del despegue (punto muerto). La línea está conectada a una cuchilla de desconexión, montado sobre esta misma estructura, visiblemente capaz de aislar la subestación de la línea de subtransmisión. La electricidad viaja de la cuchilla al otro lado del transformador de voltaje, a través de un transformador de corriente a un interruptor del circuito. Este interruptor protege al transformador de potencia que mantiene los niveles de voltaje debajo de los niveles de distribución. Los componentes de alta tensión serían localizados en el " lado de alta" o el " lado primario" de la subestación. Los sistemas de distribución comienzan en las subestaciones de distribución. En la figura 2.2, se ilustra los componentes básicos de una subestación de distribución.

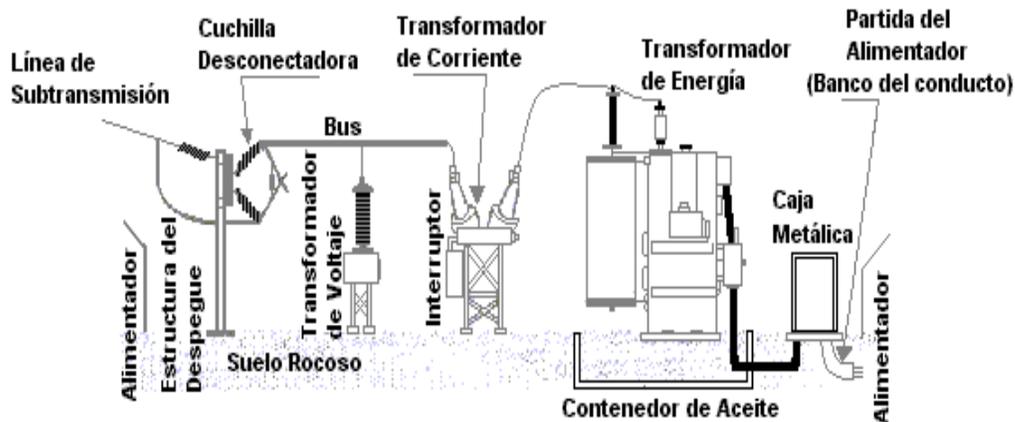


Figura 2.2. Componentes básicos de una subestación de distribución.

El lado de media tensión del transformador está conectado con un interruptor del secundario. Si ocurre una falla en el transformador, el interruptor primario y secundario se abrirá para aislar el transformador del resto del sistema. El interruptor secundario está conectado a un nodo secundario que suministra energía a cuatro interruptores del alimentador. Esos interruptores están conectados a los cables que salen de la subestación en un banco de ductos subterráneos llamado “salida del alimentador”. Los componentes de media tensión están localizados en el “lado de baja” o el “lado del secundario” de la subestación. Los componentes del secundario de la subestación suministran energía a los sistemas de distribución primaria. La subestación en la figura 2.2, puede causar preocupaciones de confiabilidad debido a su configuración simple. Si cualquier componente importante falla, ó es tomado fuera de servicio, no habrá energía de la fuente de subtransmisión al nodo del secundario, y todos los alimentadores se des-energizarán. Por lo tanto, muchas subestaciones de distribución se diseñan con márgenes permitiendo que una porción de los alimentadores permanezca energizada si cualquier componente importante falla o si se toma fuera de servicio para mantenimiento. En la figura 2.3, se muestra a la izquierda la subestación que está referida a veces como una “estación H” o un diseño “transmisión por lazo”. Es capaz de suministrar a ambos nodos del secundario después de la pérdida de cualquier línea de transmisión o de cualquier transformador.

Las fallas, sin embargo, generalmente causarán que uno de los nodos del secundario sea des-energizado hasta que la interrupción pueda ser efectuada. La subestación de la derecha puede incrementar la confiabilidad por tener una línea de transmisión adicional, un transformador de potencia de repuesto energizado, una protección primaria de anillo-nodo, cuchillas desconectoras operadas por un motor, y un nodo secundario de transferencia. A continuación se muestra a la izquierda de la figura 2.3, una disposición común de la subestación, y a la derecha a una subestación mucho más complicada (y más confiable), (“n.o.” se refiere a la cuchilla normalmente abierta).

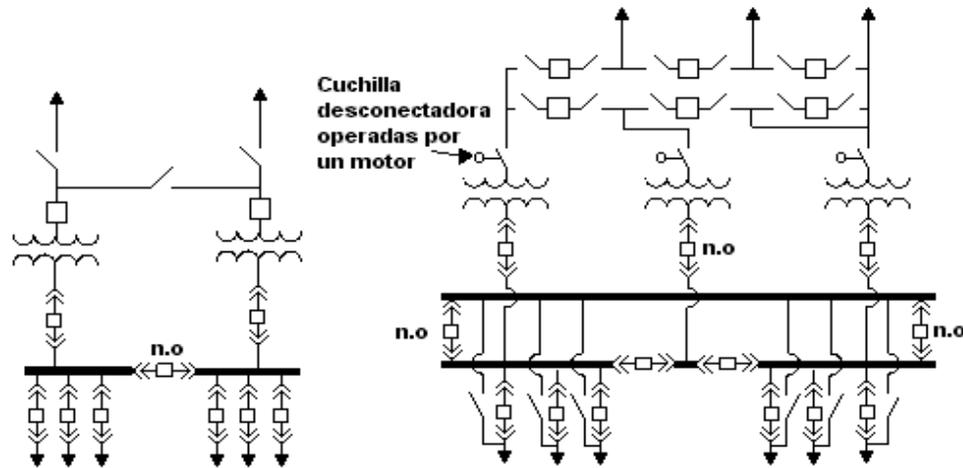


Figura 2.3. La subestación de la izquierda es un diseño típico con dos líneas de subtransmisión y dos transformadores. La subestación de la derecha es un diseño muy confiable con un bus primario tipo anillo, cuchillas operadas por un motor, un transformador de potencia energizado, y un bus secundario de transferencia.

2.4.2. Configuraciones típicas

El sistema de distribución primaria más simple consiste de alimentadores independientes a cada cliente conectados a un alimentador sencillo. Puesto que no hay interconexiones del alimentador, una falla interrumpirá el servicio a todos los clientes hasta que esta sea reparada.

Esta configuración se llama *Sistema Radial* y es común en áreas rurales de baja densidad donde sistemas más complejos representan altos costos. Una configuración levemente más común conecta dos alimentadores juntos en sus puntos finales con una cuchilla del lazo normalmente abierto. Este *lazo primario* incrementa la confiabilidad permitiendo a los clientes afectados por una falla al recibir energía mediante la apertura de una cuchilla y cerrando la cuchilla de unión. Los únicos clientes que no pueden ser restaurados son aquellos de la sección de switchable donde ocurrió la falla. Muchos sistemas de distribución tienen múltiples cuchillas de unión entre los alimentadores múltiples. Las ventajas en confiabilidad son similares a las de lazo primario pero con mayor flexibilidad de switcheo. Estos sistemas de distribución primaria altamente interconectados, se conocen como *redes operadas radialmente*. En la figura 2.4, se muestra los sistemas típicos de distribución primaria.

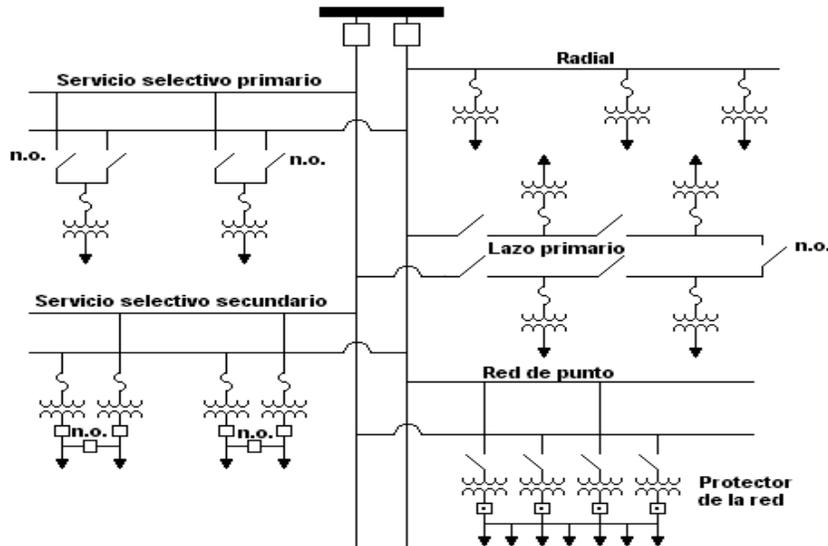


Figura 2.4. Cada uno ofrece diferentes características de confiabilidad, con sistemas radiales que tienen esencialmente menos confiabilidad, y puntos en la red mas alto.

Ciertas clases de consumidores requieren de una mayor confiabilidad que solo un alimentador sencillo puede proporcionar.

El Servicio *Selectivo Primario* conecta a cada cliente con un alimentador designado y un alimentador alternativo. Si el alimentador designado se des-energiza, una cuchilla de transferencia desconecta al alimentador designado y conecta el alimentador alternativo. El servicio *Selectivo Secundario* alcanza resultados similares usando las cuchillas sobre voltajes secundarios en lugar de voltajes primarios. Con el servicio selectivo secundario, cada transformador de distribución tiene capacidad de suministrar la carga entera para obtener beneficios máximos de confiabilidad. Las *Redes de Punto* se utilizan para consumidores con exigencias más altas de confiabilidad. Esta configuración conecta dos o más transformadores (alimentados por lo menos por dos alimentadores) en paralelo para energizar el bus del secundario. Para prevenir el flujo de potencia a través de los transformadores, se utilizan protectores especiales de red con relevadores de potencia de sensibilidad inversa. Las redes del punto permiten que ocurran fallas de componentes múltiples sin ningún impacto sensible en los clientes. Estos son comunes en sedes importantes de negocios y en áreas de alta densidad, y se están aplicando con frecuencia en las áreas periféricas para grandes servicios comerciales donde se pueden tener disponibilidad de alimentadores múltiples[1, 25].

2.4.2.1. Sistemas de distribución primario

Entregan energía de las subestaciones de distribución a los transformadores de distribución. Los rangos de voltaje son 4.16 kV a 34.5 kV siendo la clase más común de 15 kV (12.47 kV, 13.8 kV) [1]. Los sistemas de distribución primaria consisten de alimentadores que suministran potencia de las subestaciones de distribución, a los transformadores de distribución. Un alimentador comienza con un interruptor en el alimentador de la subestación de distribución. Muchos alimentadores salen de la subestación por medio de un banco de ductos (partida del alimentador), y serán guiados a un poste próximo. En este punto, la transición del cable pasa de subterránea, a un tronco principal trifásico aéreo. El tronco principal es guiado alrededor de la región de servicio del alimentador, y se puede conectar con otros alimentadores a través de puntos del lazo normalmente abiertos. Subterráneamente el tronco principal es posible (también es común en áreas urbanas), pero la construcción es mucho más costosa que una construcción aérea.

Los laterales se pueden conectar directamente con los troncos principales, pero son protegidos comúnmente por los fusibles, restauradores ó seccionalizadores automáticos. Los laterales aéreos utilizan transformadores de distribución tipo poste para servir a los clientes, y los laterales subterráneos utilizan transformadores tipo montaje sobre plataforma. Las rutas del alimentador deben pasar cerca de cada cliente ó consumidor. Para lograr esto, cada subestación utiliza alimentadores múltiples para cubrir un territorio asignado de servicio [1, 26].

2.4.2.2. Sistemas de distribución secundario

Entregan energía de los transformadores de distribución directamente al servicio del cliente. Los voltajes son típicamente, monofásico de 120/240V, trifásico de 120/208V, y trifásico de 277/480V [1]. Estos pueden ser extremadamente simples como un servicio de acometida aéreo, y extremadamente complejo como una red secundaria. Muchos sistemas subterráneos conectan servicios de acometida directamente a los transformadores de distribución y no utilizan las vías secundarias. Esto obliga a ubicar a los transformadores de distribución dentro de varios cientos de alimentadores de cada cliente, pero elimina las preocupaciones de confiabilidad asociadas a los empalmes-T que se requieren para conectar servicios de acometida subterráneos con las vías secundarias subterráneas. Las extensas redes secundarias hacen que los sistemas de distribución estilo Europeo sean difíciles de comparar con los sistemas de distribución estilo Americano, especialmente en el área de confiabilidad [1, 27]. Confusamente, los Europeos refieren a los transformadores de distribución como subestaciones de distribución y refiere a las tuberías secundarias como redes de baja tensión.

2.4.2.2.1. Redes secundarias

Estos sistemas suministran energía a los consumidores de una red secundaria altamente interconectada que es guiada debajo de las calles en bancos de ductos, sótanos y tuberías.

La red secundaria es energizada por lo menos dos alimentadores primarios que suministran a muchos transformadores distribuidos a través de la red. Una representación conceptual de una red secundaria se muestra en la figura 2.5.

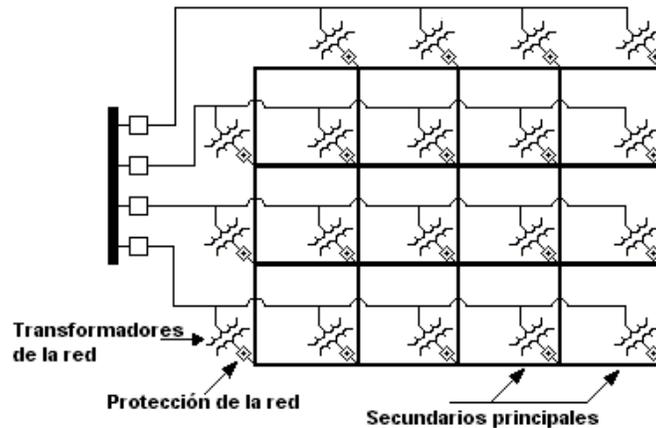


Figura 2.5. Las redes secundarias son suministradas por una gran cantidad de transformadores de la red. La pérdida de algún transformador no interrumpirá el servicio.

Como una red secundaria se suministra de muchos transformadores en paralelo, las pérdidas de algún transformador no causarán ninguna interrupción sensible a los clientes. La mayoría de las redes secundarias pueden cubrir las pérdidas de un alimentador entero sin interrupciones al cliente. Las redes secundarias, requieren una protección más sofisticada que los sistemas eminentemente radiales.

Cada transformador de la red tiene un protector de red en su secundario. Este dispositivo utiliza los relevadores de potencia inversos sensitivos para abrir un interruptor de aire cuando el sistema secundario está alimentando una falla al primario. Las protecciones de red son capaces también de cerrarse automáticamente cuando el alimentador esta re-energizado y es capaz de suministrar corriente de carga. Las protecciones de red no están diseñados para proteger contra fallas al secundario. Las fallas que ocurren en las redes secundarias persisten hasta que se queman (dando por resultado un circuito abierto).

Este proceso es confiable para las redes de 120/280 V porque los arcos voltaicos no pueden sostenerse en esta baja tensión. Las fallas persisten mucho más a menudo en redes de 277/480 V [1, 28]. Para solucionar este problema, los limitadores actuales (pequeños acoplamientos de cobre del fusible) están típicamente instalados en todas las ensambladuras de la red secundaria para los sistemas de 277/480V [1, 29].

2.5. Componentes subterráneos del alimentador

En el pasado, los alimentadores subterráneos no eran tan comunes como los alimentadores aéreos debido a los altos costos iniciales y a la dificultad de mantenimiento. A medida que la diferencia del costo entre los sistemas aéreos y subterráneos continúa declinando, los sistemas subterráneos están llegando a ser cada vez más populares. La preocupación pública sobre la estética conduce a menudo a decidirse por la construcción de sistemas subterráneos, y las leyes y los estatutos que norman la construcción de sistemas subterráneos están volviéndose muy comunes en países desarrollados. Una breve descripción de los componentes del alimentador subterráneo se menciona a continuación.

Canalización vertical a los postes – son los postes que canalizan la transición del alambre aéreo a cable subterráneo. El alambre terminará típicamente en una transición a cable y será encaminado por debajo del poste a la canalización vertical en el tubo.

Cable – son alambres cubiertos con un aislamiento dieléctrico caracterizado por el rango de voltaje, el rango de corriente y el material del que está hecho. Los rangos típicos de voltaje para el cable de distribución son de 5 kV, 15 kV, 25 kV y 35 kV. Los materiales aislantes más comunes son; el papel aislante cubierto de plomo (*PILC*), el caucho de propilenoetileno (*EPR*), y el polietileno reticulado (*XLPE*). El cable más simple consiste en un conductor por fase. La adición de un hilo neutro concéntrico elimina la necesidad de un cable neutro separado (la mayoría de los nuevos cables neutros concéntricos tiene una cubierta externa para reducir al mínimo la corrosión del neutro).

La mayoría de cables más complicados tienen tres conductores por fase, y posiblemente un alambre del neutro. Algunas configuraciones típicas de cable se muestran en la figura 2.6.

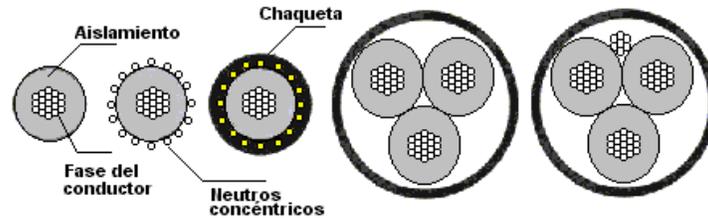


Figura 2.6. Secciones transversales del cable típico. Los cables simples consisten de un solo conductor aislado (primero de izquierda a derecha). La adición de un conductor concéntrico permite que el cable sirva a cargas monofásicas sin requerir un cable neutral separado (el segundo izquierda a derecha). Puesto que los neutros concéntricos pelados pueden ser indeseables por la corrosión, son cubiertos a menudo por una chaqueta impermeable (el de en medio). Si se requiere servicio trifásico, pueden utilizarse tres conductores monofásicos. Alternativamente, puede utilizarse un solo cable con tres conductores aislados por fase. Estos cables polifásicos están disponibles con y sin un conductor neutral (penúltimo y último, de izquierda a derecha respectivamente).

Como el alambre aéreo, los cables subterráneos tienen rangos de ampacidad normal y de emergencia. Estos rangos se basan en la degradación térmica del aislamiento, y dependen de la geometría de los cables adyacentes, de la temperatura del suelo, y de la capacidad del suelo de disipar calor (resistencia térmica) [1, 30].

Cable de URD - es la abreviatura para el cable residencial subterráneo de distribución. Es típicamente monofásico del tipo *XLPE* o cable del *EPR* con un hilo neutro concéntrico que directamente suministra a los transformadores de distribución tipo poste, en residencias vecinas.

Terminales del cable - son dispositivos puestos en el extremo de los cables para poderlos conectar con otros equipos. Las terminales del cable están conectadas con los pernos y se deben des-energizar para conectar y para desconectar.

Los empalmes del cable - son dispositivos usados para conectar dos cables juntos, y deben ser compatibles con el material aislante del cable. Los *Empalmes de Transición* se diseñan para conectar cables con distintos tipos de aislante (*PILC* y *XLPE*).

Codos de soporte - son terminales de cables que pueden ser conectadas y desconectadas mientras están energizadas (típicamente hasta 200 amperios). Pueden ser también referidos como interruptores de corte de carga monofásicos, pero casi siempre se llaman codos debido a su forma de “L”.

Transformadores de distribución tipo poste - son envases de metal que contienen los transformadores de distribución, terminales del cable, y equipo de interrupción (es posible encontrar envases no metálicos también). Todos los dispositivos son descansados sobre una loza de concreto. Por razones de seguridad pública, el equipo debe ser resistente y no tener ninguna parte energizada expuesta. Los tamaños típicos se extienden a partir de los 10 kVA a 500 kVA para las unidades monofásicas, y a partir de 75 kVA a 5000 kVA para las unidades trifásicas. En la figura 2.7, se muestra algunos de los equipos comunes de los alimentadores tipo subterráneo.

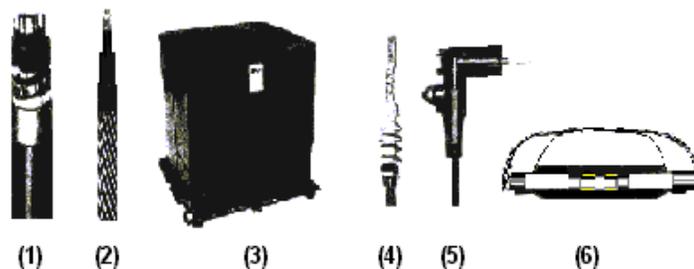


Figura 2.7. (1): Cable de tres hilos del tipo XLPE. (2): Cable de un hilo de tipo URD con hilo neutro concéntrico. (3): Transformador de distribución tipo poste. (4): Terminal del cable. (5): Codo de descanso de carga. (6): Empalme del cable.

2.6. Operaciones de distribución

Después de que se planean, se diseñan y se construyen los sistemas de distribución, éstos deben ser supervisados, ajustados, ampliados, mantenidos y reparados continuamente. Estas actividades desempeñan un papel importante en la confiabilidad de distribución, y se refieren colectivamente como operaciones de distribución.

Debido a que las operaciones de distribución desempeñan un papel importante en la confiabilidad. Los equipos consisten de trabajadores especialmente entrenados para trabajar en sistemas aéreos (linieros) o sistemas subterráneos. Tienen su sede de trabajo en campo, fuera de los centros de servicio regionales. Los equipos son responsables de localizar fallas, realizar acciones de switcheo, reparar equipo dañado, realizar mantenimiento general y construir nuevas instalaciones. Hay una gran tendencia de usar equipos más compactos, y está volviéndose muy común utilizar unidades de 2 a 3 personas nada más. Un escenario común ocurre después de que un operador recibe llamadas acerca de problemas en los clientes que padecen de interrupciones del servicio. El operador primero identifica el circuito asociado a estos clientes, y envía a un equipo para localizar la falla. Cuando está localizada la falla, el equipo reporta lo que encontró y aguarda nuevas instrucciones. Típicamente, el operador ordena al equipo aislar la falla abriendo las cuchillas de desconexión.

El equipo puede también recibir instrucciones de cerrar los interruptores del lazo, y restaurar a los clientes adicionales antes de comenzar las reparaciones. Después de que se logra la interrupción, el equipo reparará el equipo dañado, y cuando está terminado el trabajo, vuelve el sistema a su estado de pre-falla [1].

Muchas empresas mejoran la eficacia operacional de distribución con los sistemas del manejo de interrupción. Estos programas de paquetería computacional contienen un mapa electrónico del sistema de distribución, y se utilizan para coordinar la re-configuración del sistema, las alarmas, las llamadas reportando el problema, y el envío del equipo.

Un sistema de manejo típico de interrupción deducirá automáticamente las localizaciones de la falla basándose en las llamadas reportando el problema, las localizaciones del equipo de monitoreo, y el estado de reparación y topología del sistema actual. Como los sistemas de manejo de interrupción siguen el número de clientes interrumpidos en cada etapa de la restauración y reparación del sistema, estos dan lugar a una creciente exactitud de los datos de confiabilidad del cliente, cuando se comparan a los métodos manuales basados en los informes y reportes del equipo.

Después de que ocurre una falla, los operadores dirigen sus esfuerzos de re-configuración del sistema, en restaurar la energía a tantos clientes como sea posible, sin violar las restricciones del equipo. Por último se puede finalizar diciendo que los sistemas de distribución radiales son por lo regular inseguros la falla de un componente importante conduce siempre a las interrupciones del servicio al cliente. Los sistemas confiables de distribución reducen al mínimo este impacto permitiendo que las fallas sean reparadas por ellos mismos, reduciendo al mínimo el número de clientes afectados por operaciones de dispositivos de protección, y rápidamente restaurando el servicio a los clientes reconfigurando el sistema [1, 31]. Una comprensión clara de este proceso es fundamental para entender la confiabilidad de distribución.

CAPITULO 3

Confiabilidad en redes de distribución

3.1. Introducción

Los sistemas de energía eléctrica son muy complejos, esto se debe a muchos factores, algunos de los cuáles son absolutamente físicos. El hecho de que la energía eléctrica no se pueda almacenar en cantidades grandes, y no se pueda pronosticar el comportamiento del sistema en un punto en que el sistema puede tener un impacto importante a grandes distancias de la fuente donde surge el problema. El desarrollo histórico dentro de las compañías de energía son relevantes esto, para tener una mejor apreciación de porqué y de cómo evaluar la confiabilidad en los sistemas complejos de energía eléctrica. Su importancia ha estado en el suministro de una fuente confiable y económica de energía eléctrica para los clientes [32].

Las capacidades de reserva en instalaciones de redes y de generación, han sido construidas para asegurar una continuidad adecuada y aceptable del suministro de donde ocurren las fallas, las salidas forzadas de la planta, y el retiro regular de las instalaciones para el mantenimiento programado. Si se tiene una gran inversión esto puede conducir a costos muy altos de operación que pueden ser reflejados en la construcción de las tarifas. Es evidente que las necesidades económicas y confiables pueden ser competitivas, y esto puede provocar difíciles decisiones administrativas en los aspectos de planeación y operación. Estos problemas siempre se han reconocido, donde los criterios y técnicas de operación se han desarrollado sobre una tentativa de resolver y satisfacer el dilema entre las necesidades económicas y de confiabilidad [14].

Sin embargo los primeros criterios y técnicas usadas en aplicaciones prácticas, se han basado *determinísticamente* en los siguientes criterios:

- *Planeación de la capacidad generada*
- *Capacidad de operación*
- *Planeación de la capacidad de la red*

Aunque éstos y otros criterios similares se han desarrollado para explicar las fallas que ocurren aleatoriamente, son esencialmente determinísticos, el inconveniente es que no se pueden explicar la naturaleza probabilística del comportamiento del sistema, de las demandas del cliente o de las fallas en los componentes.

3.2. Criterios probabilísticos de confiabilidad

El comportamiento del sistema por naturaleza es estocástico, y por lo tanto es lógico considerar que el evaluar tales sistemas se deben basar en técnicas que responden a este comportamiento (técnicas probabilísticas)[33,34], se ha realizado muchas publicaciones que se refieren al desarrollo de modelos, técnicas, y aplicaciones de evaluaciones de confiabilidad en los sistemas de potencia [35,36]. Sigue siendo un hecho, que la mayoría de las planeaciones actuales, de diseño, y de criterios de operación se basan en técnicas determinísticas. Éstos se han utilizado por mucho tiempo en las compañías de energía eléctrica, ya que en el pasado han servido muy bien a la industria. La justificación para usar una aproximación probabilística es que introduce cálculos más objetivos en el procedimiento de toma de decisiones [37, 38]. Hace algunos 50 años se identificó la necesidad de la “evaluación probabilística”, “relacionando la economía con la confiabilidad”, y “calcular las utilidades o valor,” todavía dominan aún las técnicas determinísticas y criterios para la planeación y los aspectos operacionales. La mayoría de las compañías tienen datos válidos y aplicables, las técnicas de evaluación de la confiabilidad están muy desarrolladas, y la mayoría de los ingenieros tienen un trabajo de conocimiento de técnicas probabilísticas [14].

3.3. Medidas estadísticas y probabilísticas

Las fallas en los componentes, en la planta, y de sistemas ocurren aleatoriamente; la frecuencia, la duración, y el impacto de fallas varían de un año al siguiente. Generalmente todos los detalles de registro de eventos de como ocurren y producen un conjunto de medidas de servicio en las compañías. A continuación se mencionan algunas medidas de servicio:

- Disponibilidad del sistema;
- Energía no suministrada estimada;
- Número de incidentes;
- Número de horas de interrupción;

Estas medidas de servicio son valiosas porque ellas:

- (a) Identifican las áreas débiles que necesitan refuerzo o modificaciones;
- (b) Establecen tendencias cronológicas de servicio de la confiabilidad;
- (c) Establecen los índices existentes que sirven como guía para los valores futuros aceptables de confiabilidad;

Estas medidas son índices estadísticos, no son valores determinísticos, sino en el mejor de los casos son valores esperados o promedio de una distribución de probabilidad. Los mismos principios básicos se aplican si se determina el comportamiento futuro del sistema. La suposición puede hacer que las fallas que ocurren aleatoriamente en el pasado también ocurrirán aleatoriamente en el futuro y por lo tanto el sistema se comporta probabilísticamente, las medidas mencionadas anteriormente se pueden comparar con las últimas medidas o índices de servicio. Estas medidas se pueden predecir solamente usando técnicas probabilísticas y tentativas para hacer el uso de aproximaciones determinísticas sin valores actuales [14].

3.4. Medidas absolutas y relativas

Es posible calcular los índices de confiabilidad para un conjunto de datos y condiciones en particular del sistema, éstos índices se pueden ver como medidas de *confiabilidad absolutas* o *relativas* del sistema. A continuación se da una breve descripción de éstos índices.

Los índices absolutos, son valores que se espera que presente un sistema, son extremadamente difíciles de predecir para el futuro, la razón de esto es que el servicio futuro contiene las incertidumbres considerables asociadas particularmente a datos numéricos y requisitos predichos del sistema. Los modelos usados no son representaciones enteramente exactas del comportamiento de la planta o del sistema sino son aproximaciones, esto plantea problemas considerables en algunas áreas de aplicación en las cuales los valores absolutos son muy esperados [14].

Los índices de confiabilidad relativos, son más fáciles de interpretar, el comportamiento del sistema se evalúa antes y después de la consideración de un diseño o de un cambio de operación. Solamente después que se ha alcanzado esta comprensión se conserva un modelo derivado y se elige la técnica más apropiada de la evaluación. El modelo y la técnica deben reflejar y responder de la manera en que momento el sistema funciona y en que momento el sistema falla [14].

A continuación se mencionan los pasos básicos que deben tomarse en cuenta para tomar una buena decisión del modelado y la técnica para evaluar el sistema [14]:

- Entender las maneras de las cuales los componentes y el sistema funcionan
- Identificar las maneras de las cuales las fallas pueden ocurrir
- Deducir las consecuencias de las fallas
- Derivación de modelos para representar estas características
- Seleccionar solamente la técnica de evaluación

3.5. Métodos de evaluación

Los índices de confiabilidad de los sistemas de potencia se pueden calcular usando una variedad de métodos. La mayoría se han basado en las técnicas analíticas y de simulación, entre las técnicas analíticas, se tiene los procesos continuos de Markov, los de redes y sus aproximaciones, en el caso de las técnicas de simulación el más conocido es el de Monte Carlo ésta última consiste en la estimación de los índices de confiabilidad simulando el proceso real y el comportamiento de incertidumbre del sistema, el método trata el problema como serie de experimentos verdaderos, las técnicas pueden considerar teóricamente todos los aspectos y contingencias esenciales en la planeación, diseño, y operación de un sistema de potencia. Éstos incluyen eventos al azar tales como interrupciones y reparaciones de los elementos representados por lo general por las distribuciones de probabilidad, los eventos dependientes y el comportamiento de los componentes, son secuencia de los componentes fallados, variaciones de carga y variación de la entrada de energía. Si el tiempo de vida de operación del sistema se simula sobre un período de tiempo largo, es posible estudiar el comportamiento del sistema y obtener un esquema claro del tipo de deficiencias que el sistema pueda sufrir, ésta información da una descripción muy detallada, y por lo tanto da entender, la confiabilidad del sistema.

El proceso de simulación puede seguir una de las dos aproximaciones:

- *Casualidad*, examina intervalos básicos del tiempo del período simulado después de elegir estos intervalos de una manera casual.
- *Secuencial*, examina cada intervalo básico del tiempo del período simulado en orden cronológico.

El intervalo básico del tiempo se selecciona según el tipo de sistema bajo estudio, tan bien como la longitud del período que se simulará para asegurar cierto nivel de confianza en los índices estimados. La opción de una aproximación de simulación en particular depende si el historial del sistema desempeña un papel en su comportamiento.

La aproximación al azar puede ser usada si no tiene ningún efecto en la historia, pero la aproximación secuencial es requerida si el último historial afecta las condiciones actuales, una de las desventajas es que generalmente requiere de cantidades grandes de tiempo de cómputo, y sin embargo, hay preferencia por las técnicas analíticas, dado que es mucho más fácil su manejo. Las técnicas analíticas han sido suficientes para proporcionar planeación y diseño con los resultados necesitados para tomar decisiones objetivas. Las técnicas analíticas representan al sistema por un modelo matemático y evalúan los índices de confiabilidad de este modelo usando soluciones numéricas directas, ellos generalmente proporcionan índices esperados en un tiempo de computo relativamente corto. Se requieren con frecuencia hacer suposiciones para simplificar el problema y producir un modelo analítico del sistema [14, 23, 35, 39,40].

3.6. Método de Markov

La mayoría de los métodos analíticos están basados en los procesos continuos de Markov [41 ,42, 43]. Una red eléctrica (sistema de distribución o de transmisión), se considera como un sistema reparable, al fallar un elemento, éste es remplazado o reparado dependiendo de la naturaleza del elemento en cuestión. De esta manera se restablece la condición de operación normal del sistema, o parte de la red afectada. Así entonces, el sistema es continuo en el tiempo, con estados discretos finitos, ajustándose muy bien a una representación por medio de procesos continuos de Markov [40, 43].

A manera de ejemplo, considérese un sistema compuesto por dos elementos (dos alimentadores o dos líneas de transmisión). Suponiendo que cada uno de los componentes puede estar operando o en falla (dos estados posibles), se presenta en la figura 3.1 el denominado “espacio de estado”, donde las transiciones de un estado a otro se logran cambiando el estado de un elemento a la vez. El espacio de estado es en general, independiente de la forma de conexión de los elementos que componen el sistema en estudio [41, 43].

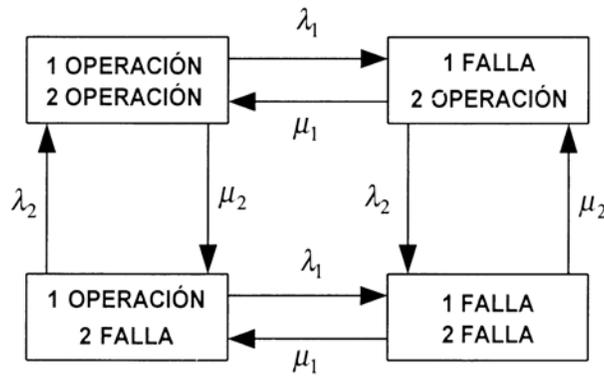


Figura 3.1. Diagrama espacio de estados en un sistema con dos elementos.

En la figura 3.1, λ_i es la tasa de falla del componente i y se expresa en fallas/unidad de tiempo; μ_i es la tasa de reparación, expresada en horas.

Antes de efectuar cualquier análisis, debe formularse un criterio de éxito para el sistema. Para tal efecto, es necesario definir las condiciones de trabajo de los elementos y sus características generales. Si como criterio de éxito se considera solamente la continuidad de servicio y suponiendo líneas con capacidad suficiente como para soportar toda la carga (condición denominada redundancia completa de elementos), entonces los estados que implican una falla del sistema dependerán de la forma de conexión de éstos. Si las líneas se conectan en paralelo, el estado “falla del sistema” se alcanza cuando los dos elementos están fallados, mientras que si la conexión es en serie, el estado “falla del sistema” se alcanza con la falla de cualquiera de los dos elementos en falla. También es posible considerar situaciones más reales, como por ejemplo el caso de sobrecargas. Si las líneas se conectan en paralelo y no son capaces de soportar toda la carga, entonces habrá situaciones de conflicto cuando una de ellas salga fuera de servicio. Si la existencia de tal estado significa desprender parte de la carga para evitar una falla mayor, entonces los puntos afectados deberán considerarlos también en el conteo de estados de falla [43].

En la figura 3.2, se muestra el espacio de estado de un elemento.

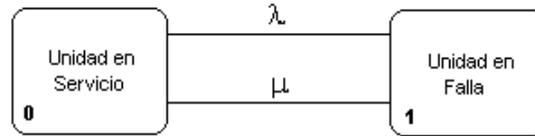


Figura 3.2. Modelo de dos estados.

Es necesario notar que el método de Markov permite obtener con una excelente precisión la probabilidad de que el sistema resida en cualquiera de sus estados posibles. A pesar de esta buena característica resulta un método poco atractivo, debido a que la cantidad de estados posibles en un sistema crece dramáticamente a medida que aumenta el número de elementos que lo componen. Si la modelación de componentes considera sólo dos estados, para cada uno de ellos (falla y operación), el diagrama de espacio de estado contiene 2^n estados posibles, como se puede apreciar en la figura 3.2. Es decir, un sistema modelado con 20 elementos tiene 1,048,576 estados, de manera que la dificultad de análisis es obvia. Por otro lado, modelos que tratan de reflejar con mayor fidelidad el comportamiento y operación real de los distintos elementos de un sistema eléctrico consideran más de dos estados, aumentando aún más la cantidad de estados posibles del sistema.

3.7. Modelos simples de sistema serie y paralelo

Considere el caso de dos componentes en series, el diagrama del espacio de estado para esta condición se da en la figura 3.1 si se toma en cuenta que todos los estados pueden existir. La probabilidad del sistema que se encuentra en el estado de operación es decir ambos componentes están en servicio [43]. Si dos componentes en series están representados por un solo modelo caracterizado por parámetros de reparación y falla, las probabilidades asociadas al estado de operación deben ser iguales, esto se muestra en la figura 3.3.

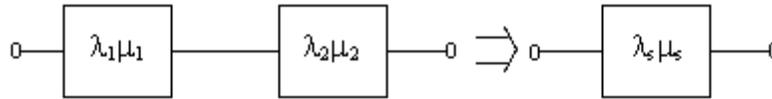


Figura 3.3. Sistema de dos componentes conectados en serie.

Por lo tanto tenemos que:

$$P_{operación} = \frac{\mu_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{\mu_s}{\lambda_s + \mu_s} \quad (3.1)$$

El índice de fallas equivalente para el único modelo del componente es λ_s y se muestra en la ecuación (3.2):

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (3.2)$$

Si el tiempo promedio de reparación o de restauración del único modelo del componente se da como r_s y es igual al recíproco del índice de reparación μ_s como se indica en la ecuación (3.3) :

$$r_s = \frac{1}{\mu_s} = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_1 r_2 + \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2}{\lambda_s} \quad (3.3)$$

El tiempo promedio de reparación o restauración para el único modelo no se puede utilizar con una sola distribución exponencial para describir la duración de la reparación. En el diagrama espacio de estado de la figura 3.1, el estado 4 representa la condición en la cual fallan ambos componentes. Si se hace la suposición que solamente un componente puede ocupar el estado fallado en cualquier tiempo entonces el estado 4 indica que no existe y las probabilidades de estado 1, 2 y 3 son modificadas. En algunos sistemas serie, si un componente ha fallado, el índice de fallas para la des-energización restantes de cualquiera de los componentes cae a cero o se convierte extremadamente pequeño. Para el caso de dos componentes, el tiempo promedio de reparación o restauración asociado al único modelo del componente se convierte en r_s Como se indica en la ecuación (3.4) [43].

$$r_s = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_s} \quad (3.4)$$

Esto es también una buena aproximación si $\lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 \ll \lambda_1 r_1$ o $\lambda_2 r_2$. En general el sistema que tiene n componentes en series se obtiene como se indica en la ecuación (3.5).

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_n} \quad y \quad \lambda_n = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (3.5)$$

En el caso de dos componentes en paralelo, un solo modelo equivalente del componente se puede obtener como se indica en la figura 3.4.

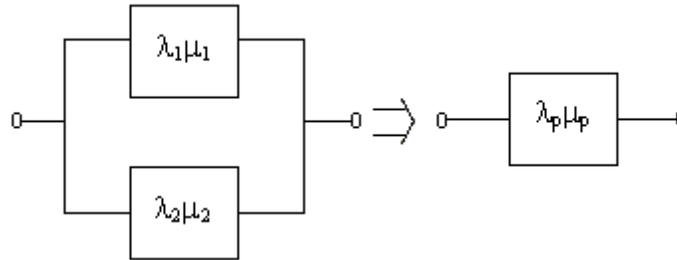


Figura 3.4. Sistema de dos componentes conectados en paralelo.

Si se hace la suposición que el sistema es completamente redundante, entonces la falla del sistema ocurrirá solamente cuando ambos componentes fallan, la probabilidad de falla se indica en la ecuación (3.6).

$$P_{Falla} = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{\lambda_p}{\lambda_p + \mu_p} \quad (3.6)$$

El índice de reparación equivalente μ_s para los dos componentes están dados por la ecuación (3.7):

$$\mu_s = \mu_1 + \mu_2 \tag{3.7}$$

y el tiempo promedio de reparación o restauración asociado al único modelo del componente se convierte en r_s Como se indica en la ecuación (3.8)

$$r_s = \frac{1}{\mu_s} = \frac{1}{\mu_1 + \mu_2} = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \tag{3.8}$$

En la ecuación (3.9) se resuelve λ_p :

$$\lambda_p = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2} \tag{3.9}$$

si $\lambda_1 r_1$ y $\lambda_2 r_2$ son mucho menores que 1 entonces tenemos que: $\lambda_p \approx \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)$

Los únicos parámetros del modelo de los componentes equivalentes se utilizan extensivamente en la evaluación de la confiabilidad del sistema de transmisión. Estas ecuaciones se resumen en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Modelo equivalente de los parámetros para dos componentes [43].

Modelo 1	Sistema serie	Sistema paralelo
Índice de falla λ	$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2$	$\lambda_p = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}$ $\lambda_p \approx \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)$
Tiempo de reparación Promedio r	$r_s = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_s}$ $r_s = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_n}$ y $\lambda_n = \sum_{i=1}^n \lambda_i$	$r_p = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2}$

3.8. Análisis del sistema

Los sistemas eléctricos de potencia tienen como finalidad suministrar energía eléctrica a todos los clientes conectados a sus redes. Para ello, generan energía en las centrales de generación, y la transportan y la distribuyen hasta todos los clientes mediante redes de cables que los conectan a esas centrales, éstos sistemas son extensos y complejos, lo que ha llevado a dividirlos para el análisis de su confiabilidad. Las tres partes del sistema, generación, transmisión y distribución se agrupan en tres niveles jerárquicos, denominados generalmente en la literatura técnica internacional HLI, HLII y HLIII (del inglés *Hierarchical Level*). Estos tres niveles jerárquicos se muestran en la Figura 3.5.

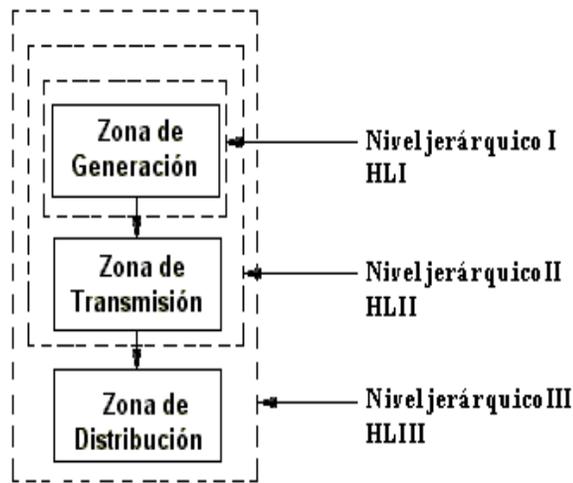


Figura 3.5. Niveles jerárquicos de análisis de confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia.

El nivel jerárquico I (HLI) estudia la confiabilidad de la generación únicamente, considerando todas las centrales conectadas a un mismo nudo, donde también se encuentran todas las demandas. Es lo que se llama red de nudo único. El nivel jerárquico II (HLII) estudia el nivel de confiabilidad conjunto de la generación y la red de transmisión. El nivel jerárquico III (HLIII) estudia el nivel de confiabilidad del sistema completo, con generación, red de transmisión y de distribución. Es únicamente en éste último en el que se puede calcular los índices de confiabilidad referidos al cliente final [14]. Los estudios en el HLIII deberían tener en cuenta la confiabilidad de todo el sistema eléctrico de potencia. No es viable debido a la elevada complejidad y el tamaño del sistema a estudiar.

La parte de la red de distribución es analizada de forma mallada (llamada de reparto o subtransmisión) suele integrarse en el HLII. El resto de la red se analiza de forma radial, lo que hace que las dos redes se comuniquen a través de un único punto de suministro de energía. Este hecho permite estudiar la confiabilidad de la red de distribución radial separadamente del resto del sistema eléctrico de potencia [14].

3.9. Costo y valor de confiabilidad

Debido a la integración compleja y a la naturaleza de un sistema de potencia, las fallas en cualquier parte del sistema pueden causar interrupciones causados por inconvenientes a un número pequeño de residentes locales extendiéndose hacia la fuente, para estimar costos verdaderos, deben necesariamente también incluir los costos indirectos impuestos al cliente, sociedad, y el ambiente debido a las interrupciones. La necesidad de determinar el valor de confiabilidad en un sistema de potencia, que deben contribuir a este valor, y que debe decidir los niveles de confiabilidad y de inversión requeridas para alcanzarlas. Los costos y la economía juega un papel importante en la aplicación de los conceptos de confiabilidad, así como en la toma de decisiones [14]. El primer paso en este proceso se ilustra en la Figura 3.6, que muestra cómo la confiabilidad de un producto o de un sistema se relaciona con el costo de inversión, el aumento de la inversión se requiere para mejorar la confiabilidad. Esto claramente muestra la tendencia general que el costo incremental ΔC para alcanzar un aumento dado en la confiabilidad ΔR aumenta mientras que el nivel de la confiabilidad aumenta, para alcanzar muy buena confiabilidad resulta costoso.

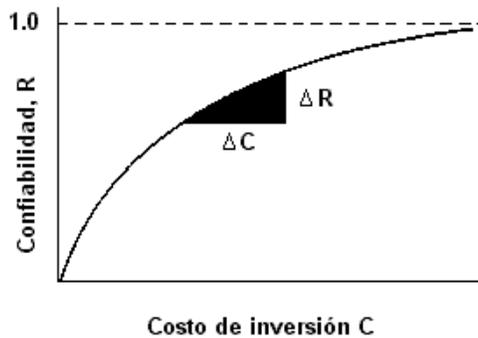


Figura 3.6. Costo incremental de confiabilidad.

El costo incremental de confiabilidad, $\Delta C/\Delta R$, se muestra en la Figura 3.6, es una forma de decidir si una inversión en el sistema lo vale. Sin embargo, no refleja adecuadamente las ventajas vistas por las compañías, el cliente, o la sociedad. Los dos aspectos de confiabilidad y de economía se pueden apreciar más constantemente comparando el costo de confiabilidad (el costo de inversión necesaria para alcanzar un cierto nivel de confiabilidad) con un valor de confiabilidad (beneficio monetario derivado por el proveedor y consumidor para una inversión). El análisis cuantitativo de confiabilidad en la evaluación del valor del servicio es un proceso difícil. El concepto básico de evaluación del costo de confiabilidad/valor de confiabilidad son relativamente simples y se puede presentar por las curvas de costo/confiabilidad en la Figura 3.7. Estas curvas muestran la relación costo-beneficio al aumentar el gasto realizado por parte de la empresa suministradora de energía se genera una mayor confiabilidad. Por otro lado, al incrementar el costo a los consumidores disminuirá la confiabilidad, por lo que habrá que llegar a un punto en el que se equilibre el beneficio obtenido con el costo requerido [14].

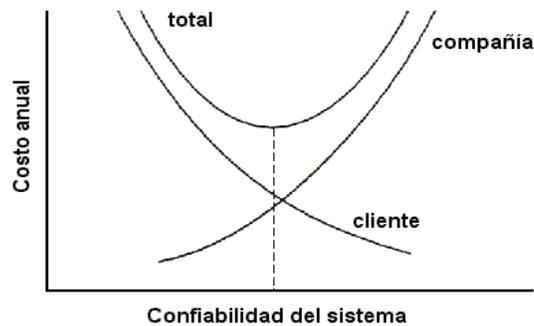


Figura 3.7. Relación costo-beneficio.

La evaluación significativa de la confiabilidad requiere datos razonables y aceptables, éstos datos no son siempre fáciles de obtener, y hay a menudo un grado marcado de incertidumbre asociado a la entrada requerida. Los factores que deben ser identificados son los que tienen un impacto en su propio diseño de planeación de la compañía. Hay una amplia gama de los datos que pueden ser recogidos y la mayoría de las compañías recogen algo, no generalmente todos, estos datos se recogen de una forma u otra.

Hay muchos esquemas de colección de datos alrededor del mundo, y una revisión detallada de algunos de éstos se presenta en las referencias [14, 43, 44].

3.10. Sistemas básicos de distribución

La evaluación de la confiabilidad del sistema de distribución por lo tanto consiste en determinar de cómo las diferentes partes pueden adecuadamente realizar su función prevista. El sistema de distribución es una parte importante del sistema eléctrico total pues proporciona el acoplamiento entre el sistema de carga y el cliente. Muchos sistemas de distribución usados en la práctica tienen un solo circuito de alimentador principal y se definen como sistemas de distribución radiales. Hay también muchos sistemas que, aunque están contruidos usando los circuitos mallados, son operados como sistemas radiales usando cuchillas normalmente abiertas en el circuito mallado. El alimentador principal, en algunos casos, puede tener ramas para alcanzar las áreas extensamente distribuidas. Los sistemas radiales son populares debido a su diseño simple y costos generalmente bajo. Estos sistemas tienen un sistema de componentes en serie entre la subestación y los puntos de carga. La falla de cualesquiera de estos componentes causa la salida del punto de carga. La duración de salida y el número de clientes afectados debido a una falla en el componente son reducidos usando la protección extensa y esquemas de seccionalizamiento. El equipo seccionalizado proporciona medios convenientes de aislar una sección fallada. La fuente entonces se puede restaurar hacia las secciones no falladas, manteniendo el servicio a algunos de los puntos de carga, mientras que se repara el componente fallado. El tiempo tomado por este tipo de aislamiento y de acción de interrupción se refiere como tiempo de restauración [50]. En algunos sistemas, hay disposición para una fuente alterna en el caso de una falla. Esta fuente alterna se utiliza para suministrar a la sección del alimentador principal que se desconecta del suministro principal después de que se haya aislado la sección fallada. La fuente alterna, sin embargo, no siempre puede estar disponible y este factor se debe incluir en el análisis. Los fusibles son generalmente proporcionados en los distribuidores laterales. Las fallas en una distribuidor lateral o en un transformador de distribución son despejadas normalmente por un fusible y por lo tanto el servicio en el alimentador principal se mantiene.

En esta configuración, todas las cuchillas excepto esa que ésta conectada a la fuente alterna son normalmente cerrados, y el interruptor del alimentador y el bus de la fuente de la subestación se asume para ser completamente confiable.

En el caso 1, los puntos de carga del cliente A, B y C son suministrados del alimentador principal primario por fusibles laterales. La fuente alterna mostrada en la figura 3.8 se asume para estar indisponible en el caso 1. Los datos de los componentes individuales son como sigue:

Alimentador principal primario

0.1 fallas/millas del circuito/año, 3.0 horas del tiempo de reparación promedio

Laterales primarios

0.25 fallas/millas del circuito/año, 1.0 horas del tiempo de reparación promedio

El tiempo de seccionalización manual para cualquier acción de switcheo es 0.5 horas.

Tabla 3.2. Cálculos para el caso 1.

Componentes	Punto de carga A			punto de carga B			punto de carga C		
	λ (f/año)	r (hrs/f)	λr (hrs/año)	λ (f/año)	r (hrs/f)	λr (hrs/año)	λ (f/año)	r (hrs/f)	λr (hrs/año)
Sección principal									
2 millas	0.2	3.0	0.6	0.2	3.0	0.6	0.2	3.0	0.6
3 millas	0.3	0.5	0.15	0.3	3.0	0.9	0.3	3.0	0.9
1 milla	0.1	0.5	0.05	0.1	0.5	0.05	0.1	3.0	0.3
Sección lateral									
3 millas	0.75	1.0	0.75	--	--	--	--	--	--
2 millas	--	--	--	0.5	1.0	0.5	--	--	--
1 milla	--	--	--	--	--	--	0.25	1.0	0.25
	1.35	1.15	1.55	1.1	1.86	2.05	0.85	2.41	2.05

La aproximación analítica básica implica un análisis del modo y efecto de fallo que se utilizan en la tabla 3.1.

Donde

$$\lambda_s = \sum \lambda_i \qquad r_s = \frac{\sum \lambda_i r_i}{\sum \lambda_i} \qquad \text{y} \qquad U_s = \lambda_s r_s$$

λ = (fallas/año)

r = (horas/falla)

λr = (horas/año)

Este procedimiento para el caso 1 se ilustra en la tabla 3.2. Los resultados se resumen en la tabla 3.3.

Hay muchas configuraciones, particularmente en las localizaciones rurales, que tienen una topología similar a la mostrada en la figura 3.8. Los resultados mostrados en la tabla 3.3 se pueden utilizar para obtener los índices de funcionamiento del sistema.

Tabla 3.3. Índices calculados para el caso 1.

Índices	A	B	C
λ = (fallas/año)	1.35	1.10	0.85
r = (horas/falla)	1.15	1.86	2.41
U = (horas/año)	1.55	2.05	2.05

Los valores calculados se pueden comparar con valores medidos o, si están disponibles, con los índices estándares para el sistema para determinarse si la configuración es aceptable. Los cálculos similares se pueden conducir para investigar el efecto sobre los puntos de carga y la configuración de los índices del sistema y cambios de operación. Los cálculos para dos casos adicionales se dan en las tablas 3.4 y 3.6.

En el caso1, la fuente alterna mostrada en la figura 3.8 se asume para estar **indisponible**. Esta facilidad está **disponible en el caso 2**, con un tiempo de switcheo promedio de 1 hora.

Tabla 3.4. Cálculos para el caso 2.

Componentes	Punto de carga A			punto de carga B			punto de carga C		
	λ (f/año)	r (hrs/f)	λr (hrs/año)	λ (f/año)	r (hrs/f)	λr (hrs/año)	λ (f/año)	r (hrs/f)	λr (hrs/año)
Sección principal									
2 millas	0.2	3.0	0.6	0.2	1.0	0.2	0.2	1.0	0.6
3 millas	0.3	0.5	0.15	0.3	3.0	0.9	0.3	1.0	0.9
1 milla	0.1	0.5	0.05	0.1	0.5	0.05	0.1	3.0	0.3
Sección lateral									
3 millas	0.75	1.0	0.75	--	--	--	--	--	--
2 millas	--	--	--	0.5	1.0	0.5	--	--	--
1 milla	--	--	--	--	--	--	0.25	1.0	0.25
	1.35	1.15	1.55	1.1	1.5	1.65	0.85	1.24	1.05

Las tablas 3.4 y 3.5 ilustran el efecto de esta fuente alterna en los índices calculados de la confiabilidad. Puede verse que los índices de falla en el punto de la carga no son afectados por la capacidad del bay-pass de una configuración alterna. Esto se aplicará en todos los casos en los cuales la restauración del servicio se haga manualmente. Si se utiliza el switcheo automático y el tiempo de salida del cliente es considerado será tan corto que el evento no está clasificado como falla, entonces el índice de falla total será reducido a un valor cerrado del valor lateral primario. La capacidad del bay-pass tiene un efecto pronunciado en la longitud de la interrupción, particularmente para esos clientes en las extremidades del principal primario.

Tabla 3.5. Cálculo de los índices para el caso 2.

Índices	A	B	C
λ = (fallas/año)	1.35	1.10	0.85
r = (horas/falla)	1.15	1.50	1.24
U = (horas/año)	1.55	1.65	1.05

Los índices de falla en los puntos de carga son altamente dependientes sobre los componentes expuestos a la falla y al grado de aislamiento automático de un componente fallado en la red.

El caso 3 es una situación en la cual la fuente alterna está **indisponible** y cada lateral está conectado sólidamente al principal primario. En este caso, todos los puntos de carga tendrán el mismo índice de falla, pues cualquier falla dará lugar a disparar el interruptor del alimentador. El análisis para este caso se muestra en la tabla 3.6. Los resultados del punto y del sistema de carga se dan en la tabla 3.7.

Tabla 3.6. Cálculos para el caso 3.

Componentes	Punto de carga A			punto de carga B			punto de carga C		
	λ (f/año)	r (hrs/f)	λr (hrs/año)	λ (f/año)	r (hrs/f)	λr (hrs/año)	λ (f/año)	r (hrs/f)	λr (hrs/año)
Sección principal									
2 millas	0.2	3.0	0.6	0.2	3.0	0.6	0.2	3.0	0.6
3 millas	0.3	0.5	0.15	0.3	3.0	0.9	0.3	3.0	0.9
1 milla	0.1	0.5	0.05	0.1	0.5	0.05	0.1	3.0	0.3
Sección lateral									
3 millas	0.75	1.0	0.75	0.75	1.0	0.75	0.75	1.0	0.75
2 millas	0.5	0.5	0.25	0.5	1.0	0.5	0.5	1.0	0.5
1 milla	0.25	0.5	0.125	0.25	0.5	0.125	0.25	1.0	0.25
	2.10	0.92	1.93	2.10	1.39	2.93	2.10	1.57	3.30

Tabla 3.7. Cálculo de los índices para el caso 3.

Índices	A	B	C
λ = (fallas/año)	2.10	2.10	2.10
r = (horas/falla)	0.92	1.39	1.57
U = (horas/año)	1.93	2.93	3.30

CAPITULO 4

Evaluación económica

4.1. Introducción

Para muchos, la preparación y evaluación de un proyecto es un instrumento de decisión que determina que si el proyecto se muestra “rentable” debe implementarse pero que si “no resulta rentable” debe abandonarse [45].

En este capítulo se observará los métodos de evaluación económica como son, el valor presente neto (VPN), valor anual equivalente (VAE), tasa interna de rendimiento (TIR), relación costo beneficio (RCB), los cuales determinarán si el proyecto es rentable, tomando en cuenta el valor del dinero a través del tiempo.

4.2. Evaluación económica

En la evaluación económica se propone describir los métodos actuales de evaluación que toman en cuenta el valor del dinero a través del tiempo, como son la tasa interna de rendimiento y el valor presente neto. Ésta parte es muy importante, pues es la que al final permite decidir la implantación del proyecto.

Normalmente no se encuentran problemas en relación con el mercado o la tecnología disponible que se empleará en la fabricación del producto; por tanto, la decisión de inversión casi siempre recae en la evaluación económica. Ahí radica su importancia. Por eso, los métodos y los conceptos pálidos deben ser claros y convincentes para el inversionista [46].

4.3. Valor del dinero a través del tiempo

El dinero puede ganar un cierto interés, cuando se invierte por un cierto periodo usualmente un año. Es importante reconocer que un peso que se reciba en el futuro valdrá menos que un peso que se tenga actualmente.

Es precisamente ésta relación entre el interés y tiempo lo que conduce al concepto del valor del dinero a través del tiempo. Por ejemplo, un peso que se tenga actualmente puede acumular intereses durante un año, mientras que un peso que se reciba dentro de un año no nos producirá ningún rendimiento.

Por consiguiente, el valor del dinero a través del tiempo significa que cantidades iguales de dinero no tiene el mismo valor, si se encuentran en puntos diferentes en el tiempo y si la tasa de interés es mayor que cero [46, 47]

4.4. Conceptos básicos de evaluación económica

4.4.1. Proyecto

Es la búsqueda de una solución inteligente al planteamiento de un problema tendente a resolver, entre muchas, una necesidad económica [46].

4.4.2. Inversión económica y financiera

La inversión económica considera que la inversión representa el incremento neto de capital, es decir, es la parte del ingreso que se utiliza para obtener un producto y un ingreso futuro, toda vez que dicho ingreso se invierte en bienes económicos destinados a tareas productivas. Por ejemplo la adquisición de equipos de medición. Transformadores, y *la inversión financiera* considera que la inversión es la colocación en el sistema financiero de los excedentes de ingresos que no son consumidos [48].

4.5. Rentabilidad

En la rentabilidad se refleja la conveniencia de llevar a cabo una inversión, si es rentable es aceptable y viceversa, tanto en proyectos con fines de lucro, como en proyectos con fines sociales. Sin embargo, la definición de rentabilidad, se relaciona con dos grandes componentes que son las utilidades o beneficios y las inversiones mismas o costos establecidos. La rentabilidad se entiende como muchos beneficios con pocos desembolsos la minimización de dicha relación disminuye la rentabilidad.

La rentabilidad se expresa como una tasa de rendimiento generalmente anual, la cual revela las unidades monetarias obtenidas por los desembolsos iniciales. La tasa de rendimiento es equivalente a una tasa de interés normalmente conocida como Tasa de Recuperación Mínima Atractiva (TREMA).

Teóricamente existen tasas de rendimiento libres de riesgo, esto es, las que ofrecen el mercado de dinero a través de los bancos con un rendimiento fijo, lo único que se tiene que hacer es comprar certificados bonos o pagares y esperar a que transcurra el tiempo para poder obtener un rendimiento por el capital depositado. Se dice que no hay riesgo, sin embargo, frente a condiciones de inestabilidad económica se presentan dos grandes riesgos, la devaluación y la inflación, por lo que invertir en éstas condiciones en los instrumentos bancarios mencionados tiene un gran riesgo que muchos analistas e inversionistas no valoran bien para tomar decisiones. Suponiendo que existan condiciones de estabilidad económica entonces la TREMA tasa de rendimiento de cualquier inversionista que decida realizar una empresa será como se indica en la ecuación 4.1.

$$\text{TREMA} = i + X_p \quad (4.1)$$

Donde i es la tasa que otorgaría el banco libres de riesgo, y X_p o riesgo serían los puntos adicionales que el inversionista desea ganar por arriesgar el dinero en un proyecto fuera del banco, que van de 1 a 10 puntos dependiendo del nivel de riesgo o las ganancias que se deseen obtener [48].

4.6. Tipos de intereses

Existen dos tipos de interés el “simple” y el “compuesto”, la diferencia fundamental entre éstos dos tipos de intereses estriba en el hecho de que cuando se utiliza interés compuesto, los intereses a su vez generan intereses, mientras que cuando se utiliza interés simple los intereses son función únicamente del principal, el número de periodos y la tasa de interés.

Para ilustrar la diferencia entre estos dos intereses, suponga que se ha pedido prestados \$1000 para pagarlos dentro de 2 años a una tasa de interés del 10%. Si se utiliza interés simple, entonces la cantidad a pagar sería:

$$1000 + 1000(2)(0.1) = 1200$$

Por otra parte, si se utiliza interés compuesto, el adeudo al final del segundo año sería como se muestra en la tabla 4.1.

Tabla 4.1. Ejemplo del interés compuesto.

Año	Adeudo al principio de año	intereses	Adeudo al final del año
1	1000	100	1100
2	1100	110	1210

Como se puede observar, existe una diferencia entre los adeudos obtenidos mediante estos dos enfoques. Esta diferencia se debe precisamente a los intereses (\$10) que produjeron los intereses (\$100) generados en el primer año.

La tabla 4.2 resume y describe brevemente las seis fórmulas de los tipos de interés. Para simplificar cálculos, los seis factores descritos en esta sección se tabulan para los valores comúnmente usados de i y de n y se publican generalmente en manuales y textos de la ingeniería en economía de las finanzas [49].

Tabla 4.2. Resumen de las fórmulas del interés para las evaluaciones económicas.

Nombre de la fórmula	Para encontrar	Dado	Ecuación	Uso
Cantidad compuesta simple	F	P	$F = P(1+i)^n$	Encuentra una cantidad equivalente futura de una cantidad presente
Valor presente simple	P	F	$P = \left[F \frac{1}{(1+i)^n} \right]$	Encuentra una cantidad equivalente presente de una cantidad futura
Cantidad compuesta de una serie uniforme	F	S_n	$F = S_n \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i} \right]$	Encuentra una cantidad futura equivalente de una serie uniforme de flujos efectivos
Fondo de hundimiento uniforme	S_n	F	$S_n = F \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right]$	Encuentra una serie uniforme de una suma equivalente de flujos efectivos para una cantidad futura
Recuperación del capital uniforme	S_n	P	$S_n = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$	Encuentra una serie uniforme de una suma equivalente de periodos finales para una cantidad presente
Valor presente de series uniformes	P	S_n	$P = S_n \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$	Encuentra una suma equivalente presente a una serie uniforme de la suma de periodos finales

Definición de las variables:

P = Es el valor presente del dinero

F = Es el valor futuro del dinero en el final de los n periodos

i = Tasa de interés o de descuento por periodo

n = Es el número del interés o de los periodos que se descuentan

S_n = Flujo efectivo neto del periodo n .

4.7. Valor presente neto máximo

En la discusión que sigue, los proyectos de inversión individuales se asumen para ser caracterizados por los flujos del tiempo de réditos (o beneficios) y de los costos, donde R_t y C_t denotan los réditos (beneficios) y los costos en el año t , respectivamente. Ambos se miden en términos monetarios. Una vida esperada del proyecto de n períodos de tiempo y un índice discreto de descuento i se asume en las expresiones matemáticas presentadas.

El más comprensivo de todos los criterios del valor presente implica alternativas de los arreglos según sus beneficios descontados netos, según la diferencia entre el valor presente de los réditos (beneficios) y el valor presente de los costos. Este criterio se utiliza a menudo en análisis del orden público. Matemáticamente, el criterio del valor presente neto puede ser expresado como se indica en la ecuación 4.2 [49]:

$$\text{Valor presente neto} = \sum_{t=1}^n \frac{R_t - C_t}{(1+i)^t} \quad (4.2)$$

4.8. Costo del valor presente mínimo

Con suposiciones o correcciones apropiadas para la igualdad del servicio esperada de cada una de las alternativas consideradas, la primera dificultad conocida para el criterio del valor presente neto máximo puede ser fácilmente removido para sustituir el criterio de los costos del valor presente mínimo como se indica en la ecuación 4.3 [49]:

$$\text{Costo del valor presente} = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} \quad (4.3)$$

donde C_t representa el flujo del costo anticipado

4.9. Costo de generación del valor presente mínimo

Si se aplica correctamente, el criterio de los costos de generación no diferencia en sustancia del costo total del valor presente. Sin embargo corrige, automáticamente para las desigualdades tales como diferencias del tamaño y de vidas de operación estimadas, y en el mismo tiempo permite una presentación algo más simple de los resultados. El costo de generación de la unidad de una estación de construcción, involucra un flujo de costo de C_t de combustible y de operación y que en un cierto tiempo de salida de energía es esperada para ser E_t , se define como se indica en la ecuación 4.4 [49]:

$$\text{Costo de generación del valor presente} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (4.4)$$

Esta definición de los costos de generación de la unidad puede aparecer en el mismo tiempo demasiado simple y demasiado abstracto. Su aplicación, sin embargo, presupone una serie entera de cálculos laterales para determinar la distribución de costos en un cierto tiempo (C_t) y el horario de la producción energética futura (E_t). Además, estos costos de generación serán generalmente absolutamente diferentes de éstos cálculos a veces seleccionando en un año “típico” de operación, calculando el capital fijo anual, combustible, costos de operación y de mantenimiento por la producción de energía anual [49].

4.10. Relación costo beneficio

El criterio de costo beneficio, usado a veces en el análisis de grandes proyectos de potencia, involucra arreglos de proyectos alternativos para el índice de los valores del valor presente de réditos para los valores del valor presente de los costos como se indica en la ecuación 4.5.

$$\text{Relación costo beneficio} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{R_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}} \quad (4.5)$$

Esta formulación da una medida de los beneficios descontados por el dólar de costos descontados. En general, este criterio, como todos los criterios basados en cocientes, está abierto a las objeciones metodológicas serias. Por ejemplo de los tamaños de los proyectos competentes (en términos de beneficios y costos) no se revelan en los cocientes resultantes. Además, se aplica raramente en comparaciones de equipo de potencia debido a la dificultad mencionada ya determinada R_t para diferentes proyectos y porque, si los réditos se asumen para ser idénticos para todos los proyectos, reduciendo al criterio del costo del valor presente mínimo [49].

Las ventajas y las desventajas del análisis del valor presente están claras. Proporciona un tratamiento sistemático de los flujos del tiempo irregulares del costo y de réditos y, en las marcas de proceso es necesario para indicar explícitamente todas las suposiciones en artículos de costo importantes, tales como costos de combustible futuros.

Además, permite que (por lo menos en el caso del impuesto libre de las compañías) la cuestión difícil de la depreciación sea descuidado totalmente. La dificultad principal es la selección de un índice conveniente de descuento. Para superar esto, las tentativas se han hecho para idear los criterios que serían basados solamente en los costos y los réditos de los proyectos comparados, sin recurso a cualquier parámetro extraño [49].

4.11. Métodos de evaluación

4.11.1. Método del valor anual equivalente (VAE)

Este método consiste en que todos los ingresos y gastos que ocurren durante un período son convertidos a una anualidad equivalente (uniforme). Cuando dicha anualidad es positiva, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.

Este método es muy popular por que la mayoría de los ingresos y gastos que origina un proyecto son medidos en bases anuales. [47]. En la ecuación 4.6 se indica el cálculo del VAE.

$$VAE = \sum_{n=0}^n P_x \frac{i(1+i)^{n-1}}{(1+i)^n - 1} \quad (4.6)$$

Cabe destacar que este método toma en cuenta el valor del dinero a través del tiempo, ya que incorpora el elemento de la tasa de descuento o actualización i , que considera el uso alternativo que se pudiera dar a ese dinero, así como el riesgo de realizar dicha inversión P_x , que se expresa en puntos con relación a la tasa i , por lo regular a esta tasa se le denomina como TREMA (Ecuación 4.1). Para el caso de que se tengan varios proyectos, o casos de estudio en los cuales se deba de seleccionar una y solamente una alternativa (proyectos mutuamente excluyentes), se selecciona aquel que tenga el mayor valor anual equivalente con signo positivo. En el caso de que todas las alternativas de inversión presenten valores de anualidades equivalentes negativas, no se deberá realizar o seleccionar ningún proyecto.

4.11.2. Método del valor presente neto (VPN)

El método del valor presente es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión [47]. Cuando se hacen cálculos de pasar, en forma equivalente, dinero del presente al futuro, se utiliza una i de interés o de crecimiento del dinero.

Pero cuando se quiere pasar cantidades futuras al presente, como en éste caso, se usa una *tasa de descuento*, llamada así por que descuenta el valor del dinero en el futuro a su equivalente en el presente, y a los flujos traídos al tiempo cero se les llama flujos descontados.

Este método consiste en comparar todas las ganancias esperadas contra todos los desembolsos necesarios para producir esas ganancias, en términos de su valor equivalente en este momento o tiempo cero. Es claro que para aceptar un proyecto las ganancias deberán ser mayores que los desembolsos, lo cual dará como resultado que el VPN sea mayor que cero. Es decir, si la diferencia resulta positiva, significa que los beneficios puestos al VPN a un año de referencia son mayores a los costos que ocasiona el funcionamiento del proyecto, lo que significa que el proyecto es rentable [46].

Para comprender mejor la definición anterior a continuación se muestra la ecuación 4.8 utilizada en ésta tesis para evaluar el valor presente de los flujos generados por un proyecto de inversión [47]:

$$VPN = -S_0 + \sum_{n=1}^n \frac{S_n}{(1+i)^n} \quad (4.7)$$

ó

$$VPN = -S_0 + \frac{S_n \left((1+i)^n - 1 \right)}{i(1+i)^n} \quad (4.8)$$

donde:

VPN = Valor presente neto

$-S_0$ = Inversión inicial

S_n = Flujo de efectivo neto del periodo n

n = Número de años de vida del proyecto

i = Tasa de interés

Finalmente, conviene mencionar que en la mayoría de los casos, el valor presente para diferentes valores de i , se comporta como aparece en la figura 4.1.

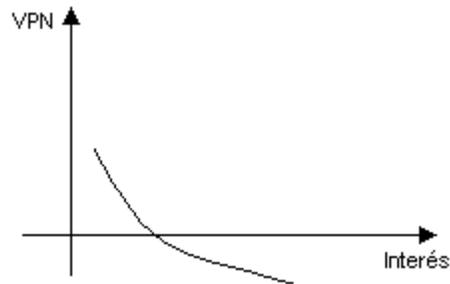


Figura 4.1. Comportamiento del VPN variando la tasa de interés “ i ”.

Lo anterior se debe al hecho de que generalmente todos los proyectos de inversión demandan desembolsos en su etapa inicial y generan ingresos en lo sucesivo. En la Figura 4.1 se observa que el VPN de un proyecto decrece conforme se utilizan tasas de descuento “ i ” más altas, debido a que requieren más beneficios y por tanto es cada vez más difícil obtenerlos [47].

4.11.3. Método de la tasa interna de rendimiento (TIR)

En todos los criterios de decisión, se utiliza alguna clase de índice, medida de equivalencia, o base de comparación capaz de resumir las diferencias de importancia que existe entre las alternativas de inversión. Es importante distinguir entre criterio de decisión y una base de comparación. Esta última es un índice que contiene cierta clase de información sobre la serie de ingresos y gastos a que da lugar una oportunidad de inversión [47].

La TIR es un índice de rentabilidad ampliamente aceptado. Está definida como la tasa de interés que reduce a cero el valor presente, el valor futuro, o el valor anual equivalente de una serie de ingresos y egresos. Los cálculos del valor actual requieren del uso de tipo de descuento. Los tipos de descuentos son escogidos, pueden tener un profundo impacto cuando son comparados con las soluciones.

Esto es porque un alto índice de descuento favorecerá fuertemente las opciones que difieren en las inversiones hasta los últimos años. Dicho de otra manera, representa el porcentaje o tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, en forma tal que al final de la vida del proyecto el saldo no recuperado es igual a cero.

$$TIR = i \text{ que hace el } VPN = -S_0 + \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} \quad (4.9)$$

$$TIR = -S_0 + \frac{S_t((1+i)^t - 1)}{i(1+i)^t} = 0 \quad (4.10)$$

4.11.4. Método de la relación costo beneficio (RCB)

Este método consiste en dividir el VPN de los beneficios o ingresos de un proyecto entre el VPN de los costos o egresos del mismo (valores absolutos). El criterio de decisión es emprender el proyecto cuando la relación beneficio/costo sea mayor que uno, ya que esto indica que el VPN de los beneficios es mayor al de los costos. Para comparar proyectos desde una perspectiva de B/C, se usa la siguiente formula [1]: En ésta tesis se utiliza la ecuación 4.11 para el cálculo de la RCB.

$$RCB = \frac{VPN_{beneficios}}{VPN_{costos}} \quad (4.11)$$

Cabe notar que cuando la RCB es igual a uno, el VPN y la anualidad equivalente son cero, en tanto la TIR es igual a TREMA, lo cual indica que el proyecto es rentable, pero se encuentra en su límite.

El análisis costo beneficio es una buena forma para priorizar proyectos y muchas empresas están haciendo el uso de las medidas B/C en sus procesos de presupuesto. Esto es valioso especialmente cuando los presupuestos son limitados y solo un número limitado de proyectos propuestos pueden ser aprobados, en tales situaciones, todos los proyectos pueden ser categorizados basados en sus análisis B/C y pueden ser aprobados en el orden hasta que los límites del presupuesto sean alcanzados. En ésta tesis se utiliza la ecuación 4.11 para el cálculo de la RCB.

4.12. Evaluación de proyectos mutuamente exclusivos

En la evaluación de proyectos mutuamente exclusivos por el método de la TIR, existen dos principios que se deben tomar en cuenta. Estos son:

- Cada incremento de inversión debe ser justificado, es decir, la alternativa de mayor inversión será la mejor, siempre y cuando la TIR del incremento en la inversión sea mayor que la TREMA.
- Solamente se puede comparar una alternativa de mayor inversión con una de menor inversión, si esta ya ha sido justificada.

El criterio de selección al utilizar este método, es escoger el proyecto de mayor inversión para el cual todos los incrementos de inversión fueron justificados [47]. Debe notarse que cuando el método de la TIR se utiliza al seleccionar el proyecto de mayor TIR podría conducir a condiciones subóptimas.

La aplicación del criterio de decisión que se recomienda utilizar con el método de la TIR, implica determinar la TIR del incremento de inversión. Esta tasa de rendimiento puede ser encontrada por cualquiera de las siguientes alternativas:

- Encontrar la tasa de interés para la cual los valores anuales equivalentes de las dos alternativas son iguales.
- Encontrar la tasa de interés para la cual los valores presentes de las dos alternativas son iguales.
- Encontrar la tasa de interés para la cual el valor presente del flujo de efectivo neto de la diferencia entre las dos alternativas es igual a cero [47].

4.12.1. Proyectos sin tasas de rendimiento

Se debe de reconocer que existen algunos proyectos para los cuales no existe la TIR. El ejemplo común de esta situación se presenta en los casos en que el flujo efectivo está formado en su totalidad, ya sea por ingresos o egresos.

Generalmente, los casos más comunes de este tipo son los proyectos para los cuales se conocen solamente los egresos. Para este caso, no es posible determinar la TIR de cada proyecto en forma individual [47].

4.12.2. Proyectos con una sola tasa de rendimiento

Es deseable y fácil analizar las propuestas con una sola TIR, pero para tal caso es necesario conocer las condiciones que se tienen que cumplir para que se garantice la existencia de una sola TIR. Se puede decir por norma general, que toda propuesta de inversión cuyos desembolsos ocurran en los primeros periodos de su vida, y los ingresos en los periodos posteriores, y además se cumpla que la suma absoluta de los ingresos sea mayor que la suma absoluta de los egresos, tendrá una función de valor presente similar a la presentada en la Figura 3.2 es decir, la propuesta tendría una sola tasa de rendimiento [47].

4.12.3. Proyectos con múltiples tasas internas de rendimiento

La mayoría de las propuestas de inversión que son analizadas en una empresa, consista de un desembolso inicial, o una serie de desembolsos iniciales, seguidos por una serie de ingresos positivos. Para estas situaciones, la existencia de una sola tasa de rendimiento facilita grandemente el procedimiento de toma de decisiones. Sin embargo, no todas las propuestas generan flujos de efectivo de este tipo. Para algunas propuestas, los reembolsos requeridos no están restringidos a los primeros periodos de vida de la inversión. Por consiguiente, es posible que en los flujos de efectivo netos existan varios cambios de signo. Para estos casos, es posible que la propuesta presente el fenómeno de tasas múltiples de rendimiento [47].

CAPITULO 5

Pruebas y Resultados

5.1. Introducción

A continuación se presenta las pruebas y los resultados obtenidos de un análisis de flujos de potencia (*FP's*), en donde las redes de prueba fueron seleccionadas para la aportación de esta tesis. Primeramente el (*FP's*) se realizó para una red que recolecta energía de una central eoloeléctrica. Para este trabajo los estudios se realizaron en la red eólica La Mata 23/230kV (subterránea) de 151 nodos y posteriormente se validaron los resultados con el análisis de (*FP's*) para la red eólica La Mata 23/230 kV (aérea) de 151 nodos.

5.2. Análisis de flujos de potencia (*FP's*)

Se utilizó como red de prueba, una red para recolectar energía de una central eoloeléctrica, en este caso el análisis se realizó para la red eólica La Mata 23/230kV (subterránea) de 151 nodos cuyos datos completos del sistema se encuentran en el apéndice C de esta tesis (sección C.2). Esta red se compone de un barra de 23kV, y a la vez se derivan de esta 4 alimentadores donde todos estos alimentadores en conjunto se conectan a una serie de generadores de inducción con capacidades iguales a 900 kW.

5.3. Red de prueba de 151 nodos (subterránea)

Esta red cuenta con 151 nodos que se dividen en 1 nodo de generación y que a la vez es un nodo compensador, 75 nodos de carga con una capacidad de 0.0 MW en cada nodo, 75 nodos de carga con una capacidad de 0.900 MW en cada nodo y 150 cables subterráneos. Se simplifica a un sistema sin elementos en derivación y ni transformadores.

Primeramente se modelo y se simplifico en forma manual la subestación eólica La Mata de 23/230kV, se cálculo cada uno de los parámetros donde fueron convertidos a unidades en p.u. para analizar el estudio de flujos de potencia en toda la red, se identificó los tres tipos de nodos con que cuenta la red como son; *nodo compensador, generación y carga*.

Una vez identificados estos tres tipos de nodos, se realizo el conteo total de nodos de generación, carga, así como el definir cual sería el nodo compensador, a este último se le asigno a la barra de 23kV y al mismo tiempo se le definió como nodo de generación haciéndose el conteo del número total de líneas (cables subterráneos) con que cuenta este sistema.

Una vez identificados el número total de nodos y líneas (cables subterráneos), el resultado para este sistema fue en total 151 nodos uno fue de generación-compensador, 150 líneas (cables subterráneos), para el caso del análisis de flujos de potencia se utilizo el método iterativo de Newton-Raphson, utilizándose una potencia base de 100MVA y los nodos de generación se les asigno el valor de 0.0 y los nodos de carga se les asigno el valor de 1.0.

Se le asigno al sistema un número de nodo y de que tipo correspondían, para este caso el nodo número 1 fue de tipo generación-compensador y del nodo 2 al 151 se les asignaron nodos de tipo carga, para este caso a cada nodo se le asigno su resistencia y su reactancia en unidades $P_{G,C}(MW)$ y $Q_{G,C}(MVAr)$.

Se enumeraron todas las líneas ó cables del sistema y se enumeraron de que nodo a que nodo se encontraban conectadas, indicando respectivamente su resistencia y su reactancia en unidades pu.

En el caso de este sistema se encuentra alimentado por medio de generadores de inducción, donde estos le proporcionan al sistema potencia activa en MW pero a la vez estos generadores reciben potencia reactiva en MVAr, al mismo tiempo estos generadores de inducción se encuentran cada uno a un bus de 600volts y al mismo tiempo tiene conectados estos generadores de inducción un dispositivo externo que son unos capacitores.

Por último se analizó (*FP's*) en toda la red con el método iterativo de Newton-Raphson dando como resultado que en la segunda iteración converge el sistema, en este capítulo se indican los resultados.

Se corrió el programa de flujos dando en cada bus el resultado de los voltajes, ángulos, potencia real, potencia reactiva en cada nodo de generación o carga, la potencia real esta dada en MW y la potencia reactiva esta dada en MVAr, también se muestra los flujos en las líneas (cables subterráneos), así como los nodos de salida y llegada, incluyendo su potencia real y reactiva respectivamente en cada línea

Este análisis se realizó primero para la subestación eólica La Mata 23/230 kV (subterránea) y luego el mismo procedimiento se realizó para una red aérea.

Se tomaron los mismos criterios en cuanto a números de nodos y números de líneas aéreas, en el caso de las líneas aéreas se utilizaron las que normalmente usa la compañía de luz y fuerza para un bus de 23 kV en México .

Los resultados de todos estos estudios se indican en este capítulo incluyendo el dibujo de cada uno de los sistemas. El diagrama de la red subterránea se ilustra en la figura 5.1.

INSTALACION ELECTRICA DEL VALLE DE MEXICO

SUBESTACION LA MATA 23 / 230 kV

(SUBTERRANEA)

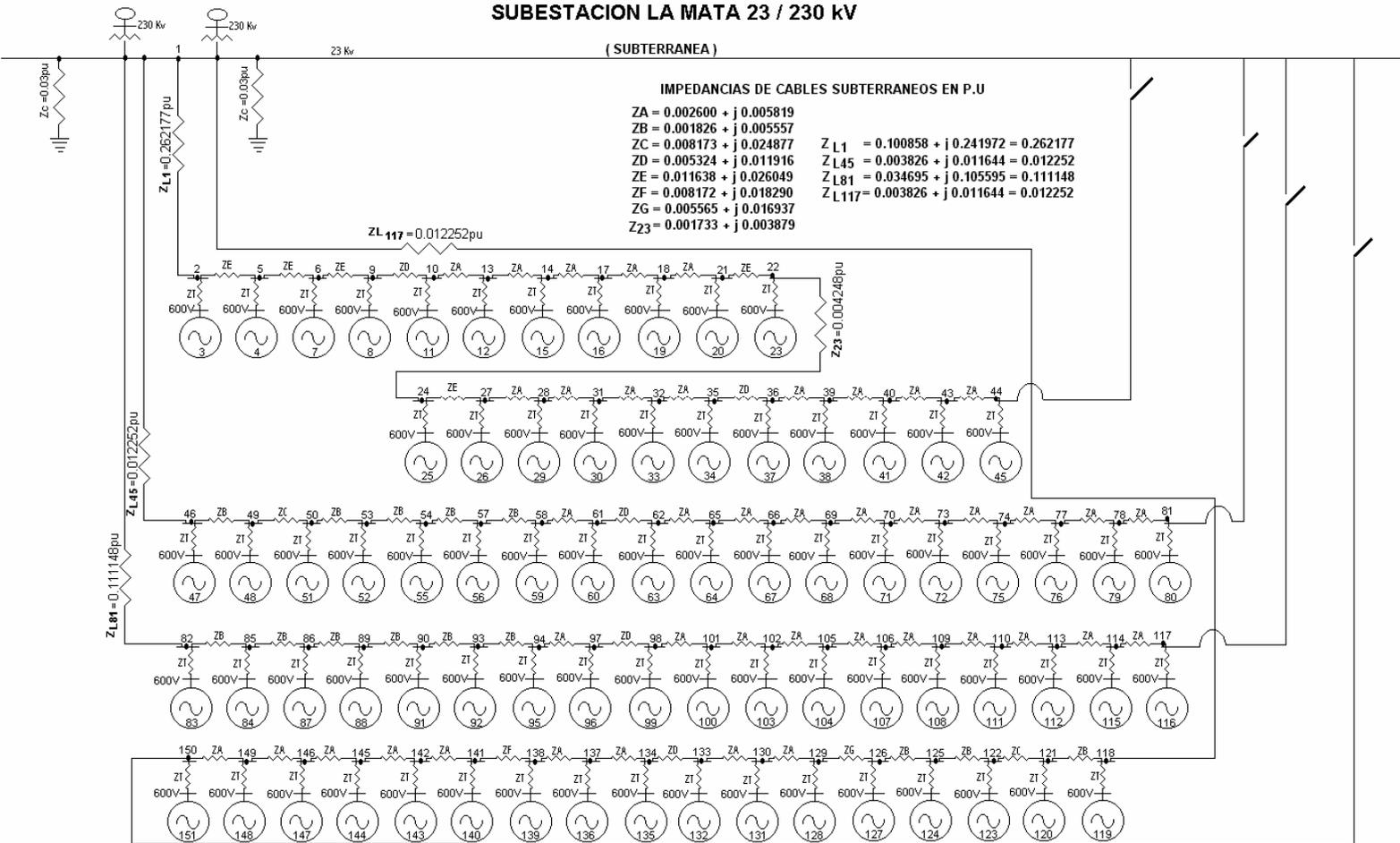


Figura 5.1 Diagrama unifilar de la red subterránea de prueba de 151 nodos.

Al reducirse la subestación se identificaron los tres diferentes tipos de nodos con que cuenta esta red de prueba (subterránea).

Tabla 5.1. Tipo de nodos con que cuenta la red eólica La Mata 23/230 kV (subterránea).

<i>Nodo o bus</i>	<i>Cantidades conocidas</i>	<i>Cantidades Desconocidas</i>
Flotante o Compensador	V y δ	P y Q
Generación	V y P	Q y δ
Carga	P y Q	V y δ

Una vez identificados los nodos mencionados en la tabla 5.1, se toma el siguiente criterio para el análisis de flujos analizado con el método iterativo de Newton-Raphson [20], a continuación se indica en la tabla 5.2.

Tabla 5.2. Elementos para la red subterránea de prueba.

<i>Descripción de los elementos</i>	<i>cantidad</i>
El numero total de nodos o buses	151
El numero total de líneas	150
El numero total de nodos generadores	1
Potencia base	100MVA

Para el estudio de flujos de potencia el tipo de nodo se definió de la siguiente manera:

Nodo de generación = **0.0**

Nodo de Carga = **1.0**

En la tabla 5.3 se indica el número y que tipo de nodo cuenta la red (subterránea) de prueba.

Tabla 5.3. Numeración y clasificación de los nodos de la red de prueba (subterránea).

<i>Número de nodo</i>	<i>Tipo de nodo</i>
1	0.0
2 -151	1.0

Al analizar flujos de potencia en la red (subterránea) de prueba de 151 nodos, da como resultado que en la segunda iteración el sistema converge, esto se indica en la tabla 5.4.

Tabla 5.4. Resultados de cada una de las iteraciones que se realiza en el estudio de (FP's).

No. de iteraciones	Desv. máx
0	0.00900
1	0.00620
2	0.00005
convergencia en 2 iteraciones	

Como resultado del análisis de (FP's) arroja el resultado de los voltajes y ángulos en cada bus, también se muestra la potencia real y reactiva en cada nodo de generación al igual que en el nodo de carga, la potencia real esta dada en MW y la potencia reactiva esta dada en MVAR para esta red (subterránea) de prueba. Éstos datos se indican en el apéndice B, sección B.2, tabla B.1. En la tabla B.2, se muestra los flujos en los cables, así como los nodos de salida y llegada, incluyendo su potencia real y reactiva respectivamente en cada cable.

5.4. Red de prueba de 151 nodos (aérea)

Para el caso de la red de prueba (aérea) de 151 nodos cuenta con las mismas características que la red de prueba (subterránea) con la diferencia que en lugar de utilizar cables estos se cambiaron por líneas aéreas para un bus de 23 kV que usa normalmente la compañía de luz y fuerza en México, las líneas usadas para este estudio fueron las siguientes:

ALD-336

ACSR-2

1/0

respectivamente, el sistema se simplifica sin considerar elementos en derivación y ni transformadores. El diagrama de la red aérea de prueba se ilustra en la figura 5.2.

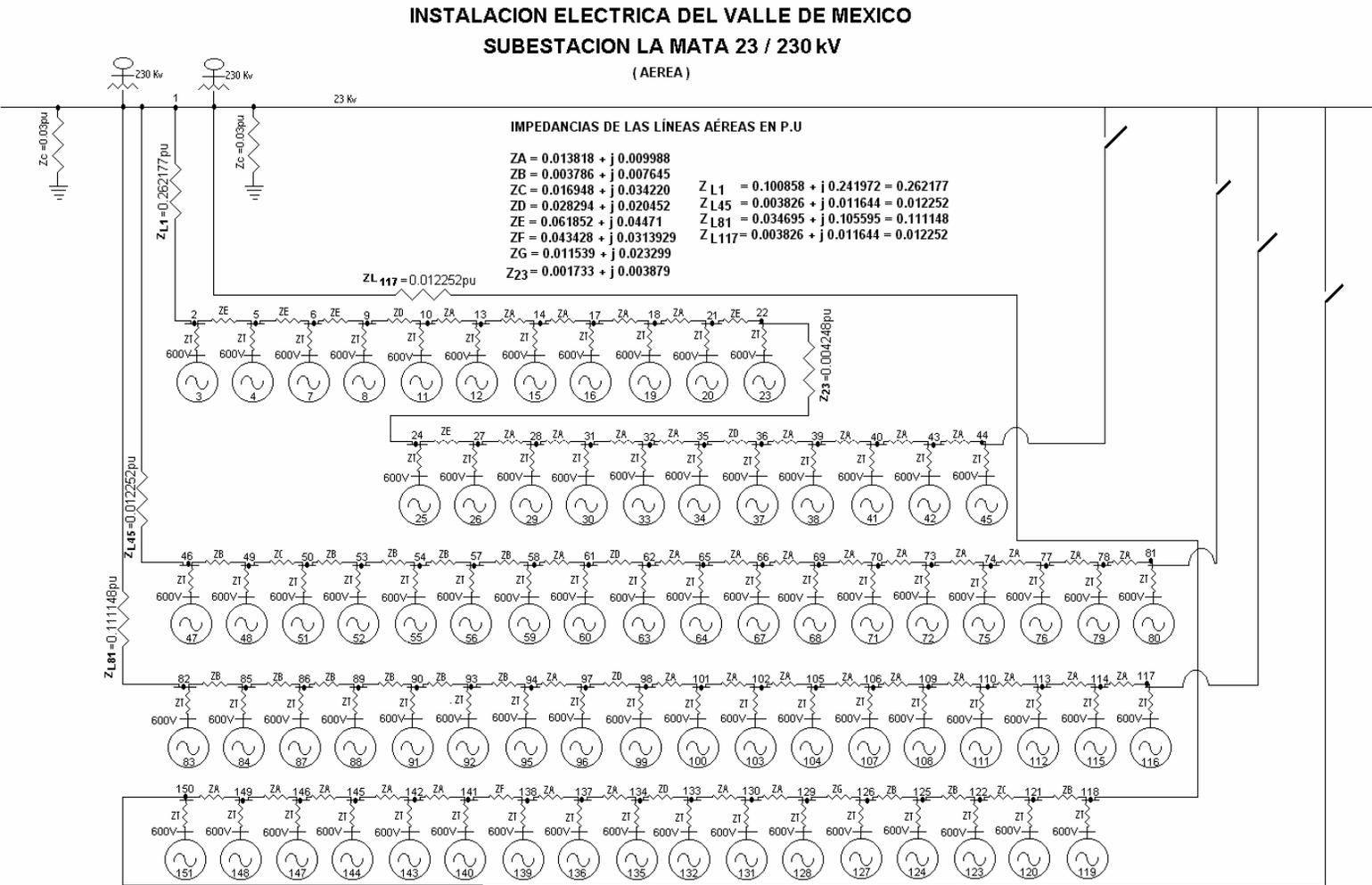


Figura 5.2. Diagrama unifilar de la red aérea de prueba de 151 nodos.

La tabla 5.3 es la misma para esta red de prueba, ya que los criterios para el análisis de (*FP's*) fueron los mismos para ambas redes de pruebas. En el apéndice C, se indican las Tablas C.1 y C.2 donde se dan los datos de que nodo a que nodo esta conectada el cable y la línea, indicando la resistencia y reactancia de la línea en unidades (pu), también se indican las potencias de generación y potencias de carga en cada nodo estas potencias están dadas en MW y MVA_r.

Al analizar flujos de potencia (*FP's*) en la red (aérea) de prueba de 151 nodos, da como resultado que en la segunda iteración el sistema converge, esto se indica en la tabla 5.5.

*Tabla 5.5. Resultados de cada una de las iteraciones que se realiza en el estudio de (*FP's*).*

No. de iteraciones	Desv. máx
0	0.00900
1	0.00765
2	0.00006
convergencia en 2 iteraciones	

Como resultado del análisis de (*FP's*) arroja el resultado de los voltajes y ángulos en cada bus, también se muestra la potencia real y reactiva en cada nodo de generación al igual que en el nodo de carga, la potencia real esta dada en MW y la potencia reactiva esta dada en MVA_r para esta red (aérea) de prueba. Éstos datos se indican en el apéndice B, sección B.4, tabla B.3. En la tabla B.4, se muestra los flujos en las líneas, así como los nodos de salida y llegada, incluyendo su potencia real y reactiva respectivamente en cada línea.

Después de haber analizado (*FP's*) en las dos redes de prueba podemos finalizar diciendo que en el caso del sistema con cables subterráneos una vez analizado (*FP's*) en todo el sistema se observó que el sistema absorbe una potencia real de **66.667 MW** y que a la vez proporciona una potencia reactiva de **10.107 MVA_r** a todo el sistema. Los flujos de los cables del nodo de generación tiene una potencia real de **19.2081 MW** y una potencia reactiva de **5.4938 MVA_r**, es el nodo donde se presenta el mayor flujo de potencia, esto es correcto ya que es el nodo compensador que absorbe la mayoría de la potencia activa y que a la vez le proporciona potencia reactiva al sistema. El sistema tuvo pérdidas de **0.82373 MW** de potencia real y **2.11783 MVA_r** de potencia reactiva.

En cuanto al sistema con líneas aéreas también se analizó (*FP's*) en todo el sistema observándose que este sistema absorbe una potencia real de **65.713 MW** y proporciona una potencia reactiva de **10.419 MVar** a todo el sistema. Los flujos en las líneas del nodo de generación tiene una potencia real de **18.5181 MW** y una potencia reactiva de **5.6677 MVar**, es el nodo donde se presenta el mayor flujo de potencia, esto es correcto ya que es el nodo compensador que absorbe la mayoría de la potencia activa y que a la vez le proporciona potencia reactiva al sistema. El sistema tuvo pérdidas de **1.79201 MW** de potencia real y **2.45866 MVar** de potencia reactiva.

5.5. Análisis de confiabilidad en las redes de prueba

A continuación se presenta las pruebas y los resultados obtenidos en el análisis de confiabilidad en las red (subterránea y aérea) de prueba de 151 nodos, en donde ambas redes de prueba fueron seleccionadas para la aportación de esta tesis. Primeramente el análisis de confiabilidad se realizó para la red eólica La Mata 23/230kV (subterránea) de 151 nodos y posteriormente se validaron los resultados con el análisis de confiabilidad para la red eólica La Mata 23/230kV (aérea) de 151 nodos. Con las consideraciones descritas en el capítulo 3.

En la mayoría de los sistemas radiales se cuenta con una fuente alterna, esto es para el sistema no se quede sin servicio en el momento de que ocurra una falla, la fuente alterna no siempre ésta disponible y éste factor se debe incluir en el análisis. En esta tesis se calcula los índices promedio de funcionamiento para el sistema como son el índice de falla (λ), tiempo de reparación (r) y el tiempo de salida del punto de carga ó indisponibilidad (U) anual promedio. Estos índices se calcularon como se indica en el ejemplo de la figura 3.8, de la sección 3.11.

El análisis consistió en dos casos de estudio, el primer caso el sistema se evalúa de tal forma que todas las cuchillas excepto esa que está conectada al bus de 23 kV están normalmente cerradas y donde el interruptor de cada alimentador y el bus de 23kV son completamente confiables. Este análisis se realizó primero para la red subterránea y posteriormente para la red aérea.

Para el caso1, no se considera la cuchilla que se encuentra conectada al bus de 23 kV y los datos de los índices para los componentes se mencionan a continuación.

Alimentador principal primario

$\lambda = 0.00617$ fallas/km/año $r = 35$ horas de tiempo de reparación

El tiempo de seccionalización manual para cualquier acción de switcheo es 0.5 horas.

Los valores de los índices de falla y de reparación tanto para la evaluación de la red subterránea/aérea se tomaron de la referencia [51].

Se evalúa cada alimentador de la red en estudio y se forma una tabla como la del ejemplo de la figura 3.8, como se indica en la tabla 3.2, ésta tabla se simplifica creándose las tablas 5.6, 5.7, 5.8, 5.9, indican el cálculo de índices para los diferentes casos de falla en los cables subterráneos

Tabla 5.6. Resultados finales de los índices del alimentador 1 del cable, no se contempla el interruptor.

Alimentador 1									
Secciones del cable									
Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$\lambda_{(falla/año)}$	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024
$r_{(hr/falla)}$	18.0	19.0	20.0	21.0	21.9	22.8	23.8	24.7	26.62
$U_{(hr/año)}$	0.436	0.459	0.481	0.504	0.526	0.548	0.571	0.593	0.639

Alimentador 1									
Secciones del cable									
Índice	10	11	12	13	14	15	16	17	18
$\lambda_{(falla/año)}$	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024
$r_{(hr/falla)}$	27.5	28.5	29.4	30.3	31.3	32.2	33.1	34.0	35.0
$U_{(hr/año)}$	0.661	0.684	0.706	0.728	0.751	0.773	0.795	0.818	0.840

Tabla 5.7. Resultados finales de los índices del alimentador 2 del cable, no se contempla el interruptor.

Alimentador 2									
Secciones del cable									
Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$\lambda_{(falla/año)}$	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015
$r_{(hr/falla)}$	4.0	5.0	12.0	13.2	14.7	16.2	17.7	19.2	22.26
$U_{(hr/año)}$	0.054	0.076	0.177	0.199	0.221	0.244	0.266	0.289	0.334

Alimentador 2									
Secciones del cable									
Índice	10	11	12	13	14	15	16	17	18
$\lambda_{(falla/año)}$	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015
$r_{(hr/falla)}$	23.8	25.26	26.7	28.26	29.7	31.2	32.7	34.2	35.0
$U_{(hr/año)}$	0.357	0.379	0.401	0.424	0.446	0.469	0.491	0.513	0.536

Tabla 5.8. Resultados finales de los índices del alimentador 3 del cable, no se contempla el interruptor.

Alimentador 3											
Secciones del cable											
Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$\lambda_{(falla/año)}$	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049
$r_{(hr/falla)}$	17.0	19.0	21.1	23.1	24.0	24.5	24.9	25.4	25.9	26.3	28.4
$U_{(hr/año)}$	0.833	0.933	1.034	1.134	1.179	1.202	1.224	1.247	1.269	1.291	1.391

Alimentador 3											
Secciones del cable											
Índice	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
$\lambda_{(falla/año)}$	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049
$r_{(hr/falla)}$	28.7	30.7	31.2	31.6	32.1	32.5	33.4	33.9	34.4	34.8	35.0
$U_{(hr/año)}$	1.406	1.506	1.529	1.551	1.573	1.596	1.641	1.664	1.686	1.708	1.731

Tabla 5.9. Resultados finales de los índices del alimentador 4 del cable, no se contempla el interruptor.

Alimentador 4								
Secciones del cable								
Índice	1	2	3	4	5	6	7	8
$\lambda_{(falla/año)}$	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017
$r_{(hr/falla)}$	3.0	4.0	10.4	11.8	13.1	17.1	18.4	19.7
$U_{(hr/año)}$	0.055	0.077	0.177	0.200	0.223	0.291	0.313	0.335

Alimentador 4									
Secciones del cable									
Índice	9	10	11	12	13	14	15	16	17
$\lambda_{(falla/año)}$	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017
$r_{(hr/falla)}$	22.4	23.7	25.1	29.2	30.4	31.8	33.1	34.4	35.7
$U_{(hr/año)}$	0.381	0.404	0.426	0.496	0.518	0.541	0.563	0.586	0.608

Una vez obtenidas las tablas finales de los índices de confiabilidad para los diferentes fallas, se calcula la Energía Esperada no Suministrada (EENS), para cada alimentador y posteriormente para todo el sistema. El cálculo del costo de la EENS se realiza en base a la consideración que el KWh está a 11 centavos de dólar aproximadamente.

Para el caso 2, se considera la cuchilla que se encuentra conectada al bus de 23 kV, para éste caso los índices utilizados son los mismos que se utilizaron en el caso 1. En éste caso se toma en consideración un tiempo de switcheo promedio de 5 minutos aproximadamente 1/12hr. Para éste caso también se obtienen tablas donde indica el resultado final de los índices de confiabilidad.

En el caso 2 no se obtiene la EENS debido a que el tiempo de switcheo es muy corto y momentáneamente queda fuera el alimentador donde ocurrió la falla, la cuchilla que se encuentra conectada al bus de 23 kV opera, originando que se reestablezca el servicio y únicamente queda fuera el tramo del cable donde ocurrió la falla, los resultados de éste caso se indican en las tablas 5.10, 5.11, 5.12, 5.13.

Tabla 5.10. Resultados finales de los índices del alimentador 1 del cable, se contempla el interruptor.

Alimentador 1									
Secciones del cable									
Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$\lambda_{(falla/año)}$	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024
$r_{(hr/falla)}$	18.1	1.2	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	2.1
$U_{(hr/año)}$	0.436	0.029	0.028	0.028	0.028	0.028	0.027	0.027	0.050

Alimentador 1									
Secciones del cable									
Índice	10	11	12	13	14	15	16	17	18
$\lambda_{(falla/año)}$	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024
$r_{(hr/falla)}$	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
$U_{(hr/año)}$	0.026	0.026	0.026	0.025	0.025	0.025	0.025	0.024	0.024

Tabla 5.11. Resultados finales de los índices del alimentador 2 del cable, se contempla el interruptor.

Alimentador 2									
Secciones del cable									
Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$\lambda_{(falla/año)}$	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015
$r_{(hr/falla)}$	3.5	1.9	6.9	1.8	1.8	1.7	1.7	1.7	3.2
$U_{(hr/año)}$	0.054	0.029	0.106	0.027	0.027	0.027	0.027	0.026	0.049

Alimentador 2									
Secciones del cable									
Índice	10	11	12	13	14	15	16	17	18
$\lambda_{(falla/año)}$	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015
$r_{(hr/falla)}$	1.7	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.5	1.5	1.5
$U_{(hr/año)}$	0.026	0.025	0.025	0.025	0.024	0.024	0.024	0.024	0.023

Tabla 5.12. Resultados finales de los índices del alimentador 3 del cable, se contempla el interruptor.

Alimentador 3											
Secciones del cable											
Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$\lambda_{(falla/año)}$	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049
$r_{(hr/falla)}$	16.8	2.3	2.2	2.2	1.1	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	2.2
$U_{(hr/año)}$	0.833	0.114	0.113	0.112	0.056	0.033	0.032	0.032	0.032	0.031	0.109

Alimentador 3											
Secciones del cable											
Índice	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
$\lambda_{(falla/año)}$	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049
$r_{(hr/falla)}$	0.4	2.1	0.5	0.5	0.5	0.5	1.0	0.5	0.5	0.5	0.5
$U_{(hr/año)}$	0.022	0.107	0.029	0.028	0.028	0.028	0.051	0.027	0.027	0.026	0.026

Tabla 5.13. Resultados finales de los índices del alimentador 4 del cable, se contempla el interruptor.

Alimentador 4								
Secciones del cable								
Índice	1	2	3	4	5	6	7	8
$\lambda_{(falla/año)}$	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017
$r_{(hr/falla)}$	3.1	1.7	6.2	1.6	1.6	4.2	1.5	1.5
$U_{(hr/año)}$	0.055	0.030	0.107	0.028	0.028	0.074	0.027	0.027

Alimentador 4									
Secciones del cable									
Índice	9	10	11	12	13	14	15	16	17
$\lambda_{(falla/año)}$	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017
$r_{(hr/falla)}$	2.9	1.5	1.5	4.2	1.4	1.4	1.4	1.3	1.3
$U_{(hr/año)}$	0.050	0.026	0.026	0.073	0.025	0.024	0.024	0.024	0.024

Estos dos casos se realizaron para la red aérea, en éste caso se tomo en consideración los índices de confiabilidad señalados en la referencia [51]. Las condiciones para esta red de prueba son los mismos que se mencionaron en el estudio de la red de prueba subterráneo, excepto éstos índices.

Para el caso1, no se considera la cuchilla que se encuentra conectada al bus de 23 kV y los datos de los índices para los componentes se mencionan a continuación.

Alimentador principal primario

$\lambda = 0.01437$ fallas/km/año $r = 5.3$ horas de tiempo de reparación

El tiempo de seccionalización manual para cualquier acción de switcheo es 0.5horas.

Se evalúa cada alimentador de la red en estudio y se forma una tabla como la del ejemplo de la figura 3.8, como se indica en la tabla 3.2, ésta tabla se simplifica creándose las tablas 5.14, 5.15, 5.16, 5.17, del cálculo de índices para los diferentes casos de falla en las líneas aéreas.

Tabla 5.14. Resultados finales de los índices del alimentador 1 de la línea, no se contempla el interruptor.

Alimentador 1									
Secciones de la línea									
Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$\lambda_{(falla/año)}$	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024
$r_{(hr/falla)}$	2.9	3.0	3.2	3.3	3.4	3.6	3.7	3.8	4.1
$U_{(hr/año)}$	0.165	0.172	0.180	0.187	0.194	0.201	0.209	0.216	0.231

Alimentador 1									
Secciones de la línea									
Índice	10	11	12	13	14	15	16	17	18
$\lambda_{(falla/año)}$	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024
$r_{(hr/falla)}$	4.2	4.3	4.5	4.6	4.7	4.9	5.0	5.1	5.3
$U_{(hr/año)}$	0.238	0.245	0.252	0.260	0.267	0.274	0.281	0.289	0.296

Tabla 5.15. Resultados finales de los índices del alimentador 2 de la línea, no se contempla el interruptor.

Alimentador 2									
Secciones de la línea									
Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$\lambda_{(falla/año)}$	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015
$r_{(hr/falla)}$	0.9	1.1	2.0	2.2	2.4	2.6	2.8	3.0	3.4
$U_{(hr/año)}$	0.032	0.040	0.072	0.079	0.087	0.094	0.101	0.108	0.123

Alimentador 2									
Secciones de la línea									
Índice	10	11	12	13	14	15	16	17	18
$\lambda_{(falla/año)}$	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015
$r_{(hr/falla)}$	3.6	3.8	4.0	4.2	4.4	4.6	4.8	5.0	5.3
$U_{(hr/año)}$	0.130	0.138	0.145	0.152	0.159	0.167	0.174	0.181	0.188

Tabla 5.16. Resultados finales de los índices del alimentador 3 de la línea, no se contempla el interruptor.

Alimentador 3											
Secciones de la línea											
Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$\lambda_{(falla/año)}$	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049
$r_{(hr/falla)}$	2.7	3.0	3.3	3.6	3.7	3.8	3.8	3.9	4.0	4.0	4.3
$U_{(hr/año)}$	0.319	0.352	0.384	0.416	0.431	0.439	0.44	0.453	0.460	0.467	0.500

Alimentador 3											
Secciones de la línea											
Índice	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
$\lambda_{(falla/año)}$	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049
$r_{(hr/falla)}$	4.3	4.6	4.7	4.7	4.8	4.9	5.0	5.1	5.1	5.2	5.3
$U_{(hr/año)}$	0.505	0.537	0.544	0.552	0.559	0.566	0.581	0.588	0.595	0.603	0.610

Tabla 5.17. Resultados finales de los índices del alimentador 4 de la línea, no se contempla el interruptor.

Alimentador 4								
Secciones de la línea								
Índice	1	2	3	4	5	6	7	8
$\lambda_{(falla/año)}$	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017
$r_{(hr/falla)}$	0.8	1.0	1.8	2.0	2.2	2.7	2.9	3.1
$U_{(hr/año)}$	0.035	0.042	0.075	0.082	0.089	0.111	0.118	0.126

Alimentador 4									
Secciones de la línea									
Índice	9	10	11	12	13	14	15	16	17
$\lambda_{(falla/año)}$	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017
$r_{(hr/falla)}$	3.4	3.6	3.8	4.4	4.5	4.7	4.9	5.1	5.3
$U_{(hr/año)}$	0.140	0.148	0.155	0.178	0.185	0.192	0.199	0.207	0.214

En el caso 2 no se obtiene la EENS debido a que el tiempo de switcheo es muy corto y momentáneamente queda fuera el alimentador donde ocurrió la falla, la cuchilla que se encuentra conectada al bus de 23 kV opera, originando que se reestablezca el servicio y únicamente queda fuera el tramo de la línea donde ocurrió la falla, los resultados de éste caso se indican en las tablas 5.18, 5.19, 5.20, 5.21.

Tabla 5.18. Resultados finales de los índices del alimentador 1 de la línea, se contempla el interruptor.

Alimentador 1									
Secciones de la línea									
Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$\lambda_{(falla/año)}$	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024
$r_{(hr/falla)}$	2.9	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4
$U_{(hr/año)}$	0.165	0.023	0.022	0.021	0.021	0.020	0.019	0.019	0.026

Alimentador 1									
Secciones de la línea									
Índice	10	11	12	13	14	15	16	17	18
$\lambda_{(falla/año)}$	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024
$r_{(hr/falla)}$	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
$U_{(hr/año)}$	0.017	0.016	0.016	0.015	0.014	0.014	0.013	0.012	0.012

Tabla 5.19. Resultados finales de los índices del alimentador 2 de la línea, se contempla el interruptor.

Alimentador 2									
Secciones de la línea									
Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$\lambda_{(falla/año)}$	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015
$r_{(hr/falla)}$	0.9	0.6	1.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.6
$U_{(hr/año)}$	0.032	0.023	0.048	0.020	0.019	0.018	0.018	0.017	0.024

Alimentador 2									
Secciones de la línea									
Índice	10	11	12	13	14	15	16	17	18
$\lambda_{(falla/año)}$	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015
$r_{(hr/falla)}$	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
$U_{(hr/año)}$	0.015	0.015	0.014	0.013	0.013	0.012	0.011	0.011	0.010

Tabla 5.20. Resultados finales de los índices del alimentador 3 de la línea, se contempla el interruptor.

Alimentador 3											
Secciones de la línea											
Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$\lambda_{(falla/año)}$	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049
$r_{(hr/falla)}$	2.7	0.5	0.5	0.5	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4
$U_{(hr/año)}$	0.319	0.067	0.064	0.061	0.040	0.032	0.031	0.030	0.030	0.029	0.054

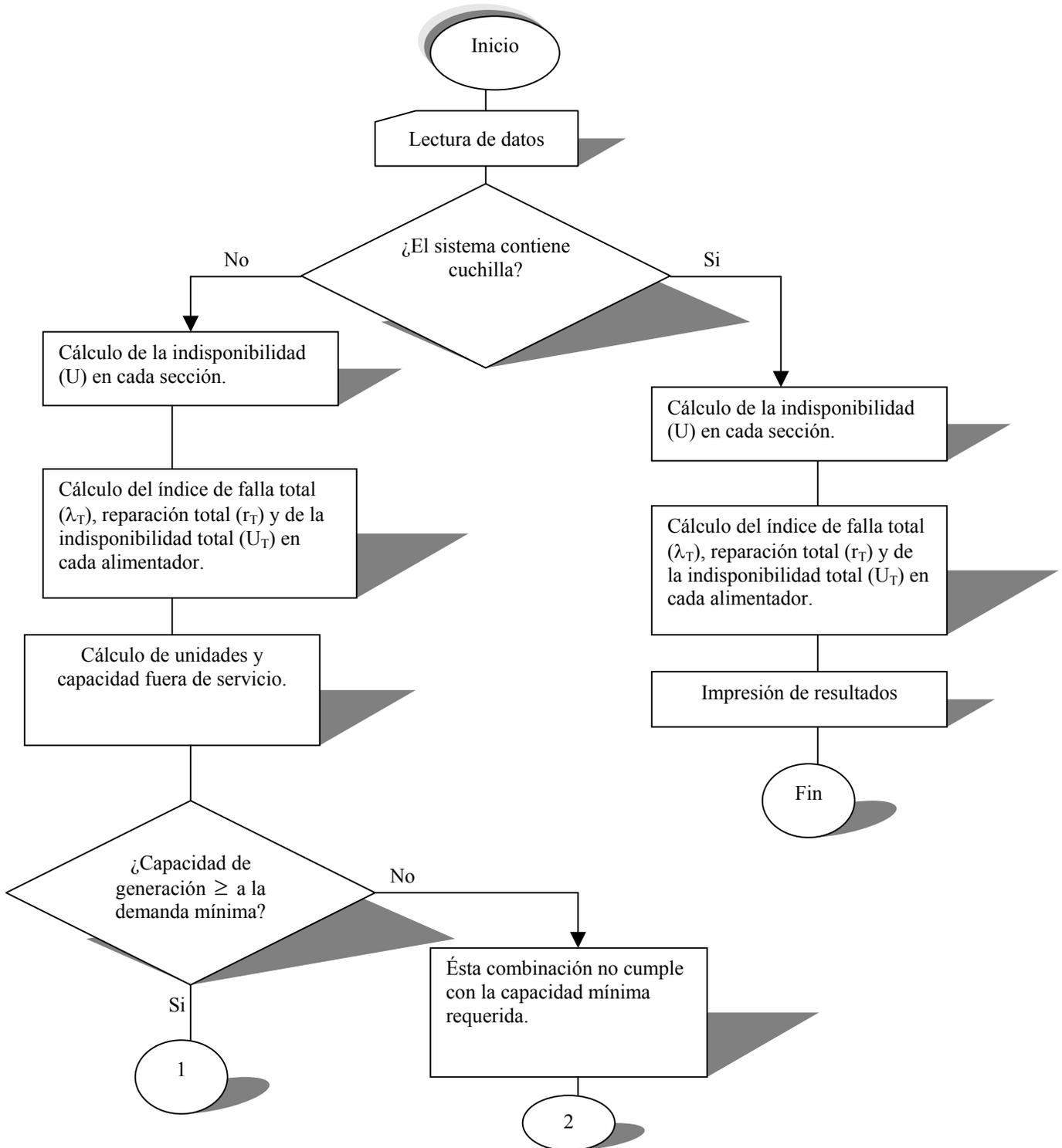
Alimentador 3											
Secciones de la línea											
Índice	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
$\lambda_{(falla/año)}$	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049
$r_{(hr/falla)}$	0.2	0.4	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.14
$U_{(hr/año)}$	0.023	0.050	0.022	0.022	0.021	0.020	0.027	0.018	0.018	0.017	0.017

Tabla 5.21. Resultados finales de los índices del alimentador 4 de la línea, se contempla el interruptor.

Alimentador 4								
Secciones de la línea								
Índice	1	2	3	4	5	6	7	8
$\lambda_{(falla/año)}$	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017
$r_{(hr/falla)}$	0.8	0.6	1.2	0.5	0.5	0.8	0.4	0.4
$U_{(hr/año)}$	0.035	0.026	0.050	0.022	0.022	0.036	0.019	0.018

Alimentador 4									
Secciones de la línea									
Índice	9	10	11	12	13	14	15	16	17
$\lambda_{(falla/año)}$	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017
$r_{(hr/falla)}$	0.6	0.4	0.4	0.7	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2
$U_{(hr/año)}$	0.025	0.016	0.016	0.031	0.013	0.013	0.012	0.011	0.011

En la figura 5.3, se muestra en forma general el diagrama de flujo del programa utilizado para el estudio de confiabilidad propuesto en ésta tesis.



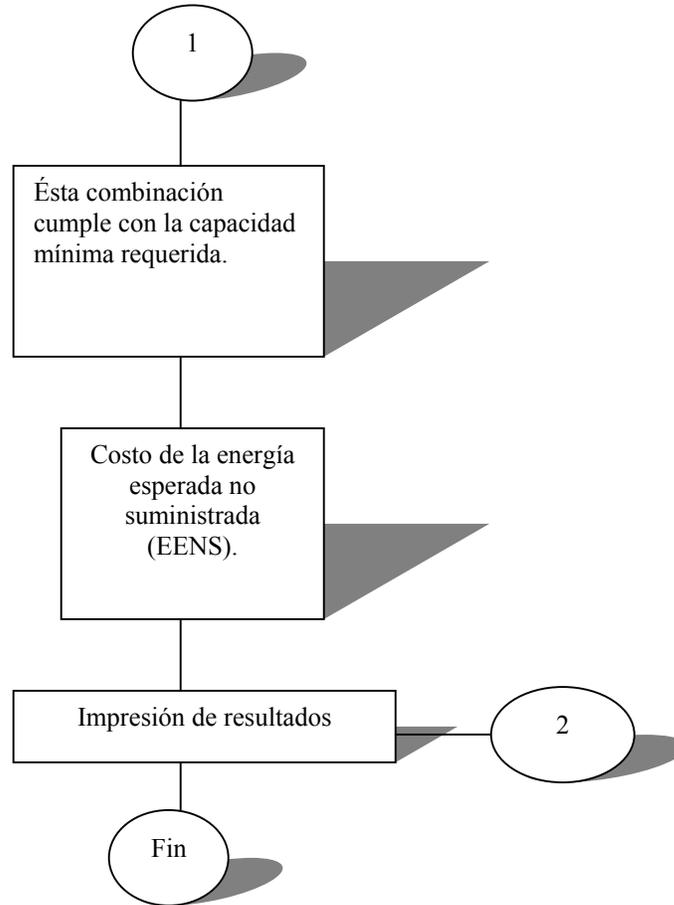


Figura 5.3. Diagrama de flujo para el análisis de confiabilidad para la red colectora de una central eoloeléctrica.

5.6. Evaluación de costos en las redes de prueba

Se considera que el KWh cuesta \$0.11 centavos de dólar, los valores de costo se indican en la tabla 5.22 están dados en dolares.

Tabla 5.22. Comparación de la EENS en los dos tipos de redes.

Tipos de red	EENS (MW)	Costo de EENS (MWh) \$	Pérdidas (MW)	Costo de pérdidas (MWh) \$	Costo total [EENS + pérdidas] (MWh) \$
Subterránea	25.07284	2758.01198	0.82373	396873.5	399,631.512
Aérea	9.05982	996.58006	1.79201	863391.1	864,387.6801

En la tabla 5.23, se indican los datos que estuvieron implicados para el análisis de confiabilidad. Los costos de la EENS, al igual que las pérdidas que se indican en la tabla 5.23, también están dados en dólares.

Tabla 5.23. Parámetros utilizados para el cálculo de confiabilidad en las redes eólicas de prueba.

Parámetros utilizados para cada tipo de red	Subterránea	Aérea
Tasa de falla al año (λ), fallas/km/año	0.00617	0.01437
Tiempo de reparación al año (r), horas	35	5.3
Energía esperada no suministrada EENS (MW)	25.07284	9.05982
Costo de EENS (MWh)\$	2758.01198	996.58006
Pérdidas (MW)	0.82373	1.79201
Costo de pérdidas(MWh) \$	396873.5	863391.1
Costo total [EENS + pérdidas] (MWh)= \$	399,631.512	864,387.6801
Costo total [EENS + pérdidas] de vida util en 25 años = \$	9,990,787.8	21,609,692.0
Incremento del costo	11,618,904.2	

En la tabla 5.24 se indican los parámetros del análisis de costos en los dos tipos de redes de prueba de 151 nodos, estos parámetros utilizados se convierten a pesos M.N., como se indica a continuación.

Tabla 5.24. Costos de los parámetros utilizados para el cálculo de confiabilidad en M.N.

Parámetros utilizados para cada tipo de red	Subterránea	Aérea
Costo de EENS (MWh) \$ (M.N)	31,717.13777	11460.67069
Costo de pérdidas (MWh) \$ (M.N)	4,564,045.25	9,928,997.64
Costo total [EENS + pérdidas] (MWh) = \$ (M.N)	4,595,762.388	9,940,458.321
Costo total [EENS + pérdidas] de vida util en 25 años = \$ (M.N)	114,894,059.7	248,511,458.0
Incremento del costo \$ (M.N)	133,617,398.3	

Posteriormente se hace una comparación entre los costos de la línea trifásica subterránea y aérea completa utilizadas en nuestro país, del catálogo de precios del suministrador de CFE se indican los costo por kilómetro de líneas de distribución subterránea y aérea. A continuación se indican en la tabla 5.25, para el caso del cable subterráneo y en la tabla 5.26, para el caso de la línea aérea.

Tabla 5.25. Cable subterráneo son conductores de Aluminio pesos del 06/08/2004 M.N.

DESCRIPCIÓN	MATERIALES Y EQUIPO DE INSTALACIÓN PERMANENTE	MANO DE OBRA	OBRA CIVIL	DISEÑO DEL PROYECTO	SUPERVISIÓN	PRUEBAS PARA PUESTA EN OPERACIÓN	CONEXIÓN	COSTO TOTAL / Km	RETIRO
1C-3F-4H-23KV-1/0 AWG- AL-XLP-PAD	232 618	35 255	343 614	4 399	3 540	2 776	361	622 201	25 521

Tabla 5.26. Costo de la línea aérea.

DESCRIPCIÓN	MATERIALES Y EQUIPO DE INSTALACIÓN PERMANENTE	MANO DE OBRA	DISEÑO DEL PROYECTO	CONEXIÓN	SUPERVISIÓN	COSTO TOTAL /Km	RETIRO
1C-3F-4H-23KV 1/0 AWG-ACSR- PC(URBANA)	113 370	36 327	1 672	859	1 582	152 952	26 325

La red subterránea y la red aérea cuentan con el mismo número de kilómetros en toda la instalación. Los dos tipos de redes cuentan con un total **17200.0m** de cableado en toda la instalación y el costo total de las dos redes se indican en la tabla 5.27.

Tabla 5.27. Costos totales de los cables y líneas del sistema de prueba.

Sistemas	Costo total
Subterránea	\$ 10,701,857.2
Aérea	\$ 2,630,744.4
\$ΔCosto	\$ 8,071,112.8

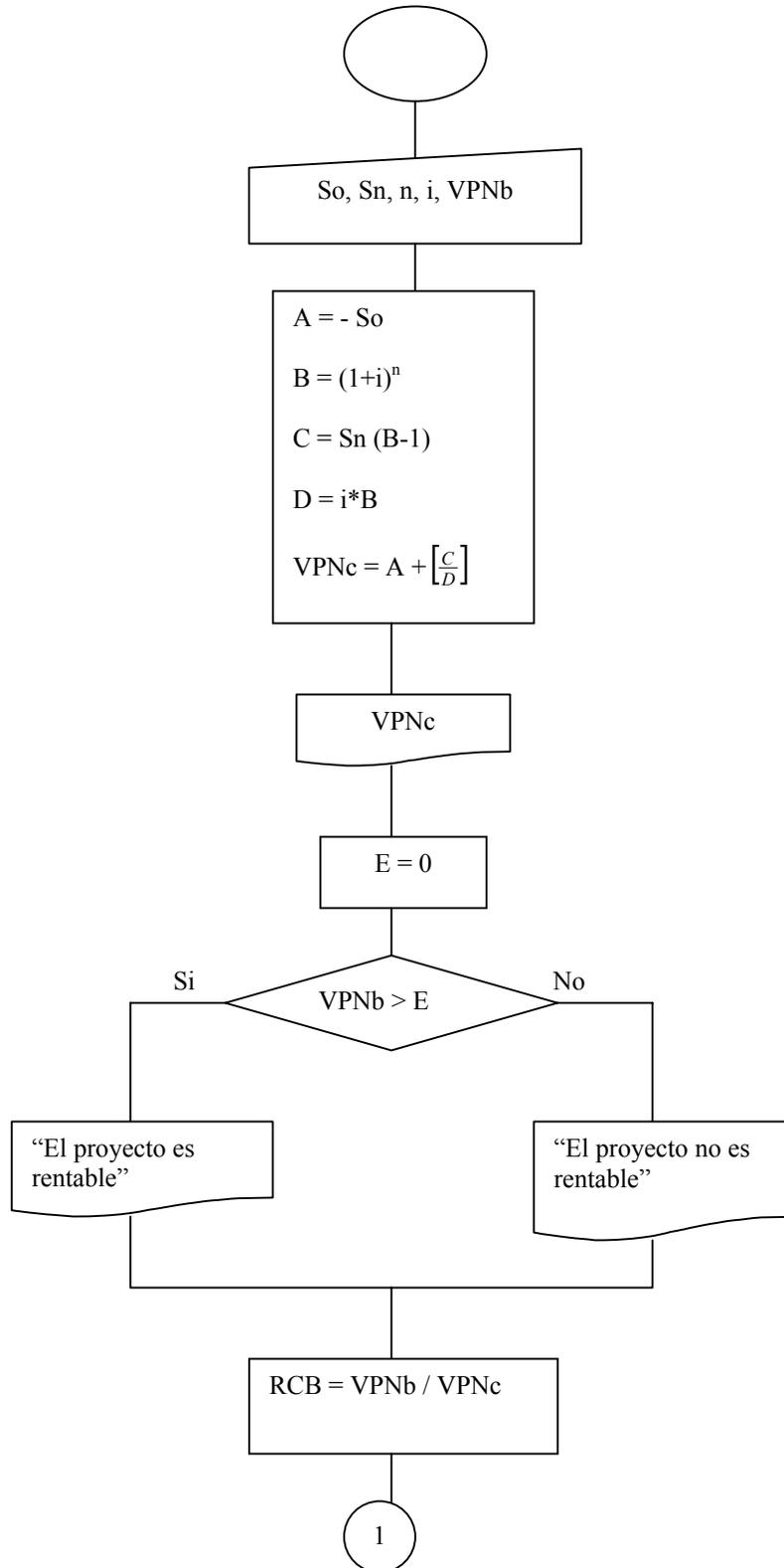
Se calcula el VPN de la inversión inicial tomando en cuenta un promedio de vida del proyecto de 25 años con una tasa de interés del 10%, para éste proyecto se considera un flujo efectivo del 30% con respecto a su inversión inicial, para el cálculo del VPN se utiliza la ecuación 4.8, del capítulo 4., también se toma en cuenta la TIR tomando como punto de origen la tasa de interés hasta que el VPN sea igual a cero para éste cálculo se utilizó la ecuación 4.10, y se comprueba que el proyecto es rentable con el método RCB, utilizándose la ecuación 4.11.

Los valores obtenidos fueron desarrollados detalladamente de forma manual y posteriormente se desarrolló el programa en el lenguaje FORTRAN. En la tabla 5.28 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 5.28. Resultados de la evaluación económica de la red subterránea vs aérea.

VPN=	\$13,907,431.3
RCB=	9.60

En la figura 5.4, se muestra en forma general el diagrama de flujo del programa utilizado para la evaluación económica en ésta tesis.



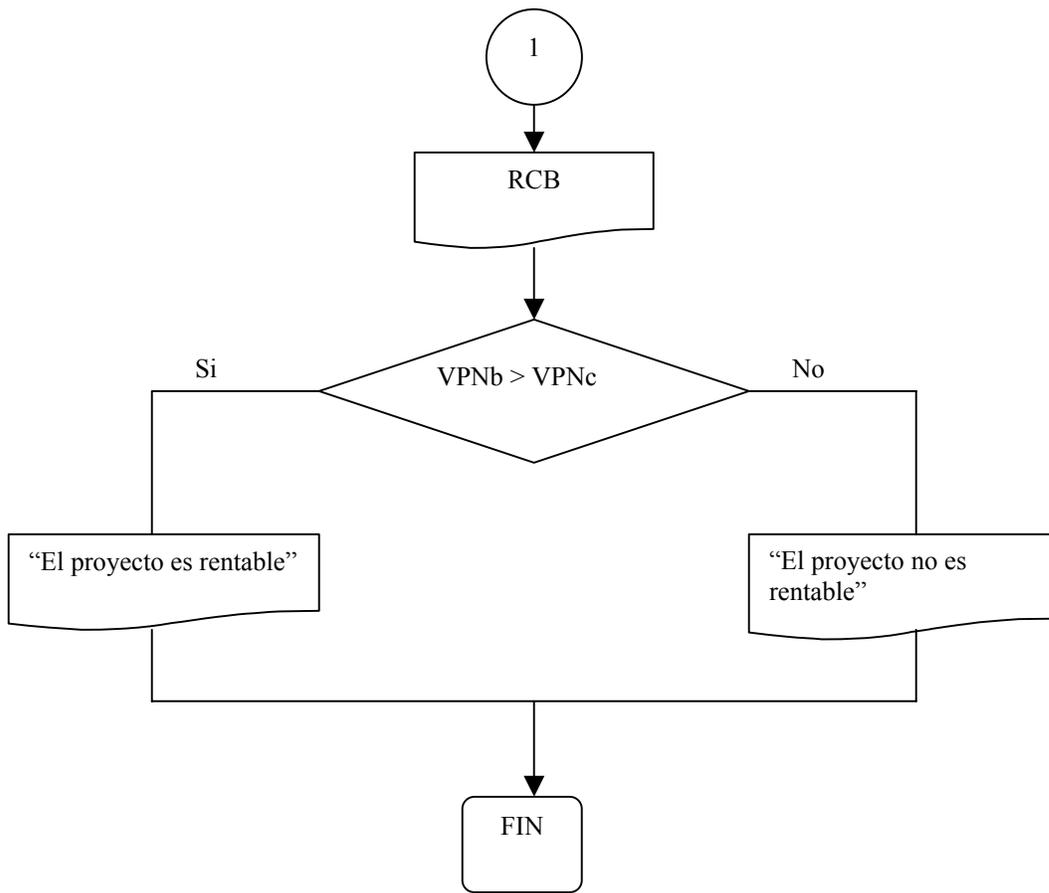


Figura 5.4. Diagrama de flujo del programa utilizado para la evaluación económica en ésta tesis.

CAPITULO 6

Conclusiones y Recomendaciones para trabajos futuros

6.1. Conclusiones

Los resultados obtenidos ratifican en forma cuantitativa que una red subterránea es mas confiable que una red aérea. Esta conclusión se basaron en el análisis de pérdidas y evaluando la confiabilidad tanto para la red de prueba subterránea como la red de prueba aérea. Se desarrolló una metodología que evalúa la conversión de instalar una red subterránea contra una red aérea. Para el caso del estudio de pérdidas se realizó el análisis de flujos de potencia utilizando el método de Newton-Raphson donde dio como resultado que la red de prueba subterránea tiene menos pérdidas que la red de prueba aérea, y se observo que los flujos de potencia en los cables subterráneos son mayores que en las líneas aéreas. En el caso del análisis de confiabilidad, se desarrollo un algoritmo en lenguaje FORTRAN en donde lee un archivo de entrada que contiene el número de alimentadores, capacidad mínima requerida y el costo por KWh. Éste algoritmo calcula los índices de falla de cada alimentador, calcula el número de unidades y su capacidad en servicio y fuera de servicio de cada alimentador. Y por último calcula la EENS total del sistema, siempre y cuando cumpla con la capacidad de servicio mínima requerida para el sistema. Se consideró que el KWh cuesta 11 centavos de dólar. El estudio se dividió en dos casos, uno donde la red de prueba se considera totalmente radial y el segundo caso donde la red de prueba se comporta como un sistema en anillo cuando ocurre una fallas en cualquier tramo del cable o línea y éste sistema cuenta con una cuchilla de respaldo que está conectada directamente al bus de 23 kV.

Para el primer caso se calcula la EENS así como el costo que implica cuando ocurre una falla en cualquier tramo del cable o línea, y en el segundo caso no se calcula la EENS ya que cuando ocurre una falla en cualquier tramo del cable la transferencia se hace con carga y el tiempo de no suministro es el tiempo de switcheo. Se evaluó el beneficio/Costo con el método RCB, en éste estudio se toman en cuenta las pérdidas del sistema, la EENS, el costo de la línea/cable por kilómetro (km) se tomó en consideración el costo del KWh a 11 centavos de dólar y se considero un promedio de vida útil de 25 años para el proyecto. Con los resultados obtenidos se pudo concluir que el sistema subterráneo es rentable, el método de RCB dio como resultado mayor que la unidad y por lo tanto el resultado fue positivo, esto indica que el sistema subterráneo es rentable, los valores obtenidos fueron desarrollados detalladamente en forma manual y posteriormente se creó un programa en lenguaje FORTRAN para evaluar el sistema.

6.2. Recomendaciones para trabajos futuros

Algunos de los trabajos que se pueden plantear a futuro son:

- Evaluar la interconexión de centrales eólicas en un esquema de generación distribuida.
- El análisis del comportamiento dinámico de éstas centrales eólicas interconectadas a los sistemas eléctricos de potencia de gran escala y la generación distribuida.
- El análisis de la potencia reactiva en la interconexión de centrales eólicas a la red.
- Debido a que la calidad del suministro de la energía eléctrica es un aspecto fundamental en el servicio eléctrico, las redes de distribución subterránea contribuyen en forma importante para mejorar la calidad del servicio, sin embargo los transitorios pueden afectar ésta condición operativa de mejor servicio y entonces se debe hacer un estudio que permita evaluar la confiabilidad y los riesgos de falla. Se recomienda comparar el desempeño de redes aéreas contra redes subterráneas desde éste punto de vista.

Referencias

- [1] Brown. Richard E. “Electric Power Distribution Reliability”, New York, Marcel Dekker, INC; 2002.
- [2] D. P. Gaver, F. E. Montmeat, A. D. Patton, “Power System Reliability: I-Measures of reliability and methods of calculation”, *IEEE trans. Power Apparatus Syst*, vol. 83, no.7, July 1964, pp. 727-737.
- [3] Todd, Z.G., “A probability Method for Transmission and Distribution Outage Calculations”, *IEEE trans. Power Apparatus Syst*, vol. 33, no. 7, 1964, pp. 695-701.
- [4] Arriagada Mass Aldo Gary., “Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución”, *Tesis de maestría*, pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de ingeniería Eléctrica, Santiago de Chile, 1994.
- [5] Gómez Hernández, J. A., “Análisis de Confiabilidad de Subestaciones Eléctricas en Alta Tensión”, *Tesis de licenciatura*, Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), 1994.
- [6] Gómez-Hemández, J. A., “Optimización de la Confiabilidad en la Transmisión en Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando Algoritmos Genéticos”, *Tesis de maestría*, Instituto Politécnico Nacional, 1997.
- [7] Gómez-Hemández, J. A., “Optimización de la Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia Compuestos Utilizando Algoritmos Evolucionarios”, *Tesis de doctorado*, Instituto Politécnico Nacional, Noviembre del 2001.
- [8] Díaz Flores, Rogelio, “Selección y Localización Óptima de Dispositivos de Desconexión en la Planeación de Sistemas de Distribución Radiales”, *Tesis de maestría*, Instituto Politécnico Nacional, Marzo del 2004.
- [9] Trujillo Hernández, Angel D., “Técnica de enumeración para la Planeación en sistemas de Distribución para la Localización Óptima de Dispositivos de”, *Tesis de maestría*, Instituto Politécnico Nacional, Diciembre del 2004.
- [10] K.T. Yoo, D.S.A. Teo “Controlling and Monitoring Singapore’s Underground Grid”, *IEEE paper, Power Grid Ltd., Singapore*, October 1999. pp. 23.-29.
- [11] EPRI destination 2003, Underground Distribution System, pp. 1-8.
- [12] Allan, R. N., Dialynas. E. N., Homer, I.R., “Modelling and evaluating the reliability of distribution system,” *IEEE Trans. Power Apparatus Syst*, vol. PAS-09, no. 6,1979. pp. 2181-2189.
- [13] Allan, R. N., Dialynas. E. N., Homer, I.R., “Modelling common mode failure in the reliability evaluation of power system networks” *IEEE paper*, A790 40-7, 1979.
- [14] R. Billinton and R. N. Allan, “Reliability evaluation of power systems”, Second Edition, University of Saskatchewan, Canada, Plenum, Press, 1996.
- [15] Chow, M,-Y., “Time of outage restoration analysis in distribution system,” *IEEE Trans. On power delivery*, vol. 11, no. 3, July 1996.
- [16] Rigler, D, M. “Quantitative reliability analysis of distribution system: repair times ,” *Power engineering journal*, August 1997.
- [17] Billinton, R., Salvaderi, Reliability, risk and probability applications subcommittee “Reliability issues in today’s electric power utility environment”, *IEEE Trans.On*

- Power Syst*, vol. 12, no. 4, November, 1997.
- [18] H. Lee Willis, “Power Distribution Planning Reference Book”, *New York*, Marcel Dekker, INC., 1997.
- [19] Brown, R.E., Ochoa, J, R, “Distribution system reliability: default data and model validation ,” *IEEE Trans. On Power Syst*, vol. 13, no. 23, May 1998.
- [20] Romero Romero David, “Estudio de flujos de potencia por el método desacoplado rápido”. *Tesis de maestría*. Sección de Estudios de Posgrado e Investigación. E.S.I.M.E. I.P.N. Abril 1977.
- [21] R. Billinton and R. N. Allan. “Reliability Assessment of Large Electric Power Systems”, *Kluwer Academic Publishers*, 1988.
- [22] A. R. Bergen, “Power Systems Analysis”, *Prentice-Hall*, 1986.
- [23] R. N. Allan, R. Billinton, A. M. Breipohl, and C. H. Grigg, “Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, Feb. 1994, pp. 41- 49.
- [24] R. Billinton and S. Jonnavitihula, "A Test System for Teaching Overall Power System Reliability Assessment," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 4, Nov. 1996, pp. 1670 - 1676.
- [25] J.J. Burke, “Power Distribution Engineering: Fundamentals and Applications”, *Marcel Dekker*, 1994.
- [26] Electric Utility Engineering Distribution Reference Book: “Distribution Systems”, *Westing-house Electric Corporation*, 1959.
- [27] E. Lakervi and E. J. Holmes, “Electricity Distribution Network Design”, *Peter Peregrinus Ltd.*, 1995.
- [28] D. Sutherland and D. S. MacCorkle, “Burn Off Characteristics of AC Low Voltage Network Cables”, *AIEE Transactions*, Vol. 50, No. 3, Sept. 1931, pp. 831 - 844.
- [29] Electrical Transmission and Distribution Reference Book (formerly the Westinghouse Electrical Transmission and Distribution Reference Book), *ABB Power T&D Company, Inc.*, 1997.
- [30] T. P. Arnold and C. D. Mercier, “Power Cable Manual”, *Southwire Company*. 1997.
- [31] L. L. Grigsby, ed., “The Electric Power Engineering Handbook”, *CRC Press*, 2000.
- [32] R. Billinton and R. N. Allan, “Power system reliability in perspective”, *Reprinted with permission from IEE J. Electron. Power*, Vol. 30, March 1984, pp.231-236.
- [33] W. J. Lyman, , “Fundamental consideration in preparing master system plan”, *Electrical World*, Vol. 101, No.24, 1933, pp. 788-792.
- [34] S. M. Dean, “Considerations involved in making system investments for improved service reliability”, *Reprinted with permission from IEE J. Bulletin*, Vol. 6, 1938, pp. 491-496.
- [35] R. Billinton, “Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation”, *IEEE Transactions*, PAS-91, 1972, pp. 649-660.
- [36] R. Billinton and R. N. Allan, Salvaderi, L. (eds.), “Applied Reliability Assessment in Electric Power Systems”, *IEEE Press*, New York, 1991.
- [37] G. Calabrese., “Generating reserve capability determined by the probability method”, *AIEE Trans. Power Apparatus Systems*, Vol. 66, 1947, pp.1439-1450.
- [38] C. W. Watchorn., “The determination and allocation of the capacity benefits resulting from interconnecting two or more generating systems”, *AIEE Trans. Power Apparatus Systems*, Vol. 69, 1950, pp. 1180-1186.

- [39] R. Billinton and W. Li, "Reliability Assessment of Electric Power System Using Monte Carlo Methods", *University of Saskatchewan, Canada, Plenum Press, New York* 1994.
- [40] R. Billinton and R. N. Allan, "Reliability Evaluation of Engineering System: Concepts and Techniques", *Pitman Advanced publishing Program* 1983.
- [41] Billinton, R., Bollinger, K., Transmission Systems Reliability Evaluation Using Markov Processes, *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-87, 1968, pag. 538-547.
- [42] Billinton, R., Wang P., Distribution System Reliability Cost/Worth Analysis Using Analytical and Sequential Simulation Techniques, *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 13, no. 4, November 1998, pp. 1245-1250.
- [43] R. Billinton, "Power systems reliability evaluation", *University of Saskatchewan, Gordon and breach*, New York, London, Paris, 1970.
- [44] CIGRE Working Group 38.03, "Power System Reliability Analysis-Application Guide", *CIGRE Publications*, Paris 1988.
- [45] N. Sapag Chain, "Preparación y evaluación de proyectos de inversión", *McGraw-Hill*, México, 1995.
- [46] G. Urbina, "Evaluación de proyectos" *McGraw-Hill*, México, 1992.
- [47] R. Coss Bu, "Análisis y evaluación de proyectos de inversión, *Limusa*, México, 1996.
- [48] K. J. Arroz, "Proyectos de inversión", Ed. Stanford University, 2da. Edición, EU, 1990.
- [49] Technical reports series No. 241, "Expansión planning for electrical generating systems a guidebook", *International atomic energy agency*, Vienna, 1984.
- [50] R. Billinton and W. Li, "Reliability Assessment of Electric Power System Using Monte Carlo Methods", *University of Saskatchewan, Canada, Plenum Press*, 1994.
- [51] IEEE Standards board "IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and commercial Power Systems", *Revision of IEEE std 493-1990*, 16 December 1997.
- [52] José García Trasancos, "Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión", editorial. Paraninfo, 1999.
- [53] José Carlos Toledano Gasca, José Luis Sanz Serrano "Instalaciones Eléctricas de Enlace y Centros de Transformación", tercera edición, editorial. Paraninfo.
- [54] William Stevenson. "*Elements of Power System Analysis*". McGraw Hill, 1475.
- [55] Enríquez Harper Gilberto, "Técnicas computacionales en sistemas eléctricos de potencia" primera edición, editorial. Limusa,
- [56] Florencio Aboytes García, "*Analisis de Sistemas de Potencia*", CENACE-cfe, pp216-217.
- [57] D.LE Gourières, "*Energía Eólica , Teoría, concepción y cálculo práctico de las instalaciones*", Masson,s.a,1983,pp179-180.
- [58] Stephen J. Chapman "Máquinas Eléctricas" tercera edición, Mc Graw Hill, 2000, pp470-471.
- [59] MANUALES SIEMENS-Editorial, DOSSAT, S.A.
- [60] VDE 0250 Determinaciones sobre cables de energía
- [61] VDE 0271 Prescripciones .sobre cables con aislamiento y recubrimiento de material plástico a base de cloruro de polivinilo para instalaciones de energía.

- [62] VDE 0100 Determinaciones para el establecimiento de instalaciones de corriente industrial con tensiones nominales de hasta 1000 V.
- [63] VDE 0118 Determinaciones para la instrucción de instalaciones eléctricas en el interior de minas.
- [64] VDE 0255 Determinaciones sobre cables con papel aislante impregnado y recubrimiento metálico para instalaciones de energía (excepto cables con gas a presión y cables con relleno de aceite).

APÉNDICE A

Conceptos básicos de la distribución de energía eléctrica

A.1. Introducción

El *sistema de suministro de energía eléctrica* está formado por el conjunto de medios y elementos útiles para la *generación, transmisión y distribución* de la energía eléctrica. La potencia eléctrica se genera en varias centrales, que se encuentran geográficamente distantes entre si y de los centros de consumo. Dicha potencia se envía hacia los centros de consumo generalmente en alta tensión a través del sistema de transmisión, de donde se envía por medio del sistema de subtransmisión hacia las redes de *distribución* donde se distribuye localmente, el voltaje del sistema de distribución se reduce a un nivel apropiado y se conecta a la acometida (punto de conexión) del usuario [52].

A.2. Sistema de distribución

La *red de distribución de energía eléctrica* es un escalón del sistema de suministro eléctrico que es responsabilidad de las compañías suministradoras (distribuidoras o comercializadoras), que han de construir y mantener las líneas necesarias para llegar a los clientes. Para fines de normalización las redes de distribución se pueden clasificar en 2 categorías basándose en su *tensión de operación*.

CATEGORIA 1: Las redes que operan de 0 a 1000 volts para corriente alterna (C.A.), 1500Volts para corriente continua (C.C.).

También conocidas como líneas de baja tensión (B.T.), según el artículo tercero del *reglamento electrotécnico para baja tensión* (R.B.T.).

CATEGORIA 2: Las redes que operan desde 1000 hasta 34,500 volts.

También conocidas como líneas de alta tensión (A.T.), estas tensiones se clasifican a su vez en 3 categorías según el artículo tercero del reglamento de líneas eléctricas aéreas de alta tensión (R.L.A.T.).

- Líneas de primera categoría.- son de tensión nominal mayor de 66 kV.
- Líneas de segunda categoría.- de tensión nominal comprendida entre 30 kV y 66 kV, ambas inclusive.
- Líneas de tercera categoría.- de tensión nominal igual ó mayor de 1kV e inferior a 30kV.

Según el artículo 2 del (R.L.A.T.). se recomienda las tensiones: 20, 66, 132, 220 y 380 kV [52].

Las empresas productoras y distribuidoras de energía eléctrica dividen las líneas de (A.T), de la forma siguiente:

- Media tensión (M.T.).- tensión nominal igual ó mayor de **1Kv hasta 50 kV**.
- Alta tensión (A.T.).- tensión nominal superior a **50 kV hasta 300 kV**.
- Muy alta tensión (M.A.T.).- tensión nominal superior a **300 kV e inferior a 800 kV**.
- Ultra alta tensión (U.A.T.).- tensión igual o superior a **800 kV**.

Las líneas de transmisión de energía en A.T. suelen ser aéreas, y para distribución en M.T. las líneas son aéreas o subterráneas. Un sistema de distribución consiste de todas las instalaciones y equipos que conectan un sistema de transmisión con los equipos de los consumidores [52]. De esta manera se puede concluir que en México la red de distribución la constituyen las líneas de subtransmisión con niveles de tensión de 138, 115, 85 y 69 kilovolts (kV); así como, las de distribución en niveles de 34.5, 23, 13.8, 6.6, 4.16 y 2.4 kV y baja tensión. Básicamente se pueden encontrar tres tipos diferentes de topologías; los sistemas radiales, sistemas en anillo y sistemas mallados [53].

La re-configuración de alimentadores es una función que permite *reducir pérdidas y mejorar la calidad del servicio* alterando la estructura topológica de la red y puede ser ejecutada a través de «switches» manuales o con control remoto. En planeación se utiliza para *minimizar los costos de construcción y ubicación óptima* de los «switches». Cuando se utiliza en tiempo real se emplea para operar el sistema con *mínimas pérdidas, mejorar la calidad del servicio y garantizar la seguridad de los equipos*.

La importancia de la implementación de la función de re-configuración está basada en la *reducción de pérdidas*. Se estima que las pérdidas de un sistema eléctrico no deben ser mayores del 10% e idealmente debe estar entre 3 y 6%. Sin embargo este objetivo raramente se cumple hasta en los países desarrollados. En los países en vías de desarrollo el porcentaje de pérdidas es mayor al 20%, razón por la cual *actualmente las empresas del sector eléctrico están interesadas en disminuir este índice*.

A.3. Pérdidas en las redes de distribución

Las pérdidas en un sistema de distribución pueden ser clasificadas en pérdidas técnicas y no técnicas. Las primeras son aquellas propias de la conducción de los flujos de potencia y energía a través de conductores y equipos propios de la red eléctrica y que en pocas palabras, son producto de la tecnología utilizada en los sistemas. Las pérdidas no-técnicas son todas aquellas producidas por agentes externos a la red [54, 55].

A.3.1. Control de pérdidas técnicas

Para controlar las pérdidas técnicas, las distribuidoras deben invertir por un lado en capacidad para evitar las sobrecargas en las líneas y transformadores, y por otro lado en componentes tecnológicamente adecuado. Estos componentes pueden ofrecer mejor aislamiento, mayor vida útil y diseños que minimicen pérdidas por calentamiento[18, 54, 56].

A.3.2. Control de pérdidas no técnicas

En cuanto a las pérdidas no técnicas, estas tienen tres orígenes reconocidos que son los consumos propios no facturados por la empresa, los consumos no medidos y facturados según estimaciones resultando en errores en contra de la distribuidora y finalmente los hurtos de energía eléctrica. En particular, las pérdidas por concepto de hurtos pueden ser muy elevadas si no existe, por un lado, un buen control por parte de la distribuidora y por otro, mecanismos legales y de incentivos que den fin al robo. Por ejemplo en República Dominicana las pérdidas en distribución ascienden a un 40% de la energía comprada a generadores, lo que demuestra que las prácticas de robo se extienden también a nivel industrial. Dicha costumbre debe ser erradicada si se quiere un sistema de distribución más eficiente [18, 54, 56].

A.4. Descripción del funcionamiento de los generadores de la red para recolectar energía de una central eoloeléctrica

En este trabajo se analiza una red para recolectar energía de una central eoloeléctrica. Para este caso de estudio se resume cómo se genera la producción eléctrica con ayuda de las eólicas pero que tanto resulta hablar en el aspecto económico y que tan interesante puede resultar sobre todo para los núcleos de población aislados.

Las eólicas que generalmente se utilizan para la producción de energía eléctrica son rápidas y de dos o tres palas, por varias razones que a continuación se mencionan:

- Son más ligeras, con lo cual resultan mas baratas
- Giran más rápidamente
- El par necesario para la puesta en marcha del generador eléctrico, es muy pequeño, es suficiente para arrastrar la rotación de la hélice y del generador[57].

En el caso de este sistema eólico en estudio esta diseñada de tal forma que cuenta con 75 generadores de inducción y que están conectados cada uno con diferentes tipos de calibres de los cables subterráneos y todos estos cables están interconectados de tal forma que se concentran todos estos al bus o alimentador de 23 kV.

En el caso de los generadores de inducción estos le proporcionan al sistema potencia activa. Pero carecen de un circuito de campo separado y por esta razón no puede producir potencia reactiva. Estos generadores de inducción consume potencia reactiva por esta razón se le conecta una fuente externa de potencia reactiva (capacitores) todo el tiempo para mantener su campo magnético estatórico.

Esta fuente externa de potencia reactiva (capacitores) también debe controlar el voltaje en las terminales del generador (sin corriente de campo, en donde el generador de inducción no puede controlar su propio voltaje de salida).

Normalmente el voltaje del generador de inducción es mantenido por el sistema de potencia externo al cual se encuentra conectado. La corrección del factor de potencia (F.P) se puede efectuar por capacitores y el voltaje en las terminales del generador se puede controlar por el sistema externo de potencia [58].

APÉNDICE B

Resultados del análisis de flujos en las redes de prueba

B.1. Introducción

A continuación se proporcionan los resultados completos del análisis de flujos para las dos redes de prueba.

B.2. Resultados de las magnitudes nodales para la red de prueba subterránea

Como resultado del análisis de (*FP's*) arroja el resultado de los voltajes y ángulos en cada bus, también se muestra la potencia real y reactiva en cada nodo de generación y en el nodo de carga, la potencia real esta dada en MW y la potencia reactiva esta dada en MVAR para esta red (subterránea) de prueba. Todo esto se indica en la tabla B.1.

Tabla B.1. Magnitudes nodales para la red (subterránea) de prueba de 151 nodos.

Subterránea						
No. bus	V	ANG	Generación		Carga	
			P_G	Q_G	P_C	Q_C
1	1.0000	0.0000	-66.667	10.107	0.000	-6.000
2	1.0074	2.9598	-0.001	0.002	0.000	0.000
3	1.0073	2.9903	0.000	0.000	-0.900	0.186
4	1.0084	3.2936	0.000	0.000	-0.900	0.186
5	1.0085	3.2632	0.000	0.000	0.000	0.000
6	1.0095	3.5516	0.000	0.001	0.000	0.000
7	1.0094	3.5819	0.000	0.000	-0.900	0.186
8	1.0104	3.8553	0.000	0.000	-0.900	0.186
9	1.0105	3.8250	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1.0109	3.9433	-0.001	-0.002	0.000	0.000
11	1.0108	3.9735	0.000	0.000	-0.900	0.186

Subterránea						
No. bus	V	ANG	Generación		Carga	
			P _G	Q _G	P _C	Q _C
12	1.0110	4.0281	0.000	0.000	-0.900	0.186
13	1.0111	3.9978	0.000	-0.004	0.000	0.000
14	1.0113	4.0491	-0.001	-0.005	0.000	0.000
15	1.0112	4.0794	0.000	0.000	-0.900	0.186
16	1.0114	4.1274	0.000	0.000	-0.900	0.186
17	1.0115	4.0972	-0.001	0.001	0.000	0.000
18	1.0117	4.1420	-0.001	-0.002	0.000	0.000
19	1.0116	4.1723	0.000	0.000	-0.900	0.186
20	1.0117	4.2139	0.000	0.000	-0.900	0.186
21	1.0118	4.1837	0.001	0.001	0.000	0.000
22	1.0125	4.3556	0.000	0.001	0.000	0.000
23	1.0124	4.3858	0.000	0.000	-0.900	0.186
24	1.0124	4.4092	0.000	0.000	-0.900	0.186
25	1.0126	4.3790	0.000	0.000	0.000	0.000
26	1.0131	4.5221	0.000	0.001	0.000	0.000
27	1.0130	4.5523	0.000	0.000	-0.900	0.186
28	1.0131	4.5810	0.000	0.000	-0.900	0.186
29	1.0132	4.5509	0.000	-0.003	0.000	0.000
30	1.0133	4.5764	-0.001	-0.002	0.000	0.000
31	1.0132	4.6065	0.000	0.000	-0.900	0.186
32	1.0133	4.6289	0.000	0.000	-0.900	0.186
33	1.0134	4.5987	-0.001	0.000	0.000	0.000
34	1.0135	4.6179	0.000	0.001	0.000	0.000
35	1.0134	4.6480	0.000	0.000	-0.900	0.186
36	1.0135	4.6807	0.000	0.000	-0.900	0.186
37	1.0136	4.6506	0.000	-0.001	0.000	0.000
38	1.0136	4.6633	0.000	0.001	0.000	0.000
39	1.0135	4.6934	0.000	0.000	-0.900	0.186
40	1.0136	4.7030	0.000	0.000	-0.900	0.186
41	1.0137	4.6729	0.000	0.000	0.000	0.000
42	1.0137	4.6793	-0.001	0.000	0.000	0.000
43	1.0136	4.7094	0.000	0.000	-0.900	0.186
44	1.0136	4.7126	0.000	0.000	-0.900	0.186
45	1.0137	4.6824	-0.001	0.002	0.000	0.000
46	1.0002	0.1154	0.000	0.000	0.000	0.000
47	1.0001	0.1463	0.000	0.000	-0.900	0.186
48	1.0002	0.1983	0.000	0.000	-0.900	0.186
49	1.0003	0.1674	0.001	0.001	0.000	0.000
50	1.0007	0.3863	0.000	0.002	0.000	0.000
51	1.0006	0.4172	0.000	0.000	-0.900	0.186
52	1.0007	0.4630	0.000	0.000	-0.900	0.186
53	1.0008	0.4321	0.000	0.000	0.000	0.000
54	1.0009	0.4748	0.000	0.001	0.000	0.000
55	1.0008	0.5057	0.000	0.000	-0.900	0.186
56	1.0008	0.5454	0.000	0.000	-0.900	0.186
57	1.0010	0.5145	0.000	0.002	0.000	0.000
58	1.0010	0.5511	-0.001	0.001	0.000	0.000
59	1.0009	0.5820	0.000	0.000	-0.900	0.186
60	1.0011	0.6180	0.000	0.000	-0.900	0.186
61	1.0012	0.5871	-0.001	-0.002	0.000	0.000
62	1.0014	0.6540	0.000	0.000	0.000	0.000
63	1.0013	0.6849	0.000	0.000	-0.900	0.186
64	1.0014	0.7143	0.000	0.000	-0.900	0.186

Subterránea						
No. bus	V	ANG	Generación		Carga	
			P _G	Q _G	P _C	Q _C
65	1.0015	0.6834	-0.001	-0.001	0.000	0.000
66	1.0016	0.7095	0.002	0.000	0.000	0.000
67	1.0015	0.7404	0.000	0.000	-0.900	0.186
68	1.0016	0.7632	0.000	0.000	-0.900	0.186
69	1.0017	0.7324	-0.001	0.003	0.000	0.000
70	1.0018	0.7520	-0.002	-0.002	0.000	0.000
71	1.0017	0.7828	0.000	0.000	-0.900	0.186
72	1.0017	0.7991	0.000	0.000	-0.900	0.186
73	1.0019	0.7683	-0.002	-0.002	0.000	0.000
74	1.0019	0.7813	0.000	0.001	0.000	0.000
75	1.0018	0.8122	0.000	0.000	-0.900	0.186
76	1.0018	0.8220	0.000	0.000	-0.900	0.186
77	1.0019	0.7911	0.001	0.002	0.000	0.000
78	1.0020	0.7977	-0.001	0.001	0.000	0.000
79	1.0019	0.8285	0.000	0.000	-0.900	0.186
80	1.0019	0.8317	0.000	0.000	-0.900	0.186
81	1.0020	0.8009	0.000	0.000	0.000	0.000
82	1.0018	1.0452	0.000	0.001	0.000	0.000
83	1.0017	1.0760	0.000	0.000	-0.900	0.186
84	1.0018	1.1279	0.000	0.000	-0.900	0.186
85	1.0019	1.0970	0.000	0.001	0.000	0.000
86	1.0020	1.1458	-0.001	-0.001	0.000	0.000
87	1.0019	1.1766	0.000	0.000	-0.900	0.186
88	1.0019	1.2224	0.000	0.000	-0.900	0.186
89	1.0021	1.1915	0.000	0.002	0.000	0.000
90	1.0021	1.2342	-0.001	-0.002	0.000	0.000
91	1.0020	1.2650	0.000	0.000	-0.900	0.186
92	1.0021	1.3046	0.000	0.000	-0.900	0.186
93	1.0022	1.2738	0.000	-0.002	0.000	0.000
94	1.0023	1.3104	-0.001	-0.002	0.000	0.000
95	1.0022	1.3412	0.000	0.000	-0.900	0.186
96	1.0023	1.3771	0.000	0.000	-0.900	0.186
97	1.0024	1.3463	0.000	0.001	0.000	0.000
98	1.0027	1.4131	0.001	0.003	0.000	0.000
99	1.0026	1.4439	0.000	0.000	-0.900	0.186
100	1.0027	1.4732	0.000	0.000	-0.900	0.186
101	1.0028	1.4424	0.001	-0.001	0.000	0.000
102	1.0029	1.4685	-0.001	-0.002	0.000	0.000
103	1.0028	1.4993	0.000	0.000	-0.900	0.186
104	1.0029	1.5221	0.000	0.000	-0.900	0.186
105	1.0030	1.4913	0.000	-0.002	0.000	0.000
106	1.0030	1.5109	0.001	0.001	0.000	0.000
107	1.0029	1.5416	0.000	0.000	-0.900	0.186
108	1.0030	1.5579	0.000	0.000	-0.900	0.186
109	1.0031	1.5272	-0.001	-0.001	0.000	0.000
110	1.0032	1.5402	0.002	0.000	0.000	0.000
111	1.0030	1.5710	0.000	0.000	-0.900	0.186
112	1.0031	1.5807	0.000	0.000	-0.900	0.186
113	1.0032	1.5500	0.000	0.000	0.000	0.000
114	1.0032	1.5565	0.000	-0.001	0.000	0.000
115	1.0031	1.5872	0.000	0.000	-0.900	0.186
116	1.0031	1.5905	0.000	0.000	-0.900	0.186
117	1.0032	1.5598	-0.001	-0.001	0.000	0.000

Subterránea						
No. bus	V	ANG	Generación		Carga	
			P _G	Q _G	P _C	Q _C
118	1.0002	0.1090	0.000	0.001	0.000	0.000
119	1.0001	0.1399	0.000	0.000	-0.900	0.186
120	1.0002	0.1889	0.000	0.000	-0.900	0.186
121	1.0003	0.1580	0.000	0.001	0.000	0.000
122	1.0007	0.3633	0.000	0.000	0.000	0.000
123	1.0006	0.3942	0.000	0.000	-0.900	0.186
124	1.0006	0.4370	0.000	0.000	-0.900	0.186
125	1.0007	0.4061	0.001	-0.001	0.000	0.000
126	1.0008	0.4458	-0.001	-0.002	0.000	0.000
127	1.0007	0.4767	0.000	0.000	-0.900	0.186
128	1.0009	0.5884	0.000	0.000	-0.900	0.186
129	1.0010	0.5575	0.000	0.001	0.000	0.000
130	1.0012	0.5935	-0.001	-0.001	0.000	0.000
131	1.0011	0.6244	0.000	0.000	-0.900	0.186
132	1.0012	0.6571	0.000	0.000	-0.900	0.186
133	1.0013	0.6262	0.000	-0.002	0.000	0.000
134	1.0015	0.6865	-0.001	0.002	0.000	0.000
135	1.0014	0.7174	0.000	0.000	-0.900	0.186
136	1.0015	0.7435	0.000	0.000	-0.900	0.186
137	1.0016	0.7127	0.001	-0.004	0.000	0.000
138	1.0017	0.7356	0.001	0.001	0.000	0.000
139	1.0016	0.7664	0.000	0.000	-0.900	0.186
140	1.0018	0.8280	0.000	0.000	-0.900	0.186
141	1.0019	0.7972	0.001	0.002	0.000	0.000
142	1.0020	0.8135	0.001	0.001	0.000	0.000
143	1.0019	0.8443	0.000	0.000	-0.900	0.186
144	1.0019	0.8574	0.000	0.000	-0.900	0.186
145	1.0021	0.8266	-0.001	-0.002	0.000	0.000
146	1.0021	0.8364	0.001	0.000	0.000	0.000
147	1.0020	0.8672	0.000	0.000	-0.900	0.186
148	1.0020	0.8737	0.000	0.000	-0.900	0.186
149	1.0021	0.8429	0.000	-0.003	0.000	0.000
150	1.0021	0.8462	0.001	-0.001	0.000	0.000
151	1.0020	0.8770	0.000	0.000	-0.900	0.186

B.3. Resultados del flujo de potencia para la red prueba subterránea

En la tabla B.2 se muestra los resultados de los flujos en los cables, así como los nodos de salida y llegada, incluyendo su potencia real y reactiva respectivamente en cada cable.

Tabla B.2. Flujos en los cables en la red (subterránea) de prueba de 151 nodos.

Subterránea				
No. del cable	CS	CR	P	Q
1	1	2	-19.2081	5.4938
1	2	1	19.6106	-4.5281
2	2	3	-0.9001	0.1866
2	3	2	0.9001	-0.1860
3	2	5	-18.7113	4.3434
3	5	2	18.7535	-4.2485
4	5	4	-0.9001	0.1868
4	4	5	0.9001	-0.1864
5	5	6	-17.8536	4.0623
5	6	5	17.8922	-3.9762
6	6	7	-0.9001	0.1868
6	7	6	0.9001	-0.1864
7	6	9	-16.9917	3.7903
7	9	6	17.0264	-3.7134
8	9	8	-0.9001	0.1866
8	8	9	0.9001	-0.1864
9	9	10	-16.1266	3.5264
9	10	9	16.1406	-3.4944
10	10	11	-0.9001	0.1870
10	11	10	0.9001	-0.1866
11	10	13	-15.2400	3.3078
11	13	10	15.2470	-3.2936
12	13	12	-0.9001	0.1868
12	12	13	0.9001	-0.1864
13	13	14	-14.3473	3.1052
13	14	13	14.3520	-3.0927
14	14	15	-0.9001	0.1868
14	15	14	0.9001	-0.1866
15	14	17	-13.4527	2.9027
15	17	14	13.4574	-2.8933
16	17	16	-0.9001	0.1868
16	16	17	0.9001	-0.1866
17	17	18	-12.5585	2.7059
17	18	17	12.5624	-2.6983
18	18	19	-0.9001	0.1868
18	19	18	0.9001	-0.1864
19	18	21	-11.6638	2.5091
19	21	18	11.6677	-2.5012
20	21	20	-0.9001	0.1868
20	20	21	0.9001	-0.1864
21	21	22	-10.7663	2.3141
21	22	21	10.7799	-2.2832
22	22	23	-0.9001	0.1868
22	23	22	0.9001	-0.1866
23	22	25	-9.8810	2.0961
23	25	22	9.8814	-2.0956
24	25	24	-0.9001	0.1868
24	24	25	0.9001	-0.1862
25	25	26	-8.9826	1.9052
25	26	25	8.9922	-1.8841

Subterránea				
No. del cable	CS	CR	P	Q
26	26	27	-0.9001	0.1870
26	27	26	0.9001	-0.1864
27	26	29	-8.0915	1.6977
27	29	26	8.0931	-1.6946
28	29	28	-0.9002	0.1868
28	28	29	0.9002	-0.1866
29	29	30	-7.1928	1.5051
29	30	29	7.1944	-1.5020
30	30	31	-0.9001	0.1870
30	31	30	0.9001	-0.1864
31	30	33	-6.2945	1.3148
31	33	30	6.2968	-1.3099
32	33	32	-0.9002	0.1866
32	32	33	0.9002	-0.1864
33	33	34	-5.3970	1.1265
33	34	33	5.3977	-1.1216
34	34	35	-0.9002	0.1870
34	35	34	0.9002	-0.1864
35	34	37	-4.4966	0.9357
35	37	34	4.4978	-0.9341
36	37	36	-0.9001	0.1866
36	36	37	0.9001	-0.1864
37	37	38	-3.5977	0.7450
37	38	37	3.5977	-0.7450
38	38	39	-0.9002	0.1866
38	39	38	0.9002	-0.1860
39	38	41	-2.6978	0.5601
39	41	38	2.6978	0.5601
40	41	40	-0.9002	0.1868
40	40	41	0.9002	-0.1866
41	41	42	-1.7988	0.3715
41	42	41	1.7988	-0.3715
42	42	43	-0.9002	0.1870
42	43	42	0.9002	-0.1864
43	42	45	-0.8995	0.1868
43	45	42	0.9003	-0.1851
44	45	44	-0.9001	0.1868
44	44	45	0.9001	-0.1864
45	1	46	-16.1399	3.5222
45	46	1	16.1502	-3.4901
46	46	47	-0.9000	0.1868
46	47	46	0.9000	-0.1864
47	46	49	-15.2512	3.3000
47	49	46	15.2551	-3.2897
48	49	48	-0.9000	0.1870
48	48	49	0.9000	-0.1864
49	49	50	-14.3541	3.1024
49	50	49	14.3716	-3.0492
50	50	51	-0.9000	0.1866
50	51	50	0.9000	-0.1864
51	50	53	-13.4715	2.8615
51	53	50	13.4739	-2.8542

Subterránea				
No. del cable	CS	CR	P	Q
52	53	52	-0.9000	0.1866
52	52	53	0.9000	-0.1864
53	53	54	-12.5749	2.6634
53	54	53	12.5780	-2.6542
54	54	55	-0.9000	0.1868
54	55	54	0.9000	-0.1864
55	54	57	-11.6781	2.4672
55	57	54	11.6810	-2.4561
56	57	56	-0.9000	0.1870
56	56	57	0.9000	-0.1866
57	57	58	-10.7806	2.2695
57	58	57	10.7835	-2.2614
58	58	59	-0.9000	0.1868
58	59	58	0.9000	-0.1864
59	58	61	-9.8836	2.0762
59	61	58	9.8867	-2.0701
60	61	60	-0.9000	0.1868
60	60	61	0.9000	-0.1864
61	61	62	-8.9869	1.8790
61	62	61	8.9911	-1.8698
62	62	63	-0.9000	0.1868
62	63	62	0.9000	-0.1866
63	62	65	-8.0907	1.6830
63	65	62	8.0930	-1.6782
64	65	64	-0.9000	0.1870
64	64	65	0.9000	-0.1864
65	65	66	-7.1939	1.4913
65	66	65	7.1955	-1.4882
66	66	67	-0.9000	0.1866
66	67	66	0.9000	-0.1864
67	66	69	-6.2940	1.3022
67	69	66	6.2948	-1.3009
68	69	68	-0.9000	0.1870
68	68	69	0.9000	-0.1864
69	69	70	-5.3954	1.1175
69	70	69	5.3954	-1.1145
70	70	71	-0.9000	0.1868
70	71	70	0.9000	-0.1862
71	70	73	-4.4972	0.9277
71	73	70	4.4972	-0.9277
72	73	72	-0.9000	0.1870
72	72	73	0.9000	-0.1864
73	73	74	-3.5993	0.7396
73	74	73	3.5993	-0.7396
74	74	75	-0.9000	0.1868
74	75	74	0.9000	-0.1864
75	74	77	-2.6993	0.5567
75	77	74	2.7001	-0.5550
76	77	76	-0.9000	0.1868
76	76	77	0.9000	-0.1864
77	77	78	1.7985	0.3734
77	78	77	1.7992	-0.3717

Subterránea				
No. del cable	CS	CR	P	Q
78	78	79	-0.9000	0.1868
78	79	78	0.9000	-0.1864
79	78	81	-0.8995	0.1868
79	81	78	0.8995	-0.1868
80	81	80	-0.9000	0.1868
80	80	81	0.9000	-0.1864
81	1	82	-16.0717	3.7535
81	82	1	16.1663	-3.4659
82	82	83	-0.9000	0.1870
82	83	82	0.9000	-0.1866
83	82	85	-15.2659	3.2813
83	85	82	15.2712	-3.2671
84	85	84	-0.9000	0.1868
84	84	85	0.9000	-0.1864
85	85	86	-14.3707	3.0792
85	86	85	14.3745	-3.0670
86	86	87	0.9000	0.1868
86	87	86	0.9000	-0.1866
87	86	89	-13.4759	2.8736
87	89	86	13.4783	-2.8664
88	89	88	-0.9000	0.1870
88	88	89	0.9000	-0.1864
89	89	90	-12.5790	2.6776
89	90	89	12.5814	-2.6703
90	90	91	-0.9000	0.1868
90	91	90	0.9000	-0.1864
91	90	93	-11.6832	2.4775
91	93	90	11.6849	-2.4703
92	93	92	-0.9000	0.1868
92	92	93	0.9000	-0.1864
93	93	94	-10.7845	2.2794
93	94	93	10.7875	-2.2713
94	94	95	-0.9000	0.1866
94	95	94	0.9000	-0.1864
95	94	97	-9.8867	2.0838
95	97	94	9.8905	-2.0759
96	97	96	-0.9000	0.1868
96	96	97	0.9000	0.1864
97	97	98	-8.9900	1.8883
97	98	97	8.9946	-1.8783
98	98	99	-0.9000	0.1870
98	99	98	0.9000	-0.1864
99	98	101	-8.0931	1.6943
99	101	98	8.0954	-1.6895
100	101	100	-0.9000	0.1868
100	100	101	0.9000	-0.1862
101	101	102	-7.1941	1.5036
101	102	101	7.1964	-1.4989
102	102	103	-0.9000	0.1868
102	103	102	0.9000	-0.1864
103	102	105	-6.2966	1.3137
103	105	102	6.2982	-1.3106

Subterránea				
No. del cable	CS	CR	P	Q
104	105	104	-0.9000	0.1868
104	104	105	0.9000	-0.1864
105	105	106	-5.3989	1.1232
105	106	105	5.3989	-1.1201
106	106	107	-0.9000	0.1868
106	107	106	0.9000	-0.1864
107	106	109	-4.4983	0.9364
107	109	106	4.4990	-0.9347
108	109	108	-0.9000	0.1868
108	108	109	0.9000	-0.1864
109	109	110	-3.5995	0.7479
109	110	109	3.6003	-0.7462
110	110	111	-0.9000	0.1870
110	111	110	0.9000	-0.1866
111	110	113	-2.6988	0.5605
111	113	110	2.6988	-0.5605
112	113	112	-0.9000	0.1868
112	112	113	0.9000	-0.1864
113	113	114	-1.7986	0.3755
113	114	113	1.7994	-0.3738
114	114	115	-0.9000	0.1868
114	115	114	0.9000	-0.1864
115	114	117	-0.8992	0.1887
115	117	114	0.8999	-0.1870
116	117	116	-0.9000	0.1868
116	116	117	0.9000	-0.1864
117	1	118	-15.2470	3.3369
117	118	1	15.2562	-3.3094
118	118	119	-0.9000	0.1870
118	119	118	0.9000	-0.1866
119	118	121	-14.3560	3.1216
119	121	118	14.3605	-3.1074
120	121	120	-0.9000	0.1870
120	120	121	0.9000	-0.1864
121	121	122	-13.4595	2.9229
121	122	121	13.4749	-2.8759
122	122	123	-0.9000	0.1868
122	123	122	0.9000	-0.1862
123	122	125	-12.5741	2.6910
123	125	122	12.5778	-2.6799
124	125	124	-0.9000	0.1868
124	124	125	0.9000	-0.1864
125	125	126	-11.6765	2.4925
125	126	125	11.6795	-2.4814
126	126	127	-0.9000	0.1868
126	127	126	0.9000	-0.1864
127	126	129	-10.7800	2.2942
127	129	126	10.7867	-2.2729
128	129	128	-0.9000	0.1868
128	128	129	0.9000	-0.1864
129	129	130	-9.8862	2.0897
129	130	129	9.8893	-2.0836

Subterránea				
No. del cable	CS	CR	P	Q
130	130	131	-0.9000	0.1866
130	131	130	0.9000	-0.1862
131	130	133	-8.9919	1.8967
131	133	130	8.9926	-1.8923
132	133	132	-0.9000	0.1866
132	132	133	0.9000	-0.1862
133	133	134	-8.0930	1.7027
133	134	133	8.0968	-1.6942
134	134	135	-0.9000	0.1866
134	135	134	0.9000	-0.1862
135	134	137	-7.1972	1.5071
135	137	134	7.1979	-1.5057
136	137	136	-0.9000	0.1868
136	136	137	0.9000	-0.1862
137	137	138	-6.2965	1.3177
137	138	137	6.2981	-1.3146
138	138	139	-0.9000	0.1868
138	139	138	0.9000	-0.1866
139	138	141	-5.3966	1.1278
139	141	138	5.3989	-1.1224
140	141	140	-0.9000	0.1868
140	140	141	0.9000	-0.1864
141	141	142	-4.4981	0.9363
141	142	141	4.4981	-0.9363
142	142	143	-0.9000	0.1868
142	143	142	0.9000	-0.1864
143	142	145	-3.5986	0.7495
143	145	142	3.5979	-0.7513
144	145	144	-0.9000	0.1868
144	144	145	0.9000	-0.1862
145	145	146	-2.7004	0.5613
145	146	145	2.7004	-0.5613
146	146	147	-0.9000	0.1868
146	147	146	0.9000	-0.1864
147	146	149	-1.7990	0.3777
147	149	146	1.7997	-0.3760
148	149	148	-0.9000	0.1866
148	148	149	0.9000	-0.1862
149	149	150	-0.9001	0.1891
149	150	149	0.9001	-0.1891
150	150	151	-0.9000	0.1868
150	151	150	0.9000	-0.1864

B.4. Resultados de las magnitudes nodales para la red de prueba aérea

Como resultado del análisis de (FP's) arroja el resultado de los voltajes y ángulos en cada bus, también se muestra la potencia real y reactiva en cada nodo de generación y en el nodo de carga, la potencia real esta dada en MW y la potencia reactiva esta dada en MVAR para esta red (aérea) de prueba. Todo esto se indica en la tabla B.3.

Tabla B.3. Magnitudes nodales para la red (aérea) de prueba de 151 nodos.

No. bus	Aérea					
	V	ANG	Generación		Carga	
			P _G	Q _G	P _C	Q _C
1	1.0000	0.0000	-65.713	10.419	0.000	-6.000
2	1.0062	2.8781	0.000	0.004	0.000	0.000
3	1.0061	2.9087	0.000	0.000	-0.900	0.186
4	1.0152	3.5182	0.000	0.000	-0.900	0.186
5	1.0153	3.4882	-0.001	0.003	0.000	0.000
6	1.0240	4.0592	-0.001	0.003	0.000	0.000
7	1.0239	4.0887	0.000	0.000	-0.900	0.186
8	1.0323	4.6219	0.001	0.000	-0.900	0.186
9	1.0324	4.5929	-0.001	0.002	0.000	0.000
10	1.0360	4.8215	0.000	0.001	0.000	0.000
11	1.0359	4.8503	0.001	0.000	-0.900	0.186
12	1.0376	4.9552	0.001	0.000	-0.900	0.186
13	1.0377	4.9264	-0.001	-0.001	0.000	0.000
14	1.0393	5.0248	-0.001	0.000	0.000	0.000
15	1.0392	5.0535	0.001	0.000	-0.900	0.186
16	1.0407	5.1454	0.001	0.000	-0.900	0.186
17	1.0408	5.1168	0.000	0.000	0.000	0.000
18	1.0422	5.2025	-0.001	0.000	0.000	0.000
19	1.0421	5.2310	0.001	0.000	-0.900	0.186
20	1.0434	5.3103	0.001	0.000	-0.900	0.186
21	1.0435	5.2818	-0.001	0.001	0.000	0.000
22	1.0488	5.6077	-0.005	0.000	0.000	0.000
23	1.0487	5.6359	0.001	0.000	-0.900	0.186
24	1.0488	5.6576	0.001	0.000	-0.900	0.186
25	1.0489	5.6295	0.004	0.002	0.000	0.000
26	1.0533	5.8984	-0.001	0.001	0.000	0.000
27	1.0532	5.9263	0.001	0.000	-0.900	0.186
28	1.0541	5.9801	0.001	0.000	-0.900	0.186
29	1.0542	5.9522	-0.001	0.001	0.000	0.000
30	1.0550	6.0000	-0.002	-0.002	0.000	0.000
31	1.0549	6.0278	0.001	0.000	-0.900	0.186
32	1.0556	6.0695	0.002	0.000	-0.900	0.186
33	1.0557	6.0417	0.000	-0.001	0.000	0.000
34	1.0563	6.0774	-0.001	0.000	0.000	0.000
35	1.0562	6.1052	0.002	0.000	-0.900	0.186

No. bus	Aérea					
	V	ANG	Generación		Carga	
			P _G	Q _G	P _C	Q _C
36	1.0572	6.1660	0.002	0.000	-0.900	0.186
37	1.0574	6.1383	-0.001	-0.001	0.000	0.000
38	1.0578	6.1620	0.000	0.000	0.000	0.000
39	1.0576	6.1897	0.002	0.000	-0.900	0.186
40	1.0579	6.2075	0.002	0.000	-0.900	0.186
41	1.0581	6.1798	-0.001	-0.001	0.000	0.000
42	1.0583	6.1917	0.000	0.000	0.000	0.000
43	1.0581	6.2194	0.002	0.000	-0.900	0.186
44	1.0582	6.2253	0.002	0.000	-0.900	0.186
45	1.0584	6.1976	-0.001	-0.001	0.000	0.000
46	1.0002	0.1149	0.000	0.000	0.000	0.000
47	1.0001	0.1458	0.000	0.000	-0.900	0.186
48	1.0004	0.2195	0.000	0.000	-0.900	0.186
49	1.0005	0.1886	0.000	0.001	0.000	0.000
50	1.0019	0.4983	0.000	0.000	0.000	0.000
51	1.0018	.5291	0.000	0.000	-0.900	0.186
52	1.0020	.5939	0.000	0.000	-0.900	0.186
53	1.0022	.5631	0.001	0.001	0.000	0.000
54	1.0024	.6234	0.000	0.000	0.000	0.000
55	1.0023	.6542	0.000	0.000	-0.900	0.186
56	1.0026	.7102	0.000	0.000	-0.900	0.186
57	1.0027	.6795	0.000	0.000	0.000	0.000
58	1.0029	.7311	0.000	0.000	0.000	0.000
59	1.0028	.7619	0.000	0.000	-0.900	0.186
60	1.0039	.8342	0.000	0.000	-0.900	0.186
61	1.0041	.8035	0.000	0.000	0.000	0.000
62	1.0062	0.9378	0.000	0.000	0.000	0.000
63	1.0061	0.9684	0.000	0.000	-0.900	0.186
64	1.0070	1.0272	0.000	0.000	-0.900	0.186
65	1.0071	0.9967	0.000	0.000	0.000	0.000
66	1.0080	1.0489	-0.001	-0.001	0.000	0.000
67	1.0078	1.0794	0.000	0.000	-0.900	0.186
68	1.0086	1.1249	0.000	0.000	-0.900	0.186
69	1.0087	1.0945	0.000	0.001	0.000	0.000
70	1.0093	1.1336	-0.001	0.000	0.000	0.000
71	1.0092	1.1640	0.000	0.000	-0.900	0.186
72	1.0097	1.1964	0.000	0.000	-0.900	0.186
73	1.0098	1.1661	0.001	0.000	0.000	0.000
74	1.0103	1.1921	0.000	0.000	0.000	0.000
75	1.0101	1.2224	0.000	0.000	-0.900	0.186
76	1.0105	1.2418	0.000	0.000	-0.900	0.186
77	1.0106	1.2115	0.001	0.000	0.000	0.000
78	1.0108	1.2245	0.000	0.000	0.000	0.000
79	1.0107	1.2548	0.000	0.000	-0.900	0.186
80	1.0108	1.2613	0.000	0.000	-0.900	0.186
81	1.0109	1.2310	0.000	0.000	0.000	0.000
82	1.0017	1.0411	0.000	-0.001	0.000	0.000
83	1.0016	1.0719	0.000	0.000	-0.900	0.186
84	1.0019	1.1453	0.000	0.000	-0.900	0.186
85	1.0020	1.1145	0.000	-0.002	0.000	0.000

No. bus	Aérea					
	V	ANG	Generación		Carga	
			P _G	Q _G	P _C	Q _C
86	1.0023	1.1836	0.000	0.002	0.000	0.000
87	1.0022	1.2144	0.000	0.000	-0.900	0.186
88	1.0025	1.2790	0.000	0.000	-0.900	0.186
89	1.0026	1.2482	-0.001	0.000	0.000	0.000
90	1.0029	1.3086	0.000	0.000	0.000	0.000
91	1.0028	1.3393	0.000	0.000	-0.900	0.186
92	1.0030	1.3953	0.000	0.000	-0.900	0.186
93	1.0032	1.3645	0.000	0.000	0.000	0.000
94	1.0034	1.4162	0.000	0.001	0.000	0.000
95	1.0033	1.4469	0.000	0.000	-0.900	0.186
96	1.0044	1.5192	0.000	0.000	-0.900	0.186
97	1.0045	1.4885	0.000	0.000	0.000	0.000
98	1.0067	1.6227	0.000	-0.001	0.000	0.000
99	1.0065	1.6532	0.000	0.000	-0.900	0.186
100	1.0075	1.7120	0.000	0.000	-0.900	0.186
101	1.0076	1.6815	0.000	0.001	0.000	0.000
102	1.0084	1.7337	0.000	0.001	0.000	0.000
103	1.0083	1.7641	0.000	0.000	-0.900	0.186
104	1.0091	1.8096	0.000	0.000	-0.900	0.186
105	1.0092	1.7793	0.000	0.000	0.000	0.000
106	1.0098	1.8183	0.000	0.000	0.000	0.000
107	1.0097	1.8486	0.000	0.000	-0.900	0.186
108	1.0102	1.8811	0.000	0.000	-0.900	0.186
109	1.0103	1.8508	0.000	0.000	0.000	0.000
110	1.0107	1.8767	0.000	-0.001	0.000	0.000
111	1.0106	1.9070	0.000	0.000	-0.900	0.186
112	1.0109	1.9265	0.000	0.000	-0.900	0.186
113	1.0110	1.8962	-0.001	0.000	0.000	0.000
114	1.0113	1.9092	0.000	0.000	0.000	0.000
115	1.0111	1.9394	0.000	0.000	-0.900	0.186
116	1.0112	1.9459	0.000	0.000	-0.900	0.186
117	1.0114	1.9156	0.000	0.000	0.000	0.000
118	1.0002	0.1085	0.000	0.001	0.000	0.000
119	1.0001	0.1394	0.000	0.000	-0.900	0.186
120	1.0004	0.2087	0.000	0.000	-0.900	0.186
121	1.0005	0.1778	0.000	0.000	0.000	0.000
122	1.0017	0.4680	0.000	0.001	0.000	0.000
123	1.0016	0.4989	0.000	0.000	-0.900	0.186
124	1.0019	0.5593	0.000	0.000	-0.900	0.186
125	1.0020	0.5285	0.000	0.001	0.000	0.000
126	1.0023	0.5845	-0.001	0.000	0.000	0.000
127	1.0021	0.6153	0.000	0.000	-0.900	0.186
128	1.0028	0.7728	0.000	0.000	-0.900	0.186
129	1.0030	0.7420	0.000	0.001	0.000	0.000
130	1.0041	0.8144	-0.002	-0.001	0.000	0.000
131	1.0040	0.8451	0.000	0.000	-0.900	0.186
132	1.0050	0.9107	0.000	0.000	-0.900	0.186
133	1.0051	0.8801	0.000	-0.001	0.000	0.000
134	1.0071	1.0008	0.000	-0.001	0.000	0.000
135	1.0069	1.0313	0.000	0.000	-0.900	0.186
136	1.0078	1.0835	0.000	0.000	-0.900	0.186
137	1.0079	1.0531	0.000	0.000	0.000	0.000

No. bus	Aérea					
	V	ANG	Generación		Carga	
			P _G	Q _G	P _C	Q _C
138	1.0086	1.0987	0.000	0.000	0.000	0.000
139	1.0085	1.1291	0.000	0.000	-0.900	0.186
140	1.0105	1.2516	0.000	0.000	-0.900	0.186
141	1.0106	1.2213	0.000	0.000	0.000	0.000
142	1.0111	1.2538	0.000	0.000	0.000	0.000
143	1.0110	1.2840	0.000	0.000	-0.900	0.186
144	1.0114	1.3100	0.000	0.000	-0.900	0.186
145	1.0115	1.2797	0.001	0.001	0.000	0.000
146	1.0118	1.2991	-0.001	0.000	0.000	0.000
147	1.0117	1.3294	0.000	0.000	-0.900	0.186
148	1.0119	1.3423	0.000	0.000	-0.900	0.186
149	1.0120	1.3121	0.000	0.000	0.000	0.000
150	1.0122	1.3186	0.000	0.000	0.000	0.000
151	1.0120	1.3488	0.000	0.000	-0.900	0.186

B.5. Resultados del flujo de potencia para la red de prueba aérea

En la tabla B.4 se muestra los resultados de los flujos en las líneas, así como los nodos de salida y llegada, incluyendo su potencia real y reactiva respectivamente en la línea.

Tabla B.4. Flujos en las líneas en la red (aérea) de prueba de 151 nodos.

No. de la línea	Aérea			
	LS	LR	P	Q
1	1	2	-18.5181	5.6677
1	2	1	18.8964	-4.7602
2	2	3	-0.9001	0.1870
2	3	2	0.9001	-0.1866
3	2	5	-17.9966	4.5776
3	5	2	18.2072	-4.4254
4	5	4	-0.9003	0.1866
4	4	5	0.9003	-0.1862
5	5	6	-17.3083	4.2416
5	6	5	17.4987	-4.1040
6	6	7	-0.9005	0.1868
6	7	6	0.9005	-0.1864
7	6	9	-16.5996	3.9203
7	9	6	16.7712	-3.7963
8	9	8	-0.9007	0.1866
8	8	9	0.9007	-0.1864
9	9	10	-15.8717	3.6117
9	10	9	15.9422	-3.5608

Aérea				
No. de la línea	LS	LR	P	Q
10	10	11	-0.9008	0.1870
10	11	10	0.9008	-0.1864
11	10	13	-15.0414	3.3756
11	13	10	15.0717	-3.3538
12	13	12	-0.9009	0.1868
12	12	13	0.9009	-0.1864
13	13	14	-14.1720	3.1657
13	14	13	14.1993	-3.1460
14	14	15	-0.9009	0.1870
14	15	14	0.9009	-0.1864
15	14	17	-13.2994	2.9595
15	17	14	13.3228	-2.9422
16	17	16	-0.9010	0.1868
16	16	17	0.9010	-0.1864
17	17	18	-12.4222	2.7561
17	18	17	12.4434	-2.7409
18	18	19	-0.9010	0.1868
18	19	18	0.9010	-0.1864
19	18	21	-11.5430	2.5551
19	21	18	11.5609	-2.5419
20	21	20	-0.9011	0.1866
20	20	21	0.9011	-0.1862
21	21	22	-10.6602	2.3565
21	22	21	10.7279	-2.3076
22	22	23	-0.9013	0.1868
22	23	22	0.9013	-0.1866
23	22	25	-9.8335	2.1181
23	25	22	9.8340	-2.1173
24	25	24	-0.9013	0.1866
24	24	25	0.9013	-0.1864
25	25	26	-8.9297	1.9297
25	26	25	8.9767	-1.8958
26	26	27	-0.9014	0.1868
26	27	26	0.9014	-0.1865
27	26	29	-8.0762	1.7094
27	29	26	8.0838	-1.7036
28	29	28	-0.9015	0.1868
28	28	29	0.9015	-0.1864
29	29	30	-7.1837	1.5169
29	30	29	7.1905	-1.5119
30	30	31	-0.9015	0.1868
30	31	30	0.9015	-0.1864
31	30	33	-6.2906	1.3234
31	33	30	6.2948	-1.3205
32	33	32	-0.9015	0.1868
32	32	33	0.9015	-0.1865
33	33	34	-5.3942	1.1330
33	34	33	5.3976	-1.1301
34	34	35	-0.9015	0.1868
34	35	34	0.9015	-0.1863
35	34	37	-4.4972	0.9427

Aérea				
No. de la línea	LS	LR	P	Q
35	37	34	4.5024	-0.9390
36	37	36	-0.9016	0.1868
36	36	37	0.9016	-0.1863
37	37	38	-3.6011	0.7520
37	38	37	3.6025	-0.7507
38	38	39	-0.9016	0.1866
38	39	38	0.9016	-0.1862
39	38	41	-2.7021	0.5629
39	41	38	2.7030	-0.5629
40	41	40	-0.9016	0.1868
40	40	41	0.9016	-0.1862
41	41	42	-1.8018	0.3754
41	42	41	1.8024	-0.3750
42	42	43	-0.9016	0.1870
42	43	42	0.9016	-0.1865
43	42	45	-0.9010	0.1878
43	45	42	0.9004	-0.1882
44	45	44	-0.9016	0.1868
44	44	45	0.9016	-0.1865
45	1	46	-16.0523	3.5797
45	46	1	16.0626	-3.5492
46	46	47	-0.9000	0.1868
46	47	46	0.9000	-0.1864
47	46	49	-15.1638	3.3597
47	49	46	15.1722	-3.3429
48	49	48	-0.9000	0.1868
48	48	49	0.9000	-0.1866
49	49	50	-14.2721	3.1554
49	50	49	14.3083	-3.0823
50	50	51	-0.9000	0.1868
50	51	50	0.9000	-0.1866
51	50	53	-13.4085	2.8940
51	53	50	13.4154	-2.8802
52	53	52	-0.9000	0.1868
52	52	53	0.9000	-0.1864
53	53	54	-12.5146	2.6937
53	54	53	12.5208	-2.6814
54	54	55	-0.9000	0.1866
54	55	54	0.9000	-0.1862
55	54	57	-11.6204	2.4947
55	57	54	11.6264	-2.4827
56	57	56	-0.9000	0.1868
56	56	57	0.9000	-0.1862
57	57	58	-10.7255	2.2969
57	58	57	10.7308	-2.2865
58	58	59	-0.9000	0.1868
58	59	58	0.9000	-0.1864
59	58	61	-9.8309	2.1007
59	61	58	9.8448	-2.0908
60	61	60	-0.9000	0.1866
60	60	61	0.9000	-0.1862

Aérea				
No. de la línea	LS	LR	P	Q
61	61	62	-8.9444	1.9044
61	62	61	8.9679	-1.8874
62	62	63	-0.9000	0.1868
62	63	62	0.9000	-0.1862
63	62	65	-8.0677	1.7012
63	65	62	8.0771	-1.6944
64	65	64	-0.9000	0.1868
64	64	65	0.9000	-0.1862
65	65	66	-7.1770	1.5083
65	66	65	7.1843	-1.5027
66	66	67	-0.9000	0.1868
66	67	66	0.9000	-0.1862
67	66	69	-6.2840	1.3163
67	69	66	6.2905	-1.3115
68	69	68	-0.9000	0.1868
68	68	69	0.9000	-0.1864
69	69	70	-5.3897	1.1260
69	70	69	5.3937	-1.1232
70	70	71	-0.9000	0.1866
70	71	70	0.9000	-0.1862
71	70	73	-4.4939	0.9372
71	73	70	4.4977	-0.9348
72	73	72	-0.9000	0.1870
72	72	73	0.9000	-0.1864
73	73	74	-3.5963	0.7487
73	74	73	3.5982	-0.7471
74	74	75	-0.9000	0.1866
74	75	74	0.9000	-0.1864
75	74	77	-2.6986	0.5607
75	77	74	2.6999	-0.5595
76	77	76	-0.9000	0.1868
76	76	77	0.9000	-0.1864
77	77	78	-1.7988	0.3736
77	78	77	1.7994	-0.3732
78	78	79	-0.9000	0.1868
78	79	78	0.9000	-0.1864
79	78	81	-0.9001	0.1866
79	81	78	0.8995	-0.1870
80	81	80	-0.9000	0.1866
80	80	81	0.9000	-0.1862
81	1	82	-15.9944	3.7801
81	82	1	16.0881	-3.4948
82	82	83	-0.9000	0.1868
82	83	82	0.9000	-0.1862
83	82	85	-15.1885	3.3065
83	85	82	15.1970	-3.2897
84	85	84	-0.9000	0.1868
84	84	85	0.9000	-0.1864
85	85	86	-14.2977	3.0999
85	86	85	14.3059	-3.0833
86	86	87	-0.9000	0.1870

Aérea				
No. de la línea	LS	LR	P	Q
86	87	86	0.9000	-0.1866
87	86	89	-13.4058	2.8974
87	89	86	13.4127	-2.8836
88	89	88	-0.9000	0.1868
88	88	89	0.9000	-0.1866
89	89	90	-12.5136	2.6962
89	90	89	12.5203	-2.6827
90	90	91	-0.9000	0.1868
90	91	90	0.9000	-0.1864
91	90	93	-11.6194	2.4973
91	93	90	11.6248	-2.4865
92	93	92	-0.9000	0.1870
92	92	93	0.9000	-0.1864
93	93	94	-10.7248	2.2981
93	94	93	10.7301	-2.2877
94	94	95	-0.9000	0.1868
94	95	94	0.9000	-0.1864
95	94	97	-9.8294	2.1034
95	97	94	9.8439	-2.0931
96	97	96	-0.9000	0.1868
96	96	97	0.9000	-0.1864
97	97	98	-8.9433	1.9058
97	98	97	8.9666	-1.8890
98	98	99	-0.9000	0.1868
98	99	98	0.9000	-0.1864
99	98	101	-8.0666	1.7020
99	101	98	8.0760	-1.6953
100	101	100	-0.9000	0.1870
100	100	101	0.9000	-0.1864
101	101	102	-7.1757	1.5100
101	102	101	7.1829	-1.5044
102	102	103	-0.9000	0.1868
102	103	102	0.9000	-0.1864
103	102	105	-6.2832	1.3187
103	105	102	6.2886	-1.3148
104	105	104	-0.9000	0.1868
104	104	105	0.9000	-0.1862
105	105	106	-5.3886	1.1280
105	106	105	5.3926	-1.1252
106	106	107	-0.9000	0.1868
106	107	106	0.9000	-0.1864
107	106	109	-4.4933	0.9376
107	109	106	4.4960	-0.9360
108	109	108	-0.9000	0.1866
108	108	109	0.9000	-0.1864
109	109	110	-3.5967	0.7493
109	110	109	3.5975	-0.7485
110	110	111	-0.9000	0.1866
110	111	110	0.9000	-0.1862
111	110	113	-2.6982	0.5613
111	113	110	2.6995	-0.5601

Aérea				
No. de la línea	LS	LR	P	Q
112	113	112	-0.9000	0.1866
112	112	113	0.9000	-0.1862
113	113	114	-1.8003	0.3734
113	114	113	1.8003	-0.3734
114	114	115	-0.9000	0.1870
114	115	114	0.9000	-0.1864
115	114	117	-0.8997	0.1872
115	117	114	0.9002	-0.1868
116	117	116	-0.9000	0.1868
116	116	117	0.9000	-0.1866
117	1	118	-15.1483	3.3905
117	118	1	15.1574	-3.3630
118	118	119	-0.9000	0.1868
118	119	118	0.9000	-0.1864
119	118	121	-14.2580	3.1753
119	121	118	14.2656	-3.1600
120	121	120	-0.9000	0.1866
120	120	121	0.9000	-0.1864
121	121	122	-13.3655	2.9725
121	122	121	13.3973	-2.9081
122	122	123	-0.9000	0.1870
122	123	122	0.9000	-0.1866
123	122	125	-12.4963	2.7235
123	125	122	12.5036	-2.7088
124	125	124	-0.9000	0.1868
124	124	125	0.9000	-0.1864
125	125	126	-11.6024	2.5231
125	126	125	11.6083	-2.5112
126	126	127	-0.9000	0.1868
126	127	126	0.9000	-0.1864
127	126	129	-10.7089	2.3248
127	129	126	10.7228	-2.2971
128	129	128	-0.9000	0.1870
128	128	129	0.9000	-0.1864
129	129	130	-9.8225	2.1105
129	130	129	9.8369	-2.1002
130	130	131	-0.9000	0.1868
130	131	130	0.9000	-0.1864
131	130	133	-8.9387	1.9128
131	133	130	8.9494	-1.9049
132	133	132	-0.9000	0.1866
132	132	133	0.9000	-0.1864
133	133	134	-8.0500	1.7173
133	134	133	8.0690	-1.7034
134	134	135	-0.9000	0.1868
134	135	134	0.9000	-0.1862
135	134	137	-7.1687	1.5170
135	137	134	7.1760	-1.5115
136	137	136	-0.9000	0.1868
136	136	137	0.9000	-0.1866
137	137	138	-6.2755	1.3247

Aérea				
No. de la línea	LS	LR	P	Q
137	138	137	6.2814	-1.3203
138	138	139	-0.9000	0.1866
138	139	138	0.9000	-0.1866
139	138	141	-5.3815	1.1337
139	141	138	5.3945	-1.1243
140	141	140	-0.9000	0.1868
140	140	141	0.9000	-0.1864
141	141	142	-4.4941	0.9375
141	142	141	4.4974	-0.9355
142	142	143	-0.9000	0.1866
142	143	142	0.9000	-0.1864
143	142	145	-3.5975	0.7493
143	145	142	3.5989	-0.7481
144	145	144	-0.9000	0.1866
144	144	145	0.9000	-0.1864
145	145	146	-2.6981	0.5624
145	146	145	2.7000	-0.5608
146	146	147	-0.9000	0.1868
146	147	146	0.9000	-0.1864
147	146	149	-1.7995	0.3747
147	149	146	1.8001	-0.3743
148	149	148	-0.9000	0.1868
148	148	149	0.9000	-0.1864
149	149	150	-0.9003	0.1868
149	150	149	0.9003	-0.1868
150	150	151	-0.9000	0.1870
150	151	150	0.9000	-0.1864

APENDICE C

Datos de las Redes de Prueba

C.1. Introducción

A continuación se proporcionan los datos completos, necesarios para un análisis de (FP's) de las redes de prueba utilizadas en esta tesis.

C.2. Red (subterránea) de prueba de 151 nodos

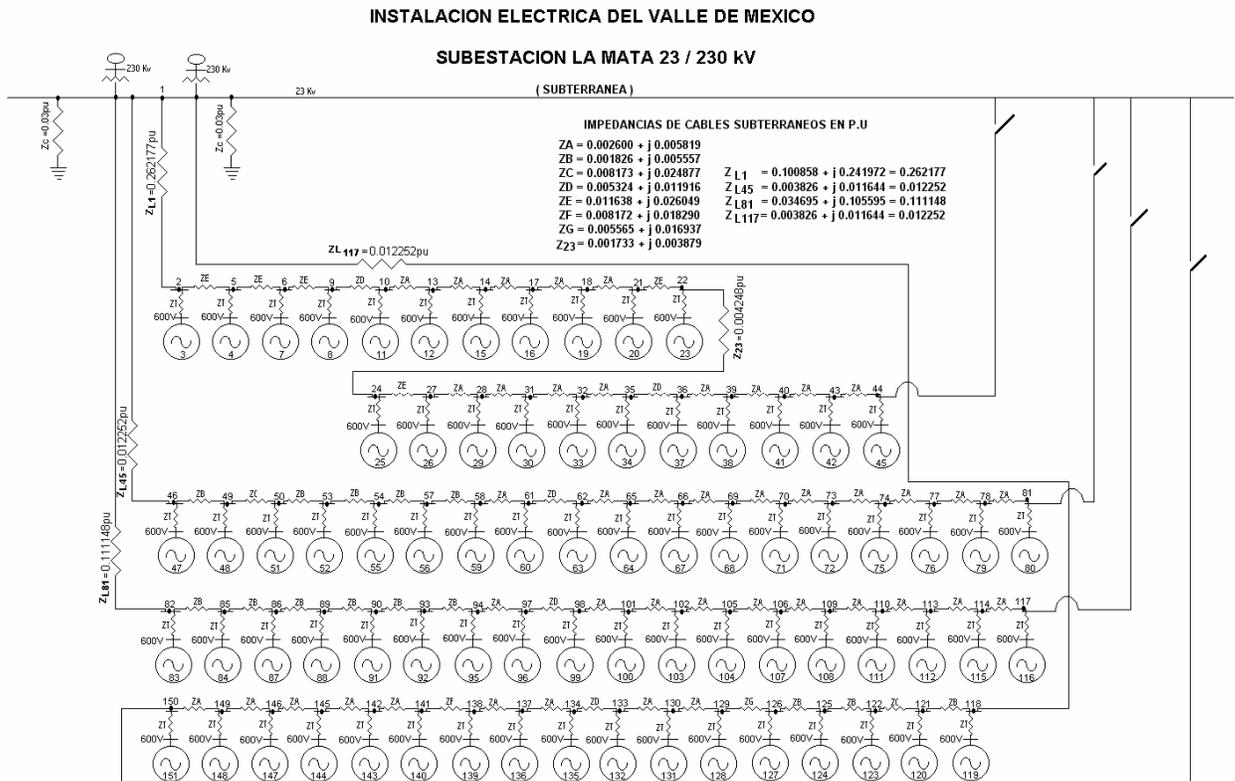


Figura C.1. Diagrama unifilar del sistema subterráneo de 151 nodos.

C.2.1. Datos de entrada para el sistema subterráneo

En la tabla C.1, se indica de que nodo a que nodo esta conectado el cable, indicando la resistencia y reactancia del cable en unidades (pu), también se indican las potencias de generación y potencias de carga en cada nodo estas potencias están dadas en MW y MVar.

Tabla C.1. Datos de la red (subterránea) de prueba de 152 nodos.

No. del cable	Nodo a Nodo		Impedancia del cable en pu		No. de nodo	$P_{G,C}(MW)$ y $Q_{G,C}(MVar)$			
			$R + jX$			Generación		Carga	
					P_G	Q_G	P_C	Q_C	
1	1	2	0.100858	0.241972	1	0.000	0.000	0.000	-6.000
2	2	3	0.000000	0.060000	2	0.000	0.000	0.000	0.000
3	2	5	0.011638	0.026049	3	0.000	0.000	-0.900	0.186
4	5	4	0.000000	0.060000	4	0.000	0.000	-0.900	0.186
5	5	6	0.011638	0.026049	5	0.000	0.000	0.000	0.000
6	6	7	0.000000	0.060000	6	0.000	0.000	0.000	0.000
7	6	9	0.011638	0.026049	7	0.000	0.000	-0.900	0.186
8	9	8	0.000000	0.060000	8	0.000	0.000	-0.900	0.186
9	9	10	0.005324	0.011916	9	0.000	0.000	0.000	0.000
10	10	11	0.000000	0.060000	10	0.000	0.000	0.000	0.000
11	10	13	0.002600	0.005819	11	0.000	0.000	-0.900	0.186
12	13	12	0.000000	0.060000	12	0.000	0.000	-0.900	0.186
13	13	14	0.002600	0.005819	13	0.000	0.000	0.000	0.000
14	14	15	0.000000	0.060000	14	0.000	0.000	0.000	0.000
15	14	17	0.002600	0.005819	15	0.000	0.000	-0.900	0.186
16	17	16	0.000000	0.060000	16	0.000	0.000	-0.900	0.186
17	17	18	0.002600	0.005819	17	0.000	0.000	0.000	0.000
18	18	19	0.000000	0.060000	18	0.000	0.000	0.000	0.000
19	18	21	0.002600	0.005819	19	0.000	0.000	-0.900	0.186
20	21	20	0.000000	0.060000	20	0.000	0.000	-0.900	0.186
21	21	22	0.011638	0.026049	21	0.000	0.000	0.000	0.000
22	22	23	0.000000	0.060000	22	0.000	0.000	0.000	0.000
23	22	25	0.001733	0.003879	23	0.000	0.000	-0.900	0.186
24	25	24	0.000000	0.060000	24	0.000	0.000	0.000	0.000
25	25	26	0.011638	0.026049	25	0.000	0.000	-0.900	0.186
26	26	27	0.000000	0.060000	26	0.000	0.000	-0.900	0.186
27	26	29	0.002600	0.005819	27	0.000	0.000	0.000	0.000
28	29	28	0.000000	0.060000	28	0.000	0.000	0.000	0.000
29	29	30	0.002600	0.005819	29	0.000	0.000	-0.900	0.186
30	30	31	0.000000	0.060000	30	0.000	0.000	-0.900	0.186
31	30	33	0.002600	0.005819	31	0.000	0.000	0.000	0.000
32	33	32	0.000000	0.060000	32	0.000	0.000	0.000	0.000
33	33	34	0.002600	0.005819	33	0.000	0.000	-0.900	0.186
34	34	35	0.000000	0.060000	34	0.000	0.000	-0.900	0.186
35	34	37	0.005324	0.011916	35	0.000	0.000	0.000	0.000
36	37	36	0.000000	0.060000	36	0.000	0.000	0.000	0.000
37	37	38	0.002600	0.005819	37	0.000	0.000	-0.900	0.186
38	38	39	0.000000	0.060000	38	0.000	0.000	-0.900	0.186

No. del cable	Nodo a Nodo		Impedancia del cable en pu		No. de nodo	$P_{G,C}(MW)$ y $Q_{G,C}(MVar)$			
			$R + jX$			Generación		Carga	
					P_G	Q_G	P_C	Q_C	
39	38	41	0.002600	0.005819	39	0.000	0.000	0.000	0.000
40	41	40	0.000000	0.060000	40	0.000	0.000	0.000	0.000
41	41	42	0.002600	0.005819	41	0.000	0.000	-0.900	0.186
42	42	43	0.000000	0.060000	42	0.000	0.000	-0.900	0.186
43	42	45	0.002600	0.005819	43	0.000	0.000	0.000	0.000
44	45	44	0.000000	0.060000	44	0.000	0.000	0.000	0.000
45	1	46	0.003826	0.011644	45	0.000	0.000	-0.900	0.186
46	46	47	0.000000	0.060000	46	0.000	0.000	0.000	0.000
47	46	49	0.001826	0.005557	47	0.000	0.000	-0.900	0.186
48	49	48	0.000000	0.060000	48	0.000	0.000	-0.900	0.186
49	49	50	0.008173	0.024877	49	0.000	0.000	0.000	0.000
50	50	51	0.000000	0.060000	50	0.000	0.000	0.000	0.000
51	50	53	0.001826	0.005557	51	0.000	0.000	-0.900	0.186
52	53	52	0.000000	0.060000	52	0.000	0.000	-0.900	0.186
53	53	54	0.001826	0.005557	53	0.000	0.000	0.000	0.000
54	54	55	0.000000	0.060000	54	0.000	0.000	0.000	0.000
55	54	57	0.001826	0.005557	55	0.000	0.000	-0.900	0.186
56	57	56	0.000000	0.060000	56	0.000	0.000	-0.900	0.186
57	57	58	0.001826	0.005557	57	0.000	0.000	0.000	0.000
58	58	59	0.000000	0.060000	58	0.000	0.000	0.000	0.000
59	58	61	0.002600	0.005819	59	0.000	0.000	-0.900	0.186
60	61	60	0.000000	0.060000	60	0.000	0.000	-0.900	0.186
61	61	62	0.005324	0.011916	61	0.000	0.000	0.000	0.000
62	62	63	0.000000	0.060000	62	0.000	0.000	0.000	0.000
63	62	65	0.002600	0.005819	63	0.000	0.000	-0.900	0.186
64	65	64	0.000000	0.060000	64	0.000	0.000	-0.900	0.186
65	65	66	0.002600	0.005819	65	0.000	0.000	0.000	0.000
66	66	67	0.000000	0.060000	66	0.000	0.000	0.000	0.000
67	66	69	0.002600	0.005819	67	0.000	0.000	-0.900	0.186
68	69	68	0.000000	0.060000	68	0.000	0.000	-0.900	0.186
69	69	70	0.002600	0.005819	69	0.000	0.000	0.000	0.000
70	70	71	0.000000	0.060000	70	0.000	0.000	0.000	0.000
71	70	73	0.002600	0.005819	71	0.000	0.000	-0.900	0.186
72	73	72	0.000000	0.060000	72	0.000	0.000	-0.900	0.186
73	73	74	0.002600	0.005819	73	0.000	0.000	0.000	0.000
74	74	75	0.000000	0.060000	74	0.000	0.000	0.000	0.000
75	74	77	0.002600	0.005819	75	0.000	0.000	-0.900	0.186
76	77	76	0.000000	0.060000	76	0.000	0.000	-0.900	0.186
77	77	78	0.002600	0.005819	77	0.000	0.000	0.000	0.000
78	78	79	0.000000	0.060000	78	0.000	0.000	0.000	0.000
79	78	81	0.002600	0.005819	79	0.000	0.000	-0.900	0.186
80	81	80	0.000000	0.060000	80	0.000	0.000	-0.900	0.186
81	1	82	0.034695	0.105595	81	0.000	0.000	0.000	0.000
82	82	83	0.000000	0.060000	82	0.000	0.000	0.000	0.000
83	82	85	0.001826	0.005557	83	0.000	0.000	-0.900	0.186
84	85	84	0.000000	0.060000	84	0.000	0.000	-0.900	0.186
85	85	86	0.001826	0.005557	85	0.000	0.000	0.000	0.000
86	86	87	0.000000	0.060000	86	0.000	0.000	0.000	0.000
87	86	89	0.001826	0.005557	87	0.000	0.000	-0.900	0.186
88	89	88	0.000000	0.060000	88	0.000	0.000	-0.900	0.186
89	89	90	0.001826	0.005557	89	0.000	0.000	0.000	0.000
90	90	91	0.000000	0.060000	90	0.000	0.000	0.000	0.000

No. del cable	Nodo a Nodo	Impedancia del cable en pu		No. de nodo	$P_{G,C}(MW)$ y $Q_{G,C}(MVar)$			
		$R + jX$			Generación		Carga	
					P_G	Q_G	P_C	Q_C
91	90 93	0.001826	0.005557	91	0.000	0.000	-0.900	0.186
92	93 92	0.000000	0.060000	92	0.000	0.000	-0.900	0.186
93	93 94	0.001826	0.005557	93	0.000	0.000	0.000	0.000
94	94 95	0.000000	0.060000	94	0.000	0.000	0.000	0.000
95	94 97	0.002600	0.005819	95	0.000	0.000	-0.900	0.186
96	97 96	0.000000	0.060000	96	0.000	0.000	-0.900	0.186
97	97 98	0.005324	0.011916	97	0.000	0.000	0.000	0.000
98	98 99	0.000000	0.060000	98	0.000	0.000	0.000	0.000
99	98 101	0.002600	0.005819	99	0.000	0.000	-0.900	0.186
100	101 100	0.000000	0.060000	100	0.000	0.000	-0.900	0.186
101	101 102	0.002600	0.005819	101	0.000	0.000	0.000	0.000
102	102 103	0.000000	0.060000	102	0.000	0.000	0.000	0.000
103	102 105	0.002600	0.005819	103	0.000	0.000	-0.900	0.186
104	105 104	0.000000	0.060000	104	0.000	0.000	-0.900	0.186
105	105 106	0.002600	0.005819	105	0.000	0.000	0.000	0.000
106	106 107	0.000000	0.060000	106	0.000	0.000	0.000	0.000
107	106 109	0.002600	0.005819	107	0.000	0.000	-0.900	0.186
108	109 108	0.000000	0.060000	108	0.000	0.000	-0.900	0.186
109	109 110	0.002600	0.005819	109	0.000	0.000	0.000	0.000
110	110 111	0.000000	0.060000	110	0.000	0.000	0.000	0.000
111	110 113	0.002600	0.005819	111	0.000	0.000	-0.900	0.186
112	113 112	0.000000	0.060000	112	0.000	0.000	-0.900	0.186
113	113 114	0.002600	0.005819	113	0.000	0.000	0.000	0.000
114	114 115	0.000000	0.060000	114	0.000	0.000	0.000	0.000
115	114 117	0.002600	0.005819	115	0.000	0.000	-0.900	0.186
116	117 116	0.000000	0.060000	116	0.000	0.000	-0.900	0.186
117	1 118	0.003826	0.011644	117	0.000	0.000	0.000	0.000
118	118 119	0.000000	0.060000	118	0.000	0.000	0.000	0.000
119	118 121	0.001826	0.005557	119	0.000	0.000	-0.900	0.186
120	121 120	0.000000	0.060000	120	0.000	0.000	-0.900	0.186
121	121 122	0.008173	0.024877	121	0.000	0.000	0.000	0.000
122	122 123	0.000000	0.060000	122	0.000	0.000	0.000	0.000
123	122 125	0.001826	0.005557	123	0.000	0.000	-0.900	0.186
124	125 124	0.000000	0.060000	124	0.000	0.000	-0.900	0.186
125	125 126	0.001826	0.005557	125	0.000	0.000	0.000	0.000
126	126 127	0.000000	0.060000	126	0.000	0.000	0.000	0.000
127	126 129	0.005565	0.016937	127	0.000	0.000	-0.900	0.186
128	129 128	0.000000	0.060000	128	0.000	0.000	-0.900	0.186
129	129 130	0.002600	0.005819	129	0.000	0.000	0.000	0.000
130	130 131	0.000000	0.060000	130	0.000	0.000	0.000	0.000
131	130 130	0.002600	0.005819	131	0.000	0.000	-0.900	0.186
132	133 132	0.000000	0.060000	132	0.000	0.000	-0.900	0.186
133	133 134	0.005324	0.011916	133	0.000	0.000	0.000	0.000
134	134 135	0.000000	0.060000	134	0.000	0.000	0.000	0.000
135	134 137	0.002600	0.005819	135	0.000	0.000	-0.900	0.186
136	137 136	0.000000	0.060000	136	0.000	0.000	-0.900	0.186
137	137 138	0.002600	0.005819	137	0.000	0.000	0.000	0.000
138	138 139	0.000000	0.060000	138	0.000	0.000	0.000	0.000
139	138 141	0.008172	0.018290	139	0.000	0.000	-0.900	0.186
140	141 140	0.000000	0.060000	140	0.000	0.000	-0.900	0.186
141	141 142	0.002600	0.005819	141	0.000	0.000	0.000	0.000
142	142 143	0.000000	0.060000	142	0.000	0.000	0.000	0.000

No. del cable	Nodo a Nodo		Impedancia del cable en pu		No. de nodo	$P_{G,C}(MW)$ y $Q_{G,C}(MVar)$			
			$R + jX$			Generación		Carga	
						P_G	Q_G	P_C	Q_C
143	142	145	0.002600	0.005819	143	0.000	0.000	-0.900	0.186
144	145	144	0.000000	0.060000	144	0.000	0.000	-0.900	0.186
145	145	146	0.002600	0.005819	145	0.000	0.000	0.000	0.000
146	146	147	0.000000	0.060000	146	0.000	0.000	0.000	0.000
147	146	149	0.002600	0.005819	147	0.000	0.000	-0.900	0.186
148	149	148	0.000000	0.060000	148	0.000	0.000	-0.900	0.186
149	149	150	0.002600	0.005819	149	0.000	0.000	0.000	0.000
150	150	151	0.000000	0.060000	150	0.000	0.000	0.000	0.000
					151	0.000	0.000	-0.900	0.186

C.3. Red (aérea) de prueba de 151 nodos

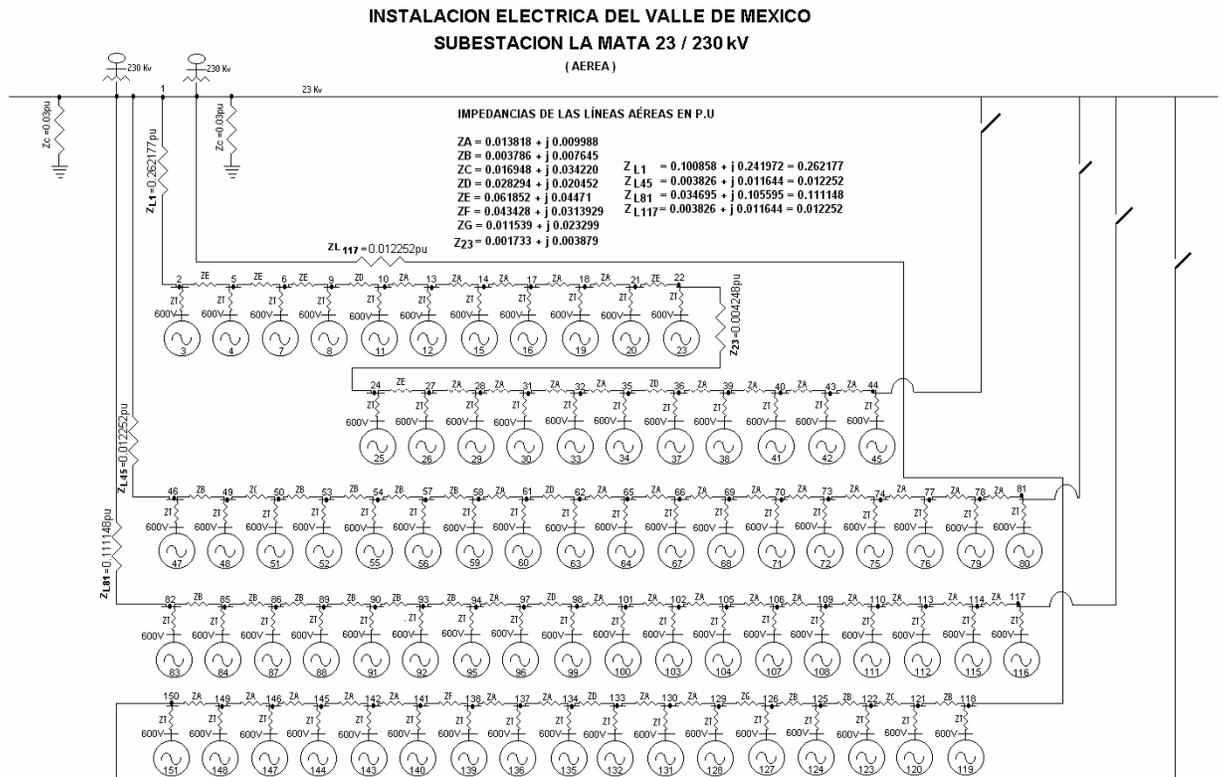


Figura C.2. Diagrama unifilar del sistema aéreo de 152 nodos.

C.3.1. Datos de entrada para el sistema aéreo

En la tabla C.2, se indica de que nodo a que nodo esta conectado el cable, indicando la resistencia y reactancia del cable en unidades (pu), también se indican las potencias de generación y potencias de carga en cada nodo estas potencias están dadas en MW y MVar.

Tabla C.2. Datos de la red (aérea) de prueba de 151 nodos.

No. de línea	Nodo a Nodo		Impedancia de la línea en pu		No. de nodo	$P_{G,c}(MW)$ y $Q_{G,c}(MVar)$			
			$R + jX$			Generación		Carga	
						P_G	Q_G	P_C	Q_C
1	1	2	0.100858	0.241972	1	0.000	0.000	0.000	-6.000
2	2	3	0.000000	0.060000	2	0.000	0.000	0.000	0.000
3	2	5	0.011638	0.026049	3	0.000	0.000	-0.900	0.186
4	5	4	0.000000	0.060000	4	0.000	0.000	-0.900	0.186
5	5	6	0.011638	0.026049	5	0.000	0.000	0.000	0.000
6	6	7	0.000000	0.060000	6	0.000	0.000	0.000	0.000
7	6	9	0.011638	0.026049	7	0.000	0.000	-0.900	0.186
8	9	8	0.000000	0.060000	8	0.000	0.000	-0.900	0.186
9	9	10	0.005324	0.011916	9	0.000	0.000	0.000	0.000
10	10	11	0.000000	0.060000	10	0.000	0.000	0.000	0.000
11	10	13	0.002600	0.005819	11	0.000	0.000	-0.900	0.186
12	13	12	0.000000	0.060000	12	0.000	0.000	-0.900	0.186
13	13	14	0.002600	0.005819	13	0.000	0.000	0.000	0.000
14	14	15	0.000000	0.060000	14	0.000	0.000	0.000	0.000
15	14	17	0.002600	0.005819	15	0.000	0.000	-0.900	0.186
16	17	16	0.000000	0.060000	16	0.000	0.000	-0.900	0.186
17	17	18	0.002600	0.005819	17	0.000	0.000	0.000	0.000
18	18	19	0.000000	0.060000	18	0.000	0.000	0.000	0.000
19	18	21	0.002600	0.005819	19	0.000	0.000	-0.900	0.186
20	21	20	0.000000	0.060000	20	0.000	0.000	-0.900	0.186
21	21	22	0.011638	0.026049	21	0.000	0.000	0.000	0.000
22	22	23	0.000000	0.060000	22	0.000	0.000	0.000	0.000
23	22	25	0.001733	0.003879	23	0.000	0.000	-0.900	0.186
24	25	24	0.000000	0.060000	24	0.000	0.000	0.000	0.000
25	25	26	0.011638	0.026049	25	0.000	0.000	-0.900	0.186
26	26	27	0.000000	0.060000	26	0.000	0.000	-0.900	0.186
27	26	29	0.002600	0.005819	27	0.000	0.000	0.000	0.000
28	29	28	0.000000	0.060000	28	0.000	0.000	0.000	0.000
29	29	30	0.002600	0.005819	29	0.000	0.000	-0.900	0.186
30	30	31	0.000000	0.060000	30	0.000	0.000	-0.900	0.186
31	30	33	0.002600	0.005819	31	0.000	0.000	0.000	0.000
32	33	32	0.000000	0.060000	32	0.000	0.000	0.000	0.000
33	33	34	0.002600	0.005819	33	0.000	0.000	-0.900	0.186
34	34	35	0.000000	0.060000	34	0.000	0.000	-0.900	0.186
35	34	37	0.005324	0.011916	35	0.000	0.000	0.000	0.000
36	37	36	0.000000	0.060000	36	0.000	0.000	0.000	0.000
37	37	38	0.002600	0.005819	37	0.000	0.000	-0.900	0.186
38	38	39	0.000000	0.060000	38	0.000	0.000	-0.900	0.186

No. de línea	Nodo a Nodo		Impedancia de la línea en pu		No. de nodo	$P_{G,C}(MW)$ y $Q_{G,C}(MVar)$			
			$R + jX$			Generación		Carga	
						P_G	Q_G	P_C	Q_C
39	38	41	0.002600	0.005819	39	0.000	0.000	0.000	0.000
40	41	40	0.000000	0.060000	40	0.000	0.000	0.000	0.000
41	41	42	0.002600	0.005819	41	0.000	0.000	-0.900	0.186
42	42	43	0.000000	0.060000	42	0.000	0.000	-0.900	0.186
43	42	45	0.002600	0.005819	43	0.000	0.000	0.000	0.000
44	45	44	0.000000	0.060000	44	0.000	0.000	0.000	0.000
45	1	46	0.003826	0.011644	45	0.000	0.000	-0.900	0.186
46	46	47	0.000000	0.060000	46	0.000	0.000	0.000	0.000
47	46	49	0.001826	0.005557	47	0.000	0.000	-0.900	0.186
48	49	48	0.000000	0.060000	48	0.000	0.000	-0.900	0.186
49	49	50	0.008173	0.024877	49	0.000	0.000	0.000	0.000
50	50	51	0.000000	0.060000	50	0.000	0.000	0.000	0.000
51	50	53	0.001826	0.005557	51	0.000	0.000	-0.900	0.186
52	53	52	0.000000	0.060000	52	0.000	0.000	-0.900	0.186
53	53	54	0.001826	0.005557	53	0.000	0.000	0.000	0.000
54	54	55	0.000000	0.060000	54	0.000	0.000	0.000	0.000
55	54	57	0.001826	0.005557	55	0.000	0.000	-0.900	0.186
56	57	56	0.000000	0.060000	56	0.000	0.000	-0.900	0.186
57	57	58	0.001826	0.005557	57	0.000	0.000	0.000	0.000
58	58	59	0.000000	0.060000	58	0.000	0.000	0.000	0.000
59	58	61	0.002600	0.005819	59	0.000	0.000	-0.900	0.186
60	61	60	0.000000	0.060000	60	0.000	0.000	-0.900	0.186
61	61	62	0.005324	0.011916	61	0.000	0.000	0.000	0.000
62	62	63	0.000000	0.060000	62	0.000	0.000	0.000	0.000
63	62	65	0.002600	0.005819	63	0.000	0.000	-0.900	0.186
64	65	64	0.000000	0.060000	64	0.000	0.000	-0.900	0.186
65	65	66	0.002600	0.005819	65	0.000	0.000	0.000	0.000
66	66	67	0.000000	0.060000	66	0.000	0.000	0.000	0.000
67	66	69	0.002600	0.005819	67	0.000	0.000	-0.900	0.186
68	69	68	0.000000	0.060000	68	0.000	0.000	-0.900	0.186
69	69	70	0.002600	0.005819	69	0.000	0.000	0.000	0.000
70	70	71	0.000000	0.060000	70	0.000	0.000	0.000	0.000
71	70	73	0.002600	0.005819	71	0.000	0.000	-0.900	0.186
72	73	72	0.000000	0.060000	72	0.000	0.000	-0.900	0.186
73	73	74	0.002600	0.005819	73	0.000	0.000	0.000	0.000
74	74	75	0.000000	0.060000	74	0.000	0.000	0.000	0.000
75	74	77	0.002600	0.005819	75	0.000	0.000	-0.900	0.186
76	77	76	0.000000	0.060000	76	0.000	0.000	-0.900	0.186
77	77	78	0.002600	0.005819	77	0.000	0.000	0.000	0.000
78	78	79	0.000000	0.060000	78	0.000	0.000	0.000	0.000
79	78	81	0.002600	0.005819	79	0.000	0.000	-0.900	0.186
80	81	80	0.000000	0.060000	80	0.000	0.000	-0.900	0.186
81	1	82	0.034695	0.105595	81	0.000	0.000	0.000	0.000
82	82	83	0.000000	0.060000	82	0.000	0.000	0.000	0.000
83	82	85	0.001826	0.005557	83	0.000	0.000	-0.900	0.186
84	85	84	0.000000	0.060000	84	0.000	0.000	-0.900	0.186
85	85	86	0.001826	0.005557	85	0.000	0.000	0.000	0.000
86	86	87	0.000000	0.060000	86	0.000	0.000	0.000	0.000
87	86	89	0.001826	0.005557	87	0.000	0.000	-0.900	0.186
88	89	88	0.000000	0.060000	88	0.000	0.000	-0.900	0.186
89	89	90	0.001826	0.005557	89	0.000	0.000	0.000	0.000
90	90	91	0.000000	0.060000	90	0.000	0.000	0.000	0.000

No. de línea	Nodo a Nodo		Impedancia de la línea en pu		No. de nodo	$P_{G,C}(MW)$ y $Q_{G,C}(MVar)$			
			$R + jX$			Generación		Carga	
						P_G	Q_G	P_C	Q_C
91	90	93	0.001826	0.005557	91	0.000	0.000	-0.900	0.186
92	93	92	0.000000	0.060000	92	0.000	0.000	-0.900	0.186
93	93	94	0.001826	0.005557	93	0.000	0.000	0.000	0.000
94	94	95	0.000000	0.060000	94	0.000	0.000	0.000	0.000
95	94	97	0.002600	0.005819	95	0.000	0.000	-0.900	0.186
96	97	96	0.000000	0.060000	96	0.000	0.000	-0.900	0.186
97	97	98	0.005324	0.011916	97	0.000	0.000	0.000	0.000
98	98	99	0.000000	0.060000	98	0.000	0.000	0.000	0.000
99	98	101	0.002600	0.005819	99	0.000	0.000	-0.900	0.186
100	101	100	0.000000	0.060000	100	0.000	0.000	-0.900	0.186
101	101	102	0.002600	0.005819	101	0.000	0.000	0.000	0.000
102	102	103	0.000000	0.060000	102	0.000	0.000	0.000	0.000
103	102	105	0.002600	0.005819	103	0.000	0.000	-0.900	0.186
104	105	104	0.000000	0.060000	104	0.000	0.000	-0.900	0.186
105	105	106	0.002600	0.005819	105	0.000	0.000	0.000	0.000
106	106	107	0.000000	0.060000	106	0.000	0.000	0.000	0.000
107	106	109	0.002600	0.005819	107	0.000	0.000	-0.900	0.186
108	109	108	0.000000	0.060000	108	0.000	0.000	-0.900	0.186
109	109	110	0.002600	0.005819	109	0.000	0.000	0.000	0.000
110	110	111	0.000000	0.060000	110	0.000	0.000	0.000	0.000
111	110	113	0.002600	0.005819	111	0.000	0.000	-0.900	0.186
112	113	112	0.000000	0.060000	112	0.000	0.000	-0.900	0.186
113	113	114	0.002600	0.005819	113	0.000	0.000	0.000	0.000
114	114	115	0.000000	0.060000	114	0.000	0.000	0.000	0.000
115	114	117	0.002600	0.005819	115	0.000	0.000	-0.900	0.186
116	117	116	0.000000	0.060000	116	0.000	0.000	-0.900	0.186
117	1	118	0.003826	0.011644	117	0.000	0.000	0.000	0.000
118	118	119	0.000000	0.060000	118	0.000	0.000	0.000	0.000
119	118	121	0.001826	0.005557	119	0.000	0.000	-0.900	0.186
120	121	120	0.000000	0.060000	120	0.000	0.000	-0.900	0.186
121	121	122	0.008173	0.024877	121	0.000	0.000	0.000	0.000
122	122	123	0.000000	0.060000	122	0.000	0.000	0.000	0.000
123	122	125	0.001826	0.005557	123	0.000	0.000	-0.900	0.186
124	125	124	0.000000	0.060000	124	0.000	0.000	-0.900	0.186
125	125	126	0.001826	0.005557	125	0.000	0.000	0.000	0.000
126	126	127	0.000000	0.060000	126	0.000	0.000	0.000	0.000
127	126	129	0.005565	0.016937	127	0.000	0.000	-0.900	0.186
128	129	128	0.000000	0.060000	128	0.000	0.000	-0.900	0.186
129	129	130	0.002600	0.005819	129	0.000	0.000	0.000	0.000
130	130	131	0.000000	0.060000	130	0.000	0.000	0.000	0.000
131	130	130	0.002600	0.005819	131	0.000	0.000	-0.900	0.186
132	133	132	0.000000	0.060000	132	0.000	0.000	-0.900	0.186
133	133	134	0.005324	0.011916	133	0.000	0.000	0.000	0.000
134	134	135	0.000000	0.060000	134	0.000	0.000	0.000	0.000
135	134	137	0.002600	0.005819	135	0.000	0.000	-0.900	0.186
136	137	136	0.000000	0.060000	136	0.000	0.000	-0.900	0.186
137	137	138	0.002600	0.005819	137	0.000	0.000	0.000	0.000
138	138	139	0.000000	0.060000	138	0.000	0.000	0.000	0.000
139	138	141	0.008172	0.018290	139	0.000	0.000	-0.900	0.186
140	141	140	0.000000	0.060000	140	0.000	0.000	-0.900	0.186
141	141	142	0.002600	0.005819	141	0.000	0.000	0.000	0.000
142	142	143	0.000000	0.060000	142	0.000	0.000	0.000	0.000

No. de línea	Nodo a Nodo	Impedancia de la línea en pu		No. de nodo	$P_{G,C}(MW)$ y $Q_{G,C}(MVar)$			
		$R + jX$			Generación P_G Q_G		Carga P_C Q_C	
143	142 145	0.002600	0.005819	143	0.000	0.000	-0.900	0.186
144	145 144	0.000000	0.060000	144	0.000	0.000	-0.900	0.186
145	145 146	0.002600	0.005819	145	0.000	0.000	0.000	0.000
146	146 147	0.000000	0.060000	146	0.000	0.000	0.000	0.000
147	146 149	0.002600	0.005819	147	0.000	0.000	-0.900	0.186
148	149 148	0.000000	0.060000	148	0.000	0.000	-0.900	0.186
149	149 150	0.002600	0.005819	149	0.000	0.000	0.000	0.000
150	150 151	0.000000	0.060000	150	0.000	0.000	0.000	0.000
				151	0.000	0.000	-0.900	0.186

C.4. Datos de entrada para el programa desarrollado en lenguaje FORTRAN (sistema subterráneo)

Alimentadores, no. secciones max., capacidad mínima, kW/hr (dólares)
4,22,33.75,110,35.0,0.5,0.08

Longitud de c/sección

1.995 0.220 3.800 0.220
 0.105 0.105 0.470 0.105
 0.105 0.470 0.470 0.470
 0.105 0.105 0.470 0.105
 0.105 0.105 0.215 0.105
 0.105 0.105 0.105 0.320
 0.105 0.105 0.105 0.105
 0.105 0.105 0.105 0.105
 0.105 0.105 0.105 0.105
 0.215 0.215 0.105 0.215
 0.105 0.105 0.105 0.105
 0.105 0.105 0.470 0.105
 0.105 0.105 0.070 0.330
 0.105 0.105 0.470 0.105
 0.105 0.105 0.105 0.105
 0.105 0.105 0.105 0.105
 0.105 0.105 0.105 0.105
 0.105 0.105 0.105 0.105
 0.105 0.105 0.215 0.000
 0.000 0.000 0.105 0.000
 0.000 0.000 0.105 0.000
 0.000 0.000 0.105 0.000
 0.000 0.000 0.105 0.000

Indice de falla/longitud-año

0.00617 0.00617 0.00617 0.00617
 0.00617 0.00617 0.00617 0.00617
 0.00617 0.00617 0.00617 0.00617
 0.00617 0.00617 0.00617 0.00617

APENDICE D

Cables y conductores para transporte de energía

D.1. Introducción

En este capítulo se expone al lector la técnica de aplicación de cables, la cual se extiende desde el simple cable flexible de un solo conductor hasta los cables de tensiones máximas. La clasificación, se efectúa actualmente según las designaciones fijadas por las determinaciones de la Norma Alemana (VDE) correspondientes (por ejemplo, VDE 0250 para “**Leitungen**” (**cables flexibles**) y VDE 0271 para “**Kabel**” (**cables**) con aislamiento de plástico a base de PVC. O bien de acuerdo a las Normas Americanas [59, 60, 61]. La decisión de cuándo se pueden emplear «Leitungen» o es preciso recurrir a los «Kabel» depende de las normas de instalación (VDE 0100, VDE 0118) o del grado de seguridad requerido [59, 62, 63].

D.2. Conductores

Los conductores son de cobre o aluminio.

Se considera como sección del conductor no la geométrica, sino la sección efectiva eléctrica, es decir, la determinada en función de la resistencia. Según las “Prescripciones para el empleo del cobre en la electrotecnia” VDE 0201/1934 y las “Prescripciones para el empleo del aluminio en la electrotecnia” VDE 0202/VII.43, se ha tenido en cuenta la influencia de trenzado tanto de los hilos como de los conductores, y la tolerancia de los diámetros del hilo en cables aislados para el abastecimiento y distribución de la energía eléctrica, considerando debidamente la resistencia específica o resistividad.

Para que sea posible económicamente la construcción de cables en general, empleando pocos tipos de alambre, se ha modificado ligeramente la constitución de los conductores, según acuerdos tomados por IEC (International Electrical Commission) [59, 60].

D.3. Cables flexibles

Para tendidos fijos de cables flexibles se emplean preferentemente conductores unifilares con secciones de hasta 16 mm^2 , para secciones mayores se utilizan conductores multifilares. Los cables flexibles para la conexión de receptores móviles están formados por conductores de hilos finos para todas las secciones. Para conexiones de gran movilidad, como la del portaelectrodos en los aparatos de soldadura, se suministran cables constituidos por conductores de hilos muy finos. En los cables flexibles se admite sólo el empleo de conductores redondos. El mínimo número de hilos y los diámetros de cada hilo, quedan fijados en las prescripciones VDE 0250, Los cables de secciones pequeñas sometidos a frecuentes movimientos, se componen de conductores tinsel, que están formados por un núcleo de material textil con cintas en forma helicoidal (cintas de cobre de 0.2 mm a 0.3 mm de ancho y 0.01 a 0.02 de espesor) [59, 60].

D.4. Cables

Hasta una sección de 16 mm^2 se prefiere el empleo de conductores unifilares, y a partir de 25 mm^2 , multifilares. Los conductores con bastante flexibilidad deben presentar un factor de relleno que, junto a una elección apropiada de la forma del conductor, ofrezcan un buen aprovechamiento de la sección del cable. Por tal motivo se emplean en ciertos casos cables sectoriales. Para fabricar cables de un conductor y de tres envolventes se precisan conductores redondos, los cuales son usuales actualmente en cables con aislamiento de plástico a partir de 10 kV.

El factor de relleno es el porcentaje de la sección geométrica de un conductor que ocupan los alambres, en la figura D.1 se da un ejemplo.

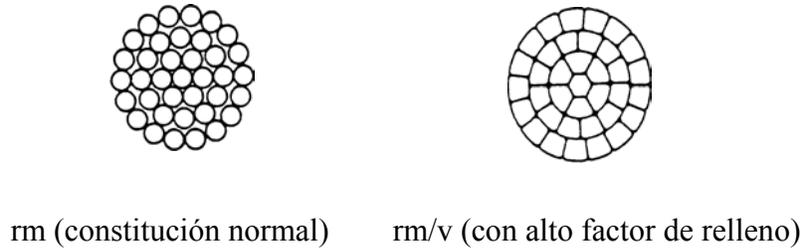


Figura D.1. Constitución de conductores redondos de varios hilos.

Si se tienen cables con aislamiento de plástico y conductor de protección o neutro de aluminio en tierra o en una atmósfera agresiva, y se deteriora el revestimiento y el aislamiento del cable, puede interrumpirse inadvertidamente dicho conductor en el transcurso del tiempo, por efectos de la corrosión. Al instalar este tipo de cables han de tenerse en cuenta estos posibles motivos de falla, tomando las medidas adecuadas de protección. Los cables sectoriales de ejecución compacta cumplen con esta condición. El cable compacto de conductores multifilares redondos «rm/v» admite poca impregnación y puede doblarse fácilmente como un conductor «rm» [59].

D.5. Aislamiento

Para el aislamiento de cables se emplean productos sintéticos, caucho natural y, en algunos casos, papel impregnado. Como consecuencia del desarrollo de la investigación en las últimas décadas, se construyen estos aislantes con determinadas propiedades eléctricas, térmicas y mecánicas, según sean las exigencias de su empleo, por lo que es posible suministrar cables para aplicaciones y condiciones especiales [59].

Las mezclas de goma conductora se emplean en general para el control de conductores de minas, y como pantalla para la limitación del campo eléctrico en cables de alta tensión con aislamiento de goma (principio ozonex). Existen diversos tipos de gomas conductoras entre las cuales se encuentran [59].

D.6. Caucho natural

Este material se transforma en productos de aislamiento y revestimiento de cables de baja y alta tensión, previa adición de agentes vulcanizantes y de protección contra el envejecimiento, de determinadas sustancias de relleno y, si es necesario, de mezclas de caucho sintético [59].

D.7. Caucho sintético

El caucho sintético tiene fundamentalmente propiedades similares al natural y, según sea su composición, ofrece claras ventajas, como mejor comportamiento frente a los aceites minerales, resistencia a la intemperie, al ozono y otras. Para cables y conductores aislados se emplean los siguientes tipos [59].

D.8. Caucho de estírol-butadieno (SBK)

Sirve para el aislamiento de conductores de baja tensión a temperaturas de servicio de hasta 60 °C [59].

D.9. Caucho butílico (IHK)

El IHK se emplea principalmente como aislante de cables para barcos y locomotoras y, debido a sus buenas propiedades dieléctricas, en tensión media [59].

D.10. Caucho de etileno propileno (EPM) y Caucho terpolímero de etileno propileno (EPDM)

Entre el EPM y el EPDM apenas hay diferencias esenciales en el aspecto químico, así como tampoco en sus propiedades mecánicas y eléctricas. Las características importantes de estos cauchos son su resistencia al ozono, al oxígeno y al efecto corona, su buena flexibilidad al frío, así como su alta resistencia a los efectos climatológicos y de la luz. Debido a estas buenas propiedades dieléctricas, son adecuados como aislantes para tensiones de hasta 60 kV. En caso de cortocircuito pueden soportar, sin deteriorarse, temperaturas de hasta 250 °C, incluso durante períodos largos [59].

D.11. Caucho de silicona (SiK)

Presenta una alta resistencia al calor. Las mezclas Sinotherm a base de caucho con silicona tienen excelentes propiedades eléctricas, junto a una gran resistencia al ozono. Son insensibles a la humedad y poseen una extraordinaria resistencia a las influencias climáticas.

D.12. Papel impregnado

A finales de siglo pasado se utilizaba el papel impregnado como aislante de conductores eléctricos, por lo que era posible la fabricación de cables para altas tensiones nominales. Debido a sus buenas propiedades dieléctricas, es todavía imprescindible el empleo de papel impregnado en cables para las más altas tensiones usuales en la actualidad. Solamente en baja tensión ha sido reemplazado en grandes proporciones, en los últimos años, por aislantes plásticos. Esta evolución continúa igualmente en el campo de las medias tensiones de hasta 110 kV. Los conductores se aíslan, en el espesor que exija cada tensión nominal, con papel especial de alta calidad.

En cables para tensiones nominales elevadas es conveniente disponer, sobre el conductor, papel conductor y sobre el aislamiento una pantalla de papel metalizado, viniendo definido el espesor de la capa en las prescripciones VDE 0255 [59, 64].

D.13. Recubrimientos de protección

En las prescripciones VDE vienen determinadas las diferencias entre recubrimientos y envolturas de protección o envoltentes exteriores de plástico o de goma. Las envolturas de protección y las envoltentes exteriores sirven de protección contra la corrosión del recubrimiento metálico, o bien como ligera protección mecánica al tender los cables. Los recubrimientos, por el contrario, están diseñados para sollicitaciones mecánicas mayores. Puesto que las características de estos elementos constructivos son generalmente las mismas, con la excepción de sus dimensiones, se empleará en lo sucesivo para cables el concepto colectivo de recubrimiento [59].

D.14. Recubrimientos de material plástico

D.14.1. PROTODUR

Las mezclas Protodur presentan alta resistencia a la tracción y gran elasticidad, resistencia a la compresión a altas temperaturas, alta consistencia a los agentes químicos que se encuentran en el suelo y en la mayoría de las empresas; además, son ignífugas y resistentes al envejecimiento [59].

D.15. Recubrimientos de goma

Puesto que el caucho natural muestra una consistencia limitada a los agentes atmosféricos, químicos y térmicos, es por esto que se han desarrollado mezclas especiales con caucho sintético para recubrimientos exteriores de las cuales podemos mencionar [59].

D.15.1. PROTOFIRM

Los cables flexibles con revestimiento PROTOFIRM son de gran duración bajo cualquier esfuerzo mecánico, y son muy resistentes a las influencias atmosféricas y al ozono, así como al contacto accidental de agentes químicos y aceites. son además ignífugas, de forma que los cables con dicho recubrimiento son indicados especialmente para el interior de minas y lugares expuestos al peligro de incendios [59].

D.16. Recubrimientos resistentes a los aceites.

Los conductores que están continuamente en contacto con aceites se proveen de un revestimiento especial a base de caucho de ni-trilo (NBK). Se emplean como revestimiento resistente a los aceites en cables flexibles con tubo. Como mezcla aislante son apropiados sólo bajo determinadas condiciones por no ser muy favorables sus propiedades dieléctricas [59].

D.17. Recubrimientos resistentes al calor para conductores Sinotherm

A base de caucho de silicona se han obtenido mezclas que presentan una excelente resistencia al envejecimiento y a las influencias climáticas, y que soportan temperaturas permanentes de 180°C y, temporalmente, de 250 °C. Asimismo la resistencia al ozono es mayor que en las otras clases de caucho natural y sintético [59].

D.18. Recubrimientos metálicos

D.18.1 Capas ensambladas de aluminio o de cinc

En alambres tubulares con o sin revestimiento se consigue una ligera protección mecánica aplicando una capa de aluminio o de cinc de 0.2 a 0.3 mm de espesor, según VDE.

Estas capas ensambladas brindan una ligera protección mecánica en alambres tubulares con o sin revestimiento. Se destina, sobre todo, a instalaciones a la intemperie y en lugares húmedos, debido a que el revestimiento metálico está protegido por medio de la envolvente de Protodur contra todas las influencias de la corrosión [59].

D.19. Recubrimientos de plomo

Los aislamientos sensibles a la humedad (por ejemplo, el papel impregnado) se protegen por medio de un recubrimiento metálico. Por ello se viene usando el plomo desde los principios de la construcción de cables, por ser un metal fácil de manipular. Los conductores con revestimiento de plomo y los cables aislados con Protodur y revestidos de plomo se utilizan en surtidores de gasolina y en lugares en que exista el peligro de incendio y explosiones; éstos llevan, además, una cubierta exterior de Protodur [59].

D.20. Recubrimiento de aluminio

Desde 1964 están en vigor para cables con revestimiento de aluminio las «Determinaciones para cables con aislamiento de papel impregnado y revestimiento de metal para instalaciones de corriente fuerte», según VDE 0255. La alta conductibilidad del recubrimiento de aluminio trae consigo un buen factor de reducción; por tanto, las interferencias en las líneas de mando y telecomunicaciones, debidas a los cables de energía con recubrimiento de aluminio, son menores que si están provistos de un recubrimiento de plomo [59,64].

D.21. Protección contra la corrosión

Los cables de energía con revestimiento metálico, así como con armaduras, deben proveerse de una protección contra la corrosión. Los cables con revestimiento exterior de plástico no necesitan protección alguna contra la corrosión, ya que éste es resistente casi a todos los agentes químicos del suelo [59].

D.22. Cables sin armadura

La protección contra la corrosión se compone de varias capas de papel bituminado y de una capa de yute preimpregnado, con capas intermedias de compound bituminice neutro (asfaltado). Una capa de talco impide la adherencia del cable sobre el tambor. Esta protección contra la corrosión se utiliza raras veces. Se prefiere, en escala creciente, unir la envoltura de plástico con la de plomo por medio de una capa de masa [59].

D.23. Cables con armadura

En estos cables se dispone, sobre el recubrimiento de plomo, un «revestimiento interior» compuesto por varias capas de fibra bituminada con capas intermedias de compound bitumínico. A continuación sigue una capa de talco. Esta protección contra la corrosión es suficiente para las condiciones normales. Si hay peligro de fuerte corrosión química o electrolítica, debe preverse, por lo menos, una capa de cinta elastomérica, además de las de fibra, á no ser que el cable esté protegido por una cubierta exterior de plástico [59].

D.24. diferentes tipos de protecciones con los que cuentan los cables.

- ***Protección contra la oxidación «R»***

Cuando se utilicen, en casos excepcionales, cables sin capas protectoras sobre la armadura, por ejemplo, en salas de calderas, éstos deben estar provistos, por lo menos, de una protección contra la oxidación compuesta por barniz bituminoso, resistente al calor y a la llama. Periódicamente es necesario retocarlos, lo que, en ciertas circunstancias, puede implicar elevados gastos.

- ***Protección contra la corrosión «w» resistente al calor***

Cuando la temperatura ambiente sobrepasa los 60 °C, los cables se proveen, en sus dos capas exteriores, de un compound bituminoso con alto punto de goteo.

- ***Protección contra la corrosión «fl» resistente a la llama***

Las dos capas exteriores compuestas por compound bituminoso contienen aditivos antiinflamables. Esta protección contra la corrosión era usual en sitios donde existía peligro de incendio. La efectividad de estos productos es, sin embargo, limitada, por lo que se prefieren los recubrimientos de PVC [59].

D.25. Cables con revestimiento de aluminio

Así como el aluminio es extraordinariamente consistente en tendidos aéreos, cuando se coloca en tierra debe tener una protección contra la corrosión estanca al agua y a la ionización. Para conseguir la máxima seguridad y resistencia mecánica, en muchas ocasiones se prefiere una protección contra la corrosión de varias capas [59].

D.26. Armadura

La armadura protege el cable contra acciones mecánicas. En el caso de los cables de un solo conductor para corriente alterna monofásica y trifásica, por lo general, no llevan armadura a fin de evitar pérdidas adicionales. Si son de esperar daños mecánicos o altos esfuerzos a la tracción, bien durante el montaje o después del mismo, deben de llevar una armadura de material amagnético [59].

D.27. Conductores y apantallamientos concéntricos

Los conductores concéntricos de los cables Protodur NYCY y NYCWY sirven como conductor neutro, de protección o de neutro a tierra y constituyen, al mismo tiempo, la protección eléctrica contra contactos involuntarios. Son siempre de cobre y se utilizan, sobre todo en cables de baja tensión, como conductor neutro. Los apantallamientos rodean también concéntricamente los conductores del cable.

Estos sirven, sin embargo, como protección eléctrica contra contactos accidentales en cables con aislamiento de plástico para altas tensiones, y deben impedir, en caso de una avería mecánica grave, las peligrosas tensiones de contacto [59].

D.28.Cables flexibles de energía aislados

D.28.1. Generalidades

Para instalaciones eléctricas se permiten solamente los conductores que corresponden a las respectivas determinaciones vigentes VDE. [59]. A continuación se mencionan los diferentes tipos de cables flexibles.

➤ ***Cables flexibles no protegidos, para tendido fijo***

Cables flexibles de un solo conductor

Conductores flexibles

Conductores para lámparas resistentes al calor

Conductores recubiertos de cloruro de polivinilo para cableados

➤ ***Cables flexibles protegidos, para tendido fijo***

Alambres tubulares

Cables flexibles con envoltura de plomo

Cables flexibles recubiertos de cloruro de polivinilo

➤ ***Cables flexibles para reducidas solicitaciones***

Cables flexibles planos de conductores paralelos tinsel

Cables flexibles planos de conductores paralelos

➤ ***Cables flexibles para solicitaciones normales***

Cordones con aislamiento de goma

Cables bajo tubo de goma o de polivinilo, especialmente ligeros

Cables bajo tubo de goma o de cloruro de polivinilo, ligeros

➤ ***Cables flexibles para solicitudes elevadas***

Cables flexibles bajo tubo de goma, de mediano espesor

Cables flexibles bajo tubo de goma, de gran espesor

Cables flexibles bajo tubo de policloropreno, de mediano espesor

Cables flexibles bajo tubo de policloropreno, de gran espesor

➤ ***Cables flexibles para casos especiales***

Cables flexibles bajo tubo de goma con núcleo de fibra.

D.29. Cables flexibles bajo tubo de goma para la minería y la industria

En el interior de las minas y en la industria pesada, los cables flexibles bajo tubo de goma están expuestos a cargas muy altas. Por ello han de tener una cubierta exterior muy resistente. Los cables flexibles bajo tubo de goma admitidos por las autoridades de minas para su empleo en explotaciones subterráneas en combinación con aparatos de vigilancia, para tensiones de hasta 6 kV, se designan bajo la denominación comercial de Supromont. Los cables flexibles bajo tubo de goma no deben tenderse suspendidos permanentemente. La distancia admitida entre apoyos se determina según el tipo de conductor, el número de conductores y la sección de los mismos [59, 60].

D.30. Cables para la iluminación en explotaciones mineras

Estos tipos de cables se usan para la conexión de motores, aparatos y similares, sometidos a duros esfuerzos mecánicos, especialmente en minas, en explotaciones a cielo abierto, en canteras, en factorías siderúrgicas [59, 60].

D.31. Cables de arrastre

Estos cables se fabrican para su empleo como cables de arrastre, enrollados sobre tambores, en equipos de elevación, de excavación, en rozadoras y, en general, en aparatos móviles [59].

D.32. Cables de calefacción

Numerosos problemas de calefacción pueden resolverse solamente con cables calefactores a causa del poco espacio que ocupan y su buena adaptación a las condiciones ambiente [59].

D.33. Cables con aislamiento de plástico y envoltura de plomo

Estos cables se instalan en aquellos lugares en que los efectos químicos, especialmente los de hidrocarburos aromáticos (por ejemplo, el benceno), exijan una protección de plomo, como ocurre en surtidores de gasolina, refinerías de petróleo y explotaciones: similares [59].

D.34. Cables de iluminación para aeropuertos

Para los circuitos en serie de los sistemas de iluminación de aeropuertos se dispone de cables de un solo conductor para tensiones de hasta 10 kV (tensión nominal 5/10 kV). La constitución de estos cables es similar a la de los cables de un solo conductor [59].

D.35. Cables de alta resistencia a la tracción y para tendidos en declive

Los cables no armados y los armados con fleje de acero pueden someterse a esfuerzos de tracción solamente dentro de unos límites determinados. Si los cables están expuestos a grandes esfuerzos de tracción, durante el tendido o el servicio, deben proveerse de una armadura de alambres redondos o planos de acero [59].

D.36. Cables con aislamiento de plástico

Para tendidos en declive son indicados los cables Protodur o Protothen. Estos están provistos de una armadura apropiada de alambres planos. En cables de un solo conductor, puede prescindirse de la armadura de material no magnético, si la resistencia a la tracción del cable es mayor por emplear conductores de cobre duro [59].

D.37. Cables para pozos de minas y galerías

Aunque VDE 0118 / 8.60 permite todavía el tendido de cables con aislamiento de papel en el interior de minas, las autoridades alemanas de minas prueban únicamente el empleo de cables con aislamiento de plástico según VDE 0271 para nuevas instalaciones, ampliaciones y reparaciones en explotaciones subterráneas, si satisfacen las siguientes condiciones [59, 61, 63]

D.38. Cables fluviales y submarinos

Los cables fluviales y submarinos están armados con alambres de acero galvanizados, que pueden ser redondos, planos o de perfil en «Z», según sean las condiciones locales. La forma del perfil y el espesor de los alambres de la armadura vienen determinados por las fuerzas de tracción previstas y por otros factores que puedan ser causa de averías en el cable (por ejemplo, las anclas de los barcos, desplazamientos de terreno).

En condiciones desfavorables, puede ser necesaria una doble armadura. Para conseguir una protección eficaz contra la corrosión, se compone la envoltura exterior de dos capas especiales de yute o, en cables con aislamiento de plástico [59].

APENDICE E

Descripción del programa digital

E.1. Introducción

Una vez que se estudió los fundamentos de (*FP's*) y su aplicación a la solución del problema, así como el análisis de confiabilidad primero en cada una de las secciones de cada alimentador y posteriormente a cada alimentador. Se realizó su implementación en un programa digital que evalúa la confiabilidad en estado estacionario.

E.2. Descripción del programa principal y las subrutinas

Para evaluar (*FP's*) se incorporan los datos como se explica en la referencia [20], tomando el criterio correcto para la redes de prueba. A continuación se describen las subrutinas que conforman este programa de (*FP's*).

Jac: Esta subrutina contiene el programa para flujos de potencia por el método de Newton-Raphson. Utiliza las variables expresadas en forma polar. Contiene la subrutina *Jacob* para formar el jacobiano y la subrutina *Gauss* para resolver un sistema de ecuaciones.

Jacob: Esta subrutina sirve para formar el jacobiano y contiene la subrutina *Gauss* para resolver el sistema de ecuaciones.

Gauss: Esta subrutina sirve para resolver un sistema de ecuaciones por triangulación y sustitución de regreso.

Bbinv: Esta subrutina se encarga de invertir matrices, basada en el método de *Gauss-Jordan* para invertir matrices.

Se realizó dos herramientas computacionales en lenguaje FORTRAN, el primer programa evalúa la confiabilidad en el sistema y el segundo programa realiza una evaluación económica del sistema.

Éste primer programa está formado por cuatro subrutinas, y hace uso de dos módulos en los cuales se declaran las variables y arreglos utilizadas en todas las subrutinas, cada una de ellas se describen a continuación.

1. **Datos.f90:** En ésta subrutina se lee un archivo de datos de entrada que contiene el número de alimentadores, máximo de secciones por alimentador, Capacidad mínima requerida, y el costo por kW/hra.
2. **Indices.f90:** En ésta subrutina calcula los índices de falla de cada sección, la indisponibilidad en cada sección y la total de cada alimentador, calcula el número de unidades y su capacidad en servicio y fuera de servicio de cada alimentador, y por último calcula la Energía Esperada no Suministrada total del sistema.
3. **Cuchilla.f90:** En ésta subrutina evalúa el sistema considerando la cuchilla que ésta conectada al bus de 23 kV con un tiempo de switcheo y seccionalización manual, también calcula los índices de reparación y la indisponibilidad en cada sección y la total de cada alimentador.
4. **Impresión.f90:** En ésta subrutina se determina si la combinación de falla en cada sección del alimentador afecta a una cierta cantidad de unidades de generación y si éstas unidades cumplen con la demanda mínima requerida en el sistema, si cumple se calcula el costo de la energía esperada no suministrada y por último imprime los resultados del programa.

El segundo programa realiza una evaluación económica del sistema subterráneo vs aéreo. A continuación se describen los pasos:

1. Primero se leen los archivos de entrada S_o , S_n , n_i , VPN_b .
2. Posteriormente calcula A, B, C y VPN_c .
3. Despliega o imprime VPN_c .

4. Asegura que E sea igual a cero.
5. Pregunta si VPN_b es mayor que el valor de E.
6. Si es afirmativo entonces despliega “El proyecto es rentable”.
7. De lo contrario despliega “El proyecto no es rentable”.
8. Calcula el valor de RCB
9. Despliega o imprime RCB.
10. Pregunta si VPN_b es mayor que el valor de VPN_c .
11. Si es afirmativo entonces despliega “El proyecto es rentable”.
12. De lo contrario despliega “El proyecto no es rentable”.
13. Fin del programa.

Las subrutinas realizan los cálculos descritos en los capítulos anteriores. El formato de los datos de salida y de entrada se detalla en los apéndices B y C. Todo el código del programa está en el lenguaje de programación FORTRAN.

E.2.1. Programa fuente

```

PROGRAM JACOBY1
!MS$DEBUG
!USE MSIMSL
!IMPLICIT NONE

! PROGRAMA DE FLUJOS DE CARGA POR EL METODO
! DE NEWTON RAPHSON

! ALICIA VEGA SANTAMARIA !
DIMENSION LS(350),LR(350),X(350),YD(350),R(350)
DIMENSION PG(350),P(350),PC(350),Q(350),PB(350)
DIMENSION QB(350),QG(350),QC(350),V(350),VS(350)
DIMENSION THETA(350),IT(350),THEG(350),DPQ(350)
DIMENSION YR(350,350),YI(350,350),AJ(350,350)
INTEGER NB,NL,NG,NTAP,NDEV,LS
INTEGER LR,I,J,L,M,IE,IS,IN,K
REAL TOL,R,X,YD,PG,QG,PC,QC, BASE,VS,V,IT
REAL THETA,AUX5,ZM,RL,YR,YL,TAP,REA,PERP
REAL PERQ,SUMP,SUMQ,DEL,YI,COSTO,PB,QB
REAL THEG,A,B,C,D,E,F,G,H,PS,PE,QS,QE,AJ,DPQ,P,Q
! SE INCLUYE ARCHIVO DE DATOS DE ENTRADA
! ARCHIVO DE RESULTADOS
! OBTENIDOS = SALIDJ.DAT
OPEN(UNIT=2,FILE='DATOS1s.DAT')
!OPEN(UNIT=2,FILE='IEEE14N.DAT')
!OPEN(UNIT=2,FILE='IEEE14NO.DAT')
OPEN(UNIT=3,FILE='SALIDA2s.DAT')

WRITE(3,*) '*****'
WRITE(3,*) 'PROGRAMA DE FLUJOS DE'
WRITE(3,*) 'CARGA POR EL METODO'
WRITE(3,*) 'DE NEWTON-RAPHSON'
WRITE(3,*) '*****'

WRITE(3,*) 'NUMERO TOTAL DE NODOS O BUSES'
READ(2,*)NB
WRITE(3,*)NB
WRITE(3,*) 'NUMERO TOTAL DE LINEAS ES'
READ(2,*)NL
WRITE(3,*)NL
WRITE(3,*) 'NUMERO TOTAL DE GENERADORES ES'
READ(2,*)NG
WRITE(3,*)NG
WRITE(3,*) 'NUMERO TOTAL DE NTAP ES'
! EN CASO DE INCLUIR TRANSFORMADORES CON
!TAP FUERA DE SU POSICION NOMINAL, SE TIENE,
! NTAP=NUMERO DE TRANSFORMADORES CON TAP
READ(2,*)NTAP
WRITE(3,*)NTAP
! SE TIENE LA POSIBILIDAD DE INCLUIR ELEMENTOS
! EN DERIVACION EN LOS NODOS NDEV=NUMERO
! DE ELEMENTOS EN DERIVACION
WRITE(3,*) 'NUMERO TOTAL DE NDEV ES'
READ(2,*)NDEV
WRITE(3,*)NDEV
READ(2,*)TOL
WRITE(3,*) 'LA TOLERANCIA ES:'
WRITE(3,12)TOL
12 FORMAT(10X,' TOL = ',F10.4)
READ(2,*)BASE
WRITE(3,131)BASE
131 FORMAT(20X,' POTENCIA BASE = ',F10.3/)
! INDICADOR DEL TIPO DE NODO CONSIDERADO
! ES UN ARREGLO CON TANTOS ELEMENTOS
! COMO NODOS TIENE EL SISTEMA
! T(I)=TIPO DE NODO (GENERACION O CARGA)
WRITE(3,*) 'EL TIPO DEL NODO'

```

```

WRITE(3,*) 0.0 = NODO DE GENERACION '
WRITE(3,*) 1.0 = NODO DE CARGA '
READ(2,*)(IT(I),I=1,NB)
DO I=1,NB
WRITE(3,*)NODO ',I,' ES NODO TIPO ',IT(I)
END DO
WRITE(3,*)LECTURA DE LOS DATOS DE LINEAS'
! LS(I)=NODO DE SALIDA DE LAS LINEAS
! LR(I)=NODO DE LLEGADA DE LAS LINEAS
DO I=1,NL
READ(2,*)LS(I),LR(I),R(I),X(I),YD(I) !LEE LOS
! DATOS DEL CONDUCTOR PARA
! CADA LINEA
END DO
WRITE(6,*)'DATOS DE LINEAS DE TRANSMISION'
WRITE(3,*)'DATOS DE LINEAS DE TRANSMISION'
! R(I)=RESISTENCIA DE LA LINEA
! X(I)=REACTANCIA DE LA LINEA
! YD(I)=ADMITANCIA EN
! DERIVACION=YD(I)/2
WRITE(6,33)
WRITE(3,33)
33 FORMAT(10X,'LINEA',2X,'NODO A
      NODO',15X,'R+JX',20X,'YD',/)
WRITE(6,34)(I,LS(I),LR(I),R(I),X(I),YD(I),I=1,NL)
WRITE(3,34)(I,LS(I),LR(I),R(I),X(I),YD(I),I=1,NL)
34 FORMAT(10X,I4,3X,I4,2X,I4, 8X,F10.6,2X,
      F10.6,5X,F10.6)

!PAUSE
WRITE(3,*)'LAS POTENCIAS DEL GENERADOR Y
      CARGAS'
! PG(I)=POTENCIA ACTIVA DE GENERACION EN EL
      NODO I
! QG(I)=POTENCIA REACTIVA DE GENERACION EN EL
      NODO I
! PC(I)=POTENCIA ACTIVA DE CARGA EN EL NODO I
! QC(I)=POTENCIA REACTIVA DE CARGA EN EL
      NODO I
DO I=1,NB
READ(2,*)PG(I),QG(I),PC(I),QC(I) !LEE LOS VALORES
      DE LAS POTENCIAS EN CADA NODO
END DO
WRITE(3,*)'DATOS DE POTENCIAS EN LOS BUSES'
WRITE(3,116)
WRITE(6,*)'DATOS DE POTENCIAS EN LOS BUSES'
WRITE(6,116)

116 FORMAT(10X,'NODO',13X,'GENERACION',
      15X,'CARGA',/)
DO I=1,NB
WRITE(3,117)I,PG(I),QG(I),PC(I),QC(I)
WRITE(6,117)I,PG(I),QG(I),PC(I),QC(I)
117 FORMAT(10X,I3,2(7X,F8.3,'+J',F8.3),/)
END DO
WRITE(3,*)' LOS VOLTAJES EN LOS GENERADORES'
WRITE(6,*)' LOS VOLTAJES EN LOS GENERADORES'
! VOLTAJES EN NODOS DE GENERACION
READ(2,*)(VS(I),I=1,NG) !LEE LOS VALORES DE
!VOLTAJE EN P.U. EN LOS NODOS DE GENERACION
WRITE(3,134)(VS(I),I=1,NG)
WRITE(6,134)(VS(I),I=1,NG)
134 FORMAT(/,3X,5F7.4)
WRITE(3,45)
45 FORMAT(/,3X,'FORMACION DE LA MATRIZ DE
      ADMITANCIAS NODALES')
DO I=1,NB
DO J=1,NB
YR(I,J)=0.0
YI(I,J)=0.0
END DO
END DO
DO I=1,NL
ZM=R(I)*R(I)+X(I)*X(I)
RL=R(I)/ZM
YL=-X(I)/ZM
L=LS(I)
M=LR(I)
YR(L,L)=YR(L,L)+RL
YR(M,M)=YR(M,M)+RL
YR(L,M)=YR(L,M)-RL
YR(M,L)=YR(L,M)
YI(L,L)=YI(L,L)+YD(I)+YL
YI(M,M)=YI(M,M)+YD(I)+YL
YI(L,M)=YI(L,M)-YL
YI(M,L)=YI(L,M)
END DO
! SE INTRODUCEN LAS MODIFICACIONES EN YBUS
! POR INCLUSION DE TRANSFORMADORES CON TAP
!FUERA DE SU POSICION NOMINAL EN CASO DE QUE
!NO EXISTAN SE VE LA PRESENCIA DE ELEMENTOS
!EN DERIVACION.
IF(NTAP.NEQV.0)THEN
! IE = NODO DE SALIDA DEL TRANSFORMADOR.
! IS = NODO DE LLEGADA DEL TRANSFORMADOR.
! TAP = VALOR DEL TAP EN POR UNIDAD.
PRINT*,' TRANSFORMADORES CON TAP'
PRINT*,' LEER LOS DATOS DE LOS TAPS'
DO I=1,NTAP
READ(2,123)IE,IS,TAP
123 FORMAT(2I5,F10.4)
YI(IE,IE)=YI(IE,IE)+YI(IE,IS)-YI(IE,IS)/(TAP*TAP)
YI(IE,IS)=YI(IE,IS)/TAP
YI(IS,IE)=YI(IE,IS)
WRITE(3,*)' DATOS DE TAPS'
WRITE(3,133)IE,IS,TAP
WRITE(6,133)IE,IS,TAP
END DO
133 FORMAT(/,8X,' IE = ',I4,2X,' IS = ',I4,2X,'
      TAP = ',F8.4,/)
END IF !TRANSFORMADORES CON TAP FUERA DE
!SU POSICION NOMINAL
IF(NDEV.NEQV.0)THEN
PRINT*,' ELEMENTOS EN DERIVACION'
PRINT*,' LEER LOS DATOS DE LOS ELEMENTOS EN
      DERIVACION'
! SE LEE EL VALOR EN EL NODO CORRESPONDIENTE
!Y SE MODIFICAN LOS ELEMENTOS DE YBUS
!(SUSCEPTANCIAS).
DO I=1,NDEV
READ(2,153)IN,REA
YI(IN,IN)=YI(IN,IN)+REA
! REA = VALOR DEL ELEMENTO EN DERIVACION EN
!POR UNIDAD.
! IN = NODO AL QUE SE ENCUENTRA CONECTADO EL
!ELEMENTO.
WRITE(3,*)' DATOS DE ELEMENTOS EN DERIVACION'
WRITE(6,333)IN,REA
END DO
153 FORMAT(I5,F10.4)
333 FORMAT(/,10X,' NODO= ',I4,' Y = ',F10.4)
END IF !DERIVACION EN LOS NODOS EN CASO
! DE ESTOS SE INCLUYAN.
WRITE(3,('(,Y BUS REAL',/))
WRITE(3,(152F10.5))((YR(I,J),J=1,NB),I=1,NB)
WRITE(3,('(,Y BUS IMAGINARIA',/))
WRITE(3,(152F10.5))((YI(I,J),J=1,NB),I=1,NB)
WRITE(6,99)
99 FORMAT(/,5X,'A CONTINUACION SE EJECUTA EL
      PROGRAMA DE FLUJOS')

```

```

PRINT*,' LEER LOS RESULTADOS EN EL ARCHIVO
        SALIDJ.DAT'
PAUSE
M = 0
DO I=1,NB
P(I)=(PG(I)-PC(I))/BASE
Q(I)=(QG(I)-QC(I))/BASE
PC(I)=PC(I)/BASE
QC(I)=QC(I)/BASE
! SE FIJAN ANGULOS INICIALES COMO CERO
THETA(I) = 0.0
! SI EL NODO EN CUESTION ES COMPENSADOR, SE
!VA AL SIGUIENTE, FIJAR EN ANGULO EN CERO
IF(IT(I).EQ.0.0)THEN
M = M + 1
V(I) = VS(M)
ELSE
! SI NO, SE ASIGNA VOLTAJE DE NODO UNITARIO.
V(I) = 1.0
END IF
END DO
! SE LLAMA A LA SUBROUTINA DE SOLUCION DE
!SISTEMA DE ECUACIONES QUE FORMA EL
!JACOBIANO.
CALL JACOB(NB,NG,TOL,IT, Q,V,THETA,YR,YI,
        AJ,DPQ,P)
! ESTA SUBROUTINA SIRVE PARA FORMAR EL
!JACOBIANO, Y RESUELVE EL SISTEMA DE
! ECUACIONES CON EL AUXILIO DE LA SUBROUTINA
!GAUSS.
! SE CALCULAN LAS PERDIDAS ACTIVA Y REACTIVA
!DEL BUS.
PERP = 0.0
PERQ = 0.0
DO K = 1, NB
SUMP = 0.0
SUMQ = 0.0
DO M = 1, NB
IF(YI(K,M) /= 0.0)THEN
DEL = THETA(K) - THETA(M)
SUMP = SUMP + V(M) * (YR(K,M)
* COS(DEL) + YI(K,M) * SIN(DEL))
SUMQ = SUMQ + V(M) * (YR(K,M)
* SIN(DEL) - YI(K,M) * COS(DEL))
END IF
END DO
! SUMP = CORRIENTE DE BUS EN LA PARTE REAL
! SUMQ = CORRIENTE DE BUS EN LA PARTE
!IMAGINARIA
! SUMP Y SUMQ SE USAN PARA CALCULAR LAS
!POTENCIAS DE BUS PB(K) Y QB(K)
PB(K) = V(K) * SUMP
QB(K) = V(K) * SUMQ
PERP = PERP + PB(K)
PERQ = PERQ + QB(K)
PG(K) = (PB(K) + PC(K)) * BASE
QG(K) = (QB(K) + QC(K)) * BASE
PC(K) = PC(K) * BASE
QC(K) = QC(K) * BASE
END DO
PERP = PERP * BASE
PERQ = PERQ * BASE
DO I = 1,NB
THEG(I) = THETA(I) * 57.29578
END DO
! RESULTADOS DE VOLTAJES Y ANGULOS.
WRITE(3,30)
30 FORMAT(/,30X,' PREAL EN MW ',8X,' PRACTIVA
        EN MVAR',/)
WRITE(3,31)
31 FORMAT(/,40X,'GENERACION ',15X,'
CARGA',/,7X,'BUS',6X,'VOLTAJE',3X,'GRADOS'
,2(4X,'POT REAL',2X,'POT REACTIVA'))
DO I = 1, NB
WRITE(3,32)I,V(I),THEG(I),PG(I),QG(I),PC(I),QC(I)
END DO
32 FORMAT(4X,I4,4X,2F10.4,2(2X,2F10.3),/)
AUX5=0.0
DO I=1,NB
IF(IT(I) == 0.0)THEN
AUX5=AUX5+(0.35*((V(I)-1.0)**2))
ELSE
AUX5=AUX5+((V(I)-1.0)**2)
END IF
END DO
FF=ABS(1.0/AUX5)
FF=FF*2
! CALCULO DE LOS FLUJOS DE POTENCIA EN LAS
! LINEAS DE TRANSMISION.
WRITE(3,330)
330 FORMAT(4X,'FLUJOS EN LAS LINEAS',/,12X,
        'LINEA',3X,'LS',4X,'LR',5X,'POT
        REAL',4X,'POT REACTIVA',/)
DO I = 1, NL
K = LS(I)
M = LR(I)
! DIFERENCIA ANGULAR Y CONSTANTES PARA EL
! CALCULO DE POTENCIAS
DEL = THETA(K) - THETA(M)
A = V(K) * V(K)
B = V(K) * V(M)
C = V(M) * V(M)
D = YI(K,M) - YD(I)
E = YR(K,M) * COS(DEL)
F = YI(K,M) * SIN(DEL)
G = YI(K,M) * COS(DEL)
H = YR(K,M) * SIN(DEL)
PS = ( B * (E + F) - A * YR(K,M))* BASE
PE = ( B * (E - F) - C * YR(K,M))* BASE
QS = (A * D - B * (G - H)) * BASE
QE = (C * D - B * (G + H)) * BASE
WRITE(3,110)I,K,M,PS,QS
WRITE(3,110)I,M,K,PE,QE
END DO
110 FORMAT(10X,I4,3X,I4,2X,I4,4X,F10.4,
        4X,F10.4)
! SE ESCRIBEN LAS PERDIDAS
WRITE(3,*)' LS = NODO DE SALIDA DE LAS LINEAS'
WRITE(3,*)' LR = NODO DE LLEGADA DE LAS LINEAS'
WRITE(3,38)PERP,PERQ
38 FORMAT(/,10X,' PERDIDAS',/10X,' P = ',F10.5,3X,'
        Q = ',F10.5/)
COSTO = (PERP)*(8760.0/2.0)*(110.0)
WRITE(*,*)' COSTO DE LAS PERDIDAS
        (MWH$) = ',COSTO
WRITE(3,*)' COSTO DE LAS PERDIDAS
        (MWH$) = ',COSTO
CALL EXIT
END PROGRAM JACOBY1
SUBROUTINE JACOB(NB,NG,TOL,IT,Q,V,THETA,
        YR,YI,AJ,DPQ,P)
INTEGER MN,NB,NG,I,J,K,L,M,ITER
REAL IT,TOL,Q,V,THETA,YR,YI,AJ,DPQ,VKM,DEL,
        P1,Q1,VMK,SUMP,DVMAX,DESV,VV,P
DIMENSION IT(350),Q(350),V(350),THETA(350),P(350)
DIMENSION YR(350,350),YI(350,350),
DIMENSION AJ(350,350),DPQ(350)
! SE INICIA EL PROCESO ITERATIVO.
ITER = 0
! ORDEN DEL JACOBIANO.

```

```

!AJ = MATRIZ DEL JACOBIANO.
MN = 2 * NB - NG - 1
200 DO I = 1, MN
DO J = 1, MN
AJ(I,J) = 0.0
END DO
END DO
I = 1
DO K = 2, NB
! SE EXCLUYE EL NODO COMPENSADOR.
VKM = V(1) * V(K)
DEL = THETA(K)
! CALCULO DE LAS POTENCIAS ACTIVA
! Y REACTIVA
P1 = VKM * (YR(K,1) * COS(DEL) + YI(K,1) * SIN(DEL))
Q1 = VKM * (YR(K,1) * SIN(DEL) - YI(K,1) * COS(DEL))
IF(IT(K).EQ.0.0)GOTO 225
J = I + 1
AJ(I,I) = -Q1
AJ(J,I) = P1
L = 0
DO M = 2, NB
L = L + 1
IF(YI(K,M).EQ.0.0)GOTO 222
IF(M.EQ.K)GOTO 223
VKM = V(K) * V(M)
DEL = THETA(K) - THETA(M)
AJ(I,L) = VKM * (YR(K,M) * SIN(DEL) - YI(K,M) *
COS(DEL))
AJ(J,L) = -VKM * (YR(K,M) * COS(DEL) + YI(K,M) *
SIN(DEL))
AJ(I,I) = AJ(I,I) - AJ(I,L)
AJ(J,I) = AJ(J,I) - AJ(J,L)
IF(IT(M).EQ.0.0)GOTO 132
L = L + 1
L1 = L - 1
AJ(I,L) = -AJ(J,L1) / V(M)
AJ(J,L) = AJ(I,L1) / V(M)
GOTO 132
222 IF(IT(M).EQ.0.0)GOTO 132
223 L = L + 1
132 END DO
VV = V(K)
AJ(I,J) = 2.0 * YR(K,K) * VV + AJ(J,I) / VV
AJ(J,J) = -2.0 * YI(K,K) * VV - AJ(I,I) / VV
DPQ(I) = P(K) - VV * VV * YR(K,K) - AJ(J,I)
DPQ(J) = Q(K) + VV * VV * YI(K,K) + AJ(I,I)
I = I + 2
GOTO 131
225 AJ(I,I) = -Q1
SUMP = 0.0
L = 0
DO M = 2, NB
L = L + 1
IF(YI(K,M).EQ.0.0)GOTO 226
IF(M.EQ.K)GOTO 128
VKM = V(K) * V(M)
VMK = V(K)
DEL = THETA(K) - THETA(M)
AJ(I,L) = VKM * (YR(K,M) * SIN(DEL) - YI(K,M) *
COS(DEL))
AJ(I,I) = AJ(I,I) - AJ(I,L)
SUMP = SUMP + V(M) * (YR(K,M) * COS(DEL) + YI(K,M) *
SIN(DEL))
IF(IT(M).EQ.0.0)GOTO 128
L = L + 1
AJ(I,L) = VMK * (YR(K,M) * COS(DEL) + YI(K,M) *
SIN(DEL))
GOTO 128
226 IF(IT(M).EQ.0.0)GOTO 128

L = L + 1
128 END DO
DPQ(I) = P(K) - V(K) * (YR(K,K) * V(K) + SUMP) - P1
I = I + 1
131 END DO
! SE CALCULAN LAS DESVIACIONES DE POTENCIA.
DVMAX = 0.0
DO I = 1, MN
DESV = ABS(DPQ(I))
IF(DESV.GT.DVMAX)DVMAX=DESV
END DO
! SE ESCRIBE EL PASO DE ITERACION Y LA
! DESVIACION MAXIMA.
WRITE(3,10)ITER,DVMAX
10 FORMAT(10X,' ITER ',I3,5X,' DESV.MAXIMA = ',F10.5)
IF(DVMAX.LE.TOL)GOTO 234
! SE LLAMA A LA SUBROUTINA DE SOLUCION DEL
! SISTEMA DE ECUACIONES.
CALL GAUSS(MN,AJ,DPQ)
M = 1
L = 0
DO I = 2, NB
M = M + 1
L = L + 1
IF(IT(I).EQ.0.0)THEN
THETA(M) = THETA(M) + DPQ(L)
ELSE
THETA(M) = THETA(M) + DPQ(L)
L = L + 1
V(M) = V(M) + DPQ(L)
END IF
END DO
ITER = ITER + 1
IF(ITER.GT.25)GOTO 233
GOTO 200
233 WRITE(3,11)ITER
11 FORMAT(/,10X,' NO SE TIENE CONVERGENCIA
EN ',I4,' ITERACIONES/')
GOTO 1000
234 WRITE(3,1004)ITER
1004 FORMAT(/,10X,' CONVERGENCIA EN ',I4,'
ITERACIONES',/)
1000 RETURN
END
SUBROUTINE GAUSS(MN,AJ,DPQ)
DIMENSION AJ(350,350),DPQ(350)
INTEGER MN,KF,KD,K
REAL AJ,DPQ
KF = MN - 1
DO I = 1, KF
KD = I + 1
! SE NORMALIZAN LAS FILAS
! (DIAGONAL PRINCIPAL)
DPQ(I) = DPQ(I) / AJ(I,I)
! ELEMENTOS FUERA DE LA DIAGONAL PRINCIPAL
DO J = KD, MN
AJ(I,J) = AJ(I,J) / AJ(I,I)
END DO
DO K = KD, MN
IF(AJ(K,I).EQ.0.0)GOTO 100
! SE MODIFICAN LAS OTRAS FILAS.
DO J = KD, MN
AJ(K,J) = AJ(K,J) - AJ(K,I) * AJ(I,J)
END DO
DPQ(K) = DPQ(K) - AJ(K,I) * DPQ(I)
100 END DO
END DO
DPQ(MN) = DPQ(MN) / AJ(MN,MN)
I = MN - 1
140 K = I + 1

```

```

DO J = K, MN
DPQ(I) = DPQ(I) - AJ(I,J) * DPQ(J)
END DO
I = I - 1
IF(I.NE.0)GOTO 140
RETURN
END

*****
PROGRAMA QUE EVALUA LA CONFIABILIDAD PARA
TODO EL SISTEMA
*****
*****
SUBROUTINA PRINCIPAL MAIN.F90
*****
PROGRAM PROBA
USE PORTLIB
USE MSIMSL
USE MSFLIB
USE ARREGLOS
USE VARIABLES
IMPLICIT NONE

WRITE(*,(20X,A))'-----'
WRITE(*,(20X,A))'PROGRAMA QUE EVALUA LA
CONFIABILIDAD'
WRITE(*,(23X,A))'EN UNA RED DE DISTRIBUCION'
WRITE(*,(25X,A))'ALICIA VEGA SANTAMARIA'
WRITE(*,(28X,A))'MEXICO DF, 2005'
WRITE(*,(20X,A))'-----'
WRITE(*,(10X,A))'-----'
WRITE(*,*)
WRITE(*,*)
WRITE(*,*)
CALL DATOS      () !SUBROUTINA DE LECTURA DE
DATOS
K1 = 0
WRITE(*,(10X,A))'SELECCIONE UN CASO:'
WRITE(*,*)
WRITE(*,(10X,A))' (1) SISTEMA CON CUCHILLA'
WRITE(*,(10X,A))' (2) SISTEMA SIN CUCHILLA'
WRITE(*,*)
WRITE(*,(10X,A,\,1X))'OPCION SELECCIONADA: '
10      READ(*,*)I
      SELECT CASE (I)
      CASE (1)
WRITE(*,*)
WRITE(*,(10X,A))'EVALUANDO EL SISTEMA CON
CUCHILLA'
CALL CUCHILLA  () !SUBROUTINA CON CUCHILLA
CUCHI = 1
      CASE (2)
WRITE(*,*)
WRITE(*,(10X,A))'EVALUANDO EL SISTEMA SIN
CUCHILLA'
CALL INDIC    () !SUBROUTINA SIN CUCHILLA
CUCHI = 0
CASE DEFAULT
IF(K1.EQ.0)THEN
WRITE(*,*)
WRITE(*,(10X,A,\,1X))'OPCION INCORRECTA:'
WRITE(*,(10X,A,\,1X))'VUELVA A SELECCIONAR UN
CASO:'
K1 = K1 + 1
GOTO 10
ELSE
WRITE(*,*)
WRITE(*,(10X,A))'FIN DEL PROGRAMA'
GOTO 2005
END IF

END SELECT
CALL IMPRESION  () !SUBROUTINA DE IMPRESIÓN DE
RESULTADOS
2005 END PROGRAM PROBA
*****
SUBROUTINA VARIABLES.F90
*****
MODULE VARIABLES !DECLARACIÓN DE LAS
VARIABLES

INTEGER NA,K,J,I,MAXSEC,CUCHI
REAL(8) SUMA,SUM22,SUM11,SUM2
REAL(8)
SUMK,SUM1,COSTO,CAPMIN,SUMKKK,SUM,SUMKK,K
10,K1,AUX,$KWHR,SUMK1
CHARACTER ARCHIV_SAL*15
CHARACTER(100) CHAR
REAL(8) TREPACION,TMANUAL,TPROMEDIO
END   MODULE VARIABLES
*****
SUBROUTINA DE ARREGLOS.F90
*****
MODULE ARREGLOS !DECLARACIÓN DE ARREGLOS

REAL(8), DIMENSION(:,), ALLOCATABLE ::
LONGITUD,LAMDA,REPARA,REPARAC,LAMDARE,CA
PA,CAPACIDAD,LAMDAREC
INTEGER, DIMENSION(:,), ALLOCATABLE :: UNI
INTEGER, DIMENSION(:,), ALLOCATABLE ::
INDICE,INDICADOR
REAL(8), DIMENSION(:,), ALLOCATABLE
::LAMDAXALI,LAMDAXLON,REPARATOT,KKK,ENER
GIA
REAL(8), DIMENSION(:,), ALLOCATABLE
::LAMDAXALIC,REPARATOTC
CHARACTER NAME*10

END   MODULE ARREGLOS
*****
SUBROUTINA DE DATOS.F90
*****
SUBROUTINE DATOS ()
USE PORTLIB
USE MSIMSL
USE MSFLIB
USE ARREGLOS
USE VARIABLES

IMPLICIT NONE
CHARACTER ARCHIV_ENT*15
      !NOMBRE DEL ARCHIVO DE DATOS
WRITE(*,(10X,A))'ARCHIVO DE DATOS:'READ(*,(A))
ARCHIV_ENT
      OPEN(UNIT=1,FILE=ARCHIV_ENT)
      !

READ(1,*)NAME
READ(1,*)CHAR

!NÚMERO DE ALIMENTADORES,MÁXIMO DE
SECCIONES/ALIMENTADORES
!CAPACIDAD MÍNIMA,COSTO DEL KW/HR,TIEMPO DE
REAPARACIÓN
!TIEMPO MANUAL,TIEMPO DE SW PROMEDIO

READ(1,*)NA,MAXSEC,CAPMIN,$KWHR
READ(1,*)TREPACION,TMANUAL,TPROMEDIO
ALLOCATE(ENERGIA(NA))
ALLOCATE(UNI(2,NA))
ALLOCATE(CAPA(2,NA))

```

```

ALLOCATE(INDICE(NA))
ALLOCATE(INDICADOR(NA))
ALLOCATE(LAMDAXALI(NA))
ALLOCATE(LAMDAXLON(NA))
ALLOCATE(REPARATOT(NA))
ALLOCATE(KKK(NA))
ALLOCATE(LONGITUD(MAXSEC,NA))
ALLOCATE(LAMDA(MAXSEC,NA))
ALLOCATE(REPARA(MAXSEC,NA))
ALLOCATE(LAMDARE(MAXSEC,NA))
ALLOCATE(CAPACIDAD(MAXSEC,NA))
ALLOCATE(REPARAC(MAXSEC,NA))

ALLOCATE(REPARATOTC(NA))
ALLOCATE(LAMDAXALIC(NA))
ALLOCATE(LAMDAREC(MAXSEC,NA))

!LONGITUD DE C/SECCIÓN
READ(1,*)CHAR
READ(1,*)((LONGITUD(I,J),J=1,NA),I=1,MAXSEC)

!ÍNDICE DE FALLA DE C/SECCIÓN
READ(1,*)CHAR
READ(1,*)((LAMDA(I,J),J=1,NA),I=1,MAXSEC)
!ÍNDICE DE FALLA DE C/SECCIÓN
READ(1,*)CHAR

READ(1,*)(INDICE(I),I=1,NA)
!CAPACIDAD DE C/GENERADOR
READ(1,*)CHAR
READ(1,*)((CAPACIDAD(I,J),J=1,NA),I=1,MAXSEC)
CLOSE(UNIT=1)
!INDICADORES
DO I=1, NA
K1 = 0
DO J=1,MAXSEC
IF(LAMDA(J,I).GT.0.0)THEN
INDICADOR(I) = K1 + 1
K1 = K1 + 1
ELSE
END IF
END DO
END DO
!INDICADORES
!ASIGNACIÓN DE LOS ÍNDICES DE REPARACIÓN
INDICE=INDICE
INDICADOR=INDICADOR
DO I=1, NA
10 IF(INDICE(I).LE.INDICADOR(I))THEN
AUX = INDICE(I)
DO J=1, INDICADOR(I)
IF(AUX.GE.J)THEN
REPARA(J,I) = TREPACION
ELSE
REPARA(J,I) = TMANUAL
END IF
END DO
ELSE
WRITE(*,(10X,A))'-----'
WRITE(*,(10X,A))'LOS DATOS DE ENTRADA NO SON
CORRECTOS,EL PROGRAMA SE DETENDRA.'
WRITE(*,(10X,A))'-----'
WRITE(*,*)
STOP
END IF
END DO

IF(TPROMEDIO.EQ.0.0)THEN
TPROMEDIO = TMANUAL
ELSE

```

```

END IF
DO I=1, NA
DO J=1, INDICADOR(I)
IF(J.EQ.INDICE(I))THEN
REPARAC(J,I) = TREPACION
ELSE
IF(J.LT.INDICE(I))THEN
REPARAC(J,I) = TPROMEDIO
ELSE
REPARAC(J,I) = TMANUAL
END IF
END IF
END DO
END DO
!ASIGNACIÓN DE LOS ÍNDICES DE REPARACIÓN

REPARAC=REPARAC
RETURN
END
*****
SUBROUTINA DE INDICES.F90
*****
SUBROUTINE INDIC ()
USE PORTLIB
USE MSIMSL
USE MSFLIB
USE ARREGLOS
USE VARIABLES
IMPLICIT NONE
!LAMDA*LONGITUD
DO I=1,MAXSEC
DO J=1,NA
LAMDA(I,J) = LAMDA(I,J)*LONGITUD(I,J)
END DO
END DO
!LAMDA*LONGITUD
!LAMDA*LONGITUD*ÍNDICE DE REPARACIÓN
DO I=1,MAXSEC
DO J=1,NA
LAMDA(I,J) = LAMDA(I,J)*REPARA(I,J)
END DO
END DO
!LAMDA*LONGITUD*ÍNDICE DE REPARACIÓN
!SUMATORIA(LAMDA*LONGITUD*ÍNDICE DE
REPARACIÓN)
DO I=1,NA
SUM = 0.0
DO J=1,MAXSEC
SUM = LAMDARE(J,I) + SUM
END DO
LAMDA(XLON(I)) = SUM
END DO
!SUMATORIA(LAMDA*LONGITUD*ÍNDICE DE
REPARACIÓN)
!SUMATORIA(LAMDA*LONGITUD)
DO I=1,NA
SUM = 0.0
DO J=1,MAXSEC
SUM = LAMDA(J,I) + SUM
END DO
LAMDA(XLON(I)) = SUM
END DO
!SUMATORIA(LAMDA*LONGITUD)
!ÍNDICE DE REPARACIÓN TOTAL
!(LAMDA*LONGITUD*ÍNDICE DE
REPARACIÓN)/(LAMDA*LONGITUD)
DO I=1,NA
REPARATOT(I) = LAMDAXALI(I)/LAMDA(XLON(I))
END DO

```

```

!ÍNDICE DE REPARACIÓN TOTAL
!(LAMDA*LONGITUD*ÍNDICE DE
REPARACIÓN)/(LAMDA*LONGITUD)
!UNIDADES OPERANDO/FUERA DE SERVICIO
DO I=1,2
IF(I.EQ.1)THEN
DO J=1, NA
UNI(I,J) = INDICE(J)
END DO
ELSE
DO J=1, NA
UNI(I,J) = INDICADOR(J)-UNI(I-1,J)
END DO
END IF
END DO
!UNIDADES OPERANDO/FUERA DE SERVICIO
!CAPACIDAD OPERANDO/FUERA DE SERVICIO
DO I=1,NA
SUM1 = 0.0
SUM2 = 0.0
K10 = UNI(2,I)
DO J=1, INDICADOR(I)
IF(J.LE.K10)THEN
CAPA(1,I) = CAPACIDAD(J,I) + SUM1
SUM1 = CAPA(1,I)
ELSE
CAPA(2,I) = CAPACIDAD(J,I) + SUM2
SUM2 = CAPA(2,I)
END IF
END DO
END DO
!CAPACIDAD OPERANDO/FUERA DE SERVICIO
!CAPACIDAD OPERANDO/FUERA DE SERVICIO
TOTAL
SUM1 = 0
SUM11 = 0.0
SUM2 = 0
SUM22 = 0.0
DO I=1,2
IF(I.EQ.1)THEN
DO J=1, NA
SUM1 = UNI(I,J) + SUM1
SUM11 = CAPA(1,I) + SUM11
END DO
ELSE
DO J=1, NA
SUM2 = UNI(I,J) + SUM2
SUM22 = CAPA(1,I) + SUM22
END DO
END IF
END DO
!CAPACIDAD OPERANDO/FUERA DE SERVICIO
TOTAL
!CÁLCULO DE LA CAPACIDAD FUERA DE SERVICIO
SUMKK = 0.0
DO I=1,NA
SUMK = 0.0
IF(INDICE(I).EQ.0)THEN
ELSE
DO J=(UNI(1,I)),INDICADOR(I)
KKK(I) = CAPACIDAD(J,I) + SUMK
SUMK = KKK(I)
END DO
SUMKK = KKK(I) + SUMKK
END IF
END DO
!CÁLCULO DE LA CAPACIDAD FUERA DE SERVICIO
SUMKKK = 0.0
DO I=1,MAXSEC
DO J=1,NA
SUMKKK = CAPACIDAD(I,J) + SUMKKK
END DO
END DO
!CÁLCULO DE LA CAPACIDAD FUERA DE SERVICIO
!ENERGIA NO SUMINISTRADA
SUMK1 = 0.0
DO I=1,NA
ENERGIA(I) = KKK(I)*LAMDAXALI(I)
SUMK1 = ENERGIA(I) + SUMK1
END DO
!ENERGIA NO SUMINISTRADA
RETURN
END
*****
SUBROUTINE CUCHILLA.F90
*****
SUBROUTINE CUCHILLA ()
USE PORTLIB
USE MSIMSL
USE MSFLIB
USE ARREGLOS
USE VARIABLES
IMPLICIT NONE
!ASIGNACIÓN DE LOS ÍNDICES DE REPARACIÓN
IF(TPROMEDIO.EQ.0.0)THEN
TPROMEDIO = TMANUAL
ELSE
END IF
DO I=1, NA
DO J=1, INDICADOR(I)
IF(J.EQ.INDICE(I))THEN
REPARAC(J,I) = TREPACION
ELSE
IF(J.LT.INDICE(I))THEN
REPARAC(J,I) = TPROMEDIO
ELSE
REPARAC(J,I) = TMANUAL
END IF
END IF
END DO
!ASIGNACIÓN DE LOS ÍNDICES DE REPARACIÓN
!LAMDA*LONGITUD
DO I=1,MAXSEC
DO J=1,NA
LAMDA(I,J) = LAMDA(I,J)*LONGITUD(I,J)
END DO
END DO
!LAMDA*LONGITUD
!LAMDA*LONGITUD*ÍNDICE DE REPARACIÓN
DO I=1,MAXSEC
DO J=1,NA
LAMDAREC(I,J) = LAMDA(I,J)*REPARAC(I,J)
END DO
END DO
!LAMDA*LONGITUD*ÍNDICE DE REPARACIÓN
LAMDAREC = LAMDAREC
REPARAC = REPARAC
LAMDA = LAMDA
!SUMATORIA(LAMDA*LONGITUD*ÍNDICE DE
REPARACIÓN)
DO I=1,NA
SUM = 0.0
DO J=1,MAXSEC
SUM = LAMDAREC(J,I) + SUM
END DO
LAMDAXALIC(I) = SUM
END DO

```

```

!SUMATORIA(LAMDA*LONGITUD*ÍNDICE DE
REPARACIÓN)
!SUMATORIA(LAMDA*LONGITUD)
DO I=1,NA
SUM = 0.0
DO J=1,MAXSEC
SUM = LAMDA(J,I) + SUM
END DO
LAMDAXLON(I) = SUM
END DO
!SUMATORIA(LAMDA*LONGITUD)
!ÍNDICE DE REPARACIÓN TOTAL
!(LAMDA*LONGITUD*ÍNDICE DE
REPARACIÓN)/(LAMDA*LONGITUD)
DO I=1,NA
REPARATOTC(I) = LAMDAXALIC(I)/LAMDAXLON(I)
END DO
!ÍNDICE DE REPARACIÓN TOTAL
!(LAMDA*LONGITUD*ÍNDICE DE
REPARACIÓN)/(LAMDA*LONGITUD)
RETURN
END
*****
SUBROUTINA DE IMPRESIÓN.F90
*****
SUBROUTINE IMPRESION()
USE PORTLIB
USE MSIMSL
USE MSFLIB
USE ARREGLOS
USE VARIABLES
IMPLICIT NONE
!IMPRESIÓN
WRITE(*,*)
WRITE(*,*)
WRITE(*,(10X,A))'ARCHIVO DE SALIDA:'
READ(*,(A)) ARCHIV_SAL
OPEN(UNIT=4,FILE=ARCHIV_SAL)
WRITE(4,*)
WRITE(*,(20X,A))'PROGRAMA QUE EVALUA LA
CONFIABILIDAD'
WRITE(*,(23X,A))'EN UNA RED DE DISTRIBUCION'
WRITE(*,(25X,A))'ALICIA VEGA SANTAMARIA'
WRITE(*,(28X,A))'MEXICO DF, 2005'
WRITE(4,*)
WRITE(4,(28X,A))'ARCHIVO DE SALIDA'
WRITE(4,*)
WRITE(4,*)
WRITE(4,*)
IF(CUCHLEQ.0)THEN
!CAPACIDAD OPERANDO/FUERA DE SERVICIO
TOTAL
IF(SUM22.LE.CAPMIN)THEN
WRITE(4,*)
WRITE(4,*)'ESTA COMBINACION NO CUMPLE CON LA
CAPACIDAD MINIMA REQUERIDA'
WRITE(4,*)
WRITE(4,*)
COSTO = 0.0
ELSE
WRITE(4,*)
WRITE(4,*)'ESTA COMBINACION CUMPLE CON LA
CAPACIDAD MINIMA REQUERIDA'
WRITE(4,*)
WRITE(4,*)
COSTO = $K WHR*SUMK1
END IF
!CAPACIDAD OPERANDO/FUERA DE SERVICIO
TOTAL
WRITE(4,(2X,A))'INDICE DE FALLA'
!LAMDAXLONGITUD,
WRITE(4,*)
WRITE(4,(2X,<NA>F10.5))
((LAMDA(I,J),J=1,NA),I=1,MAXSEC)
WRITE(4,*)
WRITE(4,*)
WRITE(4,(2X,A))'INDICE DE REPARACION'
WRITE(4,*)
WRITE(4,(2X,<NA>F10.5))
((REPARA(I,J),J=1,NA),I=1,MAXSEC)
WRITE(4,*)
WRITE(4,*)
WRITE(4,(2X,A))'INDISPONIBILIDAD'
!LAMDAXLONGITUDXREPARACIÓN,
WRITE(4,*)
WRITE(4,(2X,<NA>F10.5))
((LAMDARE(I,J),J=1,NA),I=1,MAXSEC)
WRITE(4,*)
WRITE(4,*)
WRITE(4,(2X,A))'ALIMENTADOR INDICE DE FALLA
TOTAL'
!LAMDAXLONGITUD TOTAL/ALIMENTADOR,
WRITE(4,*)
WRITE(4,(5X,I2,8X,E25.18))(I,LAMDAXLON(I),I=1,NA)
WRITE(4,*)
WRITE(4,*)
WRITE(4,(2X,A))'ALIMENTADOR
INDISPONIBILIDAD TOTAL'
!LAMDAXLONGITUDXREPARACIÓN TOTAL
WRITE(4,*)
WRITE(4,(5X,I2,8X,E25.18))(I,LAMDAXALI(I),I=1,NA)
WRITE(4,*)
WRITE(4,*)
WRITE(4,(2X,A))'ALIMENTADOR ÍNDICE DE
REPARACION TOTAL'
WRITE(4,*)
WRITE(4,(5X,I2,8X,E25.18))(I,REPARATOT(I),I=1,NA)
WRITE(4,*)
WRITE(4,*)
WRITE(4,(2X,A))'ALIMENTADOR ENERGIA NO
SUMINISTRADA'
WRITE(4,*)
WRITE(4,(5X,I2,8X,E25.18))(I,ENERGIA(I),I=1,NA)
WRITE(4,*)
WRITE(4,*)
WRITE(4,(2X,A))'ENERGIA NO SUMINISTRA TOTAL'
WRITE(4,*)
WRITE(4,(2X,F10.5))SUMK1
WRITE(4,*)
WRITE(4,*)
IF(COSTO.EQ.0.0)THEN
ELSE
WRITE(4,(2X,A))'COSTO DE LA ENERGIA NO
SUMINISTRADA'
WRITE(4,*)
WRITE(4,(2X,F10.5))COSTO
END IF
WRITE(4,*)
WRITE(4,*)
WRITE(4,(2X,A))'CAPACIDAD EN SERVICIO'
WRITE(4,*)
WRITE(4,(2X,F10.5))SUMKKK-SUMKK
WRITE(4,*)
WRITE(4,*)
WRITE(4,(2X,A))'CAPACIDAD FUERA DE SERVICIO'
WRITE(4,*)
WRITE(4,(2X,F10.5))SUMKK
ELSE
WRITE(4,*)

```

```

WRITE(4,*)"
WRITE(4,(2X,A))'IMPRESION DE RESULTADOS DEL
SISTEMA CON CUCHILLA'
WRITE(4,*)"
WRITE(4,*)"
WRITE(4,(2X,A))'INDICE DE FALLA'
!LAMDAXLONGITUD,
WRITE(4,*)"
WRITE(4,(2X,<NA>F10.5))
((LAMDA(I,J),J=1,NA),I=1,MAXSEC)
WRITE(4,*)
WRITE(4,*)"
WRITE(4,(2X,A))'INDICE DE REPARACION CON
CUCHILLA'
WRITE(4,*)"
WRITE(4,(2X,<NA>F10.5))
((REPARAC(I,J),J=1,NA),I=1,MAXSEC)
WRITE(4,*)
WRITE(4,*)"
WRITE(4,(2X,A))'INDISPONIBILIDAD CON CUCHILLA'
!LAMDAXLONGITUDXREPARACIÓN,
WRITE(4,*)"
WRITE(4,(2X,<NA>F10.5))
((LAMDADEC(I,J),J=1,NA),I=1,MAXSEC)
WRITE(4,*)
WRITE(4,*)"
WRITE(4,(2X,A))'ALIMENTADOR INDICE DE FALLA
TOTAL' !LAMDAXLONGITUD TOTAL/ALIMENTADOR,
WRITE(4,*)"
WRITE(4,(5X,I2,8X,E25.18))(I,LAMDAXLON(I),I=1,NA)
WRITE(4,*)
WRITE(4,*)"
WRITE(4,(2X,A))'ALIMENTADOR
INDISPONIBILIDAD CON CUCHILLA TOTAL'
!LAMDAXLONGITUDXREPARACIÓN TOTAL
WRITE(4,*)"
WRITE(4,(5X,I2,8X,E25.18))(I,LAMDAXALIC(I),I=1,NA)
WRITE(4,*)
WRITE(4,*)"
WRITE(4,(2X,A))'ALIMENTADOR ÍNDICE DE
REPARACION CON CUCHILLA TOTAL'
WRITE(4,*)"
WRITE(4,(5X,I2,8X,E25.18))(I,REPARATOTC(I),I=1,NA)
WRITE(4,*)
WRITE(4,*)"
END IF
CLOSE(UNIT=4)
!IMPRESIÓN
RETURN
END
*****
PROGRAMA PARA LA EVALUACIÓN ECONOMICA
DEL SISTEMA
*****
USE MSIMSL
INTEGER N
REAL VPNC,VPNB,RCB,I,A,B,C,D
! -SO = INVERSIÓN INICIAL
WRITE(*,*)'*** DAME EL VALOR DE LA INVERSION
INICIAL ***'
READ(*,*)SO
! SN = FLUJO EFECTIVO NETO DEL PERIODO N
WRITE(*,*)'*** DAME EL VALOR DEL FLUJO
EFECTIVO DEL PROYECTO***'

READ(*,*)SN
! N = NÚMERO DE AÑOS DE VIDA DEL PROYECTO
WRITE(*,*)'*** DAME EL NUMERO DE AÑOS DE VIDA
DEL PROYECTO***'
READ(*,*)N
! I = TASA DE INTERÉS
WRITE(*,*)'*** DAME EL VALOR DE LA TASA DE
INTERES***'
READ(*,*)I
! I = 0.1
! VPNBENEFICIOS = VALOR PRESENTE NETO
WRITE(*,*)'*** DAME EL VALOR PRESENTE NETO DE
LOS BENEFICIOS***'
READ(*,*)VPNB
!VPNB = 133617398.3
OPEN(UNIT=3,FILE='SALIDAECO.DAT')
!CÁLCULO DEL VPNCOSTOS A "N" NÚMEROS DE
AÑOS DE VIDA DEL PROYECTO
A=-SO
B= (1+I)**N
C=SN*(B-1)
D=I*B
VPNC=A+(C/D)
E = 0.0
WRITE(3,*)"
WRITE(3,*)'*** EL VALOR PRESENTE NETO DE LOS
COSTOS EN (VPN),(PESOS)***'
WRITE(3,20)VPNC
20 FORMAT(/1X,5X,F15.3)
IF(VPNC.GT.E)THEN
WRITE(3,*)"
WRITE(3,*)'EL PROYECTO ES RENTABLE '
ELSE
WRITE(3,*)"
WRITE(3,*)'EL PROYECTO NO ES RENTABLE '
END IF
RCB=VPNB/VPNC
WRITE(3,*)"
WRITE(3,*)'*** RELACIÓN COSTO BENEFICIO
(RCB)***'
WRITE(3,30)RCB
30 FORMAT(/1X,5X,F10.3)
IF(VPNC.GT.VPNC)THEN
WRITE(3,*)"
WRITE(3,*)'EL PROYECTO ES RENTABLE '
ELSE
WRITE(3,*)"
WRITE(3,*)'EL PROYECTO NO ES RENTABLE '
END IF

END

```

E.3. Descripción del archivo de salida

Se tienen tres archivos de salida por separado, en el cual se indican los resultados deseados. En el primer archivo de salida, se da los resultados del estudio de flujos de potencia, donde se obtienen las potencias reactivas y activas en cada uno de los nodos, así como el flujo en las líneas o Cables según sea el caso de estudio, se obtienen los voltajes nodales y por último las pérdidas del sistema en estudio.

En el segundo archivo de salida da como resultado según sea el caso del sistema con cuchilla o sin cuchilla, si es el caso sin cuchilla da como resultado la EENS del sistema así como el costo en kW/hra de la EENS. En el tercer archivo da como resultado el VPN y RCB del sistema.