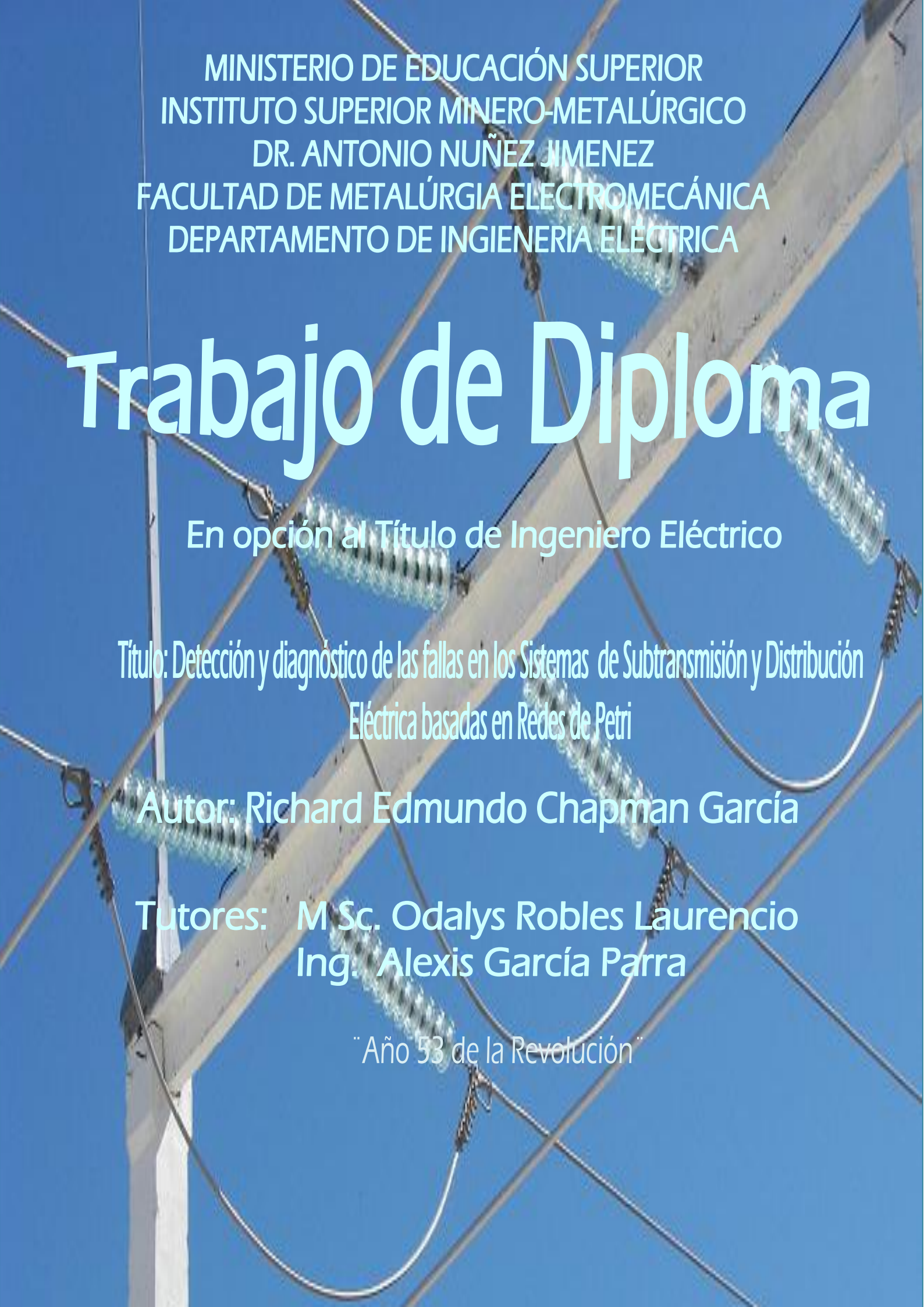




MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR
INSTITUTO SUPERIOR MINERO-METALÚRGICO
DR. ANTONIO NUÑEZ JIMENEZ
FACULTAD DE METALÚRGIA ELECTROMECAÁNICA
DEPARTAMENTO DE INGIENERIA ELECTRICA

Trabajo de Diploma

En opción al Título de Ingeniero Eléctrico

Título: Detección y diagnóstico de las fallas en los Sistemas de Subtransmisión y Distribución
Eléctrica basadas en Redes de Petri

Autor: Richard Edmundo Chapman García

Tutores: M Sc. Odalys Robles Laurencio
Ing. Alexis García Parra

“Año 53 de la Revolución”

PENSAMIENTO

*“Habrá un antes y un después de la
Revolución Energética.”*

Fidel Castro

DEDICATORIA

Dedico este Trabajo de Diploma en especial a mi madre Milagro García Parra y mi padre Edmundo J. Chapman Caballero, a mis amigos que siempre me apoyaron y tutores que siempre me dieron el frente durante la realización del trabajo. Y en especial a mis dos abuelos Edmundo y Miguel, mi tío Fernando, mis abuelas y familia; en fin dedico de una manera y otra a todo aquél que aportó su granito de arena para que este sueño mío se hiciera realidad.

Richard Edmundo Chapman García

AGRADECIMIENTOS

Agradezco en primer lugar a La Revolución por haberme dado la oportunidad de cumplir mis sueños de formarme como profesional.

A mis padres por creer en mí y apoyarme siempre.

A mis tutores que me proporcionaron el camino para el desarrollo de este trabajo.

A mi familia y mis amigos por su ayuda incondicional.

A mis compañeros de universidad por los momentos que vivimos en el transcurso de nuestra formación, los cuales nunca se podrán borrar de nuestras memorias.

A mis profesores que de una manera o de otra formaron lo que seré en un mañana no muy lejano.

Muchas Gracias a todos.

Resumen

Las líneas eléctricas de 33,4 Y 13, 8 kV, constituyen los sistemas de subtransmisión distribución de las redes eléctricas de la provincia Holguín. Las mismas están expuestas a las eventualidades de fallos por diferentes causas, lo que provoca la interrupción del suministro eléctrico, afectando a la población rural y comunitaria, pueblos y ciudades e industrias a las cuales ellas alimentan, lo que evidencia que existe un impacto negativo: social y económico, tanto directo como indirecto a la sociedad y a la economía del país. La búsqueda y solución de los fallos, requiere tiempo y recursos y para lograr que este proceso se realice con rapidez y precisión es de vital importancia que los Despachos Eléctricos y Subestaciones cuenten con un sistema que permita la detección y el diagnóstico de fallos en los sistemas de distribución eléctrica.

Por lo anteriormente expuesto se ha llevado a cabo esta investigación partiendo de la necesidad de la detección de las zonas con mayores posibilidades de encontrarse en estado de avería, en los sistemas de distribución de potencia, así como el diagnóstico de los fallos en dichos sistemas en el municipio Cueto de la provincia de Holguín, para lo cual se utilizó una metodología basada en Redes de Petri para la detección y el diagnóstico de las zonas con mayores posibilidades de encontrarse en estado de fallo, lo cual tiene una indiscutible significación práctica ya que se logra reducir el número de interrupciones y su duración, permite mejorar los índices de tiempo promedio de duración de los fallos, el tiempo de interrupción al usuario y ahorro de combustible.

Summary

Power lines at 33.4 and 13, 8 kV subtransmission systems are the distribution of electricity networks within the province of Holguin. They are exposed to the contingencies of failure for various reasons, causing the power outage, affecting the rural and community, towns and cities and industries to which they feed, which shows that there is a negative impact: social and economic development, both directly and indirectly to society and the economy. Search and failover solution, requires time and resources to ensure that this process is done quickly and accurately is vital that the electricity dispatch and substations have a system that allows the detection and diagnosis of system failures electrical distribution.

For the above has been carried out this research based on the need for detection of areas most likely to be in a state of breakdown in the power distribution systems, and diagnosing faults in such systems Cueto municipality in the province of Holguin, for which we used a methodology based on Petri nets for the detection and diagnosis of the areas most likely to be in fault state, which has an undeniable practical significance since it able to reduce the number of interruptions and their duration, improves indices of average duration of failures, downtime to the user and fuel economy.

ÍNDICE

Cáp.	Contenido	Pág.
	Pensamiento	1
	Dedicatoria	2
	Agradecimiento	3
	Resumen	4
	Índice	5
	Resumen	6
	Summary	7
	Introducción General.	8
	Situación Problemática.	11
	Hipótesis.	12
	Problema Científico.	12
	Campo de Acción.	12
	Objetivo del Trabajo.	12
	Tareas Específicas.	12
1	Detección y Diagnostico de fallas en el Sistema de Distribución Eléctrica.	13
	Introducción del Capítulo1.	13
1.1	Caracterización de la detección y diagnóstico de fallos en Sistemas de Distribución Eléctrica.	13
1.2	Caracterización del actual proceso de detección y diagnóstico de fallos en Sistemas de Distribución Eléctrica.	29
1.3	Caracterización de las Redes de Petri	31
1.4	Métodos de detección y diagnóstico de fallos utilizando Redes de Petri.	39
	Conclusiones del Capítulo 1.	48
2	Redes de Petri para la Detección y Diagnostico de fallas en Sistema de Distribución Eléctrica.	49
	Introducción del Capítulo 2.	49
2.1	Fundamentos generales que sirven de base a la metodología.	49
2.2	Proceso de detección y diagnóstico de fallos empleando modelos a base de	57

	Redes de Petri.	
2.2.1	Descripción del sistema bajo estudio.	57
2.2.2	Detección del fallo.	59
2.2.3	Diagnóstico de fallo.	67
	Conclusiones del Capítulo 2.	87
3	Análisis de los Resultados.	89
	Introducción del Capítulo 3.	89
3.1	Fundamentos de la valoración	89
3.2	Análisis en cuanto a interrupciones.	90
3.3	Beneficios tangibles e intangibles.	92
3.4	Valoración ecológica e impacto medio ambiental y social.	92
	Conclusiones del Capítulo 3.	92
	CONCLUSIONES GENERALES.	94
	RECOMENDACIONES.	95
	BIBLIOGRAFÍA	96
	Páginas de Internet consultadas	105
	Anexos	



INTRODUCCIÓN GENERAL

Existen nuevos conceptos y tecnologías en la industria eléctrica; una de ellas es la localización de fallas a través de dispositivos de indicación. En circuitos de distribución la calidad del servicio se traduce en términos generales como: número de interrupciones, duración promedio de las interrupciones y nivel de tensión. Según las estadísticas, en los circuitos de distribución primaria se tiene la mayor ocurrencia de fallas, por ello, las empresas eléctricas han orientado hacia ese sector la búsqueda de alternativas que permitan mejorar los índices de las mismas.

En todos los países del mundo para la operación de los grandes sistemas de subtransmisión y de distribución electroenergéticos son vigilados por el despacho de carga eléctrica, los cuales están encargados, según su jerarquía y su área de operación, en mantener el funcionamiento correcto de todo el sistema y de cada instalación por separado, garantizando la continuidad del servicio eléctrico a todos los clientes; en el tiempo previsto de las reparaciones, la rápida eliminación de las averías, así como cumplir otras funciones vitales para un sistema eléctrico. Estos despachos están compuestos y estructurados de forma vertical de la siguiente forma: Nacional, Zonal, Territorial y Distribución; es en este último nivel donde la atención a la reparación de las averías, ocupa prácticamente todo su tiempo.

A medida que van bajando los niveles de voltaje, los elementos que integran las redes de distribución eléctrica, van creciendo en cantidad y diversidad, y en la operación de los mismos se hace más notorio el factor humano. Esta influencia se manifiesta en deficiencias, así como en imperfecciones en los procesos de mantenimiento y reparación de fallos. Lo cual unido a un equipamiento con una automática mínima, para los alimentadores y para el resto de los desconectivos y también de una forma de operación manual o de operación solo de apertura de los mismos esto lleva consigo a la intervención humana decisiva en el proceso.

Al no tener una forma de operar a distancia, los desconectivos tienen que ser operados por el personal de la línea, los que necesitan trasladarse a los puntos de ubicación de estos equipos, distantes en ocasiones en varias decenas de kilómetros, con la consiguiente pérdida de tiempo y de energía.

Durante la ocurrencia de averías en los circuitos eléctricos es necesario realizar, una serie de pasos y procedimientos para detectar la zona donde ha ocurrido la falla. Este proceso requiere laboriosidad y experiencia por parte del personal encargado de la operación del sistema, en aras de ganar tiempo en la detección de las averías y evitar un número excesivo de operaciones de los desconectivos del circuito.

Las características de estos eventos, donde no existen algoritmos ni reglas sistemáticas que describan este proceso; la presencia de condiciones cambiantes de operación, la existencia de controles históricos sobre la operación de los desconectivos y de las zonas de ocurrencia de las averías indican la posibilidad del uso de las Redes Petri, para la detección de zonas de fallos para un sistema de distribución dado.

En las aplicaciones de Redes Petri, es a menudo necesario adicionar modificaciones o restricciones especiales adaptadas a la aplicación en particular. Tanto la detección como el pronóstico de fallos requieren información a partir de un sistema de Control Supervisor y Adquisición de Datos (SCADA) que son la principal fuente de información disponible a los despachadores de los centros de control y posibilitan un diagnóstico de fallos en línea antes de la etapa de restauración del sistema.

Estos sistemas permiten estar en uno o en mil lugar a la vez en las líneas de subtransmisión y de distribución de energía eléctrica para observar, analizar monitorear y actuar directamente en los procesos físicos, químicos, mecánicos o de cualquier otro orden que se estén realizando en cualquier otro orden que se estén realizando en cualquier momento y lugar, alterándose a la conveniencia del observador “virtual” y están compuestos por computadoras para el procesamiento de datos Unidades de Terminales Remotas (RTU)



espaciadas geográficamente para recolectar y enviar datos de las subestaciones al centro de control; debe contar además con sistemas de comunicaciones e interfaz hombre-máquina (29).

Cuando la información llega al centro de control, el operador analiza los datos, detecta y diagnostica la ocurrencia del fallo. La precisión y velocidad de este proceso depende enteramente de la experiencia de los operadores. Dado a la complejidad de los circuitos se incrementan las fallas eléctricas, especialmente en el caso de los fallos múltiples u operación incorrecta de dispositivos de protección, es necesario procesar un volumen de información excesiva, lo cual puede ser agobiante. Es por ello que en la actualidad se están desarrollando sistemas computacionales para ayudar a los operadores a trabajar con complejos procesos de razonamiento.

En esta investigación se pretende utilizar las potencialidades de las Redes de Petri, de forma tal que a partir de la acción de los desconectivos instalados en una red eléctrica determinada, se puede detectar las zonas con mayores posibilidades de encontrarse en estado de avería. Además de representar una ayuda inestimable al personal encargado de la operación del sistema, esta aplicación de las Redes de Petri permitirá diagnosticar las zonas de mayor incidencia de fallas eléctricas.

Al aumentar la complejidad de los sistemas electroenergéticos las exigencias en cuanto a fiabilidad y seguridad, así como los costos de estos, han demandado de los investigadores la necesidad de la búsqueda de métodos que garanticen el funcionamiento seguro y correcto de la solución propuesta. Debido a ello los análisis y decisiones tomadas que tradicionalmente se venían realizando de forma directa, han generado que los estudios realizados en esta rama en los últimos años orienten sus esfuerzos hacia la aplicación de métodos formales a este campo de las investigaciones.

Los métodos formales basan sus principios en el análisis y verificación del programa dado a partir de la obtención de sus modelos, estudiando tanto las propiedades estructurales como funcionales de este. La aplicación de estos

métodos permite elevar la seguridad en la concepción y aplicación del programa elaborado, la reducción de los tiempos de diseños e implantación así como la reusabilidad, generalidad y optimización del algoritmo desarrollado, entre otras ventajas, lo que hace muy atractiva su utilización (21).

En general la aplicación de las Redes de Petri brindan amplias posibilidades en la representación de sistemas paralelos, sistemas secuenciales complejos (en nuestro caso las redes de subtransmisión y distribución eléctricas) y en la fácil comprensión de la descripción de la secuencia de los sistemas, por ser un medio de ayuda muy útil para la simulación y demostración de sistemas complejos, lo cual permite una estructura de análisis muy potente.

En el contexto de la temática que se aborda en este trabajo, las Redes de Petri poseen muchas ventajas sobre otras formas de descripción formales, al facilitar un modelado sencillo e intuitivo, siendo generalmente los modelos en base a estas redes más compactas y poderosas. En la actualidad se han desarrollado muchas modificaciones y extensiones aplicadas este campo encontrándose además las que permiten la edición, simulación y análisis de ellas.

En base a todo lo antes expuesto, esta investigación pretende abordar el siguiente problema científico:

Situación Problemática: En el circuito Municipio de Cueto existe:

Aumento notable del número de interrupciones en los circuitos de subtransmisión y distribución primarios.

Aumento del tiempo en los trabajos de reparación y eliminación de averías.

Uso de pasos y procedimientos con alto grado de dependencia del recurso humano.

Ausencia de equipamientos y metodologías para la ubicación, detección y operación en los circuitos a larga distancia.

Aumento del gasto de recursos materiales y financieros.



Hipótesis: Si en los sistemas de subtransmisión y distribución de energía eléctrica se utilizara una metodología basada en Redes de Petri se pudiera detectar y diagnosticar las zonas de averías o fallas con mayor exactitud y rapidez y así contribuir a la reducción del tiempo de interrupción del servicio a los usuarios.

Problema científico: La necesidad de detección de las zonas con mayores posibilidades de encontrarse en estado de avería, en sistemas de subtransmisión y distribución de potencia, así como el diagnóstico de los fallos en dichos sistemas.

Campo de acción: Circuito Municipio de Cueto de la Provincia Holguín de Subtransmisión y Distribución Eléctrica.

Objetivo del Trabajo: Proponer una metodología basada en Redes de Petri para la detección y el diagnóstico de las zonas con mayores posibilidades de encontrarse en estado de avería en sistemas de subtransmisión y distribución eléctrica.

Objetivo de la Investigación: Detección y el diagnóstico de fallos en el circuito Municipio de Cueto de la Provincia Holguín de 33,4 kV y 13,8 kV, a través de una metodología basada en Redes de Petri.

Tareas Específicas:

1. Caracterizar (históricamente, gnoseológicamente y en la actualidad) el proceso de detección y diagnóstico de fallos en sistemas de subtransmisión y distribución de potencia. Analizar los métodos de detección y diagnóstico de fallos en sistemas de distribución eléctrica utilizando las Redes de Petri.
2. Hacer una caracterización general de los circuitos de distribución eléctricos de la zona y del circuito objeto de estudio.



3. Breve descripción de las Redes Petri. Sus características, bondades usos. Descripción de la metodología a utilizar basada en las Redes Petri.
4. Implementar la metodología basada a Redes de Petri en el sistema de distribución eléctrico objeto de estudio. Comparación de estos resultados con los métodos, reglas procedimientos usados actualmente.
5. Hacer una valoración técnica y económica del trabajo.



CAPÍTULO 1: DETECCIÓN Y DIAGNÓSTICO DE FALLAS ELÉCTRICAS EN LOS SISTEMAS SUBTRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.

INTRODUCCIÓN

En este capítulo, se caracteriza la detección y diagnóstico de fallos en sistemas de subtransmisión y distribución eléctrica, revelando la evolución de este proceso en el tiempo, lo que permitió definir los períodos históricos que demarcan esa evolución, el conocimiento de teorías, enfoques y tendencias anteriores que se han desarrollado sobre la temática y las razones que motivan el estudio, la justificación de la investigación, así como su actualidad, a través de valorar la necesidad y relevancia social del problema.

En el desarrollo de este se hace una caracterización de la detección y diagnóstico de fallos en sistemas de subtransmisión y distribución eléctrica con el uso de técnicas computacionales. Después se ofrece una caracterización acerca de cómo se realiza actualmente el proceso de detección y diagnóstico de fallos en sistemas de subtransmisión y distribución eléctrica. También algunos aspectos de interés acerca de las Redes de Petri: a continuación se estudiara métodos de detección y diagnóstico de fallos con Redes de Petri.

1.1 Caracterización de la detección y diagnóstico de fallos en Sistemas de Subtransmisión y Distribución Eléctrica.

Uno de los indicadores de calidad del suministro eléctrico lo constituye el grado de continuidad y seguridad del servicio eléctrico considerándose esta continuidad dentro de los límites del voltaje y frecuencia requeridas por los consumidores, por lo que un aumento de la frecuencia de las interrupciones debido a los fallos en las líneas de subtransmisión, reflejan afectación de la calidad del suministro eléctrico y un aumento del indicador TIU (Tiempo de Interrupción al Usuario).



En esta investigación se entiende por Calidad de Vida a la tranquilidad, bienestar y disfrute que permite un servicio eléctrico permanente en nuestros hogares y en el entorno con los valores adecuados en sus parámetros técnicos.

Hoy en día puede decirse, sin entrar en contradicción con ninguna definición, que el concepto de calidad de la energía debe enfocarse a partir de los siguientes parámetros:

1. Continuidad del servicio durante las 24 horas del día.
2. Continuidad del servicio durante los 365 días del año.
3. Amplitud de las señales de tensión y corriente.
4. Frecuencia de las señales de tensión y corriente.
5. Forma de onda de las señales de tensión y corriente.

El Sistema Electroenergético Nacional comprende el conjunto de todos los elementos que participan directamente en la generación, transportación, transmisión y distribución de la energía eléctrica: formando un todo único de operación conjunta y abarca todas las instalaciones existentes, que en condiciones normales se encuentran conectadas a la red eléctrica nacional. La Dirección del Despacho de Carga es la responsable del trabajo coordinado de los elementos que componen el Sistema Electroenergético Nacional, operándose por medio de los despachadores de los sistemas, territoriales y de distribución.

Los despachos de carga eléctrica están responsabilizados de:

1. Garantizar el funcionamiento adecuado de todo el sistema, y de cada instalación por separado, asegurando la continuidad del servicio eléctrico a todos los clientes.
2. Tratar de terminar las reparaciones en el tiempo previsto.



3. Eliminar de forma rápida las averías y realizar otras funciones vitales del sistema eléctrico.

Los despachadores son los únicos autorizados para impartir órdenes operacionales en el sistema y las mismas se cumplimentarán de inmediato, siempre que no violen las normas y disposiciones de operaciones vigentes, así como la seguridad del personal y los equipos. La exactitud en la localización de los fallos reduce el costo de operación pues evita los grandes recorridos y patrullajes de personas experimentadas, permitiendo además la restauración rápida de la línea y la disminución de las pérdidas por estar fuera de servicio dicha línea.

Al ocurrir un fallo en el Sistema Eléctrico su lugar debe ser detectado y aislado del resto del sistema por la operación conjunta de interruptores y relés de protección. La operación de los interruptores crea un área total desconectada dentro de la cual se encuentra la sección donde ocurrió el fallo. Cuando la operación de los interruptores y relés es correcta el área total desconectada incluye un solo elemento el cual se corresponde con la sección donde ocurrió el fallo. Sin embargo pueden existir situaciones en las que se presentan operaciones incorrectas o fallos de operación en interruptores y/o relés por lo que provocan que el fallo sea liberado por un número mayor de interruptores que el necesario, ocasionando un incremento en el área total desconectada, por lo que el área encerrada por los interruptores contiene más de un elemento como posible lugar de fallo, dentro de los cuales se encuentra el elemento que realmente ha fallado. Además, existe la posibilidad de la ocurrencia de fallos múltiples provocando que la situación se torne aún más compleja. (5). La transición de un estado normal al de emergencia en el Sistema Eléctrico puede ser planificado o aleatorio y esto sucede (en caso del cambio aleatorio) de una manera muy rápida perdiéndose la seguridad del sistema y es obligación del personal realizar los planes y tareas de decisión de alto nivel, es decir, el operador debe mantener el sistema en control normal, pero existen dificultades que conspiran contra el buen trabajo del personal encargados de tomar decisiones, como son:



- El despachador, por lo general, sufre de sobrecarga de información, particularmente en los períodos de crisis ejemplo de esto en situaciones excepcionales como huracanes, terremotos y otros fenómenos.
- La función del despachador necesita de un conocimiento intensivo; este conocimiento muchas veces se encuentra en manuales y reportes, pero ésta no es la mejor manera de que el operador aprenda, éste aprende más de la experiencia obtenida en situaciones similares que de los manuales.
- Cuando la contingencia no le es familiar al despachador, éste es precisamente el peor de los casos porque conlleva a decisiones erróneas o muy lentas (84).

De los elementos que constituyen el Sistema Eléctrico, las líneas de subtransmisión y distribución son las que presentan mayor número de fallos y esto es debido a diferentes factores: como que las líneas están ampliamente distribuidas por el territorio y están sujetas a la acción de elementos ajenos a la propias líneas y al sistema, tales como: agentes climáticos, mecánicos y otros. La existencia y riguroso cumplimiento de programas de mantenimiento, reparación y toma de medidas profilácticas; lo que en la práctica no siempre sucede.

Lo anteriormente expuesto demuestra la importancia de la detección y diagnóstico de fallos en las redes eléctricas en aras de ganar tiempo; evitar un número excesivo de operación de los desconectivos del circuito y disminuir las afectaciones al sector residencial y estatal.

En todo esto juega un papel importan la protección del circuito eléctrico cuya función principal es provocar la desconexión automática del elemento del sistema que ha experimentado un fallo o régimen anormal de operación, con el objetivo de reducir los daños de ese elemento y evitar que afecte la operación normal del resto del sistema y una segunda función es dar información sobre el tipo y localización del fallo o régimen anormal que ha ocurrido, con el objetivo de facilitar al personal de servicio su rápida localización y eliminación.



El problema del diagnóstico de fallos se ha considerado desde distintos enfoques. El diagnóstico basado en árboles de fallos es uno de los procedimientos más utilizados en el análisis de alarmas (85), (86), (82).

Las técnicas propias del área de la inteligencia artificial también han sido explotadas para el diagnóstico de fallos, tales como las redes neuronales artificiales (38), (77). Otro enfoque ampliamente estudiado son los métodos basados en modelos analíticos y los métodos basados en conceptos de conocimiento del proceso (31), (14), (59).

El problema del diagnóstico de fallos también se ha estudiado dentro del marco de los sistemas de eventos discretos. En (42; 41), los autores proponen un enfoque basado en el concepto de diagnosticabilidad, donde se asume que existe una información disponible a través de una función de salida. En (72; 73) se describe una metodología de diagnóstico de fallos basado en modelos de eventos discretos del sistema a diagnosticar. También se han utilizado las Redes de Petri para tratar el diagnóstico de fallos (43), (44), (45), (85). En (23), se describen distintas tendencias actuales dentro del área del diagnóstico y el diagnóstico en los sistemas híbridos (39), (50).

Los requerimientos deseables que debe cumplir un sistema automático de diagnóstico de fallos, son tres: debe ser capaz de detectar y aislar los fallos más probables, debe evitar falsas alarmas y debe procurar que el tiempo transcurrido entre la ocurrencia de un fallo y su declaración sea el mínimo posible. La figura 1 muestra la arquitectura genérica de un sistema que contiene un subsistema de diagnóstico de fallos; dicha arquitectura está formada por dos niveles. En el nivel inferior se encuentra el sistema físico con su controlador local.

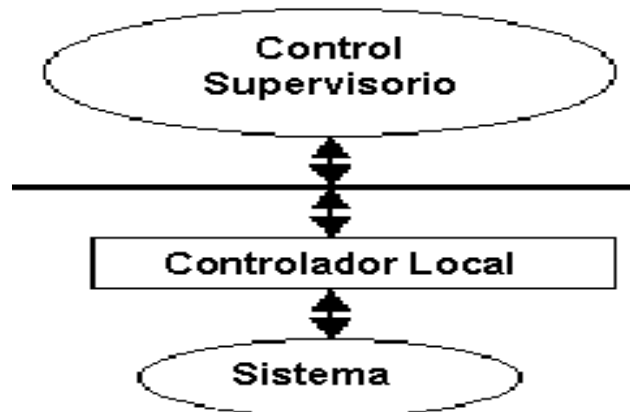


Figura 1.1. Arquitectura genérica para el diagnóstico.

El nivel superior es el nivel supervisor. En este nivel se coordinan las tareas de control del nivel inferior y se ejecutan tareas de diagnóstico de fallos y recuperación. Sin embargo, antes de llevar a cabo el diseño e implementación de un sistema de diagnóstico de fallos es necesario evaluar de qué modo contribuye este esfuerzo en mejorar las prestaciones del sistema.

Cuando ocurre un fallo en una instalación que no dispone de ningún sistema automático de diagnóstico de fallos, debe ser el operador humano quien se percate del fallo ocurrido, y posteriormente dedique cierto tiempo en las tareas de localización y aislamiento, para proceder así a las tareas de reparación o sustitución. En este caso, el tiempo en que el sistema está fuera de servicio es igual a la suma del tiempo de detección del fallo por parte del operador, más el tiempo necesario para localizar y determinar el componente que ha fallado más el tiempo necesario para desarrollar las tareas de reparación o sustitución.

Detectar un fallo significa “determinar la presencia de un fallo en un sistema y del instante de su aparición”. El aislamiento sigue a la detección y quiere decir “determinar el tipo y el lugar de aparición del fallo”. Dos criterios esenciales en el diseño de un método de detección y aislamiento de fallos (FDI) son, por un lado, el tiempo que se tarda en detectar un fallo (velocidad de respuesta) y, por el otro, su robustez respecto a la presencia de perturbaciones (48).



Desde hace muchos años, se le presta una atención especial al problema de la localización de fallos, tanto en líneas de transmisión como en líneas de distribución.

En los sistemas de subtransmisión de alto voltaje es muy usual encontrar líneas de grandes longitudes que atraviesan zonas, tanto boscosas como pantanosas. En general son tierras poco cultivables y sobre todo, todas son de gran extensión. Además, es necesario agregar, que mientras mayor es el voltaje de una línea, mayor es su responsabilidad en el sistema y mayor es la transferencia permisible por la misma. Esto hace que una avería en esta línea, provoque consecuencias peores para el sistema y aunque la mayoría de las averías suelen ser transitorias, esto no quita que cuando el fallo es permanente las pérdidas para la economía del país son muy grandes. La localización y reparación rápida y precisa de los fallos en las líneas se convierte en un problema de vital importancia. El tiempo de reparación generalmente es fijo y depende fundamentalmente de la organización del trabajo y de la destreza del personal de reparación de líneas, pero el de la localización depende de los medios utilizados y la organización general de esta actividad.

La detección de fallos en sistemas de subtransmisión y distribución eléctrica debe ser rápida y dar la orden de disparo a los interruptores automáticos asociados a la misma, cortando todas las fuentes de corriente de alimentación al aparato o a la parte de instalación en fallo, aislándolo del sistema.

La rápida separación tiene un efecto doble, ya que por un lado minimiza los daños producidos por el fallo en el elemento afectado haciendo que se acorten los tiempos de su reparación y puesta en servicio y, por otro lado, reduce la gravedad y la duración del fallo de suministro de energía a las partes, permitiendo que éstas continúen en servicio normal. La falta de suministro de energía o el denominado “apagón”, además de tener su repercusión en los usuarios por la calidad del suministro, tiene una repercusión económica importante, tanto más importante, cuanto mayor es la zona afectada y la duración de la misma.



Los conocimientos más importantes del sistema eléctrico son suministrados a los operadores o despachadores en forma de alarmas, mensajes del valor de las variables claves y su comportamiento en el tiempo y la apertura de los dispositivos conmutadores ante la ocurrencia de fallos en el sistema. La creciente complejidad de las redes de potencia ha necesitado de métodos computarizados que automaticen estas tareas y asistan al operador en esta labor. Los fallos (los cuales incluyen también la operación errónea de interruptores y alarmas falsas de los relés) son uno de los problemas más grandes en el monitoreo de la red de potencia (25).

Los sistemas eléctricos están sometidos a perturbaciones provocados por diferentes tipos de fallos; los equipos de protección son los responsables de detectar la ocurrencia de un fallo y elegir apropiadamente el modo de aislar la parte defectuosa del sistema. Para que el restablecimiento del sistema ocurra lo más rápidamente posible, a modo de evitar daños a los consumidores y a la empresa suministradora, es esencial que una estimación de los eventos que provocaron una determinada secuencia de alarmas ocurra de forma rápida, precisa y segura (8).

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) se diseñan para asegurar la más alta calidad y continuidad del servicio prestado desde las plantas de generación hasta el usuario. En una topografía como la nuestra donde un gran número de descargas atmosféricas y una vegetación espesa, provocan numerosas fallas en las líneas de subtransmisión y distribución, ocasionando interrupciones indeseadas en el servicio que se traducen en pérdidas de dinero por tiempo de no operación y multas por incumplimiento a las regulaciones establecidas, se hace necesario conocer de manera rápida y confiable el lugar donde ocurre una falla en una línea de transmisión (LT) para resolver rápidamente los problemas en la continuidad del servicio.

La detección y el diagnóstico de fallos en sistemas de distribución de energía, no aparece hasta principios de los años setenta a raíz del desarrollo de Sistemas Expertos. Lo primero que se reporta respecto al tratamiento de fallos



en estos sistemas, fue el tratamiento estadístico de los mismos y la presencia de equipos encargados de localizar los fallos en las líneas de transmisión.

Existen muchos métodos para determinar el punto de ubicación de un fallo, unos más exactos que otros pero la introducción de la técnica digital ha provocado un salto muy importante en este aspecto y existen actualmente equipos que logran un alto nivel de precisión surgiendo además otros conceptos como los llamados algoritmos de localización de fallos, entre los que se encuentran: Algoritmos de Reactancia, Takagi, Novosel etc.

Los Algoritmos de Localización de fallos en Líneas de transmisión pueden subdividirse en tres grupos atendiendo al principio de determinación del lugar del fallo:

- Algoritmos basados en la propagación de ondas viajeras por la línea.
- Algoritmos basados en modelos del sistema.
- Algoritmos basados en modelos de la forma de onda.

Dentro de los algoritmos basados en modelos de la forma de onda existen varios tipos:

- Algoritmo de Reactancia.
 - Algoritmo de Takagi.
 - Algoritmo de Takagi para Líneas Cortas.
 - Algoritmo de Takagi para Líneas Largas.
 - Algoritmo de Takagi Modificado.
-
- Algoritmo de Ericsson.
 - Algoritmo de Schweitzer para dos terminales.
 - Algoritmo de Schweitzer para Líneas Cortas.
 - Algoritmo de Schweitzer para Líneas Largas.



Desafortunadamente la medición de la impedancia hasta el punto de la falla depende de muchos factores que introducen errores en la medición. Muchos de estos errores pueden ser manejados y otros son insignificantes; pueden enumerarse como:

- Errores en los Transductores de Corriente y Potencial.
- Errores del Modelo de la Línea.
- Errores de Medición.
- Errores del Algoritmo de Localización.

En la década del 70 aparecieron en el área de los equipos de protección de líneas de transmisión los primeros localizadores digitales de fallos. En (76), se propone un algoritmo de localización de fallos a través de la medición del voltaje y la corriente en un solo terminal de la línea, esta técnica no es precisa, pues no toma en cuenta la corriente de fallo que contribuye por ambos terminales, ni la resistencia de fallo.

A partir de este primer enfoque se sucedieron una serie de trabajos encaminados a desarrollar nuevos algoritmos para implementar los localizadores de fallos, principalmente divididos en dos líneas de trabajo:

1. Medición de voltaje y corriente en un solo terminal de la línea de transmisión en (79), y (18). Ellos mejoran el método usando la corriente y el voltaje de prefallo y el voltaje de postfallo, observados en uno de los terminales de la línea y el factor de distribución de corriente de fallo.
2. Medición de voltaje y corriente en ambos terminales de la línea de transmisión en (74), (75), (24), (69). Estos métodos no necesitan conocer la impedancia de la fuente, el factor de distribución ni las corrientes de prefallo.

(40), a diferencia de los algoritmos anteriores que usan el dominio de la frecuencia para sus enfoques, emplea el dominio del tiempo basado en la transformada Z.



La localización de fallos no es solamente instalar un grupo de equipos que den directa o indirectamente una distancia, sino una organización precisa del recorrido que incluye:

- Numeración de las estructuras.
- Definición de puntos de referencia, tales como: cruces de carreteras, ríos, puentes, etc.

Y lo más importante, una norma de recorrido para cada línea que garantiza una organización del personal necesario para la liquidación de la avería. (9).

Existen varios métodos de localización de fallos, como son:

- Método de señal reflejada (Método directo).
- Medición de los parámetros de fallos (Método indirecto).
- Medición de impedancia (Método directo).

El método de señal reflejada, es uno de los métodos más usados y es uno de los más exactos. Su principio se basa en lanzar una señal de alta frecuencia a la línea y medir el tiempo que llega la onda reflejada con ese tiempo; el equipo determina la distancia. Hay otros que tienen una pantalla de osciloscopio graduada en kilómetro; donde desaparece la señal, está el fallo. El método se llama directo, puesto que se obtiene la lectura directamente en kilómetros.

El segundo método se refiere a la medición de los parámetros de la línea en el momento del fallo (voltaje, corriente y/o impedancia); estas mediciones permiten posteriormente efectuar algunos cálculos y obtener la distancia en kilómetros; hay que realizar cálculos.

El método de impedancia se impone cuando comienza a utilizarse el microprocesador a la protección por relés. Un microprocesador puede obtener toda la información de una línea en el momento del fallo y realizar las funciones de protección de distancia y a la vez de un localizador, puesto que tiene



programadas todas las expresiones que se emplean para calcular la impedancia hasta el lugar del fallo, considerando la resistencia de arco y todo. Como todo esto se obtiene mediante un proceso de cálculo, ahora esto se hace directamente en el microprocesador, además de esto puede realizar otras funciones, no sólo de protección sino de automática también.

En nuestro país, se instalaron los primeros localizadores de fallos en el año 1981, de procedencia rusa y marca FIP; su principio de funcionamiento corresponde al segundo método de trabajo y utilizan el algoritmo de Schweitzer para la localización del fallo.

Los valores de voltaje y corriente no aparecen explícitamente en el equipo, sino que se dan unos valores de pulsos y después estos pulsos se convierten en magnitudes de voltios y amperes, a través de la tabla o gráfica dadas por el fabricante. Con estos datos, se realiza un cálculo matemático a través de una ecuación; estos cálculos vinculan los parámetros medidos con la distancia real a la cual se produjo el fallo.

En la década del 90 se instalaron tres localizadores digitales de fallos tipo REFA, que emplean el segundo método, y basan su principio de funcionamiento en el algoritmo de Tagaki.

Actualmente se están incorporando a las líneas de transmisión los relés de protección digital de distancia tipo SIEMENS con localizadores de fallos incorporados y que emplean el algoritmo de Reactancia para su desempeño.

Aparte de los equipos localizadores de fallos instalados en las subestaciones y líneas de transmisión, el Despacho Territorial Eléctrico, realiza un informe estadístico, mensual y anual sobre el comportamiento de los fallos en las líneas de transmisión; el mismo recoge la hora en que fueron reportados, las causas que lo provocaron, tiempo de duración, energía dejada de consumir, etc.

En (46), se propone un programa estadístico, para el análisis de la fiabilidad de los circuitos de distribución, para la toma de decisiones en cuanto al análisis de los fallos y su repercusión en el Despacho Eléctrico de Carga.



Otros trabajos siguen la misma línea de investigación son (17), (49), (67). En ellos se realiza un análisis de los fallos en líneas de 33 kv en la región Oriente-Sur, donde se muestran los circuitos con mayores afectaciones, la energía dejada de suministrar, la duración de las afectaciones, sus causas, los períodos del año, los días y los horarios con mayores intensidad de interrupciones, concluyendo de estas investigaciones la necesidad de brindarle una atención especial al programa de mantenimiento de la empresa, revisándolo y redimensionándolo, con vistas a ser más eficientes.

Un estudio interesante lo realiza (55), donde investiga consecuencias técnico económicas de las interrupciones al suministro eléctrico como consecuencias de los fallos de las líneas de 33 kV a los consumidores industriales, comprobándose la baja confiabilidad y flexibilidad de operación de dichos circuitos.

Esta misma línea de investigación ha sido tratada en (19), (65), y con ellas se concluye que los fallos que presentan mayor peso son los reportados con causas desconocidas; los valores de fallos cada 100 km de las líneas superan la media internacional, y además existe una tendencia al aumento de la frecuencia de las interrupciones en estos circuitos de distribución eléctrica.

Otra rama relacionada con los fallos en Sistemas de Potencia es la Inteligencia Artificial (I. A.). La inteligencia artificial en el servicio eléctrico ha impactado favorablemente en el ámbito del sector eléctrico. Los primeros lenguajes de inteligencia artificial se construyeron en 1958. A principio de los años sesenta se dieron los primeros pasos en el desarrollo de la robótica tal como la conocemos ahora; en el ámbito de la Inteligencia Artificial, el enorme desarrollo computacional de los años setenta sirvieron como impulso para el desarrollo de los primeros sistemas expertos aplicados a los procesos de planeación y control de centrales generadoras de electricidad, subestaciones eléctricas, etc.

A partir de la década de los ochenta, los organismos relacionados con la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica de todo el mundo



(instituciones de investigación y desarrollo, universidades, industria y sectores eléctricos y dependencias gubernamentales) redoblaron sus esfuerzos para aprovechar el rápido desarrollo de la Inteligencia Artificial. Tanto en los Estados Unidos como en Europa y Japón se han obtenido resultados halagadores que ya vinculan ampliamente a la Inteligencia Artificial con los sectores eléctricos de todo el mundo. La gama de aplicaciones de las herramientas de Inteligencia Artificial es enorme: entrenamiento de operadores a partir de sistemas expertos; lectores maestros de diagramas de planta; utilización de redes neuronales artificiales para el reconocimiento y control de patrones de consumo eléctrico, y simuladores en tiempo real para el análisis del comportamiento de sistemas de potencia, entre muchos otros.

En la Conferencia Internacional en Aplicación de Sistemas Inteligentes a Sistemas de Potencia, celebrada en 1994 en Montpellier, Francia, se presentaron cerca de 60 proyectos de aplicación de sistemas expertos enfocados a control en tiempo real, operación y planeación de operación, además de aplicaciones de redes neuronales artificiales, lógica difusa, investigación heurística y algoritmos genéticos.

La literatura propone la utilización de sistemas inteligentes en las tareas de diagnóstico de fallos. La utilización de las técnicas de Inteligencia Artificial es necesaria debido a la ausencia de una formulación analítica eficaz, capaz de solucionar estos problemas, además de que los modelos matemáticos en los sistemas de potencia son estrictos y presentan muchas incertidumbres en la práctica.

Entre los primeros trabajos de Inteligencia Artificial relacionados con el tratamiento de fallos en sistemas de transmisión eléctrica, aparece donde propone un Sistema Experto para el procesamiento de alarmas, para aliviar la cantidad de información que recibe el despachador, en (22), (81), proponen igualmente Sistemas Expertos que brindan ayuda al despachador para la estimación de las secciones con fallos, usando información de los relés de protección y los interruptores de potencia, sólo se diferencian en los lenguajes



de programación utilizados, el primero usa OPS5 y el segundo y tercero, el PROLOG.

En la década del 80, se reporta el primer trabajo relacionado con la Inteligencia Artificial. En (16, 1), se recomienda el uso del lenguaje PROLOG, en el Despacho de Carga, para proveer a los despachadores de un Sistema Computacional de ayuda en la toma de decisiones, además realiza un análisis de las subestaciones, haciendo una representación del sistema a través de grafos. Todo esto con vistas a implementar un SAD.(Sistema de Adquisición de Datos).

Trabajos más recientes en cuanto al uso de la Inteligencia Artificial que permiten asistir a los operadores en la tarea del diagnóstico de fallos, entre ellos se reportan, sistemas expertos en (84), (93), (7), (8), (30), (5), la lógica fuzzy en (56), (12), (78), las redes neuronales artificiales en (53), (37), (52), (6).

Otra metodología muy usada que ayuda a reducir el tiempo de procesamiento e incrementa la seguridad en el proceso de diagnóstico es la que emplea las Redes de Petri. Los estudios realizados aplicando estas redes muestran que esta metodología es más eficaz que las tradicionales cuando la complejidad del sistema aumenta, además permite modelar y llevar a cabo la evaluación del desempeño del esquema de protección, así como diagnosticar la operación del esquema del sistema bajo las condiciones de fallos en tiempo real.

A pesar de que los Sistemas Expertos constituyen una solución válida, algunos factores limitan su eficiencia, siendo su principal dificultad adquirir, representar y validar el conocimiento de forma simple y completa, además de que es necesario, en la etapa de adquisición del conocimiento de un humano experto con interés de colaborar.

Las redes neuronales artificiales son muy versátiles y pueden aprender continuamente. Además de tener la capacidad de generalización y alto



desempeño, tienen la desventaja de que tienen que ser reentrenadas cuando ocurra un cambio en la topología de la red y en sistemas de potencia muy grandes, se requieren redes neuronales de gran escala, siendo difícil de determinar los pesos óptimos.

A su vez la lógica fuzzy es una alternativa bastante alentadora, en tratar informaciones imprecisas y vagas y a la hora de tomar decisiones, aunque para su implementación necesitan de la experiencia y el conocimiento del hombre especialista en la materia, además la modelación matemática requiere de varias simplificaciones, resultando de esto modelos imprecisos.

Del análisis realizado anteriormente se concluye que los principales métodos de diagnóstico de fallos asistidos por computadoras incluyen el reconocimiento de patrones o las técnicas basadas en la inteligencia artificial. Estas pueden incluir pareo de conjuntos de alarmas o comprobación de hipótesis, sin embargo estos métodos son complejos de implementar computacionalmente o necesitan un uso extensivo de reglas heurísticas. También se emplean las redes neuronales artificiales con la desventaja de que tienen que ser reentrenadas para la adaptación a nuevas topologías de las redes.

Las Redes de Petri son ideales para tratar sistemas de eventos discretos, son una herramienta gráfica y matemática para la descripción y el estudio de sistemas de procesamiento de la información, que se caracterizan por ser concurrentes, no sincrónicas, distribuidas, paralelas, no deterministas y/o estocásticas.

Estas características son inherentes a los Sistemas de Distribución de Eléctrica, éstos son geográficamente largos y ampliamente distribuidos, al igual que los dispositivos que integran su esquema de protección, los fallos que ocurren en este sistema, aparecen de forma aleatoria en tiempo y espacio, por lo que no pueden ser previstos y mostrando la naturaleza estocástica y asincrónica de estos procesos, además estos fallos pueden ser múltiples y simultáneos, observándose el paralelismo en los mismos. Todo esto se puede resolver de manera eficaz con el empleo de las Redes de Petri.



Aunque los Sistemas de Subtransmisión y Distribución Eléctrica pueden verse como sistemas continuos, la ocurrencia de fallos en los mismos puede tratarse como un sistema de eventos discretos, los cuales cambian instantáneamente la condición del sistema, de un estado normal (libre de fallos) a un estado en fallos.

Las características de estos eventos, donde la ocurrencia de los fallos presenta una alta aleatoriedad y donde no existen algoritmos ni reglas sistemáticas que describan este proceso; la presencia de condiciones cambiantes de operación, la existencia de controles históricos sobre la operación de los desconectivos y de las zonas de ocurrencia de las averías, indican la posibilidad del uso de las Redes de Petri (RdP), para la detección de zonas de fallos para un sistema de distribución dado.

Las Redes de Petri en esta temática brinda muchas ventajas al facilitar una modelación sencilla e intuitiva, siendo generalmente los modelos de Redes de Petri más compactos y poderosos.

En la actualidad, las tareas de diagnóstico en la Empresa Eléctrica (Norma UR-BL 0002 Rev. 00. “Mantenimiento de líneas aéreas de 34,5 kV y Menores”) se limitan al análisis de la información obtenida sobre el estado técnico de las redes, de acuerdo a los resultados del diagnóstico y al volumen de acciones a ejecutar se determinará si los problemas se resuelven con un mantenimiento correctivo o si es necesario ejecutar un mantenimiento preventivo; en este último caso se procederá a la elaboración del proyecto de mantenimiento.

Con los resultados obtenidos en todo el proceso de diagnóstico se determinará el estado general de explotación de la línea o circuito, las causas raíces de los principales problemas de operación del mismo y se determinarán todas las acciones a ejecutar para lograr con el mantenimiento preventivo por diagnóstico que la línea o circuito recupere sus condiciones adecuadas de explotación a parámetros nominales, logrando que los índices de interrupciones, calidad (voltaje y el Tiempo de Interrupción al Usuario (TIU)) y el



nivel de pérdidas sean los mínimos de acuerdo con las características técnicas del mismo.

1.2 Caracterización del actual proceso de detección y diagnóstico de fallos en Sistemas de Distribución Eléctrica.

Actualmente en nuestro país la detección de zonas de fallos se realiza a través de las indicaciones de los sistemas SCADA encuentran en el despacho de cargas y/o en las subestaciones correspondientes mediante los códigos que muestran los relés de las protecciones, señalizaciones lumínicas y sonoras que le indican al operador la ocurrencia de una apertura o disparo de interruptores.

Basándose en la experiencia acumulada de los despachadores e ingenieros y los códigos de la operación de las protecciones se toman las decisiones para definir las posibles zonas de fallos realizando pruebas a secciones de circuitos o líneas. Además de la información que llega desde los clientes por vía telefónica al Centro Telefónico del CIAC que reportan cables caídos, explosiones y otras que ayudan a localizar con más facilidad la posible falla y zona en que ocurrió la misma.

El problema que ocupa en síntesis, radica en suministrar al despachador eléctrico una información sobre las zonas de mayor posibilidad de encontrarse en avería ante la ocurrencia de la operación de apertura de un desconectivo determinado por un fallo ocurrido en cualquier parte de la línea de distribución de 13.8kV. Actualmente, este proceso se desarrolla de acuerdo a la experiencia personal del despachador, la información tramitada en los cambios de turno, registros en el Diario y el Switching, de las condiciones del circuito y de algún estudio de cálculo de cortocircuitos, todo lo cual les permite a los despachadores elaborar una estrategia para la localización de las zonas de fallos.

La configuración de las redes eléctricas de la provincia, un alto peso lo poseen las líneas de 13,8kV y 33,4 kV. El estado técnico de las mismas y las condiciones en que son operadas traen como consecuencia un elevado



número de fallos del suministro eléctrico, lo que provoca, en primer lugar, grandes pérdidas a la economía nacional y en segundo lugar, deformaciones en las tareas de diseño y planificación, debido a las sustanciales diferencias entre los indicadores normados del número de fallos cada 100 km de línea, duración media de la interrupción, energía dejada de suministrar al consumidor y TIU generado.

El Departamento de Ingeniería Eléctrica, de la Facultad FIE de la U.O., ha realizado algunos estudios relacionados con los fallos en líneas de 33 kV en la provincia Santiago de Cuba.

Otros trabajos siguen la misma línea de investigación son (17), (49), (67). En ellos se realiza un análisis de los fallos en líneas de 33kv en la región Oriente-Sur, donde se muestran los circuitos con mayores afectaciones, la energía dejada de suministrar, la duración de las afectaciones, sus causas, los períodos del año, los días y los horarios con mayores intensidad de interrupciones, concluyendo de estas investigaciones la necesidad de brindarle una atención especial al programa de mantenimiento de la empresa, revisándolo y redimensionándolo, con vistas a ser más eficientes.

1.3 Caracterización de las Redes de Petri

En los últimos 20 años se ha dado una progresiva atención a las aplicaciones de Redes de Petri para la representación y análisis de sistemas complejos, distribuidos, estocásticos y sistemas de eventos discretos tales como: sistemas de control industrial, fabricación manufacturada flexible, robótica, protocolos de comunicación, sistemas de bases de datos distribuidos, sistemas tolerantes a fallos y otros.

Los sistemas de potencia son geográficamente largos, ampliamente distribuidos, y complejos, por lo tanto, la aplicación de las Redes de Petri en este campo también ha sido reportada. Resultados de estudios aplicando Redes de Petri muestran que esta metodología es más eficaz que las tradicionales especialmente cuando la complejidad del sistema aumenta.



En los años recientes, se han informado de muchas aplicaciones interesantes de las Redes de Petri en los sistemas de potencia como son: modelado del sistema, secuencia de cambios y diseño de una subestación asistida por computadoras, sistemas de protección, control de la subestación, seguridad y calidad de la energía.

Redes de Petri tiene su origen con la disertación de Carl Adam Petri en 1962 en la El concepto Redes Universidad de Darmstadt, Alemania Oriental. Una Red de Petri es una representación matemática de un sistema distribuido discreto. Las redes de Petri fueron definidas en los años 1960 por Carl Adam Petri. Son una generalización de la teoría de autómatas que permite expresar eventos concurrentes. Esta metodología es considerada una herramienta para el estudio de los sistemas. Con su ayuda podemos modelar el comportamiento y la estructura de un sistema, y llevar el modelo a condiciones límite, que en un sistema real son difíciles de lograr o muy costosas. La teoría de Redes de Petri ha llegado a ser reconocida como una metodología establecida en la literatura de la robótica para modelar los sistemas de manufactura flexibles.

La estructura tiene cuatro componentes, un juego de lugares, un juego de transiciones, un juego de arcos de la entrada que conectan los lugares a las transiciones y un juego de arcos de salida que conectan las transiciones a los lugares. Estos cuatro rasgos estructurales definen la topología de la Red de Petri. Cada uno de estos conceptos tiene una representación gráfica.

Definición formal

Las Redes de Petri se definen como una cuádrupla $RdP = \{P, T, F, W\}$

P es un conjunto finito y no vacío de lugares $P = \{p_1, p_2, \dots, p_m\}$

T es un conjunto finito y no vacío de transiciones $T = \{t_1, t_2, \dots, t_n\}$

$P \cap T = \emptyset$. Esto significa que los lugares y las transiciones son conjuntos disjuntos.

$F \subseteq (P \times T) \cup (T \times P)$. Entonces F es un conjunto de arcos dirigidos.

$W: F \rightarrow \mathbb{N}^+$. W es la función que asigna un peso a cada arco.

Como modelo de descripción, una (RdP) es un grafo orientado en el que intervienen dos clases de nodos, los lugares y las transiciones, unidos alternativamente por arcos dirigidos. Un lugar puede o no contener marcas. Las marcas se suelen representar mediante un punto en el interior de un lugar. Estas marcas representan la posibilidad de que una transición contigua ocurra. En esos casos se dice que un estado “sensibiliza” a una transición. El conjunto de marcas asociadas a cada uno de los lugares en un momento dado, constituye un marcado de las Redes de Petri. Para la descripción funcional de sistemas concurrentes los marcados representan estados y las transiciones sucesos, que dependen del cumplimiento de determinadas condiciones.

Los lugares son representados por los círculos, las transiciones por las barras, y la entrada y la salida se trazan por un juego de arcos dirigidos. Si un arco va de un lugar a una transición, el lugar será de entrada y si el arco va de una transición a un lugar, el lugar será una salida de esa transición. Éstos, están etiquetados con sus pesos (números positivos). Un arco etiquetado con un peso w puede interpretarse como el conjunto de w arcos paralelos. La etiqueta de peso unitario suele omitirse. (Figura 1. 2).

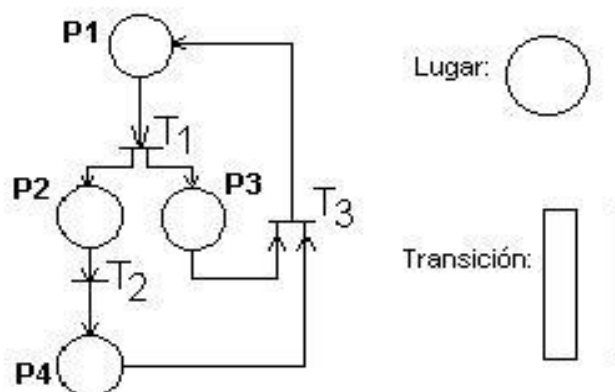


Figura 1.2. Forma de representación de los lugares y las transiciones en una Red de Petri.

La información topológica de cada gráfico de Red de Petri está contenida en su matriz de incidencia. El conjunto de lugares, representa los estados del sistema y las transiciones, representan eventos, los cuales modifican el estado del sistema. El marcaje es una manera de representar el estado actual de la Red de Petri; define qué lugares son activos. Gráficamente se simboliza por marcas puestas en uno o más lugares esto se muestra en la figura 1.3.

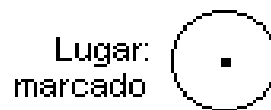


Figura1.3. Representación de los lugares marcado

Los cambios del marcaje de la Red de Petri definen su dinámica o cambios con el tiempo del estado. Un marcaje cambia cuando la marca se mueve de un lugar a otro lugar. Esto se hace disparando una transición.

Una transición se puede disparar cuando se habilita. Una transición se habilita cuando hay marcas en todos sus lugares de la entrada. Cuando la transición dispara, quita la marca de cada uno de los lugares su entrada, pone y agrega una marca a cada uno de sus lugares de salida.

Una transición está validada (o habilitada) cuando todos sus lugares de entrada están marcados. El disparo de una transición hace cambiar el marcaje de la red: el proceso de disparo consiste en quitar una marca a cada lugar de entrada y agregar una marca a cada lugar de salida. Esto se ilustra en la Figura 1.4.

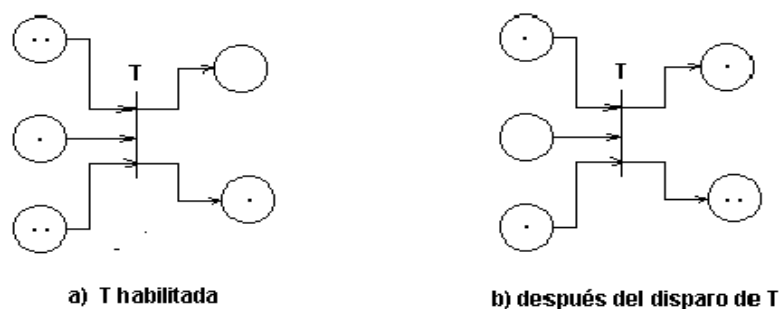


Figura 1.4 Evolución de una Red de Petri.



Decidir qué transición debe dispararse depende de nuestro modelo y si podemos disparar más de una transición en un mismo instante entonces se está hablando de paralelismo.

El comportamiento de muchos sistemas, puede describirse en términos de estados y sus cambios. Para simular el comportamiento dinámico de un sistema, un estado o marca en una red de Petri se cambia de acuerdo a la siguiente regla de transición:

1. Una transición T se dice que está habilitada si cada lugar de entrada P de T es marcado con al menos $w(P, T)$ marcas, donde $w(P, T)$ es el peso del arco de P a T .
2. Una transición habilitada puede o no dispararse (dependiendo de si el evento realmente tiene lugar o no).
3. El disparo de una transición habilitada T elimina $w(P, T)$ marcas de cada lugar de entrada P de T y añade $w(T, P)$ marcas a cada lugar P de T , donde $w(T, P)$ es el peso del arco de T a P .

En su forma más básica, las fichas que circulan en una red de Petri son todas idénticas. Se puede definir una variante de las redes de Petri en las cuales las fichas pueden tener un color (una información que las distingue), un tiempo de activación y una jerarquía en la red. La mayoría de los problemas sobre redes de Petri son decidibles, tales como el carácter acotado y la cobertura.

Para resolverlos se utiliza un árbol de Karp-Miller. Se sabe que el problema de alcance es decidible, al menos en un tiempo exponencial.

Las Redes de Petri se dividen en tres clases fundamentales:

- a) Redes de Petri ordinarias (modelo básico).
- b) Simplificaciones: Son representaciones simplificadas de una Red de Petri ordinaria, útiles para aclarar la representación gráfica. Algunos ejemplos son:

- Redes de Petri Generalizadas
- Redes de Petri de capacidad finita
- Redes de Petri Coloreadas

c) Extensiones: Corresponden a modelos a los cuales se les han adicionado reglas de funcionamiento con vistas a enriquecer el modelo inicial, ampliando el campo de aplicación de las Redes de Petri. Como ejemplos podemos mencionar:

- Redes de Petri Continuas
- Redes de Petri Temporizadas
- Redes de Petri Interpretadas
- Redes de Petri Estocásticas

Redes de Petri Ordinarias.

En este tipo de redes son ordinarias por su fácil comprensión y definición.

- Los arcos tienen el mismo peso 1.
- Sólo hay un tipo de marcas.
- La capacidad de los lugares es infinita. (el número de marcas no está limitado por la capacidad del lugar en cuestión).
- El disparo de una transición puede ocurrir si al menos una marca se encuentra en los lugares de entrada a la transición.
- No se incluye el tiempo.

Redes de Petri Temporizadas:

Este tipo de redes son las que consideran el tiempo en el modelo. Es una consideración importante ya que en los sistemas reales, casi siempre es indispensable considerarlo en la sincronización de los procesos.

El modelo más simple es el que asigna duración a:

1. Los lugares, en el sentido de que una condición es verdadera para una cierta cantidad de tiempo.



2. La transición, en el sentido de que un evento toma una cierta cantidad de tiempo en ocurrir.

Cuando la duración de los eventos no son fijos, o no pueden ser expresados con valores nominales, simplemente se estiman límites dentro de los cuales el evento puede ocurrir

Las Redes de Petri Temporizadas se usan en los modelos para la especificación y comprobación del sistema en tiempo real.

La sincronización de eventos está representada en términos de pre y post condiciones asociadas con cada acción individual del sistema modelado. Esto permite un modelado explícito de concurrencia y paralelismo. Este tipo de redes se pueden encontrar en (88,89).

Redes de Petri Estocásticas:

Para estudiar el desempeño y la confiabilidad es necesario incluir el concepto “tiempo” en el modelo. Hay varias posibilidades de hacer esto en una Red de Petri; sin embargo, la manera más común es asociar un retraso de encendido con cada transición. Este retraso especifica el tiempo en que la transición tiene que ser habilitada, antes de que realmente pueda disparar. Si el retraso es una función de distribución aleatoria, la clase resultante se llama Red de Petri Estocástica.

Su característica fundamental es que un tiempo aleatorio está asociado con el disparo de una transición; el tiempo se distribuye de acuerdo a una ley exponencial.

Pueden distinguirse tipos diferentes de transiciones dependiendo de su retraso asociado, por ejemplo las transiciones inmediatas (ningún retraso), las transiciones exponenciales (el retraso es una distribución exponencial), y transiciones determinísticas (el retraso es fijo). (20), (35), son trabajos donde se reflejan las características y se muestran ejemplos donde este tipo de redes se abordan.



Redes de Petri Coloreadas:

Las Redes de Petri Coloreadas, son otra forma de Redes de Petri; les permite a diseñadores y analistas del sistema, mover las dificultades y algunas tareas imposibles de trabajar directamente con los sistemas reales a un marco más dócil y barato que es el modelado computarizado, simulaciones y análisis.

Las Redes de Petri Coloreadas proporcionan un paradigma de modelado dinámico sumamente eficaz. Las Redes de Petri Coloreadas son una extensión importante de las Redes de Petri ordinarias; proveen modelos con un nivel más alto de abstracción y una capacidad de la representación gráfica mejorada; una Red de Petri Coloreada reduce el tamaño de la red.

Las Redes de Petri Coloreadas (CPN) pertenecen a la familia de las Redes de Petri, la diferencia viene dada por las consideraciones de colores y de funciones lineales asociadas a sus arcos. Las marcas de color pueden representar un atributo o distintivo, si es necesario definir dos atributos, entonces surge la idea de colores compuestos.

Una transición en Redes de Petri Coloreadas está habilitada si todos sus nodos de entrada contienen un número de colores igual o mayor que los definidos por $f_i < c >$ donde f_i es una función lineal asociada al lugar p_i con la transición. Las características de dichas redes aparecen en (80), (71) y (13).

Redes de Petri Interpretadas:

En el modelado de sistemas secuenciales con Redes de Petri, los lugares, transiciones y marcas toman un cierto significado acorde al sistema que se desea modelar. Los lugares pueden representar recursos, operaciones, estados parciales, las marcas representan la disponibilidad de recursos, el orden de ejecución de ciertas operaciones: Una transición puede representar el inicio o la terminación de un evento: Una Red de Petri a la cual se ha asociado un significado a sus lugares, transiciones y marcas, se le llama Red de Petri Interpretada.



La interpretación se realiza asociando a los lugares, las acciones a efectuar y a las transiciones, las receptividades o funciones lógicas de entrada. Así el disparo de una transición ocurre cuando ésta está validada y la receptividad asociada es igual a 1.

Una Red de Petri Interpretada tiene las siguientes características:

1. Es sincronizada.
2. Los tiempos están asociados a las transiciones.
3. Contiene una parte de procesamiento de datos cuyo estado está definido por un conjunto de variables. Este estado es modificado por operaciones, las cuales están asociadas con los lugares.
4. A las transiciones se le asocian un conjunto de condiciones o eventos.

Una explicación y ejemplificación abarcadora de este tipo de redes la encontramos en (32)

Redes de Petri Continuas:

Su característica principal es que el marcaje de un lugar es un número real positivo. El disparo se lleva a cabo como un flujo continuo. El modelo no incluye el tiempo. Es conveniente utilizarlas, cuando el número de marcas en las Redes de Petri Ordinarias es excesivamente grandes lugar es representado por doble círculo. Estas redes fueron ampliamente utilizadas en (61).

Redes de Petri Generalizadas:

Una Red de Petri Generalizada es aquella, en la cual los pesos (números enteros positivos) están asociados a los arcos. Los lugares y las transiciones pueden estar ligados por arcos múltiples.

Cuando un arco $P_i \rightarrow T_j$ tiene un peso w , esto significa que la transición T_j estará habilitada si el lugar P_i tiene al menos μ marcas. Cuando esta transición se dispara, μ marcas van a ser quitadas del lugar P_i . Cuando un arco $T_j \rightarrow P_i$ tenga un peso w , esto significa que cuando T_j es disparada, μ



marcas serán adicionadas al lugar P_i , entonces, después del disparo de la transición serán añadidas μ marcas al lugar P_i .

Trabajos en los que se reflejan especificidades de estas redes son, (10), (2). Además de la literatura científica analizada en este epígrafe para cada tipo de redes, se puede citar a (Murata, 1989), donde aparecen citadas cada una de ellas.

1.4 Métodos de detección y diagnóstico de fallos utilizando Redes de Petri.

Actualmente en el Despacho de Carga Territorial de Holguín durante la ocurrencia de averías en los circuitos eléctricos es necesario realizar una serie de pasos y procedimientos para detectar la zona donde ha ocurrido el fallo. Este proceso requiere laboriosidad y experiencia del personal encargado de la operación del sistema, debido a la falta de información.

En base a lo anterior, la tarea del diagnóstico en sistemas de distribución eléctrica es difícil. En ocasiones los despachadores toman conciencia de la ocurrencia de una interrupción porque reciben reclamaciones por vía telefónica de los consumidores. Esto provoca una gran demanda de tiempo por parte del despachador para tomar conocimiento e identificar las causas del fallo en situaciones de emergencia.

Es bastante común el envío de un equipo al campo para realizar inspecciones visuales a los alimentadores, líneas de transmisión y al equipamiento instalado, siendo la comunicación entre el operador y la brigada de reparadores por equipos de radio.

Después de la ocurrencia del fallo, los operadores tendrían que responder a una avalancha de alarmas de averías y el diagnóstico de los fallos puede ser muy difícil. Aún cuando los sistemas de potencia, son sistemas de tiempo continuo desde un punto de vista macro, algunos procedimientos de operación, tales como cambio del sistema desde un estado a otro estado, el trabajo de los



dispositivos de protección ante un fallo, (operación del relé o circuito disyuntor), pueden ser visto como un conjunto de eventos discretos. Por esto, los sistemas integrados por estos procedimientos pueden considerarse como sistemas de eventos discretos desde un punto de vista de ejecución micro (34).

En el presente estudio se utilizan las potencialidades de las Redes de Petri, de forma tal que a partir de la acción de los desconectivos instalados en una red eléctrica determinada, se puedan detectar la ocurrencia de fallos en los circuitos de transmisión de energía y diagnosticar las zonas con mayores posibilidades de encontrarse en estado de avería.

La ocurrencia de fallos en estos sistemas son procesos cuyo comportamiento puede ser modelado enteramente mediante un marco estado-evento; esto es, procesos cuyos estados son discretos y cuyo cambio de estados tienen lugar solamente como respuesta a eventos que ocurren en intervalos discretos o irregulares.

El acontecimiento de un evento puede definirse en primera instancia como un suceso debido bien al cambio de estado del entorno, o bien al cambio de estado interno del propio sistema.

Este trabajo está basado en modelos a base de Redes de Petri (RdP), porque éstas son una herramienta muy adecuada para el modelado y simulación de Sistemas de Eventos Discretos (SED).

Dichas redes son modelos lógicos derivados a partir del conocimiento de cómo trabaja el sistema bajo estudio, representándolo de manera gráfica y compacta, lo cual es fácil de visualizar y de entender. Lo más importante, los modelos de Redes de Petri tienen una fundamentación matemática bien desarrollada, lo cual permite un análisis estructural de la red (o sea, el bloqueo y el conflicto), así como un análisis del comportamiento del sistema integrado.



Las Redes de Petri pueden proporcionar modelos exactos por las siguientes razones:

- Toman las relaciones precedentes y las interacciones estructurales de eventos concurrentes y asincrónicos.
- Ellos son modelos lógicos derivados del conocimiento de cómo trabaja el sistema. Como un resultado, ellas son fáciles de entender y su naturaleza gráfica es una buena ayuda visual.
- Los bloqueos, conflictos pueden ser modelado fácilmente y concisamente.

Básicamente las líneas de trabajo encontradas en el Diagnóstico de fallos mediante Redes de Petri en Sistemas de Eventos Discretos. Se pueden descomponer en:

- Utilización de modelos del sistema mediante Redes de Petri, siempre considerando modelos de eventos discretos. Se mide la diferencia entre el comportamiento real y el del modelo y a partir de ahí se detectan y aíslan los fallos.
- Modelado especial en el caso de Agasharayan, Hadjicostis, Kumar & Lafortune y otros.

Agasharayan desarrolla una metodología para detectar fallos en grandes sistemas distribuidos, aquí se busca una causalidad en la propagación de alarmas para generar un árbol de sucesos de alarmas asociadas a cada fallo, se emplean las Redes de Petri Estocásticas. En Hadjicostis, la técnica general consiste en las Redes de Petri empotradas en el modelo, esto provee al sistema de redundancia analítica y la línea de investigación de Kumar & Lafortune basa el método de diagnóstico en la lógica temporal, se introducen nociones de prediagnosticabilidad de un fallo y diagnosticabilidad de fallos repetidos.

- Detección de fallos repetidos/intermitentes mediante la combinación de las Redes de Petri y otras técnicas

El esquema clásico de detección de fallos en Sistema de Eventos Discretos mediante Redes de Petri (Figura 1.4), consta de cuatro elementos fundamentales, el sistema bajo estudio, el bloque donde se realizan las mediciones reales del proceso, el bloque de simulación y por último se compara el comportamiento lo simulado y lo real para diagnosticar si hay un fallo o no, si hay divergencias en la comparación se determina que estamos en presencia de algún fallo, y si no, el sistema continua estable, en condiciones normales de trabajo.

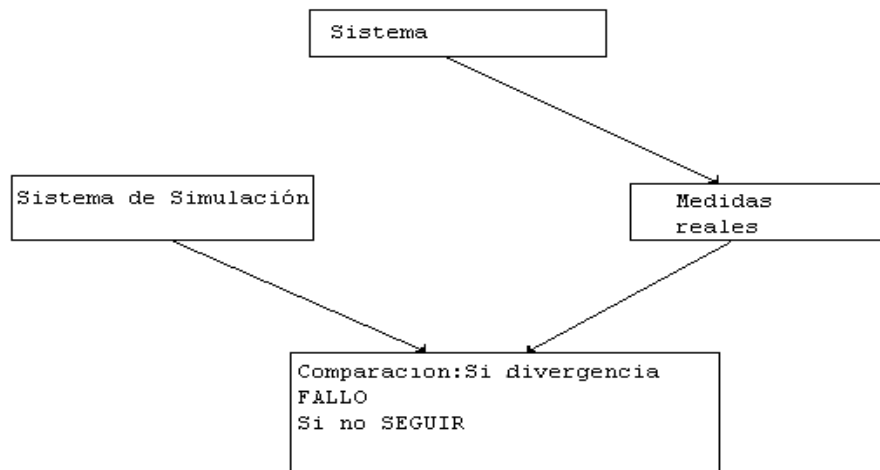


Figura 1.4. Esquema clásico de diagnóstico mediante Redes de Petri.

La idea básica del diagnóstico es realizar un modelo de Redes de Petri del sistema y comparar la evolución de la simulación del modelo con el funcionamiento de eventos reales del sistema. El empleo de las Redes de Petri en los sistemas de potencia apareció hace dos décadas atrás, desde la introducción del control automático en las subestaciones, han sido reportadas sus aplicaciones en esta rama.



Algunas propiedades interesantes de Redes de Petri para su aplicación al diagnóstico:

- Alcanzabilidad: Se refiere a la posibilidad del sistema de poder llegar a un determinado estado.
- Limitación: Una Red de Petri es limitada si el número de marcas en un lugar nunca excede un valor acotado.
- Viva: Una Red de Petri es viva si no existen estados de bloqueo en la evolución de su ejecución.
- Reversible: Una Red de Petri es reversible si el estado inicial es alcanzable desde cualquier otro estado.

Las aplicaciones de las Redes de Petri en los sistemas de potencia permiten:

- Representar y analizar estos sistemas.
- Garantizar la seguridad de las operaciones concurrentes.
- Modelar y evaluar el desempeño de los esquemas de protección.
- Estudiar la naturaleza estocástica del sistema y realizar un análisis dinámico del mismo.
- Verificación asistida por computadoras y mejorar su seguridad.
- El diagnóstico del sistema bajo condiciones de fallo.
- Modelar las funciones de control automático en las subestaciones.
- Estudiar en tiempo real la funcionalidad del sistema de control automático integrado.

En (63,64), se muestran las propiedades dinámicas y estructurales de las Redes de Petri y se hace un estudio del control automático en una subestación de transmisión de energía y el mismo se integra funcionalmente utilizando las potencialidades de las Redes de Petri, los recierres de las líneas de transmisión, los disparos en las líneas por bajo voltaje y baja frecuencia y las funciones de recuperación, son diseñadas individualmente con las Redes de Petri. Aquí las Redes de Petri son usadas para especificar los requerimientos



del control automático, mientras los procesos no determinísticos no fueron explícitamente modelados.

La ocurrencia de fallos es un evento discreto, esto cambia instantáneamente el sistema de transmisión, de su condición sistema de libre de fallos a la condición de fallo, similarmente la limpieza de los fallos, y el reseteo de los relés son también eventos discretos que llevan implícito un cambio, esto se plasma en (35), donde se presenta un modelo de esquema de protección basado en Redes de Petri marcadas, temporizadas y estocásticas, se hace una evaluación del comportamiento de dicho esquema y se toma el parámetro tiempo para lograr una correcta coordinación entre las protecciones primarias y secundarias.

La modelación de los esquemas de protección en líneas de transmisión usando Redes de Petri se desarrolla en (87 y 80). El segundo artículo es la continuación del primero; aquí se modelan tres tipos de relés y un interruptor de potencia, así como los equipos de recierre y se analiza la dinámica de trabajo de los mismos ante un fallo. El modelo de las Redes de Petri del sistema incluye tres partes: modelo de una subred coloreada de la barra de transmisión, otro correspondiente a los relés y otro modelo para el canal de comunicación, además se analiza su interrelación.

En fin, un sistema de diagnóstico de fallos o estimación de la sección en fallos de un sistema de potencia se define como un problema de toma de decisiones donde varias hipótesis, previamente formuladas, compiten entre sí, dotando al operador de una herramienta computacional de apoyo, para seleccionar la más probable (62).

Las Redes de Petri aplicadas directamente a la detección y diagnóstico de fallos aparecen en (74). La idea básica sigue siendo el realizar un modelo de Redes de Petri del sistema y comparar la evolución de la simulación del modelo con el funcionamiento real del sistema. Se introduce aquí la misma idea de ejecución hacia atrás de las Redes de Petri que encontramos en (78) consisten en realizar una simulación de las Redes de Petri hacia atrás.



Primero se elabora una Redes de Petri que modela el sistema y se simula (en sentido normal) para evaluar qué elementos del mismo (básicamente relés e interruptores de potencia) pueden subsanar un mal funcionamiento del sistema. Posteriormente (y con esa información) se invierten las transiciones y se simula la Red de Petri en sentido inverso (siempre contando con las señales medidas del sistema real) de forma que a partir de los dispositivos de protección que se han considerado vitales en la red, se pueda evaluar qué pasaría si estos entran en funcionamiento (situación de fallo), a dónde nos conduce el que se pongan en marcha estos dispositivos (que fallo ha provocado por su actividad). Este paso permite detectar la ocurrencia de un fallo y donde se ha producido.

En el artículo (45), se incluyen extensiones del modelo para protecciones de respaldo y de respaldo secundario, haciendo este proceso más completo. Aquí se reduce el tiempo de procesamiento de la información y se incrementa la seguridad del diagnóstico, esta metodología es más eficiente que los enfoques tradicionales, especialmente cuando la complejidad del sistema se incrementa, además es posible manipular matrices bastante simples que nos permiten un diagnóstico rápido y preciso, en tiempo real.

Con esta misma óptica se realiza la detección y diagnóstico de fallos en sistemas de transmisión eléctrica. En (58), se presenta una subestación y los distintos modelos de Redes de Petri en adelanto y atraso para distintas condiciones de fallos.

Ambas propuestas se realizan aunque son sencillas y prácticas para las subestaciones de transmisión eléctrica, aunque no han sido desarrolladas para las líneas de transmisión y distribución.

Otro enfoque del problema es el realizado en (25) y (26). Estos investigadores trabajan el diagnóstico de fallos en Sistemas de Eventos Discretos (SED) descritos mediante Redes de Petri. El primero de los artículos da una aplicación al problema del monitoreo de sistemas de distribución eléctrica y el segundo es una explicación del método



generalizado. Hay otro trabajo (27), donde se extiende el método para garantizar la detección de un número de fallos determinado (si se producen).

La técnica general consiste en empotrar el modelo del sistema (que viene dado por un Sistema de Eventos Discretos realizado mediante Redes de Petri) en otro más grande (también mediante Redes de Petri). Este empotrado se realizará para que dote al sistema de redundancia que será aprovechada para dotar al sistema de mecanismos de detección y aislamiento de fallos. Este empotrado se puede realizar permaneciendo el modelo del sistema igual o bien codificando dicho modelo original.

El método es en línea y opera concurrentemente con el sistema a estudiar, además puede funcionar con información incompleta del sistema.

Los autores plantean diversos esquemas de monitoreo. Un primer caso es del empotrado separado, donde el monitor opera concurrentemente con el modelo del sistema y viene dirigido por las mismas señales del sistema real. Realizando comprobaciones sobre el modelo del sistema y sobre el marcado del monitor, se puede detectar la ocurrencia de eventos de fallo. En el caso en que los monitores no estén separados de la Red de Petri que modela el sistema, la misma viene codificada en una Red de Petri más general donde incluye al monitor. Para ambos casos los autores dan técnicas para la detección y aislamiento de fallos.

El inconveniente en esta línea de trabajo es la complejidad y el tiempo de implementación de estos modelos.

En (34), se propone un modelo basado en Redes de Petri, para la protección de líneas de transmisión de alto voltaje, proponiendo un método de identificación del tipo de fallo en líneas de transmisión trifásicas utilizando esta red. La secuencia de fase de la corriente de fallo, se ha utilizado para identificar el tipo de fallo a través del grafo marcado. Los fallos fueron identificados a través del disparo de las transiciones para distintas secuencias de la corriente de fallo.



En este estudio sólo se identificaron fallos a tierra y entre fase y fase. Como se ve es una metodología específica para determinar el tipo de fallo, pero no para detectar y diagnosticar el mismo, aunque nos muestra la potencialidad de estas redes en la identificación del tipo de fallo.

Las Redes de Petri Coloreadas son una extensión de las Redes de Petri Ordinarias; proveen modelos “elegantes” de los sistemas analizados, con un alto nivel de abstracción, mayor capacidad de representación gráfica mejorada y los modelos son más compactos y poseen una estructura de datos poderosa, por lo que reducen el tamaño de las redes.

Ellas también encuentran aplicación en la detección y diagnóstico de fallos en sistemas de potencia, en (70) donde se diseña un modelo de un sistema de diagnóstico de fallos para una subestación de transmisión. Se subdivide la subestación en distintas zonas de protección. A través de los colores de las marcas explican el estado de los elementos del sistema de protección, tales como relés e interruptores, dando información de la ocurrencia del fallo, de la actividad de los equipos de protección, en la fase que actuaron las protecciones y la zona donde se produjo el fallo.

Algunos ejemplos de la utilización de las Redes de Petri Coloreadas (RPC) en el tratamiento de fallos en las protecciones de un sistema de distribución aparecen en (94) y en (13). En este caso, los modelos con las Redes de Petri Coloreadas son para crear máquinas de inferencia para soportar los procesos de toma de decisiones que analizan las operaciones de los interruptores y dispositivos de protección a la hora de la detección de fallos, el aislamiento y la restauración del servicio. Con la base de conocimientos, estas redes se desempeñan eficientemente en el paralelismo de encontrar la operación correcta del sistema de protección y el restablecimiento del sistema, al mismo tiempo.

Otro enfoque, aparece en (36). Estos investigadores proponen un algoritmo para el diseño basado en modelo de un protocolo distribuido para la detección y la diagnosis de fallo en las redes de distribución eléctrica. El proceso total se



modela como diversos modelos de Redes de Petri Temporalizadas (RPT) donde cada una modela un componente del sistema de protección.

En este artículo se amplía la capacidad de modelar los fallos, cuando en algunas transiciones, las operaciones que ellas representan toman más o menos tiempo que el intervalo prescrito del tiempo que corresponde a su ejecución normal. Se introduce el término agente. Los agentes locales reciben la observación local así como mensajes de agentes vecinos. Cada agente estima el estado de la parte del proceso total del cual tiene el modelo y de cuál observa acontecimientos y reconcilia las observaciones con las predicciones basadas en este modelo. Los agentes intercambian información limitada sobre “preguntas si y donde ocurrió un fallo?” y “si o no algunos componentes del sistema de protección han funcionado correctamente?”. El agente local genera una diagnosis preliminar antes de cualquier comunicación.

Conclusiones del capítulo I.

De todo el análisis teórico realizado a lo largo del capítulo, pueden resumirse las siguientes tendencias:

- La técnica de protección digital de sistemas eléctricos de potencia surgió a finales de la década 1960-70, en que varios investigadores desarrollaron su viabilidad. Estos trabajos constituyeron una continuación de los esfuerzos que se venían realizando en el desarrollo de aplicaciones de tiempo real de las computadoras digitales en sistemas eléctricos de potencia. Los resultados de estos primeros proyectos de investigación y trabajos posteriores tuvieron que esperar a que las computadoras digitales alcanzaran la capacidad de cómputo y el precio adecuado para su aplicación práctica en el área de protección.
- El proceso de detección y diagnóstico de fallos en los Sistemas de Distribución Eléctrica comenzó en la década del 70, con la aparición de la técnica digital en los instrumentos localizadores de fallos, lo cual permitió un tratamiento computarizado de los resultados arrojados por dichos equipos, a través de microprocesadores ubicados en las subestaciones.

- En los años 80, se desarrollaron los primeros Sistemas Expertos, con vistas a darle solución a esta problemática, gracias a la introducción de las microcomputadoras, que permitieron mayor prestancia a la hora de resolver tareas de gran envergadura.
- La Inteligencia Artificial (I. A.), cobró auge en los 90, con el desarrollo de nuevas herramientas, como son las redes neuronales artificiales, lógica fuzzy, y algoritmos genéticos. Todas estas técnicas, con sus ventajas y desventajas, han brindado de algún modo solución a los problemas en los sistemas de potencia.
- Actualmente en nuestro país la detección de zonas de fallos se realiza a través de las indicaciones de los instrumentos de alarma y señalizaciones que se encuentran en el despacho de carga o en las subestaciones correspondientes o por las llamadas telefónicas de los usuarios afectados por el fallo al despacho de carga directamente o a las oficinas de quejas habilitadas para atender interrupciones.
- Basándose en la experiencia acumulada de los despachadores e ingenieros se toman las decisiones para definir las posibles zonas de fallos.
- No obstante los estudios realizados en la detección y diagnóstico de fallos en sistemas de distribución eléctrica, este problema continúa afectando el buen desempeño del Sistema Eléctrico en general. Aunque se han empleado diversos métodos, enfoques y técnicas por los investigadores, sus esfuerzos no han logrado proponer un sistema sencillo y de fácil implementación, que permita una simulación gráfica, que salve los obstáculos de programas y herramientas computacionales que complican el diseño y su puesta en marcha.

Por esto se comenzaron a utilizar otras herramientas dentro de la inteligencia artificial: las Redes de Petri; las que han probado su utilidad en el tratamiento de los sistemas de eventos discretos; siendo éstas, herramienta de modelado fáciles de utilizar y no ambiguas, además para la toma de decisiones en cuanto a la detección y el diagnóstico de fallos; sólo se tiene en cuenta la automática instalada, independientemente de la voluntad de los despachadores.



CAPÍTULO 2: REDES DE PETRI PARA LA DETECCIÓN Y DIAGNÓSTICO DE FALLOS EN LOS SISTEMAS SUBTRANSMISIÓN DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.

INTRODUCCIÓN.

En este capítulo se pretende dar una solución práctica a la detección y diagnóstico de fallos en sistemas de distribución eléctrica, a través de una metodología basada en Redes de Petri, para esto se tomó como referentes bibliográficos a (44 y 45), (88), (26) y (58), de ellos se aprovechó la representación de las líneas eléctricas en modelos en Redes de Petri así como los conceptos de simulaciones en adelanto y atraso para la detección y localización de los fallos en las líneas de transmisión, así como la influencia de las protecciones principales y de respaldo auxiliar y secundario en los sistemas de protección.

2.1 Fundamentos generales que sirven de base a la metodología.

A continuación se expone la metodología utilizada para la aplicación de una Red de Petri a la detección y al diagnóstico de fallos en una línea de transmisión.

Cuando la avería ocurre en una línea de transmisión, automáticamente operan los relés de protección en varias locaciones, abriendo los interruptores correspondientes para garantizar que no se siga alimentándose la línea con fallo (de modo que los efectos del fallo sean mínimos para el resto de la red), los interruptores son controlados por los relés, estos monitorean las variables de las líneas (como son voltaje y corriente) y son los responsables de abrir dichos conmutadores cuando estas variables llegan a sus magnitudes de ajuste. Los relés emiten comandos a los interruptores además de enviar información al centro de control acerca de la actividad de la red de potencia

Inicialmente se muestra cómo se logra obtener el modelo de la línea de transmisión por medio de las Redes de Petri.

En la Figura 2.1 se observa una red de alimentación, el nodo N_1 está protegido por un interruptor CB_1 .

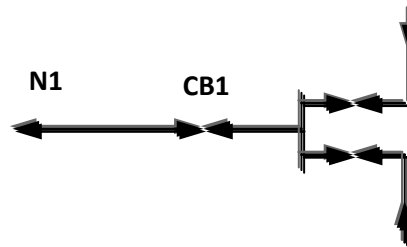


Figura 2.1. Red de Alimentación.

Si un fallo ocurre en un componente en particular del sistema, el relé de protección censa la corriente del fallo y envía la señal para accionar a su respectivo interruptor, entonces este debe abrirse y eliminar el fallo. Esta serie de operaciones va a ser modelado por una Red de Petri, con la estructura como se muestra en la Figura 2.2.

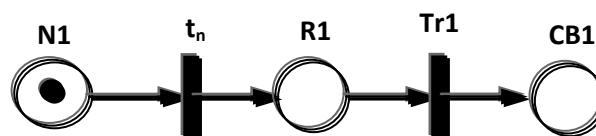


Figura 2.2. Modelo de la Red de Alimentación en base a Redes de Petri.

En el modelo, los círculos (lugares) son formados por nodos N_1 (barra colectora o alimentador), relé R_1 y el interruptor CB_1 . Las barras (conocidas como transiciones) son formadas por transiciones del fallo t_n y tiempo de marca tr_1 . El marcaje de la red representa la condición inicial del sistema. Hay una marca en el lugar N_1 inicialmente; esto significa que el nodo N_1 está activado.

La transición de fallo en el nodo N_1 (esto es, encendido de t_n) llevará la marca desde el lugar N_1 hasta R_1 . El cambio de distribución de marcas indica un

cambio de estado en el sistema de protección de potencia. Al estar la marca en el nodo N_1 , el sistema está en la condición de prefallo, mientras que una marca en el lugar R_1 , significa que el relé R_1 está ahora censando la corriente de fallo. El relé entonces accionará el interruptor, esta acción será representada por el encendido de la transición tr_1 . Después que la transición tr_1 es encendida, será obtenida la marcación final, con una marca en el lugar CB_1 . Esto significa que el interruptor CB_1 fue operado para eliminar el fallo.

Lo anterior ilustra el proceso en el cual sólo el dispositivo de protección principal es usado en la eliminación del fallo. Sin embargo los dispositivos de protección pueden fallar al operar y a menudo son requeridas protecciones de respaldo secundarias.

Para ilustrar el propósito, la Figura 2.3 muestra un ejemplo de una red simplificada de una subestación con dos alimentadores de salida, N_1 y N_2 .

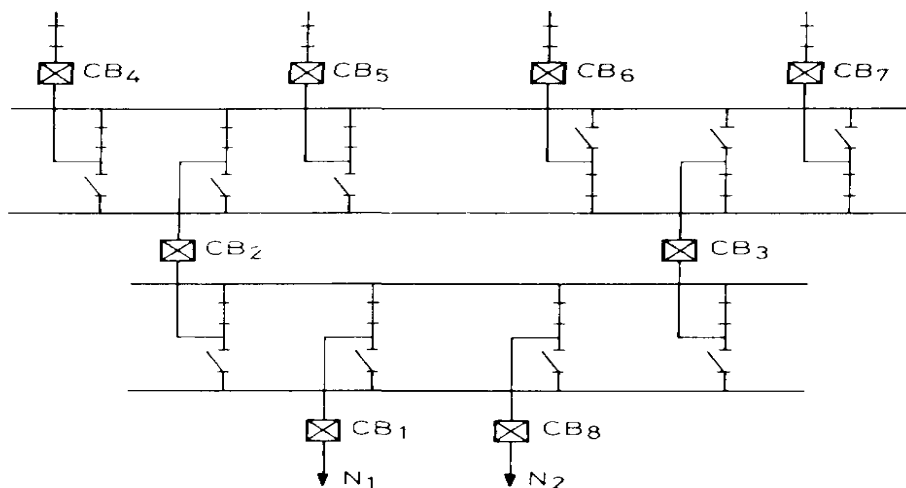


Figura 2. 3. Red simplificada de un sistema de transmisión eléctrica.

- / — Interruptor de línea abierto.
- + + Interruptor de línea cerrado.

El alimentador N1 tiene como protección principal el interruptor CB_1 y las protecciones de respaldo corresponden a los interruptores CB_2 y CB_3 .

Detección del fallo.

El modelo de la Red de Petri con protecciones de respaldo para el nodo N_1 se muestra en la Figura 2. 4.

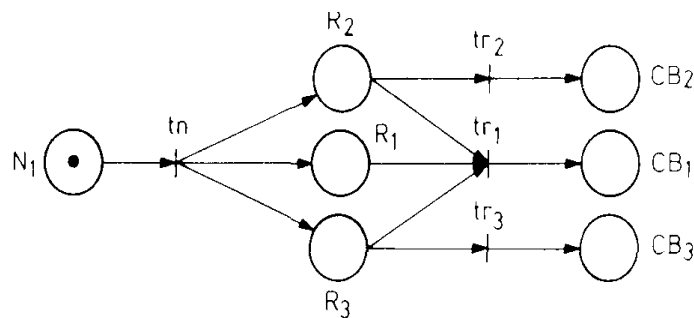


Figura 2. 4. Modelo de Red de Petri con protección auxiliar primaria.

El marcaje de la red representa la condición inicial del sistema. Hay una marca en el lugar N_1 inicialmente; esto significa que el nodo N_1 está activado.

En este caso el encendido de la transición tn ocasionará una marca en cada uno de los lugares R_1 , R_2 y R_3 ; esto significa que estos relés están en operación. El relé R_1 operaría primero, puesto que este es el dispositivo de protección principal y el interruptor CB_1 entonces eliminará el fallo. Después que el fallo es eliminado no habrá ninguna corriente de fallo fluyendo a través del circuito y los relés R_2 y R_3 entonces retornarían a sus estados de prefallo (esto es, sin marcas en R_2 y R_3). Esto explica porqué hay arcos señalando desde los lugares R_2 y R_3 , hacia la transición tr_1 . Si, en otro caso, la protección principal falla en la eliminación del fallo, entonces los relés R_2 y R_3 estarían aún en operación. Las transiciones tr_2 y tr_3 finalmente serían activadas y los interruptores CB_2 y CB_3 actuarían para eliminar el fallo.

Refiriéndonos de nuevo a la Figura 2.3, la protección auxiliar secundaria (corresponde a los interruptores CB_4 , CB_5 , CB_6 y CB_7), es también tomada en cuenta, entonces el modelo de Redes de Petri con protección auxiliar secundaria para el nodo N_1 es el mostrado en la Figura 2.5.

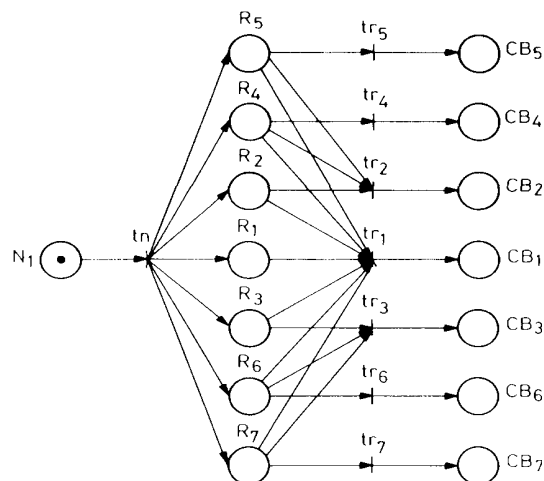


Figura 2. 5. Modelo de Red de Petri con protección auxiliar secundaria.

La red de la Figura 2.5 trabaja en forma similar al de la Figura 2.4, considerando los interruptores CB_2 , CB_4 y CB_5 ; CB_4 y CB_5 actúan como auxiliares a CB_2 . Este grupo de interruptores trabajan de la misma forma que lo hace el grupo de interruptores CB_1 , CB_2 y CB_3 , CB_4 y CB_5 son el respaldo al dispositivo de protección principal, por eso hay arcos entre los relés R_4 y R_5 y la transición tr_1 . Lo anterior también se aplica al grupo de interruptores CB_3 , CB_6 y CB_7 .

Se aprecia que las estructuras de las Redes de Petri dependen del número de niveles de protección usados y también del número de dispositivos de protección involucrados en cada nivel de protección.

Diagnóstico del fallo.

Conociendo la información de los relés y los interruptores, es posible estimar si hay un fallo en un nodo en particular. El diagnóstico del fallo trabaja esencialmente en la dirección inversa a como lo hace el proceso de eliminación del fallo. Hace uso del mismo modelo de Red de Petri con modificaciones, pero las direcciones de todos los arcos están invertidas.

La Red de Petri original es llamada Red de Petri en adelante y el otro modelo recibe el nombre de Red de Petri inversa. La Figura 2.6 muestra este último modelo.

Puesto que el proceso trabaja en dirección inversa, el estado inicial del modelo de la Red de Petri inversa, corresponderá al estado final del sistema de protección. Por tanto la marcación inicial de la red depende solamente de la información de los relés y la de los circuitos interruptores.

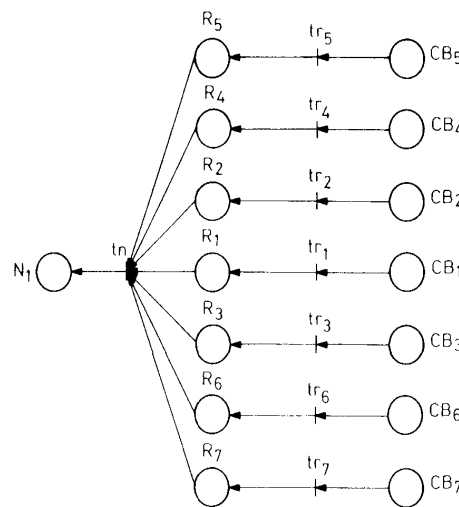


Figura 2. 6. Modelo de Red de Petri inversa con protección auxiliar secundaria.

El marcaje inicial de la red depende de la información recibida. Si la información muestra que el interruptor CB_1 operó, entonces resultará una distribución de marca inicial con una marca en el lugar CB_1 . El proceso continúa con el encendido de la transición tr_1 ; este lleva la marca desde el lugar CB_1 al lugar R_1 . El encendido de la transición tn ocasionará una marca en el lugar N_1 y al mismo tiempo quita una marca desde cada uno de los lugares R_1 a R_7 . El número de marcas en el lugar R_1 es cero. El resultado indica que hay un fallo en el nodo N_1 porque sólo el relé R_1 fue operado en el proceso.

La Red de Petri utilizada para la eliminación del fallo es llamada Red de Petri directa (forward) y la utilizada para el diagnóstico de fallo, Red de Petri inversa (backward).

2.2 Proceso de detección y diagnóstico de fallos empleando modelos a base de Redes de Petri.

2.2.1 Descripción del sistema bajo estudio.

El sistema bajo estudio corresponde a una de las líneas 33,4 kV y 13.8 kV, perteneciente al circuito del Municipio de Cueto, el cual es uno de los circuitos que más fallas presenta en el año 2011. [Anexo 1], mostrado este en la Figura 2.7. Este sistema de subtransmisión y de distribución eléctrica estas líneas tienen una extensión mostrada en el [Anexo 2],

El diagrama de procedimiento para el estudio, se diferencia del diagrama monolineal en que en el nuestro, los nodos están determinados por la conexión directa de dos o más interruptores en lugar de conductores.

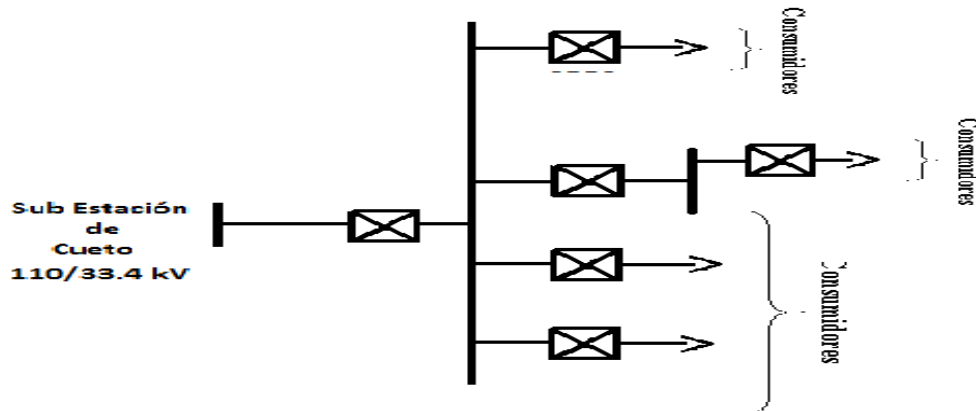


Figura 2.7. Esquema de conexión de la subestación bajo estudio.

La información proveniente de la actuación de los dispositivos de protección, diversos relés e interruptores (los cuales evidencian la ocurrencia o no de fallos), así como la zona en que éste ocurrió, deben ser recepcionadas por un SCADA en el nivel central del Despacho de Carga, con vistas a tomar las decisiones adecuadas de operación.

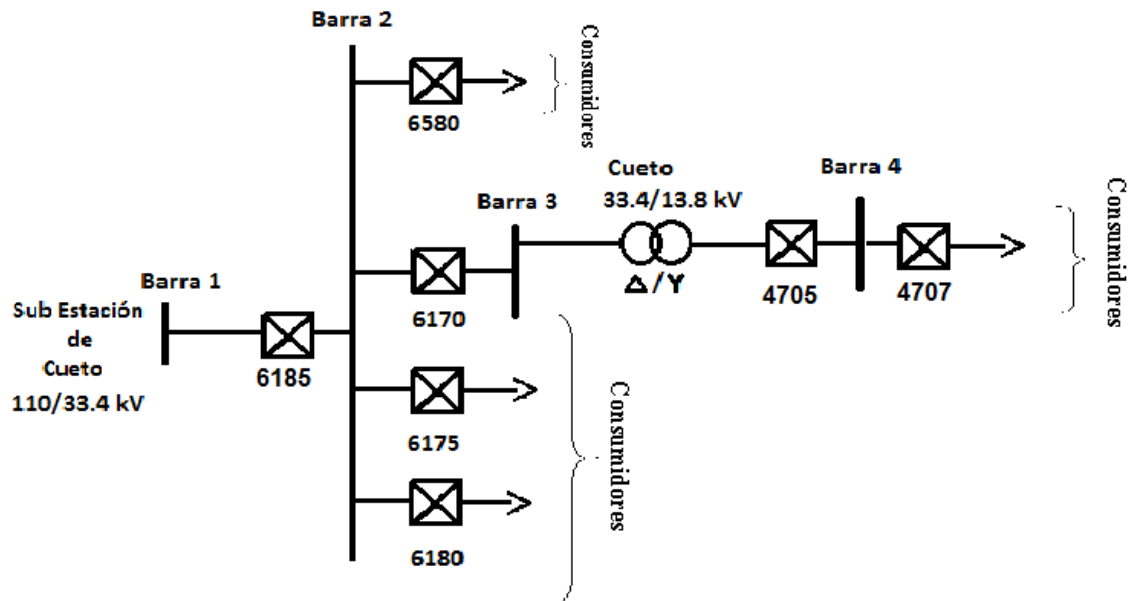


Figura. 2.8 Esquema del sistema bajo estudio.

Para comenzar el análisis del sistema escogido, se propone un esquema en bloques general, que responda a la detección y diagnóstico de fallos en sistemas de subtransmisión y de distribución eléctrica lo que se muestra en la Figura 2.9. Lo cual van estar presente (1) un fallo y (0) como un no fallo.

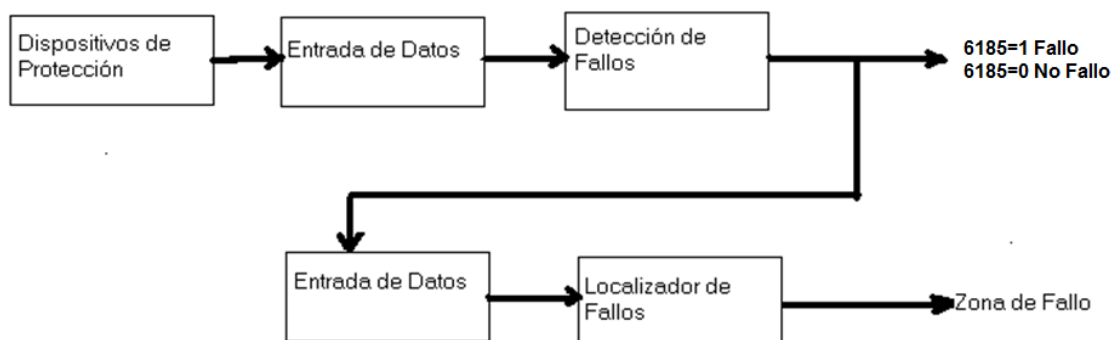


Figura 2.9. Esquema general de la detección y diagnóstico de fallos.

En este caso el bloque nombrado como “dispositivos de protección” tiene la misión de censar y actuar cuando se detecta un fallo. Esta información se obtiene en el bloque de entrada de datos y luego se utiliza para corroborar la detección del fallo, mediante la Red de Petri diseñada para este caso.

El marcaje final del detector de fallos pasa a la entrada del “localizador de fallos”. En este caso el final del detector es la entrada del localizadores de fallos, es también una Red de Petri, que teniendo las informaciones de los dispositivos que intervinieron en la limpieza del fallo, permite diagnosticar la zona real donde se produjo el mismo. El propósito del detector de fallos es indicar la presencia o ausencia de fallos. La ocurrencia de un fallo está determinada por la actuación de los dispositivos de protección ubicados en el sistema de potencia (relés e interruptores).

El localizador de fallos se encarga de estimar la sección de la línea de transmisión que se encuentra en fallo; este localizador se activa cuando un fallo es detectado. El detector de fallos está concebido en Redes de Petri en adelanto y el localizador de fallos en Redes de Petri en atraso.

2. 2. 2 Detección del fallo.

En la Figura 2.10, se muestra la parte del circuito de la subestación que se someterá a estudio.

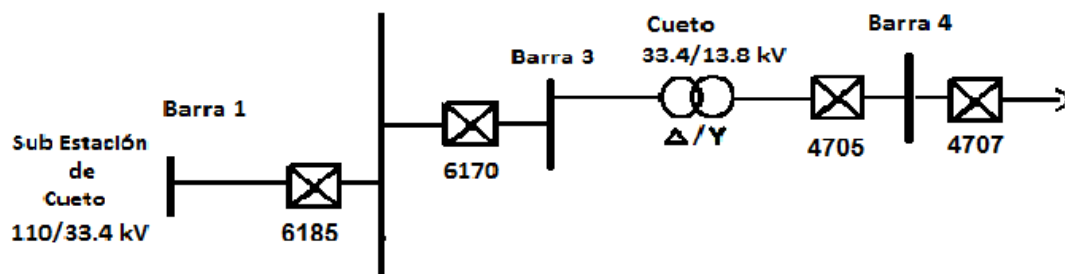


Figura 2.10. Circuito bajo estudio.

Si se quisiera explicar como se comportaría el sistema anterior, cuando supuestamente ocurre un fallo en la Barra B_4 , se debe comenzar primeramente con el modelado de esta parte de la línea de distribución y sus correspondientes dispositivos de protección, como aparece en la Figura 2.11.

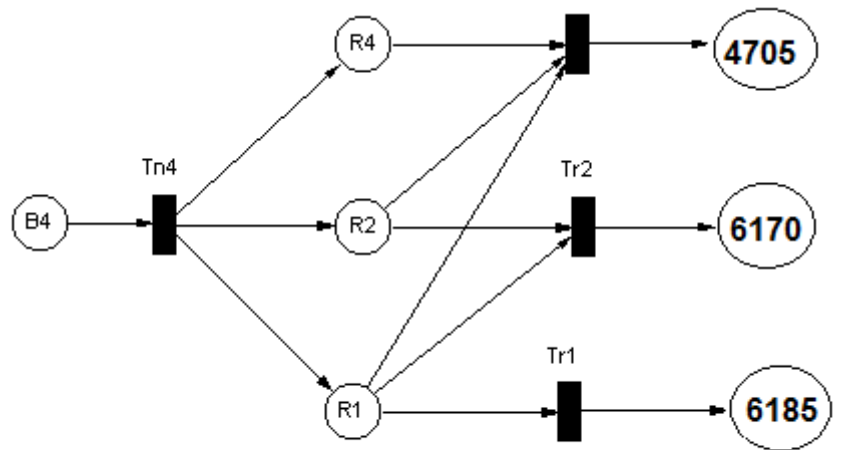


Figura 2.11. Modelo de Redes de Petri con tres niveles de protección para el sistema bajo estudio.

En el modelo de la Figura 2.11, los círculos representan los lugares (en el caso que se estudia el nodo N_x , los relés y los interruptores), las barras representan las transiciones (t_{nx} es la transición de fallo y las t_{rx} son los tiempos de marcas de los relés)

En el proceso de eliminación de posibles fallos debe tenerse conocimientos de las diversas zonas que pueden sufrir fallos; estos son: nodos N_x (barras colectoras y líneas de transmisión), mala operación de interruptores y relés de protección.



Este circuito tiene tres niveles de protección, dados por los relés R_1 , R_2 , y R_4 y los interruptores 4705, 6170 y 6185, según el orden de prioridad en su actuación. En cuanto aparezca un fallo en la Barra B_4 , todos los relés están en condiciones de operar, los mismos censarán la corriente de fallo, hasta que ésta se elimine por la operación de alguno de ellos, en correspondencia con la coordinación de sus operaciones primero debe actuar R_4 y luego R_2 y R_1 seguidamente. En este sentido la protección principal estará dada por el interruptor 4705. En caso de que ésta falle en su actuación, deberá responder el siguiente nivel de protección.

Como se puede apreciar del modelo del sistema de Redes de Petri, los interruptores 6170 y 6185 actúan como protección de respaldo del sistema. En caso de que la protección principal no actúe ante el fallo, deberán actuar las protecciones de respaldo antes citadas.

En el esquema se observa que el interruptor 6170 sirve de protección de respaldo y finalmente deberá actuar el interruptor 6185 si el mencionado anteriormente falla en la operación. El proceso descrito anteriormente se realiza a partir del tiempo de marca, esto es, los períodos de tiempo entre la aparición de la corriente de fallo en los relés y el cierre de sus contactos para actuar sobre los interruptores. A continuación aparecen diferentes simulaciones a partir del empleo del programa Visual Object Net V. 2.0, que explícitamente reflejan el principio de trabajo de este modelo. En la figura 2.12 se observa el ambiente de trabajo del programa mencionado anteriormente y el modelo de la detección del fallo para la Barra B_4 mediante Redes de Petri. El estudio contempla diferentes situaciones que pueden suceder durante el proceso de ocurrencia de un fallo.

Situación 1: Que ocurra un fallo en la Barra B_4 . En este caso 4705 trabaja como protección principal para limpiar el fallo de la red, (Figura 2.13).

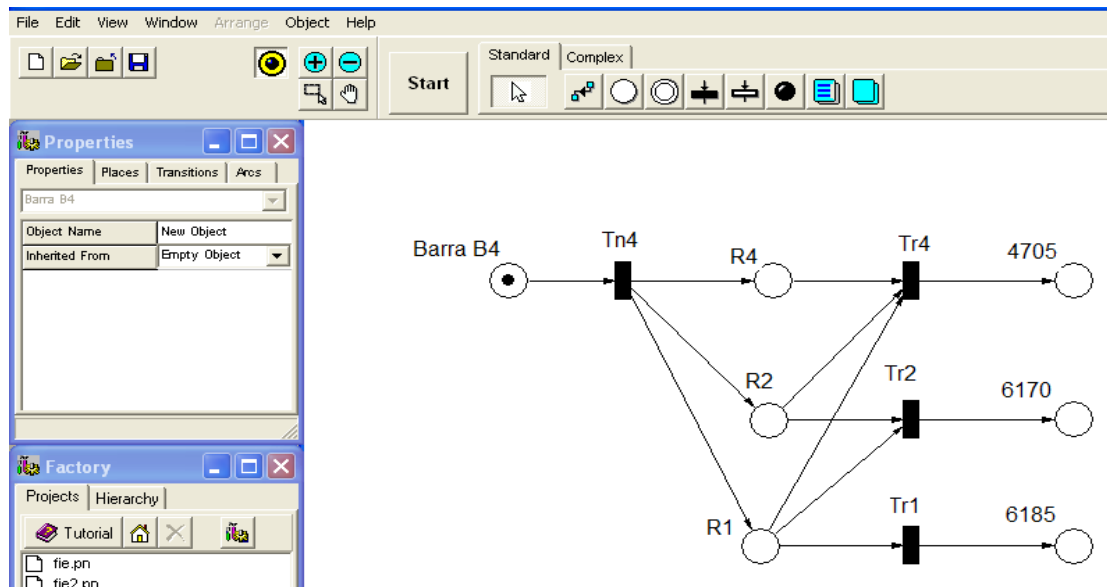


Figura 2.12. Esquema de detección de fallo para Barra B₄.

Como se explicó, la marca en el lugar B₄ significa que el lugar está vivo, esperando que aparezca un fallo para que los relés entren en acción. Cuando dichos relés censan la corriente de fallo, la marca pasa a los lugares R₁, R₂ y R₄ y los mismos permanecerán marcados, hasta que se de la orden de que actúe el interruptor que corresponda.

En este caso el relé R₄ actúa como protección principal y debe estar coordinado en tiempo para que mande a actuar a 4705, antes de que opere otro dispositivo de protección. Si esto no fuera así, entrarían a trabajar las protecciones de respaldo 6170 y 6185 respectivamente. En el esquema debe introducirse un nuevo lugar denominado “Disparo de 4705”, ya que hasta que no dispare este interruptor la marca estará en R₄.

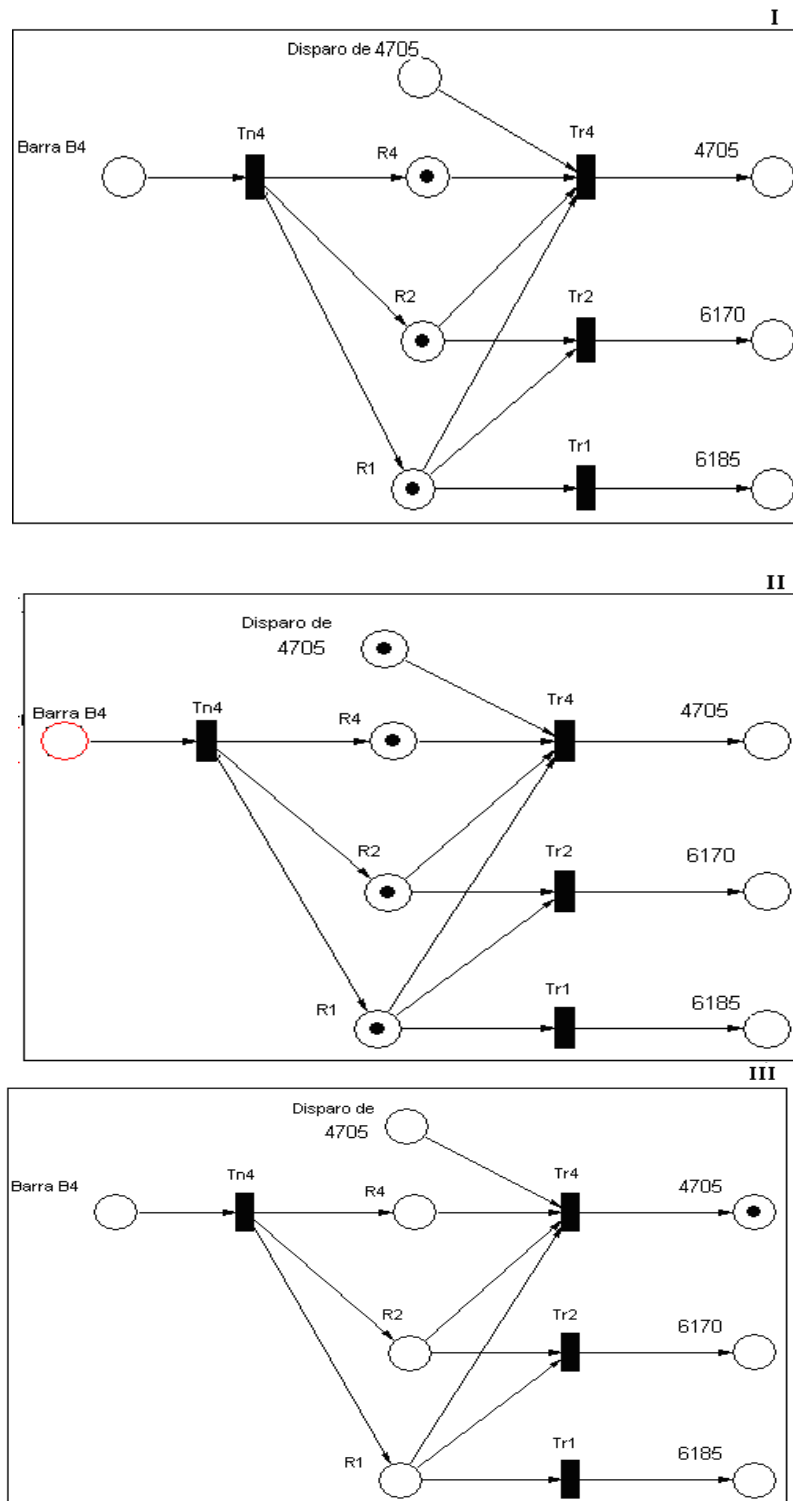


Figura 2.13. Simulación para la detección del fallo cuando opera 4705.

La marca en B4, desaparece cuando ocurre un fallo en la línea, y los relés censan esta corriente (Figura 2.13 (I)).

La transición Tr_4 está habilitada porque todos sus lugares de entrada están marcados (Figura 2.13 (II)).

De la Figura 2.13 (III), se concluye que la transición Tr_4 se disparará y la marca final quedará en 4705, lo que corrobora que hubo un fallo en la red.

Situación 2: Que ocurra un fallo en B_4 y la protección principal 4705 no responda y trabaje el interruptor 6170 como protección de respaldo para un fallo en B_4 , (Figura 2.14).

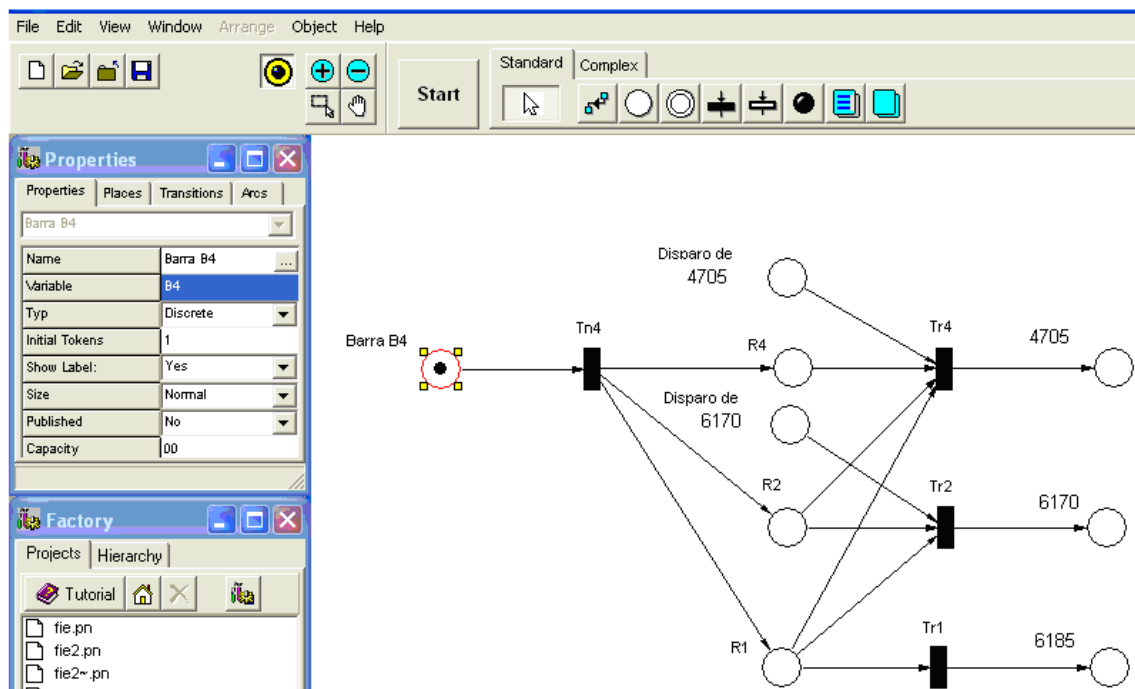


Figura 2.14 Esquema de detección de fallo en cuando trabaja 4705

Al igual que en la simulación anterior, se introduce la señal del “Disparo de 6170”, pues en este caso 4705 no opera, y trabaja 6170 para eliminar el fallo (Figura 2.15 (I)).

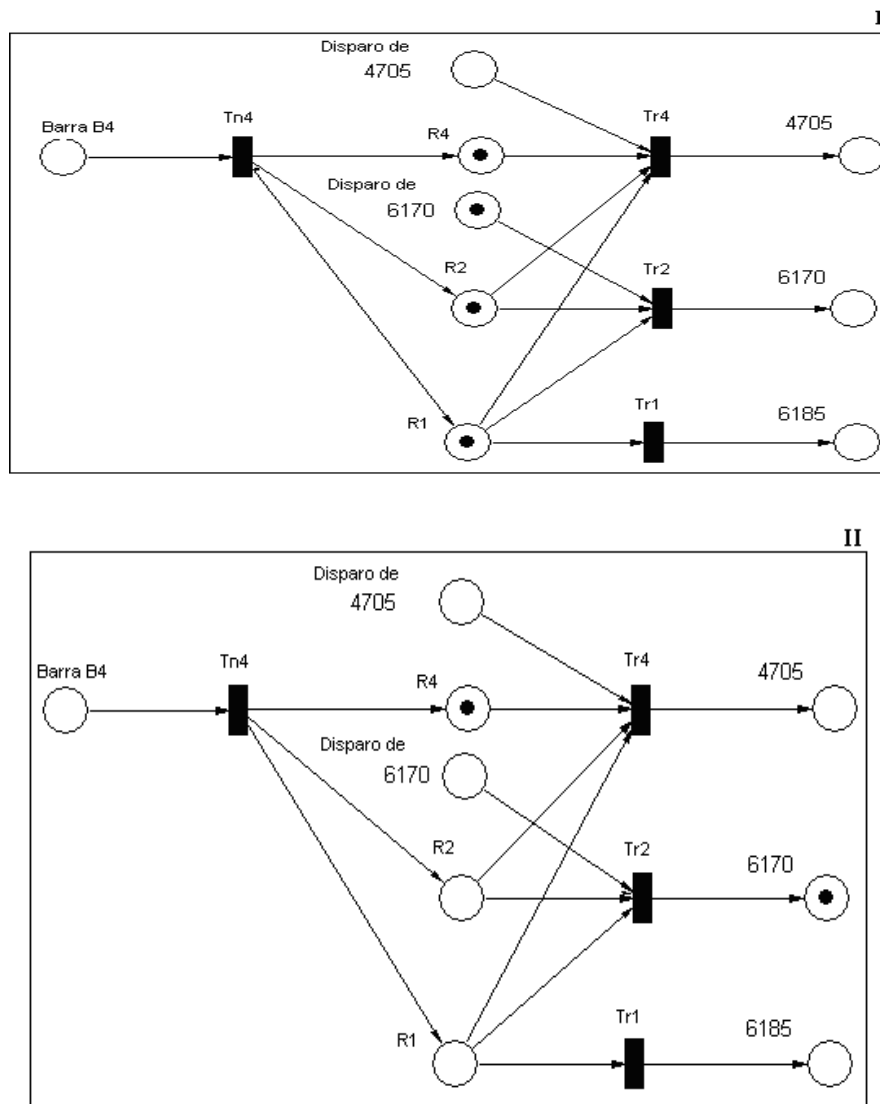


Figura 2.15. Detección del fallo en B₄ cuando opera 6170

En la Figura 2.15 (I) aparecen marcas en todos los lugares R₁, R₂ y R₄, pues censaron la corriente de fallo de la Barra B₄. En este caso la transición Tr₂ está habilitada y disparará para darle paso a la marca para el lugar 6170.

Al final de la simulación la marca quedó en 6170 (Figura 2.15 (II)), lo que demuestra que hubo un fallo en B₄.

Se aprecia que la transición Tr₄ no dispara pues no está habilitada, al no producirse el evento de "Disparo de 4705".

Situación 3: Que ocurra un fallo en la Barra B₄ y opera el interruptor 6185, como protección de respaldo secundaria, las simulaciones correspondientes a este caso se muestran a continuación Figura 2.16.

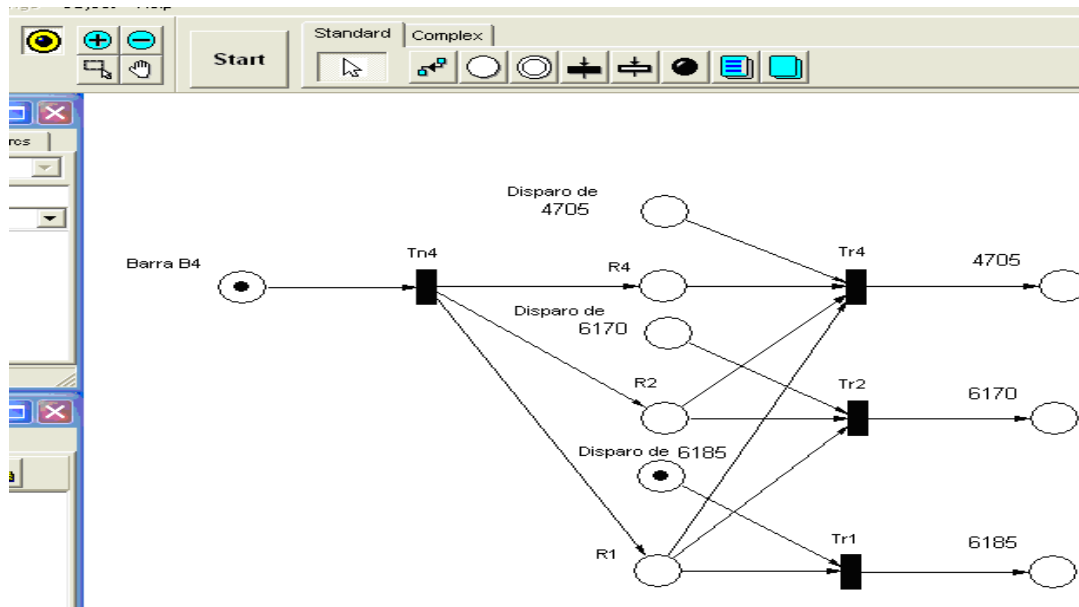
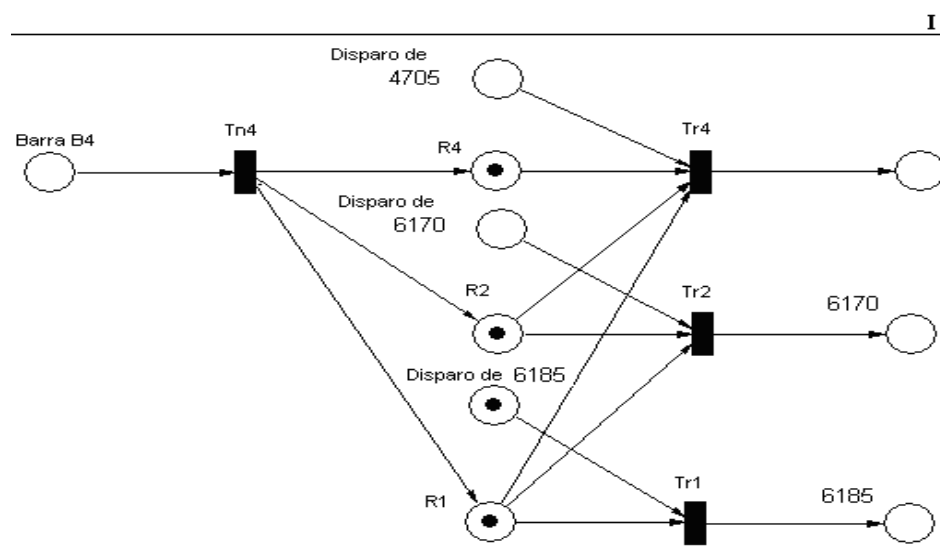


Figura 2.16. Esquema de detección de fallo en B₄ cuando trabaja 6185.

Aquí introducimos la señal de “Disparo de 6185”, como un evento imprescindible para que la marca de R₁ desaparezca cuando dicho interruptor haya operado para eliminar el fallo en B₄.



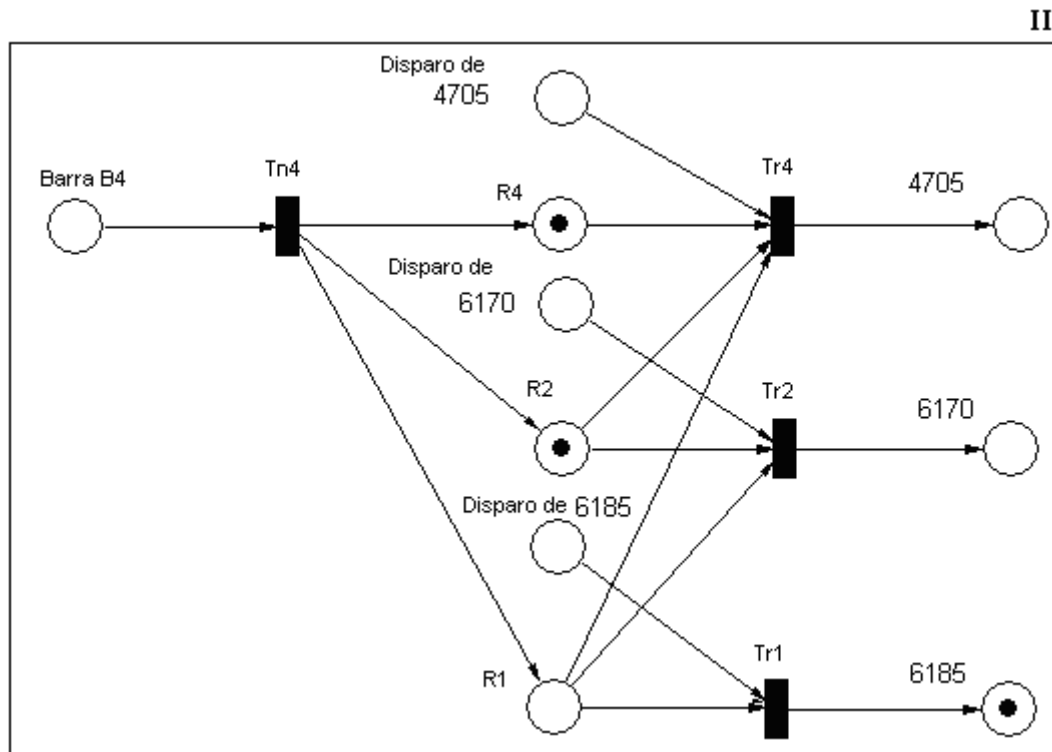


Figura 2.17. Simulación para la detección del fallo en B_4 cuando opera 6185.

De la Figura 2.17 (I) se infiere que la transición Tr_1 está habilitada cuando haya ocurrido el evento del disparo de 6185.

Al disparar Tr_1 , como aparece en la Figura 2.17 (II), la marca pasa al lugar 6185, comprobándose que hay un fallo en la red de distribución eléctrica.

En este caso las transiciones Tr_4 y Tr_2 no disparan pues no están habilitadas al no producirse los eventos de “Disparo de 4705 y 6170” respectivamente.

2. 2. 3 Diagnóstico de fallo.

El proceso de diagnóstico de fallo trabaja básicamente en dirección inversa a como lo hace el proceso de eliminación del fallo. Debido a lo anterior, para el modelado del diagnóstico del fallo se utiliza el modelo de Red de Petri original, pero invirtiendo la dirección de los arcos de la red. La Red de Petri inversa correspondiente al sistema, se muestra en la Figura 2.18. Dado a que el proceso de diagnóstico de fallo trabaja en dirección inversa al proceso de eliminación, el estado inicial de modelo de la Red de Petri inversa, coincide con

el estado final del modelo de la Red de Petri directa. De lo anterior, la marcación inicial de la red depende sólo de la información del estado de los interruptores.

Para la obtención de una lectura correcta del trabajo del relé se utiliza un BUFFER; el cual es el encargado de mantener la lectura de datos ante la ocurrencia de alguna falla, por lo que en el momento de la actuación del relé se obtiene el marcaje en este lugar a través del BUFFER desde el momento en que se detecta el fallo.

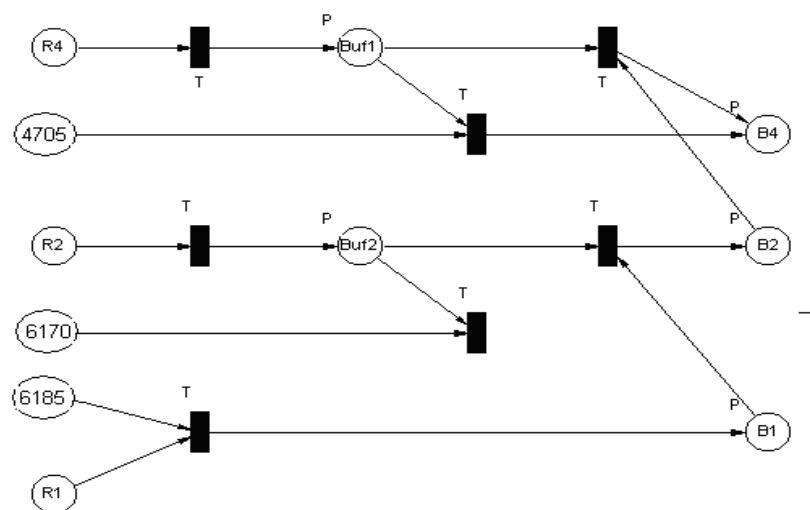


Figura 2.18. Esquema de diagnóstico del fallo.

Para una mejor comprensión de la metodología empleada, se muestran simulaciones en el Visual Object Net V.2.0, donde se hace una simulación por paso de los modelos obtenidos.

El proceso de simulación es utilizado para demostrar cómo las señales recibidas son mapeadas en Redes de Petri y cómo los resultados obtenidos pueden ser empleados para concluir si existe un fallo o no y en qué barra o nodo se encuentra.

Para la realización de la simulación se emplea el modelo del sistema dado en la Figura 2.19, que representa el esquema del diagnóstico de fallo en la Barra B₄. Aquí se plantea que el fallo citado es eliminado por los dispositivos de

protección 4705, 6170 ó 6185 respectivamente según sea la situación planteada.

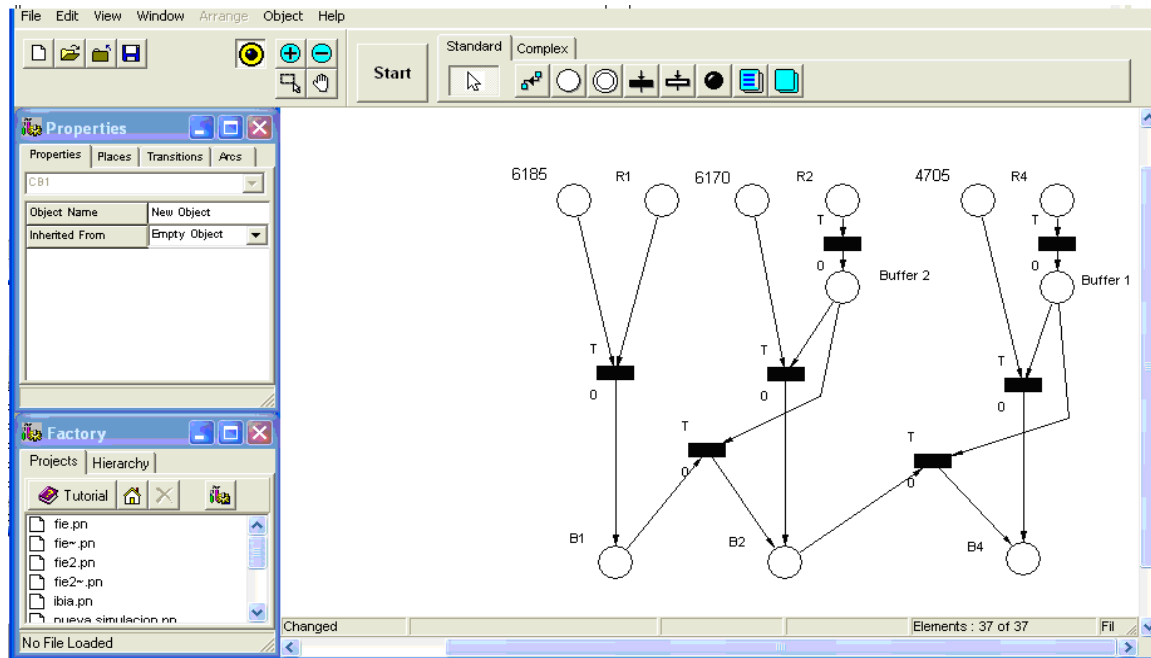


Figura 2.19. Esquema de diagnóstico del fallo basado en Redes de Petri.

Situación 1: Suponer un fallo acaecido en el nodo B_4 y el interruptor 4705 reacciona correctamente y que se recibió la siguiente información:

Todos los relés operaron correctamente y 4705 disparó, como aparece en la Figura 2.20.

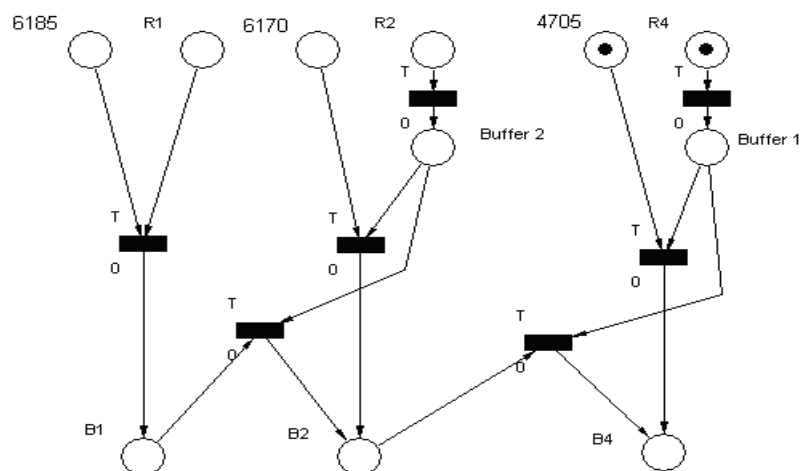


Figura 2.20. Diagnóstico de fallo en B_4 para trabajo de 4705.

En la Figura 2.20 aparecen marcados los lugares 4705 y R_4 porque el proceso de diagnóstico es inverso al de la detección del fallo. Del marcaje final de la red se hace el proceso inverso para confirmar si el fallo ocurrido realmente en la Barra B_4 aunque haya operado cualquier dispositivo de protección, tanto principal o de respaldo.

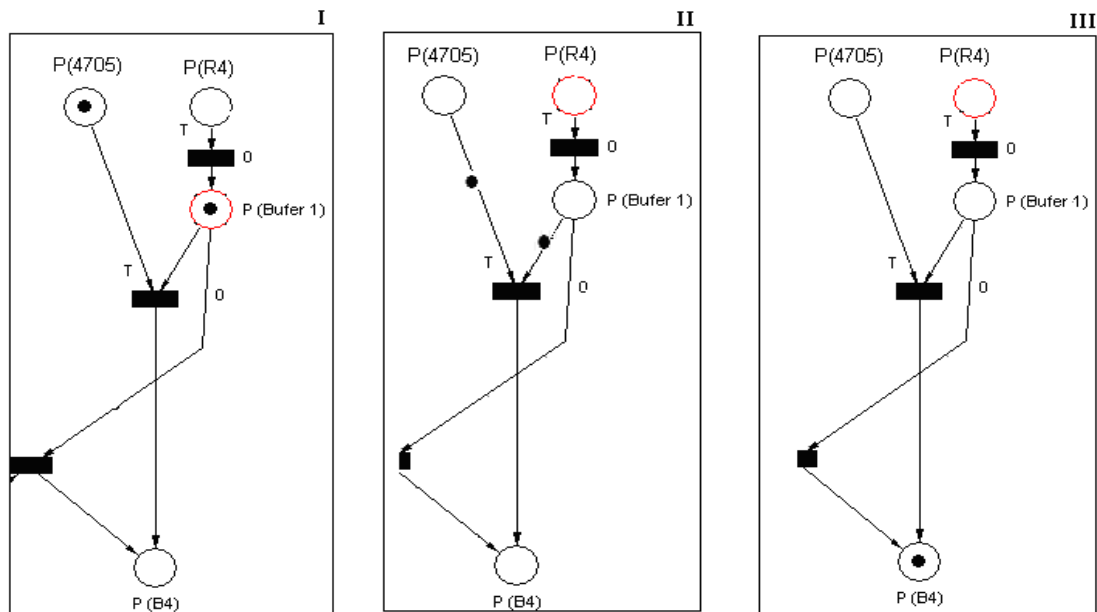


Figura 2.21. Simulación del esquema de diagnóstico para comprobar que el fallo fue en la Barra B_4 .

Una marca en el lugar B_4 significa que ocurrió un fallo en la Barra B_4 . El número de marcas en los lugares R_1 y R_2 son iguales a uno, se supone que todos los relés censaron la corriente de fallo, operando en este caso 4705 como protección principal. Una vez operado 4705 se diagnostica a través de una marca en R_4 y 4705, lo que significa, que dicho interruptor operó sin fallo.

La transición T está habilitada y lista para activarse (Figura 2.21 (I)).

De los datos obtenidos de la marcación final, utilizando para ello la Red de Petri, se habilita la transición correspondiente a dichos lugares, por lo que la marca pasa al lugar B_4 , lo que indica un fallo en este nodo (Figura 2.21 (III)).

Situación 2: Suponer un fallo acaecido en el nodo B_4 y el interruptor 4705 no reacciona correctamente y actúa como respaldo 6170 y que se recibió la siguiente información:

Los relés R_1 , R_2 y R_4 censaron el fallo, o sea todos llevan marcas y 6170 esta marcado porque operó como protección de respaldo, (Figura 2. 22).

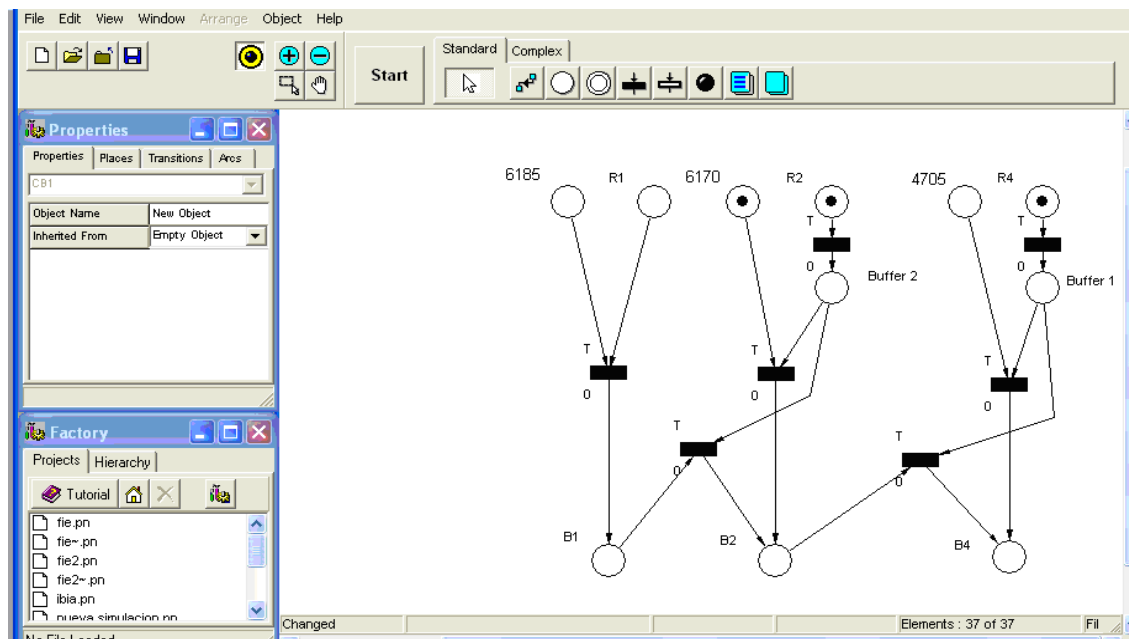
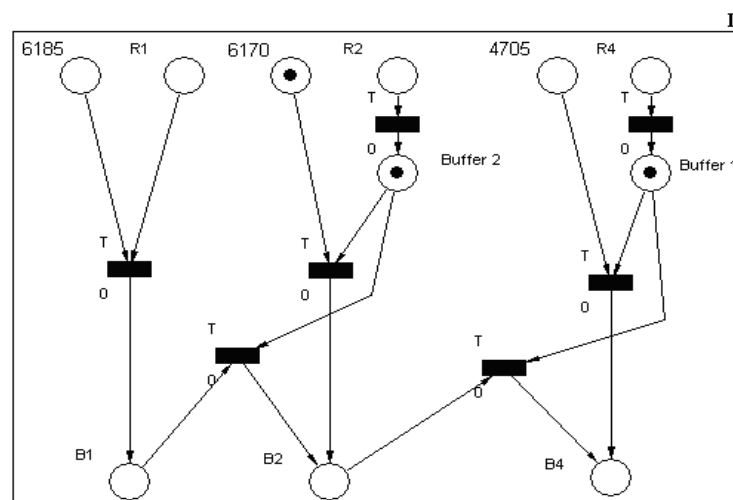


Figura 2.22 Esquema diagnostico para fallo en B_4 y trabajo de CB_2 .

La Figura 2.23 corresponde a los pasos de la simulación del esquema de la Figura 2.22.





III

73

De los datos obtenidos de la marcación final, utilizando para ello la Red de Petri, se habilita la transición correspondiente a dichos lugares por lo que la marca indica un fallo en el nodo B_2 , pero como a pesar de que 4705 no actúa, el sensor R_4 censa el fallo colocando la marca en un buffer de resguardo que a su vez junto con la marca en B_2 habilita la transición correspondiente y se descarga la marca hacia B_4 . El interruptor 6170 operó adecuadamente actuando como protección primaria ante un fallo en la barra colectora B_4 .

Situación 3: Suponer un fallo acaecido en el nodo B_4 y el interruptor 4705 no reacciona correctamente y actúa como respaldo el interruptor 6185 y que se recibió la siguiente información:

Los dispositivos de protección R_1 , R_2 y R_4 operaron y 6185 también, por eso llevan marcas, (Figura 2.24).

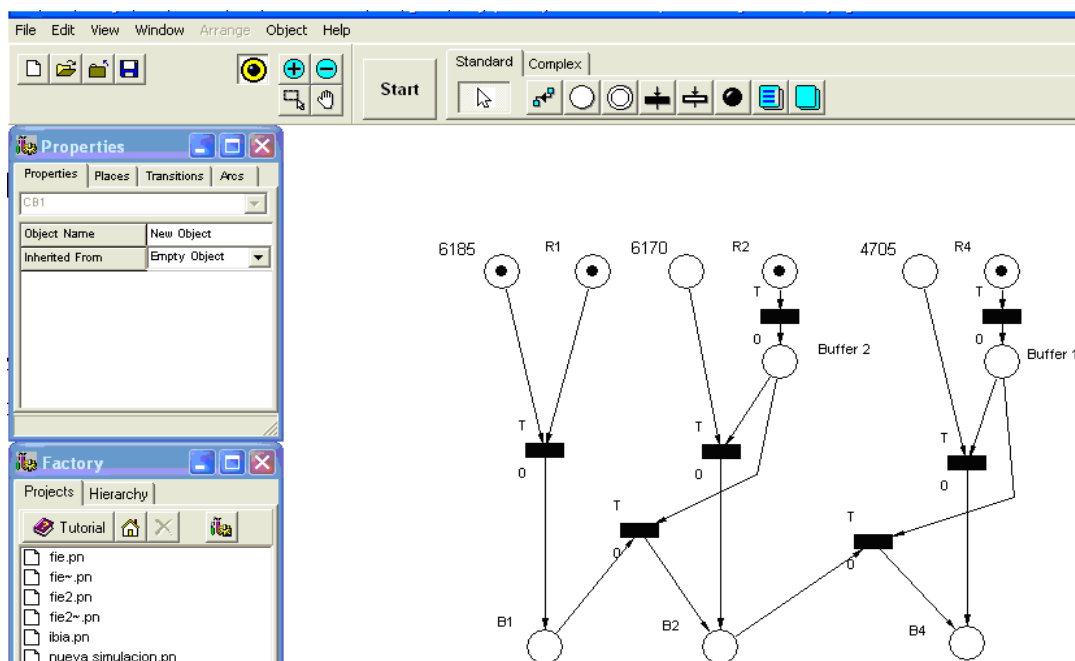


Figura 2.24. Trabajo de 6185 para el diagnóstico de un fallo en B_4 .

Los pasos de la simulación del esquema de diagnóstico en base a Redes de Petri para un fallo en B_4 , y eliminado por la protección de respaldo 6185, se pueden observar en la Figura 2.25.

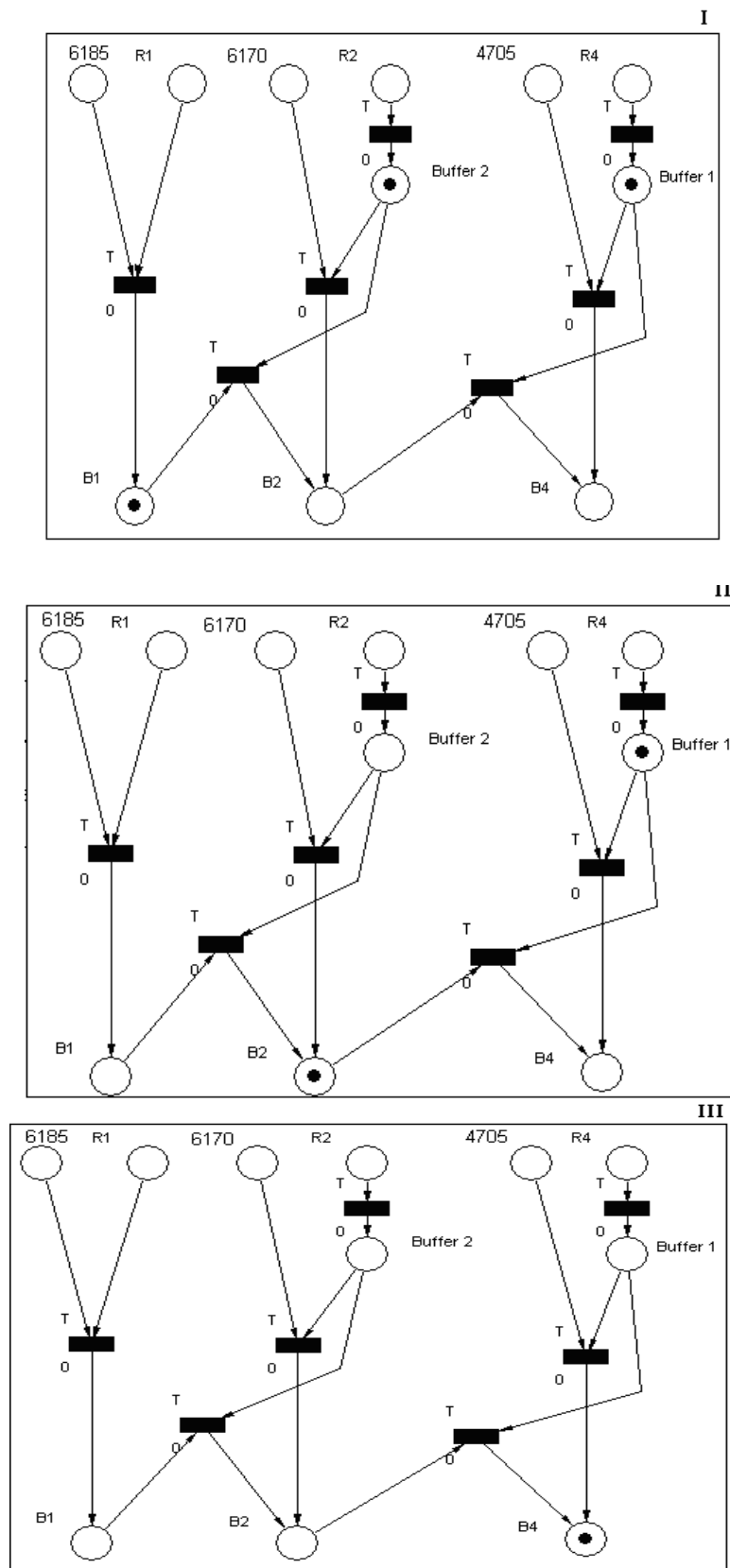


Figura 2.25. Simulación para el diagnóstico del fallo en B_4 cuando opera 6185.



Una marca en el lugar B_4 significa que ocurrió un fallo en la Barra B_4 . El número de marcas en los lugares R_1 y R_2 son iguales a uno, pero como el interruptor 4705 no opera correctamente, entonces 6170 al transcurrir el tiempo asignado actúa como respaldo, pero si por algún motivo este tampoco actúa para eliminar el fallo, entonces 6185 toma protagonismo. Una vez operado R_1 se diagnostica a través de una marca en R_1 y 6185, lo que significa, que dicho interruptor operó sin fallo.

De los datos obtenidos de la marcación final, utilizando para ello la Red de Petri, se habilita la transición correspondiente a dichos lugares por lo que la marca indica un fallo en el nodo B_4 , o sea, como a pesar de que 4705 no actúa el sensor R_4 censa el fallo colocando la marca en el buffer 1 de resguardo, que a su vez junto con la marca en R_2 de censado del fallo coloca la marca en el buffer 2, al salir en eliminación del fallo, 6185 comienza la descarga de la marca habilitada por cada buffer respectivamente hasta su descarga hacia B_4 . El interruptor 6170 tampoco operó correctamente actuando como protección de respaldo 6185 ante un fallo en la barra colectora B_4 .

El modelo final basado en Redes de Petri, sería la unión de los dos modelos explicados anteriormente, o sea el final del esquema de detección sería el principio del esquema de diagnóstico, las señales recibidas del proceso de eliminación del fallo son mapeadas como señales de entrada en la Red de Petri para el diagnóstico y su representación completa aparece en la Figura 2.26.

La concepción general del esquema es la siguiente.

La marca en el lugar B_4 indica que la línea esta operando correctamente, la transición Tn_4 modela un fallo que provoca que los relés R_1 , R_2 y R_4 se activen. El relé R_4 es el responsable de activar a 4705. En el caso de que la transición Tr_4 se encienda, las marcas de todos los relés son removidas, entonces la Red de Petri sensibiliza el hecho de que los interruptores de respaldo (R_1 y R_2), están inhabilitados para trabajar una vez que el interruptor principal, es este caso 4705 es activado.

Si Tr_4 falla, Tr_2 y Tr_1 permanecen habilitados para una futura activación de CB_2 y 6185, en el caso de que la protección principal 4705 no actuara, para un fallo en la Barra B_4 .

Si no operara 4705, entraría a trabajar 6170 y si esto no ocurriera, entonces en última instancia el papel protagónico pasaría a la protección de respaldo 6185, para limpiar el fallo y evitar que éste se propague por la red.

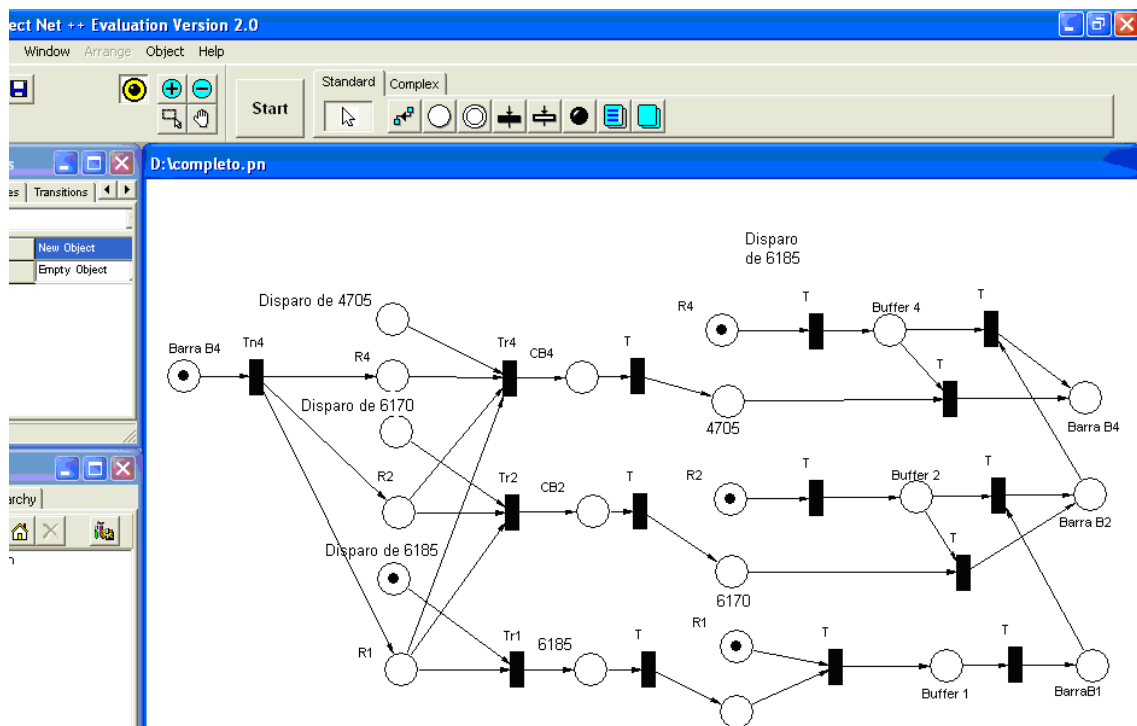


Figura 2.26. Modelo completo en base a Redes de Petri.

En la Figura 2.27, se simula el trabajo de la protección de respaldo 6185, para un fallo en la Barra B_4 , el marcaje final del esquema de la Red de Petri completa corrobora que aunque no trabaje la protección principal ante un fallo, el resultado final de la simulación permite ubicar la zona donde se produjo el fallo, que en este caso es en la Barra B_4 .



Estos mismos resultados fueron validados en el programa profesional MatLab V. 6.5, haciendo las simulaciones en el Toolbox de Redes de Petri .Como se explicó anteriormente para validar estos modelos se proponen tres situaciones diferentes.

En la Figura 2.28 aparece marcado el lugar B_4 , como prefallo y los lugares correspondientes a los relés R_1 , R_2 y R_4 se alimentan de esta misma señal que se genera para el marcaje de B_4 , por lo tanto ya estos dispositivos también se encuentran con una marca cada uno. Como se observa la marca en R_4 estaría hasta que el evento asociado a esa transición ocurra, que en este caso es el disparo del interruptor 4705. En cuanto dispara la transición tr_4 todas las marcas se evacúan por este disparo, cesando la operación de los relés R_1 y R_2 instantáneamente. Concluyendo de toda esta operación que verdaderamente ocurrió un fallo en B_4 .

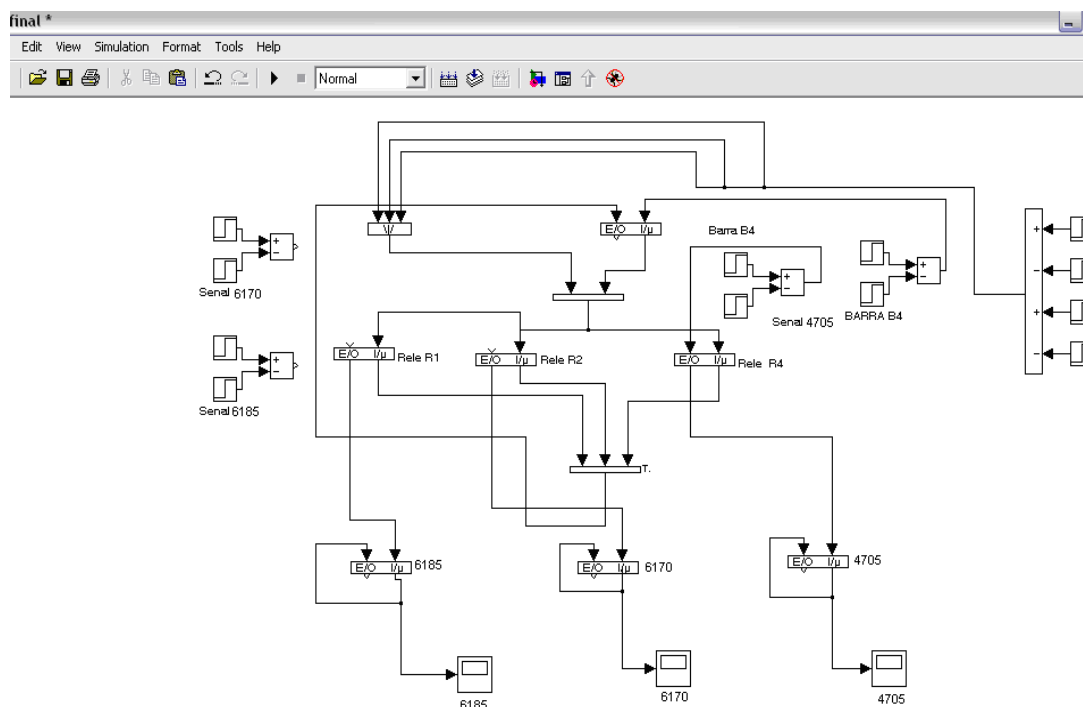


Figura 2.28. Esquema de eliminación del fallo.

En la Figura 2.29 identifica la situación que acontece en la Barra B_4 , que es objeto de estudio, vemos que su marcación se mantiene, hasta que aparece la señal en los relés R_1 , R_2 y R_4 , al censar la corriente de fallo para un $T=1$. Este comportamiento es similar para las tres situaciones que serán representadas en este estudio, por lo se considera que no es necesario repetirla en lo adelante.

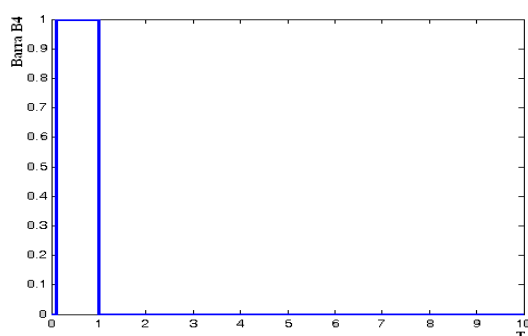


Figura 2.29. Comportamiento del marcaje de la Barra B_4 .

Los resultados de la simulación para la situación mencionada se observan en la Figura 2.30.

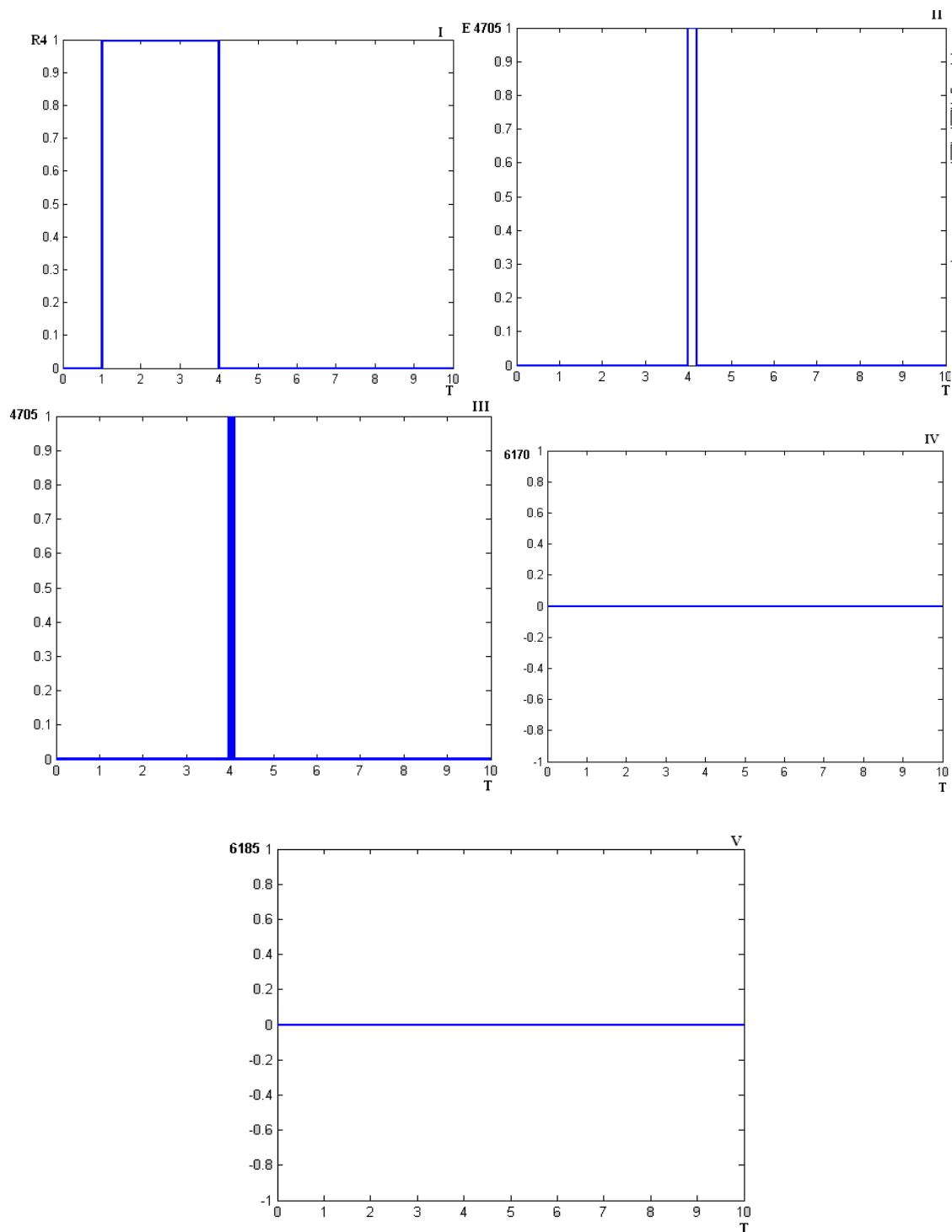


Figura 2.30. Simulación para el modelo de detección cuando trabaja 4705 para fallo en B_4 .



El lugar B_4 está marcado, como se explicó anteriormente. Esta primera situación, es cuando el interruptor principal opera para limpiar el fallo en la red, en este caso se trata de 4705, por lo que se introduce esta señal, como veracidad de que este dispositivo trabajó correctamente, la marca en R_4 permanecerá hasta que esto ocurra.

La marca en R_4 desaparece cuando ocurre el evento E_{4705} en el tiempo $T=4$, que no es más que el disparo del interruptor 4705, que sería la condición para que el lugar marcado R_4 transfiera el marcaje para CB_4 (Figura 2.30 (II)).

Ocurrió el disparo del dispositivo de protección 4705, que es el evento que dispara la transición tr_4 .

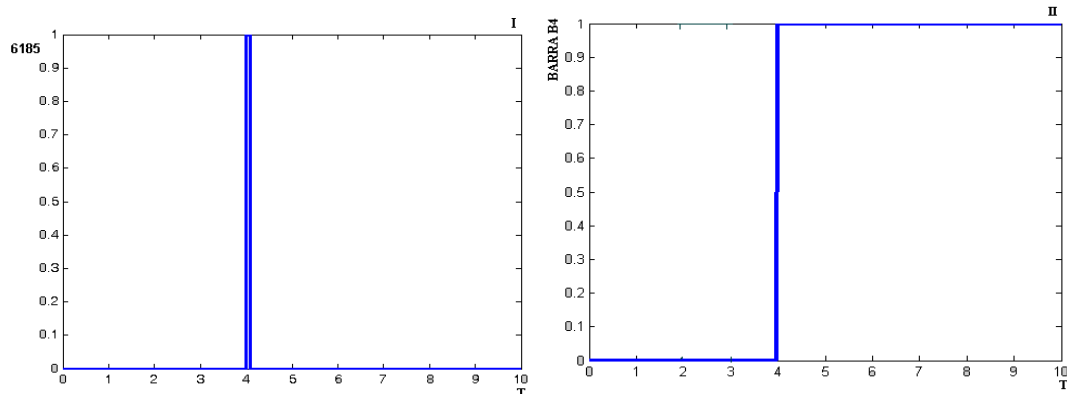
Al final en 4705 aparece la señal de que este dispositivo operó ante el fallo (Figura 2.30 (III)).

La salida de los demás interruptores es “cero”, porque no operaron para esta situación puesto que la protección principal eliminó el fallo (Figura 2.30 (IV, V)).

Situación 2: Cuando trabaja como respaldo 6170 para un fallo en B_4 .

Se utiliza el mismo esquema de la Figura 2.28, pero en este caso la señal de “Disparo de 6170” se introduce al relé R_2 que es el encargado de disparar a 6170.

Las simulaciones del trabajo del esquema de detección están plasmadas en la Figura 2.31.



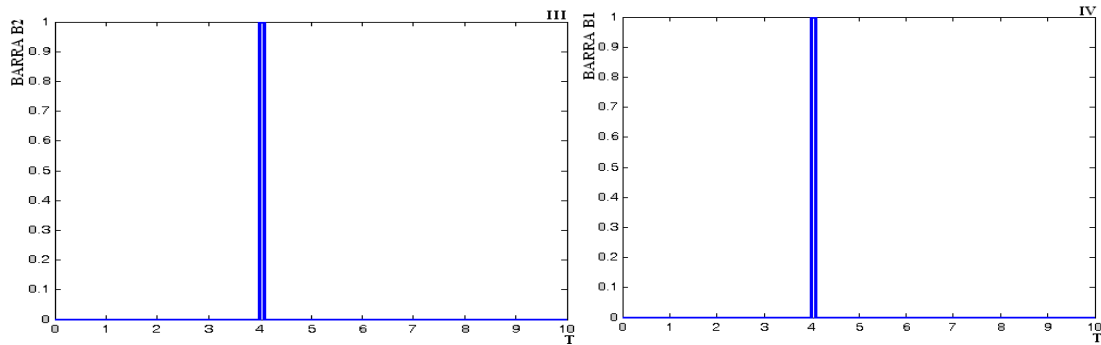


Figura 2.37. Simulaciones para el diagnóstico de fallo en B_4 cuando opera 6185.

Como comentarios finales para esta simulación, se observa como B_4 quedó marcado finalmente en $T=4$ (Figura 2.37 (II)), independientemente de que haya operado el interruptor de respaldo CB_1 en (I), corroborando que hay un fallo en este lugar.

En el lugar B_1 aparece la marca a partir de $T=4$, por la actuación de 6185 y ésta se descarga en B_2 , pues el evento asociado es la señal del buffer y ésta coincide con $T=4$ (Figura 2.37 (III)).

El esquema completo recoge los dos modelos en base a Redes de Petri, se conectan el esquema de detección del fallo y el de diagnóstico, las señales que se obtienen de la simulación de la eliminación del fallo, se introducen al modelo de diagnóstico para conocer la zona con posibilidades de encontrarse en estado de fallo (Figura 2.38).

Como se ve las señales que se generan en el bloque de detección, en este caso las señales 4705, 6170 y 6185, se introducen directamente a la entrada de sus respectivos lugares en el bloque de diagnóstico y éste se encarga de verificar en qué barra ocurrió el fallo.



Situación 1: Suponer un fallo acaecido en el nodo B₄ y el interruptor 4705 reacciona correctamente para eliminar el fallo



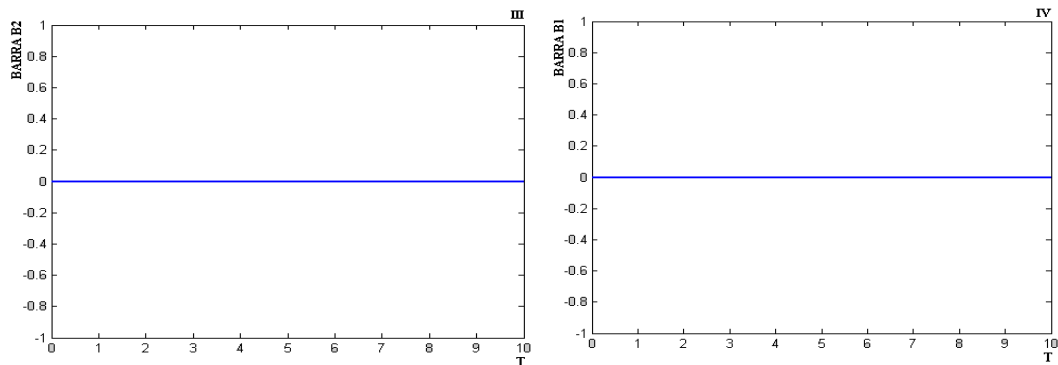
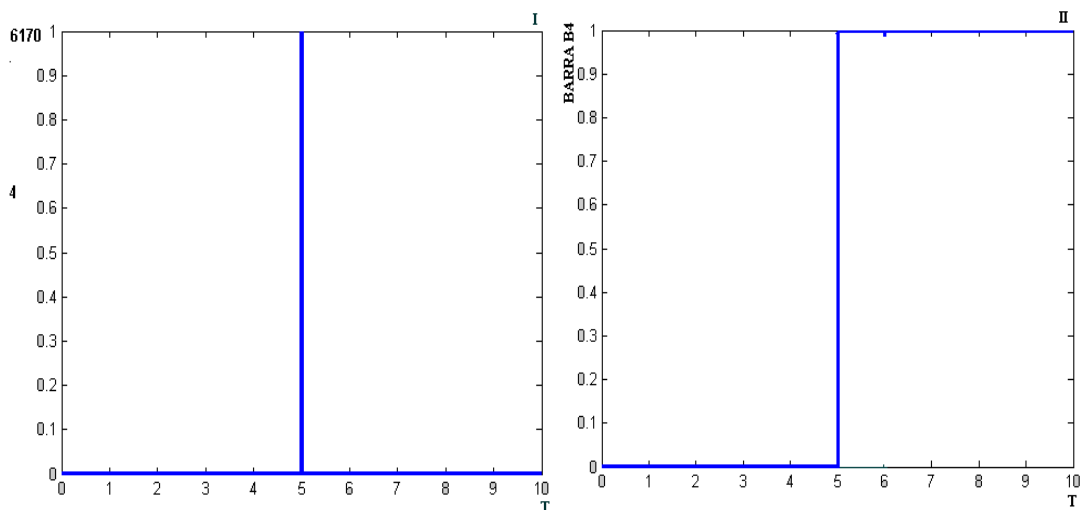


Figura 2.39. Simulación para el esquema completo cuando trabaja 4075.

Es evidente de la Figura 2.39, que para un fallo en B_4 , el interruptor 4705 operó correctamente a los $T=4$ y para ese mismo tiempo aparece la marca en la Barra B_4 , los otros lugares B_2 y B_1 permanecen en cero, ya que no percibieron señales a la entrada de los demás interruptores.

Situación 2: Suponer un fallo acaecido en el nodo B_4 y el interruptor 4705 no reacciona correctamente por tanto trabaja 6170.



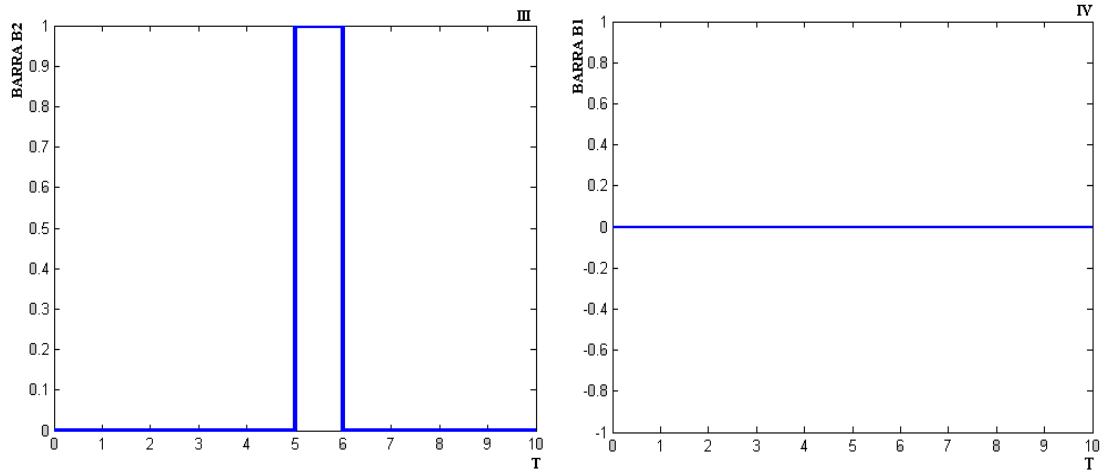


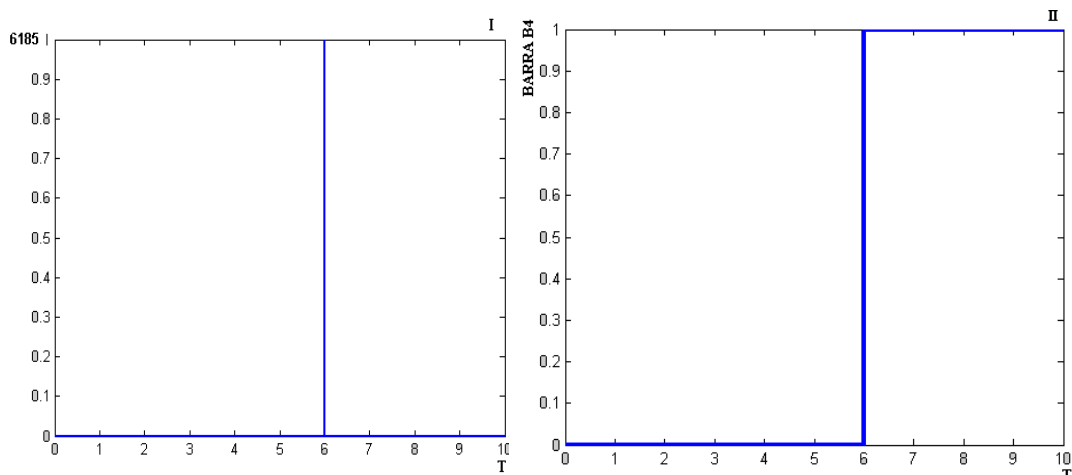
Figura 2.40. Simulación para el esquema completo cuando trabaja 6170.

Para este caso la señal de 6170 aparece al $T=5$ (Figura 2.40 (I)), por ser la protección de respaldo opera con cierto retraso respecto a 4705, en ese mismo instante de tiempo aparece la marca en la Barra B_4 (II), lo que corrobora que hubo un fallo en la misma.

La marca en B_2 es producto de la operación de 6170 y la misma desaparece con la señal del buffer (III), descargando dicha marca en el lugar B_4 .

La Barra B_1 sigue sin marca para esta situación, pues 6185 no ha intervenido para limpiar el fallo (IV).

Situación 3: Suponer un fallo acaecido en el nodo B_4 y los interruptores 4705 y 6170 no reaccionaron correctamente por tanto trabaja la protección de respaldo 6185.



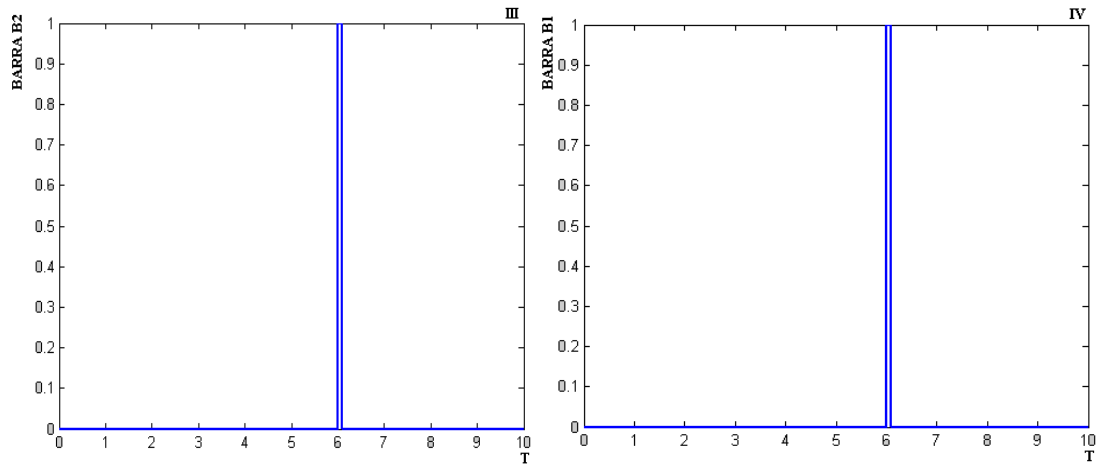


Figura 2.41. Simulación para el esquema completo cuando trabaja 6185.

Como se explicó anteriormente, al ser 6185 protección de respaldo opera con un retardo de tiempo respecto a 6170, en este caso la señal de 6185 aparece a los $T=6$, la Barra B_1 obtiene una marca momentáneamente (IV), luego la descarga en B2 (III), y por último la Barra B_4 adquiere la marca en el tiempo $T=6$ (Figura 2.41 (II)), validando la tesis de que hubo un fallo en esta barra.

A partir de estos resultados se puede resumir que lo ideal cuando hay un fallo en cualquier nodo de una línea de transmisión eléctrica es que los dispositivos de protección principal operen, cuando esto no ocurre se produce una avalancha de operaciones en la red, que dificulta el trabajo en las oficinas despachadoras.

Con los modelos propuestos se ha tratado de salvar estos inconvenientes, proponiendo modelos fáciles de implementar y de simular permitiendo diagnosticar si trabajó una protección correctamente o no.

Aquí se han simulado todas las posibles variantes que pudieran aparecer ante un fallo en una barra determinada y se valoró el comportamiento de cada esquema para cada situación dada, corroborando su eficacia a la hora de estudiar el sistema.



Conclusiones del Capítulo II.

Los modelos de Redes de Petri desarrollados se basan en capturar y analizar la operación de los relés e interruptores, para poder mapear estas señales en los lugares correspondientes.

En este caso esta técnica de la inteligencia artificial puede ser aplicada en las líneas de 33,4 kV y 13,8 kV pues las mismas están equipadas con dispositivos de protección de alta tecnología, que permiten obtener información confiable y precisa de todos los sensores y actuadores ubicados en el sistema.

Esta propuesta tiene la ventaja que se puede ejecutar rápidamente en tiempo real, lo cual es importante para evitar en tiempo real, lo cual es importante para evitar los fallos en cascada en las redes de transmisión de potencia.

Comparando los modelos de la red sin fallos y después de la ocurrencia del mismo aparecen diferencias notables en cuanto al marcado de la Red de Petri, lo que evidentemente conlleva a aseverar que definitivamente ha ocurrido un fallo en el sistema de transmisión.

Después de todas las simulaciones realizadas, validadas con dos programas profesionales el Visual Object Net V. 2.0 y el MatLab V. 6.5, es ha demostrado que los modelos confeccionados para las líneas de transmisión eléctrica con protección, el esquema de detección de fallo y el esquema de diagnóstico de fallos han sido efectivos para los objetivos que los mismos se diseñaron.

Para la detección de fallos, se comprobó que cuando en un nodo del sistema eléctrico en condición de prefallo, se dan las condiciones para que aparezca una corriente de fallo el esquema propuesto está en condiciones de brindar información de la ocurrencia del fallo cuando algún interruptor de los dispositivos de protección que intervienen en el esquema opera. Esto da idea de que las protecciones trabajaron para eliminar un fallo de la red eléctrica, por tanto cuando la señal de uno de los interruptores tanto principal como de



respaldo, CB_n o cualquier interruptor, es igual a 1; esto quiere decir que el fallo que se generó en algún nodo fue limpiado.

Durante el diagnóstico del fallo se busca que se corrobore la sección más probable a encontrarse en estado de fallo, porque a veces con sólo saber que interruptores actuaron, no es posible ubicar realmente donde ocurrió el fallo, y este proceso se complica cuando los que limpian los fallos no son los dispositivos de protección principales y es cuando este trabajo se hace más engorroso. Con esta herramienta el operador mediante una simple simulación puede dar un veredicto lo más cercano a la realidad del tramo de línea que fue afectado por el fallo.

Es importante señalar que durante todo el proceso descrito en la investigación se ha supuesto que los relés han operado correctamente, o sea en el hecho de que todos han censado la corriente da fallo. De todas formas esta aseveración pudiera estar errada pero sería muy fácil comprobar el estado técnico de estos dispositivos, porque al no operar la protección que debiera, entonces el personal técnico debe ir a revisar la instalación y en esa oportunidad se descartará qué dispositivo realmente ha fallado, si el relé que no envió la orden para que el interruptor disparara o fue que la operación de este último fue fallida.

Por tanto además de detectar el fallo, de diagnosticar la zona donde ha ocurrido, que es de suma importancia para el trabajo de los despachadores y del personal de reparación, los resultados de cada simulación permiten diagnosticar al personal de protecciones de cada subestación, las posibles protecciones que pudieran estar erradas en su operación, tanto relés como interruptores.



Capítulo 3: Análisis de los Resultados

Introducción

En el presente capítulo corresponde desarrollar una valoración técnica, económica y medio, económica y medio ambiental de forma que se exprese el entendimiento de los resultados obtenidos en la investigación. Se realizara una valoración para comprobar si es factible este nuevo método de detección y diagnostico de fallos a través de las (RdP) en el circuito objeto de estudio. Se analizara teniendo en cuenta el cálculo de los gastos por concepto de combustible en la transportación así como una valoración del impacto medio ambiental y social a través la comparación con la tecnología existente.

3.1 Fundamentos de la valoración

Nuestro país ha estado emergido por varios años en la Revolución Energética este trabajo tributa a la misma mostrando la implementación de un método de diagnostico y detección de fallas a través de las (RdP) este nuevo programa traería consigo la actuación mas rápida de los despachadores para la detección de la falla o zona del fallo, logrando una eliminación mas rápida de estas. Al correr un programa SCADA (PSX) contra el (RdP) se obtuvieron resultados muy buenos mostrándose en la tabla 3.1 donde se observa que con el nuevo método se detecta con mayor exactitud la zona de ocurrencia del fallo.

Tabla 3.1 Comparación de los métodos de detección de fallas.

Aspectos	Sistema SCADA	Sist. con Redes de Petri
Interrupciones Ocurridas en el Cto.	5	5
Detección correcta de la zona de fallo	3	5
% de efectividad del método	60	100

3.2 Análisis en cuanto a interrupciones.

Al analizar las interrupciones que se obtuvieron en el circuito del poblado de Cueto se obtienen significativas diferencias lo que se puede demostrar la mejora que traería consigo el nuevo método basado en (RDP).

Se demostrara teniendo en cuenta la situación que sigue al ocurrir una falla en el kilómetro 28 de la línea de distribución del Municipio de Cueto COD 3007 Marcane, se corrió el sistema SCADA (PSX); por el cual se trabaja actualmente en la Empresa Eléctrica de Cueto, el cual no pudo detectar con exactitud el lugar de la falla, provocando que el carro de guardia recorriera 45 km a través de la línea buscando dicha falla, trayendo como consecuencia un mayor gasto de combustible por parte del carro de guardia (marca Fiat). según se muestra en la tala 3.2 del consumo de carros de la Empresa Eléctrica de Cueto destinado a interrupciones.

Tabla 3.2 Tipos de vehículos y consumo de combustible en la Empresa Eléctrica de Cueto

Cntd.	Tipos Vehículos	Utilización	Tipo de Combustible	Consumo de Combustible por km
1	Huraya	Interrupciones	Petróleo	10 km/ltr
1	Fiat	Interrupciones	Gasolina	7 km/ltr
1	Sil-131	Interrupciones/ Mantenimiento	Petróleo	4 km/ltr

Cálculo de consumo de combustible con el sistema (SCADA):

Datos de Partida:

- consumo del carro: 7 km/ltr de Gasolina

- km recorridos: 45 km

Consumo del carro = km recorrido / Consumo del carro por km

$45\text{km} / 7\text{km/ltr} = 6,4 \text{ ltr}$

Teniendo un gasto en divisa (c.u.c) de:



Título: Detección y diagnóstico de las fallas en los Sistemas de

Subtransmisión y Distribución eléctrica basadas en Redes de Petri.

Costo de la gasolina a nivel de empresa es de 0.90 c.u.c

Dinero consumido = Litros consumido * Costo de gasolina

$$6,4 \text{ ltr} * 0.90 \text{ c.u.c} = 5,76 \text{ c.u.c} = \$ 144,00 \text{ c.u.p}$$

Esta situación dada fue comparada con una corrida contra el sistema a base de Redes de Petri, donde se localizo la falla en el kilómetro 28 de la línea por lo cual hubiera traído menos gastos, mostrándose a continuación este análisis:

Cálculo de consumo de combustible con (RdP):

Datos de Partida:

- consumo del carro: 7 km/ltr de Gasolina

- km recorridos: 28 km

Consumo del carro = km recorrido / Consumo del carro por km

$$28\text{km} / 7\text{km/ltr} = 4 \text{ ltr}$$

Teniendo un gasto en divisa (c.u.c) de:

Costo de la gasolina a nivel de empresa es de 0.90 c.u.c

Litros consumido * Costo de gasolina = Dinero consumido

$$4 \text{ ltr} * 0.90 \text{ c.u.c} = 3,60 \text{ c.u.c} = \$ 90,00 \text{ c.u.p}$$

De constatar la efectividad de este método obteniéndose un ahorro de dinero con la introducción de método basado en (RdP) para una interrupción ocurrida.

Ahorrándose entonces la Empresa Eléctrica de Cueto un monto de

$$\text{AHORRO DE DINERO} = (\text{SCADA}) - (\text{RDP})$$

$$\$ 144,00 - \$ 90,00 = \$ 54,00 \text{ c.u.p en cuanto a combustible.}$$



3.3 Beneficios tangibles e intangibles

Con el desarrollo de la aplicación se obtendrán los siguientes beneficios:

Tangibles

1. Contar con una nueva herramienta computacional para la detección y diagnóstico de fallas eléctricas en redes de distribución.
2. Facilita una modelación sencilla e intuitiva, siendo generalmente los modelos de Redes de Petri más compactos y poderosos.

Intangibles

1. La mejora en el proceso de toma de decisiones de los despachadores a la hora de la detección y el diagnóstico de las fallas eléctricas.
2. El incremento de la satisfacción de los usuarios al brindarle un servicio más estable o con menos tiempo de interrupción.

3.4 Valoración ecológica e impacto medio ambiental y social.

La energía eléctrica no provoca daño y no contamina cuando es consumida o dejada de consumir, pero el proceso de producción y distribución para diferentes puntos geográficos de nuestro país si causan un gran impacto en el medio ambiente y en el hombre. Como se puede observar en la figura 3.1 al servir la energía eléctrica es necesario para su transportación el uso de líneas aéreas en nuestro territorio, ocupando grandes espacios y por su cercanía a la naturaleza conlleva a la deforestación de árboles ya que las líneas y los árboles no pueden estar unidos entre si, donde se instalan se provoca un impacto visual negativo. Por otra parte traería consigo la desaparición de la vida de las especies de la región, esta deforestación se lleva a cabo cada día por la empresa eléctrica para evitar el peligro que las mismas representan en caso de vientos lluvias y otros fenómenos, causas que provoquen la ocurrencia

de fallas. Todo ello contribuye al calentamiento global atmosférico. Ahorrar energía también significa conservar la naturaleza.



Figura 3.1 Vista general de una línea de 13.8 kV

Al determinar la falla con mayor precisión el equipo de guardia que trabaja en la localización y recuperación de la falla es capaz de ir más rápidamente al lugar donde ocurrió esta y eliminar la misma y puede restablecer al cliente la energía eléctrica, la cual es un aspecto primordial en la vida diaria de las familias.

Conclusiones del Capítulo

En este capítulo se realiza el análisis de algunos aspectos que influyen en lo técnico, económico, social y medio ambiental a inversión para tener un basamento a la hora de invertir, encontrar el beneficio o ahorro después de la implementación del nuevo método de detección y diagnóstico de fallas eléctricas a través de (RdP), da una visión de cuanto puede ser el aporte en lo económico o ecológica y social del trabajo.



CONCLUSIONES GENERALES

Mediante la investigación realizada se le ha dado solución a la detección y el diagnóstico de fallos en sistemas de distribución eléctrica lográndose la caracterización de la detección y diagnóstico de fallos en este tipo de sistemas; se profundizó en los métodos de detección y diagnóstico de fallos con Redes de Petri, todo lo cual permitió la concepción de un modelo de este tipo de sistemas de distribución eléctrica basado en dichas redes.

Se logró elaborar un método de simulación basado en los modelos anteriormente mencionados, obteniéndose muy buenos resultados en la simulación dado a que se verificó y validó todo el proceso de detección y diagnóstico para el sistema bajo estudio.

Con la investigación desarrollada se ha podido constatar una vez más la utilidad de las Redes de Petri para el modelado y la simulación de los procesos de eventos discretos, demostrando sus potencialidades para la representación de los mismos, además de ser una herramienta de análisis muy potente y de una alta capacidad de validación para los diseños evaluados.

Se demostró la utilidad del Toolbox del Simulink del MatLab basado en Redes de Petri, por sus ventajas en cuanto a rapidez, facilidades de implementación y de simulación para estudiar la dinámica de los modelos implementados. Demostrando que metodología propuesta en esta investigación, permite su operación en tiempo real. Los modelos basados en Redes de Petri brindarán información de la ocurrencia de un fallo y harán la toma de decisiones en cuanto a las posibles zonas que se encuentran en estado de fallo, independientemente de la voluntad de los despachadores.

Este proceder provocará un cambio cualitativo a la hora del tratamiento de fallos en los Despachos Eléctricos, ya que se logra reducir el número de interrupciones y su duración, permitiendo mejorar los índices de tiempo promedio de duración de los fallos, índice de fallos, energía dejada de servir, tiempo de interrupción al usuario y una inestimable ayuda a los despachadores a la hora de enfrentar el proceso de razonamiento y análisis ante la ocurrencia



de un fallo, todo lo cual le confiere una indiscutible significación práctica. Se demostró que con la implementación de esta metodología se ahorra combustible, contribuyendo a un aporte económico por la Empresa Eléctrica, así como en lo ecológico y en lo social.

RECOMENDACIONES.

1. Continuar el estudio expuesto en el presente trabajo, para generalizarlo logrando la continuación de este y la aplicación en otras líneas del territorio de Holguín.

2. Introducir en el Sistema de enseñanza superior el estudio de diagnóstico y detección de fallas de esta metodología y de otras con el fin de una mejor preparación de los futuros ingenieros.



BIBLIOGRAFÍA

1. Aguirre Juantorena, Sergio: "Desarrollo para las operaciones en el Despacho de Carga de la ETD Oriente-Sur", Trabajo de Diploma, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, 1990.
2. Bernardi, Simona, Gianfranco Balbo: "Concurrent Generalized Petri Nets: Regenerative Conditions," 9th international Workshop on Petri Nets and Performance Models (PNPM'01): pnpm, p. 0125, 2001.
3. Blanke, M., et al.: What is Fault Tolerant Control. Proc. IFAC SAFEPROCESS'2000, A. Edelmier Ed., Budapest, 2000.
4. Brand, K., J. Kopainsky: "Systematic design of automation, protection and control in substations", IEEE Trans. on P.A.S., 103(6): 2768-2774, Sept. 1984.
5. Bravo, M., Z. García y H. Machado: "Sistema basado en el conocimiento para la ubicación de secciones en fallo en un SEP", Evento SIE 2005, AUT 20, Las Villas, 2005.
6. Bretas, A.S., A.G. Phadke: "Artificial neural networks in power system restoration", IEEE Trans. Power Delivery, 18(4): 1181–1186, 2003.
7. Cardoso, E., S. N. Talukdar: "A distributed expert systems for fault diagnosis", IEEE Transactions on Power Systems, 3: 641-646, May. 1998.
8. Coutto Filho, M. B. do, M. A. P. Rodrigues, J. C. S. Souza, et al: "Localização de defeitos em sistemas de energia elétrica utilizando sistemas inteligentes". In: XV SNPTEE, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica), 1-7, Brasil, 1999.
9. "Curso de localizadores de fallos", Despacho de Carga, Departamento de Protecciones y Automática, Oriente, 1982.
10. Chamas, N., H. Singh: "A generalized Petri net state equation", Proceedings of the 32nd Midwest Symposium, 1: 161 – 164, Champaign, Aug. 1989.



11. Chang, C. S., J. M. Chen, D. Srinivasan, et al: "Fuzzy logic approach in power system fault section identification", IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., 144(5): 406-414, 1999.
12. Chang, C. S., J. M. Chen, D. Srinivasan, et al.: "Fuzzy logic approach in power system fault section identification", IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., 144(5): 406-414, Sept. 1998.
13. Chao-Shun, Chen: "A Rule-Based Expert Systems With Colored Petri Net Models for Distribution Systems Service Restoration," IEEE Transactions Power System., 17(4): 1073-1080, Nov. 2002.
14. Dague, P., P. Deves, P. Luciani and P. Taillibert: Analog systems diagnosis. In: Reading in Model-Based Diagnosis NDY, W. Hamscher, L. Console and J. Kleer, Eds., San Mateo, CA, 1992.
15. Dalás, F.: Diseño de una sub-estación de 110/6.3 kv y análisis de la interconexión con el sistema existente. Trabajo de Diploma, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, 1990.
16. Domínguez Abreu, Hugo: "Programa de ayuda a la toma de decisiones en el Despacho de Carga Territorial Oriente-Sur", Primer Coloquio Científico Politécnico ISPJAM, Santiago de Cuba, 1989.
17. Elías Torres, Roberto: "Análisis de fallos e interrupciones de las líneas de 33 kv en la Región Oriente-Sur", Trabajo de Diploma, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, 1988.
18. Eriksson, L., M. Sha, G. Rockefeller: "An Accurate Fault Locator with Compensation for Apparent Reactive in the Fault Resistance", IEEE/PES 1984 Summer Meeting, Paper no. 84, SM 624-3, Washington, 1984.
19. Fe Dotres, Sergio de la: "Análisis de los fallos en las redes de 33 kv de la Empresa de Transmisión y Distribución Oriente-Sur", Sesión Científica del Departamento de Electroenergética, Santiago de Cuba, 1991.
20. Florin, G., C. Fraize y S. Natkin: "Stochastic Petri Nets: Properties, Applications and Tools", Microelectron. Reliability, 31(4): 699-725, 1991.
21. Frey, G., "Automatic Implementation of Petri Net based Controls Algorithms on PLC". Proceedings of the American Control Conference ACC 2000, pp 28-30, 2000.



22. Fukui, Ch. and J. Kawakami: "An Expert System for Fault Section Estimation Using Information from Protective Relays and Circuit Breakers", IEEE Transactions on Power Delivery, 1(4): 83-90, 1986.
23. García, E.: Descomposición modular de diagnosticadores de fallos basados en modelos de eventos discretos. Tesis doctoral. Universidad Politécnica de Valencia, 2000.
24. Gill, G. and T. Owen: "An Accurate Fault Location Estimation for Transmission Line", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS 101(4): 945- 950, 1982.
25. Hadjicostis, C. N., G. C. Verghese: "Monitoring discrete event systems using Petri net embeddings", In Application and Theory of Petri Nets Lecture Notes in Computer Science, 1693: 188-208, 1999.
26. Hadjicostis, C., G. Vergese: "Power system monitoring using Petri Net embeddings" in Proc Generation, Transmission and Distribution, IEEE, 147(5): 299-303, Sept. 2000.
27. Hadjicostis, C. N., Y. Wu: "Non concurrent fault identification in discrete event systems using encoded Petri Nets". Doctoral Thesis, University of Illinois at Urbana-Champaign, 2001.
28. Hernández, C., Pedro E. Bermúdez: "Localización de fallas con información de uno y ambos extremos", Evento SIE 2005, EE 025, Las Villas, 2005.
29. Hernández, L., R. Ballesteros, I. Pérez, y otros: "Sistemas de Control Supervisorio y Adquisición de Datos. Aplicaciones en la Industria Eléctrica Cubana". Evento SIE 2005, Las Villas, 2005.
30. Heung-Jae Lee, Bok-Shin Ahn, Young-Moon Park: "A fault diagnosis expert systems for distribution substations", IEEE Transactions on Power Delivery, 15: 92-97, Jan.2000.
31. Isermann, R.: "Fault diagnosis of machine via parameter estimation and knowledge processing", Automatic, 29: 815-836, 1993.
32. Izquierdo La O, José Manuel: " Aplicación de las Redes de Petri en el modelado y el control de procesos", Tesis de Maestría, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, 1998.



33. Jamil, M., Mini S. Thomas, Moinuddin and Parmod Kumar: "Modeling of EHV Transmission Line Protection Scheme using Petri Nets", proc of IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT20002), 2 (2): 633-637, Jan. 2000.
34. Jamil, Majid: "Current Status of Petri Nets Theory in Power Systems", Power Electric Components & Systems, 33(3):263-277, Mar. 2005.
35. Jenkins, L., H.P. Khincha: "Deterministic and stochastic Petri net models of protection schemes", IEEE Trans. Power Delivery, 1 (7): 84–90, 1992.
36. Jiroveanu, G., R. K. Boel: "Petri Nets model-based fault section detection and diagnosis in electrical power networks": Sixth International Power Engineering Conference, Singapore, 2003.
37. Kim, K. H., J. K. Park: "Application of hierarchical neural networks to fault diagnosis of power systems", Electrical Power & Energy Systems, 15(2): 65-70, 1999.
38. Koppen-Seliger, B., P. M. Frank: "Fault detection and isolation in technical processes with neural networks", Conference on Decision on Control, cdc' 95, New Orleans, USA, 1995.
39. Koutsoukos, X., Zhao, H. Haussecker and J. Reich: "Fault Modeling for Monitoring and Diagnosis of Sensor-Rich Hybrid Systems", Proceeding of the 40 th Conference on Decision and Control: 793-801, Orlando, 2001.
40. Lawrence, D., D. Waser: "Transmission Line Fault Location Using Digital Fault Recorders", IEEE Transactions on Power Delivery, 3(2): 496-502, Apr. 1982.
41. Lin, F., J. Markee , B. Rado: "Design and test of mixed signal circuits: A discrete-event approach", In: Proc. 32 nd Conf. Decision Contr.: 246-251, 1993.
42. Lin, F.: "Diagnosability of discrete-event systems and its applications", J. DES, 4(2): 197-212, 1994.
43. Liu, T. S., S. B. Chiou: "The application of Petri nets to failure analysis", Reliability Engineering and System Safety, 57: 129-142, 1997.
44. Lo, K. L., H. S. Ng, J. Trecat: "Power system fault diagnosis using Petri nets", IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., 44(3): 231-236, 1997.

45. Lo, K. L., H. S. Ng, D. M. Grant and J. Trecat: "Extended Petri net models for fault diagnosis for substation automation", IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib. 146(3): 229-234, 1999.
46. Llosas Albuerne, María: Algoritmo para la determinación de fiabilidad en circuitos de distribución, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, 1987.
47. Llosas Albuerne, Yolanda: Sistemas de Detección de Fallos. Monografía Curso de Postgrado, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, 2004.
48. Márquez, R. y Eduardo Teles: "Detección de fallas usando modelos inversos y filtros pasa-bajo: implementación en maple y simulink", IX Congreso Iberoamericano de Automática, AUT 168, La Habana, 2004.
49. Martínez González, Milaisis: "Análisis de fallos e interrupciones de las líneas de 33 kv en la Región Oriente-Sur", Trabajo de Diploma, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, 1989.
50. McIlraith, S., G. Biswas, D. Clancy, and V. Gupta: "Hybrid Systems Diagnosis", In: Proceeding of Hybrid Systems: Computation and Control, Lecture Notes in Computer Science, Springer-Verlagm: 282-295, 2000.
51. Ministerio de la Industria Básica. Unión Eléctrica: "Manual de Distribución. Diagnóstico de líneas aéreas de Distribución de 110 kv y menores", La Habana, mayo 2003.
52. Miraglia, Dantes: Implementación de una red neuronal para la detección de la zona en falla en circuitos de distribución eléctrica. Tesis de Maestría en Eléctrica, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, 2002.
53. Mohamed, E. A., N.D. Rao: "Artificial neural network based fault diagnosis system for electric power distribution feeders". Electric Power Research, 35,: 1-10, 1999.
54. Mokey Castellanos, Miguel: Economía de la Energética, Ed. Pueblo y Educación, La Habana, 1988.
55. Mokey Castellanos, Miguel: "Influencia técnico-económicas de las interrupciones del suministro eléctrico a los consumidores del circuito de distribución urbano de Santiago de Cuba". Primer Coloquio Científico Politécnico ISPJAM, Santiago de Cuba, 1989.

56. Monsef, H., A. M. Ranjbar and S. Jadid: "Fuzzy rule-based expert system fault diagnosis", IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib. 144 (2): 186-192, Mar. 1997.
57. Murata, Tadao: "Petri Nets: Properties, Analysis and Application", Proceedings of the IEEE, 77 (4): pp.541-580, Apr. 1989.
58. Myong-Gyun, Roh, Hong and Sang-Eun: "Petri-net approach to fault diagnosis in power systems using the time sequence information of protection system", IFAC, 2002, pp 336-345, Barcelona, 2002.
59. Ng, H. T.: Model-based, multiple fault diagnosis of time-varying, continuous physical devices. In: Reading in Model-Based Diagnosis , W. Hamscher, L. Console and J. Kleer, Eds., San Mateo, CA, 1992.
60. NRIB 590:1997 Procedimientos de Operación Sistema Electroenergético Nacional. Vig. 1997.
61. Pardo Gómez, María Elena: Análisis de diferentes estrategias de control en una torre de destilación de mezcla binaria, Tesis de Maestría, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, 1998.
62. Park, D. Y., B. S. Ahn, S. H. Kim, et al.: "Dealing Uncertainties in the Fault Diagnosis S: Rio system, Intelligent System Application to Power Systems, Brazil, 1999.
63. Pinto de Sa', J.L., S. Paiva: "Design and verification of concurrent switching sequences with Petri nets", IEEE Trans. Power Deliver, 4(5): 1766–1772, 1990.
64. Pinto de Sa', J.L., J. Dama'sio: "Coordination of automatic control functions in transmission substations, using Petri nets", IEEE Trans. Power Delivery, 1 (7): 262–268, 1992.
65. Prieto, Susana: Estudio de las Interrupciones en la Distribución Primaria en el OBE Santiago de Cuba, Trabajo de Diploma, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, 1992.
66. Quiles, E, y otros: "Mejora de la fiabilidad de una planta industrial mediante un sistema de diagnóstico de fallos", IX Congreso Iberoamericano de Automática, AUT 004, La Habana, 2004.
67. Quintero Sevilla, Mery: Estudio de las interrupciones del suministro eléctrico de la red de distribución de Santiago de Cuba. Influencia económica



en la ETDOS, Trabajo de Diploma, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, 1990.

68. Russell, B. and K. Watson: "Power Substation Automation Using a Knowledge Based System-Justification and Preliminary Field Experiments", IEEE Transaction on Power Delivery, 2(4): 1090-1097, Oct. 1987.

69. Sachdev, M., and A. Agarwal: "A Technique for Estimating Transmission Line Fault locations from Digital Impedance relay Measurements", IEEE Transactions on Power Delivery, 3 (1), Jan. 1988.

70. Sampaio, R.F., G.C. Barroso, and R.P.S. Leão: "System of Fault Diagnosis for Electric Power System Based on Colored Petri Nets", I Brazilian Meeting on Petri Nets (BMPN): 1-6, Brazil, Sept. 2002.

71. Sampaio, Raimundo Furtado: "Sistema de Diagnóstico de Faltas para Subestações Baseado em Redes de Petri Coloridas", Dissertação - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Ceará (CE), Brasil, 2002.

72. Sampath, M., R. Sengupta, S. Lafortune, K. Sinnamohidee and D. Teneketzis : "Diagnosability of discrete event systems", IEEE Trans. Automat Contr., 40(9): 1555-1575, 1995.

73. Sampath, M., R. Sengupta, S. Lafortune, K. Sinnamohidee and D. Teneketzis : "Failure diagnosis using discrete event models", IEEE Trans. On Contr. Systems, 4(2): 105-124, 1996.

74. Schweitzer, E. and I. Jachonowski: "A Prototype Microprocessor-Based Systems for Transmission Line Protection and Monitoring", Eighth Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, 1981.

75. Schweitzer, E.: "Evaluation and Development of Transmission Line Fault Location Techniques which uses Sinusoidal Steady-State Information", Ninth Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, 1982.

76. Srat, M. and G. Paitharekar: "On Line Digital Fault Locator for Overhead Transmission Line", IEEE Proceedings, 126(11): 1181-1185, 1978.

77. Sorsa, T. and H. N. Kolvo: "Application of artificial neural networks in processes fault diagnosis", IFAC/MAC-Symposium on Fault Detection Supervision and Safety for Technical Processes Safeprocess'91, Baden-Baden, 1991.



78. Srinivasan, D., A. C. Liew, C. S Chang: "Applications of fuzzy systems in power systems". Electric Power Systems Research, 35, p. 39-43, 1997.
79. Tagaki, T., Y. Yamakoshi, M. Yamaura: "Development of a New Fault Locator Using the One Terminal Voltage and Current Data", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101(8): 2892-2898, 1982.
80. Tang, Jianxin, Fangming Wang: "Modeling of a Transmission network protection system using Petri nets", Electric Power System Research, 44: 175-181, 1998.
81. Tomsovic, K., P. Ackerman and S. Pope: "An Expert as a Dispatchers' AID for the Isolation of Line faults", IEEE Transactions on Power Delivery, 2(3): 736-743, July 1987.
82. Ulerich, N. and G. Powers: "On-line hazard aversion and fault diagnosis in chemical processes: The digraph + fault-tree method", IEEE Trans. Reliability, 37: 171-177, 1988.
83. Vale, Z. A. and C. Ramos: "Temporal Reasoning in AI Applications for Power System Control Centers", IFAC Control of Power Plants and Power Systems (SIPOWER'95), pp. 297-302, Cancun, 1995.
84. Vale, Z. And A. M. Wang: "An Expert System for on-line Diagnosis of System Faults and Emergency Control to Prevent a Blackout", IFAC Control of Power Plants and Power Systems, SIPOWER'95, pp. 303-308, Cancun, 1995.
85. Viswanadham, N. and T. L. Johnson: "Fault detection and diagnosis of automated manufacturing systems", Proc. 27 th Conf. Decision Contr. M: 2301-2306, 1988.
86. Vries, R. De: "An automated methodology for generating a fault tree", IEEE Trans. Reliability, 39: 76-86, 1990.
87. Wang, F., J. Tang: "Modeling of a transmission line protective relaying scheme using Petri nets", IEEE Trans. Power delivery, 3 (12): 1055-1063, 1997.
88. Wang, J.: Timed Petri Nets: Theory and Applications, MA: Kluwer, Boston, 1998.
89. Wang, Jicang, Yi Deng and Gang Xu: "Reachability Analysis of Real Time Systems Using Time Petri Nets", IEEE Trans on systems, man and cybernetics Part B, 30 (5): 725-735, Oct. 2000.



Título: Detección y diagnóstico de las fallas en los Sistemas de

Subtransmisión y Distribución eléctrica basadas en Redes de Petri.

90. Warwick, K., A. Ekwue, and R. Aggarwal: Artificial Intelligence Techniques in Power Systems, Institution of Electrical Engineers, London, 1997.

91. Weitzenfeld, G.: "Power Systems ground Fault Current Distribution Using the Double-Sided Elimination Method", IEEE Transactions Power Delivery Systems, vol. PWRS-1(1):17-33, 1986.

92. Wiszniewski, A.: "Accurate Fault Impedance Locating Algorithm", IEEE Proceedings, Pt. C-Generation, Transmission and Distribution, 130(6): 311-314, 1983.

93. Warwick, K., A. Ekwue, and R. Aggarwal: Artificial Intelligence Techniques in Power Systems, Institution of Electrical Engineers, London, 1997.

94. Yang, C. and A. Yokoyama et al.: "Fault section estimation of power system using color time Petri nets," Proc. Expert Syst. Applicat. Power Syst., pp. 321–326, 1993.



Páginas de Internet consultadas

1. Bi, Tianshu, Yixin Ni, Felix F. Wu. Novel distributed fault section estimation system for large-scale power networks .pdf
<<http://paper.edu.cn/en/>> [Consultado el 14 set. 2005].

2. Cardoso, Ghendy, Jacqueline G Rolim, Hans Helmut Zürn. Diagnóstico de faltas em sistemas de potência: definição do problema e abordagens via inteligência artificial. Sba Controle & Automação vol.15 no.2 Campinas Apr./June 2004. <[http://scielo.br/scielo.php/Ing-en/ Sba: Controle & Automação](http://scielo.br/scielo.php/Ing-en/Sba:Controle%20e%20Automação) Sociedade Brasileira de Automatica > [Consultado el 11nov. 2005].

3. Causes of failures of major sub-station equipments and remedial measures.htm <<http://powermaintenance.com/lines/part2/> > [Consultado el 25 ago. 2006].

4. Cybectec - Visual Substation SCADA.htm
<<http://cybectec.com/en/power/product/>> [Consultado el 20 nov.2005].

5. Definiciones formales de Redes de Petri.htm
<<http://fismat.umich.mx/~crivera/tesis/node26>. Definiciones Formales Redes de Petri.html > [Consultado el 5 dic. 2005].

6. García E., F. Morant, A. Correcher. Diagnóstico de fallos: una revisión metodológica. Universidad Politécnica de Valencia.2001.

<<http://www.isa.upv.es/~sdf/version4/publi/docs/arte.pdf>.

Consultado el 20 de diciembre 2010

7. García, Emilio, Eduardo Quiles. Curso de posgrado de Redes de Petri. [cd-rom]. Universidad de Oriente. Santiago de Cuba, ene. 2004.

8. González Urmachea, Mabel. Monografía de Redes de Petri. Oct. 2003

< <http://www.monografias.com/redesdepetri/> > [Consultado el 20 set.2005].

9. GridWorks Substations & Protective Equipment.htm



Título: Detección y diagnóstico de las fallas en los Sistemas de

Subtransmisión y Distribución eléctrica basadas en Redes de Petri.

<<http://electricity.doe.gov/gridworks/>> [Consultado el 18 nov. 2005].

10. Giua, Alessandro. Petri nets as discrete event models for supervisory control. Rensselaer Polytechnic Institute, New York, 1992.

< <http://www.diee.unica.it/~giua/PAPERS/92phd.pdf>. > [Consultado el 1 dic.2006].

11. Gyapay, Szilvia. Process network synthesis–based analysis of petri net models. <http://mit.bme.hu/events/minisy2003/papers/gyapay.pdf>. > [Consultado el set. 2005].

12. Hadjicostis, Christoforos and George Verghese. Power System Monitoring based on (Binary) Relay and Circuit Breaker Information.(Sponsored by the Electric Power Research Institute and the US Department of Defense (Initiative on Complex Interactive Networks and Systems)

<<http://decision.csl.uiuc.edu/~chadjic/talks/iscas01.pdf> > [Consultado el 22 abr. 2005].

13. Intelligent Systems in Power System.htm

<<http://ee.washington.edu/energy/apt/nsf/>> [Consultado el 20 ene. 2005].

14. Introducción a las redes de Petri_ Aplicación práctica en multitarea.htm

<<http://fortunecity.com/>> [Consultado 15 set. 2006].

15. Introductions to Petri Nets.htm

<<http://informatik.uni-hamburg.de/TGI/PetriNets/>> [Consultado el 5 dic. 2006].

16. Martínez Reyes, José Refugio. Diseño de un Gestor de Redes de Petri. Tesis de Maestría, Universidad de Colima, oct. 2003.pdf

<http://digeset.ucol.mx/tesis_posgrado/Pdf/> [Consultado el 12 dic. 2006].

17. Mora, J., G. Garrillo, J. Jaimes. Análisis de fallas en Subestaciones de transmisión de energía. IEEE Trans. Power Delivery,12(3), sep. 2004



Título: Detección y diagnóstico de las fallas en los Sistemas de

Subtransmisión y Distribución eléctrica basadas en Redes de Petri.

<http://ewh.ieee.org/reg/9/etrans/Vol2issue3Sept.2004/2TLA3_5Mora.pdf
[Consultado el 26 dic. 2006].

18. Power circuit breaker monitoring. htm

<<http://incom.com/> > [Consultado el 5 jun. 2006].

19. Power Transmission and Distribution.htm

< <http://osha.gov/> > [Consultado el 31 oct. 2005].

20. Rayudu, Ramesh K., Sandhya Samarasinghe, Ajay Maharaj. A Co-operative Hybrid Algorithm for Fault Diagnosis in Power Transmission. IEEE Journal of Power Systems Engineering 1939-1944. 2000.

http://www.lincoln.ac.nz/story_images/1333_Fault_diagnosis__s4143.pdf>

[Consultado el 14 ene.2006].

21. Ruiz Valero, Valentin, Antonio Bueno Aroca. Modelado de sistemas concurrentes con Redes de Petri. Universidad de Castilla- La Mancha. 2001

< <http://www.info-ab.uclm.es/fmc/publications/2001/abvvcv01.ps>. >

Consultado con el 20 de noviembre del 2005

22. Sanaye-Pasand, M., H. Khorashadi-Zadeh. Transmission Line Fault Detection & Phase Selection using ANN. International Conference on Power Systems Transients, New Orleans, SA. 2003.

<<http://www.ipst.org/TechPapers/2003/IPST03Paper5a-1.pdf>> [Consultado el 8 ago. 2006].

23. Sidhu, M. Bajpai, J. Burnworth. Bibliography of Relay Literature. IEEE

Transactions on power delivery, vol. 15, no. 4, oct. 2000.
<http://eent1.tamu.edu/ee679/document/H01Bibliography_of_Relay_Literature_2000.pdf > [Consultado el 19 jul.2005].

24. Substation Analysis.htm<<http://opuss.com/> > [Consultado el 18 nov. 2005].



Título: Detección y diagnóstico de las fallas en los Sistemas de

Subtransmisión y Distribución eléctrica basadas en Redes de Petri.

25. Tutorial de Redes de Petri.htm

<http://mundotutoriales.com/tutorial_redes_de_petri-mdtutorial641746.htm. > [Consultado el 5 dic. 2006].

26. Universidad Central de Las Villas. [cd-rom]. Evento SIE 2005. Las Villas. 2005.

27. Zhang, Guangchun , Guangning Wu, Dae-Hee Park. Progress of Insulation On- line Monitoring and Fault Diagnosis Techniques for High Voltage Power Equipment in China. pdf

<<http://paper.edu.cn/en/>> [Consultado el 14 set. 2005].

: Richard Kithil (NLSI □□National Lightning Safety Institute) <http://www.iec.ch>

Anexos

Anexo1

INFORME AL CONSEJO DE PRODUCCIÓN EMPRESA ELÉCTRICA HOLGUÍN.

HASTA EL 24 DE DICIEMBRE DE 2010.

Año. (Solo los 6 peores).

Tabla .3 Circuitos con más interrupciones en año 2010

Circuito	Ra y	Torm	Ár b	Ais l	F/ C	Poste	Ext .	Herr.	Cond.	Otras	Desc	Total
Cueto	8		3	3	4	4	2	1	4	1		30
El Carmen	4		10	1	2	5	1		3			26
C - 1			5	2	1		5		3	1		17
Mir- 1	4		1	1	4		2		4	1		17
CC - 2	1				5		1	1	4	2		14
M - 1	2		2	2	4				3			13
Moa 8	3	1	2	2			2	1		1		12
Biran	5			1		1	1		2	2		12
Cto Hlg 1	4		1	1	2		3					11
Mir - 2			1	1	1	5	1		1			10

Anexo2

EMPRESA ELÉCTRICA HOLGUIN

EXISTENCIA DE LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

FECHA: 1er. Trimestre/2010

Tabla.2 Líneas de Subtransmisión y y Distribución en Municipio de Cueto

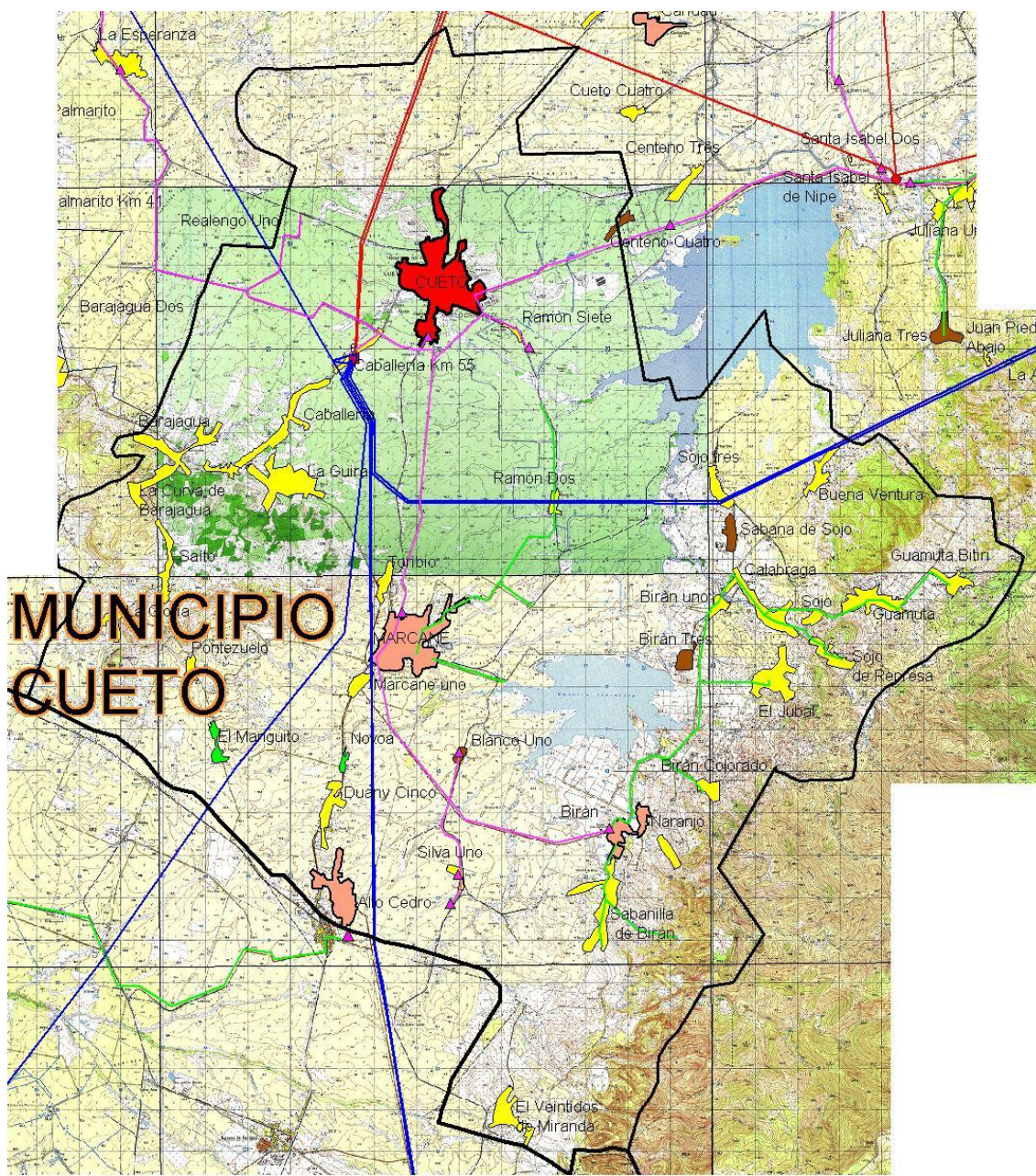
COD.	NOMBRE DE LA LINEA	VOL.	LARGO	EST.	CRUC.	CANT
						CTOS
604	Nipe-Cueto	33	46,893	H	M	1
	TOTAL		46,893			1

EXISTENCIA DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA - MUNICIPIO CUETO

FECHA: 1er. Trimestre/2010

COD.	Nombre de la línea	VOL.	LARGO	EST.	CRUC.	CANT
						CTOS
3005	Cueto	13,2	47,023	H	M	1
3006	Birán	13,2	49,544	H	M	1
3007	Marcané	13,2	27,035	H	M	1
3008	Alto Cedro	13,2	5,983	H	M	1
3030	Centeno - 4	13,2	2,980	H	M	1
3033	Acuícola de Nipe	13,2	1,230	H	A	1
3037	Blanco - 1	13,2	0,876	H	M	1
	TOTAL		134,671			7

Anexo3



Anexo4

Distribución Cto Cueto

