

---

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA

Departamento de Ingeniería de Sistemas y Automática



Tesis Doctoral

Diagnóstico de fallos de redes de transporte de  
energía eléctrica basado en estructuras  
neuronales genéricas

**Autor:** D. Agustín Alfonso Flores Novelo  
**Directores:** D. Dr. Eduardo Quiles Cucarella  
D. Dr. Francisco Morant Anglada

Mayo, 2013



# Diagnóstico de fallos de redes de transporte de energía eléctrica basado en estructuras neuronales genéricas

D. Agustín Alfonso Flores Novelo  
Instituto Tecnológico de Mérida  
CFE Área de Control Peninsular  
[afloresnovelo@hotmail.com](mailto:afloresnovelo@hotmail.com)  
[agustin.flores@cfe.gob.mx](mailto:agustin.flores@cfe.gob.mx)



## Dedico esta tesis

### A Dios

A mi esposa **Patricia** a quien debo lo que soy. Gracias amor por tu comprensión y paciencia, te amo. “*Hoy y Siempre a través de la vida misma*”. Perdón por los actos indebidos y el tiempo que te robé durante mis estudios doctorales. ¡Gracias por ser como eres!

A mi hija **Yeusví**, que a pesar de su corta edad me ha servido de ejemplo. Gracias mi princesa.

A mi hijo **Carlos**, de quien he aprendido a ser paciente y alegre. Gracias mi campeón.

Doy gracias a Dios por tenerles a Uds  
**¡Mi mayor tesoro!**

A mis hijos Políticos, **Carlos y Pamela**, a quienes quiero como si fueran míos.

A **Victoria**, mi nietecita adorada.

A mis hermanos. Especialmente a **Margarita**.

A **Rosa Elena**, mi cuñada, una hermana más. Gracias por todo.

A mi **Padre**<sup>†</sup>; a ti **Madre** desde tu pequeño mundo, Gracias.



## **Agradecimientos:**

Al **Instituto Tecnológico de Mérida** y a la **Dirección General de Educación Superior Tecnológica** por su apoyo durante el desarrollo del programa de doctorado.

A **ANUIES** por la beca otorgada, sin la cual hubiera sido imposible realizar las estancias necesarias para lograr la obtención del grado.

A los doctores **Eduardo Quiles Cucarella** y **Julián Salt** por su apoyo y consejos que han servido de guías para mi formación como investigador.

Al **Área de Control Peninsular** y al **SUTERM** por su apoyo durante el desarrollo de mis estudios doctorales.

A todos y cada uno de mis compañeros que de alguna forma contribuyeron a la culminación de esta tesis doctoral.





# ***RESUMEN***

Esta tesis aborda la solución de dos problemas relacionados de forma directa al diagnóstico de fallos de redes de transporte de energía eléctrica mediante técnicas de inteligencia artificial, específicamente las implementadas mediante estructuras neuronales artificiales (RNA's).

El primero derivado de la complicación que surge en el diagnóstico de fallos simples y múltiples, al considerar la cantidad enorme de alarmas que se generan ante un evento provenientes del sistema SCADA, donde muchas de estas no están directamente relacionadas al componente fallado, así como también el considerar el crecimiento topológico de la red eléctrica.

El segundo derivado de la pérdida en algunos casos de información relevante proveniente del sistema SCADA (estado de interruptores y/o relevadores primarios), dando como consecuencia la emisión de un diagnóstico NO confiable.

Respecto al primer problema, se plantea una metodología de diseño para el diagnóstico de fallos mediante estructuras neuronales genéricas, una por cada tipo de componente que conforma a la red de transporte (línea de transporte, transformador, barra), tomando en cuenta exclusivamente las alarmas de los estados de los interruptores y relevadores primarios y/o de respaldo de cada componente. El método propuesto proporciona el diagnóstico tanto para fallos simples como múltiples, en forma independientemente de la cantidad de alarmas generadas, así como del tamaño de la red, no requiere de un configurador de red, y es factible de ser utilizado por los operadores de los centros de control.

Respecto al segundo problema se plantea una metodología de diseño mediante estructuras neuronales artificiales tomando en cuenta las señales analógicas y espectros de frecuencia de las corrientes y tensiones de fallo típicos de una línea de transporte las cuales son obtenidas a partir de simulaciones. El método propuesto proporciona el diagnóstico de la línea de transporte, el cual es combinado con el diagnóstico emitido previamente (estado lógico de interruptores y relevadores), con la finalidad de hacer más confiable el diagnóstico emitido.

La metodología de diagnóstico propuesta es aplicada a la red de transporte de energía eléctrica de la zona urbana de la ciudad de Mérida Yucatán México, obteniéndose resultados satisfactorios.

Como última instancia se desarrolla un sistema de planificación implementado por una estructura neuronal compuesta de varios módulos neuronales, que toma en cuenta la función de costo de cada generador así como la restricción de sobrecarga en los otros componentes del sistema, esto como consecuencia de la liberación del componente fallado. El sistema de planificación propuesto, proporciona el nuevo re-despacho óptimo de los generadores que se encuentren en línea, esto con la finalidad de evitar sobrecargas en los componentes restantes. El sistema de planificación es probado en la red eléctrica de prueba del IEEE de 30 Buses.



# ***RESUM***

Aquesta tesi aborda la solució de dos problemes relacionats de forma directa al diagnòstic de fallades de xarxes de transport d'energia elèctrica mitjançant tècniques d'intel·ligència artificial, específicament les implementades mitjançant estructures neuronals artificials (RNA's).

El primer problema derivat de la complicació que sorgeix en el diagnòstic de fallades simples i múltiples, en considerar la quantitat enorme d'alarmes que es generen davant un esdeveniment provinents del sistema SCADA, on moltes d'aquestes no estan directament relacionades al component fallat, així com també el considerar el creixement topològic de la xarxa elèctrica. El segon problema derivat de la pèrdua en alguns casos d'informació rellevant provinent del sistema SCADA (estat d'interruptors i/o relevadors primaris), donant com a conseqüència l'emissió d'un diagnòstic NO fiable.

Respecte al primer problema, es planteja una metodologia de disseny per al diagnòstic de fallades mitjançant estructures neuronals genèriques, una per cada tipus de component que conforma a la xarxa de transport (línia de transport, transformador, barra), prenent en compte exclusivament les alarmes dels estats dels interruptors i relevadors primaris i/o de respatler de cada component. El mètode proposat proporciona el diagnòstic tant per a fallades simples com a múltiples, en forma independentment de la quantitat d'alarmes generades, així com de la grandària de la xarxa, no requereix d'un configurador de xarxa, i és factible de ser utilitzat pels operadors dels centres de control.

Respecte al segon problema es planteja una metodologia de disseny mitjançant estructures neuronals artificials prenent en compte els senyals analògics i espectres de freqüència dels corrents i tensions de fallada típics d'una línia de transport les quals són obtingudes a partir de simulacions. El mètode proposat proporciona el diagnòstic de la línia de transport, el qual és combinat amb el diagnòstic emès prèviament (estat lògic d'interruptors i relevadors), amb la finalitat de fer més fiable el diagnòstic emès. La metodologia de diagnòstic proposada és aplicada a la xarxa de transport d'energia elèctrica de la zona urbana de la ciutat de Mèrida, Yucatán, Mèxic, obtenint-se resultats satisfactoris.

Com a última instància es desenvolupa un sistema de planificació implementat per una estructura neuronal composta de diversos mòduls neuronals, que pren en compte la funció de cost de cada generador així com la restricció de sobrecàrrega en els altres components del sistema, açò com a conseqüència de l'alliberament del component fallat. El sistema de planificació proposat, proporciona el nou re-despatx òptim dels generadors que es troben en línia, açò amb la finalitat d'evitar sobrecàrregues en els components restants. El sistema de planificació és provat en la xarxa elèctrica de prova del IEEE de 30 Busos.



# ABSTRACT

This thesis addresses the resolution of two problems relating directly to fault diagnosis in electric power transmission networks through artificial intelligence techniques, more specifically those implemented by means of artificial neural networks (ANN's).

The first problem derives from the complexities of diagnosing simple and multiple faults, due to the enormous number of alarms generated by the SCADA system during an event, many of which are not directly related to the faulty component, and to the topological growth of the electric power system itself.

The second problem, in some cases, arises from the loss of relevant information from the SCADA system (state of switches and/or primary relays) resulting in the emission of an unreliable diagnosis.

With respect to the first problem, a design methodology is proposed for fault diagnosis using generic neural structures, one for each type of component comprising the network (transmission line, transformer, bus bar), taking into account only the alarms from switch and primary relay states, and/or back-up states of each component. The method proposed provides a diagnosis for both simple and multiple faults, regardless of the number of alarms generated or the size of the network. Moreover, it does not require a network configurator and can be implemented by control center operators.

For the second problem, the proposal comprises a design methodology with the use of artificial neuron structures taking into consideration analogical signals and frequency spectrums from typical current and voltage faults in a transmission line, which are obtained from simulations. The method proposed provides a diagnosis of the transmission line, combined with the diagnosis emitted previously (logic state of switches and relays), thereby ensuring the reliability of the final diagnosis.

The diagnostic methodology proposed herein is currently being applied in the electric power transmission network throughout the urban area of the city of Merida, Yucatan, Mexico, with satisfactory results.

In addition, a planning system has been developed through the implementation of a neural structure comprising several neural modules, which takes into consideration the cost function of each generator as well as the overload restriction in other components of the system, as a consequence of the liberation of a faulty component. The proposed planning system provides optimal re-dispatch of the generators that are on line, in order to avoid overloading the remaining components. The planning system has been tested on the IEEE 30-Bus experimental electric power system.



# Índice

<b>ÍNDICE DE CONTENIDO.....</b>	<b>XIII</b>
<b>ÍNDICE TABLAS.....</b>	<b>XVII</b>
<b>ÍNDICE FIGURAS.....</b>	<b>XIX</b>
<b>ÍNDICE GRÁFICAS.....</b>	<b>XXIV</b>

<b>1 Presentación .....</b>	<b>1</b>
1.1 Introducción.....	1
1.2 Diagnóstico de fallos de redes de transporte de energía eléctrica. Descripción general .....	3
1.3 Diagnóstico de fallos de redes de transporte de energía eléctrica. Objetivos fundamentales.....	5
1.4 Estado del arte .....	6
1.5 Objetivos de la Tesis .....	9
1.6 Estructura de la tesis .....	10
<b>2 Análisis comparativo de diferentes estructuras neuronales en el diagnóstico de fallos de redes de transporte de energía eléctrica.....</b>	<b>12</b>
2.1 Introducción.....	12
2.2 Red eléctrica para efectos de análisis .....	14
2.3 Redes neuronales artificiales en el diagnóstico de fallos de redes de transporte de energía eléctrica .....	16
2.3.1 Red neuronal perceptron.....	20
2.3.2 Red neuronal radial basic function (RBF).....	22
2.3.3 Red neuronal kohonen .....	23
2.3.4 Red neuronal de vectores de aprendizaje cuantizados (LVQ).....	25
2.3.5 Red neuronal de resonancia adaptiva (ART).....	27
2.4 Análisis comparativo entre las diferentes estructuras neuronales ante un mismo tipo de fallo.....	28
2.5 Conclusiones.....	31
<b>3 Nueva formulación mediante redes neuronales artificiales para el diagnóstico de fallos de redes de transporte de energía eléctrica .....</b>	<b>32</b>
3.1 Introducción.....	32
3.2 Estructura neuronal modular propuesta para líneas de transporte.....	33
3.2.1 Diseño de la estructura modular para una línea de transporte interconectada entre dos subestaciones a interruptor y medio .....	34
3.2.1.1 Funcionamiento operativo de interruptores y esquemas de protección de L4.....	36

3.2.1.2	Lectura de interruptores y protecciones para el módulo neuronal de L4 .....	37
3.2.1.3	Implementación de la base de conocimiento con la cual será entrenado el módulo neuronal.....	40
3.2.1.4	Verificación de la existencia de un cambio de estado .....	49
3.2.2	Diseño de la estructura modular para una línea de transporte interconectada entre una subestación a interruptor y medio y una subestación a doble barra .....	50
3.2.2.1	Funcionamiento operativo de interruptores y esquemas de protección de L2.....	50
3.2.2.2	Lectura de interruptores y protecciones para el módulo neuronal de L2 .....	51
3.2.2.3	Implementación de la base de conocimiento con la cual será entrenado el módulo neuronal.....	52
3.2.3	Diseño de la estructura modular para una línea de transporte interconectada entre dos subestaciones a doble barra.....	60
3.3	Estructura neuronal modular propuesta para transformadores .....	61
3.3.1	Funcionamiento operativo de interruptores y esquemas de protección de transformadores.....	63
3.4	Estructura neuronal modular propuesta para barras.....	65
3.4.1	Diseño de la estructura modular propuesta para barras .....	66
3.4.2	Funcionamiento operativo de interruptores y esquemas de protección de la barra 1 .....	67
3.4.3	Lectura de interruptores y protecciones para el módulo neuronal de la barra 1 .....	68
3.4.4	Implementación de la base de conocimiento con la cual será entrenado el módulo neuronal .....	70
3.5	Ejemplos de aplicación tomando como referencia la red bajo análisis.....	74
3.5.1	Ejemplos de prueba con información fuera de línea.....	75
3.5.2	Ejemplos de prueba con información histórica de tiempo real .....	85
3.6	Análisis comparativo del método propuesto con otras estructuras neuronales.....	91
3.7	Conclusiones .....	106

**4 Diagnóstico de fallos de redes de transporte de energía eléctrica mediante oscilogramas de tensión y corriente..... 108**

4.1	Introducción .....	108
4.2	Criterios para la implementación del diagnóstico a un tercer nivel.....	109
4.2.1	Caso 1.- Si el fallo se ubica en la línea AB.....	109
4.2.2	Caso 2.- Si el fallo se ubica en la línea BC .....	110
4.2.3	Caso 3.- Si el fallo se ubica en la barra B .....	110
4.3	Modelo de la línea de transporte para la obtención de los tipos de fallo .....	112
4.3.1	Metodología de cálculo.....	114
4.3.2	Proceso de filtrado .....	115
4.3.3	Fallos monofásicos.....	116
4.3.4	Fallos bifásicos.....	117
4.3.5	Fallos trifásicos .....	119



4.3.6	Proceso de muestreo .....	120
4.4	Implementación de la estructura neuronal (Señales Analógicas).....	121
4.4.1	Estructura de la base de datos de entrenamiento .....	121
4.4.2	Estructura neuronal.....	125
4.5	Análisis espectral de las corrientes y tensiones de fallo.....	127
4.5.1	Fallos monofásicos a tierra.....	127
4.5.2	Fallos bifásicas a tierra .....	128
4.5.3	Fallos bifásicos .....	129
4.5.4	Fallo trifásico a tierra.....	130
4.5.5	Fallos trifásicos.....	131
4.6	Implementación de la estructura neuronal (Señales Discretas).....	131
4.6.1	Estructura de la base de datos de entrenamiento .....	131
4.6.2	Estructura neuronal.....	134
4.7	Conclusiones.....	135
<b>5</b>	<b>Planificación operativa con redes neuronales modulares en base al diagnóstico de fallos.....</b>	<b>137</b>
5.1	Introducción.....	137
5.2	Descripción del sistema de planificación .....	139
5.2.1	Módulo neuronal .....	139
5.2.2	Estructura neuronal clasificadora de eventos .....	140
5.2.3	Estructura Neuronal propia de cada Escenario Operativo.....	140
5.2.4	Módulo lógico .....	140
5.2.5	Módulo integral .....	140
5.3	Implementación del módulo neuronal .....	140
5.3.1	Implementación de la estructura neuronal clasificadora .....	143
5.3.2	Implementación de la estructura neuronal para cada escenario operativo .....	145
5.4	Conclusiones.....	151
<b>6</b>	<b>Implementación del sistema de diagnóstico de fallos .....</b>	<b>152</b>
6.1	Objetivo .....	152
6.2	Modalidades de funcionamiento del sistema de diagnóstico de fallos.....	155
6.2.1	Modalidad de funcionamiento fuera de línea .....	156
6.2.1.1	C Inicial Prueba .....	158
6.2.1.2	FALLOS .....	158
6.2.1.3	INICIA SIMULACIÓN.....	160
6.2.1.4	DIAGNÓSTICO.....	160
6.2.1.5	ACTUALIZA MODELO .....	161
6.2.1.6	VERIFICA VI líneas .....	162
6.2.1.7	VERIFICA V I FFT.....	163
6.2.1.8	PARO .....	165
6.2.2	Modalidad de funcionamiento en línea .....	165
6.3	Conclusiones.....	170

<b>7 Conclusiones .....</b>	<b>172</b>
7.1 Conclusiones del trabajo .....	172
7.2 Trabajos futuros .....	173
7.3 Artículos publicados por el autor en el tema de la tesis.....	174
 <b>APÉNDICE A.....</b>	<b>176</b>
<b>APÉNDICE B.....</b>	<b>200</b>
<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>211</b>

# Tablas

Tabla 2.1 Condiciones operativas de interruptores para componentes fallados.....	17
Tabla 2.2 Patrones de salida para condiciones de componentes fallados.....	17
Tabla 2.3 Patrones de entrada para el caso de un fallo simple con un interruptor fallado .....	18
Tabla 2.4 Patrones de entrada para el caso de doble fallo.....	19
Tabla 2.5 Patrones de entrada para el caso de doble fallo con un interruptor fallado.....	19
Tabla 2.6 Distribución de patrones en función del tipo de fallo.....	20
Tabla 3.1 Base de datos para la implementación del módulo neuronal de L4.....	38
Tabla 3.2 Estados lógicos de los interruptores primarios en el lado de envío.....	41
Tabla 3.3 Lógica de activación final de la línea por interruptores .....	43
Tabla 3.4 Estados lógicos de los esquemas de protección de cada interruptor primario .....	45
Tabla 3.5 Lógica de activación final de la línea por relevadores .....	46
Tabla 3.6 Estados lógicos para el diagnóstico total del fallo en la Línea.....	48
Tabla 3.7 Base de datos para la implementación del módulo neuronal de L2.....	52
Tabla 3.8 Estados lógicos de los interruptores primarios en el extremo de envío .....	52
Tabla 3.9 Estados lógicos de los interruptores primarios en el extremo de recepción.....	53
Tabla 3.10 Lógica de activación final de la línea por interruptores .....	54
Tabla 3.11 Estados lógicos de los esquemas de protección de cada interruptor primario .....	56
Tabla 3.12 Lógica de activación final de la línea por relevadores .....	57
Tabla 3.13 Estados lógicos para el diagnóstico total del fallo en la Línea.....	59
Tabla 3.14 Base de datos para el módulo neuronal asociado al transformador TG2.....	65
Tabla 3.15 Base de datos para la implementación del módulo neuronal de la barra 1.....	68
Tabla 3.16 Estados lógicos de los interruptores primarios para la barra 1 .....	70
Tabla 3.17 Lógicas de detección de fallo final para la barra 1 .....	72
Tabla 3.18 Base de datos correspondiente a la LT MDA -73320- ALO.....	76
Tabla 3.19 Base de datos correspondiente a la LT MDA -73320- ALO con el INT MDA-73320 fallado .....	77
Tabla 3.20 Base de datos correspondiente a la LT MDA -73320- ALO.....	79
Tabla 3.21 Base de datos correspondiente a la LT MDA -73400- MTO.....	79
Tabla 3.22 Base de datos correspondiente a la LT MDA -73320- ALO con el INT ALO-73320 fallado .....	80
Tabla 3.23 Base de datos correspondiente a la LT MDA -73400- MTO con el INT MDA-73400 fallado .....	81

Tabla 3.24 Base de datos correspondiente a la LT MDA -73400- MTO con el INT MDA-73400 fallado .....	82
Tabla 3.25 Base de datos correspondiente a la LT MDA -73010- LRA con el INT MDA-78010 fallado .....	82
Tabla 3.26 Base de datos correspondiente a la LT MDA -73320- ALO con el INT ALO-73320 fallado .....	83
Tabla 3.27 Base de datos correspondiente al transformador T6 de MDA con el INT MDA-78600 fallado .....	83
Tabla 3.28 Base de datos correspondiente a la LT MDA -73010- LRA .....	86
Tabla 3.29 Base de datos correspondiente a la LT KNP -73870- NCM.....	87
Tabla 3.30 Base de datos correspondiente a la LT KNP -73880- MDN .....	88
Tabla 3.31 Base de datos correspondiente a la LT MDA -73390- SUR.....	90
Tabla 3.32 Base de datos correspondiente a la LT SUR -73980- MTO .....	90
Tabla 3.33 Comparativo de diferentes métodos con el propuesto en la tesis .....	92
Tabla 4.1 Fallos posibles en una línea de transporte.....	113
Tabla 4.2 Estructura de la base de datos de entrenamiento .....	123
Tabla 4.3 Estructura de la base de datos de entrenamiento .....	124
Tabla 4.4 Comportamiento de diferentes estructuras neuronales .....	125
Tabla 4.5 Estructura de la base de datos de entrenamiento .....	132
Tabla 4.6 Estructura de la base de datos de entrenamiento .....	133
Tabla 4.7 Comportamiento de diferentes estructuras neuronales .....	134
Tabla 6.1 Base de datos de la LT MDA -73400- MTO .....	159
Tabla 6.2 Base de datos de la LT MDA -73400- MTO con fallo de los interruptores INT MDA-78010 e INT MTO-78080.....	160

# Figuras

Figura 1.1 Arreglo simple de tres barras y dos líneas de transporte.....	4
Figura 1.2 Relevadores Dis1, Dis2 e interruptores Int1 e Int2 operados.....	4
Figura 1.3 Relevadores Dis1, Dis4 e interruptores Int1 e Int4 operados.....	5
Figura 2.1 Red parcial de la zona urbana de la ciudad de Mérida Yucatán, México (Elementos supervisados para diagnóstico).....	14
Figura 2.2 Estructura general para una red Perceptron .....	20
Figura 2.3 Estructura general Radial Basic Function .....	22
Figura 2.4 Estructura general para una red Kohonen .....	23
Figura 2.5 Mapa auto-organizado de Kohonen .....	24
Figura 2.6 Estructura general para una red de vectores de aprendizaje cuantizados LVQ.....	25
Figura 2.7 Estructura general para una red de resonancia adaptativa ART .....	27
Figura 3.1 Subestación con interruptor y medio .....	34
Figura 3.2 Subestación con doble barra .....	34
Figura 3.3 Topología de interconexión de la línea L4.....	34
Figura 3.4 Representación unifilar para diferentes esquemas de protección de una línea.....	35
Figura 3.5 Interruptores de conexión asociados a L4.....	36
Figura 3.6 Interconexión propuesta para determinar el tamaño de la base de datos para una línea de transporte .....	39
Figura 3.7 Determinación del número de interruptores de respaldo para el interruptor medio de la Lt_b, con conexión a interruptor y medio .....	39
Figura 3.8 Determinación del número de interruptores de respaldo para el interruptor medio de la Lt_b, que es común, tanto a la Lt_b como a la Lt_a .....	39
Figura 3.9 Estructura neuronal lado envío de la línea .....	42
Figura 3.10 Red neuronal de diagnóstico final del fallo en la línea por interruptores .....	43
Figura 3.11 Relación existente entre la información de los estados de los interruptores de L4, las tablas lógicas y las estructuras neuronales .....	43
Figura 3.12 Red modular para el diagnóstico de fallos por interruptores en la línea.....	44
Figura 3.13 Red neuronal para la detección de la activación de relevadores en el interruptor .....	45
Figura 3.14 Red neuronal para la detección del fallo en la línea por relevadores.....	46
Figura 3.15 Relación existente entre la información de los estados de los relevadores de L4, las tablas lógicas y las estructuras neuronales .....	47
Figura 3.16 Red modular para el diagnóstico de fallos por esquemas de protección.....	48

Figura 3.17 Diagnóstico final del fallo en la línea.....	48
Figura 3.18 Estructura neuronal total para el diagnóstico de fallos en líneas con conexión en sus extremos a subestaciones con interruptor y medio .....	49
Figura 3.19 Topología de interconexión de L2.....	50
Figura 3.20 Estructura neuronal lado envío de la línea.....	53
Figura 3.21 Estructura neuronal lado recepción de la línea.....	54
Figura 3.22 Red neuronalde diagnósticofinal delfallo en la línea por interruptores.....	54
Figura 3.23 Relación existente entre la información de los estados de los interruptores de L2, las tablas lógicas y las estructuras neuronales .....	55
Figura 3.24 Red modular para el diagnóstico de fallos por interruptores en la línea .....	55
Figura 3.25 Red neuronal para la detección de la activación de relevadores en el interruptor.....	57
Figura 3.26 Red neuronal para la detección del fallo en la línea por relevadores .....	57
Figura 3.27 Relación existente entre la información de los estados de los relevadores de L2, las tablas lógicas y las estructuras neuronales .....	58
Figura 3.28 Red modular para el diagnóstico de fallos por esquemas de protección .....	59
Figura 3.29 Diagnóstico Final del fallo en la línea por esquemas de protección .....	59
Figura 3.30 Estructura neuronal total para el diagnóstico de fallos en líneas con conexión en sus extremos a subestaciones con interruptor y medio y doble barra.....	60
Figura 3.31 Estructura neuronal total para el diagnóstico de fallos en líneas con conexión en sus extremos a subestaciones con doble barra.....	61
Figura 3.32 Transformador con interruptor y medio .....	62
Figura 3.33 Transformador a doble barra .....	62
Figura 3.34 Representación unifilar para diferentes esquemas de protección de un transformador .....	63
Figura 3.35 Interruptores de conexión asociados a TG2 .....	63
Figura 3.36 Barra con interruptor y medio .....	65
Figura 3.37 Barra doble .....	65
Figura 3.38 Interruptores de conexión asociados a la Barra 1 .....	66
Figura 3.39 Representación unifilar para el esquema básico de protección de una barra.....	66
Figura 3.40 Estructura neuronal para detectar el fallo en la barra por interruptores primarios.....	71
Figura 3.41 Relación existente entre la información de los estados lógicos de los interruptores primarios, de respaldo y relevadores, las tablas lógicas y las estructuras neuronales de la barra 1 .....	71
Figura 3.42 Red neuronal para la detección final del fallo en la barra 1 .....	72
Figura 3.43 Relación existente entre la información de los estados lógicos de los interruptores primarios, de respaldo y relevadores, la tabla lógica final y la estructura neuronal de la barra 1 .....	73

Figura 3.44 Estructura neuronal completa para el diagnóstico del fallo en la barra1 .....	73
Figura 3.45 Red eléctrica de la zona urbana de la ciudad de Mérida Yucatán, México .....	74
Figura 3.46 Diagrama unifilar de la subestación Mérida II. (Con permiso del Área de Control Peninsular, CFE).....	75
Figura 3.47 Diagrama unifilar de la subestación Mérida II. (Con permiso del Área de Control Peninsular, CFE).....	76
Figura 3.48 Diagnóstico arrojado por el simulador ante un evento ocurrido en la LT MDA -73320- ALO .....	77
Figura 3.49 Diagnóstico arrojado por el simulador ante un evento ocurrido en la LT MDA -73320- ALO .....	78
Figura 3.50 Diagrama unifilar de la subestación Metropolitana. (Con permiso del Área de Control Peninsular, CFE).....	79
Figura 3.51 Diagnóstico arrojado por el simulador ante eventosocurridos en las LT's MDA -73320- ALO y MDA -73400- MTO .....	80
Figura 3.52 Diagnóstico arrojado por el simulador ante eventosocurridos en las LT's MDA -73320- ALO y MDA -73400- MTO .....	81
Figura 3.53 Diagnóstico arrojado por el simulador ante eventosocurridos en las LT's MDA -73400- MTO, MDA -73010- LRA, MDA -73320- ALO y MDA T6 UNIDAD 3 .....	83
Figura 3.54 Diagnóstico arrojado por el simulador ante el evento ocurrido en la LT MDA -73010- LRA .....	86
Figura 3.55 Diagnóstico arrojado por el simulador ante el evento ocurrido en la LT KNP -73870- NCM.....	87
Figura 3.56 Diagnóstico arrojado por el simulador ante el evento ocurrido en la LT KNP -73880- MDN .....	89
Figura 3.57 Diagnóstico arrojado por el simulador ante el evento ocurrido en las LT's SUR -73980- MTO y MDA -73390- SUR .....	91
Figura 3.58 Red eléctrica de prueba .....	93
Figura 3.59 Diagnóstico emitido por los diferentes métodos ante un fallo simple e interruptor fallado .....	94
Figura 3.60 Diagnóstico emitido por los diferentes métodos ante un fallo doble e interruptores fallados .....	95
Figura 3.61 Diagnóstico emitido por los diferentes métodos ante un fallo triple e interruptores fallados .....	96
Figura 3.62 Diagnóstico emitido por los diferentes métodos ante un fallo cuádruple e interruptores fallados .....	97
Figura 3.63 Diagnóstico emitido por los diferentes métodos ante un fallo quíntuple e interruptores fallados .....	99
Figura 3.64 Comparativo global de los diferentes métodos ante multiples fallos.....	100
Figura 4.1 Relevadores Dis1, Dis4 e interruptores Int1 e Int4operados.....	108

Figura 4.2 Relación entre los diferentes niveles de diagnóstico para cada componente de la red de transporte .....	111
Figura 4.3 Modelo equivalente para la simulación de fallos en una línea de transporte .....	112
Figura 4.4 Equivalente MatLab para la simulación de fallos en una línea de transporte .....	113
Figura 4.5 Señal filtrada de la tensión de fallo a través del neutro .....	115
Figura 4.6 Señal filtrada de la corriente de fallo a través del neutro .....	115
Figura 4.7 Comparación de las señales de tensión filtrada y muestreada.....	120
Figura 4.8 Comparación de las señales de corriente filtrada muestreada .....	120
Figura 4.9 Clasificación de la dinámica de la corriente de fallo por sectores.....	121
Figura 4.10 Corrientes de fallo en las diferentes fases y neutro .....	122
Figura 4.11 Tensiones de fallo en las diferentes fases y neutro.....	122
Figura 4.12 Estructura neuronal clasificadora .....	126
Figura 4.13 Clasificación del tipo de fallo .....	126
Figura 4.14 Estructura neuronal clasificadora .....	134
Figura 4.15 Clasificación del tipo de fallo con FFT .....	135
Figura 5.1 Diagrama modular del sistema de planificación propuesto.....	139
Figura 5.2 Diagrama unifilar del sistema de prueba del IEEE-30 Buses.....	141
Figura 5.3 Curvas de demanda por región y total del sistema .....	142
Figura 5.4 Estructura neuronal propuesta para la clasificación de escenarios.....	143
Figura 5.5 Base de datos de entrada para el entrenamiento fuera de línea de la estructura neuronal clasificadora.....	144
Figura 5.6 Diagrama unifilar parcial para el escenario operativo red completa .....	146
Figura 5.7 Diagrama unifilar parcial para el escenario operativo fuera servicio LT B1-B2 .....	146
Figura 5.8 Base de datos de entrada para la estructura neuronal propia .....	148
Figura 5.9 Estructura por bus para la base de datos de entrada .....	149
Figura 5.10 Base de datos de salida para la estructura neuronal propia .....	149
Figura 5.11 Estructura por región para la base de datos de salida .....	149
Figura 5.12 Estructura neuronal propuesta para cada escenario operativo.....	150
Figura 5.13 Resultados comparativos de la respuesta de la estructura neuronal a una demanda específica contra los arrojados por el OPF .....	151
Figura 6.1 Red eléctrica de la zona urbana de la ciudad de Mérida Yucatán, México.....	152
Figura 6.2 Relación entre los diferentes niveles de diagnóstico para cada componente de la red de transporte.....	153
Figura 6.3 Diagrama unifilar de la Subestación Mérida II. (Con permiso del Área de Control Peninsular, CFE) .....	154
Figura 6.4 Diagrama unifilar de la Subestación Metropolitana. (Con permiso del Área de Control Peninsular, CFE).....	155
Figura 6.5 Estructura de Adquisición de Información en Tiempo Real .....	156
Figura 6.6 Estructura del Sistema de Diagnóstico de Fallos.....	156



Figura 6.7 Estructura del Sistema de Diagnóstico de Fallos en la Modalidad Fuera de Línea.....	157
Figura 6.8 Pantalla principal del sistema de Diagnóstico de Fallos .....	157
Figura 6.9 Ejecución de la macro FALLOS .....	158
Figura 6.10 Diagnóstico arrojado por el simulador ante el evento en la LT MDA - 73400- MTO.....	161
Figura 6.11 Clasificación del tipo de fallo por oscilogramas de tensiones y corrientes de fallo.....	163
Figura 6.12 Clasificación del tipo de fallo por FFT's de tensiones y corrientes de fallo.....	164
Figura 6.13 Página inicial del sistema de diagnóstico.....	165
Figura 6.14 Pantalla Principal para Consulta de Información Pasada.....	166
Figura 6.15 Duración del proceso de actualización de la base de datos.....	167
Figura 6.16 Duración del proceso de diagnóstico .....	167
Figura 6.17 Duración del proceso de aplicación de las estructuras neuronales .....	167
Figura 6.18 Tiempo de Duración del Proceso de Diagnóstico de Fallos .....	168
Figura 6.19 Diagrama de tiempos del proceso de diagnóstico .....	168
Figura 6.20 Pantalla principal para verificación de fallos en forma continua.....	169
Figura 6.21 Diagrama de tiempos del proceso de diagnóstico en línea .....	170

# Gráficas

Gráfica 2.1 Análisis comparativo del diagnóstico de la red Perceptron ante diferentes fallos y umbrales .....	21
Gráfica 2.2 Análisis comparativo del diagnóstico de la red RBF ante diferentes fallos y umbrales .....	23
Gráfica 2.3 Análisis comparativo del diagnóstico de la red Kohonen ante diferentes fallos.....	25
Gráfica 2.4 Análisis comparativo del diagnóstico de la red LVQ ante diferentes fallos y umbrales .....	26
Gráfica 2.5 Análisis comparativo del diagnóstico de la red ART ante diferentes fallos y umbrales .....	28
Gráfica 2.6 Respuesta de las diferentes redes neuronales a un fallo simple.....	29
Gráfica 2.7 Respuesta de las diferentes redes neuronales a un fallo simple con interruptor fallado.....	29
Gráfica 2.8 Respuesta de las diferentes redes neuronales a un doble fallo.....	30
Gráfica 2.9 Respuesta de las diferentes redes neuronales a un doble fallo con interruptor fallado.....	30
Gráfica 4.1 Corrientes y tensiones de fallo a tierra en la fase A.....	116
Gráfica 4.2 Corrientes y tensiones de fallo a tierra en la fase B .....	116
Gráfica 4.3 Corrientes y tensiones de fallo a tierra en la fase C .....	117
Gráfica 4.4 Corrientes y tensiones de fallo entre las fases A y B .....	117
Gráfica 4.5 Corrientes y tensiones de fallo entre las fases B y C .....	118
Gráfica 4.6 Corrientes y tensiones de fallo entre las fases C y A.....	118
Gráfica 4.7 Corrientes y tensiones de fallo entre las fases A, B y tierra.....	118
Gráfica 4.8 Corrientes y tensiones de fallo entre las fases B, C y tierra.....	119
Gráfica 4.9 Corrientes y tensiones de fallo entre las fases A, C y tierra.....	119
Gráfica 4.10 Corrientes y tensiones de fallo entre las fases A, B y C y tierra.....	119
Gráfica 4.11 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. Fase A a tierra .....	127
Gráfica 4.12 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. Fase B a tierra .....	128
Gráfica 4.13 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. Fase C a tierra .....	128
Gráfica 4.14 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. Fases AB a tierra .....	128
Gráfica 4.15 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. Fases BC a tierra .....	129
Gráfica 4.16 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. Fases AC a	

tierra .....	129
Gráfica 4.17 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. Fases AB .....	129
Gráfica 4.18 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. Fases BC .....	130
Gráfica 4.19 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. Fases CA .....	130
Gráfica 4.20 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. Fases ABC a tierra.....	130
Gráfica 4.21 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. FasesABC.....	131
Gráfica 4.22 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. Fase A, a tierra.....	132
Gráfica 6.1 Oscilogramas de tensiones y corrientes de fallo, para un fallo de fase “A” a tierra .....	162
Gráfica 6.2 Espectros de frecuencia de corrientes y tensiones de fallo, para un fallo de fase “A” a tierra .....	164



# ***1*** Presentación

## **1.1** Introducción

La electricidad se ha convertido hoy en día en los países desarrollados en una forma de energía imprescindible y con infinitud de usos, debido a su gran versatilidad y controlabilidad, a la inmediatez en su utilización y a la limpieza en el punto de consumo. En el ámbito residencial se emplea para proporcionar toda clase de servicios, desde los más básicos hasta los asociados al ocio y a un sinnúmero de comodidades (luz, refrigeración de alimentos, climatización, cocción, radio y televisión, ordenadores, etc.). Pero el uso de la electricidad está igualmente extendido en los ámbitos comercial e industrial: alumbrado, climatización, motores eléctricos con multitud de aplicaciones e industrias con una utilización específica e intensiva de la energía eléctrica, como las acerías con horno de arco o las empresas de producción de aluminio, donde la electricidad es una materia prima imprescindible. Es muy difícil de reemplazar en la mayoría de usos y aplicaciones, por lo que puede afirmarse que la calidad de vida y el propio funcionamiento de las sociedades desarrolladas dependen de una forma significativa de la disponibilidad de la energía eléctrica. La electricidad se ha convertido en estas sociedades en un bien de consumo esencial.

Desde sus inicios los sistemas de energía eléctrica han requerido del diseño de técnicas de análisis, para poder determinar condiciones operativas que les permitan operar de forma tal, que cualquier evento de fallo simple en alguno de sus componentes, no lleve a los otros a una sobrecarga. Cualquier evento que ocurra en el sistema que lo lleve a operar con límites violados, puede ser seguido por una serie de acciones futuras que pongan fuera de servicio ciertos componentes, de forma tal que si este proceso de fallos en cascada continua, el sistema entero o gran parte de este puede colapsar. Esto es usualmente conocido como un apagón total [Zhang06], dentro de un sistema. Una de las técnicas de análisis primordiales desarrolladas durante la década de los 60's, y que es ampliamente utilizada hasta el día de hoy como soporte para la determinación de límites de seguridad en los sistemas de energía eléctrica, es la relacionada con los flujos de carga de C.A.

La información obtenida de los cálculos de flujos de carga constituye un conjunto de datos base que es esencial a una gran variedad de actividades en ingeniería de potencia que van desde planeación futura a operación presente, incluyendo tanto operación normal como análisis de contingencias. Además es importante el estudio de flujos de carga debido a que puede ser usado convenientemente como base para realizar estudios de cortocircuito, despacho económico de generación y estabilidad. En la etapa de planeación es importante para evaluar cambios propuestos a un sistema de energía eléctrica tales como:

- Nuevas estaciones generadoras

- Crecimiento esperado de carga
- Localización de nuevas líneas de transporte
- Localización de compensadores capacitivos o inductivos

En las últimas décadas los sistemas de energía eléctrica han crecido considerablemente con la finalidad de poder satisfacer la demanda de energía que se requiere en la industria y al mismo tiempo por la sociedad. Este crecimiento desmedido ha dado lugar al diseño de técnicas de análisis donde se combinan aspectos relacionados con la economía del sistema, y de la seguridad y confiabilidad de su red de transporte.

- La operación económica de un sistema de energía eléctrica es muy importante ya que le permite recuperar y obtener beneficios del capital que invierte. Las tarifas que fijan las instituciones reguladoras y la importancia de conservar el combustible presionan a las compañías generadoras a alcanzar la eficiencia máxima posible. El trabajar en el punto de operación de máxima eficiencia minimiza el costo del kilo-Watt/Hora de las unidades que se encuentran en línea para satisfacer la demanda en un determinado período de tiempo, ante el alza aleatoria de los precios de combustible, y el alza constante en la mano de obra, materia prima y mantenimiento.
- Desde el punto de vista de la seguridad y la confiabilidad, es primordial mantener íntegra la red de transporte del sistema de energía eléctrica. Sin embargo un sin número inevitable de incidencias pueden ocurrir debido a condiciones de tormenta, sobrecarga de los propios equipos, accidentes de tránsito, etc., dando lugar a que uno o varios componentes de la red de transporte salgan de operación. Para mejorar la seguridad y confiabilidad en el servicio y reducir daños a los equipos, se requiere de la restauración lo más pronto posible de la red de transporte. Como un primer paso en la restauración de la red, el fallo debe ser diagnosticado con precisión y rapidez. Sin embargo el diagnóstico se torna difícil, específicamente para los casos donde la operación de los relevadores o de los interruptores es incorrecta, o cuando se presentan múltiples fallos al mismo tiempo. En los casos donde la operación de los relevadores o de los interruptores es incorrecta, la protección de respaldo es la que opera, dando lugar a zonas de apagón más amplias. Por lo tanto la situación real y la localización inicial del fallo son difíciles de ubicar. Similarmente incidencias múltiples al mismo tiempo también complican el problema.

Para hacer frente a esta problemática, los operadores de los centros de control, realizan varias tareas dentro del limitado período de tiempo en que estas incidencias ocurren [Faria09]. Estas tareas incluyen la comprensión de las alarmas, la adquisición de la información sobre el estado de los esquemas de protección de los relevadores y el estado de los interruptores, la configuración final de la red y un juicio final de las características del fallo (tal como la ubicación de éste). Para minimizar las consecuencias debidas a la interrupción del servicio, la ejecución de sistemas de diagnóstico de fallos se hace necesaria con miras de apoyar a los operadores de los centros de control en la toma de decisiones para la pronta restauración de la red de transporte de energía eléctrica. Es en este contexto en el que se enmarca esta tesis, con la cual pretendemos contribuir en alguna medida al desarrollo de este tipo de sistemas de diagnóstico, que sin lugar a duda vienen a hacer una herramienta de apoyo extremadamente valiosa para los operadores de los centros de control.

## 1.2 Diagnóstico de fallos de redes de transporte de energía eléctrica. Descripción general

La supervisión y el diagnóstico de fallos son líneas de investigación de gran importancia, ya que permiten que las redes de transporte de energía eléctrica tengan una mayor seguridad, confiabilidad y flexibilidad en su operación. Tradicionalmente los operadores de los centros de control de las compañías eléctricas, han sido responsables de la interpretación de los mensajes de alarma provenientes de los sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), en condiciones de operación normales, con el fin de determinar la condición de la red de transporte, para poder planificar su operación. Sin embargo cuando ocurren los eventos en la red de transporte de energía eléctrica, es tan grande la cantidad de alarmas que le llegan al operador del centro de control, que le es imposible reconocerlas y ubicarlas tan rápido como sea posible para entender que fue lo que sucedió, y en situaciones extremas, determinar la necesidad de tomar acciones, con miras a restablecer lo más pronto posible a la red.

Existen varios inconvenientes que hacen complicado el diagnóstico de los fallos, mediante la interpretación por parte del operador del centro de control de un conjunto masivo de alarmas, siendo los más relevantes los siguientes:

- **La cantidad enorme de mensajes de alarma que se pueden generar en situaciones extremas.** Una red de transporte de energía eléctrica de un tamaño real, puede involucrar miles de interruptores y relevadores de protección capaces de generar alarmas caracterizando un número importante de componentes fallados. El tamaño de una red de transporte real junto con el gran número de alarmas que pueden ocurrir (mínimo 4 indicaciones de relevadores por interruptor), pueden hacer el problema inmanejable para el operador humano en determinadas situaciones.
- **La incertidumbre de la información que llega a los centros de control.** Existe mucha información en los mensajes de alarma que no está siempre disponible. Existe pérdida de información entre el momento en que se suscita el disturbio y el instante en que alcanza al sistema de diagnóstico. Las fuentes más comunes de incertidumbre en la información son: fallo de interruptores, fallo de relevadores de protección, errores de transmisión y la secuencia de los tiempos de las alarmas que llegan al sistema de diagnóstico y que no necesariamente corresponden con la secuencia de tiempos en que los esquemas de protección operaron.
- **La posibilidad de fallos simultáneos.** Puede suceder que las alarmas que llegan al sistema de diagnóstico sean debidas a disturbios simultáneos que no tienen relación entre sí. Es difícil determinar si un conjunto de alarmas corresponden a disturbios diferentes, o están relacionadas a un disturbio en particular.
- **El pronto restablecimiento de los componentes aislados.** Mientras más rápido el operador diagnostique el fallo, mediante la interpretación del conjunto de alarmas que el SCADA le proporciona, se evitará la degradación de la red de transporte, debido a la desconexión de otras zonas del sistema de energía eléctrica, así como también la

salida masiva de consumidores, y en algunos casos la desconexión parcial o total del sistema de energía eléctrica.

De las especificaciones anteriores se puede definir a un sistema de diagnóstico de fallos en el ámbito de las redes de transporte de energía eléctrica como:

*“El proceso de localizar mediante las alarmas del SCADA uno o más componentes fallados y especificar que dispositivos de protección no operaron adecuadamente, así como el tipo de fallo que sufrió el componente o componentes fallados”*

El concepto de diagnóstico de fallos puede ser descrito de una manera simple mediante el siguiente ejemplo ilustrativo, figura 1.1.

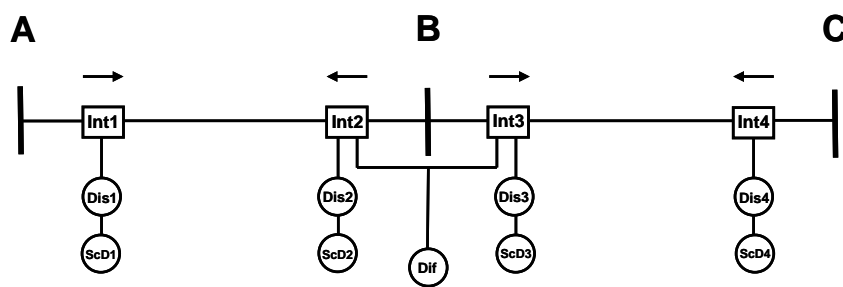


Figura 1.1 Arreglo simple de tres barras y dos líneas de transporte

Dónde:

- Int ———> Interruptores
- Dis ———> Relevador de Distancia 21, 21N
- Dif ———> Relevador diferencial de Bus 87B
- ScD ———> Relevador de sobre corriente direccional 67, 67N

Si se reportan operados los relevadores Dis1 (21ABC), Dis2 (21ABC), y los interruptores Int1, Int2, como se muestra en la figura 1.2, por los relevadores operados y los interruptores abiertos, el fallo puede ubicarse directamente en la línea AB.

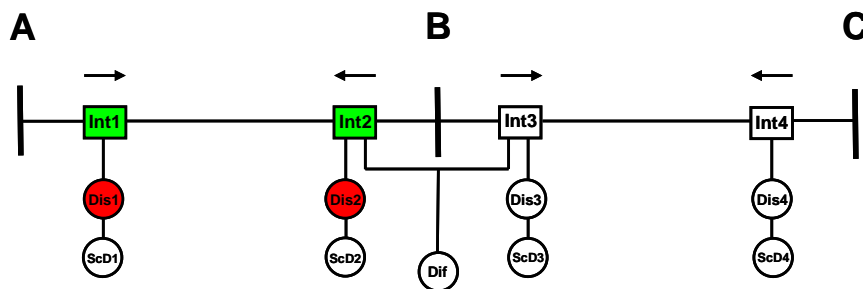


Figura 1.2 Relevadores Dis1, Dis2 e interruptores Int1 e Int2 operados



El problema se complica cuando la operación de relevadores e interruptores no da en forma directa la ubicación del fallo como puede ser el caso del siguiente ejemplo representado en la figura 1.3. Se reporta la operación de los interruptores Int1 e Int4 y de los relevadores de distancia Dis1, y Dis4, dando lugar a tres alternativas de fallo:

- Fallo en la barra B, con fallo de operación del relevador diferencial Dif
- Fallo en la línea AB, con fallo de operación del relevador Dis2
- Fallo en la línea BC, con fallo de operación del relevador Dis3

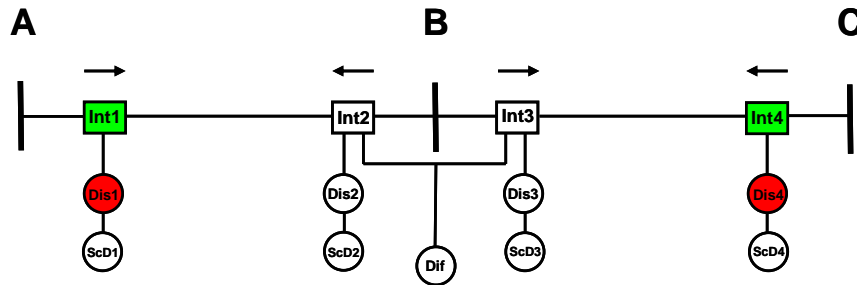


Figura 1.3 Relevadores Dis1, Dis4 e interruptores Int1 e Int4 operados

Debido a la falta de información, cualquiera de estas tres alternativas puede ser la correcta, dando lugar a un diagnóstico no preciso. Bajo estas condiciones es sumamente ventajoso utilizar un sistema basado en conocimiento [Faria09], para el diagnóstico de fallos, dado que el conocimiento basado en la experiencia es esencial para discriminar entre distintas alternativas de fallo.

### 1.3 Diagnóstico de fallos de redes de transporte de energía eléctrica. Objetivos fundamentales

Los objetivos fundamentales de un sistema de diagnóstico de fallos se pueden resumir como sigue:

- Analizar exclusivamente las alarmas necesarias involucradas en forma directa sobre el componente fallado
  - Estado de interruptores
  - Operación de protecciones
- Identificar en forma precisa la posible ubicación del fallo mediante la combinación operativa del estado de interruptores y el abanderamiento de relevadores por la operación de diferentes esquemas de protección. Combinación operativa directamente relacionada al componente fallado.
- Explicar en forma detallada los eventos relacionados al componente fallado
  - Apertura correcta e incorrecta de interruptores
  - Operación correcta e incorrecta de esquemas de protección
  - Determinación del tipo de fallo

## 1.4 Estado del arte

Las investigaciones formales sobre la supervisión y el diagnóstico de fallos basadas en conocimiento, en redes de transporte de energía eléctrica, surgen como una alternativa con miras de apoyar en la toma de decisiones al operador de los centros de control. Con la implementación de estos métodos, es posible plantearle al operador del área de control soluciones operativas viables a seguir, ante la salida emergente de uno o varios componentes (línea, transformador, barra) de la red de transporte, así como el diagnóstico y ubicación del fallo o fallos, permitiéndole restablecer lo más pronto posible los componentes fallados, logrando con esto un menor tiempo de aislamiento de estos componentes, y por ende mantener la seguridad y confiabilidad de la red.

Las acciones de supervisión y diagnóstico de fallos basadas en conocimiento se han desarrollado bajo el marco de dos grandes categorías:

- i) Métodos basados en el monitoreo de la información
- ii) Métodos basados en el modelo

Los métodos basados en el monitoreo de la información obtienen el estado de los interruptores y relevadores de protección de la red de transporte y los relacionan con condiciones de fallos implementados previamente en forma tabular para proporcionar un diagnóstico [Wanderley05], [Lee06], [Pradhan06], [Ziolkowski07], [Upendar08], [Rigatos09], [He10], [Ma10], [Yan10].

Los métodos basados en el modelo representan la estructura y funciones de un relevador simulando las condiciones de fallos, y proporcionando un diagnóstico mediante la comparación de los resultados de la simulación, con la información monitoreada del estado de los interruptores y relevadores de protección de la red de transporte [Yongli06], [Zhang07], [Liao08], [Hartstein08], [Zhang09], [Fritzen10], [Guo10], [Jian10].

El desarrollo de métodos basados en conocimiento, orientados a la supervisión y diagnóstico de fallos, representa actualmente un tema de investigación abierto, debido al enorme crecimiento de las redes de transporte de energía eléctrica y a lo complicado de sus esquemas de protección que dan lugar a situaciones cada vez más complejas para representar el conocimiento.

En los últimos años las investigaciones se han dirigido hacia las redes neuronales artificiales (comprendidas en la categoría de los métodos basados en el monitoreo de la información), debido a que poseen:

- **Capacidad de Aprendizaje:** Capacidad de aprender a llevar a cabo tareas mediante un entrenamiento con ejemplos ilustrativos. No necesitan algoritmos para resolver problemas ya que pueden generar su propia distribución de los pesos de los enlaces mediante el aprendizaje.
- **Generalización:** Facultad de las redes neuronales de responder apropiadamente cuando se le presentan datos o situaciones a los que no habían sido expuestas anteriormente. El sistema puede generalizar la entrada para obtener una respuesta, característica muy importante cuando se tienen que solucionar problemas en los cuales la información de entrada es poco clara o incompleta.

- **Tolerancia a Fallos:** Cuando una estructura neuronal es implementada mediante hardware (sistema electrónico), si se produce un fallo en un pequeño número de neuronas, el sistema se ve alterado, pero sin embargo no sufre una caída repentina, a diferencia de una estructura neuronal implementada mediante software (algoritmo computacional), el cual pierde su funcionalidad en cuanto sufre un pequeño error de memoria. Hay dos aspectos distintos respecto a la tolerancia a fallos:
  - a) Las redes pueden aprender a reconocer patrones con ruido, distorsionados o incompletos, ésta es una tolerancia a fallos respecto de los datos, ya sea que estén implementadas en hardware o software.
  - b) La destrucción parcial de una red conduce a una degradación de su estructura; sin embargo, algunas capacidades de la red se pueden retener, incluso sufriendo un gran daño [Hilera95].
  
- **Tienen una Estructura Paralela:** Su información está distribuida en las conexiones entre neuronas, existiendo cierto grado de redundancia en este tipo de almacenamiento. La mayoría de los ordenadores algorítmicos y sistemas de recuperación de datos almacenan cada pieza de información en un espacio único, localizable y direccionable. Las redes neuronales almacenan información no localizada. Por tanto, la mayoría de las interconexiones entre los nodos de la red tendrán unos valores en función de los estímulos recibidos, y se generará un patrón de salida que represente a la información almacenada.

En el desarrollo de esta tesis se implementan estructuras de redes neuronales artificiales basadas en conocimiento [Faria09], para una nueva formulación de los sistemas de diagnóstico de fallos dentro del ámbito de las redes de transporte de energía eléctrica.

Una serie de trabajos relacionados con el diagnóstico de fallos de las redes de transporte, que utilizan a las redes neuronales artificiales como núcleo de diseño se presenta a continuación:

- Uno de los primeros trabajos relacionados con el diagnóstico de fallos en forma modular fue el de [Rodríguez96], donde el concepto de módulo al cual lo designan como “Centro de Actividad”, lo relacionan con una barra y todos los interruptores asociados a una línea de transporte en particular. Generan estructuras neuronales para cada uno de los diferentes centros de actividad que integran a la red de transporte, proporcionando el diagnóstico de cada uno de estos. Se debe tener especial cuidado al seleccionar cada uno de los centros de actividad, así como en la propagación de la información a otros centros. La implementación se hace más complicada conforme aumenta el tamaño de la red. No reporta aplicaciones para fallas múltiples.
  
- [Chowdhury98], presenta una estructura modular integrada por 3 módulos: el primer módulo genera indicadores de fallo a través de las diferentes dinámicas de la red de transporte, el segundo módulo prueba los indicadores de fallo generados en el primer módulo, y por último el tercer módulo clasifica los fallos. [Pradhan06], divide en sub-tareas la clasificación de los fallos en una línea de transporte, donde cada sub-tarea es implementada por una estructura neuronal. Estos métodos se aplican a un solo tipo de

componente (líneas de transporte). La implementación se hace más complicada conforme aumenta el tamaño de la red. No reporta aplicaciones para fallas múltiples.

- [Tesch90], [McDonald92], [Sekine92], realizan trabajos basados en el procesamiento de alarmas y su relación con reglas lógicas para la determinación del sistema de diagnóstico. Estas aplicaciones caen dentro de la categoría de los sistemas expertos. [Vázquez97], utiliza la información de los estados de interruptores y relevadores para calcular índices de factibilidad de fallo. Una variante de este tipo de sistemas de diagnóstico es presentado por [Minakawa95], donde se utilizan etiquetas de tiempo para los datos de entrada (interruptores, relevadores de protección). El número de reglas lógicas a emplear crece en función del tamaño de la red. No reporta aplicaciones para fallas múltiples.
- [Monsef97], combina un sistema fuzzy con un sistema experto desarrollándolos en PROLOG (**PRO**grammation en **LOG**ique) para proporcionar el diagnóstico de la red de transporte. El número de reglas lógicas a emplear crece en función del tamaño de la red. No reporta aplicaciones para fallas múltiples.
- [El\_Fergany01], presenta una aplicación con una estructura neuronal y un sistema experto para realizar el diagnóstico de la red fuera de línea, utilizando la información de los relevadores operados y de los interruptores disparados. Las reglas de clasificación se implementan en función de los relevadores operados. El número de reglas lógicas a emplear crece en función del tamaño de la red. No reporta aplicaciones para fallas múltiples.
- Los primeros trabajos realizados utilizando redes neuronales artificiales del tipo de retro propagación del error (Back-propagation), fueron los de [Navarro94], [Tzer94]. [Navarro94], ocupa una red neuronal monolítica aplicada a una pequeña red de transporte; este tipo de redes neuronales crece, conforme al número de componentes que integran la red de transporte. Por el contrario [Tzer94], utiliza un conjunto de subredes para diferentes patrones de fallos (simples, múltiples) aplicadas a una pequeña red de transporte de cuatro subestaciones con sus respectivas líneas de enlace. Este conjunto de subredes crece conforme crece la red de transporte. [Yang03], aplica para el diagnóstico de fallos para un transformador, lógica difusa y algoritmos genéticos, combinados con una estructura neuronal modular del tipo Back-propagation. Este método solo se aplica a un solo tipo de componente (transformadores). [Negnevitsky05], utiliza patrones que representan condiciones de fallo como entrenamiento para la estructura neuronal de tipo Back-propagation. La estructura neuronal crece conforme aumenta el tamaño de la red.
- [Nagabhushana95], propone una estructura neuronal del tipo función de base radial (RBF) para el diagnóstico de una red de transporte de seis barras, dos líneas de transporte y dos transformadores, con once interruptores y 24 relevadores en los esquemas de protección. Ocupa 23 unidades RBF con 50 patrones de entrenamiento y 50 patrones de prueba. Este tipo de estructuras neuronales presentan una mayor degradación en su diagnóstico ante fallos más complicados (fallos dobles, fallos dobles con interruptores mal operados). La estructura neuronal se hace más complicada de

implementar conforme aumenta el tamaño de la red. Una forma modificada para este tipo de estructura neuronal fue propuesta por [Bi02], donde la estructura neuronal RBF es entrenada de nuevo, si las muestras de entrenamiento son afectadas por cambios en la topología de la red de transporte o expansión de esta. El entrenamiento de la red se hace más complicado conforme aumenta en tamaño. [Huilan05], aplica la misma estructura neural a diferencia que aplica un algoritmo para el proceso de clusterización de las unidades RBF. El entrenamiento de la red se hace más complicado conforme aumenta en tamaño.

[Lee06], utiliza un proceso de clusterización combinado con una estructura del tipo función de base radial para proporcionar el diagnóstico de un transformador de potencia. [Jiajia08], proporciona el diagnóstico de un transformador de potencia utilizando un algoritmo de mínimos cuadrados ortogonales (OLS) para optimizar la arquitectura y parámetros de una estructura neuronal del tipo función base radial. [Meng10], a diferencia de [Jiajia08], ocupa un algoritmo difuso inspirado en la optimización del movimiento ondulatorio de las partículas cuánticas (QPSO). Estos métodos [Lee06], [Jiajia08], [Meng10], solo se aplican a un solo tipo de componente (transformadores).

- Uno de los primeros trabajos donde se involucran a las estructuras neuronales del tipo ART, teoría de resonancia adaptiva, fue el realizado por [Aggarwal99], donde se combinan un sistema fuzzy y uno de resonancia adaptiva (ART), para proporcionar un diagnóstico de fallos en líneas de transporte. Solo se aplica a un solo tipo de componente (Líneas de transporte).
- [Chang02], utiliza una red neuronal de razonamiento abductivo (ARN), tomando como entradas los estados de interruptores y relevadores, aplicándolo a una red de transporte con 12 barras, 8 líneas de transporte, 8 transformadores y 84 relevadores de protección. Presenta casos de estudio para fallos triples y cuádruples con un interruptor fallado simultáneamente. Debido a que utiliza una red monolítica la degradación en el diagnóstico se hace mayor conforme la red de transporte aumenta en tamaño.

No se encontró ningún artículo que implementara una estructura neuronal por cada componente de la red de transporte de energía eléctrica (línea de transporte, transformador, barra), para que a través de estas estructuras neuronales generadas se proporcione el diagnóstico de la red de transporte tanto para fallos múltiples como simultáneos, independientemente del tamaño de esta, así como del número de alarmas recibidas, motivo por el cual se presenta un análisis profundo del método propuesto para el diseño de dichas estructuras en el capítulo 3.

## 1.5 Objetivos de la Tesis

De todo lo plasmado con anterioridad es de suma importancia que un sistema de diagnóstico de fallos en el ámbito de las redes de transporte de energía eléctrica, tenga la habilidad de poder dar un diagnóstico rápido y preciso no solo para fallos simples, sino también para fallos múltiples y simultáneos, esto independientemente del número de alarmas recibidas del sistema SCADA, de la red de transporte, y de la pérdida de información relacionada con el estado lógico de

interruptores y/o relevadores propios y de respaldo provenientes del sistema SCADA; por consiguiente:

- Un primer objetivo que se plantea en la tesis, es desarrollar un sistema de diagnóstico de fallos mediante estructuras neuronales genéricas, que proporcione el diagnóstico, tanto para fallos simples como múltiples, que sea independientemente de la cantidad de alarmas generadas, así como del tamaño de la red, y que sea factible de ser utilizado por los operadores de los centros de control, tomando en cuenta exclusivamente las alarmas de los estados de los interruptores y relevadores propios y/o de respaldo de cada componente, así como las señales analógicas y espectros de frecuencia de las corrientes y tensiones de fallo típicos.
- Como segundo objetivo, se desarrolla un sistema de planificación mediante una estructura neuronal, compuesta de varias redes de neuronas artificiales, que proporcione el re-despacho óptimo de los generadores, tomando en cuenta la función de costo de cada generador así como la restricción de sobrecarga de los componentes del sistema para cada condición operativa que resulte, al perder por fallo, algún componente de la red de transporte.

## 1.6 Estructura de la tesis

Los temas abordados en esta tesis han sido agrupados en 7 capítulos. En el capítulo 2 se hace un análisis comparativo entre diferentes estructuras de neuronas artificiales que mayor aplicación han tenido en el diagnóstico de fallos, en el ámbito de las redes de transporte de energía eléctrica, con la finalidad de analizar qué tipo de estructura neuronal es la que mejor diagnóstico presenta. Se toma como caso de estudio una subestación eléctrica perteneciente a la red de transporte de energía eléctrica mexicana, específicamente ubicada en la ciudad de Mérida Yucatán, México.

El capítulo 3 está dedicado al desarrollo de cada una de las estructuras neuronales genéricas para cada tipo de componente que conforma a la red de transporte, tomando en cuenta los estados de interruptores y relevadores. Se presenta la metodología desarrollada para las estructuras neuronales genéricas relacionadas con cada uno de estos componentes; líneas de transporte, transformadores y barras.

En el capítulo 4 se aborda el planteamiento y desarrollo de las estructuras neuronales para el diagnóstico de fallos en líneas de transporte, mediante la utilización de señales analógicas y espectros de frecuencia de corrientes y tensiones de fallo típicos. (L-T, LL-T, LL, LLL-T). El capítulo se divide en dos secciones: en la primera sección se realiza el análisis y procesamiento de las señales, a través de técnicas de filtrado y muestreo con la finalidad de que dichas señales sean aplicadas correctamente como patrones de entrenamiento a la entrada de la estructura neuronal. En la segunda sección se maneja el espectro de frecuencias de las señales a través de la Transformada Rápida de Fourier (FFT), a fin de utilizar estas señales modificadas como patrones de entrenamiento a la entrada de la estructura neuronal.

El capítulo 5 presenta la metodología y análisis para implementar un sistema de planificación mediante un conjunto de estructuras neuronales, que proporcione el re-despacho óptimo de los generadores, tomando en cuenta la función de costo de cada generador así como la restricción de sobrecarga en los otros componentes del sistema para cada condición operativa que resulte, al perder por fallo, algún componente de la red de transporte. Este sistema será probado mediante simulación. Se tomará como caso de estudio el sistema de energía eléctrica de prueba del IEEE de 30 barras, donde se proponen dos curvas de demanda horaria, una para días hábiles y otra para los fines de semana, para cada una de las zonas que integran al sistema. Se realizarán ejecuciones de flujos de carga óptimos (OPF) para cada hora de las curvas de demanda horaria y para cada condición operativa correspondiente a cada componente fallado, esto con la finalidad de generar la base de datos, cuyos datos servirán como patrones de entrenamiento para la estructura neuronal.

El capítulo 6 presenta la implementación del sistema de diagnóstico de fallos, a la red de transporte de energía eléctrica de la zona urbana de la ciudad de Mérida Yucatán México, perteneciente al sistema de energía eléctrica mexicano (Comisión Federal de Electricidad, CFE).

Finalmente en el capítulo 7 se mencionan las conclusiones de la tesis y los trabajos futuros.

# 2 Análisis Comparativo de Diferentes Estructuras Neuronales en el Diagnóstico de Fallos de Redes de Transporte de Energía Eléctrica

## 2.1 Introducción

El diagnóstico de fallos en redes de transporte de energía eléctrica es un tópico de gran importancia para los ingenieros en sistemas de potencia. Tradicionalmente los operadores de los centros de control de las compañías eléctricas han sido responsables de la interpretación de los mensajes de alarma provenientes de los sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) con el fin de determinar la condición de la red de transporte y los estados de los elementos (relevadores e interruptores) de ésta. En la mayoría de las situaciones, la intervención del operador no es necesaria ya que las alarmas recibidas reflejan la detección, localización y aislamiento automático de los fallos a través de los relevadores de protección que disparan los interruptores de los diferentes circuitos. Sin embargo cuando ocurren los eventos en la red de transporte, estos tienden a ser monitoreados y reconocidos tan rápido como sea posible para entender que fue lo que sucedió, y en situaciones extremas, determinar la necesidad de tomar acciones, con miras a restablecerla lo más pronto posible.

Los modernos sistemas de energía eléctrica requieren generar y proporcionar energía de alta calidad a los consumidores. A fin de cumplir este requerimiento hoy en día, los ordenadores son aplicados en gran medida a la operación, planeación, monitoreo y control de estos; programas de aplicación en sistemas de energía eléctrica, para el análisis del comportamiento de este, son almacenados en ordenadores. Por ejemplo, en la planeación del estado de la red de transporte del sistema, programas de análisis son ejecutados repetidamente; los ingenieros ajustan y modifican los datos de entrada a estos programas, de acuerdo a su experiencia y conocimiento heurístico sobre la red de transporte, hasta que esta alcance satisfactoriamente los planes que han sido determinados. Sin embargo los programas desarrollados hasta ahora son basados en modelos matemáticos y son implementados usando lenguajes adecuados solamente para el cálculo numérico. Para aplicaciones sofisticadas como por ejemplo la planeación del sistema de energía eléctrica, es necesario el desarrollo de metodologías y técnicas para incorporar el conocimiento práctico de los ingenieros de potencia dentro de estos programas (los cuales también incluyen los programas de análisis numérico). Los enfoques actuales en el análisis de los sistemas de energía eléctrica pueden clasificarse en los siguientes métodos [Aggarwal97]:



1. Modelos detallados de los componentes, con una visión simplificada del sistema para dar conocimientos cualitativos, como por ejemplo el modelo D-Q de un generador.
2. Modelos matemáticos de todo el sistema como la base para soluciones algorítmicas a los problemas de flujos de carga y estudios de estabilidad transitoria.
3. Sistemas expertos los cuales representen un modelo explícito del sistema de energía eléctrica.

Para usar los incisos anteriores 1 y 2, se necesita ser capaz de desarrollar un modelo matemático de una parte relevante del sistema, o de la totalidad de éste. El tercer método requiere que:

- (i) La experiencia para resolver el problema exista.
- (ii) Pueda ser representado con las tecnologías actuales.
- (iii) Pueda ser evocado dentro de un plazo razonable.

Esta clase de método ha sido altamente exitoso en el tratamiento de un gran conjunto de problemas dentro del área de los sistemas de energía eléctrica. Sin embargo sigue habiendo una serie de problemas cuando no existen las condiciones antes mencionadas, que conducen a soluciones insatisfactorias debido a:

- 1) El número de posibilidades de cálculo es alto para aplicaciones muy grandes como por ejemplo: asignación de unidades o análisis de contingencias dentro del ámbito de los sistemas de energía eléctrica.
- 2) Tareas que involucran un carácter estadístico como por ejemplo: el pronóstico de carga o el procesamiento de señales.
- 3) El modelo de la parte relevante del sistema, no puede ser fácilmente identificado como por ejemplo: el control de la tensión.

Para esta clase de problemas, las redes neuronales artificiales, proporcionan una alternativa atractiva y prometedora, al surgir como una técnica poderosa de reconocimiento de patrones, empezando a ser útiles en una amplia gama de aplicaciones [Aggarwal98], [Aggarwal98a].

Las redes neuronales pueden reconocer relaciones espaciales, temporales o de otra índole, y pueden realizar tareas de clasificación, predicción y estimación de funciones. Estas características han alentado a diferentes investigadores a aplicar las redes neuronales para resolver varios problemas dentro del ámbito de los sistemas de energía eléctrica, tales como: pronóstico de carga, evaluación de la seguridad, diagnóstico de fallos en la red de transporte, etc.

- El objetivo de este capítulo es llevar a cabo el análisis de diferentes estructuras de redes neuronales, que mayor aplicación han tenido en el diagnóstico de fallos en el ámbito de las redes de transporte de energía eléctrica [Song97], [Albeiro07], con la finalidad de apreciar las ventajas y desventajas de estas.

Las estructuras neuronales que serán objeto de análisis se describen a continuación:

- Red Perceptron
- Red RBF (Radial Basic Function)
- Red Kohonen

- Red LVQ
- Red ART

## 2.2 Red eléctrica para efectos de análisis

Con la finalidad de poder llevar a cabo el análisis de las diferentes estructuras neuronales antes mencionadas, se tomará como modelo de red eléctrica la subestación Mérida (MDA) con sus respectivas interconexiones, perteneciente a la red urbana del centro de la ciudad de Mérida Yucatán, México. Esta red permitirá establecer las bases de datos estructuradas para cada una de las redes neuronales con la finalidad de establecer comparación entre éstas y poder determinar la eficiencia en su aplicación al diagnóstico de fallos en redes de transporte de energía eléctrica.

La red eléctrica correspondiente a la subestación Mérida (MDA) se puede apreciar en la figura 2.1.

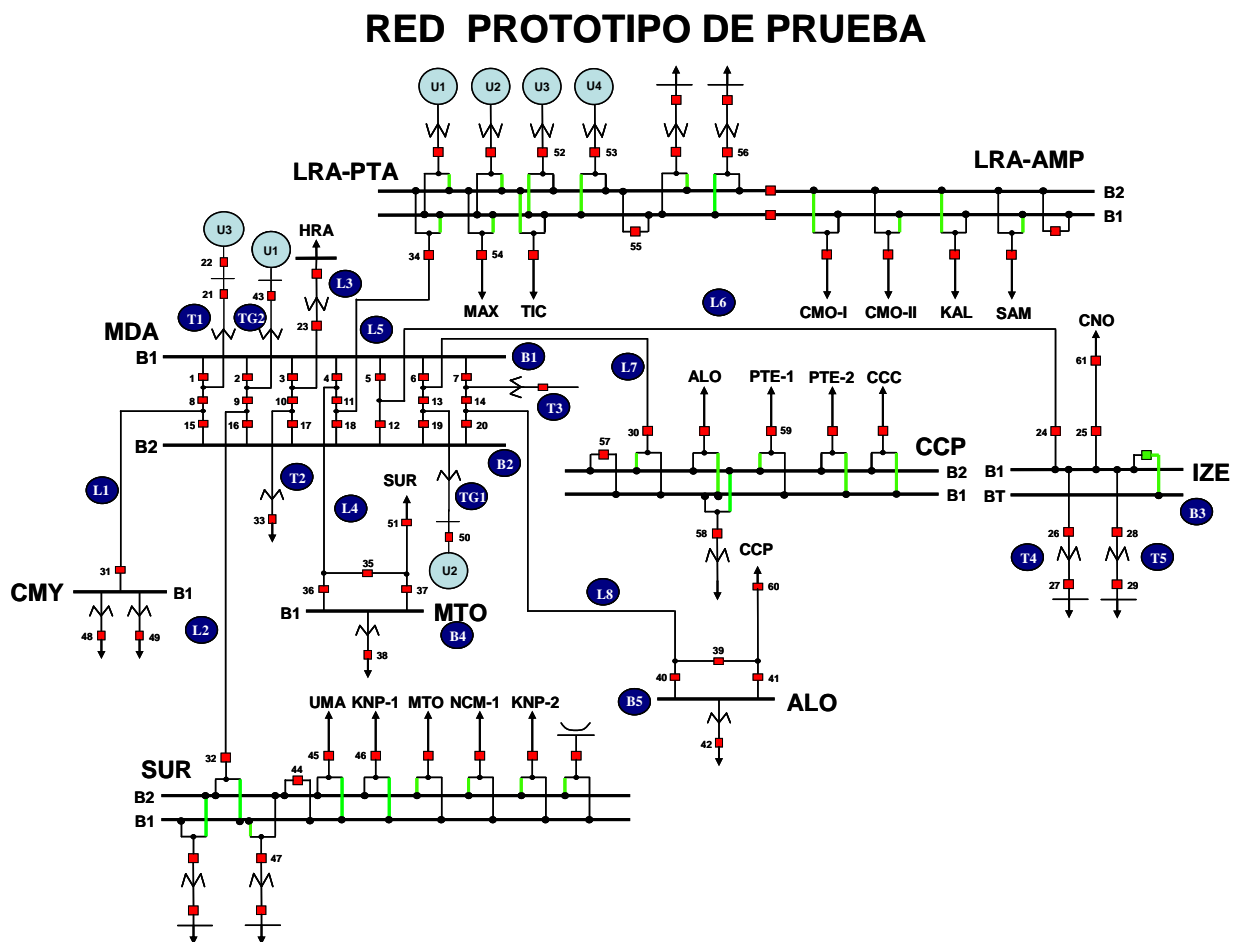


Figura 2.1 Red parcial de la zona urbana de la ciudad de Mérida Yucatán, México  
 ● (Elementos supervisados para diagnóstico)

En la red se contemplan 20 componentes que están representados de la siguiente manera:

- B1** Barra # 1 corresponde a la subestación Mérida (MDA)
- B2** Barra # 2 corresponde a la subestación Mérida (MDA)
- B3** Barra # 3 corresponde a la subestación Itzáes (IZE)
- B4** Barra # 4 corresponde a la subestación Sur (SUR)
- B5** Barra # 5 corresponde a la subestación Alón (ALO)
- L1** Línea # 1 se encuentra entre las subestaciones MDA-CMY
- L2** Línea # 2 se encuentra entre las subestaciones MDA-SUR
- L3** Línea # 3 se encuentra entre las subestaciones MDA-HRA
- L4** Línea # 4 se encuentra entre las subestaciones MDA-MTO
- L5** Línea # 5 se encuentra entre las subestaciones MDA-LRA-PTA
- L6** Línea # 6 se encuentra entre las subestaciones MDA-IZE
- L7** Línea # 7 se encuentra entre las subestaciones MDA-CCP
- L8** Línea # 8 se encuentra entre las subestaciones MDA-ALO
- T1** Transformador # 1 corresponde al generador # 1
- T2** Transformador # 2 corresponde a carga distribución
- T3** Transformador # 3 corresponde a servicios propios (Interruptor lado baja no monitoreado)
- T4** Transformador # 4 corresponde a carga distribución
- T5** Transformador # 5 corresponde a carga distribución
- TG1** Transformador/Generador # 2
- TG2** Transformador/Generador # 1

El nivel de tensión correspondiente a la sección de la red urbana de la ciudad de Mérida Yucatán, es de 115 Kv y en distribución se tienen niveles de tensión de 34.5 y 13.8 Kv respectivamente.

Para llevar a cabo el diagnóstico ante diferentes condiciones operativas de fallo solo se tomaran en cuenta los estados lógicos de los interruptores de cada uno de los componentes de la red eléctrica.

## 2.3 Redes neuronales artificiales en el diagnóstico de fallos de redes de transporte de energía eléctrica

En conceptos generales una red neuronal artificial puede ser definida como sigue:

- Una red de neuronas artificial, RNA, es un sistema conexionista, en el cual la información se representa y procesa en términos de los patrones de entrada y del peso de las conexiones entre unidades, capaces de realizar algún tipo de procesamiento simple sobre los datos de entrada.

Para efectos de poder hacer el análisis comparativo del diagnóstico de fallos, entre las redes neuronales antes mencionadas, se generan patrones para diferentes casos de operación [Song97], [Albeiro07]:

▪ Fallo Simple (FS)	20 Patrones
▪ Fallo Simple con un Interruptor Fallado (FS_CB)	66 Patrones
▪ Doble Fallo(DF)	190 Patrones
▪ Doble Fallo con un Interruptor Fallado (DF_CB)	1253 Patrones

dando un total de 1529 patrones.

Se generan 20 patrones para casos de operación correcta de interruptores para un fallo simple, para cada uno de los componentes de la red prototipo de prueba. La base de datos correspondiente a los componentes a ser supervisados así como la correspondiente a los componentes fallados se muestran en las tablas 2.1 y 2.2 respectivamente.

La tabla 2.1 representa el estado de cada uno de los interruptores correspondientes a cada uno de los componentes que van a hacer supervisados a los efectos de poder proporcionar un diagnóstico de fallo para estos. Por ejemplo, haciendo referencia al primer componente a supervisar de la tabla 2.1, se observa que es la barra-1 a la cual le corresponden 7 interruptores, esto se determina de la red eléctrica (figura 2.1). El primer patrón de entrada a la red será un vector conformado por 42 interruptores de los cuales los 7 primeros corresponden a la apertura de los interruptores propios de la Barra-1 (el estado lógico de la apertura del interruptor se representa por un cero) indicando el fallo en la barra y los 35 interruptores restantes corresponden a los interruptores de los otros componentes a monitorear, que en este caso como el fallo no está en ellos su estado lógico se representa por un 1, indicando que el interruptor está cerrado. Por lo tanto la tabla 2.1 está conformada por 20 patrones, uno para cada componente que va a hacer diagnosticado, con una longitud de 42 interruptores donde cada interruptor representa su estado asociado a cada componente a diagnosticar.

La tabla 2.2 representa la salida de cada uno de los componentes fallados correspondientes a cada uno de los patrones de entrada, por lo que el primer patrón de salida corresponde al componente Barra-1, cuyo vector está conformado por 20 posiciones que corresponden a los componentes supervisados. La primera posición de este vector corresponde al componente Barra-1 indicando que en este componente está ubicado el fallo, y las 19 posiciones restantes corresponden a los componentes donde no hay fallo por lo que tienen asignado un cero.

Elemento Fallado	Condiciones Operativas de Interruptores Para Elementos Fallados																																														
# Interrup	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42					
Barra-1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
Barra-2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
Barra-3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
Barra-4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
Barra-5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
LT-1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
LT-2	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
LT-3	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
LT-4	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
LT-5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
LT-6	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
LT-7	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
LT-8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
TR-1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
TR-2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
TR-3	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
TR-4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
TR-5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
GT-1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
GT-2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	

Tabla 2.1 Condiciones operativas de interruptores para componentes fallados

Elemento Fallado	Patrones de Salida para condición de Elemento Fallado																				
# Interrup	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Barra-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Barra-2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Barra-3	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Barra-4	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Barra-5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
LT-1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
LT-2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
LT-3	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
LT-4	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
LT-5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
LT-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
LT-7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	
LT-8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	
TR-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	
TR-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	
TR-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	
TR-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	
TR-5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	
GT-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
GT-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Tabla 2.2 Patrones de salida para condiciones de componentes fallados

La representación se lleva a cabo de esta manera [Tzer94], [Zhang06], [Guo10], debido a que se supone la apertura de un interruptor por la activación de la señal de disparo del relevador correspondiente, por lo que para liberar el fallo producido en la barra-1 de la red eléctrica bajo análisis, el esquema de protección de la Barra-1 que en el caso más común es un relevador diferencial de Barra denominado 87B, activará su señal de disparo mandando a abrir instantáneamente los 7 interruptores propios de la Barra-1, y de acuerdo a la red eléctrica serían los interruptores 1,2,3,4,5,6,7 (ver figura 2.1).





En la Tabla 2.6 se puede apreciar la distribución del total de patrones generados en función del tipo de fallo, así como la distribución para los patrones que servirán tanto para entrenamiento como para prueba [Aggarwal97], [Aggarwal98], [Aggarwal98a], de las diferentes estructuras neuronales.

	Patrones	Patrones de Entrenamiento	Patrones de Prueba
Fallo Simple (FS)	20	20	20
Fallo Simple con Interruptor Fallado (FS_CB)	66	44	22
Doble Fallo (DF)	190	126	64
Doble Fallo con Interruptor Fallado (DF_CB)	1253	835	418
Total	1529	1025	524

Tabla 2.6 Distribución de patrones en función del tipo de fallo

### 2.3.1 Red neuronal perceptron

Esta estructura neuronal estará conformada por tres capas: la capa de entrada que comprende 42 neuronas donde cada neurona corresponde a cada interruptor asociado a su componente correspondiente. La capa oculta que comprende 25 neuronas (este número se determina mediante simulaciones hasta obtener el menor número de ciclos en que la red converge) las cuales se relacionan con la capa de entrada y la capa de salida. Por último la capa de salida comprende 20 neuronas donde cada una de estas representa o caracteriza al componente fallado. La estructura general para una red perceptron [Song97], [El-Sayed00], [Albeiro07], [Elhadef09], puede ser apreciada en la figura 2.2.

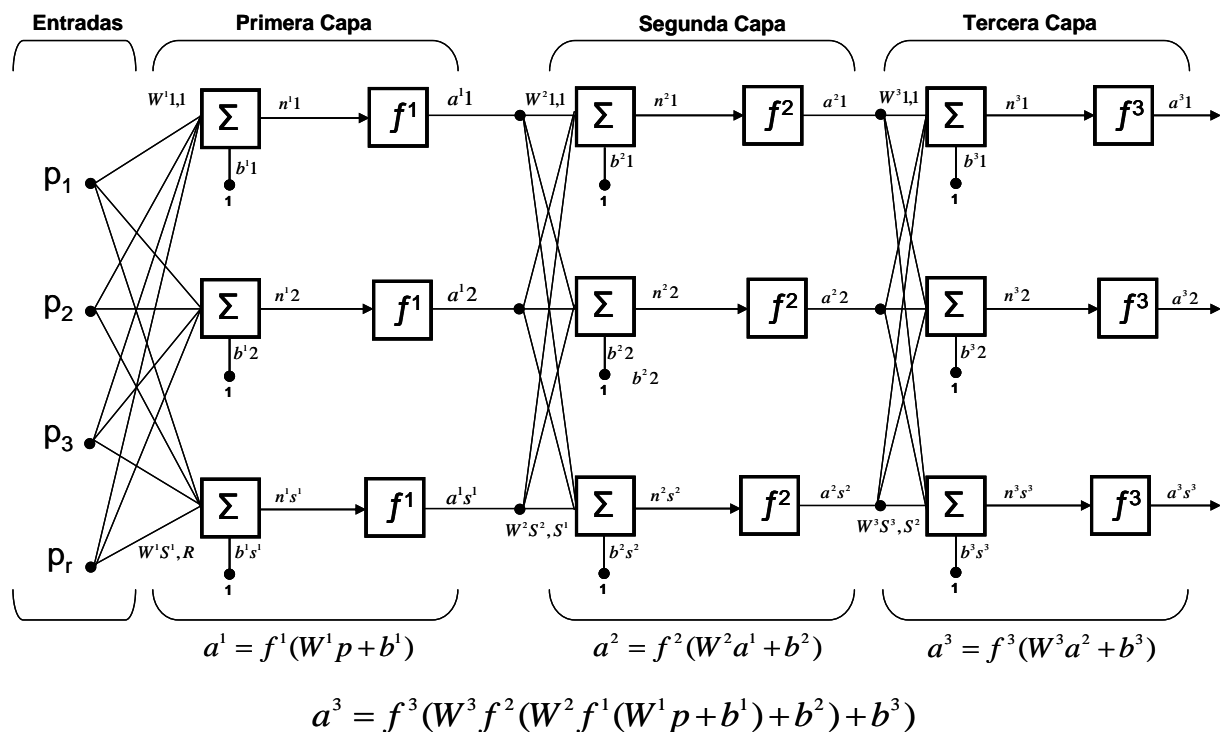


Figura 2.2 Estructura general para una red Perceptron



Para el caso de los **20 patrones de prueba correspondientes a un fallo simple** de la red, esta responde perfectamente clasificando los fallos de manera adecuada:

Para un umbral = 0.4 clasifica los 20 patrones adecuadamente

Para un umbral = 0.95 clasifica los 20 patrones adecuadamente

Para el caso de los **22 patrones de prueba correspondientes a un fallo simple con un interruptor fallado**, la red responde de la siguiente forma:

Para un umbral = 0.4 clasifica 20 patrones adecuadamente

Para un umbral = 0.95 clasifica 10 patrones adecuadamente

Para el caso de los **64 patrones de prueba correspondientes a un fallo doble**, la red responde de la siguiente forma:

Para un umbral = 0.4 clasifica 64 patrones adecuadamente

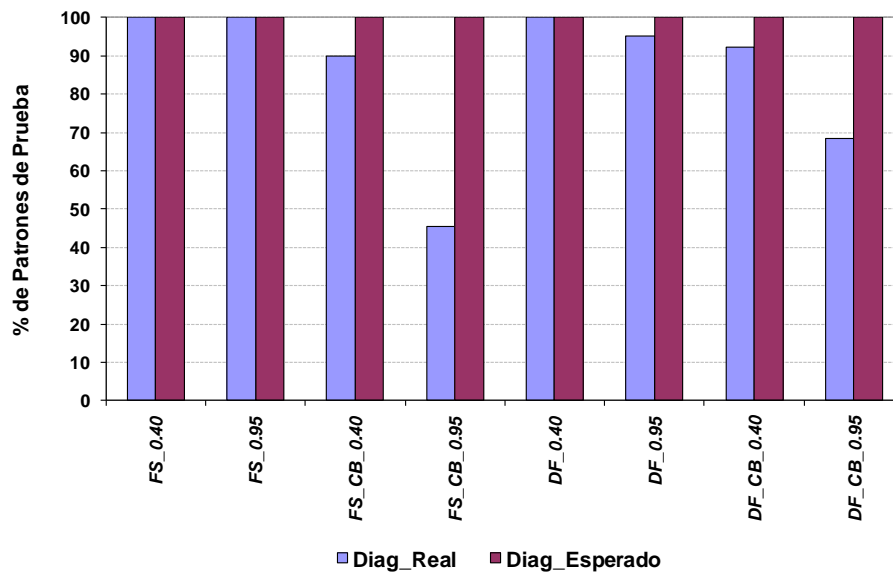
Para un umbral = 0.95 clasifica 61 patrones adecuadamente

Para el caso de los **418 patrones de prueba correspondientes a un fallo doble con un interruptor fallado**, la red responde de la siguiente forma:

Para un umbral = 0.4 clasifica 386 patrones adecuadamente

Para un umbral = 0.95 clasifica 286 patrones adecuadamente

Una representación gráfica comparativa del comportamiento de la red ante los diferentes patrones de entrada clasificados por tipo de fallo se puede observar en la gráfica 2.1.



Gráfica 2.1 Análisis comparativo del diagnóstico de la red Perceptron ante diferentes fallos y umbrales

### 2.3.2 Red neuronal radial basic function (RBF)

Esta estructura neuronal estará conformada por dos capas: una capa oculta de 42 neuronas representadas por funciones de base radial, donde cada neurona corresponde a cada interruptor asociado a su componente correspondiente, y la capa de salida es una capa lineal que comprende 20 neuronas donde cada una de estas representa o caracteriza al componente fallado. Su arquitectura [Song97], [Bi02a], [Ai-min05], [Huilan05], [Albeiro07], se presenta en la figura 2.3.

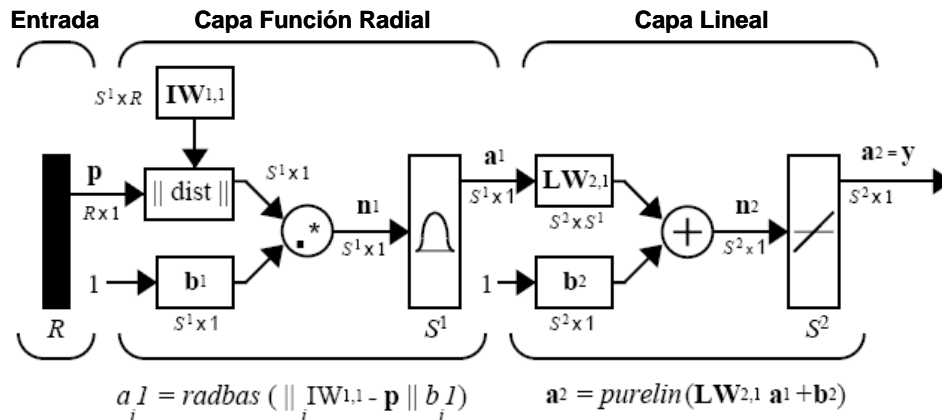


Figura 2.3 Estructura general Radial Basic Function

Para el caso de los **20 patrones de prueba correspondientes a un fallo simple** de la red, esta responde perfectamente clasificando los fallos de manera adecuada:

- Para un umbral = 0.4 clasifica los 20 patrones adecuadamente
- Para un umbral = 0.95 clasifica los 20 patrones adecuadamente

Para el caso de los **22 patrones de prueba correspondientes a un fallo simple con un interruptor fallado**, la red responde de la siguiente forma:

- Para un umbral = 0.4 clasifica 10 patrones adecuadamente
- Para un umbral = 0.95 clasifica 13 patrones adecuadamente

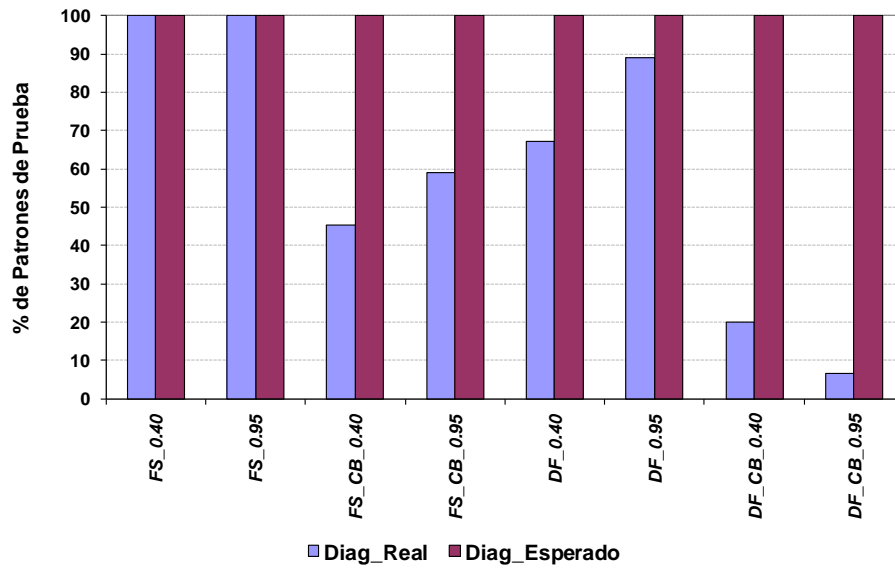
Para el caso de los **64 patrones de prueba correspondientes a un fallo doble**, la red responde de la siguiente forma:

- Para un umbral = 0.4 clasifica 43 patrones adecuadamente
- Para un umbral = 0.95 clasifica 57 patrones adecuadamente

Para el caso de los **418 patrones de prueba correspondientes a un fallo doble con un interruptor fallado**, la red responde de la siguiente manera:

- Para un umbral = 0.4 clasifica 84 patrones adecuadamente
- Para un umbral = 0.95 clasifica 28 patrones adecuadamente

Una representación gráfica comparativa del comportamiento de la red ante los diferentes patrones de entrada clasificados por tipo de fallo se puede observar en la gráfica 2.2.



Gráfica 2.2 Análisis comparativo del diagnóstico de la red RBF ante diferentes fallos y umbrales

### 2.3.3 Red neuronal kohonen

Esta estructura neuronal estará conformada por una estructura de 10 x 10. La idea básica del modelo es crear una imagen de un espacio multidimensional de entrada en un espacio de salida de menor dimensionalidad [Song97], [Fen02], [Chiang04], [Albeiro07]. Se trata de un modelo con dos capas de neuronas, una de entrada y otra de procesamiento (salida). Las neuronas de la primera capa se limitan a recoger y canalizar la información. La segunda capa está conectada a la primera a través de los pesos sinápticos y es la encargada de procesar la información de entrada, generando una proyección no lineal del espacio multidimensional de entrada, preservando las características esenciales de estos datos en forma de relaciones de vecindad. Esta estructura puede ser apreciada en la figura 2.4. El resultado final es la creación del llamado mapa auto-organizado donde se representan los rasgos más sobresalientes del espacio de entrada. Este mapa se puede apreciar en la figura 2.5.

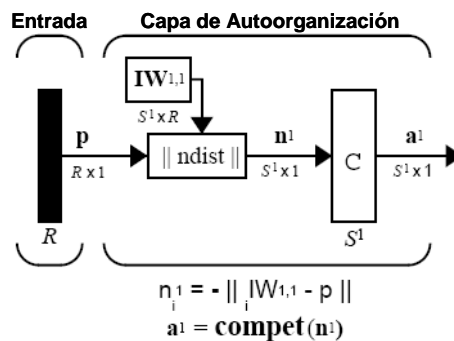


Figura 2.4 Estructura general para una red Kohonen

## NEURONAS

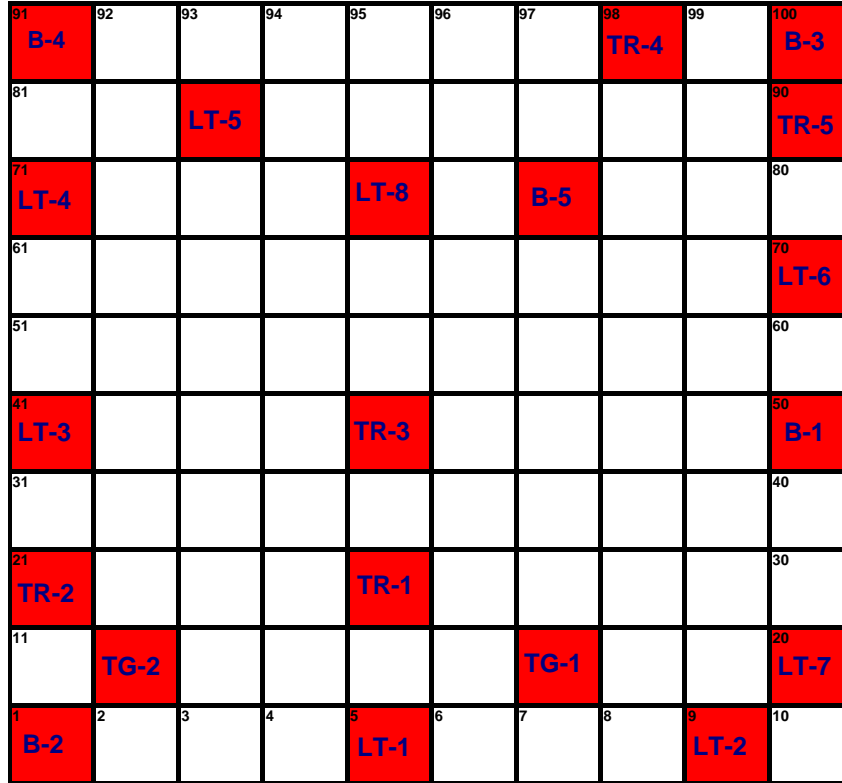


Figura 2.5 Mapa auto-organizado de Kohonen

Para el caso de los **20 patrones de prueba correspondientes a un fallo simple** de la red, esta responde perfectamente clasificando los fallos de manera adecuada:

Clasifica los 20 patrones adecuadamente

Para el caso de los **22 patrones de prueba correspondientes a un fallo simple con un interruptor fallado**, la red responde de la siguiente forma:

Clasifica 13 patrones adecuadamente

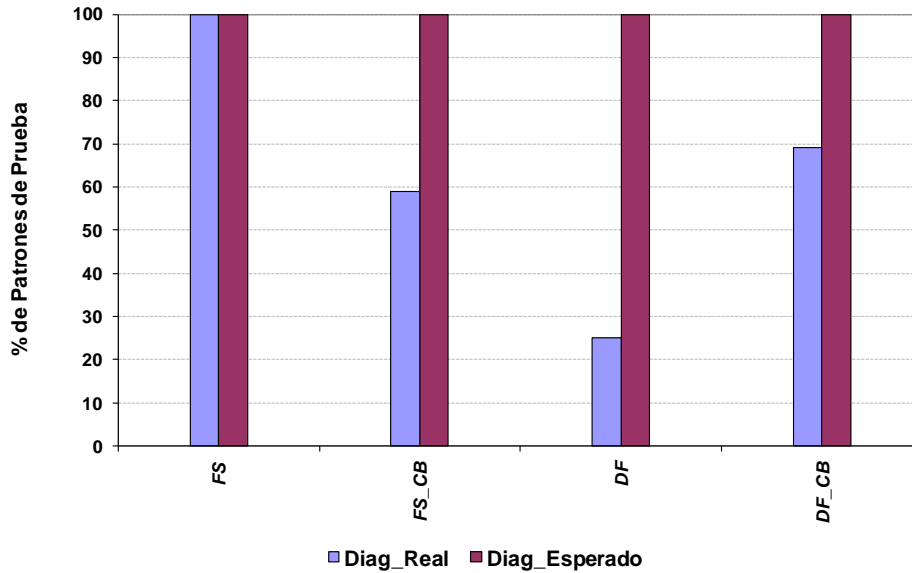
Para el caso de los **64 patrones de prueba correspondientes a un fallo doble**, la red responde de la siguiente forma:

Clasifica 16 patrones adecuadamente

Para el caso de los **418 patrones de prueba correspondientes a un fallo doble con un interruptor fallado**, la red responde de la siguiente manera:

Clasifica 290 patrones adecuadamente

Una representación gráfica comparativa del comportamiento de la red ante los diferentes patrones de entrada clasificados por tipo de fallo se puede observar en la gráfica 2.3.



Gráfica 2.3 Análisis comparativo del diagnóstico de la red Kohonen ante diferentes fallos

### 2.3.4 Red neuronal de vectores de aprendizaje cuantizados (LVQ)

En la red LVQ, cada neurona de la primera capa es asignada a una clase, después cada clase es asignada a una neurona en la segunda capa [Song97], [Albeiro07]. El número de neuronas en la primera capa,  $S^1$  debe ser mayor o al menos igual que el número de neuronas en la segunda capa,  $S^2$ .

Al igual que con redes competitivas, cada neurona en la primera capa de la red LVQ aprende un vector prototipo, el cual permite a la neurona clasificar una región del espacio de entrada, sin embargo en lugar de calcular la distancia entre la entrada y el vector de pesos por medio del producto punto, la red LVQ calcula la distancia directamente. La estructura general para una red LVQ se representa en la figura 2.6.

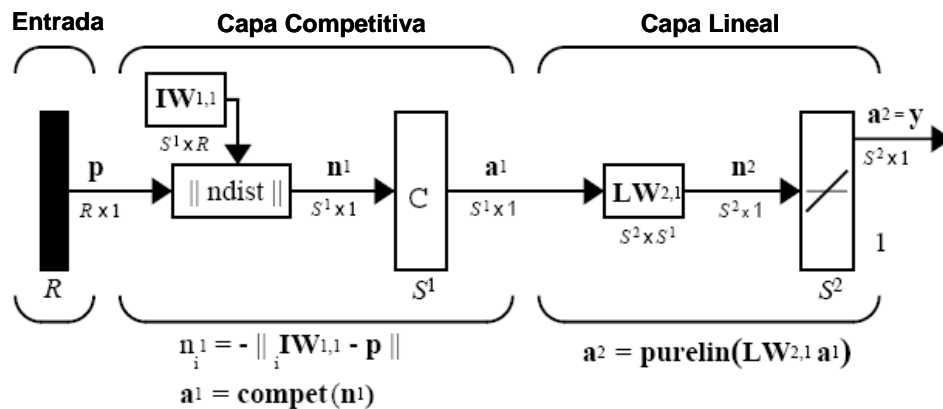


Figura 2.6 Estructura general para una red de vectores de aprendizaje cuantizados LVQ

Para el caso de los **20 patrones de prueba correspondientes a un fallo simple** de la red, esta responde perfectamente clasificando los fallos de manera adecuada:

- Para un umbral = 0.4 clasifica los 20 Patrones adecuadamente
- Para un umbral = 0.95 clasifica los 20 Patrones adecuadamente

Para el caso de los **22 patrones de prueba correspondientes a un fallo simple con un interruptor fallado**, la red responde de la siguiente forma:

- Para un umbral = 0.4 clasifica 11 Patrones adecuadamente
- Para un umbral = 0.95 clasifica 8 Patrones adecuadamente

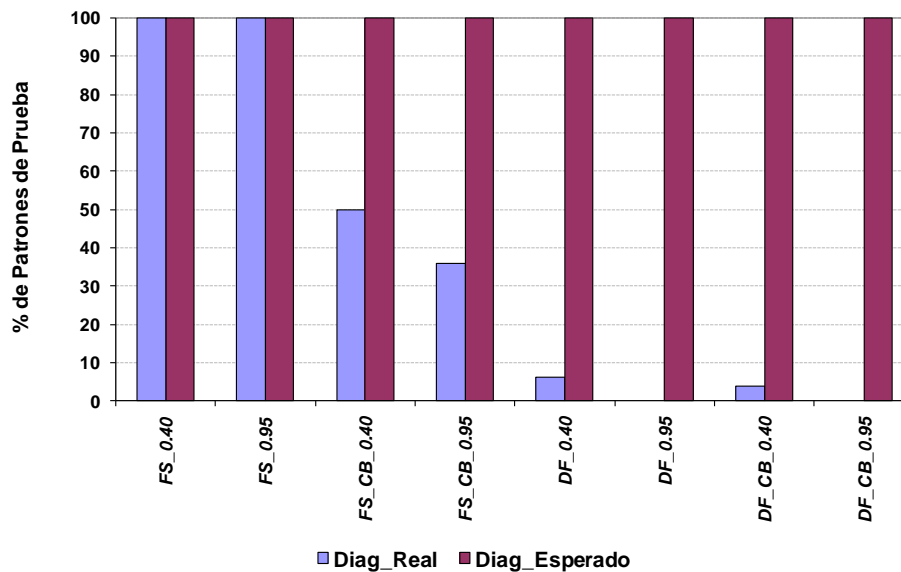
Para el caso de los **64 patrones de prueba correspondientes a un fallo doble**, la red responde de la siguiente forma:

- Para un umbral = 0.4 clasifica 4 Patrones adecuadamente
- Para un umbral = 0.95 clasifica 0 Patrones adecuadamente

Para el caso de los **418 patrones de prueba correspondientes a un fallo doble con un interruptor fallado**, la red responde de la siguiente manera:

- Para un umbral = 0.4 clasifica 17 Patrones adecuadamente
- Para un umbral = 0.95 clasifica 0 Patrones adecuadamente

Una representación gráfica comparativa del comportamiento de la red ante los diferentes patrones de entrada clasificados por tipo de fallo se puede observar en la gráfica 2.4.



Gráfica 2.4 Análisis comparativo del diagnóstico de la red LVQ ante diferentes fallos y umbrales

### 2.3.5 Red neuronal de resonancia adaptativa (ART)

Para solucionar el dilema de la plasticidad y estabilidad, el modelo ART propone añadir a las redes un *mecanismo de realimentación* entre las neuronas competitivas de la capa de salida de la red y la capa de entrada. Este mecanismo facilita el aprendizaje de nueva información sin destruir la ya almacenada. La teoría de la resonancia adaptativa se basa en la idea de hacer resonar la información o patrones de entrada con los prototipos de las categorías que reconoce la red. Si algún patrón de entrada es suficientemente similar a uno de los prototipos de la red, esta considera que pertenece a dicha categoría y únicamente realiza una pequeña adaptación del prototipo almacenado representante de la categoría para que incorpore algunas características del patrón presentado. Cuando un patrón de entrada, no se parece a ninguno de los prototipos existentes recordados por la red hasta ese momento, la red se encarga de crear una nueva categoría con el patrón de entrada como prototipo de la misma. Con un factor de semejanza cercano a 1, la red tiende a clasificar con mayor precisión el patrón de entrada. La estructura general de este tipo de red [Song97], [Chang02], [Zhang05], puede ser apreciada en la figura 2.7.

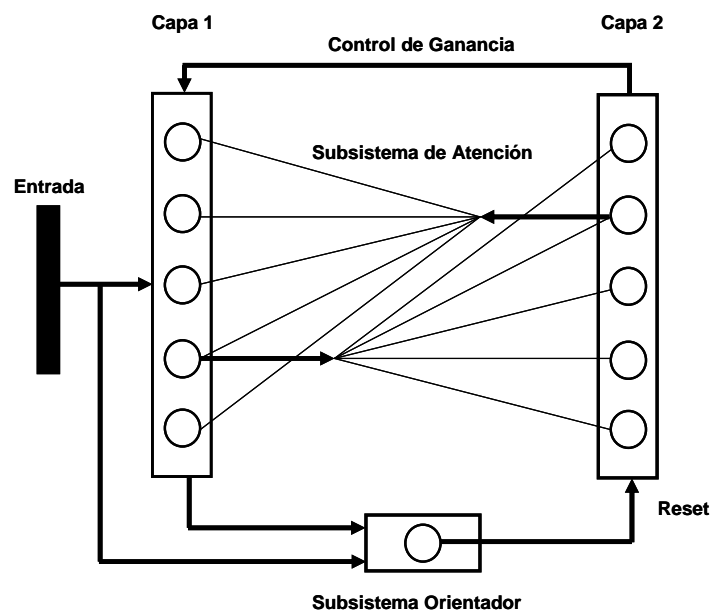


Figura 2.7 Estructura general para una red de resonancia adaptativa ART

Para el caso de los **20 patrones de prueba correspondientes a un fallo simple**, la red responde de la siguiente manera:

Para un factor de semejanza = 0.98 clasifica 4 patrones adecuadamente  
Para un factor de semejanza = 0.95 clasifica 9 patrones adecuadamente

Para el caso de los **22 patrones de prueba correspondientes a un fallo simple con un interruptor fallado**, la red responde de la siguiente forma:

Para un factor de semejanza = 0.98 clasifica 4 patrones adecuadamente  
Para un factor de semejanza = 0.95 clasifica 9 patrones adecuadamente

Para el caso de los **64 patrones de prueba correspondientes a un fallo doble**, la red responde de la siguiente forma:

Para un factor de semejanza = 0.98 clasifica 0 patrones adecuadamente

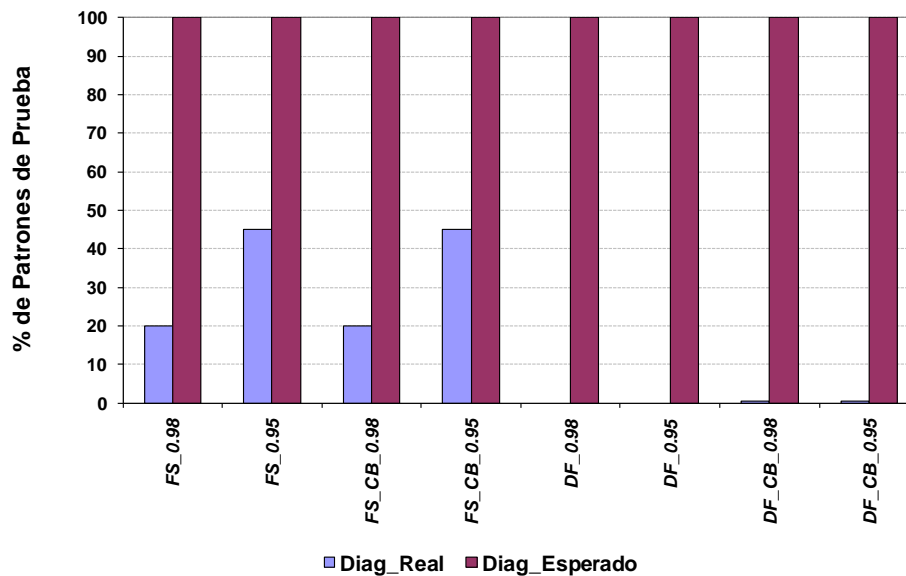
Para un factor de semejanza = 0.95 clasifica 0 patrones adecuadamente

Para el caso de los **418 patrones de prueba correspondientes a un fallo doble con un interruptor fallado**, la red responde de la siguiente manera:

Para un factor de semejanza = 0.98 clasifica 3 patrones adecuadamente

Para un factor de semejanza = 0.95 clasifica 2 patrones adecuadamente

Una representación gráfica comparativa del comportamiento de la red ante los diferentes patrones de entrada clasificados por tipo de fallo se puede observar en la gráfica 2.5.



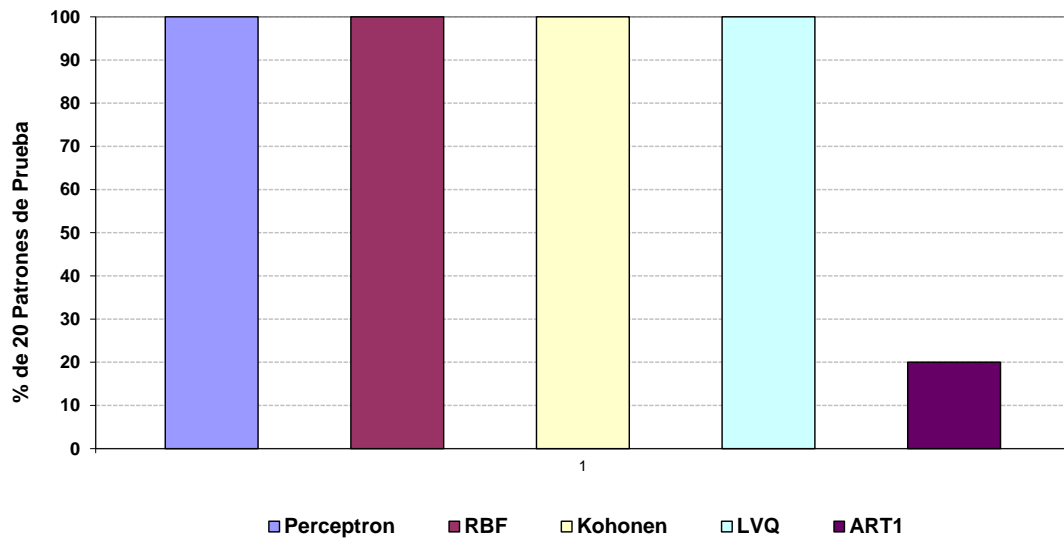
Gráfica 2.5 Análisis comparativo del diagnóstico de la red ART ante diferentes fallos y umbrales

## 2.4 Análisis comparativo entre las diferentes estructuras neuronales ante un mismo tipo de fallo

Se presentan las gráficas para los casos donde se comparan las diferentes estructuras neuronales ante un fallo de un mismo tipo con la finalidad de observar su capacidad de respuesta de cada una de ellas. Se toman los casos para un umbral de 0.95 y un factor de semejanza de 0.98.

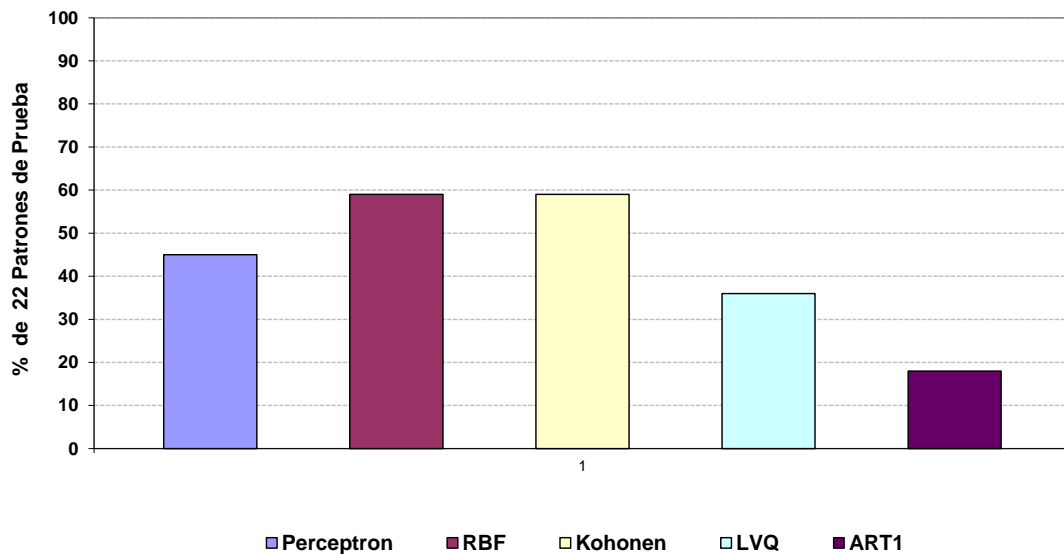


En la gráfica 2.6 se representa el comportamiento de las diferentes redes neuronales a los 20 patrones de prueba correspondientes a un fallo simple.



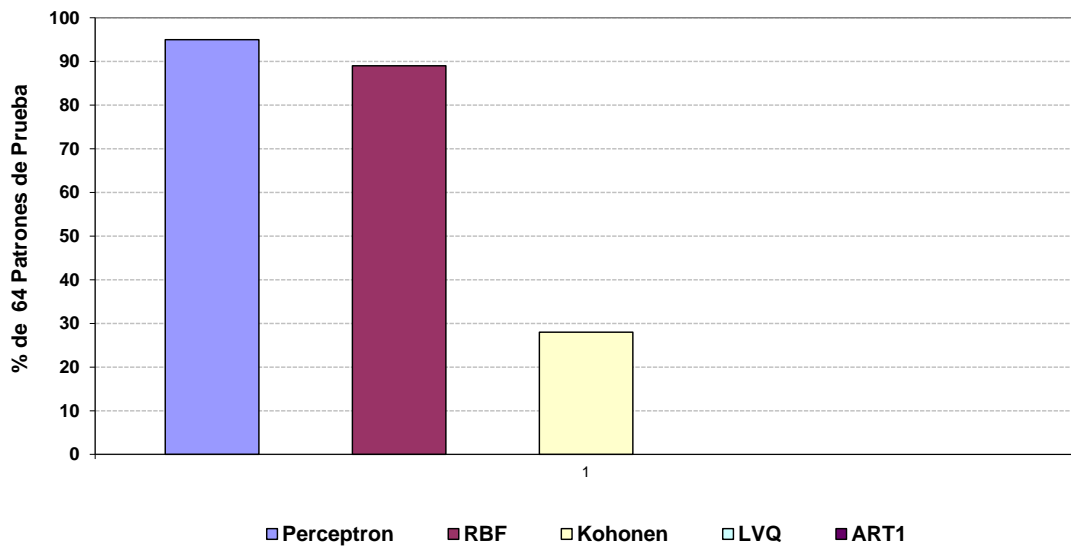
Gráfica 2.6 Respuesta de las diferentes redes neuronales a un fallo simple

En la gráfica 2.7 se representa el comportamiento de las diferentes redes neuronales a los 22 patrones de prueba correspondientes a un fallo simple con un interruptor fallado.



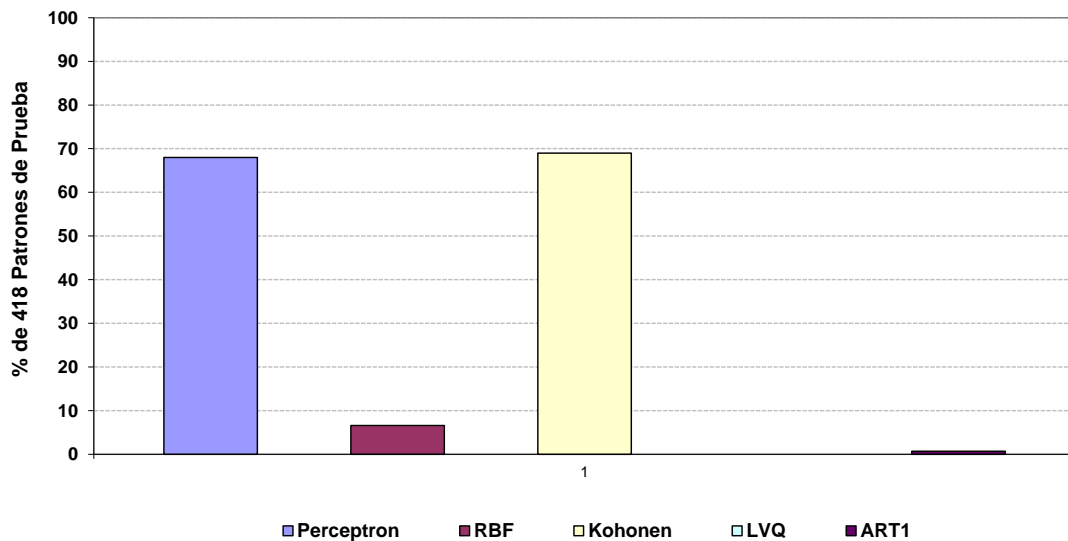
Gráfica 2.7 Respuesta de las diferentes redes neuronales a un fallo simple con interruptor fallado

En la gráfica 2.8 se representa el comportamiento de las diferentes redes neuronales a los 64 patrones de prueba correspondientes a una doble falla.



Gráfica 2.8 Respuesta de las diferentes redes neuronales a un doble fallo

En la gráfica 2.9 se representa el comportamiento de las diferentes redes neuronales a los 418 patrones de prueba correspondientes a un doble fallo con interruptor fallado.



Gráfica 2.9 Respuesta de las diferentes redes neuronales a un doble fallo con interruptor fallado

## 2.5 Conclusiones

Se ha presentado en este capítulo un análisis comparativo de las redes neuronales que mayor aplicación han tenido en el diagnóstico de fallos en redes de transporte de energía eléctrica.

Las bases de datos con patrones de entrenamiento para las diferentes condiciones operativas de fallo para la red eléctrica bajo estudio, no contemplaron los estados lógicos de los relevadores de protección relacionados a cada uno de los componentes de la red, originando que cada uno de estos patrones de entrada este conformado exclusivamente por los estados lógicos de los 42 interruptores correspondientes a los componentes que integran a la red eléctrica analizada. A su vez estos 42 elementos dieron origen al tamaño del patrón de entrada.

El haber incluido en los patrones de entrada los estados lógicos de los relevadores de protección (considerando por cada componente de la red dos esquemas de protección; uno primario y otro secundario), daría lugar a 54 estados lógicos más (2 por cada extremo de una línea de transporte) que al ser incluidos en los patrones de entrada, generarían patrones con un tamaño de 96 estados lógicos.

De lo anterior se hace énfasis en la necesidad de estructuras neuronales más eficientes en tamaño, ya que en la actualidad las redes de transporte de energía eléctrica han crecido de una manera exponencial, esto resultado de una creciente demanda, trayendo como consecuencia la necesidad de tener más elementos (interruptores, relevadores) que tendrían que ser incluidos a la estructura de diagnóstico, dando esto lugar a estructuras neuronales mucho más grandes y complejas, tratando de representar de la manera más completa el conocimiento, de forma tal que la estructura neuronal correspondiente pudiese dar un diagnóstico más preciso para un tipo de fallo determinado, y a su vez en base a su capacidad de generalización esta pueda tener la habilidad de poder diagnosticar patrones de fallos para los cuales no fue entrenada. Esto trae como consecuencia que el entrenamiento para este tipo de estructuras se haga muy tedioso debido a su estructura de tipo monolítica. Cabe mencionar que del análisis comparativo realizado, la estructura neuronal que mejor responde a los diferentes tipos de fallos es la perceptron, por lo que este tipo de estructura es la que se tomará como base para la implementación del método propuesto.

Estas estructuras neuronales fueron entrenadas y probadas mediante el uso del Toolbox Neural Networks de MatLab [Demuth08].

# 3 Nueva Formulación Mediante Redes Neuronales Artificiales para el Diagnóstico de Fallos de Redes de Transporte de Energía Eléctrica

## 3.1 Introducción

Como se comentó en la sección anterior, el diagnóstico de fallos en redes de transporte de energía eléctrica es un tópico de gran importancia para los ingenieros en sistemas de potencia, ya que es de gran ayuda en el momento en que la red de transporte está sujeta a cambios abruptos de operación. Dentro del campo del diagnóstico de fallos basado en conocimiento, los métodos basados en el monitoreo de la información, obtienen los estados de los interruptores y relevadores de protección de la red de transporte y los relacionan con condiciones de fallos representados previamente en bases de datos a fin de poder proporcionar un diagnóstico [He10], [Ma10], [Yan10], [Rigatos09], [Upendar08], [Ziolkowski07], [Lee06], [Pradhan06], [Wanderley05].

- El objetivo de este capítulo, es desarrollar un sistema de diagnóstico de fallos mediante estructuras neuronales genéricas, una por cada tipo de componente que conforma a la red de transporte (línea de transporte, transformador, barra), que proporcione el diagnóstico, tanto para fallos simples como múltiples, que sea independientemente de la cantidad de alarmas generadas, así como el tamaño de la red, y que sea factible de ser utilizado por los operadores de los centros de control, tomando en cuenta exclusivamente las alarmas de los estados de los interruptores y relevadores propios y/o de respaldo de cada componente.

Los estudios relacionados con redes neuronales artificiales en el diagnóstico de fallos en redes de transporte de energía eléctrica a la fecha, han dado resultados satisfactorios en cuanto a la detección del fallo en el componente correspondiente (línea de transporte, transformador, barra), así como en el diagnóstico adecuado ante la presencia de fallos simultáneos. La desventaja que se ha observado en dichos estudios es que la representación de la base del conocimiento se empieza a hacer más tediosa de aplicar conforme la red de transporte se hace más grande en número de componentes y al emitir un diagnóstico para fallos simultáneos y múltiples [Bi02], [Negnevitsky05], [Huilan05], es decir que el estado lógico de un número mayor de interruptores y esquemas de protección deberá de ser tomado en cuenta, para la emisión de un diagnóstico correcto para cada uno de los componentes de la red de transporte, que en algún momento se encuentren sujetos a fallo.

El método que a continuación se describe, realiza el diagnóstico por componente; es decir en forma modular, tomando en cuenta los estados lógicos de interruptores propios y de respaldo del componente, así como sus esquemas de protección primarios y de respaldo correspondientes. La verificación de que existe un fallo en un componente determinado se hace en dos niveles:

- Se verifica si el fallo fue en el componente mediante la operación correcta de los interruptores propios y de respaldo (primer nivel).
- Se verifica si el fallo fue en el componente mediante la operación correcta de los esquemas de protección propios y de respaldo (segundo nivel).
- Para validar el fallo en el componente analizado, tanto el primero como el segundo nivel deben arrojar un resultado positivo de fallo.

Como última instancia se hace una validación final a un tercer nivel para las líneas de transporte, donde se analizan en forma transitoria las señales analógicas de corrientes y tensiones de fallo de la línea bajo análisis, de manera que un resultado positivo de fallo en los dos primeros niveles, mediante los estados de los interruptores y relevadores, implica como consecuencia que la línea fallada previa a su apertura deberá presentar corrientes y tensiones de fallo, las cuales serán analizadas para determinar el tipo de fallo que se produjo en esta, para poder de esta manera emitir un diagnóstico final más completo. Esta validación será llevada a cabo en el capítulo 4.

Con la finalidad de poder ver la ventaja del método propuesto, se diseñaron módulos de diagnóstico exclusivamente para líneas de transporte, transformadores y barras [Cardoso05], haciendo la aclaración que también es posible diseñar módulos para generadores y componentes en derivación (reactores y capacitores). Solo se diseñaron estos módulos, para poder comparar el método propuesto con los ya existentes, ya que estos manejan el diagnóstico a nivel de líneas de transporte, transformadores y barras.

## **3.2 Estructura neuronal modular propuesta para líneas de transporte**

Para empezar a desarrollar el correspondiente módulo neuronal para líneas de transporte es necesario tomar en cuenta las diferentes topologías que se pueden presentar al momento que se interconectan a una red de transporte de energía eléctrica.

Básicamente las dos topologías de índole general a través de las cuales puede ser interconectada una línea de transporte, y que serán utilizadas en el desarrollo de este método, son las subestaciones denominadas de interruptor y medio pudiéndose apreciar este tipo de subestaciones en la figura 3.1, y las denominadas de doble barra representadas en la figura 3.2.

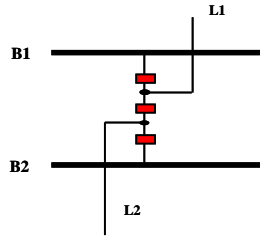


Figura 3.1 Subestación con interruptor y medio

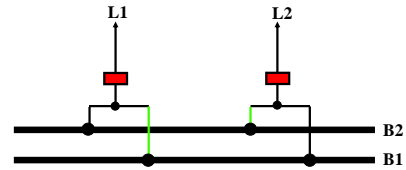


Figura 3.2 Subestación con doble barra

En base a lo anterior es posible determinar que pueden darse tres modalidades diferentes para poder interconectar una línea de transporte entre las subestaciones antes mencionadas:

- La interconexión de una línea de transporte entre dos subestaciones a interruptor y medio.
- La interconexión de una línea de transporte entre dos subestaciones con doble barra.
- La interconexión de una línea de transporte entre dos subestaciones: una a interruptor y medio y la otra a doble barra.

### 3.2.1 Diseño de la estructura modular para una línea de transporte interconectada entre dos subestaciones a interruptor y medio

Para poder plasmar el diseño de la estructura modular para este caso se tomará a manera de ejemplo la línea L4 de la red analizada. Los interruptores primarios por medio de los cuales la línea se interconecta a ambas subestaciones se pueden apreciar en la figura 3.3, siendo estos los siguientes: 4, 11, 35 y 36. Cabe aclarar que por facilidad en la nomenclatura de los elementos, estos serán referenciados numéricamente, de forma tal que su nomenclatura real, será utilizada en el desarrollo de la aplicación del método a la red eléctrica analizada.

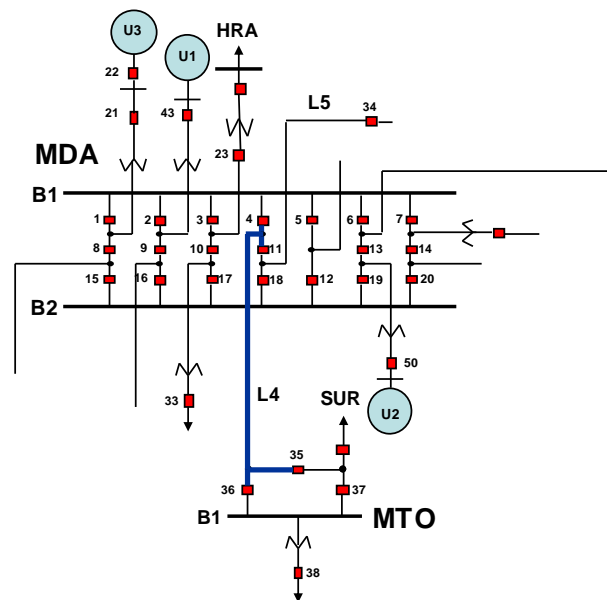


Figura 3.3 Topología de interconexión de la línea L4

Todo componente de una red eléctrica está caracterizado por un grupo de esquemas de protección [Ravindranath80], que lo protegen contra fallos de cortocircuito. Estos esquemas de protección se clasifican de una manera general en:

- Esquema de protección primaria
- Esquema de protección secundaria
- Esquema de protección de respaldo o esquema adicional de protección

donde dichos esquemas pueden variar de una red de transporte a otra en el hecho de no contar con la protección de respaldo o en su caso contar con otro esquema adicional de protección.

Desde el punto de vista conceptual y haciendo referencia a una línea de transporte, la implementación de los diferentes esquemas de protección puede ser representada en la figura 3.4, haciendo referencia para este caso en particular a los esquemas de protección que se encuentran establecidos en el modelo correspondiente a la red parcial de la zona urbana de la ciudad de Mérida Yucatán, México

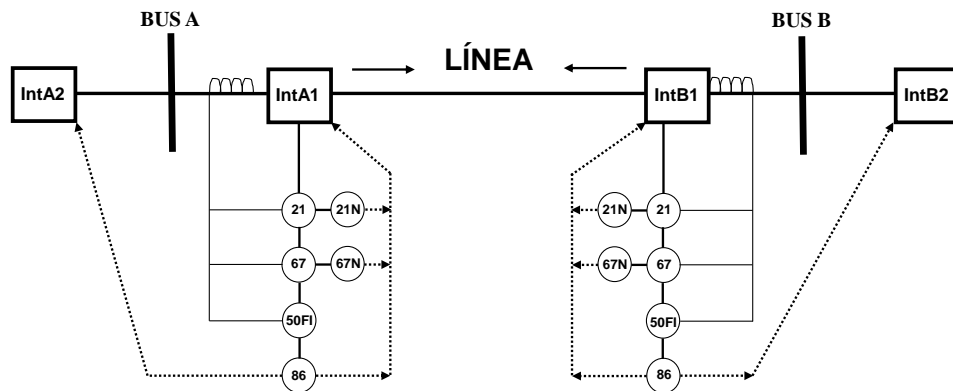


Figura 3.4 Representación unifilar para diferentes esquemas de protección de una línea

El esquema de protección primaria está representado por un relevador 21 de distancia para fallos entre fases y un relevador 21N de distancia para fallos de fase a tierra. Este tipo de protección es clásico para líneas de tipo radial. Para el caso de líneas malladas o cortas, el esquema de protección primaria puede estar caracterizado por un relevador diferencial 87L.

El esquema de protección secundaria está implementado por un relevador de sobre-corriente direccional 67 para fallos entre fases y un relevador de sobre-corriente direccional 67N para fallos de fase a tierra.

El esquema de protección de respaldo o adicional, para este caso está constituido por un relevador de sobre-corriente instantáneo 50FI, y está directamente relacionado a cada interruptor. El relé 86 es un relé que maneja múltiples contactos. Todos los esquemas anteriores de protección relacionados con una línea de transporte son estudiados y analizados en [Alsthom90], [Elmore94].

### 3.2.1.1 Funcionamiento operativo de interruptores y esquemas de protección de L4

El funcionamiento operativo de interruptores y esquemas de protección correspondientes a L4, se puede explicar con ayuda de la figura 3.3, y que por facilidad se presenta de nuevo en la figura 3.5

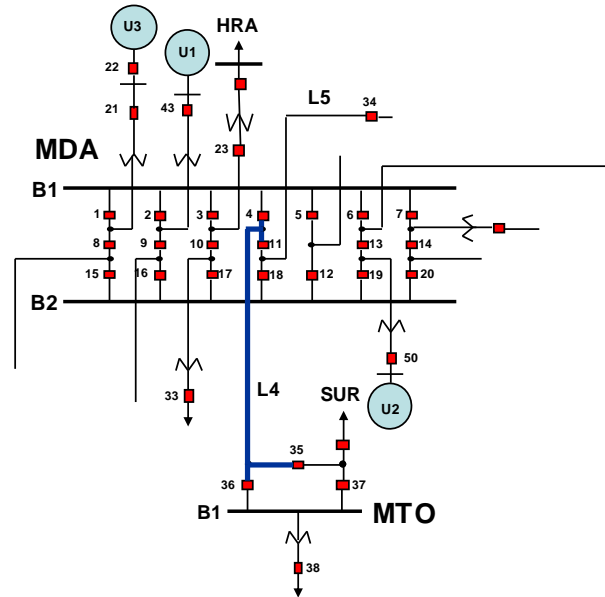


Figura 3.5 Interruptores de conexión asociados a L4

Tomando como base de que *para toda activación de un relevador, corresponde la apertura de un interruptor*, si ocurre un fallo en L4, el conocimiento que el módulo neuronal tendrá que aprender será implementado en dos niveles:

**a) Nivel 1:**

La detección del fallo en la línea L4 por la apertura correcta de interruptores

**b) Nivel 2:**

La detección del fallo en la línea L4 por la activación correcta de los esquemas de protección

▪ **Nivel 1, por interruptores**

➤ Un interruptor puede fallar ya sea por problemas en sus mecanismos de acción, o por el fallo de los esquemas de protección asociados a este.

a) Si el fallo es realmente en L4, los interruptores primarios de ambos extremos 4, 11, 35 y 36 deberán de abrir.

b) Si falla el interruptor 4, los interruptores de respaldo que deberán de abrir para evitar que el fallo se propague son en este caso 1, 2, 3, 5, 6, 7.



- c) Si falla el interruptor 11, los interruptores de respaldo que deberán de abrir para evitar que el fallo se propague son en este caso 18, 34.
- d) Si falla el interruptor 35, los interruptores de respaldo que deberán de abrir para evitar que el fallo se propague son en este caso 37, 51.
- e) Si falla el interruptor 36, los interruptores de respaldo que deberán de abrir para evitar que el fallo se propague son en este caso 37, 38.

- **Nivel 2, por relevadores**

- Un esquema de protección puede fallar al faltarle tensión a la barra donde está conectado
  - a) Si el fallo es realmente en L4, al menos un relevador de algún esquema de protección de ambos extremos de la línea debe activarse (en este caso se tienen 3 esquemas de protección por interruptor en cada extremo de la línea)

El funcionamiento operativo de los interruptores y esquemas de protección de L4, permitirá establecer el espacio del conocimiento con que el módulo neuronal de diagnóstico será entrenado.

La implementación del módulo neuronal para cada uno de los dos niveles de diagnóstico para L4, se llevará a cabo en tres pasos consecutivos, los cuales se describen a continuación:

- a) Lectura de los interruptores, protecciones primarias, secundarias, y de respaldo asociadas al componente L4.
- b) Implementación de la base de conocimiento con la cual será entrenado el módulo neuronal, y la cual contendrá todos los posibles fallos relacionados con el mal funcionamiento de los interruptores y/o relevadores.
- c) Verificación si existe un cambio de estado en alguno de los relevadores, en uno o ambos extremos de la línea, ya que de existir, este cambio dará la pauta para arrancar el módulo de diagnóstico de L4.

### **3.2.1.2 Lectura de interruptores y protecciones para el módulo neuronal de L4**

Con la finalidad de poder manejar de una manera más adecuada la información del estado de los interruptores y relevadores de protección correspondientes al componente bajo análisis, se presenta en la tabla 3.1 la siguiente base de datos que será aplicada a la lectura de datos relacionados con L4 provenientes del SCADA.

Cada componente sujeto a diagnóstico contará con una base de datos similar de acuerdo a sus características. Estas bases de datos serán comentadas en su momento, al describir a detalle cada uno de los diferentes componentes que integran a la red de transporte de energía eléctrica.

**Línea 4**

1	Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	ENVIO
2	Int_PyR	4	11	1	2	3	5	6	7	18	34	*	
3	Estado	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	
4		INT 4					INT 11						
5	Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
6	Estado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7	Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	RECEP
8	Int_PyR	35	36	37	51	*	*	*	*	37	38	*	
9	Estado	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1	2	
10		INT 35					INT 36						
11	Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
12	Estado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

0 → Interruptor Abierto                      0 → Relevador No Operado  
 1 → Interruptor Cerrado                      1 → Relevador Operado

Tabla 3.1 Base de datos para la implementación del módulo neuronal de L4

En la tabla 3.1 se observa que en la mitad superior de la base de datos (sub-matriz superior, filas de la 1 a la 6 y columnas de la 1 a la 12) se ubican los interruptores relacionados con el extremo lado envío de L4. La primera fila representa el número de interruptores a manejar por el módulo como elementos de entrada. La segunda fila se refiere a las nomenclaturas que caracterizan a cada uno de los interruptores propios y de respaldo de L4, y la tercera fila corresponde a los estados de cada uno de ellos provenientes del SCADA. En las filas 5 y 6 se representan las nomenclaturas de los diferentes esquemas de protección con los que cuenta cada interruptor primario así como el estado lógico de cada uno de estos esquemas respectivamente, provenientes del SCADA. Las 2 primeras columnas corresponden a los interruptores primarios lado envío. Las columnas de la 3 a la 8 corresponden a los interruptores de respaldo en caso de fallar el interruptor 4 (interruptor común a la barra 1 y a L4, ver figura 3.5), de la misma forma las columnas de la 9 a la 11 corresponden a los interruptores de respaldo en caso de fallar el interruptor 11.

De igual forma se observa de la tabla 3.1 que en la mitad inferior de la base de datos (sub-matriz inferior, filas de la 7 a la 12 y columnas de la 1 a la 11) se ubican los interruptores relacionados con el extremo lado receptor de L4. La descripción de las filas y columnas de esta sub-matriz es exactamente igual a la sub-matriz superior.

Una de las ventajas de estructurar la base de datos de la forma anterior es facilitar la implementación del módulo neuronal y hacerlo genérico, es decir que pueda servir para cualquier línea de transporte. Para el caso de la base de datos anterior los espacios referenciados con un asterisco y con un estado denominado (2), representan interruptores no existentes en la red, es decir que del lado receptor de la línea, el interruptor 35 solo tiene como respaldo los interruptores 37 y 51, y el interruptor 36, los interruptores 37 y 38.

El número máximo de columnas para la base de datos que será utilizada de manera general para las líneas de transporte, se obtuvo en base a los siguientes criterios:

- Se determina que subestación de la red eléctrica tiene el mayor número de interruptores con conexión a una sola barra. Posteriormente se interconectan dos líneas de transporte (Lt\_a, Lt\_b) en la forma indicada en la figura 3.6. La línea Lt\_a tiene en cada uno de sus extremos una conexión a interruptor y medio, y la línea Lt\_b en un extremo una conexión a interruptor y medio, y en el otro extremo una conexión a doble barra.

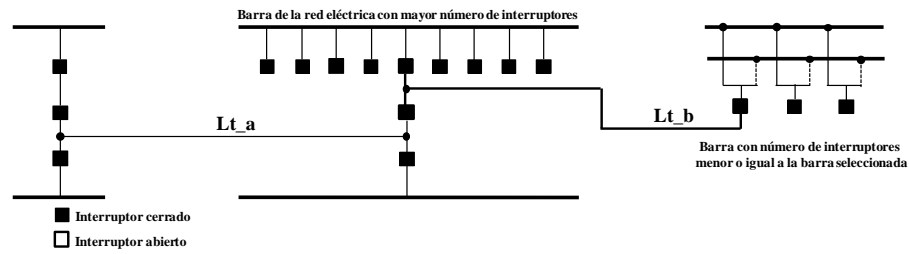


Figura 3.6 Interconexión propuesta para determinar el tamaño de la base de datos para una línea de transporte

- Se determina el número de interruptores que respaldan en caso de no abrir, al interruptor medio localizado en el extremo de la Lt\_b con conexión a interruptor y medio. Este número se determina restandole un interruptor al número total de interruptores conectados a la barra. Esto se puede apreciar en la figura 3.7.

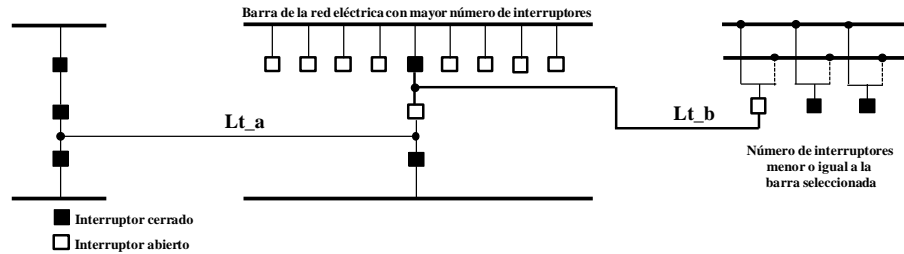


Figura 3.7 Determinación del número de interruptores de respaldo para el interruptor medio de la Lt\_b, con conexión a interruptor y medio

- Se determina el número de interruptores que respaldan al interruptor medio de la Lt\_b que es común, tanto a la Lt\_b como a la Lt\_a. Se puede observar que como máximo son tres interruptores de respaldo, y esto se da a través de una interconexión del extremo de la línea Lt\_a con conexión a interruptor y medio. Esto se puede apreciar en la figura 3.8.

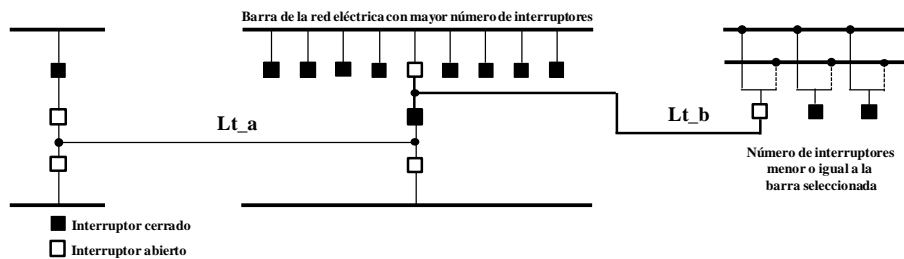


Figura 3.8 Determinación del número de interruptores de respaldo para el interruptor medio de la Lt\_b, que es común, tanto a la Lt\_b como a la Lt\_a

- La suma del número total de interruptores de respaldo de la Lt\_b más sus dos interruptores primarios del extremo con conexión a interruptor y medio, da el número de columnas a manejar para la base de datos.

Para cualquier otro tipo de red de transporte de energía eléctrica, con la aplicación de los criterios anteriores es posible determinar el número máximo de columnas de la base de datos. Para el caso de subestaciones con menor número de elementos la base de datos manejará una información ficticia representada por un (2). El manejo de dicha información ficticia caracterizando a interruptores no existentes será explicado más adelante en el tema correspondiente al diseño del módulo neuronal.

A manera de ejemplo se analiza la información correspondiente a las líneas L4 y L5, componentes que pertenecen en este caso a la subestación Mérida (MDA) figura 3.5. Si se supone que por alguna razón el interruptor 4, que es común tanto a la línea L4 como a la barra1 (B1) “no abre”, los interruptores de respaldo que deben de abrir son 1, 2, 3, 5, 6 y 7 siendo en total 6 interruptores. Si el interruptor medio 11 de la línea L4 “no abre” (ver figura 3.5), los interruptores de respaldo que deben de abrir son 18 y 34 más un interruptor ficticio, esto de acuerdo a los criterios antes mencionados, dando un total de 3 interruptores. De lo anterior se puede determinar que la suma del número total de interruptores de respaldo de la línea L4, más sus dos interruptores primarios del extremo con conexión a interruptor y medio da el número de columnas a manejar para la base de datos que en este caso es 11.

Si ahora se supone que el interruptor 18, que es común tanto a la línea L5 como a la barra2 (B2) “no abre”, los interruptores de respaldo que deben de abrir son 15, 16, 17, 12, 19 y 20 siendo en total 6 interruptores. Si el interruptor medio 11 de la línea L5 “no abre” (ver figura 3.5), los interruptores de respaldo que deben de abrir son 4, 35 y 36 dando un total de 3 interruptores. De lo anterior se puede determinar que la suma del número total de interruptores de respaldo de la línea L5, más sus dos interruptores primarios del extremo con conexión a interruptor y medio da el número de columnas a manejar para la base de datos que en este caso es 11. Este es el número de columnas que determinará el tamaño de la base de datos correspondiente a las líneas de transporte.

### 3.2.1.3 Implementación de la base de conocimiento con la cual será entrenado el módulo neuronal

La implementación de la base del conocimiento para el módulo neuronal de diagnóstico será implementado bajo dos niveles:

- a) **Por interruptores:** donde mediante la apertura correcta de los interruptores primarios y de respaldo, se ubica el fallo en la línea.
- b) **Por relevadores:** donde mediante la activación correcta de los esquemas de protección, se ubica el fallo en la línea.

#### a) Por interruptores

Tomando como referencia la base de datos correspondiente a la línea L4 se pueden tener los siguientes estados, Tabla 3.2, para los interruptores primarios en un extremo de la línea (lado envío).

L_Net_Int_Medio											
INTERRUPTORES (S.E INTERRUPTOR Y MEDIO)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
4	11	1	2	3	5	6	7	18	34	*	YInt_e
0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1
1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0

0 ----> Interruptor Abierto  
1 ----> Interruptor Cerrado

Tabla 3.2 Estados lógicos de los interruptores primarios en el lado de envío

El primer patrón caracteriza la apertura correcta de los interruptores primarios en un extremo de la línea ante un fallo en esta. En este caso dentro del módulo neuronal se diseñó un algoritmo que adapta la información ficticia para que el entrenamiento de la red sea congruente con la lógica de funcionamiento de apertura correcta de los interruptores de la línea; es decir el 2 que se tenía en la base de datos original (Tabla 3.1) se convierte a un 1, esto dependiendo del estado que el interruptor primario 11 tenga. Como en este caso el estado del interruptor 11 es 0, indicando una apertura correcta, los interruptores de respaldo no deben de abrir, de aquí que el valor para la información ficticia del 2 para la columna 11 sea 1, siendo este criterio el que se adoptará para la combinación de estados de los otros interruptores de respaldo existentes para el patrón de entrada. Este criterio se hace válido para todos los interruptores de respaldo que en la base de datos tengan información ficticia.

La nomenclatura utilizada para interruptores no existentes, esto en el caso de que la subestación a interruptor y medio donde la línea conecta, tenga menos elementos que los determinados para la base de datos general, es un 2, ya que esto permite hacer la diferencia entre otros interruptores de respaldo, cuyos estados lógicos están representados por un 1 o un 0. De esta forma se determinan cuantos interruptores no existentes hay en la base de datos, con la finalidad de cambiar el valor de 2, dependiendo del patrón de fallo dado, y así poder hacer genérica la red neuronal para determinar la apertura correcta de interruptores en un extremo de la línea fallada.

El segundo patrón caracteriza el fallo del interruptor 11 ante un fallo en la línea. Como el interruptor 11 no abrió, sus interruptores de respaldo deben de abrir, por lo que el valor para la información ficticia del 2 para la columna 11 será un 0.

El tercer patrón caracteriza el fallo del interruptor 4 ante un fallo en la línea. En este caso como el interruptor 11 abrió, sus interruptores de respaldo no deben de abrir, por lo que el valor para la información ficticia del 2 para la columna 11 será un 1.

El cuarto patrón indica que no existe cambio alguno en los interruptores primarios de la línea, por lo que no existe fallo en esta.

Los últimos dos patrones indican la apertura de los interruptores primarios sin que exista fallo en el componente, esto puede darse por la acción por parte del operador del área de control al sacar dicho interruptor para mantenimiento bloqueando sus respectivos esquemas de control, o simplemente por un fallo mecánico de este.

Tomando como base los patrones anteriores y las diferentes combinaciones que contemplan el fallo en alguno de los interruptores de respaldo se generan 250 patrones, de los cuales 180 patrones servirán de entrenamiento para una red neuronal perceptron, que tendrá como entrada los mencionados patrones y como salida la activación de que el fallo fue en la línea bajo diagnóstico, tomando en cuenta solo la apertura de interruptores en un extremo (lado envío). Los otros 70 patrones restantes servirán de prueba para la red. La estructura de esta red neuronal se puede apreciar en la figura 3.9. Esta red neuronal se implementará con el programa MATLAB y será identificada con el nombre **L\_Net\_Int\_Medio**.

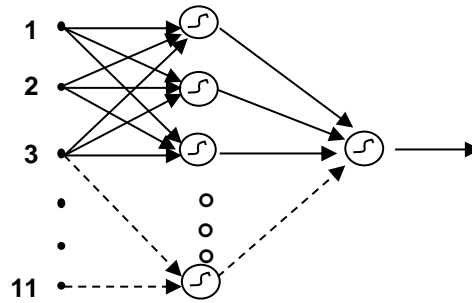


Figura 3.9 Estructura neuronal lado envío de la línea

Cabe mencionar que este diagnóstico solo está ubicado en un extremo de la línea (lado envío), por lo que es necesario tener ubicada una red neuronal similar con los mismos patrones y la misma salida, en el otro extremo de la línea (lado receptor), ya que la línea se conecta en ambos extremos a subestaciones con interruptor y medio.

La combinación de los resultados de las redes neuronales de ambos extremos (envío y recepción) darán el diagnóstico final sobre la línea, en este caso la línea L4. Esta combinación se hará en base a las siguientes reglas lógicas, que se pueden apreciar en la Tabla 3.3, las cuales también quedarán representadas por una red neuronal que será identificada con el nombre **L\_Net\_Val\_Int**, que tendrá como entradas las salidas de las redes neuronales de cada extremo de la línea L4, y como salida el diagnóstico final para la línea L4, tomando en cuenta los estados lógicos de los interruptores primarios y de respaldo de cada uno de los extremos de la línea L4. Esta red se puede apreciar en la figura 3.10.

Cabe aclarar que las reglas lógicas que serán implementadas en este trabajo para combinar los diferentes módulos neuronales, aunque son muy sencillas de hacer con dispositivos lógicos, también serán representadas mediante redes neuronales, esto con la finalidad de utilizar la misma plataforma neuronal de programación, ya que uno de los objetivos de esta tesis es proponer un método de diagnóstico utilizando las señales analógicas de tensión y corriente que sirva como complemento al diagnóstico por señales discretas (estado de interruptores y relevadores), siendo las señales analógicas más complicadas de manejar mediante dispositivos lógicos.

L_Net_Val_Int		
YInte	YIntr	F_LT_Int
1	1	1
1	0	1
0	1	1
0	0	0

Tabla 3.3 Lógica de activación final de la línea por interruptores

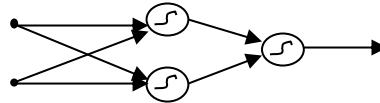


Figura 3.10 Red neuronal de diagnóstico final del fallo en la línea por interruptores

La Tabla 3.3 indica que solo existirá un fallo en la línea L4 siempre y cuando se dé la activación en alguno o en ambos extremos de la línea. En la figura 3.11 se puede apreciar la relación existente entre la información de los estados de los interruptores de ambos extremos de la línea de transporte L4, las tablas lógicas y las estructuras neuronales.

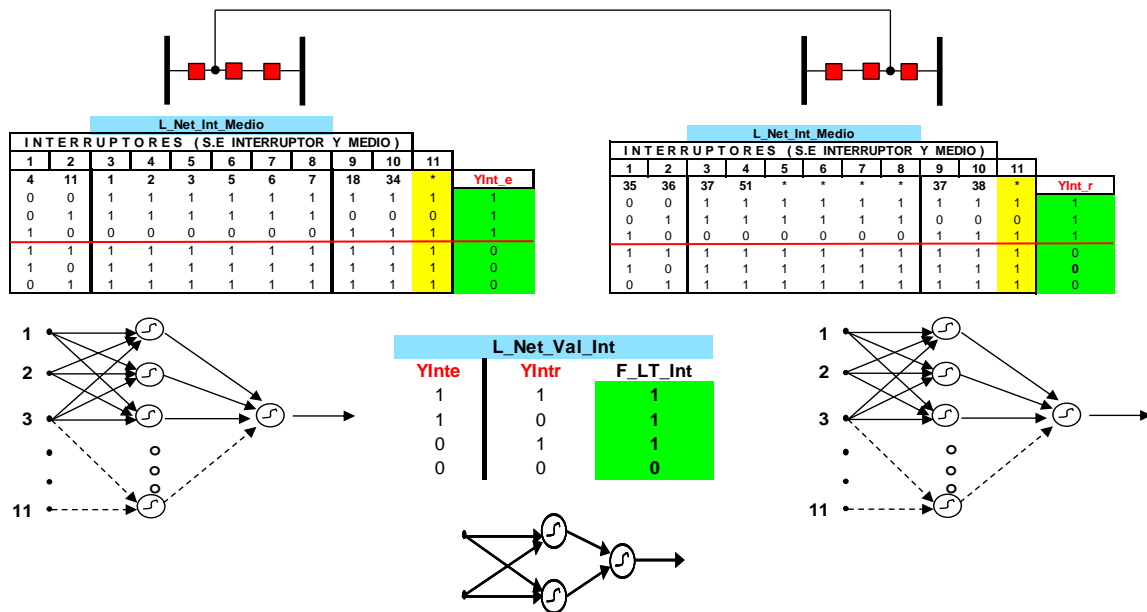


Figura 3.11 Relación existente entre la información de los estados de los interruptores de L4, las tablas lógicas y las estructuras neuronales

La estructura modular completa puede ser apreciada en la figura 3.12.

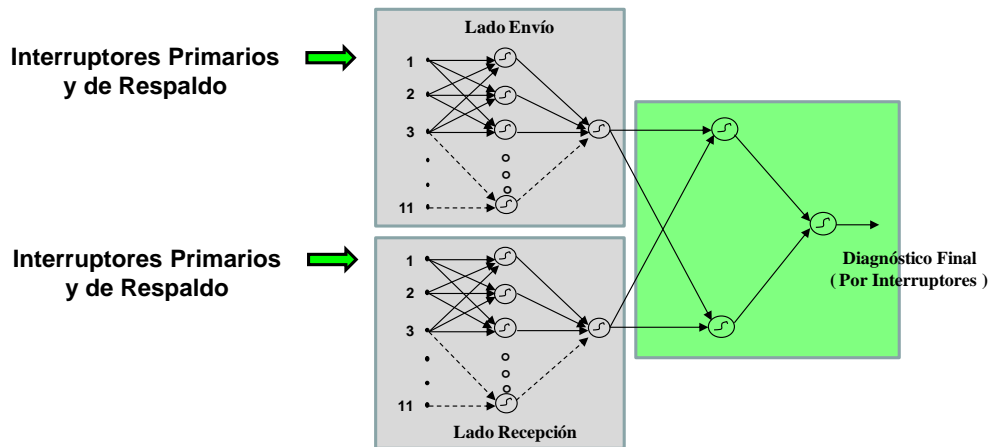


Figura 3.12 Red modular para el diagnóstico de fallos por interruptores en la línea

### b) Por relevadores

Con el módulo neuronal anterior se determina la existencia del fallo en la línea L4, exclusivamente por la apertura de los interruptores tanto primarios como de respaldo que están directamente relacionados a esta. Puede darse el caso que con el solo estado de los interruptores no pueda determinarse si efectivamente el fallo está en la línea por falta de información, por lo que se hace necesario reforzar este diagnóstico mediante la validación de los esquemas de protección directamente relacionados con la línea L4. En este caso se tienen tres esquemas de protección por cada interruptor primario asociado a la línea y recordando que; si el fallo es realmente en L4, al menos un relevador de algún esquema de protección de ambos extremos de la línea debe activarse, a excepción del relevador 50FI, que está asociado al fallo de interruptor de la línea L4 y a la activación de al menos otro relevador (21, 21N, 67, 67N).

La lógica para la determinación de la activación de los esquemas de protección de cada uno de los interruptores primarios se muestra en la Tabla 3.4.



L_Net_Reles_LT					
21	21N	67	67N	50FI	Yrel
1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	0	1
1	1	1	0	1	1
1	1	1	0	0	1
1	1	0	1	1	1
1	1	0	1	0	1
1	1	0	0	1	1
1	1	0	0	0	1
1	0	1	1	1	1
1	0	1	1	0	1
1	0	1	0	1	1
1	0	0	1	0	1
1	0	0	1	1	1
1	0	0	0	1	1
1	0	0	0	0	1
1	0	0	1	0	1
0	1	1	1	1	1
0	1	1	1	0	1
0	1	1	0	1	1
0	1	0	1	1	1
0	1	0	1	0	1
0	1	0	0	1	1
0	0	1	1	1	1
0	0	1	1	0	1
0	0	1	0	1	1
0	0	0	1	0	1
0	0	0	0	1	1
0	0	0	0	0	1
0	0	0	1	1	1
0	0	0	1	0	1
0	0	0	0	1	0
0	0	0	0	0	0

1 ----> Relé Activo

Tabla 3.4 Estados lógicos de los esquemas de protección de cada interruptor primario

Esta tabla lógica será implementada por una red neuronal perceptron, que tendrá como entradas los estados de cada uno de los esquemas de protección pertenecientes a cada interruptor. La estructura de esta red puede ser apreciada en la figura 3.13, y será identificada como **L\_Net\_Reles\_LT**.

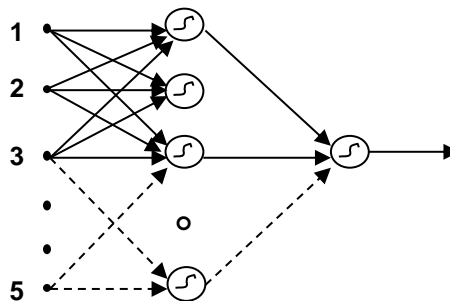


Figura 3.13 Red neuronal para la detección de la activación de relevadores en el interruptor

Esta red neuronal será aplicada a cada uno de los interruptores primarios de ambos extremos de L4, de forma tal que la combinación de los resultados de estas redes neuronales dará el diagnóstico final sobre el componente, en este caso la línea L4. Esta combinación se hará en base a las siguientes reglas lógicas, que se pueden apreciar en la Tabla 3.5, las cuales también quedarán representadas por una red neuronal que será identificada con el nombre **L\_Net\_Val\_Rele**, y cuya representación se puede apreciar en la figura 3.14, que tendrá como entradas las salidas de las redes neuronales asignadas a cada interruptor primario de cada extremo

de la línea L4, y como salida el diagnóstico final para esta, en función del estado lógico de los esquemas de protección de cada interruptor.

L_Net_Val_Rele				F_LT_Rel
YRele1	YRele2	YRelr1	YRelr2	
1	1	1	1	1
1	1	1	0	1
1	1	0	1	1
1	1	0	0	0
1	0	1	1	1
1	0	1	0	1
1	0	0	1	1
1	0	0	0	0
0	1	1	1	1
0	1	1	0	1
0	1	0	1	1
0	1	0	0	0
0	0	1	1	0
0	0	1	0	0
0	0	0	1	0
0	0	0	0	0

Tabla 3.5 Lógica de activación final de la línea por relevadores

Se puede apreciar en la Tabla 3.5, que para que se dé un fallo en la línea L4 tomando en cuenta los esquemas de protección, se debe de activar al menos un relevador en ambos extremos de la línea L4. Con los esquemas de protección activados de la línea, se puede afirmar que el fallo es en esta.

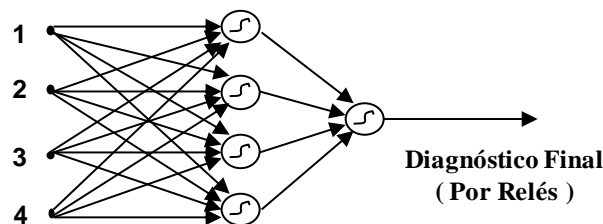


Figura 3.14 Red neuronal para la detección del fallo en la línea por relevadores

En la figura 3.15 se puede apreciar la relación existente entre la información de los estados de los relevadores de ambos extremos de la línea de transporte L4, las tablas lógicas y las estructuras neuronales.

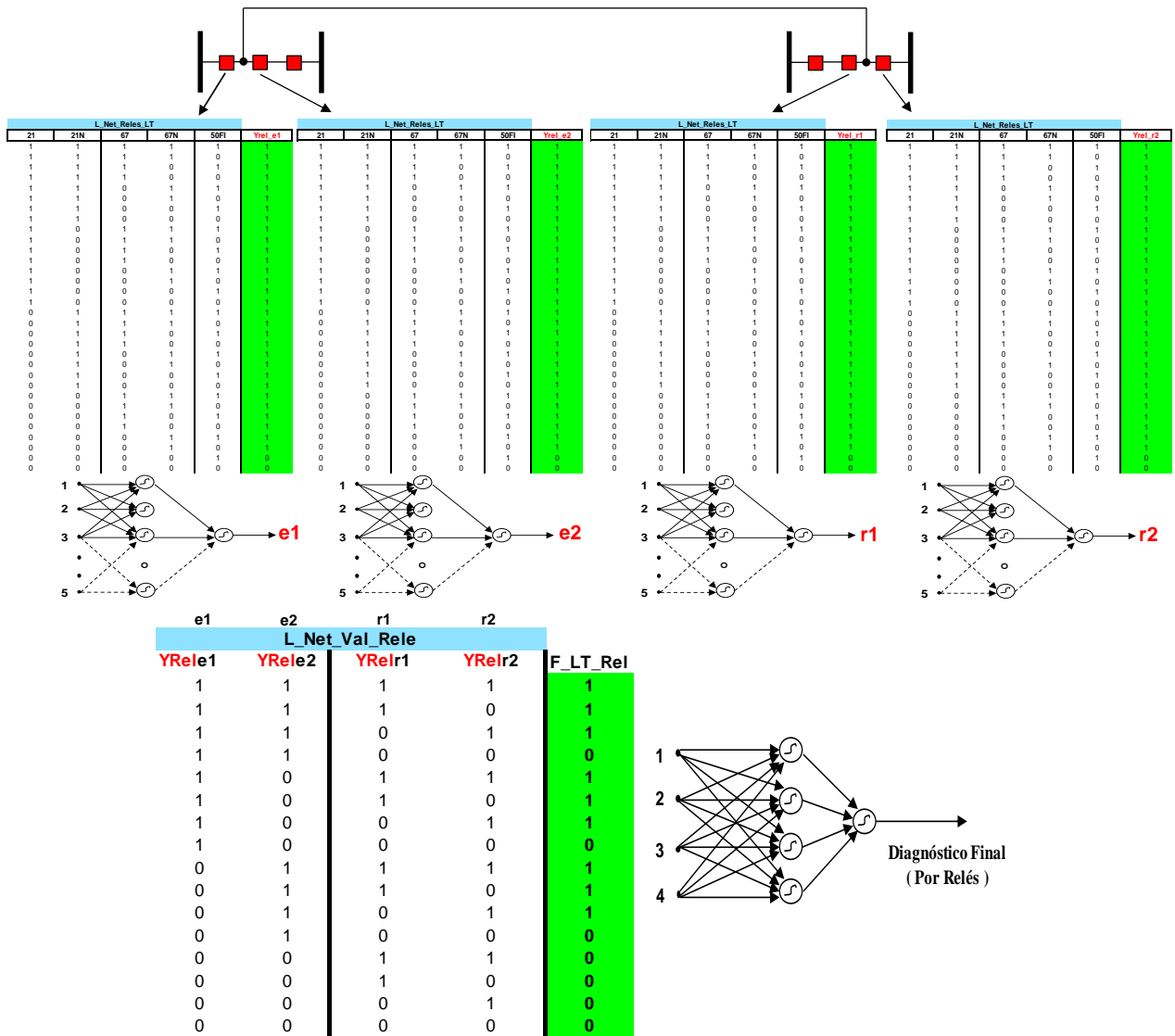


Figura 3.15 Relación existente entre la información de los estados de los relevadores de L4, las tablas lógicas y las estructuras neuronales

La estructura neuronal completa para el diagnóstico del fallo tomando exclusivamente los estados de activación de los diferentes esquemas de protección en la línea puede ser apreciada en la figura 3.16

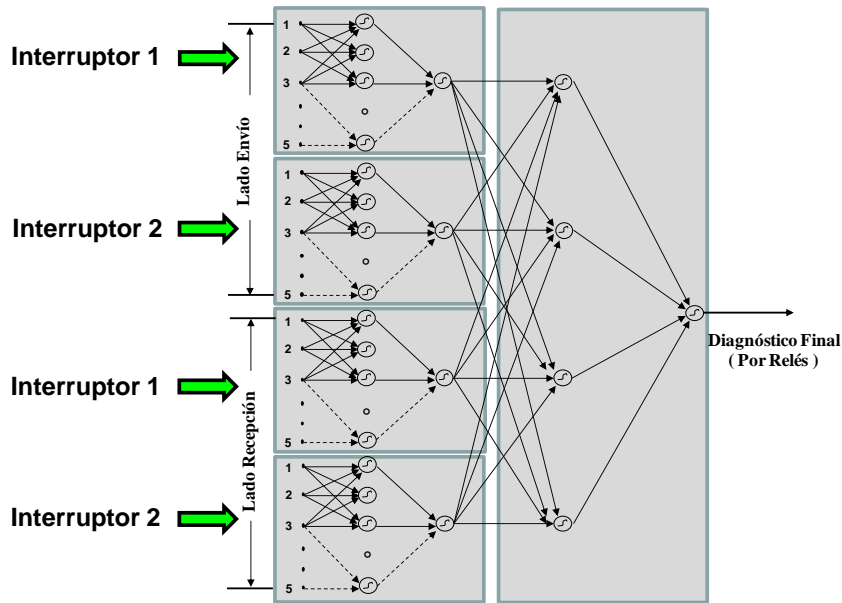


Figura 3.16 Red modular para el diagnóstico de fallos por esquemas de protección

Para llevar a cabo la validación del fallo en la línea tomando en cuenta los diagnósticos, tanto por interruptores como por esquemas de protección, se tomarán las siguientes reglas lógicas representadas en la tabla 3.6

L_Net_Val_Final_LT		
F_LT_Int	F_LT_Rel	F_LT_Final
1	1	1
1	0	0
0	1	0
0	0	0

Tabla 3.6 Estados lógicos para el diagnóstico total del fallo en la Línea

Se puede observar de la Tabla 3.6 que para que se dé como válido el fallo en la línea, se requiere que tanto la validación por interruptores como por esquemas de protección sean confirmadas, de otra manera se descartará el fallo en la línea L4.

La red neuronal que representa los estados lógicos de la Tabla 3.6 se puede apreciar en la figura 3.17 y será identificada con el nombre **L\_Net\_Val\_Final\_LT**.

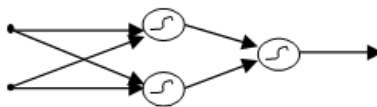


Figura 3.17 Diagnóstico final del fallo en la línea

La estructura neuronal total para el diagnóstico de fallos en líneas con conexión en sus extremos a subestaciones con interruptor y medio se puede apreciar en la figura 3.18.

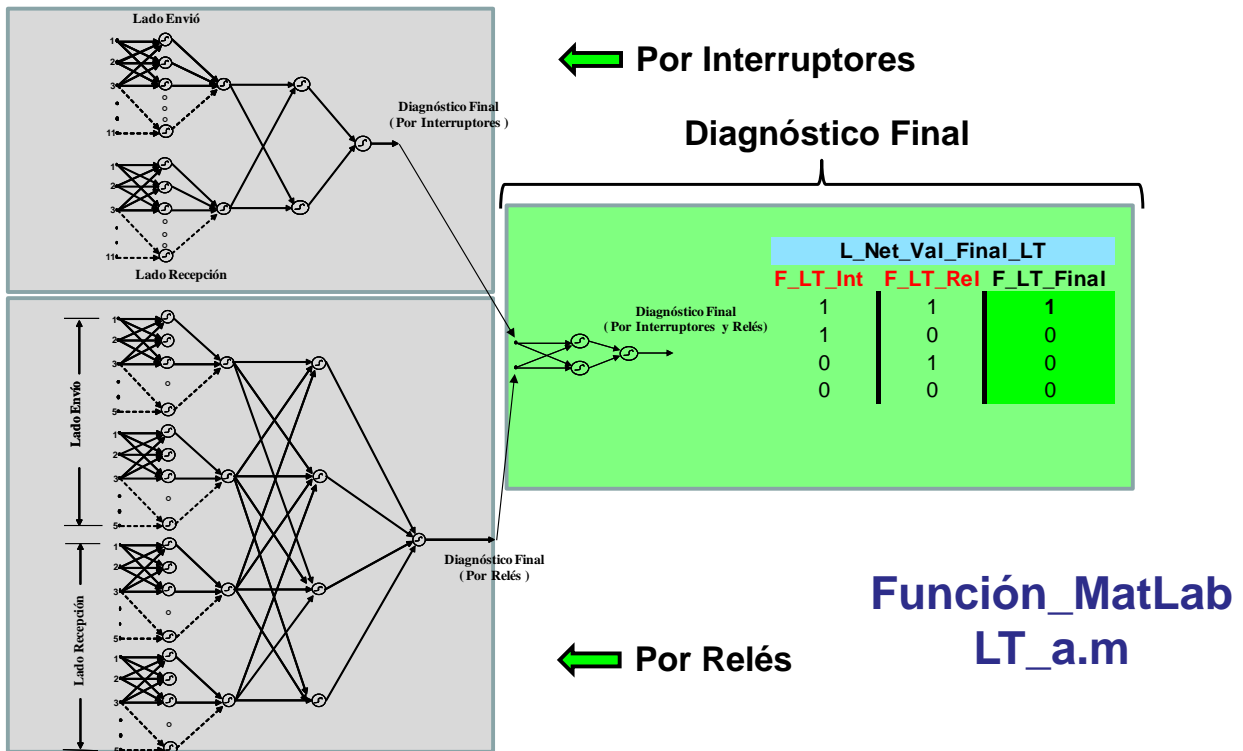


Figura 3.18 Estructura neuronal total para el diagnóstico de fallos en líneas con conexión en sus extremos a subestaciones con interruptor y medio

La estructura neuronal para el diagnóstico de fallos en líneas con conexión a subestaciones con interruptor y medio en ambos extremos, queda implementada en un algoritmo denominado **LT\_a.m**, bajo el ambiente MATLAB, donde dicho algoritmo contempla todas las redes neuronales entrenadas para este componente y bajo el tipo de conexión antes mencionado.

Lo importante y novedoso del método, es que este algoritmo puede ser llamado como una función al momento de detectarse un cambio de estado en los relevadores de alguno de los extremos de la línea L4, o en alguna otra línea con este tipo de conexión, y realizar el diagnóstico correspondiente.

### 3.2.1.4 Verificación de la existencia de un cambio de estado

En este paso se verifica si se ha dado un cambio de estado en alguno de los relevadores primarios y/o de respaldo de cada componente. Esto se lleva a cabo de la siguiente forma:

Al arrancar el sistema de diagnóstico, se genera una base de datos previa con la información del estado actual de todos los relevadores primarios y de respaldo de cada uno de los componentes que conforman a la red de transporte de energía eléctrica.

Posteriormente se leen de nuevo los estados lógicos de los relevadores primarios y de respaldo de cada componente, y se van comparando con sus correspondientes estados lógicos almacenados en la base de datos generada previamente. De existir un cambio, se arranca el módulo neuronal de diagnóstico correspondiente a dicho componente o componentes, para verificar el fallo o fallos y

poder así determinar interruptores y relevadores operados adecuadamente, o interruptores y relevadores fallados.

Después de verificar la información de los componentes fallados se reinicia el sistema de diagnóstico en forma automática o por el usuario, comenzando de nuevo la secuencia de diagnóstico.

### 3.2.2 Diseño de la estructura modular para una línea de transporte interconectada entre una subestación a interruptor y medio y una subestación a doble barra

Para poder plasmar el diseño de la estructura modular para este caso se tomará a manera de ejemplo la línea L2 de la red analizada. Los interruptores primarios por medio de los cuales la línea se interconecta a ambas subestaciones se pueden apreciar en la figura 3.19, siendo estos los siguientes: 9, 16 y 32.

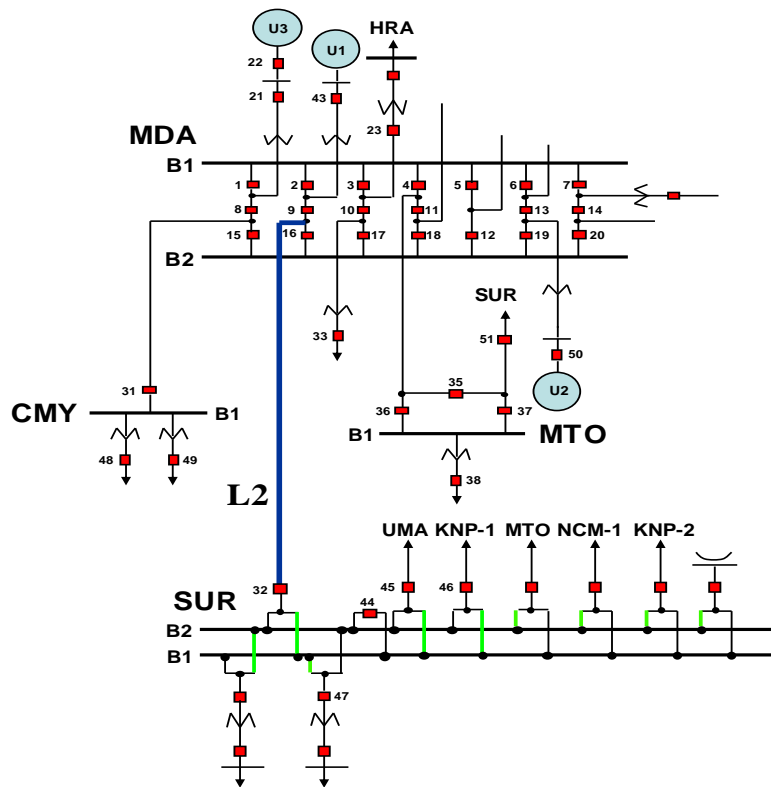


Figura 3.19 Topología de interconexión de L2

Desde el punto de vista conceptual y haciendo referencia a la línea de transporte anterior, se tomarán los mismos esquemas de protección representados en la figura 3.4 para la línea L2.

#### 3.2.2.1 Funcionamiento operativo de interruptores y esquemas de protección de L2

El funcionamiento operativo de interruptores y esquemas de protección correspondientes a L2, se puede explicar con ayuda de la figura 3.19.

Tomando como base de que *para toda activación de un relevador, corresponde la apertura de un interruptor*, si ocurre un fallo en L2, el conocimiento que el módulo neuronal tendrá que aprender será implementado en dos niveles, al igual que para el caso anterior:

**a) Nivel 1:**

La detección del fallo en la línea L2 por la apertura correcta de interruptores.

**b) Nivel 2:**

La detección del fallo en la línea L2 por la activación correcta de los esquemas de protección.

▪ **Nivel 1, por interruptores**

- Un interruptor puede fallar ya sea por problemas en sus mecanismos de acción, o por el fallo de los esquemas de protección asociados a este.
  - a) Si el fallo es realmente en L2, los interruptores primarios de ambos extremos 9, 16 y 32 deberán de abrir.
  - b) Si falla el interruptor 9, los interruptores de respaldo que deberán de abrir para evitar que el fallo se propague son en este caso 2 y 43.
  - c) Si falla el interruptor 16, los interruptores de respaldo que deberán de abrir para evitar que el fallo se propague son en este caso 15, 17, 18, 12, 19 y 20.
  - d) Si falla el interruptor 32, los interruptores de respaldo que deberán de abrir para evitar que el fallo se propague son en este caso 44, 45, 46 y 47.

▪ **Nivel 2, por relevadores**

- Un esquema de protección puede fallar al faltarle tensión a la barra donde está conectado
  - a) Si el fallo es realmente en L2, al menos un relevador de algún esquema de protección de ambos extremos de la línea debe activarse ( en este caso se tienen 3 esquemas de protección en cada extremo )

El funcionamiento operativo de los interruptores y esquemas de protección de L2, permitirá establecer el espacio del conocimiento con que el módulo neuronal de diagnóstico será entrenado.

La implementación del módulo neuronal de los dos niveles de diagnóstico para L2, se llevará a cabo de la misma forma que para el caso de la línea de transporte L4, la cual tiene en sus extremos conexiones a interruptor y medio.

### **3.2.2.2 Lectura de interruptores y protecciones para el módulo neuronal de L2**

La información del estado de los interruptores y relevadores de protección correspondientes a la línea L2, se representa en una base de datos similar a la de la línea L4, donde dicha

información es obtenida del SCADA y puede ser apreciada en la Tabla 3.7. La interpretación de esta tabla es similar a la de la línea L4.

**Línea 2**

Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	ENVIO
Int_PyR	16	9	15	17	18	12	19	20	2	43	*	
Estado	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	2	
	INT 16					INT 9						
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
Estado	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		RECEP
Int_PyR	32	44	45	46	47	*	*	*	*	*	*	
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2		
	INT 32					*						
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
Estado	0	0	0	0	0	*	*	*	*	*	*	

0 ---> Interruptor Abierto                      0 ---> Relevador No Operado  
 1 ---> Interruptor Cerrado                     1 ---> Relevador Operado

Tabla 3.7 Base de datos para la implementación del módulo neuronal de L2

### 3.2.2.3 Implementación de la base de conocimiento con la cual será entrenado el módulo neuronal

La implementación de la base del conocimiento para el módulo neuronal de diagnóstico será implementado bajo dos niveles:

- a) **Por interruptores:** donde mediante la apertura correcta de los interruptores primarios y de respaldo, se ubica el fallo en la línea.
- b) **Por relevadores:** donde mediante la activación correcta de los esquemas de protección, se ubica el fallo en la línea.

#### a) Por interruptores

Tomando como referencia la base de datos correspondiente a la línea L2, se pueden tener los siguientes estados, Tabla 3.8, para los interruptores primarios en el extremo que conecta a la subestación a interruptor y medio (lado envío).

**L\_Net Int Medio**

INTERRUPTORES (S.E INTERRUPTOR Y MEDIO)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	Ynt e
16	9	15	17	18	12	19	20	2	43	*	1
0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1
1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0

0 ---> Interruptor Abierto  
 1 ---> Interruptor Cerrado

Tabla 3.8 Estados lógicos de los interruptores primarios en el extremo de envío

La identificación de cada uno de los patrones de entrada, es exactamente igual que para el caso de la línea conectada en uno de sus extremos a subestaciones con interruptor y medio.



La estructura de esta red neuronal es exactamente la misma que para el caso de la línea cuyos extremos se conectan a una subestación con interruptor y medio. Esta estructura neuronal solo será aplicada a un extremo de la línea L2, ya que su otro extremo se conecta a una subestación a doble barra. A manera de recordatorio esta red neuronal se puede apreciar en la figura 3.20. Cabe aclarar que esta red neuronal ya está entrenada y esta referenciada como **L\_Net\_Int\_Medio**.

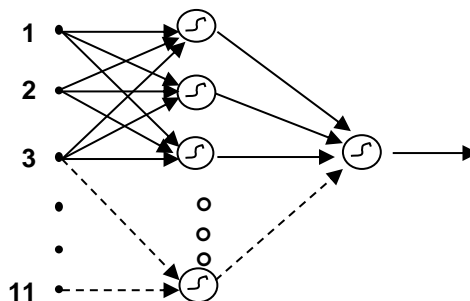


Figura 3.20 Estructura neuronal lado envío de la línea

Tomando como referencia la base de datos correspondiente a la línea L2, se pueden tener los siguientes estados mostrados en Tabla 3.9, para los interruptores primarios en el extremo que conecta a la subestación a doble barra (lado recepción).

L_Net_Doble_Bus										
INTERRUPTORES (S.E 1 o 2 BUSES)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
32	44	45	46	47	*	*	*	*	*	YInt_r
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

0 --> Interruptor Abierto  
1 --> Interruptor Cerrado

Tabla 3.9 Estados lógicos de los interruptores primarios en el extremo de recepción

Para este caso la identificación de cada patrón de entrada es la siguiente:

El primer patrón indica que no existe cambio alguno en los interruptores primarios de la línea, por lo que no existe fallo en este.

El segundo patrón caracteriza la operación correcta del interruptor 32 ante un fallo en la línea. Siguiendo el criterio anterior, como el interruptor 32 abrió, sus interruptores de respaldo no deben de abrir, por lo que el valor para la información ficticia del 2 para la columnas 6, 7, 8, 9 y 10 será un 1.

Tomando como base los patrones anteriores y las diferentes combinaciones que contemplan el fallo en los interruptores de respaldo se generan 20 patrones de entrenamiento con los cuales se entrenará una red neuronal perceptron que tendrá como entrada los mencionados patrones y como salida la activación de que el fallo fue en la línea bajo diagnóstico, tomando en cuenta solo la apertura de interruptores en un extremo (lado recepción). La estructura de esta red neuronal se puede apreciar en la figura 3.21. Esta red neuronal se implementará con el programa MATLAB y se le identificará con el nombre **L\_Net\_Doble\_Bus**.

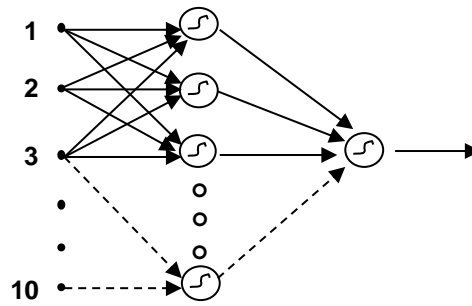


Figura 3.21 Estructura neuronal lado recepción de la línea

La combinación de los resultados de las redes neuronales de ambos extremos (envío y recepción) darán el diagnóstico final sobre la línea, en este caso la línea L2. Esta combinación se hará en base a las siguientes reglas lógicas, que se pueden apreciar en la Tabla 3.10, las cuales también quedarán representadas por una red neuronal que será identificada con el nombre **L\_Net\_Val\_Int**(la misma que para el caso de la línea L4), que tendrá como entradas las salidas de las redes neuronales de cada extremo de la línea L2, y como salida el diagnóstico final para la línea L2, tomando en cuenta los estados lógicos de los interruptores primarios y de respaldo de cada uno de los extremos de la línea L2. Esta red se puede apreciar en la figura 3.22. La tabla 3.10 indica que solo existirá un fallo en la línea L2 siempre y cuando se dé la activación en alguno o en ambos extremos de la línea.

L_Net_Val_Int		
Yinte	Yintr	F_LT_Int
1	1	1
1	0	1
0	1	1
0	0	0

Tabla 3.10 Lógica de activación final de la línea por interruptores

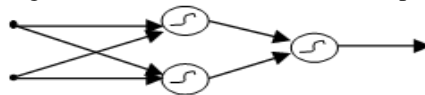


Figura 3.22 Red neuronal de diagnóstico final de fallo en la línea por interruptores

En la figura 3.23 se puede apreciar la relación existente entre la información de los estados de los relevadores de ambos extremos de la línea de transporte L2, las tablas lógicas y las estructuras neuronales.

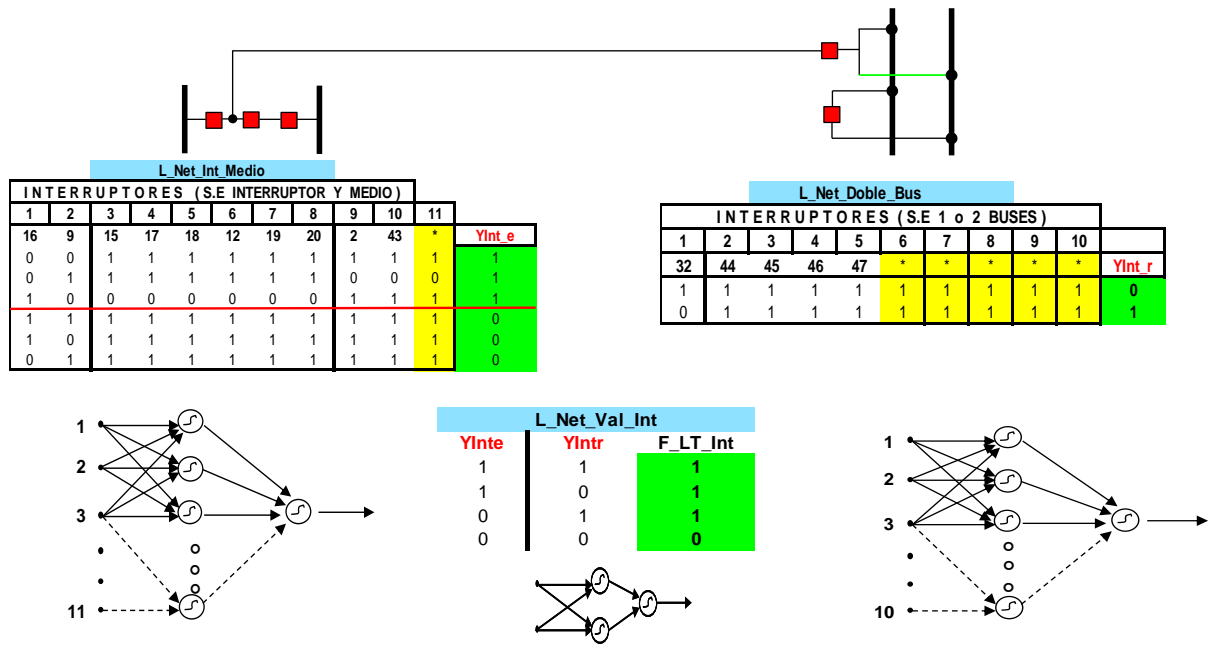


Figura 3.23 Relación existente entre la información de los estados de los interruptores de L2, las tablas lógicas y las estructuras neuronales

La estructura modular completa puede ser apreciada en la figura 3.24.

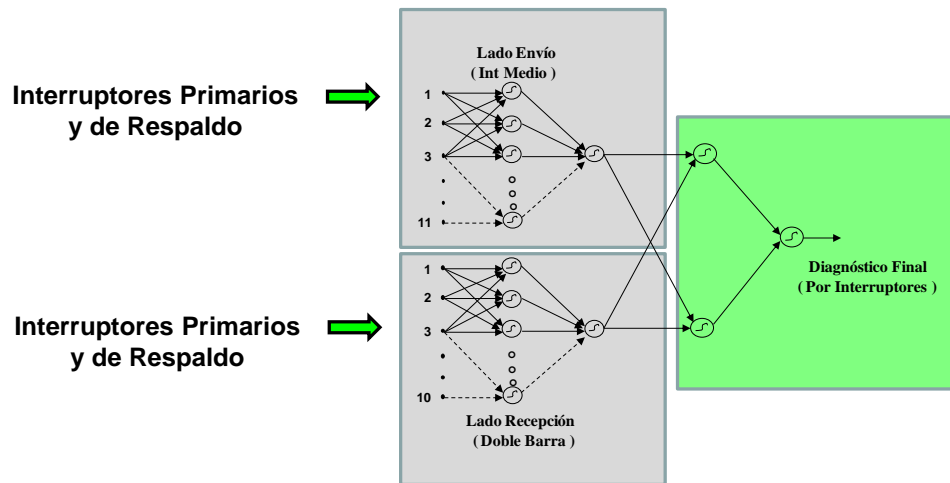


Figura 3.24 Red modular para el diagnóstico de fallos por interruptores en la línea

### b) Por relevadores

Con el módulo neuronal anterior se determina la existencia del fallo en la línea L2, exclusivamente por la apertura de los interruptores tanto primarios como de respaldo que están directamente relacionados con la línea L2. También se da el caso que con el solo estado de los interruptores no pueda determinarse si efectivamente el fallo está en la línea por falta de información, por lo que se hace necesario reforzar este diagnóstico mediante la validación de los esquemas de protección directamente relacionados con la línea L2. Esta línea también contempla

tres esquemas de protección por cada interruptor primario asociado a esta y recordando que; si el fallo es realmente en L2, al menos un relevador de algún esquema de protección de ambos extremos de la línea debe activarse, a excepción del relevador 50FI, que está asociado al fallo de interruptor de la línea L2 y a la activación de al menos otro relevador (21, 21N, 67, 67N).

La lógica para la determinación de la activación de los esquemas de protección de cada uno de los interruptores primarios es la misma que la de la tabla 3.4, y que a manera de recordatorio se representa en la Tabla 3.11.

L_Net_Reles_LT					
21	21N	67	67N	50FI	Yrel
1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	0	1
1	1	1	0	1	1
1	1	1	0	0	1
1	1	0	1	1	1
1	1	0	1	0	1
1	1	0	0	1	1
1	1	0	0	0	1
1	0	1	1	1	1
1	0	1	1	0	1
1	0	1	0	1	1
1	0	1	0	0	1
1	0	0	1	1	1
1	0	0	0	1	1
1	0	0	0	0	1
0	1	1	1	1	1
0	1	1	1	0	1
0	1	1	0	1	1
0	1	1	0	0	1
0	1	0	1	1	1
0	1	0	1	0	1
0	1	0	0	1	1
0	1	0	0	0	1
0	0	1	1	1	1
0	0	1	1	0	1
0	0	1	0	1	1
0	0	1	0	0	1
0	0	0	1	1	1
0	0	0	1	0	1
0	0	0	0	1	1
0	0	0	0	0	1
0	0	0	0	1	0
0	0	0	0	0	0

1 ----> Relé Activo

Tabla 3.11 Estados lógicos de los esquemas de protección de cada interruptor primario

Al igual que el caso anterior esta tabla lógica será implementada por una red neuronal perceptron, que tendrá como entradas los estados de cada uno de los esquemas de protección pertenecientes a cada interruptor. La estructura de esta red puede ser apreciada de nuevo en la figura 3.25, y será identificada como **L\_Net\_Reles\_LT**. (Esta red neuronal es la misma que para el caso de la línea conectada en cada uno de sus extremos a subestaciones con interruptor y medio).

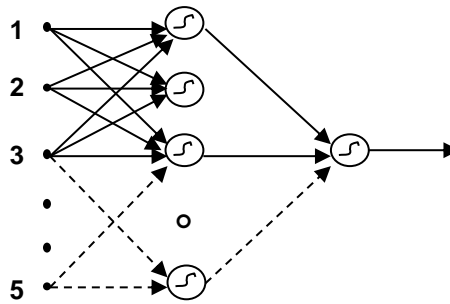


Figura 3.25 Red neuronal para la detección de la activación de relevadores en el interruptor

Esta red neuronal será aplicada a cada uno de los interruptores primarios de ambos extremos de L2, de forma tal que la combinación de los resultados de estas redes neuronales dará el diagnóstico final para la línea L2. Esta combinación se hará en base a las siguientes reglas lógicas, que se pueden apreciar en la Tabla 3.12, las cuales también quedarán representadas por una red neuronal que será identificada con el nombre **L\_Net\_Val\_Rele\_a**, y cuya representación se puede apreciar en la figura 3.26, que tendrá como entradas las salidas de las redes neuronales asignadas a cada interruptor primario de cada extremo de la línea L2, y como salida el diagnóstico final para la línea L2, en función del estado lógico de los esquemas de protección de cada interruptor.

L_Net_Val_Rele_a			
YRele1	YRele2	YRelr1	F_LT_Rel
1	1	1	1
1	1	0	0
1	0	1	1
1	0	0	0
0	1	1	1
0	1	0	0
0	0	1	0
0	0	0	0

Tabla 3.12 Lógica de activación final de la línea por relevadores

Se puede apreciar en la Tabla 3.12, que para que se dé un fallo en la línea L2 tomando en cuenta los esquemas de protección, se debe de activar al menos un relevador de algún esquema de protección en ambos extremos de la línea L2, de esta forma se puede afirmar que el fallo es en la línea.

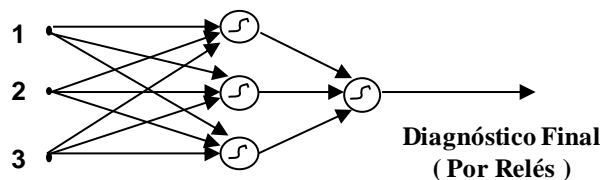


Figura 3.26 Red neuronal para la detección del fallo en la línea por relevadores

En la figura 3.27 se puede apreciar la relación existente entre la información de los estados de los relevadores de ambos extremos de la línea de transporte L2, las tablas lógicas y las estructuras neuronales.

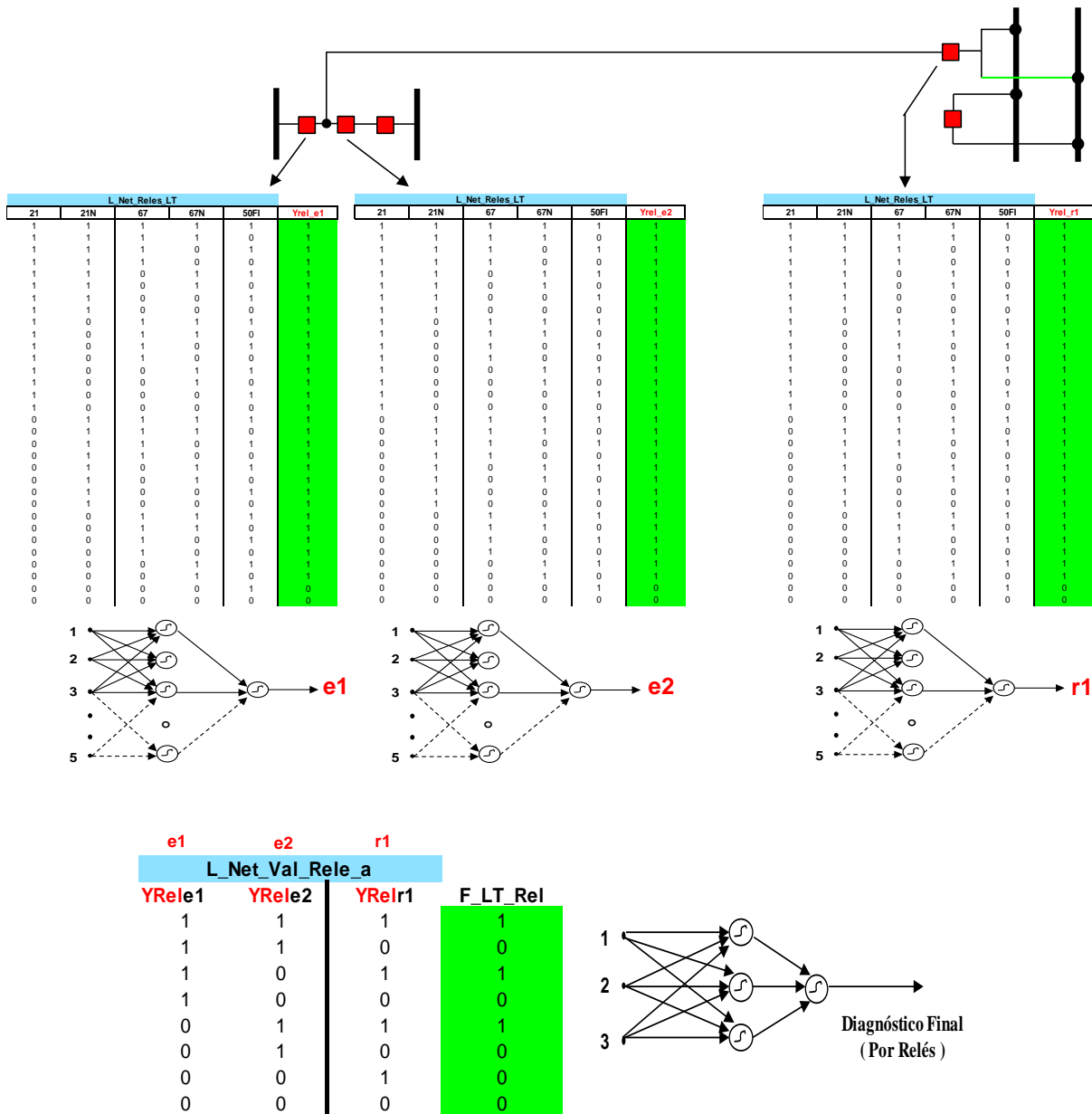


Figura 3.27 Relación existente entre la información de los estados de los relevadores de L2, las tablas lógicas y las estructuras neuronales

La estructura neuronal completa para el diagnóstico del fallo tomando exclusivamente los estados de activación de los diferentes esquemas de protección en la línea puede ser apreciada en la figura 3.28

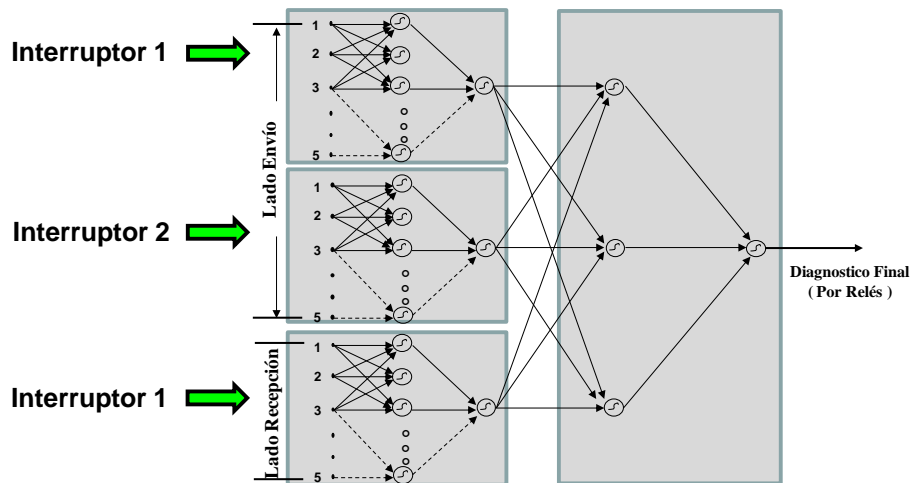


Figura 3.28 Red modular para el diagnóstico de fallos por esquemas de protección

Para llevar a cabo la validación del fallo en la línea tomando en cuenta los diagnósticos, tanto por interruptores como por esquemas de protección, se tomaran las siguientes reglas lógicas representadas en la Tabla 3.13

L_Net_Val_Final_LT		
F_LT_Int	F_LT_Rel	F_LT_Final
1	1	1
1	0	0
0	1	0
0	0	0

Tabla 3.13 Estados lógicos para el diagnóstico total del fallo en la Línea

Se puede observar de la tabla 3.13 que para que se dé como válido el fallo en la línea, se requiere que tanto la validación por interruptores como por esquemas de protección sean confirmadas, de otra manera se descartará el fallo en la línea L2.

La red neuronal que representa los estados lógicos de la tabla 3.13 se puede apreciar en la figura 3.29 y será identificada con el nombre **L\_Net\_Val\_Final\_LT**. (Esta red neuronal es la misma que para el caso de la línea con conexión en ambos extremos a subestaciones con interruptor y medio).

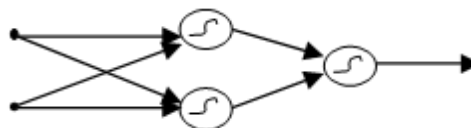


Figura 3.29 Diagnóstico Final del fallo en la línea por esquemas de protección

La estructura neuronal total para el diagnóstico de fallos en líneas con conexión en sus extremos a subestaciones con interruptor y medio y doble barra, se puede apreciar en la figura 3.30.

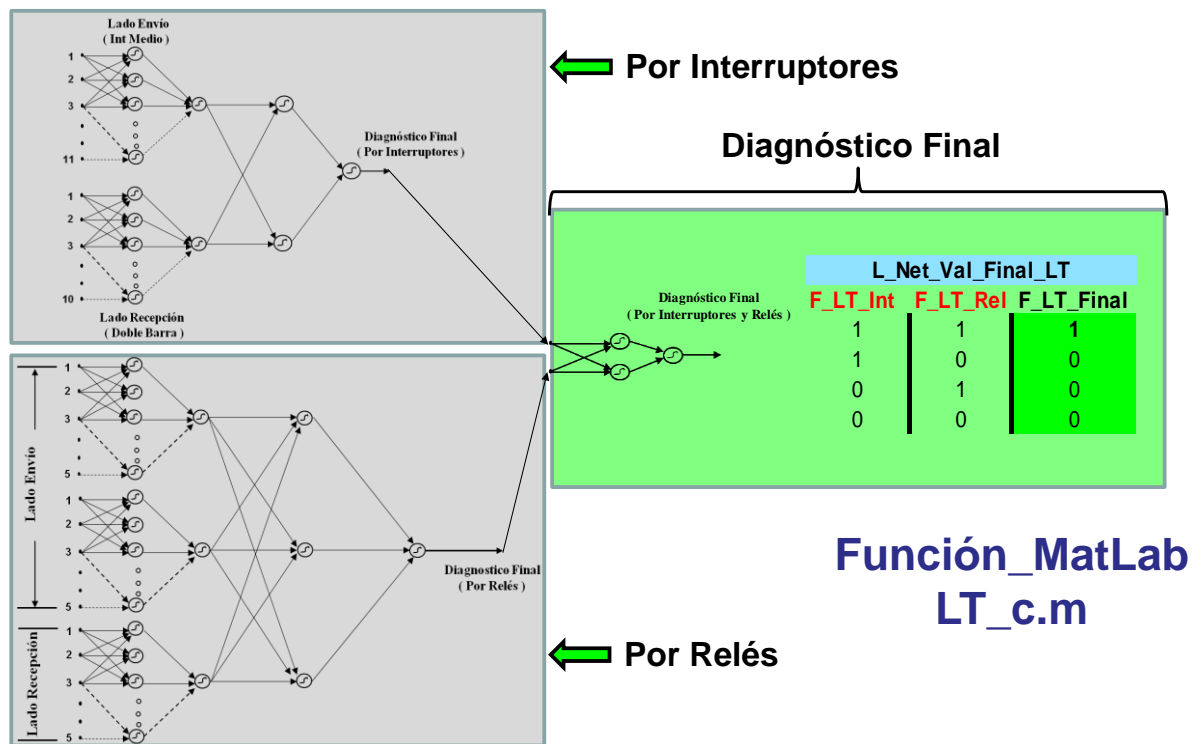


Figura 3.30 Estructura neuronal total para el diagnóstico de fallos en líneas con conexión en sus extremos a subestaciones con interruptor y medio y doble barra

La estructura neuronal para el diagnóstico de fallos en líneas con conexión en uno de sus extremos a subestaciones con interruptor y medio, y en su otro extremo a subestaciones a doble barra, queda implementada en un algoritmo denominado **LT\_c.m**, bajo el ambiente MATLAB, donde dicho algoritmo contempla todas las redes neuronales entrenadas para este componente y bajo el tipo de conexión antes mencionado.

Como ya se ha comentado, lo importante y novedoso del método, es que este algoritmo puede ser llamado como una función al momento de detectarse un cambio de estado en alguno de los relevadores de cualquiera de los extremos de la línea L2, o en líneas con este tipo de conexión, y hacer el diagnóstico sobre dicho componente.

### 3.2.3 Diseño de la estructura modular para una línea de transporte interconectada entre dos subestaciones a doble barra

Para poder llevar a cabo el diseño de la estructura modular para este caso, se tomarán como base los criterios empleados para el caso de la interconexión del extremo de una línea a una subestación a doble barra, los cuales ya fueron comentados en los casos anteriores.

La estructura neuronal total para el diagnóstico de fallos en líneas con conexión en sus extremos a subestaciones a doble barra, se puede apreciar en la figura 3.31.



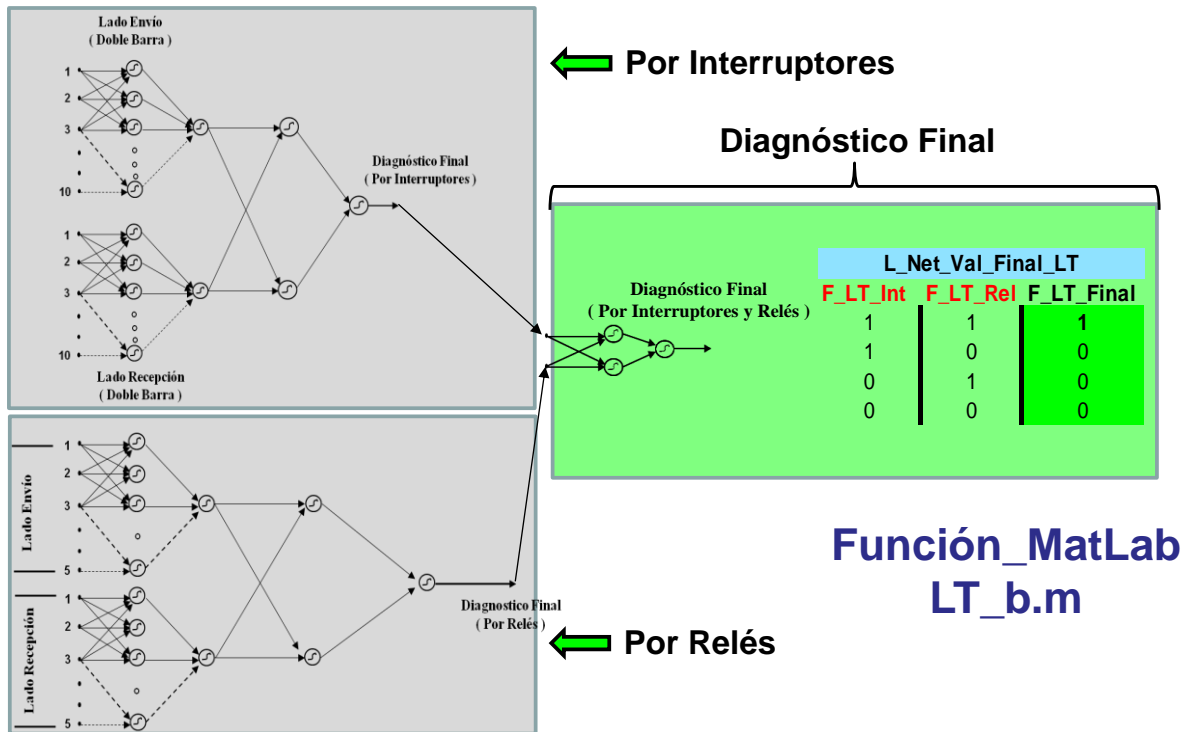


Figura 3.31 Estructura neuronal total para el diagnóstico de fallos en líneas con conexión en sus extremos a subestaciones con doble barra

La estructura neuronal para el diagnóstico de fallos en líneas con conexión en sus extremos a subestaciones a doble barra, queda implementada en un algoritmo denominado **LT\_b.m**, bajo el ambiente MATLAB, donde dicho algoritmo contempla todas las redes neuronales entrenadas para este elemento y bajo el tipo de conexión antes mencionado.

### 3.3 Estructura neuronal modular propuesta para transformadores

Para empezar a desarrollar el correspondiente módulo neuronal para un transformador es necesario tomar en cuenta las diferentes topologías que se pueden presentar al momento de interconectar un transformador a una red de transporte de energía eléctrica.

Básicamente las dos topologías de índole general a través de las cuales puede ser interconectado un transformador son las subestaciones denominadas de interruptor y medio pudiéndose apreciar este tipo de subestaciones en la figura 3.32, y las denominadas de doble barra representadas en la figura 3.33.

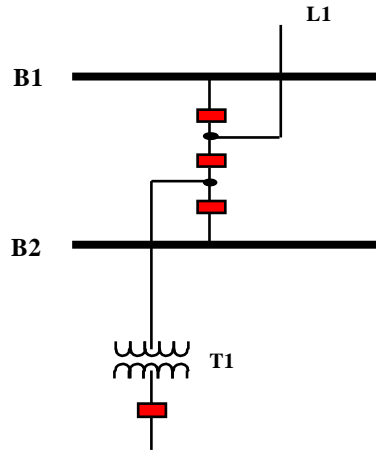


Figura 3.32 Transformador con interruptor y medio

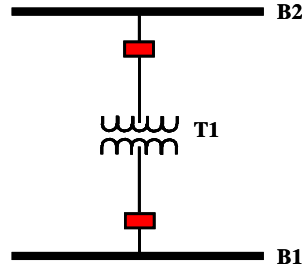


Figura 3.33 Transformador a doble barra

En base a lo anterior es posible determinar que pueden darse tres modalidades diferentes para poder interconectar un transformador entre las subestaciones antes mencionadas:

- La interconexión de un transformador entre dos subestaciones con interruptor y medio.
- La interconexión de un transformador entre dos subestaciones con doble barra.
- La interconexión de un transformador entre dos subestaciones: una con interruptor y medio y la otra a doble barra (para el caso de transformadores de generadores).

Desde el punto de vista conceptual y haciendo referencia a un transformador, la implementación de los diferentes esquemas de protección a manera general puede ser representada en la figura 3.34.

### ESQUEMAS DE PROTECCION DE UN TRANSFORMADOR

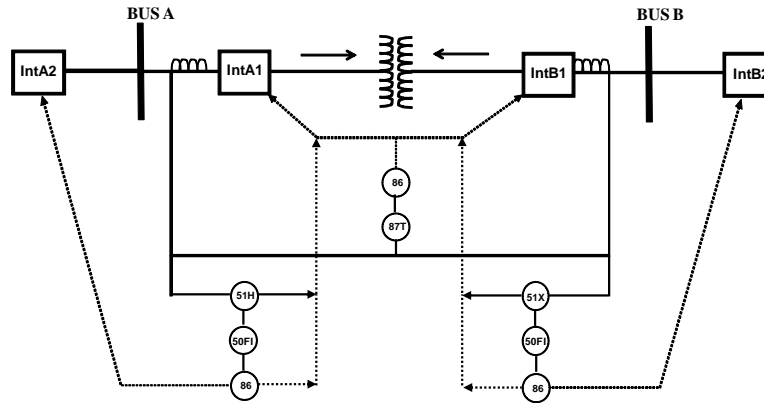


Figura 3.34 Representación unifilar para diferentes esquemas de protección de un transformador

El esquema de protección primaria está representado por un relevador 87T diferencial. Este tipo de protección es clásico para transformadores.

El esquema de protección de respaldo para este caso está constituido por un relevador de sobre-corriente instantáneo 51T, y está directamente relacionado a cada interruptor. Todos los esquemas anteriores de protección relacionados con un transformador son estudiados y analizados en [Alsthom90], [Elmore94].

### 3.3.1 Funcionamiento operativo de interruptores y esquemas de protección de transformadores

El funcionamiento operativo de interruptores y esquemas de protección relacionados con el transformador TG2, se puede explicar con ayuda de la figura 3.35.

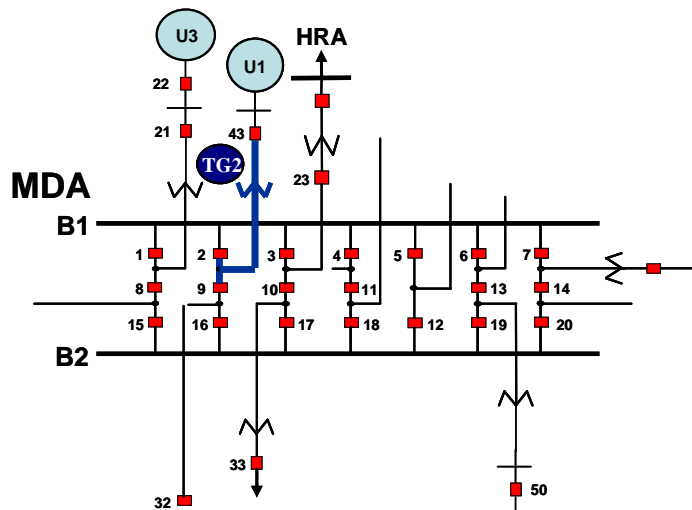


Figura 3.35 Interruptores de conexión asociados a TG2

Como ya se ha comentado, ***para toda activación de un relevador, corresponde la apertura de un interruptor***, si ocurre un fallo en TG2, el conocimiento que el módulo neuronal tendrá que aprender será implementado en dos niveles:

**a) Nivel 1:**

La detección del fallo en el transformador TG2 por la apertura correcta de interruptores

**b) Nivel 2:**

La detección del fallo en el transformador TG2 por la activación correcta de los esquemas de protección

▪ **Nivel 1, por interruptores**

➤ Un interruptor puede fallar ya sea por problemas en sus mecanismos de acción, o por el fallo de los esquemas de protección asociados a este.

a) Si el fallo es realmente en TG2, los interruptores primarios de ambos extremos 2, 9 y 43 deberán de abrir.

b) Si falla el interruptor 2, los interruptores de respaldo que deberán de abrir para evitar que el fallo se propague son en este caso 1, 3, 4, 5, 6, 7.

c) Si falla el interruptor 9, los interruptores de respaldo que deberán de abrir para evitar que el fallo se propague son en este caso 16, y 32.

▪ **Nivel 2, por relevadores**

a) Si el fallo es realmente en TG2, al menos un relevador de algún esquema de protección de ambos extremos del transformador debe activarse (51T), o la protección primaria 87T.

El funcionamiento operativo de los interruptores y esquemas de protección de TG2, permitirá establecer el espacio del conocimiento con que el módulo neuronal de diagnóstico será entrenado.

**Cabe mencionar que los tipos de conexión tanto de las líneas de transporte como de los transformadores son similares, por lo que para el diagnóstico de los transformadores se tomarán como base las mismas estructuras que para las líneas.**

A medida de ilustración se presenta en la Tabla 3.14 la base de datos correspondiente al transformador TG2.

**Transformador TG2**

Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	RECEP	ENVIO
Int_PyR	2	9	1	3	4	5	6	7	16	32	*		
Estado	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2		
	INT 2					INT 9							
Réles	87T	51	50FI	*	*	87T	51	50FI	*	*			
Estado	0	0	0	2	2	0	0	0	2	2			
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10			
Int_PyR	43	*	*	*	*	*	*	*	*	*			
Estado	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2			
	INT 43					INT 9							
Réles	87T	51	50FI	*	*	87T	51	50FI	*	*			
Estado	0	0	0	2	2	0	0	0	2	2			

0 → Interruptor abierto                      0 → Relevador no operado  
 1 → Interruptor cerrado                      1 → Relevador operado

Tabla 3.14 Base de datos para el módulo neuronal asociado al transformador TG2

Se puede observar de la Tabla 3.14 la similitud con la de las líneas, de ahí la ventaja de haber estructurado las bases de datos de esta forma.

### 3.4 Estructura neuronal modular propuesta para barras

Para empezar a desarrollar el correspondiente módulo neuronal para una barra, es necesario tomar en cuenta la topología que se presenta en relación a cada uno de los interruptores propios asociados a esta.

Básicamente las dos topologías de índole general a través de las cuales una barra se interconecta a cada uno de los interruptores relacionados a ésta, se pueden apreciar en la figura 3.36 y en la figura 3.37.

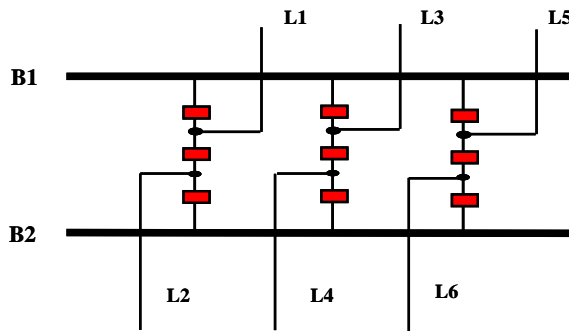


Figura 3.36 Barra con interruptor y medio

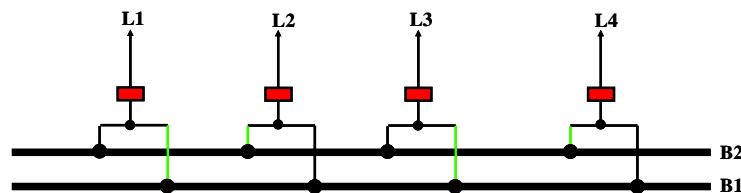


Figura 3.37 Barra doble

Se puede observar en las figuras 3.36 y 3.37, que independientemente de las topologías anteriores, se consideran interruptores propios de la barra, aquellos que estén directamente conectados a esta.

### 3.4.1 Diseño de la estructura modular propuesta para barras

Para poder plasmar el diseño de la estructura modular para este caso se tomará a manera de ejemplo la barra 1 de la subestación Mérida (MDA) de la red analizada. Los interruptores primarios por medio de los cuales la barra se interconecta a los diferentes componentes, se pueden apreciar en la figura 3.38, siendo estos los siguientes: 1, 2, 3, 4, 5, 6 y 7.

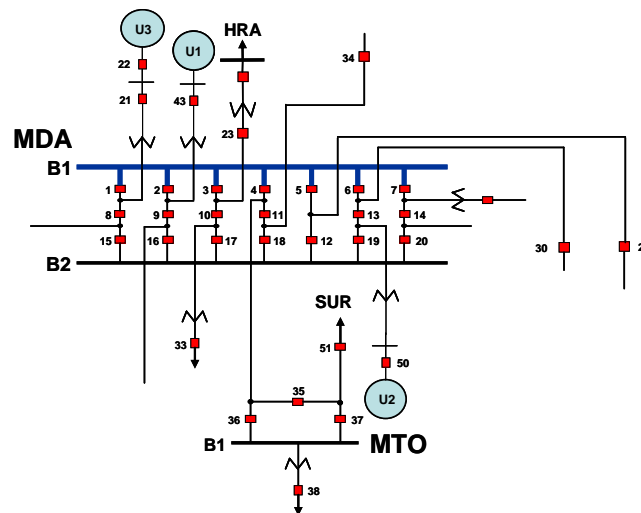


Figura 3.38 Interruptores de conexión asociados a la Barra 1

Desde el punto de vista conceptual y haciendo referencia a una barra, la implementación del esquema básico de protección a manera general puede ser representado en la figura 3.39.

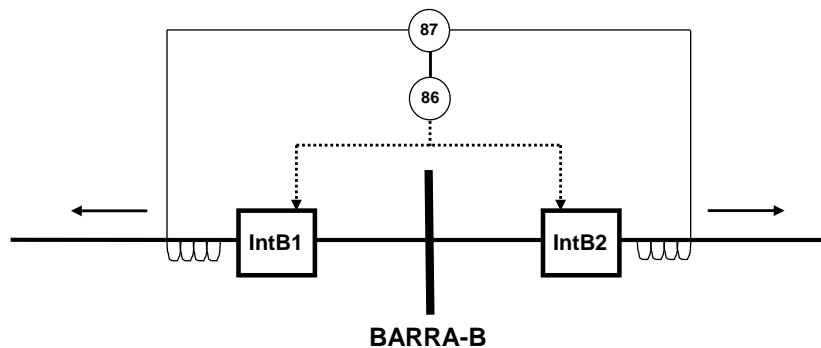


Figura 3.39 Representación unifilar para el esquema básico de protección de una barra

El esquema de protección primaria está representado por un relevador 87B diferencial. Este tipo de protección es clásico para barras.

El esquema de protección secundaria está representado por el esquema de protección de los interruptores de respaldo de cada interruptor propio de la barra. Todos los esquemas anteriores de protección relacionados con una barra son estudiados y analizados en [Alsthom90], [Elmore94].

### 3.4.2 Funcionamiento operativo de interruptores y esquemas de protección de la barra 1

El funcionamiento operativo de interruptores y esquemas de protección para la barra, se puede explicar con ayuda de la figura 3.38.

Tomando como base de que *para toda activación de un relevador, corresponde la apertura de un interruptor*, si ocurre un fallo en la barra 1, el conocimiento que el módulo neuronal tendrá que aprender será implementado en dos niveles:

**a) Nivel 1:**

La detección del fallo en la barra 1 por la apertura correcta de interruptores

**b) Nivel 2:**

La detección del fallo en la barra 1 por la activación correcta de los esquemas de protección

▪ **Nivel 1, por interruptores**

- Un interruptor puede fallar ya sea por problemas en sus mecanismos de acción, o por el fallo de los esquemas de protección asociados a este.
  - a) Si el fallo es realmente en la barra 1, los interruptores primarios de la barra 1, 2, 3, 4, 5, 6 y 7 deberán abrir.
  - b) Si falla el interruptor 1, los interruptores de respaldo que deberán abrir para evitar que el fallo se propague son en este caso 8 y 21.
  - c) Si falla el interruptor 2, los interruptores de respaldo que deberán abrir para evitar que el fallo se propague son en este caso 9 y 43.
  - d) Si falla el interruptor 3, los interruptores de respaldo que deberán abrir para evitar que el fallo se propague son en este caso 10 y 23.
  - e) Si falla el interruptor 4, los interruptores de respaldo que deberán abrir para evitar que el fallo se propague son en este caso 11, 35 y 36.
  - f) Si falla el interruptor 5, los interruptores de respaldo que deberán abrir para evitar que el fallo se propague son en este caso 12 y 24.
  - g) Si falla el interruptor 6, los interruptores de respaldo que deberán abrir para evitar que el fallo se propague son en este caso 13 y 30.
  - h) Si falla el interruptor 7, los interruptores de respaldo que deberán abrir para evitar que el fallo se propague son en este caso 14.

- **Nivel 2, por relevadores**

- Un esquema de protección puede fallar al faltarle tensión a la barra donde está conectado.

- a) Si el fallo es realmente en la barra 1, el esquema 87B de la barra debe activarse.

El funcionamiento operativo de los interruptores y esquemas de protección de la barra 1, permitirá establecer el espacio del conocimiento con que el módulo neuronal de diagnóstico será entrenado.

La implementación del módulo neuronal de diagnóstico se llevará a cabo siguiendo los mismos tres pasos consecutivos descritos con anterioridad:

- a) Lectura de los interruptores tanto primarios como de respaldo asociados a la barra 1, así como las respectivas protecciones.
- b) Implementación de la base de conocimiento con la cual será entrenado el módulo neuronal
- c) Verificación si existe un cambio de estado en el relevador 87B de la barra 1, o en alguno de los relevadores de respaldo, ya que de existir, este cambio dará la pauta para arrancar el módulo de diagnóstico de la barra 1.

### 3.4.3 Lectura de interruptores y protecciones para el módulo neuronal de la barra1

Con la finalidad de poder manejar de una manera más adecuada la información del estado de los interruptores y relevadores de protección correspondientes al componente bajo análisis, se presenta en la Tabla 3.15 la siguiente base de datos que será aplicada a la lectura de datos relacionados con la barra 1 provenientes del SCADA.

Cada barra sujeta a diagnóstico contará con una base de datos similar de acuerdo a sus características.

		BARRA 1													
1	Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2	Int_P	1	2	3	4	5	6	7	*	*	*	*	*	*	*
3	Estado	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
4	Int_S	8	21	9	43	10	23	11	35	36	12	24	13	30	14
5	Estado	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	SOFTs	1	2	3	4	5	6	7	*	*	*	*	*	*	*
7	Estado	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2
8	87B1	1													
9	Estado	0													

0 ---> Interruptor Abierto  
 1 ---> Interruptor Cerrado  
 1 ---> Relé Activado

Tabla 3.15 Base de datos para la implementación del módulo neuronal de la barra 1

En la Tabla 3.15 se observa que la base de datos, es una matriz de 9 filas y 14 columnas. La primera fila representa el número de interruptores a manejar por el modulo como elementos de entrada. La segunda fila se refiere a las nomenclaturas que caracterizan a cada uno de los



interruptores propios de la barra 1, la tercera fila corresponde a los estados de cada uno de estos interruptores provenientes del SCADA. La cuarta fila corresponde a las nomenclaturas de los interruptores de respaldo que caracterizan a cada uno de los interruptores propios de la barra 1. La quinta fila corresponde a los estados de cada uno de estos interruptores de respaldo provenientes del SCADA. La sexta fila corresponde a las nomenclaturas que caracterizan a cada uno de los interruptores propios de la barra 1, que cuentan con el esquema de protección 50FI. La séptima fila corresponde al estado lógico de cada uno de los esquemas de protección 50FI. La octava fila corresponde a la nomenclatura que caracteriza al esquema de protección diferencial 87B de la barra 1, y por último la novena fila corresponde al estado lógico del esquema de protección diferencial de la barra 1. En las columnas de la 1 a la 14 están representados el número de interruptores propios y de respaldo de la barra 1, así como sus nomenclaturas y estados lógicos de los diferentes interruptores y esquemas de protección.

Una de las ventajas de estructurar la base de datos de la forma anterior es facilitar la implementación del módulo neuronal y hacerlo genérico, es decir que pueda servir para cualquier barra. Para el caso de la base de datos anterior los espacios referenciados con un asterisco y con un estado denominado dos, representan interruptores no existentes en la red, situación ya comentada con anterioridad.

El número máximo de columnas para la base de datos que en este caso esta referenciada a la red eléctrica bajo análisis se obtuvo en base al siguiente criterio:

- Se determina que subestación de la red eléctrica tiene el mayor número de interruptores con conexión a una sola barra.
- Se determina el número de interruptores que respaldan a cada uno de los interruptores propios de la barra.
- La suma del número total de interruptores de respaldo de la barra, da el número de columnas a manejar para la base de datos.

Para cualquier otro tipo de red de transporte de energía eléctrica, con la aplicación de los criterios anteriores es posible determinar el número máximo de columnas de la base de datos. Para el caso de subestaciones con menor número de elementos la base de datos manejará una información ficticia representada por un dos. El manejo de dicha información ficticia caracterizando a interruptores no existentes ya ha sido explicada con anterioridad.

A manera de ejemplo se analiza la información correspondiente a la barra 1, componente que pertenece en este caso a la subestación Mérida (MDA), y la que mayor número de interruptores propios tiene.

- Si suponemos que por alguna razón el interruptor 1, no abre, los interruptores de respaldo que deberán de abrir son el 8 y el 21.
- Si el interruptor 2 no abre, los interruptores de respaldo que deberán de abrir son el 9 y el 43.
- Si el interruptor 3 no abre, los interruptores de respaldo que deberán de abrir son el 10 y el 23,
- Si el interruptor 4 no abre, los interruptores de respaldo que deberán de abrir son el 11, 35 y el 36.

- Si el interruptor 5 no abre, los interruptores de respaldo que deberán de abrir son el 12 y el 24.
- Si el interruptor 6 no abre, los interruptores de respaldo que deberán de abrir son el 13 y el 30.
- Por último, si el interruptor 7 no abre, el interruptor de respaldo que deberá de abrir es el 14.

De lo anterior se puede determinar que la suma del número de interruptores de respaldo, da el número de columnas a manejar para la base de datos, que en este caso es 14.

### 3.4.4 Implementación de la base de conocimiento con la cual será entrenado el módulo neuronal

La implementación de la base del conocimiento para el módulo neuronal de diagnóstico será implementado bajo dos niveles:

- Por interruptores:** donde mediante la apertura correcta de los interruptores primarios y de respaldo, se ubica el fallo en la barra.
- Por relevadores:** donde mediante la activación correcta de los esquemas de protección, se ubica el fallo en la barra.

#### a) Por interruptores

Tomando como referencia la base de datos correspondiente a la barra 1, se pueden tener los siguientes estados para los interruptores primarios, representados en la Tabla 3.16.

		L. Net. Int. p. B														
		INTERRUPTORES PRIMARIOS DE BUS														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	Res. p.
1		1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	0
2		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

0 --> Interruptor Abierto  
1 --> Interruptor Cerrado

Tabla 3.16 Estados lógicos de los interruptores primarios para la barra 1

El primer patrón indica que no existe cambio alguno en los interruptores primarios de la barra, por lo que no existe fallo en esta. Siguiendo el criterio antes mencionado, como los interruptores 1 a 7 no abren, el valor para los interruptores ficticios será de 1.

El segundo patrón caracteriza la operación correcta de todos los interruptores ante un fallo en la barra 1. Como los interruptores 1 a 7 abrieron correctamente, el valor para los interruptores ficticios será de 0.

Tomando como base los patrones anteriores y las diferentes combinaciones que contemplan el fallo en los interruptores primarios se generan 128 patrones de los cuales 90 patrones servirán de entrenamiento para una red neuronal perceptron y 38 para prueba. Esta red tendrá como entrada los mencionados patrones y como salida la activación de que el fallo fue en la barra bajo diagnóstico, tomando en cuenta solo la apertura de interruptores primarios. La estructura de esta

red neuronal se puede apreciar en la figura 3.40. Esta red neuronal se implementará con el programa MATLAB y se le identificará con el nombre **L\_Net\_Int\_p\_B**.

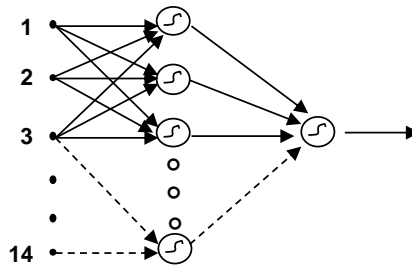


Figura 3.40 Estructura neuronal para detectar el fallo en la barra por interruptores primarios

Dos redes neuronales iguales a la descrita con anterioridad serán utilizadas, tanto para verificar la activación de los interruptores de respaldo, como para la verificación de la activación de algún esquema de protección 50FI de los interruptores propios de la barra 1.

Tomando en cuenta lo anterior se tendrán tres estructuras neuronales similares, una para la validación del fallo en la barra 1 por los interruptores primarios, otra para la validación del fallo en la barra 1 por los interruptores de respaldo, y la última para detectar la activación de algún esquema de protección 50FI, de cualquiera de los interruptores propios de la barra 1. En la figura 3.41 se puede apreciar la relación existente entre la información de los estados lógicos de los interruptores primarios y de respaldo, de los relevadores, de las tablas lógicas y de las estructuras neuronales.

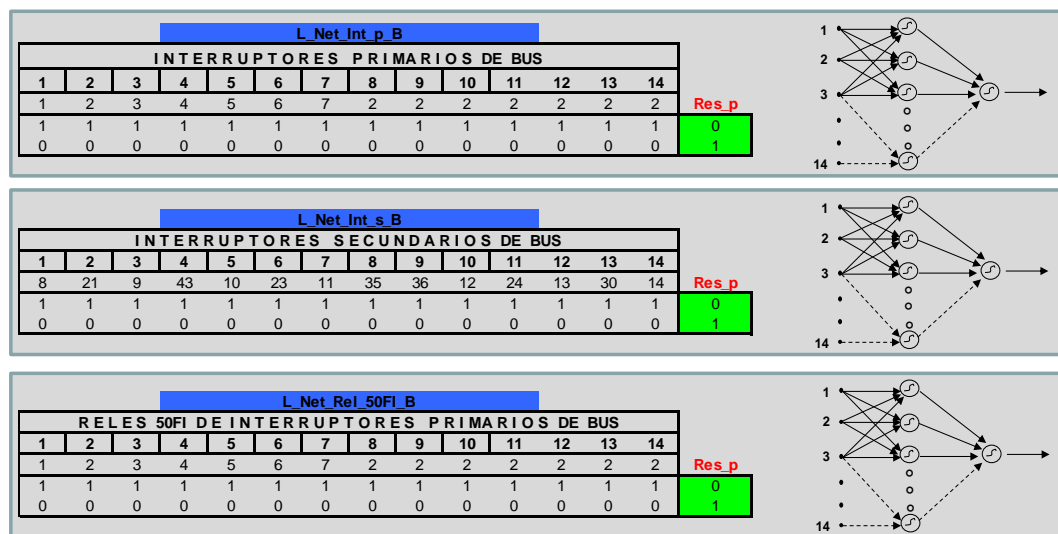


Figura 3.41 Relación existente entre la información de los estados lógicos de los interruptores primarios, de respaldo y relevadores, las tablas lógicas y las estructuras neuronales de la barra 1

El hecho de tomar en cuenta el esquema de protección 50FI de los interruptores propios de la barra 1, es para darle al módulo neuronal la capacidad de decisión para discriminar el fallo entre la barra 1, y alguna línea conectada a través de alguno de los interruptores propios de la barra. De

forma tal que si el fallo se da en una línea conectada a alguno de los interruptores propios de la barra 1, y este no abre por fallo mecánico, para liberar el fallo, se activará el esquema de protección 50FI del interruptor, mandando a abrir todos los interruptores propios de la barra 1, de forma tal que si el módulo de diagnóstico de la barra 1 no toma en cuenta esta situación, puede dar un diagnóstico equivocado, al suponer que el fallo fue en la barra 1, al detectar todos los interruptores abiertos.

**b) Por relevadores**

Las salidas de las estructuras neuronales anteriores junto con la activación del esquema de protección diferencial 87B de la barra 1, serán las entradas a una red neuronal que validará el fallo en la barra 1, tanto por interruptores como por el esquema de protección 87B.

Las lógicas para la determinación de la activación del fallo en la barra 1, mediante los interruptores y el esquema de protección diferencial 87B de la barra 1, se muestran en la Tabla 3.17.

L_Net_Val_Falla_B				
50FI's	Int_P	Int_S	87B	Falla_Bus
1	1	1	1	1
1	1	1	0	1
1	1	0	1	1
1	1	0	0	0
1	0	1	1	1
1	0	1	0	1
1	0	0	1	0
1	0	0	0	0
0	1	1	1	1
0	1	1	0	1
0	1	0	1	1
0	1	0	0	0
0	0	1	1	1
0	0	1	0	1
0	0	0	1	0
0	0	0	0	0

Tabla 3.17 Lógicas de detección de fallo final para la barra 1

Se puede observar de la tabla 3.17 que para que se dé como válido el fallo en la barra es necesario de que al menos se cumplan las siguientes afirmaciones: Activación del relevador 87B y de los interruptores primarios, activación de los interruptores de respaldo, y la combinación de las afirmaciones anteriores.

Esta red neuronal se implementará con el programa MATLAB y se le identificará con el nombre **L\_Net\_Val\_Falla\_B**. La estructura de esta red neuronal se puede apreciar en la figura 3.42.

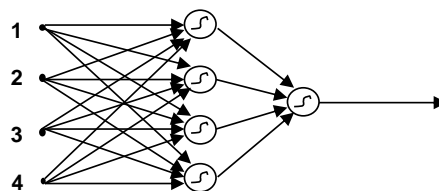


Figura 3.42 Red neuronal para la detección final del fallo en la barra 1

En la figura 3.43 se puede apreciar la relación existente entre la información de los estados lógicos de los interruptores primarios y de respaldo, de los relevadores, la tabla lógica final y la estructura neuronal.

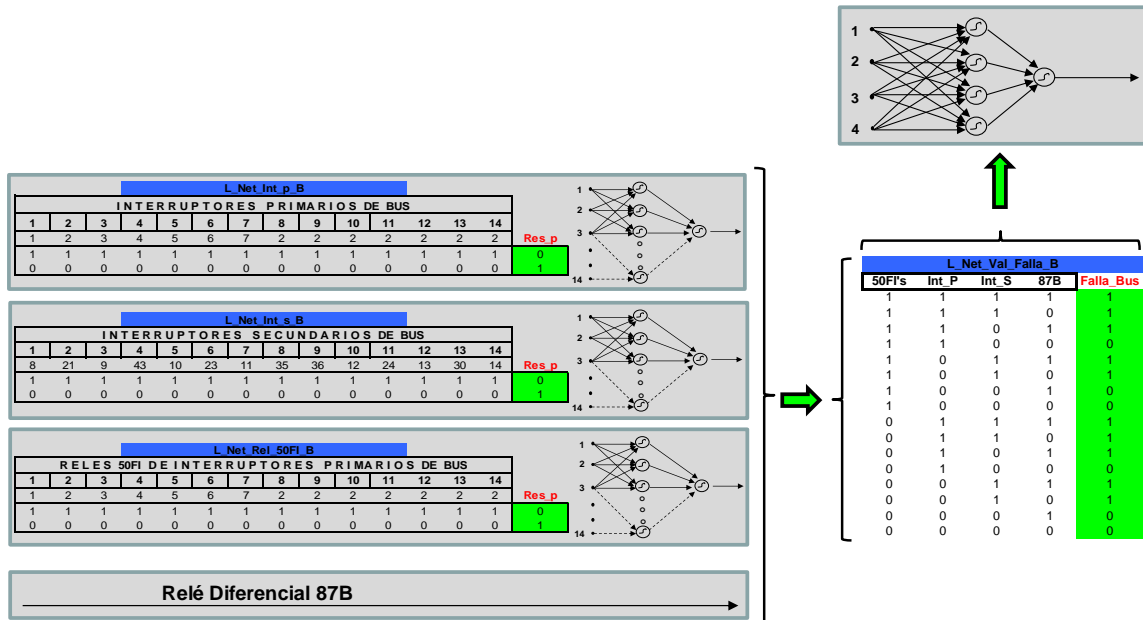


Figura 3.43 Relación existente entre la información de los estados lógicos de los interruptores primarios, de respaldo y relevadores, la tabla lógica final y la estructura neuronal de la barra 1

La estructura neuronal completa para el diagnóstico del fallo en la barra1, tomando en cuenta los estados de interruptores y de los esquemas de protección puede ser apreciada en la figura 3.44.

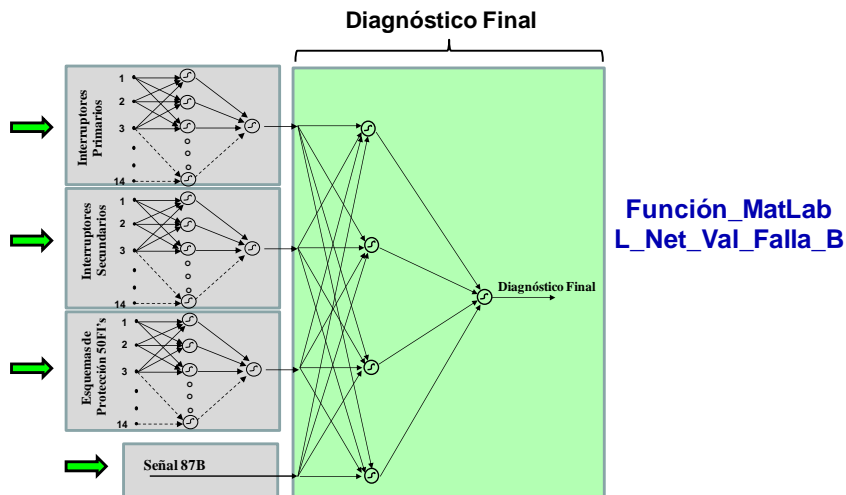


Figura 3.44 Estructura neuronal completa para el diagnóstico del fallo en la barra1

### 3.5 Ejemplos de aplicación tomando como referencia la red bajo análisis

Para efectos de poder comparar el método propuesto con otros métodos relacionados con el tema, se utilizará la red eléctrica de la Zona Urbana de la Ciudad de Mérida Yucatán, México representada en la figura 3.45.

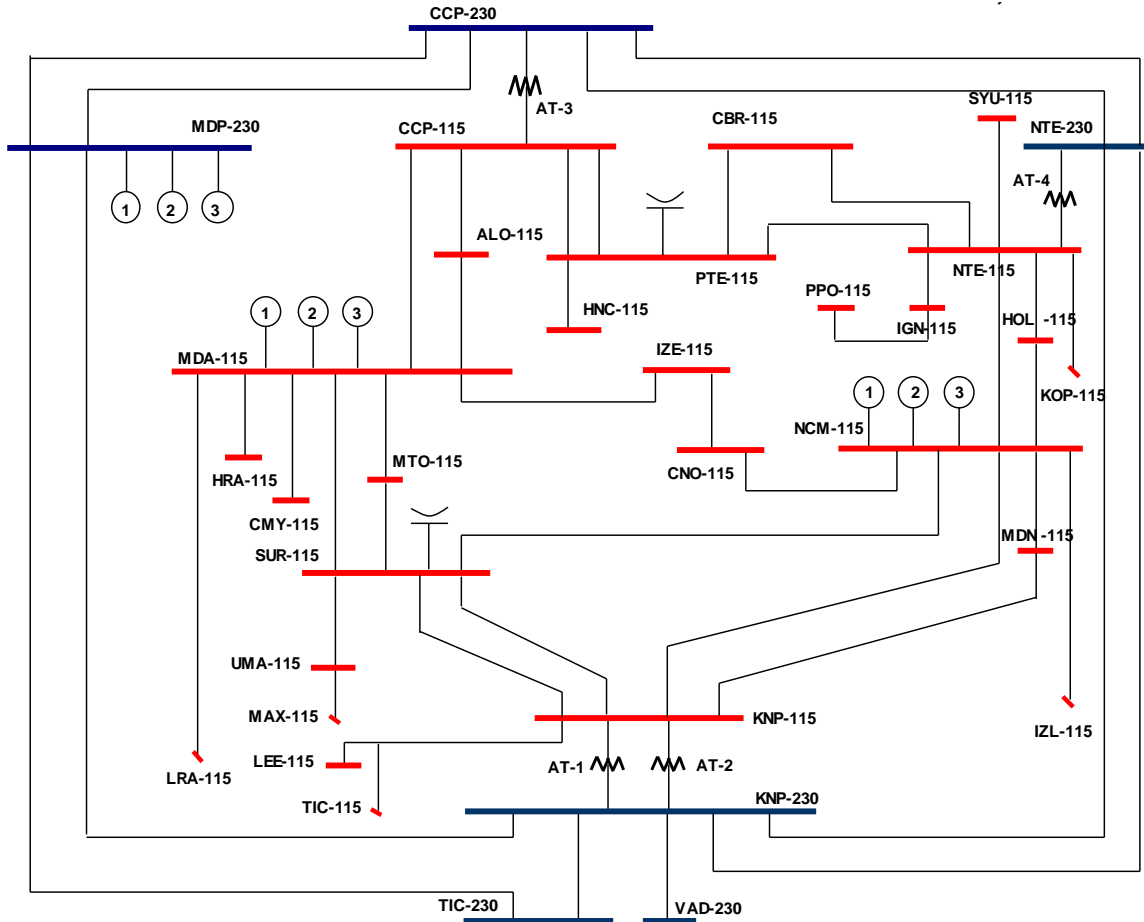


Figura 3.45 Red eléctrica de la zona urbana de la ciudad de Mérida Yucatán, México

Se probará el método desarrollado con bases de datos fuera de línea representando la ocurrencia del fallo, para verificar la eficacia de este, tanto para fallos simples como múltiples. También se presentarán ejemplos de aplicación con bases de datos de tiempo real, correspondientes a la red eléctrica bajo estudio, obtenidas de la información histórica del sistema SCADA implementado en el sistema de energía eléctrica mexicano.

### 3.5.1 Ejemplos de prueba con información fuera de línea

Para efectos de implementar el método desarrollado fuera de línea, se desarrollará una base de datos con diferentes fallos tomando la experiencia de los operadores del centro de control del Área de Control Peninsular, CFE, Mérida Yucatán, México. Dicha base de datos simulará la información proveniente de la base de datos histórica del sistema SCADA. Se tomarán en cuenta las nomenclaturas reales de cada componente, ya que por facilidad de dibujo y apreciación, estas fueron representadas por un número en forma secuencial, en los diagramas presentados con anterioridad. La intención de esta forma de prueba es ver la respuesta del método propuesto, sin necesidad de que ocurra un fallo en tiempo real, ya que lo menos deseado en la operación de una red de transporte de energía eléctrica, es que esté sometida a fallos repetitivos en los componentes que la conforman.

#### Caso a) Fallo simple

Para este caso se analizará un fallo en la Línea L8 ubicada entre la subestación Mérida (MDA) y la subestación Alón (ALO). En las figuras 3.46 y 3.47 se presentan los diagramas unifilares de las subestaciones Mérida y Alón respectivamente.

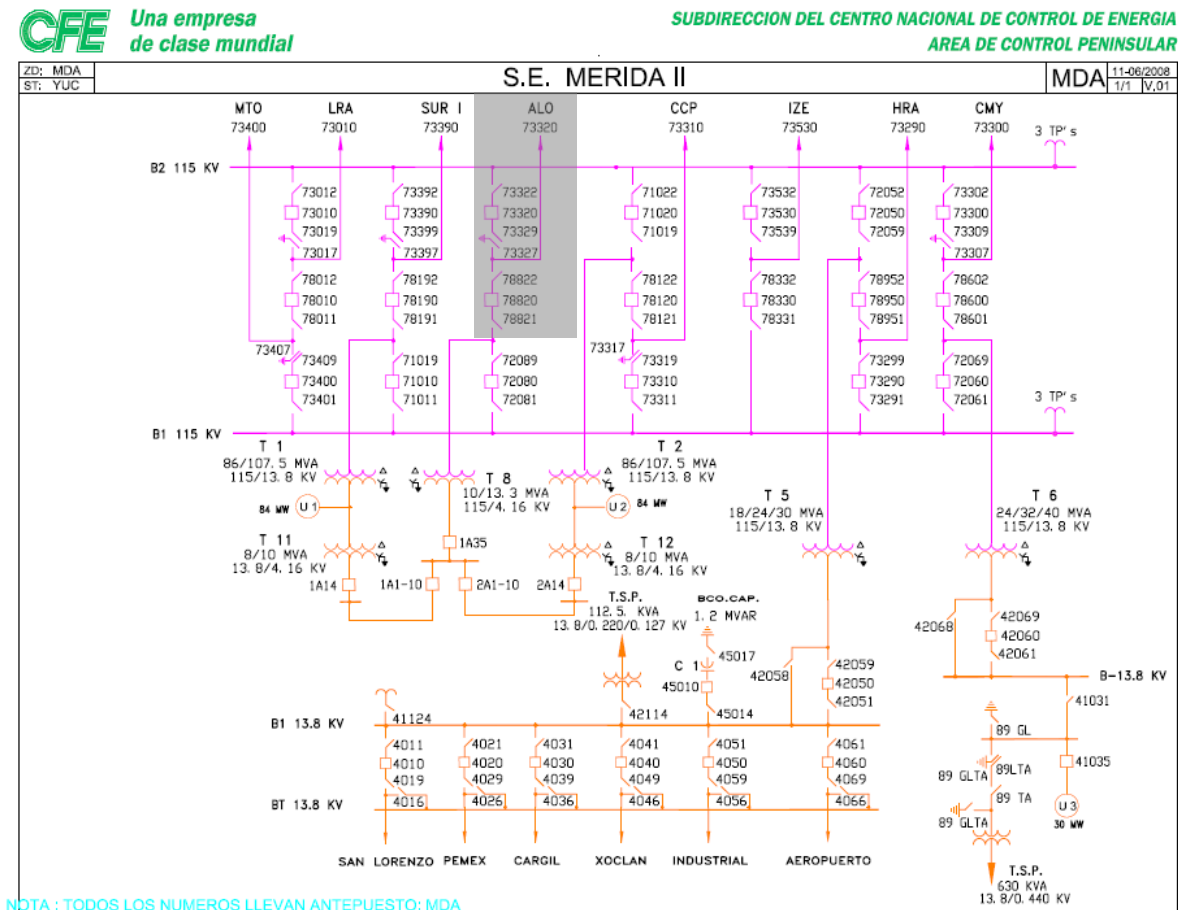


Figura 3.46 Diagrama unifilar de la subestación Mérida II. (Con permiso del Área de Control Peninsular, CFE)

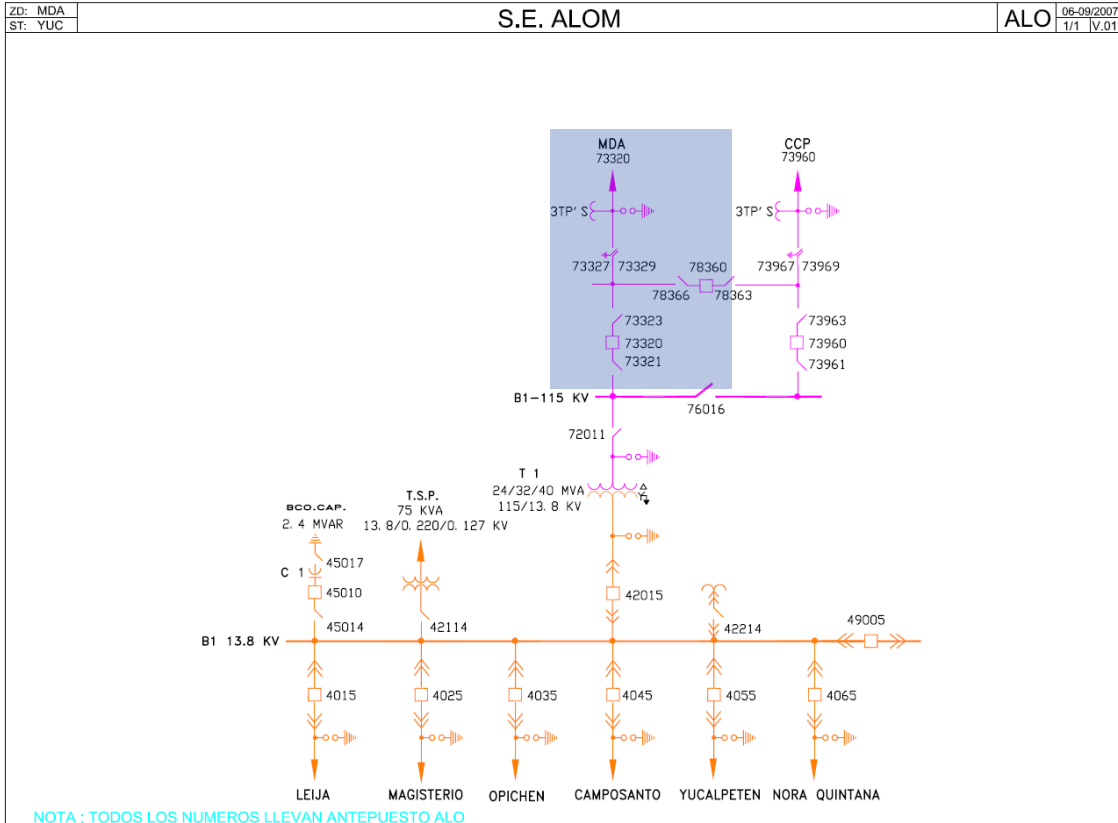


Figura 3.47 Diagrama unifilar de la subestación Mérida II. (Con permiso del Área de Control Peninsular, CFE)

Para este caso la información emulada del SCADA y ordenada en la base de datos correspondiente a este componente, se puede apreciar en la Tabla 3.18.

LT MDA-73320- ALO												
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Int. PyR	INT MDA-73320	INT MDA-78820	INT MDA-73300	INT MDA-73390	INT MDA-72050	INT MDA-73010	INT MDA-73530	INT MDA-71020	INT MDA-72080	INT 1A35	*	ENVIO
Estado	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	2	
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	*	
Estado	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	RECEP
Int. PyR	INT ALO-78360	INT ALO-73320	INT ALO-73960	INT CCP-73960	*	*	*	*	INT ALO-73960	INT ALO-42015	*	
Estado	0	0	1	1	2	2	2	2	1	1	2	
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	*	
Estado	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	

Tabla 3.18 Base de datos correspondiente a la LT MDA -73320- ALO

Se puede observar de la información proveniente de la base de datos simulada, que los interruptores INT MDA-73320, INT MDA-78820, INT ALO-78360 y INT ALO-73020 abrieron correctamente, operando relevadores 21's tanto del lado de envío como del lado de recepción. El diagnóstico que el método propuesto arroja se puede ver en la figura 3.48.



## SIMULADOR DE FALLOS

Fallas Detectadas	
Falla en LT MDA -73320- ALO	
Diagnostico Referente en el lado de Envio	
Interruptores Primarios Operados	
INT MDA-73320	- 06:23:02 p.m.-
INT MDA-78820	- 06:23:02 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-73320	
Rel21	- 06:23:02 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-78820	
Rel21	- 06:23:02 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	
INT ALO-78360	- 06:23:02 p.m.-
INT ALO-73320	- 06:23:02 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT ALO-78360	
Rel21	- 06:23:02 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT ALO-73320	
Rel21	- 06:23:02 p.m.-

Figura 3.48 Diagnóstico arrojado por el simulador ante un evento ocurrido en la LT MDA -73320- ALO

Cabe aclarar que los tiempos en los que se da la apertura de los interruptores y el abanderamiento de los relevadores de los esquemas de protección, son los que el ordenador proporciona, ya que esta información es obtenida de una base de datos fuera de tiempo real. Estos tiempos de apertura y de abanderamiento serán los que correspondan al evento cuando la base de datos manejada sea la correspondiente a la información histórica del sistema SCADA.

### Caso b) Fallo simple con un interruptor fallado

Se toma como base la misma línea L8 ubicada entre la subestación Mérida (MDA) y la subestación Alón (ALO). Para este caso el interruptor INT MDA-73320 falló, siendo la información recibida de la base de datos la que se aprecia en la Tabla 3.19.

LT MDA -73320- ALO											ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Int. PyR	INT MDA-73320	INT MDA-78820	INT MDA-73300	INT MDA-73390	INT MDA-72050	INT MDA-73010	INT MDA-73530	INT MDA-71020	INT MDA-72080	INT 1A35	*
Estado	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2
			INT MDA-73320			INT MDA-78820					
Relés	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Int. PyR	INT ALO-78360	INT ALO-73320	INT ALO-73960	INT CCP-73960	*	*	*	*	INT ALO-73960	INT ALO-42015	*
Estado	0	0	1	1	2	2	2	2	1	1	2
			INT ALO-78360			INT ALO-73320					
Relés	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	

Tabla 3.19 Base de datos correspondiente a la LT MDA -73320- ALO con el INT MDA-73320 fallado

Se puede observar que al fallar el interruptor INT MDA-73320, operan relevadores 21N's tanto del lado de envío como del lado de recepción, así como la operación del relevador 50FI caracterizando la no apertura del INT MDA-73320. El diagnóstico que el método propuesto arroja se puede ver en la figura 3.49.

## SIMULADOR DE FALLOS

Fallas Detectadas	
Falla en LT MDA -73320- ALO	
Diagnostico Referente en el lado de Envio	
Interruptores Primarios Operados	
INT MDA-78820	- 06:32:48 p.m.-
Interruptor Primario INT MDA-73320 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT MDA-73300	- 06:32:48 p.m.-
INT MDA-73390	- 06:32:48 p.m.-
INT MDA-72050	- 06:32:48 p.m.-
INT MDA-73010	- 06:32:48 p.m.-
INT MDA-73530	- 06:32:48 p.m.-
INT MDA-71020	- 06:32:49 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-73320	
Rel21	- 06:32:49 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-78820	
Rel21	- 06:32:49 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	
INT ALO-78360	- 06:32:49 p.m.-
INT ALO-73320	- 06:32:49 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT ALO-78360	
Rel21	- 06:32:49 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT ALO-73320	

Figura 3.49 Diagnóstico arrojado por el simulador ante un evento ocurrido en la LT MDA -73320- ALO

### Caso c) Fallo Doble

Para probar fallos de este tipo, a la línea fallada LT MDA -73320- ALO se le agrega otro componente fallado, la línea L4 ubicada entre la subestación Mérida (MDA) y la subestación Metropolitana (MTO) cuya nomenclatura real es LT MDA -73400- MTO. El diagrama unifilar de la subestación Metropolitana se puede apreciar en la figura 3.50.

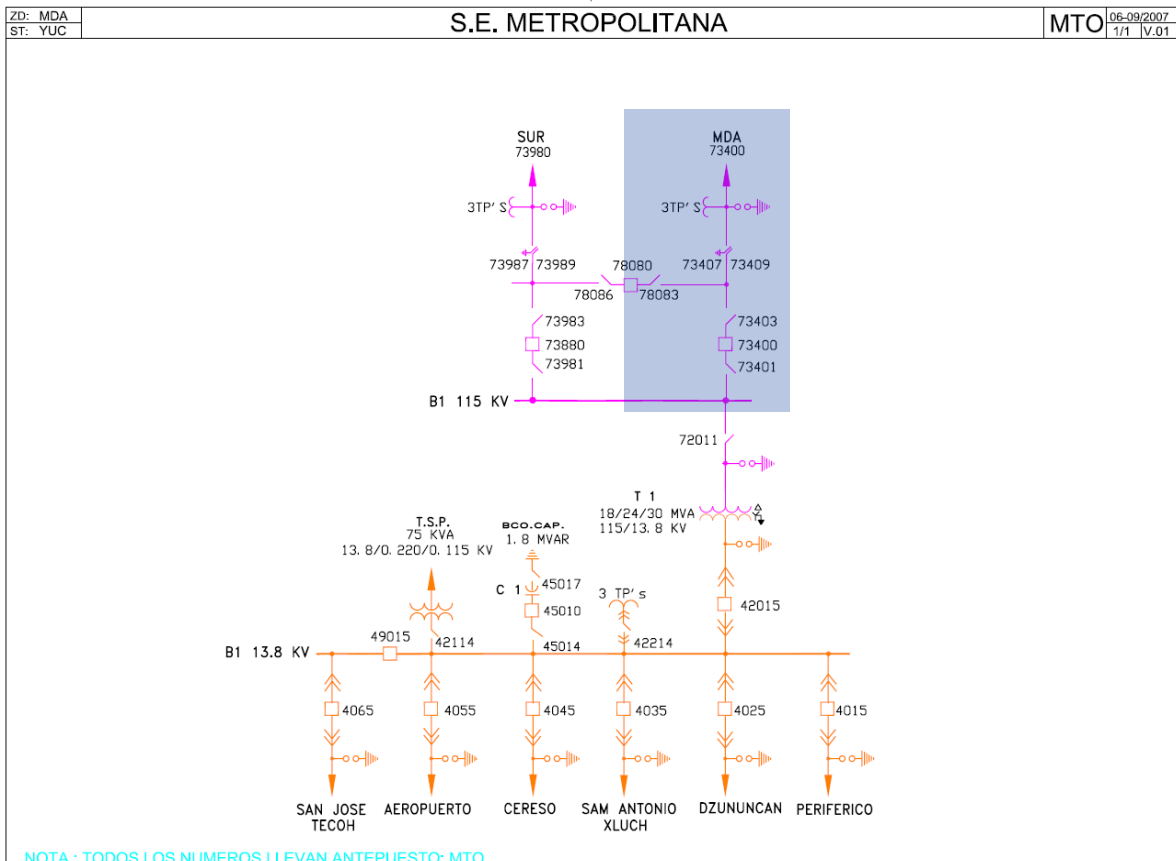


Figura 3.50 Diagrama unifilar de la subestación Metropolitana. (Con permiso del Área de Control Peninsular, CFE)

La información que se obtiene de las bases de datos correspondientes a estos componentes se presenta en las Tablas 3.20 y 3.21.

LT MDA -73320- ALO												ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Int. PyR	INT MDA-73320	INT MDA-78820	INT MDA-73300	INT MDA-73390	INT MDA-72050	INT MDA-73010	INT MDA-73530	INT MDA-71020	INT MDA-72080	INT 1A35	*	
Estado	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	2	
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	0	
Estado	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	RECEP
Int. PyR	INT ALO-78360	INT ALO-73320	INT ALO-73960	INT CCP-73960	*	*	*	*	INT ALO-73960	INT ALO-42015	*	
Estado	0	0	1	1	2	2	2	2	1	1	2	
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	0	
Estado	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	

Tabla 3.20 Base de datos correspondiente a la LT MDA -73320- ALO

LT MDA -73400- MTO												ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Int. PyR	INT MDA-73400	INT MDA-78010	INT MDA-72060	INT MDA-71010	INT MDA-73290	INT MDA-78330	INT MDA-73310	INT MDA-72080	INT MDA-73010	INT LRA-73010	*	
Estado	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	2	
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	0	
Estado	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	RECEP
Int. PyR	INT MTO-78080	INT MTO-73400	INT MTO-73980	INT SUR-73988	*	*	*	*	INT MTO-73980	INT MTO-42015	*	
Estado	0	0	1	1	2	2	2	2	1	1	2	
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	0	
Estado	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	

Tabla 3.21 Base de datos correspondiente a la LT MDA -73400- MTO

Se puede apreciar de las bases de datos anteriores que se suscitan 2 fallos, uno para la LT MDA -73400- MTO y otro para la LT MDA -73320- ALO, con la operación correcta de sus interruptores propios, y de sus esquemas de protección. El diagnóstico que el método propuesto arroja se puede apreciar en la figura 3.51.

## SIMULADOR DE FALLOS

Fallas Detectadas	
<b>Falla en LT MDA -73400- MTO</b>	
Diagnostico Referente en el lado de Envio	
Interruptores Primarios Operados	
INT MDA-73400	- 06:45:49 p.m.-
INT MDA-78010	- 06:45:49 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-73400	
Rel21N	- 06:45:49 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-78010	
Rel21N	- 06:45:49 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	
INT MTO-78080	- 06:45:49 p.m.-
INT MTO-73400	- 06:45:49 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MTO-78080	
Rel21N	- 06:45:49 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MTO-73400	
Rel67N	- 06:45:49 p.m.-
<b>Falla en LT MDA -73320- ALO</b>	
Diagnostico Referente en el lado de Envio	
Interruptores Primarios Operados	
INT MDA-73320	- 06:45:50 p.m.-
INT MDA-78820	- 06:45:50 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-73320	
Rel21	- 06:45:50 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	
INT ALO-78360	- 06:45:50 p.m.-
INT ALO-73320	- 06:45:50 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT ALO-78360	
Rel21	- 06:45:50 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT ALO-73320	
Rel21	- 06:45:50 p.m.-

Figura 3.51 Diagnóstico arrojado por el simulador ante eventos ocurridos en las LT's MDA -73320- ALO y MDA -73400- MTO

### Caso d) Fallo doble con dos interruptores fallados (uno por componente)

Para simular este tipo de fallo se tomarán como base las líneas LT MDA -73320- ALO y MDA -73400- MTO, donde cada una de estas tendrá un interruptor fallado, siendo la información que se obtiene de las bases de datos correspondientes a estos componentes la presentada en las Tablas 3.22 y 3.23.

LT MDA -73320- ALO											ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
<b>Int_PVR</b>	INT MDA-73320	INT MDA-78820	INT MDA-73300	INT MDA-73390	INT MDA-72050	INT MDA-73010	INT MDA-73530	INT MDA-71020	INT MDA-72080	INT 1A35	*
Estado	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	2
<b>Relés</b>	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Int_PVR</b>	INT ALO-78360	INT ALO-73320	INT ALO-73960	INT CCP-73960	*	*	*	*	INT ALO-73960	INT ALO-42015	*
Estado	0	1	1	1	2	2	2	2	0	0	2
<b>Relés</b>	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	

Tabla 3.22 Base de datos correspondiente a la LT MDA -73320- ALO con el INT ALO-73320 fallado

LT MDA -73400- MTO											ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Int. Pyr	INT MDA-73400	INT MDA-78010	INT MDA-72060	INT MDA-71010	INT MDA-73290	INT MDA-78330	INT MDA-73310	INT MDA-72080	INT MDA-73010	INT LRA-73010	*
Estado	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2
	INT MDA-73400							INT MDA-78010			
Relés	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	1	0	1	1	0	0	0	0	
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Int. Pyr	INT MTO-78080	INT MTO-73400	INT MTO-73980	INT SUR-73980	*	*	*	*	INT MTO-73980	INT MTO-42015	*
Estado	0	0	1	1	2	2	2	2	1	1	2
	INT MTO-78080							INT MTO-73400			
Relés	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	

Tabla 3.23 Base de datos correspondiente a la LT MDA -73400- MTO con el INT MDA-73400 fallado

Se puede apreciar de las bases de datos anteriores que se suscitan 2 fallos, uno para la LT MDA -73400- MTO y otro para la LT MDA -73320- ALO, con fallo de un interruptor por cada línea, y con la operación correcta de sus esquemas de protección. El diagnóstico que el método propuesto arroja se puede apreciar en la figura 3.52.

## SIMULADOR DE FALLOS

Fallas Detectadas
<b>Falla en LT MDA -73400- MTO</b>
Diagnostico Referente en el lado de Envío
Interruptores Primarios Operados
INT MDA-78010 - 10:00:24 a.m.-
Interruptor Primario INT MDA-73400 no Operado
Interruptores de Respaldo Operados
INT MDA-72060 - 10:00:24 a.m.-
INT MDA-71010 - 10:00:24 a.m.-
INT MDA-73290 - 10:00:24 a.m.-
INT MDA-78330 - 10:00:24 a.m.-
INT MDA-73310 - 10:00:24 a.m.-
INT MDA-72080 - 10:00:24 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-73400
Rel21 - 10:00:24 a.m.-
Rel67 - 10:00:24 a.m.-
Rel50FI - 10:00:24 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-78010
Rel21 - 10:00:24 a.m.-
<b>Diagnostico Referente en el lado de Recepcion</b>
Interruptores Primarios Operados
INT MTO-78080 - 10:00:24 a.m.-
INT MTO-73400 - 10:00:24 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MTO-78080
Rel21 - 10:00:24 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MTO-73400
Rel21 - 10:00:24 a.m.-

Figura 3.52 Diagnóstico arrojado por el simulador ante eventos ocurridos en las LT's MDA -73320- ALO y MDA -73400- MTO

Falla en LT MDA -73320- ALO	
Diagnostico Referente en el lado de Envio	
Interruptores Primarios Operados	
INT MDA-73320	- 10:00:25 a.m.-
INT MDA-78820	- 10:00:25 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-73320	
Rel21	- 10:00:25 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-78820	
Rel21	- 10:00:25 a.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	
INT ALO-78360	- 10:00:25 a.m.-
Interruptor Primario INT ALO-73320 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT ALO-73960	- 10:00:25 a.m.-
INT ALO-42015	- 10:00:25 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT ALO-78360	
Rel21	- 10:00:25 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT ALO-73320	
Rel21	- 10:00:25 a.m.-
Rel67	- 10:00:25 a.m.-
Rel50FI	- 10:00:25 a.m.-

Cont. Figura 3.52 Diagnóstico arrojado por el simulador ante eventos ocurridos en las LT's MDA -73320- ALO y MDA -73400- MTO

**Caso e) Fallo cuádruple con cuatro interruptores fallados (uno por componente)**

Para simular un fallo cuádruple se tomarán como base las líneas LT MDA -73400- MTO, MDA -73010- LRA, MDA -73320- ALO, y el transformador Mérida T6, donde cada uno de estos componentes tendrá un interruptor fallado, siendo la información recibida y ordenada en las bases de datos correspondientes a estos componentes la que se observa en las Tablas 3.24, 3.25, 3.26, 3.27.

LT MDA -73400- MTO												
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	ENVIO
Int_PyR	INT MDA-73400	INT MDA-78010	INT MDA-72060	INT MDA-71010	INT MDA-73290	INT MDA-78330	INT MDA-73310	INT MDA-72080	INT MDA-73010	INT LRA-73010	*	
Estado	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
Estado	1	0	0	0	1	1	0	0	0	0		
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	RECEP
Int_PyR	INT MTO-78080	INT MTO-73400	INT MTO-73980	INT SUR-73980	*	*	*	*	INT MTO-73980	INT MTO-42015	*	
Estado	0	0	1	1	2	2	2	2	1	1	2	
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
Estado	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0		

Tabla 3.24 Base de datos correspondiente a la LT MDA -73400- MTO con el INT MDA-73400 fallado

LT MDA -73010- LRA												
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	ENVIO
Int_PyR	INT MDA-73010	INT MDA-78010	INT MDA-73300	INT MDA-73390	INT MDA-72050	INT MDA-73530	INT MDA-71020	INT MDA-73320	INT MDA-73400	INT MDA-78080	INT MTO-73400	
Estado	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
Estado	1	0	1	0	1	1	0	0	0	0		
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	RECEP	
Int_PyR	INT LRA-73010	INT LRA-71030	INT LRA-71040	INT LRA-73A30	INT LRA-77000	INT LRA-72070	*	*	*	*		
Estado	0	1	1	1	1	1	2	2	2	2		
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2		

Tabla 3.25 Base de datos correspondiente a la LT MDA -73010- LRA con el INT MDA-78010 fallado

LT MDA -73320- ALO												
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		11
Int_PyR	INT MDA-73320	INT MDA-78820	INT MDA-73300	INT MDA-73390	INT MDA-72050	INT MDA-73010	INT MDA-73530	INT MDA-71020	INT MDA-72080	INT 1A35	*	
Estado	1	0	1	0	0	0	0	0	1	1	2	
Róles	21	21N	INT MDA-73320			67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI
Estado	1	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Int_PyR	INT ALO-78360	INT ALO-73320	INT ALO-73960	INT CCP-73960	*	*	*	*	INT ALO-73960	INT ALO-42015	*	
Estado	0	0	1	1	2	2	2	2	1	1	2	
Róles	21	21N	INT ALO-78360			67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI
Estado	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	

Tabla 3.26 Base de datos correspondiente a la LT MDA -73320- ALO con el INT ALO-73320 fallado

MERIDA T-6 UNIDAD-3												
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		11
Int_PyR	INT MDA-72060	INT MDA-78600	INT MDA-71010	INT MDA-73290	INT MDA-73400	INT MDA-78330	INT MDA-73310	INT MDA-72080	INT MDA-73300	INT CMY-73300	*	
Estado	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	2	
Róles	87T	67	INT MDA-72060			67N	50FI	*	87T	67	67N	50FI
Estado	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Int_PyR	INT MDA-42060	*	*	*	*	*	*	*	*	*		
Estado	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
Róles	87T	67	INT MDA-42060			67N	50FI	*	21	21N	67	67N
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	

Tabla 3.27 Base de datos correspondiente al transformador T6 de MDA con el INT MDA-78600 fallado

Se puede apreciar de las bases de datos anteriores que se suscitan 4 fallos, uno para la LT MDA -73400- MTO, uno para la LT MDA -73010- LRA, uno para la LT MDA -73320- ALO, y por último uno para el transformador de unidad MDA T6, con fallo de un interruptor por cada uno de estos componentes, y con la operación correcta de sus esquemas de protección. El diagnóstico que el método propuesto arroja se observa en la figura 3.53.

## SIMULADOR DE FALLOS

Fallas Detectadas	
<b>Falla en LT MDA -73400- MTO</b>	
Diagnostico Referente en el lado de Envío	
Interruptores Primarios Operados	
INT MDA-78010	- 11:06:58 a.m.-
Interruptor Primario INT MDA-73400 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT MDA-72060	- 11:06:58 a.m.-
INT MDA-71010	- 11:06:58 a.m.-
INT MDA-73290	- 11:06:58 a.m.-
INT MDA-78330	- 11:06:58 a.m.-
INT MDA-73310	- 11:06:58 a.m.-
INT MDA-72080	- 11:06:58 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-73400	
Rel21	- 11:06:58 a.m.-
Rel50FI	- 11:06:58 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-78010	
Rel21	- 11:06:58 a.m.-
<b>Diagnostico Referente en el lado de Recepcion</b>	
Interruptores Primarios Operados	
INT MTO-78080	- 11:06:58 a.m.-
INT MTO-73400	- 11:06:58 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MTO-78080	
Rel21	- 11:06:58 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MTO-73400	
Rel21	- 11:06:58 a.m.-

Figura 3.53 Diagnóstico arrojado por el simulador ante eventos ocurridos en las LT's MDA -73400- MTO, MDA -73010- LRA, MDA -73320- ALO y MDA T6 UNIDAD 3

Falla en LT MDA -73010- LRA	
Diagnostico Referente en el lado de Envio	
Interruptores Primarios Operados	
INT MDA-78010	- 11:06:58 a.m.-
Interruptor Primario INT MDA-73010 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT MDA-73300	- 11:06:58 a.m.-
INT MDA-73390	- 11:06:58 a.m.-
INT MDA-72050	- 11:06:58 a.m.-
INT MDA-73530	- 11:06:58 a.m.-
INT MDA-71020	- 11:06:58 a.m.-
INT MDA-73320	- 11:06:58 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-73010	
Rel21	- 11:06:58 a.m.-
Rel67	- 11:06:58 a.m.-
Rel50FI	- 11:06:58 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-78010	
Rel21	- 11:06:59 a.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	
INT LRA-73010	- 11:06:59 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT LRA-73010	
Rel21	- 11:06:59 a.m.-
Falla en LT MDA -73320- ALO	
Diagnostico Referente en el lado de Envio	
Interruptores Primarios Operados	
INT MDA-78820	- 11:06:59 a.m.-
Interruptor Primario INT MDA-73320 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT MDA-73300	- 11:06:59 a.m.-
INT MDA-73390	- 11:06:59 a.m.-
INT MDA-72050	- 11:06:59 a.m.-
INT MDA-73010	- 11:06:59 a.m.-
INT MDA-73530	- 11:06:59 a.m.-
INT MDA-71020	- 11:06:59 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-73320	
Rel21	- 11:06:59 a.m.-
Rel67	- 11:06:59 a.m.-
Rel50FI	- 11:06:59 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-78820	
Rel21	- 11:06:59 a.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	
INT ALO-78360	- 11:06:59 a.m.-
INT ALO-73320	- 11:06:59 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT ALO-78360	
Rel21	- 11:06:59 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT ALO-73320	
Rel21	- 11:06:59 a.m.-
Falla en MERIDA T-6 UNIDAD-3	
Diagnostico Referente en el lado de Envio	
Interruptores Primarios Operados	
INT MDA-72060	- 11:06:59 a.m.-
Interruptor Primario INT MDA-78600 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT MDA-73300	- 11:06:59 a.m.-
INT CMY-73300	- 11:06:59 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-72060	
Rel87T	- 11:07:00 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-78600	
Rel87T	- 11:07:00 a.m.-
Rel50FI	- 11:07:00 a.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	
INT MDA-42060	- 11:07:00 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-42060	
Rel87T	- 11:07:00 a.m.-

Cont. Figura 3.53 Diagnóstico arrojado por el simulador ante eventos ocurridos en las LT's MDA -73400- MTO, MDA -73010- LRA, MDA -73320- ALO y MDA T6 UNIDAD 3



### 3.5.2 Ejemplos de prueba con información histórica de tiempo real

#### Caso a) Fallo simple

El 15 de agosto del año 2010 ocurre un fallo en la línea de transporte MDA -73010- LRA a las 17:23:21 Hrs. El reporte generado para este evento se muestra a continuación:

```
15/AUG/2010 18:23:21 08 MDA PR-50FI 78010 MEDIO Cambio No Comandado Operad
15/AUG/2010 18:23:21 08 MDA AL-78120 FUSIBLES TPS Cambio No Comandado FALLAD
15/AUG/2010 18:23:21 08 MDA IN-73010 LRA Cambio No Comandado Abiert
15/AUG/2010 18:23:21 08 MDA IN-78010 MEDIO Cambio No Comandado Abiert
15/AUG/2010 18:23:21 08 MDA PR-50FI 78010 MEDIO Cambio No Comandado Normal RTN
15/AUG/2010 18:23:21 08 MDA AL-78120 FUSIBLES TPS Cambio No Comandado NORMAL RTN
15/AUG/2010 18:23:21 08 TIC AL-27 44070 RE 07 Cambio No Comandado Operad
15/AUG/2010 18:23:21 08 TIC AL-27 44070 RE 07 Cambio No Comandado Normal RTN
15/AUG/2010 18:23:21 08 ESA AL-93210 25 VOLT Cambio No Comandado EN-OPE
15/AUG/2010 18:23:21 08 ESA AL-93220 25 VOLT Cambio No Comandado EN-OPE
15/AUG/2010 18:23:21 08 ESA AL-72010 25 VOLT Cambio No Comandado EN-OPE
15/AUG/2010 18:23:21 08CHTXUL LT-73280 BEL KV Límite alto 1 violado. Valor= 117.00KVRTN
15/AUG/2010 18:23:21 08 XUL B -1 115 KV Límite bajo 4 violado. Valor= 117.85KV RTN
15/AUG/2010 18:23:21 08 ESA AL-93210 25 VOLT Cambio No Comandado FUERA RTN
15/AUG/2010 18:23:21 08 ESA AL-93220 25 VOLT Cambio No Comandado FUERA RTN
15/AUG/2010 18:23:21 08 ESA AL-72010 25 VOLT Cambio No Comandado FUERA RTN
15/AUG/2010 18:23:22 08 NCM AL-72060 FVCA 52 Cambio No Comandado FALLAD
15/AUG/2010 18:23:22 08 NCM AL-72060 FVCA 52 Cambio No Comandado NORMAL RTN
15/AUG/2010 18:23:22 08 NCM AL-72060 FVCA 52 Cambio No Comandado FALLAD
15/AUG/2010 18:23:22 08 NCM AL-72060 FVCA 52 Cambio No Comandado NORMAL RTN
15/AUG/2010 18:23:22 08 NCM AL-72060 FVCA 52 Cambio No Comandado FALLAD
15/AUG/2010 18:23:22 08 NCM AL-72060 FVCA 52 Cambio No Comandado NORMAL RTN
15/AUG/2010 18:23:22 08 MDA AL-POTT MDA-73010-LRA Cambio No Comandado FALLAD
15/AUG/2010 18:23:23 08 MDA PR-PRIM1 73010 LRA Cambio No Comandado Operad
15/AUG/2010 18:23:23 08 MDA AL-POTT MDA-73010-LRA Cambio No Comandado NORMAL RTN
15/AUG/2010 18:23:23 08 MDA AL-73400 PROBLEMA EN DP Cambio No Comandado FALLAD
15/AUG/2010 18:23:23 08 MDA PR-PRIM1 73010 LRA Cambio No Comandado Normal RTN
15/AUG/2010 18:23:23 08 MDA PR-PRIM1 73010 LRA Cambio No Comandado Operad
15/AUG/2010 18:23:23 08 MDA PR-PRIM1 73010 LRA Cambio No Comandado Normal RTN
15/AUG/2010 18:23:23 08 MDA AL-73400 PROBLEMA EN DP Cambio No Comandado NORMAL RTN
15/AUG/2010 18:23:23 08 XUL B -1 115 KV Límite bajo 4 violado. Valor= 117.32KV
15/AUG/2010 18:23:23 08CHTXUL LT-73280 BEL KV Límite alto 1 violado. Valor= 118.07KV
15/AUG/2010 18:23:24 08 MDP UN-02 RUN BACK MW Límite de razón de cambio violado
15/AUG/2010 18:23:24 08 MDP UN-03 RUN BACK MW Límite de razón de cambio violado
15/AUG/2010 18:23:24 08 NCM AL-72060 FVCA 52 Cambio No Comandado FALLAD
15/AUG/2010 18:23:24 08 NCM AL-72060 FVCA 52 Cambio No Comandado NORMAL RTN
15/AUG/2010 18:23:25 08 MTO B -01 115 KV Límite bajo 4 violado. Valor= 111.04KV
15/AUG/2010 18:23:25 08 MTO B -01 115 KV Límite de emergencia bajo. Valor= 111.04KV
15/AUG/2010 18:23:26 08 MDP UN-01 RUN BACK MW Límite de razón de cambio violado
15/AUG/2010 18:23:26 08 MDP UN-02 RUN BACK MW Límite de razón de cambio violado RTN
15/AUG/2010 18:23:26 08 MDP UN-03 RUN BACK MW Límite de razón de cambio violado RTN
15/AUG/2010 18:23:28 08 MDP UN-01 RUN BACK MW Límite de razón de cambio violado RTN
15/AUG/2010 18:23:28 08 LRA IN-73010 MDA Cambio No Comandado Abiert
15/AUG/2010 18:23:28 08 LRA PR-PRIM1 73010 MDA Cambio No Comandado Operad
15/AUG/2010 18:23:28 08 LRA PR-67N 73010 MDA Cambio No Comandado Operad
15/AUG/2010 18:23:28 08 LRA PR-PRIM1 73010 MDA Cambio No Comandado Normal RTN
15/AUG/2010 18:23:28 08 LRA PR-67N 73010 MDA Cambio No Comandado Normal RTN
```

La información proveniente del SCADA y que es agrupada en la base de datos correspondiente al componente fallado se muestra en la tabla 3.28.

LT MDA -73010- LRA											ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Int. Pyr	INT MDA-73010	INT MDA-78010	INT MDA-73300	INT MDA-73390	INT MDA-72050	INT MDA-73530	INT MDA-71020	INT MDA-73320	INT MDA-73400	INT MDA-78080	INT MTO-73400
Estado	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	INT MDA-73010					INT MDA-78010					
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	RECEP.
Int. Pyr	INT LRA-73010	INT LRA-71030	INT LRA-71040	INT LRA-73A30	INT LRA-77000	INT LRA-72070	*	*	*	*	
Estado	0	1	1	1	1	1	2	2	2	2	
	INT LRA-73010										
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	1	0	2	2	2	2	2	

Tabla 3.28 Base de datos correspondiente a la LT MDA -73010- LRA

El resultado obtenido al aplicar el sistema de diagnóstico tomando en este caso los datos de la base de datos histórica se muestra en la figura 3.54.

## SIMULADOR DE FALLOS

Fallas Detectadas
<b>Falla en LT MDA -73010- LRA</b>
<b>Diagnostico Referente en el lado de Envio</b>
Interruptores Primarios Operados
INT MDA-73010 - 18:23:21 p.m.-
INT MDA-78010 - 18:23:21 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-73010
Rel21 - 18:23:23 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-78010
Rel50FI - 18:23:21 p.m.-
<b>Diagnostico Referente en el lado de Recepcion</b>
Interruptores Primarios Operados
INT LRA-73010 - 18:23:28 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT LRA-73010
Rel21 - 18:23:28 p.m.-
Rel67N - 18:23:28 p.m.-

Figura 3.54 Diagnóstico arrojado por el simulador ante el evento ocurrido en la LT MDA -73010- LRA

### Caso b) Fallo simple

El 30 de Agosto del año 2010 ocurre un fallo en la línea de transporte KNP -73870- NCM a las 16:21:20 Hrs. El reporte generado para este evento se muestra a continuación:

30/AUG/2010 16:21:20 08	KNP AL-72010 FVCA	Cambio No Comandado Alarma
30/AUG/2010 16:21:20 08	KNP IN-73870 NCM	Cambio No Comandado Abiert
30/AUG/2010 16:21:22 08	MDP UN-01 RUN BACK	MW Límite de razón de cambio violado
30/AUG/2010 16:21:22 08	MDP UN-03 RUN BACK	MW Límite de razón de cambio violado
30/AUG/2010 16:21:22 08	CBR B -02 13.8 KV	Límite bajo 1 violado. Valor= 13.37KV RTN
30/AUG/2010 16:21:22 08	MTO AL-TI FVCA CDDBC	Cambio No Comandado NORMAL RTN
30/AUG/2010 16:21:23 08	KNP AL-ENLACE 85L 73870	Cambio No Comandado FALLAD
30/AUG/2010 16:21:23 08	KNP PR-PRIM1 73870 NCM	Cambio No Comandado Operad
30/AUG/2010 16:21:23 08	KNP AL-ENLACE 85L 73870	Cambio No Comandado NORMAL RTN

30/AUG/2010 16:21:23 08 VLT UN-01 RUN BACK MW Límite de razón de cambio violado RTN  
 30/AUG/2010 16:21:24 08 VLT UN-03 RUN BACK MW Límite de razón de cambio violado RTN  
 30/AUG/2010 16:21:24 08 MDP UN-01 RUN BACK MW Límite de razón de cambio violado RTN  
 30/AUG/2010 16:21:24 08 MDP UN-03 RUN BACK MW Límite de razón de cambio violado RTN  
 30/AUG/2010 16:21:24 08 KNP PR-PRIM1 73870 NCM Cambio No Comandado Normal RTN  
 30/AUG/2010 16:21:25 08 NCM PR-PRIM1 73870 KNP Cambio No Comandado Operad  
 30/AUG/2010 16:21:25 08 NCM IN-73870 KNP Cambio No Comandado Abiert  
 30/AUG/2010 16:21:25 08 NCM PR-PRIM1 73870 KNP Cambio No Comandado Normal RTN  
 30/AUG/2010 16:21:52 08 KNP IN-73870 NCM sol de contr del operad de Abiert a Cerrad mhoil  
 30/AUG/2010 16:21:56 08 KNP IN-73870 NCM control exitoso de Abiert a Cerrad mhoil  
 30/AUG/2010 16:21:56 08 KNP IN-73870 NCM control exitoso de Abiert a Cerrad mhoil  
 30/AUG/2010 16:22:07 08 NCM IN-73870 KNP sol de contr del operad de Abiert a Cerrad mhoil  
 MON 30 AUG '10 16:22:11  
 COLA DE BITACORA DE EVENTOS 6

La información proveniente del SCADA y que es agrupada en la base de datos correspondiente al componente fallado se muestra en la tabla 3.29.

LT KNP -73870- NCM											ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Int_PyR	INT KNP-73870	INT KNP-73560	INT KNP-72020	INT KNP-77000	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
INT KNP-73870											
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	RECEP
Int_PyR	INT NCM-73870	INT NCM-72060	INT NCM-72090	INT NCM-73370	INT NCM-73360	INT NCM-77000	INT NCM-71010	INT NCM-71030	*	*	
Estado	0	1	1	1	1	1	1	1	2	2	
INT NCMII-73870											
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	

Tabla 3.29 Base de datos correspondiente a la LT KNP -73870- NCM

El resultado obtenido al aplicar el sistema de diagnóstico tomando en este caso los datos de la base de datos histórica se muestra en la figura 3.55.

## SIMULADOR DE FALLOS

Fallas Detectadas
<b>Falla en LT KNP -73870- NCM</b>
Diagnostico Referente en el lado de Envio
Interruptores Primarios Operados
INT KNP-73870 - 16:21:20 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT KNP-73870
Rel21 - 16:21:23 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion
Interruptores Primarios Operados
INT NCM-73870 - 16:21:25 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT NCM-73870
Rel21 - 16:21:25 p.m.-

Figura 3.55 Diagnóstico arrojado por el simulador ante el evento ocurrido en la LT KNP -73870- NCM

### Caso c) Fallo simple

El 06 de Enero del año 2011 ocurre un fallo en la línea de transporte KNP -73880- MDN a las 03:29:44 Hrs. El reporte generado para este evento se muestra a continuación:

06/JAN/2011 03:29:44 08 MDN AL-SUBES FVCA BB2129V Cambio No Comandado FUERA  
06/JAN/2011 03:29:44 08 MDN AL-SUBES FVCA BB2129V Cambio No Comandado DENTRO RTN  
06/JAN/2011 03:29:44 08 MDN AL-SUBES FVCA BB2129V Cambio No Comandado FUERA  
06/JAN/2011 03:29:44 08 MDN AL-SUBES FVCA BB2129V Cambio No Comandado DENTRO RTN  
06/JAN/2011 03:29:44 08 KNP IN-73880 MDN Cambio No Comandado Abiert  
06/JAN/2011 03:29:44 08 MDN AL-SUBES FVCA BB2129V Cambio No Comandado FUERA  
06/JAN/2011 03:29:44 08 MDN AL-SUBES FVCA BB2129V Cambio No Comandado DENTRO RTN  
06/JAN/2011 03:29:44 08 MDN AL-SUBES FVCA BB2129V Cambio No Comandado FUERA  
06/JAN/2011 03:29:44 08 MDN AL-SUBES FVCA BB2129V Cambio No Comandado DENTRO RTN  
06/JAN/2011 03:29:44 08 MDN AL-SUBES FVCA BB2129V Cambio No Comandado FUERA  
06/JAN/2011 03:29:44 08CHTCTE B -01 13.8 KV Límite alto 1 violado. Valor= 13.96KV  
06/JAN/2011 03:29:44 08 MDN AL-SUBES FVCA BB2129V Cambio No Comandado DENTRO RTN  
06/JAN/2011 03:29:45 08 MDN AL-SUBES FVCA BB2129V Cambio No Comandado FUERA  
06/JAN/2011 03:29:45 08 MDN IN-73880 KNP Cambio No Comandado Abiert  
06/JAN/2011 03:29:45 08 MDN IN-78380 MEDIO Cambio No Comandado Abiert  
06/JAN/2011 03:29:45 08 MDN PR-PRIM1 73880 KNP Cambio No Comandado Normal RTN  
06/JAN/2011 03:29:45 08 MDN AL-SUBES FVCA BB2129V Cambio No Comandado DENTRO RTN  
06/JAN/2011 03:29:45 08 MDN PR/PRIM1 73880 KNP Cambio No Comandado Operad  
06/JAN/2011 03:29:45 08 MDN IN/73880 KNP Cambio No Comandado Abiert  
06/JAN/2011 03:29:45 08 KNP AL-93230 PROBLEMA EN DP Cambio No Comandado Normal RTN  
06/JAN/2011 03:29:45 08 MDA AL-73400 PROBLEMA EN DP Cambio No Comandado FALLAD  
06/JAN/2011 03:29:45 08 MDA AL-73400 PROBLEMA EN DP Cambio No Comandado NORMAL  
06/JAN/2011 03:29:46 08 KNP PR-87L 73880 MDN Cambio No Comandado Operad  
06/JAN/2011 03:29:46 08 KNP PR-87L 73880 MDN Cambio No Comandado Normal RTN  
06/JAN/2011 03:29:46 08 MDN IN/78380 MEDIO Cambio No Comandado Abiert  
06/JAN/2011 03:29:46 08 MDN PR/PRIM1 73880 KNP Cambio No Comandado Normal RTN  
06/JAN/2011 03:29:46 08 MDP UN-01 RUN BACK MW Límite de razón de cambio violado RTN  
THU 6 JAN '11 03:30:46  
COLA DE BITACORA DE EVENTOS 1

La información proveniente de SCADA y que es agrupada en la base de datos correspondiente al componente fallado se muestra en la tabla 3.30.

LT KNP -73880- MDN											ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Int. PyR	INT KNP-73880	INT KNP-73550	INT KNP-72010	INT KNP-73060	INT KNP-77000	-	-	-	-	-	-
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2
INT KNP-73880											
Réles	87L	67	67N	50FI		87L	67	67N	50FI		
Estado	1	0	0	0		2	2	2	2		
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Int. PyR	INT MDN-73880	INT MDN-78380	INT MDN-73380	INT MDN-42015	*	*	*	*	INT MDN-73380	INT NCM-73380	*
Estado	0	0	1	1	2	2	2	2	1	1	2
INT MDN-73880											
Réles	87L	67	67N	50FI		87L	67	67N	50FI		
Estado	1	0	0	0		1	0	0	0		

Tabla 3.30 Base de datos correspondiente a la LT KNP -73880- MDN

El resultado obtenido al aplicar el sistema de diagnóstico tomando en este caso los datos de la base de datos histórica se muestra en la figura 3.56.

## SIMULADOR DE FALLOS

Fallas Detectadas
<b>Falla en LT KNP -73880- MDN</b>
Diagnostico Referente en el lado de Envio
Interruptores Primarios Operados
INT KNP-73880 - 03:29:44 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT KNP-73880
Rel87L -03:29:46 a.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion
Interruptores Primarios Operados
INT MDN-73880 - 03:29:45 a.m.-
INT MDN-78380 -03:29:45 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDN-73880
Rel87L - 03:29:45 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDN-78380
Rel87L - 03:29:46 p.m.-

Figura 3.56 Diagnóstico arrojado por el simulador ante el evento ocurrido en la LT KNP -73880- MDN

### Caso d) Fallo doble

El 22 de mayo del año 2011 ocurre un fallo en la línea de transporte SUR -73980- MTO, y en la línea MDA -73390- SUR a las 09:37:44 Hrs. El reporte generado para este evento se muestra a continuación:

SUN 22 MAY '11 09:37:44

COLA DE BITACORA DE EVENTOS 1

```

22/MAY/2011 09:37:44 08 MDA PR-RDTD 73390 SUR Cambio No Comandado opero
22/MAY/2011 09:37:44 08 MDA IN-73390 SUR Cambio No Comandado Abiert
22/MAY/2011 09:37:44 08 MDA PR-RDTD 73390 SUR Cambio No Comandado Normal RTN
22/MAY/2011 09:37:44 08 MDA IN-78190 MEDIO Cambio No Comandado Abiert
22/MAY/2011 09:37:46 08 SUR LT-73980 MTO MVAR Límite bajo 1 violado. Valor= -30.35MVAR
22/MAY/2011 09:37:46 08 CBR B -01 115 KV Límite bajo 4 violado. Valor= 109.65KV
22/MAY/2011 09:37:46 08 CBR B -01 115 KV Límite de emergencia bajo. Valor= 109.65KV
22/MAY/2011 09:37:46 08 MTO IN-73980 SUR Cambio No Comandado Abiert
22/MAY/2011 09:37:46 08 MTO IN-78080 MEDIO Cambio No Comandado Abiert
22/MAY/2011 09:37:46 08 MTO AL-TI FVCA CDDBC Cambio No Comandado FALLAD
22/MAY/2011 09:37:46 08 IZE B -01 115 KV Límite bajo 4 violado. Valor= 109.87KV
22/MAY/2011 09:37:46 08 IZE B -01 115 KV Límite de emergencia bajo. Valor= 109.87KV
22/MAY/2011 09:37:46 08 CBR B -01 115 KV Límite bajo 4 violado. Valor= 109.65KV
22/MAY/2011 09:37:46 08 CBR B -01 115 KV Límite de emergencia bajo. Valor= 109.65KV
22/MAY/2011 09:37:46 08 MTO IN-73980 SUR Cambio No Comandado Abiert
22/MAY/2011 09:37:46 08 MTO IN-78080 MEDIO Cambio No Comandado Abiert
22/MAY/2011 09:37:46 08 MTO AL-TI FVCA CDDBC Cambio No Comandado FALLAD
22/MAY/2011 09:37:46 08 IZE B -01 115 KV Límite bajo 4 violado. Valor= 109.87KV
22/MAY/2011 09:37:46 08 IZE B -01 115 KV Límite de emergencia bajo. Valor= 109.87KV
22/MAY/2011 09:37:51 08 TIC AL-73210 PROBLEMA EN DP Cambio No Comandado Normal RTN
22/MAY/2011 09:37:54 08 SUR AL-73980 TX DTD Cambio No Comandado opero
22/MAY/2011 09:37:54 08 SUR PR-PRIM1 73390 MDA Cambio No Comandado opero
22/MAY/2011 09:37:54 08 SUR IN-73390 MDA Cambio No Comandado Abiert
22/MAY/2011 09:37:54 08 SUR PR-PRIM1 73980 MTO Cambio No Comandado opero

```

22/MAY/2011 09:37:54 08 SUR PR-PRIM1 73390 MDA Cambio No Comandado opero  
 22/MAY/2011 09:37:54 08 SUR IN-73390 MDA Cambio No Comandado Abiert  
 22/MAY/2011 09:37:54 08 SUR IN-73980 MTO Cambio No Comandado Abiert  
 22/MAY/2011 09:37:54 08 SUR AL-73980 TX DTD Cambio No Comandado Normal RTN  
 22/MAY/2011 09:37:54 08 SUR PR-PRIM1 73980 MTO Cambio No Comandado Normal RTN  
 22/MAY/2011 09:37:54 08 SUR PR-PRIM1 73390 MDA Cambio No Comandado Normal RTN  
 22/MAY/2011 09:37:54 08 SUR AL-73980 TX DTD Cambio No Comandado opero  
 22/MAY/2011 09:37:54 08 SUR PR-PRIM1 73980 MTO Cambio No Comandado opero  
 22/MAY/2011 09:37:54 08 SUR PR-PRIM1 73390 MDA Cambio No Comandado opero  
 22/MAY/2011 09:37:54 08 SUR IN-73390 MDA Cambio No Comandado Abiert  
 22/MAY/2011 09:37:54 08 SUR IN-73980 MTO Cambio No Comandado Abiert  
 22/MAY/2011 09:37:54 08 SUR AL-73980 TX DTD Cambio No Comandado Normal RTN  
 22/MAY/2011 09:37:54 08 SUR PR-PRIM1 73980 MTO Cambio No Comandado Normal RTN  
 22/MAY/2011 09:37:54 08 SUR PR-PRIM1 73390 MDA Cambio No Comandado Normal RTN  
 22/MAY/2011 09:37:54 08 MTO B -01 115 KV Límite bajo 4 violado. Valor= 0.22KV  
 22/MAY/2011 09:37:54 08 MTO B -01 115 KV Límite de emergencia bajo. Valor= 0.22KV

La información proveniente del SCADA y que es agrupada en las bases de datos correspondientes a los componentes fallados, se muestran en las tablas 3.31 y 3.32.

**LT MDA -73390- SUR**

Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Int. PyR	INT MDA-73390	INT MDA-78190	INT MDA-73300	INT MDA-72050	INT MDA-73010	INT MDA-73530	INT MDA-71020	INT MDA-73320	INT MDA-71010	INT HRA-73290	*	ENVIO
Estado	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	2	
Réles	87L	67	67N	50FI	*	87L	67	67N	50FI	*		
Estado	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	RECEP.
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Int. PyR	INT SUR-73390	INT SUR-77000	INT SUR-73050	INT SUR-73550	INT SUR-72010	*	*	*	*	*		
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	
Réles	87L	67	67N	50FI	*	87L	67	67N	50FI	*		
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	

Tabla 3.31 Base de datos correspondiente a la LT MDA -73390- SUR

**LT SUR -73980- MTO**

Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Int. PyR	INT SUR-73980	INT SUR-72010	INT SUR-73560	INT SUR-73370	INT SUR-77000	INT SUR-75010	*	*	*	*	*	ENVIO
Estado	0	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	
Réles	87L	67	67N	50FI	*	21	21N	67	67N	50FI	*	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	RECEP.
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Int. PyR	INT MTO-73980	INT MTO-78080	INT MTO-73400	INT MTO-42015	*	*	*	*	INT MTO 73400	INT MDA-73400	*	
Estado	0	0	1	1	2	2	2	2	1	1	2	
Réles	87L	67	67N	50FI	*	87L	67	67N	50FI	*		
Estado	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	

Tabla 3.32 Base de datos correspondiente a la LT SUR -73980- MTO

El resultado obtenido al aplicar el sistema de diagnóstico tomando en este caso los datos de las bases de datos históricas, se muestra en la figura 3.57.

## SIMULADOR DE FALLOS

Fallas Detectadas	
<b>Falla en LT MDA -73390- SUR</b>	
<b>Diagnostico Referente en el lado de Envio</b>	
Interruptores Primarios Operados	
INT MDA-73390	-09:37:44 a.m.-
INT MDA-78190	-09:37:44 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-73390	
Rel87L	-09:37:44 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-78190	
Rel87L	-09:37:44 a.m.-
<b>Diagnostico Referente en el lado de Recepcion</b>	
Interruptores Primarios Operados	
INT SUR-73390	-09:37:54 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT SUR-73390	
Rel87L	-09:37:54 a.m.-
<b>Falla en LT SUR -73980- MTO</b>	
<b>Diagnostico Referente en el lado de Envio</b>	
Interruptores Primarios Operados	
INT SUR-73980	-09:37:54 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT SUR-73980	
Rel87L	-09:37:54 a.m.-
<b>Diagnostico Referente en el lado de Recepcion</b>	
Interruptores Primarios Operados	
INT MTO-73980	-09:37:46 a.m.-
INT MTO-78080	-09:37:46 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MTO-73980	
Rel87L	-09:37:46 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MTO-78080	
Rel87L	-09:37:46 a.m.-

Figura 3.57 Diagnóstico arrojado por el simulador ante el evento ocurrido en las LT's SUR -73980- MTO y MDA -73390- SUR

### 3.6 Análisis comparativo del método propuesto con otras estructuras neuronales

En esta sección se compara el método propuesto en esta tesis, con algunos métodos más relevantes propuestos en la bibliografía consultada. Concretamente se estudian las propuestas de [Bi02], [Chang02], [Negnevitsky05], [Huilan05], [Guo10], [Fritzen10].

[Negnevitsky05], propone dos estructuras neuronales; una para patrones de entrenamiento con un fallo, y otra para patrones de entrenamiento con dos fallos. El tipo de red neuronal utilizada es una perceptron multicapa. Utiliza como patrones de entrenamiento solo la información de los interruptores y esquemas de protección que no operaron adecuadamente para generar un diagnóstico. En el método propuesto en esta tesis solo se ocupa una estructura neuronal para los componentes del mismo tipo (línea de transporte, transformador y barra), ocupando la información de los interruptores y esquemas de protección que operaron adecuada e inadecuadamente. La estructura neuronal utilizada es una perceptron multicapa. Esto permite tener una mayor capacidad para detectar fallos con un número mayor de elementos operados en forma incorrecta, así como fallos múltiples.

[Guo10], además de utilizar también información de interruptores y esquemas de protección que no operaron adecuadamente, utiliza la información de las alarmas relacionadas con el

componente fallado. Para facilitar la aplicación del método, mediante un algoritmo reduce el tamaño de la red de transporte a un sector donde se ubican los componentes fallados. En el método propuesto en esta tesis se realiza el diagnóstico independientemente del tamaño de la red de transporte.

[Fritzen10], ocupa una estructura neuronal que tiene como entradas la información relacionada con los esquemas de protección operados, y un algoritmo genético que tiene como entradas la información relacionada con los interruptores operados. Proporciona un diagnóstico combinando la salida de la estructura neuronal con la del algoritmo genético. En el método propuesto en esta tesis solo se ocupa una estructura neuronal para los componentes del mismo tipo, la estructura neuronal utilizada es una perceptron multicapa. Se genera un diagnóstico mediante la utilización de la información del SCADA de interruptores y esquemas de protección operados adecuada e inadecuadamente. Esto permite tener una mayor capacidad para detectar fallos con un número mayor de elementos operados en forma incorrecta, sin importar el tamaño de la red de transporte.

[Huilan05], propone al igual que [Bi02], una estructura neuronal de tipo función base radial (RBF), la cual se ajusta en forma dinámica conforme la topología de la red de transporte cambia. En el método propuesto en esta tesis las redes neuronales propuestas para cada tipo de componente de la red de transporte dan el diagnóstico del componente independientemente del crecimiento de la red de transporte.

[Chang02], propone una estructura neuronal de tipo resonancia adaptiva (ART), aplicándola a una red de transporte de 12 barras, 8 líneas de transporte, 8 transformadores y 84 relevadores de protección. Presenta casos de estudio para fallos triples y cuádruples con un interruptor fallado simultáneamente. Debido a que utiliza una red neuronal monolítica la degradación en el diagnóstico se hace mayor conforme la red de transporte aumenta en tamaño. El método propuesto en esta tesis se aplica a una red de transporte de 32 barras, 44 líneas de transporte, 39 transformadores y 318 relevadores de protección. No se presenta problema alguno debido al crecimiento de la red de transporte, ya que se maneja una estructura neuronal modular por cada uno de los tipos de componentes de esta (línea de transporte, transformador y barra).

En la tabla 3.33 se presenta un análisis comparativo de los métodos analizados contra el método propuesto en la tesis en relación al tipo de red neuronal utilizada, dependencia entre la topología de la red de transporte y crecimiento de esta.

	[Negnevitsky05]	[Huilan05]	[Bi02]	[Chan02]	[Fritzen10]	[Guo10]	Método Propuesto Tesis
Estructura neuronal por elemento	si	no	no	no	no	no	no
Estructura neuronal por tipo de elemento	no	no	no	no	no	no	si
Red utilizada	Perceptron Multicapa	Función Base Radial	Función Base Radial	Teoría de Resonancia Adaptiva	Regresión Generalizada (Algoritmo Genético)	(Modelo Analítico)	Perceptron Multicapa
Dependencia con la topología de la red	si	si	si	si	si	si	no
Dependencia con el crecimiento de la red	si	si	si	si	si	si	no
Red de tipo monolítica	no	si	si	si	no	no	no

Tabla 3.33 Comparativo de diferentes métodos con el propuesto en la tesis



En la figura 3.58 se presenta la red eléctrica de prueba utilizada por [Chang02], [Negnevitsky05], [Fritzen10], y que será reutilizada para comparar el método propuesto, tomando en cuenta patrones típicos de fallo, utilizados por dichos autores.

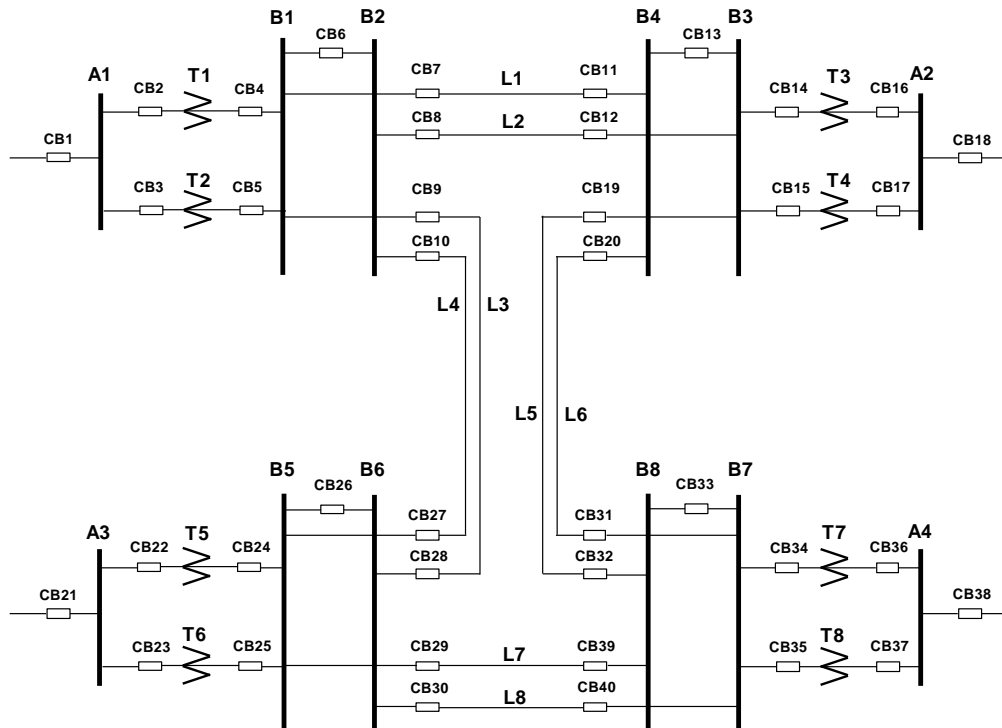


Figura 3.58 Red eléctrica de prueba

A continuación se presenta un análisis comparativo de los resultados de los diagnósticos de los diferentes patrones de prueba utilizados en [Chang02], [Negnevitsky05], [Fritzen10], con los resultados de los diagnósticos de estos mismos patrones, emitidos por el método propuesto.

Los relevadores e interruptores de cada uno de los componentes se rigen por la siguiente nomenclatura:

Rel\_P\_X       $\longrightarrow$  Relevador Primario del componente X  
 CBX           $\longrightarrow$  Interruptor X

## 1. Fallo simple (FS)

Falla L1

*Alarmas recibidas*

Rel\_P\_L1, CB7, CB11

### 1.1 Fallo simple con un interruptor fallado (FS\_1CB)

Falla L5 y CB19

*Alarmas recibidas*  
Rel\_P\_L5, CB32, CB12, CB13, CB14, CB15

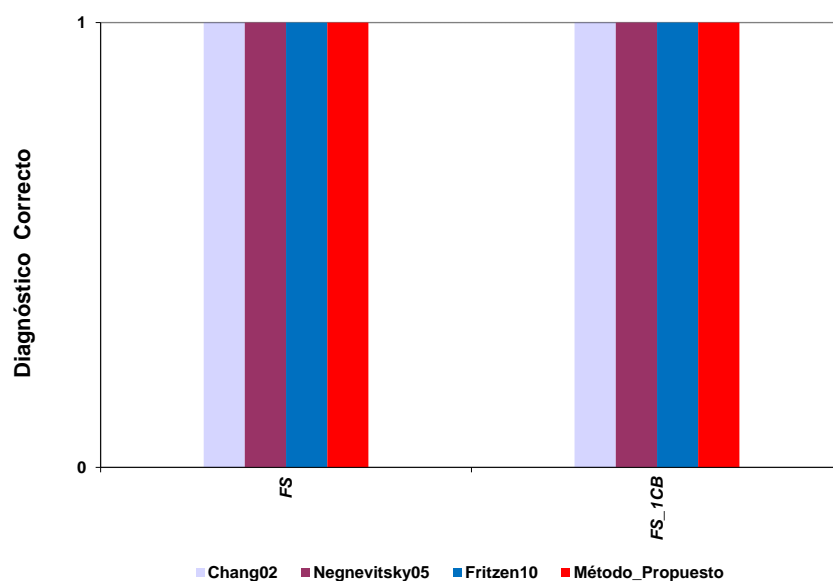


Figura 3.59 Diagnóstico emitido por los diferentes métodos ante un fallo simple e interruptor fallado

## 2. Fallo doble (FD)

Falla B5 y B8

*Alarmas recibidas*

Rel\_P\_B5, CB24, CB25, CB26, CB27, CB29

Rel\_P\_B8, CB32, CB33, CB39

### 2.1 Fallo doble con 1 interruptor fallado en un componente (FD\_1CB)

Falla B5, B8 y CB29

*Alarmas recibidas*

Rel\_P\_B5, CB24, CB25, CB26, CB27, CB39

Rel\_P\_B8, CB32, CB33, CB39

### 2.2 Fallo doble con 2 interruptores fallados, uno por componente (FD\_2CB)

Falla B5, B8, CB29 y CB33

*Alarmas recibidas*

Rel\_P\_B5, CB24, CB25, CB26, CB27, CB39

Rel\_P\_B8, CB31, CB32, CB34, CB35, CB39, CB40

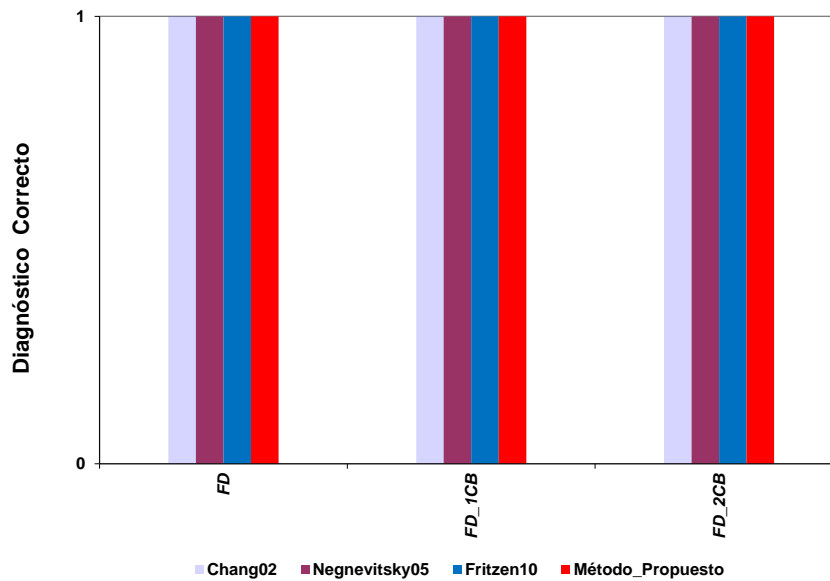


Figura 3.60 Diagnóstico emitido por los diferentes métodos ante un fallo doble e interruptores fallados

### 3. Fallo triple (FT)

Falla B2, L1, L2

*Alarmas recibidas*

Rel\_B2, CB6, CB8, CB10

Rel\_L1, CB7, CB11

Rel\_L2, CB8, CB12

#### 3.1 Fallo triple con 1 interruptor fallado, en un componente (FT\_1CB)

Falla B2, L1, L2 y CB6

*Alarmas recibidas*

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB8, CB9, CB10

Rel\_L1, CB7, CB11

Rel\_L2, CB8, CB12

#### 3.2 Fallo triple con 2 interruptores fallados, uno por componente (FT\_2CB)

Falla B2, L1, L2, CB6 y CB11

*Alarmas recibidas*

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB8, CB9, CB10

Rel\_L1, CB7, CB13, CB20

Rel\_L2, CB8, CB12

### 3.3 Fallo triple con 3 interruptores fallados, uno por componente (FT\_3CB)

Falla B2, L1, L2, CB6, CB11 y CB12

*Alarmas recibidas*

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB9

Rel\_L1, CB7, CB13, CB20

Rel\_L2, CB8, CB13, CB14, CB15, CB19

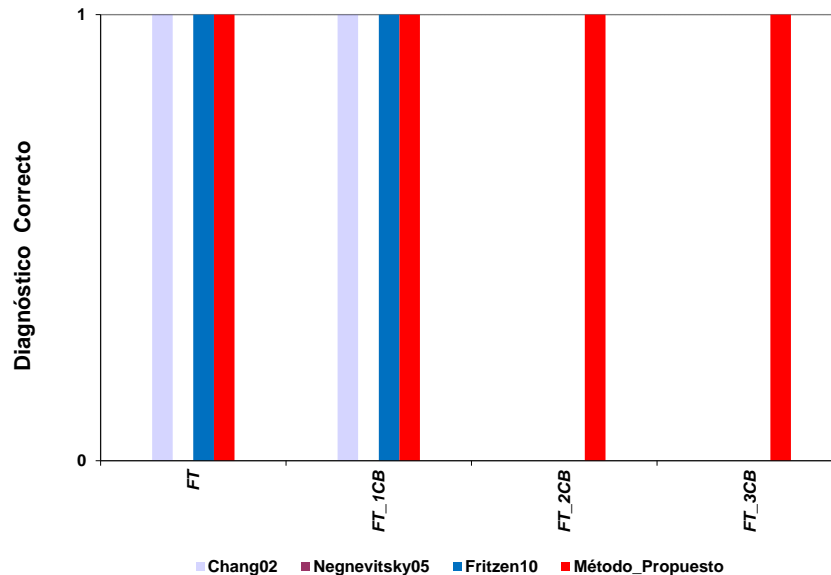


Figura 3.61 Diagnóstico emitido por los diferentes métodos ante un fallo triple e interruptores fallados

### 4. Fallo cuádruple (FC)

Falla B2, L1, L2, B4

*Alarmas recibidas*

Rel\_B2, CB6, CB8, CB10

Rel\_L1, CB7, CB11

Rel\_L2, CB8, CB12

Rel\_B4, CB11, CB13, CB20

#### 4.1 Fallo cuádruple con 1 interruptor fallado, en un componente (FC\_1CB)

Falla B2, L1, L2, B4 y CB6

*Alarmas recibidas*

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB8, CB9, CB10

Rel\_L1, CB7, CB11

Rel\_L2, CB8, CB12

Rel\_B4, CB11, CB13, CB20

#### 4.2 Fallo cuádruple con 2 interruptores fallados, uno por componente (FC\_2CB)

Falla B2, L1, L2, B4, CB6 y CB11

*Alarmas recibidas*

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB8, CB9, CB10

Rel\_L1, CB7, CB13, CB20

Rel\_L2, CB8, CB12

Rel\_B4, CB11, CB13, CB20

#### 4.3 Fallo cuádruple con 3 interruptores fallados, uno por componente (FC\_3CB)

Falla B2, L1, L2, B4, CB6, CB11 y CB12

*Alarmas recibidas*

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB8, CB9, CB10

Rel\_L1, CB7, CB13, CB20

Rel\_L2, CB8, CB13, CB14, CB15, CB19

Rel\_B4, CB11, CB13, CB20

#### 4.4 Fallo cuádruple con 4 interruptores fallados, uno por componente (FC\_4CB)

Falla B2, L1, L2, B4, CB6, CB11, CB12 y CB13

*Alarmas recibidas*

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB8, CB9, CB10

Rel\_L1, CB7, CB13, CB20

Rel\_L2, CB8, CB13, CB14, CB15, CB19

Rel\_B4, CB11, CB12, CB14, CB15, CB19, CB20

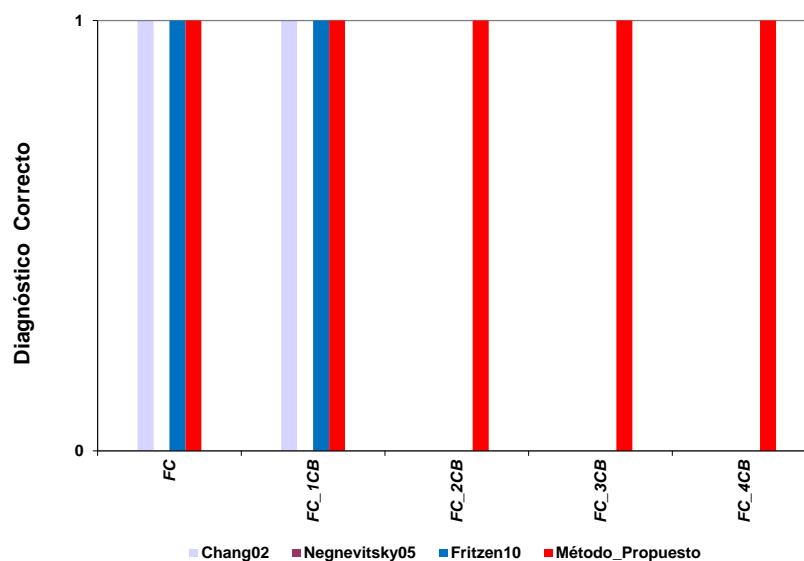


Figura 3.62 Diagnóstico emitido por los diferentes métodos ante un fallo cuádruple e interruptores fallados

## 5. Fallo quintuple (FQ)

Falla B2, L1, L2, B4, L7

*Alarmas recibidas*

Rel\_B2, CB6, CB8, CB10

Rel\_L1, CB7, CB11

Rel\_L2, CB8, CB12

Rel\_B4, CB11, CB13, CB20

Rel\_L7, CB29, CB39

### 5.1 Fallo quintuple con 1 interruptor fallado, en un componente (FQ\_1CB)

Falla B2, L1, L2, B4, L7 y CB6

*Alarmas recibidas*

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB8, CB9, CB10

Rel\_L1, CB7, CB11

Rel\_L2, CB8, CB12

Rel\_B4, CB11, CB13, CB20

Rel\_L7, CB29, CB39

### 5.2 Fallo quintuple con 2 interruptores fallados, uno por componente (FQ\_2CB)

Falla B2, L1, L2, B4, L7, CB6 y CB11

*Alarmas recibidas*

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB8, CB9, CB10

Rel\_L1, CB7, CB13, CB20

Rel\_L2, CB8, CB12

Rel\_B4, CB11, CB13, CB20

Rel\_L7, CB29, CB39

### 5.3 Fallo quintuple con 3 interruptores fallados, uno por componente (FQ\_3CB)

Falla B2, L1, L2, B4, L7, CB6, CB11 y CB12

*Alarmas recibidas*

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB8, CB9, CB10

Rel\_L1, CB7, CB13, CB20

Rel\_L2, CB8, CB13, CB14, CB15, CB19

Rel\_B4, CB11, CB13, CB20

Rel\_L7, CB29, CB39

### 5.4 Fallo quintuple con 4 interruptores fallados, uno por componente (FQ\_4CB)

Falla B2, L1, L2, B4, L7, CB6, CB11, CB12 y CB13

*Alarmas recibidas*

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB8, CB9, CB10

Rel\_L1, CB7, CB13, CB20

Rel\_L2, CB8, CB13, CB14, CB15, CB19

Rel\_B4, CB11, CB12, CB14, CB15, CB19, CB20  
Rel\_L7, CB29, CB39

### 5.5 Fallo quíntuple con 5 interruptores fallados, uno por componente (FQ\_5CB)

Falla B2, L1, L2, B4, L7, CB6, CB11, CB12, CB13 y CB29

*Alarmas recibidas*

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB8, CB9, CB10

Rel\_L1, CB7, CB13, CB20

Rel\_L2, CB8, CB13, CB14, CB15, CB19

Rel\_B4, CB11, CB12, CB14, CB15, CB19, CB20

Rel\_L7, CB24, CB25, CB26, CB27, CB39

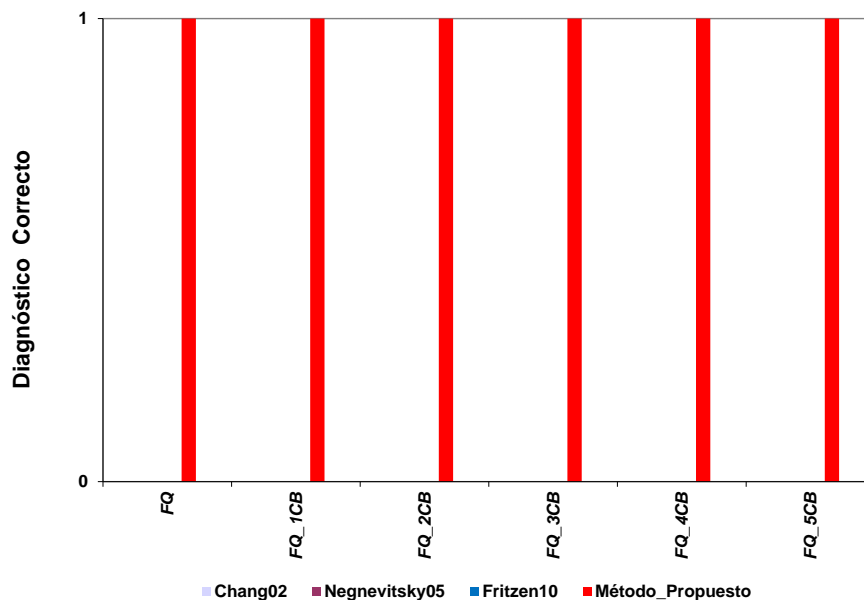


Figura 3.63 Diagnóstico emitido por los diferentes métodos ante un fallo quíntuple e interruptores fallados

Puede observarse en la figura 3.64, que en los métodos desarrollados por [Chang02], [Negnevitsky05], [Fritzen10], ya no se emite un diagnóstico correcto a partir de fallos cúdruples con dos interruptores fallados (FC\_2CB), mientras que en el método propuesto se tiene un diagnóstico correcto ante fallas quíntuples con un interruptor fallado por componente.

Es de suma importancia contar en la actualidad con un sistema de diagnóstico de fallos, que aporte el mayor número de componentes fallados de forma simultanea ya que el crecimiento de las redes eléctricas resultado del aumento de toda clase de servicios, desde los más básicos hasta los asociados al ocio y a un sinfín de comodidades , así como también en los ámbitos comercial e industrial, hacen que los sistemas de transporte de energía eléctrica sean propicios a tener una mayor probabilidad de incidencias de fallo en cualquiera de los componentes que lo integran.

En el apéndice B se presenta la implementación del método propuesto a la red eléctrica de prueba utilizada en [Chang02], [Negnevitsky05], [Fritzen10], así como los resultados emitidos por este, ante los diferentes patrones típicos de fallo.

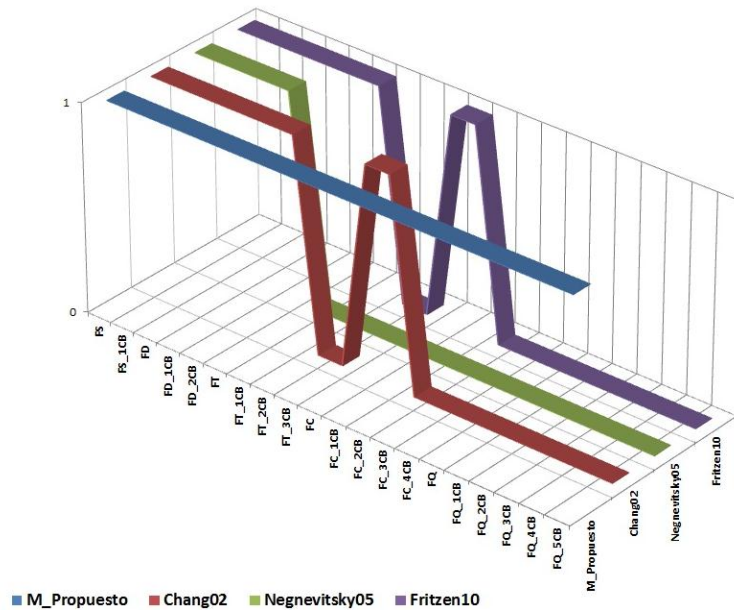


Figura 3.64 Comparativo global de los diferentes métodos ante multiples fallos

### 3.6.1 Ventajas del método propuesto sobre estructuras neuronales monolíticas

Con la finalidad de mostrar las ventajas del método propuesto ante estructuras neuronales de tipo monolíticas [Chang02], se implementa a continuación la red eléctrica de prueba mediante una estructura neuronal monolítica.

La tabla 3.34 representa el estado de cada uno de los interruptores correspondientes a cada uno de los componentes que van a hacer supervisados a efectos de poder proporcionar un diagnóstico de fallo para estos. Por ejemplo, haciendo referencia al primer componente a supervisar de la tabla 3.34, se observa que es la barra-A1, a la cual le corresponden 3 interruptores, esto se determina de la red eléctrica de prueba (figura 3.58). El primer patrón de entrada a la red será un vector conformado por 40 interruptores de los cuales los 3 primeros corresponden a la apertura de los interruptores propios de la Barra-A1 (el estado lógico de la apertura del interruptor se representa por un cero) indicando el fallo en la barra y los 37 interruptores restantes corresponden a los interruptores de los otros componentes a monitorear, que en este caso como el fallo no está en ellos su estado lógico se representa por un 1, indicando que el interruptor está cerrado. Por lo tanto la tabla 3.34 está conformada por 28 patrones, uno para cada componente que va a hacer diagnosticado, con una longitud de 40 interruptores donde cada interruptor representa su estado asociado a cada componente a diagnosticar.

La tabla 3.35 representa la salida de cada uno de los componentes fallados correspondientes a cada uno de los patrones de entrada, por lo que el primer patrón de salida corresponde al





La base de datos para el caso de un fallo simple con un interruptor fallado se muestra en la tabla 3.36. Se presentan patrones para cada uno de los componentes sujetos a diagnóstico, donde se puede apreciar el fallo de un interruptor correspondiente a cada componente caracterizado por un 1, condición lógica que no representa la apertura del interruptor. El total de patrones relacionados con un fallo simple con un interruptor fallado para los componentes bajo supervisión son 76.

Componente Fallado	Condiciones operativas con un interruptor fallado																																															
	# Interruptor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40							
Barra A1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1						
Barra A2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
Barra A3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
Barra A4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
Barra B1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
Barra B2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
Barra B3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
Barra B4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
Barra B5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Barra B6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Barra B7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Barra B8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Trans T1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
Trans T2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Trans T3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Trans T4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Trans T5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Trans T6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Trans T7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Trans T8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Línea L1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Línea L2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Línea L3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Línea L4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Línea L5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Línea L6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Línea L7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Línea L8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 3.36 Patrones de entrada para el caso de un fallo simple con un interruptor fallado

Para el caso de doble fallo, la base de datos correspondiente tendría la siguiente estructura mostrada en la tabla 3.37. A manera de demostración se presentan los patrones para la combinación del primer componente Barra-A1, con todas las barras de la red bajo diagnóstico. La combinación de todos los componentes da un conjunto de 378 patrones. Puede observarse en el primer patrón de la tabla 3.37, el fallo en cada uno de los componentes Barra-A1 y Barra-A2, presentando sus interruptores correspondientes un cero, caracterizando el estado lógico de la apertura de un interruptor. Barra A1 (rojo), indica el elemento fallado Barra-A1 en combinación con el fallo de cada uno de los componentes de las barras de la red eléctrica, representando un fallo doble.

Componente Fallado	Condiciones operativas para doble fallo																																													
# Interruptor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40						
Barra A2	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1					
Barra A3	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
Barra A4	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
Barra B1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
Barra B2	0	0	0	1	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
Barra B3	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
Barra B4	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
Barra B5	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Barra B6	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Barra B7	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Barra B8	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	

Tabla 3.37 Patrones de entrada para el caso de doble fallo

Con la finalidad de tener mayor información para el diagnóstico de fallos, en la tabla 3.38 además de representar el estado de cada uno de los interruptores de los componentes bajo diagnóstico, se toma en cuenta el estado de los relevadores correspondientes a cada uno de estos componentes. Por ejemplo, haciendo referencia al primer componente a supervisar de la tabla 3.38, se observa que es la barra-A1, a la cual le corresponden 3 interruptores más el estado de un relevador, esto se determina de la red eléctrica de prueba (figura 3.58). El primer patrón de entrada a la red será un vector conformado por 76 posiciones, de las cuales 40 corresponden a los estados de los interruptores y 36 a los estados de los relevadores. Las tres primeras posiciones corresponden a la apertura de los interruptores propios de la Barra-A1 (el estado lógico de la apertura del interruptor se representa por un cero) indicando el fallo en la barra y la posición 41 el estado del relevador correspondiente a la barra-A1 cuyo estado lógico es un 1 indicando que el relevador está activado. Por lo tanto la tabla 3.38 está conformada por 28 patrones, uno para cada componente que va a hacer diagnosticado, con una longitud de 76 posiciones donde cada posición representa el estado de los interruptores y relevadores asociados a cada componente a diagnosticar.

La tabla 3.39 representa la salida de cada uno de los componentes fallados correspondientes a cada uno de los patrones de entrada, por lo que el primer patrón de salida corresponde al componente Barra-A1, cuyo vector está conformado por 28 posiciones que corresponden a los componentes supervisados.



Componente Fallado	Patrones de salida para condición de componente fallado																												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	
Barra A1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Barra A2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Barra A3	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Barra A4	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Barra B1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Barra B2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Barra B3	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Barra B4	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Barra B5	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Barra B6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Barra B7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Barra B8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Trans T1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Trans T2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Trans T3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Trans T4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Trans T5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Trans T6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Trans T7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Trans T8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	
Línea L1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	
Línea L2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	
Línea L3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	
Línea L4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	
Línea L5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	
Línea L6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	
Línea L7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
Línea L8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Tabla 3.39 Patrones de salida para condiciones de componentes fallados

Puede observarse de la tabla 3.38 que al tomar en cuenta los estados de los relevadores correspondientes a cada uno de los componentes a diagnosticar, el tamaño del vector crece de 40 posiciones a 76, conservando el número de vectores de entrada de 28. Esto trae como consecuencia que si la red aumenta en tamaño, la base de datos aumentará el número de vectores de entrada y el tamaño del vector, siendo necesario entrenarla de nuevo, esto también se observa para el caso de fallos múltiples. En el método propuesto esto no sucede debido a que se tiene una estructura neuronal por tipo de componente, que será llamada cada vez que se detecte un cambio en el estado de los relevadores primarios y/o de respaldo correspondientes a cada componente, no siendo necesario volver a entrenar a dichas estructuras neuronales.

### 3.6.2 Ventajas del método propuesto sobre estructuras basadas en reglas lógicas

Para mostrar las ventajas del método propuesto ante estructuras basadas en reglas lógicas [El\_Fergany01], se presenta la estructura básica de reglas lógicas que será implementada a la red eléctrica de prueba.

Estructura\_Lógica:

Regla 1)

Condición\_1: Los interruptores relacionados al componente fallado abren correctamente.

Condición\_2: El relevador relacionado al componente fallado opera correctamente.

If (Condición\_1 y Condición\_2) then

El fallo esta en el componente bajo análisis.

Regla\_2)

Condición\_1: Fallo de un interruptor relacionado al componente fallado.

Condición\_2: El relevador relacionado al componente fallado opera correctamente.

If (Condición\_1 y Condición\_2) then  
El fallo esta en el componente bajo análisis.

Regla\_3)

Condición\_1: Los interruptores relacionados al componente fallado abren correctamente.

Condición\_2: Fallo del relevador relacionado al componente fallado.

If (Condición\_1 y Condición\_2) then  
El fallo esta en el componente bajo análisis.

Esta estructura básica formada por 3 reglas, es aplicada a cada componente del sistema para el diagnóstico de este, y tomando como base los 28 componentes que integran a la red bajo prueba, se tendrán en total 28 estructuras lógicas dando un total de 84 reglas. Para el caso de fallos dobles o triples, estos son detectados contando el número de estructuras lógicas que determinan un componente fallado. De lo anterior se observa que si el sistema crece es necesario agregar una nueva estructura lógica por cada componente nuevo en el sistema. En el método propuesto esto no sucede debido a que se tiene una estructura neuronal por tipo de componente, que será llamada cada vez que se detecte un cambio en el estado de los relevadores primarios y/o de respaldo correspondientes a cada componente, no siendo necesario agregar una nueva estructura neuronal por cada nuevo componente.

### 3.7 Conclusiones

En este capítulo se ha presentado el diseño de tres estructuras neuronales básicas; una estructura neuronal para líneas de transporte, una para transformadores y por último una para barras, constituyendo este diseño la aportación principal de esta tesis. En la estructura neuronal para líneas de transporte se generan tres sub-módulos correspondientes a los diferentes tipos de interconexión entre subestaciones, siendo estos los siguientes: interconexión de una línea de transporte entre una subestación a doble barra y una con interruptor y medio, interconexión de una línea de transporte entre subestaciones a doble barra, y por último la interconexión de una línea de transporte entre dos subestaciones a interruptor y medio. En la estructura neuronal correspondiente a transformadores se toman en cuenta los mismos tipos de interconexión que para las líneas de transporte.

El diagnóstico se lleva a cabo por componente; es decir en forma modular, tomando en cuenta los estados lógicos de interruptores propios y/o de respaldo del componente, así como los esquemas de protección correspondientes. La verificación de que el fallo es en un componente determinado se hace en dos niveles: en el primer nivel se verifica si el fallo fue en el componente mediante la operación correcta de los interruptores propios y de respaldo, y en el segundo nivel se verifica si el fallo fue en el componente mediante la operación correcta de los esquemas de protección propios y de respaldo. La confirmación de los dos niveles de diagnóstico da la afirmación para que el fallo se de cómo válido en dicho componente.

Lo novedoso del método, es que las estructuras neuronales diseñadas respectivamente para cada uno de estos componentes (línea de transporte, transformador y barra), podrán ser llamadas como una función, al momento de detectarse un cambio de estado en alguno de los relevadores propios y/o de respaldo de los esquemas de protección de cada componente, siendo dichas estructuras neuronales genéricas, de forma tal que si existen en la red un número  $x$  de líneas de transporte con fallo, el mismo módulo correspondiente a este elemento será llamado  $x$  veces.

# 4 Diagnóstico de Fallos de Redes de Transporte de Energía Eléctrica mediante Oscilogramas de Tensión y Corriente

## 4.1 Introducción

Cuando en una línea de transporte se produce un fallo, esta es liberada por la acción conjunta de interruptores y relevadores de protección asociados a esta. Desde el punto de vista del operador del centro de control, el fallo en la línea se manifiesta mediante un conjunto de mensajes de alarma señalizando la apertura de interruptores y la operación de relevadores, información proveniente del sistema SCADA y que fue utilizada por las estructuras neuronales propuestas en el capítulo anterior para el diagnóstico de esta.

Sin embargo el problema se complica, cuando la información relacionada con los relevadores tanto primarios como secundarios, asociados a un interruptor de algún componente de la red eléctrica, no puede ser obtenida de las estaciones remotas del sistema de adquisición de datos limitando aún más la información disponible en el sistema SCADA, de forma tal que para circunstancias de este tipo, la información que representa la operación de relevadores e interruptores sobre un componente no es suficiente para dar en forma directa la ubicación del fallo como puede ser el caso del siguiente ejemplo representado en la figura 4.1, donde no se cuenta con la información de los relevadores primarios y secundarios.

Se reporta la operación de los interruptores Int1 e Int4 y de los relevadores de distancia Dis1, y Dis4, dando lugar a tres alternativas de fallo:

- Fallo en la barra B, con fallo de operación del relevador Diferencial
- Fallo en la línea AB, con fallo de operación de los relevadores Dis2 y ScD2, o con fallo en el Interruptor Int2
- Fallo en la línea BC, con fallo de operación de los relevadores Dis3 y ScD3, o con fallo en el interruptor Int3

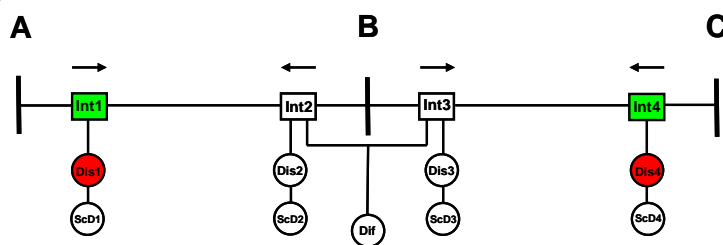


Figura 4.1 Relevadores Dis1, Dis4 e interruptores Int1 e Int4 operados



Debido a la falta de información tanto de los relevadores primarios y secundarios, cualquiera de estas tres alternativas puede ser la correcta, dando lugar a un diagnóstico no preciso. Bajo estas condiciones las estructuras neuronales propuestas en el capítulo anterior podrían arrojar un diagnóstico no preciso, por lo que se propone un diagnóstico a un tercer nivel, combinando los oscilogramas de tensión y corriente de fallo que tipifican a cada una de las líneas, con el diagnóstico proporcionado por los módulos neuronales correspondientes al primero y segundo nivel, de esta forma se tendrá una mayor veracidad en el diagnóstico de la línea, ya que si esta se encuentra bajo una condición de fallo presentará señales analógicas de tensión y corriente de fallo previas a su liberación [Safty04].

- El objetivo de este capítulo es desarrollar estructuras neuronales que permitan determinar si el fallo es en una línea de transporte así como el tipo de este, mediante el procesamiento de las señales analógicas y espectros de frecuencia de las corrientes y tensiones de fallo típicos. (L-T, LL-T, LL, LLL-T).

## **4.2 Criterios para la implementación del diagnóstico a un tercer nivel**

### **4.2.1 Caso 1.- Si el fallo se ubica en la línea AB**

Si el fallo se ubica en la línea AB, los módulos correspondientes al primero y segundo nivel (descritos en el capítulo III) deberán de arrojar el siguiente diagnóstico:

- Fallo en la línea AB con apertura de los Interruptores Int1 e Int4 y operación de los relevadores Dis1 y Dis4.
  - a) Con fallo del esquema de protecciones

Si existe fallo por parte de los relevadores Dis2 y ScD2, deben de operar el interruptor Int4 y el relevador Dis4.
  - b) Con fallo de interruptor

Si existe fallo por parte del interruptor Int2 deben operar los relevadores Dis2, ScD2, el interruptor Int4 y el relevador Dis4.

Como en este caso no se dispone de la información relacionada al Int2, Dis2 y ScD2 el diagnóstico reportado será el antes mencionado: apertura de los interruptores Int1 e Int4 y operación de los relevadores Dis1 y Dis4 dando lugar a que el diagnóstico de fallo sea para las líneas AB, BC o la barra B.

- El contar con los oscilogramas de tensiones y corrientes de fallo para la línea AB, permitirá ubicar de una manera más precisa el fallo, ya que si estos oscilogramas detectan

el fallo en la línea AB, y aun no contando con la información completa del diagnóstico de los dos primeros niveles el diagnóstico final será :

Fallo en la línea AB con apertura de los Interruptores Int1 e Int4 y operación de los relevadores Dis1 y Dis4, con fallo de Int2 y relevadores Dis2 y ScD2.

#### **4.2.2 Caso 2.- Si el fallo se ubica en la línea BC**

Si el fallo se ubica en la línea BC, los módulos correspondientes al primero y segundo nivel (descritos en el capítulo III) deberán de arrojar el siguiente diagnóstico:

- Fallo en la línea BC con apertura de los Interruptores Int1 e Int4 y operación de los relevadores Dis1 y Dis4.

a) Con fallo del esquema de protecciones

Si existe fallo por parte de los relevadores Dis3 y ScD3, deben de operar el interruptor Int1 y el relevador Dis1.

b) Con fallo de interruptor

Si existe fallo por parte del interruptor Int3 deben operar los relevadores Dis3, ScD3, el interruptor Int1 y el relevador Dis1.

Como este caso es similar al anterior y no disponiendo de la información relacionada al Int3, Dis3 y ScD3 el diagnóstico reportado será el ya conocido: apertura de los interruptores Int1 e Int4 y operación de los relevadores Dis1 y Dis4 dando lugar a que el diagnóstico del fallo sea para las líneas AB, BC o la barra B.

- El contar con los oscilogramas de tensiones y corrientes de fallo para la línea BC, permitirá ubicar de una manera más precisa el fallo, ya que si estos oscilogramas detectan para este caso el fallo en la línea BC, y aún no contando con la información completa del diagnóstico de los dos primeros niveles el diagnóstico final será :

Fallo en la línea BC con apertura de los Interruptores Int1 e Int4 y operación de los relevadores Dis1 y Dis4, con fallo de Int3 y relevadores Dis3 y ScD3

#### **4.2.3 Caso 3.- Si el fallo se ubica en la barra B**

Si el fallo se ubica en la barra B los módulos correspondientes al primero y segundo nivel (descritos en el capítulo III) deberán de arrojar el siguiente diagnóstico:

- Fallo en la barra B con apertura de los Interruptores Int1 e Int4 y operación de los relevadores Dis1 y Dis4.

a) Con falla del esquema de protecciones

Si existe fallo por parte del relevador diferencial Dif, deben de operar los relevadores Dis1, Dis4 y los interruptores Int1 e Int4.

Como en este caso no se dispone de la información relacionada con el relevador diferencial Dif el diagnóstico reportado será el ya conocido: apertura de los interruptores Int1 e Int4 y operación de los relevadores Dis1 y Dis4 dando lugar a que el diagnóstico del fallo sea para las líneas AB, BC o la barra B.

- Para este caso en especial el contar con los oscilogramas de tensiones y corrientes de fallo para las líneas AB y BC, permitirá ubicar de una manera precisa el fallo, discriminándolo entre las líneas AB y BC, aun no disponiendo de la información sobre el relevador diferencial Dif, ya que si estos oscilogramas de las líneas AB y BC no presentan la característica del fallo, este será ubicado en la barra B, y aun no contando con la información completa del diagnóstico de los dos primeros niveles, el diagnóstico final será:

Fallo en la barra B con apertura de los Interruptores Int1 e Int4 y operación de los relevadores Dis1 y Dis4, con fallo del esquema de protección diferencial Dif.

Las dinámicas de los diferentes tipos de fallos que se pueden suscitar en una línea de transporte serán obtenidas mediante simulaciones [Vasilic02], [Albeiro07], [Souza07], bajo el ambiente del Simulink de Matlab. La representación a bloques entre la relación de los dos primeros niveles de diagnóstico y el tercer nivel puede ser apreciada en la figura 4.2.

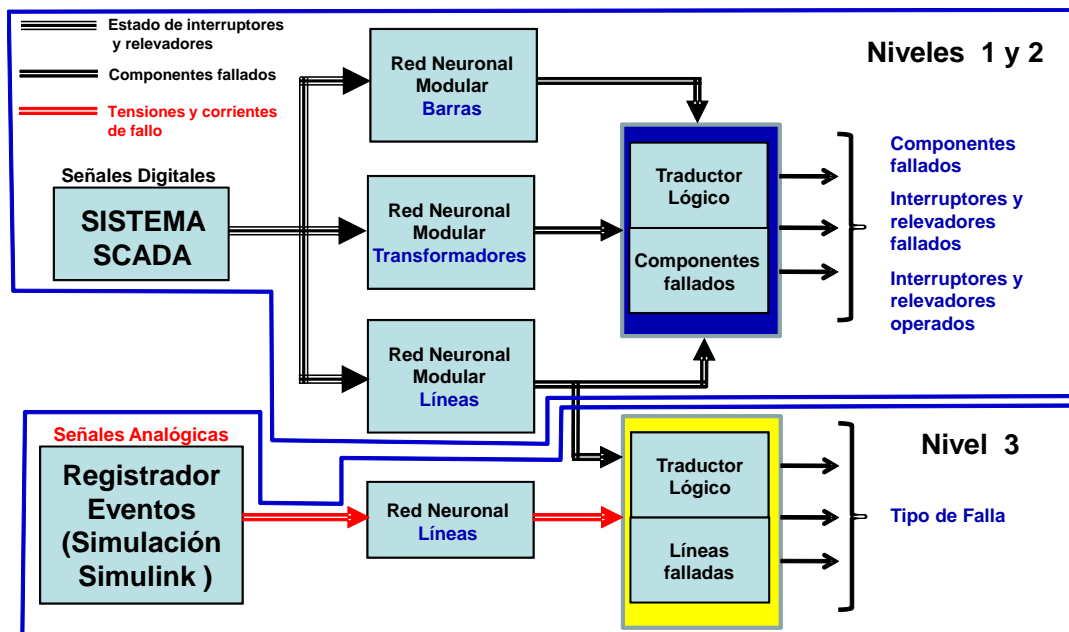


Figura 4.2 Relación entre los diferentes niveles de diagnóstico para cada componente de la red de transporte

### 4.3 Modelo de la línea de transporte para la obtención de los tipos de fallo

La base de datos que representará a los patrones de entrenamiento para la estructura neuronal propuesta para el tercer nivel de diagnóstico, estará conformada por la caracterización de cada una de las dinámicas de los diferentes tipos de fallos que se pueden suscitar en una línea de transporte. Para efectos de poder implementar el modelo a ser utilizado para obtener estas dinámicas se tomarán como referencia los parámetros de diseño para la LT 4, la cual fue tomada como referencia en el capítulo 3 para la obtención de las estructuras neuronales relacionadas con una línea de transporte.

El modelo está compuesto por una fuente de tensión trifásica de 115 Kv conectada al equivalente de Thevenin [Grainger96], visto por la red de transporte de energía eléctrica en ese extremo de la línea, y en el otro extremo de esta, el equivalente de Thevenin visto en este punto, y este a su vez a otra fuente de tensión trifásica de 115 Kv. El hecho de haber utilizado una fuente de tensión trifásica de 115 Kv es que el nivel de tensión que caracteriza a la red de transporte de prueba es de 115 Kv. El modelo bajo el ambiente MatLab de la línea se representa en dos secciones de 6.5 Km cada una, con la finalidad de poder simular fallos en ambos extremos de esta, y a su vez mostrar el procedimiento para la implementación del tercer nivel de diagnóstico.

La representación del modelo bajo el ambiente MatLab puede ser apreciado en la figuras 4.3 y 4.4.

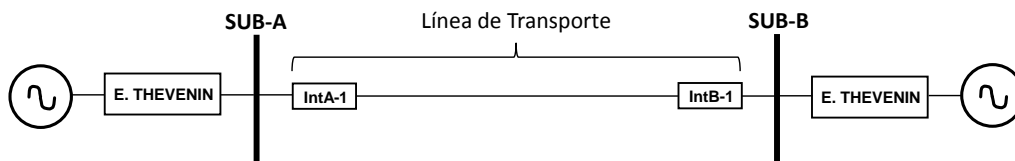


Figura 4.3 Modelo equivalente para la simulación de fallos en una línea de transporte

Los datos de los equivalentes de Thevenin vistos en las subestaciones Mérida y Sur, así como los de la línea bajo análisis que serán utilizados en el modelo de Simulink son los siguientes:

- Equivalente de Thevenin en la subestación Mérida:

Impedancia de secuencia cero (Z0)	=	0.01683	i0.07551	p.u
Impedancia de secuencia positiva (Z+)	=	0.00642	i0.03048	p.u
Impedancia de secuencia negativa (Z-)	=	0.00643	i0.03050	p.u

- Equivalente de Thevenin en la subestación Sur:

Impedancia de secuencia cero (Z0)	=	0.01354	i0.05905	p.u
Impedancia de secuencia positiva (Z+)	=	0.00821	i0.03414	p.u
Impedancia de secuencia negativa (Z-)	=	0.00821	i0.03415	p.u

- Parámetros de la línea de transporte MDA -73390- SUR

ACSR 477 13 Kilómetros  $R = 0.01131$  pu  $X = 0.04102$  pu  $B = 0.0050$  pu

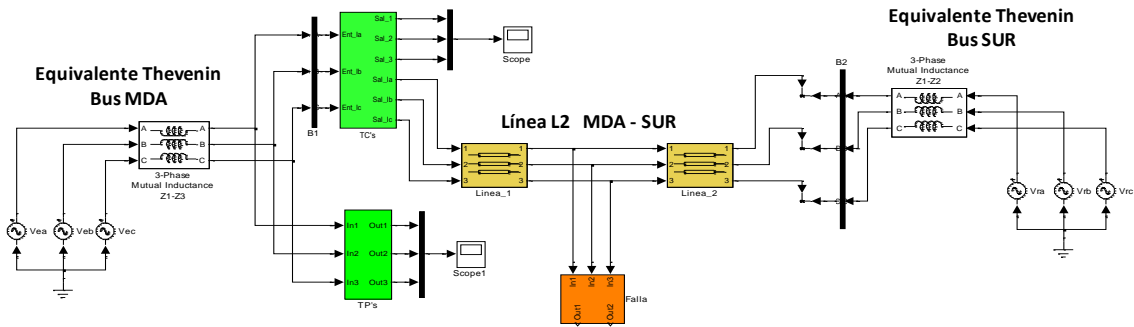


Figura 4.4 Equivalente MatLab para la simulación de fallos en una línea de transporte

Los tipos de fallos [Patcharoen07], [hartstein08], [Louisa10], que serán contemplados para la implementación de la base de conocimiento son los siguientes:

- Fallos de línea a tierra
- Fallos de dos líneas a tierra
- Fallos entre líneas
- Fallo trifásico
- Fallo trifásico a tierra

En la tabla 4.1 se pueden apreciar de una manera desglosada las diferentes combinaciones que se pueden dar entre los diferentes tipos de fallos descritos con anterioridad.

Tipo	Fase A	Fase B	Fase C	Tierra
1	1	1	1	1
2	1	1	1	0
3	1	1	0	1
4	1	1	0	0
5	1	0	1	1
6	1	0	1	0
7	0	1	1	1
8	0	1	1	0
9	1	0	0	1
10	0	1	0	1
11	0	0	1	1
Condición Normal	0	0	0	0

Tabla 4.1 Fallos posibles en una línea de transporte

Se puede apreciar de la tabla 4.1 que existen 11 tipos posibles de fallos en una línea de transporte, representando por un “1” la fase fallada y por un “0” la fase normal. Una condición normal de la línea de transporte está representada por el último patrón de la tabla.

Cada uno de los tipos de fallo será caracterizado por sus oscilogramas de respuesta transitoria correspondientes a cada una de las fases. La base de conocimiento contemplará los oscilogramas de tensión y corriente como patrones de entrenamiento de cada uno de los tipos de fallos ocurridos en el extremo de envío de la línea, en el centro y en el extremo receptor de esta, y aprovechando la capacidad de generalización de la estructura neuronal, esta podrá clasificar el tipo de fallo en cualquier parte de la línea solo con los patrones de entrenamiento previamente establecidos. Para efectos de entender el procedimiento se simularán los oscilogramas de tensión y corriente en el extremo de envío de la línea de transporte (3 Km) para cada uno de los tipos de fallos antes expuestos, con la finalidad de observar las gráficas correspondientes y poder representarlas en una base de datos para entrenar a la estructura neuronal que se encargará de clasificar el tipo de fallo ocurrido en la línea, así como la determinación de que en realidad dicha línea sufrió un fallo.

### 4.3.1 Metodología de cálculo

Con la finalidad de obtener los oscilogramas de tensiones y corrientes de fallo para cada uno de los diferentes tipos de fallo en el modelo representado en Simulink, se manejará una frecuencia de la señal de 28.8 KHz [Vázquez96], [Bouthiba04]. Con esta frecuencia de la señal se garantiza una buena simulación para las señales de corriente y tensión de tipo analógico que tienen lugar en los registradores de eventos localizados en los extremos de las líneas de transporte.

La reproducción de las señales para efectos de simulación, a una frecuencia de 28.8 KHz y a un tiempo de simulación de .1 segundos, corresponde a un tiempo de integración de 34.722 μseg, y a 2880 puntos para cada una de las señales simuladas; estos valores se obtienen de aplicar las siguientes relaciones:

$$T_{\_int} = \frac{1}{F_{\_Muestreo}} = \frac{1}{28800} = 34.722 \mu\text{seg}$$

Dónde:

$T_{\_int}$  → tiempo de integración  
 $F_{\_Muestreo}$  → frecuencia de muestreo

Como el tiempo de integración es de 34.722 μseg, y el tiempo de simulación de 0.1 segundos, esto da lugar a 2880 puntos para cada una de las señales simuladas.

$$\# \text{ de puntos} = \frac{T_{\_Sim}}{T_{\_int}} = \frac{.1 \text{ seg}}{34.722 \mu\text{seg}} = 2880 \text{ puntos}$$

Dónde:

$T_{\_Sim}$  → tiempo de simulación

El tiempo de simulación será de 0.1 segundos, ya que este tiempo corresponde a 6 ciclos de la señal de corriente o tensión, donde los dos primeros ciclos corresponden a la dinámica de la señal previa al fallo, los tres ciclos siguientes corresponden a la dinámica del fallo, y el último ciclo corresponde a la dinámica en donde el fallo ya es liberado

### 4.3.2 Proceso de filtrado

El hecho de manejar una frecuencia de 28.8KHz para la simulación de las señales analógicas de tensión y corriente de fallo, trae como consecuencia ruido de alta frecuencia mezclado en las señales. Para poder acondicionar las señales analógicas se incluye en el modelo en Simulink un filtro pasa bajo de segundo orden con el objeto de eliminar las altas frecuencias, evitando de esta forma el problema de la pérdida de datos (aliasing) durante el proceso de muestreo [Sanaye03]. El proceso de muestreo tiene como objetivo reproducir las señales analógicas a una frecuencia mucho menor y tener un número pequeño de muestras sin perder la calidad de la señal para ser utilizadas como patrones de entrada a la estructura neuronal propuesta. Este proceso de muestreo será explicado a detalle en el inciso siguiente. En las figuras 4.5 a 4.6 se muestra el efecto que presenta el filtro pasa-bajo de segundo orden sobre las altas frecuencias para la tensión y la corriente de fallo a través del neutro para un fallo que se da en la fase A y tierra.

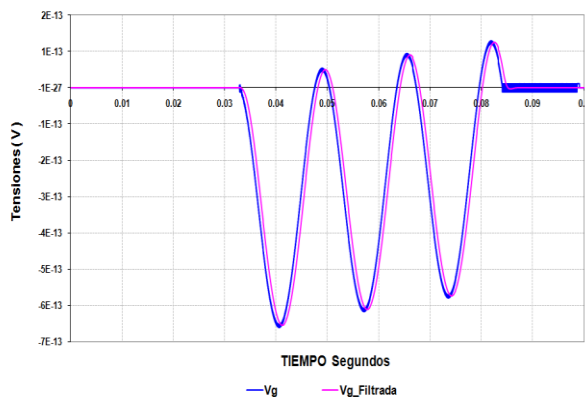


Figura 4.5 Señal filtrada de la tensión de fallo a través del neutro

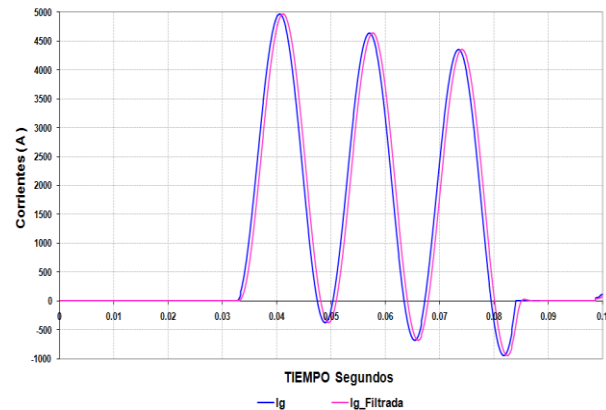


Figura 4.6 Señal filtrada de la corriente de fallo a través del neutro

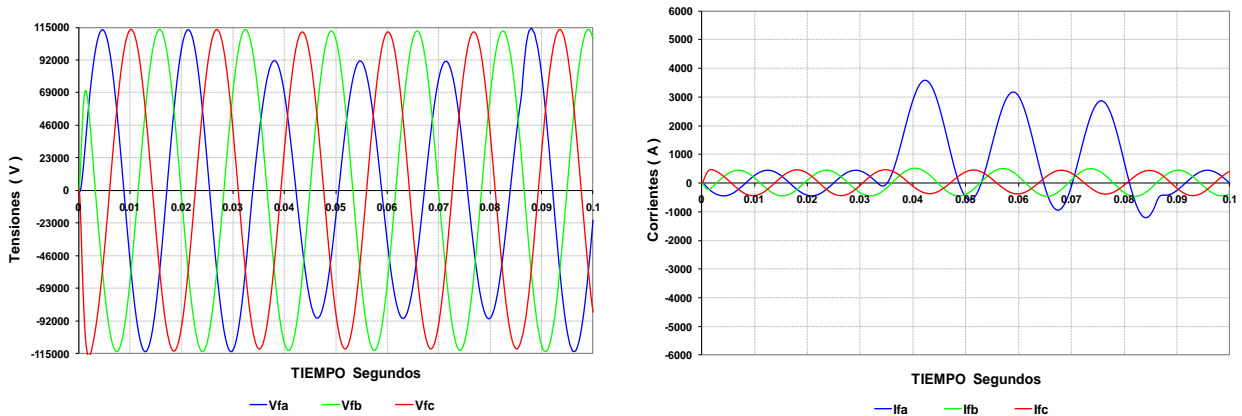
Puede observarse en la figura 4.5, que la señal de tensión de fallo a través del neutro a pesar de que presenta valores prácticamente nulos está compuesta por componentes de alta frecuencia, que son eliminados al pasar la señal por el filtro pasa bajo de segundo orden. Así mismo en la figura 4.6 para la señal de corriente de fallo a través del neutro, se puede observar como el filtrado elimina las componentes de alta frecuencia que esta presenta al ser eliminado el fallo, es decir la dinámica que se observa prácticamente en el último ciclo de la señal.

Las dinámicas para los diferentes tipos de fallo simuladas en el modelo en Simulink con la frecuencia de 28.8 KHz, un tiempo de simulación de 0.1 segundos correspondiente a 6 ciclos de

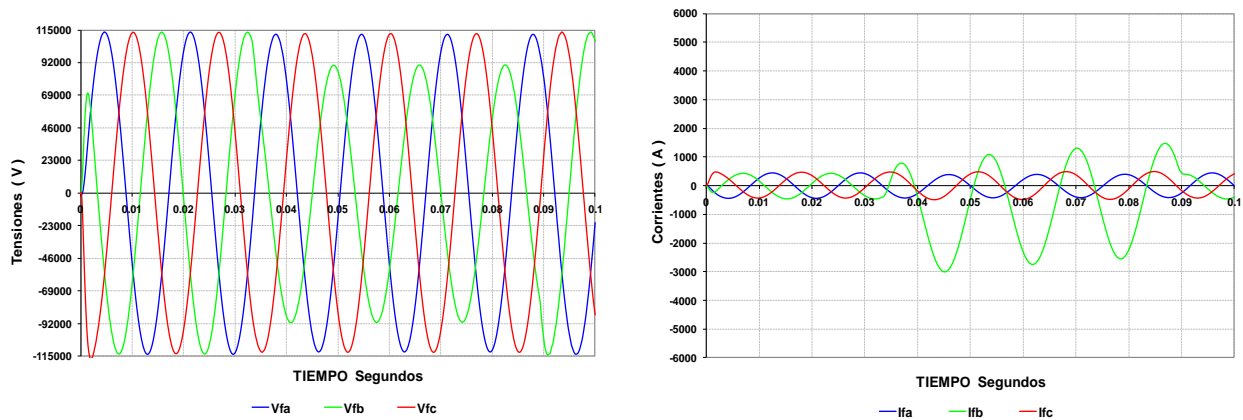
la señal de tensión y corriente y en el extremo de envío de la línea, se pueden apreciar a continuación.

### 4.3.3 Fallos monofásicos

Este tipo de fallos solo se puede dar entre una fase y tierra por lo que los oscilogramas de tensiones y corrientes de fallo quedan representados en las gráficas 4.1 a 4.3 de la siguiente forma:

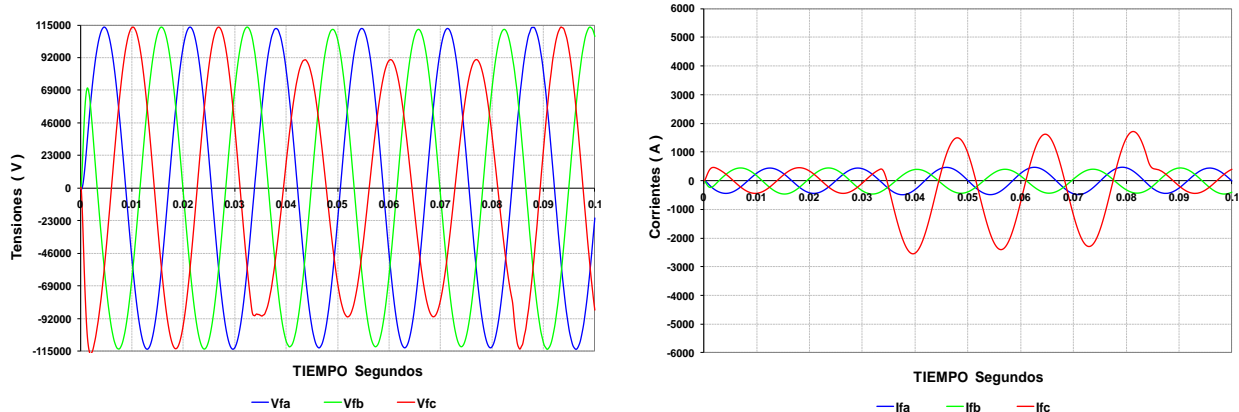


Gráfica 4.1 Corrientes y tensiones de fallo a tierra en la fase A



Gráfica 4.2 Corrientes y tensiones de fallo a tierra en la fase B

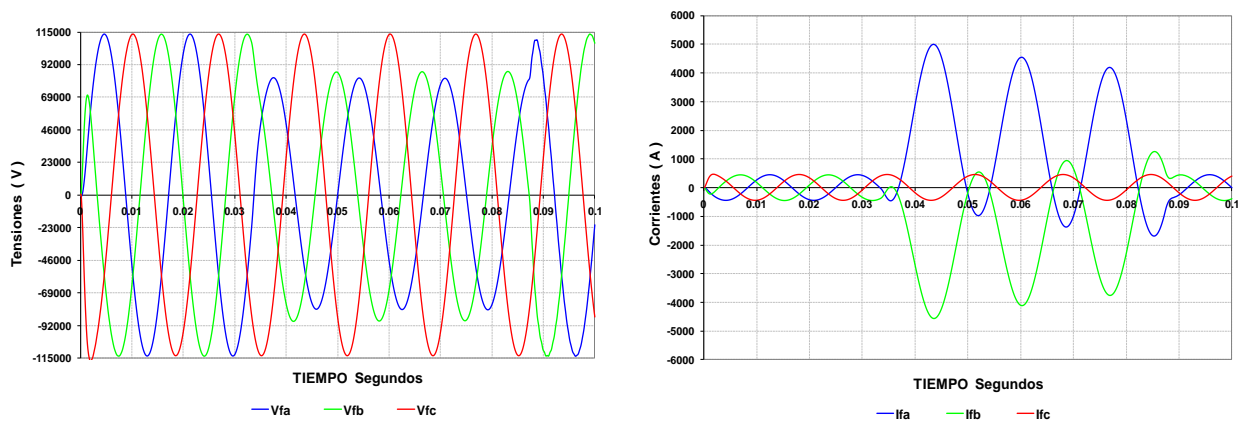




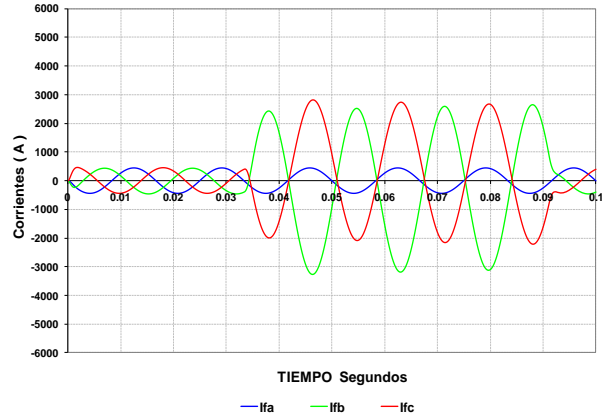
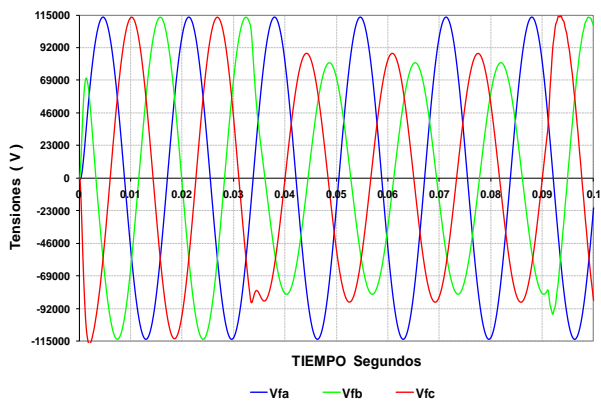
Gráfica 4.3 Corrientes y tensiones de fallo a tierra en la fase C

### 4.3.4 Fallos bifásicos

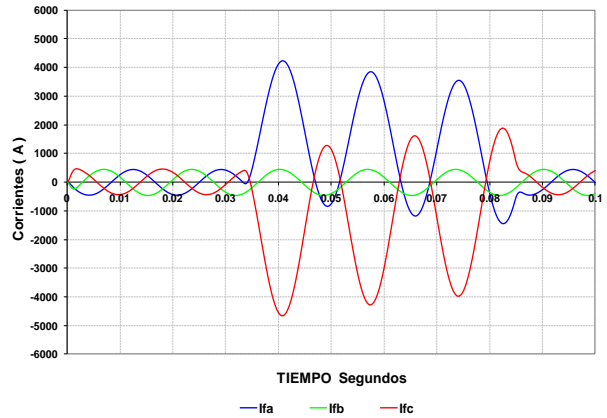
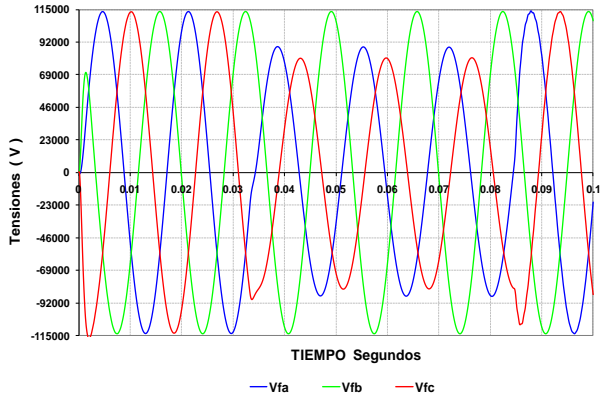
Este tipo de fallos puede darse entre fases, y entre fases y tierra. Los oscilogramas de tensión y corriente de fallo quedan representados en las gráficas 4.4 a 4.9 de la siguiente forma:



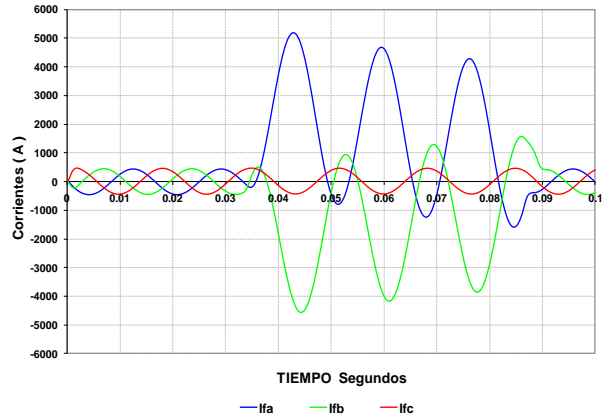
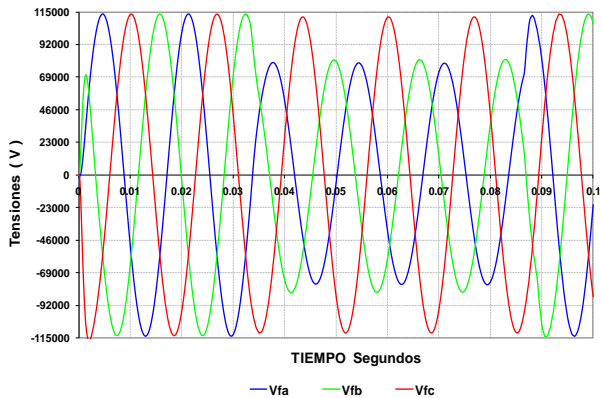
Gráfica 4.4 Corrientes y tensiones de fallo entre las fases A y B



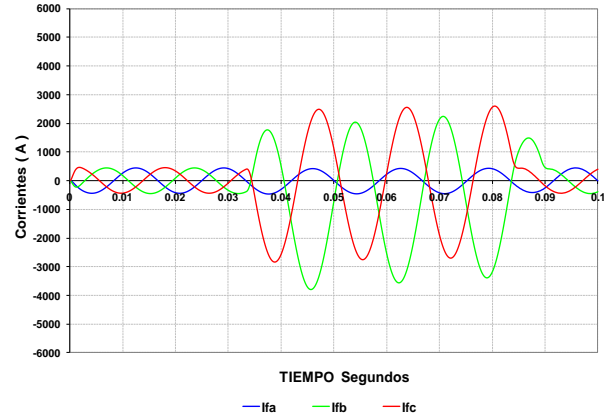
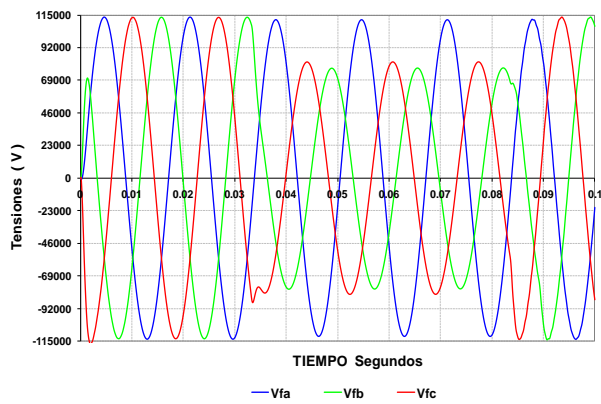
Gráfica 4.5 Corrientes y tensiones de fallo entre las fases B y C



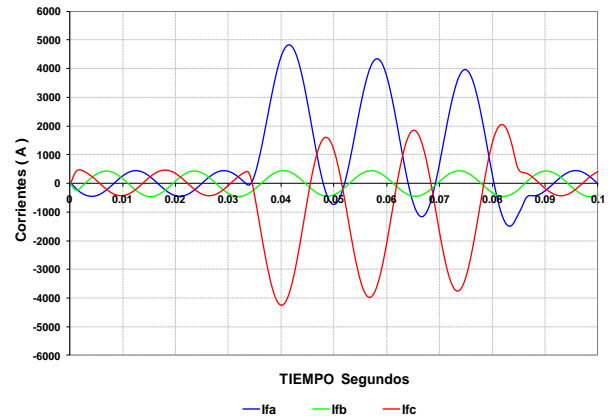
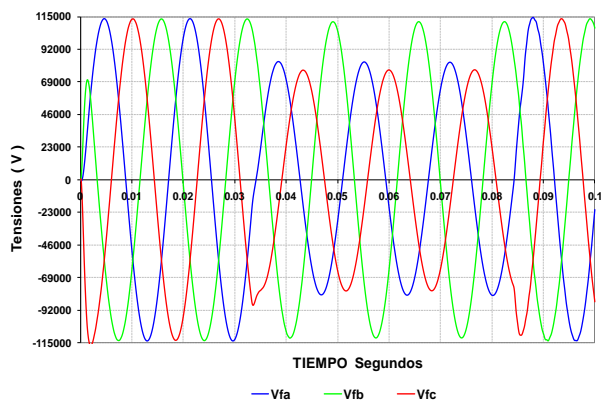
Gráfica 4.6 Corrientes y tensiones de fallo entre las fases C y A



Gráfica 4.7 Corrientes y tensiones de fallo entre las fases A, B y tierra



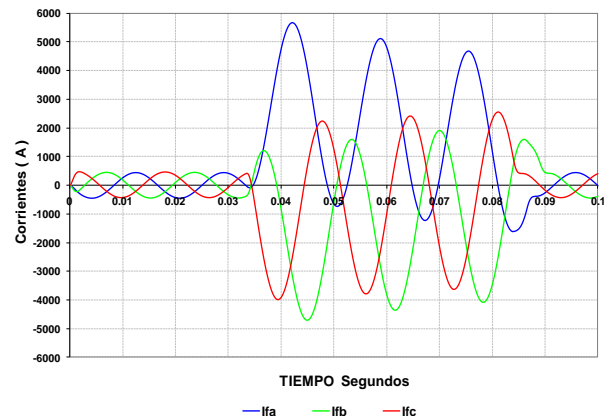
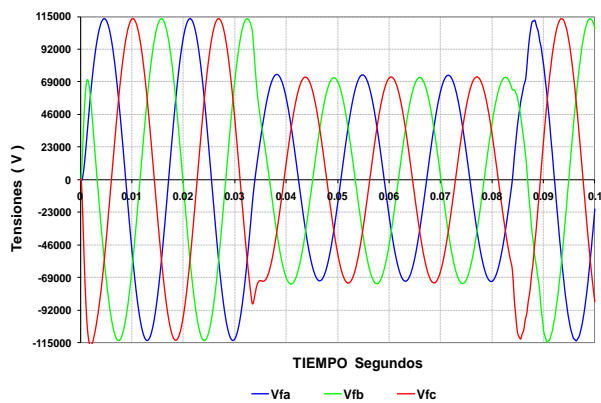
Gráfica 4.8 Corrientes y tensiones de fallo entre las fases B, C y tierra



Gráfica 4.9 Corrientes y tensiones de fallo entre las fases A, C y tierra

### 4.3.5 Fallos trifásicos

Este tipo de fallos se da entre fases, y entre fases y tierra. En la gráfica 4.10 se presentan los oscilogramas de tensión y corriente de fallo a tierra por ser los más severos.



Gráfica 4.10 Corrientes y tensiones de fallo entre las fases A, B y C y tierra

### 4.3.6 Proceso de muestreo

Hasta ahora ya se dispone de señales libres de ruido y que caracterizan a los diferentes tipos de fallos que se pueden dar en una línea de transporte. Con la finalidad de poder contar con señales de tensión y corriente de fallo muestreadas y que representen con exactitud a las señales originales de tensión y corriente de fallo, se hace un diezmado a razón de 120, es decir se tomará un punto como muestra cada 120 puntos de cada ciclo dando lugar a 4 puntos (muestras) por cada ciclo de las señales tanto de tensión como de corriente, de forma tal que si la dinámica de las señales de tensión y corriente de fallo está caracterizada por 6 ciclos, en total se tendrán 24 muestras que reproducirán de forma exacta a las señales originales [Sanaye03], [Chacón04].

El objetivo de muestrear a 4 muestras por ciclo a las señales analógicas originales es contar con señales con un menor número de puntos y que representen con exactitud a las señales originales, ya que estas señales muestreadas son las que se tomarán como base para formar la base de datos que servirá para entrenar a la red neuronal propuesta para el tercer nivel de diagnóstico. En las figuras 4.7 y 4.8 se pueden apreciar como las señales tanto de tensión como de corriente son reproducidas exactamente solo con 24 muestras (4 por ciclo), es decir solo 24 puntos de los 2880 que integran a las señales de tensión y corriente.

El tiempo simulación de 0.1 segundos corresponde a 24 muestras. La clasificación de la señal por sectores [Costa06], puede ser apreciada en la figura 4.9, que corresponde a la dinámica para un fallo de la fase A a tierra y en el extremo de la línea.

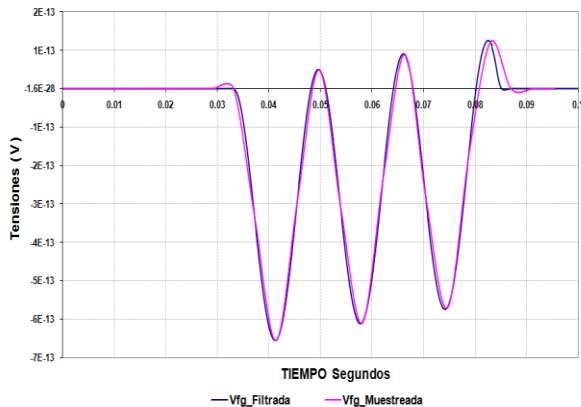


Figura 4.7 Comparación de las señales de tensión filtrada y muestreada

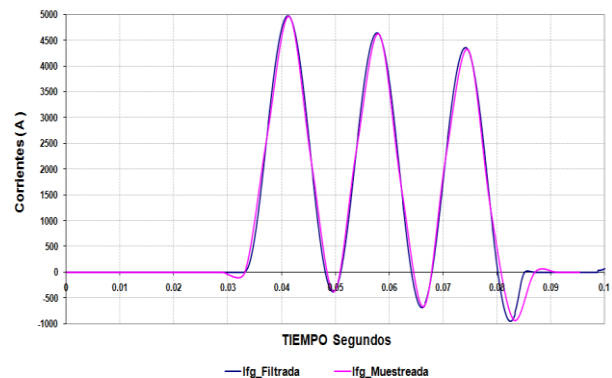


Figura 4.8 Comparación de las señales de corriente filtrada muestreada

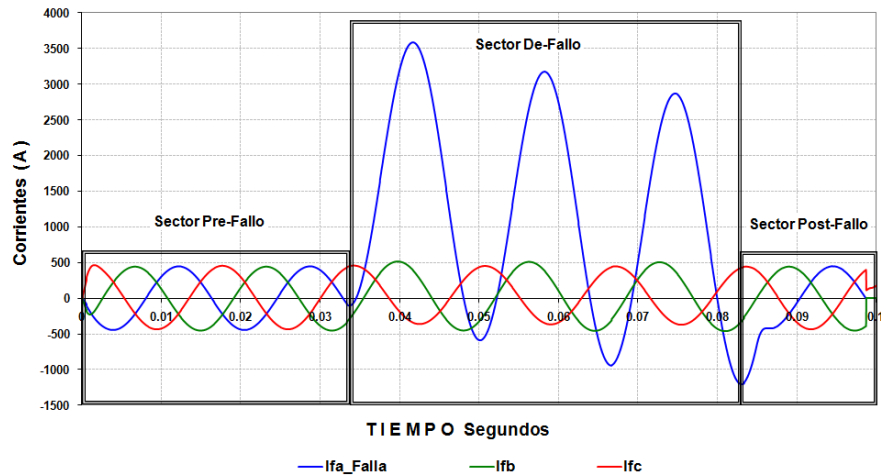


Figura 4.9 Clasificación de la dinámica de la corriente de fallo por sectores

## 4.4 Implementación de la estructura neuronal (Señales Analógicas)

Para poder llevar a cabo el diseño de la estructura neuronal para manejar exclusivamente las señales analógicas de tensión y corriente de las diferentes fases, para el tercer nivel de diagnóstico, y que en combinación con los dos primeros niveles, determinará en forma precisa cual es el elemento fallado y qué tipo de fallo sufrió este, se tomarán en cuenta las señales de tensión y corriente de fallo de tipo analógico muestreadas como patrones de entrada para implementar la base de conocimiento con la cual será entrenada la estructura neuronal.

### 4.4.1 Estructura de la base de datos de entrenamiento

A medida de ilustración se presentará la forma en la cual se ordenan los datos que servirán de patrones de entrenamiento para la estructura neuronal la cual se comentará posteriormente. Los patrones de entrada serán obtenidos de las simulaciones correspondientes al tipo de falla, mediante la utilización del modelo desarrollado en Simulink. Los patrones de entrada tanto para las señales de tensión y corriente serán escalados, con la finalidad de poder manejar de una manera más eficiente estas señales ya que sus valores reales presentan magnitudes bastante grandes para ser manipuladas por las estructuras neuronales.

En las Figuras 4.10 y 4.11 se muestran las corrientes y tensiones para un fallo de la fase A a tierra, y en este caso en particular a 3 kilómetros de distancia de la barra de envío de la línea de transporte antes mencionada.

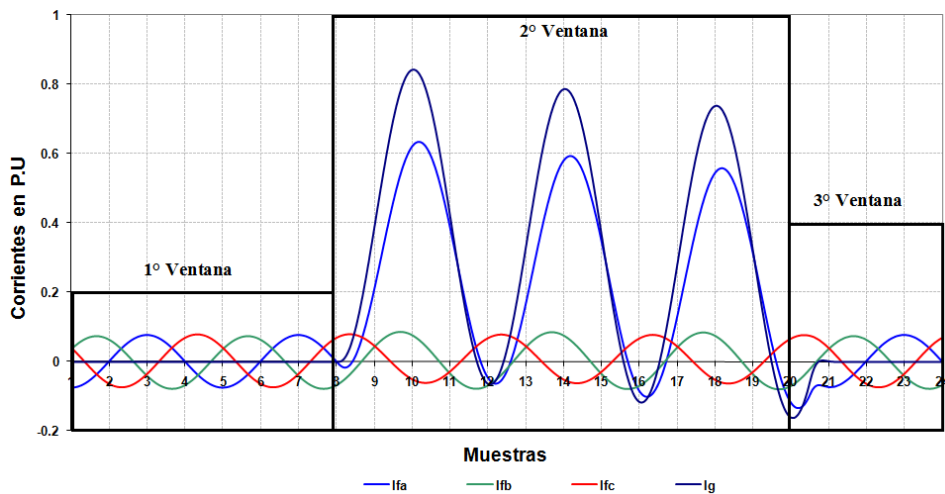


Figura 4.10 Corrientes de fallo en las diferentes fases y neutro

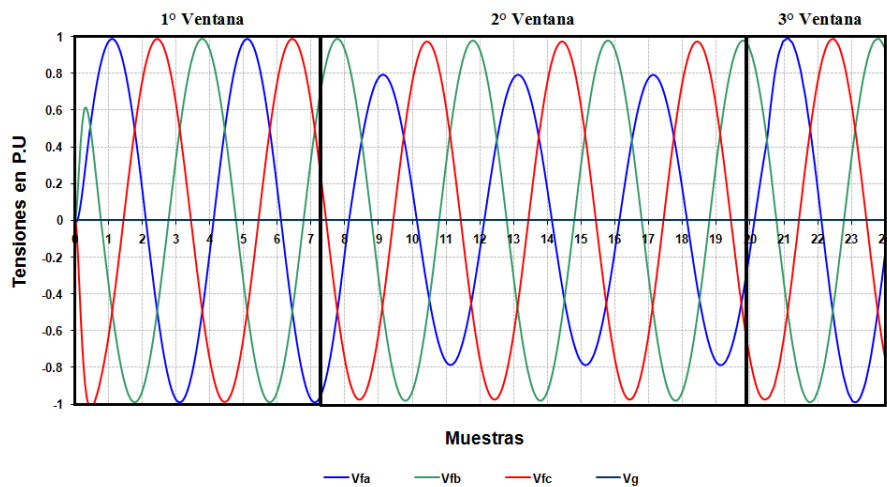


Figura 4.11 Tensiones de fallo en las diferentes fases y neutro

Los valores de cada una de las muestras de las señales de tensión y corriente son ordenados como se muestra en la tabla 4.2. Las ocho primeras columnas representan los valores de las tensiones y corrientes de cada una de las fases, donde en este caso en específico estos valores corresponden a un fallo de la fase A, a tierra, y a tres kilómetros de distancia del nodo de envío de la línea de transporte. Las últimas cuatro columnas representan el tipo de fallo en forma binaria al cual se hace referencia, en este caso como ya se comentó un fallo de la fase A, a tierra.

Las ocho primeras filas corresponden a la primera ventana es decir dos ciclos anteriores al momento del fallo, de forma tal que estos ocho primeros valores representan las condiciones iniciales de la tensión y la corriente previas al instante del fallo, de aquí que la representación de

la salida en forma binaria corresponda a valores de cero. Cabe mencionar que en total se tienen ocho valores para la primera ventana, ya que corresponden a dos ciclos previos al fallo, donde cada ciclo está conformado de cuatro valores (muestras).

La segunda ventana representa la dinámica del fallo y está caracterizada por tres ciclos, dando en total 12 valores (muestras). Por último la tercera ventana representa la liberación del fallo y está caracterizada por un ciclo es decir 4 valores (muestras).

Fa_n	1	2	3	4	5	6	7	8	SALIDA				Muestras
	Vfa	Ifa	Vfb	Ifb	Vfc	Ifc	Vg	Ig	Ffa	Ffb	Ffc	Ft	
1º Ventana	-0.000641867	-3.89083E-05	-0.001196415	-0.000115795	0.001838282	0.000154703	-1.28535E-16	2.94942E-19	0	0	0	0	1
	0.973501524	-0.076403259	-0.341666999	0.038533053	-0.631834526	0.037870206	-6.91105E-14	1.37198E-15	0	0	0	0	2
	0.156566273	0.002870909	-0.922627797	0.062640947	0.766061524	-0.065511856	3.39279E-14	8.94746E-17	0	0	0	0	3
	-0.977512891	0.075485554	0.364054716	-0.043150787	0.613458175	-0.032334767	6.83136E-14	-1.3745E-15	0	0	0	0	4
	-0.130876088	-0.005686783	0.913497316	-0.064549946	-0.782621228	0.070236728	-3.57852E-14	-5.31128E-17	0	0	0	0	5
	0.980884519	-0.076176694	-0.388121653	0.041806383	-0.592726286	0.034370311	-6.73465E-14	1.37569E-15	0	0	0	0	6
	0.105208833	0.006836513	-0.903372829	0.06041348	0.798163996	-0.067249992	3.75514E-14	1.70883E-17	0	0	0	0	7
	-0.983615903	0.075157898	0.4118215	-0.046419404	0.571794403	-0.028738494	6.63519E-14	-1.37607E-15	0	0	0	0	8
2º Ventana	-0.085390516	-0.009294317	0.893416538	-0.062237336	-0.812232671	0.071861669	-3.93077E-14	0.000694649	1	0	0	1	9
	0.794482606	0.244448121	-0.41313357	0.051890314	-0.528477208	0.037597989	-6.87857E-14	0.435579785	1	0	0	1	10
	0.07857321	0.608856667	-0.883929869	0.070899477	0.824708251	-0.055939163	4.14844E-14	0.812910497	1	0	0	1	11
	-0.780159859	0.298755448	0.434207722	-0.044746113	0.504871283	-0.020256067	6.79103E-14	0.304993572	1	0	0	1	12
	-0.043255913	-0.097347222	0.870970136	-0.061615551	-0.839513012	0.071455966	-4.29452E-14	-0.113640457	1	0	0	1	13
	0.795320502	0.185590131	-0.458668486	0.053684383	-0.484590465	0.032579109	-6.65731E-14	0.354537359	1	0	0	1	14
	0.035436192	0.539746239	-0.860491626	0.066775976	0.850674399	-0.058884817	4.49033E-14	0.713893895	1	0	0	1	15
	-0.784244924	0.2154572	0.479820124	-0.049547695	0.460982222	-0.018303638	6.56191E-14	0.192631481	1	0	0	1	16
	-0.003700022	-0.159990825	0.846601051	-0.060247995	-0.864070832	0.071439863	-4.64465E-14	-0.193629071	1	0	0	1	17
	0.794671736	0.146470088	-0.503122432	0.055762758	-0.439532497	0.027911125	-6.42076E-14	0.300094087	1	0	0	1	18
	-0.007413499	0.488236623	-0.834598405	0.062873078	0.874412279	-0.061256088	4.82739E-14	0.638497717	1	0	0	1	19
	-0.785563286	0.149009345	0.523946543	-0.053838314	0.415662817	-0.015916624	6.31095E-14	0.103483911	1	0	0	1	20
3º Vent	0.036283926	-0.206004065	0.819911852	-0.05837136	-0.886263953	0.071582108	-4.979E-14	-0.251041408	0	0	0	0	21
	0.989358754	-0.071865898	-0.570113161	0.053793186	-0.417184944	0.019281513	-5.86319E-14	0.002047061	0	0	0	0	22
	-0.100636605	0.022449661	-0.801635165	0.04975652	0.900541685	-0.072491386	5.0136E-14	1.41371E-06	0	0	0	0	23
	-0.982484998	0.071828401	0.589385182	-0.058290945	0.39193272	-0.013785476	5.68487E-14	-2.15631E-07	0	0	0	0	24

Tabla 4.2 Estructura de la base de datos de entrenamiento

- Lo importante de este ordenamiento propuesto y a diferencia de otros ordenamientos relacionados con este tipo de aplicaciones [Negnevitsky05], [Huilan05], [Pradhan06], [Fritzen10], [Wang10], es que los valores característicos de cada tipo de fallo están ordenados en forma secuencial, es decir conforme el fallo va evolucionando en el tiempo, y se almacenan para posteriormente en conjunto ser aplicados a la estructura neuronal.
- Otra ventaja de este ordenamiento propuesto es que la estructura neuronal maneja un menor número de entradas, siendo para nuestro caso 8 entradas correspondientes a las señales de tensión y corriente, representadas por las 8 primeras columnas de la tabla 4.2, a diferencia de otros ordenamientos que manejarían un total de 96 valores almacenados para las señales de tensión y corriente, y que se tomarían como entradas para la estructura neuronal.

En forma descendente se colocan las estructuras de datos para los fallos de la fase A, a tierra, en el centro de la línea (6.5 Km), y en el extremo receptor de esta. Este ordenamiento se puede apreciar en la tabla 4.3. Se puede observar en la tabla 4.3 que los patrones binarios de salida para los dos nuevos ordenamientos de datos son exactamente los mismos que para el primer ordenamiento, ya que se está haciendo referencia al mismo tipo de fallo. En total se tienen 72 patrones de entrenamiento que caracterizan a un fallo de línea a tierra, en este caso de la fase A,



en tres diferentes posiciones de la línea [Ravikumar08]: en el extremo de envió (3 Km), a la mitad de la línea (6.5 Km), y por último en el extremo receptor de la línea (3 Km). El manejar tres posibles posiciones del fallo en la línea provee de una buena capacidad de generalización a la estructura neuronal [Ma08], ya que con estas tres posibles ubicaciones del fallo, la estructura neuronal es capaz de clasificar adecuadamente el tipo de fallo al que es sometida la línea.

Esta estructura completa de agrupamiento, se repite para cada uno de los tipos de fallo obtenidos mediante el modelo en Simulink, es decir si se hace referencia la tabla 4.1, se tendrán 11 agrupamientos (uno para cada tipo de falla) de a 72 patrones dando un total de 792 patrones de entrenamiento. Las salidas de cada estructura al igual que la primera representan en forma binaria el tipo de fallo al que el agrupamiento hace referencia.

Fa_n	1	2	3	4	5	6	7	8	SALIDA				Muestras
	Vfa	lfa	Vfb	lfb	Vfc	lfc	Vg	lg	Ffa	Ffb	Ffc	Ft	
Fallo Lado Envío	-0.000641867	-3.89083E-05	-0.001196415	-0.000115795	0.001838282	0.000154703	-1.28535E-16	2.94942E-19	0	0	0	0	1
	0.973501524	-0.076403259	-0.341666999	0.038533053	-0.631834526	0.037870206	-6.91105E-14	1.37198E-15	0	0	0	0	2
	0.156566273	0.002870909	-0.922627797	0.062640947	0.766061524	-0.065511856	3.39279E-14	8.94746E-17	0	0	0	0	3
	-0.977512891	0.075485554	0.364054716	-0.043150787	0.613458175	-0.032334767	6.83136E-14	-1.3745E-15	0	0	0	0	4
	-0.130876088	-0.005686783	0.913497316	-0.064549946	-0.782621228	0.070236728	-3.57852E-14	-5.31128E-17	0	0	0	0	5
	0.980884519	-0.076176694	-0.388121653	0.041806383	-0.592762866	0.034370311	-6.73465E-14	1.37569E-15	0	0	0	0	6
	0.105208833	0.006836513	-0.903372829	0.06041348	0.798163996	-0.067249992	3.75514E-14	1.70883E-17	0	0	0	0	7
	-0.983615903	0.075157898	0.4118215	-0.046419404	0.571794403	-0.028738494	6.63519E-14	-1.37607E-15	0	0	0	0	8
	-0.085390516	-0.009294317	0.893416538	-0.062237336	-0.812232671	0.071861669	-3.93077E-14	0.000694649	1	0	0	1	9
	0.794482606	0.244448121	-0.41313357	0.051890314	-0.528477208	0.037597989	-6.87857E-14	0.435579785	1	0	0	1	10
	0.07857321	0.608565667	-0.883929869	0.070899477	0.824708251	-0.055939163	4.14844E-14	0.812910497	1	0	0	1	11
	-0.780159859	0.298755448	0.434207722	-0.044746113	0.504871283	-0.020256067	6.79103E-14	0.304993572	1	0	0	1	12
	-0.043255913	-0.097347222	0.870970136	-0.061615551	-0.839513012	0.071455966	-4.29452E-14	-1.13640457	1	0	0	1	13
	0.795320502	0.185590131	-0.458668486	0.053684383	-0.484590465	0.032579109	-6.65731E-14	0.354537359	1	0	0	1	14
	0.035436192	0.539746239	-0.860491626	0.066775976	0.850674399	-0.058884817	4.49033E-14	0.713893895	1	0	0	1	15
	-0.784244924	0.2154572	0.479820124	-0.049547695	0.460982222	-0.018303638	6.56191E-14	0.192631481	1	0	0	1	16
	-0.003700022	-0.159990825	0.846601051	-0.060247995	-0.864070832	0.071439863	-4.64465E-14	-0.193629071	1	0	0	1	17
	0.794671736	0.146470088	-0.503122432	0.055762758	-0.439532497	0.027911125	-6.42076E-14	0.300094087	1	0	0	1	18
	-0.007413499	0.488236623	-0.834598405	0.062873078	0.874412279	-0.061256088	4.82739E-14	0.638497717	1	0	0	1	19
	-0.785563286	0.149009345	0.523946543	-0.053838314	0.415652817	-0.015916624	6.31095E-14	0.103483911	1	0	0	1	20
	0.036283926	-0.206004065	0.819911852	-0.05837136	-0.886263953	0.071582108	-4.979E-14	-0.251041408	0	0	0	0	21
	0.989358754	-0.071865898	-0.570113161	0.053793186	-0.417184944	0.019281513	-5.86319E-14	0.002047061	0	0	0	0	22
	-0.100636605	0.022496601	-0.801635165	0.04975652	0.900541685	-0.072491386	5.0136E-14	1.41371E-06	0	0	0	0	23
	-0.982484998	0.071828401	0.589385182	-0.058290945	0.39193272	-0.013785476	5.68487E-14	-2.15631E-07	0	0	0	0	24
Fallo Centro de la Línea	-0.000641853	-3.89074E-05	-0.001196568	-0.000115803	0.001838421	0.00015471	-6.91866E-17	-2.17682E-19	0	0	0	0	1
	0.973541377	-0.076196429	-0.341590029	0.039317872	-0.631951349	0.036878557	6.51358E-14	-6.00759E-16	0	0	0	0	2
	0.156460557	0.003046335	-0.92300744	0.063418107	0.766546883	-0.066464442	3.53453E-14	2.38079E-17	0	0	0	0	3
	-0.977488647	0.075690676	0.364219326	-0.042373731	0.613269321	-0.033316945	-6.60198E-14	6.00218E-16	0	0	0	0	4
	-0.130849859	-0.005459239	0.913591221	-0.063792241	-0.782741362	0.069251479	-3.36139E-14	-3.94899E-17	0	0	0	0	5
	0.980871052	-0.075981891	-0.3882547	0.042554489	-0.592616352	0.033427403	6.69033E-14	-5.9917E-16	0	0	0	0	6
	0.105210908	0.007012961	-0.903351501	0.061193018	0.798140593	-0.068205979	3.18569E-14	5.51367E-17	0	0	0	0	7
	-0.98362026	0.075366313	0.411881332	-0.045635278	0.571738928	-0.029731035	-6.77339E-14	5.97709E-16	0	0	0	0	8
	-0.084864284	-0.009155838	0.893544865	-0.061520705	-0.812010452	0.070861619	-3.00669E-14	0.000905507	1	0	0	1	9
	0.885214806	0.107522225	-0.421978153	0.046498522	-0.537336871	0.030524116	7.48204E-14	0.355588273	1	0	0	1	10
	0.0762677	0.323335458	-0.884231106	0.060085216	0.824373328	-0.068494736	2.69683E-14	0.606420606	1	0	0	1	11
	-0.880544425	0.179675556	0.44419386	-0.048380846	0.514911476	-0.025655503	-7.58922E-14	0.203803889	1	0	0	1	12
	-0.046953357	-0.048572601	0.871694419	-0.059202639	-0.838826077	0.072164612	-2.52952E-14	-0.067945062	1	0	0	1	13
	0.887622402	0.085762119	-0.467815268	0.049482818	-0.493766512	0.026696422	7.62202E-14	0.31204342	1	0	0	1	14
	0.029184052	0.296027987	-0.860136985	0.057406077	0.851094937	-0.069989282	2.2934E-14	0.545742885	1	0	0	1	15
	-0.883247055	0.142514989	0.489714911	-0.051533178	0.470862572	-0.022043175	-7.71769E-14	0.133065047	1	0	0	1	16
	-0.001166643	-0.076663335	0.846679188	-0.05665345	-0.864047828	0.073336087	-2.12183E-14	-0.1149597	1	0	0	1	17
	0.887957217	0.070364326	-0.512518349	0.052369634	-0.448892596	0.022843899	7.74659E-14	0.28046156	1	0	0	1	18
	-0.017650556	0.2741461	-0.833854703	0.054592061	0.875182984	-0.071264648	1.89295E-14	0.496962556	1	0	0	1	19
	-0.883355474	0.110867381	0.533795807	-0.054529875	0.425470078	-0.018356294	-7.82232E-14	0.073424517	1	0	0	1	20
	0.044665306	-0.098967607	0.819387792	-0.053936417	-0.886799903	0.074327822	-1.71342E-14	-0.150825215	1	0	0	1	21
	0.987322826	-0.073119603	-0.56782468	0.054602729	-0.414882843	0.018423843	7.13846E-14	0.00019913	0	0	0	0	22
	-0.098537966	0.022642026	-0.800357754	0.050615404	0.901832908	-0.07335693	1.67455E-14	7.40932E-07	0	0	0	0	23
	-0.982750399	0.072023567	0.591222793	-0.057421118	0.393765428	-0.014656101	-7.37238E-14	6.56435E-07	0	0	0	0	24

Tabla 4.3 Estructura de la base de datos de entrenamiento



Fallo Lado Receptor	-0.000641868	-3.89082E-05	-0.001196701	-0.000115809	0.001838569	0.000154718	-3.29243E-17	7.15356E-19	0	0	0	0
	0.973514822	-0.076318553	-0.341633809	0.038858582	-0.631881013	0.037459971	-4.3847E-14	1.358E-15	0	0	0	0
	0.156337423	0.002934942	-0.923369061	0.062882875	0.767031638	-0.065817817	6.95463E-15	-2.10745E-16	0	0	0	0
	-0.977388691	0.075561951	0.364477636	-0.042910336	0.612911055	-0.032651615	4.36701E-14	-1.35263E-15	0	0	0	0
	-0.130872296	-0.005609872	0.913489333	-0.064291909	-0.782617037	0.06990178	-8.08482E-15	2.45783E-16	0	0	0	0
	0.980847054	-0.07611428	-0.388255245	0.042058361	-0.592591809	0.03405592	-4.34629E-14	1.34634E-15	0	0	0	0
	0.105226064	0.006906056	-0.903294689	0.060672176	0.798068625	-0.067578233	9.2204E-15	-2.80949E-16	0	0	0	0
	-0.983617817	0.075237935	0.411823494	-0.046167563	0.571794323	-0.029070373	4.32238E-14	-1.33906E-15	0	0	0	0
	-0.084050539	-0.009429243	0.894043758	-0.062037519	-0.811557226	0.071501247	-1.04269E-14	0.001451732	1	0	0	1
	0.916046445	0.061655938	-0.42376078	0.039820789	-0.53912659	0.024955685	-4.73495E-14	0.466241844	1	0	0	1
	0.078986882	0.221474768	-0.885430221	0.049897288	0.823211443	-0.07753083	1.04396E-14	0.714701807	1	0	0	1
	-0.913235995	0.127636803	0.44610005	-0.051422318	0.516762134	-0.027507494	4.53801E-14	0.180046563	1	0	0	1
	-0.049639774	-0.042796864	0.8726589	-0.058357809	-0.837831125	0.074154339	-1.33063E-14	-0.098597052	1	0	0	1
	0.918814947	0.04334928	-0.469437291	0.043650268	-0.495348943	0.021973112	-4.64363E-14	0.402044003	1	0	0	1
	0.030179622	0.200158829	-0.861249521	0.048388333	0.849918446	-0.077858664	1.30849E-14	0.629062175	1	0	0	1
	-0.915641335	0.099316438	0.491287856	-0.05330448	0.472438813	-0.022658789	4.47976E-14	0.086522705	1	0	0	1
	-0.002424212	-0.064758088	0.847834699	-0.054992951	-0.862837641	0.076137855	-1.5449E-14	-0.159887926	1	0	0	1
	0.919241939	0.031137281	-0.514121263	0.047143078	-0.450521344	0.018721386	-4.55434E-14	0.357753567	1	0	0	1
	-0.018312545	0.184079217	-0.834920453	0.046479925	0.874090005	-0.078233146	1.55892E-14	0.56136585	1	0	0	1
	-0.915706444	0.076129135	0.53546728	-0.055304852	0.42716347	-0.017952461	4.41558E-14	0.011078726	1	0	0	1
	0.045167903	-0.081504329	0.820397986	-0.051676358	-0.88577825	0.077722459	-1.76746E-14	-0.203636726	0	0	0	0
	0.984763108	-0.073418491	-0.567472952	0.054083171	-0.414534743	0.01900307	-4.02904E-14	0.000145993	0	0	0	0
	-0.09920002	0.022319484	-0.800407092	0.050109093	0.901769181	-0.072720328	1.81849E-14	2.3545E-07	0	0	0	0
	-0.981164335	0.07175267	0.590316617	-0.057965986	0.39285399	-0.014026705	4.05876E-14	4.54086E-07	0	0	0	0

Cont. Tabla 4.3 Estructura de la base de datos de entrenamiento

#### 4.4.2 Estructura neuronal (Señales Analógicas)

La estructura neuronal estará formada por una capa de entrada con 8 neuronas, una capa oculta con 14 neuronas y la capa de salida con 4 neuronas. Esta estructura tiene una capa de entrada con 8 neuronas que corresponden a las corrientes y tensiones de tipo analógico de las diferentes fases, así como la tensión y corriente en el neutro. Esta estructura con 14 neuronas en la capa oculta fue la que presentó una capacidad mayor de generalización utilizando el algoritmo de retro propagación del error (back-propagation), para la clasificación de patrones para los cuales la estructura neuronal no fue entrenada, tabla 4.4. La capa de salida consta de 4 neuronas que corresponden al tipo de fallo en forma binaria al cual se hace referencia. La estructura neuronal puede ser apreciada en la figura 4.12 y es compilada bajo el ambiente de MatLab con el nombre de "L\_Net\_Falla\_T".

# Neuronas Capa Entrada	# Neuronas Capa Oculta	# Neuronas Capa Salida	Patrones Entrenamiento	Patrones Prueba	Patrones Identificados	Error
8	8	4	792	72	37	0.14
8	10	4	792	72	65	0.032
8	14	4	792	72	68	0.015
8	18	4	792	72	56	0.1

Tabla 4.4 Comportamiento de diferentes estructuras neuronales

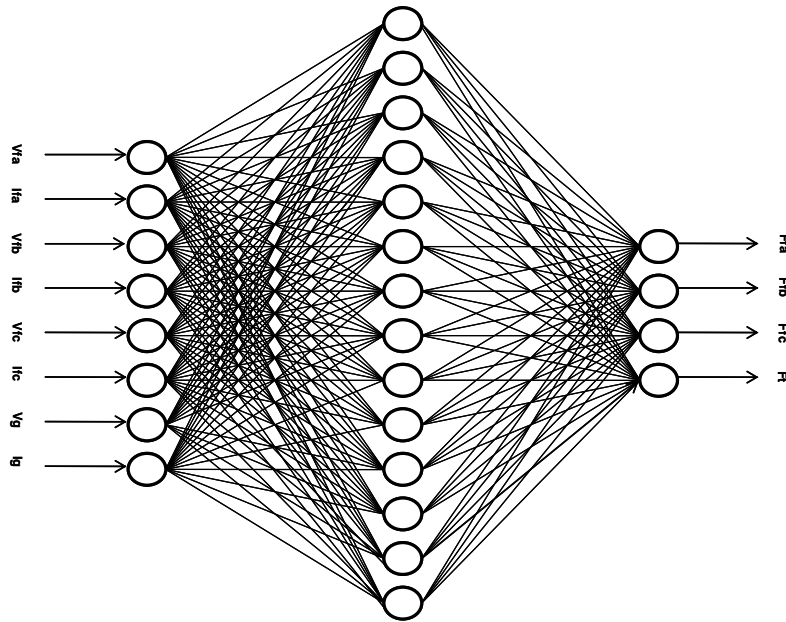


Figura 4.12 Estructura neuronal clasificadora

El reporte de la clasificación del tipo de fallo se presenta mediante un desplegado que está contenido en el simulador de diagnóstico de fallos y que puede ser apreciado en la figura 4.13.

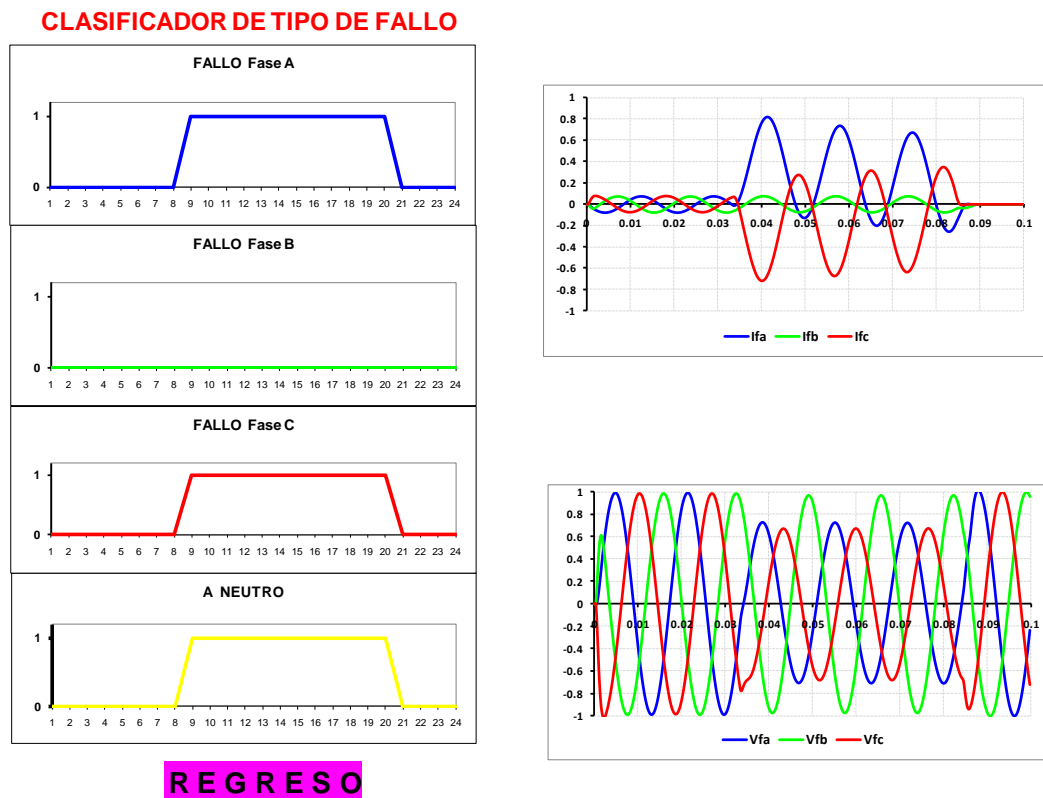


Figura 4.13 Clasificación del tipo de fallo

El despliegado anterior representa un fallo bifásico a tierra, entre las fases A y C. Cada una de las ventanas representadas en el despliegado, representa a cada una de las fases respectivamente. La primera ventana representa la activación de la fase A, donde se observa que las 8 primeras muestras corresponden a los 2 ciclos de la señal previa al fallo, las 12 muestras siguientes representan la presencia del fallo y por último las 4 muestras restantes representan la liberación del fallo. Cada una de las ventanas está caracterizada por el mismo número de muestras.

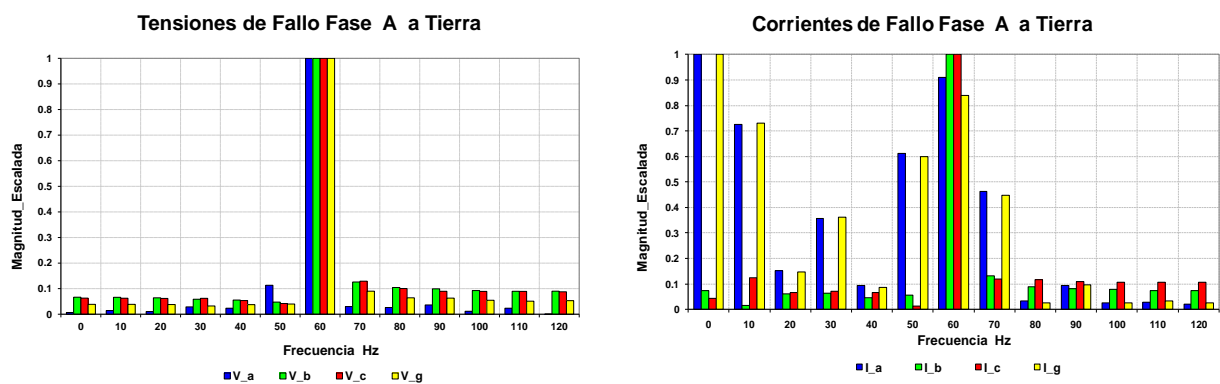
En la segunda ventana que corresponde a la fase B se puede observar que no hay activación por lo que no existe fallo en esta fase. En las ventanas tercera y cuarta que corresponden a la fase C y al neutro, y siguiendo el mismo criterio de la primera ventana se observa activación en estas ventanas por lo que se concluye que el tipo de fallo es una fallo Bifásico a Tierra entre las fases A y C. La etiqueta “regreso” habilita una macro para retornar al menú principal de la aplicación.

## 4.5 Análisis espectral de las corrientes y tensiones de fallo

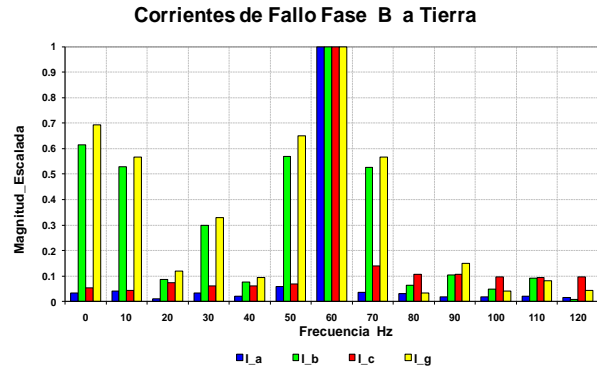
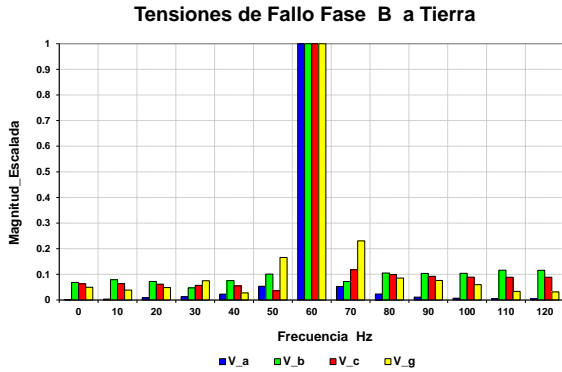
En este inciso se presentará un método para el diagnóstico de fallos en redes de transporte de energía eléctrica utilizando los espectros en frecuencia de las señales de corrientes y tensiones de fallo. Los espectros en frecuencia [Song97], correspondientes a cada uno de los diferentes tipos de fallos se obtienen de los oscilogramas de corrientes y tensiones de fallo (obtenidos de Simulink), a través de la aplicación de la FFT (Fast Fourier Transform) a cada uno de estos. Mediante una estructura neuronal se extraerán las características de cada tipo de fallo representadas por sus espectros en frecuencia. Los espectros en frecuencia para cada uno de los diferentes tipos de fallos se presentan a continuación.

### 4.5.1 Fallos monofásicos a tierra

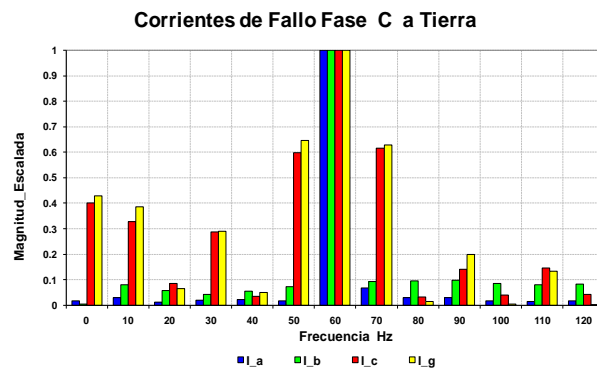
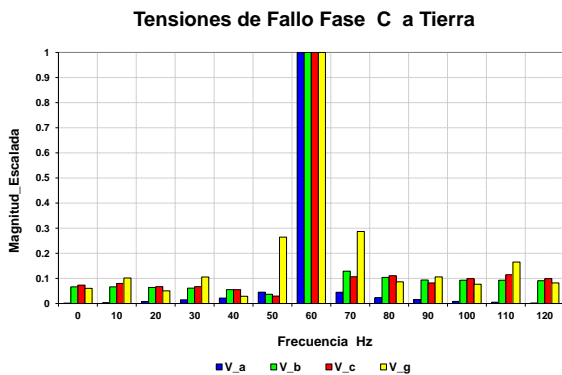
Los espectros en frecuencia para cada uno de los diferentes tipos de fallos monofásicos a tierra se presentan en las gráficas 4.11 a 4.13.



Gráfica 4.11 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. Fase A a tierra



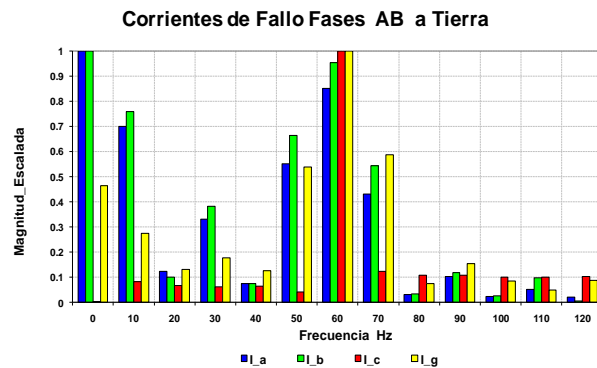
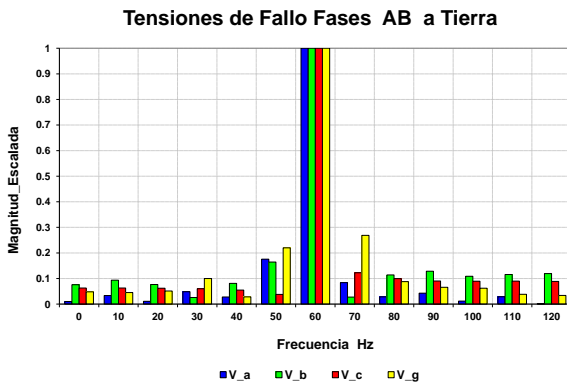
Gráfica 4.12 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. Fase B a tierra



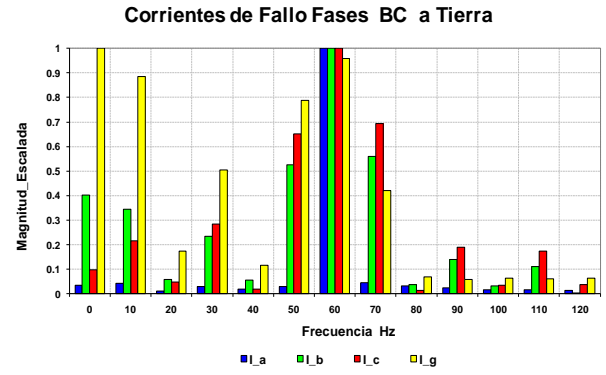
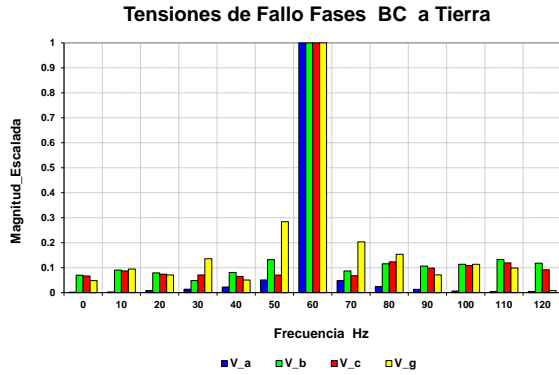
Gráfica 4.13 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. Fase C a tierra

## 4.5.2 Fallos bifásicos a tierra

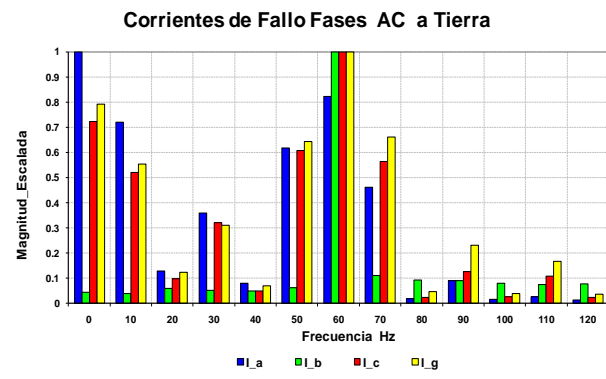
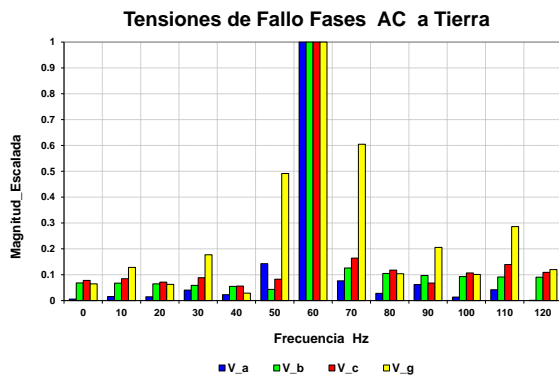
Los espectros en frecuencia para cada uno de los diferentes tipos de fallos bifásicos a tierra se presentan en las gráficas 4.14 a 4.16.



Gráfica 4.14 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. Fases AB a tierra



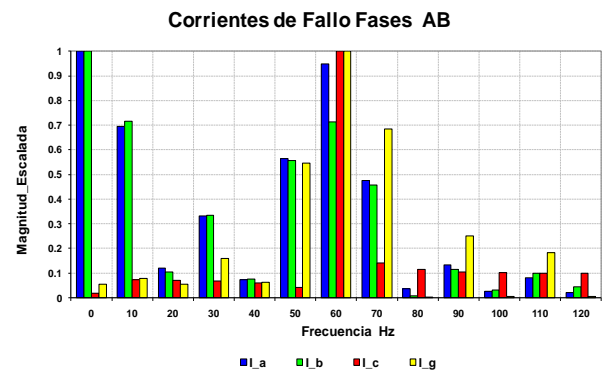
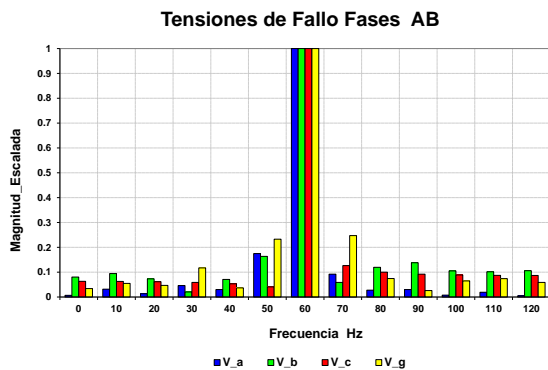
Gráfica 4.15 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. Fases BC a tierra



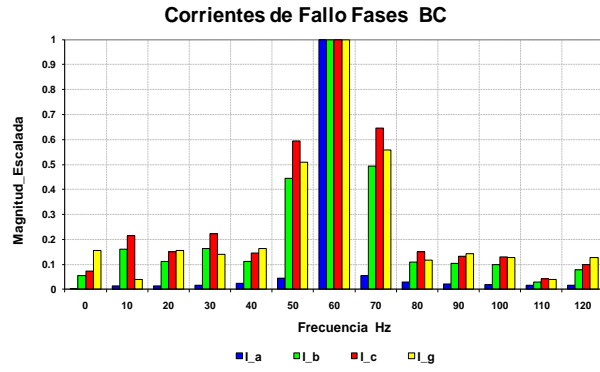
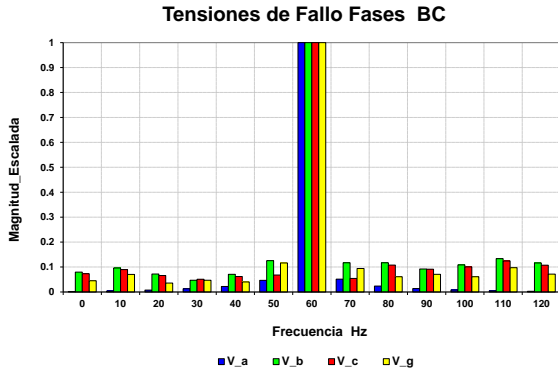
Gráfica 4.16 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. Fases AC a tierra

### 4.5.3 Fallos bifásicos

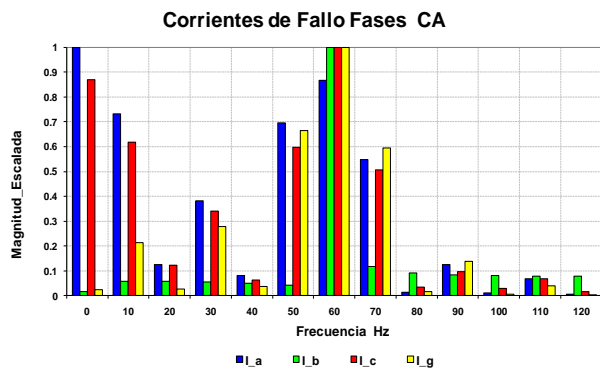
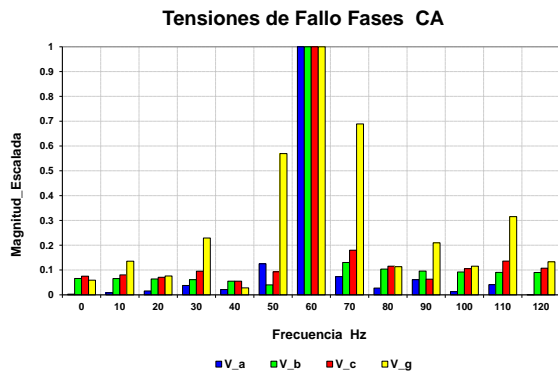
Los espectros en frecuencia para cada uno de los diferentes tipos de fallos bifásicos se presentan en las gráficas 4.17 a 4.19.



Gráfica 4.17 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. Fases AB



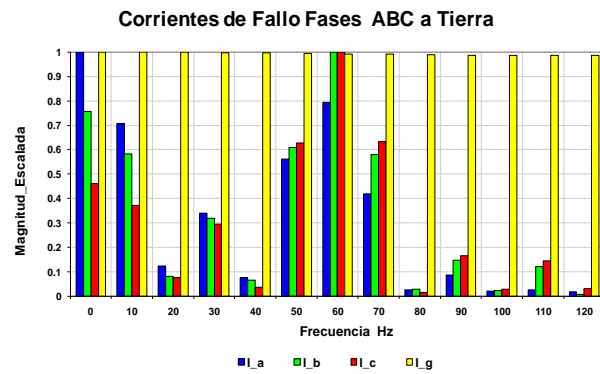
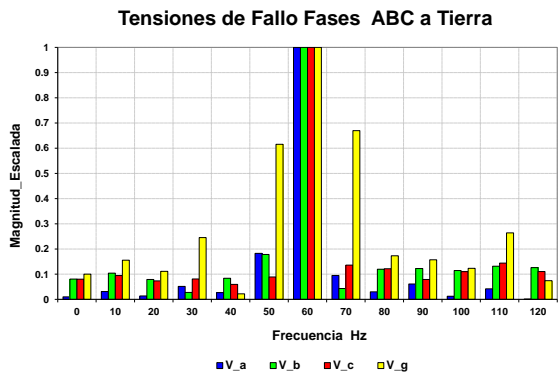
Gráfica 4.18 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. Fases BC



Gráfica 4.19 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. Fases CA

### 4.5.4 Fallo trifásico a tierra

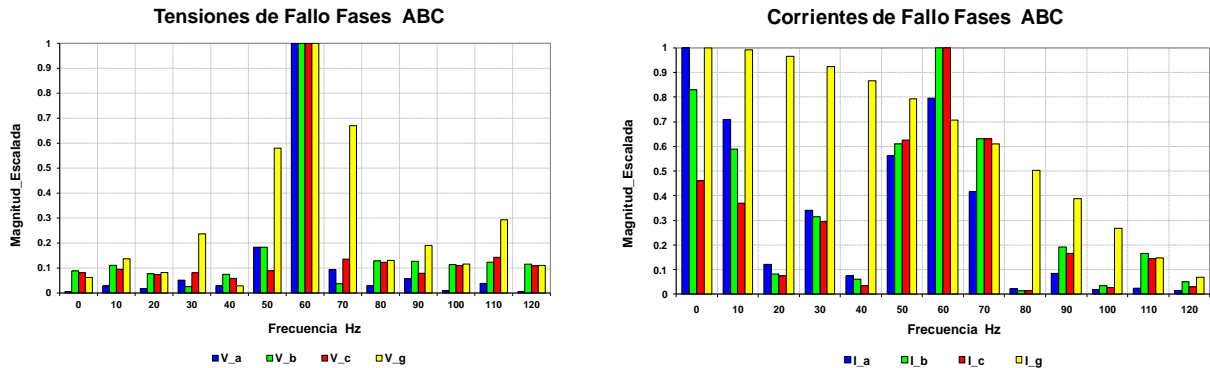
Los espectros en frecuencia para el fallo trifásico a tierra se presentan en la gráfica 4.20.



Gráfica 4.20 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. Fases ABC a tierra

### 4.5.5 Fallos trifásicos

Los espectros en frecuencia para el fallo trifásico se presentan en la gráfica 4.21.



Gráfica 4.21 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. Fases ABC

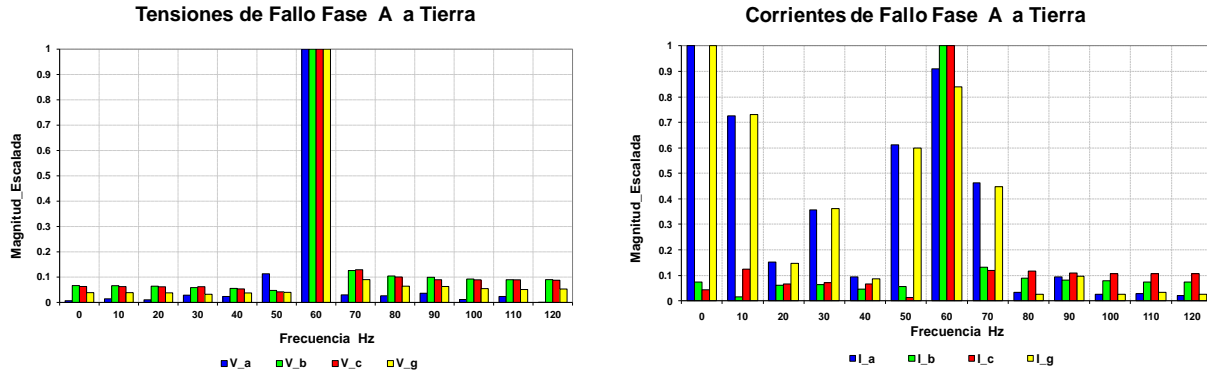
## 4.6 Implementación de la estructura neuronal (Señales Discretas)

Para poder llevar a cabo el diseño de la estructura neuronal, tomando en cuenta los espectros en frecuencia para cada uno de los diferentes tipos de fallo para el tercer nivel de diagnóstico, y que en combinación con los dos primeros niveles, determinará en forma precisa cual es el elemento fallado y qué tipo de fallo sufrió este, se tomarán en cuenta las señales de tensión y corriente de fallo de tipo analógico muestreadas y se obtendrán para cada una de estas sus respectivos espectros en frecuencia mediante la aplicación a cada tipo de fallo de la FFT (Fast Fourier Transform). Dichos espectros en frecuencia serán tomados como patrones de entrada para implementar la base de conocimiento con la cual será entrenada la estructura neuronal.

### 4.6.1 Estructura de la base de datos de entrenamiento

A medida de ilustración se presentará la forma en la cual se ordenan los datos que servirán de patrones de entrenamiento para la estructura neuronal la cual se comentará posteriormente. Los patrones de entrada serán obtenidos de los espectros en frecuencia correspondientes a cada tipo de fallo. La base de datos se representará como sigue:

Para un fallo de la fase A, a tierra, la información de los espectros en frecuencia correspondientes a dicho fallo se muestra en la gráfica 4.22:



Gráfica 4.22 Espectros en frecuencia de corrientes y tensiones de fallo. Fase A, a tierra

Dichos espectros representan a las corrientes y tensiones de fallo de la fase A, a tierra, y a tres kilómetros de distancia de la barra de envío de la línea de transporte antes mencionada.

Los valores de cada una de las muestras de los espectros en frecuencia de las señales de tensión y corriente de fallo son ordenados como se muestra en la tabla 4.5. Las ocho primeras columnas representan los valores de los espectros en frecuencia de la tensión y la corriente de fallo de cada una de las fases, donde en este caso en específico estos valores corresponden a un fallo de la fase A, a tierra, y a tres kilómetros de distancia del nodo de envío de la línea de transporte. Las últimas cuatro columnas representan el tipo de fallo en forma binaria al cual se hace referencia, en este caso como ya se comentó un fallo de la fase A, a tierra.

	1	2	3	4	5	6	7	8	S A L I D A				Frecuencia ( Hz )
	Vfa	Ifa	Vfb	Ifb	Vfc	Ifc	Vg	Ig	Ffa	Ffb	Ffc	Ft	
Fallo lado Envío	0.007033695	1	0.066764726	0.072867548	0.063212778	0.044367624	0.038724569	1	1	0	0	1	0
	0.014600735	0.724784987	0.066232702	0.014255558	0.062901652	0.122853738	0.038944653	0.729493616	1	0	0	1	10
	0.01030629	0.150954104	0.06447039	0.061800859	0.06207628	0.06541054	0.037920982	0.145938987	1	0	0	1	20
	0.028960996	0.357889031	0.058611054	0.063450208	0.062398401	0.070824747	0.032421124	0.361480936	1	0	0	1	30
	0.023695152	0.09287145	0.055379645	0.044911666	0.053648855	0.065105431	0.037657114	0.086774456	1	0	0	1	40
	0.113411159	0.611475116	0.047699773	0.055105264	0.042047094	0.011912668	0.039843497	0.598260141	1	0	0	1	50
	1	0.911160382	1	1	1	1	1	0.83817497	1	0	0	1	60
	0.02983915	0.463881033	0.126227272	0.131691587	0.129328749	0.120233824	0.090278434	0.447269167	1	0	0	1	70
	0.026474385	0.033824881	0.104540063	0.088837824	0.100538511	0.117022147	0.064461925	0.024988575	1	0	0	1	80
	0.036228667	0.094090738	0.09926935	0.082181295	0.089867899	0.109274824	0.063091859	0.097482845	1	0	0	1	90
	0.011660863	0.025035166	0.092567438	0.077643407	0.089559941	0.10597307	0.054709013	0.026073242	1	0	0	1	100
	0.023562444	0.02699031	0.089714578	0.074111549	0.089310466	0.10647508	0.051019199	0.03357082	1	0	0	1	110
	0.000518759	0.019526727	0.090091776	0.074028093	0.087860196	0.10556496	0.052961414	0.025955285	1	0	0	1	120

Tabla 4.5 Estructura de la base de datos de entrenamiento

En forma descendente se colocan los espectros en frecuencia para los fallos de la fase A, a tierra, en el centro de la línea (6.5 Km), y en el extremo receptor de esta. Este ordenamiento se puede apreciar en la tabla 4.6. Se puede observar que los patrones binarios de salida para los dos nuevos ordenamientos de datos son exactamente los mismos que para el primer ordenamiento, ya que se está haciendo referencia al mismo tipo de fallo. En total se tienen 39 patrones de entrenamiento que caracterizan a un fallo de línea a tierra, en este caso de la fase A, en tres diferentes posiciones de la línea: en el extremo de envío (a 3 Km), a la mitad de la línea (6.5



Km), y por último en el extremo receptor de la línea (a 3 Km). El manejar tres posibles posiciones del fallo en la línea provee de una buena capacidad de generalización a la estructura neuronal, ya que con estas tres posibles ubicaciones del fallo, la estructura neuronal es capaz de clasificar adecuadamente el tipo de fallo que se produjo en a la que es sometida la línea.

Esta estructura completa de agrupamiento, se repite para cada uno de los tipos de fallo, es decir si se hace referencia la tabla 4.1, se tendrán 11 agrupamientos (uno para cada tipo de fallo) de a 39 patrones dando un total de 429 patrones de entrenamiento.

	1	2	3	4	5	6	7	8	S A L I D A				Frecuencia ( Hz )
	Vfa	lfa	Vfb	lfb	Vfc	lfc	Vg	Ig	Ffa	Ffb	Ffc	Ft	
Fallo lado Envío	0.007033695	1	0.066764726	0.072867548	0.063212778	0.044367624	0.038724569	1	1	0	0	1	0
	0.014600735	0.724784987	0.066232702	0.014255558	0.062901652	0.122853738	0.038944653	0.729493616	1	0	0	1	10
	0.01030629	0.150954104	0.06447039	0.061800859	0.06207628	0.06541054	0.037920982	0.145938987	1	0	0	1	20
	0.028960996	0.357889031	0.058611054	0.063450208	0.062398401	0.070824747	0.032421124	0.361480936	1	0	0	1	30
	0.023695152	0.09287145	0.055379645	0.044911666	0.053648855	0.065105431	0.037657114	0.086774456	1	0	0	1	40
	0.113411159	0.611475116	0.047699773	0.055105264	0.042047094	0.011912668	0.039843497	0.598260141	1	0	0	1	50
	1	0.911160382	1	1	1	1	1	0.83817497	1	0	0	1	60
	0.02983915	0.463881033	0.126227272	0.131691587	0.129328749	0.120233824	0.090278434	0.447269167	1	0	0	1	70
	0.026474385	0.033824881	0.104540063	0.088837824	0.100538511	0.117022147	0.064461925	0.024988575	1	0	0	1	80
	0.036228667	0.094090738	0.09926935	0.082181295	0.089867899	0.109274824	0.063091859	0.097482845	1	0	0	1	90
	0.011660863	0.025035166	0.092567438	0.077643407	0.089559941	0.10597307	0.054709013	0.026073242	1	0	0	1	100
	0.023562444	0.02699031	0.089714578	0.074111549	0.089310466	0.10647508	0.051019199	0.03357082	1	0	0	1	110
0.000518759	0.019526727	0.090091776	0.074028093	0.087860196	0.10556496	0.052961414	0.025955285	1	0	0	1	120	
Fallo Centro de la Línea	0.00380664	1	0.065796792	0.042636911	0.063851975	0.038940534	0.020250438	1	1	0	0	1	0
	0.005855881	0.700148905	0.065470904	0.051964398	0.063348992	0.07618008	0.022830467	0.71021893	1	0	0	1	10
	0.00907528	0.120022749	0.064097282	0.055959726	0.062169723	0.069466641	0.023353473	0.11154343	1	0	0	1	20
	0.01859348	0.335821159	0.059745962	0.05415764	0.061020714	0.066472952	0.032600815	0.342996365	1	0	0	1	30
	0.022479638	0.079553216	0.055362201	0.048669976	0.053456209	0.059853975	0.02889818	0.068188399	1	0	0	1	40
	0.076646044	0.580618954	0.04483265	0.042418659	0.040896912	0.036374354	0.025648702	0.557764718	1	0	0	1	50
	1	0.954326478	1	1	1	1	1	0.767666707	1	0	0	1	60
	0.017918728	0.432925527	0.128125379	0.117203429	0.127620945	0.137667706	0.09454845	0.407980881	1	0	0	1	70
	0.024566293	0.03017779	0.104005891	0.089954429	0.100422705	0.112497777	0.041787652	0.014284875	1	0	0	1	80
	0.024016766	0.075459111	0.097789087	0.082508156	0.090855991	0.104375731	0.025409055	0.084742613	1	0	0	1	90
	0.009799363	0.017015879	0.092461874	0.079366297	0.08921168	0.100619117	0.03497901	0.016105432	1	0	0	1	100
	0.013453886	0.013151221	0.090118672	0.077734352	0.088438313	0.099126837	0.039674202	0.020738739	1	0	0	1	110
0.001749516	0.005164041	0.090268704	0.077279842	0.087291562	0.09866781	0.035249754	0.016288939	1	0	0	1	120	
Fallo Lado Recepción	0.003268709	0.833892364	0.065773687	0.017366773	0.063864404	0.067040174	0.006192211	1	1	0	0	1	0
	0.002907769	0.599519269	0.06535864	0.089130095	0.063453802	0.041985167	0.032760818	0.732179344	1	0	0	1	10
	0.008861856	0.124970366	0.064149164	0.052924616	0.062100505	0.074247519	0.018940071	0.135807577	1	0	0	1	20
	0.016570811	0.299876129	0.060057366	0.050180817	0.060693763	0.071175199	0.018909312	0.367556091	1	0	0	1	30
	0.022102654	0.083337134	0.055356659	0.05390457	0.053379616	0.057809096	0.026573014	0.082383798	1	0	0	1	40
	0.06486061	0.549197544	0.044344212	0.054273944	0.040207833	0.062584059	0.029726852	0.616830686	1	0	0	1	50
	1	1	1	1	1	1	1	0.864523297	1	0	0	1	60
	0.025517709	0.415041926	0.128535254	0.103568793	0.127140104	0.155594989	0.075987702	0.460905076	1	0	0	1	70
	0.02423097	0.037217415	0.103837715	0.093179778	0.100378386	0.110803128	0.037188378	0.016773309	1	0	0	1	80
	0.020929453	0.066594305	0.097383411	0.086926495	0.091120608	0.100846116	0.040091502	0.097116393	1	0	0	1	90
	0.009124786	0.020111581	0.092381985	0.082791493	0.089255368	0.098491742	0.026890527	0.019869014	1	0	0	1	100
	0.010629304	0.019616574	0.090022388	0.082157852	0.088551368	0.096141776	0.022085628	0.02466922	1	0	0	1	110
0.002131968	0.002100033	0.090175317	0.081807881	0.087424296	0.095544796	0.024907037	0.020138345	1	0	0	1	120	

Tabla 4.6 Estructura de la base de datos de entrenamiento

Se hace la aclaración de que para este método utilizando los espectros en frecuencia de las señales de tensión y corriente de fallo, sí se toma en cuenta el fallo trifásico a diferencia del método de oscilogramas de tensiones y corrientes de fallo, ya que existe una diferencia en frecuencias en los espectros de frecuencia de las señales de corriente de fallo para los fallos trifásicos y trifásicos a tierra.

## 4.6.2 Estructura neuronal (Señales Discretas)

La estructura neuronal estará formada por una capa de entrada con 8 neuronas, una capa oculta con 14 neuronas y la capa de salida con 4 neuronas. Esta estructura tiene una capa de entrada con 8 entradas que corresponden a las FFT's de las corrientes y tensiones de tipo analógico de las diferentes fases, así como la tensión y corriente en el neutro. Esta estructura con 14 neuronas en la capa oculta fue la que presentó una capacidad mayor de generalización utilizando el algoritmo de retro propagación del error (back-propagation), para la clasificación de patrones para los cuales la estructura neuronal no fue entrenada, tabla 4.7. La capa de salida consta de 4 neuronas que corresponden al tipo de fallo en forma binaria al cual se hace referencia. La estructura neuronal puede ser apreciada en la figura 4.13 y es compilada bajo el ambiente de MatLab con el nombre de "L\_Net\_Falla\_T".

# Neuronas Capa Entrada	# Neuronas Capa Oculta	# Neuronas Capa Salida	Patrones Entrenamiento	Patrones Prueba	Patrones Identificados	Error
8	8	4	429	40	21	0.127
8	10	4	429	40	36	0.025
8	14	4	429	40	38	0.011
8	18	4	429	40	31	0.095

Tabla 4.7 Comportamiento de diferentes estructuras neuronales

La estructura neuronal estará formada por una capa de entrada con 8 entradas, una capa oculta con 14 neuronas y la capa de salida con 4 neuronas. Esta estructura es la misma que para el caso de las señales analógicas. A diferencia del caso anterior esta estructura neuronal será entrenada con los espectros de frecuencia de las señales analógicas de tensiones y corrientes de fallo como entradas. La estructura neuronal puede ser apreciada en la figura 4.14 y es compilada bajo el ambiente de MatLab con el nombre de "L\_Net\_FFT".

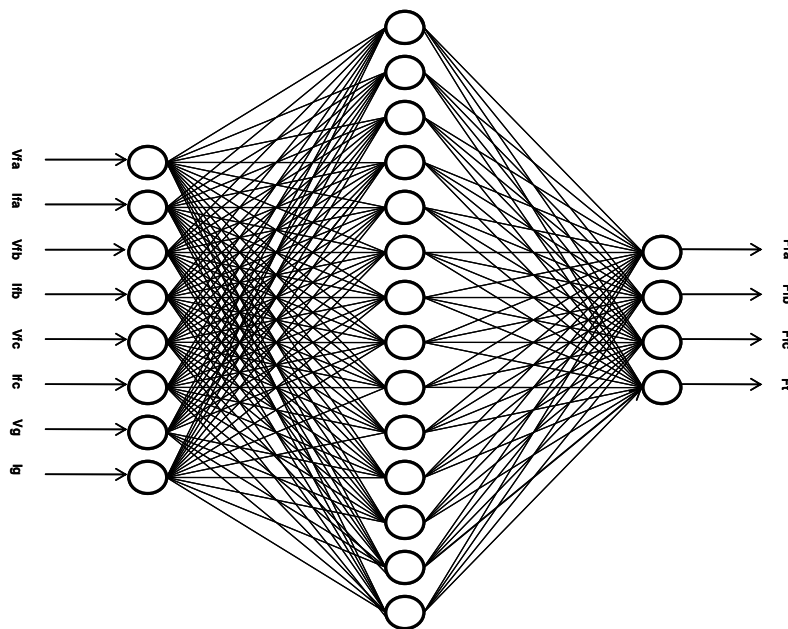
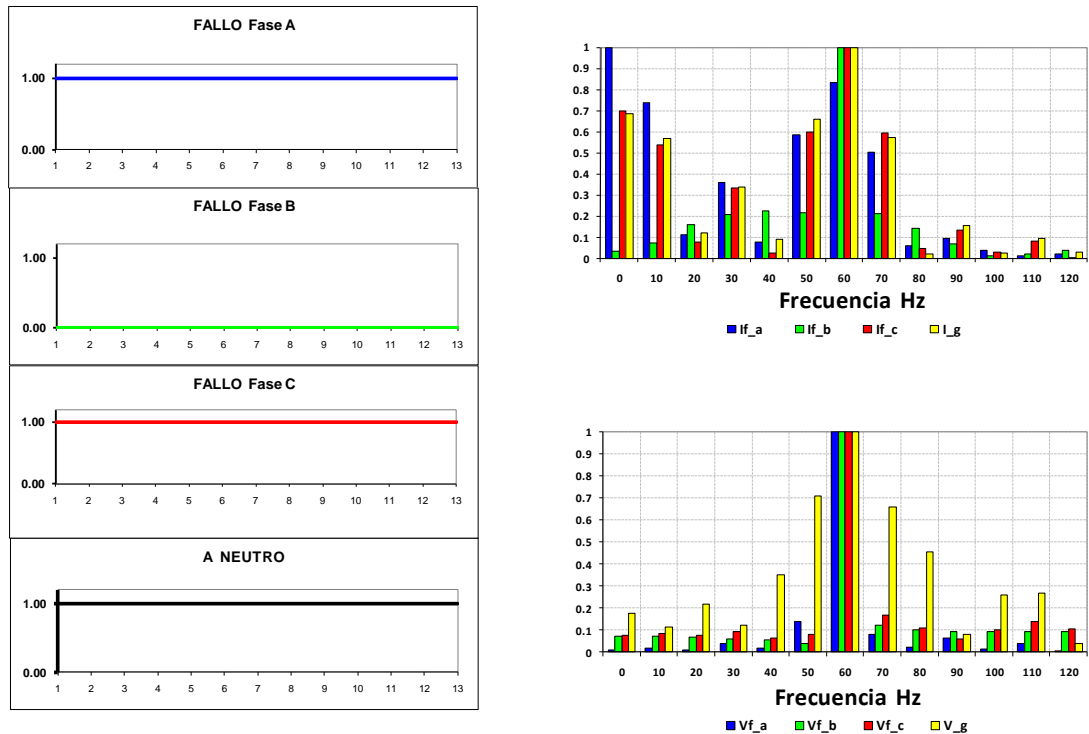


Figura 4.14 Estructura neuronal clasificadora

El reporte de la clasificación del tipo de fallo se presenta mediante un desplegado que está contenido en el simulador de diagnóstico de fallos y que puede ser apreciado en la figura 4.15.

### CLASIFICADOR DE TIPO DE FALLA CON FFT



**REGRESO**

Figura 4.15 Clasificación del tipo de fallo con FFT

El desplegado anterior representa un fallo bifásico a tierra, entre las fases AC. Cada una de las ventanas representadas en el desplegado, representa a cada una de las fases respectivamente. La primera ventana representa la activación de la fase A. En la segunda ventana que corresponde a la fase B se puede observar que no hay activación por lo que no existe fallo en esta fase. En las ventanas tercera y cuarta que corresponden a la fase C y tierra, y siguiendo el mismo criterio de la primera ventana se observa activación en estas ventanas por lo que se concluye que el tipo de fallo es un fallo Bifásico a Tierra entre las fases AC. La etiqueta “regreso” habilita una macro para retornar al menú principal de la aplicación.

## 4.7 Conclusiones

Se han presentado dos métodos para el diagnóstico de fallos en líneas de transporte; el primero relacionado con las señales analógicas de los oscilogramas de tensiones y corrientes de fallo. Estas señales analógicas son obtenidas mediante simulación a través del modelo matemático característico de una línea de transporte implementado bajo el ambiente de MatLab. Estas señales son muestreadas con el objeto de poder generar la base de datos por medio de la cual se entrenará

a la estructura neuronal propuesta para los diferentes tipos de falla (L-T, LL-T, LL, LLL-T, LLL). En el proceso de muestreo se generan tres ventanas dentro de un tiempo correspondiente a 6 ciclos (0.1 seg). La primera relaciona las condiciones de pre-falla y corresponde a 2 ciclos (0.033 seg), la segunda ubica a las condiciones del fallo y está representada por 3 ciclos (0.05 seg), y por último la tercera corresponde a la condición de post-fallo con un ciclo (0.0166 seg). Con los patrones correspondientes a cada una de las ventanas generadas se implementará la base de datos que servirá para entrenar a la estructura neuronal propuesta. El segundo método toma como base las señales ya muestreadas con anterioridad y obtiene los espectros en frecuencia de las tensiones y corrientes de fallo mediante la transformada rápida de Fourier (FFT). Los patrones relacionados con los espectros en frecuencia formarán la base de datos con la que será entrenada la estructura neuronal. Estos dos métodos junto con las estructuras neuronales genéricas previamente diseñadas para el nivel uno, y 2, proporcionarán una mayor veracidad en el diagnóstico de la línea de transporte.

# 5 Planificación Operativa con Redes Neuronales Modulares en base al Diagnóstico de Fallos

## 5.1 Introducción

Una operación normal y trascendente que el operador del centro de control lleva a cabo todos los días y a cada momento, es el de mantener el balance energético generación-carga. A esta actividad van agregados en forma directa, el mantener los *límites de operación segura en Estado Estable* [Panta07], [Arias08], [Cao10], [Kawahara11], de los diferentes componentes que conforman al sistema, debido a las múltiples licencias (programadas y no programadas) que por mantenimiento o fallo de equipos se requieren llevar a cabo, así como también de los incidentes que de forma aleatoria se puedan presentar.

El hecho de que un componente del sistema quede fuera de servicio (generador, línea de transporte, etc.) por mantenimiento o por fallo, implica que el operador realice un *re-despacho* con la finalidad de evitar sobre-cargas en los otros componentes que conforman al sistema [Soremekun11]. Para esto el operador requiere llevar a cabo un análisis de la condición operativa resultante, debida al componente del sistema que quedó fuera de servicio por mantenimiento o por fallo, y tomar la decisión de cuáles serán los generadores sobre los que tendrá que modificar su generación, esto no solo con la finalidad de seguir manteniendo el balance generación-carga, sino también de evitar sobrecargas en los otros componentes del sistema.

- El objetivo fundamental del presente capítulo es implementar un sistema de planificación mediante redes neuronales modulares, que tome como base el resultado del diagnóstico de fallos (componente o componentes que hayan quedado fuera de servicio, como consecuencia de la liberación del fallo), para proporcionar el re-despacho óptimo de los generadores, tomando en cuenta la función de costo de cada generador así como la restricción de sobrecarga en los otros componentes del sistema.

Con el fin de presentar de una manera clara y objetiva la implementación del sistema de planificación, se tomará como red eléctrica de prueba, la propuesta por el IEEE de 30 buses, figura 5.2, donde se simularán y evaluarán las condiciones operativas resultantes, debidas a los componentes del sistema que al quedar fuera de servicio como consecuencia de la liberación del fallo, traerían mayores problemas operativos a la red [Fadil10]. De aquí en adelante se la llamará escenario operativo a cada una de estas condiciones operativas.

La finalidad es que dicho sistema de planificación pueda ser utilizado como herramienta auxiliar en la toma de decisiones por los operadores de las áreas de control. El sistema de planificación

deberá tomar en cuenta los diferentes escenarios operativos del sistema de generación y transporte de energía eléctrica como son:

- La posibilidad de tener líneas de transporte fuera de servicio
- La posibilidad de tener generadores fuera de servicio
- La posibilidad de tomar en cuenta las limitaciones de carga de la red de transporte.

Dicho sistema podrá funcionar en línea o fuera de ésta, según sean las necesidades del operador del área de control.

- a) **Operación en Línea:** Partiendo del resultado del diagnóstico de fallos, donde se reporta que componente quedó fuera de servicio por liberación del fallo, el sistema de planificación tomará las condiciones actuales de la red del sistema SCADA, como son las cargas de las diferentes subestaciones así como la tensión en estas y los montos de generación de las unidades generadoras, para proporcionar el nuevo re-despacho óptimo de generación.
- b) **Operación fuera de línea:** El operador del área de control podrá determinar que componente estará fuera de servicio, así como también proponer una demanda horaria específica y determinar mediante el sistema de planificación el re-despacho óptimo de generación con la finalidad de poder llevar a cabo el mantenimiento programado de dicho componente y así evitar sobrecarga en los otros componentes de la red.

El sistema de planificación proporcionará el re-despacho óptimo para cada uno de los escenarios operativos posteriores al fallo (planificación), información que permitirá al operador del área llevar a cabo el despacho óptimo de los generadores, sin necesidad de analizar él mismo, cuál sería el despacho a seguir, ahorrándole así tiempo en la toma de decisiones. Cabe aclarar que cada uno de los diferentes escenarios operativos será implementado mediante la aplicación del software de Matlab de flujos óptimos de carga (OPF). Cada escenario operativo representará una base de datos de entrenamiento en la implementación del sistema de planificación.

La función objetivo [Zimmerman11], a manejar dentro del algoritmo para la solución de flujos óptimos de carga es:

$$\min_{\theta, V_m, P_g, Q_g} \sum_{i=1}^{n_g} f_P^i(P_g^i) + f_Q^i(Q_g^i)$$

Dónde:

$$\begin{aligned} \theta &= \text{Angulo de defasamiento} \\ V_m &= \text{Tensión} \\ P_g &= \text{Potencia real generada} \\ Q_g &= \text{Potencia reactiva generada} \\ n_g &= \text{Número de generadores} \end{aligned}$$

## 5.2 Descripción del sistema de planificación

El sistema de planificación está formado por tres módulos básicos que se describen a continuación y cuya ubicación puede apreciarse en la Figura 5.1:

- Módulo Neuronal
- Módulo Lógico
- Módulo Integral

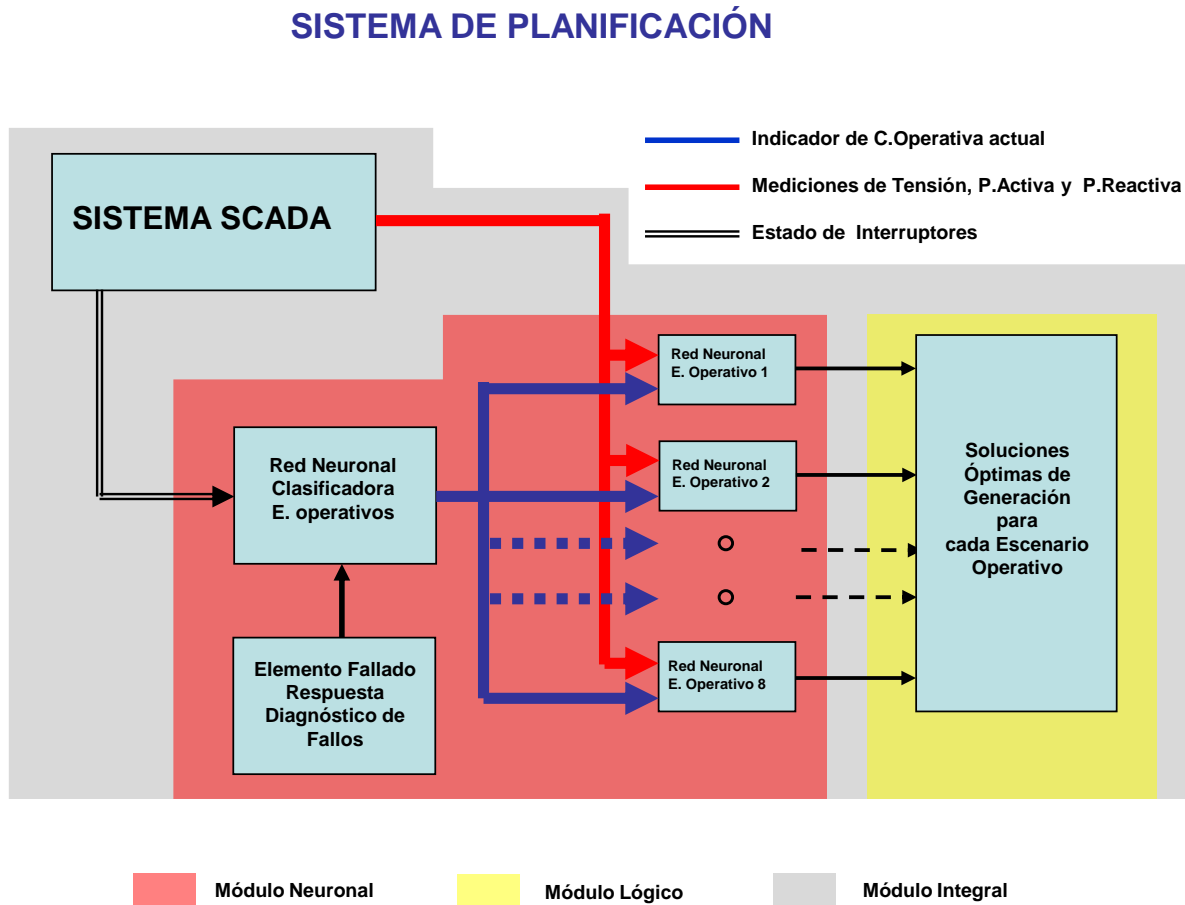


Figura 5.1 Diagrama modular del sistema de planificación propuesto

### 5.2.1 Módulo neuronal

La función principal del módulo neuronal es la de proporcionar las soluciones óptimas de generación para cada escenario operativo. Estas soluciones serán obtenidas a través de la implementación de dos estructuras neuronales que conforman al módulo neuronal y las cuales se describen a continuación:

- Estructura neuronal clasificadora de eventos
- Estructura neuronal propia de cada escenario operativo

La estructura neuronal clasificadora de eventos junto con la estructura neuronal propia de cada escenario operativo, integran el ambiente del planificador. Cabe mencionar que al operar el planificador fuera de línea actuará como un pronosticador de despachos óptimos de generación ante diferentes demandas que se le presenten.

### **5.2.2 Estructura neuronal clasificadora de eventos**

Esta estructura tiene como información de entrada los estados de los interruptores provenientes de SCADA de cada uno de los componentes a considerar por el planificador y como salida el componente que está fuera de servicio. Esta estructura se considera necesaria debido a que es primordial clasificar los escenarios operativos, ya que puede darse el caso de tener una misma demanda de carga para un generador fuera de servicio o para una línea de transporte, siendo necesario tener despachos óptimos de generación distintos para cada uno de estos ya que la distribución de flujos de carga es diferente en ambos casos.

### **5.2.3 Estructura Neuronal propia de cada Escenario Operativo**

Esta estructura tiene como información de entrada la salida de la estructura clasificadora de eventos y las señales de potencia real (MW's), potencia reactiva (MVAR's) y tensión (Kv) provenientes de SCADA de cada una de las subestaciones de carga que integran al sistema de generación y transporte de energía eléctrica, y como salida el despacho óptimo de generación correspondiente a cada escenario operativo.

### **5.2.4 Módulo lógico**

La función principal del módulo lógico es la de proporcionar bajo un ambiente de ventanas, todas y cada una de las opciones arrojadas por el planificador, para que el operador del área de control pueda identificarlas de una manera clara y sencilla y poder así llevar a cabo el despacho óptimo de generación adecuado.

### **5.2.5 Módulo integral**

La función principal del módulo integral es la de agrupar bajo un solo esquema tanto las diferentes mediciones y estados de interruptores necesarios proporcionados por SCADA, como cada una de las actividades desarrolladas por los módulos neuronal y lógico respectivamente. Al módulo integral en su conjunto se le llamará "**Sistema de Planificación**".

## **5.3 Implementación del módulo neuronal**

El modulo neuronal se desarrolla bajo **el sistema de prueba del IEEE-30 Buses** que se modificó para una mejor comprensión de la aplicación de la metodología y cuyos datos básicos son los siguientes:



- 30 Buses
- \* 4 Buses generación
- \* 2 Buses generación-carga
- \* 5 Buses de transferencia
- \* 19 Buses de carga
- 34 Líneas de transporte
- 6 Generadores
- El sistema presenta 3 regiones de operación diferentes

Lo anterior puede apreciarse en el diagrama unifilar de la figura 5.2.

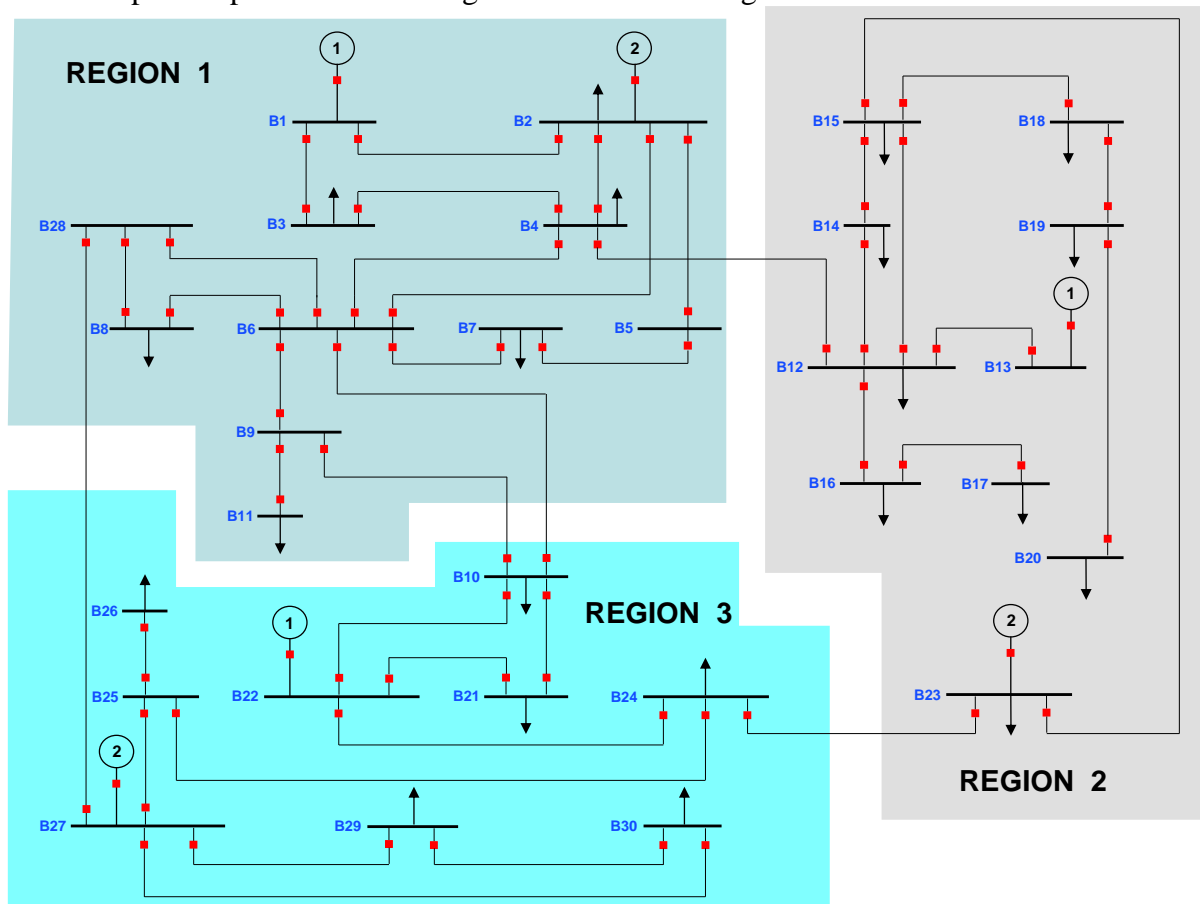


Figura 5.2 Diagrama unifilar del sistema de prueba del IEEE-30 Buses

Se toman como base 7 escenarios propuestos y que se consideran para efectos de prueba como los más críticos [Fadil10], así como el escenario base que corresponde a la red completa (todos los componentes de la red en servicio), siendo en total 8 escenarios.

- Red completa
- Fuera de servicio la LT B1-B2
- Fuera de servicio la LT B1-B3
- Fuera de servicio la LT B2-B4
- Fuera de servicio la LT B2-B5

- Fuera de servicio la LT B2-B6
- Fuera de servicio el generador 1 (Región 2)
- Fuera de servicio el generador 2 (Región 2)

Para efectos de poder simular el comportamiento del sistema de generación y transporte de energía eléctrica ante diferentes demandas de carga y para cada uno de los 8 escenarios descritos con anterioridad, se proponen dos curvas de demanda para cada una de las regiones del sistema [Cao10]; una que caracteriza a los días de trabajo normales de la semana (lunes a viernes) y otra que corresponde a los fines de semana (sábado y domingo) figura 5.3. Cabe mencionar que es posible tomar en cuenta diferentes demandas de la base de datos histórica, con la finalidad de obtener despachos óptimos de generación para licencias programadas a largo plazo, con la finalidad de poder determinar si se dispone de la suficiente reserva de generación para estas.

Bajo el concepto del planificador, el operador del área de control dispondrá de una información directa y confiable para despachar los generadores de una manera óptima según sea el componente que este fuera de servicio de acuerdo a las licencias programadas o no programadas [Faria09], [Cao10]. Cabe mencionar que el planificador también puede contemplar escenarios operativos relacionados con mantener los límites máximos de transporte entre las diferentes regiones que integran al sistema de generación y transporte eléctrico.

Bajo el concepto del sistema de diagnóstico de fallos, el operador del área de control dispondrá de una información directa y confiable para ubicar el componente fallado de una manera rápida y segura.

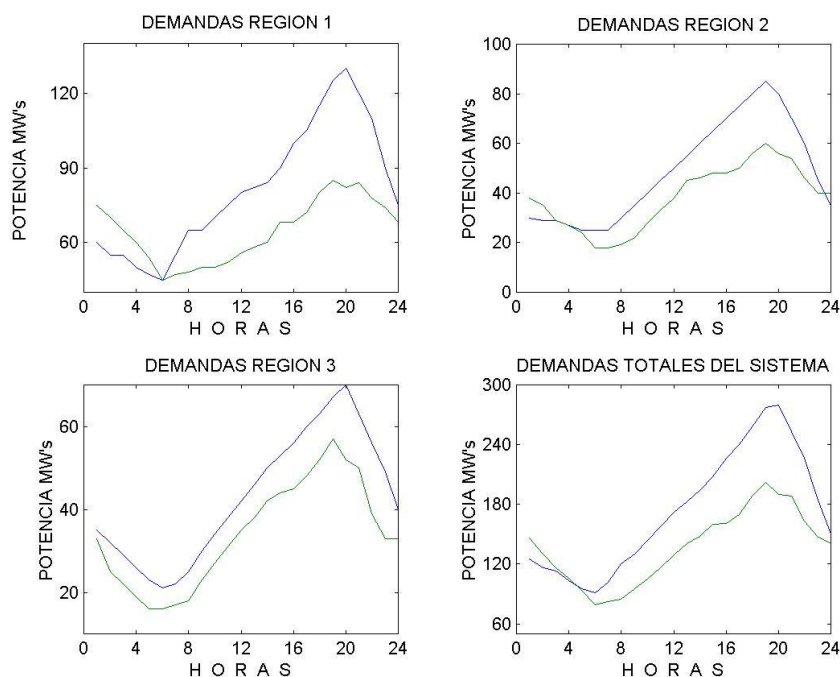


Figura 5.3 Curvas de demanda por región y total del sistema

### 5.3.1 Implementación de la estructura neuronal clasificadora

Para implementar la estructura neuronal clasificadora se toman en cuenta como base los 8 escenarios propuestos:

- ( 1 ) Red completa
- ( 2 ) Fuera de servicio la LT B1-B2
- ( 3 ) Fuera de servicio la LT B1-B3
- ( 4 ) Fuera de servicio la LT B2-B4
- ( 5 ) Fuera de servicio la LT B2-B5
- ( 6 ) Fuera de servicio la LT B2-B6
- ( 7 ) Fuera de servicio el Generador 1 ( Región 2 )
- ( 8 ) Fuera de servicio el Generador 2 ( Región 2 )

Para el primer escenario con la red completa todos los interruptores de los componentes antes mencionados deben de estar cerrados (1).

Para los demás escenarios correspondientes a las líneas de transporte los interruptores de ambos lados de cada línea deben estar abiertos (0).

Para el caso de generadores su interruptor correspondiente debe de estar abierto (0). La estructura propuesta para la red neuronal se muestra en la figura 5.4.

**Nota: Solo se considera un componente fallado por escenario (Primera Contingencia).**

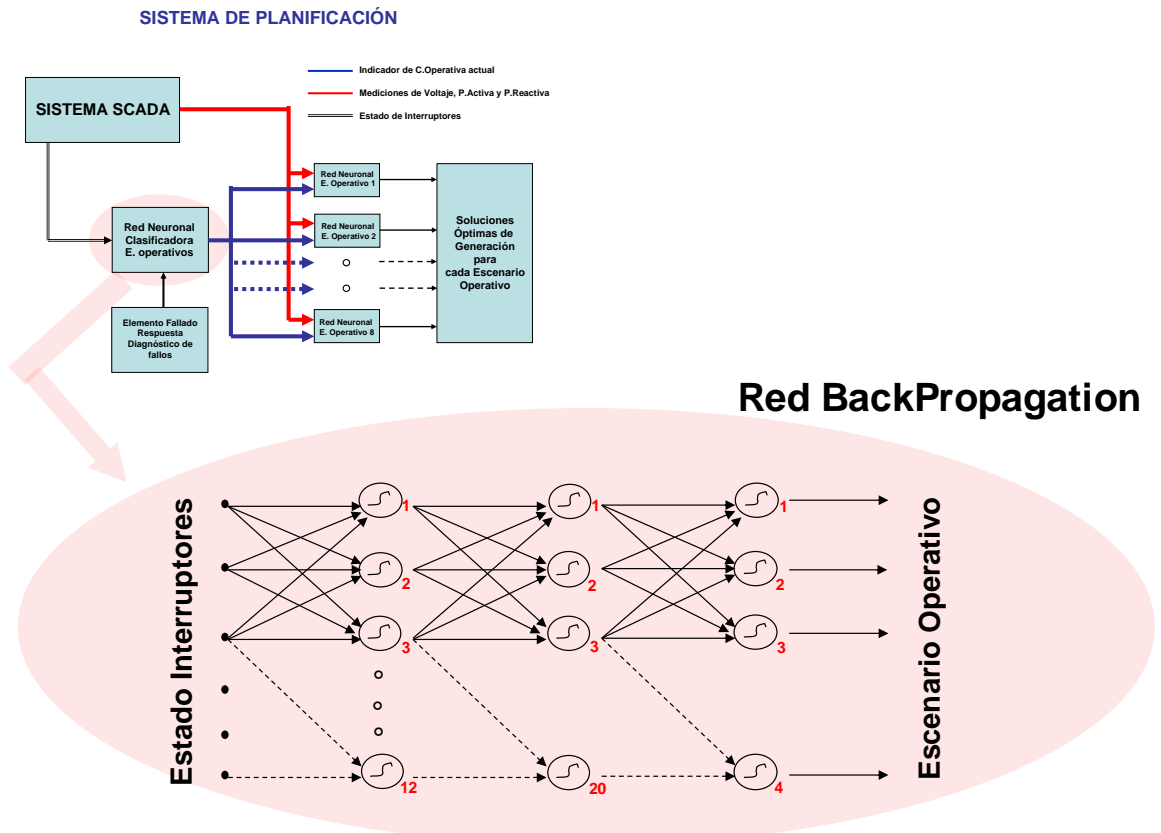


Figura 5.4 Estructura neuronal propuesta para la clasificación de escenarios

La red Neuronal **será entrenada fuera de línea para posteriormente ponerla en línea**, y está formada por 8 patrones de entrada principales que corresponden a los 8 escenarios operativos propuestos y una serie de patrones que no corresponden a ningún escenario propuesto con la finalidad de hacerla selectiva, es decir que solo responda a los patrones de entrada propuestos. Cada patrón de entrada está formado por 1's y 0's, siendo en total 12 patrones. Los 0's corresponden a los interruptores del componente que está fuera de servicio y los 1's a los interruptores de los componentes que están en línea. Esta estructura de datos se puede apreciar en la figura 5.5.

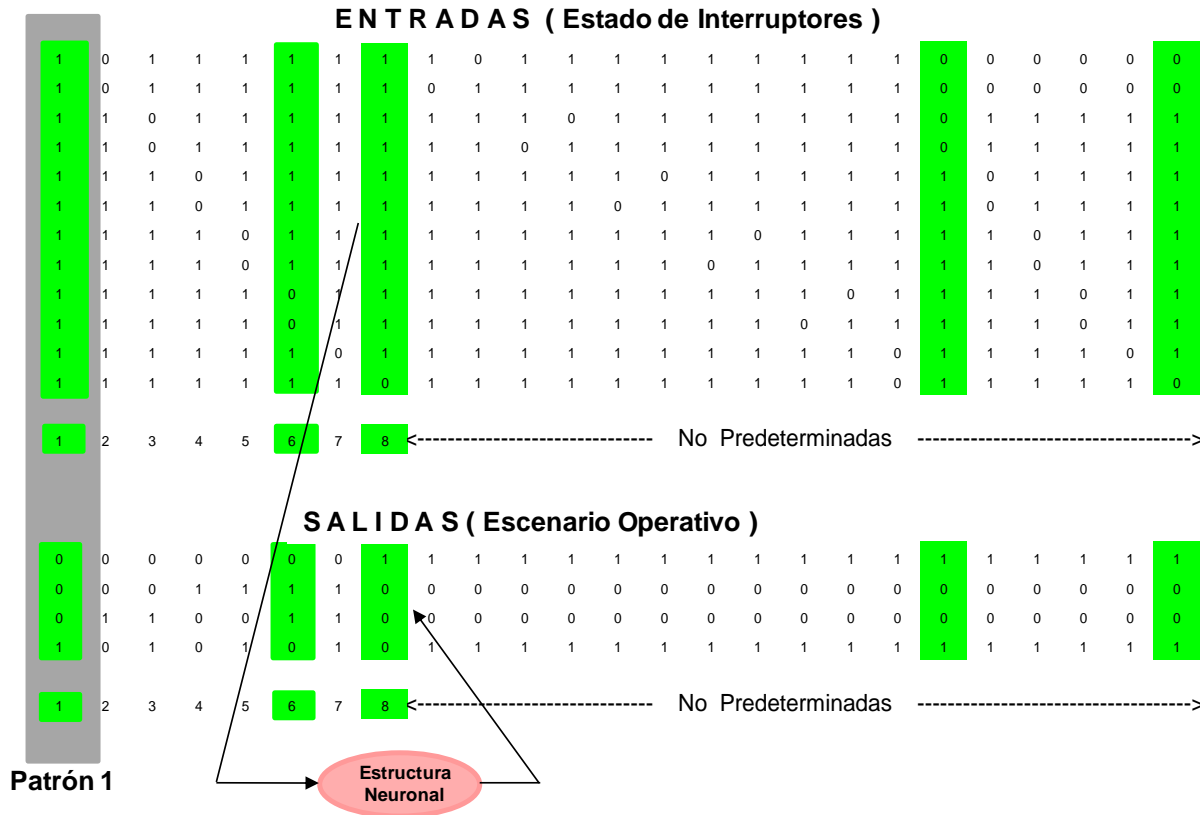


Figura 5.5 Base de datos de entrada para el entrenamiento fuera de línea de la estructura neuronal clasificadora

Para el caso del patrón de entrada 1 se observa que está formado de puros 1's, representando al escenario operativo # 1 que corresponde a la red completa, es decir, todos los componentes del sistema de generación y transporte están en línea. La salida correspondiente a este escenario operativo es una salida binaria de 4 bits representando un 1 en decimal que correspondería según la clasificación al primer escenario operativo.

Si se observa el patrón de entrada # 6, este corresponde al escenario operativo propuesto "Fuera de servicio la LT B2-B6", donde el patrón de entrada # 6 está formado por dos 0's (en la secuencia establecida) que corresponden a la apertura de los interruptores de ambos extremos de la LT B2-B6. La salida correspondiente a este escenario operativo es una salida

binaria de 4 bits representando un 6 en decimal que correspondería según la clasificación al sexto escenario operativo.

Para el caso de tener un patrón de entrada que corresponda a un escenario operativo no propuesto, como es el caso del patrón de entrada # 9 que correspondería a la apertura de un solo interruptor de la LT B1-B2, quedando energizada en vacío a través de la subestación B2, la salida para este escenario operativo será una salida binaria de 4 bits representando un 9 en decimal que correspondería a un escenario operativo no determinado. Para los demás patrones de entrada que no correspondan a escenarios operativos determinados el método de clasificación será el mismo.

### 5.3.2 Implementación de la estructura neuronal para cada escenario operativo

La distribución de los despachos de generación, así como la de los flujos de potencia a través de cada una de las líneas de transporte, es diferente para cada uno de los escenarios operativos propuestos como prueba, aún bajo condiciones de demanda iguales, por lo que es necesario realizar simulaciones con las dos curvas de demanda para cada uno de los escenarios operativos propuestos. Como ejemplo a lo anterior se presentan las simulaciones de flujos de potencia óptimos (OPF) para los dos primeros escenarios operativos, correspondientes a la red completa, y la LT B1-B2 fuera de servicio.

Estas simulaciones contemplan las cargas del sistema para la hora 19:00, tomando en cuenta las restricciones de tensión de cada una de las subestaciones, las restricciones de flujo para cada uno de los componentes propuestos, así como las restricciones económicas en cuanto a potencia de generación de cada uno de los generadores (6 Generadores para el ejemplo bajo estudio) del sistema de generación y transporte considerado como prueba.

Las simulaciones son realizadas mediante el Software para OPF de MATPOWER que incluye dos solucionadores; el primero basado en técnicas de programación cuadráticas con aproximaciones Quasi-Newton para la matriz hessiana, y el segundo basado en técnicas de programación lineal. Los diagramas de flujo donde se muestra solo la parte de mayor importancia de la red se muestran en las figuras 5.6 y 5.7.

Puede observarse en los diagramas unifilares, que el despacho de generación del primer escenario ( red completa ) en cuanto a los generadores es:  $G1 = 60.2 \text{ MW's}$  ,  $-4.5 \text{ MVAR's}$  ,  $G2 = 76.9 \text{ MW's}$  ,  $15.6 \text{ MVAR's}$  , y el flujo a través de las LT's  $B1-B2 = 22.5 \text{ MW's}$  ,  $-8.9 \text{ MVAR's}$  y  $B1-B3 = 37.7 \text{ MW's}$  ,  $4.4 \text{ MVAR's}$ . Al comparar estos resultados con el escenario operativo con la LT B1-B2 fuera de servicio se puede apreciar como los generadores G1 y G2 cambiaron su despacho con la finalidad de tener el despacho más económico, así como mantener los límites de tensión y flujos de potencia a través de las líneas de transmisión (para el ejemplo de prueba se supusieron restricciones de tensión de .97 a 1.025 Kv y para las LT's de 50 MW's como máximo). El nuevo despacho de generación de los generadores 1 y 2, y flujo de potencia en la LT B1-B3 del segundo escenario operativo es:  $G1 = 50.0 \text{ MW's}$  ,  $2.0 \text{ MVAR's}$  ,  $G2 = 80.0 \text{ MW's}$  ,  $13.3 \text{ MVAR's}$  , y el flujo a través de la LT  $B1-B3 = 50.0 \text{ MW's}$  ,  $2.0 \text{ MVAR's}$ . Cabe mencionar que también se dan los cambios de despacho de una manera menos significativa en los otros generadores del sistema, mostrándose solo el cambio en los generadores G1 y G2 de la región 1, pues en dicha región es donde se tiene la apertura de la Lt B1-B2.

**SISTEMA DE PRUEBA IEEE 30-BUSES**  
**ESCENARIO BASE DE DEMANDA MAXIMA 19:00 HR's**  
**RED COMPLETA**

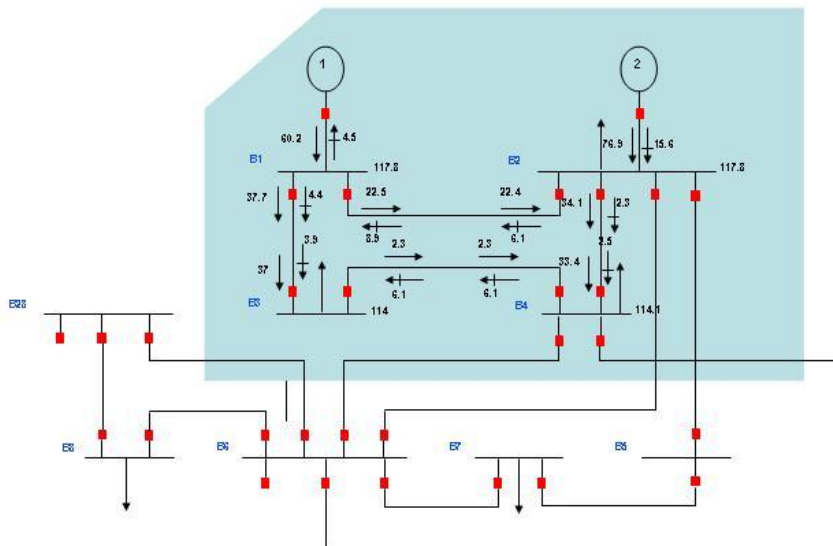


Figura 5.6 Diagrama unifilar parcial para el escenario operativo red completa

**SISTEMA DE PRUEBA IEEE 30-BUSES**  
**ESCENARIO BASE DE DEMANDA MAXIMA 19:00 HR's**  
**RED CON LT B1-B2 FUERA DE SERVICIO**

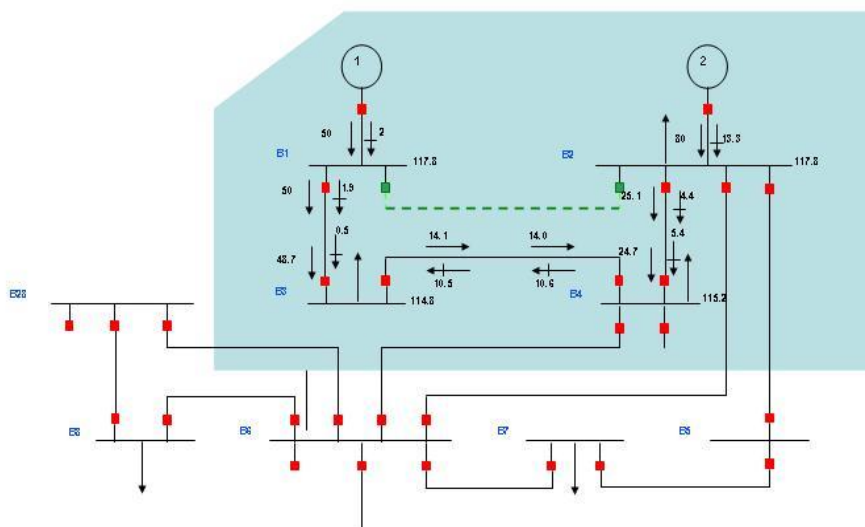


Figura 5.7 Diagrama unifilar parcial para el escenario operativo fuera servicio LT B1-B2

Para la implementación de la base de datos para el entrenamiento fuera de línea de la estructura neuronal propia de cada escenario operativo se considera la siguiente metodología:

- Para cada escenario operativo [Ma08], ya sea con una línea de transporte fuera de servicio o de un generador, se realizan ejecuciones de flujos de carga óptimos (OPF) horarios, sobre la red de prueba tomando en consideración las curvas de demanda horaria propuestas, esto con la finalidad de que la estructura neuronal tenga una base de datos con demandas para un día normal de trabajo y para los fines de semana.
- De cada ejecución se toman como datos de entrada para la estructura neuronal las tensiones y cargas de cada subestación de la red eléctrica que sean de carga, y como datos de salida los despachos de generación de cada uno de los generadores arrojados por el OPF

De lo anterior se puede determinar que si se manejan los escenarios operativos antes mencionados se tendrían 8 bases de datos, una correspondiente a cada escenario operativo. Cada base de datos estaría constituida por 24 vectores de entrada y 24 vectores de salida (un vector por cada hora), donde cada vector de entrada estaría formado por los datos de tensiones y cargas de las subestaciones y cada vector de salida estaría formado por los despachos de generación de los generadores.

Cada vector de entrada está constituido por 63 elementos, esto debido a que el sistema de prueba tiene 21 subestaciones de carga, y por cada subestación se monitorean la tensión, los MW's y MVAR's de la carga, es decir tres señalizaciones por subestación dando un total de 63 señalizaciones a la entrada. Esto se puede apreciar en las figuras 5.8 y 5.9.





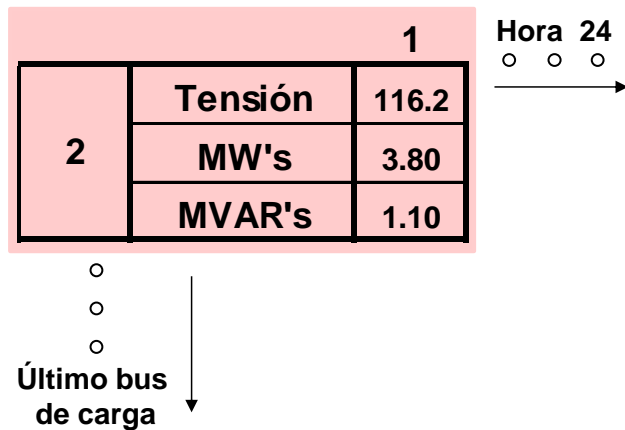


Figura 5.9 Estructura por bus para la base de datos de entrada

Cada vector de salida está constituido por 12 elementos, esto debido a que el sistema de prueba tiene 6 generadores, y por cada generador se monitorean los MW's y MVAR's, es decir dos señalizaciones por Generador dando un total de 12 señalizaciones a la salida. Esto se puede apreciar en las figuras 5.10 y 5.11.

			1	2	3	4	5	6			
<b>REGION 1</b>	<b>G_1</b>	MW's	32.90	29.97	28.72	24.47	21.09	19.50	○ ○ ○	<b>23</b>	<b>24</b>
		MVAR's	1.36	-4.21	-3.88	-3.52	-3.19	-3.13		42.31	37.07
	<b>G_2</b>	MW's	45.10	41.71	40.26	35.34	31.43	29.58		56.01	49.92
		MVAR's	3.94	-0.04	-0.50	-1.44	-2.08	-2.40		7.87	6.25
<b>REGION 2</b>	<b>G_1</b>	MW's	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	○ ○ ○	16.45	11.82
		MVAR's	-6.02	5.29	5.32	4.85	4.37	4.27		-2.68	-5.31
	<b>G_2</b>	MW's	9.54	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00		18.00	13.13
		MVAR's	-0.72	6.51	6.39	5.78	5.28	5.17		1.90	-0.01
<b>REGION 3</b>	<b>G_1</b>	MW's	19.04	18.00	17.60	16.15	15.01	14.47	○ ○ ○	22.36	20.49
		MVAR's	3.89	5.75	5.31	4.39	3.76	3.29		7.36	5.14
	<b>G_2</b>	MW's	11.03	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00		32.30	20.30
		MVAR's	-13.53	8.08	7.19	6.01	5.01	4.40		-8.69	-12.07

Figura 5.10 Base de datos de salida para la estructura neuronal propia

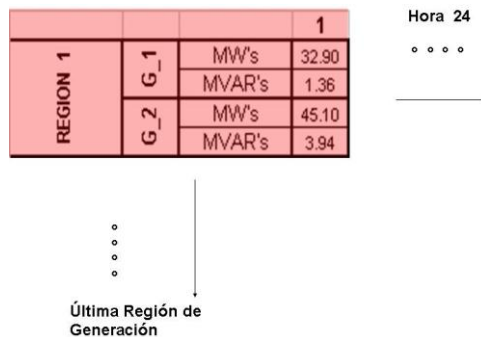


Figura 5.11 Estructura por región para la base de datos de salida

La estructura neuronal propuesta para cada uno de los escenarios operativos, tomando como base las características de los patrones de entrada y salida se muestra en la figura 5.12.

**SISTEMA SUPERVISOR DE DIAGNOSTICO Y PLANIFICACION**

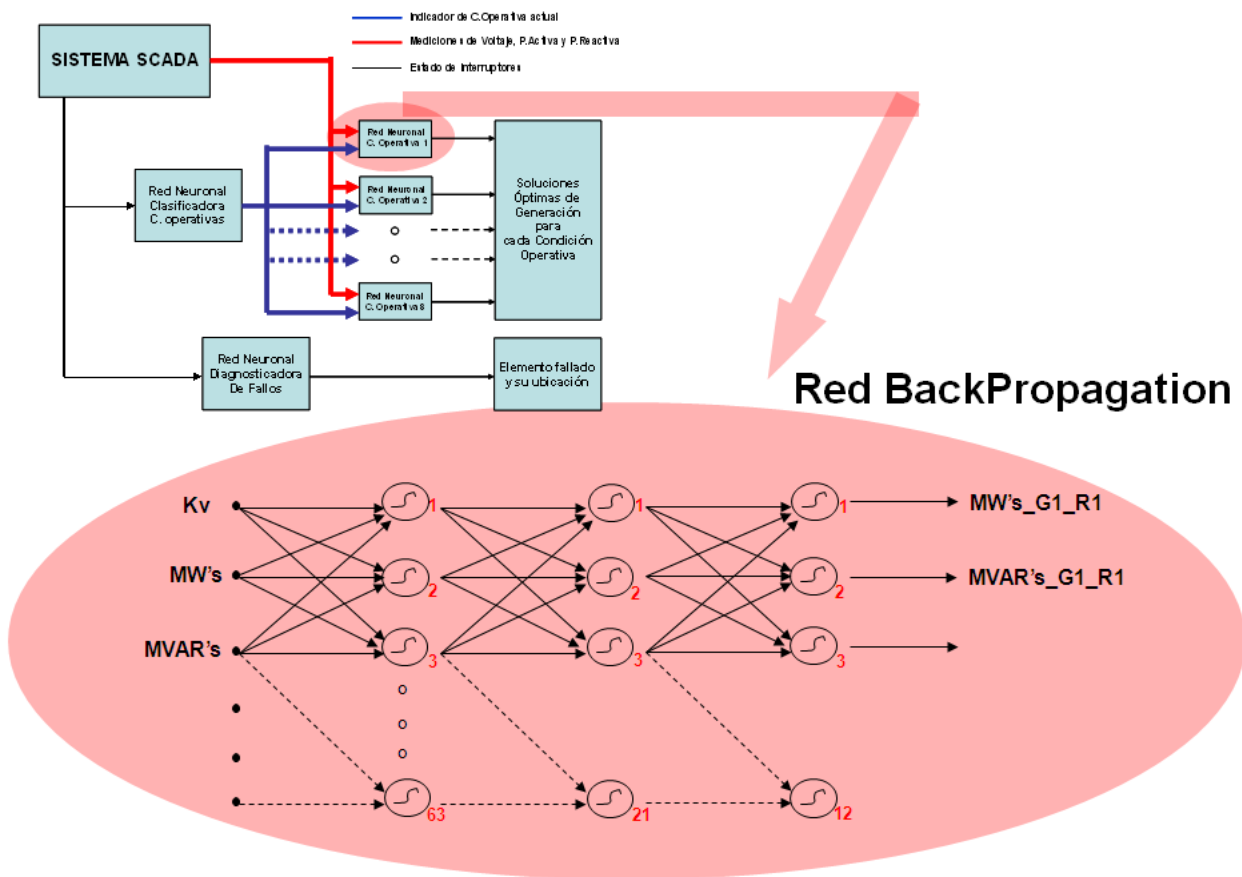


Figura 5.12 Estructura neuronal propuesta para cada escenario operativo

Con las matrices de aprendizaje obtenidas del entrenamiento fuera de línea de la estructura neuronal propuesta, se prueba la estructura tomando datos de una demanda horaria de las curvas de demanda propuestas (simulando la obtención de datos de SCADA con la estructura en línea), observando que la red responde satisfactoriamente. Esto se puede apreciar en la figura 5.13.

Cabe resaltar que en los métodos [Panta07], [Arias08], [Cao10], [Kawahara11], se determina el despacho óptimo de los generadores con todos los componentes de la red eléctrica, mientras que en el método propuesto la ventaja que se presenta, es que se toma en consideración el componente o componentes que hayan quedado fuera de servicio, como consecuencia de la liberación del fallo, para proporcionar el re-despacho óptimo de los generadores.

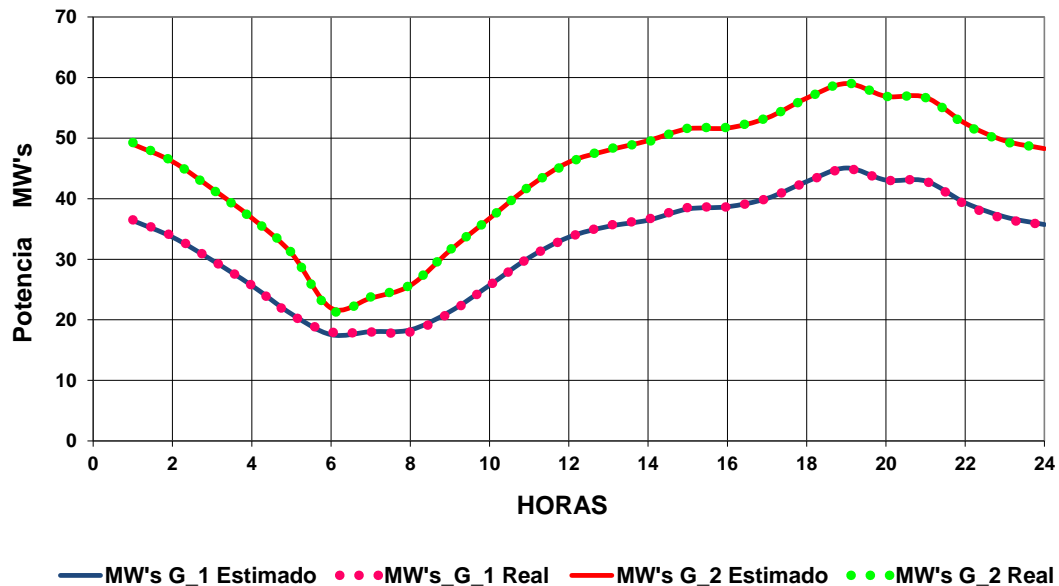


Figura 5.13 Resultados comparativos de la respuesta de la estructura neuronal a una demanda específica contra los arrojados por el OPF

## 5.4 Conclusiones

Se ha presentado un método para implementar un sistema de planificación mediante redes neuronales artificiales, de forma tal, que partiendo del resultado del diagnóstico de fallos, proporcione el re-despacho óptimo de los generadores, en función del componente o componentes que hayan quedado fuera de servicio, como consecuencia de la liberación del fallo.

Dicho sistema podrá funcionar en línea o fuera de ésta, según sean las necesidades del operador del área de control, tomando en cuenta los diferentes escenarios operativos del sistema de generación y transporte de energía eléctrica como son: la posibilidad de tener líneas de transporte fuera de servicio, la posibilidad de tener generadores fuera de servicio, y la posibilidad de tomar en cuenta las limitaciones de carga de la red de transporte. El sistema está formado por tres módulos básicos: el módulo neuronal que proporciona las soluciones óptimas de generación para cada escenario operativo, el módulo lógico que proporciona todas y cada una de las opciones arrojadas por el sistema planificador para que el operador del área de control pueda identificarlas de una manera clara y sencilla y poder así llevar a cabo el despacho óptimo de generación adecuado, y el módulo integral que agrupa bajo un solo esquema tanto las diferentes mediciones y estados de interruptores necesarios proporcionados por SCADA, como cada una de las actividades desarrolladas por los módulos neuronal y lógico respectivamente. El sistema de planificación se desarrolla bajo el sistema de prueba del IEEE-30 Buses.

# 6 Implementación del Sistema de Diagnóstico de Fallos

## 6.1 Objetivo

El objetivo principal de la implementación del sistema de diagnóstico de fallos es validar el método propuesto en la tesis, en una red eléctrica real, siendo en este caso la red eléctrica de la zona urbana de la ciudad de Mérida Yucatán, México. La red puede ser apreciada en el siguiente diagrama unifilar de la figura 6.1.

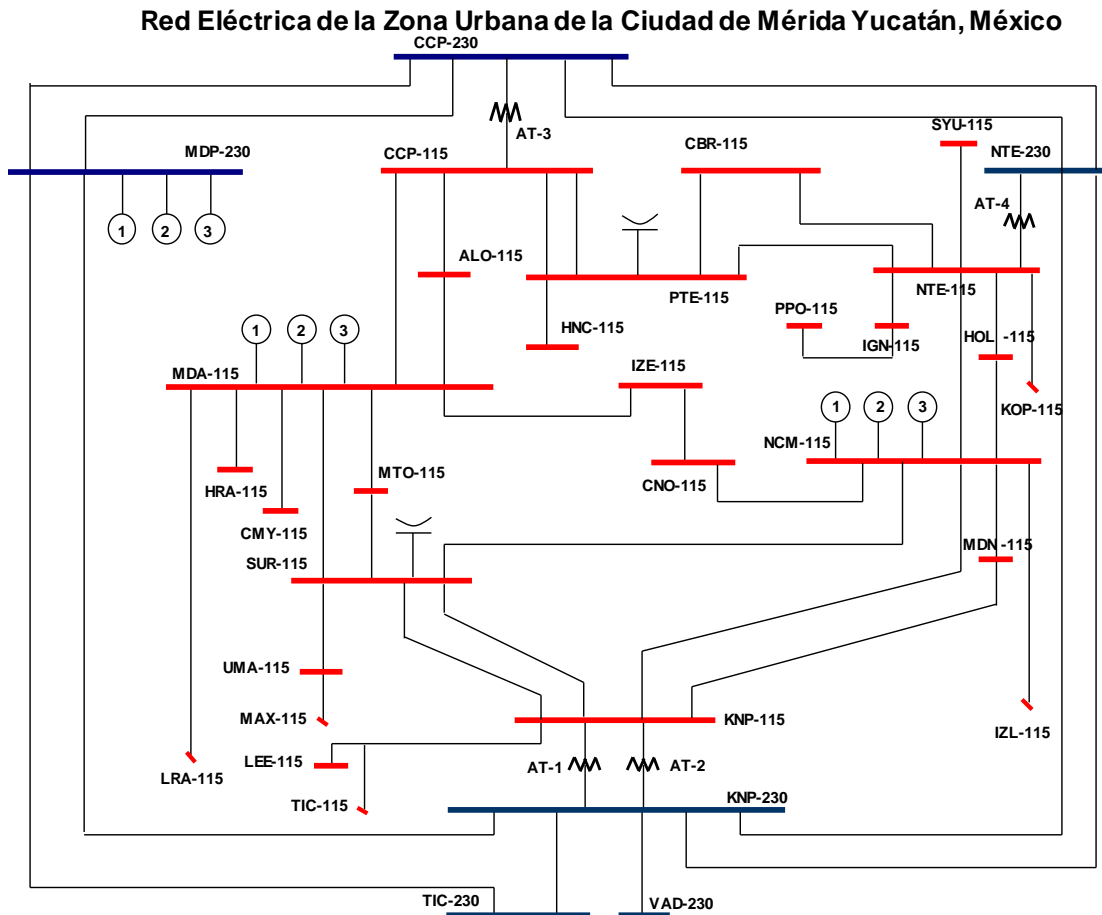


Figura 6.1 Red eléctrica de la zona urbana de la ciudad de Mérida Yucatán, México

Como medida de recordatorio se presenta de nuevo la representación a bloques entre la relación de los dos primeros niveles de diagnóstico y el tercer nivel, esta representación puede ser apreciada en la figura 6.2.

Cabe también tener presente que las estructuras neuronales modulares para barras, transformadores y líneas serán repetidas dentro del diagnóstico tantas veces como componentes conformen a la red de transporte.

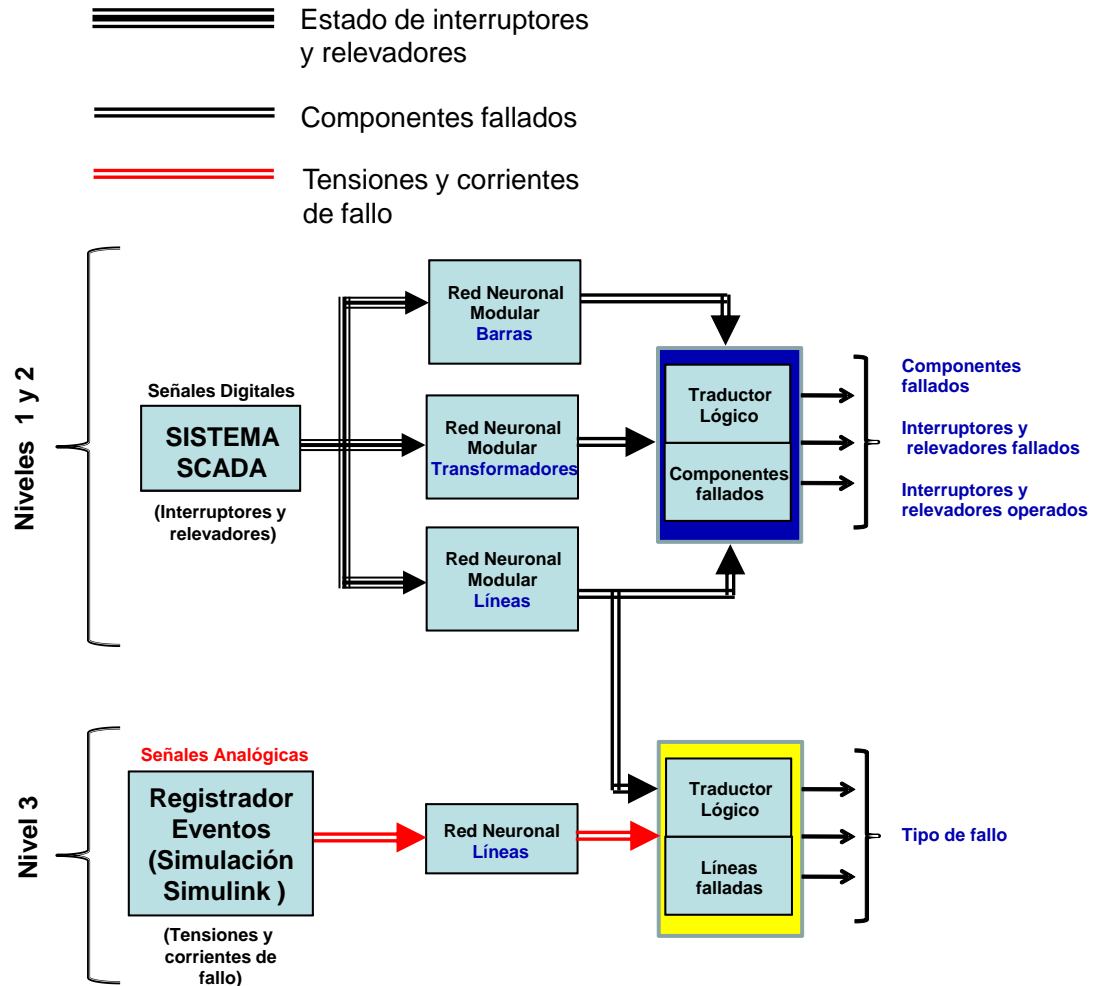


Figura 6.2 Relación entre los diferentes niveles de diagnóstico para cada componente de la red de transporte

Con la finalidad de poder presentar de una manera adecuada la secuencia para la implementación del sistema de diagnóstico de fallos, se tomarán en cuenta las nomenclaturas reales de los componentes de la red eléctrica, a diferencia de las nomenclaturas con numeración ascendente utilizadas por facilidad para cada componente, para el diseño del método propuesto en la tesis.

Se tomará como guía el mismo componente utilizado en el diseño del método propuesto siendo este la línea de transporte L4 (MDA–MTO) y cuya topología de conexión fue presentada en la figura 3.3. Para tomar en cuenta las nomenclaturas reales se presentan en la figura 6.3, y en la figura 6.4 los diagramas unifilares de la subestaciones Mérida -115 Kv y Metropolitana -115 Kv

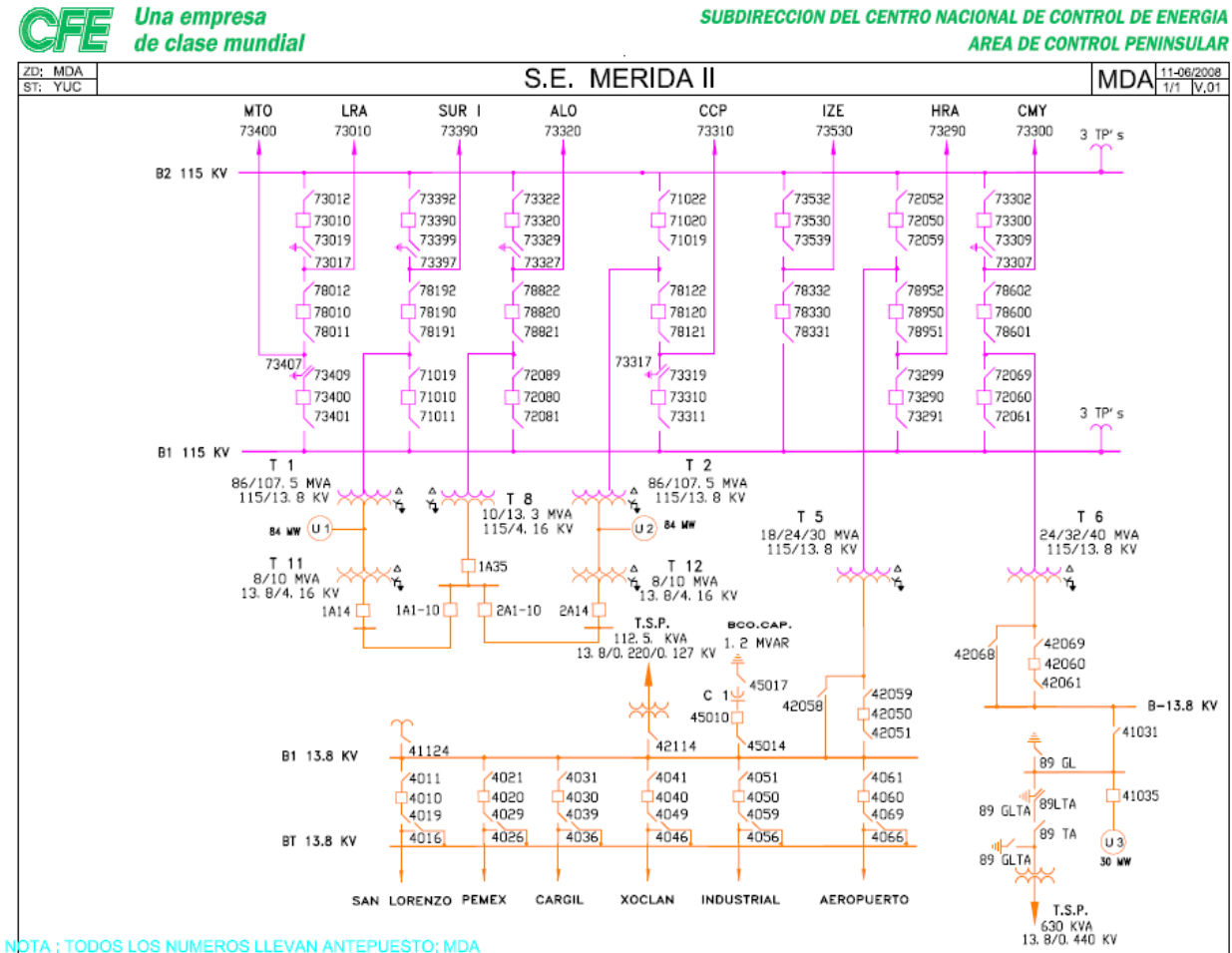


Figura 6.3 Diagrama unifilar de la Subestación Mérida II. (Con permiso del Área de Control Peninsular, CFE)

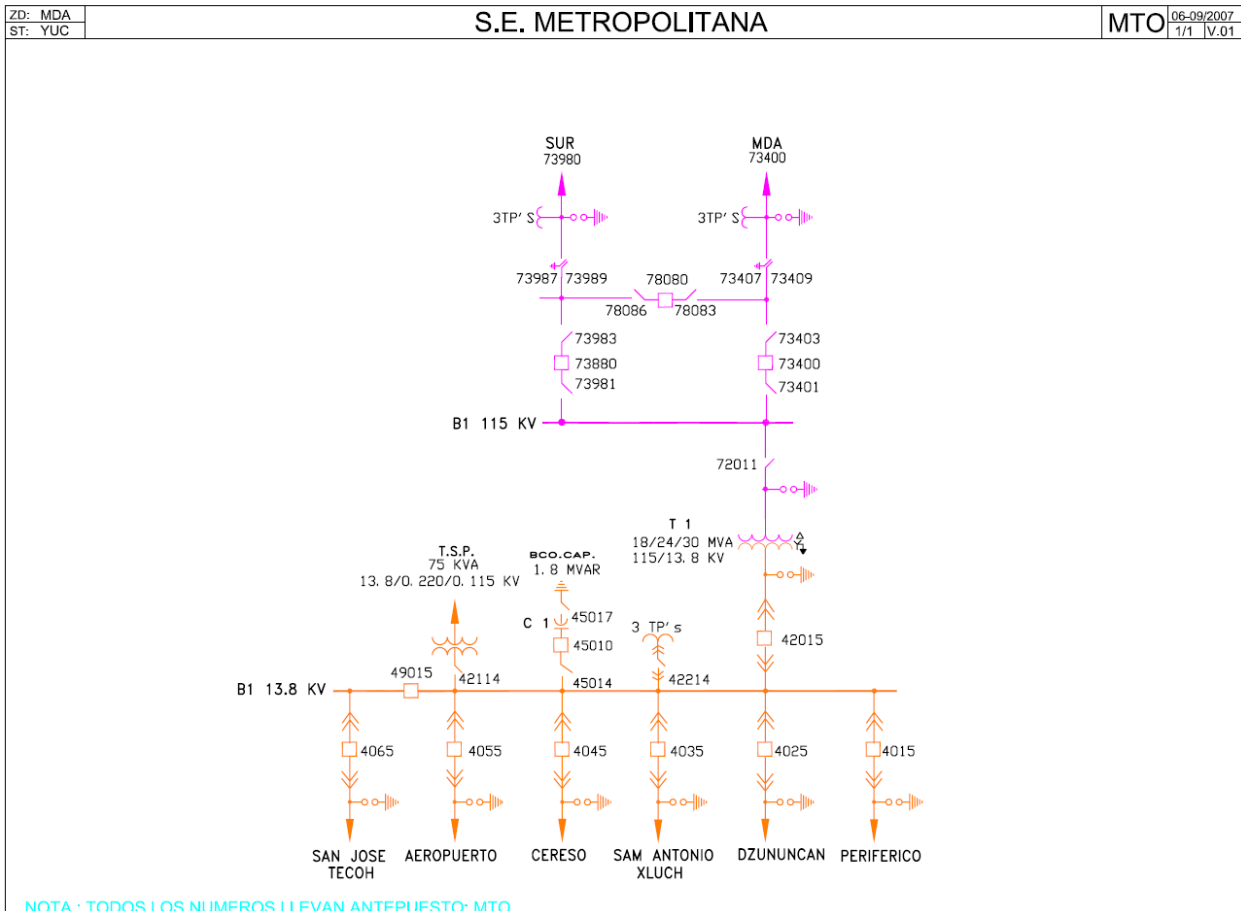


Figura 6.4 Diagrama unifilar de la Subestación Metropolitana. (Con permiso del Área de Control Peninsular, CFE)

## 6.2 Modalidades de funcionamiento del sistema de diagnóstico de fallos

El sistema de diagnóstico de fallos podrá funcionar tanto en la modalidad fuera de línea como en línea. Para poder aplicar el sistema de diagnóstico en línea se tomó como base de desarrollo la plataforma de Excel ya que esta tiene un complemento de aplicación que interactúa con la base de datos histórica del SCADA y que fue desarrollada por el proveedor del software SCADA utilizado en la red eléctrica de la zona urbana de la ciudad de Mérida Yucatán, México. Para la modalidad fuera de línea se conserva la misma plataforma de desarrollo. La estructura para la adquisición de la información de la base de datos histórica del SCADA, puede ser apreciada en la figura 6.5.

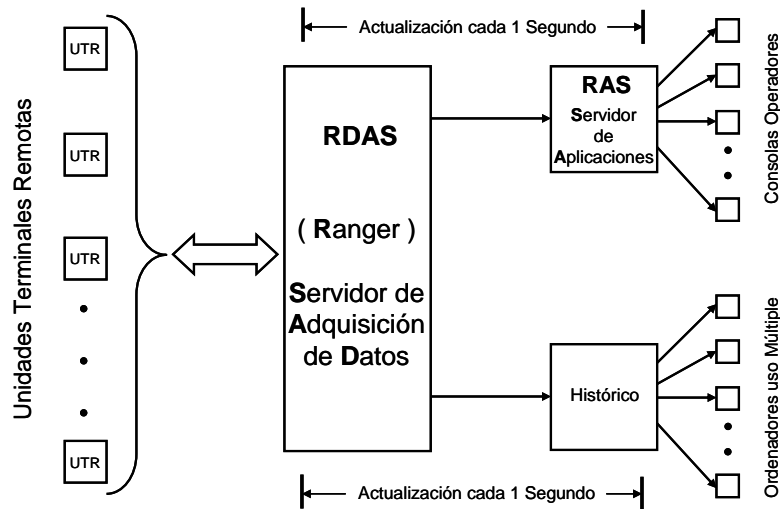


Figura 6.5 Estructura de Adquisición de Información en Tiempo Real

La ubicación de la implementación del sistema de diagnóstico de fallos dentro del sistema SCADA puede ser apreciada en la figura 6.6.

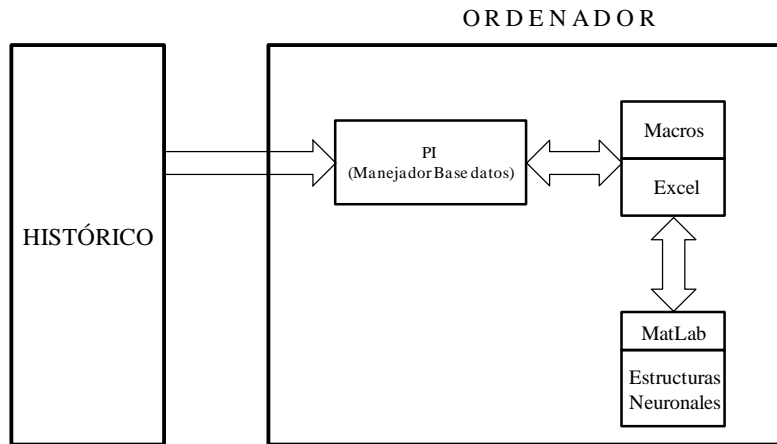


Figura 6.6 Estructura del Sistema de Diagnóstico de Fallos

Tomando como base las estructuras para la adquisición de la información de la base de datos histórica, y la ubicación del sistema de diagnóstico dentro del sistema SCADA, se describen a continuación las modalidades de funcionamiento:

### 6.2.1 Modalidad de funcionamiento fuera de línea

En esta modalidad de funcionamiento, el sistema de diagnóstico de fallos puede servir como entrenamiento para el personal relacionado con el tema. La ubicación del sistema dentro del sistema SCADA para esta modalidad se puede apreciar en la figura 6.7.



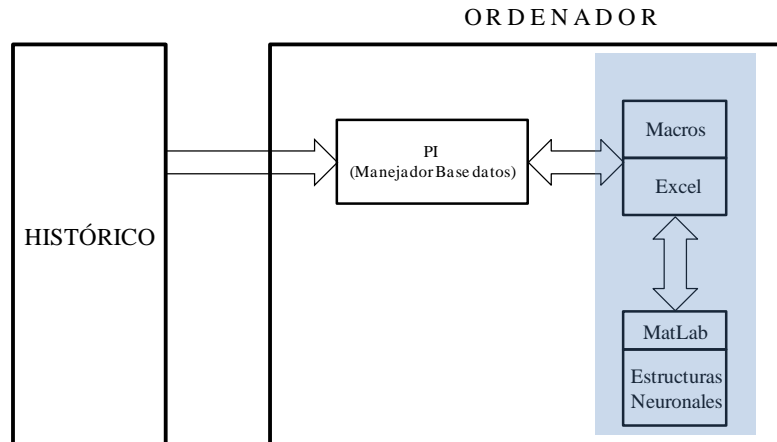


Figura 6.7 Estructura del Sistema de Diagnóstico de Fallos en la Modalidad Fuera de Línea

Se puede observar que el sistema de diagnóstico no tiene acceso a la base de datos histórica, ya que los datos provienen de fuentes externas al sistema. Bajo esta modalidad se presentan ocho macros desarrolladas bajo el ambiente de Excel y cuyos botones de acceso se pueden apreciar en la pantalla de inicio del sistema de diagnóstico. Esta pantalla se puede apreciar en la figura 6.8.

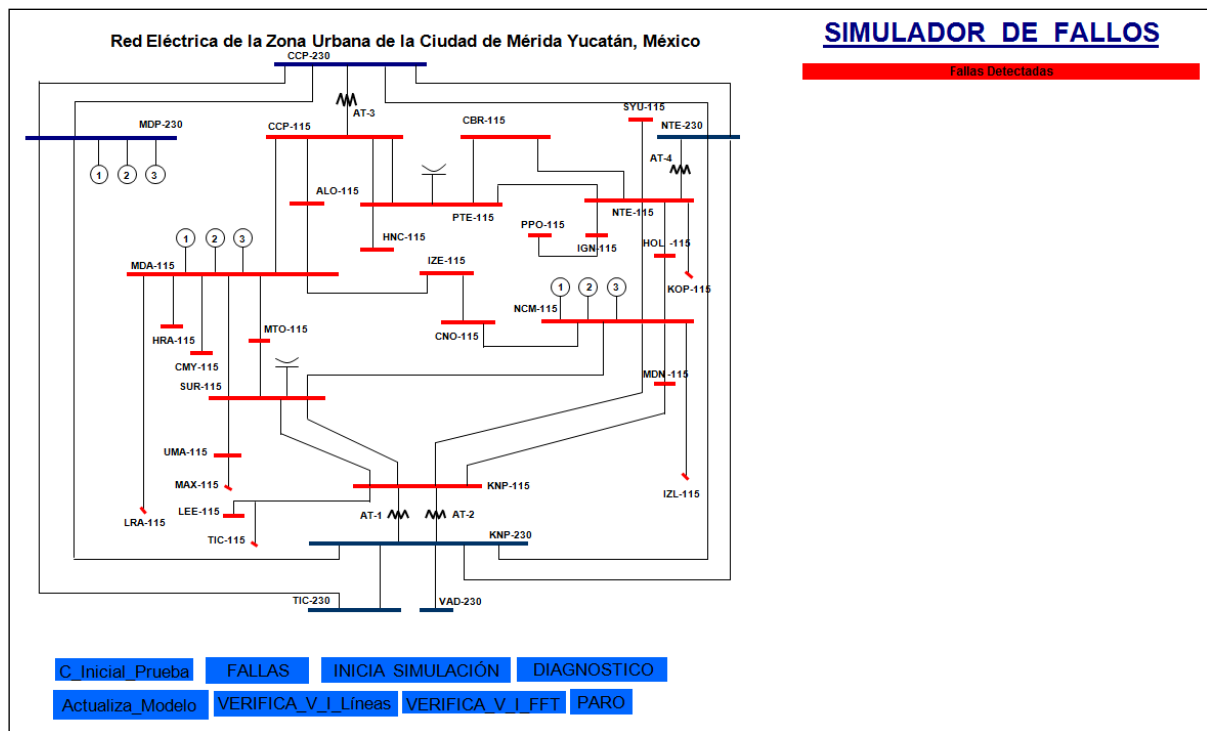


Figura 6.8 Pantalla principal del sistema de Diagnóstico de Fallos

La descripción de las macros es la siguiente:

- C Inicial Prueba

- FALLAS
- INICIA SIMULACIÓN
- DIAGNÓSTICO
- ACTUALIZA MODELO
- VERIFICA V I Líneas
- VERIFICA V I FFT
- PARO

### 6.2.1.1 C Inicial Prueba

La función de esta macro es la de poner los estados de los interruptores y relevadores en sus condiciones iniciales, es decir se borran todos los eventos realizados a modo de entrenamiento; los estados de los interruptores y relevadores correspondientes a las aplicaciones realizadas permanecerán en la base de datos hasta que ésta sea llevada de nuevo a las condiciones iniciales, es decir el estado de interruptores será de un “1”, indicando que están cerrados y el estado de los relevadores será de un “0”, indicando que no han operado. La descripción de esta macro se presenta en el apéndice A.

### 6.2.1.2 FALLOS

Esta macro realiza la función de llamar a la base de datos del componente sobre el cual se quiere simular un evento. Por ejemplo para el caso de la LT MDA -73400- MTO, al ejecutar la macro FALLOS aparece el cuadro de diálogo donde se solicita el componente sobre el cual se simulará el evento. Esto se puede apreciar en la figura 6.9.

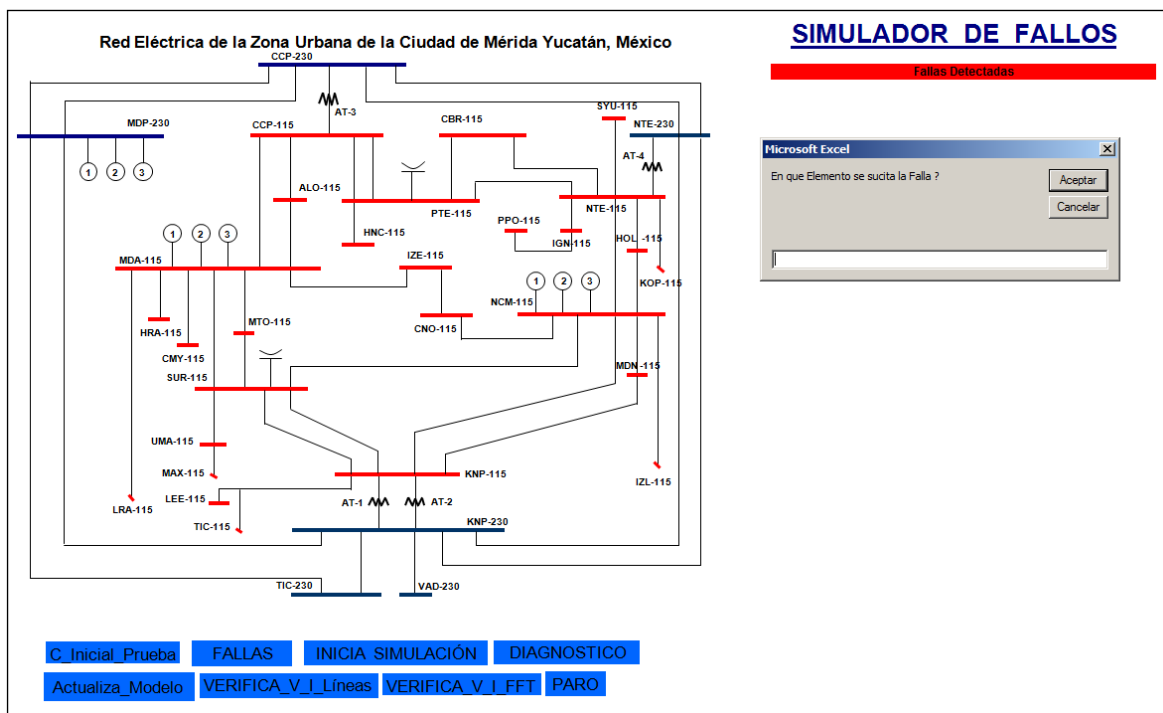


Figura 6.9 Ejecución de la macro FALLOS

Al teclear la nomenclatura del elemento, en este caso LT MDA-73400, automáticamente se presentará en pantalla la base de datos correspondiente a la línea de transporte y sobre la cual se manipulará la información de acuerdo a el fallo que se quiera simular, ya sea un fallo con operación correcta de interruptores y esquemas de protección, o un fallo con algún interruptor o esquema de protección fallado, etc. En esta base de datos también se podrán simular los diferentes tipos de fallos (L-T, LL-T, LL, LLL-T), así como la distancia del fallo a la barra de envío. En esta base de datos también se podrá apreciar la longitud de la línea de transporte bajo análisis.

La base de datos correspondiente a esta línea de transporte se muestra en la tabla 6.1.

LADO ENVÍO		MDA		LADO RECEPTOR		MTO	
<b>INTERRUPTORES PRIMARIOS</b>				<b>INTERRUPTORES PRIMARIOS</b>			
<b>INT MDA-73400</b>		<b>INT MDA-78010</b>		<b>INT MTO-78080</b>		<b>INT MTO-73400</b>	
RESPALDOS		RESPALDOS		RESPALDOS		RESPALDOS	
INT MDA-72060		INT MDA-73010		INT MTO-73980		INT MTO-73980	
INT MDA-71010		INT LRA-73010	*	INT SUR-73980		INT MTO-42015	*
INT MDA-73290				*		*	
INT MDA-78330							
INT MDA-73310							
INT MDA-72080							
<b>PROTECCIONES</b>				<b>PROTECCIONES</b>			
<b>INT MDA-73400</b>		<b>INT MTO-78080</b>		<b>INT MTO-78080</b>		<b>INT MTO-73400</b>	
21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67
					67N	50FI	
<b>INT MDA-78010</b>		<b>INT MTO-73400</b>		<b>INT MTO-73400</b>			
21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67
					67N	50FI	
<b>FALLOS</b>				Longitud de la Línea <b>11.1</b> Km			
Fase A				Distancia de la falla ( Lado Envío ) Km			
Fase B							
Fase C							
Tierra				<input type="button" value="Actualiza_Fallo4"/> <input type="button" value="Ver_Topología"/> <input type="button" value="Inicio"/>			

Tabla 6.1 Base de datos de la LT MDA -73400- MTO

Si se desea simular un evento en la LT MDA -73400- MTO con fallo de un interruptor en cada extremo de la línea, abriendo los interruptores de respaldo correspondientes a cada uno de los interruptores fallados, esto debido a un fallo de la Fase “A” a tierra y a 3 Km de distancia de la barra de envío, la base de datos resultante se puede apreciar en la tabla 6.2. La descripción de esta macro se presenta en el apéndice A.

LT MDA -73400- MTO

**LADO ENVÍO      MDA**

INTERRUPTORES PRIMARIOS	
INT MDA-73400	0
INT MDA-78010	1
RESPALDOS	
INT MDA-72060	1
INT MDA-71010	1
INT MDA-73290	1
INT MDA-78330	1
INT MDA-73310	1
INT MDA-72080	1

PROTECCIONES				
<b>INT MDA-73400</b>				
21	21N	67	67N	50FI
1	0	0	0	0
<b>INT MDA-78010</b>				
21	21N	67	67N	50FI
1	0	1	0	1

**LADO RECEPTOR      MTO**

INTERRUPTORES PRIMARIOS	
INT MTO-78080	0
INT MTO-73400	1
RESPALDOS	
INT MTO-73980	1
INT SUR-73980	1
INT MTO-73980	0
INT MTO-42015	0

PROTECCIONES				
<b>INT MTO-78080</b>				
21	21N	67	67N	50FI
1	0	0	0	0
<b>INT MTO-73400</b>				
21	21N	67	67N	50FI
1	0	0	0	1

**FALLOS**

Fase A

Fase B

Fase C

Tierra

Longitud de la Línea 11.1 Km

Distancia de la falla ( Lado Envío )  Km

Tabla 6.2 Base de datos de la LT MDA -73400- MTO con fallo de los interruptores INT MDA-78010 e INT MTO-78080

### 6.2.1.3 INICIA SIMULACIÓN

La función de esta macro es detectar un cambio en el abanderamiento de los esquemas de protección y llamar a la estructura neuronal correspondiente al componente que está siendo analizado. Esta macro es localizada bajo el ambiente de MatLab. En este ambiente también residen las otras estructuras neuronales que caracterizan a los otros tipos de componentes de la red eléctrica (barras y transformadores). Para este evento en particular el tiempo de resolución del método propuesto en la tesis es de 4 segundos y se ejecuta en un ordenador con un procesador Intel Centrino Duo con 2 GB de RAM. Para el evento simulado fuera de línea, donde se suscitan cuatro fallos, uno para la LT MDA -73400- MTO, uno para la LT MDA -73010- LRA, uno para la LT MDA -73320- ALO, y por último uno para el transformador de unidad MDA T6, con fallo de un interruptor por cada uno de estos componentes, y con la operación correcta de sus esquemas de protección y el cual fue referenciado en el inciso 3.5.1 Caso e), el tiempo de resolución del método propuesto en la tesis para este evento múltiple fue de 5.1 segundos. Esta macro contiene una función bajo el ambiente MatLab "P\_D\_F", que ejecutará las subrutinas relacionadas con cada una de las estructuras neuronales correspondientes a cada tipo de componente de la red eléctrica. Estas subrutinas son: Bus.m, LT\_a.m, LT\_b.m, LT\_c.m, y LT\_d.m. Las descripciones de la macro "INICIA SIMULACIÓN", de la función "P\_D\_F" y las subrutinas Bus.m, LT\_a.m, LT\_b.m, LT\_c.m, y LT\_d.m, se presentan en el apéndice A.

### 6.2.1.4 DIAGNÓSTICO

La finalidad de esta macro es organizar la solución del método propuesto en la tesis, presentando un resultado accesible de interpretar por el usuario (operadores de los centros de

control). El tiempo de ejecución de esta macro para este evento en particular es de 2 segundos. El tiempo de ejecución de esta macro para el evento múltiple referenciado en el inciso 3.5.1 Caso e), es de 2.5 segundos. En la figura 6.10 se presenta el resultado del diagnóstico correspondiente a la LT MDA -73400- MTO. Cabe recordar que los tiempos de apertura de interruptores y abanderamiento de los relevadores de protección son iguales ya que el sistema de diagnóstico de fallos se está ejecutando fuera de línea y estos tiempos son los proporcionados por el ordenador. Estos tiempos serán los adecuados cuando el sistema de diagnóstico opere en línea, ya que los tiempos de apertura de interruptores y abanderamiento de los relevadores de protección serán proporcionados por el sistema SCADA. La descripción de la macro “DIAGNÓSTICO”, se presenta en el apéndice A.

## SIMULADOR DE FALLOS

Fallas Detectadas
<b>Falla en LT MDA -73400- MTO</b>
Diagnostico Referente en el lado de Envío
Interruptores Primarios Operados
INT MDA-73400 - 11:54:49 p.m.-
Interruptor Primario INT MDA-78010 no Operado
Interruptores de Respaldo Operados
INT MDA-73010 - 11:54:49 p.m.-
INT LRA-73010 - 11:54:49 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-73400
Rel21 - 11:54:49 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MDA-78010
Rel21 - 11:54:49 p.m.-
Rel67 - 11:54:50 p.m.-
Rel50FI - 11:54:50 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion
Interruptores Primarios Operados
INT MTO-73400 - 11:54:50 p.m.-
Interruptor Primario INT MTO-78080 no Operado
Interruptores de Respaldo Operados
INT MTO-73980 - 11:54:50 p.m.-
INT SUR-73980 - 11:54:50 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MTO-78080
Rel21 - 11:54:50 p.m.-
Rel67 - 11:54:50 p.m.-
Rel50FI - 11:54:50 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT MTO-73400
Rel21 - 11:54:50 p.m.-

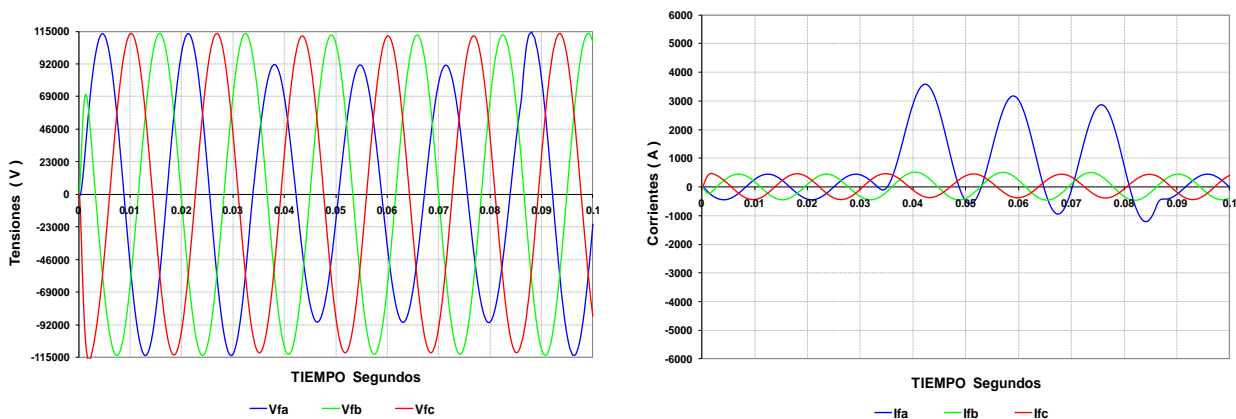
Figura 6.10 Diagnóstico arrojado por el simulador ante el evento en la LT MDA -73400- MTO

### 6.2.1.5 ACTUALIZA MODELO

La finalidad de esta macro es la de crear un enlace entre Excel y Simulink de MatLab. Se encarga de ejecutar el modelo que caracteriza a una línea de transporte con la finalidad de proporcionar los oscilogramas de tensiones y corrientes de fallo en función del tipo de fallo seleccionado por el usuario, tomando en cuenta también la distancia del fallo, ya sea de la barra de envío o de la barra de recepción. Proporciona también los espectros de frecuencia relacionados con los diferentes tipos de fallo seleccionados por el usuario.

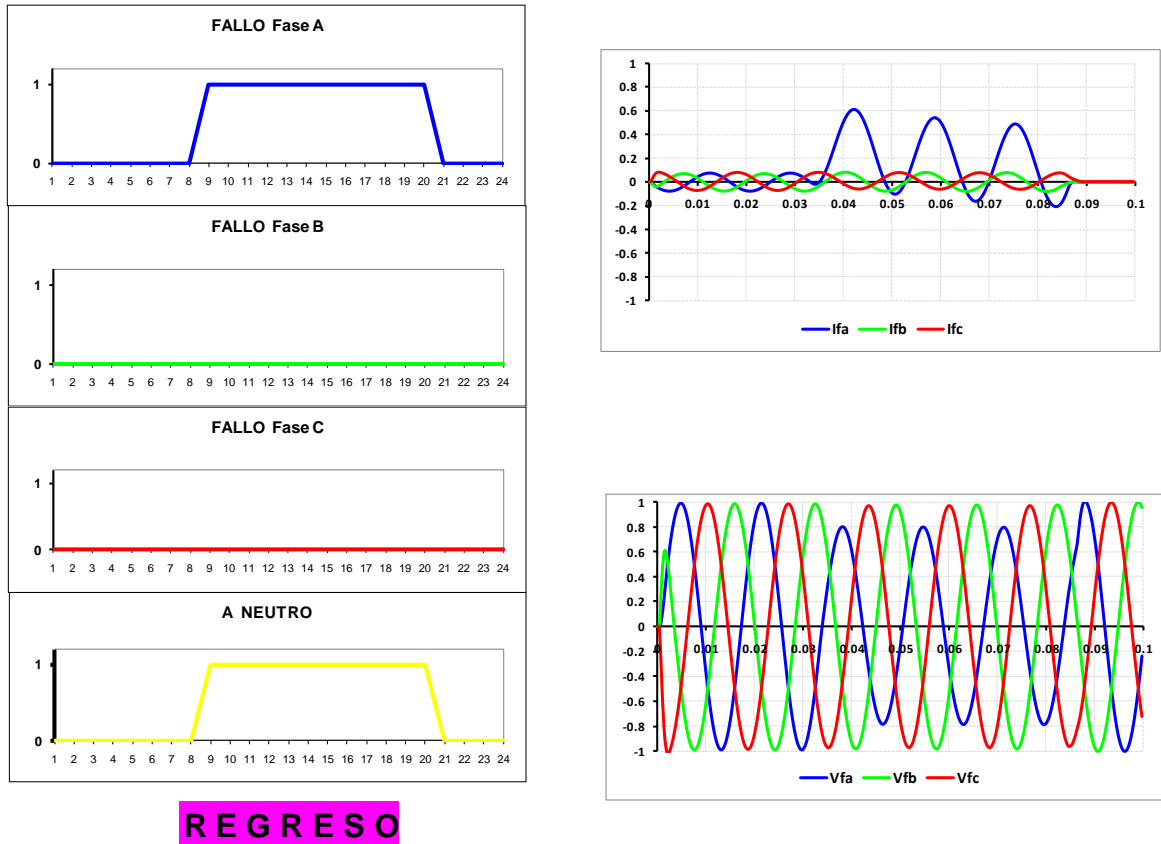
### 6.2.1.6 VERIFICA VI líneas

Esta macro contempla el diagnóstico de una línea de transporte mediante el procesamiento de las señales analógicas de tensiones y corrientes de fallo típicas L-T, LL, LL-T, LLL, LLL-T. Este diagnóstico se llevará a cabo mediante simulación, obteniendo las señales de tensiones y corrientes de fallo (oscilogramas) a través del modelo matemático de una línea de transporte el cual será resuelto bajo el ambiente de MatLab-Simulink. Este tercer nivel de diagnóstico permitirá validar de una forma más precisa que en el componente bajo análisis (línea de transporte), realmente se produjo un fallo, ya que como consecuencia, el componente fallado previo a su apertura deberá presentar corrientes y tensiones de fallo, pudiéndose emitir de esta forma un diagnóstico final más preciso. Esta estructura neuronal además de verificar por señales continuas que realmente en el componente (línea de transporte) se produjo un fallo, presentará de una forma visual fácil de interpretar por el usuario (operador del centro de control), el tipo de fallo que se produjo. Esta macro contiene una función bajo el ambiente MatLab "Grafica\_Tipo\_Fallo", que ejecutará la estructura neuronal "L\_Net\_Falla\_T", compilada bajo el ambiente MatLab, y que será la encargada de procesar los oscilogramas de tensiones y corrientes de fallo para proporcionar el tipo de fallo que se produjo en a la que la línea de transporte. Las descripciones de la macro "VERIFICA VI Líneas" y la función "Grafica\_Tipo\_Fallo", se presentan en el apéndice A. En la gráfica 6.1 se muestran los oscilogramas de tensiones y corrientes de fallo para un fallo de la fase "A" a tierra, y en la figura 6.11 se muestra el resultado del diagnóstico obtenido mediante el método propuesto en la tesis.



Gráfica 6.1 Oscilogramas de tensiones y corrientes de fallo, para un fallo de fase "A" a tierra

## CLASIFICADOR DE TIPO DE FALLO



**REGRESO**

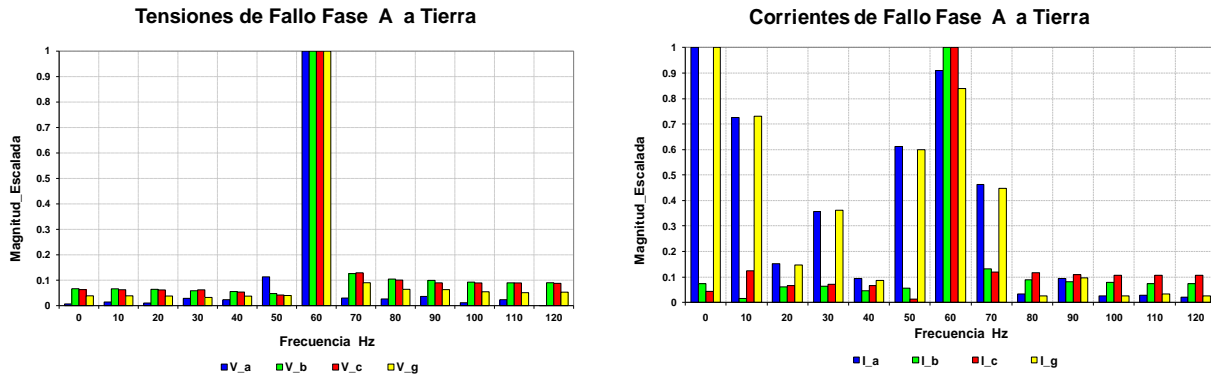
Figura 6.11 Clasificación del tipo de fallo por oscilogramas de tensiones y corrientes de fallo

Puede observarse en la figura 6.11 que las fases activadas son la fase “A” y el neutro respectivamente, por lo que se concluye que en la línea de transporte **se produjo un fallo** de línea a tierra, entre la fase A y tierra. La etiqueta “REGRESO” habilita una macro para retornar al menú principal de la aplicación.

### 6.2.1.7 VERIFICA V I FFT

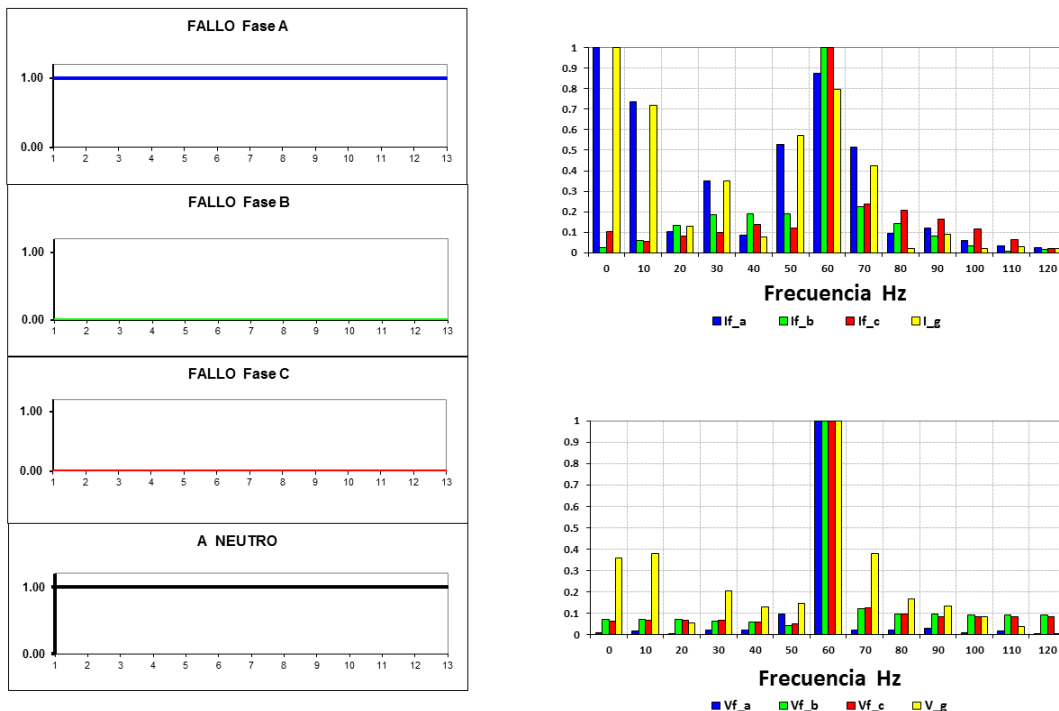
Esta macro contempla el diagnóstico de una línea de transporte mediante el procesamiento de los espectros de frecuencia de las señales analógicas de tensiones y corrientes de fallo típicas L-T, LL, LL-T, LLL, LLL-T. Este diagnóstico se llevará a cabo mediante simulación, obteniendo las señales de tensiones y corrientes de fallo (oscilogramas) a través del modelo matemático de una línea de transporte el cual será resuelto bajo el ambiente de MatLab-Simulink. Los espectros de frecuencia son obtenidos a través de la aplicación de la transformada rápida de Fourier a las señales de tensiones y corrientes de fallo. Esta estructura neuronal verifica mediante los espectros de frecuencia de las señales continuas, que realmente en el componente (línea de transporte) se produjo un fallo, y presentará de una forma visual fácil de interpretar por el usuario (operador del centro de control) el tipo de fallo. Esta macro contiene una función bajo el ambiente MatLab "Obtencion\_FFT", que ejecutará la estructura neuronal “L\_Net\_FFT”, compilada bajo el ambiente MatLab, y que será la encargada de procesar los espectros de frecuencia de los

oscilogramas de tensiones y corrientes de fallo para proporcionar el tipo de fallo que se produjo en la línea de transporte. Las descripciones de la macro “VERIFICA VI FFT” y la función “Obtención FFT”, se presentan en el apéndice A. En la gráfica 6.2 se muestran los espectros de frecuencia de tensiones y corrientes de fallo para un fallo de la fase “A” a tierra, y en la figura 6.12 se muestra el resultado del diagnóstico obtenido mediante el método propuesto en la tesis.



Gráfica 6.2 Espectros de frecuencia de corrientes y tensiones de fallo, para un fallo de fase “A” a tierra

**CLASIFICADOR DE TIPO DE FALLA CON FFT**



**REGRESO**

Figura 6.12 Clasificación del tipo de fallo por FFT's de tensiones y corrientes de fallo. Puede observarse en la figura 6.12 que las fases activadas son la fase A y el neutro



respectivamente, por lo que se concluye que en la línea de transporte se produjo un fallo de línea a tierra, entre la fase A y tierra. La etiqueta “REGRESO” habilita una macro para retornar al menú principal de la aplicación.

### 6.2.1.8 PARO

Esta macro se encarga de llevar al sistema de diagnóstico al inicio, es decir el sistema de diagnóstico de fallos se ubica en su página principal donde se tiene la opción de arrancar en forma manual o en forma automática. Esta página se puede apreciar en la figura 6.13.

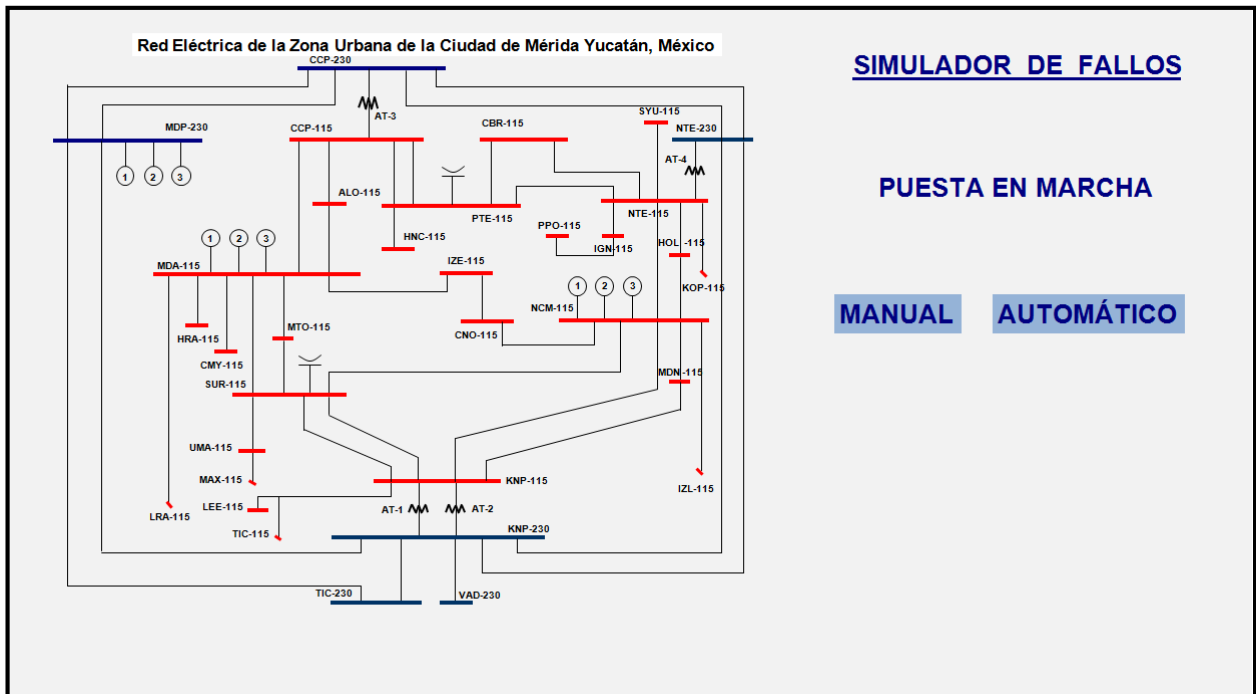


Figura 6.13 Página inicial del sistema de diagnóstico

### 6.2.2 Modalidad de funcionamiento en línea

En esta modalidad el sistema de diagnóstico podrá funcionar de dos maneras:

- a) Para consultar información pasada; es decir se podrá consultar un período de tiempo pasado con la finalidad de determinar si en ese período ocurrió algún evento.
- b) En forma continua; es decir el sistema de diagnóstico se arranca a una hora determinada, hasta que es detenido por el usuario.

#### a) Para consultar información pasada

En esta modalidad el sistema de diagnóstico simplemente verifica fallos que ocurrieron tiempo atrás; es decir si por alguna razón el sistema de diagnóstico de fallos no estaba en operación, y se desea consultar si un evento ocurrió en determinada fecha, el sistema de diagnóstico podrá consultar la base de datos histórica en el lapso de tiempo que se le defina y si dicho evento realmente ocurrió, el sistema de diagnóstico proporcionará las características de este. En la figura 6.14 se presenta la pantalla de inicio donde se encuentra una macro denominada INTERVALO DE TIEMPO donde a través de esta se podrá especificar el intervalo de tiempo deseado para verificar la ocurrencia de un evento.

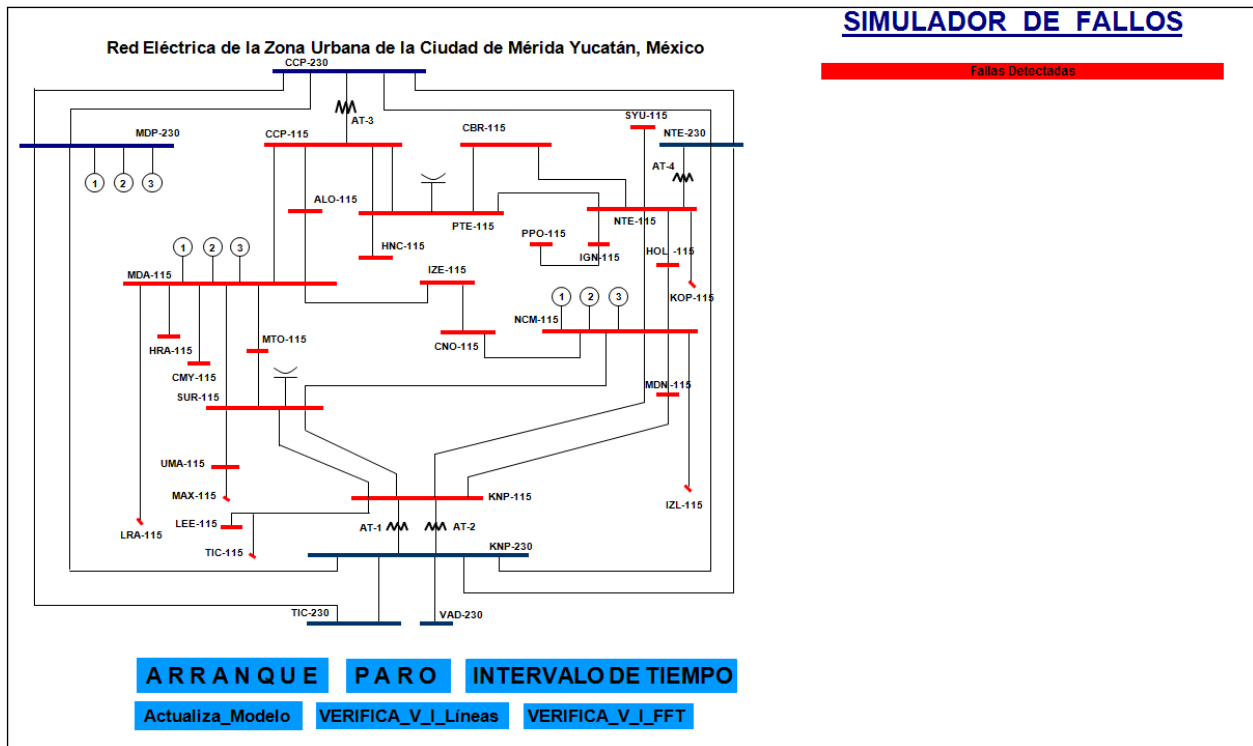


Figura 6.14 Pantalla Principal para Consulta de Información Pasada

Esta macro tiene como objetivo hacer un barrido en todos y cada uno de los relevadores que caracterizan a cada uno de los componentes que conforman al sistema eléctrico de potencia dentro del intervalo de tiempo especificado, con la finalidad de detectar si hubo algún cambio de estado en algún relevador, de forma tal que al detectarse un cambio, el sistema de diagnóstico llamará a la estructura neuronal modular correspondiente a dicho componente.

En esta modalidad de funcionamiento, al momento de detectarse un cambio de estado en alguno de los relevadores de la red bajo análisis, el sistema de diagnóstico hará un barrido de 20 segundos hacia adelante, a partir del tiempo en el que se detecta el cambio de estado del relé. Éste tiempo se considera suficiente para la evolución de cualquier contingencia sufrida por la red, de forma tal que al concluir el tiempo de barrido de los 20 segundos se arrancaran las macros relacionadas con el sistema de diagnóstico de fallos las cuales tienen una duración total de 6.3 segundos hasta el momento en que el sistema proporciona el diagnóstico, teniéndose un tiempo total para el sistema de diagnóstico de 26.3 segundos. Esto se puede apreciar en las figuras 6.15,

6.16, 6.17.

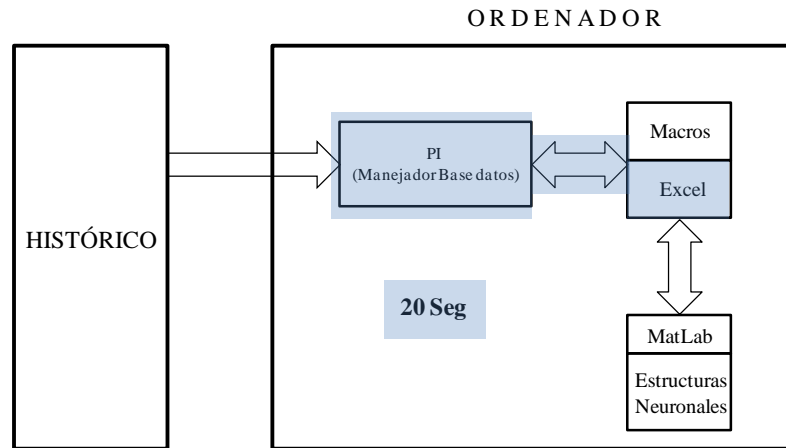


Figura 6.15 Duración del proceso de actualización de la base de datos

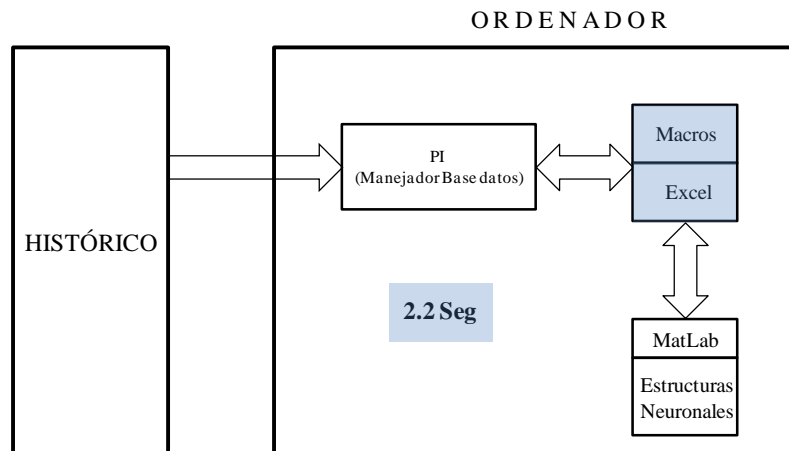


Figura 6.16 Duración del proceso de diagnóstico

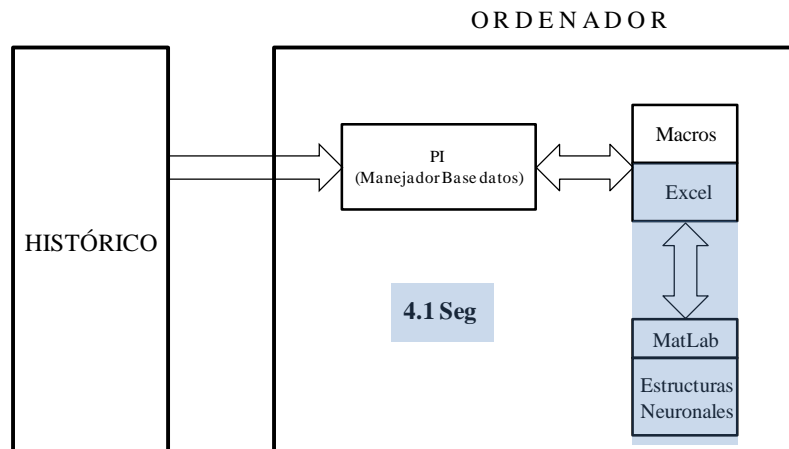


Figura 6.17 Duración del proceso de aplicación de las estructuras neuronales

En la figura 6.18 se representa el tiempo de duración total del sistema de diagnóstico, que es de 26.3 segundos.

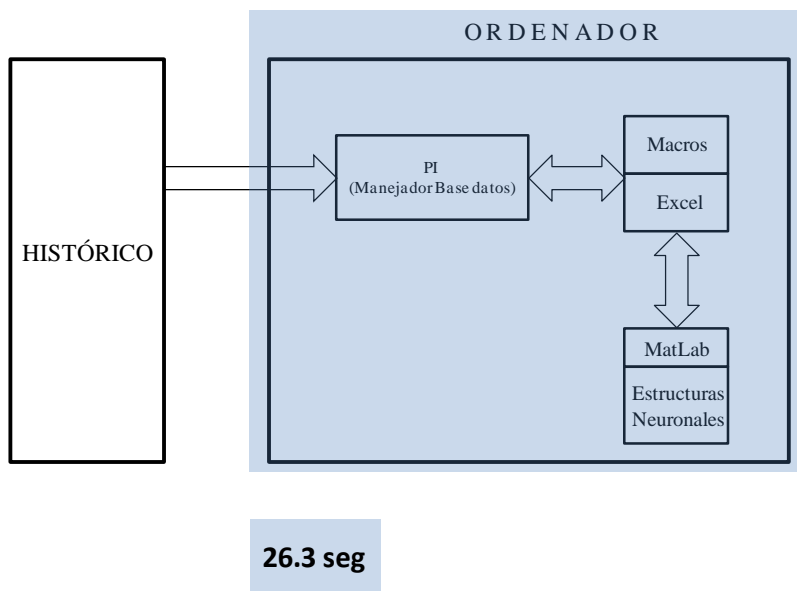


Figura 6.18 Tiempo de Duración del Proceso de Diagnóstico de Fallos

El diagrama de tiempos del funcionamiento de esta macro se representa en la figura 6.19, donde se puede apreciar que el proceso de diagnóstico se ejecuta en 26.3 segundos. Cabe mencionar que el intervalo de tiempo que se le proporciona al sistema es aquel que garantiza que en ese período de tiempo se localiza el fallo. El sistema de diagnóstico fue implementado en un ordenador DELL 9400 con un procesador Intel Core Duo T2300 1.66GHz con 2GB de RAM.

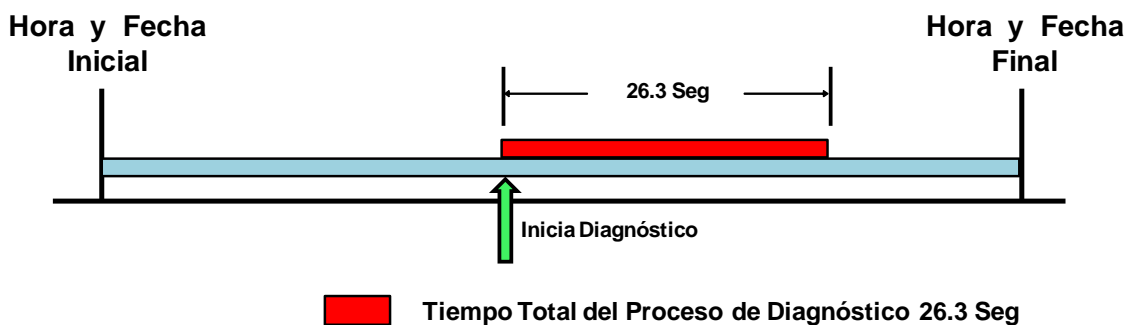


Figura 6.19 Diagrama de tiempos del proceso de diagnóstico

**b) En forma Continua**

En esta modalidad el sistema de diagnóstico permanece en línea hasta que es detenido por el usuario. En la figura 6.20 se presenta la pantalla de inicio donde se encuentra la macro ARRANQUE donde a través de esta se podrá especificar el momento de arranque del sistema.

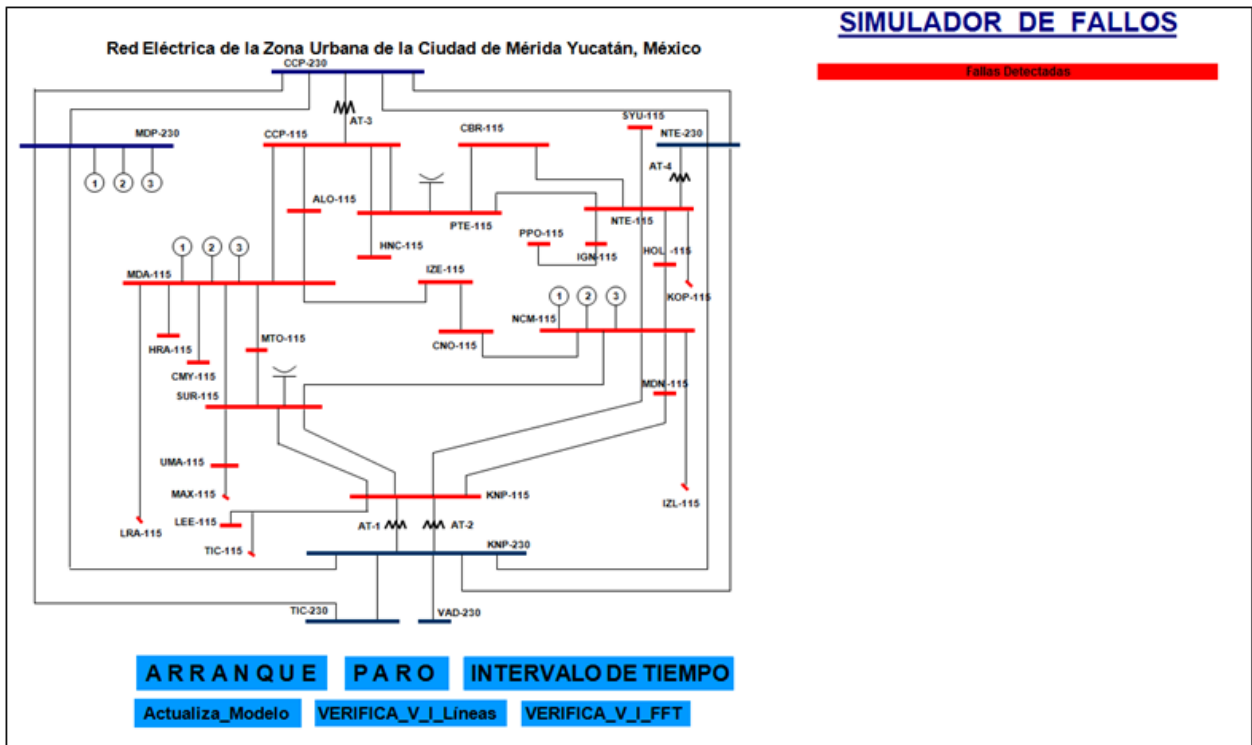


Figura 6.20 Pantalla principal para verificación de fallos en forma continua

Al oprimir el botón de “ARRANQUE” automáticamente la macro toma la fecha y el tiempo actual del ordenador, y a partir de este momento el sistema de diagnóstico operará en forma continua hasta que sea detenido por el operador.

El diagrama de tiempos para el funcionamiento del sistema de diagnóstico bajo esta modalidad, será exactamente el mismo que para la modalidad de consulta de información pasada, pero tomando en cuenta la siguiente consideración:

Bajo esta modalidad de funcionamiento, al momento que el sistema de diagnóstico arranca y toma el tiempo del ordenador, el sistema genera un retardo de tiempo de 40 segundos con la finalidad de tener información almacenada en la base de datos histórica. Al término del retardo de tiempo el sistema regresa el tiempo actual del procesador del ordenador 40 segundos hacia atrás, y a partir de este punto empieza a hacer barridos de 30 segundos hacia adelante. Se toman 30 segundos para el barrido hacia adelante ya que el tiempo total del proceso de diagnóstico de fallos es de 26.3 segundos, que son cubiertos en su totalidad por el barrido de 30 segundos. Con un retardo de tiempo inicial de 40 segundos, se garantiza la existencia de datos en la base de datos histórica. La problemática que se puede presentar bajo este esquema de funcionamiento, es que el sistema de diagnóstico no sabe en qué momento de los 30 segundos de barrido que se proponen se va a llevar a cabo un evento, de forma tal que si el evento se suscita a los 27 segundos del tiempo de barrido, dicho evento no será muestreado en su totalidad arrojando el sistema de diagnóstico resultados erróneos. Para solventar esta situación, al momento en que el sistema de diagnóstico detecta un cambio de estado en algún relevador se detendrá, y tomará como punto de partida para realizar el barrido de 30 segundos hacia adelante el tiempo en el que

se dio el cambio de estado del relevador. Este proceso se repite ininterrumpidamente hasta el momento en que es detenido el sistema de diagnóstico. Los resultados de los eventos que se vayan suscitando se plasmarán en orden secuencial en la parte correspondiente a fallos detectados. Esta secuencia de tiempos se puede observar en la figura 6.21

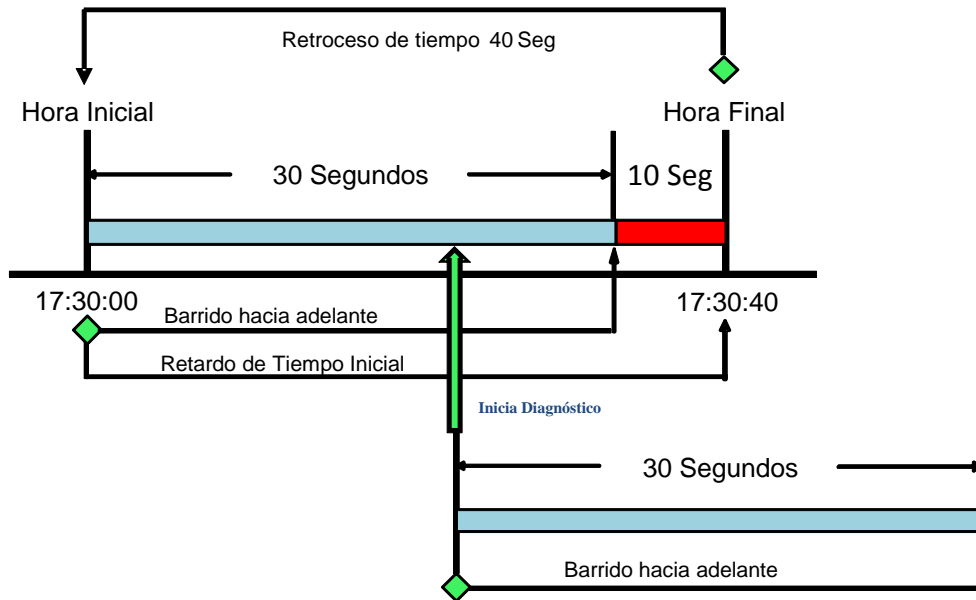


Figura 6.21 Diagrama de tiempos del proceso de diagnóstico en línea

### 6.3 Conclusiones

En este capítulo se ha presentado el procedimiento para implementar el sistema de diagnóstico de fallos. Se lleva a cabo bajo la plataforma de Excel para aprovechar la herramienta informática (PI) para manejar la base de datos histórica, herramienta informática que es proporcionada por el proveedor del sistema SCADA utilizado en la red eléctrica de la zona urbana de la ciudad de Mérida Yucatán, México.

Se presenta un diagrama a bloques indicando la relación entre los diferentes niveles de diagnóstico para cada componente de la red de transporte. Con respecto al primero y segundo nivel de diagnóstico se monitorean del sistema SCADA los estados lógicos de los interruptores y relevadores primarios y/o secundarios, que servirán de entrada a las diferentes estructuras neuronales, para que a través de estas se emita el diagnóstico relacionado con las señales digitales.

Con respecto al tercer nivel de diagnóstico se generan las tensiones y corrientes de fallo, mediante el modelo matemático de una línea de transporte, bajo el ambiente del Simulink de Matlab. Estas tensiones y corrientes de fallo servirán de entrada a una red neuronal que proporcionará un diagnóstico relacionado con el tipo de fallo producido en la línea de transporte.

Los espectros de frecuencia obtenidos de las señales de tensiones y corrientes de fallo a través de la aplicación de la transformada rápida de Fourier, servirán de entrada a una segunda red neuronal que proporcionará un diagnóstico relacionado con el tipo de fallo producido en la línea de transporte.

Este diagnóstico combinado con los dos primeros, permitirá eliminar la incertidumbre generada con la pérdida de información. El sistema de diagnóstico de fallos podrá funcionar tanto en la modalidad fuera de línea como en línea. En la modalidad fuera de línea se utiliza solo como medio de entrenamiento para el personal relacionado con el tema. En la modalidad en línea se tienen dos alternativas: para consultar eventos que se han suscitado en fechas anteriores, y para diagnosticar eventos en forma continua. Se presentan en forma detallada los objetivos de cada una de las macros involucradas en el sistema de diagnóstico de fallos, así como la descripción de los diagramas de tiempo de cada una de las macros.

# 7 Conclusiones

## 7.1 Conclusiones del trabajo

En esta tesis se han propuesto soluciones a los problemas en el diagnóstico de fallos simples y múltiples de redes de transporte de energía eléctrica, relacionados con la cantidad enorme de alarmas que se generan ante un evento, con el crecimiento topológico de la red eléctrica, y con la pérdida en algunos casos de información relevante (estado de interruptores y/o relevadores primarios y de respaldo) proveniente del sistema SCADA. En este sentido se han cumplido los objetivos iniciales planteados.

Con respecto al problema relacionado con la cantidad enorme de alarmas que se generan ante un evento y con el crecimiento topológico de la red eléctrica, se ha propuesto una metodología que permite obtener un diagnóstico confiable independientemente del número de alarmas provenientes del sistema SCADA, así como del crecimiento de la red. Se genera un conjunto de estructuras neuronales genéricas; una estructura neuronal para líneas de transporte, una para transformadores y por último una para barras. En la estructura neuronal para líneas de transporte se generan tres sub-módulos correspondientes a los diferentes tipos de interconexión entre subestaciones, siendo estos los siguientes: interconexión de una línea de transporte entre una subestación a doble barra y una con interruptor y medio, interconexión de una línea de transporte entre subestaciones a doble barra, y por último la interconexión de una línea de transporte entre dos subestaciones a interruptor y medio. En la estructura neuronal correspondiente a transformadores se toman en cuenta los mismos tipos de interconexión que para las líneas de transporte, y por último para la estructura neuronal relacionada con las barras, se toma en cuenta a cada una de las barras que conforman a la subestación.

Estas estructuras manejan como entradas solo los interruptores y/o relevadores primarios y de respaldo de cada componente.

Con respecto al problema relacionado con la pérdida de información (estado de interruptores y/o relevadores primarios y de respaldo) proveniente del sistema SCADA, se han presentado dos métodos para el diagnóstico de fallos en líneas de transporte que al ser combinados con el método de diagnóstico emitido previamente (estado lógico de interruptores y relevadores) eliminan la incertidumbre generada con la pérdida de información.

El primero relacionado con las señales analógicas de los oscilogramas de tensiones y corrientes de fallo. Estas señales analógicas son obtenidas mediante simulación, a través del modelo matemático característico de una línea de transporte, implementado bajo el ambiente de MatLab. Estas señales son muestreadas con el objeto de poder generar la base de datos por medio de la cual se entrenará una estructura neuronal para los diferentes tipos de falla (L-T, LL-T, LL, LLL-T, LLL). El segundo toma como base las señales ya muestreadas con anterioridad y obtiene



los espectros en frecuencia de las tensiones y corrientes de fallo mediante la transformada rápida de Fourier (FFT). Los patrones relacionados con los espectros en frecuencia formarán la base de datos con la que será entrenada una segunda estructura neuronal. Estas estructuras neuronales de tipo genérico fueron validadas mediante la implementación de un sistema de diagnóstico, el cual fue probado en la red eléctrica de la ciudad de Mérida Yucatán, México, perteneciente al sistema eléctrico interconectado de la comisión federal de electricidad (CFE), México, obteniéndose resultados satisfactorios.

Otra de las aportaciones de esta tesis, es el desarrollo de un sistema de planificación mediante redes neuronales artificiales, para proporcionar el nuevo re-despacho óptimo de los generadores que se encuentren en línea, con la finalidad de evitar sobrecargas en algún componente del sistema, *resultado de la liberación de un componente* debido a las múltiples licencias (programadas y no programadas) que por mantenimiento o fallo de equipos se requieren llevar a cabo, así como también de los incidentes que de forma aleatoria se puedan presentar.

El desarrollo de esta metodología se llevó a cabo sobre la red eléctrica de prueba de 30 barras del IEEE.

## 7.2 Trabajos futuros

Actualmente se está investigando sobre una mejor plataforma para implementar el sistema de diagnóstico de fallos, ya que el haber usado la plataforma de Excel fue por utilizar el manejador de base de datos (PI) implementado por el proveedor del sistema SCADA utilizado en la red eléctrica de la ciudad de Mérida Yucatán, México. Se observó que el sistema de diagnóstico funciona perfectamente, con la limitante del tiempo que el manejador de la base de datos tarda en actualizar la información para el sistema de diagnóstico.

Otro de los trabajos futuros de investigación que queda abierto es la implementación del método propuesto en esta tesis para diagnosticar en tiempo real el elemento fallado así como el tipo de fallo a la cual fue sujeto, mediante los oscilogramas de las corrientes y voltajes de fallo. En la actualidad las protecciones de tipo electromecánicas en la mayoría de los sistemas de transporte de energía eléctrica están siendo remplazadas por sistemas de tipo digital proporcionando mayores ventajas para obtener información mediante canales de comunicación o simplemente a través de INTERNET. De esta forma es posible obtener la información requerida por el método propuesto en esta tesis y utilizarlo como una alternativa de validación junto con el sistema de diagnóstico de fallos por interruptores y relevadores para dar un diagnóstico más preciso y completo.

También queda abierta la investigación para el diseño de sistemas de planificación tomando como base de entrada la información del componente o componentes fallados proporcionada por el sistema de diagnóstico de fallos. El resultado que el sistema de planificación aporta es el nuevo re-despacho que los generadores deben de tener para evitar sobrecarga de los componentes de la red eléctrica. Otra línea de investigación sobre el tema sería combinar el resultado proporcionado por el planificador que es el nuevo re-despacho “más económico” de los generadores, con el sistema de control automático de generación (CAG) de las plantas.

## **7.3 Artículos publicados por el autor en el tema de la tesis**

### **Estimación del Estado Supervisión y Diagnóstico de Contingencias en Sistemas Eléctricos de Potencia**

Presentado en: Electro 2002 XXIV CONGRESO INTERNACIONAL DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA. Octubre 21 al 25, Chihuahua, Chih. México páginas 551 a 556

Autores: Agustín Flores Novelo, Eduardo Quiles Cucarella.

### **Implementación en Tiempo Real de Límites de Transmisión Dinámicos para la Operación entre los Sistemas Eléctricos Peninsular y Oriental**

Presentado en: Decimoctava Reunión de Verano de Potencia y Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial. Alta y Baja Tensión RVP- AI/2005. Centro de Convenciones de Acapulco del 10 al 16 de Julio del 2005. Acapulco Guerrero.

Autores: Fulgencio Vázquez Zúñiga, Agustín Flores Novelo, Hugo Gil Oliva.

### **New Formulation through Artificial Neural Networks in the Diagnosis of Faults in Power Systems. - A Modular Approach**

Presentado en: Proceedings of the electronics, Robotics and Automotive Mechanics Conference (CERMA 2008), IEEE Computer Society. 30 de Septiembre al 3 de Octubre. Cuernavaca, Morelos, México pp 411 a 416. ISBN 978-0-7695-3320-9

Autores: Agustín Flores, Eduardo Quiles, Emilio García, Francisco Morant

### **Aplicación de Redes Neuronales Modulares en la supervisión en Tiempo Real de Límites de Transmisión entre las Áreas Peninsular y Oriental del Sistema Eléctrico Mexicano**

Presentado en: 6° Congreso Internacional en Innovación y Desarrollo Tecnológico. Octubre 8 al 10 de Octubre del 2008. Cuernavaca, Morelos, México. ISBN 978-607-95255-0-7

Autores: Agustín Flores, Eduardo Quiles, Emilio García, Francisco Morant

### **Implementación de Despachos Óptimos de Generación en Sistemas Eléctricos de Potencia mediante Redes Neuronales Modulares**

Presentado en: 6° Congreso Internacional en Innovación y Desarrollo Tecnológico. Octubre 8 al 10 de Octubre del 2008. Cuernavaca, Morelos, México. ISBN 978-607-95255-0-7

Autores: Agustín Flores, Eduardo Quiles, Emilio García, Francisco Morant

**Novel Formulation using Artificial Neural Networks for Fault Diagnosis in Electric Power Systems – A Modular Approach**

Publicado en la revista Journal of Electrical Systems, aceptado Diciembre del 2009, publicado en Marzo del 2010. ISSN 1112-5209.

**Avances en el Diagnóstico de Fallas en Sistemas Eléctricos de Transporte Mediante Redes Neuronales: Un Enfoque Modular**

Aceptado para su publicación en la revista científica, Ingeniería Electrónica Automática y Comunicaciones, del Instituto Superior Politécnico “José Antonio Echeverría”, de la ciudad de la Habana CUJAE, Julio 2011. ISSN 0256-5944

# Apéndice A

## Macros de Excel y Subrutinas en MatLab

### A.1 Macros en Excel

#### A.1.1 Macro C\_Inicial\_Prueba

```
Sub C_Inicial_Prueba()
```

```
Sheets("Hoja3").Range("CN9").FormulaR1C1 = "=mlevalstring("""M_C_Iniciales""")"  
Sheets("Hoja3").Range("CN9").FormulaR1C1 = Empty
```

```
Sheets("Hoja3").Range("CN10").FormulaR1C1 =  
"=MLGetMatrix("""Matriz_1""", ""hoja3!D9""")"  
Sheets("Hoja3").Range("CN11").FormulaR1C1 =  
"=MLGetMatrix("""Matriz_2""", ""hoja3!D11""")"  
Sheets("Hoja3").Range("CN12").FormulaR1C1 =  
"=MLGetMatrix("""Matriz_3""", ""hoja3!D13""")"  
Sheets("Hoja3").Range("CN13").FormulaR1C1 =  
"=MLGetMatrix("""Matriz_4""", ""hoja3!D15""")"
```

Primer elemento

```
•      •      •      •      •  
•      •      •      •      •  
•      •      •      •      •
```

```
Sheets("Hoja3").Range("CN480").FormulaR1C1 =  
"=MLGetMatrix("""Matriz_465""", ""hoja3!D1617""")"  
Sheets("Hoja3").Range("CN481").FormulaR1C1 =  
"=MLGetMatrix("""Matriz_466""", ""hoja3!D1620""")"  
Sheets("Hoja3").Range("CN482").FormulaR1C1 =  
"=MLGetMatrix("""Matriz_467""", ""hoja3!D1623""")"  
Sheets("Hoja3").Range("CN483").FormulaR1C1 =  
"=MLGetMatrix("""Matriz_468""", ""hoja3!D1626""")"
```

Último Elemento

```
Sheets("Hoja1").Select  
Range("C41").Select  
End Sub
```

## A.1.2 Macro FALLAS

```
Sub Fallas()  
,  
' Fallas  
Range("AG5") = UCase(InputBox("En que Elemento se sucita la Falla ?"))  
SelectCaseRange("AG5")  
    Case "MDA-B1"  
Sheets("Hoja3").Select  
Range("D6").Select  
    Case "MDA-B2"  
Sheets("Hoja3").Select  
Range("D7").Select  
    Case "LT MDA-73300"  
Sheets("Hoja3").Select  
Range("D28").Select  
    Case "LT MDA-73390"  
Sheets("Hoja3").Select  
Range("D42").Select  
    Case "LT MDA-73290"  
Sheets("Hoja3").Select  
Range("D56").Select  
    Case "LT MDA-73400"  
Sheets("Hoja3").Select  
Range("D70").Select  
    Case "LT MDA-73010"  
Sheets("Hoja3").Select  
Range("D84").Select  
    Case "LT MDA-73530"  
Sheets("Hoja3").Select  
Range("D98").Select  
    Case "LT MDA-73310"  
Sheets("Hoja3").Select  
Range("D112").Select  
    Case "LT MDA-73320"  
Sheets("Hoja3").Select  
Range("D126").Select  
    Case "MDA-T6"  
Sheets("Hoja3").Select  
Range("D140").Select  
    Case "MDA-T5"  
Sheets("Hoja3").Select  
Range("D154").Select  
    Case "MDA-T8"  
Sheets("Hoja3").Select
```

```

Range("D168").Select
Case "MDA-T2"
Sheets("Hoja3").Select
Range("D182").Select
    Case "MDA-T1"
Sheets("Hoja3").Select
Range("D196").Select

```

```

•      •      •      •      •
•      •      •      •      •
•      •      •      •      •

```

```

Case "NTE-B1"
Sheets("Hoja3").Select
Range("D1998").Select
    Case "NTE-B2"
Sheets("Hoja3").Select
Range("D2009").Select
    Case "LT NTE-93240-CCP"
Sheets("Hoja3").Select
Range("D2020").Select
    Case "LT NTE-93250-CCP"
Sheets("Hoja3").Select
Range("D2033").Select
    Case "NTE-AT4"
Sheets("Hoja3").Select
Range("D2048").Select

```

} Última Subestación

```

-----
    Case Else
End Select
End Sub

```

### A.1.3 Macro INICIA\_SIMULACIÓN

Sub Inicia\_Simulacion()

Limpia\_CampoEr ' ----- Macro para Limpiar el Campo de Diagnóstico -----

```
' Sheets("Hoja3").Range("BJ10").FormulaR1C1 = "=mlevalstring("""clear all""")"
  Sheets("Hoja3").Range("BJ11").FormulaR1C1 = "=mlputmatrix("""Base_Datos""",R[-2]C[-37]:R[465]C[-24])"
Sheets("Hoja3").Range("BJ11").FormulaR1C1 = Empty
Sheets("Hoja3").Range("BJ12").FormulaR1C1 = "=mlevalstring("""P_D_F""")"
Sheets("hoja3").Select
Sheets("Hoja3").Range("BJ13").FormulaR1C1 =
"=MLGetMatrix("""Matriz_Falla""", ""Hoja3!V6""")"
Sheets("Hoja1").Select
Range("P7").Select
End Sub
```

## A.1.4 Macro DIAGNÓSTICO

Sub Diagnóstico ()

Limpia\_CampoEr ' ----- Macro para Limpiar el Campo de Diagnóstico -----

```
Range("P5").Select
  With Selection.Interior
    .ColorIndex = 3
    .Pattern = xlSolid
  End With
ActiveCell.FormulaR1C1 = "Fallas Detectadas"
With Selection
  .HorizontalAlignment = xlCenter
  .VerticalAlignment = xlBottom
  .WrapText = False
  .Orientation = 0
  .AddIndent = False
  .IndentLevel = 0
  .ShrinkToFit = False
  .ReadingOrder = xlContext
  .MergeCells = False
End With
Selection.Font.Bold = True
Range("P7").Select
'-----
'          Subestacion MERIDA

If Sheets("Hoja3").Range("V6").Value = 1 Then
VAR_BusX "D8", 1 '--- Copias las variables de interés del Bus X
  DG_BusX      '--- Imprime le diagnóstico de los interruptores y relevadores y mas
Else

End If

If Sheets("Hoja3").Range("V7").Value = 1 Then
  VAR_BusX "D19", 2
  DG_BusX
Else
End If

If Sheets("Hoja3").Range("V8").Value = 1 Then
  VAR_LX_TX "D30", 1
  DG_LX_TX
```



Else  
End If

If Sheets("Hoja3").Range("V9").Value = 1 Then  
VAR\_LX\_TX "D44", 1  
DG\_LX\_TX  
Else  
End If

If Sheets("Hoja3").Range("V10").Value = 1 Then  
VAR\_LX\_TX "D58", 1  
DG\_LX\_TX  
Else  
End If

If Sheets("Hoja3").Range("V11").Value = 1 Then  
VAR\_LX\_TX "D72", 0  
DG\_LX\_TX  
Else  
End If

If Sheets("Hoja3").Range("V12").Value = 1 Then  
VAR\_LX\_TX "D86", 1  
DG\_LX\_TX  
Else  
End If

If Sheets("Hoja3").Range("V13").Value = 1 Then  
VAR\_LX\_TX "D100", 1  
DG\_LX\_TX  
Else  
End If

If Sheets("Hoja3").Range("V14").Value = 1 Then  
VAR\_LX\_TX "D114", 1  
DG\_LX\_TX  
Else  
End If

If Sheets("Hoja3").Range("V15").Value = 1 Then  
VAR\_LX\_TX "D128", 0  
DG\_LX\_TX  
Else  
End If

If Sheets("Hoja3").Range("V16").Value = 1 Then  
VAR\_LX\_TX "D142", 1

DG\_LX\_TX

Else

End If

If Sheets("Hoja3").Range("V17").Value = 1 Then

VAR\_LX\_TX "D156", 1

DG\_LX\_TX

Else

End If

If Sheets("Hoja3").Range("V18").Value = 1 Then

VAR\_LX\_TX "D170", 1

DG\_LX\_TX

Else

End If

If Sheets("Hoja3").Range("V19").Value = 1 Then

VAR\_LX\_TX "D184", 1

DG\_LX\_TX

Else

End If

If Sheets("Hoja3").Range("V20").Value = 1 Then

VAR\_LX\_TX "D198", 1

DG\_LX\_TX

Else

End If

•           •           •           •           •  
•           •           •           •           •  
•           •           •           •           •

'-----  
'           Subestacion Norte 230

If Sheets("Hoja3").Range("V120").Value = 1 Then  
VAR\_BusX "D1594", 31 '--- Copias las variables de interés del Bus X  
DG\_BusX       '--- Imprime el diagnóstico de los  
              '--- interruptores y relevadores y mas

```
Else
End If

If Sheets("Hoja3").Range("V121").Value = 1 Then
    VAR_BusX "D1605", 32
    DG_BusX
Else
End If

If Sheets("Hoja3").Range("V122").Value = 1 Then
    VAR_LX_TX "D1616", 1
    DG_LX_TX
Else
End If
End Sub
```



Última Subestación

### A.1.5 Macro VERIFICA V\_I\_Lineas

```
Sub Verifica_V_I()

Sheets("hoja3").Select

Range("BW9").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = "=MLEvalString("""Grafica_Tipo_Falla""")"
Range("BW10").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = "=MLGetMatrix("""Eje_x""", ""BJ18""")"
Range("BW11").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = "=MLGetMatrix("""A1""", ""BJ19""")"
Range("BW12").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = "=MLGetMatrix("""A2""", ""BJ20""")"
Range("BW13").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = "=MLGetMatrix("""A3""", ""BJ21""")"
Range("BW14").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = "=MLGetMatrix("""A4""", ""BJ22""")"
Range("BW15").Select

Sheets("Hoja2").Select
Range("A1").Select
End Sub
```

### A.1.6 Macro VERIFICA\_V\_I\_FFT

```
Sub Verifica_V_I_FFT()
```

```
Sheets("hoja3").Select
```

```
Range("CF9").Select
```

```
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=MLEvalString(""Obtencion_FFT"")"
```

```
Range("CF10").Select
```

```
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=MLGetMatrix(""M"", ""BJ28"")"
```

```
Range("CF11").Select
```

```
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=MLGetMatrix(""F_Fase_a"", ""BJ29"")"
```

```
Range("CF12").Select
```

```
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=MLGetMatrix(""F_Fase_b"", ""BJ30"")"
```

```
Range("CF13").Select
```

```
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=MLGetMatrix(""F_Fase_c"", ""BJ31"")"
```

```
Range("CF14").Select
```

```
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=MLGetMatrix(""F_Tierra"", ""BJ32"")"
```

```
Range("CF15").Select
```

```
Sheets("Hoja4").Select
```

```
Range("A1").Select
```

```
End Sub
```

## A.2 Subrutinas y Funciones en MatLab

### A.2.1 Subrutina P\_D\_F

```
% RED NEURONAL MODULAR PARA EL DIAGNÓSTICO DE FALLOS  
% EN SISTEMAS DE POTENCIA
```

```
% RUTINAS NEURONALES PARCIALES
```

```
load 'L_Net_C_Estado'  
load 'L_Net_Int_Medio'  
load 'L_Net_Val_Int'  
load 'L_Net_Val_Rele'  
load 'L_Net_Val_Rele_a'  
load 'L_Net_Reles_LT'  
load 'L_Net_Doble_Bus'  
load 'L_Net_Val_Falla_B'  
load 'L_Net_Int_p_B'  
load 'Mat_Cond_Ini'  
load 'L_Net_Val_Final_LT'  
load 'L_Net_FFT'
```

```
%*****  
%          MONITOREO DE DATOS SUBESTACION MERIDA 115 Kv          *  
%*****
```

```
%  
%_____
```

```
% LECTURA DE DATOS MERIDA BUS-1
```

```
% Constantes
```

```
P1 = 1;  
P2 = 2;  
P3 = 3;  
P4 = 4;
```

```
[F_Bus] = Bus(Mat_Cond_Ini,Base_Datos,P1,P2,P3,P4,L_Net_Int_p_B,L_Net_Val_Falla_B);
```

```
F_MDA_Bus_1= F_Bus;
```

```
% _____  
% _____
```

```
% LECTURA DE DATOS MERIDA BUS-2
```

```
% Constantes
```

```
P1 = 5;
```

```
P2 = 6;
```

```
P3 = 7;
```

```
P4 = 8;
```

```
[F_Bus] = Bus(Mat_Cond_Ini,Base_Datos,P1,P2,P3,P4,L_Net_Int_p_B,L_Net_Val_Falla_B);
```

```
F_MDA_Bus_2= F_Bus;
```

```
% _____  
% _____
```

```
% LECTURA DE DATOS LT MDA -73300- CMY
```

```
% UN LADO INTERRUPTOR Y MEDIO Y EL OTRO DOBLE BARRA
```

```
% Constantes
```

```
P1 = 9;
```

```
P2 = 10;
```

```
P3 = 11;
```

```
P4 = 12;
```

```
[F_Linea] =  
LT_c(Mat_Cond_Ini,Base_Datos,P1,P2,P3,P4,L_Net_C_Estado,L_Net_Int_Medio,...
```

```
L_Net_Doble_Bus,L_Net_Val_Int,L_Net_Reles_LT,L_Net_Val_Rele_a,L_Net_Val_Final_LT);
```

```
F_MDA_73300 = F_Linea;
```

```
•      •      •      •      •  
•      •      •      •      •  
•      •      •      •      •
```

% LECTURA DE DATOS AT NTE -AT-4 CARGA

% TRANSFORMADOR CON DOBLE BARRA EN AMBOS EXTREMOS

% Constantes

P1 = 465;

P2 = 466;

P3 = 467;

P4 = 468;

[F\_Linea] =

LT\_b(Mat\_Cond\_Ini,Base\_Datos,P1,P2,P3,P4,L\_Net\_C\_Estado,L\_Net\_Int\_Medio,...

L\_Net\_Doble\_Bus,L\_Net\_Val\_Int,L\_Net\_Reles\_LT,L\_Net\_Val\_Rele\_a,L\_Net\_Val\_Final\_LT);

F\_NTE\_AT4 = F\_Linea;

%

%

Matriz\_Falla =

[F\_MDA\_Bus\_1;F\_MDA\_Bus\_2;F\_MDA\_73300;F\_MDA\_73390;F\_MDA\_73290;F\_MDA\_73400;F\_MDA\_73010;...

F\_MDA\_73530;F\_MDA\_73310;F\_MDA\_73320;F\_MDA\_T\_6;F\_MDA\_T\_5;F\_MDA\_T\_8;F\_MDA\_T\_2;F\_MDA\_T\_1;...

F\_SUR\_Bus\_1;F\_SUR\_Bus\_2;F\_SUR\_73050;F\_SUR\_73980;F\_SUR\_73370;F\_SUR\_73550;F\_SUR\_73560;...

F\_SUR\_T1;F\_SUR\_T2;F\_KNP\_Bus\_1;F\_KNP\_Bus\_2;F\_KNP\_73880;F\_KNP\_73870;F\_KNP\_73060;F\_KNP\_AT\_1;...

F\_KNP\_AT\_2;F\_NCM\_Bus\_1;F\_NCM\_Bus\_2;F\_NCM\_73510;F\_NCM\_73360;F\_NCM\_73350;F\_NCM\_73380;F\_NCM\_73500;...

F\_NCM\_T\_4;F\_NCM\_T\_5;F\_NCM\_T\_6;F\_NCM\_T\_1;F\_NCM\_T\_2;F\_NCM\_T\_3;F\_NTE\_Bus\_1;F\_NTE\_Bus\_2;F\_NTE\_73410;F\_NTE\_73440;...

F\_NTE\_73430;F\_NTE\_73330;F\_NTE\_73540;F\_NTE\_73420;F\_NTE\_T\_1;F\_NTE\_T\_2;F\_NTE\_T\_3;F\_NTE\_AT\_4;F\_PTE\_Bus\_1;...

F\_PTE\_Bus\_2;F\_PTE\_73410;F\_PTE\_73570;F\_PTE\_73590;F\_PTE\_73340;F\_PTE\_T1;F\_PTE\_T2;F\_CCP\_Bus\_1;F\_CCP\_Bus\_2;...

F\_CCP\_73960;F\_CCP\_AT3;F\_CBR\_Bus\_1;F\_CBR\_T1;F\_CBR\_T2;F\_HOL\_Bus\_1;F\_HOL\_T1;F\_IGN\_Bus\_1;F\_IGN\_T1;...



F\_PPO\_Bus\_1;F\_PPO\_73430;F\_PPO\_T1;F\_MDN\_Bus\_1;F\_MDN\_T1;F\_UMA\_Bus\_1;F\_UMA\_73580;F\_UMA\_T1;F\_MTO\_Bus\_1;...

F\_MTO\_T1;F\_ALO\_Bus\_1;F\_ALO\_T1;F\_HNC\_T1;F\_IZE\_Bus\_1;F\_IZE\_73520;F\_IZE\_T1;F\_IZE\_T2;F\_CNO\_Bus\_1;F\_CNO\_T1;...

F\_CNO\_T2;F\_KNP\_230\_Bus\_1;F\_KNP\_230\_Bus\_2;F\_KNP\_93150;F\_KNP\_93160;F\_KNP\_93030;F\_KNP\_93230;F\_KNP\_93110;...

F\_KNP\_93120;F\_KNP\_AT1;F\_KNP\_AT2;F\_CCP\_230\_Bus\_1;F\_CCP\_230\_Bus\_2;F\_CCP\_93130;F\_CCP\_93140;F\_CCP\_93240;...

F\_CCP\_93250;F\_CCP\_AT3;F\_MDP\_230\_Bus\_1;F\_MDP\_230\_Bus\_2;F\_NTE\_230\_Bus\_1;F\_NTE\_230\_Bus\_2;F\_NTE\_AT4;]

## A.2.2 Función Bus

```
% FUNCION PARA SIMULACION LOGICA FALLA EN BUS
function [F_Bus] =
Bus(Mat_Cond_Ini,Base_Datos,P1,P2,P3,P4,L_Net_Int_p_B,L_Net_Val_Falla_B)

% DETERMINACION CAMBIO DE ESTADO

C_Est_P = isequal(Mat_Cond_Ini(P1,1:14),Base_Datos(P1,1:14));

% DETERMINACION DE CAMBIOS DE ESTADO LADO ENVIO

if C_Est_P == 0 % ----->>>>>>

% DETERMINACION DE CUANTOS INTERRUPTORES REALES HAY

% VECTOR DE ESTADOS DE INTERRUPTORES DIVIDIDO

for i = 1:14
    Ae_RT(1,i) = Base_Datos(P1,i);
    As_RT(1,i) = Base_Datos(P2,i);
    FI(1,i) = Base_Datos(P3,i);
end

    R87_B = Base_Datos(P4,1);

% DETERMINACION # DE 2 ( INTERRUPTORES FICTICIOS )

Cont = 0;
    Cont1 = 0;
    Cont2 = 0;
for i = 1:14
if Ae_RT(1,i) == 2
    Cont = Cont + 1;
else
end
end
for i = 1:14
if As_RT(1,i) == 2
    Cont1 = Cont1 + 1;
else
end
end
for i = 1:14

190
```

```

if FI(1,i) == 2
    Cont2 = Cont2 +1;
else
end
end

% CORRECCION DE LOS VECTORES por 1's

if Cont ~= 0
    L = 14-Cont+1;
for i = L:14
    Ae_RT(1,i)= 0;
end
else
end

if Cont1 ~= 0
    L1 = 14-Cont1+1;
for i = L1:14
    As_RT(1,i)= 0;
end
else
end

if Cont2 ~= 0
    L2 = 14-Cont1+1;
for i = L2:14
    FI(1,i)= 0;
end
else
end

% *****
%   DETERMINACION DE LA FALLA POR BUS           *
% *****

S_1 = sim(L_Net_Int_p_B,FI');
S_2 = sim(L_Net_Int_p_B,Ae_RT');
S_3 = sim(L_Net_Int_p_B,As_RT');
S_4 = R87_B;

S = [S_1;S_2;S_3;S_4];

F_Bus = sim(L_Net_Val_Falla_B,S);

if F_Bus >= .90
    F_Bus = 1.0;

```

```
else
    F_Bus = 0.0;
end

else
    F_Bus = 0;
end
% TERMINA FUNCION
```

### A.2.3 Función LT\_a

```
FUNCION PARA SIMULACION LOGICA LINEA
% LINEA CON INTERRUPTOR Y MEDIO EN AMBOS EXTREMOS

function [F_Linea] =
LT_a(Mat_Cond_Ini,Base_Datos,P1,P2,P3,P4,L_Net_C_Estado,L_Net_Int_Medio,...
L_Net_Val_Int,L_Net_Reles_LT,L_Net_Val_Rele,L_Net_Val_Final_LT)

% LECTURA DE RELEVADORES

for i = 1:5
Be1(1,i)=Base_Datos(P2,i);
Br1(1,i)=Base_Datos(P4,i);
end

for i =6:10
Be2(1,i-5)=Base_Datos(P2,i);
Br2(1,i-5)=Base_Datos(P4,i);
end

% *****
% MODULO DE LINEA DE INTERRUPTOR Y MEDIO EN AMBOS EXTREMOS*
% *****

% LADO INTERRUPTOR Y MEDIO ( Envio )
%-----

% DETERMINACION CAMBIO DE ESTADO

C_Est_P = isequal(Mat_Cond_Ini(P1,1:2),Base_Datos(P1,1:2));
C_Est_Pr = isequal(Mat_Cond_Ini(P3,1:2),Base_Datos(P3,1:2));

if C_Est_P == 0 % ----->>>>>>

% DETERMINACION DE CUANTOS INTERRUPTORES REALES HAY

% VECTOR DE ESTADOS DE INTERRUPTORES DIVIDIDO
for i = 3:8
    Ae_R(1,i-2) = Base_Datos(P1,i);
end

for i = 9:11
    Ae_R1(1,i-8) = Base_Datos(P1,i);
end
```

```
% DETERMINACION # DE 2 ( INTERRUPTORES FICTICIOS )
```

```
Cont = 0;
```

```
    Cont1 = 0;
```

```
for i = 1:6
```

```
if Ae_R(1,i) == 2
```

```
    Cont = Cont + 1;
```

```
else
```

```
end
```

```
end
```

```
for i = 1:3
```

```
if Ae_R1(1,i) == 2
```

```
    Cont1 = Cont1 + 1;
```

```
else
```

```
end
```

```
end
```

```
% CORRECCION DE LOS VECTORES PARA LAS LOGICAS
```

```
    YCorrec = sim(L_Net_C_Estado,Base_Datos(P1,1:2));
```

```
for i = 1:2
```

```
if YCorrec(i,1) >= .90
```

```
YCorrec(i,1)=1.0;
```

```
else
```

```
YCorrec(i,1)=0.0;
```

```
end
```

```
end
```

```
if Cont ~= 0
```

```
    L = 6-Cont+1;
```

```
for i = L:6
```

```
    Ae_R(1,i)=YCorrec(1,1);
```

```
end
```

```
else
```

```
end
```

```
if Cont1 ~= 0
```

```
    L1 = 3-Cont1+1;
```

```
for i = L1:3
```

```
    Ae_R1(1,i)=YCorrec(2,1);
```

```
end
```

```
else
```

```
end
```

```
% CONCATENANDO VECTORES
```

```

    VTotale=cat(2,Base_Datos(P1,1:2),Ae_R,Ae_R1);
YInte=sim(L_Net_Int_Medio,VTotale');

else
YInte = 0;

end

%_____

% DETERMINACION DE CAMBIOS DE ESTADO LADO RECEPTOR

if C_Est_Pr == 0 % ----->>>>>>

% DETERMINACION DE CUANTOS INTERRUPTORES REALES HAY

% VECTOR DE ESTADOS DE INTERRUPTORES DIVIDIDO

for i = 3:8
    Ae_R(1,i-2) = Base_Datos(P3,i);
end

for i = 9:11
    Ae_R1(1,i-8) = Base_Datos(P3,i);
end

% DETERMINACION # DE 2 ( INTERRUPTORES FICTICIOS )
Cont = 0;
    Cont1 = 0;
for i = 1:6
if Ae_R(1,i) == 2
    Cont = Cont + 1;
else
end
end
for i = 1:3
if Ae_R1(1,i) == 2
    Cont1 = Cont1 + 1;
else
end
end

% CORRECCION DE LOS VECTORES PARA LAS LOGICAS

YCorrec = sim(L_Net_C_Estado,Base_Datos(P3,1:2)');

```

```

for i = 1:2
if YCorrec(i,1) >= .90
YCorrec(i,1)=1.0;
else
YCorrec(i,1)=0.0;
end
end

if Cont ~= 0
L = 6-Cont+1;
for i = L:6
Ae_R(1,i)=YCorrec(1,1);
end
else
end

if Cont1 ~= 0
L1 = 3-Cont1+1;
for i = L1:3
Ae_R1(1,i)=YCorrec(2,1);
end
else
end

% CONCATENANDO VECTORES

VTotale=cat(2,Base_Datos(P3,1:2),Ae_R,Ae_R1);
YIntr=sim(L_Net_Int_Medio,VTotale');

else
YIntr = 0;

end

%*****
% DETERMINACION DE LA FALLA POR LINEA TOTAL *
%*****

% FALLA LINEA POR INTERRUPTOR

Ent_e = [YInte;YIntr];

F_LT_Int = sim(L_Net_Val_Int,Ent_e);

if F_LT_Int >= .90
196

```



```

        F_LT_Int=1.0;
else
        F_LT_Int=0.0;
end

% FALLA LINEA POR RELEVADOR

YRele1=sim(L_Net_Reles_LT,Be1');
YRele2=sim(L_Net_Reles_LT,Be2');
YRelr1=sim(L_Net_Reles_LT,Br1');
YRelr2=sim(L_Net_Reles_LT,Br2');

YRel = [YRele1;YRele2;YRelr1;YRelr2];
F_LT_Rel = sim(L_Net_Val_Rele,YRel);

if F_LT_Rel >= .90
        F_LT_Rel=1.0;
else
        F_LT_Rel=0.0;
end

% DIAGNÓSTICO FINAL DE FALLA EN LINEA

Ysal = [F_LT_Int;F_LT_Rel];
F_Linea=sim(L_Net_Val_Final_LT,Ysal);

if F_Linea >= .90
        F_Linea=1.0;
else
        F_Linea =0.0;
end

% AQUI TERMINA FUNCION

```

## A.2.4 Función LT\_b

```
% FUNCION PARA SIMULACION LOGICA LINEA
% LINEA CON DOBLE BARRA EN AMBOS EXTREMOS

function [F_Linea] =
LT_b(Mat_Cond_Ini,Base_Datos,P1,P2,P3,P4,L_Net_C_Estado,L_Net_Int_Medio,...

L_Net_Doble_Bus,L_Net_Val_Int,L_Net_Reles_LT,L_Net_Val_Rele_a,L_Net_Val_Final_LT)

% LECTURA DE RELEVADORES
for i = 1:5
Be1(1,i)=Base_Datos(P2,i);
Br1(1,i)=Base_Datos(P4,i);
end

% *****
% LINEA CON DOBLE BARRA EN AMBOS EXTREMOS *
% *****

% LADO ENVIO
%-----

% DETERMINACION DE CAMBIOS DE ESTADO

C_Est_P = isequal(Mat_Cond_Ini(P1,1),Base_Datos(P1,1));
C_Est_Pr = isequal(Mat_Cond_Ini(P3,1),Base_Datos(P3,1));

% DETERMINACION CAMBIO DE ESTADO LADO ENVIO

if C_Est_P == 0 % ----->>>>>>

% DETERMINACION DE CUANTOS INTERRUPTORES REALES HAY

% VECTOR DE ESTADOS DE INTERRUPTORES DIVIDIDO
for i = 2:10
Ar_R(1,i-1) = Base_Datos(P1,i);
end

% DETERMINACION # DE 2 ( INTERRUPTORES FICTICIOS )
Cont = 0;
for i = 2:10
if Ar_R(1,i-1) == 2
Cont = Cont + 1;
end
end
```

```

else
end
end
% CORRECCION DE LOS VECTORES por 1's

if Cont ~= 0
    L = 9-Cont+1;
for i = L:9
    Ar_R(1,i)= 1;
end
else
end

% CONCATENANDO VECTORES

    VTotale=cat(2,Base_Datos(P1,1),Ar_R);
YInte=sim(L_Net_Doble_Bus,VTotale');

else
YInte = 0;

end

% DETERMINACION CAMBIO DE ESTADO LADO RECEPCION

if C_Est_Pr == 0    % ----->>>>>>

% DETERMINACION DE CUANTOS INTERRUPTORES REALES HAY

% VECTOR DE ESTADOS DE INTERRUPTORES DIVIDIDO
for i = 2:10
    Ar_RT(1,i-1) = Base_Datos(P3,i);
end

% DETERMINACION # DE 2 ( INTERRUPTORES FICTICIOS )
Cont = 0;
for i = 2:10
if Ar_RT(1,i-1) == 2
    Cont = Cont + 1;
else
end
end

% CORRECCION DE LOS VECTORES por 1's

if Cont ~= 0
    L = 9-Cont+1;

```

```

for i = L:9
    Ar_RT(1,i)= 1;
end
else
end

% CONCATENANDO VECTORES

    VTotalr=cat(2,Base_Datos(P3,1),Ar_RT);
YIntr=sim(L_Net_Doble_Bus,VTotalr');

else
    YIntr = 0;
end

% *****
% DETERMINACION DE LA FALLA POR LINEA TOTAL *
% *****

% FALLA LINEA POR INTERRUPTOR

Ent_e = [YInte;YIntr];

F_LT_Int = sim(L_Net_Val_Int,Ent_e);

if F_LT_Int >= .90
    F_LT_Int=1.0;
else
    F_LT_Int=0.0;
end

% FALLA LINEA POR RELEVADOR

YRele1=sim(L_Net_Reles_LT,Be1');
YRele2=sim(L_Net_Reles_LT,Br1');

YRel = [YRele1;YRele2];
F_LT_Rel = sim(L_Net_Val_Final_LT,YRel);

if F_LT_Rel >= .90
    F_LT_Rel=1.0;
else
    F_LT_Rel=0.0;
end

```

```
% DIAGNÓSTICO FINAL DE FALLA EN LINEA
Ysal = [F_LT_Int;F_LT_Rel];
F_Linea=sim(L_Net_Val_Final_LT,Ysal);

if F_Linea >= .90
    F_Linea=1.0;
else
    F_Linea =0.0;
end

% AQUI TERMINA FUNCION
```

## A.2.5 Función LT\_c

```
% FUNCION PARA SIMULACION LOGICA LINEA
% LINEA CON INTERRUPTOR Y MEDIO EN UN ESTREMO Y EN EL OTRO
% DOBLE BARRA

function [F_Linea] =
LT_c(Mat_Cond_Ini,Base_Datos,P1,P2,P3,P4,L_Net_C_Estado,L_Net_Int_Medio,...
L_Net_Doble_Bus,L_Net_Val_Int,L_Net_Reles_LT,L_Net_Val_Rele_a,L_Net_Val_Final_LT)

% LECTURA DE RELEVADORES

for i = 1:5
Be1(1,i)=Base_Datos(P2,i);
Br1(1,i)=Base_Datos(P4,i);
end

for i =6:10
Be2(1,i-5)=Base_Datos(P2,i);
end

% *****
%      MODULO DE LINEA INTERRUPTOR Y MEDIO Y DOBLE BUS      *
% *****

% LADO INTERRUPTOR Y MEDIO
%-----

% DETERMINACION CAMBIO DE ESTADO

C_Est_P = isequal(Mat_Cond_Ini(P1,1:2),Base_Datos(P1,1:2));
C_Est_Pr = isequal(Mat_Cond_Ini(P3,1),Base_Datos(P3,1));

% DETERMINACION CAMBIO DE ESTADO LADO ENVIO

if C_Est_P == 0 % ----->>>>>>

% DETERMINACION DE CUANTOS INTERRUPTORES REALES HAY

% VECTOR DE ESTADOS DE INTERRUPTORES DIVIDIDO
for i = 3:8
    Ae_R(1,i-2) = Base_Datos(P1,i);
end

for i = 9:11
    Ae_R1(1,i-8) = Base_Datos(P1,i);

202
```

```

end

% DETERMINACION # DE 2 ( INTERRUPTORES FICTICIOS )
Cont = 0;
    Cont1 = 0;
for i = 1:6
if Ae_R(1,i) == 2
    Cont = Cont + 1;
else
end
end
for i = 1:3
if Ae_R1(1,i) == 2
    Cont1 = Cont1 + 1;
else
end
end

% CORRECCION DE LOS VECTORES PARA LAS LOGICAS

    YCorrec = sim(L_Net_C_Estado,Base_Datos(P1,1:2)');

for i = 1:2
if YCorrec(i,1) >= .90
YCorrec(i,1)=1.0;
else
YCorrec(i,1)=0.0;
end
end

if Cont ~= 0
    L = 6-Cont+1;
for i = L:6
    Ae_R(1,i)=YCorrec(1,1);
end
else
end

if Cont1 ~= 0
    L1 = 3-Cont1+1;
for i = L1:3
    Ae_R1(1,i)=YCorrec(2,1);
end
else
end

% CONCATENANDO VECTORES

```

```
VTotale=cat(2,Base_Datos(P1,1:2),Ae_R,Ae_R1);
YInte=sim(L_Net_Int_Medio,VTotale');
```

```
else
YInte = 0;
end
```

```
% _____
```

```
% DETERMINACION DE CAMBIOS DE ESTADO LADO RECEPTOR
```

```
if C_Est_Pr == 0 % ----->>>>>>
```

```
% DETERMINACION DE CUANTOS INTERRUPTORES REALES HAY
```

```
% VECTOR DE ESTADOS DE INTERRUPTORES DIVIDIDO
```

```
for i = 2:10
    Ar_RT(1,i-1) = Base_Datos(P3,i);
end
```

```
% DETERMINACION # DE 2 ( INTERRUPTORES FICTICIOS )
```

```
Cont = 0;
for i = 2:10
if Ar_RT(1,i-1) == 2
    Cont = Cont + 1;
else
end
end
```

```
% CORRECCION DE LOS VECTORES por 1's
```

```
if Cont ~= 0
    L = 9-Cont+1;
for i = L:9
    Ar_RT(1,i)= 1;
end
else
end
```

```
% CONCATENANDO VECTORES
```

```
VTotalr=cat(2,Base_Datos(P3,1),Ar_RT);
YIntr=sim(L_Net_Doble_Bus,VTotalr');
```

```
else
204
```



```

    YIntr = 0;

end

%*****
% DETERMINACION DE LA FALLA POR LINEA TOTAL *
%*****

% FALLA LINEA POR INTERRUPTOR
Ent_e = [YInte;YIntr];

F_LT_Int = sim(L_Net_Val_Int,Ent_e);

if F_LT_Int >= .90
    F_LT_Int=1.0;
else
    F_LT_Int=0.0;
end

% FALLA LINEA POR RELEVADOR

YRele1=sim(L_Net_Reles_LT,Be1');
YRele2=sim(L_Net_Reles_LT,Be2');
YRelr1=sim(L_Net_Reles_LT,Br1');

YRel = [YRele1;YRele2;YRelr1];
F_LT_Rel = sim(L_Net_Val_Rele_a,YRel);

if F_LT_Rel >= .90
    F_LT_Rel=1.0;
else
    F_LT_Rel=0.0;
end

% DIAGNÓSTICO FINAL DE FALLA EN LINEA

Ysal = [F_LT_Int;F_LT_Rel];
F_Linea=sim(L_Net_Val_Final_LT,Ysal);

if F_Linea >= .90
    F_Linea=1.0;
else
    F_Linea =0.0;
end

% AQUI TERMINA FUNCION

```

## A.2.6 Función LT\_d

```
% FUNCION PARA SIMULACION LOGICA LINEA
% LINEA CON DOBLE BARRA EN UN ESTREMO Y EN EL OTRO
% INTERRUPTOR Y MEDIO

function [F_Linea] =
LT_d(Mat_Cond_Ini,Base_Datos,P1,P2,P3,P4,L_Net_C_Estado,L_Net_Int_Medio,...
L_Net_Doble_Bus,L_Net_Val_Int,L_Net_Reles_LT,L_Net_Val_Rele_a,L_Net_Val_Final_LT)

% LECTURA DE RELEVADORES

for i = 1:5
Be1(1,i)=Base_Datos(P2,i);
Br1(1,i)=Base_Datos(P4,i);
end

for i =6:10
Br2(1,i-5)=Base_Datos(P4,i);
end

%*****
%      MODULO DE LINEA INTERRUPTOR Y MEDIO Y DOBLE BUS      *
%*****

% LADO INTERRUPTOR Y MEDIO
%-----

% DETERMINACION CAMBIO DE ESTADO

C_Est_Pr = isequal(Mat_Cond_Ini(P3,1:2),Base_Datos(P3,1:2));
C_Est_P = isequal(Mat_Cond_Ini(P1,1),Base_Datos(P1,1));

% DETERMINACION CAMBIO DE ESTADO LADO ENVIO

if C_Est_P == 0 % ----->>>>>>

    % DETERMINACION DE CUANTOS INTERRUPTORES REALES HAY

% VECTOR DE ESTADOS DE INTERRUPTORES DIVIDIDO
for i = 2:10
    Ae_R(1,i-1) = Base_Datos(P1,i);
end

% DETERMINACION # DE 2 ( INTERRUPTORES FICTICIOS )
Cont = 0;

206
```

```

for i = 2:10
if Ae_R(1,i-1) == 2
    Cont = Cont + 1;
else
end
end

% CORRECCION DE LOS VECTORES por 1's

if Cont ~= 0
    L = 9-Cont+1;
for i = L:9
    Ae_R(1,i)= 1;
end
else
end

% CONCATENANDO VECTORES

    VTotale=cat(2,Base_Datos(P1,1),Ae_R);
YInte=sim(L_Net_Doble_Bus,VTotale');
else
YInte = 0;

end

% _____

% DETERMINACION DE CAMBIOS DE ESTADO LADO RECEPTOR

if C_Est_Pr == 0 % ----->>>>>>

% DETERMINACION DE CUANTOS INTERRUPTORES REALES HAY

% VECTOR DE ESTADOS DE INTERRUPTORES DIVIDIDO
for i = 3:8
    Ae_RT(1,i-2) = Base_Datos(P3,i);
end

for i = 9:11
    Ae_RT1(1,i-8) = Base_Datos(P3,i);
end

% DETERMINACION # DE 2 ( INTERRUPTORES FICTICIOS )
Cont = 0;
    Cont1 = 0;
for i = 1:6

```

```

if Ae_RT(1,i) == 2
    Cont = Cont + 1;
else
end
end
for i = 1:3
if Ae_RT1(1,i) == 2
Cont1 = Cont1 +1;
else
end
end

% CORRECCION DE LOS VECTORES PARA LAS LOGICAS

    YCorrec = sim(L_Net_C_Estado,Base_Datos(P3,1:2));

for i = 1:2
if YCorrec(i,1) >= .90
YCorrec(i,1)=1.0;
else
YCorrec(i,1)=0.0;
end
end

if Cont ~= 0
    L = 6-Cont+1;
for i = L:6
    Ae_RT(1,i)=YCorrec(1,1);
end
else
end

if Cont1 ~= 0
    L1 = 3-Cont1+1;
for i = L1:3
    Ae_RT1(1,i)=YCorrec(2,1);
end
else
end

% CONCATENANDO VECTORES

VTotalr=cat(2,Base_Datos(P3,1:2),Ae_RT,Ae_RT1);
YIntr=sim(L_Net_Int_Medio,VTotalr');

else
    YIntr = 0;
end

```

```

end

%*****
% DETERMINACION DE LA FALLA POR LINEA TOTAL *
%*****

% FALLA LINEA POR INTERRUPTOR

Ent_e = [YInte;YIntr];

F_LT_Int = sim(L_Net_Val_Int,Ent_e);

if F_LT_Int >= .90
    F_LT_Int=1.0;
else
    F_LT_Int=0.0;
end

% FALLA LINEA POR RELEVADOR

YRele1=sim(L_Net_Reles_LT,Bel');
YRelr1=sim(L_Net_Reles_LT,Br1');
YRelr2=sim(L_Net_Reles_LT,Br2');

YRel = [YRele1;YRelr1;YRelr2];
F_LT_Rel = sim(L_Net_Val_Rele_a,YRel);

if F_LT_Rel >= .90
    F_LT_Rel=1.0;
else
    F_LT_Rel=0.0;
end

% DIAGNÓSTICO FINAL DE FALLA EN LINEA

Ysal = [F_LT_Int;F_LT_Rel];
F_Linea=sim(L_Net_Val_Final_LT,Ysal);

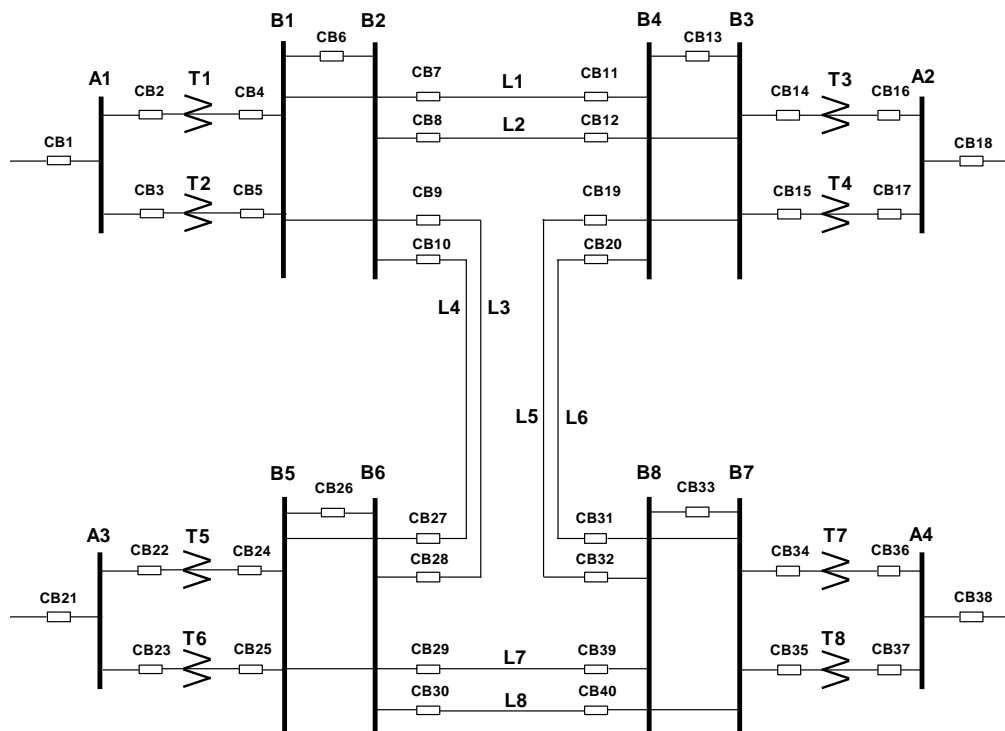
if F_Linea >= .90
    F_Linea=1.0;
else
    F_Linea =0.0;
end
% AQUI TERMINA FUNCION

```

## Apéndice B

### Implementación del método propuesto a la red eléctrica de prueba utilizada en [Chang02], [Negnevitsky05], [Fritzen10]

A continuación se muestra el diagrama unifilar de la red de prueba utilizada en [Chang02], [Negnevitsky05], [Fritzen10].



Red eléctrica de prueba

Esta red está compuesta por los siguientes componentes:

- 12 barras
- 8 transformadores
- 8 líneas de transporte

Se presentan las bases de datos utilizadas por el método propuesto, correspondientes a cada uno de los patrones típicos de fallo manejados en [Chang02], [Negnevitsky05], [Fritzen10], así como el diagnóstico emitido por este para cada patrón. Cabe aclarar que el tiempo de activación de los relevadores, así como el de la apertura de los interruptores que se presenta en el

diagnóstico emitido para cada patrón de fallo, es el tiempo que arroja el ordenador. Al estar el sistema de diagnóstico en línea, el tiempo presentado será el que se obtenga del SCADA.

### B.1. Fallo simple (FS)

Falla L1

*Alarmas recibidas*

Rel\_P\_L1, CB7, CB11

	B2		B4			LINEA_1					
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Int_PyR	INT CB7	INT CB4	INT CB5	INT CB6	INT CB9	*	*	*	*	*	ENVIO
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	
	INT CB7										
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	RECEP
Int_PyR	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*	
Estado	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	
	INT CB11										
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	

Diagnóstico emitido:

#### SIMULADOR DE FALLOS

Fallas Detectadas
Falla en LINEA_1
Diagnostico Referente en el lado de Envio
Interruptores Primarios Operados
INT CB7 - 08:34:27 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB7
Rel21 - 08:34:27 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion
Interruptores Primarios Operados
INT CB11 - 08:34:27 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB11
Rel21 - 08:34:27 p.m.-

### B.1.1 Fallo simple con un interruptor fallado (FS\_1CB)

Falla L5 y CB19

*Alarmas recibidas*

Rel\_P\_L5, CB32, CB12, CB13, CB14, CB15

	B3		B8			LINEA_5						
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Int_PyR	INT CB19	INT CB12	INT CB13	INT CB14	INT CB15	*	*	*	*	*	*	ENVIO
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	
	INT CB19											
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
Estado	1	0	1	0	1	2	2	2	2	2		
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	RECEP	
Int_PyR	INT CB32	INT CB33	INT CB39	*	*	*	*	*	*	*		
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2		
	INT CB32											
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2		

Diagnóstico emitido:

## SIMULADOR DE FALLOS

Fallas Detectadas
<b>Falla en LINEA_5</b>
Diagnostico Referente en el lado de Envio
Todos los Interruptores Primarios han Fallado Interruptor Primario INT CB19 no Operado
Interruptores de Respaldo Operados INT CB12 - 08:04:42 a.m.- INT CB13 - 08:04:42 a.m.- INT CB14 - 08:04:42 a.m.- INT CB15 - 08:04:42 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB19 Rel21 - 08:04:42 a.m.- Rel67 - 08:04:42 a.m.- Rel50FI - 08:04:42 a.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion
Interruptores Primarios Operados INT CB32 - 08:04:42 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB32 Rel21 - 08:04:42 a.m.-

### B.2 Fallo doble (FD)

Falla B5 y B8

*Alarmas recibidas*

Rel\_P\_B5, CB24, CB25, CB26, CB27, CB29

Rel\_P\_B8, CB32, CB33, CB39

BUS-5														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Int_P	INT CB24	INT CB25	INT CB26	INT CB27	INT CB29	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Int_S	INT CB22	INT CB23	INT CB28	INT CB30	INT CB10	INT CB39	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
50FI	INT CB24	INT CB25	INT CB26	INT CB27	INT CB29	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B2	BUS-5													
Estado	1													

BUS-8														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Int_P	INT CB32	INT CB33	INT CB39	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Int_S	INT CB19	INT CB31	INT CB34	INT CB35	INT CB40	INT CB32	INT CB33	*	*	*	*	*	*	*
Estado	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
50FI	INT CB32	INT CB33	INT CB39	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B2	BUS-8													
Estado	1													

Diagnóstico emitido:

## SIMULADOR DE FALLOS

Fallas Detectadas
<b>Falla en BUS-5</b>
Interruptores Primarios Operados INT CB24 - 08:30:04 a.m.- INT CB25 - 08:30:04 a.m.- INT CB26 - 08:30:04 a.m.- INT CB27 - 08:30:04 a.m.- INT CB29 - 08:30:04 a.m.-
Protecciones Activadas 87B-MDA BUS-2 - 08:30:04 a.m.-
<b>Falla en BUS-8</b>
Interruptores Primarios Operados INT CB32 - 08:30:05 a.m.- INT CB33 - 08:30:05 a.m.- INT CB39 - 08:30:05 a.m.-
Protecciones Activadas 87B-BUS-8 - 08:30:05 a.m.-



## B.2.1 Fallo doble con 1 interruptor fallado en un componente (FD\_1CB)

Falla B5, B8 y CB29

Alarmas recibidas

Rel\_P\_B5, CB24, CB25, CB26, CB27, CB39

Rel\_P\_B8, CB32, CB33, CB39

BUS-5														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Int. P	INT CB24	INT CB25	INT CB26	INT CB27	INT CB29	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Int. S	INT CB22	INT CB23	INT CB28	INT CB30	INT CB10	INT CB39	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	1	1	1	1	1	0	2	2	2	2	2	2	2	2
SOPI	INT CB24	INT CB25	INT CB26	INT CB27	INT CB29	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B2	BUS-5													
Estado	1													

BUS-8														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Int. P	INT CB32	INT CB33	INT CB39	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Int. S	INT CB19	INT CB31	INT CB34	INT CB35	INT CB40	INT CB32	INT CB33	*	*	*	*	*	*	*
Estado	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
SOPI	INT CB32	INT CB33	INT CB39	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B2	BUS-8													
Estado	1													

Diagnóstico emitido:

### SIMULADOR DE FALLOS

Fallas Detectadas	
Falla en BUS-5	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB24	- 07:42:23 a.m.-
INT CB25	- 07:42:23 a.m.-
INT CB26	- 07:42:23 a.m.-
INT CB27	- 07:42:23 a.m.-
Interruptor Primario INT CB29 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT CB39	- 07:42:23 a.m.-
Protecciones Activadas	
87B-BUS-5	- 07:42:23 a.m.-
Falla en BUS-8	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB32	- 07:42:24 a.m.-
INT CB33	- 07:42:24 a.m.-
INT CB39	- 07:42:24 a.m.-
Protecciones Activadas	
87B-BUS-8	- 07:42:24 a.m.-

## B.2.2 Fallo doble con 1 interruptor fallado por componente (FD\_2CB)

Falla B5, B8, CB29 y CB33

Alarmas recibidas

Rel\_P\_B5, CB24, CB25, CB26, CB27, CB39

Rel\_P\_B8, CB31, CB32, CB34, CB35, CB39, CB40

BUS-5														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Int. P	INT CB24	INT CB25	INT CB26	INT CB27	INT CB29	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Int. S	INT CB22	INT CB23	INT CB28	INT CB30	INT CB10	INT CB39	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	1	1	1	1	1	0	2	2	2	2	2	2	2	2
SOPI	INT CB24	INT CB25	INT CB26	INT CB27	INT CB29	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B2	BUS-5													
Estado	1													

BUS-8														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Int. P	INT CB32	INT CB33	INT CB39	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	1	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Int. S	INT CB19	INT CB31	INT CB34	INT CB35	INT CB40	INT CB32	INT CB33	*	*	*	*	*	*	*
Estado	1	0	1	1	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2
SOPI	INT CB32	INT CB33	INT CB39	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B2	BUS-8													
Estado	1													

Diagnóstico emitido:

### SIMULADOR DE FALLOS

Fallas Detectadas	
Falla en BUS-5	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB24	- 07:46:46 a.m.-
INT CB25	- 07:46:46 a.m.-
INT CB26	- 07:46:46 a.m.-
INT CB27	- 07:46:46 a.m.-
Interrupor Primario INT CB29 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT CB39	- 07:46:46 a.m.-
Protecciones Activadas	
87B-BUS-5	- 07:46:46 a.m.-
Falla en BUS-8	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB32	- 07:46:46 a.m.-
INT CB39	- 07:46:46 a.m.-
Interrupor Primario INT CB33 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT CB31	- 07:46:47 a.m.-
INT CB34	- 07:46:47 a.m.-
INT CB35	- 07:46:47 a.m.-
INT CB40	- 07:46:47 a.m.-
Protecciones Activadas	
87B-BUS-8	- 07:46:47 a.m.-

### B.3 Fallo triple (FT)

Falla B2, L1, L2

Alarmas recibidas

Rel\_B2, CB6, CB8, CB10

Rel\_L1, CB7, CB11

Rel\_L2, CB8, CB12

BUS-2														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Int_P	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Int_S	INT CB4	INT CB5	INT CB7	INT CB9	INT CB12	INT CB27	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
50FI	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B1	BUS-2													
Estado	1													

LINEA 1										ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Int_PyR	INT CB7	INT CB4	INT CB5	INT CB6	INT CB9	*	*	*	*	*
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Rélés	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2
Int_PyR	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2
Rélés	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2

LINEA 2											RECEP
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Int_PyR	INT CB8	INT CB6	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Rélés	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	
Int_PyR	INT CB12	INT CB13	INT CB14	INT CB15	INT CB19	*	*	*	*	*	
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	
Rélés	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	

Diagnóstico emitido:

## SIMULADOR DE FALLOS

Fallos Detectadas	
Falla en BUS-2	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB6	- 09:56:07 a.m.-
INT CB8	- 09:56:07 a.m.-
INT CB10	- 09:56:07 a.m.-
Protecciones Activadas	
87B-BUS-2	- 09:56:07 a.m.-
Falla en LINEA 1	
Diagnostico Referente en el lado de Envío	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB7	- 09:56:07 a.m.-
Protecciones que abandonaran al Interruptor Primario INT CB7	
Rel21	- 09:56:07 a.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB11	- 09:56:08 a.m.-
Protecciones que abandonaran al Interruptor Primario INT CB11	
Rel21	- 09:56:08 a.m.-

Falla en LINEA 2	
Diagnostico Referente en el lado de Envío	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB8	- 09:56:08 a.m.-
Protecciones que abandonaran al Interruptor Primario INT CB8	
Rel21	- 09:56:09 a.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB12	- 09:56:09 a.m.-
Protecciones que abandonaran al Interruptor Primario INT CB12	
Rel21	- 09:56:09 a.m.-

### B.3.1 Fallo triple con 1 interruptor fallado, en un componente (FT\_1CB)

Falla B2, L1, L2 y CB6

*Alarmas recibidas*

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB8, CB9, CB10

Rel\_L1, CB7, CB11

Rel\_L2, CB8, CB12

BUS-2														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
<b>INT_PyR</b>	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	1	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
<b>INT_S</b>	INT CB4	INT CB5	INT CB7	INT CB9	INT CB12	INT CB27	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
<b>50FI</b>	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
<b>87B1</b>	BUS-2													
Estado	1													

LINEA 1										ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
<b>INT_PyR</b>	INT CB7	INT CB4	INT CB5	INT CB6	INT CB9	*	*	*	*	*
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2
<b>Réles</b>	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2
<b>INT_PyR</b>	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2
<b>Réles</b>	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2

LINEA 2											RECEP
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
<b>INT_PyR</b>	INT CB8	INT CB6	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
<b>Réles</b>	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	
<b>INT_PyR</b>	INT CB12	INT CB13	INT CB14	INT CB15	INT CB19	*	*	*	*	*	
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	
<b>Réles</b>	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	

Diagnóstico emitido:

## SIMULADOR DE FALLOS

Fallas Detectadas	
Falla en BUS-2	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB8	- 10:01:01 a.m.-
INT CB10	- 10:01:01 a.m.-
Interrupcion de Respaldo Operados	
INT CB4	- 10:01:01 a.m.-
INT CB5	- 10:01:01 a.m.-
INT CB7	- 10:01:01 a.m.-
INT CB9	- 10:01:01 a.m.-
Protecciones Activadas	
87B-BUS-2	- 10:01:01 a.m.-
Falla en LINEA 1	
Diagnostico Referente en el lado de Envio	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB7	- 10:01:02 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB7	
Rel21	- 10:01:02 a.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB11	- 10:01:02 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB11	
Rel21	- 10:01:02 a.m.-

Falla en LINEA 2	
Diagnostico Referente en el lado de Envio	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB8	- 10:01:03 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB8	
Rel21	- 10:01:03 a.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB12	- 10:01:03 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB12	
Rel21	- 10:01:03 a.m.-

### B.3.2 Fallo triple con 2 interruptores fallados, uno por componente (FT\_2CB)

Falla B2, L1, L2, CB6 y CB11

*Alarmas recibidas*

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB8, CB9, CB10

Rel\_L1, CB7, CB13, CB20

Rel\_L2, CB8, CB12

BUS-2														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
INT PyR	INT CB6	INT CB8	INT CB10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estado	1	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
INT S	INT CB4	INT CB5	INT CB7	INT CB9	INT CB12	INT CB27	-	-	-	-	-	-	-	-
Estado	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
50FI	INT CB6	INT CB8	INT CB10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B1	BUS-2													
Estado	1													

LINEA 1										ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
INT PyR	INT CB7	INT CB4	INT CB5	INT CB6	INT CB9	-	-	-	-	-
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INT PyR	INT CB11	INT CB13	INT CB20	-	-	-	-	-	-	-
Estado	1	0	0	2	2	2	2	2	2	2
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI
Estado	1	0	1	0	1	2	2	2	2	2

LINEA 2											ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
INT PyR	INT CB8	INT CB6	INT CB10	-	-	-	-	-	-	-	-
Estado	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
INT PyR	INT CB12	INT CB13	INT CB14	INT CB15	INT CB19	-	-	-	-	-	
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	

Diagnóstico emitido:

# SIMULADOR DE FALLOS

Fallas Detectadas	
<b>Falla en BUS-2</b>	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB8	- 10:06:19 a.m.-
INT CB10	- 10:06:19 a.m.-
Interruptor Primario INT CB6 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT CB4	- 10:06:19 a.m.-
INT CB5	- 10:06:19 a.m.-
INT CB7	- 10:06:19 a.m.-
INT CB9	- 10:06:19 a.m.-
Protecciones Activadas	
87B-BUS-2	- 10:06:19 a.m.-

<b>Falla en LINEA_1</b>	
Diagnostico Referente en el lado de Envio	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB7	- 10:06:19 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB7	
Rel21	- 10:06:19 a.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Todos los Interruptores Primarios han Fallado	
Interruptor Primario INT CB11 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT CB13	- 10:06:20 a.m.-
INT CB20	- 10:06:20 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB11	
Rel21	- 10:06:20 a.m.-
Rel67	- 10:06:20 a.m.-
Rel50FI	- 10:06:20 a.m.-
<b>Falla en LINEA_2</b>	
Diagnostico Referente en el lado de Envio	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB8	- 10:06:20 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB8	
Rel21	- 10:06:20 a.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB12	- 10:06:21 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB12	
Rel21	- 10:06:21 a.m.-

## B.3.3 Fallo triple con 3 interruptores fallados, uno por componente (FT\_3CB)

Falla B2, L1, L2, CB6, CB11 y CB12

Alarmas recibidas

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB9

Rel\_L1, CB7, CB13, CB20

Rel\_L2, CB8, CB13, CB14, CB15, CB19

BUS-2													
Entradas	1	2	3	4	5	7	8	9	10	11	12	13	14
Int_PyR	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	1	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Relés	INT CB4	INT CB5	INT CB7	INT CB9	INT CB12	INT CB27	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
Relés	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B1	BUS-2												
Estado	1												

B2										B4					LINEA_1					ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17			
Int_PyR	INT CB7	INT CB4	INT CB5	INT CB6	INT CB9	*	*	*	*	*										
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2			
Relés	21	21N	INT CB7	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI									
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2			
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10										
Int_PyR	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*										
Estado	1	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2			
Relés	21	21N	INT CB11	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI									
Estado	1	0	1	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2			

B2											B3					LINEA_2					ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17				
Int_PyR	INT CB8	INT CB6	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*											
Estado	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2				
Relés	21	21N	INT CB8	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI										
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2				
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10											
Int_PyR	INT CB12	INT CB13	INT CB14	INT CB15	INT CB19	*	*	*	*	*											
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2				
Relés	21	21N	INT CB12	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI										
Estado	1	0	1	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2				

Diagnóstico emitido:

# SIMULADOR DE FALLOS

Fallas Detectadas	
<b>Falla en BUS-2</b>	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB8	- 10:24:44 a.m.-
INT CB10	- 10:24:44 a.m.-
Interruptor Primario INT CB6 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT CB4	- 10:24:44 a.m.-
INT CB5	- 10:24:44 a.m.-
INT CB7	- 10:24:44 a.m.-
INT CB9	- 10:24:44 a.m.-
Protecciones Activadas	
87B-BUS-2	- 10:24:44 a.m.-

Falla en LINEA_1	
Diagnostico Referente en el lado de Envio	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB7	- 10:24:45 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB7	
Rel21	- 10:24:45 a.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Todos los Interruptores Primarios han Fallado	
Interruptor Primario INT CB11 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT CB13	- 10:24:45 a.m.-
INT CB20	- 10:24:45 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB11	
Rel21	- 10:24:45 a.m.-
Rel67	- 10:24:45 a.m.-
Rel50FI	- 10:24:45 a.m.-

Falla en LINEA_2	
Diagnostico Referente en el lado de Envio	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB8	- 10:24:46 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB8	
Rel21	- 10:24:46 a.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Todos los Interruptores Primarios han Fallado	
Interruptor Primario INT CB12 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT CB13	- 10:24:46 a.m.-
INT CB14	- 10:24:46 a.m.-
INT CB15	- 10:24:46 a.m.-
INT CB19	- 10:24:46 a.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB12	
Rel21	- 10:24:46 a.m.-
Rel67	- 10:24:46 a.m.-
Rel50FI	- 10:24:46 a.m.-

## B.4 Fallo cuádruple (FC)

Falla B2, L1, L2, B4

Alarmas recibidas

Rel\_B2, CB6, CB8, CB10

Rel\_L1, CB7, CB11

Rel\_L2, CB8, CB12

Rel\_B4, CB11, CB13, CB20

BUS-2														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Int. P	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Int. S	INT CB4	INT CB5	INT CB7	INT CB9	INT CB12	INT CB27	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
50FI	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B1	BUS-2													
Estado	1													

LINEA_1										ENVIO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
INT CB7	INT CB4	INT CB5	INT CB6	INT CB9	*	*	*	*	*	
0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	
INT CB7						*				
21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	
INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*	
0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	
INT CB11						*				
21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	

		B2		B3		LINEA 2					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
INT CB8	INT CB6	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	ENVIO
0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	
21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	RECEP.
INT CB12	INT CB13	INT CB14	INT CB15	INT CB19	*	*	*	*	*	*	
0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	
21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	

		BUS-4													
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Int. P.	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Int. S.	INT CB7	INT CB12	INT CB14	INT CB15	INT CB19	INT CB31	*	*	*	*	*	*	*	*	
Estado	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	
87B1	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
87B1	BUS-4														
Estado	1														

Diagnóstico emitido:

## SIMULADOR DE FALLOS

Fallas Detectadas	
<b>Falla en BUS-2</b>	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB6	- 02:12:30 p.m.-
INT CB8	- 02:12:30 p.m.-
INT CB10	- 02:12:30 p.m.-
Protecciones Activadas	
87B-BUS-2	- 02:12:30 p.m.-
<b>Falla en BUS-4</b>	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB11	- 02:12:31 p.m.-
INT CB13	- 02:12:31 p.m.-
INT CB20	- 02:12:31 p.m.-
Protecciones Activadas	
87B-BUS-4	- 02:12:31 p.m.-

Falla en LINEA 1	
Diagnostico Referente en el lado de Envío	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB7	- 02:12:32 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB7	
Rel21	- 02:12:32 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB11	- 02:12:32 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB11	
Rel21	- 02:12:32 p.m.-
<b>Falla en LINEA 2</b>	
Diagnostico Referente en el lado de Envío	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB8	- 02:12:33 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB8	
Rel21	- 02:12:33 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB12	- 02:12:33 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB12	
Rel21	- 02:12:33 p.m.-

### B.4.1 Fallo cuádruple con 1 interruptor fallado, en un componente (FC\_1CB)

Falla B2, L1, L2, B4 y CB6

Alarmas recibidas

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB8, CB9, CB10

Rel\_L1, CB7, CB11

Rel\_L2, CB8, CB12

Rel\_B4, CB11, CB13, CB20

		BUS-2													
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Int. P.	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	
Estado	1	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
87B1	INT CB4	INT CB5	INT CB7	INT CB9	INT CB12	INT CB27	*	*	*	*	*	*	*	*	
Estado	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	
87B1	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
87B1	BUS-2														
Estado	1														

		B2		B4		LINEA_1						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10			
INT CB7	INT CB4	INT CB5	INT CB6	INT CB9	*	*	*	*	*		ENVIO	
0	1	1	1	1	2	2	2	2	2			
21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI			
1	0	0	0	0	2	2	*	2	2			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		RECEP	
INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*			
0	1	1	2	2	2	2	2	2	2			
21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI			
1	0	0	0	0	2	2	2	2	2			

		B2		B3		LINEA_2					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
INT CB8	INT CB6	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	ENVIO
0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	
21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
1	0	0	0	0	2	2	*	2	2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		RECEP
INT CB12	INT CB13	INT CB14	INT CB15	INT CB19	*	*	*	*	*		
0	1	1	1	1	2	2	2	2	2		
21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
1	0	0	0	0	2	2	2	2	2		

		BUS-4													
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Int_P	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Int_S	INT CB7	INT CB12	INT CB14	INT CB15	INT CB19	INT CB31	*	*	*	*	*	*	*	*	
Estado	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	
Rel21	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
87B1	BUS-4														
Estado	1														

Diagnóstico emitido:

## SIMULADOR DE FALLOS

Fallos Detectados	
<b>Falla en BUS-2</b>	
Interruptores Primarios Operados	INT CB8 - 02:16:50 p.m.-
	INT CB10 - 02:16:50 p.m.-
Interruptor Primario INT CB6 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	INT CB4 - 02:16:50 p.m.-
	INT CB5 - 02:16:50 p.m.-
	INT CB7 - 02:16:50 p.m.-
	INT CB9 - 02:16:50 p.m.-
Protecciones Activadas	87B-BUS-2 - 02:16:50 p.m.-
<b>Falla en BUS-4</b>	
Interruptores Primarios Operados	INT CB11 - 02:16:51 p.m.-
	INT CB13 - 02:16:51 p.m.-
	INT CB20 - 02:16:51 p.m.-
Protecciones Activadas	87B-BUS-4 - 02:16:51 p.m.-

Falla en LINEA_1	
Diagnostico Referente en el lado de Envio	
Interruptores Primarios Operados	INT CB7 - 02:16:52 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB7	Rel21 - 02:16:52 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	INT CB11 - 02:16:52 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB11	Rel21 - 02:16:52 p.m.-
Falla en LINEA_2	
Diagnostico Referente en el lado de Envio	
Interruptores Primarios Operados	INT CB8 - 02:16:53 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB8	Rel21 - 02:16:53 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	INT CB12 - 02:16:53 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB12	Rel21 - 02:16:53 p.m.-

### B.4.2 Fallo cuádruple con 2 interruptores fallados, uno por componente (FC\_2CB)

Falla B2, L1, L2, B4, CB6 y CB11

Alarmas recibidas

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB8, CB9, CB10

Rel\_L1, CB7, CB13, CB20

Rel\_L2, CB8, CB12

Rel\_B4, CB11, CB13, CB20



BUS-2														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Int_P	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	1	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Relés	INT CB4	INT CB5	INT CB7	INT CB9	INT CB12	INT CB27	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
50FI	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B1	BUS-2													
Estado	1													

LINEA 1											ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Int_PyR	INT CB7	INT CB4	INT CB5	INT CB6	INT CB9	*	*	*	*	*	
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	
Relés	INT CB7										
	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Int_PyR	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*	
Estado	1	0	0	2	2	2	2	2	2	2	
Relés	INT CB11										
	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	1	0	1	2	2	2	2	2	

LINEA 2											ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Int_PyR	INT CB8	INT CB6	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	
Estado	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	
Relés	INT CB8										
	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Int_PyR	INT CB12	INT CB13	INT CB14	INT CB15	INT CB19	*	*	*	*	*	
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	
Relés	INT CB12										
	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	

BUS-4														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Int_P	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Relés	INT CB7	INT CB12	INT CB14	INT CB15	INT CB19	INT CB31	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
50FI	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B1	BUS-4													
Estado	1													

Diagnóstico emitido:

## SIMULADOR DE FALLOS

Fallas Detectadas	
<b>Falla en BUS-2</b>	
Interruptores Primarios Operados	INT CB8 - 02:23:43 p.m.- INT CB10 - 02:23:43 p.m.-
Interruptores de Respaldo Operados	Interruptor Primario INT CB6 no Operado
Protecciones Activadas	87B-BUS-2 - 02:23:43 p.m.-
<b>Falla en BUS-4</b>	
Interruptores Primarios Operados	INT CB11 - 02:23:43 p.m.- INT CB13 - 02:23:43 p.m.- INT CB20 - 02:23:43 p.m.-
Protecciones Activadas	87B-BUS-4 - 02:23:43 p.m.-

<b>Falla en LINEA 1</b>	
Diagnostico Referente en el lado de Envio	
Interruptores Primarios Operados	INT CB7 - 02:23:44 p.m.- Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB7 Rel21 - 02:23:44 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Todos los Interruptores Primarios han Fallado Interruptor Primario INT CB11 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	INT CB13 - 02:23:44 p.m.- INT CB20 - 02:23:44 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB11	Rel21 - 02:23:44 p.m.- Rel67 - 02:23:44 p.m.- Rel50FI - 02:23:44 p.m.-
<b>Falla en LINEA 2</b>	
Diagnostico Referente en el lado de Envio	
Interruptores Primarios Operados	INT CB8 - 02:23:45 p.m.- Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB8 Rel21 - 02:23:45 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	INT CB12 - 02:23:45 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB12	Rel21 - 02:23:45 p.m.-

### B.4.3 Fallo cuádruple con 3 interruptores fallados, uno por componente (FC\_3CB)

Falla B2, L1, L2, B4, CB6, CB11 y CB12

Alarmas recibidas

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB8, CB9, CB10  
 Rel\_L1, CB7, CB13, CB20  
 Rel\_L2, CB8, CB13, CB14, CB15, CB19  
 Rel\_B4, CB11, CB13, CB20

BUS-2														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
INT PyR	INT CB6	INT CB8	INT CB10											
Estado	1	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
INT S	INT CB4	INT CB5	INT CB7	INT CB9	INT CB12	INT CB27								
Estado	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
50FI	INT CB6	INT CB8	INT CB10											
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B	BUS-2													
Estado	1													

LINEA 1										ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
INT PyR	INT CB7	INT CB4	INT CB5	INT CB6	INT CB9					
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Róles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INT PyR	INT CB11	INT CB13	INT CB20							
Estado	1	0	0	2	2	2	2	2	2	2
Róles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI
Estado	1	0	1	0	1	2	2	2	2	2

LINEA 2											ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
INT PyR	INT CB8	INT CB6	INT CB10								
Estado	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Róles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
INT PyR	INT CB12	INT CB13	INT CB14	INT CB15	INT CB19						
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	
Róles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	1	0	1	2	2	2	2	2	

BUS-4														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
INT PyR	INT CB11	INT CB13	INT CB20											
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
INT S	INT CB7	INT CB12	INT CB14	INT CB15	INT CB19	INT CB31								
Estado	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
50FI	INT CB11	INT CB13	INT CB20											
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B	BUS-4													
Estado	1													

Diagnóstico emitido:

## SIMULADOR DE FALLOS

Fallos Detectadas	
Falla en BUS-2	
Interruptores Primarios Operados	INT CB8 - 07:34:26 p.m.- INT CB10 - 07:34:26 p.m.-
Interruptores de Respaldo Operados	Interruptor Primario INT CB6 no Operado
Protecciones Activadas	87B-BUS-2 - 07:34:27 p.m.-
Falla en BUS-4	
Interruptores Primarios Operados	INT CB11 - 07:34:27 p.m.- INT CB13 - 07:34:27 p.m.- INT CB20 - 07:34:27 p.m.-
Protecciones Activadas	87B-BUS-4 - 07:34:27 p.m.-

Falla en LINEA 1	
Diagnostico Referente en el lado de Envio	
Interruptores Primarios Operados	INT CB7 - 07:34:28 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB7	Rel21 - 07:34:28 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Todos los Interruptores Primarios han Fallado	
Interruptores de Respaldo Operados	Interruptor Primario INT CB11 no Operado
Interruptores de Respaldo Operados	INT CB13 - 07:34:28 p.m.- INT CB20 - 07:34:28 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB11	Rel21 - 07:34:28 p.m.- Rel67 - 07:34:28 p.m.- Rel50FI - 07:34:28 p.m.-

Falla en LINEA 2	
Diagnostico Referente en el lado de Envío	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB8 - 07:34:28 p.m.-	
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB8	
Rel21 - 07:34:29 p.m.-	
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Todos los Interruptores Primarios han Fallado	
Interruptor Primario INT CB12 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT CB13 - 07:34:29 p.m.-	
INT CB14 - 07:34:29 p.m.-	
INT CB15 - 07:34:29 p.m.-	
INT CB19 - 07:34:29 p.m.-	
- 07:34:29 p.m.-	
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB12	
Rel21 - 07:34:29 p.m.-	
Rel67 - 07:34:29 p.m.-	
Rel50FI - 07:34:29 p.m.-	

### B.4.4 Fallo cuádruple con 4 interruptores fallados, uno por componente (FC\_4CB)

Falla B2, L1, L2, B4, CB6, CB11, CB12 y CB13

Alarmas recibidas

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB8, CB9, CB10

Rel\_L1, CB7, CB13, CB20

Rel\_L2, CB8, CB13, CB14, CB15, CB19

Rel\_B4, CB11, CB12, CB14, CB15, CB19, CB20

BUS-2														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
INT_P	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	1	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
50FI	INT CB4	INT CB5	INT CB7	INT CB9	INT CB12	INT CB27	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
50FI	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B1	BUS-2													
Estado	1													

B2										B4					LINEA_1					ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17			
INT_PyR	INT CB7	INT CB4	INT CB5	INT CB6	INT CB9	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*			
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2			
Róles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	*	*	*	*	*	*	*			
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2			
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10 <td colspan="7"></td>										
INT_PyR	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*										
Estado	1	0	0	2	2	2	2	2	2	2										
Róles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI										
Estado	1	0	1	0	1	2	2	2	2	2										

B2					B3					LINEA_2					ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
INT_PyR	INT CB8	INT CB6	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	
Estado	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Róles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	*	*	*	*	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10 <td colspan="4"></td>					
INT_PyR	INT CB12	INT CB13	INT CB14	INT CB15	INT CB19	*	*	*	*	*					
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2					
Róles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI					
Estado	1	0	1	0	1	2	2	2	2	2					

BUS-4														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
INT_P	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	1	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
50FI	INT CB7	INT CB12	INT CB14	INT CB15	INT CB19	INT CB31	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	1	0	0	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
50FI	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B1	BUS-4													
Estado	1													

Diagnóstico emitido:

# SIMULADOR DE FALLOS

Fallas Detectadas	
<b>Falla en BUS-2</b>	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB8	- 07:41:57 p.m.-
INT CB10	- 07:41:57 p.m.-
Interruptor Primario INT CB6 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT CB4	- 07:41:57 p.m.-
INT CB5	- 07:41:57 p.m.-
INT CB7	- 07:41:57 p.m.-
INT CB9	- 07:41:57 p.m.-
Protecciones Activadas	
87B-BUS-2	- 07:41:57 p.m.-
<b>Falla en BUS-4</b>	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB11	- 07:41:58 p.m.-
INT CB20	- 07:41:58 p.m.-
Interruptor Primario INT CB13 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT CB12	- 07:41:58 p.m.-
INT CB14	- 07:41:58 p.m.-
INT CB15	- 07:41:58 p.m.-
Protecciones Activadas	
87B-BUS-4	- 07:41:58 p.m.-

Falla en LINEA 1	
Diagnostico Referente en el lado de Envio	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB7	- 07:41:59 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB7	
Rel21	- 07:41:59 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Todos los Interruptores Primarios han Fallado	
Interruptor Primario INT CB11 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT CB13	- 07:41:59 p.m.-
INT CB20	- 07:41:59 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB11	
Rel21	- 07:41:59 p.m.-
Rel67	- 07:41:59 p.m.-
Rel50FI	- 07:41:59 p.m.-

Falla en LINEA 2	
Diagnostico Referente en el lado de Envio	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB8	- 07:42:00 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB8	
Rel21	- 07:42:00 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Todos los Interruptores Primarios han Fallado	
Interruptor Primario INT CB12 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT CB13	- 07:42:00 p.m.-
INT CB14	- 07:42:00 p.m.-
INT CB15	- 07:42:00 p.m.-
INT CB19	- 07:42:00 p.m.-
	- 07:42:00 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB12	
Rel21	- 07:42:00 p.m.-
Rel67	- 07:42:00 p.m.-
Rel50FI	- 07:42:00 p.m.-

## B.5 Fallo quintuple (FQ)

Falla B2, L1, L2, B4, L7

Alarmas recibidas

Rel\_B2, CB6, CB8, CB10

Rel\_L1, CB7, CB11

Rel\_L2, CB8, CB12

Rel\_B4, CB11, CB13, CB20

Rel\_L7, CB29, CB39

BUS-2														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
INT_S	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
INT_S	INT CB4	INT CB5	INT CB7	INT CB9	INT CB12	INT CB27	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
50FI	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B1	BUS-2													
Estado	1													

		B2		B4		LINEA 1						
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Int_PyR	INT CB7	INT CB4	INT CB5	INT CB6	INT CB9	*	*	*	*	*	ENVIO	
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2		
Róles	21	21N	INT CB7	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2		
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	RECEP	
Int_PyR	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*		
Estado	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2		
Róles	21	21N	INT CB11	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2		

		B2		B3		LINEA 2						
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Int_PyR	INT CB8	INT CB6	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	ENVIO
Estado	0	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	
Róles	21	21N	INT CB8	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	RECEP	
Int_PyR	INT CB12	INT CB13	INT CB14	INT CB15	INT CB19	*	*	*	*	*		
Estado	0	1	1	1	1	1	1	1	2	2		
Róles	21	21N	INT CB12	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2		

		BUS-4													
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
INT PyR	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
INT S	INT CB7	INT CB12	INT CB14	INT CB15	INT CB19	INT CB31	*	*	*	*	*	*	*	*	
Estado	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	
50FI	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
87B1	BUS-4														
Estado	1														

		B5		B8		LINEA 7						
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Int_PyR	INT CB29	INT CB24	INT CB25	INT CB26	INT CB27	*	*	*	*	*	*	ENVIO
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	
Róles	21	21N	INT CB29	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	RECEP	
Int_PyR	INT CB39	INT CB32	INT CB33	*	*	*	*	*	*	*		
Estado	0	1	1	1	2	2	2	2	2	2		
Róles	21	21N	INT CB39	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2		

Diagnóstico emitido:

## SIMULADOR DE FALLOS

Fallos Detectados	
<b>Falla en BUS-2</b>	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB6	- 01:09:20 p.m.-
INT CB8	- 01:09:20 p.m.-
INT CB10	- 01:09:20 p.m.-
Protecciones Activadas	
87B-BUS-2	- 01:09:20 p.m.-
<b>Falla en BUS-4</b>	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB11	- 01:09:21 p.m.-
INT CB13	- 01:09:21 p.m.-
INT CB20	- 01:09:21 p.m.-
Protecciones Activadas	
87B-BUS-4	- 01:09:21 p.m.-

Falla en LINEA 1	
Diagnostico Referente en el lado de Envío	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB7	- 01:09:22 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB7	
Rel21	- 01:09:22 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB11	- 01:09:22 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB11	
Rel21	- 01:09:22 p.m.-
<b>Falla en LINEA 2</b>	
Diagnostico Referente en el lado de Envío	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB8	- 01:09:23 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB8	
Rel21	- 01:09:23 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB12	- 01:09:23 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB12	
Rel21	- 01:09:23 p.m.-

Falla en LINEA 7	
Diagnostico Referente en el lado de Envío	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB29	- 01:09:24 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB29	
Rel21	- 01:09:24 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB39	- 01:09:24 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB39	
Rel21	- 01:09:24 p.m.-

### B.5.1 Fallo quintuple con 1 interruptor fallado, en un componente (FQ\_1CB)

Falla B2, L1, L2, B4, L7 y CB6

Alarmas recibidas

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB8, CB9, CB10

Rel\_L1, CB7, CB11

Rel\_L2, CB8, CB12

Rel\_B4, CB11, CB13, CB20

Rel\_L7, CB29, CB39

BUS-2														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Int_PyR	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	1	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Int_S	INT CB4	INT CB5	INT CB7	INT CB9	INT CB12	INT CB27	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Int_SFI	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B1	BUS-2													
Estado	1													

LINEA 1										RECEP	ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
Int_PyR	INT CB7	INT CB4	INT CB5	INT CB6	INT CB9	*	*	*	*	*	
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	
Int_PyR	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*	
Estado	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	

LINEA 2											RECEP	ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Int_PyR	INT CB8	INT CB6	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2		
Int_PyR	INT CB12	INT CB13	INT CB14	INT CB15	INT CB19	*	*	*	*	*		
Estado	0	1	1	1	1	1	1	1	2	2		
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2		

BUS-4														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Int_PyR	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Int_S	INT CB7	INT CB12	INT CB14	INT CB15	INT CB19	INT CB31	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Int_SFI	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B1	BUS-4													
Estado	1													

LINEA 7											RECEP	ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Int_PyR	INT CB29	INT CB24	INT CB25	INT CB26	INT CB27	*	*	*	*	*		
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2		
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2		
Int_PyR	INT CB39	INT CB32	INT CB33	*	*	*	*	*	*	*		
Estado	0	1	1	1	2	2	2	2	2	2		
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2		

Diagnóstico emitido:

# SIMULADOR DE FALLOS

Fallos Detectados	
<b>Falla en BUS-2</b>	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB8	- 01:30:07 p.m.-
INT CB10	- 01:30:07 p.m.-
Interruptor Primario INT CB6 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT CB4	- 01:30:07 p.m.-
INT CB5	- 01:30:07 p.m.-
INT CB7	- 01:30:07 p.m.-
INT CB9	- 01:30:07 p.m.-
Protecciones Activadas	
87B-BUS-2	- 01:30:07 p.m.-
<b>Falla en BUS-4</b>	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB11	- 01:30:08 p.m.-
INT CB13	- 01:30:08 p.m.-
INT CB20	- 01:30:08 p.m.-
Protecciones Activadas	
87B-BUS-4	- 01:30:08 p.m.-

Falla en LINEA 1	
Diagnostico Referente en el lado de Envío	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB7	- 01:15:05 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB7	
Rel21	- 01:15:05 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB11	- 01:15:05 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB11	
Rel21	- 01:15:05 p.m.-
<b>Falla en LINEA 2</b>	
Diagnostico Referente en el lado de Envío	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB8	- 01:15:05 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB8	
Rel21	- 01:15:05 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB12	- 01:15:06 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB12	
Rel21	- 01:15:06 p.m.-

Falla en LINEA 7	
Diagnostico Referente en el lado de Envío	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB29	- 01:15:06 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB29	
Rel21	- 01:15:06 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB39	- 01:15:06 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB39	
Rel21	- 01:15:06 p.m.-

## B.5.2 Fallo quintuple con 2 interruptores fallados, uno por componente (FQ\_2CB)

Falla B2, L1, L2, B4, L7, CB6 y CB11

Alarmas recibidas

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB8, CB9, CB10

Rel\_L1, CB7, CB13, CB20

Rel\_L2, CB8, CB12

Rel\_B4, CB11, CB13, CB20

Rel\_L7, CB29, CB39

BUS-2														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
INT PyR	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	1	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
INT S	INT CB4	INT CB5	INT CB7	INT CB9	INT CB12	INT CB27	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
50FI	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B	BUS-2													
Estado	1													

		B2		B4		LINEA 1						
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
INT PyR	INT CB7	INT CB4	INT CB5	INT CB6	INT CB9	*	*	*	*	*		
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	ENVIO	
INT CB7												
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2		
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
INT PyR	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*		
Estado	1	0	0	2	2	2	2	2	2	2	RECEP	
INT CB11												
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
Estado	1	0	1	0	1	2	2	2	2	2		

		B2		B3		LINEA 2						
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
INT PyR	INT CB8	INT CB6	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	
Estado	0	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	ENVIO
INT CB8												
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2		
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
INT PyR	INT CB12	INT CB13	INT CB14	INT CB15	INT CB19	*	*	*	*	*		
Estado	0	1	1	1	1	1	1	1	2	2	RECEP	
INT CB12												
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2		

BUS-4														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Int. P	INT CB11	INT CB13	INT CB20											
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Int. S	INT CB7	INT CB12	INT CB14	INT CB15	INT CB19	INT CB31								
Estado	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
87B	INT CB11	INT CB13	INT CB20											
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B1	BUS-4													
Estado	1													

B5 B8 LINEA 7											ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Int. PyR	INT CB29	INT CB24	INT CB25	INT CB26	INT CB27						
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Int. PyR	INT CB39	INT CB32	INT CB33								
Estado	0	1	1	1	2	2	2	2	2	2	
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	

Diagnóstico emitido:

## SIMULADOR DE FALLOS

Fallos Detectados	
<b>Falla en BUS-2</b>	
Interruptores Primarios Operados	INT CB8 - 01:24:06 p.m.- INT CB10 - 01:24:06 p.m.-
Interruptores de Respaldo Operados	Interruptor Primario INT CB6 no Operado
Protecciones Activadas	87B-BUS-2 - 01:24:07 p.m.-
<b>Falla en BUS-4</b>	
Interruptores Primarios Operados	INT CB11 - 01:24:07 p.m.- INT CB13 - 01:24:07 p.m.- INT CB20 - 01:24:07 p.m.-
Protecciones Activadas	87B-BUS-4 - 01:24:07 p.m.-

Falla en LINEA 1	
<b>Diagnostico Referente en el lado de Envio</b>	
Interruptores Primarios Operados	INT CB7 - 01:24:08 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB7	Rel21 - 01:24:08 p.m.-
<b>Diagnostico Referente en el lado de Recepcion</b>	
Todos los Interruptores Primarios han Fallado Interruptor Primario INT CB11 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	INT CB13 - 01:24:08 p.m.- INT CB20 - 01:24:08 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB11	Rel21 - 01:24:08 p.m.- Rel67 - 01:24:08 p.m.- Rel50FI - 01:24:08 p.m.-
<b>Falla en LINEA 2</b>	
<b>Diagnostico Referente en el lado de Envio</b>	
Interruptores Primarios Operados	INT CB8 - 01:24:09 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB8	Rel21 - 01:24:09 p.m.-
<b>Diagnostico Referente en el lado de Recepcion</b>	
Interruptores Primarios Operados	INT CB12 - 01:24:09 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB12	Rel21 - 01:24:09 p.m.-

Falla en LINEA 7	
<b>Diagnostico Referente en el lado de Envio</b>	
Interruptores Primarios Operados	INT CB29 - 01:24:09 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB29	Rel21 - 01:24:10 p.m.-
<b>Diagnostico Referente en el lado de Recepcion</b>	
Interruptores Primarios Operados	INT CB39 - 01:24:10 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB39	Rel21 - 01:24:10 p.m.-

### B.5.3 Fallo quintuple con 3 interruptores fallados, uno por componente (FQ\_3CB)

Falla B2, L1, L2, B4, L7, CB6, CB11 y CB12

Alarmas recibidas

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB8, CB9, CB10

Rel\_L1, CB7, CB13, CB20

Rel\_L2, CB8, CB13, CB14, CB15, CB19

Rel\_B4, CB11, CB13, CB20

Rel\_L7, CB29, CB39



BUS-2														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
INT_P	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	1	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
INT_S	INT CB4	INT CB5	INT CB7	INT CB9	INT CB12	INT CB27	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
50FI	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B1	BUS-2													
Estado	1													

		B2			B4		LINEA_1					
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
INT_PyR	INT CB7	INT CB4	INT CB5	INT CB6	INT CB9	*	*	*	*	*	ENVIO	
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2		
Róles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2		
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	RECEP	
INT_PyR	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*		
Estado	1	0	0	2	2	2	2	2	2	2		
Róles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
Estado	1	0	1	0	1	2	2	2	2	2		

		B2		B3		LINEA_2						
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
INT_PyR	INT CB8	INT CB6	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	ENVIO
Estado	0	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	
Róles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2		
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	RECEP	
INT_PyR	INT CB12	INT CB13	INT CB14	INT CB15	INT CB19	*	*	*	*	*		
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2		
Róles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
Estado	1	0	1	0	1	2	2	2	2	2		

BUS-4														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
INT_P	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
INT_S	INT CB7	INT CB12	INT CB14	INT CB15	INT CB19	INT CB31	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
50FI	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B1	BUS-4													
Estado	1													

		B5		B8		LINEA_7						
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
INT_PyR	INT CB29	INT CB24	INT CB25	INT CB26	INT CB27	*	*	*	*	*	*	ENVIO
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	
Róles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2		
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	RECEP	
INT_PyR	INT CB39	INT CB32	INT CB33	*	*	*	*	*	*	*		
Estado	0	1	1	1	2	2	2	2	2	2		
Róles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2		

Diagnóstico emitido:

# SIMULADOR DE FALLOS

Fallas Detectadas	
<b>Falla en BUS-2</b>	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB8	- 01:34:47 p.m.-
INT CB10	- 01:34:47 p.m.-
Interruptor Primario INT CB6	no Operado
Interruptores de Respaldo Operados	
INT CB4	- 01:34:47 p.m.-
INT CB5	- 01:34:47 p.m.-
INT CB7	- 01:34:47 p.m.-
INT CB9	- 01:34:47 p.m.-
Protecciones Activadas	
87B-BUS-2	- 01:34:47 p.m.-
<b>Falla en BUS-4</b>	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB11	- 01:34:47 p.m.-
INT CB13	- 01:34:47 p.m.-
INT CB20	- 01:34:47 p.m.-
Protecciones Activadas	
87B-BUS-4	- 01:34:47 p.m.-

Falla en LINEA 1	
<b>Diagnostico Referente en el lado de Envio</b>	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB7	- 01:34:48 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB7	
Rel21	- 01:34:48 p.m.-
<b>Diagnostico Referente en el lado de Recepcion</b>	
Todos los Interruptores Primarios han Fallado	
Interruptor Primario INT CB11	no Operado
Interruptores de Respaldo Operados	
INT CB13	- 01:34:48 p.m.-
INT CB20	- 01:34:48 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB11	
Rel21	- 01:34:48 p.m.-
Rel67	- 01:34:48 p.m.-
Rel50FI	- 01:34:48 p.m.-
<b>Falla en LINEA 2</b>	
<b>Diagnostico Referente en el lado de Envio</b>	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB8	- 01:34:49 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB8	
Rel21	- 01:34:49 p.m.-
<b>Diagnostico Referente en el lado de Recepcion</b>	
Todos los Interruptores Primarios han Fallado	
Interruptor Primario INT CB12	no Operado
Interruptores de Respaldo Operados	
INT CB13	- 01:34:49 p.m.-
INT CB14	- 01:34:49 p.m.-
INT CB15	- 01:34:49 p.m.-
INT CB19	- 01:34:49 p.m.-
	- 01:34:49 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB12	
Rel21	- 01:34:49 p.m.-
Rel67	- 01:34:49 p.m.-
Rel50FI	- 01:34:49 p.m.-

Falla en LINEA 7	
<b>Diagnostico Referente en el lado de Envio</b>	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB29	- 01:34:50 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB29	
Rel21	- 01:34:50 p.m.-
<b>Diagnostico Referente en el lado de Recepcion</b>	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB39	- 01:34:50 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB39	
Rel21	- 01:34:50 p.m.-

## B.5.4 Fallo quintuple con 4 interruptores fallados, uno por componente (FQ\_4CB)

Falla B2, L1, L2, B4, L7, CB6, CB11, CB12 y CB13

Alarmas recibidas

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB8, CB9, CB10

Rel\_L1, CB7, CB13, CB20

Rel\_L2, CB8, CB13, CB14, CB15, CB19

Rel\_B4, CB11, CB12, CB14, CB15, CB19, CB20

Rel\_L7, CB29, CB39

BUS-2														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Int_PyR	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	1	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Int_S	INT CB4	INT CB5	INT CB7	INT CB9	INT CB12	INT CB27	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
50FI	INT CB6	INT CB8	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
87B1	BUS-2													
Estado	1													

LINEA 1										ENVIO
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Int_PyR	INT CB7	INT CB4	INT CB5	INT CB6	INT CB9	*	*	*	*	*
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Int_PyR	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*
Estado	1	0	0	2	2	2	2	2	2	2
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI
Estado	1	0	1	0	1	2	2	2	2	2

LINEA 1										RECEP
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Int_PyR	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*
Estado	1	0	0	2	2	2	2	2	2	2
Réles	21	21N	67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI
Estado	1	0	1	0	1	2	2	2	2	2

		B2		B3		LINEA 2						
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Int. PyR	INT CB8	INT CB6	INT CB10	*	*	*	*	*	*	*	*	ENVIO
Estado	0	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	
Róles	21	21N	INT CB8	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		RECEP
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Int. PyR	INT CB12	INT CB13	INT CB14	INT CB15	INT CB19	*	*	*	*	*	*	RECEP
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	
Róles	21	21N	INT CB12	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		RECEP
Estado	1	0	1	0	1	2	2	2	2	2	2	

		BUS-4													
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Int. PyR	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	
Estado	0	1	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Int. S	INT CB7	INT CB12	INT CB14	INT CB15	INT CB19	INT CB31	*	*	*	*	*	*	*	*	
Estado	1	0	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	
50FI	INT CB11	INT CB13	INT CB20	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
87B	BUS-4														
Estado	1														

		B5		B8		LINEA 7						
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Int. PyR	INT CB29	INT CB24	INT CB25	INT CB26	INT CB27	*	*	*	*	*	*	ENVIO
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	
Róles	21	21N	INT CB29	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		RECEP
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Int. PyR	INT CB39	INT CB32	INT CB33	*	*	*	*	*	*	*	*	RECEP
Estado	0	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	
Róles	21	21N	INT CB39	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI		RECEP
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	

Diagnóstico emitido:

## SIMULADOR DE FALLOS

### Fallas Detectadas

#### Falla en BUS-2

Interruptores Primarios Operados  
 INT CB8 - 01:40:40 p.m.-  
 INT CB10 - 01:40:40 p.m.-  
 Interruptor Primario INT CB6 no Operado  
 Interruptores de Respaldo Operados  
 INT CB4 - 01:40:41 p.m.-  
 INT CB5 - 01:40:41 p.m.-  
 INT CB7 - 01:40:41 p.m.-  
 INT CB9 - 01:40:41 p.m.-  
 Protecciones Activadas  
 87B-BUS-2 - 01:40:41 p.m.-

#### Falla en BUS-4

Interruptores Primarios Operados  
 INT CB11 - 01:40:41 p.m.-  
 INT CB20 - 01:40:41 p.m.-  
 Interruptor Primario INT CB13 no Operado  
 Interruptores de Respaldo Operados  
 INT CB12 - 01:40:41 p.m.-  
 INT CB14 - 01:40:41 p.m.-  
 INT CB15 - 01:40:41 p.m.-  
 Protecciones Activadas  
 87B-BUS-4 - 01:40:41 p.m.-

#### Falla en LINEA 1

##### Diagnostico Referente en el lado de Envio

Interruptores Primarios Operados  
 INT CB7 - 01:40:42 p.m.-  
 Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB7  
 Rel21 - 01:40:42 p.m.-

##### Diagnostico Referente en el lado de Recepcion

Todos los Interruptores Primarios han Fallado  
 Interruptor Primario INT CB11 no Operado  
 Interruptores de Respaldo Operados  
 INT CB13 - 01:40:42 p.m.-  
 INT CB20 - 01:40:42 p.m.-  
 Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB11  
 Rel21 - 01:40:42 p.m.-  
 Rel67 - 01:40:42 p.m.-  
 Rel50FI - 01:40:42 p.m.-

#### Falla en LINEA 2

##### Diagnostico Referente en el lado de Envio

Interruptores Primarios Operados  
 INT CB8 - 01:40:43 p.m.-  
 Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB8  
 Rel21 - 01:40:43 p.m.-

##### Diagnostico Referente en el lado de Recepcion

Todos los Interruptores Primarios han Fallado  
 Interruptor Primario INT CB12 no Operado  
 Interruptores de Respaldo Operados  
 INT CB13 - 01:40:43 p.m.-  
 INT CB14 - 01:40:43 p.m.-  
 INT CB15 - 01:40:43 p.m.-  
 INT CB19 - 01:40:43 p.m.-  
 - 01:40:43 p.m.-  
 Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB12  
 Rel21 - 01:40:43 p.m.-  
 Rel67 - 01:40:43 p.m.-  
 Rel50FI - 01:40:43 p.m.-

#### Falla en LINEA 7

##### Diagnostico Referente en el lado de Envio

Interruptores Primarios Operados  
 INT CB29 - 01:40:44 p.m.-  
 Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB29  
 Rel21 - 01:40:44 p.m.-

##### Diagnostico Referente en el lado de Recepcion

Interruptores Primarios Operados  
 INT CB39 - 01:40:44 p.m.-  
 Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB39  
 Rel21 - 01:40:44 p.m.-

## B.5.5 Fallo quíntuple con 5 interruptores fallados, uno por componente (FQ\_5CB)

Falla B2, L1, L2, B4, L7, CB6, CB11, CB12, CB13 y CB29

Alarmas recibidas

Rel\_B2, CB4, CB5, CB7, CB8, CB9, CB10

Rel\_L1, CB7, CB13, CB20

Rel\_L2, CB8, CB13, CB14, CB15, CB19

Rel\_B4, CB11, CB12, CB14, CB15, CB19, CB20

Rel\_L7, CB24, CB25, CB26, CB27, CB39

BUS-2														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Int_PyR	INT CB6	INT CB8	INT CB10											
Estado	1	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Int_S	INT CB4	INT CB5	INT CB7	INT CB9	INT CB12	INT CB27								
Estado	0	0	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Int_SoFI	INT CB6	INT CB8	INT CB10											
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
#7B1	BUS-2													
Estado	1													

LINEA_1											ENVIO		
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10			
Int_PyR	INT CB7	INT CB4	INT CB5	INT CB6	INT CB9								
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2			
Róles	21	21N	INT CB7			67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	
Int_PyR	INT CB11	INT CB13	INT CB20									RECEP	
Estado	1	0	0	2	2	2	2	2	2	2			
Róles	21	21N	INT CB11			67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI
Estado	1	0	1	0	1	2	2	2	2	2	2	2	

LINEA 2											ENVIO		
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10			
Int_PyR	INT CB8	INT CB6	INT CB10										
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2			
Róles	21	21N	INT CB8			67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	
Int_PyR	INT CB12	INT CB13	INT CB14	INT CB15	INT CB19							RECEP	
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2			
Róles	21	21N	INT CB12			67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI
Estado	1	0	1	0	1	2	2	2	2	2	2	2	

BUS-4														
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Int_PyR	INT CB11	INT CB13	INT CB20											
Estado	0	1	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Int_S	INT CB7	INT CB12	INT CB14	INT CB15	INT CB19	INT CB31								
Estado	1	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Int_SoFI	INT CB11	INT CB13	INT CB20											
Estado	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
#7B1	BUS-4													
Estado	1													

LINEA 7											ENVIO		
Entradas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10			
Int_PyR	INT CB29	INT CB24	INT CB25	INT CB26	INT CB27								
Estado	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2			
Róles	21	21N	INT CB29			67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI
Estado	1	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	
Int_PyR	INT CB39	INT CB32	INT CB33									RECEP	
Estado	1	0	0	2	2	2	2	2	2	2			
Róles	21	21N	INT CB39			67	67N	50FI	21	21N	67	67N	50FI
Estado	1	0	1	0	1	2	2	2	2	2	2	2	

Diagnóstico emitido:

# SIMULADOR DE FALLOS

Fallas Detectadas	
<b>Falla en BUS-2</b>	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB8	- 01:47:36 p.m.-
INT CB10	- 01:47:36 p.m.-
Interruptor Primario INT CB6 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT CB4	- 01:47:36 p.m.-
INT CB5	- 01:47:36 p.m.-
INT CB7	- 01:47:36 p.m.-
INT CB9	- 01:47:36 p.m.-
Protecciones Activadas	
87B-BUS-2	- 01:47:36 p.m.-
<b>Falla en BUS-4</b>	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB11	- 01:47:36 p.m.-
INT CB20	- 01:47:36 p.m.-
Interruptor Primario INT CB13 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT CB12	- 01:47:36 p.m.-
INT CB14	- 01:47:36 p.m.-
INT CB15	- 01:47:36 p.m.-
Protecciones Activadas	
87B-BUS-4	- 01:47:37 p.m.-

<b>Falla en LINEA 1</b>	
Diagnostico Referente en el lado de Envío	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB7	- 01:47:37 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB7	
Rel21	- 01:47:37 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Todos los Interruptores Primarios han Fallado	
Interruptor Primario INT CB11 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT CB13	- 01:47:37 p.m.-
INT CB20	- 01:47:37 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB11	
Rel21	- 01:47:37 p.m.-
Rel67	- 01:47:37 p.m.-
Rel50FI	- 01:47:37 p.m.-
<b>Falla en LINEA 2</b>	
Diagnostico Referente en el lado de Envío	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB8	- 01:47:38 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB8	
Rel21	- 01:47:38 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Todos los Interruptores Primarios han Fallado	
Interruptor Primario INT CB12 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT CB13	- 01:47:38 p.m.-
INT CB14	- 01:47:38 p.m.-
INT CB15	- 01:47:38 p.m.-
INT CB19	- 01:47:38 p.m.-
	- 01:47:38 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB12	
Rel21	- 01:47:38 p.m.-
Rel67	- 01:47:38 p.m.-
Rel50FI	- 01:47:38 p.m.-

<b>Falla en LINEA 7</b>	
Diagnostico Referente en el lado de Envío	
Todos los Interruptores Primarios han Fallado	
Interruptor Primario INT CB29 no Operado	
Interruptores de Respaldo Operados	
INT CB24	- 01:47:39 p.m.-
INT CB25	- 01:47:39 p.m.-
INT CB26	- 01:47:39 p.m.-
INT CB27	- 01:47:39 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB29	
Rel21	- 01:47:39 p.m.-
Rel67	- 01:47:39 p.m.-
Rel50FI	- 01:47:39 p.m.-
Diagnostico Referente en el lado de Recepcion	
Interruptores Primarios Operados	
INT CB39	- 01:47:39 p.m.-
Protecciones que abanderan al Interruptor Primario INT CB39	
Rel21	- 01:47:39 p.m.-

# Referencias

- [Aggarwal97] Raj Aggarwal, Yonghua Song, "Artificial Neural Networks in Power Systems, Part1: General Introduction to Neural Computing", Power Engineering Journal, 1997.
- [Aggarwal98] Raj Aggarwal, Yonghua Song, "Artificial Neural Networks in Power Systems, Part2: Types of Artificial Neural Networks", Power Engineering Journal, 1998.
- [Aggarwal98a] Raj Aggarwal, Yonghua Song, "Artificial Neural Networks in Power Systems, Part3: Examples of Applications in Power Systems", Power Engineering Journal, 1998.
- [Ai-min05] Liu Ai-min, Lin Xin , Liu Xiang-dong, "Fault Diagnosis Method of High Voltage Circuit Breaker based on (RBF) Artificial Neural Network", IEEE Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005.
- [Albeiro07] Jhon Albeiro Calderon, Germán Zapata Madrigal, Demetrio A. Ovalle Carranza, "Comparative Analysis Between Models of Neural Networks for the Classification of Faults in Electrical Systems", IEEE Proceedings of the Electronics, Robotics and Automotive Mechanics Conference, CERMA 2007.
- [Alsthom90] GEC ALSTHOM MEASUREMENTS, "Protective Relays Application Guide", 1990.
- [Arias08] D.A. Arias,A.A Mota,C.ACastro, "A Bilevel Programming Approach for Power System Operation Planning considering Voltage Stability and Economic Dispatch", Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America 2008 IEEE/PES, pp 1-6.
- [Bi02] Tianshu Bi, Yixin Ni, Felix F. Wu, Qixu Yang, "Novel Distributed Fault Section Estimation System for Large-Scale Power Networks", Power System and Communications infrastructures for the future, Beijing 2002.
- [Bi02a] Tianshu Bi, Zheng Yan, Fushuan Wen, Yixin Ni, C.M. Shen, Felix F. Wu, Qixun Yang, "On-Line Fault Section Estimation in Power Systems with Radial Basis Function Neural Network", ELSEVIER, Electric Power and Energy Systems, 2002.
- [Bouthiba04] Tahar Bouthiba, "Fault Location in EHVTransmission Lines Using Artificial Neural Networks", International Journal of Applied Mathematics and Computer Science, Vol. 14, No. 1, 2004.

- [Cao10] Fang Cao, Lizi Zhang, “An Electric Power Source Planning Method Aiming on Enhancing Reliability of System State Changing”, Conference Proceedings IPEC 2010, pp 418-422.
- [Cardoso05] Ghendy Cardoso Junior, Jacqueline Rolim, Hans Helmut Zürn, “Application of Neural Network Modules to Electric Power System Fault Section Estimation”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 19, No. 3, 2005.
- [Chacón04] Oscar L. Chacón Mondragón, Daniel Aguirre López, Ernesto Vázquez Martínez, “Discriminación de Fallas Monofásicas”, Universidad Autónoma de Nuevo León, México. Reporte Técnico PISIS-RT2004, Septiembre 2004.
- [Chang02] Yann-Chang Huang, “Abductive Reasoning Network Based Diagnosis System for Fault Section Estimation in Power System”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, No. 2, Abril 2002.
- [Chiang04] Shing Chiang Tan, Chee Peng Lim, “Application of an Adaptive Neural Network with Symbolic Rule Extraction to Fault Detection and Diagnosis in a Power Generation Plant”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 19, No. 2, Junio 2004.
- [Chowdhury98] Fahmida N. Chowdhury, Jorge L. Aravena, “A Modular Methodology for Fast Fault Detection and Classification in Power Systems”, IEEE Transactions on Control Systems Technology, Vol. 6, No. 5, 1998.
- [Costa06] F.B. Costa, K.M. Silva, B.A. Souza, K.M.C. Dantas, N.S.D. Brito, “A Method for Fault Classification in Transmission Lines Based on ANN and Wavelet Coefficients Energy”, International Joint Conference on Neural Networks 2006, pp 3700-3705.
- [Demuth08] Howard Demuth, Mark Beale, Martin Hagan, “Neural Network Toolbox™6 User’s Guide”, 2008.
- [El\_Fergany01] A. A. El\_Fergany, M. T. Yousef, A. A. El\_Alaily, “Fault Diagnosis in Power System – Substation Level – Through Hybrid Artificial Neural Networks and Expert System”, Transmission and Distribution Conference and Exposition 2001, Vol. 1 pp 207-211.
- [Elhade09] Mourad Elhade, “A Perceptron Neural Network for Asymmetric Comparison-Based System-Level Fault Diagnosis”, International Conference on Availability, Reliability and Security 2009, pp 265-272.
- [Elmore94] Walter A. Elmore, “Protective Relaying Theory and Applications”, 1994 ABB Power T&D Company Inc.

- [El-Sayed00] Mohamed A. H. El-Sayed, Abdullah S. Alfuhaid, “ANN-Based Approach for Fast Fault Diagnosis and Alarm Handling of Power Systems”, International Conference on Advances in Power System Control Operation and Management 2000, Vol. 1, pp 54-58.
- [Fadil10] Fadil S, Urazel B, “Solution to Security Constrained Economic Active and Reactive Power Dispatch Problem by using modified Subgradient Algorithm based on Feasible Values”, International Conference on Electrical, Electronics and Computer Engineering ELECO, 2010.
- [Faria09] Luiz Faria, António Silva, Zita Vale, Albino Marques, “Training Control Centers’ Operators in Incident Diagnosis and Power Restoration Using Intelligent Tutoring Systems”, IEEE Transactions on Learning Technologies, Vol.2, No. 2, 2009.
- [Fen02] Jun-Fen Wu, Nian-Su Hu, Sheng Hu, Yu Zhao, “Application of Som Neural Network in Fault Diagnosis of The Steam Turbine Regenerative System”, Proceedings of the First International Conference on Machine Learning and Cybernetics, Beijing 2002.
- [Fritzen10] Paulo C. Fritzen, Ghendy Cardoso Jr, João M. Zauk, Adriano P. de Moraes, Ubiratan H. Bezerra, Joaquim A. P. Beck, “Alarm Processing and Fault Diagnosis in Power Systems Using Artificial Neural Networks and Genetic Algorithms”, International Conference on Industrial Technology, 2010. Pp 891-896.
- [Grainger96] John J. Grainger, William D. Stevenson Jr, “Análisis de Sistemas de Potencia”, Mc. Graw Hill, 1996.
- [Guo10] Wenxin Guo, Fushuan Wen, Gerard Ledwich, Zhiwei Liao, Xiangzhen He, Junhui Liang, “An Analytic Model for Fault Diagnosis in Power Systems Considering Malfunctions of Protective Relays and Circuit Breakers”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 25 No. 3, Julio 2010.
- [Hartstein08] Rodrigo Hartstein Salim, Karen Rezende Caino de Oliveira, André Darós Filomena, Mariana Resener, Arturo Suman Bretas, “Hybrid Fault Diagnosis Scheme Implementation for Power Distribution Systems Automation”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 23 No. 4, Octubre 2008.
- [He10] Lin He, Kun-ning Jia, Zun-qiang Fan, “The Immune Genetic Algorithm in Fault Diagnosis of Modern Power System”, International Conference on Education Technology and Computer, 2010. Vol. 4 pp 26-29.



- [Hilera95] José R. Hilera, Víctor J. Martínez 1995, “Redes Nueronales Artificiales, fundamentos, modelos y aplicaciones”, Edisión Ra-Ma 1995. Editorial Addison-Wesley Iberoamericana, S.A.
- [Huilan05] Jiang Huilan, Guan Ying, Li Dongwei, Xu Jianquiang, “Self – adaptive Clustering Algorithm Based RBF Neural Network and its Application in the Fault Diagnosis of Power Systems”, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition, Asia and Pacific Dalian China 2005.
- [Jiajia08] Zhang JiaJia, Pan Hongbin, Huang Huixian, Liu Shasha, “Electric Power Transformer Fault Diagnosis Using OLS Based Radial Basis Function Neural Network”, International Conference on Industrial Technology 2008, pp 1-4.
- [Jian10] Yang Jian-Wei, He Zheng-You, Tan Xi-Jing, Zeng Qing-Feng, “A Distributed Fault Diagnosis Approach in Power System Based on Fuzzy Reasoning Petri Net”, Power and Energy Engineering Conference 2010, Asia-Pacific.
- [Kawahara11] Koji Kawahara, “Study on Applying PSO to Outage Planning for Electric Power Facilities and Generating System Configurations during Outage Works”, 46<sup>th</sup>International Universities’s Power Engineering Conference UPEC, Proceedings 2011, pp 1-6.
- [Lee06] J.P. Lee, D.J. Lee, P.S. Ji, J.Y. Lim, S.S. Kim, “Diagnosis of Power Transformer Using Fuzzy Clustering and Radial Basis Function Neural Network”, International Joint Conference on Neural Networks 2006, pp 1398-1404.
- [Liao08] Zhiwei Liao, Fushuan Wen, Wenxin Guo, Xiangzhen He, Wei Jiang, Taifu Dong, Junhui Liang, Binghua Xu, “An Analytic Model and Optimization Technique Based Methods for Fault Diagnosis in power Systems”, International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. Pp 1388-1393.
- [Louisa10] Fatima Louisa Yousfi, Djaffar Ould Abdeslam, Ngac Ky Nguyen, “Adaline for Fault Detection in Electrical High Voltage Transmission Line”, 36<sup>th</sup> Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, 2010 pp 1963-1968.
- [Ma08] Liangyu Ma, Kwang Y. Lee, “Fuzzy Neural Network Approach for Fault Diagnosis of Power Plant Thermal System under Different Operating Points”, Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in The 21<sup>st</sup> Century, 2008 IEEE. Pp 1-7.
- [Ma10] Liangyu Ma, Yongguang Ma, Kwang Y. Lee, “An Intelligent Power Plant Fault Diagnostics for Varying Degree of Severity and Loading

Conditions”, IEEE Transactions on Energy Conversion, 2010. Vol. 25, pp 546-554.

- [McDonald92] J.R. McDonald, G.M. Burt, D.J. Young, “Alarm Processing and fault Diagnosis Using Knowledge Based Systems for Transmission and distribution Network Control”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7 No. 3, 1992.
- [Meng10] Ke Meng, Zhao Yang Dong, Dian Hui Wang, Kit Po Wong, “A Self-Adaptive RBF Neural Network Classifier for Transformer Fault Analysis”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 25, No. 3, Agosto 2010.
- [Minakawa95] T. Minakawa, Y. Ichikawa, M. Kunugi, K. Shimada, N. Wada, M. Utsunomiya, “Development and Implementation of a Power System Fault Diagnosis Expert System”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10 No. 2, 1995.
- [Monsef97] H. Monsef, A. M. Ranjbar, S. Jadid, “Fuzzy Rule-Based Expert System for Power System Fault Diagnosis”, IEE Proceedings, Generation Transmission and Distribution, Vol. 144, No 2, 1997.
- [Nagabhushana95] T.N. Nagabhushana, H.S. Chandrasekharaiah, “Fault Diagnosis of electrical power Systems Using Incremental Radial Basis Function Nets”, International Conference on Energy Management and Power Delivery. Vol 2 pp 560-564, 1995.
- [Navarro94] Victor Navarro, A.L. da Silva, Luis A.V. de Carvalho, Gerson Zaverucha, “Artificial Neural Networks for Power Systems Diagnosis”, IEEE International Conference on Neural Networks, World Congress on Computational Intelligence, 1994.
- [Negnevitsky05] Michael Negnevitsky, Vsevolod Pavlovsky, “Neural Networks Approach to Online Identification of Multiple Failures of Protection Systems”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20 No. 2, Abril 2005.
- [Panta07] Panta S, Premrudeepreechacharn S, Nuchprayoon S, Dechthummarong C, Janjommanit S, Yachiangkain S, “Optimal Economic Dispatch for Power Generation using Artificial Neural Network”, International Conference on Power Engineering 2007, pp 1343-1348.
- [Patcharoen07] T. Patcharoen, A. Ngaopitakkul, A. Kunakorn, “Identification of Fault Types for a Three-bus Transmission Network Using Discrete Wavelet Transform and Probabilistic Neural Networks”, International Conference on Power Engineering 2007, pp 1137-1142.

- [Pradhan06] A. K. Pradhan, S.R. Mohanty, A. Routray, “Neural Fault Classifier for Transmission Line Protection- A Modular Approach”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006.
- [Ravikumar08] B. Ravikumar, D. Thukaram, H.P. Khincha, “Application of Support Vector Machines for Fault Diagnosis in Power Transmission System”, Generation, Transmission & Distribution IET, 2008. Vol. 2 pp 119-130.
- [Ravindranath80] B. Ravindranath, M. Chander 1980, “Protección de Sistemas de Potencia e Interruptores”, Versión Española, 1980. Editorial Limusa.
- [Rigatos09] G. Rigatos, P. Siano, A. Piccolo, “Neural Network-based Approach for Early Detection of Cascading Events in Electric Power Systems”, IET Generation, Transmission & Distribution, 2009. Vol. 3, Iss. 7, pp 650-665.
- [Rodríguez96] Clemente Rodríguez, Santiago Remetería, José Ignacio Martín, Alberto Lafuente, Javier Munguerza, Juan Pérez, “A Modular Neural Network Approach to Fault Diagnosis”, IEEE Transactions on Neural Networks, Vol. 7, No 2, 1996.
- [Safty04] S. M. El Safty, H. A. Ashour, H. El Dessouki, M. El Sawaf, “On-line Fault Detection of Transmission Line Using Artificial Neural Networks”, International Conference on Power System Technology 2004, pp 1629-1632.
- [Sanaye03] M. Sanaye-Pasand, H. Khorashadi-Zadeh, “Transmission Line Fault Detection & Phase Selection using ANN”, International Conference on Power System Transients, 2003.
- [Sekine92] Yasuji Sekine, Yoshiakira Akimoto, Masahiko Kunugi, Chihiro Fukui, Shinta Fukui, “Fault Diagnosis of Power Systems”, IEEE Proceedings, Vol. 80 No. 5, 1992.
- [Song97] Y.H. Song, Q.X. Xuan, A.T. Johns. “Comparison Studies of Five Neural Network Based Classifiers for Complex Transmission Lines”, ELSEVIER Electric Power Systems Research, 1997.
- [Soremekun11] Soremekun R, ZinA.A.M, Amoo A, Bakare G, Aliyu U, “Optimal Economic Dispatch for the Nigerian Grid System considering Voltage and Line Flow Constraints”, International Conference on Power Engineering and Optimization PEOCO 2011, pp 341-345.
- [Souza07] Suzana M. de Souza, Alexandre P. Alves da Silva, Antonio C.S. Lima, “Voltage and Current Patterns for Fault Location in Transmission Lines”, Proceedings of International Joint Conference on Neural Networks, Orlando, Florida, USA, 2007. Pp 737-742.

- [tesch90] Daniel B. Tesch, David C. Yu, Li-Min Fu, K. Vairavan, "A Knowledge-Based Alarm Processor for an Energy Management System", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5 No. 1, 1990.
- [Tzer94] Hong-Tzer Yang, Wen-Yeau Chang, Ching-Lien Huang, "A New Neural Networks Approach to On-Line Fault Section Estimation Using Information of Protective Relays and Circuit Breakers", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 1, 1994.
- [Upendar08] J. Upendar, C.P. Gupta, G.K. Singh, "ANN Based Power System Fault Classification", IEEE Region 10 Conference TENCON 2008, pp 1-6.
- [Vasilic02] S. Vasilic, M. Kezunovic, "An Improved Neural Network Algorithm for Classifying the Transmission Line Faults", Power Engineering Society Winter Meeting 2002, Vol. 2 pp 918-923.
- [Vázquez96] Ernesto Vazquez, Oscar L. Chacon, Hector J. Altuve, "Neural Network-Based Fault Detector for Transmission Line Protection", Mexico-USA Collaboration in Intelligent Systems Technologies Proceedings, 1996.
- [Vázquez97] Ernesto Vazquez M, Oscar L. Chacón M, Héctor J. Altuve F, "An On-Line Expert System for Fault Section Diagnosis in Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, 1997.
- [Wanderley05] M.A. Wanderley, J.C.S. Souza, M.B. Do Coutto Filho, M.Th. Schilling, "Fault Location in Substations Using Artificial Neural Networks", IEEE Russia Power Tech 2005, pp 1-6.
- [Wang10] Yufei Wang, Chunguo Wu, Liming Wan, Yanchun Liang, "A Study on SVM with Feature Selection for Fault Diagnosis of Power Systems", International Conference on Computer and Automation Engineering, 2010. Vol. 2 pp 173-176.
- [Yang03] Fu Yang, Jin Xi, Lan Zhida, "A Neural Network Approach to Power Transformer Fault Diagnosis", International Conference on Electrical Machines and Systems 2003, pp 351-354.
- [Yang10] Zhang Yang, He Zhengyou, Guo Liang, "A Power System Fault Diagnosis Method Based on Mutual-Information Network", Power and Energy Engineering Conference, 2010.Asia-Pacific.
- [Yongli06] ZhuYongli, Huo Limin, Lu Jinling, "Bayesian Networks-Based Approach for Power System Fault Diagnostic", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21 No. 2, Abril 2006.

- [Zhang05] Nan Zhang, Mladen Kezunovic, "Coordinating Fuzzy ART Neural Networks to Improve Transmission Line Fault Detection and Classification", IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005.
- [Zhang06] Nan Zhang, Mladen Kezunovic, "Improving Real-Time Fault Analysis and Validating Relay Operations to Prevent or Mitigate Cascading Blackouts", Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2006.
- [Zhang07] Zhisheng Zhang, Yaming Sun, "Assessment on Fault-tolerance Performance Using Neural Network Model Based on Ant Colony Optimization Algorithm for Fault Diagnosis in Distribution Systems of Electric Power Systems", Eighth ACIS International Conference on Software Engineering, Artificial Intelligence, Networking, and Parallel/Distributed Computing, 2007. Vol. 2, pp 712-716.
- [Zhang09] Xu Zhang, Dongmei Zhao, Sheng Li, "Research of Power System Fault Diagnosis Method", International Conference on Energy and Environment Technology, 2009. Vol. 2 pp 213-216.
- [Zimmerman11] Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sánchez; "MATPOWER 4.0 User Manual", 2011 Power Systems Engineering Research Center (PSERC).
- [Ziolkowski07] Valmir Ziolkowski, Ivan N. da Silva, Rogério A. Flauzino, "Automatic Identification of Faults in Power Systems Using Neural Network Technique", IEEE International Conference on Control Applications, 2007.