



# **INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA  
UNIDAD PROFESIONAL ADOLFO LOPEZ MATEOS  
SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN**

**SIMULACIÓN EN TIEMPO REAL DE UNA UNIDAD DE MEDICIÓN  
FASORIAL PARA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA.**

**TESIS**

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:**

**MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**PRESENTA**

**EDGAR ADRIÁN MORALES GARCÍA**



**CDMX.**

**DICIEMBRE 2016.**

## **RESUMEN.**

La energía eléctrica es uno de los principales recursos de la sociedad moderna. Esta se encuentra disponible para el usuario de manera instantánea, a una tensión y frecuencia establecida. Este notable desempeño se logra a través de una cuidadosa planeación, diseño, instalación y operación de un sistema eléctrico complejo formado por generadores, transformadores, y líneas de transmisión y distribución.

Sin embargo, este sistema eléctrico puede verse alterado en su operación normal debido a distintas contingencias. Para poder mitigar estas contingencias adecuadamente, es necesario que el operador del sistema o los esquemas de protección cuenten con la información de las condiciones de operación del sistema en todo momento.

Esto se puede realizar a través de un sistema de medición que monitoree en intervalos frecuentes a la red de potencia. Un sistema de medición que es posible utilizar gracias a la medición con computadoras digitales, comunicaciones y el Sistema de Posicionamiento Global es la tecnología de sincrofasores, los cuales son calculados a partir de una misma referencia de tiempo. Los sincrofasores pueden mejorar el desempeño y la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia en aplicaciones de protección, control local o de área amplia, y funciones de monitoreo en todo momento.

En el presente trabajo se simula el modelo de una Unidad de Medición Fasorial (PMU) en un ambiente de simulación digital empleando un simulador en tiempo real de OPAL-RT Technologies®. Las mediciones que puede realizar dicha unidad son: medición de tensiones y corrientes, a frecuencias nominales y a frecuencias diferentes de la nominal en el sistema eléctrico de potencia, además de realizar la estimación de frecuencia de manera local para el monitoreo del sistema.

La Unidad de Medición Fasorial se utiliza en la protección diferencial de línea. Se puede ver, de acuerdo a resultados que esta tecnología mejora el desempeño de la protección diferencial de línea, ya que al tener mediciones sincronizadas, no es necesario realizar compensaciones indirectas adicionales para alinear los fasores ya que los fasores son alineados con base en la etiqueta de tiempo en que se realizó la medición, además de esto el uso de sincrofasores demanda una menor capacidad de envío de datos en los canales de comunicación.

## **ABSTRACT.**

Electric energy is one of the fundamental resources of modern industrial society. This resource is readily available to the user instantly, at right levels of voltage and frequency. This remarkable performance is achieved through careful planning, design, installation and operation of the complex network integrated by generators, transformers, and transmission and distribution lines.

The power system is very complex and big, however it might still be subjected to constant contingencies. A way to prepare this system to adequately deal with a vast set of contingencies is to get enough information from the operating condition of the power system at any time in such a way system operators and/or the protection schemes make the appropriate decisions.

This actions can be achieved through a system of measurement taken on the power grid at regular intervals. This type of measurement is now possible due to the recent developments in digital computer-based measurements, communications and the Global Positioning System (GPS). This methodology is known as synchrophasor technology and it is phasor measurements that are computed and stamped at same time reference. Synchrophasors can enhance the performance and reliability of power system in applications such as protection, local or wide area control, and improve the ability to continuously monitor the power system state.

In this work a Phasor Measurement Unit (PMU) model is developed in a digital simulation environment using a real time simulator from OPAL-RT Technologies®. The PMU is able to measure nominal and off-nominal frequency voltages and currents. It is also able to perform local frequency estimation to monitor the current power system condition.

The Phasor Measurement Unit developed in this work is applied to line differential protection. According to simulation results, synchrophasor technology enhance the performance of line differential protection since it is not necessary any additional compensation to align the local and remote phasors due to the fact that phasors are already aligned based on the time stamp when measurements were taken. In addition, the use of synchrophasors represents lower burden in the communications channels since less data needs to be sent.

## DEDICATORIA.

*Con admiración y respeto...*

*A Dios, por permitirme concluir esta etapa en mi vida.*

*A mis padres, Juan y Raquel, y a mi hermana, Nancy,  
por su apoyo y cariño en todo momento.*

*A mi tía Luisa Rodríguez, por todo su apoyo  
y por todo su cariño.*

*† A mi abuelita, Elícea Calderón, por mostrarme  
la alegría de la vida, por cuidarme  
y quererme tanto.  
Siempre estarás presente  
en mi mente y  
corazón.*

## **AGRADECIMIENTOS.**

Durante todos estos años he tenido el apoyo de muchas personas, tanto en lo académico como en lo personal, a todos quiero agradecer su tiempo, sus palabras, y su apoyo, ya que gracias a todos logre concluir esta etapa.

Gracias a mi asesor, profesor y amigo el Dr. German Rosas Ortiz, por su apoyo, paciencia y sobre todo por la confianza en mí para realizar este trabajo. Gracias por su tiempo y sus consejos para hacer de este trabajo lo mejor posible.

Gracias al Dr. Daniel Olguín Salinas, por su gran dedicación como profesor y por los aportes para mejorar este trabajo.

Gracias al Dr. Ricardo Octavio Mota Palomino, por las observaciones realizadas.

Gracias al Dr. Raúl Ángel Cortes Mateos, por su interés, recomendaciones y consejos para mejorar este trabajo tanto en lo técnico como en lo metodológico.

Gracias al Dr. David Sebastián Baltazar, por todas las observaciones realizadas, ya que gracias a esto se logró mejorar el trabajo. También por su dedicación como profesor, por buscar siempre que los alumnos se esfuercen más allá de sus capacidades.

Gracias al Dr. Daniel Ruz Vega, por los aportes a este trabajo, así como también por su buen trabajo como coordinador del programa de Maestría en Ingeniería Eléctrica.

Gracias a todos los profesores de la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de ESIME Zacatenco.

A mis amigos y compañeros: Víctor, Luis Antonio, Héctor, Jesús, Flor, Ángel, Diego, Jaime, Filiberto, Ali, Dan, Cesar, Cesar, Silvia, Lucia, Lorena, Carlos, Pablo, Pedro, Julio, Omar, Juan, Mario, Dallan, y Alejandro. Por su grata compañía y por hacer muy amenos los estudios de maestría.

Gracias al Instituto Politécnico Nacional, por permitirme desarrollarme y crecer profesionalmente.

Gracias al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), por la beca otorgada durante dos años, ya que sin este apoyo hubiera sido imposible concluir mis estudios. De la misma manera al IPN por otorgarme la beca de maestría en el último semestre de estudios.

## ÍNDICE.

Resumen.	i
Abstract.	ii
Dedicatoria.	iii
Agradecimientos.	iv
Índice.	v
Lista de figuras.	ix
Lista de tablas.	xiv
Nomenclatura.	xv

## CAPÍTULO 1.

### INTRODUCCIÓN.

1.1 Planteamiento del problema.	2
1.2 Objetivos.	3
1.3 Justificación.	3
1.4 Antecedentes.	3
1.4.1 Antecedentes de los sincrofasores.	3
1.4.2 Antecedentes de la protección diferencial de línea.	4
1.4.3 Trabajos realizados en la SEPI-ESIME-Zacatenco.	6
1.5 Aportaciones.	7
1.6 Limitaciones y alcances.	8
1.7 Estructura de la tesis.	8
1.8 Publicaciones.	10

## CAPÍTULO 2.

### PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS.

2.1 Introducción.	11
2.2 Requisitos de protección.	12
2.2.1 Confiabilidad.	12
2.2.2 Selectividad.	12
2.2.2.1 Clasificación por tiempo.	13
2.2.2.2 Protección de unidad.	13
2.2.3 Velocidad.	13

2.3	Zonas de protección.	14
2.4	Protección primaria y secundaria.	15
2.5	Elementos de un sistema de protección.	15
2.5.1	Baterías.	16
2.5.2	Interruptores.	16
2.5.3	Transformadores de corriente y tensión.	17
2.5.3.1	Transformadores de corriente.	18
2.5.3.2	Transformadores de tensión.	18
2.6	Protección diferencial de línea.	19
2.6.1	Principios básicos.	20
2.6.1.1	Protección diferencial basada en corriente.	20
2.6.1.2	Protección diferencial porcentual.	21
2.6.1.3	Zonas de operación de la característica diferencial.	23
2.6.1.4	Característica de operación de un relevador numérico.	25
2.6.2	Manejo de datos y sincronización.	27
2.6.2.1	Sincronización basada en el canal de comunicación.	28
2.6.3	Protección diferencial de línea utilizando sincrofasores.	31

## **CAPÍTULO 3.**

### **UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL.**

3.1	Introducción.	33
3.2	Unidades de medición fasorial.	34
3.2.1	Definición de fasor.	35
3.2.2	Definición de sincrofasor.	36
3.2.3	Tasa de reporte de sincrofasores.	37
3.2.4	Etiqueta de tiempo de las medidas.	38
3.2.5	Referencias de tiempo para la sincronización.	39
3.3	Técnicas para la estimación de fasores.	39
3.3.1	Transformada Discreta de Fourier y su representación fasorial.	40
3.3.2	Estimación de fasores a frecuencia nominal.	41
3.3.2.1	Actualización de fasores de forma no recursiva.	42
3.3.2.2	Actualización de fasores de forma recursiva.	44
3.3.3	Estimación de fasores a frecuencia no nominal.	47
3.3.3.1	Descripción matemática.	47
3.3.3.2	Post procesamiento con filtro de promedios.	49

3.4	Estimación de la frecuencia.	50
3.4.1	Estimación por mínimos cuadrados.	52
3.4.2	Estimación basada en fasores.	53
3.5	Comunicaciones en sistemas de potencia.	55
3.5.1	Canales de comunicación.	55
3.5.1.1	Retardo de propagación.	55

## CAPÍTULO 4.

### SIMULACIÓN DE LA UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL Y LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA.

4.1	Introducción.	57
4.2	Unidad de medición fasorial.	58
4.3	Cálculo de fasores mediante la Transformada Discreta de Fourier.	61
4.3.1	Filtro <i>mimic</i> .	61
4.3.2	Transformada Discreta de Fourier no recursiva.	66
4.3.2.1	Prueba realizada a la DFT no recursiva.	67
4.3.3	Transformada Discreta de Fourier recursiva.	68
4.3.3.1	Pruebas realizadas a la DFT recursiva.	70
4.4	Estimación de la frecuencia local.	72
4.4.1	Pruebas realizada al estimador de frecuencia.	73
4.5	Corrección de los fasores a frecuencia no nominales.	74
4.5.1	Filtro de promedios.	74
4.5.2	Cálculo del factor “P”.	75
4.6	Reporte de sincrofasores.	78
4.6.1	Etiqueta de tiempo.	78
4.6.2	Alineación de sincrofasores.	79
4.6.3	Mensaje de datos.	81
4.7	Protección diferencial de línea.	83
4.7.1	Simulación de la característica diferencial porcentual.	84
4.7.2	Ajustes de la protección diferencial porcentual.	86

## **CAPÍTULO 5.**

### **PRUEBAS REALIZADAS A LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA.**

5.1	Introducción.	87
5.2	Alineación correcta e incorrecta de datos en la protección diferencial.	88
5.3	Ajuste de la protección diferencial de línea ante distintas tensiones y longitudes de línea.	94
5.4	Protección diferencial de línea ante distintos tipos de falla.	98
5.5	Protección diferencial de línea ante fallas con alta impedancia y saturación en los TC's.	103
5.5.1	Fallas con alta impedancia.	103
5.5.2	Respuesta ante una falla externa y saturación en un TC.	108
5.6	Requerimientos en el canal de comunicación.	111

## **CAPÍTULO 6.**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

6.1.	Conclusiones.	113
6.2.	Aportaciones.	114
6.3.	Recomendaciones para trabajos futuros.	114

<b>REFRERENCIAS.</b>	117
----------------------	-----

## **APÉNDICE A.**

### **PRUEBAS A LOS ALGORITMOS PARA ESTIMACIÓN DE FRECUENCIA.**

A.1.	Algoritmo de mínimos cuadrados.	121
A.2.	Algoritmo basado en fasores.	124
A.3.	Comparación entre los algoritmos de mínimos cuadrados y basado en fasores.	128

## **APÉNDICE B.**

### **ELEMENTOS PARA LA SIMULACIÓN EN TIEMPO REAL.**

B.1.	Simulación en tiempo real.	131
B.2.	Elementos adicionales para la simulación en tiempo real.	138
B.3.	Parámetros típicos para líneas de transmisión.	142
B.4.	Señales adicionales tomadas del simulador en tiempo real.	143

**LISTA DE FIGURAS.**

**Capítulo 2.**

<b>Figura.</b>	<b>Título.</b>	<b>Página.</b>
<b>Figura 2.1</b>	Zonas de protección traslapadas en sistemas de protección.	14
<b>Figura 2.2</b>	Elementos en un sistema de protección.	16
<b>Figura 2.3</b>	a) Corriente de carga o falla externa., b) Falla interna.	20
<b>Figura 2.4</b>	Característica de operación con corrientes falsas y fallas externas.	22
<b>Figura 2.5</b>	Diagrama de protección diferencial $I_{Dif} / I_{Res}$ .	24
<b>Figura 2.6</b>	Característica de un relevador numérico.	25
<b>Figura 2.7</b>	Sincronización basada en el canal de comunicación. [16 y 37].	29

**Capítulo 3.**

<b>Figura 3.1</b>	Principales elementos de un PMU.	35
<b>Figura 3.2</b>	Convención para la representación de sincrofasores.	37
<b>Figura 3.3</b>	Actualización de estimación de fasores con ventana de N muestras.	43
<b>Figura 3.4</b>	Estimación de fasores no recursiva, se realizan cálculos en cada nueva ventana.	44
<b>Figura 3.5</b>	Estimación de fasores recursiva (16 muestras por ciclo).	46
<b>Figura 3.6</b>	Filtro de promedios con 3 puntos.	49
<b>Figura 3.7</b>	Comportamiento del ángulo de fase a una frecuencia de 61 Hz.	51
<b>Figura 3.8</b>	Corrección del ángulo de fase a una frecuencia de 61 Hz.	51

**Capítulo 4.**

<b>Figura 4.1</b>	Diagrama unifilar de las conexiones del PMU.	58
<b>Figura 4.2</b>	Arquitectura y funciones del PMU.	60

---

**LISTA DE FIGURAS.**

---

<b>Figura 4.3</b>	Filtro <i>mimic</i>	63
<b>Figura 4.4</b>	Entrada y salida del filtro <i>mimic</i> en la fase A.	64
<b>Figura 4.5</b>	DFT y DFT+ filtro <i>mimic</i> en la fase A.	64
<b>Figura 4.6</b>	Entrada y salida del filtro <i>mimic</i> en la fase B.	65
<b>Figura 4.7</b>	DFT y DFT+ filtro <i>mimic</i> en la fase B.	65
<b>Figura 4.8</b>	Cálculo de fasores mediante la Transformada Discreta de Fourier no recursiva.	66
<b>Figura 4.9</b>	Respuesta de la DFT no recursiva.	67
<b>Figura 4.10</b>	Cálculo de fasores mediante la DFT recursiva.	69
<b>Figura 4.11</b>	Respuesta de la DFT recursiva.	70
<b>Figura 4.12</b>	Respuesta de la DFT recursiva con un cambio en la amplitud de la onda sinusoidal (magnitud y ángulo).	71
<b>Figura 4.13</b>	Estimación de la frecuencia por medio del ángulo de los fasores.	72
<b>Figura 4.14</b>	Estimación de frecuencia con variaciones de 0.1, 0.3 y 0.5 Hz en la frecuencia nominal.	73
<b>Figura 4.15</b>	Estimación de frecuencia con variaciones de -0.1, -0.3 y -0.5 en la frecuencia nominal.	73
<b>Figura 4.16</b>	Filtro de promedios.	74
<b>Figura 4.17</b>	Magnitud del fasor a frecuencia no nominal y corrección con filtro promedios.	75
<b>Figura 4.18</b>	Factor "P"	76
<b>Figura 4.19</b>	Magnitud del fasor a frecuencia no nominal y corrección con filtro de promedios y factor P.	76
<b>Figura 4.20</b>	Ángulo del fasor a frecuencia no nominal y corrección con filtro de promedios y factor P.	77
<b>Figura 4.21</b>	Acercamiento del ángulo del fasor a frecuencia no nominal.	77
<b>Figura 4.22</b>	Red eléctrica con dos PMUs en los extremos de una línea de transmisión.	79
<b>Figura 4.23</b>	Diagrama para la alineación de fasores.	80
<b>Figura 4.24</b>	Etiqueta de tiempo en la magnitud de un fasor.	80
<b>Figura 4.25</b>	Protección diferencial de línea.	83
<b>Figura 4.26</b>	Característica diferencial porcentual [5].	84
<b>Figura 4.27.</b>	Simulación de la característica diferencial porcentual.	85

**Capítulo 5.**

<b>Figura 5.1</b>	Respuesta del esquema diferencial al energizar la línea utilizando sincrofasores.	89
<b>Figura 5.2</b>	Operación del esquema diferencial al energizar la línea con una sincronización incorrecta de los datos (Error de 22.5°).	90
<b>Figura 5.3</b>	Operación del esquema diferencial al energizar la línea con una sincronización incorrecta de los datos (Error de 56.25°).	90
<b>Figura 5.4</b>	Respuesta del esquema diferencial al energizar la línea con una sincronización incorrecta de los datos (el relevador no opera).	91
<b>Figura 5.5</b>	Diagrama unifilar de la red eléctrica de prueba.	92
<b>Figura 5.6</b>	Operación del esquema diferencial ante una falla externa con una sincronización incorrecta de los datos.	92
<b>Figura 5.7</b>	Respuesta del esquema diferencial ante una falla externa con una sincronización correcta de los datos.	93
<b>Figura 5.8</b>	Corrientes diferenciales con diferentes tensiones en el sistema en estado estable.	94
<b>Figura 5.9</b>	Ajustes para los sistemas de 230kV y 400kV.	96
<b>Figura 5.10</b>	Corrientes diferenciales con distintas longitudes en la línea en estado estable.	97
<b>Figura 5.11</b>	Fallas aplicadas en la línea de transmisión protegida.	98
<b>Figura 5.12</b>	Respuesta de elementos diferenciales ante una falla trifásica.	99
<b>Figura 5.13</b>	Respuesta de elementos diferenciales ante una falla bifásica (B-C).	99
<b>Figura 5.14</b>	Respuesta de elementos diferenciales ante una falla bifásica a tierra (ABG).	100
<b>Figura 5.15</b>	Respuesta de elementos diferenciales ante una falla monofásica (AG).	100
<b>Figura 5.16</b>	Respuesta de elementos diferenciales ante una falla externa (ABG).	102
<b>Figura 5.17</b>	Falla de alta impedancia (100 ohms) y respuesta de los elementos diferenciales de línea.	104
<b>Figura 5.18</b>	Falla de alta impedancia (400 ohms) y respuesta de los elementos diferenciales de línea	105
<b>Figura 5.19</b>	Falla de alta impedancia (850 ohms) y respuesta de los elementos diferenciales de línea	106
<b>Figura 5.20</b>	Impedancia máxima vista por los elementos diferenciales de fase y de secuencia negativa.	107
<b>Figura 5.21</b>	Protección diferencial ante una falla externa con saturación en un TC.	108
<b>Figura 5.22</b>	Característica diferencial porcentual de la fase A ante una falla externa con distintos niveles saturación en un TC.	109
<b>Figura 5.23</b>	Característica diferencial porcentual de secuencia ante una falla externa con distintos niveles saturación en un TC.	110

**Apéndice A.**

<b>Figura A.1</b>	Estimación de frecuencia ante cambios en la frecuencia de 0.1 Hz.	121
<b>Figura A.2</b>	Estimación de frecuencia ante cambios en la frecuencia de 0.5 Hz.	122
<b>Figura A.3</b>	Estimación de frecuencia ante cambios en la frecuencia de 1 Hz.	122
<b>Figura A.4</b>	Estimación de frecuencia ante cambios en la frecuencia de -0.1 Hz.	123
<b>Figura A.5</b>	Estimación de frecuencia ante cambios en la frecuencia de -0.5 Hz.	123
<b>Figura A.6</b>	Estimación de frecuencia ante cambios en la frecuencia de -1 Hz.	124
<b>Figura A.7</b>	Estimación de frecuencia ante cambios de 0.1 Hz.	125
<b>Figura A.8</b>	Estimación de frecuencia ante cambios de 0.5 Hz.	125
<b>Figura A.9</b>	Estimación de frecuencia ante cambios de 1 Hz.	126
<b>Figura A.10</b>	Estimación de frecuencia ante cambios de -0.1 Hz.	126
<b>Figura A.11</b>	Estimación de frecuencia ante cambios de -0.5 Hz.	127
<b>Figura A.12</b>	Estimación de frecuencia ante cambios de 1 Hz.	127
<b>Figura A.13</b>	Estimación de frecuencia ante cambios de 0.1 Hz con una ventana de datos de 3 ciclos.	128
<b>Figura A.14</b>	Estimación de frecuencia ante cambios de 0.1 Hz con una ventana de datos de 4 ciclos.	128
<b>Figura A.15</b>	Estimación de frecuencia ante cambios de 0.5 Hz con una ventana de datos de 3 ciclos.	129
<b>Figura A.16</b>	Estimación de frecuencia ante cambios de 0.5 Hz con una ventana de datos de 4 ciclos.	129
<b>Figura A.17</b>	Estimación de frecuencia ante cambios de 1 Hz con una ventana de datos de 3 ciclos.	130
<b>Figura A.18</b>	Estimación de frecuencia ante cambios de 1 Hz con una ventana de datos de 4 ciclos.	130

**Apéndice B.**

<b>Figura B.1</b>	Simulador en tiempo real de OPAL-RT Technologies®.	132
<b>Figura B.2</b>	Bloque maestro y consola en el simulador en tiempo real.	134
<b>Figura B.3</b>	Elementos en el bloque SC_MONITOREO.	135
<b>Figura B.4</b>	Elementos para obtener señales analógicas en las salidas del simulador.	135
<b>Figura B.5</b>	Elementos del subsistema SM_RED.	137

---

**LISTA DE FIGURAS.**

---

<b>Figura B.6</b>	Bloques utilizados para la estimación de frecuencia por mínimos cuadrados.	138
<b>Figura B.7</b>	Bloques utilizados para el cálculo de fasores de secuencia cero.	139
<b>Figura B.8</b>	Bloques utilizados para el cálculo de fasores de secuencia negativa.	139
<b>Figura B.9</b>	Bloques utilizados para el cálculo de la corriente de restricción.	140
<b>Figura B.10</b>	Bloques utilizados para el cálculo de la corriente diferencial.	140
<b>Figura B.11</b>	Bloques utilizados para aplicar las fallas.	141
<b>Figura B.12</b>	Señales de corriente tomadas en el simulador en tiempo real, 1) Señal de corriente, 2) Misma señal de corriente muestreada a 1920 Hz.	143
<b>Figura B.13</b>	Falla aplicada con componente decreciente de CD, y misma señal de corriente a la salida del filtro <i>mimic</i> .	144
<b>Figura B.14</b>	Falla trifásica externa a la línea protegida.	144
<b>Figura B.15</b>	Falla monofásica en la línea de transmisión protegida.	145
<b>Figura B.16</b>	Falla monofásica externa (la protección no se activa).	146
<b>Figura B.17</b>	Falla monofásica externa con saturación en el TC (la protección se activa).	146
<b>Figura B.18</b>	Corrientes en los extremos de la línea de la fase A ante una falla externa.	147
<b>Figura B.19</b>	Corrientes en los extremos de la línea de la fase A ante una falla externa con saturación en un TC.	147
<b>Figura B.20</b>	Fasores de la fase A en ambos extremos de la línea de transmisión antes y después de una falla.	149
<b>Figura B.21</b>	Fasores de la fase A en ambos extremos de la línea de transmisión antes y después de una falla con saturación en un TC.	149

LISTA DE TABLAS.

<b>Tabla.</b>	<b>Título.</b>	<b>Página.</b>
<b>2.1</b>	Corrientes de restricción y operación ante fallas internas y externas.	23
<b>3.1</b>	Velocidad de reporte de un PMU.	37
<b>3.2</b>	Retardos de propagación en canales de comunicación.	56
<b>4.1</b>	Mensaje de datos enviados por el PMU.	81
<b>4.2</b>	Ajustes para el relevador diferencial de línea.	86
<b>5.1</b>	Fasores locales y remotos de la Fase A.	88
<b>5.2</b>	Ajuste de la característica diferencial con base en las corrientes de carga de la línea.	95
<b>5.3</b>	Respuesta de los elementos diferenciales ante una falla en el extremo izquierdo de la línea de transmisión.	101
<b>5.4</b>	Respuesta de los elementos diferenciales ante una falla al 50% de la línea de transmisión.	102
<b>5.5</b>	Respuesta de los elementos diferenciales ante una falla en el extremo derecho de la línea de transmisión.	102
<b>5.6</b>	Total de datos enviados por los canales de comunicación.	112
<b>B.1</b>	Parámetros típicos para líneas de transmisión.	142
<b>B.2</b>	Corrientes en ambos extremos de la línea.	148

**NOMENCLATURA.**

<b>A</b>	Unidad de corriente eléctrica [Amper].
<b>V</b>	Unidad de tensión [Volt].
<b><math>\Omega</math></b>	Unidad de resistencia eléctrica [Ohm].
<b>CA</b>	Corriente alterna.
<b>CD</b>	Corriente directa.
<b>Hz</b>	Unidad de frecuencia [Hertz].
<b>BRK</b>	Interruptor.
<b>RMS</b>	Valor eficaz o medio cuadrático.
<b>SEP</b>	Sistema eléctrico de potencia.
<b>DFT</b>	Transformada discreta de Fourier.
<b>TC's</b>	Transformadores de corriente.
<b>TP's</b>	Transformadores de potencial.
<b>RTC</b>	Relación de transformación de corriente.
<b>RTP</b>	Relación de transformación de potencial.
<b>TPC's</b>	Transformadores de potencial capacitivos.
<b>F<sub>s</sub></b>	Frecuencia de muestreo.
<b>IEEE</b>	Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos.
<b>K</b>	Constante utilizada para el método de eliminación de corriente directa (filtro <i>mimic</i> ).
<b>N</b>	Numero de muestras tomadas de una señal analógica.
<b><math>\tau_1</math></b>	Numero de muestras de la constante de tiempo.
<b>GPS</b>	Sistema de posicionamiento global.
<b>PMU</b>	Unidad de medición fasorial.
<b>PDC</b>	Concentrador de fasores.
<b>RT</b>	Tiempo real.
<b>87L</b>	Protección diferencial de línea.

---

**NOMENCLATURA.**

---

<b>87LP</b>	Protección diferencial de línea por fase.
<b>87LQ</b>	Protección diferencial de línea de secuencia negativa.
<b>87LG</b>	Protección diferencial de línea de secuencia cero.
$I_{Res}$	Corriente de restricción.
$I_{Diff}$	Corriente diferencial.
$I_{Falla}$	Corriente de falla.
<b>EHV</b>	Extra alta tensión.
$I_C$	Corriente capacitiva.
<b>F</b>	Unidad de capacidad eléctrica (Faradio).
<b>MW</b>	Mega Watts.
<b>F.O.</b>	Canal de fibra óptica.
<b>UTC</b>	Tiempo Universal Coordinado.
<b>PPS</b>	Pulso por segundo.
$Frac\_sec$	Fracción por segundo.
<b>hh</b>	Horas.
<b>mm</b>	Minutos.
<b>ss</b>	Segundos.
<b>ms</b>	Milisegundos.
$\mu s$	Microsegundos.
$f_0$	Frecuencia del sistema.
$f_m$	Frecuencia de muestreo.
<b>A/D</b>	Analógico a digital.
<b>SCADA</b>	Supervisory Control and Data Acquisition.
<b>SOC</b>	Second of century.
<b>DTT</b>	Disparo directo transferido.
<b>Bps</b>	Bits por segundo.
$V_r$	Velocidad de reporte.

# CAPÍTULO 1.

## INTRODUCCIÓN.

La energía eléctrica es uno de los recursos principales de la sociedad moderna, y está disponible para el usuario instantáneamente, a una tensión y frecuencia establecida y en la cantidad exacta que el usuario requiere [1].

Para el usuario, el sistema de potencia pareciera estar en estado estable, imperturbable, constante y de capacidad infinita. Sin embargo, el sistema está sujeto a constantes disturbios creados por cambios de carga, por fallas creadas por causas naturales y algunas veces causados por falla de equipo o por una mala acción del operador. A pesar de estas constantes perturbaciones, el sistema de potencia mantiene su estado casi estacionario debido a dos factores básicos: al gran tamaño del sistema de potencia en relación al tamaño de generadores o cargas individuales, y a las acciones rápidas, tanto remediales como correctivas tomadas por los equipos de protección [2].

Las protecciones eléctricas se encargan de detectar condiciones anormales en el sistema de potencia, e inician acciones correctivas tan rápido como sea posible para devolver al sistema de potencia a su estado normal [2].

El desarrollo actual de dispositivos de protección numéricos y las mejoras en comunicaciones entre subestaciones trae a la industria a un tiempo en el cual es posible tener mediciones sincronizadas en cualquier parte del sistema eléctrico de potencia, la sincronización se realiza a través del sistema de posicionamiento global (GPS). Con estas tecnologías se logran calcular sincrofasores, los cuales son calculados a partir de una misma referencia de tiempo [3].

Los dispositivos encargados de medir los sincrofasores son las Unidades de Medición Fasoriales (PMU) y gracias a estos dispositivos se logra conocer el estado y cambios en el sistema de potencia en cualquier instante de tiempo debido a la etiqueta de tiempo que contienen las mediciones realizadas por la PMU [3].

Algunas aplicaciones de los sincrofasores son: análisis y monitoreo de sistemas eléctricos, estimación de estado, tiro de carga, detección de oscilaciones de potencia, predicción de estabilidad de tensión, protección de área amplia, entre otras [3].

### **1.1 Planteamiento del problema.**

La protección de sistemas eléctricos de potencia se ha definido durante varios años como una ciencia y un arte, debido a que se necesita conocer el funcionamiento del equipo a proteger para poder seleccionar y ajustar la protección adecuada [2].

Sin embargo, cada dispositivo de protección trabaja asincrónicamente con respecto a los demás por lo que las mediciones realizadas por cada uno de estos dispositivos no están sincronizadas y por lo tanto no pueden ser comparadas directamente.

Con las tecnologías actuales de relevadores numéricos, canales de comunicación, y fuentes para sincronizar dispositivos con base en una señal de referencia se logra mejorar las protecciones eléctricas, teniendo mayor visualización y control del sistema [4].

Por estas razones, en este trabajo se simula una Unidad de Medición Fasorial para el monitoreo y la protección del sistema eléctrico de potencia en un ambiente de simulación en tiempo real.

Aunque la protección diferencial de línea ya es ampliamente utilizada, puede llegar a tener problemas debido a la sincronización de los datos, ya que la sincronización demanda cálculos adicionales para compensar las diferencias de tiempo debido a que los relojes de cada relevador trabaja asincrónicamente el uno del otro y debido a los retardos generados por la transmisión de datos en los canales de comunicación.

Debido a lo anterior, se considera emplear sincrofasores en la protección diferencial de línea ya que al utilizar esta tecnología con datos sincronizados, no es necesario realizar compensaciones en los fasores y los retardos en los canales de comunicación no son un problema ya que las mediciones son comparadas con base en la etiqueta de tiempo de los sincrofasores.

## **1.2 Objetivos.**

Simular una Unidad de Medición Fasorial (PMU) en un simulador en tiempo real de OPAL-RT Technologies®, que reporte mediciones de tensiones, corrientes y frecuencia del sistema con sus respectivas etiquetas de tiempo.

Aplicar la Unidad de Medición Fasorial a la protección diferencial de línea para probar su desempeño y para estimar la frecuencia en distintos puntos de la red eléctrica.

## **1.3 Justificación.**

Actualmente las nuevas tecnologías permiten realizar mediciones sincronizadas a través de unidades de medición fasoriales y con éstas se logra obtener un mayor conocimiento del estado del sistema de potencia en cualquier instante de tiempo. Estas tecnologías se pueden utilizar en la protección de sistemas de potencia, con lo que se logra un mejor desempeño de las protecciones. Por estas razones se simuló una unidad de medición fasorial la cual se implementa en la protección diferencial de línea y en el monitoreo de un sistema eléctrico de potencia.

## **1.4 Antecedentes.**

En esta sección se describe brevemente los antecedentes de los sincrofasores, y de la protección diferencial y los trabajos realizados en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Zacatenco relacionados con este trabajo de tesis.

### **1.4.1 Antecedentes de los sincrofasores.**

En 1983 Phadke y Thorp [6] proponen una técnica para la medición de la amplitud y fase de una señal eléctrica. En el cálculo se aplica la Transformada Discreta de Fourier (DFT) a un conjunto de muestras obtenidas de una ventana del tamaño de un periodo.

En 1988 se desarrolla en el Instituto Tecnológico de Virginia la primera Unidad de Medición Fasorial (PMU) sincronizada mediante un pulso de reloj proveniente de un sistema satelital de posicionamiento global [7].

El primer PMU comercial fue fabricado por Macrodyne con la colaboración del Tecnológico de Virginia en 1991, en este mismo año la IEEE presenta un estándar para crear y transmitir archivos de datos mediante una PMU [8].

Posteriormente, en 1995 se desarrolla el IEEE Std 1344-1995, en el cual se denomina a la PMU sincronizada mediante un GPS como sincrofasor y en el mismo estándar se define el formato de los datos de salida de un sincrofasor. En el 2005 se actualizó con el IEEE Std C37.118-2005 [33].

En enero del 2008 se publica el primer libro relacionado con el tema: Phadke, A. G.; Thorp, J. S. Synchronized Phasor Measurements and Their Applications. Springer, New York, January 2008 y los autores de este libro son los que más artículos han publicado al respecto.

En el 2011 se crean los estándares de sincrofasores IEEE Std C37.118.1 e IEEE Std C37.118.2, que separa la medición de los sincrofasores en sistemas eléctricos de potencia y la transferencia de datos de sincrofasores en sistemas eléctricos de potencia en dos documentos [13] y [14].

#### **1.4.2 Antecedentes de la protección diferencial de línea.**

Desde el inicio de los Sistemas Eléctricos de Potencia se tuvo la necesidad de proveer una protección adecuada ante fallas para cada uno de los dispositivos eléctricos. De aquí surge el desarrollo de las protecciones. Las tecnologías de los relevadores de protección han ido evolucionando desde sus orígenes con protección mediante fusibles, para posteriormente pasar a la etapa de los relevadores electromecánicos, después se implementaron relevadores de estado sólido, relevadores digitales, y actualmente se utilizan relevadores numéricos para la protección de sistemas eléctricos de potencia [15].

La protección diferencial ha sido motivo de estudio para grupos de investigación por mucho tiempo, ya que es un esquema primario de protección ampliamente utilizado, sobre todo en la protección de transformadores, máquinas eléctricas y barras, sin embargo, con el actual desarrollo de los medios de comunicación y relevadores numéricos, su uso se expande ahora a líneas de transmisión ya que su principio de operación es muy selectivo y seguro [16].

La primera protección diferencial de línea se realizaba con hilos piloto para la conexión entre las subestaciones, sin embargo, los hilos pilotos aumentaban el *burden* y solo se podían aplicar a distancias menores de 10 km. Además, los hilos piloto resultaban afectados por las tensiones inducidas y necesitaban en algunos casos un mejor aislamiento.

Para reducir el número de hilos piloto y por lo tanto el *burden* se acostumbraba utilizar transformadores de corriente de suma donde las corrientes de fase se sumaban para crear una sola corriente monofásica de aproximadamente 100 mA [16].

Actualmente se utilizan relevadores numéricos los cuales codifican digitalmente los valores medidos y usan transferencia serial de datos por medio de canales de comunicación de fibra óptica. Otra ventaja de los relevadores numéricos es que se tiene una protección diferencial para cada una de las fases [16].

En la protección diferencial de línea los dispositivos de protección están separados por grandes distancias, por esto se debe sincronizar el muestreo en todos los dispositivos.

La mayoría de los dispositivos aplican una técnica donde la diferencia de tiempo del muestreo asíncrono se determina mediante el canal de comunicación y esta diferencia de tiempo es utilizada para corregir la desviación del ángulo del fasor por medio de cálculos internos [16].

Por otra parte los dispositivos se pueden sincronizar utilizando la tecnología GPS, de esta manera las mediciones tomadas en el mismo instante son comparadas con base en su etiqueta de tiempo y no al tiempo en el que se reciben los datos de un extremo remoto.

### 1.4.3 Trabajos realizados en la SEPI-ESIME-Zacatenco.

En la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de ESIME- Zacatenco se han desarrollado distintos trabajos referentes a la simulación y aplicación de sincrofasores, también se han realizado trabajos en el simulador en tiempo real con temas referentes a protección de sistemas eléctricos de potencia, los cuales son mencionados a continuación.

En [17] se programa un algoritmo para simular un PMU en Matlab, este algoritmo se aplica a la protección contra pérdida de sincronismo utilizando dos sistemas de prueba simulados en Simulink/Matlab. A partir de los resultados se hace una comparación entre el algoritmo propuesto y el esquema tradicional de *blindings*.

En [18] se estudió el método de predicción de la inestabilidad transitoria del sistema de potencia, empleando el método de emergencia de máquina equivalente implementado en sistemas de seguridad transitoria en tiempo real utilizando mediciones fasoriales.

En [19] se describen los algoritmos computacionales, el método de medición, el diseño y la implementación de un sincrofasor; el cual mide en tiempo real el ángulo de desfase entre una misma señal y entre dos o más señales de energía eléctrica que se encuentren ubicadas en puntos distantes.

En [20] se presenta la implementación de una unidad de medición fasorial (PMU) sincronizada mediante un módulo receptor del sistema satelital de posicionamiento global (GPS) y se verifica que cumpla con la norma IEEE C37.118 utilizada por los PMU comerciales.

En [21] se implementó un medidor fasorial sincronizado vía satélite mediante un módulo receptor GPS, donde los fasores calculados y el etiquetado de tiempo son enviados mediante un puerto de comunicación serial RS-232 a una PC.

En [22] se realizó un estudio de la protección diferencial empleado en relevadores comerciales y un prototipo de relevador con este mismo principio aplicado a la protección de un modelo de

generador síncrono de prueba bajo condiciones de operación normal y de falla, probándose en un ambiente experimental y mediante simulación digital en tiempo real.

En [23] se desarrolló una lógica de protección para generación distribuida en redes de media tensión, utilizando un modelo de aerogenerador y se propone un algoritmo programado en una tarjeta de desarrollo rápido de prototipos que integra diferentes funciones de protección y controla la conexión y desconexión del aerogenerador en caso de fallas o eventos anormales.

En [24] se propone un esquema de protección sensible para la detección de fallas de alta impedancia haciendo uso de los esquemas de protección digitales y los canales de teleprotección por onda portadora en una línea de transmisión de alta tensión ubicada en el estado de Guerrero, México.

### **1.5 Aportaciones.**

En este trabajo se simula un modelo de PMU en un ambiente de simulación en tiempo real en un simulador de la marca OPAL-RT Technologies®, el cual se aplica a la protección diferencial de línea y para el monitoreo de la frecuencia local de un sistema eléctrico de potencia. Sin embargo el modelo se puede implementar en otras aplicaciones tales como estabilidad y control.

El PMU simulado calcula fasores de tensión y corriente mediante la DFT recursiva, y también la frecuencia local del sistema. A estas mediciones se les asigna una etiqueta con el tiempo en que fueron tomadas en cualquier ubicación del sistema de potencia. Las mediciones junto con la etiqueta de tiempo se envían a distintos puntos de la red considerando los retardos de los canales de comunicación y se alinean con base en su etiqueta de tiempo.

Las mediciones sincronizadas o sincrofasores son aplicadas en la protección diferencial de línea, tomando en cuenta una protección diferencial segregada por fase, protección diferencial de secuencia negativa y protección diferencial de secuencia cero.

## **1.6 Limitaciones y alcances.**

Este trabajo integra la simulación del PMU en un equipo simulador en tiempo real, midiendo las tensiones, corrientes y frecuencias en puntos específicos dados del sistema eléctrico.

El dispositivo PMU se aplica en la protección diferencial de línea ante distintos tipos de falla utilizando solo las corrientes medidas con una tasa de reporte de 120 sincrofasores por segundo.

Aunque también se miden las tensiones y la frecuencia, a estas mediciones no se les asignan una aplicación puntual en este trabajo de tesis.

La unidad de medición simulada opera de manera correcta para todas las simulaciones con las condiciones de falla presentadas en este trabajo. Sin embargo, existen otras condiciones que aunque poco comunes pueden ocurrir en la práctica y que no fueron consideradas aquí; por ejemplo el comportamiento de la unidad ante pérdida de muestras que podría resultar en un comportamiento no adecuado del esquema diferencial. Se cubren algunos aspectos más no todos los que se requieren para transferir datos por medio de un canal de comunicación, tales como codificación y decodificación de datos para el envío y recepción.

## **1.7 Estructura de la tesis.**

En el capítulo 1 se presenta la introducción del trabajo y se da una breve descripción del estado del arte y los antecedentes de trabajos relacionados. Se incluyen los objetivos y la justificación de esta investigación así como sus limitaciones y alcances. Por último se describe la estructura y contenido del trabajo de manera sintetizada.

En el capítulo 2 se explican algunos principios de las protecciones eléctricas, se mencionan los principales componentes de las protecciones y se da una explicación breve de cada uno de los elementos. Por último se describe la protección diferencial de línea, el manejo de datos y la aplicación de los sincrofasores en la protección diferencial de línea.

En el capítulo 3 se explican las unidades de medición fasorial, sus definiciones, la velocidad de reporte y la etiqueta de tiempo signada a cada medición. Se incluyen técnicas para la estimación de fasores de manera recursiva y no recursiva así como también la estimación de fasores a frecuencias fuera de la nominal. Y por último se explican dos técnicas para la estimación de la frecuencia.

En el capítulo 4 se explica la unidad de medición fasorial desarrollada en el simulador en tiempo real, los resultados al utilizar una DFT no recursiva y recursiva para la estimación de fasores junto con el filtro *mimic*, así como su comportamiento ante frecuencias no nominales y los filtros utilizados para mejorar la medición cuando existen frecuencia diferentes a la nominal, de la misma manera se muestran los resultados de la estimación de frecuencia. Por último se explica el algoritmo diferencial de línea utilizado para la detección de fallas con sincrofasores.

En el capítulo 5 se muestran los resultados de la protección diferencial de línea, se muestran los resultados ante datos con errores en la sincronización aplicados a la protección diferencial convencional y con una correcta sincronización basada en sincrofasores. De la misma manera se explican las consideraciones que deben tomarse en cuenta para el ajuste de la protección diferencial de línea.

Después de ajustar la protección diferencial y tener los datos sincronizados correctamente se aplican distintos tipos de falla y se analiza la respuesta de los elementos diferenciales por fase, de secuencia negativa y secuencia cero ante estas fallas. Se muestra la respuesta de la protección ante fallas con alta impedancia y con saturación en los TC's.

Y por último se muestran los requerimientos necesarios para transmitir los datos por un canal de comunicación de fibra óptica comparando la protección diferencial convencional y utilizando sincrofasores.

En el capítulo 6 se dan las conclusiones del trabajo, las recomendaciones para trabajos futuros y los aportes realizados.

En el apéndice A se muestra la respuesta de los algoritmos para la estimación de frecuencia basado en fasores, por mínimos cuadrados ponderados y la comparación entre ambos métodos.

En el apéndice B se explica brevemente el simulador en tiempo real que se utilizó, también se describen algunos elementos faltantes en el capítulo 4 y 5 para las simulaciones realizadas en estos capítulos, se muestran los datos usados para la simulación del sistema eléctrico y por último se muestran algunas señales tomadas a las salidas del simulador relacionadas con este trabajo.

### **1.8 Publicaciones.**

Morales Garcia, E.A., & Rosas Ortiz, G. (2016). *Protección diferencial de línea utilizando sincrofasores en un simulador en tiempo real*. IEEE, Vigésimonovena Reunión de Verano de Potencia, Aplicaciones industriales y Exposición Industrial. Acapulco, Guerrero.

Morales Garcia, E.A., & Rosas Ortiz, G. (2016). *Estimación de frecuencia local por mínimos cuadrados y basado en fasores*. Instituto Politécnico Nacional. 8° Congreso Internacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas (CIIES). Ciudad de México.

## CAPÍTULO 2.

### PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.

#### 2.1 Introducción.

La energía eléctrica es uno de los principales recursos de la sociedad moderna, y está disponible para el usuario de manera instantánea, a una tensión y frecuencia establecida y en la cantidad exacta que el usuario requiere. Este notable desempeño se logra a través de una cuidadosa planeación, diseño, instalación y operación de una red compleja formada por generadores, transformadores, y líneas de transmisión y distribución [2].

Para el usuario, el sistema de potencia pareciera estar en estado estable, imperturbable, constante y de capacidad infinita. Sin embargo el sistema está sujeto a constantes disturbios creados por cambios de carga, por fallas creadas por causas naturales y algunas veces por falla de equipo o por una mala acción del operador.

A pesar de estas constantes perturbaciones, el sistema de potencia mantiene su estado casi estacionario debido a dos factores básicos: al gran tamaño del sistema de potencia en relación al tamaño de generadores o cargas individuales, y a las acciones remediales y correctivas tomadas por los equipos de protección [2].

La protección de los sistemas eléctricos es la rama de la ingeniería eléctrica que se ocupa de los principios de diseño y operación de equipos que detectan condiciones anormales en el sistema de potencia, e inicia acciones correctivas tan rápido como sea posible para devolver al sistema de potencia a su estado normal. La rapidez de respuesta es una característica básica de los sistemas de protección, ya que se requieren tiempos de respuesta del orden de unos cuantos milisegundos. Consecuentemente, la intervención humana en los sistemas de protección no es posible ya que la respuesta debe ser automática, rápida y debe causar el menor disturbio posible al sistema de potencia [2].

## 2.2 Requisitos de protección.

La función de los relevadores de protección es remover inmediatamente de servicio cualquier elemento del sistema de potencia que empieza a operar de una manera anormal. En general, los relevadores no previenen daño a equipos, estos relevadores operan después de que ya ha ocurrido un daño detectable [30].

Su propósito es limitar en la medida de lo posible más daño a los equipos, minimizar el peligro para las personas, reducir el estrés en los equipos y principalmente remover el equipo fallado del sistema de potencia tan rápido como sea posible para que se mantenga la integridad y estabilidad del sistema restante. En el aspecto de control, los sistemas de protección también ayudan a devolver el sistema de potencia a una configuración aceptable tan pronto como sea posible para que sea restaurado el servicio a los clientes [30].

### 2.2.1 Confiabilidad.

La confiabilidad se entiende como la habilidad de la protección para operar correctamente. La cual está formada por dos elementos. La primera es la *dependabilidad*, la cual es la certeza de una operación correcta del relevador ante la ocurrencia de fallas para las cuales está diseñada la protección, y la segunda es la *seguridad*, la cual es la habilidad de evitar operaciones ante fallas o condiciones anormales para las cuales los relevadores no fueron diseñados [30].

La mayoría de las protecciones están diseñadas para tener alta *dependabilidad*. En otras palabras, la falla siempre será liberada por algún relevador. Sin embargo, cuando los sistemas de protección son diseñados con una alta *dependabilidad* tienden a volverse menos *seguros* [30].

### 2.2.2 Selectividad.

Cuando ocurre una falla, se requiere que el esquema de protección accione solo los interruptores necesarios para liberar la falla. Esta propiedad de disparos selectivos es también llamada discriminación y se logra con dos métodos generales [5].

### **2.2.2.1 Clasificación por tiempo.**

La protección de sistemas eléctricos en zonas sucesivas se organiza para operar en tiempos graduados a través de la secuencia de los dispositivos de protección para que solo operen aquellos que cubren la zona de falla. Mientras que los otros pueden tener tiempos de retado y luego reiniciarse si la falla fue liberada. La velocidad de respuesta a menudo depende de la severidad de la falla, y son generalmente más lentos que las protecciones de unidad [5].

### **2.2.2.2 Protección de unidad.**

Es posible diseñar sistemas de protección que responden solo a fallas que ocurren dentro de una zona claramente definida. Este tipo de protección se define como: protección de unidad. Ciertos tipos de protección de unidad son conocidos con nombres específicos, por ejemplo, protección diferencial. Este tipo de protección no involucra retardos en el tiempo de operación y por esto es relativamente rápida en operación y la velocidad de respuesta es independiente de la severidad de la falla. La protección de unidad involucra la comparación de cantidades en los límites de las zonas de protección definidas por los transformadores de corriente [5].

### **2.2.3 Velocidad.**

La función de los sistemas de protección es liberar los elementos fallados del sistema de potencia tan rápido como sea posible para minimizar el daño en equipo. Además de esto, uno de los principales objetivos es salvaguardar la continuidad del suministro de energía ante un disturbio antes de que este se extienda y ocurra una pérdida de sincronismo y consecuentemente colapse el sistema de potencia. Debido a que la cargabilidad del sistema incrementa, el ángulo entre las tensiones de dos buses del sistema también se incrementa, y por lo tanto, también aumenta la probabilidad de que se pierda sincronismo cuando se presentan disturbios como fallas [5].

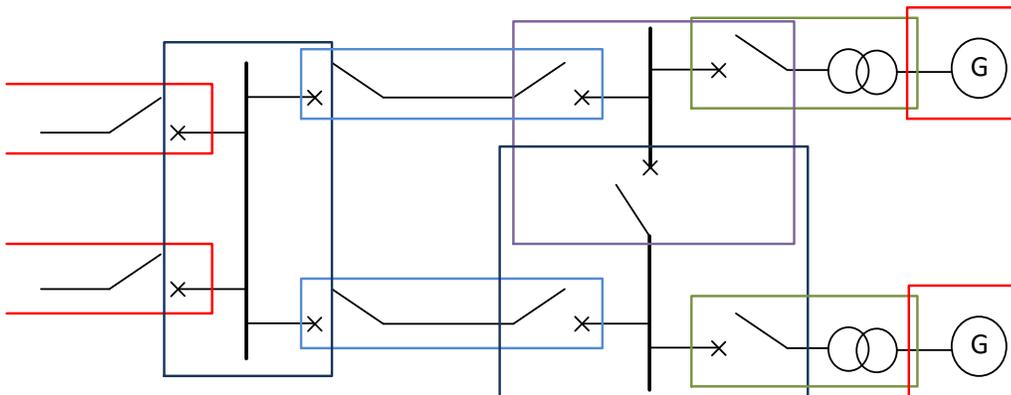
### 2.3 Zonas de protección.

La filosofía general de protecciones es dividir al sistema de potencia en zonas que puedan ser protegidas adecuadamente con un reconocimiento de falla adecuado y de esta manera se logra aislar la falla produciendo la menor cantidad de desconexiones en el sistema. El sistema de potencia puede estar dividido en zonas de protección para:

- Generadores.
- Transformadores.
- Barras.
- Líneas de transmisión y distribución.
- Cargas.

La ubicación de los transformadores de corriente y tensión de cada relevador define un límite de la zona de protección. Por ejemplo, las protecciones de unidad tienen claramente definido sus límites de protección. Otra posibilidad puede ser que la zona no esté totalmente definida, el inicio puede estar definido, pero el alcance dependerá de la medición de las variables del sistema y por lo tanto estará sujeto a variaciones [15].

Idealmente las zonas de protección deben estar traslapadas para que ninguna parte del sistema quede sin ser protegida, en la figura 2.1 se muestra un arreglo de zonas de protección traslapadas en un sistema eléctrico de potencia [5].



**Figura 2.1** Zonas de protección traslapadas en sistemas de protección [5].

## **2.4 Protección primaria y secundaria.**

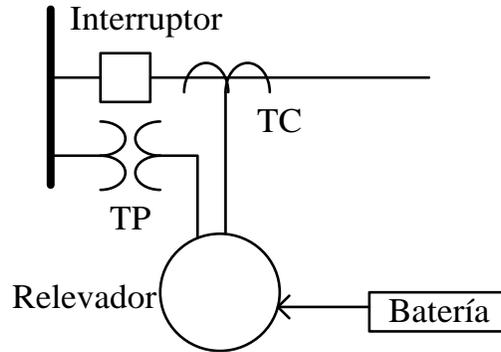
Un sistema de protección puede fallar en su operación y como resultado no cumpliría con su propósito de liberar la falla. Por lo tanto, es necesario prever liberar la falla por algún sistema alternativo de protección. Estos sistemas alternos pueden ser protecciones de respaldo o duplicado de protección [2].

Al sistema principal de protección de una zona dada se le llama protección primaria. Esta opera lo más rápido posible y desconecta de servicio la menor cantidad posible de equipo. En sistemas de alta tensión es común duplicar la protección primaria en caso de que esta falle en su operación ante una falla. Los tiempos de operación de los sistemas primarios y de duplicado pueden ser similares [2].

Sin embargo, no siempre es práctico ni económico duplicar cada elemento de protección, y en estos casos se usan esquemas de protección de respaldo. Los esquemas de respaldo son generalmente ajustados para operar más lento que los relevadores primarios y remueven más elementos del sistema de los necesarios para liberar la falla. Las protecciones de respaldo pueden ser instaladas localmente, por ejemplo, en la misma subestación con la protección primaria o puede estar instalada en un lugar remoto. Los respaldos remotos son totalmente independientes de los relevadores, transductores, baterías e interruptores a los que respaldan y por lo tanto no hay fallas comunes que puedan afectar ambos equipos [2].

## **2.5 Elementos de un sistema de protección.**

Aunque en uso común, un sistema de protección se refiere solo a los relevadores, los sistemas reales de protección están compuestos por otros subsistemas que contribuyen al aislamiento y detección de fallas. Como se muestra en la figura 2.2, los principales subsistemas de los sistemas de protección son transductores, relevadores, baterías e interruptores [2].



**Figura 2.2** Elementos en un sistema de protección [2].

### 2.5.1 Baterías.

Ya que la función principal de un sistema de protección es aislar una falla, la habilidad de un relevador para disparar un interruptor no debe ser comprometida durante una falla, cuando la tensión en la subestación podría no tener una magnitud suficiente. Por lo tanto, la potencia requerida para el disparo, así como la potencia requerida por el relevador no se pueden obtener del sistema de potencia y se proporciona usualmente por una estación de baterías. Usualmente las baterías mantienen una adecuada alimentación de CD de 8 a 12 horas después de un apagón en la subestación [2].

### 2.5.2 Interruptores.

Los relevadores de protección detectan y evalúan las fallas y determinan cuando un circuito debería ser abierto. Bajo el control de los relevadores, los interruptores abren el circuito requerido [10].

Las características más importantes de los interruptores desde el punto de vista de protecciones son:

- La velocidad a la cual se abre el interruptor después de que se recibe un disparo por parte del relevador asociado.

- La capacidad de corriente que el interruptor es capaz de interrumpir.

La primera característica se refiere al tiempo de disparo, y este se expresa en ciclos, los interruptores modernos tienen tiempo de disparo entre 2 y 3 ciclos.

El tiempo de disparo depende del tiempo de apertura y el tiempo del arco. El tiempo de apertura es el instante entre la señal del relevador y la apertura de los contactos principales, y el tiempo de arco es el tiempo entre la separación de los contactos del interruptor y el instante en que se extingue la corriente de corto circuito [10].

La segunda es la capacidad para interrumpir la corriente. Actualmente, en los interruptores en extra alta tensión pueden interrumpir corrientes de falla del orden de  $10^5 A$  en sistemas con tensiones de 800kV o mayores [2].

### **2.5.3 Transformadores de corriente y tensión.**

Los transformadores de tensión (TP's) y corriente (TC's) miden continuamente la tensión y corriente de un sistema eléctrico de potencia y son los responsables de proporcionar señales de alimentación en magnitudes menores a los relevadores las cuales son fieles reproducciones de las cantidades primarias. Las principales tareas de estos transformadores son [10]:

- Transformar las tensiones y corrientes usualmente de un valor alto a un valor menor que sea fácil de utilizar por relevadores e instrumentos de medición.
- Aislar los relevadores e instrumentos de medición del sistema primario en alta tensión.

Las clasificaciones de los devanados secundarios de los TC's han sido normalizadas, en USA y en otros países se utilizan 5 A en los secundarios mientras que en Europa se utiliza 1 A en los devanados secundarios. Los devanados secundarios de los TP's están a un potencial de 120V de fase a fase o su equivalente de 69.3 V para conexiones de fase a neutro [2].

### **2.5.3.1 Transformadores de corriente.**

Uno de los principales criterios para la selección de la relación de un transformador de corriente es la demanda de corriente del equipo conectado al devanado secundario. En la práctica, la relación de transformación se selecciona de tal manera que la corriente de carga que fluye a través del relevador en el lado secundario este alrededor de 5A (o 1A) tomando en cuenta el máximo en la corriente de carga en el lado primario.

Aunque el desempeño que se requiere de los TC's varía con la aplicación, siempre se deben utilizar transformadores de alta calidad. Entre mejor sea la calidad de los transformadores, se reducirán los problemas de aplicación, y ayudaran con mediciones más seguras a los relevadores de protección. La calidad de medición de los transformadores de corriente debe ser alta con esquemas diferenciales, donde el desempeño de los transformadores debe coincidir entre sí [2].

### **2.5.3.2 Transformadores de tensión.**

Existen básicamente dos tipos de transformadores de tensión utilizados para el equipo de protección: de tipo electromagnético (comúnmente llamado transformador de potencial-TP) y de tipo capacitivo (comúnmente llamado transformador de tensión capacitivo-CVT) [10].

El tipo electromagnético es un transformador con el devanado primario conectado directamente en alta tensión y con uno o más secundarios a una tensión de 69.3 V de fase a neutro y tensiones de 120 V de fase a fase [2]. En un sistema trifásico es necesario usar un TP para cada una de las fases y estos se conectan en delta o estrella dependiendo del sistema de potencia que se va a monitorear. Este tipo de transformadores son utilizados hasta tensiones de 110/132 kV [10].

Para tensiones mayores es común utilizar el segundo tipo de transformadores llamados transformadores de tensión capacitivos. En este tipo de transformadores, la parte primaria consiste de capacitores conectados en serie para dividir la tensión primaria a valores convenientes para después utilizar un transformador electromagnético para reducir la tensión.

## 2.6 Protección diferencial de línea.

Los sistemas de protección diferenciales de línea (87L) son populares ya que ofrecen sensibilidad, seguridad y selectividad. Estos sistemas de protección ofrecen libramientos rápidos de falla y simultáneos sin importar la localización de la misma a lo largo de línea, y es aplicada en numerosas variaciones para la protección de máquinas eléctricas, transformadores, barras y alimentadores [16].

El límite de la zona de protección diferencial está únicamente definida por la ubicación de los transformadores de corriente. Por lo tanto la coordinación en tiempo con otros relevadores no es requerida, permitiendo el disparo sin retardo adicional y con tiempos de operación extremadamente rápidos de menos de un ciclo con un alto grado de estabilidad contra saturación de TC's.

Una de las ventajas de la protección diferencial con comunicaciones digitales es que mejora la calidad de la protección en el sistema de transmisión, ya que la medición es por fase, permitiendo así un disparo selectivo. La protección diferencial numérica con transferencia de datos en serie por fibra óptica se puede aplicar a distancias de más de 100 km, sin embargo el problema de sincronización de datos aumenta conforme incrementa la distancia de la línea de transmisión así como la complejidad en los sistemas de comunicación [16].

Con los dispositivos de protección numéricos y canales de comunicación de fibra óptica ahora es posible realizar una protección diferencial de línea real con mediciones sincronizadas utilizando la tecnología de GPS ya que la protección diferencial en líneas de transmisión con sincronización basada en el canal de comunicación se realiza haciendo el cálculo de los retardos en los canales de comunicación y en los relojes internos de cada relevador en los extremos de la línea y compensando los ángulos localmente debido a los retardos.

Por medio de las Unidades de Mediciones Fasoriales (PMU) se obtienen fasores calculados con base en una misma referencia y estos contienen una etiqueta de tiempo, gracias a esto, los tiempos de retardos en canales no son un problema, ya que la comparación que se realiza con las mediciones remotas es con base en la etiqueta de tiempo [16].

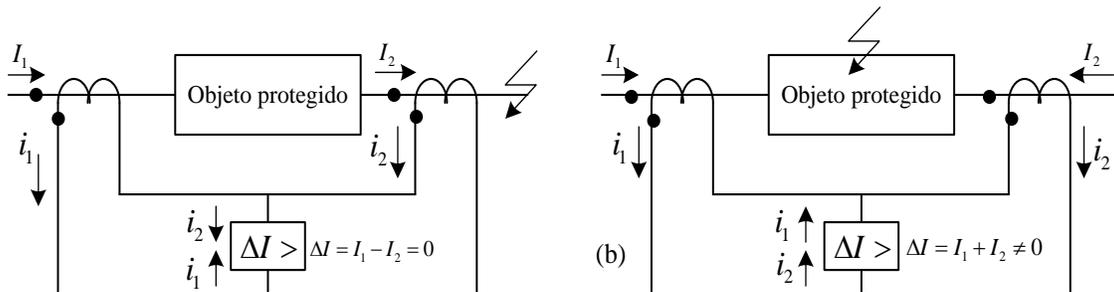
### 2.6.1 Principios básicos.

Los principios básicos se han conocido por décadas, y son todavía aplicables e independientes de la tecnología del dispositivo. La protección diferencial compara los valores de medición con respecto a la magnitud y la fase. Esto es posible por una comparación directa de valores instantáneos o por comparación de fasores.

En cualquier caso el principio de operación se basa en las leyes de *Kirchhoff*, es decir, la suma de las corrientes entrando o dejando un nodo deben sumar cero en cualquier punto. La convención utilizada es que las corrientes que fluyen dentro de la zona protegida son positivas mientras que las corrientes dejando la zona de protección son negativas, considerando la polaridad de los TC's [16].

#### 2.6.1.1 Protección diferencial basada en corriente.

Este tipo de protección es la más simple y frecuentemente la más aplicada. El principio de medición se muestra en la figura 2.3. Los transformadores de corriente en los extremos de la zona de protección están conectados en serie en el lado secundario, durante una falla externa las corrientes que circulan a través de los TC's (figura 2.3a) no fluyen a través de la rama de medición diferencial donde se sitúa el relevador diferencial. En el caso de una falla interna (Figura 2.3b) la corriente de falla fluye hacia la ubicación de la falla por lo tanto las corrientes en el lado secundario se suman en la rama diferencial y el relevador diferencial se activa e inicia un disparo [16].



**Figura 2.3.** a) Corriente de carga o falla externa, b) Falla interna [16].

Este principio de protección puede ser utilizado en cualquier aparato donde los transformadores de corriente estén situados cercanos el uno del otro físicamente.

Para la protección diferencial de líneas de transmisión, los TC's están alejados entre las dos terminales del objeto protegido. Para esto las primeras protecciones diferenciales de línea requerían de tres cables piloto para la conexión entre las dos estaciones. Los relevadores diferenciales estaban conectados en ambas terminales, y en la ocurrencia de una falla interna, se disparaba el interruptor en sus respectivas estaciones y no eran necesarios comandos de comunicación adicionales entre las estaciones.

Para reducir el número de hilos piloto que se requerían ante esta protección, se utilizaban transformadores de suma, con los cuales las corrientes de fase eran combinadas en una sola corriente monofásica de aproximadamente 100 mA. Sin embargo, actualmente con la protección numérica, se usa la aplicación de transferencia de datos serie con cables de fibra óptica, lo cual permite que la protección diferencial de línea pueda ser por fase (segregada).

Por lo tanto la medición de valores son codificados digitalmente y transmitidos por medio de fibra óptica o sistemas de comunicación digitales. Y a pesar de las tecnologías actuales, como las mediciones numéricas, transmisión y procesamiento de datos, el principio básico de comparación de corrientes en ambos extremos es el mismo [16].

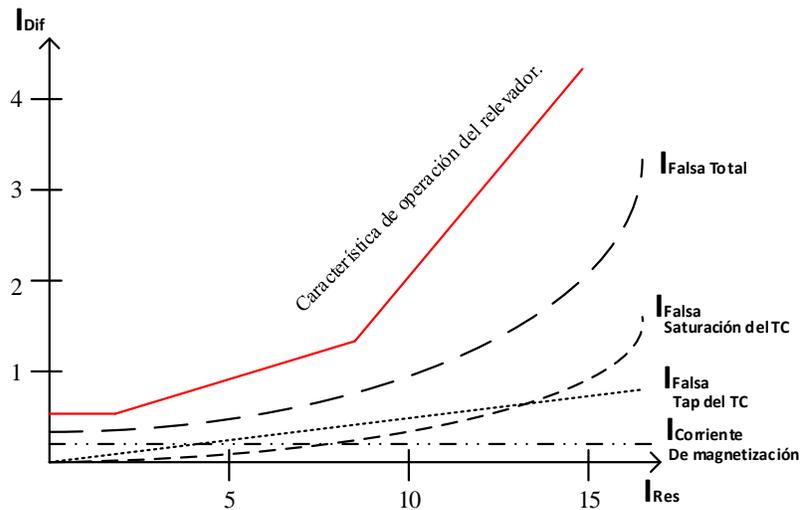
### **2.6.1.2 Protección diferencial porcentual.**

Por motivos de simplicidad, se asume un límite en el ajuste de disparo para la medición de corriente del relevador en el circuito diferencial. Sin embargo en la práctica, se debe considerar las falsas corrientes diferenciales que son resultado de errores de transformación de los TC's [16].

En el intervalo lineal de los transformadores de corriente, este error es proporcional a la corriente que lo atraviesa. En eventos de grandes corrientes de falla, puede resultar en una saturación de TC, causando un incremento rápido en una corriente diferencial errónea.

Adicionalmente, los cambiadores de tap del transformador pueden causar una corriente falsa debido a la modificación de la relación de transformación.

La figura 2.4 muestra la corriente diferencial medida por el relevador, relacionada con la corriente de restricción, y se muestran las corrientes de error que pueden aparecer en este esquema. Al tener menores corrientes de error el ajuste resulta en una alta sensibilidad ante pequeñas corrientes de falla [16].



**Figura 2.4** Característica de operación con corrientes falsas durante carga y fallas externas [16].

La estabilización es proporcionada por la señal  $I_{res} = (I_1 - I_2)$ , la cual corresponde a la suma de las corrientes de los TC's cuando hay una falla externa. En este aspecto, la convención de la polaridad de las corrientes debe estar bien definida; se designan como positivas a las corrientes cuando ellas fluyen hacia el objeto protegido y la operación es efectuada por la diferencia de las corrientes de los TC's  $I_{Dif} = (I_1 + I_2)$ . A partir de esto se obtienen los resultados de la tabla 2.1 [16].

El criterio de disparo es,

$$I_{Dif} > I_{res}, \text{ esto es, } |I_1 + I_2| > |I_1 - I_2| \quad (2.1)$$

**Tabla 2.1.** Corrientes de restricción y operación ante fallas internas y externas [16].

	$I_{res} = (I_1 - I_2)$	$I_{Dif} = (I_1 + I_2)$
<b>Fallas externas.</b>	$I_{res} = 2 \cdot I_{Falla}$	$I_{Dif} = 0$
<b>Falla interna con una sola contribución de falla.</b>	$I_{res} = I_{Falla}$	$I_{Dif} = I_{Falla}$
<b>Falla interna con contribución en ambos extremos.</b>	$I_{res} = 0$	$I_{Dif} = 2 \cdot I_{Falla}$

En el caso de una falla externa, la corriente de operación o diferencial debe ser cero, esto es, la suma de los fasores de corriente deben ser cero y la corriente de restricción corresponde a la suma de las magnitudes de corrientes. En el caso de una falla interna, la corriente diferencial es el resultado de la suma de los fasores de corriente.

El principio de medición descrita puede aplicarse a protección de equipo que tienen más de dos terminales. Por lo tanto la suma de las magnitudes de corrientes (suma aritmética) es usada para restricción mientras que la magnitud de la suma geométrica (vectorial) de las corrientes es usada para la operación del relevador [16].

### **2.6.1.3 Zonas de operación de la característica diferencial.**

Para la protección diferencial existen diferentes representaciones, sin embargo, en este trabajo se utiliza el diagrama escalar o diagrama  $I_{Dif} / I_{Res}$ . La respuesta de la protección diferencial se muestra por medio del diagrama de corriente en el cual la corriente de operación (corriente diferencial)  $I_{Dif} = |\sum I|$  es mostrada en el eje vertical y la corriente de  $I_{Res} = \sum |I|$  se muestra en el eje horizontal de la figura 2.5.

En la figura 2.5 se pueden distinguir dos estados,

A) *Equipo protegido en estado estable (sin falla).*

Idealmente no hay corriente diferencial presente, por lo tanto durante carga y corriente de falla externa, solo las corrientes de restricción deben estar presentes. El estado ideal en estado estable es representado por el eje horizontal del diagrama. Inexactitudes en los TC's y desajustes, causados por los cambiadores de tap de los TC's y el efecto de saturación en TC's, resultan en corrientes diferenciales falsas que son proporcionales a las corrientes que fluyen a través del equipo protegido. El área A mostrada en la figura 2.5 es el límite que define al equipo protegido en estado estable [16].

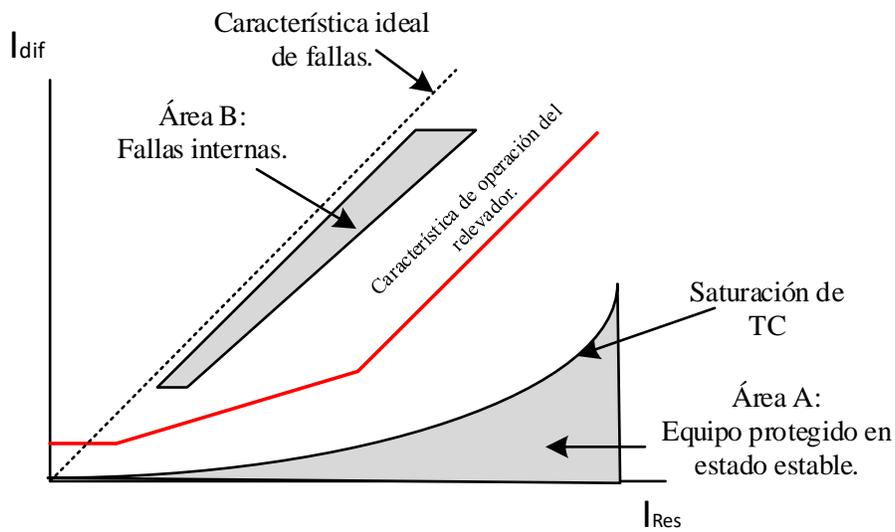


Figura 2.5. Diagrama de protección diferencial  $I_{Dif} / I_{Res}$  [16].

B) *Corto circuito en el equipo protegido.*

En condición de falla la corriente diferencial se ubica en la parte superior de la figura 2.5. Este evento se representa por una línea de 45° en el diagrama que es designado como una característica de falla ideal. Como resultado de la diferencia del ángulo de fase de los alimentadores y las corrientes de carga fluyendo a través del objeto protegido durante fallas internas con resistencia de falla, la proporción  $I_{Dif} / I_{Res}$  puede ser más pequeña que 1. En práctica, las fallas internas aparecen en un rango por debajo de la línea de 45° [16].

### 2.6.1.4 Característica de operación de un relevador numérico.

Las protecciones numéricas actuales implementan una característica de operación que está compuesta por varias secciones. Esto permite que la característica de operación se adapte mejor al área de falsas corrientes que debe ser excluida [5].

El rango para el estado de operación normal y operación con falla del elemento protegido se ha definido mediante el uso de zonas. A través de estas existe una zona característica del relevador la cual es el límite entre la operación y el bloqueo de la protección [5].

Los equipos convencionales usualmente tenían una curva que comenzaba de manera plana y posteriormente se modificaba creando una pendiente más pronunciada a partir del umbral designado (pendiente variable). La característica de los relevadores numéricos puede por lo general ser aplicada en partes de forma lineal y con un vasto número de pendientes.

Por ejemplo, en la figura 2.6 se muestra la curva característica del relevador con 3 zonas, donde la operación del relevador está limitada por las ecuaciones (2.2), (2.3) y (2.4) [16].

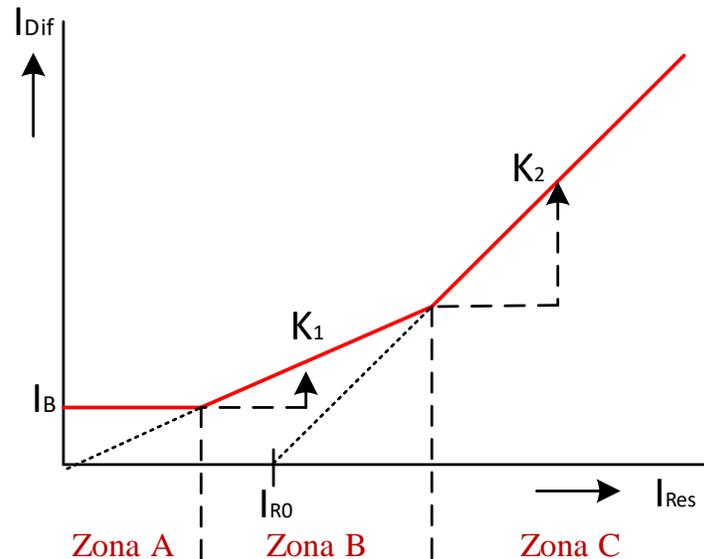


Figura 2.6. Característica de un relevador numérico [16].

$$\text{Zona A: } I_{Op} > I_B \quad (2.2)$$

$$\text{Zona B: } I_{Op} > k_1 \cdot I_{Res} \quad (2.3)$$

$$\text{Zona C: } I_{Op} > k_2 \cdot (I_{Res} - I_{R0}) \quad (2.4)$$

Los parámetros de ajuste son:  $I_B$ ,  $k_1$ ,  $k_2$ ,  $I_{R0}$ .

La respuesta dinámica debe por lo tanto ser analizada con valores instantáneos (cada muestra en relevadores numéricos) o con los valores filtrados correspondientes (de acuerdo a la ventana de datos de la protección numérica).

En cualquier evento, los puntos definidos por  $I_{Res}$  e  $I_{Dif}$  deben estar situados arriba de las características del relevador durante fallas internas y por debajo durante fallas externas [16].

Para el ajuste de la protección diferencial de línea se debe tomar en cuenta el límite de disparo ( $I_{DIFF}$ ). Para esto se deben diferenciar los dispositivos con compensación y sin compensación.

En dispositivos sin compensación el ajuste de  $I_{DIF}$  se determina principalmente por la corriente capacitiva en el alimentador, la cual aparece como una corriente diferencial errónea y puede ocasionar un disparo innecesario. La corriente capacitiva es proporcional a la tensión aplicada al alimentador [16].

$$I_C = \frac{V_N}{\sqrt{3}} \cdot \omega \left[ \frac{1}{s} \right] \cdot C'_b \left[ \frac{F}{km} \right] \cdot l [km] = 3.63 \times 10^{-6} \cdot V_N \cdot f_N \cdot C'_b \cdot l \quad (2.5)$$

Donde:

$I_c$  : Corriente capacitiva del alimentador [A].

$V_N$  : Tensión nominal de fase del alimentador [kV].

$f_N$  : Frecuencia nominal del sistema [Hz].

$C'_b$ : Capacitancia del alimentador por km [ $nF$ ].

$l$ : Longitud de la línea [km].

Con esto la corriente diferencial debe ser ajustada a  $I_{DIFF} \geq 2.5 \cdot I_C$ , pero no menor a  $0.15 \cdot I_N$ . En dispositivos con compensación, la corriente capacitiva puede ser ignorada, y se puede aplicar un ajuste de aproximadamente 15 a 20% de la corriente nominal en el secundario de los transformadores de corriente. Esto permite una alta sensibilidad en el límite de disparo en cables así como en líneas aéreas [16].

### 2.6.2 Manejo de datos y sincronización

El manejo y sincronización de datos son la base de la protección diferencial de línea, estos son tan importantes como los algoritmos de protección y la lógica de estos.

La solución más común está basada en estimar el desplazamiento entre el reloj local y remoto por medio del canal de comunicación, esto se realiza debido a que cada uno de los relevadores trabaja con su propio reloj, esto es, asincrónamente uno del otro. Con base a este desplazamiento se realiza una compensación en el ángulo de los fasores o se alinean las muestras tomadas en el extremo receptor con respecto a las locales.

Por otro lado, se puede realizar la sincronización con referencias de tiempo externas, en los cuales el desplazamiento del reloj es igual a cero, ya que ambos relojes están trabajando con base en la misma referencia de tiempo (síncronamente).

### 2.6.2.1 Sincronización basada en el canal de comunicación.

Para la explicación de este método se hace referencia a la figura 2.7. En este diseño, el relevador 1 prepara los fasores para la transmisión, forma el paquete de datos y en el tiempo  $t_0$  (tiempo local) precisamente  $t_{TX}$  después de que se tomó la medición, se envía el paquete de datos y es marcado con un número de secuencia para identificarlo al momento de utilizarlo [37].

El paquete llega al relevador 2 después de un retardo desconocido causado por el canal de comunicación. El relevador 2 captura la llegada del paquete en  $t_1$  usando su propio reloj (Asíncrono con respecto al relevador 1). El tiempo  $t_1$  es requerido para medir el tiempo de espera en el relevador 2 para facilitar el algoritmo de “*ping pong*” para la estimación del retardo del canal [16 y 37].

Un tiempo después, el relevador 2 ha recolectado los fasores de sus propias corrientes y está listo para enviarlas al relevador 1. Precisamente  $t_{TX}$  después de haber tomado las mediciones, se envía un mensaje del relevador 2 al relevador 1. El mensaje sale en el tiempo  $t_2$ , y el tiempo de espera  $t_H = t_2 - t_1$  es incluido en la sobre carga del mensaje.

El relevador 2 regresa el número de secuencia, permitiéndole saber al relevador 1 que el mensaje que retorno al relevador 1 es del mensaje que se originó en  $t_0$ . En este paquete, el relevador 2 incluye una estampa de tiempo para los fasores de corrientes  $t_{DATA}$  [37].

El relevador 1 recibe el paquete después del retardo del canal, este captura el tiempo de recepción como  $t_3$  usando su propio reloj. El relevador 1 sabe que este mensaje es una réplica del mensaje enviado en el tiempo  $t_0$  gracias al número de secuencia [37].

En este punto el relevador 1 termina los cálculos relacionados al retardo del canal, desviación de los relojes y el alineamiento de datos.

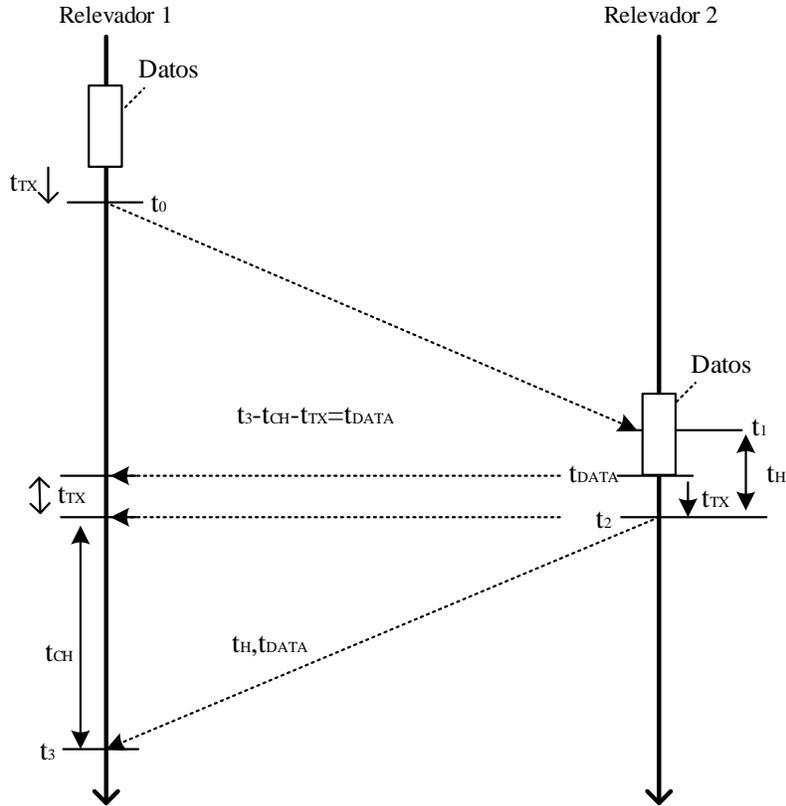


Figura 2.7. Sincronización basada en el canal de comunicación. [16 y 37].

Asumiendo que el canal es simétrico, el retardo del canal de un extremo a otro es:

$$t_{CH} = \frac{(t_3 - t_0) - t_H}{2} \quad (2.4)$$

Note que la diferencia entre  $t_3$  y  $t_0$  es el tiempo transcurrido en el relevador local, y el tiempo de espera  $t_H$  es el tiempo de espera medido por el relevador remoto para enviarlo de regreso [37].

Restando el retardo del canal de comunicación al tiempo  $t_3$ , se obtiene el tiempo de transmisión en el relevador 2 expresado en tiempos del relevador 1.

$$t_{2(\text{Relevador1})} = t_3 - t_{CH} \quad (2.5)$$

Conociendo el retardo para transmitir un paquete después de capturar los datos, se obtiene la estampa de tiempo de los datos expresado en tiempos del relevador 1,

$$t_{\text{DATA(Relevador1)}} = t_3 - t_{\text{CH}} - t_{\text{TX}} \quad (2.6)$$

Ya que la estampa de tiempo ( $t_{\text{DATA}}$ ) es incluida en el paquete de datos, se logra calcular el tiempo de desplazamiento entre ambos relojes (Diferencia en tiempo de ambos relevadores) [37].

$$t_{\text{OFFSET}} = t_{\text{DATA(Relevador1)}} - t_{\text{DATA}} = t_3 - t_{\text{CH}} - t_{\text{TX}} - t_{\text{DATA}} \quad (2.7)$$

Valores positivos de desplazamiento significan que el reloj local (Relevador 1) está adelantado al reloj remoto y valores negativos de desplazamiento significa que el reloj remoto esta adelantado [37].

Con esto se realiza la compensación en los fasores, los fasores del relevador 2 que se reciben en el relevador 1, deben ser girados hacia adelante por un ángulo que corresponde a la diferencia de tiempo  $t_{\text{OFFSET}}$ , y con esto se puede realizar la comparación entre fasores remotos y locales [16].

Por otro lado se tiene la sincronización de datos mediante fuentes externas, y esto se explica en la siguiente subsección.

### 2.6.3 Protección diferencial de línea utilizando sincrofasores.

La disponibilidad de bajo costo, alta precisión en fuentes de tiempo tales como el Sistema de Posicionamiento Global (GPS) y las capacidades de los dispositivos de protección están cambiando las aplicaciones que podrán ser implementadas en protección en un futuro. Los sincrofasores, mediciones con alta exactitud en etiquetado de tiempo, se han comenzado a utilizar en protecciones y no solo de manera local sino también como protección de área amplia [28].

Un sincrofasor está definido como: Un fasor calculado a partir de muestras de datos usando una señal de tiempo de referencia para la medición. Los fasores sincronizados de lugares remotos tienen una relación común de fase. Como resultado, los sincrofasores medidos a través de una red interconectada de potencia tendrán una referencia de tiempo común y estos pueden ser comparados directamente.

La velocidad de reporte de un PMU determina el tiempo para detectar un cambio que pueda requerir una acción de protección. Como un ejemplo, a una tasa de reporte de 30 sincrofasores por segundo, significa que un nuevo dato será enviado cada 33ms, y a esta tasa de reporte quizá no detectaría rápidamente transitorios tales como fallas [29].

Los sincrofasores pueden ser utilizados para la protección de líneas de transmisión y distribución, ya que las mediciones de los sincrofasores contienen fasores de corriente con valores de tiempo sincronizados y pueden ser transmitidos por canales de comunicación entre dos o más terminales de línea. Cuando cada dispositivo recibe un nuevo valor de magnitud y ángulo, estos valores pueden ser utilizados para calcular la corriente diferencial de la zona de protección.

El beneficio de usar sincrofasores es el uso común de la referencia externa y etiqueta de tiempo, permitiendo así un fácil alineamiento de los fasores en las terminales de la línea protegida. Al mismo tiempo este método no es sensible a los retardos en los canales de comunicación ya que la comparación de fasores se basa en su estampa de tiempo y no en el tiempo en que se reciben los fasores [29].

El uso de sincrofasores para la protección diferencial de línea y otras aplicaciones de protección requiere un mayor número de mediciones de sincrofasores, por ejemplo, 2 o 4 sincrofasores por ciclo. Y los canales de comunicación deben ser capaces de transmitir este número de sincrofasores entre las terminales de la línea [29].

En este trabajo se envían sincrofasores cada 8 ms, esto equivale a 2 sincrofasores por ciclo y se demuestra que con esta cantidad es suficiente para obtener una respuesta satisfactoria ante diferentes tipos de fallas. Para esto se asigna una etiqueta de tiempo a las mediciones cada 8 ms, se simulan los retardos en los canales de comunicación y las mediciones se alinean con base en la etiqueta de tiempo asignada a las mediciones para después utilizarse en la protección diferencial de línea.

Gracias a esto no se requiere realizar cálculos adicionales para la compensación del ángulo del fasor debido a los retardos en los canales de comunicación y al muestreo asíncrono entre los relevadores en ambas terminales de la línea como en el método de sincronización con el canal de comunicación descrito anteriormente.

En este trabajo se utilizan sincrofasores en la protección diferencial de línea. Por esto, en el siguiente capítulo se describen las unidades de medición fasoriales, las cuales son las encargadas de reportar mediciones sincronizadas con base en una misma referencia de tiempo, así como los algoritmos utilizados para el cálculo de fasores y frecuencia.

## **CAPÍTULO 3.**

### **UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL.**

#### **3.1. Introducción.**

Para proveer confiabilidad a los usuarios, se vuelve necesario mantener la generación, transmisión, y consumo de la energía de una manera eficiente. Ya que la carga demandada es controlada por los usuarios y puede cambiar aleatoriamente, la generación debe coincidir con la demanda (y pérdidas) en cualquier instante, un sistema de control se puede ubicar en los generadores y en los centros de control de energía.

Tales controles deben tener en cuenta la posibilidad de falla en el sistema. A estos eventos se le llaman contingencias, y la red de potencia debe continuar en servicio para satisfacer la demanda de los clientes con la interrupción mínima cuando ocurran dichas contingencias. Además, el sistema de potencia debe mantener su frecuencia de operación dentro de una banda estrecha alrededor del valor nominal.

Para estar preparado para lidiar con este conjunto de contingencias adecuadamente, es necesario que el operador del sistema esté consciente de las condiciones de operación del sistema en todo momento. Esto se puede realizar a través de un sistema de medición que monitoree en intervalos frecuentes la red de potencia. Una técnica de medición que es posible gracias a la medición con computadoras digitales y el sistema de posicionamiento global (GPS) es la tecnología de los sincrofasores [3].

Las mediciones sincronizadas pueden mejorar el desempeño y la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia en aplicaciones de protección, y control local o de área amplia, así como en las funciones de monitoreo del sistema. Ya que cuando se sincronizan las mediciones de tensiones y corrientes, y se recolectan las mediciones tomadas en el mismo instante de tiempo en una ubicación específica, se está midiendo directamente el estado del sistema [4].

### **3.2 Unidades de medición fasorial.**

Las unidades de medición fasorial (PMU) son dispositivos que proporcionan sincrofasores y frecuencias estimadas del sistema, así como otra información adicional tal como cálculo de mega watts (MW), mega VARs (MVAR), y estados en números binarios. El PMU puede proporcionar sincrofasores estimados de una o más formas de onda de tensión y/o corriente [13].

Un PMU puede ser un solo dispositivo o puede ser parte de un dispositivo multifuncional tal como un relevador de protección. Estos deben calcular los sincrofasores y reportarlos a una velocidad constante [14].

Las estimaciones pueden incluir sincrofasores por fase, de secuencia positiva o ambos, y esta información puede ser utilizada localmente o puede ser transmitida en tiempo real a una ubicación central o a un concentrador de fasores (PDC). Un PDC trabaja como un nodo en una red de comunicaciones donde se almacenan y correlacionan los sincrofasores con base en su etiqueta de tiempo para crear un conjunto de mediciones de área amplia [14].

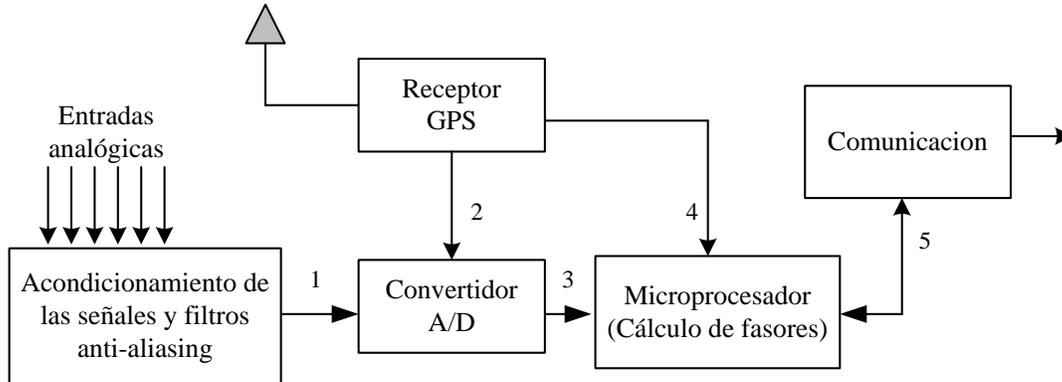
En la figura 3.1 se muestran los principales elementos de un PMU. 1) Las entradas analógicas son las tensiones y corrientes provenientes de transformadores de corriente y transformadores de tensión, estas señales son acondicionadas y filtradas para después entrar al convertidor A/D.

2) El receptor de GPS (Global Positioning System) le proporciona al PMU una señal de referencia (1 PPS) para que el reloj de muestreo este en concordancia con cualquier dispositivo en la red, sin embargo, la frecuencia de muestro es arbitraria [8].

3) A partir de estas muestras obtenidas, el microprocesador realiza los cálculos necesarios para estimar los fasores. 4) Todas las mediciones obtenidas son marcadas en el tiempo, asignándoles permanentemente el microsegundo exacto en el que se ha hecho la medición de los fasores.

5) Por último el dispositivo prepara un mensaje con la etiqueta de tiempo y los datos de fasores con un formato, de modo que pueda ser transmitirse a través de los enlaces de comunicación

disponibles. De la misma manera, el PMU puede recibir datos de uno o varios PMU y alinearlos con base en su etiqueta de tiempo [8].



**Figura 3.1** Principales elementos de un PMU [8].

### 3.2.1 Definición de fasor.

En sistemas de potencia de AC comúnmente se utilizan representaciones fasoriales de las señales sinusoidales. La ecuación de una onda sinusoidal está dada por:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \varphi) \quad (3.1)$$

y se representa comúnmente como un fasor en la forma:

$$X = \left( \frac{X_m}{\sqrt{2}} \right) e^{i\varphi} = \left( \frac{X_m}{\sqrt{2}} \right) (\cos \varphi + j \sen \varphi) = X_r + jX_i \quad (3.2)$$

Entonces, un fasor es un número complejo que representa una senoide con parte real e imaginaria. Esto aplica a las señales eléctricas sinusoidales como las tensiones y corrientes [13].

Dado que los vectores también pueden representarse mediante números complejos, los vectores que representan señales sinusoidales eléctricas son llamados fasores. El fasor tiene entonces modulo  $(X_m / \sqrt{2})$ , que es el valor eficaz o rms, y ángulo o argumento  $\varphi$  respecto a una referencia [13].

### **3.2.2 Definición de sincrofasor.**

Un sincrofasor o fasor sincronizado es un fasor calculado a partir de una señal muestreada usando una señal de tiempo estándar como referencia para las medidas. Los sincrofasores de lugares distintos o remotos tienen una relación de fase definida y cada sincrofasor tiene una estampa de tiempo que corresponde al instante en que fue tomada la medición [13].

Un sincrofasor puede ser representado por la ecuación 3.2, en donde:

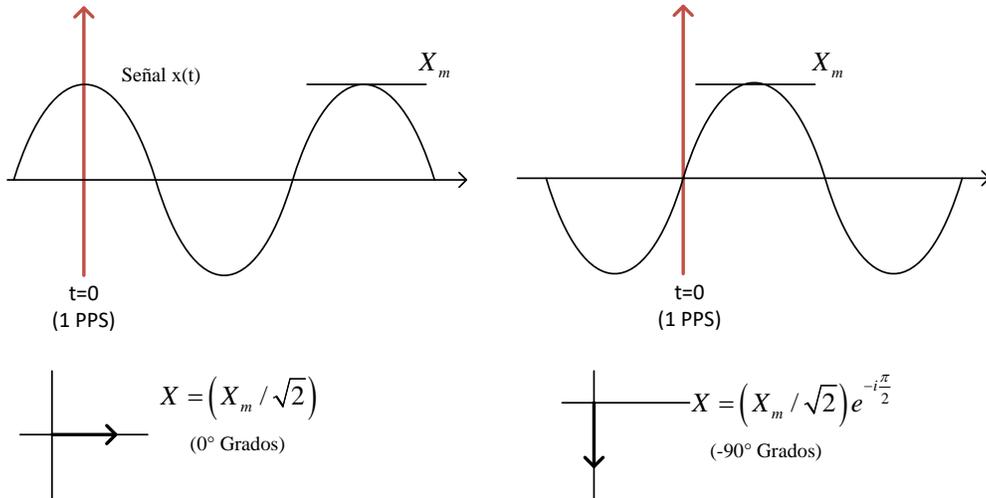
- $(X_m / \sqrt{2})$  es el valor eficaz o rms de  $x(t)$ .
- $\varphi$ , es el ángulo de fase de  $x(t)$  u offset relativo a una función coseno cuya frecuencia es la nominal del sistema eléctrico y que esta sincronizada al tiempo universal coordinado (UTC o Coordinated Universal Time). Esta onda coseno esta sincronizada con la hora UTC de forma que su máximo coincide con el cambio del segundo o sea con el comienzo de cada nuevo segundo que está determinado por una señal llamada pulso por segundo (PPS) [18].

Los sincrofasores pueden ser reportados en coordenadas rectangulares o polares, y los ángulos son comúnmente reportados entre  $-180^\circ$  y  $180^\circ$  [13].

La medición del ángulo instantáneo  $\varphi$  permanece constante a frecuencias nominales. Si la frecuencia es diferente a la nominal, el ángulo instantáneo varía de acuerdo a la desviación de la frecuencia con respecto a la nominal [4].

Una función  $\cos(\omega_0 t)$  tiene su máximo en  $t=0$ , la figura 3.2 muestra dos casos de desfase en el que al ángulo del sincrofasor es:

- $\varphi = 0^\circ$  cuando el máximo de  $x(t)$  ocurre coincidentemente con el pulso por segundo (1 PPS).
- $\varphi = -90^\circ$  cuando el cruce por cero de pendiente positiva o creciente ocurre coincidentemente con el pulso por segundo (1 PPS) [13].



**Figura 3.2** Convención para la representación de sincrofasores [13].

### 3.2.3 Tasa de reporte de sincrofasores.

Las PMU deben reportar datos a submúltiplos de la frecuencia nominal del sistema. La tasa de reporte para sistemas de operación a 50 y 60Hz se muestran en la tabla 3.1 [14].

**Tabla 3.1.** Tasa de reporte de un PMU [14].

Frecuencia del sistema	50Hz			60Hz					
Velocidad de reporte (Reportes por segundo)	10	25	50	10	12	15	20	30	60

La velocidad real que se utiliza puede ser seleccionada por el usuario. Son permisibles otras tasas de reporte, incluyendo velocidades más altas, por ejemplo 100/s y 120/s, o menores tales como 1/s. Esto dependerá de la aplicación requerida [14]. Para este trabajo se propone una tasa de 120 reportes por segundo para la protección diferencial de línea.

### 3.2.4 Etiqueta de tiempo de las medidas.

La medida de un fasor es la representación estimada de una señal sinusoidal. La estimación se realiza para un instante particular de la señal y ese instante es representado por la estampa de tiempo del fasor. Entonces un PMU le asigna a cada medida una etiqueta de tiempo que corresponde con el instante UTC de la medida [13].

Un cuadro o marco de datos es el conjunto de medidas (sincrofasores, frecuencia, variación de frecuencia, valores digitales, etc.) que corresponden a una misma etiqueta de tiempo [13].

La tasa de reporte ( $V_r$ ) de sincrofasores se mostró en la tabla 3.1 y los instantes de reporte a dicha tasa ocurren como se indica a continuación.

- Si  $V_r = N$  (la tasa de reporte es mayor a 1/s).

Al primer cuadro (conjunto de medidas) de un segundo dado (cuadro 0) se le asigna el valor de  $Frac\ sec = 0$ .

Al siguiente cuadro reportado (cuadro 1) se le asigna  $Frac\ sec = 1$  y corresponde al instante  $1/N$  (fracción del segundo).

Y así sucesivamente,  $Frac\ sec = k$  que corresponde al marco número  $k$ , siendo  $k/N$  la fracción del segundo, variando  $k$  de 0 hasta  $N-1$ .

El siguiente marco después del  $N-1$ , corresponde al inicio de un nuevo segundo y comienza nuevamente  $Frac\ sec = 0$  siendo el marco cero del nuevo segundo [13].

- Si  $V_r = M$  (la tasa de reporte es menor o igual que 1/s).

En este caso habrá un solo informe en el tiempo (hh: 00:00) y eventualmente después de eso se reportaran números enteros de segundos entre reportes dependiendo de la velocidad de reporte elegida [13].

### **3.2.5 Referencias de tiempo para la sincronización.**

La necesidad de una referencia de tiempo global para toda la red es necesaria para la sincronización de dispositivos y el etiquetado del fasor, esta es la parte central de las mediciones sincrofasoriales. Es necesario contar con una referencia confiable y disponible en toda o casi toda el área geográfica cubierta por la red, donde el principal reto es la disponibilidad constante de dicha señal. Existen muchas formas de obtener esta señal de referencia, pero la principal en su uso por su exactitud y disponibilidad en el posicionamiento global son las señales transmitidas por satélites, los principales sistemas de satélites son GPS (E.U.A), GLONASS (Rusia) y GALILEO (Unión Europea) [31].

### **3.3 Técnicas para la estimación de fasores.**

Las señales de entrada a un relevador digital de protección deben ser convertidas apropiadamente a forma digital de tal forma que el microprocesador pueda manejarlas fácilmente. La medición fasorial es muy importante para monitorear y diagnosticar sistemas eléctricos de potencia ya que los fasores portan la amplitud y el ángulo de fase de una señal sinusoidal en estado estable [9].

Existen diversas técnicas para la estimación de fasores, desde los inicios de la aplicación de la computación a los relevadores de protección se han propuesto diversos métodos para la estimación de fasores, entre los que destaca la Transformada Discreta de Fourier (DFT). Por la relativa sencillez de comprensión de esta técnica y la calidad en la estimación de fasores, es una de las técnicas más utilizada. A continuación se describen los fundamentos y la aplicación de esta técnica, tanto para frecuencia nominal del sistema de potencia así como para frecuencias fuera de la nominal [9].

### 3.3.1 Transformada Discreta de Fourier y su representación fasorial.

La transformada discreta de Fourier es un método para calcular la transformada de Fourier a partir de un pequeño número de muestras tomadas de una señal de entrada  $x(t)$ .

Una señal sinusoidal  $x(t)$  con una frecuencia  $k f_0$ , tiene una representación en series de Fourier como se muestra en la ecuación 3.3 [8].

$$x(t) = a_k \cos(2\pi k f_0 t) + b_k \sin(2\pi k f_0 t) = \left\{ \sqrt{a_k^2 + b_k^2} \right\} \cos(2\pi k f_0 t + \varphi) \quad (3.3)$$

Donde:

$$\varphi = \arctan\left(\frac{-b_k}{a_k}\right)$$

Y esta tiene una representación en forma de fasor como se muestra en la ecuación 3.4:

$$X_k = \frac{1}{\sqrt{2}} \left\{ \sqrt{a_k^2 + b_k^2} \right\} e^{i\varphi} \quad (3.4)$$

Donde la raíz cuadrada de 2 representa el valor rms de la onda sinusoidal y el fasor en forma compleja se representa por la ecuación 3.5.

$$X_k = \frac{1}{\sqrt{2}} (a_k - j b_k) \quad (3.5)$$

Usando la relación de los coeficientes de las series de Fourier con la DFT, la representación de un fasor de la componente armónica  $k$  está dada por:

$$X_k = \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x(n \Delta T) e^{-\frac{j 2\pi k n}{N}} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x(n \Delta T) \left\{ \cos\left(\frac{2\pi k n}{N}\right) - j \sin\left(\frac{2\pi k n}{N}\right) \right\} \quad (3.6)$$

Usando la notación  $x(n \Delta T) = x_n$  y  $2\pi / N = \theta$ , y definiendo las sumas de senos y cosenos se obtiene las ecuaciones 3.7 y 3.8, donde las partes  $X_{kc}$  y  $X_{ks}$  representan la parte real e imaginaria respectivamente del fasor [8].

$$X_{kc} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \cos(kn\theta) \quad (3.7)$$

$$X_{ks} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \text{sen}(kn\theta) \quad (3.8)$$

### 3.3.2 Estimación de fasores a frecuencia nominal.

Considere una señal constante de entrada  $x(t)$  a la frecuencia nominal del sistema de potencia  $f_0$ , la cual es muestreada a una frecuencia de  $f_m = N^* f_0$ . El ángulo de muestreo  $\theta$  es igual a  $2\pi / N$ , y la estimación del fasor se realiza usando las ecuaciones 3.7 y 3.8 [8].

$$x(t) = X_m \cos(2\pi f_0 t + \varphi) \quad (3.9)$$

Y las muestras obtenidas de la señal de entrada  $x_n : \{n = 0, 1, 2, \dots, N-1\}$ .

$$x_n = X_m \cos(2\pi f_0 t + \varphi) \quad (3.10)$$

Ya que el principal interés es calcular la componente fundamental, se ajusta  $K=1$ . El superíndice  $(N-1)$  es utilizado para identificar el fasor en la última muestra de estimación.

La parte real de la suma de cosenos de la DFT se define como:

$$\begin{aligned} X_c^{N-1} &= \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \cos(n\theta) = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} X_m \cos(n\theta + \varphi) \cos(n\theta) \\ &= \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} X_m \left[ \cos(\varphi) \cos^2(n\theta) - \frac{1}{2} \sin(\varphi) \text{sen}(2n\theta) \right] = \frac{X_m}{\sqrt{2}} \cos(\varphi) \end{aligned} \quad (3.11)$$

La parte imaginaria de la suma de senos de la DFT se define de manera similar como:

$$\begin{aligned} X_s^{N-1} &= \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \text{sen}(n\theta) = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} X_m \cos(n\theta + \varphi) \text{sen}(n\theta) \\ &= \frac{\sqrt{2}}{N} X_m \sum_{n=0}^{N-1} \left[ \frac{1}{2} \cos(\varphi) \text{sen}(2n\theta) - \text{sen}(\varphi) \text{sen}^2(n\theta) \right] = -\frac{X_m}{\sqrt{2}} \text{sen}(\varphi) \end{aligned} \quad (3.12)$$

Por lo tanto el fasor se construye a partir de la parte real y la parte imaginaria dado por:

$$X^{N-1} = X_c^{N-1} - jX_s^{N-1} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} [\cos(\varphi) + j \operatorname{sen}(\varphi)] = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\varphi} \quad (3.13)$$

La ecuación 3.13 representa finalmente al fasor calculado con la DFT en el intervalo (N-1) [8].

A partir de las ecuaciones desarrolladas en esta sección se debe actualizar el fasor sobre ciertos intervalos de tiempo, para esto se describe la actualización de fasores de manera no recursiva y recursiva en las siguientes subsecciones.

### 3.3.2.1 Actualización de fasores de forma no recursiva.

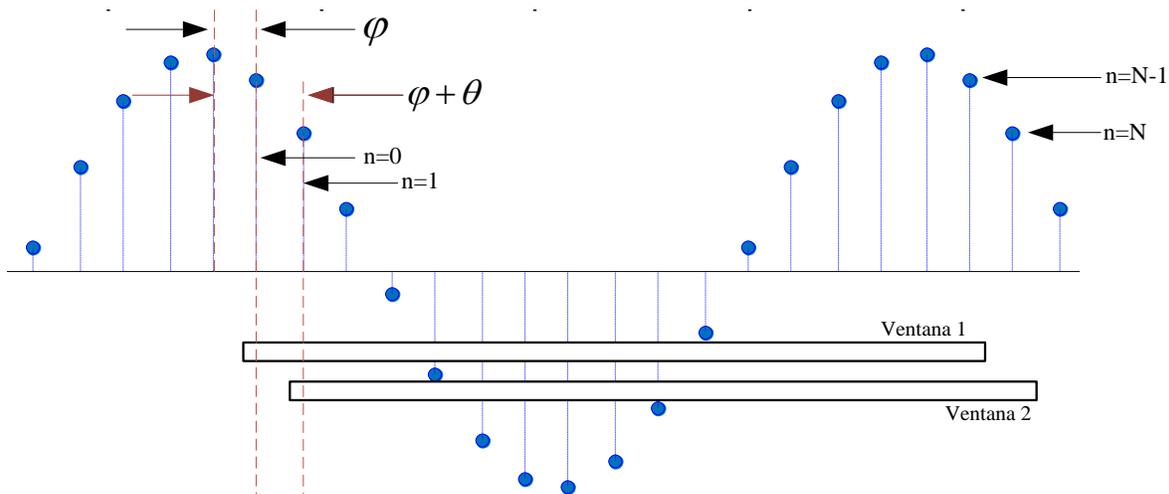
Considerando que el cálculo del fasor es un proceso continuo, es necesario considerar algoritmos que actualicen la estimación del fasor cada que se adquiera una nueva muestra. Cuando se adquiere la muestra N después del conjunto de muestras previas con las que se ha estimado el fasor con la ecuación 3.13, el procedimiento más simple sería repetir los cálculos de las ecuaciones 3.11 a 3.13 para la nueva ventana, la cual comienza en n=1 y termina en n=N. Y esto se representa por las ecuaciones:

$$\begin{aligned} X^{N-1} &= \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n [\cos(n\theta) - j \operatorname{sen}(n\theta)] \\ X^N &= \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_{n+1} [\cos(n\theta) - j \operatorname{sen}(n\theta)] \end{aligned} \quad (3.14)$$

Las dos ventanas que representan a las ecuaciones 3.14 se muestran en la figura 3.3. El fasor 1 es el resultado de la estimación del fasor de la ventana 1, de la misma manera para el fasor que le corresponde la ventana 2. La primer muestra de la ventana 1 esta adelantada al pico de la onda sinusoidal por un ángulo  $\varphi$ , mientras que la primera muestra de la ventana 2 (n=1) adelanta el pico de la onda a un ángulo de  $(\varphi + \theta)$ , siendo  $\theta$  el ángulo entre muestras [8].

Debe estar claro de la figura 3.3 que el fasor que se obtiene de una onda sinusoidal a la frecuencia nominal del sistema de potencia, con esta técnica tendrá una magnitud constante y rotará en dirección opuesta a las manecillas del reloj con ángulo de  $\theta$  mientras la ventana avanza en cada muestra.

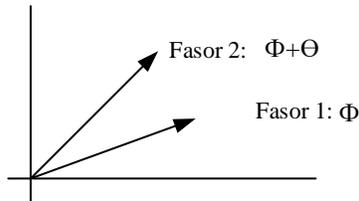
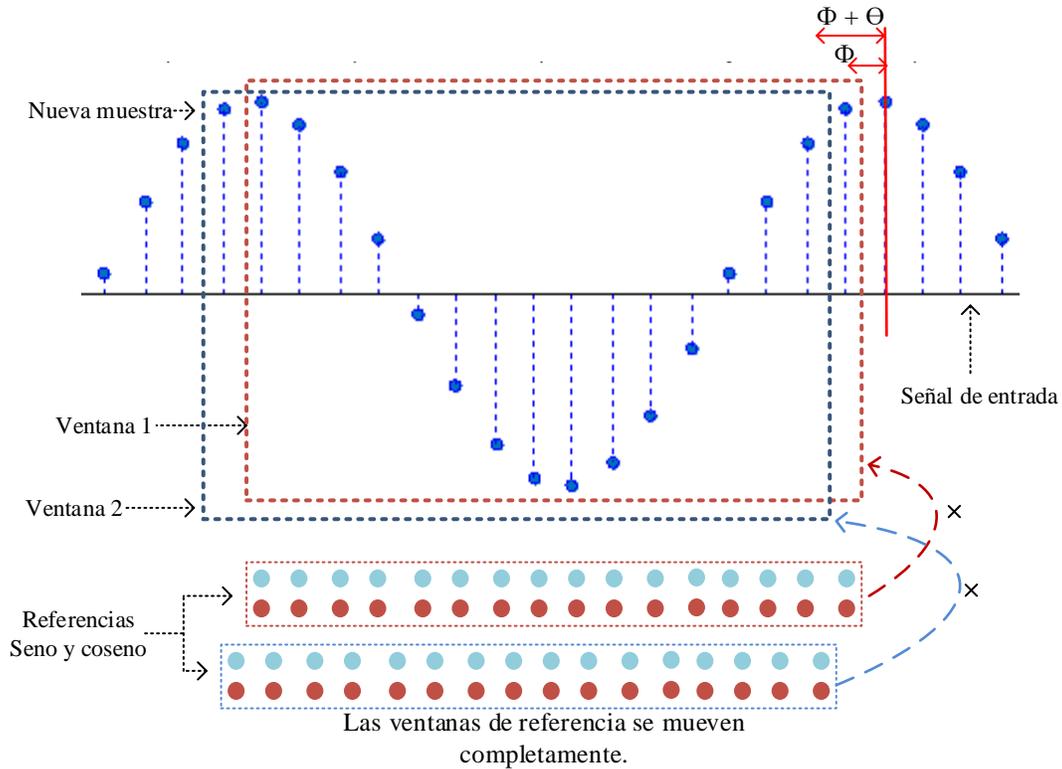
Ya que el cálculo del fasor se realiza nuevamente para cada ventana sin el uso de ningún dato estimado anteriormente, a este algoritmo se le conoce como “algoritmo no recursivo”. Los algoritmos no recursivos son numéricamente estables, pero son un tanto excesivos en cuando a esfuerzo computacional [8].



**Figura 3.3** Actualización de estimación de fasores con ventanas de N muestras.

La figura 3.4 es otra forma de visualizar el proceso de estimación no recursiva del fasor. Tan pronto como se obtienen nuevas muestras, las tablas de multiplicación del seno y coseno se mueven para alcanzar la nueva ventana de datos, en otras palabras, cada que entra un nuevo dato, se realizan todas las multiplicaciones contra las referencias seno y coseno nuevamente.

En esta figura los multiplicadores son muestras de las ondas de seno y coseno con magnitud unitaria a la frecuencia nominal del sistema. En cálculos reales estas son datos guardados en tablas de seno y coseno, los cuales se utilizan repetidamente en cada ventana [8].



**Figura 3.4** Estimación de fasores no recursiva (16 muestras por ciclo), se realizan cálculos para cada nueva muestra.

### 3.3.2.2 Actualización de fasores de forma recursiva.

En este caso, las ondas seno y coseno de referencia no se deslizan con la ventana de datos, sino que permanecen inmóviles, o visualizado de otra manera, el último dato de las señales de referencia se traslada a la primera posición en la ventana de datos cada vez que se desplaza la ventana a la siguiente muestra como se muestra en la figura 3.5.

Por lo que, cada vez que llega una muestra nueva, esta se multiplica por los coeficientes seno y coseno asociados a la muestra más antigua, ahora en la primera posición. Las N-1 muestras restantes se siguen multiplicando por los mismos coeficientes, esta operación requiere para cada nueva muestra nueva, tener guardado el valor de las N muestras anteriores, junto con el resultado de la operación anterior [32].

Este algoritmo tiene una ventaja computacional superior al no recursivo respecto al número de cálculos realizados, pero tiene la desventaja de ser numéricamente inestable [8]. Las ecuaciones para calcular los fasores con el algoritmo no recursivo que se muestran a continuación son las mismas que en la ecuación 3.14, para las ventanas 1 y 2 de la figura 3.4.

$$X^{N-1} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n e^{-jn\theta} \quad X^N = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_{n+1} e^{-jn\theta}$$

En estas ecuaciones se puede observar que los multiplicadores para una muestra dada son diferentes en ambos cálculos. Y se puede notar que las muestras  $x_n : \{n = 1, 2, \dots, N-1\}$  son comunes para ambas ventanas. La segunda ventana no tiene  $x_0$  ya que empieza con  $x_1$  y termina con  $x_N$ , y esta última no está en la primera ventana.

A lo que lleva esto es a tratar de mantener los multiplicadores para las muestras comunes en las dos ventanas, y de esta manera ahorrar esfuerzo computacional en el cálculo de  $X^N$  [8].

Para lograr esto se multiplican ambos lados de la segunda ecuación mostrada anteriormente por  $e^{-j\theta}$  y se obtiene la ecuación 3.15 y 3.16.

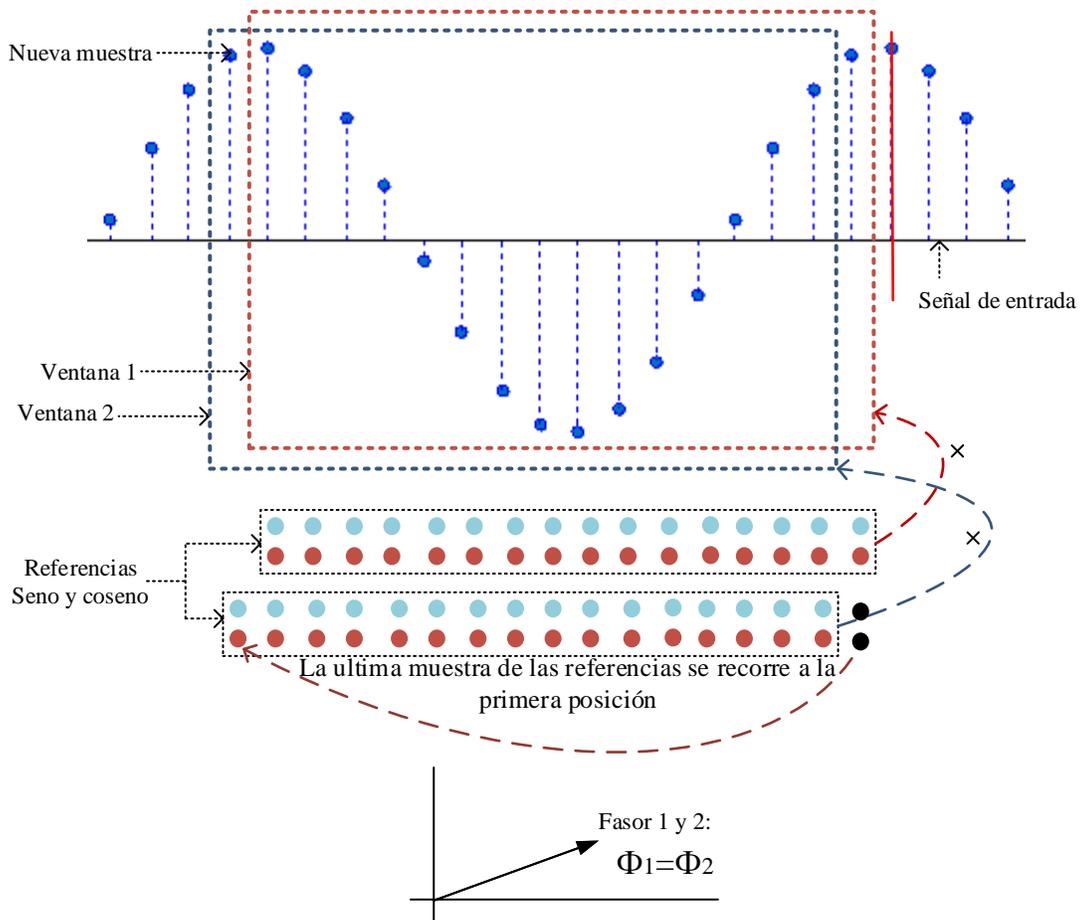
$$\hat{X} = e^{-j\theta} X^N = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_{n+1} e^{-j(n+1)\theta} \quad (3.15)$$

En general, cuando la última muestra de la ventana de datos es  $(N+r)$ , la estimación del nuevo fador en forma recursiva está dada por:

$$\hat{X}^{N+r} = X^{N+r-1} + \frac{\sqrt{2}}{N} (x_{N+r} - x_r) e^{-jr\theta} \quad (3.16)$$

En la figura 3.5 se muestra de forma gráfica el algoritmo recursivo de la DFT con 16 muestras, en este se observa que se utiliza un menor número de multiplicaciones para actualizar un nuevo fasor, y se utilizan nuevos multiplicadores de seno y coseno para cada nueva muestra, al comparar la ecuación 3.16 y la figura 3.5 se puede observar que al fasor calculado solo se le resta la última muestra y se le adiciona el nuevo valor multiplicado por las referencias seno y coseno.

Como se puede observar, debido a esto, el fasor para una señal de entrada constante permanece estacionario en el plano complejo y esta propiedad ayuda a estimar la frecuencia en las siguientes secciones [8].



**Figura 3.5** Estimación de fasores de forma recursiva (16 muestras por ciclo).

### **3.3.3 Estimación de fasores a frecuencias diferentes a la nominal.**

Los fasores son considerados en un estado estacionario, sin embargo en la realidad un sistema de potencia nunca está en estado estacionario y las señales de tensión y corriente tienen constantes cambios en su frecuencia (aunque esta varíe en un rango estrecho alrededor de la frecuencia nominal) debido a desbalances en carga y generación, inercias de los generadores y la operación de los controles de velocidad. Normalmente los sistemas eléctricos de potencia operan en una banda relativamente estrecha de frecuencia entre  $\pm 0.5$  Hz de su valor nominal [8].

Para el muestreo de las señales se pueden utilizar convertidores A/D con relojes de muestreo fijo o con relojes de muestreo variable, en este trabajo se utilizara muestreo fijo y con la ecuación 3.16 se realiza el cálculo de fasores de forma recursiva, cuando la frecuencia del sistema difiere de la nominal los errores introducidos por el cambio en la frecuencia se compensan con una ganancia P calculada a partir de la frecuencia como se muestra en [25]. Ya que cuando la frecuencia de las ondas sinusoidales varía de la nominal se tendrá un error en la estimación de los fasores y este error dependerá en la diferencia entre la frecuencia nominal y la real del sistema [8].

#### **3.3.3.1 Descripción matemática.**

La señal de entrada se puede representar como sigue:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) = \sqrt{2} \operatorname{Re} \left[ \left( X_m / \sqrt{2} \right) (\varepsilon^{j\phi}) (\varepsilon^{j\omega t}) \right] = \sqrt{2} \operatorname{Re} \{ X \varepsilon^{j\omega t} \} \quad (3.17)$$

Donde X es el valor correcto del fasor a frecuencias diferentes de la nominal y “Re” es el valor real de la función. Expresando el valor real como un promedio de un número complejo y su conjugado complejo:

$$x(t) = \left( \sqrt{2} / 2 \right) \{ X \varepsilon^{j\omega t} + X^* \varepsilon^{-j\omega t} \} \quad (3.18)$$

La ecuación anterior con el número de muestra k está dado por:

$$x_k = \left(\frac{\sqrt{2}}{2}\right) \{X \varepsilon^{j\omega k \Delta t} + X^* \varepsilon^{-j\omega k \Delta t}\} \quad (3.19)$$

La representación del fasor de  $x(t)$ , que es  $X'$  (la cual es diferente de  $X$  a menos que la frecuencia del sistema sea igual a la nominal) es calculado a partir de la ecuación 3.16 y  $X'$  está dada por

$$X'_r = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=r}^{r+N-1} x_k \varepsilon^{-jk\omega_0 \Delta t} = \frac{1}{N} \sum_{k=r}^{r+N-1} (X \varepsilon^{j\omega k \Delta t} + X^* \varepsilon^{-j\omega k \Delta t}) \varepsilon^{-jk\omega_0 \Delta t} \quad (3.20)$$

Las dos sumatorias en la ecuación anterior son series geométricas las cuales se pueden expresar de la siguiente manera

$$\begin{aligned} X'_r = X \varepsilon^{jr(\omega - \omega_0) \Delta t} & \left\{ \frac{\sin \frac{N(\omega - \omega_0) \Delta t}{2}}{N \sin \frac{N(\omega - \omega_0) \Delta t}{2}} \right\} \varepsilon^{j(N-1) \frac{(\omega - \omega_0) \Delta t}{2}} \\ + X^* \varepsilon^{-jr(\omega + \omega_0) \Delta t} & \left\{ \frac{\sin \frac{N(\omega + \omega_0) \Delta t}{2}}{N \sin \frac{N(\omega + \omega_0) \Delta t}{2}} \right\} \varepsilon^{-j(N-1) \frac{(\omega + \omega_0) \Delta t}{2}} \end{aligned} \quad (3.21)$$

Reescribiendo en forma compacta se tiene,

$$X'_r = PX \varepsilon^{jr(\omega - \omega_0) \Delta t} \varepsilon^{j(N-1) \frac{(\omega - \omega_0) \Delta t}{2}} + QX^* \varepsilon^{-jr(\omega + \omega_0) \Delta t} \varepsilon^{-j(N-1) \frac{(\omega + \omega_0) \Delta t}{2}} \quad (3.22)$$

Donde P y Q son coeficientes los cuales son independientes de "r" y estos fasores dependen de la frecuencia que afecta al fasor X y hacen que se genere un fasor X'.

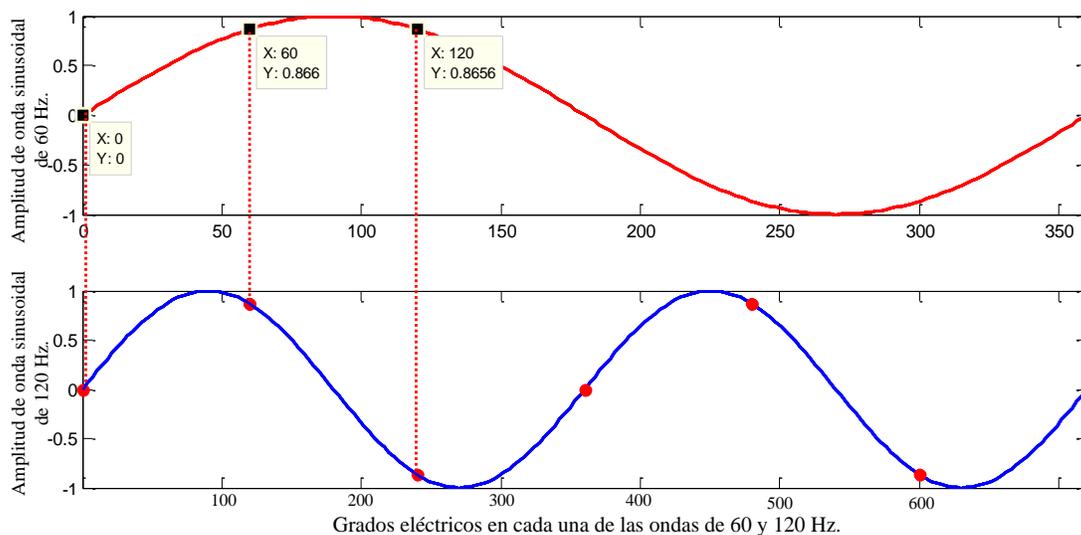
$$\begin{aligned} P &= \left\{ \frac{\sin \frac{N(\omega - \omega_0) \Delta t}{2}}{N \sin \frac{N(\omega - \omega_0) \Delta t}{2}} \right\} \varepsilon^{j(N-1) \frac{(\omega - \omega_0) \Delta t}{2}} \\ Q &= \left\{ \frac{\sin \frac{N(\omega + \omega_0) \Delta t}{2}}{N \sin \frac{N(\omega + \omega_0) \Delta t}{2}} \right\} \varepsilon^{-j(N-1) \frac{(\omega + \omega_0) \Delta t}{2}} \end{aligned} \quad (3.23)$$

### 3.3.3.2 Post procesamiento con filtro de promedios.

Este filtro es muy simple pero resulta muy efectivo para atenuar frecuencias de 120 Hz en los fasores generados por errores introducidos por el factor Q mencionado en la sección anterior [8]. Para simular este filtro se debe tomar en cuenta la figura 3.6 donde se muestran dos ondas sinusoidales, una de 60 Hz y otra de 120 Hz, sin embargo este filtro se aplica después de haber calculado los fasores.

El propósito de estas dos señales es mostrar los 3 puntos (muestras) necesarios para realizar el promedio de tres valores en una onda con frecuencia fundamental (60Hz) cuando se presenta un armónico de 120 Hz en la magnitud y ángulo de los fasores. Los ángulos comunes en ambas señales son  $0^\circ$ ,  $60^\circ$  y  $120^\circ$  para la frecuencia nominal (60 Hz), los cuales corresponden a  $0^\circ$ ,  $120^\circ$  y  $240^\circ$  para un segundo armónico ( $2 * f_n$ ) [8].

Considerando que los picos de ambas ondas representan  $90^\circ$ . Cuando en la onda de 60 Hz hay  $60^\circ$ , en la onda de 120 Hz hay 120, y así para cada uno de los puntos seleccionados. Los tres puntos seleccionados en la onda de 60 Hz son utilizados para reducir considerablemente el rizo causado por el factor Q que está presente en la magnitud y ángulo de los fasores cuando se presentan frecuencias diferentes a la nominal. En el Capítulo 4 se muestra como este filtro elimina el rizo en la magnitud y ángulo del fasor ante frecuencias diferentes a la nominal.



**Figura 3.6** Filtro de promedios con 3 puntos.

### **3.4 Estimación de la frecuencia.**

En los sistemas eléctricos de potencia la frecuencia nunca está en estado estacionario. Esta desviación puede ser pequeña debido a desbalances entre carga y generación, o grandes disturbios tales como pérdida de generación. Por esto, la estimación de la frecuencia juega un papel importante en el proceso de cálculo de fasores [33].

Existen diferentes metodologías para la estimación de la frecuencia, los principales métodos son: estimación por cruce de ceros, mínimos cuadrados ponderados, filtros de *Kalman*, demodulación y basados en fasores [33].

En este trabajo se utilizan dos métodos para la estimación de la frecuencia, mínimos cuadrados y estimación basada en fasores.

La frecuencia y la velocidad de cambio de la frecuencia pueden ser estimadas a partir de los ángulos de secuencia positiva de los fasores estimados de la DFT recursiva mostrada anteriormente. La estimación de la tensión de secuencia positiva está dada por,

$$X'_{r1} = PX_1 e^{jr(\omega - \omega_0)\Delta t} \quad (3.24)$$

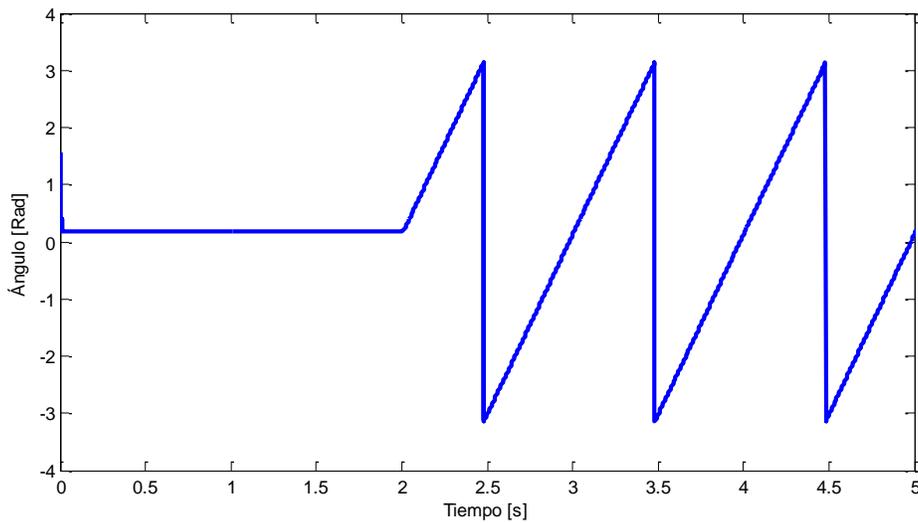
La magnitud de P es un factor de atenuación, y el ángulo de P es una compensación constante en la medición de del ángulo de fase. El ángulo del fasor  $X'_{r1}$  se desplazara en cada muestra  $(\omega - \omega_0)\Delta t$  cuando el sistema tenga una frecuencia diferente a la nominal (60 Hz), donde  $\omega$  es la frecuencia real,  $\omega_0$  es la frecuencia nominal, y  $\Delta t$  es el intervalo de muestreo [8]. Con el ángulo del fasor estimado de la ecuación 3.16 se obtiene el cambio en la frecuencia  $\Delta\omega = (\omega - \omega_0)$  y la velocidad de cambio de la frecuencia a partir de la primera y segunda derivada del ángulo respectivamente. Para la estimación de la frecuencia y velocidad de cambio de la frecuencia se utilizan los ángulos de los fasores estimados sobre un lapso de 3 a 6 ciclos, siendo  $[\phi_k] \{k = 0, 1, \dots, N - 1\}$  el vector de N ángulos medidos [8].

Cuando existen cambios en la frecuencia, los ángulos de los fasores estará rotando en el plano complejo entre  $-\pi$  a  $+\pi$ , este efecto se puede visualizar en la figura 3.7.

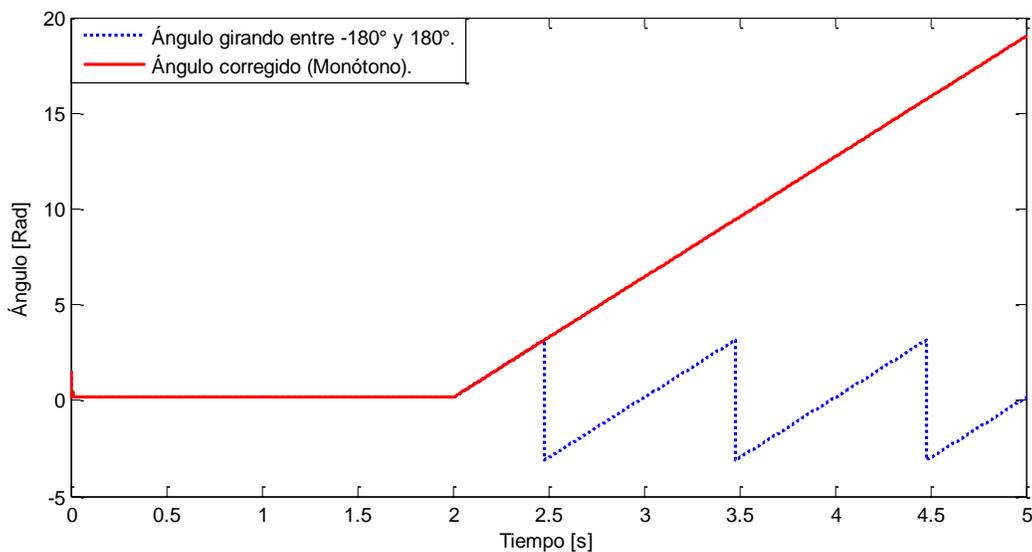
#### CAPÍTULO 4. SIMULACIÓN DE LA UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL Y LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA.

En la figura 3.7 se observa que el ángulo se mantiene constante a una frecuencia de 60 Hz, hasta que se introduce una señal con una frecuencia de 61 Hz (en 2 segundos) el ángulo empieza a variar (girar).

Como se puede observar, los ángulos están limitados entre  $-\pi$  a  $+\pi$  cuando se presenta una frecuencia diferente a la nominal, para el cálculo de la frecuencia los ángulos se deben hacer monótonos cada que exista una diferencia de  $\pm 2\pi$ . La corrección de los ángulos se muestra en la figura 3.8.



**Figura 3.7** Comportamiento del ángulo de fase a una frecuencia de 61 Hz.



**Figura 3.8** Corrección del ángulo de fase a una frecuencia de 61 Hz.

En la figura 3.8 se muestra la corrección del ángulo en color azul cuando este cambia bruscamente de  $+\pi$  a  $-\pi$  haciéndolo monótono cuando detecta estos cambios en los ángulos. Es importante realizar esta corrección ya que un cambio tan grande en el ángulo tendría también un cambio brusco en la estimación de la frecuencia. Los dos métodos para la estimación de la frecuencia utilizando los ángulos obtenidos de la DFT recursiva se mencionan a continuación.

### 3.4.1 Estimación por mínimos cuadrados.

Un método utilizado para la estimación de la frecuencia y la velocidad de cambio de la frecuencia es por mínimos cuadrados y este es uno de los métodos utilizado en este trabajo. Asumiendo que el vector  $[\phi_k]$  tiene cierto número de ángulos medidos por la DFT recursiva y que el ángulo es una función cuadrática del tiempo,

$$\phi(t) = a_0 + a_1 t + a_2 t^2 \quad (3.25)$$

Si los ángulos se obtienen en intervalos  $\Delta t$ , se puede escribir un conjunto de ecuaciones para determinar los coeficientes  $a_0, a_1$  y  $a_2$  [32].

$$\begin{bmatrix} \phi_0 \\ \phi_1 \\ \vdots \\ \phi_{n-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \cdots & 0 \\ 1 & \Delta t & \cdots & \Delta t^2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & (n-1)\Delta t & \cdots & (n-1)^2 \Delta t^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \\ a_2 \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

En notación matricial:

$$[\phi] = [B][A] \quad (3.27)$$

Donde  $[B]$  es una matriz de coeficientes,  $[A]$  es el vector desconocido y es calculado por la técnica de mínimos cuadrados ponderados [WLS]:

$$[A] = [B^T B]^{-1} B^T [\phi] = [G][\phi] \quad (3.28)$$

Donde  $[G] = [B^T B]^{-1} B^T$

La matriz  $[G]$  es pre calculada y guardada para ser utilizada en tiempo real, esta tiene “N” filas y tres columnas,  $[G]$  es multiplicada por  $[\phi]$  para obtener el vector  $[A]$  y con esto se calcula la frecuencia y la velocidad de cambio de la frecuencia en cualquier tiempo t (el cual es un múltiplo de  $\Delta t$ ) [8].

Una vez calculados los coeficientes se obtiene la frecuencia y la velocidad de cambio de la frecuencia con la primera y segunda derivada del polinomio de la ecuación 3.25 y se obtiene la ecuación 3.29 para la estimación en el cambio de la frecuencia,

$$f = f_0 + \Delta f = f_0 + \frac{1}{2\pi} (a_1 + 2 a_2 t) \quad (3.29)$$

Donde  $f_0$  es la frecuencia nominal del sistema [32].

### 3.4.2 Estimación basada en fasores.

Este es el segundo método utilizado en este trabajo. Cuando se realiza el cálculo de fasores de forma recursiva con la ecuación 3.16, los fasores resultantes permanecen estacionarios en el plano complejo. Por otro lado, si la frecuencia del sistema varía ligeramente de 60 Hz, y se sigue manteniendo la frecuencia de muestreo fija, la estimación del fasor se puede derivar por medio de la ecuación 3.30. Las ecuaciones derivadas en esta sección pueden ser aplicadas tanto para una sola fase como para el fasor resultante del cálculo de la componente de secuencia positiva de las tensiones [6].

$$\bar{X}_{60+\Delta f}^r = \bar{X}_{60}^{(0)} \cdot \frac{\sin\left(\frac{\Delta f}{60} \pi\right)}{N \cdot \sin\left(\frac{\Delta f}{60 N} \pi\right)} \cdot e^{j \frac{\Delta f}{60} \frac{2\pi}{N} r} \quad (3.30)$$

Donde  $\bar{X}_{60}^{(0)}$  es el cálculo inicial del fasor de una señal a 60 Hz,  $r$  es el número de recursión y  $N$  es el número de muestras sobre un periodo de la frecuencia nominal del sistema.

La ecuación 3.30 muestra que cuando la frecuencia de la señal de entrada cambia de 60 Hz a  $(60 + \Delta f)$  Hz el fasor experimenta dos modificaciones, un factor de magnitud

$\sin\left(\frac{\Delta f}{60}\pi\right) / N \cdot \sin\left(\frac{\Delta f}{60}\frac{\pi}{N}\right)$  y un factor de fase  $e^{j\frac{\Delta f}{60}\frac{2\pi}{N}r}$ . El factor de magnitud es independiente

de  $r$ , y es relativamente pequeño ante variaciones de la frecuencia [6].

Sin embargo, el efecto del ángulo de fase es más sensible ante cambios en la frecuencia, y proporciona una medición más directa de los cambios en la frecuencia. El factor de fase se denota por:

$$e^{j\frac{\Delta f}{60}\frac{2\pi}{N}r} = e^{i\Psi_r}; \quad \Psi_r = \frac{\Delta f}{60}\frac{2\pi}{N}r \quad (3.31)$$

Por lo tanto, el cálculo del ángulo de fase depende directamente de la desviación de la frecuencia para el intervalo de recursión  $r$ . Y ya que  $r$  incrementa en uno cada intervalo, la relación se convierte en,

$$\Psi_r = \Psi_{r-1} + \frac{\Delta f}{60}\frac{2\pi}{N} \quad (3.32)$$

El intervalo de tiempo entre dos iteraciones es igual a  $1/(60N)$  segundos y por lo tanto la velocidad angular para  $\Psi_r$  esta dada por la ecuación 3.33:

$$\frac{d\Psi}{dt} = \frac{\Psi_r - \Psi_{r-1}}{1/60N} = 2\pi \cdot \Delta f \quad rad/s \quad (3.33)$$

Lo que indica la ecuación 3.33 es que el cambio en el ángulo se relaciona directamente a la frecuencia de la señal de entrada. Por ejemplo, cuando la señal de entrada tiene una frecuencia mayor a 60 Hz, el fasor rotará en sentido contrario a las manecillas del reloj, y si la frecuencia es menor de 60 Hz el fasor rotará en el sentido de las manecillas del reloj [6].

La frecuencia del sistema puede obtenerse de la ecuación 3.34:

$$f = 60 + \Delta f = 60 + \frac{1}{2\pi} \frac{d\Psi}{dt} = 60 + \frac{1}{2\pi} \frac{\Psi_r - \Psi_{r-1}}{(1/60N)} \text{ Hz} \quad (3.34)$$

Sin embargo, en la práctica se ha encontrado adecuado usar un promedio sobre una ventana de datos de un ciclo o mayor para estimar estas cantidades [6].

### **3.5 Comunicaciones en sistemas de potencia.**

Las tecnologías de las comunicaciones son una parte importante en la operación de sistemas eléctricos de potencia. Estas tecnologías se están expandiendo debido a la cantidad de información y velocidad de transmisión de datos, y la necesidad de la operación más eficiente del sistema de potencia, además de que se mejora la confiabilidad, y se cuenta con respuestas más rápidas a los eventos ocurridos en los sistemas de potencia. Las comunicaciones actuales, procesamiento local, y mediciones sincronizadas representan muchas oportunidades para mejorar la operación del sistema eléctrico de potencia [4].

#### **3.5.1 Canales de comunicación.**

En los primeros sistemas de comunicación se usaban hilos piloto privados, circuitos telefónicos, y canales de comunicación de onda portadora. Hoy en día en las comunicaciones modernas se utiliza fibra óptica combinada con transmisión de datos digitales. Los canales de fibra óptica tiene características de alta capacidad y confiabilidad, poco ruido, inmunidad en interferencia y seguridad [4].

##### **3.5.1.1 Retardo de propagación.**

El retardo de propagación es el tiempo en que una señal tarda en viajar a través de un canal de comunicación. Este es igual a la suma de los retardos de los equipos de comunicación y el

#### CAPÍTULO 4. SIMULACIÓN DE LA UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL Y LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA.

---

retardo de propagación del canal de comunicación. El retardo de los equipos varía de unos cuantos microsegundos hasta varios milisegundos [27].

Los retardos de propagación en los canales de comunicación dependen de la longitud del canal y la velocidad de propagación de la onda electromagnética, la cual es constante y muy cercana a la velocidad de la luz. En la tabla 3.2 se muestran algunos retardos típicos en canales de comunicación [27].

**Tabla 3.2** Retardos de propagación en canales de comunicación [7 y 27].

Longitud del canal de comunicación	Retardo de propagación	
	Wireless	Fibra óptica
<i>1 km</i>	<i>3.3 <math>\mu s</math></i>	<i>4.9 <math>\mu s</math></i>
<i>20 km</i>	<i>66.7 <math>\mu s</math></i>	<i>97.8 <math>\mu s</math></i>
<i>50 km</i>	<i>166.7 <math>\mu s</math></i>	<i>244.6 <math>\mu s</math></i>
<i>100 km</i>	<i>333.3 <math>\mu s</math></i>	<i>489.2 <math>\mu s</math></i>
<i>250 km</i>	<i>833.3 <math>\mu s</math></i>	<i>1.223 ms</i>
<i>500 km</i>	<i>1.666 ms</i>	<i>2.446 ms</i>

En este capítulo se describieron los métodos para la estimación de fasores de manera recursiva y no recursiva, se describió el comportamiento del algoritmo recursivo ante frecuencias diferentes a la nominal y como se pueden mejorar las mediciones cuando la frecuencia en el sistema es diferente a la nominal. De la misma manera se describió la estimación de frecuencia por el método de mínimos cuadrados ponderados y basado en fasores.

Todo lo anterior se aplica a la Unidad de Medición Fasorial desarrollada en el simulador en tiempo real y esto se describe detalladamente en el siguiente capítulo.

## **CAPÍTULO 4.**

### **SIMULACIÓN DE LA UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL Y LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA.**

#### **4.1. Introducción.**

En este capítulo se muestra el desarrollo del PMU en el programa Simulink de Matlab para después ser implementado en un simulador digital en tiempo real de OPAL RT Technologies.

En la primera etapa se realiza un muestreo de las señales de tensiones y corrientes provenientes de TC's y TP's, a una frecuencia de muestreo de 1920 Hz para obtener 32 muestras por ciclo, a partir de estas muestras se realiza un filtrado de la señal para eliminar la componente decreciente de corriente directa y posteriormente se realiza el cálculo de fasores por medio de una DFT no recursiva y recursiva.

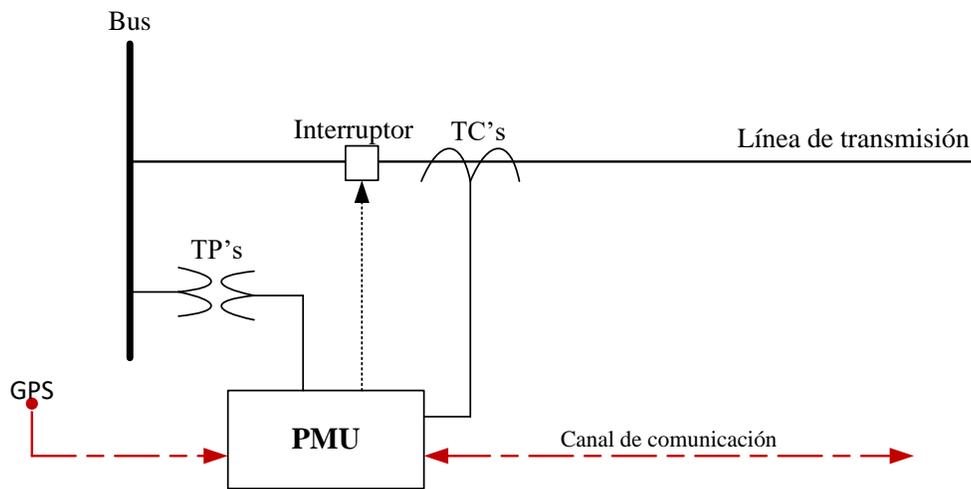
Después de obtener los fasores con la DFT recursiva se estimó la frecuencia por medio de los algoritmos de mínimos cuadrados y basado en fasores, las pruebas se realizaron con distintos tamaños de la ventana de datos para la estimación. A partir de los cambios en la frecuencia se realizó una corrección de los fasores calculados por medio de un filtro de promedios y un factor de corrección "P" cuando existen frecuencias diferentes a la nominal en el sistema de potencia.

Los cálculos mencionados anteriormente se realizan cada que entra una nueva muestra al algoritmo. Para simular el PMU se etiquetan los fasores y la frecuencia estimada cada 8ms mediante un reloj que asigna la hora, minuto, segundo y fracción de segundo en el que se realizaron las mediciones de los fasores y frecuencia.

A la salida del PMU se envía un mensaje cada 8ms, esto equivale a reportar sincrofasores a una velocidad de 120 datos por segundo, la velocidad de reporte depende de la aplicación de los sincrofasores. La aplicación que se realiza en este trabajo es de protecciones la cual requiere de una alta tasa de reporte, cada mensaje de datos contiene: fasores de corriente, tensión (magnitud y ángulo), la frecuencia, y la etiqueta de tiempo asignada a la medición

#### 4.2. Unidad de medición fasorial.

En el capítulo 3 se explicó que una unidad de medición fasorial se encarga de realizar mediciones con base en una misma referencia de tiempo. En la figura 4.1 se muestra un diagrama unifilar del PMU conectado a la red eléctrica, con entradas de los TP's, TC's, señal del GPS y canal de comunicación. Las salidas del PMU son, señales al interruptor para abrir o cerrar, y el canal de comunicación para enviar datos.



**Figura 4.1** Diagrama unifilar de las conexiones del PMU.

En la figura 4.2 se muestra la arquitectura y funciones del PMU desarrollada en el simulador en tiempo real. En la primera etapa se muestra la entrada de las señales de tensión y corriente provenientes de los TC's y TP's.

La etapa de muestreo de señales se realiza con el bloque *rate transition* de Simulink, con este bloque se disminuyó la frecuencia de trabajo a 1920 Hz para obtener 32 muestras por ciclo. A partir de estas 32 muestras por ciclo se realizaron todos los cálculos requeridos para la estimación de fasores, frecuencia y filtros utilizados en la Unidad de Medición Fasorial.

Después de que las señales son muestreadas, estas pasan por el filtro *mimic*, el cual elimina la componente decreciente de CD, posteriormente se aplica Transformada Discreta de Fourier para la obtención de fasores de tensiones y corrientes del sistema.

A partir de los ángulos de los fasores de tensión se estima la frecuencia del sistema de manera local, para la estimación de la frecuencia se realizaron pruebas con los dos algoritmos descritos en el capítulo 3, el algoritmo de mínimos cuadrados y el basado fasores, en el apéndice A se muestran las pruebas realizadas a estos dos algoritmos y la comparación entre estos dos métodos tomando en cuenta distintos tamaños en la ventana de datos, a partir de estos resultados se eligió utilizar el algoritmo basado en fasores con la técnica de estimación mencionada en [6].

El cálculo de la frecuencia se utiliza para corregir los fasores fuera de la frecuencia nominal y para enviar la frecuencia local junto con los fasores de tensión y corriente a una ubicación remota.

La corrección de los fasores con frecuencias no nominales se realiza en dos pasos, el primero es con un filtro de promedios para eliminar el rizo generado por una segunda armónica presente cuando la frecuencia es diferente a la nominal en el sistema y después de este filtro los fasores son multiplicados por un factor “P” que es calculado con base en el cambio en la frecuencia.

Teniendo los 6 fasores corregidos, la frecuencia y asignando una etiqueta de tiempo cada 8 ms, se eligen solo las mediciones a las que se les asigno la etiqueta de tiempo, estos datos son enviados tomando en cuenta los retardos de un canal de comunicación de fibra óptica y son alineados con base en su etiqueta de tiempo cuando llegan a una ubicación específica en la red eléctrica.

Cuando los sincrofasores están alineados con base en su etiqueta de tiempo, las mediciones pueden utilizarse para distintas aplicaciones, en este caso, la aplicación es en la protección diferencial de línea, la cual estará monitoreando una línea de transmisión con base en los fasores de corriente de ambos extremos de la línea y en caso de detectar condiciones anormales enviará señales de disparo a los interruptores de la línea de transmisión.

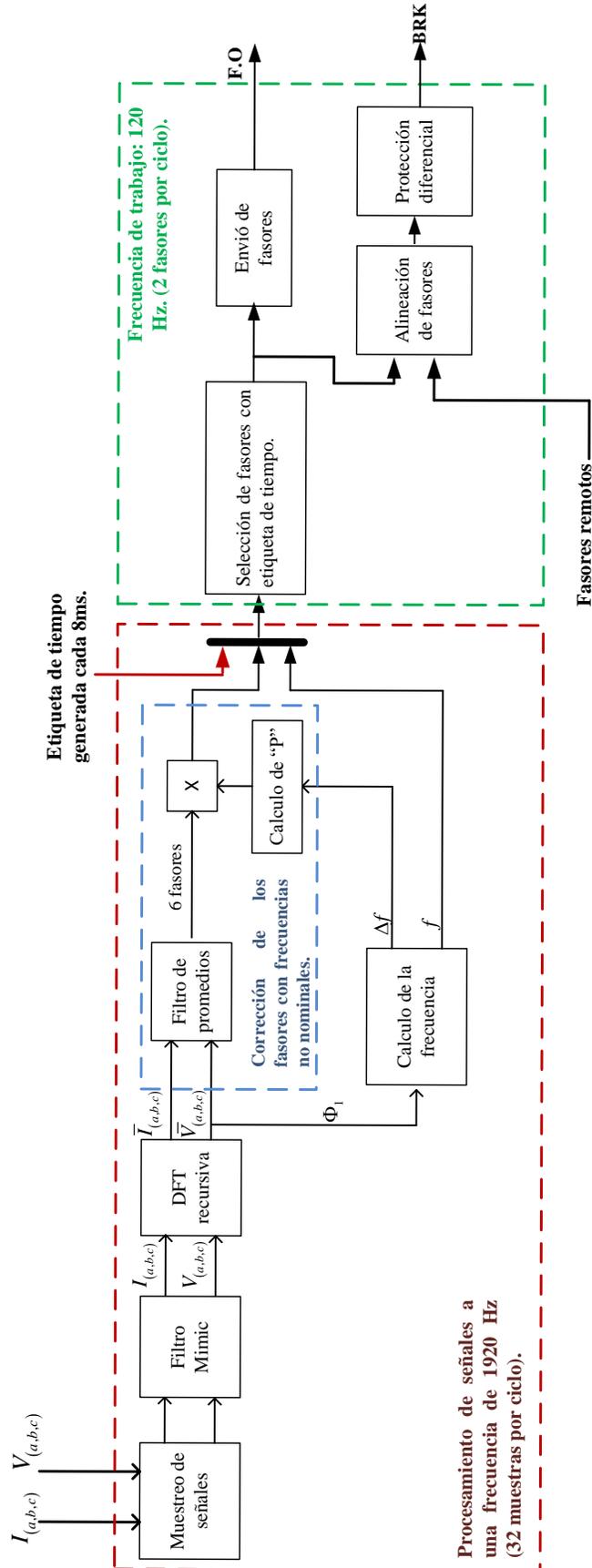


Figura 4.2 Arquitectura y funciones del PMU.

### **4.3. Cálculo de fasores mediante la Transformada Discreta de Fourier.**

Las señales de entrada a un relevador digital de protección deben ser convertidas apropiadamente a forma digital de tal forma que el microprocesador pueda manejarlas fácilmente. La medición fasorial es muy importante para monitorear y diagnosticar sistemas eléctricos de potencia ya que los fasores portan la amplitud y el ángulo fase de una señal sinusoidal en estado estable.

Una de las técnicas para la estimación de fasores es la Transformada Discreta de Fourier (DFT). Por la relativa sencillez de comprensión de esta técnica y la calidad en la estimación de fasores, es una de las técnicas más utilizadas [9].

Los fundamentos de esta técnica se describieron en el capítulo anterior en su versión recursiva y no recursiva. En la siguiente subsección se describe el filtro *mimic* para la eliminación de la componente decreciente de CD y posteriormente se describen los bloques utilizados para la simulación de la DFT no recursiva y recursiva en tiempo real, sin embargo solo se utilizó el algoritmo recursivo para este trabajo.

#### **4.3.1 Filtro *mimic*.**

En los relevadores de protección de líneas de transmisión se llega a presentar un sobre alcance en la presencia de la componente decreciente de CD en las corrientes de falla. Por lo tanto, en aplicaciones de protección o localización de falla se debe remover la componente decreciente de CD de las señales de corriente [11].

La Transformada Discreta de Fourier no es inmune ante el efecto de la componente decreciente de CD, esta componente causa un sobretiro y oscilaciones en los fasores, por esto se utiliza el filtro *mimic* en la entrada de la DFT, el cual es capaz de remover la componente de CD [11].

Si una señal de corriente pasa a través de un filtro *mimic* que consiste de una resistencia y una inductancia en serie o una impedancia representada por la ecuación 4.1, entonces la componente decreciente se eliminará a la salida del filtro (en esta ecuación  $\tau_1$  se expresa en número de muestras) [11].

$$K(1 + s\tau_1) \quad (4.1)$$

La suma de la ganancia y el circuito diferenciador es representada por la ecuación 4.1. El circuito diferenciador que es representado por la transformada de Laplace  $s$ , puede ser emulado digitalmente por el siguiente filtro FIR [11].

$$1 - z^{-1} \quad (4.2)$$

Introduciendo la ecuación 4.2 en 4.1 se obtiene

$$K[(1 + \tau_1) - (\tau_1 z^{-1})] \quad (4.3)$$

La ganancia debe ser ajustada de tal manera que a una frecuencia dada, la ganancia del filtro debe ser 1, a 60 Hz, la ganancia está dada por la ecuación 4.4,

$$Ganancia(60Hz) = \left| K[(1 + \tau_1) - (\tau_1 e^{-i\omega T})] \right| = 1 \quad (4.4)$$

Resolviendo la ecuación 4.4 para  $K$  con base en su valor absoluto y separando en parte real e imaginaria se obtiene la ecuación 4.5,

$$K = \frac{1}{\sqrt{\left[ (1 + \tau_1) - \tau_1 \cos\left(\frac{120\pi}{F_s}\right) \right]^2 + \left[ \tau_1 \sin\left(\frac{120\pi}{F_s}\right) \right]^2}} \quad (4.5)$$

Donde  $F_s$  es la frecuencia de muestreo y  $\tau_1$  es expresado en número de muestras, en este caso se utilizan 3 ciclos ya que en [11] se muestran resultados alentadores utilizando esta constante de tiempo.

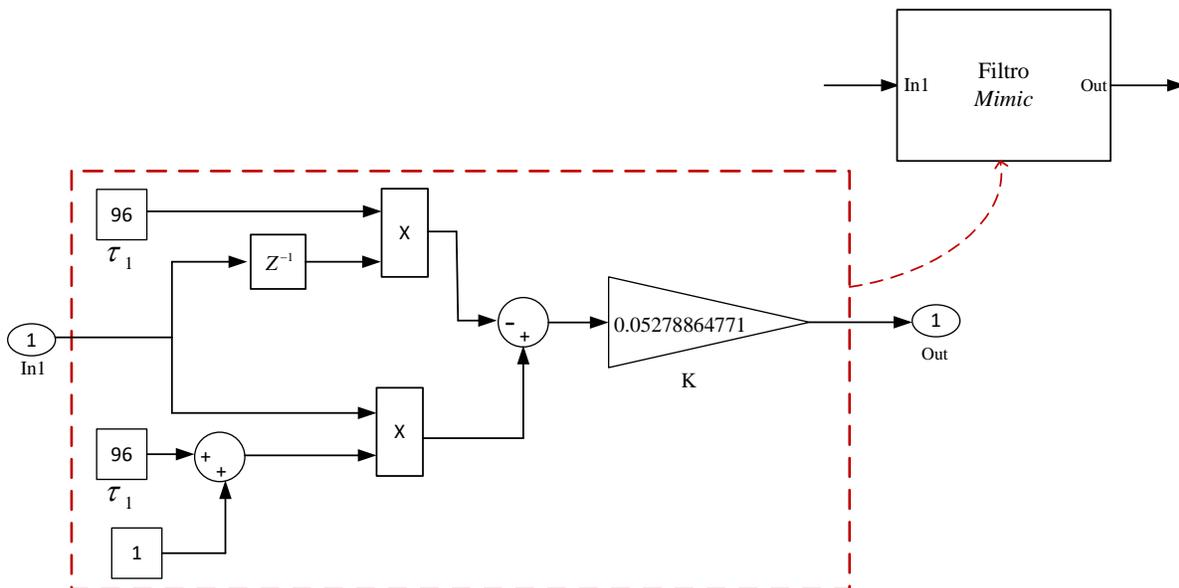
**CAPÍTULO 4. SIMULACIÓN DE LA UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL Y LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA.**

---

La frecuencia de muestreo es de 1920 Hz y  $\tau_1$  equivale a 96 muestras ya que se utilizan 3 ciclos y cada ciclo tiene 32 muestras. Utilizando estos valores en la ecuación 4.5 se obtiene:

$$K = \frac{1}{\sqrt{\left[ (1+96) - 96 * \cos\left(\frac{120\pi}{1920}\right) \right]^2 + \left[ 96 * \sin\left(\frac{120\pi}{1920}\right) \right]^2}} = 0.05278864771$$

Los bloques para simular el filtro *mimic* se muestran en la figura 4.3, estos bloques simulan a la ecuación 4.3 para eliminar la componente decreciente de corriente directa.



**Figura 4.3.** Filtro *Mimic*.

Junto con el filtro *mimic* y la DFT se realizó una prueba aplicando una falla trifásica con componente decreciente de corriente directa, y se monitoreo la entrada y la salida del filtro *mimic* de la fase A como se muestra en la figura 4.4. La señal original se muestra en color azul, y la señal filtrada se muestra en rojo, se observa que cuando no hay presencia de la componente decreciente de CD el filtro *mimic* no tiene ninguna respuesta.

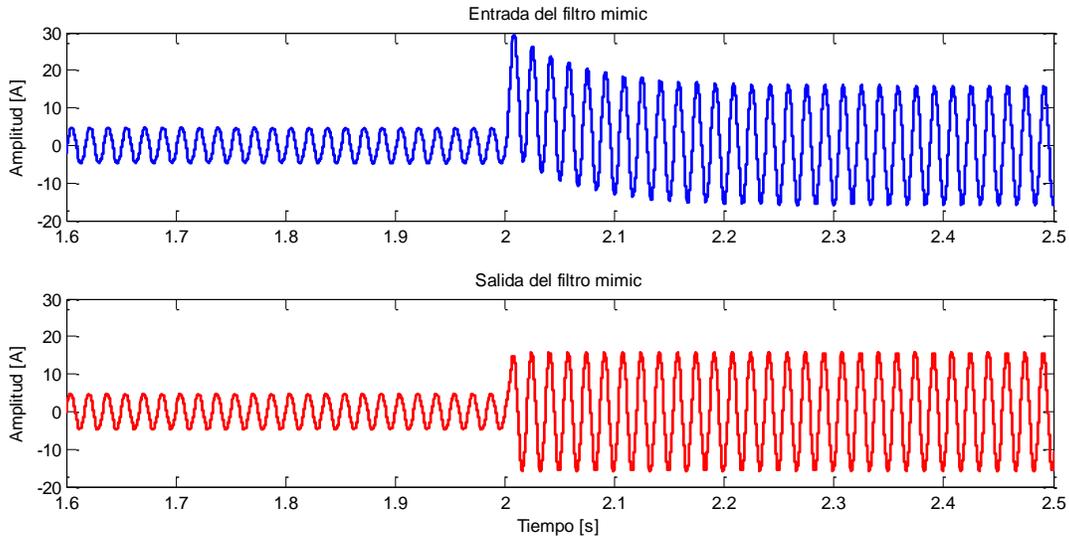


Figura 4.4. Entrada y salida del filtro *mimic* en la fase A.

Como se muestra en la figura 4.4, a la entrada del filtro *mimic* se observa una falla aplicada a los dos segundos y esta falla contiene una componente decreciente de CD (señal original), sin embargo a la salida del filtro *mimic* (señal filtrada) la componente decreciente de CD es eliminada completamente. Y en la figura 4.5 se muestra la respuesta de la magnitud de la DFT recursiva con y sin el filtro *mimic*.

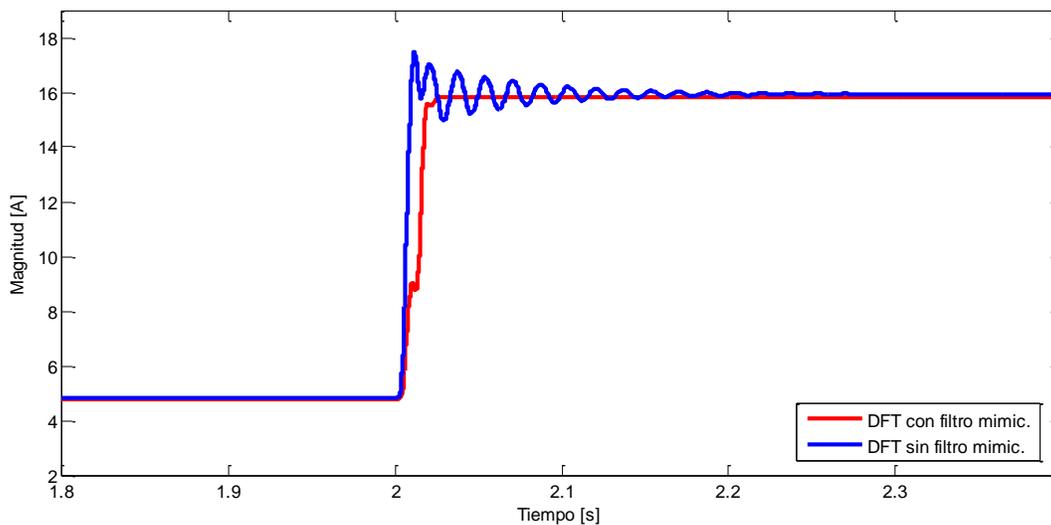
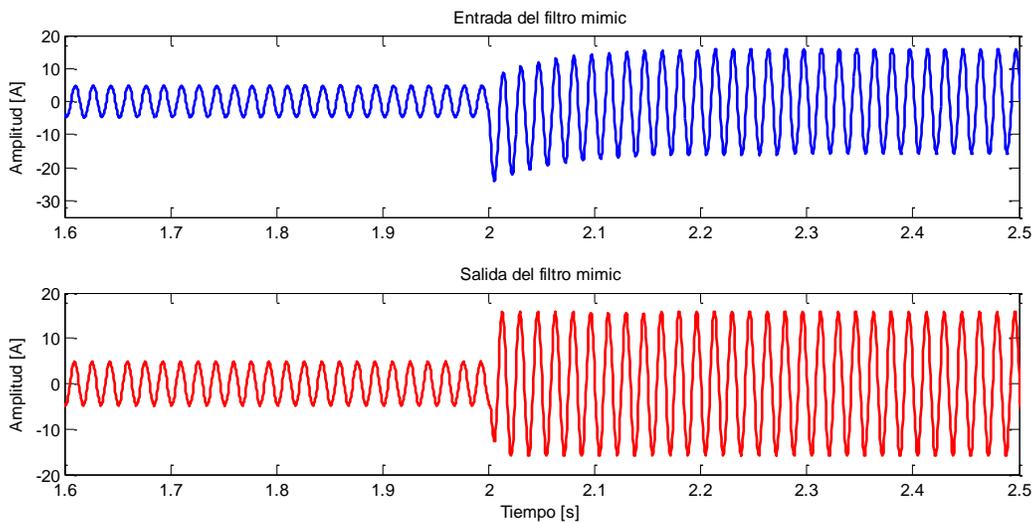


Figura 4.5. DFT y DFT+ filtro *mimic* en la fase A.

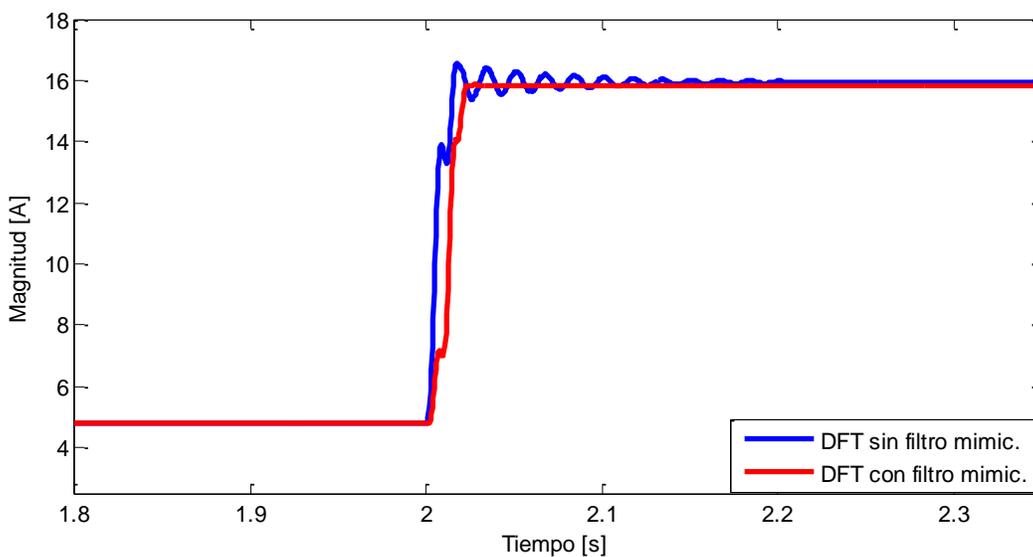
#### CAPÍTULO 4. SIMULACIÓN DE LA UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL Y LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA.

Como se observa en las figuras anteriores el filtro *mimic* elimina completamente el efecto de la componente decreciente de CD y ayuda a mejorar el cálculo de los fasores, eliminando el sobretiro y eliminando las amortiguaciones mostradas en la figura 4.5.

Lo mismo ocurre en la fase B para esta misma prueba, esto se muestra en la figura 4.6 donde se muestra la señal original y la señal filtrada, y en la figura 4.7 se muestra la respuesta de la magnitud del fasor con y sin filtro.



**Figura 4.6.** Entrada y salida del filtro *mimic* en la fase B.



**Figura 4.7.** DFT y DFT+ filtro *mimic* en la fase B.

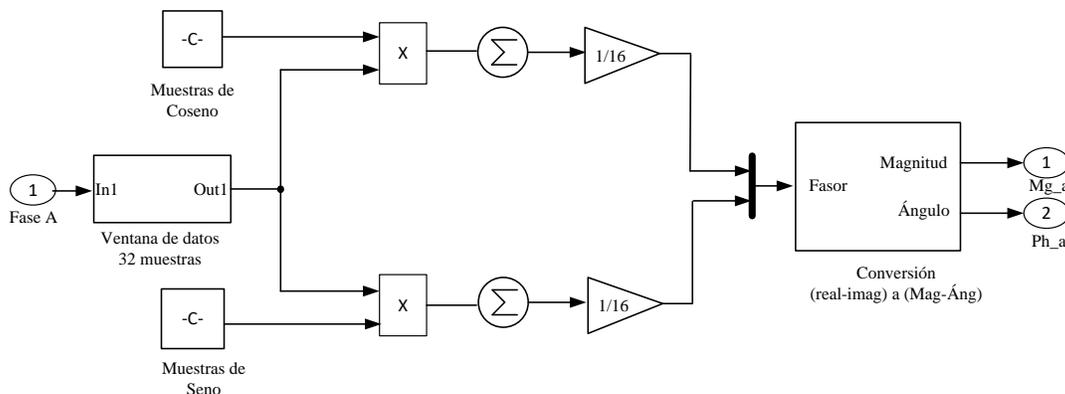
Como se puede observar la componente de CD es eliminada completamente y la estimación de los fasores es mejorada, por esto es importante complementar la DFT con un filtro que elimine la componente decreciente de CD. Existen otros filtros para la estimación de fasores como el de cosenos donde la componente decreciente de CD tiene menor efecto como se menciona en [40] y [11], sin embargo se opta por la DFT debido a que es relativamente más rápida para la estimación de los fasores.

### 4.3.2 Transformada Discreta de Fourier no recursiva.

Para la simulación de este algoritmo se utilizaron los bloques mostrados en la figura 4.8, a la entrada se tiene la señal muestreada y entran a la ventana de datos donde se almacenaran las 32 muestras de la ventana correspondiente.

Cada vez que entre una nueva muestra se multiplicará la ventana de datos contra las ventanas de referencia seno y coseno, el resultado se divide entre la mitad del número de muestras y con esto se obtiene la parte real e imaginaria del fasor, a partir de estos valores se calcula magnitud y el ángulo del fasor.

El cálculo del fasor se realiza nuevamente para cada ventana sin el uso de ningún dato estimado previamente, en otras palabras, este algoritmo solo depende de los datos de entrada, por esto los algoritmos no recursivos son un tanto excesivos en cuando a esfuerzo computacional.



**Figura 4.8.** Cálculo de fasores mediante la Transformada Discreta de Fourier no recursiva.

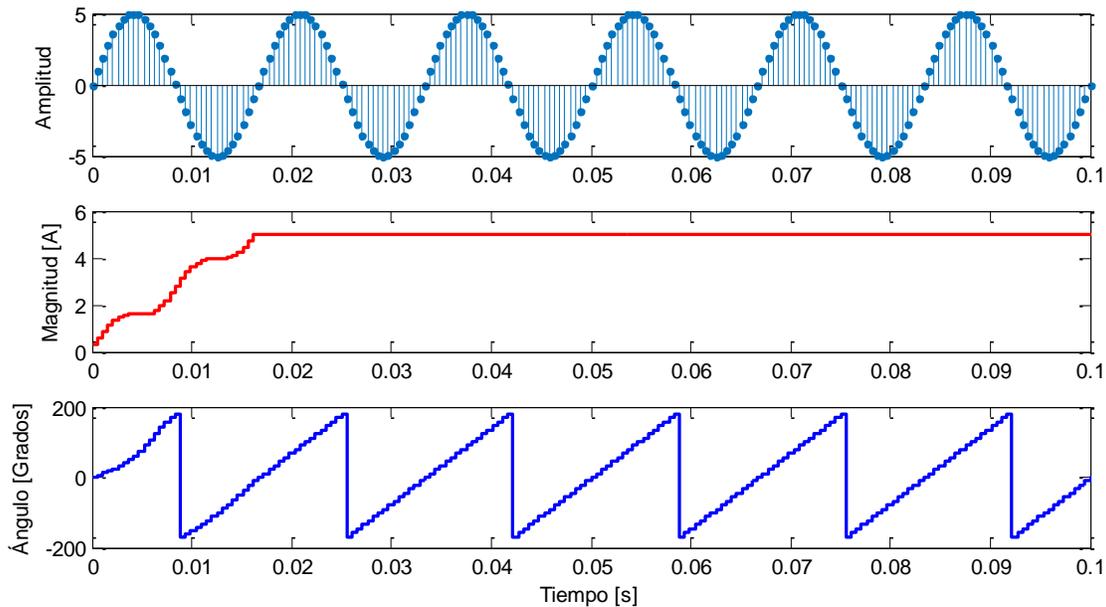
### 4.3.2.1 Prueba realizada a la DFT no recursiva.

A este algoritmo solo se le realizó una prueba, con el propósito de comparar la respuesta contra el algoritmo recursivo mostrado en la siguiente subsección.

En la figura 4.9 se muestra la respuesta de la DFT no recursiva ante una onda sinusoidal. En la figura se muestra la señal procesada, la magnitud y ángulo de los fasores calculados.

En la figura 4.9 se muestra una magnitud de 5 A, y el ángulo del fasor estimado después de 1 ciclo (16 ms). Se muestra que el fasor está girando en sentido contrario a las manecillas del reloj de  $-180^\circ$  a  $0^\circ$  y después de  $0^\circ$  a  $180^\circ$ .

La actualización del giro del fasor dependerá del número de muestras que se utilicen para la estimación, en este caso se utilizan 32 muestras y cada vez que entra una nueva muestra el fasor avanza (se actualiza)  $11.25^\circ$  adelante del fasor anterior, esta actualización se debe a que un giro completo del fasor equivale a  $360^\circ$ , y esta cantidad es dividida entre el número de muestras  $360^\circ/32=11.25^\circ$ .



**Figura 4.9.** Respuesta de la DFT no recursiva.

### **4.3.3 Transformada Discreta de Fourier recursiva.**

Los bloques utilizados en *Simulink* para el cálculo de fasores por medio de la Transformada Discreta de Fourier recursiva se muestran en la figura 4.10, y el proceso para la estimación del fasor se describe a continuación.

1. En la parte superior de la figura 4.10 se muestran los bloques principales para el cálculo de fasores. Se muestra la señal de entrada de la fase A, esta señal fue procesada para obtener solo 32 muestras por ciclo, equivalente a una frecuencia de muestreo de 1920 Hz. Y en el primer bloque se multiplica cada nueva muestra por las señales de referencia seno y coseno (también a una frecuencia de muestreo de 1920 Hz).
2. En el segundo bloque se realiza el cálculo del fasor de manera recursiva a partir de sus entradas (parte real e imaginaria), y la retroalimentación del fasor.

El cálculo del fasor se divide en dos partes, la primera parte está limitada por la parte azul, y esta solo se utiliza en el primer ciclo para el cálculo del primer fasor con 32 muestras, una vez que la ventana de datos está completa un bloque de control establecido a un tiempo de un ciclo ( $1/60$  s) cambia la salida y en ese momento solo se utiliza la parte inferior limitada en color rojo.

En la parte en color rojo se retroalimenta el primer fasor y a este se le elimina (se sustrae) la primera muestra (multiplicada por las referencias) que entro a la ventana de datos del fasor y se actualiza (se suma) el fasor con la nueva muestra con su respectiva multiplicación de las referencias seno y coseno.

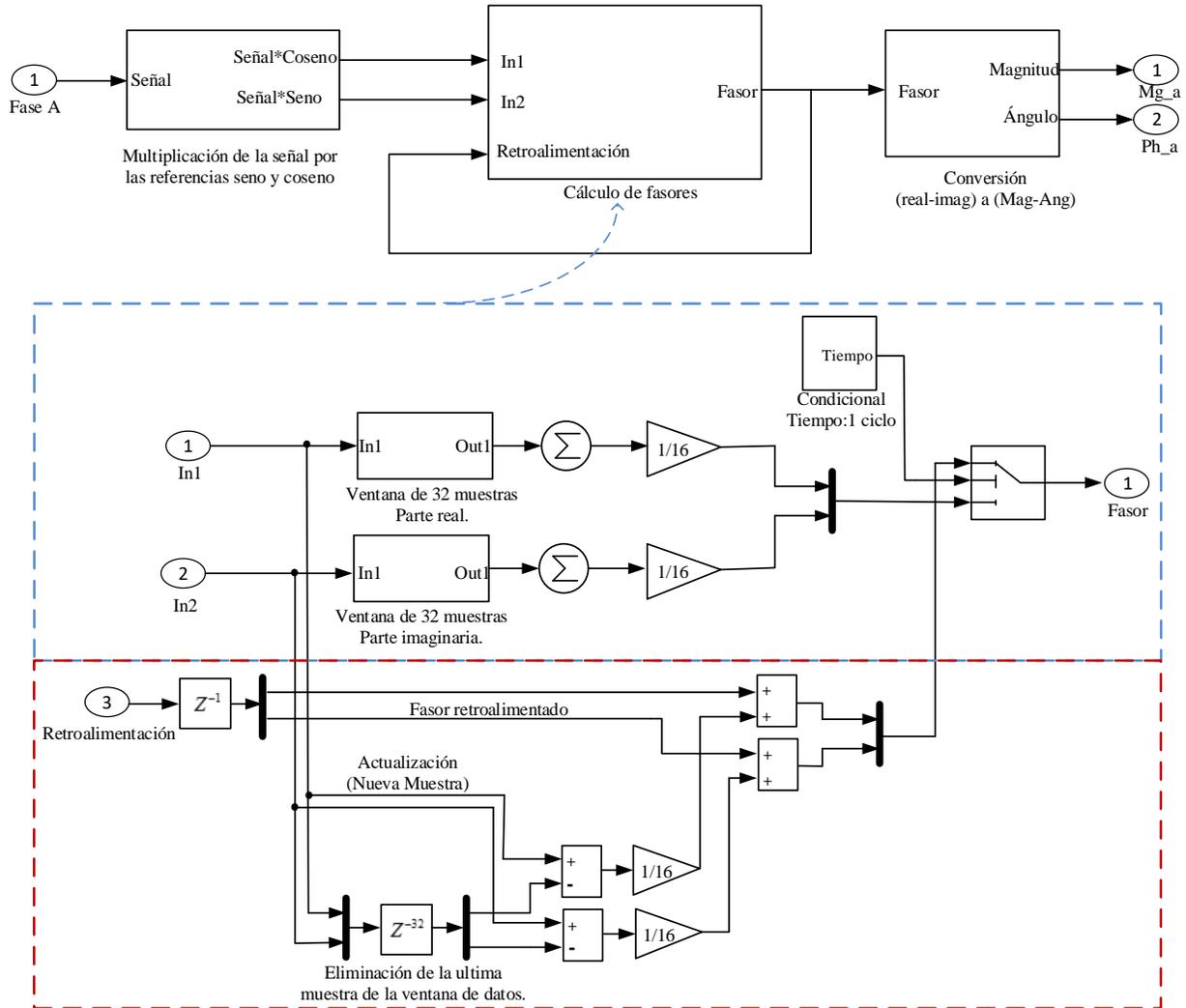
3. Después de esto el proceso se vuelve recursivo y se obtiene el segundo fasor, se retroalimenta y se realiza la misma operación.

La ventaja se hace evidente ya que se realizan menos cálculos al tener el fasor retroalimentado y a este solo se le elimina un valor y se le suma el actual en comparación con el algoritmo no recursivo, en el cual se repiten todas las multiplicaciones y sumas cada que entra una nueva muestra.

4. En el último bloque calcula la magnitud y el ángulo a partir de la parte real e imaginaria.

**CAPÍTULO 4. SIMULACIÓN DE LA UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL Y LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA.**

En este trabajo las señales de referencia se generan a partir de señales seno y coseno en el programa simulink con una frecuencia de 60 Hz, con una amplitud unitaria y muestreadas constantemente a una frecuencia de 1920 Hz. Sin embargo existen otros métodos para la estimación del fasor de manera recursiva como el propuesto en [19].



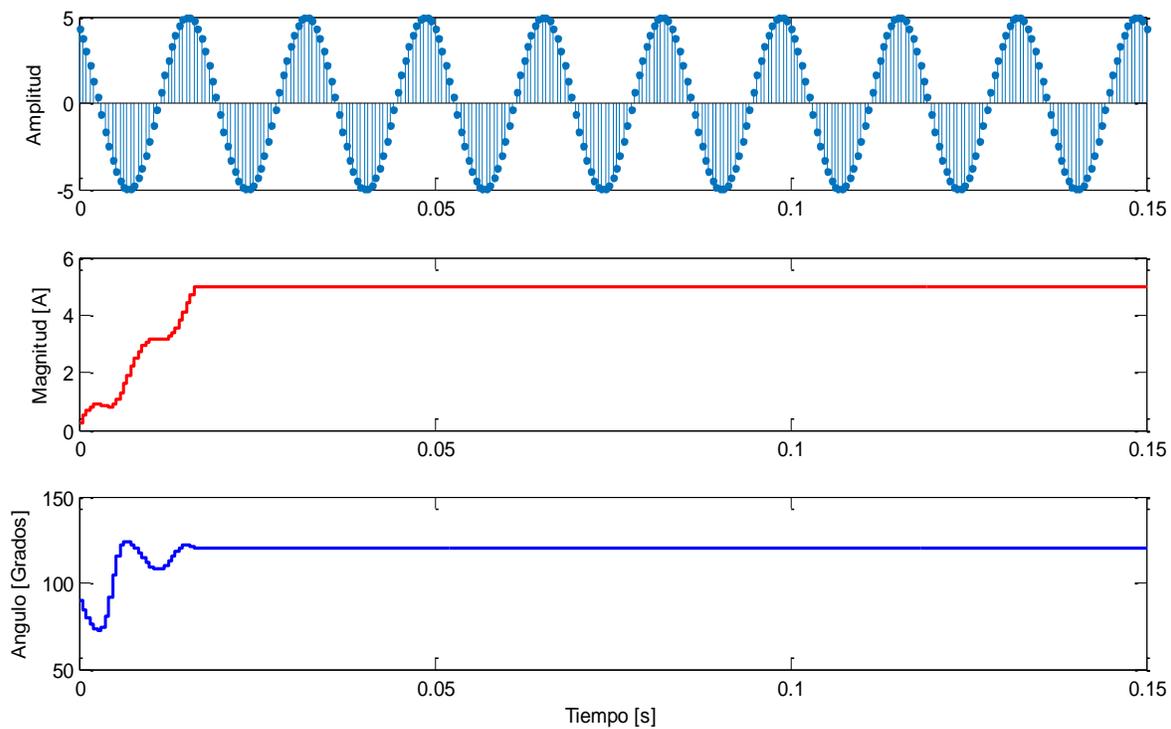
**Figura 4.10** Cálculo de fasores mediante la Transformada Discreta de Fourier recursiva.

En este trabajo no se aplicó un reinicio al algoritmo recursivo debido a que las respuestas fueron alentadoras ya que al utilizar todos los dígitos en las simulaciones para el cálculo del fasor no se notó un error por redondeo o truncamiento significativo después de varias horas de utilizar el algoritmo recursivo, aplicando y removiendo fallas en el sistema constantemente. Sin embargo esto debe ser tomado en cuenta en una implementación física.

En este trabajo se utilizó la DFT recursiva mediante los bloques de la figura 4.10. Las pruebas realizadas a este algoritmo se muestran en la siguiente subsección, se probó ante una señal en estado estable, ante una variación en la magnitud y en la sección 4.3.1 se mostró la respuesta ante una falla utilizando el filtro *mimic*.

#### 4.3.3.1 Pruebas realizadas a la DFT recursiva.

En la figura 4.11 se muestra la respuesta de la Transformada Discreta de Fourier recursiva ante una onda sinusoidal de 60 Hz con amplitud de 5 A y un con un desfase de  $120^\circ$  (Fase B de un sistema trifásico), el cálculo del fasor lo realizó en 16 ms y como se puede observar el ángulo medido se mantiene constante y no varía (gira) entre  $180^\circ$  y  $-180^\circ$  como en el caso del algoritmo no recursivo.

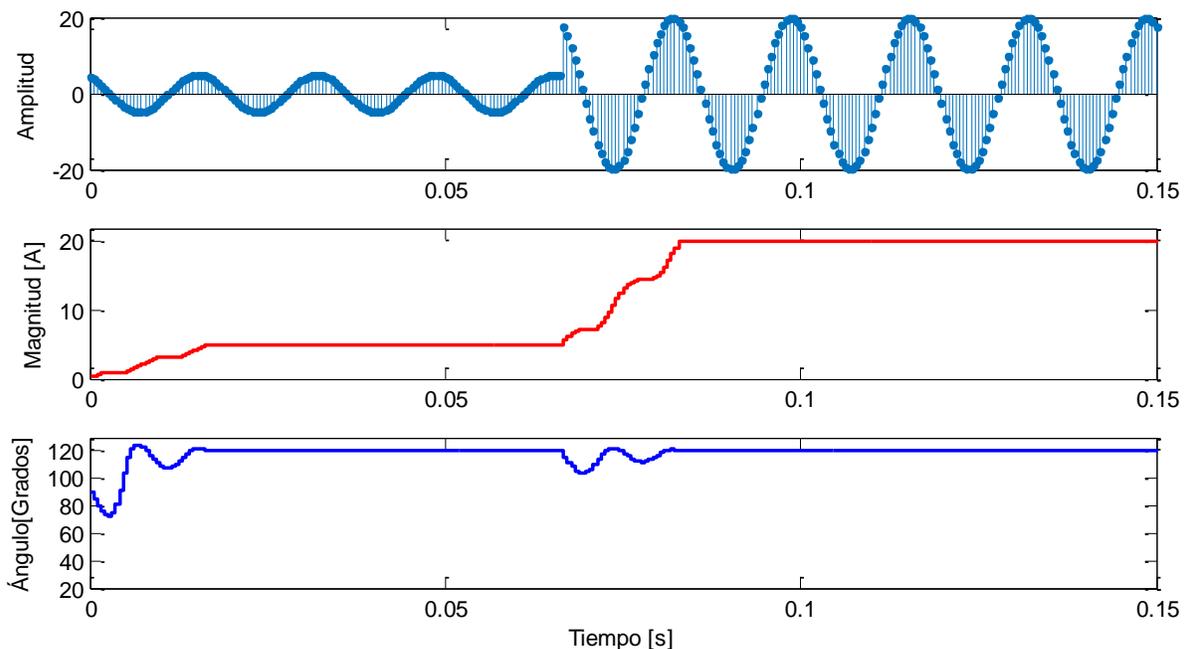


**Figura 4.11** Respuesta de la DFT recursiva (Magnitud y ángulo de la fase B).

Para este algoritmo recursivo se utiliza un menor número de multiplicaciones para actualizar un nuevo fasor después de un ciclo, ya que solo se le resta la última muestra y se le adiciona

el nuevo valor multiplicado por las referencias seno y coseno. Debido a esto, el fasor con una señal constante de entrada permanece estacionario en el plano complejo.

En la figura 4.12 se muestra la respuesta ante el mismo caso pero con un cambio de 4 veces la amplitud de la señal después de un cierto tiempo. Después de ocurrir el cambio de magnitud en la señal al algoritmo recursivo calcula la nueva magnitud del fasor después de un ciclo (16 ms), y solo hay una pequeña variación en el ángulo que se vuelve a establecer en  $120^\circ$  después de un ciclo.



**Figura 4.12** Respuesta de la DFT recursiva con un cambio en la amplitud de la onda sinusoidal (Magnitud y ángulo).

En este trabajo se utilizó la DFT recursiva ya que mantiene un valor constante en el ángulo del fasor, en las figuras 4.11 y 4.12 se muestra un ángulo de  $120^\circ$  para la fase B de un sistema trifásico, si se toma en cuenta que el sistema es balanceado, los tres fasores tendrían la misma magnitud, sin embargo el ángulo de cada fasor estaría desfasado  $120^\circ$  el uno del otro.

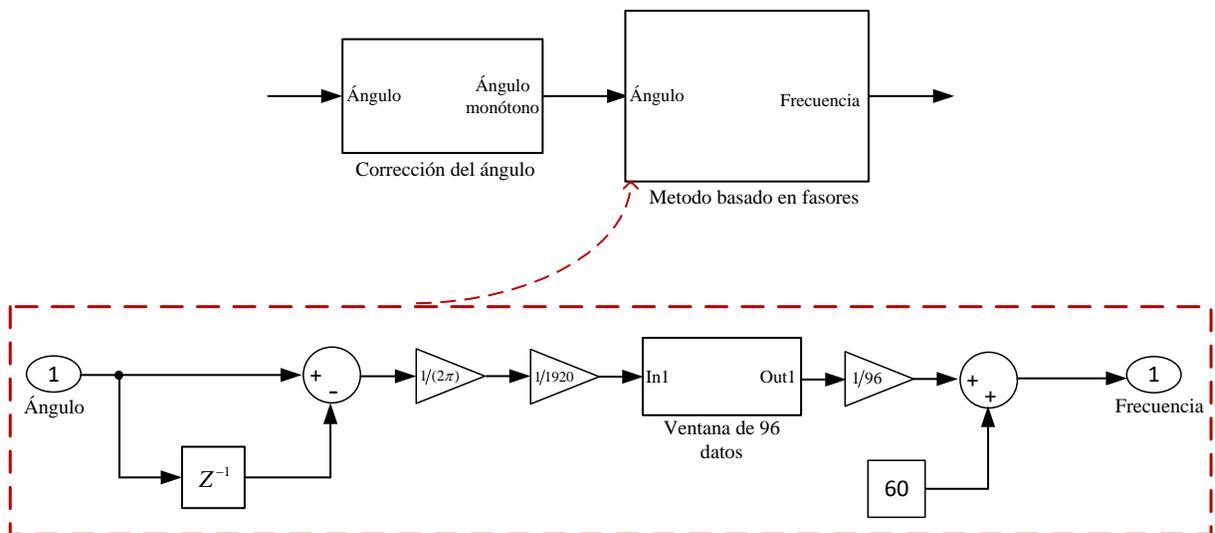
Además de esto el efecto de mantener constante el ángulo servirá también para la estimación de la frecuencia del sistema de manera local, la cual se explica en la siguiente sección.

#### 4.4 Estimación de la frecuencia.

Después calcular los fasores de cada fase del sistema con la Transformada Discreta de Fourier recursiva se realizaron pruebas para estimar la frecuencia del sistema de manera local. Para lograr esto se probaron dos métodos, usando mínimos cuadrados ponderados y calculo basado en fasores. Las pruebas realizadas a estos métodos se muestran en el apéndice A y se demuestra que el método basado en fasores se desempeña mejor antes diferentes cambios en la frecuencia, y por esto solo se utiliza dicho método en este trabajo.

Los bloques desarrollados para la estimación de la frecuencia basada en fasores se muestran en la figura 4.13, el primer bloque corrige el ángulo de los fasores como se mencionó en el capítulo 3 en la estimación de la frecuencia para hacer el ángulo monótono y eliminar los cambios en el ángulo cuando este cambia de  $-\pi$  a  $+\pi$ .

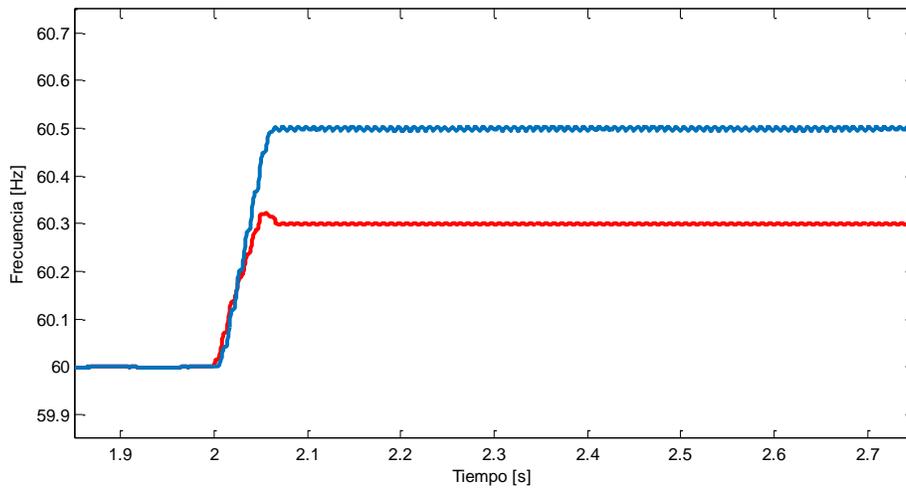
Después de este proceso se estima la frecuencia con base en la ecuación 3.34. Por los resultados mostrados en el apéndice A se eligió realizar la estimación con una ventana de 3 ciclos (o mayor) y cada ciclo contiene 32 valores de los ángulos estimados con la DFT recursiva. Como se mencionó anteriormente el ángulo que se utiliza para la estimación de la frecuencia puede ser por fase o el ángulo resultante del fasor de las componentes de secuencia positiva.



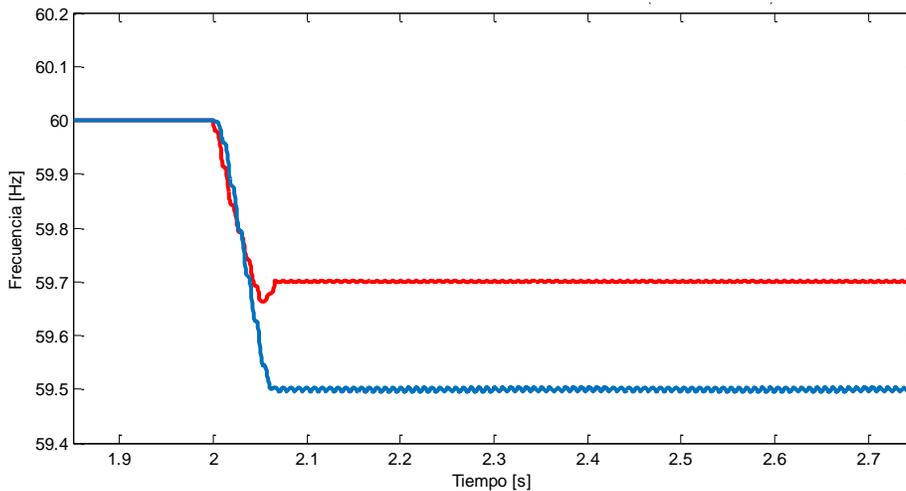
**Figura 4.13** Estimación de la frecuencia por medio del ángulo de los fasores.

#### 4.4.1 Pruebas realizadas al estimador de frecuencia.

En la figura 4.14 se muestra la estimación de la frecuencia por medio del algoritmo basado en fasores para diferentes cambios en la frecuencia (0.3 y 0.5 Hz), se utilizaron 3 ciclos en la ventana de datos para la estimación, se observa en la figura que para pequeñas frecuencias puede haber un sobretiro en el cálculo de la frecuencia, sin embargo con frecuencias mayores el sobretiro disminuye, y por arriba de 0.5 Hz no hay sobretiro en la estimación de la frecuencia. El sobretiro también disminuye aumentando la ventana de datos sin embargo se aumenta el tiempo de estimación, otras pruebas del algoritmo se muestran en el apéndice A. Lo mismo ocurre para cambios negativos a la frecuencia nominal y esto se muestra en la figura 4.15.



**Figura 4.14.** Estimación de frecuencia con variaciones de 0.3 y 0.5 Hz en la frecuencia nominal.



**Figura 4.15.** Estimación de frecuencia con variaciones de -0.3 y -0.5 Hz en la frecuencia nominal.

#### 4.5 Corrección de fasores a frecuencias no nominales.

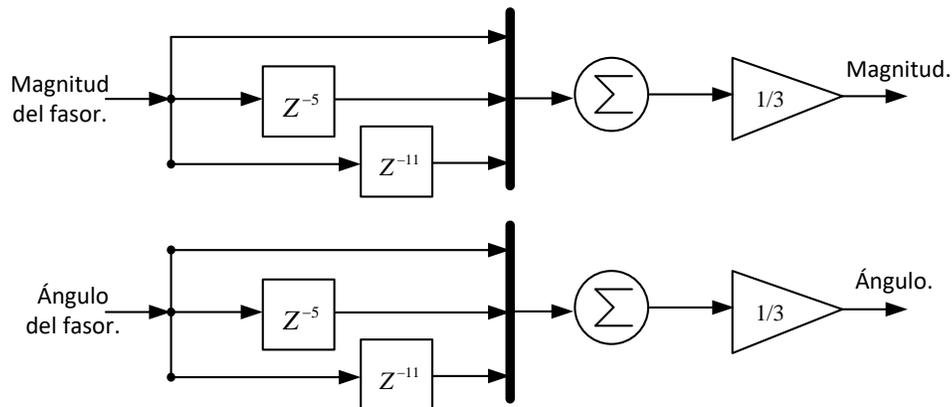
La etapa de corrección del fasor para frecuencias no nominales con el filtro de promedios se muestra en la figura 4.16, el filtro de promedios se explicó en el capítulo 3 así como la influencia que tiene el factor P cuando están presentes frecuencias no nominales. La corrección de los fasores se realiza con el filtro de promedios y el factor P.

##### 4.5.1 Filtro de promedios.

Para este simple pero eficiente filtro se obtienen 3 puntos y se promedian, para esto se utilizó la onda sinusoidal mostrada en la figura 3.6 donde se hace referencia a estos 3 puntos como  $0^\circ$ ,  $60^\circ$  y  $120^\circ$  de la onda sinusoidal de 60 Hz.

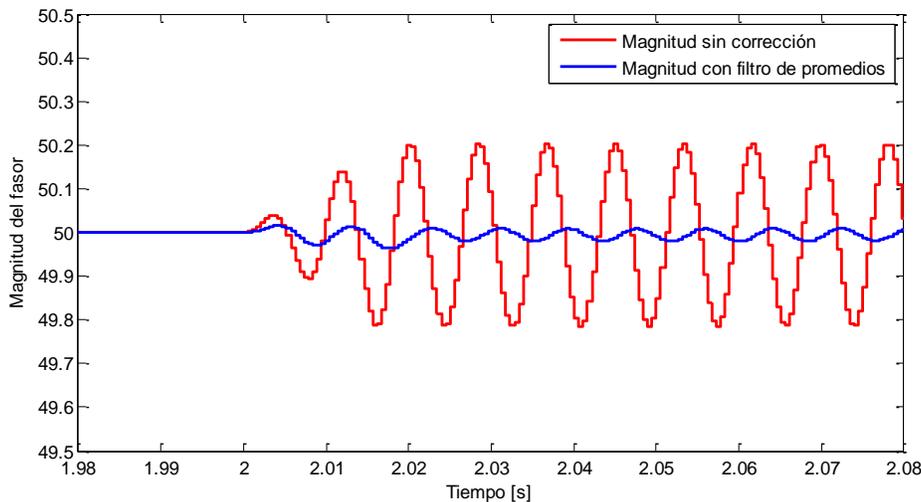
El filtro de promedios se muestra en la figura 4.16, este filtro es aplicado a la salida de la DFT recursiva como se muestra en la figura 4.2, tanto en la magnitud así como en el ángulo del fasor, este filtro realiza un promedio de tres puntos para eliminar el rizo generado por frecuencias diferentes a la nominal en los fasores.

Para elegir estos 3 puntos se toma en cuenta que se está trabajando con 32 muestras por ciclo y que cada muestra en un ciclo representa  $360^\circ/32 = 11.25^\circ$ , por lo tanto el promedio se realiza con la primera muestra equivalente a  $0^\circ$ , la quinta y la onceava muestra equivalentes a  $56.25^\circ$  y  $123.75^\circ$  respectivamente.



**Figura 4.16.** Filtro de promedios.

En la figura 4.17 se muestra la respuesta de la magnitud del fasor ante un cambio en la frecuencia nominal de +0.5 Hz en un tiempo de dos segundos. Se puede observar en rojo que cuando existen frecuencias diferentes a la nominal la magnitud del fasor tiende a oscilar, sin embargo, con el filtro de promedios el rizo causado por el factor Q disminuye considerablemente, la señal con el filtro de promedios se muestra en color azul.



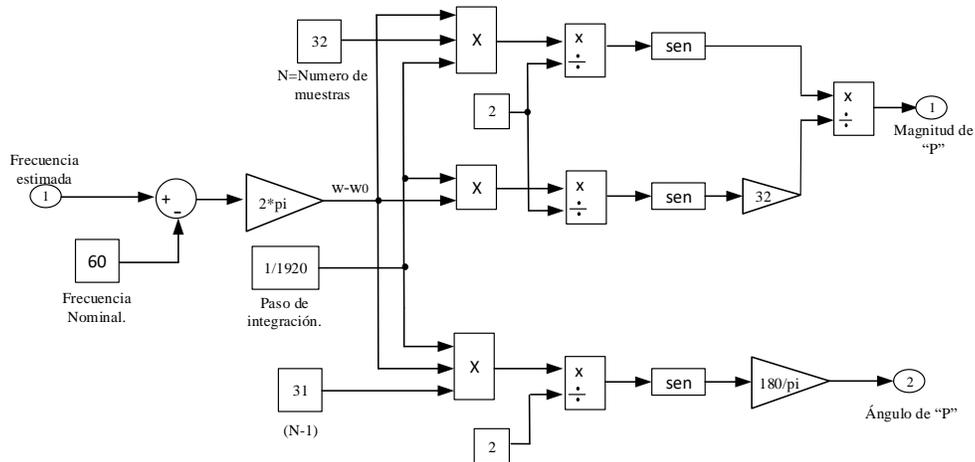
**Figura 4.17.** Magnitud del fasor a frecuencias no nominal y corrección con filtro de promedios.

Como se puede observar en la figura 4.17, el filtro promedios atenúa el rizo generado por frecuencia diferentes a la nominal en el sistema, sin embargo, se debe tomar en cuenta que este filtro genera un retardo de 5 ms adicional en el cálculo del fasor. El mismo rizo se presenta en la estimación del ángulo y se muestra en la figura 4.21.

#### **4.5.2 Cálculo del factor P.**

El cálculo del factor P ( $|P| \angle P$ ) se realizó con la ecuación 3.23 descrita en el capítulo 3, este factor depende de frecuencia actual del sistema y se multiplica por los fasores después de pasar por el filtro de promedios, los bloques utilizados para la simulación de este filtro se muestra en la figura 4.18, donde a partir de la frecuencia estimada se calcula la magnitud y el ángulo de este factor.

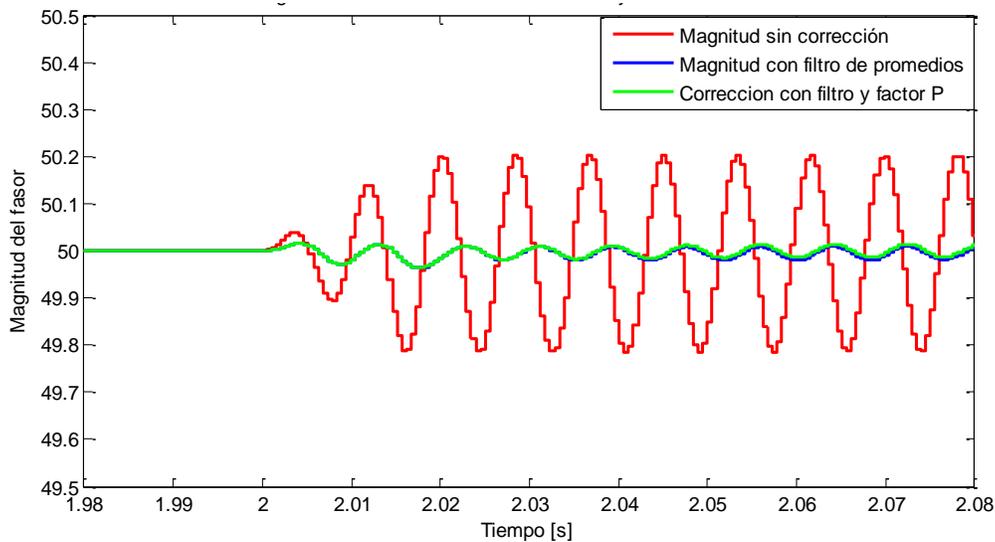
**CAPÍTULO 4. SIMULACIÓN DE LA UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL Y LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA.**



**Figura 4.18.** Factor “P”.

El resultado de utilizar este factor en la magnitud de un fasor cuando se presentan frecuencias diferentes a la nominal se muestra en la figura 4.19.

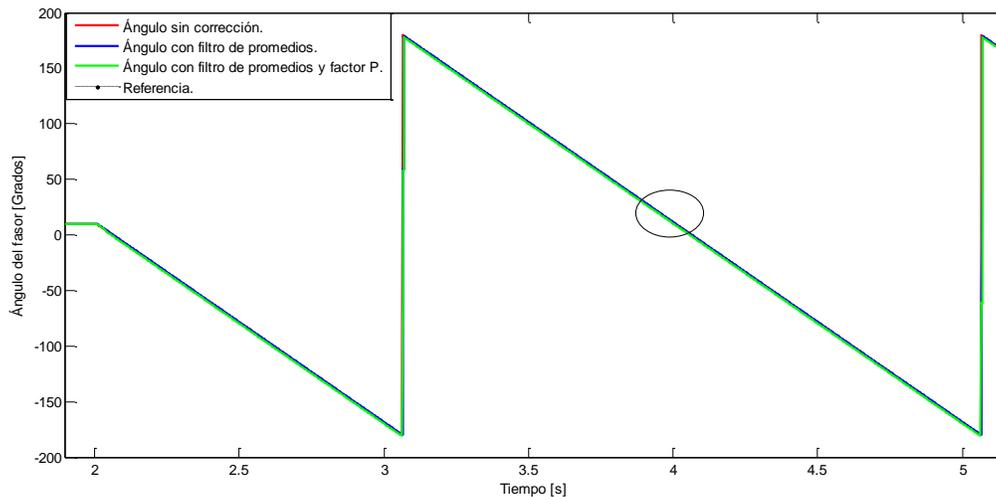
En color verde, se puede observar que el efecto que causa el factor P en la magnitud del fasor con respecto a la magnitud del filtro promedios es mínimo, esto se debe a que la magnitud de P solo varía de 1 a 0.98886 cuando el cambio en la frecuencia varía de 0 a 5 Hz respectivamente. El cambio en la frecuencia para esta prueba se realiza en el segundo 2 de la simulación y se cambia a una frecuencia de 59.5Hz.



**Figura 4.19.** Magnitud del fasor a frecuencias no nominal y corrección con filtro de promedios y factor P.

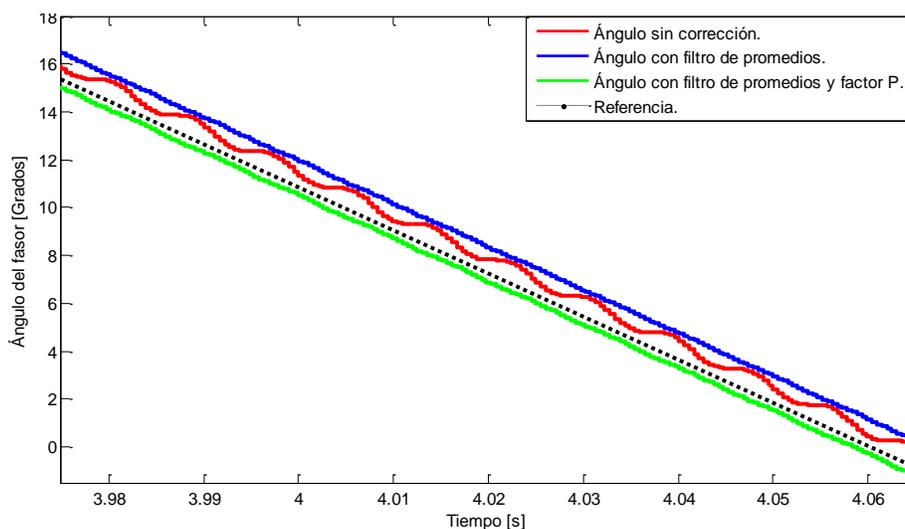
#### CAPÍTULO 4. SIMULACIÓN DE LA UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL Y LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA.

El efecto de este factor es mucho más evidente en el ángulo resultante del fasor ya que el ángulo del factor P varía de  $0^\circ$  a  $14.37^\circ$  cuando el cambio en la frecuencia varía de 0 a 5 Hz respectivamente. En la figura 4.20 se muestra que al variar la frecuencia en el segundo 2, el ángulo del fasor que permanecía constante, empieza a variar entre  $-180^\circ$  y  $180^\circ$ .



**Figura 4.20.** Ángulo del fasor a frecuencia no nominal y corrección con filtro de promedios y factor P.

En la figura 4.21 se muestra un acercamiento de la figura 4.20 y se observa que el ángulo sin el filtro de promedios presenta un rizo debido al factor Q en color rojo, en azul se observa cómo se elimina el rizo con el filtro de promedios y en color verde es el fasor resultante debido a la multiplicación por el factor P.



**Figura 4.21.** Acercamiento del ángulo del fasor a frecuencias no nominal.

Con esta corrección el fasor disminuye el ángulo en  $1.44^\circ$  aproximadamente y este ángulo aumentaría conforme aumenta la variación en la frecuencia en el sistema. En la misma figura se muestra la referencia del ángulo en línea punteada, se puede observar que con el factor P disminuye el error en el ángulo del fasor.

En la referencia [25] se muestran estas pruebas pero con cambios en la frecuencia de 5 Hz para hacer más evidente los cambios en magnitud y ángulo cuando hay frecuencias no nominales en el sistema, demostrando que con este factor el error en el ángulo de los fasores se reduce a menos de 1% de acuerdo a lo requerido por la norma de IEEE [13].

#### **4.6 Reporte de sincrofasores.**

El reporte de sincrofasores dependerá de la aplicación, en esta tesis los sincrofasores son aplicados a protecciones y para esto se utiliza una velocidad de reporte de 120 sincrofasores por segundo (2 sincrofasores por ciclo), los cuales son suficientes para utilizarlos en la protección diferencial de línea y para asegurar la estabilidad del sistema de potencia [28 y 29].

##### **4.6.1 Etiqueta de tiempo.**

La etiqueta de tiempo se aplica cada 16 muestras, esto equivale a etiquetar dos fasores por ciclo (120f/s). La estampa de tiempo contiene (hh:mm:ss y  $Frac\_sec$ ) ya que en este caso se envían 120 fasores por segundo, la opción de  $Frac\_sec$  va desde 0 hasta 119 y cuando empieza otro segundo vuelve a empezar en 0. En caso de necesitar un menor número de fasores solo se reduce el alcance de este valor en la simulación.

La etiqueta de tiempo se le asigna de acuerdo a un reloj en la simulación, de esta manera se podrán tomar en cuenta los retardos en los canales de comunicación y cuando se reúnan los datos en otro PMU o PDC solo se comparan los datos que contengan la misma etiqueta de tiempo, de esta manera se tiene el estado del sistema en el mismo instante de tiempo. Los fasores se calculan cada que avanza la ventana de datos (cada muestra), sin embargo solo se transmitirá el fasor al que se le asigna la etiqueta de tiempo.

#### 4.6.2 Alineación de sincrofasores.

Tomando en cuenta que se tienen dos PMU en la simulación, cada uno en un extremo de una línea de transmisión como se muestra en la figura 4.22, el PMU 2 ubicado en el bus 3 estará enviando datos al PMU 1 ubicado en el bus 2. Se aplicará un cierto retardo tomando en cuenta que se tiene un canal de comunicación de fibra óptica, el retardo que se tomara en cuenta es de 1ms tomando en cuenta la tabla 3.2 para después alinear las mediciones en el PMU 1.

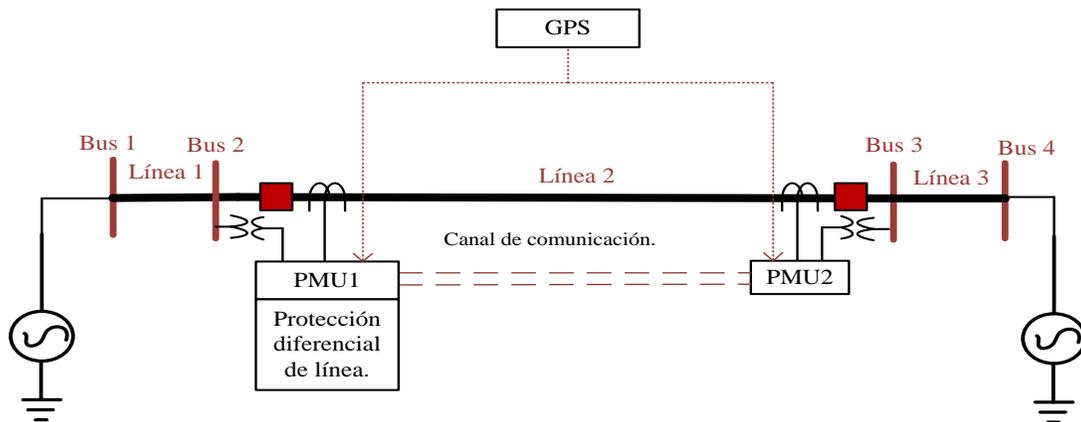
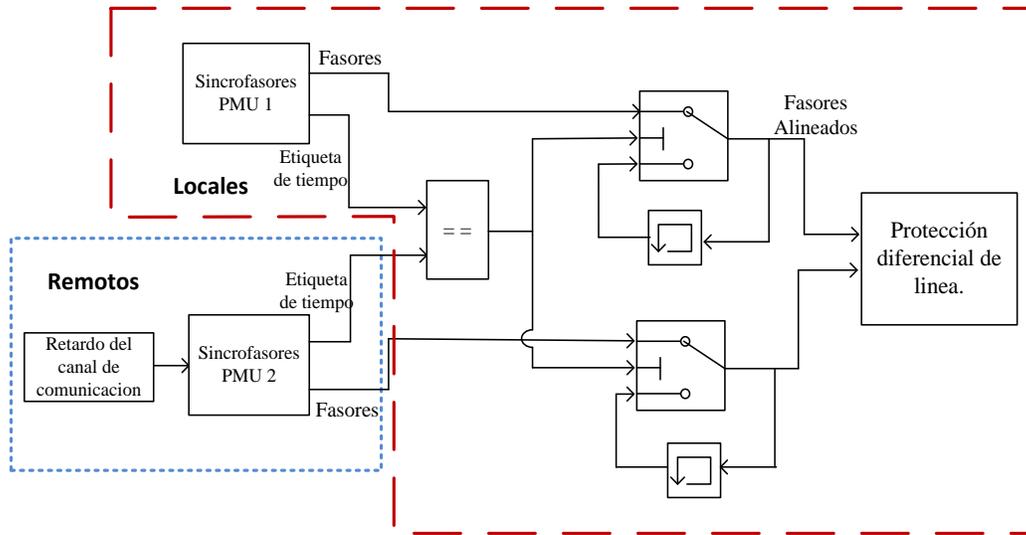


Figura 4.22 Red eléctrica con dos PMU en los extremos de una línea de transmisión.

Observando la figura 4.23, cuando el PMU 1 recibe los sincrofasores del PMU 2 con un retardo de 1 ms, se comparan las etiquetas de tiempo de cada fasor, esto se realizó con un comparador el cual tendrá a su salida un cero (0) si las etiquetas no son iguales y un uno (1) cuando las etiquetas de tiempo coincidan.

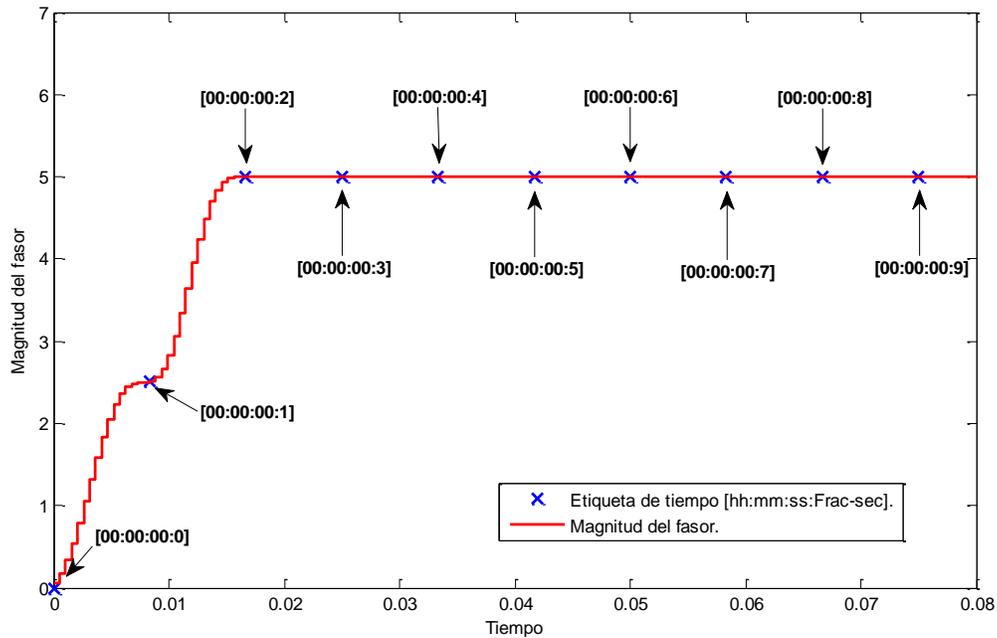
El bloque al que está conectado el comparador es un bloque de control, este control tiene tres entradas, la segunda de estas entradas decide si permite pasar la entrada 1 o la 3. Como se puede observar a la entrada 1 están conectados los datos del mensaje (fasores y frecuencia) y en la entrada 3 se tiene una retroalimentación que mantiene los últimos datos para los tiempos en los que las etiquetas de tiempo no son iguales y se actualizan los nuevos datos hasta que coincidan las siguientes etiquetas de tiempo y esto solo ocurrirá cuando la salida del comparador es igual a 1, con esto los bloques de control permitirán pasar el mensaje con los datos ya alineados de acuerdo a su etiqueta de tiempo.

**CAPÍTULO 4. SIMULACIÓN DE LA UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL Y LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA.**



**Figura 4.23** Diagrama para la alineación de fasores.

Después de estar alineados los datos con base en su etiqueta de tiempo estos pueden ser utilizados para distintas aplicaciones. Lo mismo ocurrirá si se recolectaran los datos de más de 2 PMU's en una red más amplia. Un ejemplo del etiquetado de los fasores se muestra en la figura 4.24.



**Figura 4.24.** Etiqueta de tiempo en la magnitud de un fasor.

En la figura 4.24 solo se muestra la magnitud de un fasor con la etiqueta de tiempo, sin embargo el etiquetado es para todo el mensaje de datos que se envía, el mensaje incluye la magnitud y ángulo de los fasores de tensión y corriente así como la frecuencia. Esta etiqueta de tiempo se asigna cada 8 ms, y contiene la hora, el minuto, segundo y fracción de segundo en el que se tomó la medición.

### 4.6.3 Mensaje de datos.

Desde la perspectiva de diseño del relevador, la restricción primaria de un sistema de protección diferencial de línea numérico es el requerimiento de trabajar con un canal de comunicación limitado en cuando al ancho de banda. En la actualidad los relevadores diferenciales de línea trabajan con canales de comunicación de fibra óptica de 64 kbps [37].

El mensaje se transmite por el canal de fibra óptica cada 8ms, contiene las tensiones y corrientes de las tres fases, la frecuencia estimada localmente y la etiqueta de tiempo. El mensaje se muestra en la tabla 4.1.

**Tabla 4.1.** Mensaje de datos enviados por el PMU.

<b>Datos útiles</b>	$V_a$	$V_b$	$V_c$	$I_a$	$I_b$	$I_c$	$f$	$Hh:mm:ss:frac\_sec$
<b>Bytes por dato.</b>	4	4	4	4	4	4	4	8

Tomando en cuenta la norma IEEE C37.118.2-2011 y los valores recomendados por esta para la asignación de ciertos bytes a cada uno de los datos enviados en el mensaje de datos, se asigna 2 bytes para la magnitud de un fasor y 2 bytes para el ángulo del fasor, tomando en cuenta que se está enviando en forma polar. Para el caso de la frecuencia se asignan 4 bytes,

#### **CAPÍTULO 4. SIMULACIÓN DE LA UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL Y LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA.**

---

esta puede ser enviada como la frecuencia medida o solo el cambio que tiene la frecuencia respecto a 60 Hz, y por último se asigna 8 bytes a la etiqueta de tiempo.

El mensaje contiene un total de 36 bytes de datos útiles, los datos útiles es la información requerida en el extremo receptor, en el caso de la protección diferencial de línea los datos útiles son las corrientes codificadas y la etiqueta de tiempo.

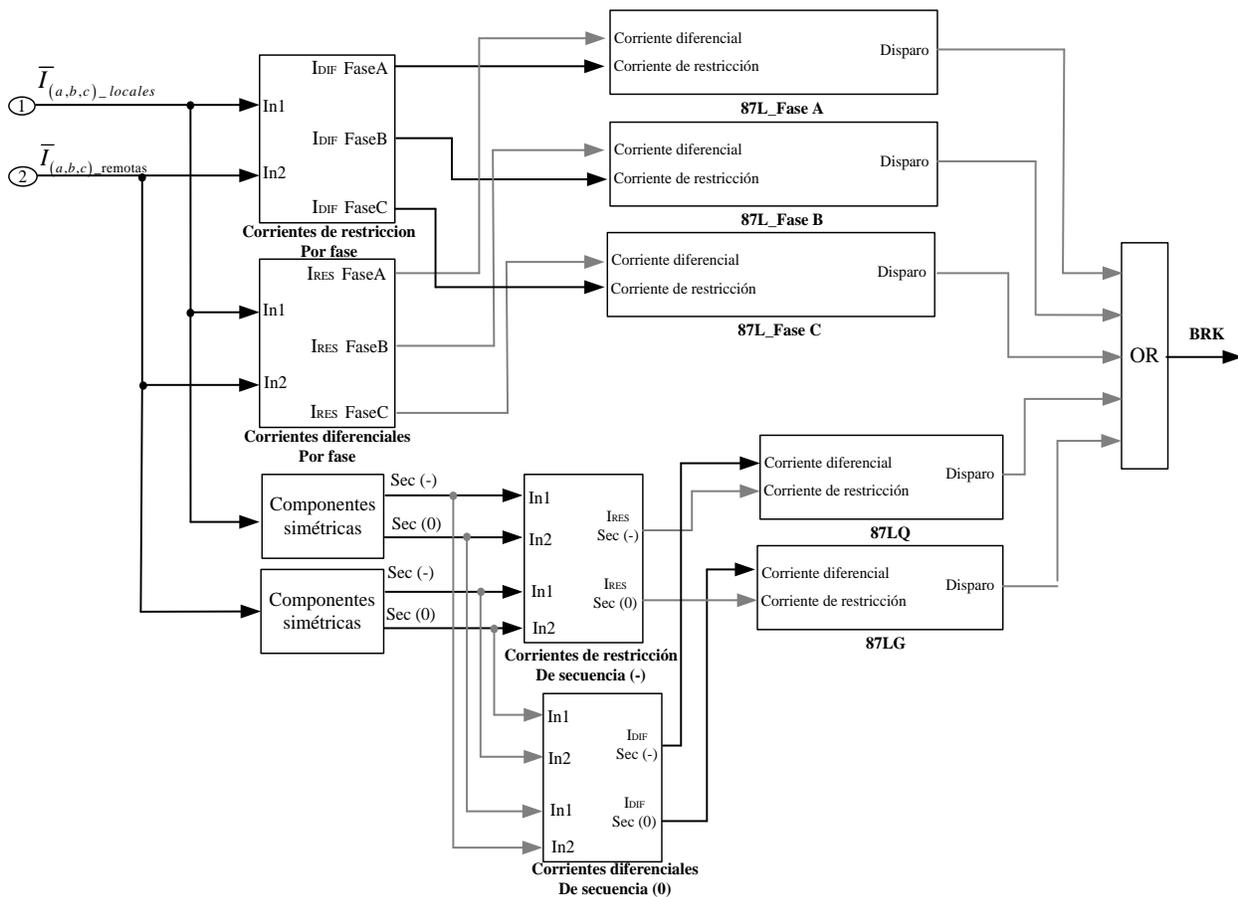
Sin embargo, como cualquier esquema de comunicación, siempre hay cierta sobrecarga en el paquete de comunicación por arriba de la carga útil real. La sobrecarga al mensaje incluye un encabezado para distinguir los paquetes consecutivos, direccionamiento para prevenir conexiones cruzadas, pueden contener DTT (Disparo directo transferido) entre otros datos, y se requiere como mínimo un aproximado de 6 bytes para información de sobrecarga [37].

Al enviar los datos útiles y la información de sobrecarga resulta en un mensaje de 42 bytes equivalente a 336 bits por cada mensaje enviado, tomando en cuenta que se envían 2 mensajes por ciclo (cada 8 ms), esto es equivalente a *672 bits cada ciclo* y *40320 bits por segundo*. Por lo tanto, es posible enviar estos datos de un extremo a otro utilizando un canal de 64 kbps.

En este trabajo solo se aplicó el PMU a la protección diferencial de línea, por lo tanto solo se utilizan las corrientes por fase de cada extremo y los cálculos de los requerimientos del canal de comunicación solo para las corrientes se presentan en el siguiente capítulo.

### 4.7 Protección diferencial de línea.

Una vez que la información está alineada con respecto a la etiqueta de tiempo se utilizan los fasores de las corrientes locales y remotas para la protección diferencial de línea. Los elementos que conforman la protección diferencial de línea se muestran en la figura 4.25, la protección diferencial se realiza utilizando las corrientes de fase y las corrientes de secuencia negativa y cero para detectar fallas de alta impedancia. Algunos de los elementos de la figura 4.25 se muestran a detalle el en apéndice B.



**Figura 4.25.** Protección diferencial de línea.

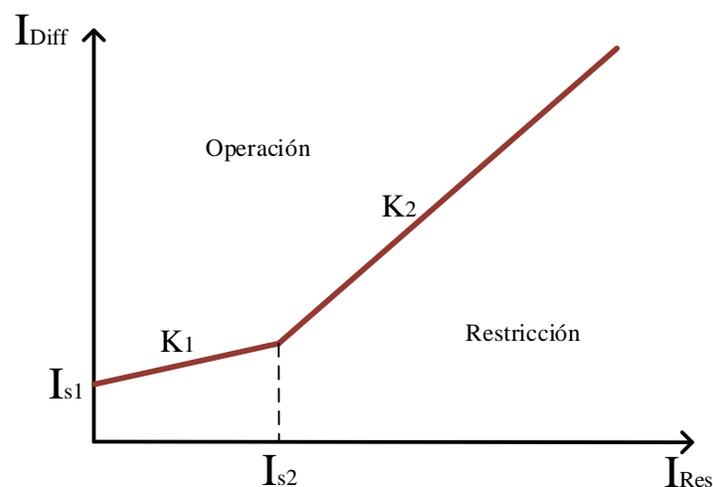
Como se puede observar en la figura 4.25, para la protección diferencial por fase se calculan las corrientes de restricción y diferencial, después entran a la característica diferencial porcentual, con la cual se detecta si existe una falla dentro de su zona de protección delimitada por los TC's. De la misma manera ocurre para los elementos de secuencia negativa y cero, a

partir de las corrientes de ambos extremos se calculan las corrientes de secuencia, se obtienen las corrientes de restricción y diferencial para las componentes de secuencia negativa y cero, y por ultimo entran a la característica diferencial porcentual.

Algunas de las protecciones pueden tener poca sensibilidad cuando ocurren fallas con alta impedancia bajo condiciones de carga. Por esto, algunas protecciones como la protección diferencial a menudo implementa elementos extra con componentes de secuencia negativa o cero.

#### **4.7.1 Simulación de la característica diferencial porcentual.**

La característica diferencial porcentual del relevador se describió en el capítulo 2, un relevador numérico puede tener varias pendientes, sin embargo para las pruebas realizadas se utilizó la característica diferencial porcentual de la figura 4.26, esta característica diferencial está formada por dos pendientes ( $K_1$  y  $K_2$ ) las cuales están en función de la corriente de restricción y los ajustes de  $I_{s1}$  y  $I_{s2}$ . Donde  $I_{s1}$  define el ajuste de la corriente diferencial, y  $I_{s2}$  es el ajuste de corriente de restricción para el término de la primera pendiente y el comienzo de la segunda pendiente. Y las ecuaciones 4.1 y 4.2 definen esta característica diferencial porcentual.



**Figura 4.26** Característica diferencial porcentual [5].

$$I_{DIF} > K_1 |I_{RES}| + I_{S1}$$

Para,  $|I_{RES}| < I_{S2}$

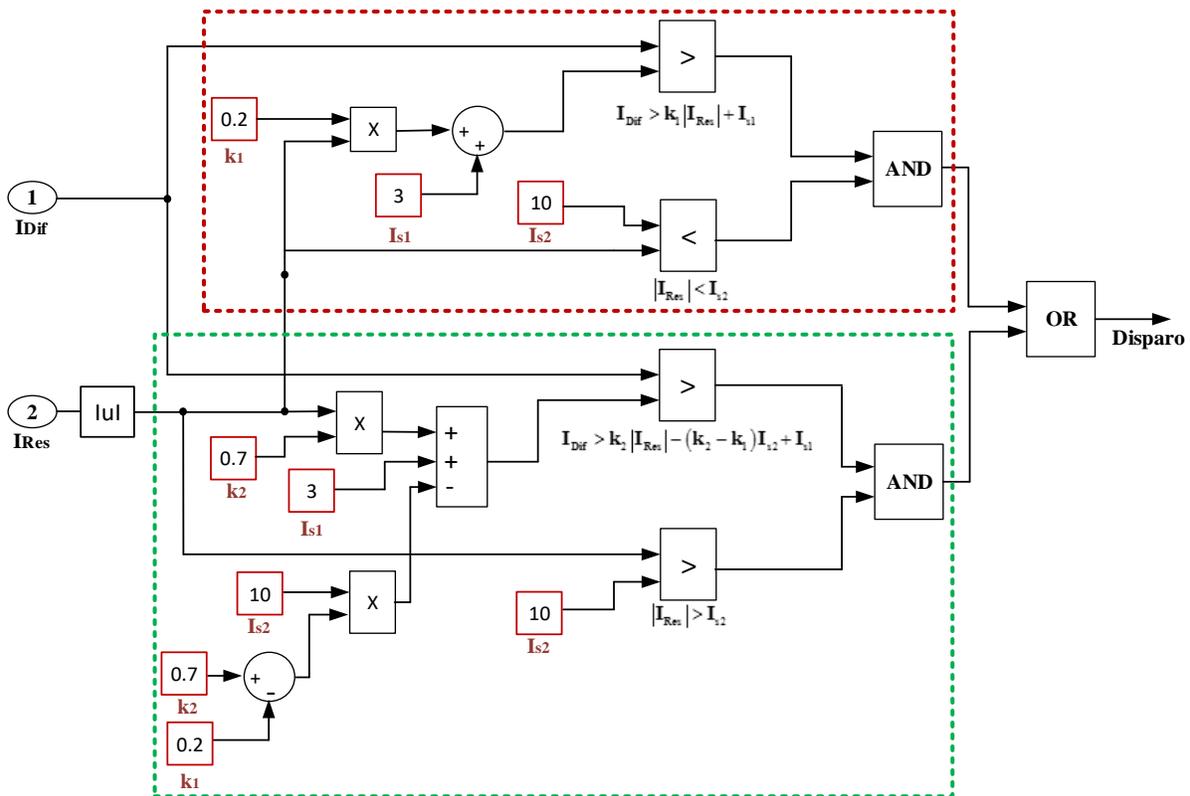
(4.1)

$$I_{DIF} > K_2 |I_{RES}| - (K_2 - K_1) I_{S2} + I_{S1}$$

Para,  $|I_{RES}| > I_{S2}$

(4.2)

La simulación de las ecuaciones 4.1 y 4.2 se muestra en la figura 4.27. Esta característica se aplica por fase y para las cantidades de secuencia negativa y cero mostradas en la figura 4.23 (87L\_A,87L\_B,87L\_C,87LQ y 87LG). La parte superior de la figura 4.27 en color rojo simula la ecuación 4.1 (Primera pendiente) y la parte inferior simula la ecuación 4.2 (Segunda pendiente). A la entrada de este bloque se tienen la corriente diferencial y la corriente de restricción, si la corriente diferencial sobrepasa los límites de la característica diferencial se enviara una señal de disparo a los interruptores en los extremos de las líneas.



**Figura 4.27.** Simulación de la característica diferencial porcentual.

### 4.7.2 Ajustes de la protección diferencial porcentual.

Para los ajustes de la protección diferencial se utilizaron las recomendaciones de [5] y [40], en la tabla 4.2 se muestran los ajustes recomendados para  $I_{S1}$ ,  $I_{S2}$ ,  $K_1$ , y  $K_2$ . Donde  $I_n$  es la corriente nominal del secundario de los transformadores de corriente.

**Tabla 4.2.** Ajustes para el relevador diferencial de línea [5].

PARÁMETROS	RANGO DE AJUSTE
Ajuste de la corriente diferencial $I_{S1}$	$(0.2 - 2.0)I_n$
Ajuste del límite de restricción $I_{S2}$	$(1.0 - 30.0)I_n$
Ajuste porcentual bajo $K_1$	$(0.3 - 1.5)$
Ajuste porcentual alto $K_2$	$(0.3 - 1.5)$

Otro factor a considerar para el ajuste es la existencia de corrientes de carga capacitivas (*charging currents*) entre fases de los conductores y entre fases y tierra. Estas corrientes hacen que aumenten las corrientes diferenciales, las cuales son vistas por la protección diferencial como “corrientes diferenciales falsas”.

La magnitud de las corrientes capacitivas depende de la capacitancia, tensión del sistema y longitud de la línea. Para cables subterráneos y líneas aéreas muy largas la magnitud puede llegar a afectar la posibilidad de lograr una protección diferencial sensible.

En este capítulo se describió la Unidad de Medición Fasorial desarrollada. Aunque esta unidad es capaz de reportar corrientes, tensiones y frecuencia, en el siguiente capítulo solo se utilizan las corrientes de ambos extremos de la línea para la protección diferencial de línea.

## **CAPÍTULO 5.**

### **PRUEBAS REALIZADAS A LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA.**

#### **5.1 Introducción.**

En este capítulo se aplican los sincrofasores calculados en el capítulo previo a la protección diferencial de línea. Aunque la protección diferencial de línea ya es ampliamente aplicada gracias a las tecnologías de los relevadores numéricos en conjunto con las comunicaciones actuales, la protección diferencial con sincrofasores proporciona como ventaja el hecho de tener mediciones sincronizadas en la red.

La protección diferencial de línea convencional realiza constantemente cálculos adicionales para compensar el ángulo de los fasores debido a los retardos en el envío de datos. Esta compensación se realiza ya que cada relevador en los extremos de la línea trabaja con su propio reloj (trabajan asincrónicamente el uno del otro). Por esto se envían en cada mensaje los tiempos de cada reloj para tomar en cuenta el desplazamiento entre ambos relojes y el tiempo de retardo en los canales de comunicación. Este método se explicó a detalle en el capítulo 2 de este trabajo.

Debido a que los sincrofasores son mediciones sincronizadas a una base de tiempo común, no es necesario realizar cálculos adicionales ya que ambos dispositivos están trabajando síncronamente, de la misma manera los retardos en los canales de comunicación ya no son un problema, ya que estas mediciones contienen una etiqueta con el tiempo en que se tomaron las mediciones, y solo se tienen que comparar las etiquetas de tiempo para poder utilizar las mediciones correspondientes en la protección diferencial de línea.

En este capítulo se realizan pruebas a la protección diferencial, se comprueba que esta protección es completamente selectiva en cuanto a sus zonas de protección delimitada por los TC's, se comprueba el efecto en los ajustes al utilizar esta protección a diferentes tensiones del sistema y distintas longitudes de línea, y por último se prueba esta protección ante distintas impedancias de falla, saturación de TC y la respuesta de la protección diferencial por fase (87LP), de secuencia negativa (87LQ) y de secuencia cero (87LG).

**5.2. Alineación correcta e incorrecta de datos en la protección diferencial.**

En esta sección se muestra la respuesta de la protección diferencial de línea ante datos alineados correctamente así como datos alineados incorrectamente. Los datos podrían no estar alineados correctamente en la protección diferencial con el método de sincronización basado en el canal de comunicación debido a una incorrecta estimación de la diferencia de tiempo entre los relojes de cada uno de los relevadores o por la asimetría en los canales de comunicación.

En la referencia [29] se menciona un caso en el que al energizar la línea de transmisión el esquema diferencial de línea detectaba una condición anormal y abría los interruptores, esto debido a una incorrecta compensación en el ángulo de los fasores por la asimetría de los canales de comunicación, ya que los fasores remotos estaban desplazados  $60^\circ$  con respecto a su valor real. El problema se resolvió aplicando la tecnología de sincrofasores en la protección diferencial de línea ya que con el análisis de los fasores de corriente sincronizados en ambos extremos notaron que las corrientes en ambos extremos eran casi las mismas y las corrientes diferenciales no eran suficientes para activar la protección.

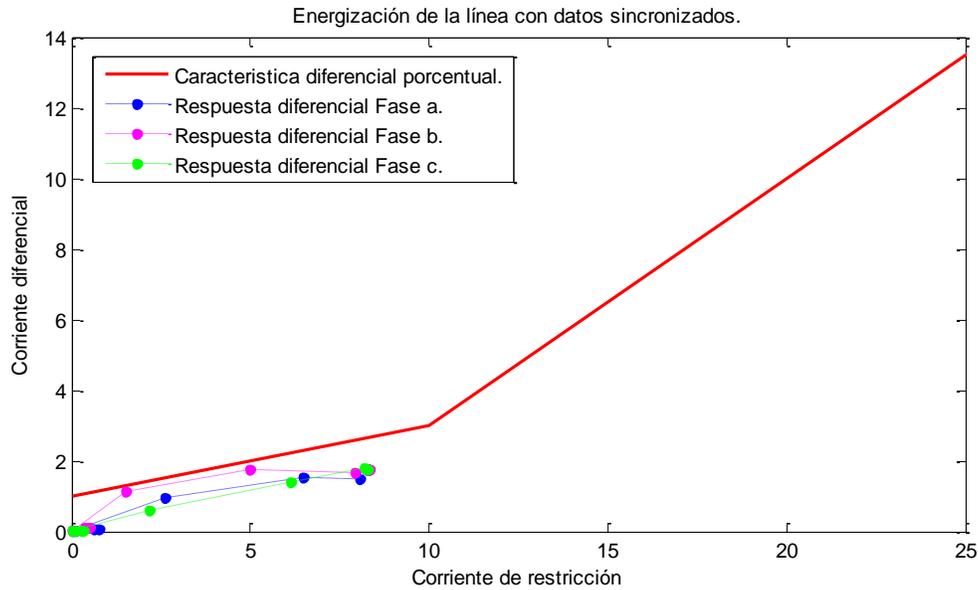
En la tabla 5.1 se muestran solo las corrientes de la fase A en los extremos emisor y receptor cuando los datos están correctamente sincronizados y con dos valores erróneos de compensación en el ángulo de los fasores remotos en un sistema de 230kV.

**Tabla 5.1.** Fasores locales y remotos de la Fase A.

	<b>Corrientes Locales</b>	<b>Corrientes remotas</b>
Valores alineados correctamente	$3.68 \angle 28.83$	$3.72 \angle -1.11$
Compensación errónea en el ángulo de $22.5^\circ$ .	$3.68 \angle 28.83$	$3.72 \angle -23.61$
Compensación errónea en el ángulo de $56.25^\circ$ .	$3.68 \angle 28.83$	$3.72 \angle -57.36$

A partir de los valores correctos (datos sincronizados) y erróneos (datos no sincronizados) se realizaron pruebas para observar el comportamiento de la protección diferencial cuando se energiza la línea de transmisión y cuando ocurre una falla externa.

En la figura 5.1 se muestra la operación del esquema diferencial de línea de cada una de las fases cuando se energiza la línea de transmisión utilizando sincrofasores (datos alineados correctamente), y cada uno de los puntos mostrados en la gráfica es el resultado del principio diferencial utilizando fasores locales contra los remotos. La respuesta de los elementos de secuencia negativa y cero no se muestran debido a que se ven poco afectados ya que el sistema que se utiliza es balanceado.



**Figura 5.1.** Respuesta del esquema diferencial al energizar la línea utilizando sincrofasores.

Como se puede observar en la figura 5.1, la corriente diferencial no aumenta bruscamente al energizar la línea de transmisión, esta empieza a aumentar hasta que la corriente diferencial de las tres fases llegan a un estado estable ( $I_{Res} = 8.5$ ,  $I_{dif} = 1.8$ ), como se puede observar en esta gráfica, la corriente diferencial de la fase B casi sobrepasa el límite de la característica diferencial, por esto, el ajuste debe estar por arriba de este valor. Los ajustes correctos para la red de 230kV se muestran en la siguiente sección.

En la figura 5.2 y 5.3 se muestran los casos (usando fasores no sincronizados) en los cuales existe una compensación indirecta errónea en el ángulo de los fasores remotos de  $22.5^\circ$  y  $56.25^\circ$ . Se puede observar en estas graficas que al energizar la línea de transmisión la corriente diferencial empieza a aumentar hasta sobrepasar la característica diferencial porcentual lo cual

causa que el relevador emita una señal para que se abran los interruptores en cada extremo de la línea de transmisión. Esto ocurre cuando hay una compensación incorrecta en los ángulos de los fasores cuando no se tiene una sincronización correcta.

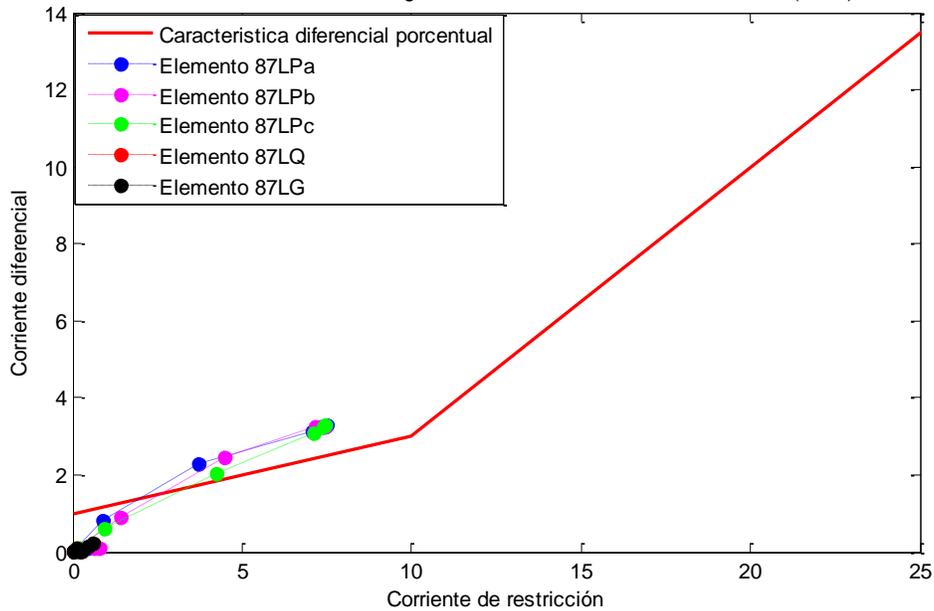


Figura 5.2. Operación del esquema diferencial al energizar la línea con una sincronización incorrecta de los datos (Error de 22.5°).

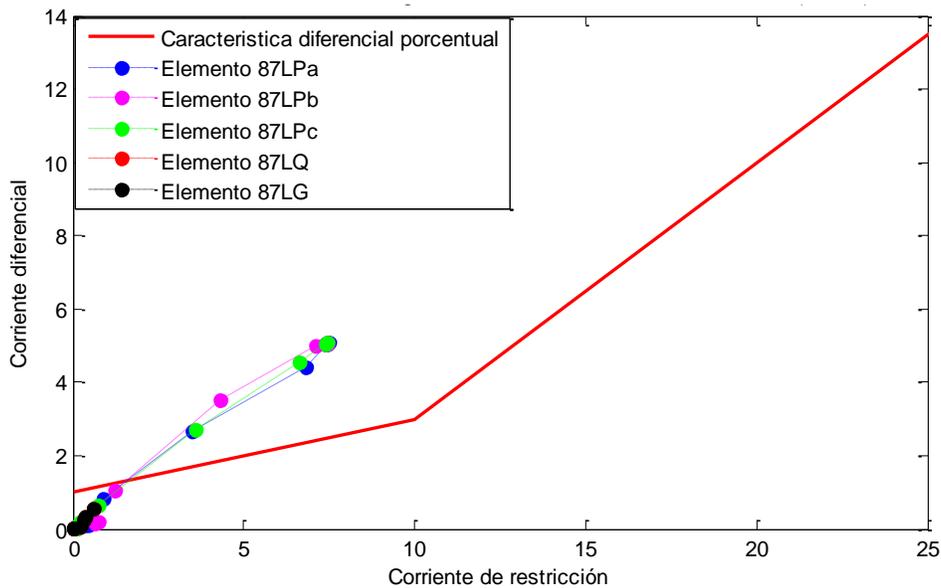
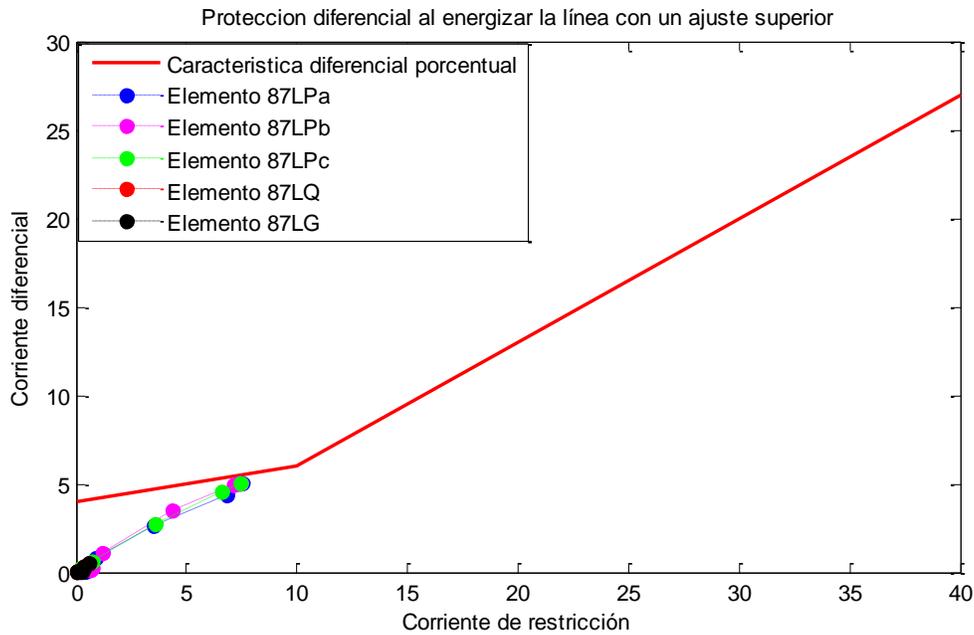


Figura 5.3. Operación del esquema diferencial al energizar la línea con una sincronización incorrecta de los datos (Error de 56.25°).

Por otra parte, se podrían tener un ajuste superior al mostrado anteriormente con datos no sincronizados para el caso de  $56.25^\circ$ , y la protección podría no operar al energizar la línea. Esto se ilustra en la figura 5.4, donde el ajuste de la protección es mayor al desensibilizarla y la energización de la línea con datos no sincronizados no causa que la protección diferencial se active al energizar la línea.



**Figura 5.4.** Respuesta del esquema diferencial al energizar la línea con una sincronización incorrecta de los datos (el relevador no opera).

Después de que la corriente diferencial alcanza un valor de casi 4.9A en la figura 5.4, la corriente diferencial se mantiene en el valor de estado estable ( $I_{Res}=8.5$ , y  $I_{dif}=4.9$ ) al igual que en el caso con datos sincronizados, sin embargo, esto no quiere decir que los ajustes de la protección sean los mejores, ya que ante otros eventos puede operar de manera incorrecta, por ejemplo, un aumento brusco en la carga o ante fallas externas. A continuación se evalúa el caso con una falla externa con datos no sincronizados y datos sincronizados (Sincrofasores).

En la figura 5.5 se muestra el diagrama unifilar del sistema utilizado, en este sistema se aplicó una falla trifásica externa en la línea 1, esto es, falla externa a la línea protegida (Línea 2).

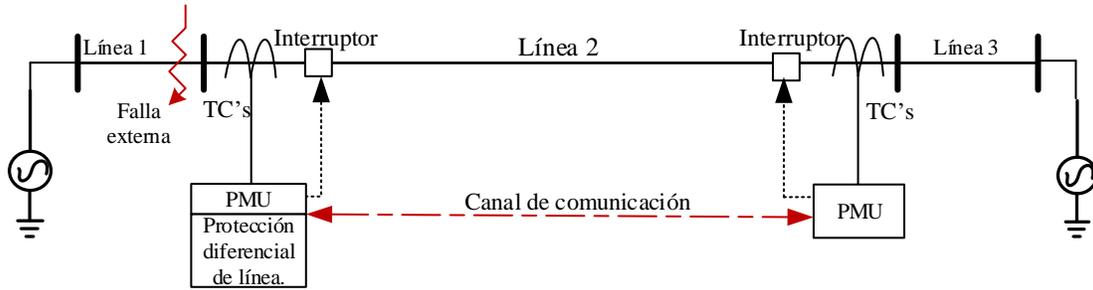


Figura 5.5. Diagrama unifilar de la red eléctrica de prueba.

Al aplicar una falla trifásica externa con datos no sincronizados se obtiene la respuesta mostrada en la figura 5.6. La protección diferencial que estaba en estado estable aumenta tanto en la corriente de restricción como en la corriente diferencial considerablemente, se observa que la corriente diferencial de la fase A y C sobrepasan el ajuste de la característica diferencial de línea haciendo que las protecciones por fase se activen, esta operación es incorrecta debido a que la protección diferencial debería ser muy selectiva y solo operar para fallas dentro de su zona de protección y en este caso no es de esta manera.

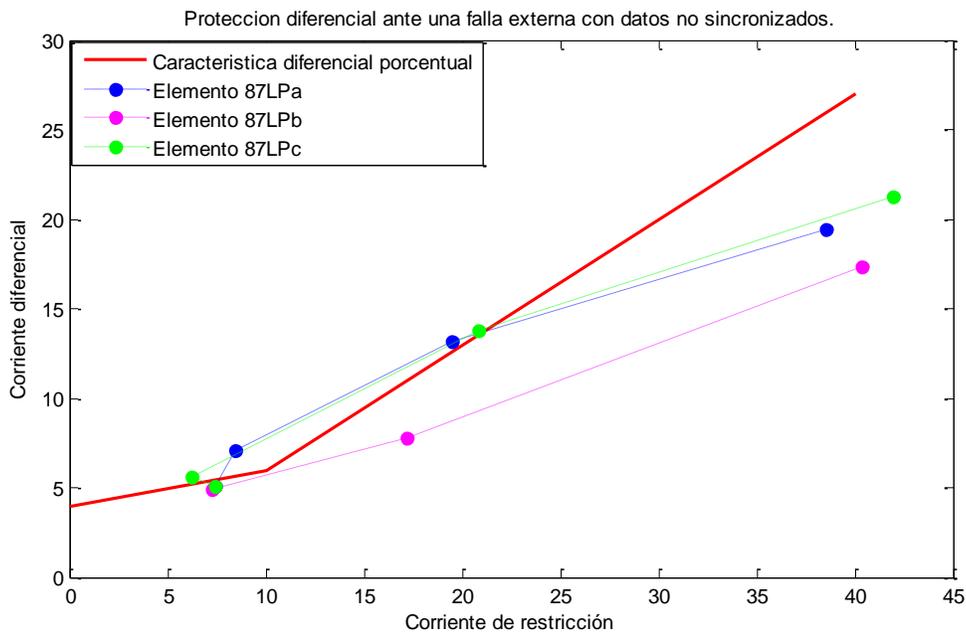
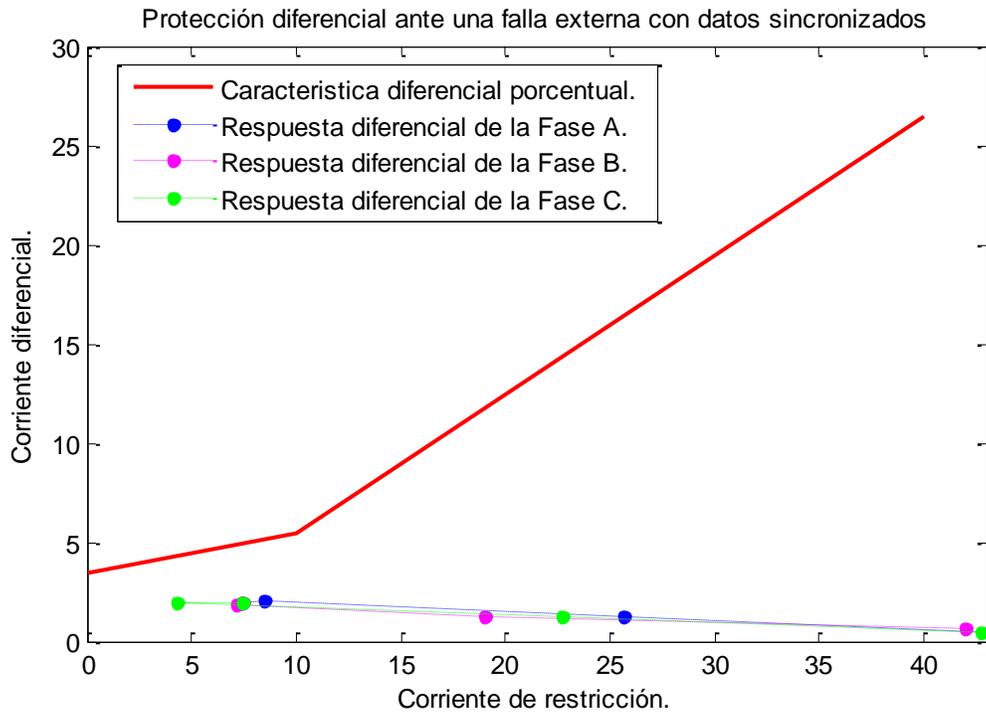


Figura 5.6. Operación del esquema diferencial ante una falla externa con una sincronización incorrecta de los datos.

La operación correcta ante cualquier falla externa al elemento protegido se muestra en la figura 5.7, como se puede observar, la corriente de restricción aumenta, mientras que la corriente diferencial se mantiene casi constante (no aumenta), esta respuesta se obtiene cuando se tienen los datos sincronizados correctamente. Para estas pruebas se aplicó una falla trifásica por esto solo se muestran los resultados de la protecciones diferenciales de fase.



**Figura 5.7.** Respuesta del esquema diferencial ante una falla externa con una sincronización correcta de los datos.

Debido a las condiciones descritas anteriormente, se justifica la correcta sincronización de los datos en la protección diferencial de línea utilizando sincrofasores. En la sección siguiente se muestran los ajustes que deben ser considerados ante diferentes tensiones en el sistema y ante líneas largas debido a las corrientes de carga de la línea.

### 5.3 Ajuste de la protección diferencial de línea ante distintas tensiones y longitudes.

Una de las consideraciones que se deben tomar en cuenta para el ajuste de la protección diferencial de línea es la corriente diferencial en estado estable, ya que esta corriente puede aumentar cuando la línea protegida opera en altas tensiones o la línea tiene una longitud considerable, esto es debido a las corrientes de carga de la línea (*charging currents*) asociadas con la capacitancia de la línea. Esta corriente de carga se representa por la ecuación 2.5, y es directamente proporcional a la tensión, capacitancia y longitud de la línea.

Para ilustrar este efecto se realizaron pruebas con cuatro redes de prueba, el sistema base se muestra en la figura B.3 del apéndice B, cada sistema es analizado con diferentes tensiones (69kV, 138kV, 230kV y 400kV) y distintos parámetros calculados en las líneas de transmisión de acuerdo a su tensión de operación. Estos parámetros se muestran en la tabla B.1 del anexo B, y la línea de transmisión que está delimitada por los TC's tiene una longitud de 150 km para todos los sistemas en esta prueba.

En la figura 5.8, se muestra la característica diferencial porcentual, la corriente diferencial en el eje vertical, la corriente de restricción en el eje horizontal, y la característica del relevador se muestra en color rojo con ajustes  $I_{s1} = 1$ ,  $I_{s2} = 10$ ,  $K_1 = 0.2$  y  $K_2 = 0.7$ .

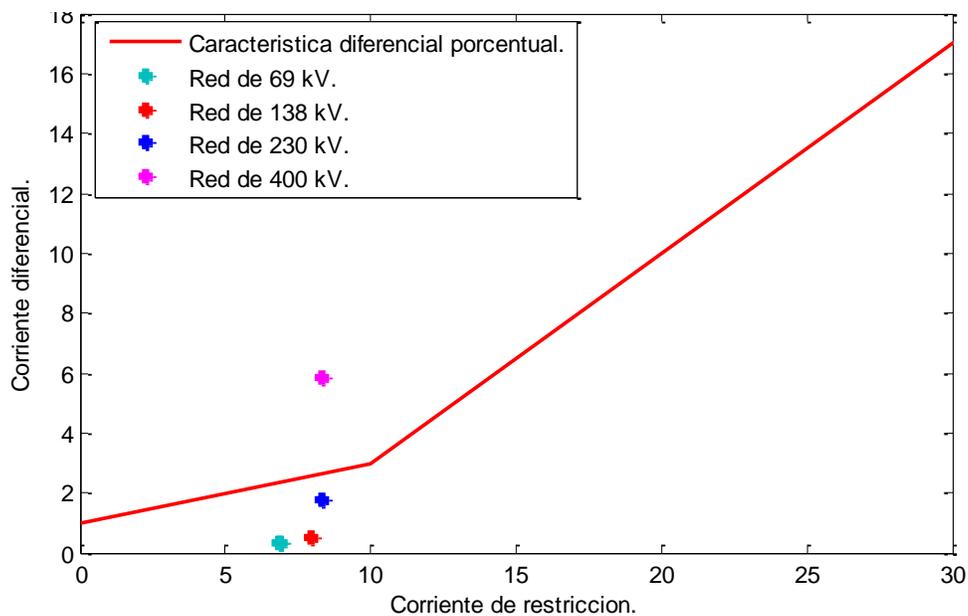


Figura 5.8. Corrientes diferenciales con diferentes tensiones en el sistema en estado estable.

Los puntos mostrados en la figura 5.8 son la corriente diferencial de la fase A en estado estable (después de la energización de la línea) de los cuatros sistemas, idealmente la corriente diferencial debería ser cero, sin embargo, como se puede observar en la figura 5.8, al aumentar las tensiones en los sistemas y cambiar los parámetros de la línea, la corriente diferencial aumenta considerablemente debido al incremento de las corrientes de carga de la línea de transmisión.

Como se puede observar en la figura anterior, para los sistemas con tensiones de 69kV, 138kV y 230kV el ajuste propuesto es suficiente ya que cuando el sistema está en condiciones estables la corriente diferencial no supera la característica diferencial y por lo tanto relevador no opera, sin embargo, para el sistema de 400kV, el ajuste anterior no es recomendable ya que la corriente diferencial en estado estable supera el ajuste y hace que el relevador opere aun cuando no existe falla en el sistema.

Por esto, cuando se consideran sistemas con altas tensiones y líneas largas se deben considerar las corrientes de carga de la línea para el ajuste de la protección y no solo la corriente nominal que entregan los TC's en el lado secundario como se especificó en la tabla 4.5.

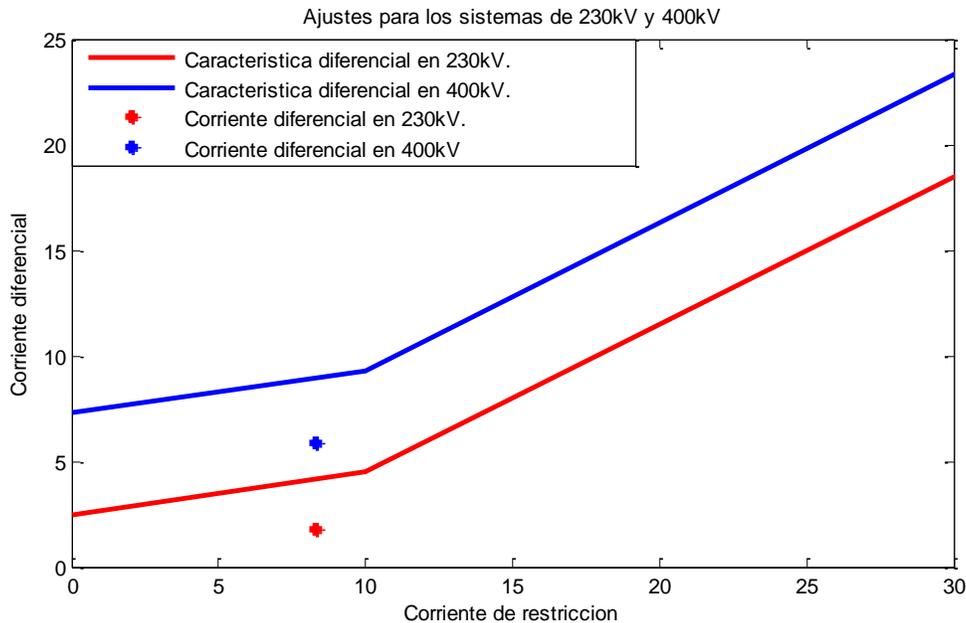
Tomando en cuenta las corrientes de carga de la línea para el ajuste, se calculan estas corrientes con base en la ecuación 2.5, y los resultados se muestran en la tabla 5.2. La tabla muestra las corrientes de carga de la línea en valores primarios y secundarios así como el ajuste propuesto con base en la corriente de carga capacitiva de la línea en [40].

**Tabla 5.2** Ajuste de la característica diferencial con base en las corrientes de carga de la línea.

<b>Sistema</b>	<b>Corriente primaria de carga de la línea <math>I_c</math>.</b>	<b>Corriente secundaria de carga de la línea.</b>	<b>Ajuste de la corriente diferencial <math>I_{S1} = I_c \cdot 2.5</math></b>
<b>69kV</b>	20.094	0.287	0.7175
<b>138kV</b>	39.764	0.497	1.242
<b>230kV</b>	60.594 A	1.009	2.522
<b>400kV</b>	146.152 A	2.923	7.3075

Como se puede observar en la tabla 5.2, al aumentar las tensiones en el sistema, las corrientes de carga primarias de la línea aumentan considerablemente y el ajuste presentado en la figura 5.8 solo es adecuado para el sistema de 69kV y 138kV, sin embargo, para los sistemas de 230kV y 400kV el ajuste  $I_{SI}$  se debe incrementar para que el relevador no opere en estado estable o al energizar la línea de transmisión.

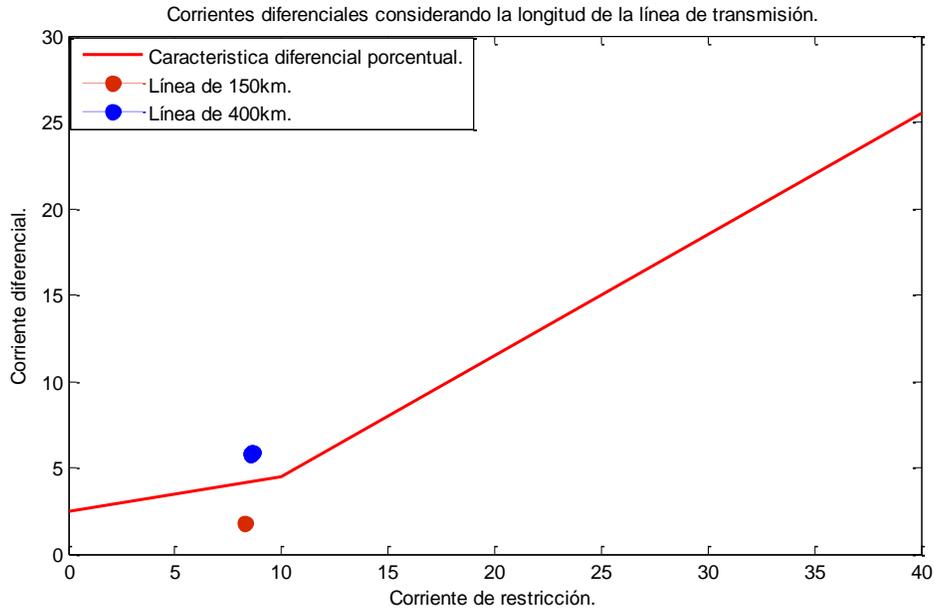
Los ajustes correctos tomando en cuenta la corriente de carga de la línea para los sistemas de 230kV y 400kV, se muestran en la figura 5.9 en color rojo y azul respectivamente, con estos ajustes se asegura que la protección no opere cuando el sistema esté en estado estable, y cuando se energiza la línea (siempre y cuando los datos estén correctamente sincronizados). Todo esto se realiza con la desventaja de desensibilizar nuevamente la protección diferencial.



**Figura 5.9.** Ajustes para los sistemas de 230kV y 400kV.

Por último se muestra el efecto de una línea larga en el sistema de 230kV, comparada con el ajuste anterior ante una línea de 150 y 400 km, el resultado se muestra en la figura 5.10. Se observa que la longitud de la línea también influye en el ajuste de la corriente diferencial ya

que al aumentar la longitud aumentan las corrientes de carga de la línea debido al aumento de la capacitancia de la línea y por consiguiente también aumenta la corriente diferencial.



**Figura 5.10.** Corrientes diferenciales con distintas longitudes en la línea en estado estable.

Sin embargo, para las siguientes pruebas solo se utilizara la línea de 150 km y el sistema de 230kV, ya que para líneas mayores a esta longitud se necesitan repetidores en los sistemas de comunicación y esto implica mayores retardos (no expresados en la literatura técnica).

Los ajustes mostrados se aplican a cada uno de los elementos de fase 87LP, sin embargo, también se aplican al elemento de secuencia negativa 87LQ y elemento de secuencia cero 87LG. Los elementos de secuencia tienen la ventaja de no ser afectados por la corriente de carga de la línea y por lo tanto el ajuste de la característica diferencial de secuencia negativa y cero se puede disminuir (se hace más sensible la protección), pero se debe tomar en cuenta el grado de asimetría o desbalance de las líneas.

Para todas las siguientes pruebas se utilizó el sistema de 230kV y el ajuste de la tabla 5.2 para los elementos de fase así como para los elementos de secuencia.

#### 5.4. Protección diferencial de línea ante distintos tipos de falla.

En esta sección se presentan los resultados de la protección diferencial de línea en un sistema de 230kV con los datos de líneas especificados en el anexo B, y con los ajustes de la sección anterior. Estos datos son:  $I_{S1} = 2.52$ ,  $I_{S2} = 10$ ,  $K_1 = 0.2$  y  $K_2 = 0.7$ . Se aplican fallas trifásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas, además se muestran los resultados de las protecciones por fase, de secuencia negativa y de secuencia cero.

El diagrama unifilar del sistema utilizado se muestra en la figura 5.5. Cuando es detectada una falla en el sistema, el relevador en el extremo izquierdo energiza sus contactos para abrir el interruptor de potencia en ese extremo y envía un disparo directo transferido al otro extremo para liberar la falla.

Se debe considerar que el PMU en el extremo derecho de la línea de la figura 5.5 está reportando 120 sincrofasores por segundo hacia la subestación en el extremo izquierdo de la línea de transmisión, después se alinean los fasores con base en su etiqueta de tiempo como se mostró en el capítulo 4, y finalmente se utilizan en la protección diferencial de línea. Las ubicaciones de las fallas aplicadas en la línea de transmisión se muestran en la figura 5.11.



**Figura 5.11.** Fallas aplicadas en la línea de transmisión protegida.

Primero se aplicaron fallas en el extremo izquierdo de la línea de transmisión y se muestra el comportamiento dinámico de las fallas con respecto a la característica diferencial porcentual solo para esta ubicación de falla. En la figura 5.12 se muestran la respuesta de los elementos diferenciales por fase y de secuencia ante una **falla trifásica**, se puede observar que se activan solo los elementos por fase, y los elementos de secuencia negativa y cero se mantienen en estables ya que es una falla simétrica. Cada uno de los puntos es una comparación entre los fasores remotos y locales.

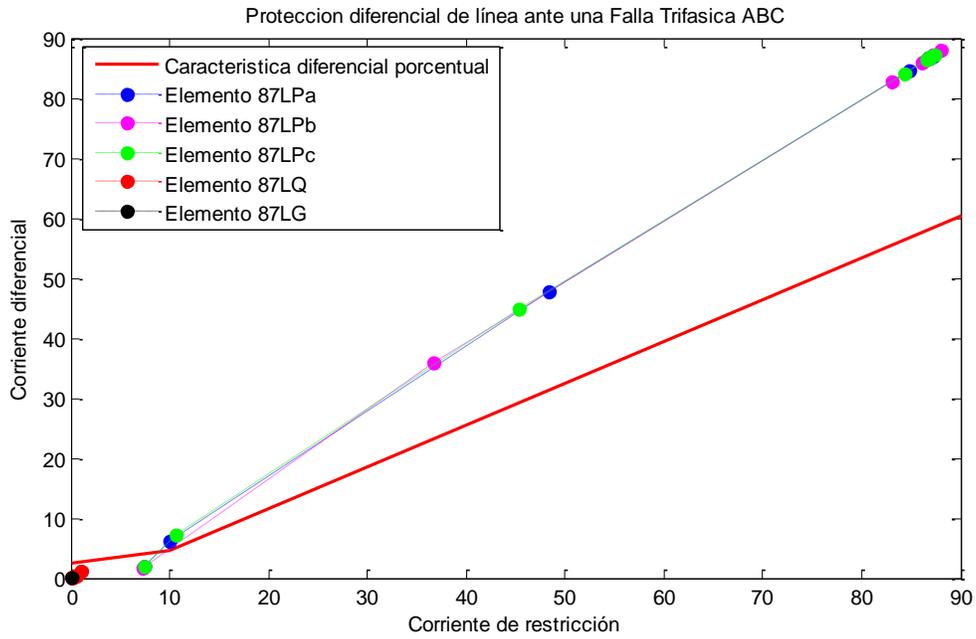


Figura 5.12. Respuesta de elementos diferenciales ante una falla trifásica.

En la figura 5.13 se muestra la respuesta de los elementos diferenciales ante una **falla bifásica** (BC), los elementos que detectaron la falla son: elementos de fase B y C y el elemento de secuencia negativa. Por otro lado los elementos de fase A y el de secuencia cero se mantienen estables.

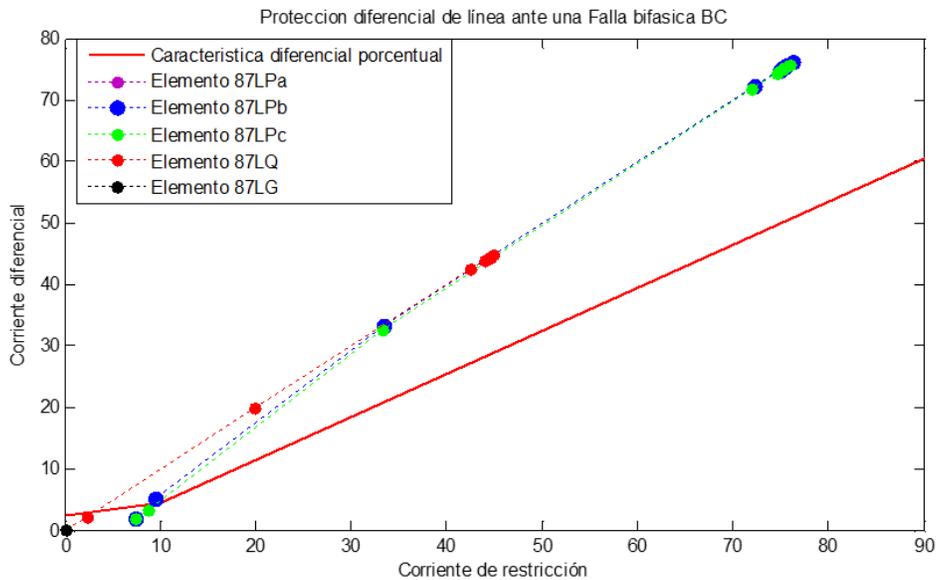


Figura 5.13. Respuesta de elementos diferenciales ante una falla bifásica (B-C).

De igual manera se aplicaron fallas **bifásicas a tierra** (AB-G) y de **fase a tierra** (A-G), el comportamiento dinámico de cada falla en la protección diferencial porcentual se muestra en las figuras 5.14 y 5.15 respectivamente.

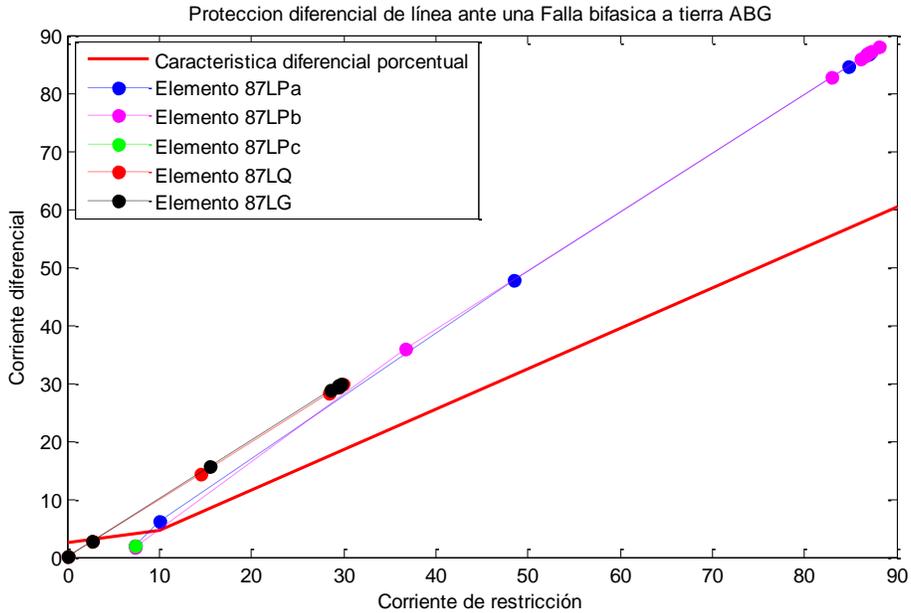


Figura 5.14. Respuesta de elementos diferenciales ante una falla bifásica a tierra (ABG).

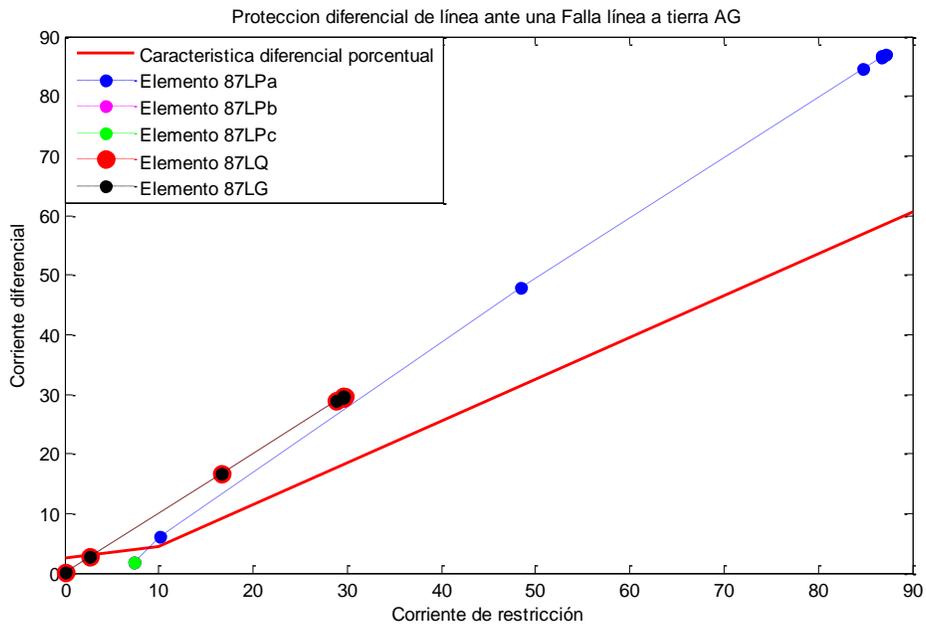


Figura 5.15. Respuesta de elementos diferenciales ante una falla monofásica (AG).

Como se puede observar en la figura 5.14, la falla bifásica a tierra (AB-G), activa los elementos de fase A y B, y los elementos de secuencia negativa y cero. Y en la figura 5.15 se muestra el comportamiento de la falla ante una falla monofásica (A-G), y ante esta falla se activan el elemento de la fase A, el elemento de secuencia negativa y cero.

La respuesta de los elementos diferenciales ante distintos tipos de falla se muestra en la tabla 5.3, se puede observar que los elementos de fase operan según la fase fallada, el elemento de secuencia negativa opera para cualquier falla asimétrica y el elemento de secuencia cero solo opera para las fallas que involucran tierra.

**Tabla 5.3** Respuesta de los elementos diferenciales ante una falla en el extremo izquierdo de la línea de transmisión.

Tipo de falla aplicada	Elemento diferencial activado				
	<b>87LPa</b>	<b>87LPb</b>	<b>87LPc</b>	<b>87LQ</b>	<b>87LG</b>
<b>Trifásica (ABC)</b>	✓	✓	✓		
<b>Bifásica BC</b>		✓	✓	✓	
<b>Bifásica a tierra (ABG)</b>	✓	✓		✓	✓
<b>Línea a tierra (AG)</b>	✓			✓	✓

De la misma manera se aplicaron fallas al 50% de la línea y en el extremo derecho de la línea como se muestra en la figura 5.11. Se aplicaron fallas en distintas fases y los resultados de muestran en las tablas 5.4 y 5.5. Como se puede observar, la protección diferencial de línea cubre el 100% de la línea de transmisión, sin necesidad de retardos para la coordinación con otras protecciones adyacentes, ya que su zona de protección está delimitada por los transformadores de corrientes.

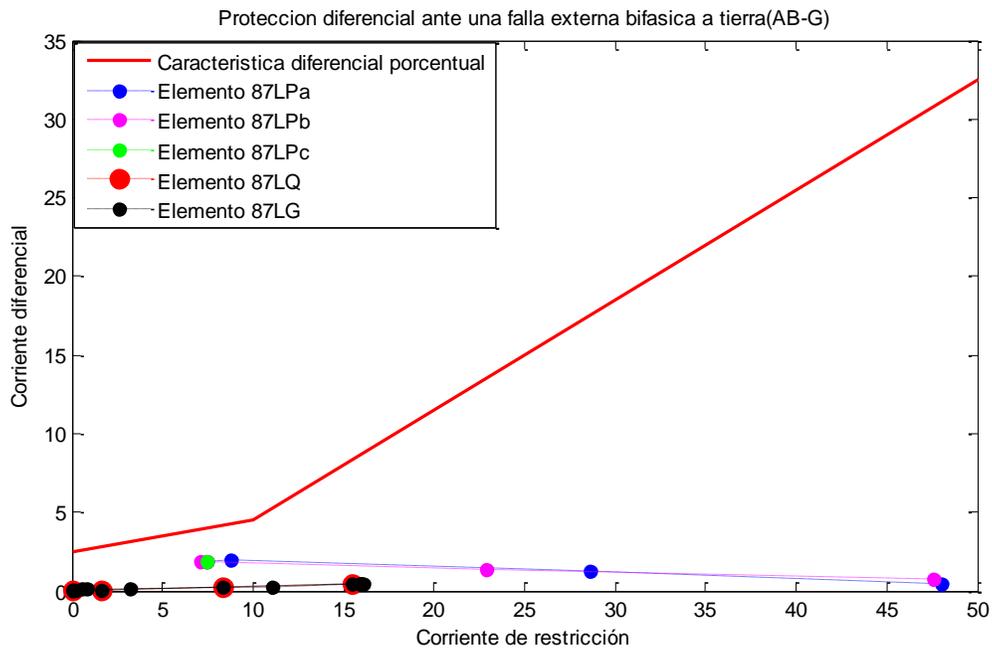
Por último se muestra la respuesta ante una falla bifásica a tierra (AB-G) externa en el bus 2 de la figura 5.11. La respuesta se muestra en la figura 5.16, como se puede observar la corriente diferencial no aumenta en ninguno de los elementos, solo aumenta la corriente de restricción en los elementos que detectan esta falla y lo mismo ocurrió para una falla trifásica mostrada anteriormente en la figura 5.7.

**Tabla 5.4** Respuesta de los elementos diferenciales ante una falla al 50% de la línea de transmisión.

Tipo de falla aplicada	Elemento diferencial activado				
	87LPa	87LPb	87LPc	87LQ	87LG
<b>Trifásica (ABC)</b>	✓	✓	✓		
<b>Bifásica AB</b>	✓	✓		✓	
<b>Bifásica a tierra (BCG)</b>		✓	✓	✓	✓
<b>Línea a tierra (BG)</b>		✓		✓	✓

**Tabla 5.5** Respuesta de los elementos diferenciales ante una falla en el extremo derecho de la línea de transmisión.

Tipo de falla aplicada	Elemento diferencial activado				
	87LPa	87LPb	87LPc	87LQ	87LG
<b>Trifásica (ABC)</b>	✓	✓	✓		
<b>Bifásica AC</b>	✓		✓	✓	
<b>Bifásica a tierra (ABG)</b>	✓	✓		✓	✓
<b>Línea a tierra (CG)</b>			✓	✓	✓



**Figura 5.16.** Respuesta de elementos diferenciales ante una falla externa (ABG).

## 5.5. Protección diferencial de línea ante fallas con alta impedancia y saturación en los TC's.

En esta sección se muestra el desempeño de la protección diferencial de línea ante fallas de alta impedancia y los alcances de los elementos diferenciales de fase (87LP) y los elementos de secuencia negativa y cero (87LQ y 87LG) ante este tipo de fallas. De la misma manera se muestra la respuesta de este esquema de protección ante la saturación de uno de los transformadores de corriente ante una falla externa.

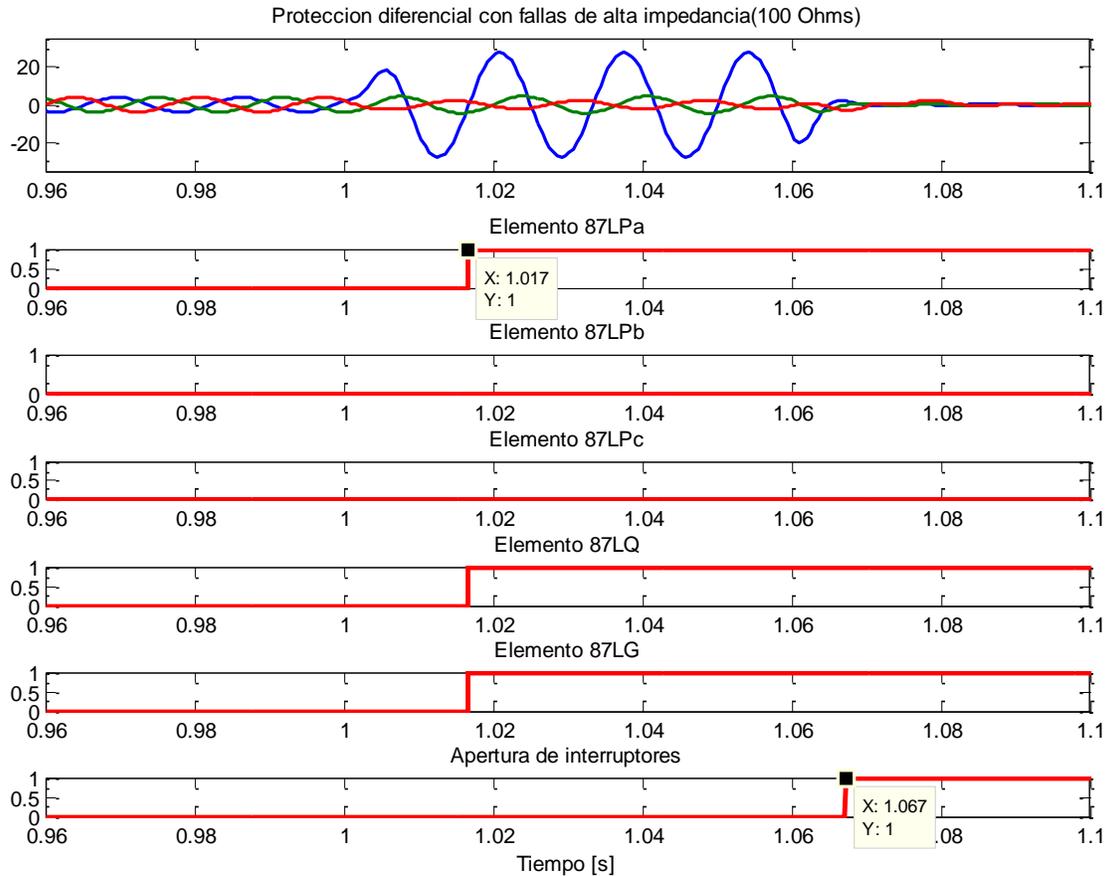
### 5.5.1. Fallas con alta impedancia.

Para este tipo de fallas se consideran solo fallas monofásicas por ser las más comunes, y se muestran gráficamente la falla aplicada, la respuesta de los elementos diferenciales de fase y los elementos diferenciales de secuencia negativa y cero.

Para estas pruebas, el ajuste para el elemento diferencial de fase es el mismo al propuesto en la sección 5.3 ( $I_{S1} = 2.52$   $I_{S2} = 10$   $K_1 = 0.2$  y  $K_2 = 0.7$ ). Sin embargo, para el elemento diferencial de secuencia negativa se utilizó otro ajuste, ya que como se explicó, los elementos de secuencia no se ven afectados por las corrientes de carga de las líneas e idealmente su corriente diferencial en estado estable es cero. Por esto, el elemento 87LQ se ajusta con respecto a la corriente nominal secundaria ( $I_n = 3.68A$ ) mostrado en la tabla 5.1 y se multiplica por el factor más bajo ( $I_{S1} = 0.2 * I_n$ ) recomendado en la tabla 4.5. Tomando en cuenta lo anterior los ajustes para el elemento de secuencia son  $I_{S1} = 0.73$   $I_{S2} = 10$   $K_1 = 0.2$  y  $K_2 = 0.7$ .

En la figura 5.17 se muestra el oscilograma de las corrientes tomadas por el relevador a la salida del filtro *mimic* y la respuesta de los elementos diferenciales. En el segundo 1 se aplicó una falla de línea a tierra en la fase A con una impedancia de falla de 100 ohms. La falla es aplicada en el extremo izquierdo de la línea de transmisión protegida mostrada en la figura 5.11.

Como se puede observar en la figura 5.17, los elementos que se activaron para esta falla son 87La, 87LQ y 87LG. Todos los elementos se activaron en aproximadamente después de 1 ciclo a partir de que ocurrió la falla (0.017s), y los interruptores liberaron la falla 3 ciclos después de que el relevador diferencial de línea detectara la falla (0.067s).



**Figura 5.17.** Falla de alta impedancia (100 ohms) y respuesta de los elementos diferenciales de línea.

En la figura 5.18 se aplicó la misma falla en la línea de transmisión pero con una impedancia en la falla de 400 ohms. En esta figura se puede apreciar que los elementos que detectaron esta falla son 87LPa, 87LQ y 87LG. Sin embargo, los elementos de secuencia detectaron la falla más rápido que el elemento diferencial de la fase A.

Los elementos diferenciales de secuencia negativa y cero detectaron la falla en aproximadamente un ciclo después de que ocurrió la falla (0.017s) y el elemento de fase detecto la falla en aproximadamente un ciclo y medio después de que ocurrió la falla (0.026s).

En este caso el elemento de fase tuvo que esperar 8ms más para que se actualizarán y se alinearan otro conjunto de fasores para lograr detectar la falla con este nivel de impedancia de falla. Sin embargo los interruptores liberaron la falla 3 ciclos después de que los elementos de secuencia negativa y cero detectaran la falla.

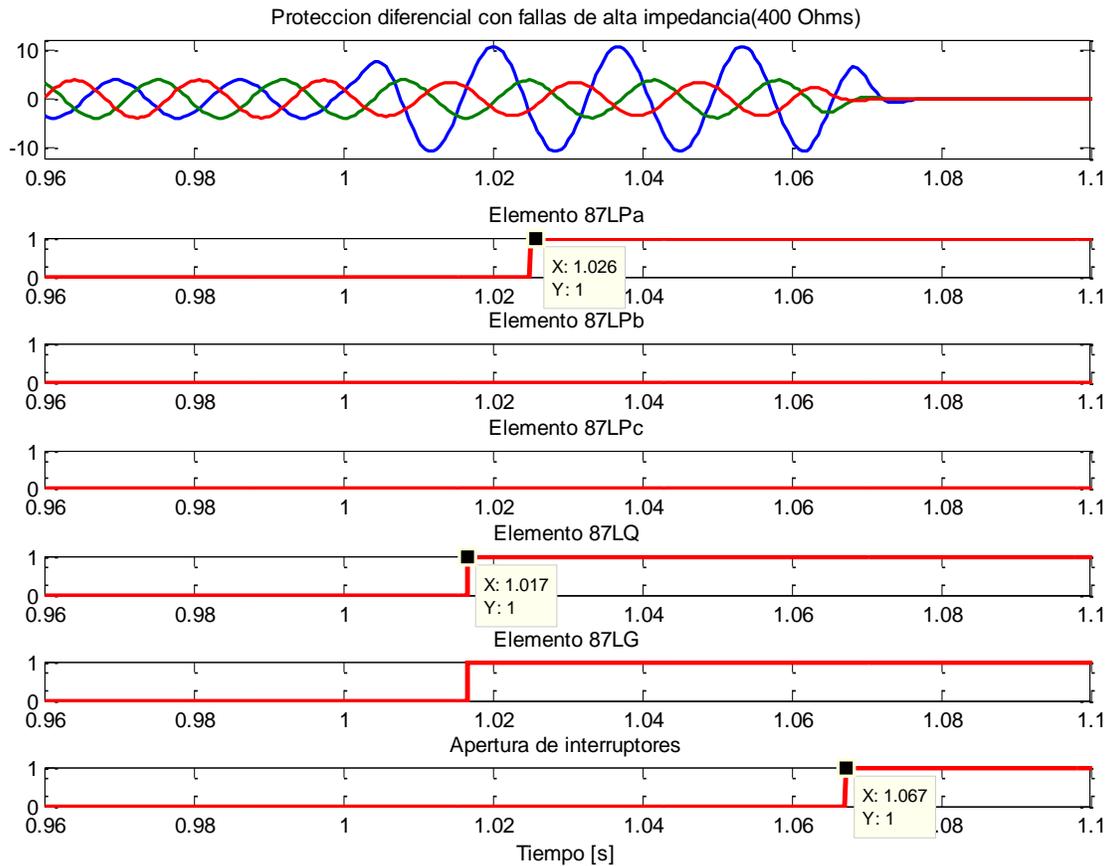


Figura 5.18. Falla de alta impedancia (400 ohms) y respuesta de los elementos diferenciales de línea.

Por último se aplicó el mismo tipo de falla pero con una impedancia de 850 ohms. En la figura 5.19 se muestra que la corriente en la fase fallada tiene una amplitud casi igual a la corriente nominal antes de la falla. Se puede observar que este efecto hace que la protección diferencial por fase (87LPa) ya no detecte la falla. Los únicos elementos que detectaron la falla son 87LQ y 87LG, y detectaron la falla en aproximadamente un ciclo y medio después de que ocurrió la falla (0.025s). Y los interruptores liberaron la falla en cuatro ciclos y medio después de que ocurrió la falla.

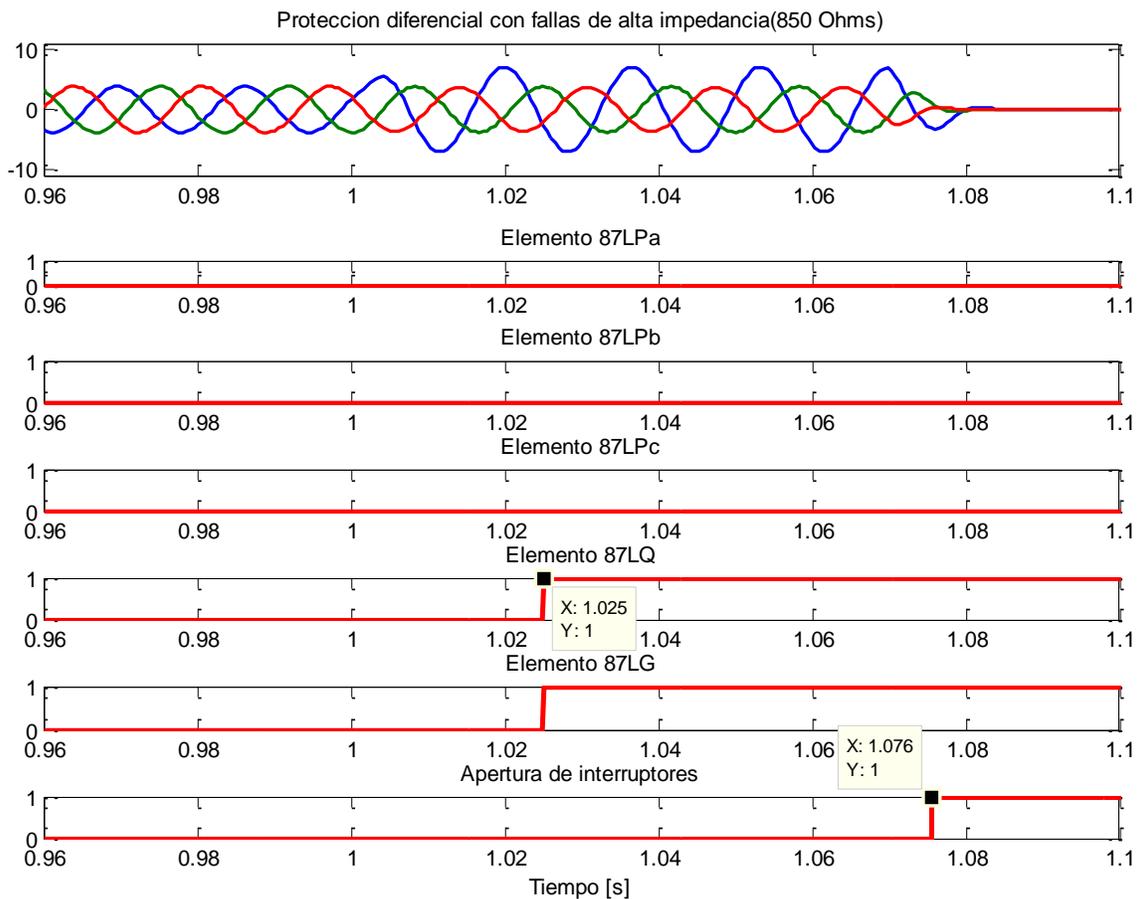


Figura 5.19. Falla de alta impedancia (850 ohms) y respuesta de los elementos diferenciales de línea.

En las simulaciones anteriores se mostró que los elementos diferenciales de fase pueden tener un cierto retardo o pueden no operar para fallas con alta impedancia. En cambio, los elementos de secuencia negativa y cero tienen un mayor alcance para detectar fallas desbalanceadas con alta impedancia.

A partir de los resultados anteriores se realizaron fallas en distintas ubicaciones de la línea de transmisión para obtener los alcances de los elementos diferenciales por fase y de secuencia ante fallas desbalanceadas de alta impedancia, solo se muestra el elemento de secuencia negativa ya que el elemento de secuencia cero tiene un alcance parecido al de secuencia negativo ante este tipo de fallas.

En la figura 5.20 se muestran los resultados de los elementos diferenciales por fase y de secuencia ante una falla de fase a tierra aplicada cada 10 km desde el inicio hasta el final de la línea. En la figura se aprecia que el elemento por fase (87LPa) alcanza a ver fallas con impedancia de hasta 800 ohms aproximadamente mientras que el elemento de secuencia negativa (87LQ) logra detectar fallas con impedancias de 1200 ohms. Es de notar que el elemento diferencial de secuencia negativa puede ser mucho más sensible ante fallas de alta impedancia, por esto el elemento de secuencia negativa puede ofrecer un respaldo más confiable a los elementos de fase ante este tipo de fallas.

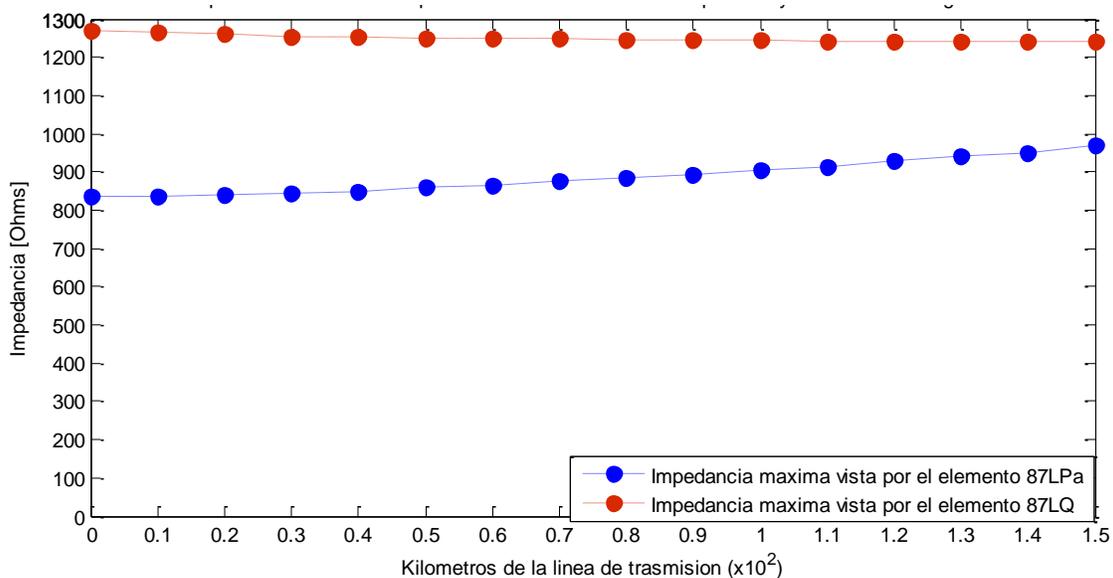


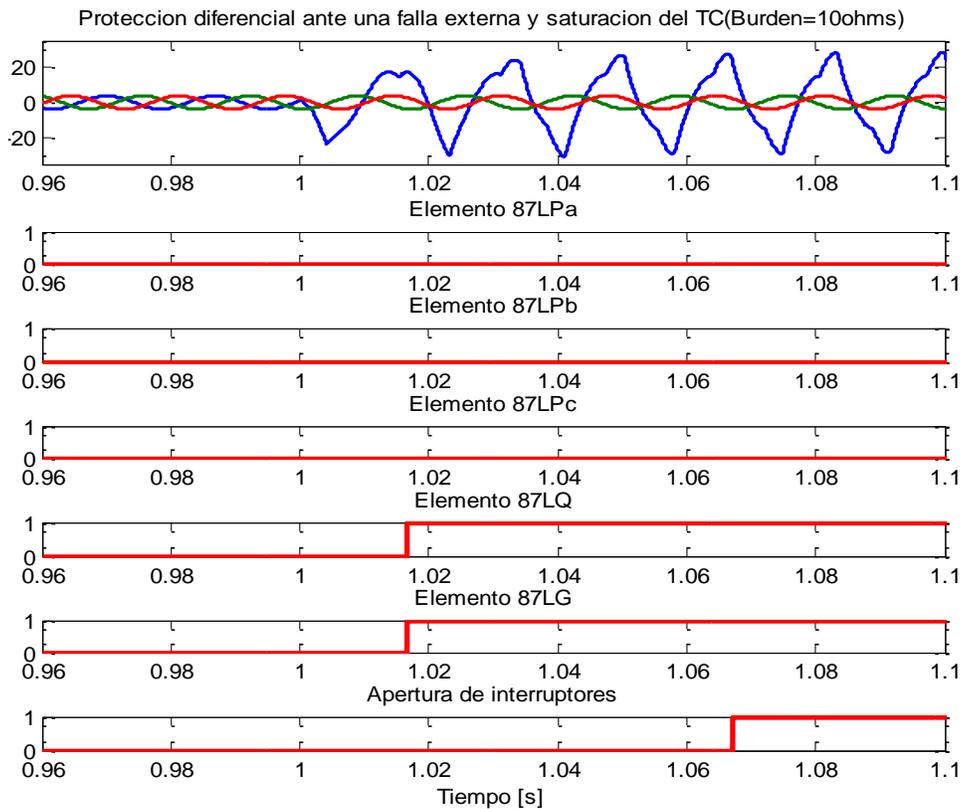
Figura 5.20. Impedancia máxima vista por los elementos diferenciales de fase y de secuencia negativa.

### 5.5.2. Respuesta ante una falla externa y saturación en un TC.

Por último se toma en cuenta un caso en el que la protección diferencial de línea puede operar de manera incorrecta ante una falla externa debido a la saturación de alguno de los TC's en un solo extremo de la línea de transmisión.

Anteriormente se mostró que ante fallas externas, la protección diferencial de línea no opera, ya que el comportamiento de la falla en el plano diferencial porcentual solo avanza en el eje de la corriente de restricción, y la corriente diferencial que es necesaria para que la protección se active permanece en valores mínimos. En la pruebas externas realizadas anteriormente se utilizaron TC's, con una carga (*burden*) mínima en las terminales secundarias (0.5ohms).

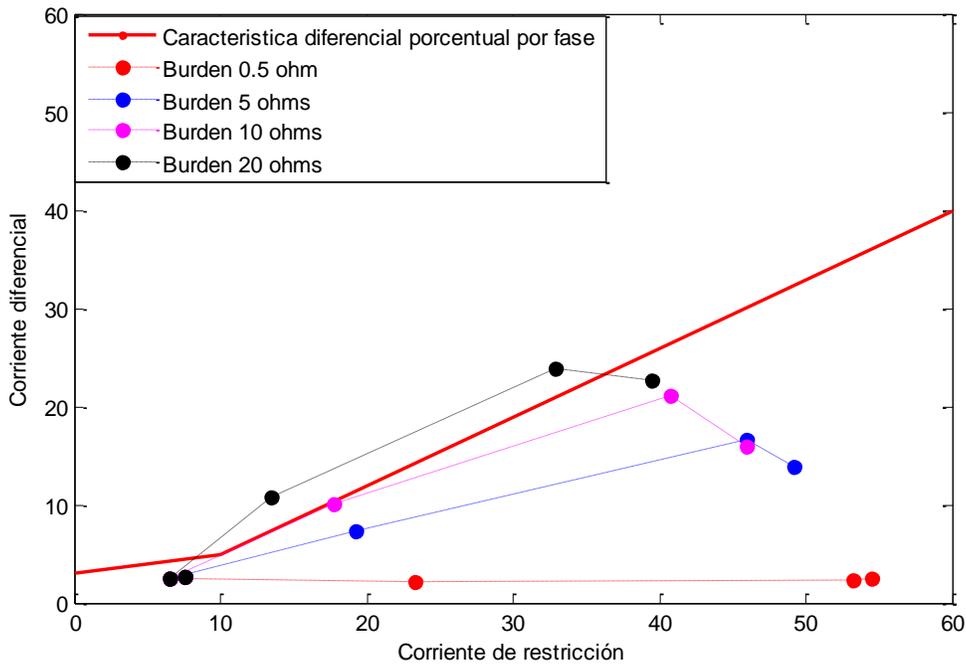
Para lograr el efecto de saturación en el TC se aumentó el *burden* del transformador de corriente. En la figura 5.21 se muestra el efecto de aplicar una falla monofásica en la fase A externa a la línea protegida teniendo saturación en el TC con un *burden* de 10 ohms.



**Figura 5.21.** Protección diferencial ante una falla externa con saturación en un TC.

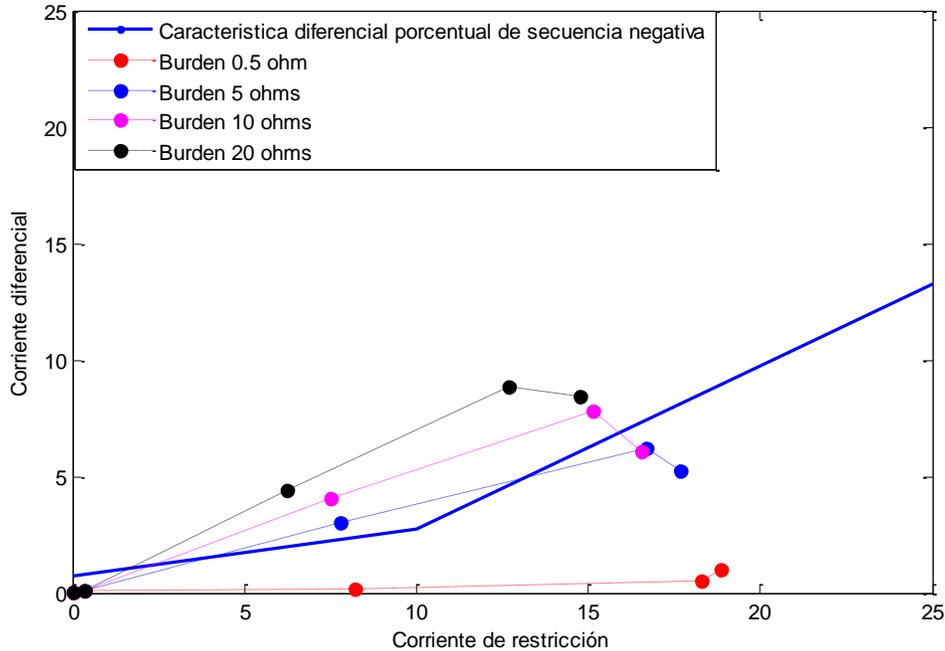
Como se puede observar en la figura 5.21, cuando existe saturación en los TC's ante una falla externa, la protección diferencial puede operar de manera errónea. Para este caso en particular, teniendo un *burden* de 10 ohms se activaron los elementos de secuencia negativa y cero, mientras que el elemento de la fase A no opero para este grado de saturación del TC. Esto se debió a que los elementos de secuencia tienen un ajuste más sensible en comparación con los elementos de fase.

En la figura 5.22 se muestra el comportamiento de la falla externa con los diferentes niveles de saturación en el TC, como se puede observar, con un *burden* de 0.5 (sin saturación) el elemento diferencial no opera, sin embargo, conforme se aumenta el *burden* para saturar el TC, la corriente diferencial aumenta hasta alcanzar el umbral de la protección diferencial.



**Figura 5.22.** Característica diferencial porcentual de la fase A ante una falla externa con distintos niveles saturación en un TC.

En la figura anterior se puede observar que el elemento diferencial de la fase A opera con un *burden* mayor a 10 ohms. Por otro lado el elemento de secuencia negativa se activa con apenas 5 ohms de *burden* para las mismas pruebas, esto se puede apreciar en la figura 5.23.



**Figura 5.23.** Característica diferencial porcentual de secuencia ante una falla externa con distintos niveles saturación en un TC.

En el apéndice B, sección B.4 se muestran estas pruebas con y sin saturación en uno de los TC, y se muestran las ondas en cada extremo de la línea tomadas de los secundarios de los TC's. Estas señales se observan con el osciloscopio a las salidas analógicas del simulador en tiempo real y se muestran los fasores resultantes de estas pruebas.

De las pruebas realizadas en la sección 5.5 se puede concluir que aunque la protección diferencial de línea logra tener un buen desempeño para detectar fallas de alta impedancia debido a los ajustes realizados, también se debe considerar que ante estos ajustes podría operar de manera incorrecta debido a un caso como el de saturación de los TC's.

Finalmente para cualquier esquema de protección se debe establecer un balance en cuanto a la respuesta de la protección diferencial de línea ya que puede ajustarse para tener alta *dependabilidad* (más sensibilidad ante fallas de alta impedancia), sin embargo disminuyendo la *seguridad* de la protección (podría operar incorrectamente ante fallas externas con saturación en un TC).

## **5.6 Requerimientos en el canal de comunicación.**

Como se mencionó en el capítulo 4, en la protección diferencial de línea se acostumbra utilizar canales de comunicación de 64kbps. En esta sección se hace referencia a la mejora que se obtiene al utilizar sincrofasores en cuanto al canal de comunicación.

Para esto se hace referencia a [37] en donde se envían 16 muestras por ciclo para una fase, esto es equivalente a 66 bits o 8.25 bytes para esta cantidad de muestras en el mensaje de datos. Por las tres fases, esto equivale a 24.75 bytes, esta cantidad debe ser duplicada debido a que el mensaje de datos debe cargar con los datos de los relevadores en ambos extremos de la línea para la sincronización de datos basada en el canal de comunicación. Además se agrega una sobrecarga al mensaje de datos de 6 bytes, en total el mensaje contiene 55.5 bytes por cada ciclo. Esto se resume en la tabla 5.6 en la segunda columna.

En la misma tabla se muestran los resultados tomando en cuenta transferencia de sincrofasores. En la tercera columna se muestra el envío de un solo mensaje por ciclo y en la cuarta columna se considera el envío de un mensaje cada medio ciclo con los datos descritos en el capítulo 4.

Se puede observar que al utilizar el método de sincronización basado en el canal de comunicación se utiliza un 41.6% de la capacidad total disponible en el canal de comunicación, sin embargo, al enviar solo un mensaje por ciclo utilizando sincrofasores se requiere el 19.5% de la capacidad total del canal de comunicación, esto es casi la mitad de lo requerido con una sincronización de datos basada en el canal de comunicación.

Lo anterior se realiza con el propósito de comparar el envío de un mensaje de datos cada ciclo con los dos métodos de sincronización. Sin embargo en este trabajo se enviaron 2 mensajes por ciclo. Y el cálculo para esta tasa de envío se muestra en la cuarta columna donde se puede observar que para esta tasa de envío se requiere un 39% de la capacidad total de un canal de comunicación de 64 kbps.

**Tabla 5.6.** Total de datos enviados por los canales de comunicación.

<b>Datos</b>	<b>Sincronización basada en canal de comunicación. (Mensaje enviado cada ciclo)</b>	<b>Utilizando sincrofasores. (Mensaje enviado cada ciclo)</b>	<b>Utilizando sincrofasores. (Mensaje enviado cada medio ciclo)</b>
<b>Corrientes (Tres fases)</b>	24.75 bytes Locales. 24.75 bytes Remotas.	12 bytes	12 bytes
<b>Etiqueta de tiempo.</b>	--	8 Bytes	8 Bytes
<b>Sobrecarga en el mensaje.</b>	6 bytes.	6 bytes	6 bytes
<b>Total de datos por ciclo.</b>	55.5 bytes	26 bytes	52 bytes
<b>Total de datos por segundo.</b>	3330 Bytes equivalente a 26,640 bits.	1560 bytes equivalente a 12,480 bits.	3120 bytes equivalente a 24,960 bits.
<b>Capacidad utilizada en un canal de comunicación de 64 kbps</b>	<b>41.625 %</b>	<b>19.5%</b>	<b>39%</b>

Con lo anterior se demuestra que otra ventaja de utilizar sincrofasores en la protección diferencial de línea es que se requiere aproximadamente la mitad de lo que demanda una sincronización basada en el canal de comunicación. Logrando así tener capacidad sobrante para el envío de más mensajes u otros datos para la protección.

## CAPÍTULO 6.

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

#### 6.1. Conclusiones.

La simulación de la Unidad de Medición Fasorial se lleva a cabo en un simulador en tiempo real y se llega a las siguientes conclusiones:

- El cálculo de fasores de tensión y corriente se realiza por medio de la DFT recursiva, con la cual se demuestra que realizan menos cálculos para la actualización de cada fasor cuando se actualiza una nueva muestra en comparación con la DFT no recursiva. Además, la DFT recursiva mantiene a los fasores estacionarios en el plano complejo.
- Debido a que la DFT no es inmune a la componente exponencial decreciente de corriente directa la cual se presenta en algunas fallas, se utiliza como complemento el filtro *mimic* para eliminar esta componente, gracias a esto se obtiene una mejor respuesta en la magnitud y el ángulo de los fasores ante fallas con esta condición.
- Mediante el uso de un filtro de promedios se logra eliminar el rizo generado en la magnitud y ángulo del fasor para frecuencias diferentes a la nominal en el sistema.
- El método basado en fasores para la estimación de la frecuencia resulta un mejor estimador no solo por su respuesta, sino también por realizar un menor número de cálculos en contraste con el método de mínimos cuadrados ponderados.

A partir de las pruebas realizadas a la protección diferencial de línea en este trabajo se muestra lo siguiente:

- La protección diferencial de línea con sincrofasores mejora la protección diferencial con sincronización basada en el canal de comunicación ya que no necesita realizar cálculos adicionales para compensar el ángulo de los fasores. Además, al utilizar sincrofasores se requiere una menor capacidad en el canal de comunicación ya que no se requiere estar reenviando las mediciones para poder sincronizarlas.
- El efecto que puede causar tener datos mal alineados debido a una compensación errónea en el ángulo de los fasores. Ya que el tener datos mal alineados causa la activación de la protección al energizar la línea y ante fallas externas.

- Al realizar pruebas con datos sincronizados (usando sincrofasores), el efecto de energización de la línea no provoca que la protección diferencial se active, y para fallas externas la protección diferencial no se activa.
- Los elementos diferenciales de secuencia negativa y cero pueden proveer respaldo a los elementos diferenciales por fase, y se comprueba que los elementos de secuencia pueden detectar fallas con alta impedancia con un alcance mayor a los elementos por fase.

## **6.2. Aportaciones.**

En este trabajo se desarrolla un modelo de PMU en un ambiente de simulación en tiempo real en un simulador de la marca OPAL-RT Technologies®, el cual se aplica a la protección diferencial de línea y para el monitoreo de la frecuencia local de un sistema eléctrico de potencia. Sin embargo el modelo se puede implementar en otras aplicaciones tales como estabilidad y control.

El PMU desarrollado calcula fasores de tensión y corriente mediante la DFT recursiva, y también calcula la frecuencia local del sistema. A estas mediciones se les asigna una etiqueta con el tiempo en que fueron tomadas desde cualquier ubicación del sistema de potencia. Las mediciones junto con la etiqueta de tiempo se envían a un lugar de interés (por ejemplo una subestación) considerando los retardos de los canales de comunicación y se alinean con base en su etiqueta de tiempo.

Las mediciones sincronizadas o sincrofasores son aplicadas en la protección diferencial de línea, tomando en cuenta una protección diferencial segregada por fase, protección diferencial de secuencia negativa y protección diferencial de secuencia cero.

## **6.3. Recomendaciones para trabajos futuros.**

- Complementar el PMU desarrollado al permitirle reportar otro tipo de mediciones no convencionales una vez que están sincronizadas las muestras. Estas mediciones pueden

ser por ejemplo: el ángulo interno de una máquina, las potencias activa o reactiva transmitida en un punto de la red o el estado de los interruptores, entre otras.

- Utilizar las mediciones sincronizadas de los fasores para otras aplicaciones, por ejemplo, detección de oscilaciones, monitorear la estabilidad de la línea con base en los ángulos de las tensiones o para la protección de área amplia de un sistema.
- Implementar y mejorar el estimador de frecuencia basado en fasores e implementarlo para un esquema de tiro de carga en la red mediante la comunicación de los PMU's o relevadores.
- Mejorar la protección diferencial al agregarle lógicas extra para problemas concretos tales como un detector de saturación de los TC's, y realizar una compensación para eliminar el efecto de las corrientes de carga de las líneas en extra altas tensiones o de gran longitud.
- Complementar la protección diferencial de línea con un esquema de disparo monopolar para mejorar la estabilidad del sistema ante fallas monofásicas.
- Implementar este trabajo en hardware (obtener un prototipo) y probarlo en el simulador en tiempo real en un esquema de lazo cerrado.



## REFERENCIAS.

- [1] Lewis, J. B., & Domin, J. T. (2007). *Protective Relaying Principles and Applications* (Third Edition). New York: CRC press Taylor and Francis Group.
- [2] Horowitz, S. H., & Phadke, A. G. (2008). *Power System Relaying* (Third edition). U.S.A: Research Studies Press Limited.
- [3] Begovic, M. Miroslav. (2013). *Electrical Transmission Systems and Smart Grids* .New York, Springer.
- [4] Altuve, H. J., & Schweitzer, E. O. (2010). *Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electric Power Systems* .Pullman W. Schweitzer Engineering Laboratories.
- [5] Alstom Grid. (2011). *Network protections and automation guide (Protective relays, measurement and controls)*. Alstom.
- [6] Phadke, A.G., Thorp, J.S., Adamiak, M. G. (1983). *A New Measurement Technique Tracking Voltage Phasors, Local System Frequency, and Rate of Change of Frequency*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems.
- [7] Phadke, A. G. (2002). Synchronized phasor measurements - A historical overview. Virginia Tech, Blacksburg, Virginia, USA.
- [8] Phadke, A. G., & Thorp S. J. (2008). *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*. New York, Springer.
- [9] Waldemar, R., Wiszniewski, A., & Szafran, J. (2011). *Digital Signal Processing in Power System Protection and Control*. Springer.
- [10] Hewitson, L.G., Brown, M., & Balakrishnan, R. (2004). *Practical power system protection*. The Netherlands: Elsevier.
- [11] Benmouyal, G. (1995). *Removal of dc-offset in current waveforms using digital mimic filtering*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, April 1995, pp.621-630.
- [12] Zamora, B.I., Mazon, A.J., Fernandez, H.E., Sagastabeita, B.K., Albizu, F.I., Eguia, L.P., Torres, I.E., & Valverde, S.V. (2005). *Simulación de sistemas eléctricos*. Madrid. Pearson.
- [13] *IEEE Standard for Synchrophasors Measurements for Power Systems*. IEEE Std C37.118.1, 2011.
- [14] *IEEE Standard for Synchrophasors Data Transfer Power Systems*. IEEE Std C37.118.2, 2011.
- [15] Elmore, A. W. *Protective Relaying Theory and Applications* (Second edition). New York: Marcel Dekker, Inc.

- [16] Ziegler, G. *Numerical Differential Protection, Principles and Applications*. Germany: Siemens.
- [17] Arroyo Castillo, J.E. (2015). *Estudio de la aplicación de mediciones fasoriales en la protección contra pérdida de sincronismo usando el plano de fase*. (Tesis de maestría). Instituto Politécnico Nacional, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación-ESIME-Zacatenco. Ciudad de México.
- [18] Gutiérrez Serrano, V.M. (2015). *Predicción de la estabilidad transitoria de sistemas eléctricos de potencia utilizando mediciones fasoriales*. (Tesis de maestría). Instituto Politécnico Nacional, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación-ESIME-Zacatenco. Ciudad de México.
- [19] San Vicente Cisneros, A.R. (2010). *Desarrollo de un sincrofasor en tiempo real para líneas de transmisión eléctrica*. (Tesis de doctorado). Instituto Politécnico Nacional, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación-ESIME-Zacatenco. Ciudad de México.
- [20] Hernández Gómez, B. V. (2009). *Diseño e Implementación de un medidor fasorial síncrono normalizado con el estándar IEEE C37.118*. (Tesis de maestría). Instituto Politécnico Nacional, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación-ESIME-Zacatenco. Ciudad de México.
- [21] Cuvas Castillo, C. (2006). *Implementación de un medidor fasorial*. (Tesis de maestría). Instituto Politécnico Nacional, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación-ESIME-Zacatenco. Ciudad de México.
- [22] Álvarez Juárez, M. A. (2012). *Estudio de la protección diferencial de un generador síncrono*. (Tesis de maestría). Instituto Politécnico Nacional, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación-ESIME-Zacatenco. Ciudad de México.
- [23] Garcia Fierro, S. N. (2015). *Desarrollo de un relevador para protección de generación distribuida en redes de media tensión*. (Tesis de maestría). Instituto Politécnico Nacional, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación-ESIME-Zacatenco. Ciudad de México.
- [24] Moran Ramírez, C. (2007). *Propuesta de esquema de protección para fallas de alta impedancia en líneas de transmisión de alta tensión*. (Tesis de maestría). Instituto Politécnico Nacional, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación-ESIME-Zacatenco. Ciudad de México.
- [25] Akke, M., Thorp, J.S. (2010). *Sample Value Adjustment Improves Phasor Estimation at Off-Nominal Frequencies*. IEEE.
- [26] Tleis, N. D. (2008). *Power System Modelling and Fault Analysis*. U.S.A: Elsevier.
- [27] Chairman, G. M., Adamiak, M., Behrenft, K., Fodero, Ken. *Digital Communications for Relay Protection*. IEEE Power System Relaying Committee.
- [28] Apostolov, A. P. *Synchrophasors, Can we use them for protection?* OMICRON electronics, USA.

- [29] O'Brien, J., Deronja, Alla., & Apostolov, A. P. (2013). *Use of synchrophasor measurements in protective relaying applications*. Power System Relaying Committee Report of Working Group C-14 of the System Protection Subcommittee.
- [30] Gers, M. J., & Holmes, J. E. (2004). *Protection of Electricity Distribution Networks* (Second edition). London, United Kingdom: The Institution of Electrical Engineers.
- [31] Behrendt, K., & Fodero, K. (2006). *The Perfect Time: An Examination of Time*. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
- [32] Phadke, A. G., & Thorp S. J. (2009). *Computer relaying for power systems* (Second edition). WILEY.
- [33] Dotta, D., Chow, H., Vanfretti, L., Almas, S., Angostini, M. N. (2013). *A Matlab-based PMU simulator*. IEEE.
- [34] Kumar, D., Ghosh, D., Kumar, Mohanta, D. (2015). *Simulation of phasor measurement unit*. IEEE.
- [35] Benmouyal, G., Schweitzer, E.O., Guzman, A. (2004). *Synchronized Phasor Measurement in Protective Relays for Protection, Control, and Analysis of Electric Power Systems*. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
- [36] Guzman, A., Mynam, V., & Zweigle, G. (2007). *Backup Transmission Line Protection for Ground Faults and Power Swing Detection Using Synchrophasors*. 34<sup>th</sup> Annual Western Protective Relay Conference: Schweitzer Engineering Laboratories.
- [37] Miller, H., Burger, J., Fisher, N., & Kasztenny, B. (2009). *Modern Line Current Differential Protection Solutions*. 36<sup>th</sup> Annual Western Protective Relay Conference: Schweitzer Engineering Laboratories & American Electric Power.
- [38] Yiyan, X., Finney, D., & Le, B. (2012). *Charging Current in Long Lines and High-Voltage Cables-Protection Application Considerations*. 39<sup>th</sup> Annual Western Protective Relay Conference: Schweitzer Engineering Laboratories & American Electric Power.
- [39] Altuve, H., Benmouyal, G., Roberts, J., Tzlouvaras, D. (2004). *Transmission line differential protection with an enhanced characteristic*. Schweitzer Engineering Laboratories. USA.
- [40] *Application manual, Line differential protection RED670* (2010). ABB.
- [41] Phadke, A. G., Chairman, P. B., Adamiak, M., Vegovic, M., Benmouyal, G., Burnett, R.O., Cease, T.W., Goossens, J., Hansen, D.J., Kezunovic, M., Mankoff, L.L., McLaren, P.G., Michel, G., Murphy, R.J., Nordstrom, J., Sachdev, M.S., Smith, H.S., Thorp, J.S., & Trotignon, M. (1994). *Synchronized Sampling and Phasor Measurement for Relaying and Control*. IEEE Transactions on Power Delivery. Vol 9, No 1. Power System Relaying Committee.

- [42] Kasztenny, B., Fisher, N., Fodero, K., & Zvarych, A. *Communications and Data Synchronization for Line Current Differential Schemes*. Schweitzer Engineering Laboratories.
- [43] Sidhu, S. T. (1999). *Accurate Measurement of Power System Frequency Using a Digital Signal Processing Technique*. Siemens Power Transmission and Distribution, LLC. USA.
- [44] Sezi, Tevfik. (1999). *A New Method for Measuring Power System Frequency*. IEEE Transactions on instrumentation and measurement, Vol 48, NO. 1, February 1999.
- [45] Roman Vargas, N. (1993). *Desarrollo de un Simulador Digital Interactivo Para Determinar la Cargabilidad de Líneas de Transmisión*. (Tesis de licenciatura). Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica-Zacatenco. Ciudad de México.
- [46] Grainger, J. J., Stevenson, D. W. (1996). *Análisis de sistemas de potencia (Primera edición)*. McGraw-Hill, Inc., U.S.A.
- [47] Rosas Ortiz, G., Álvarez Juárez, M. (2012). *Reporte interno: Metodología para el uso del simulador en tiempo real de RT-LAB*. Instituto Politécnico Nacional, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación-ESIME-Zacatenco. Ciudad de México.
- [48] Darwish, H. A., Fikri, M. (2007). *Practical Considerations for Recursive DFT Implementations in Numerical Relays*. IEEE Transactions on power delivery, Vol. 22, No. 1.
- [49] Sebastian, B. D., & Rosas, O. G. (2008). *Diplomado en protecciones de sistemas eléctricos de potencia*. Instituto Politécnico Nacional.
- [50] <http://www.opal-rt.com/product/rt-lab-professional>.

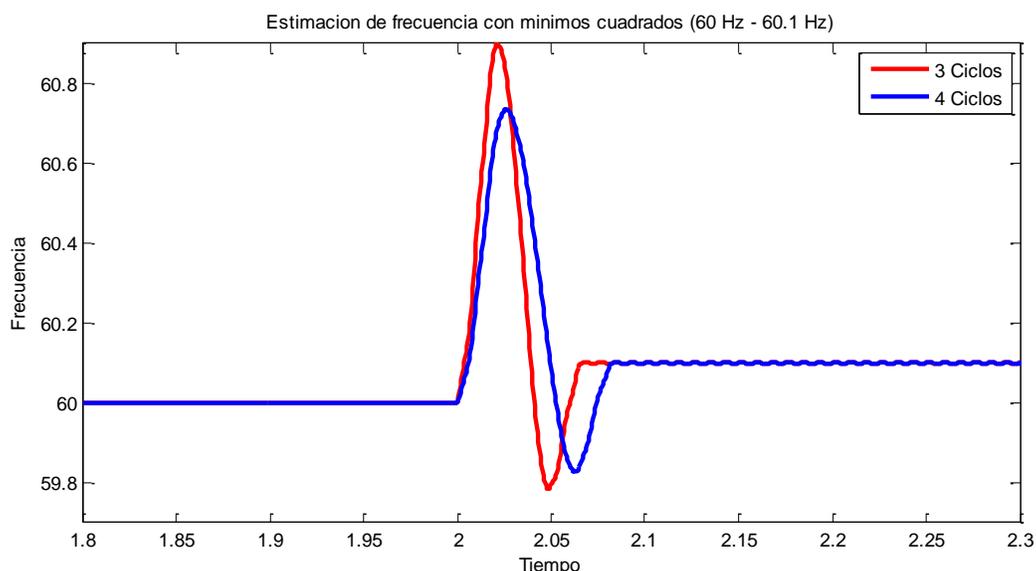
## APÉNDICE A.

### PRUEBAS A LOS ALGORITMOS PARA ESTIMACIÓN DE FRECUENCIA.

En este apartado se muestran las pruebas realizadas a los algoritmos para la estimación de la frecuencia, los dos algoritmos utilizados son, mínimos cuadrados y basados en fasores. Se muestra la respuesta de cada método ante diferentes valores de frecuencia, menores y mayores a la nominal, después se realiza una comparación entre ambos métodos.

#### A.1 Algoritmo de mínimos cuadrados.

Este algoritmo se explicó en el capítulo 3, y aquí se muestra su respuesta ante diferentes cambios en la frecuencia. Al principio se calculó la frecuencia nominal (60 Hz) y en un tiempo de 2s se inserta una nueva frecuencia, cada figura muestra dos casos, con uno se hace la estimación de la frecuencia con 3 ciclos y el otro con 4 ciclos de la frecuencia nominal.

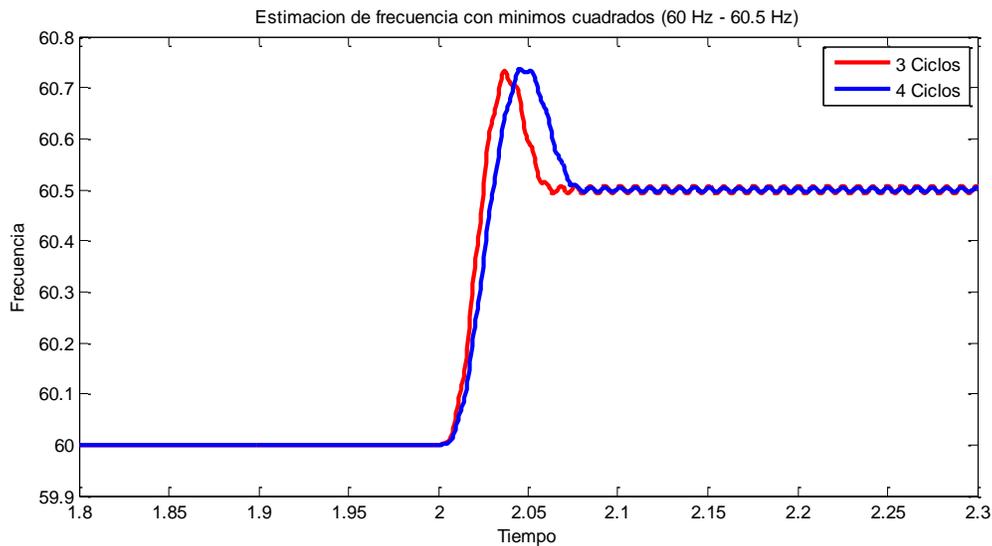


**Figura A.1** Estimación de frecuencia ante cambios en la frecuencia de 0.1 Hz.

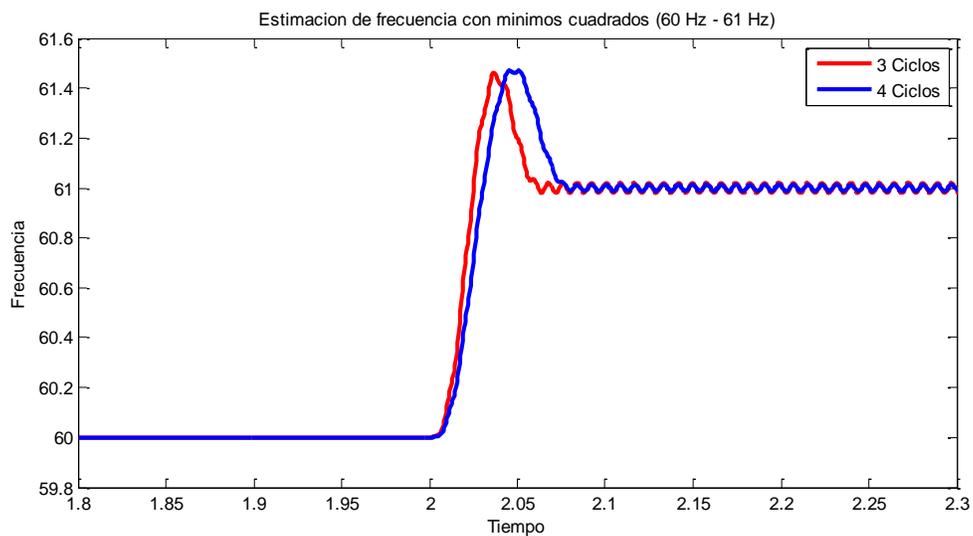
Como se puede observar en la figura A.1 para un cambio de 0.1 Hz en el segundo 2, el algoritmo de mínimos cuadrados calculó el cambio en la frecuencia en tres y cuatro ciclos. A pesar de calcular correctamente la desviación de frecuencia existen oscilaciones en el tiempo en el que

calcula correctamente el nuevo valor en la frecuencia. Este tipo de oscilaciones ocurre entre los cambios de frecuencia de 0.1 Hz a 0.4 Hz.

En la figura A.2 se muestra la respuesta del algoritmo ante una cambio en la frecuencia de 0.5 Hz, este calcula la nueva frecuencia en el sistema en 3 ciclos o 4 ciclos, y aunque ya no existen tantas oscilaciones como en el caso anterior, aun muestra un sobretiro hasta 60.7 Hz, de la misma manera en la figura A.3 se muestra un cambio en la frecuencia de 61 Hz el sobretiro para este caso alcanza 61.4 aproximadamente.

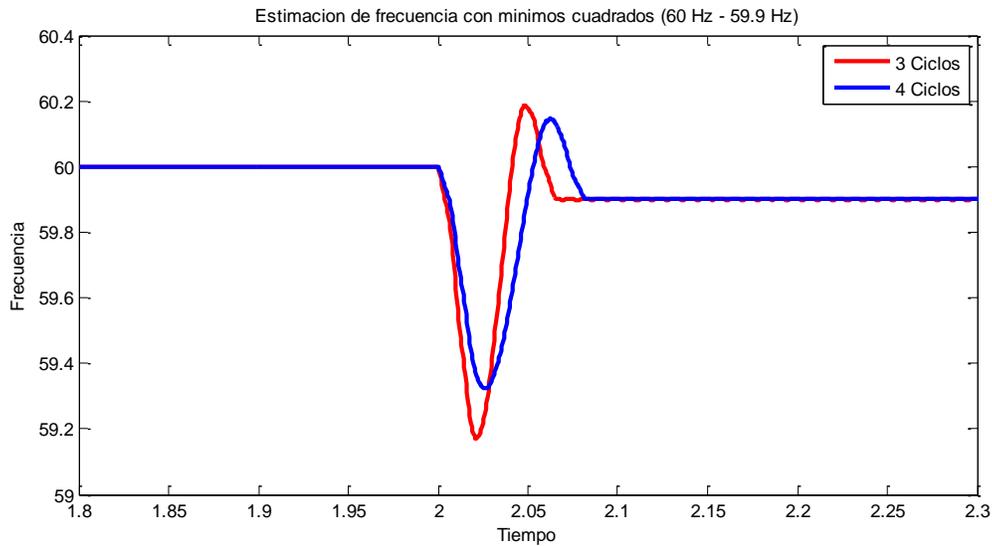


**Figura A.2** Estimación de frecuencia ante cambios en la frecuencia de 0.5 Hz.

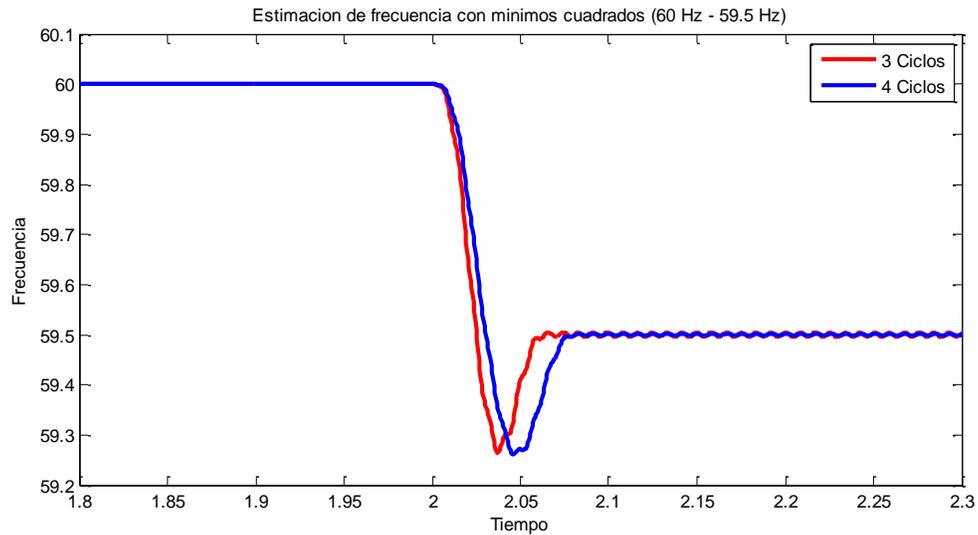


**Figura A.3** Estimación de frecuencia ante cambios en la frecuencia de 1 Hz.

Lo mismo ocurre cuando se aplican cambios en frecuencia negativos, -0.1 Hz, -0.5 Hz y -1 Hz. Esto se muestra en las figuras A.4, A.5 y A.6 respectivamente.

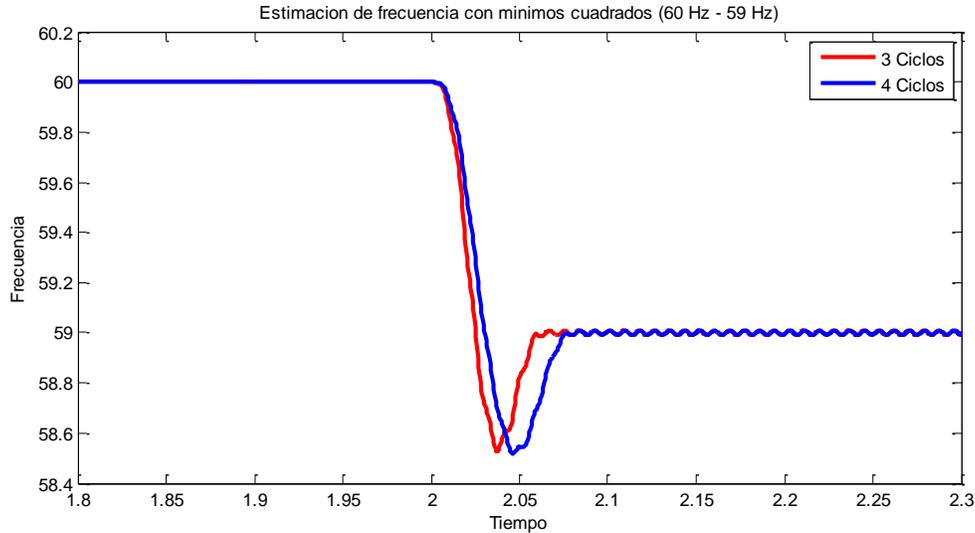


**Figura A.4** Estimación de frecuencia ante cambios en la frecuencia de -0.1Hz.



**Figura A.5** Estimación de frecuencia ante cambios en la frecuencia de -0.5 Hz.

Se puede observar la misma respuesta para cambios menores en la frecuencia nominal (60 Hz), para frecuencias mayores a 59.5 Hz, el valor de la frecuencia oscila hasta alcanzar su valor en 2 o 3 ciclos, para frecuencias iguales o menores a 59.5 Hz existe un sobretiro antes de que se establezca en el nuevo valor estimado, esto se muestra en las figuras A.5 y A.6.

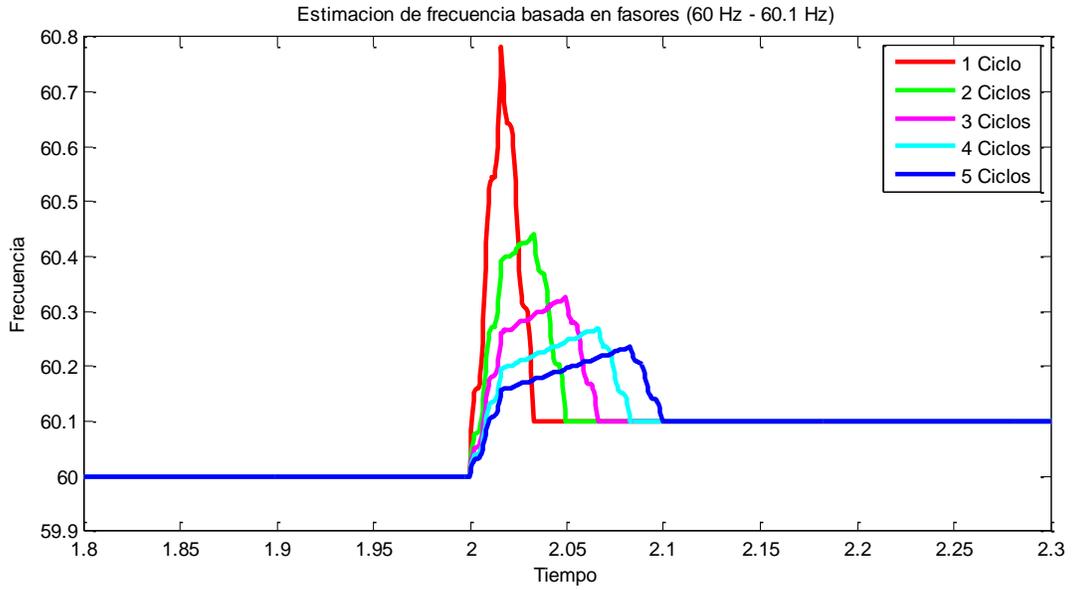


**Figura A.6** Estimación de frecuencia ante cambios en la frecuencia de -1 Hz.

## A.2 Algoritmo basado en fasores.

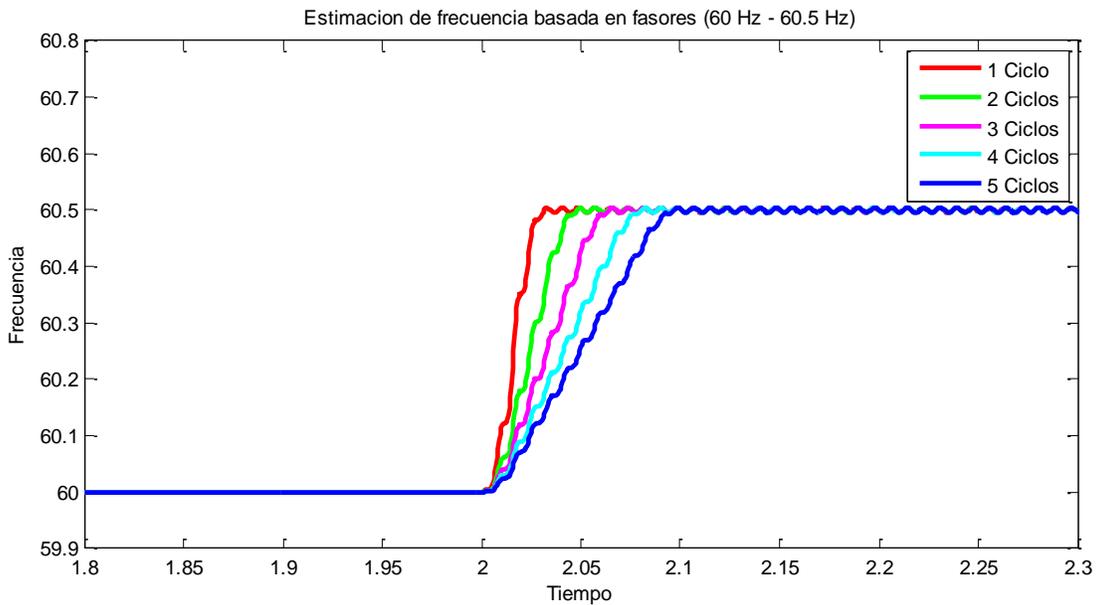
De la misma manera, este método se explicó en el capítulo 3, y aquí se muestra su respuesta ante diferentes cambios en la frecuencia. Al principio se calculó la frecuencia nominal (60 Hz) y en un tiempo de 2s se inserta una nueva frecuencia, cada figura muestra cinco casos, la diferencia entre estos es la ventana de datos para la estimación de la frecuencia, 1 ciclo, 2 ciclos, 3 ciclos, 4 ciclos y 5 ciclos de la frecuencia nominal.

En la figura A.7 se muestra la respuesta de este algoritmo ante un cambio en la frecuencia de 0.1 Hz. Se puede observar que con un ciclo se tiene un sobretiro hasta 60.8 Hz aproximadamente, sin embargo al aumentar la ventana de datos para la estimación de la frecuencia el sobretiro disminuye pero el tiempo requerido para la estimación aumenta dependiendo de los ciclos utilizados para la estimación. Estos sobretiros ocurren para cambios en frecuencias entre 0.1 y 0.4 Hz, y al utilizar el algoritmo con 3 o 4 ciclos el sobretiro no supera los 60.35 Hz.

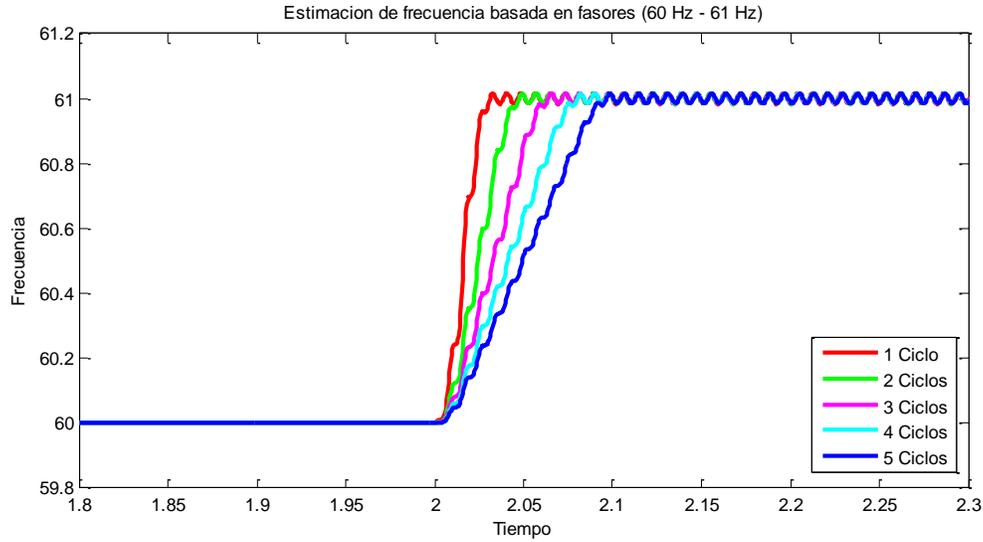


**Figura A.7** Estimación de frecuencia ante cambios de 0.1 Hz.

Para cambios en la frecuencia mayores a 0.4 Hz el sobretiro disminuye considerablemente, esto se muestra en la figura A.8 y A.9, con cambios en la frecuencia de 0.5 y 1 Hz respectivamente.



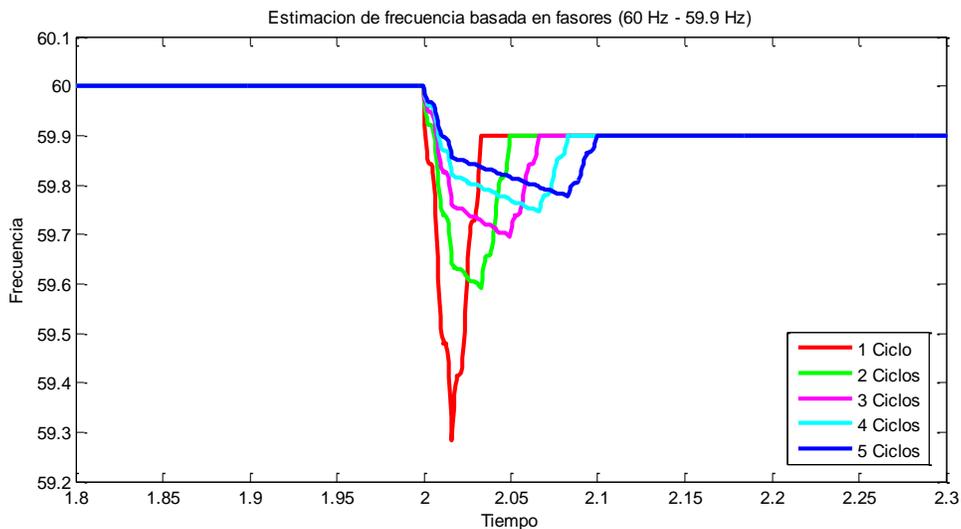
**Figura A.8** Estimación de frecuencia ante cambios de 0.5 Hz.



**Figura A.9** Estimación de frecuencia ante cambios de 1 Hz.

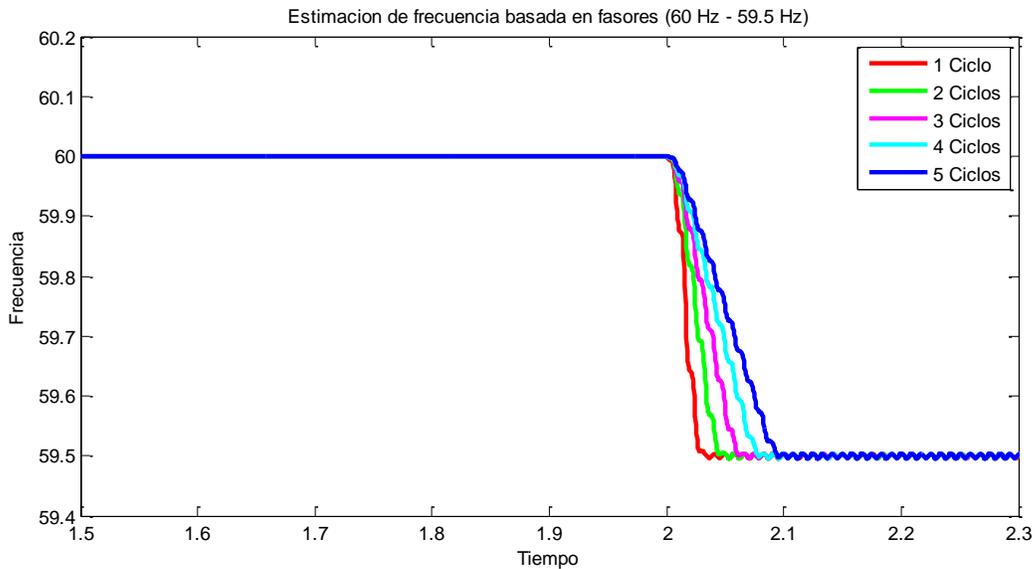
Aunque se puede observar en las figuras A.8 y A.9 que tan solo con un ciclo realiza una buena estimación de la frecuencia de manera rápida, se deben considerar los casos anteriores en los cuales con un solo ciclo se tiene un sobretiro con mayor magnitud, por esto sería recomendable utilizar más de un ciclo para la estimación con este algoritmo.

Para los casos con cambios negativos entre  $-0.1$  y  $-0.4$  (59.9 y 59.6) se obtuvieron sobretiros como los mostrados en la figura A.10 para un cambio en la frecuencia de  $-0.1$  Hz.

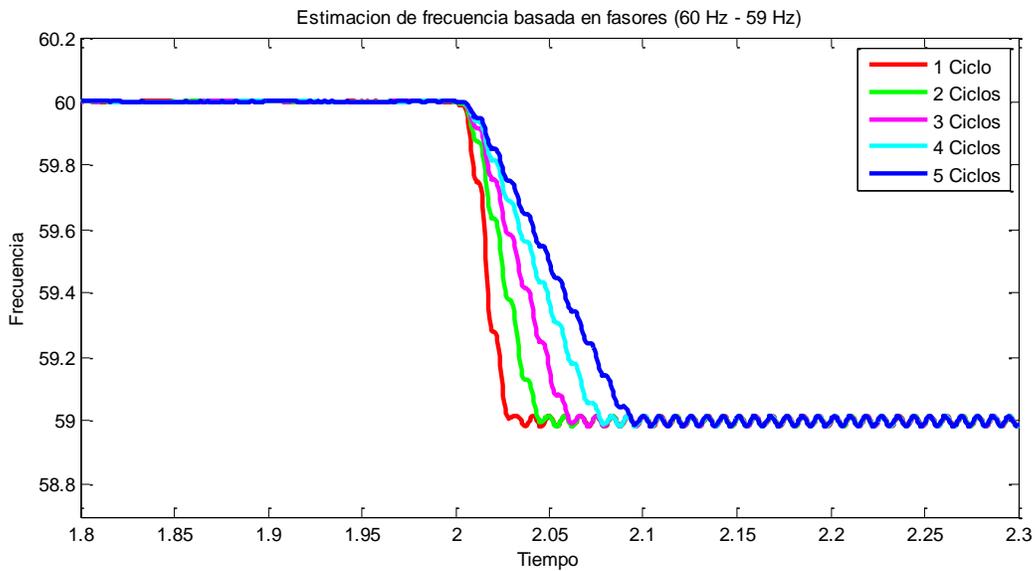


**Figura A.10** Estimación de frecuencia ante cambios de  $-0.1$  Hz.

Al igual que en los casos con cambios por arriba de la frecuencia nominal para cambios mayores o iguales a 60.5 Hz, para cambios menores o iguales a 59.5 Hz no hay sobretiro y la estimación se estabiliza dependiendo de la ventana de datos utilizada para la estimación, en la figura A.11 y A.12 se muestran los casos para cambios de -0.5 y -1 Hz respectivamente.



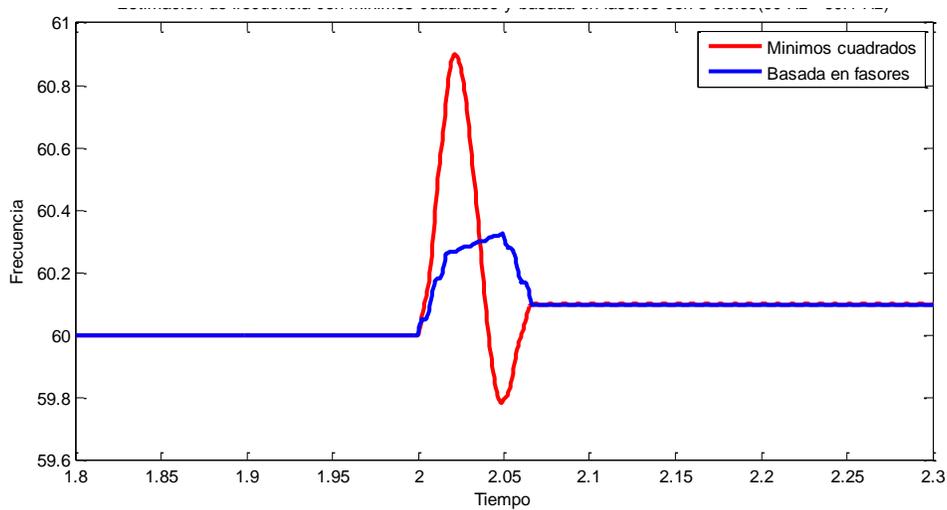
**Figura A.11** Estimación de frecuencia ante cambios de -0.5 Hz.



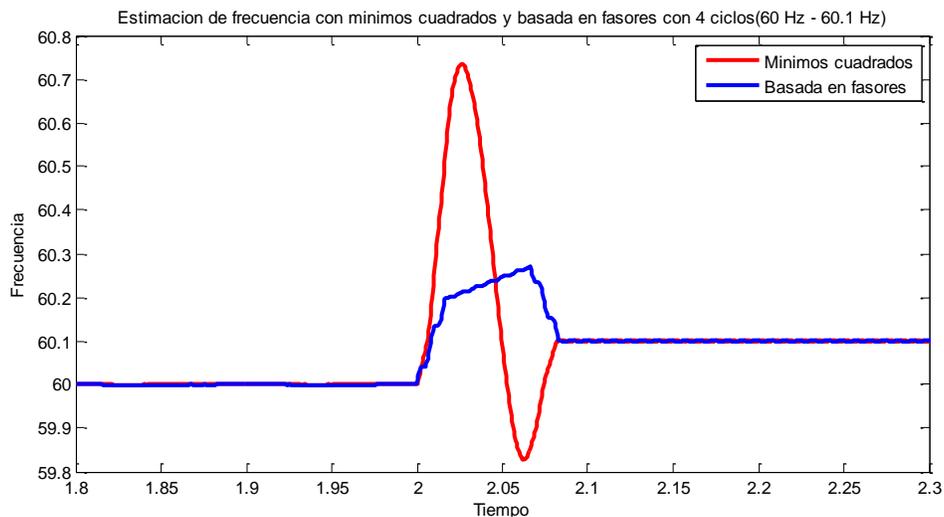
**Figura A.12** Estimación de frecuencia ante cambios de -1 Hz.

### A.3 Comparación entre los algoritmos de mínimos cuadrados y basado en fasores.

En las siguientes figuras se muestra la comparación entre los dos métodos utilizados para la estimación de la frecuencia, ambos métodos se comparan con ventanas de datos de tres y cuatro ciclos y se muestran cambios en la frecuencia de 0.1, 0.5 y 1 Hz. En la figuras A.13 y A.14 se muestra la comparación entre los dos métodos, y se observa claramente que el método basado en fasores tiene menos sobretiro ante los cambios en la frecuencia ante un cambio de frecuencia de 0.1 Hz, mientras que el algoritmo de mínimos cuadrados oscila para alcanzar el valor de frecuencia actual.

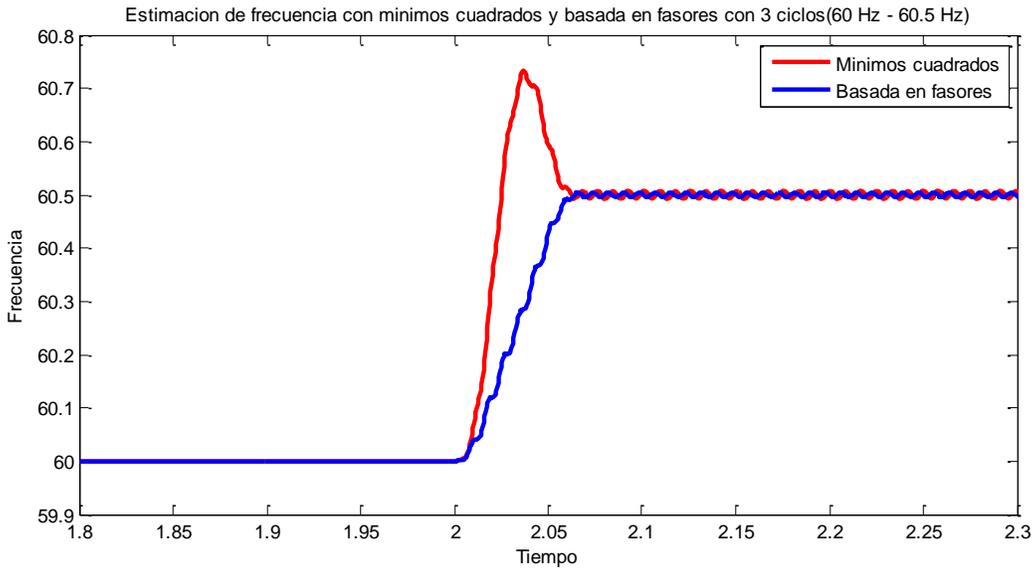


**Figura A.13** Estimación de frecuencia ante cambios de 0.1 Hz con una ventana de datos de 3 ciclos.

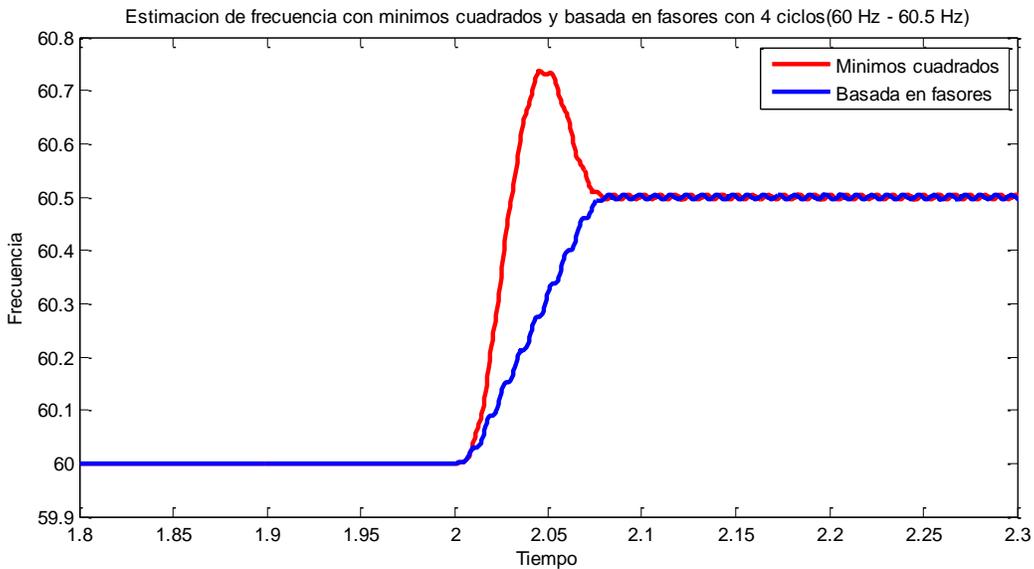


**Figura A.14** Estimación de frecuencia ante cambios de 0.1 Hz con una ventana de datos de 4 ciclos.

En las figuras A.15 y A.16 se muestra que el método basado en fasores es más estable ante el cambio de la frecuencia ya que el método de mínimos cuadrados sigue teniendo un sobretiro poco mayor a 60.7 Hz y los dos métodos se estabilizan en 3 y cuatro ciclos dependiendo de la ventana de datos que se utilice para la estimación.

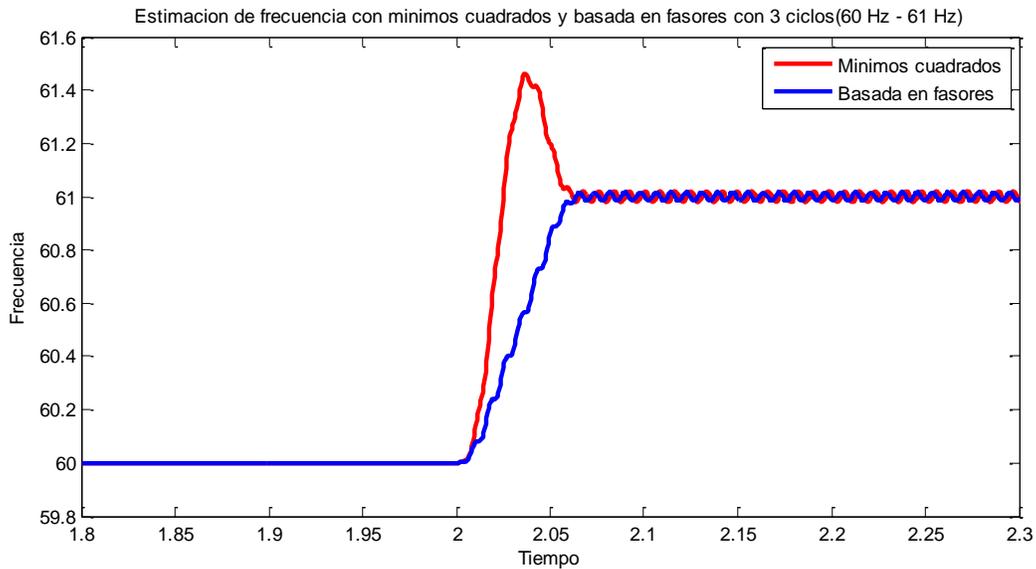


**Figura A.15** Estimación de frecuencia ante cambios de 0.5 Hz con una ventana de datos de 3 ciclos.

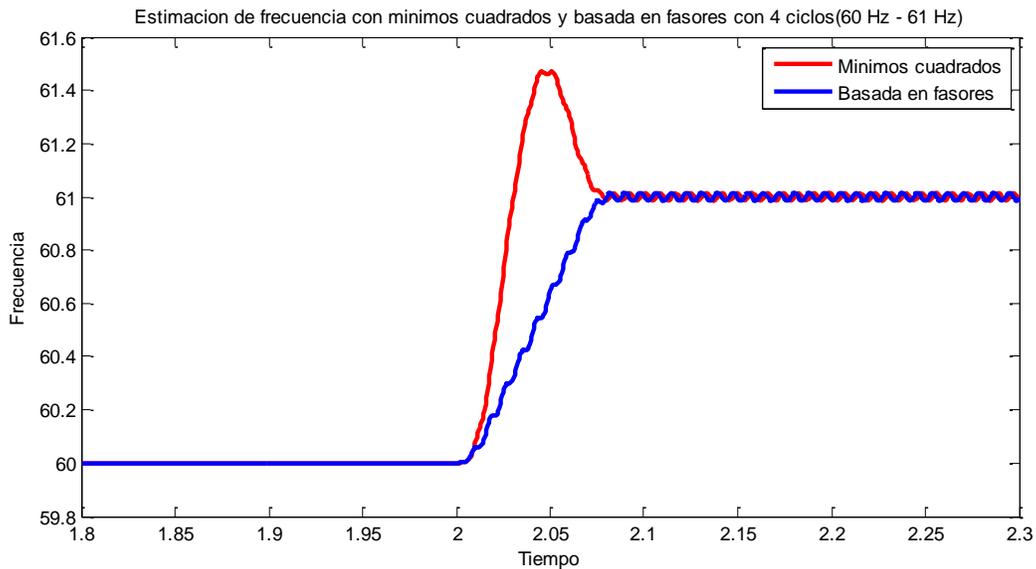


**Figura A.16** Estimación de frecuencia ante cambios de 0.5 Hz con una ventana de datos de 4 ciclos.

En las figuras A.17 y A.18 se muestra el cambio en la frecuencia de 1 Hz con 3 y 4 ciclos para el cálculo y es notable que la estimación basada en fasores responde mucho mejor ante este cambio. Por esta razón se utiliza el método basado en fasores en este trabajo.



**Figura A.17** Estimación de frecuencia ante cambios de 1 Hz con una ventana de datos de 3 ciclos.



**Figura A.18** Estimación de frecuencia ante cambios de 1 Hz con una ventana de datos de 4 ciclos.

## APÉNDICE B

### ELEMENTOS PARA LA SIMULACIÓN EN TIEMPO REAL.

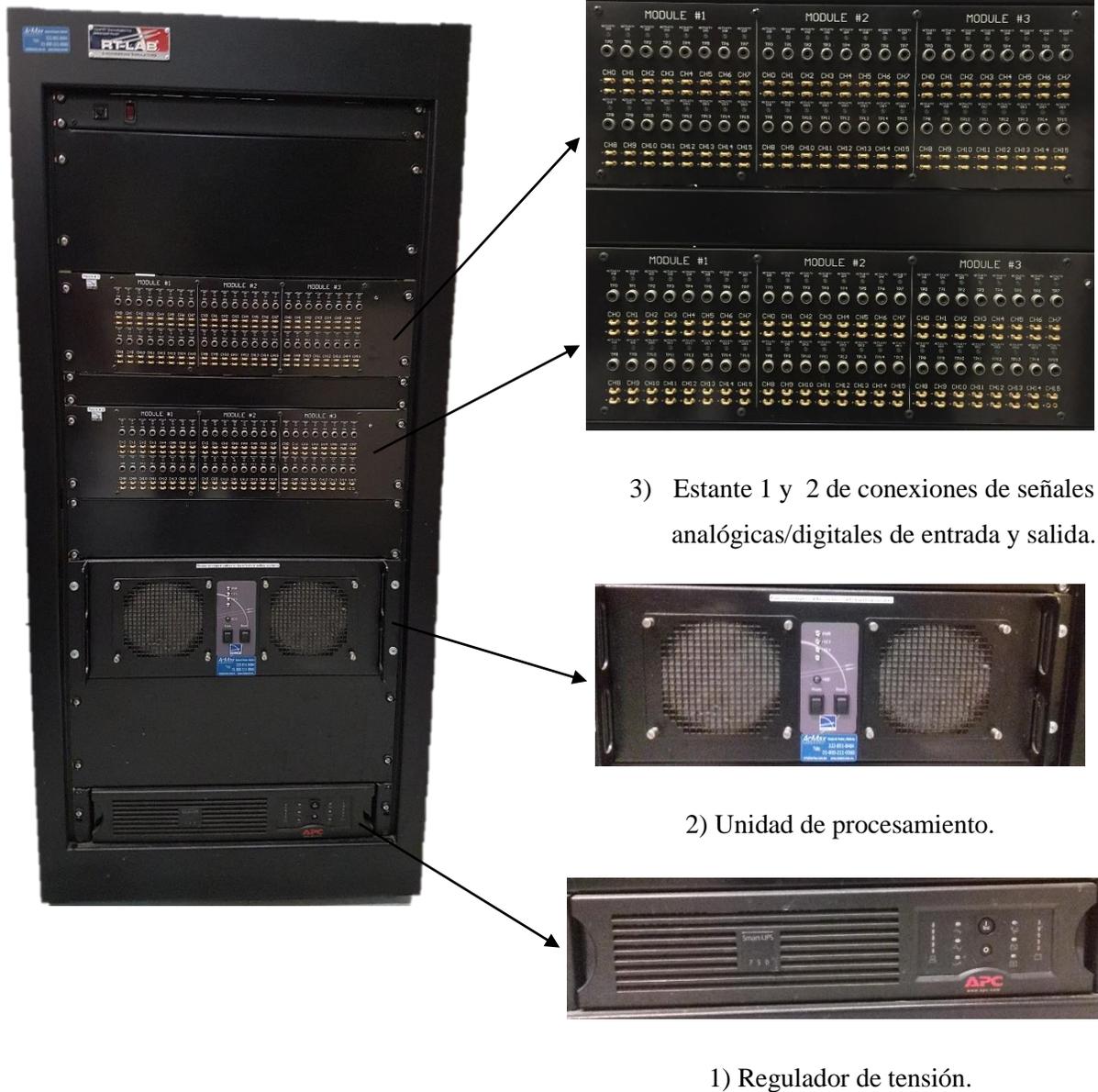
En este apéndice se explica brevemente las partes del simulador en tiempo real utilizado para este trabajo, así como también, los requerimientos necesarios para utilizarlo. También se muestran los elementos y datos necesarios para la simulación en tiempo real de los sistemas mencionados en los capítulos 4 y 5.

#### **B.1. Simulación en tiempo real.**

Los simuladores fuera de línea por mucho tiempo fueron herramientas muy útiles para los ingenieros, sin embargo no tenían la capacidad de reproducir los eventos en forma puntual y precisa, las nuevas generaciones de simuladores se basan en súper computadoras que pueden soportar gran cantidad de procesamiento de información y poder brindar una respuesta en tiempos demasiado cortos, debido a esta ventaja, los simuladores en tiempo real pueden ser usados para reproducir fenómenos físicos de diferentes tipos de máquinas y vincularlo con otro tipo de máquinas y/o sus controles para poder analizar el desempeño y comportamiento que existe entre estos de manera precisa y sobretodo en tiempo real [47].

En este trabajo se utiliza un simulador en tiempo real de OPAL-RT Technologies®, el cual fue adquirido por la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME-Zacatenco del IPN. Este simulador en sí, es una súper computadora que mediante procesamiento en paralelo puede soportar gran cantidad de procesamiento de información y brinda respuestas en tiempos demasiados cortos, y se logran reproducir fenómenos físicos de diferentes tipos de máquinas y vincularlos con otros tipos de máquinas y/o sus controles para poder analizar el desempeño y comportamiento que existe entre estos de manera precisa y en tiempo real [47].

El simulador utilizado se muestra en la figura B.1, y está básicamente compuesto por cuatro bloques: 1) El regulador de tensión, 2) la unidad de procesamiento, 3) estante 2 de conexiones de señales analógicas/digitales de entrada y salida, y 4) estante 1 de conexiones de señales analógicas/digitales de entrada y salida [47].



**Figura B.1.** Simulador en tiempo real de OPAL-RT Technologies®.

El simulador cuenta con 12 núcleos de procesamiento, de los cuales solo se utilizan 8 núcleos por cuestión de licencia de software, 96 canales de entrada-salida, de los cuales se tienen 16 canales analógicos de salida, 16 canales analógicos de entrada y por último 64 canales digitales de entrada-salida, dichos canales son utilizados para poder interactuar con otros equipos y también monitorear la respuesta que existe entre ambos [47].

El simulador utiliza modelos matemáticos creados en *Simulink* de Matlab, por lo que la creación de casos de estudio es más sencilla y flexible para el usuario. Y el software que provee el fabricante tiene un ambiente amigable y de fácil uso, y este es necesario para poder compilar, cargar y correr los casos creados en *Simulink*.

Para una explicación más amplia sobre los datos del simulador se puede consultar el reporte interno en la referencia [47] de este trabajo, sin embargo se explicara brevemente los elementos necesarios para la simulación particular de este trabajo.

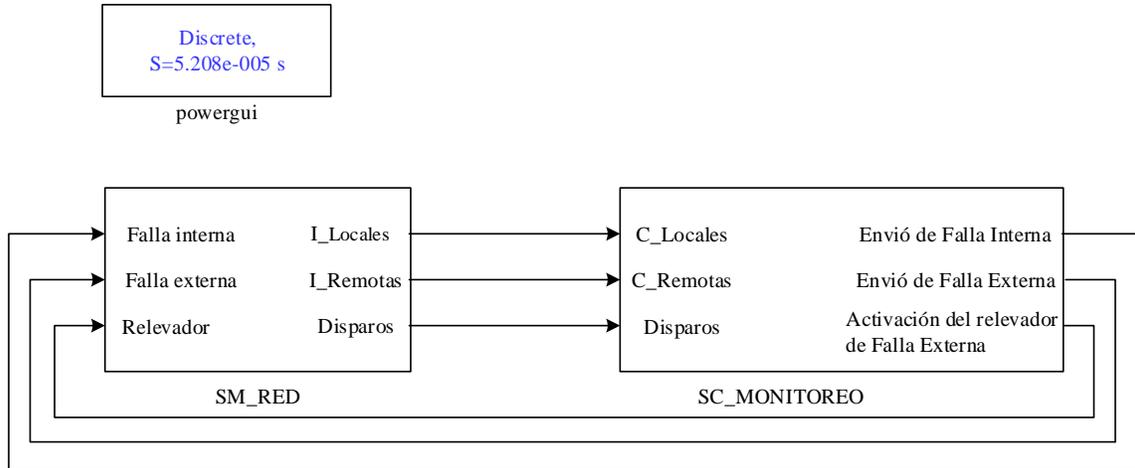
Para que el software RT-LAB pueda compilar el sistema requerido, los modelos deben ser divididos en subsistemas. Existen tres tipos de subsistemas los cuales dependerán de la información que contengan. Los tres subsistemas son:

- **Subsistema Maestro.** El nombre del subsistema debe comenzar con el prefijo SM seguido de un guion bajo. Este tipo de subsistema debe contener todos los bloques que involucren procesamiento matemático. El número máximo y mínimo de este tipo de subsistema permitido en un modelo es 1.
- **Subsistema esclavo.** El nombre del subsistema debe comenzar con el prefijo SS seguido de un guion bajo. Este subsistema sirve para dividir la carga de procesamiento y con ello evitar colocarla toda la carga dentro del maestro. El número de subsistemas permitidos en un modelo va de cero a cualquier otro número, dependiendo del número de módulos a los que se tenga acceso.
- **Subsistema consola.** El nombre del subsistema debe comenzar con el prefijo SC seguido de un guion bajo. En este tipo de subsistemas se alojan las variables a las que se quiera tener acceso dentro de la simulación y que no representen algún procesamiento matemático. El número permitido de este tipo de subsistemas dentro de un modelo es de 0 o 1.

Para el sistema utilizado en este trabajo solo se utilizaron un subsistema maestro y un subsistema consola. Estos subsistemas se muestran en la figura B.2.

En el subsistema consola con nombre *SC\_MONITOREO* se monitorean las corrientes en los extremos de las líneas de transmisión y los disparos de los interruptores provenientes del subsistema maestro. Y las salidas del sistema consola son señales enviadas al subsistema maestro para indicar el tipo de falla aplicada a la línea de transmisión (interna o externa) y la señal de

activación del relevador ya que en ocasiones se requería que el relevador no operara para poder observar los efectos de la falla en los elementos para calcular fasores, eliminar la componente decreciente de corriente directa u observar las corrientes diferenciales.



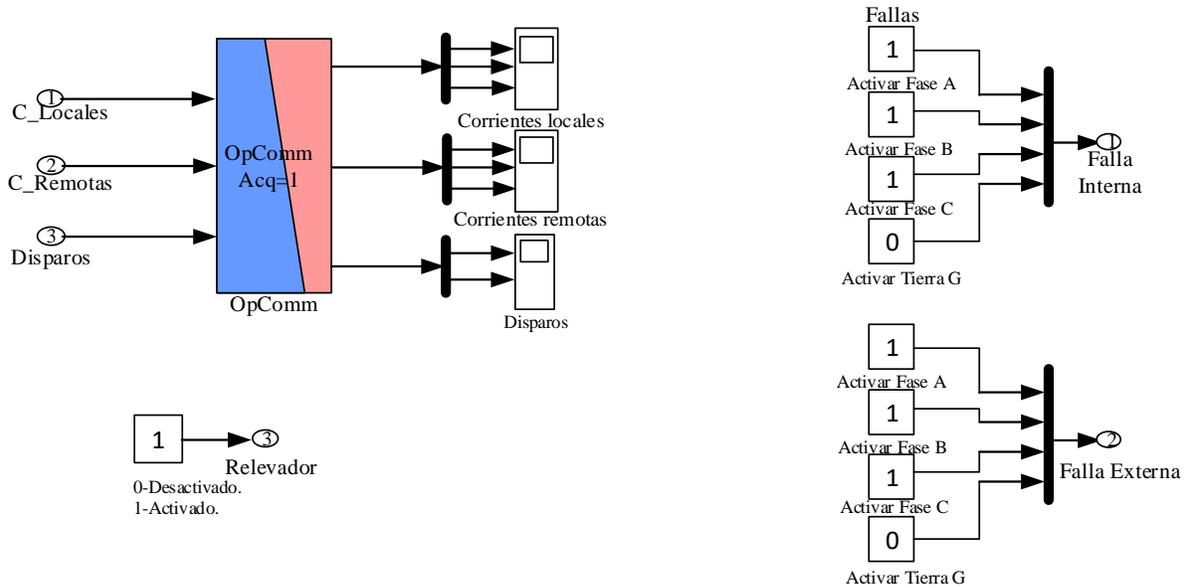
**Figura B.2** Bloque maestro y consola en el simulador en tiempo real.

En la figura B.3 se muestran los elementos del subsistema consola, como ya se mencionó, en este se monitorean las corrientes en los extremos de las líneas y los disparos de los interruptores. Y se encargan de enviar al subsistema maestro las fallas y la activación del relevador.

El programa *Simulink* de Matlab cuenta con los elementos de un sistema de potencia, tales como, líneas de transmisión, generadores, transformadores así como fallas. Sin embargo para la simulación de este caso en particular se tuvieron que realizar las fallas de otra manera. Por esto la forma de activar una falla es por medio de los boques mostrados en la figura B.3.

Si se necesita una falla trifásica se activa todas las fases con un “uno” y para una falla de fase a tierra se activa con un “uno” la fase A y la tierra, y así sucesivamente dependiendo de la falla que se requiera. De la misma manera, se activa (1) o se desactiva (0) el relevador que protege la línea solo por propósitos de estudio de cada uno de los elementos del relevador.

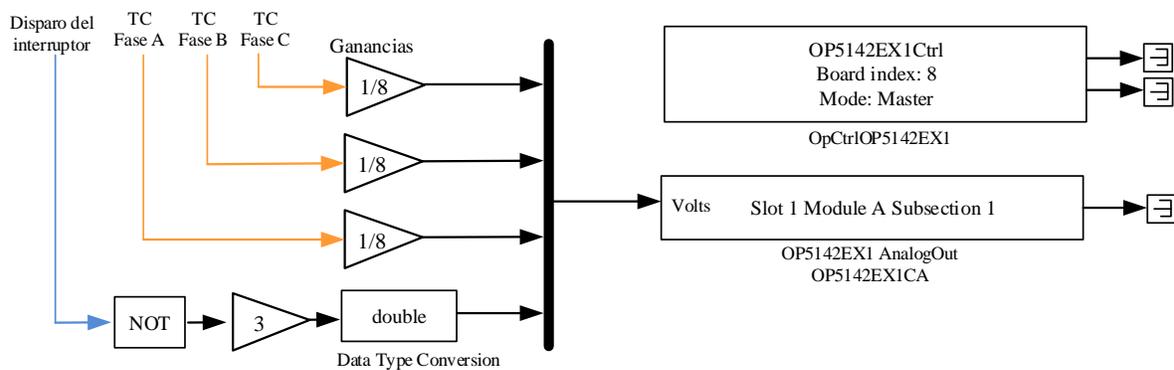
Por último se tiene el bloque *Opcom*, este bloque es parte de la librería del simulador en tiempo real la cual está instalada en la paquetería de *Simulink*, el bloque se utiliza para sincronizar las entradas de cada uno de los subsistemas utilizados en la simulación.



**Figura B.3** Elementos en el bloque SC\_MONITOREO.

Cuando se desea interactuar con otro equipo a través de los canales analógicos y/o digitales es necesario usar bloques de control dentro del modelo de simulink. Los bloques de canales de entrada y salida están dentro de la biblioteca de RT-LAB I/O, posteriormente en OPAL-RT y por último en OP5142EX1, la cual contiene los bloques de entrada y salida de canales analógicos, digitales y PWM [47].

En la figura B.4 se muestran los bloques que están dentro del subsistema maestro para obtener señales analógicas en las salidas del simulador, las primeras tres señales se obtiene de cada fase en los secundarios de los TC y la cuarta salida se conecta a la salida del relevador para poder observar la detección de las fallas.



**Figura B.4.** Elementos para obtener señales analógicas en las salidas del simulador.

Aunque las corrientes ya son mínimas, se agrega una ganancia para reducirlas aún más las señales ya que el simulador solo entrega señales hasta un rango de +/- 16 volts.

En la figura B.5 se muestran los elementos del subsistema maestro, en este subsistema se muestran todos los elementos utilizados en la simulación. Los elementos principales de la simulación es la red eléctrica de prueba mostrada en la parte superior de la figura.

La red eléctrica está formada por dos generadores en ambos extremos después de cada generador hay dos líneas de 20km cada una, en los extremos de estas dos líneas se ubican los interruptores de potencia que delimitan la línea de transmisión que se protege con la protección diferencial de línea. La línea de transmisión protegida como se mencionó en el capítulo 5 tiene una longitud de 150km y los parámetros se muestran en la tabla B.1. Y en cada extremo de la línea de transmisión se conectan los TP's y TC's, y estos transformadores se encuentran en la librería de sistemas de potencia de simulink. Todos los elementos mencionados hasta ahora trabajan con un paso de integración fijo el cual es de 1/19200s.

Los TP's y TC's reducen las señales de tensión y corriente para poder ser utilizadas por los elementos de protección o medición, en este caso se utilizan en una Unidad de Medición Fasorial y un relevador diferencial de línea con funciones de sincrofasores. Estos elementos de la simulación trabajan con un paso de integración de 1/1920s, para que el PMU y el relevador solo obtengan 32 muestras por ciclo y a partir de estas 32 muestras se realizan todos los cálculos mencionados en el capítulo 4.

Ambos elementos reciben señales de los TP's y TC's además reciben la señal de un reloj que asigna una estampa de tiempo (hh:mm:ss: Fracción de segundo) a todas las mediciones cada 8ms. El PMU envía sus datos al relevador en el extremo izquierdo de la línea y este realiza los cálculos para el elemento diferencial de línea, si el relevador detecta una condición anormal dentro de la línea envía un DTT (Disparo directo transferido) a la subestación donde se ubica el PMU y hace que dispare su interruptor.

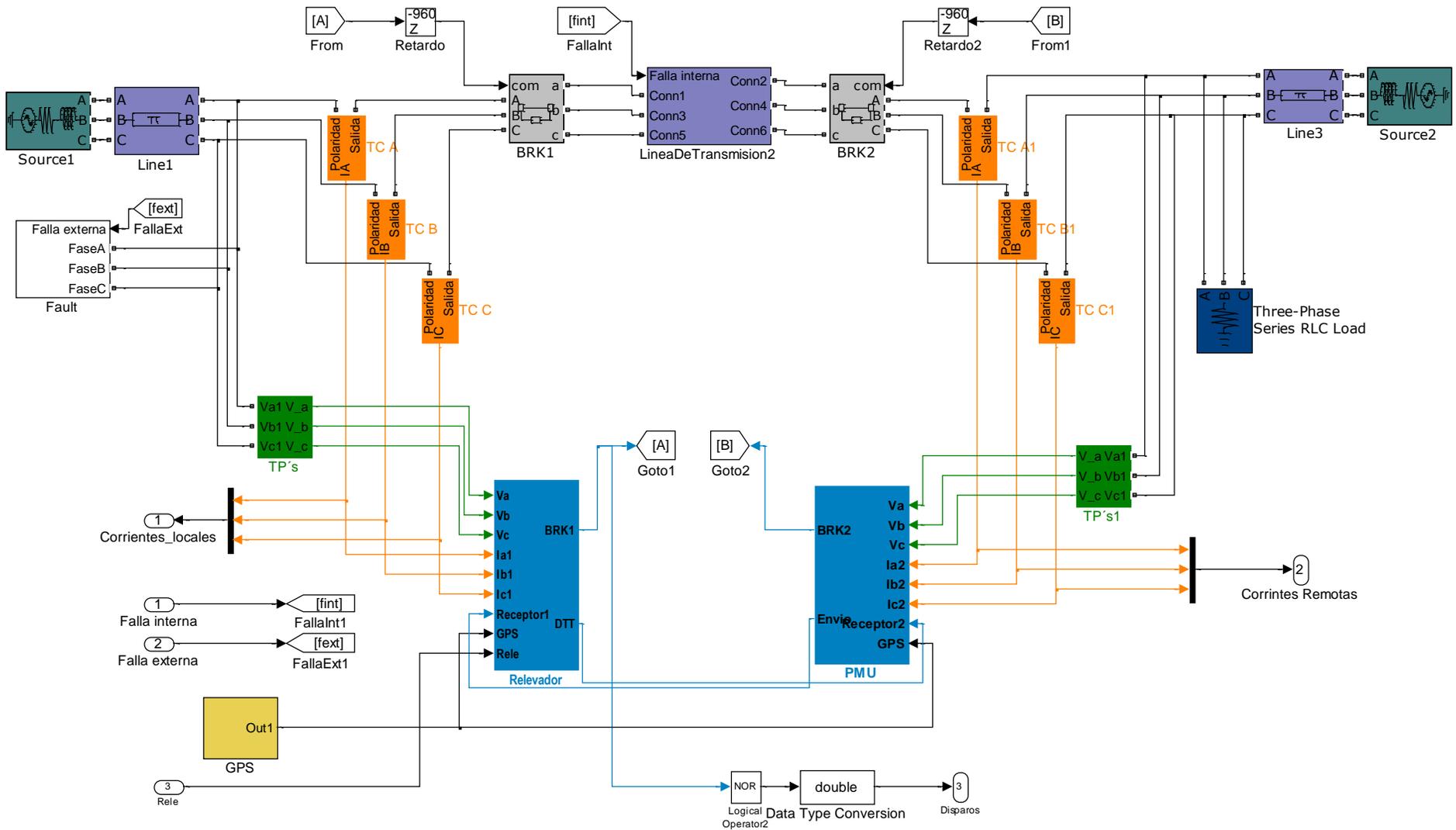


Figura B.5. Elementos del subsistema SM\_RED.

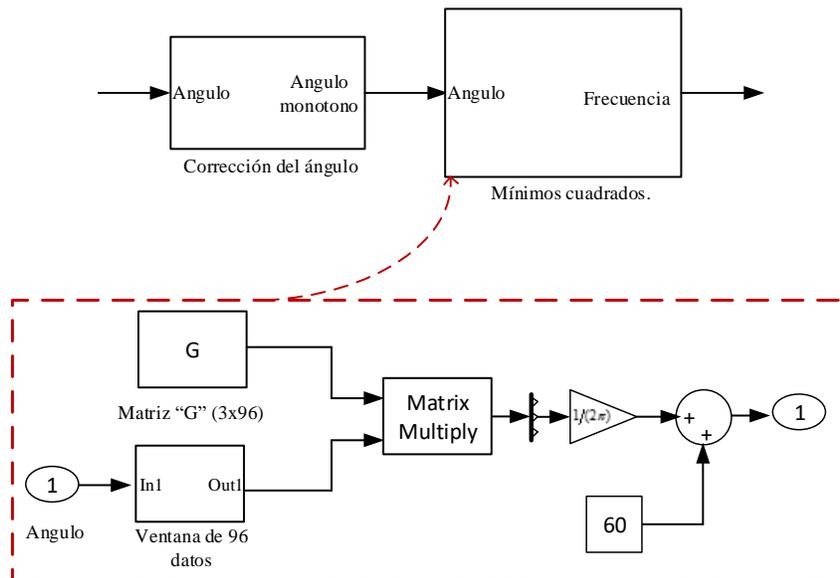
## B.2. Elementos adicionales para la simulación en tiempo real.

En esta subsección se muestran los bloques faltantes en el capítulo 4 para lograr realizar la simulación de todos los elementos mencionados en dicho capítulo.

En la figura B.6, se muestran los bloques utilizados para la estimación de la frecuencia por medio del método de mínimos cuadrados explicado en el capítulo 3 y capítulo 4. Como se explicó anteriormente primero se hace el ángulo monótono, después de esto, se almacenan los ángulos calculados por la DFT recursiva en una ventana de 96 datos, equivalente a tres ciclos.

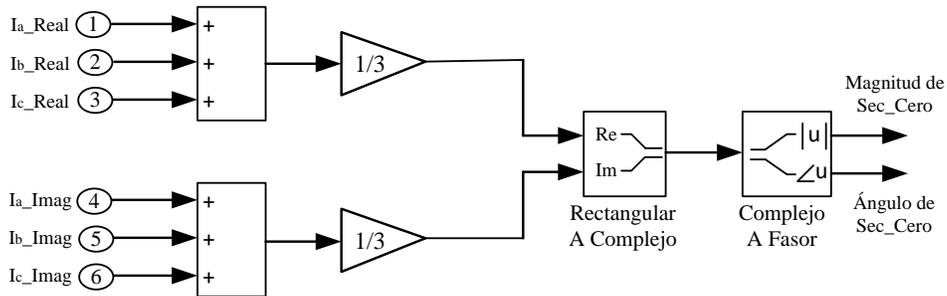
Para las simulaciones mostradas en el capítulo 4 y apéndice A, solo se utilizaron ventanas de tres y cuatro ciclos, ya que esta ventana de datos es multiplicada por una matriz “G” pre calculada y almacenada cada que se actualiza una nueva muestra. La matriz G es de un tamaño de 3x96 y 3x128 para las ventanas de 3 y 4 ciclos respectivamente.

Después de cada multiplicación se obtiene la frecuencia y velocidad de cambio en la frecuencia en cada instante de tiempo. Sin embargo, este algoritmo implica mucho esfuerzo computacional para la estimación de la frecuencia en comparación con el método basado en fasores también utilizado en este trabajo.



**Figura B.6.** Bloques utilizados para la estimación de frecuencia por mínimos cuadrados.

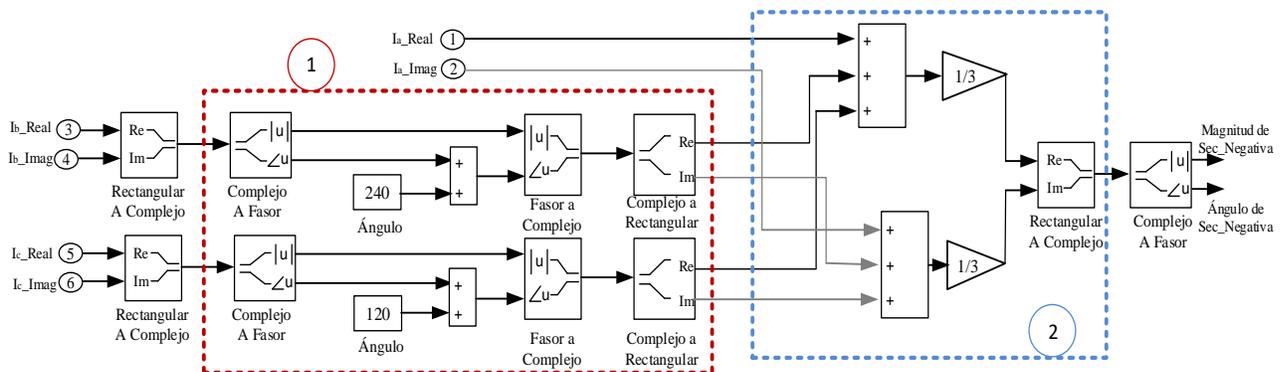
En la figura B.7 se muestran los bloques utilizados para el cálculo de los fasores de secuencia cero de la figura 4.25 del capítulo 4. En la entrada se tienen las corrientes locales en forma en parte real e imaginaria y mediante la adición de las tres corrientes y la división entre tres se obtiene las corrientes de secuencia cero, tomando en cuenta que por componentes simétricas  $I_0 = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c)$ .



**Figura B.7.** Bloques utilizados para el cálculo de fasores de secuencia cero.

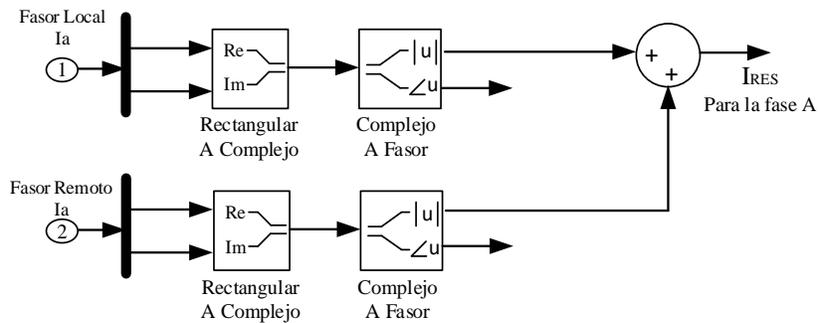
En la figura B.8 se muestran los bloques utilizados para el cálculo de fasores de secuencia negativa, En la entrada se tienen las corrientes locales en forma en parte real e imaginaria, en la primera etapa se convierten los fasores de las fases b y c en forma polar para realizar fácilmente la multiplicación por los factores  $a = 1\angle 120$  y  $a^2 = 1\angle 240$ , en la segunda etapa los fasores se vuelven a transformar en forma rectangular para realizar la sumatoria de la parte real e imaginaria y obtener el fasor de secuencia negativa de los fasores locales o remotos, tomando en cuenta que

$$I^{(2)} = \frac{1}{3}(I_a + a^2 I_b + a I_c).$$



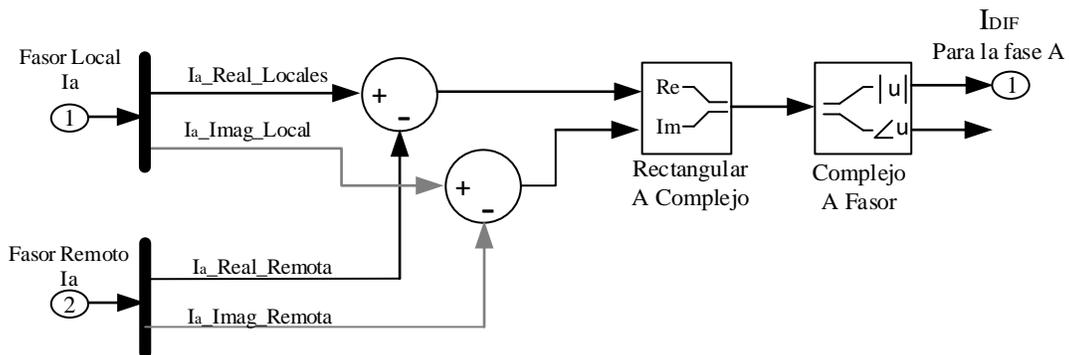
**Figura B.8.** Bloques utilizados para el cálculo de fasores de secuencia negativa.

En la figura B.9. Se muestran los bloques necesarios para obtener la corriente de restricción utilizada en la característica diferencial porcentual de la figura 4.25 en el capítulo 4. Como antes se mencionó, la protección es segregada, en la figura B.8 se muestra el cálculo para la corriente de restricción para la fase a, la cual necesita de la corriente local y remota., lo mismo se aplicaría para las demás fases así como para las corrientes de secuencia negativa y cero.



**Figura B.9.** Bloques utilizados para el cálculo de la corriente de restricción.

En la figura B.10 se muestran los bloques necesarios para el cálculo de la corriente diferencial de la fase a, y se utilizan los mismos bloques para las corrientes diferenciales de las fases b y c, así como también para las corrientes de secuencia.



**Figura B.10.** Bloques utilizados para el cálculo de la corriente diferencial.

En la figura B.11 se muestran los elementos para simular una falla en el simulador en tiempo real. Aunque el simulador contiene un generador de fallas, para este trabajo se utilizó el que se muestra en la figura B.11 debido a que se encontraron problemas al tener dos pasos de integración en la simulación (uno para el sistema eléctrico de potencia y otro para los PMU y relevador).

El primer bloque es un generador de pulsos, el cual ayuda a generar fallas repetidamente en el simulador el cual trabaja con un tiempo de simulación de infinito. Las señales para activar una falla provienen del subsistema consola descrito en la figura B.3 dependiendo de la falla que se requiera.

Al activar una falla se aplicara una falla en el sistema mediante el sistema de control mostrado en la figura B.11, el cual mantendrá abierto o cerrado los interruptores de cada fase. Los interruptores están conectados directamente a las líneas de transmisión mostradas en la figura B.5 y con estos se crean cortocircuitos entre fases y tierra.

Con los bloques *monoestables* (duración de las fallas) se mantiene la falla por un cierto tiempo, en este caso se muestra una duración de falla de 0.5s. Y por último, las resistencias de falla  $R_a$ ,  $R_b$ ,  $R_c$  y  $R_g$  ayudaron a simular las fallas de alta impedancia requeridas en el las pruebas del capítulo 5.

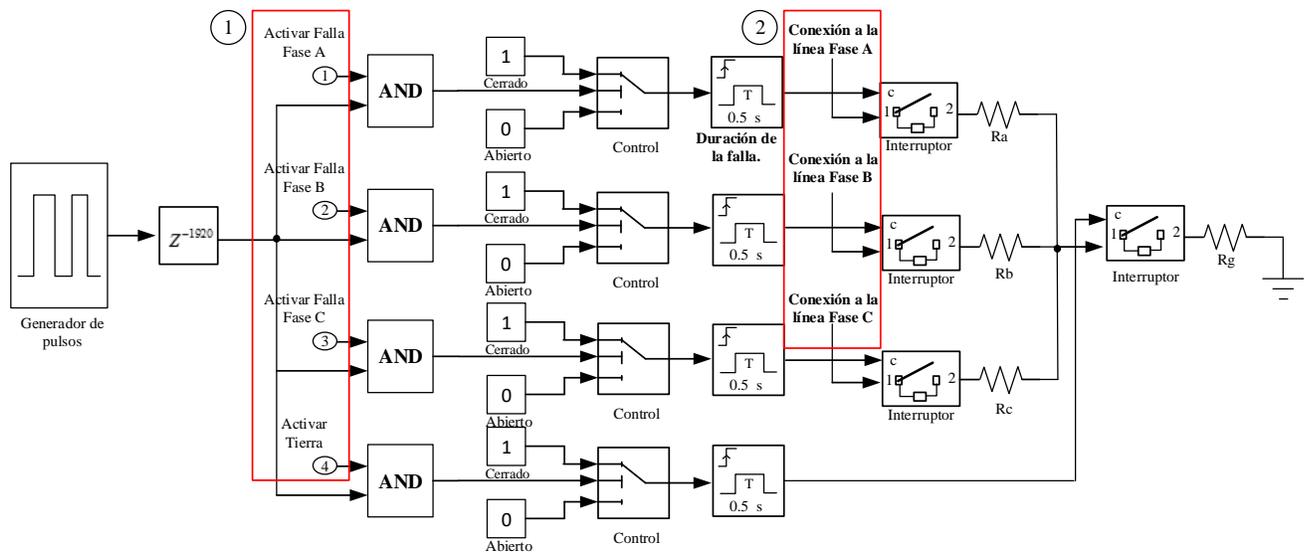


Figura B.11. Bloques utilizados para aplicar las fallas.

**B.3. Parámetros típicos para líneas de transmisión [45].**

Tensión nominal	$R_{P.U}$	$X_{P.U}$	Susceptancia $(Y/2)_{P.U}$	$Z_{Base}$	$R(\Omega)$	$X_L(\Omega)$	$X_C(\Omega)$	L (H)	C (F) $\mu F$
<b>34.5</b>	4.67	4.6	0.002	11.9025	55.58	54.7515	2975	0.14523	0.89162
<b>69</b>	0.65048	1.119	0.008	47.61	30.969	53.27559	2975.62	0.14131	0.89143
<b>115</b>	0.1002	0.3651	0.0227	132.25	13.2514	48.2844	2912.8	0.12807	0.91066
<b>138</b>	0.0634	0.2575	0.03166	190.44	12.073	49.0383	3007.42	0.13007	0.88201
<b>161</b>	0.05304	0.2041	0.04188	259.21	13.748	52.9047	3094.57	0.14033	0.85717
<b>230</b>	0.01373	0.0925	0.08041	529	7.26317	48.9325	3289.37	0.12979	0.80641
<b>400</b>	0.00187	0.0239	0.3373	1600	2.992	38.24	2371.61	0.10143	1.1184

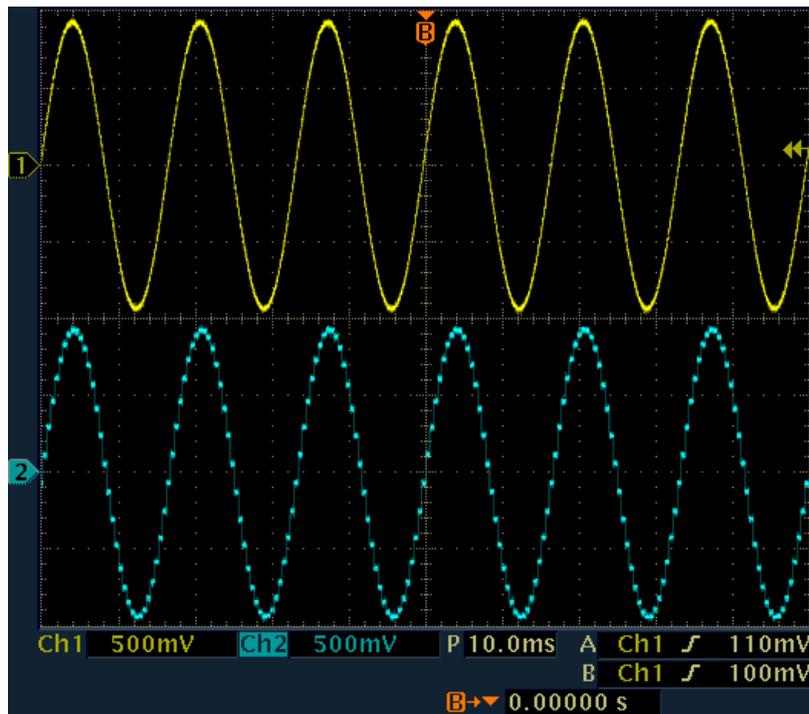
Nota: Valores referidos líneas de 100km. A las bases de 100MVA y KV nominales de la línea.

#### B.4. Señales adicionales tomadas del simulador en tiempo real.

En esta subsección se muestran algunas señales de salida tomadas de los canales analógicos del simulador en tiempo real.

Se debe tomar en cuenta que con estas señales de salida que son tomadas de la red mostrada en la figura B.5 se pueden conectar otros dispositivos tales como relevadores e interactuar con el esquema de protección diferencial propuesto en este trabajo.

En la figura B.12 se muestra la señal de corriente de la fase A tomada a las salida del TC en la parte superior (canal 1 del osciloscopio) y en la parte inferior (canal 2 del osciloscopio) se muestra la misma señal de corriente pero ya muestreada a 1920 Hz como se mencionó en el capítulo 4.



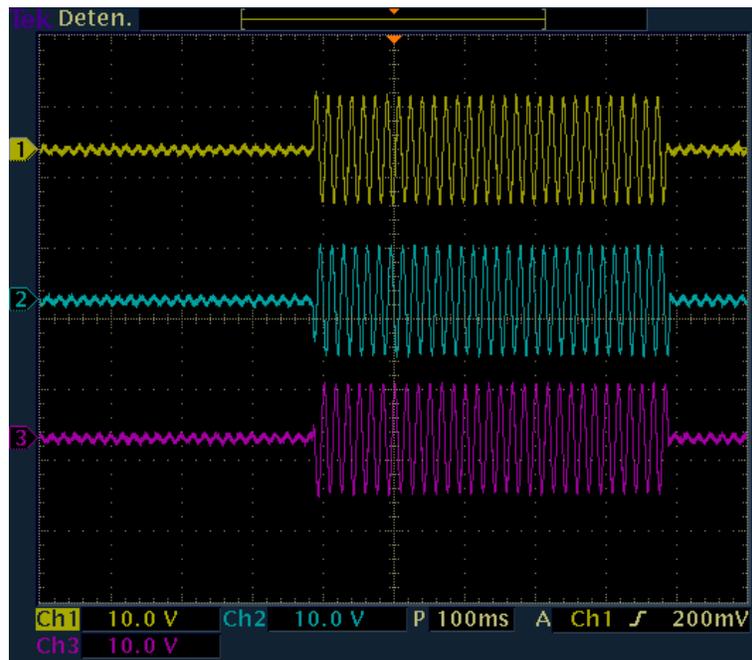
**Figura B.12.** Señales de corriente tomadas en el simulador en tiempo real, 1) Señal de corriente, 2) Misma señal de corriente muestreada a 1920 Hz.

En la figura B.13 se muestra el monitoreo de la fase a, las dos señales son tomadas de la entrada y salida del filtro *mimic*, como se puede observar en la parte superior (canal 2 del osciloscopio), la falla contiene la componente decreciente de CD, sin embargo, en la parte inferior de la misma figura la componente decreciente de CD es eliminada por el filtro *mimic*.



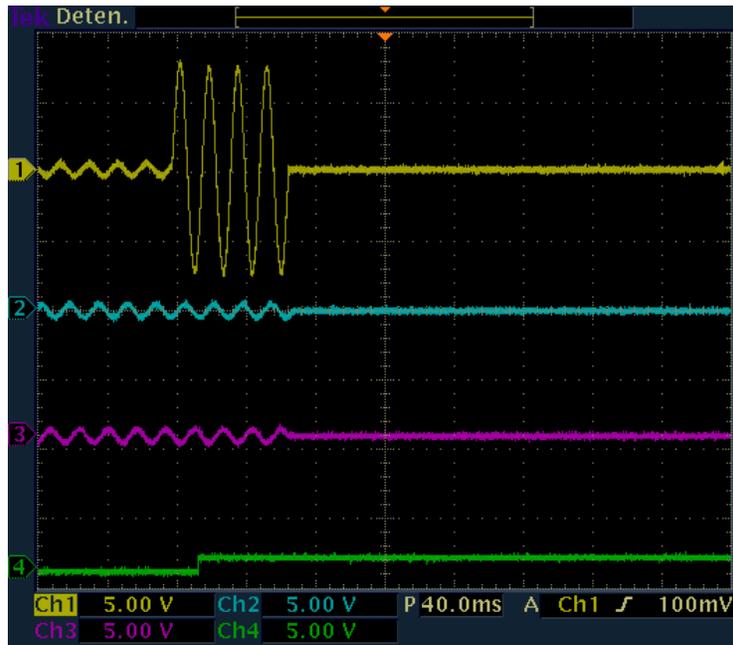
**Figura B.13.** Falla aplicada con componente decreciente de CD (canal 2 del osciloscopio), y misma señal de corriente a la salida del filtro *mimic* (canal 3 del osciloscopio).

En la figura B.14 se muestra una falla trifásica, en este caso la falla no fue liberada ya que fue externa a la zona de protección cubierta por el esquema diferencial.



**Figura B.14.** Falla trifásica externa a la línea protegida.

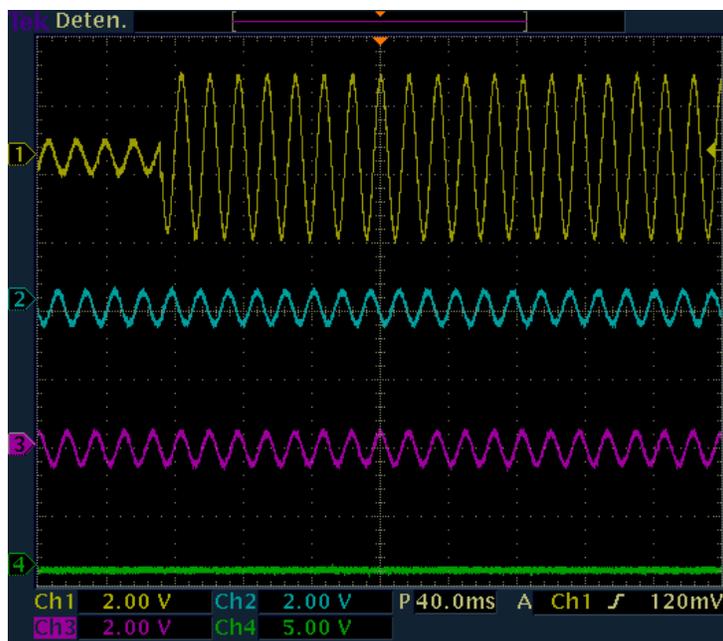
En la figura B.15 se muestra la respuesta del esquema diferencial ante una falla monofásica (AG) aplicada en la línea de transmisión protegida, se puede observar que la falla se detecta aproximadamente en un ciclo (canal cuatro del osciloscopio) y el interruptor tarda 3 ciclos aproximadamente después en desconectar la línea fallada del sistema.



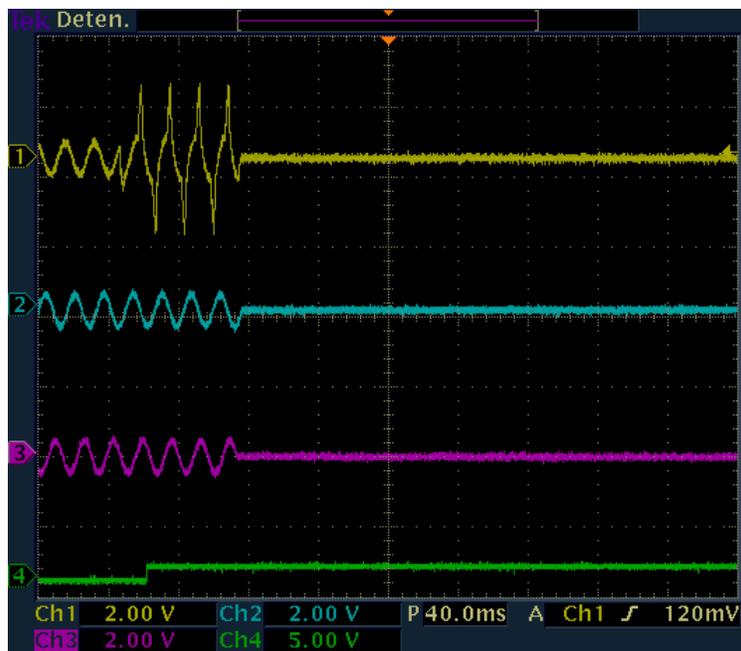
**Figura B.15.** Falla monofásica en la línea de transmisión protegida.

En la figura B.16 se muestra el caso de una falla externa a la línea de transmisión, y la protección diferencial de línea no se activa. Sin embargo, en la figura B.17 se muestra la misma falla pero con saturación en el TC debido a que se aumentó el *burden* (20 ohms) en el secundario del TC, en esta se puede observar que aunque la falla es externa la protección diferencial llega a operar aunque no le corresponde esa zona de protección.

Esta prueba también se mostró en el capítulo 5 en el plano diferencial porcentual tomando en cuenta la corriente diferencial y la corriente de restricción, si el TC se satura ante una falla externa el esquema diferencial de línea puede llegar a detectar falla dentro de su zona de protección aun cuando la falla es externa.



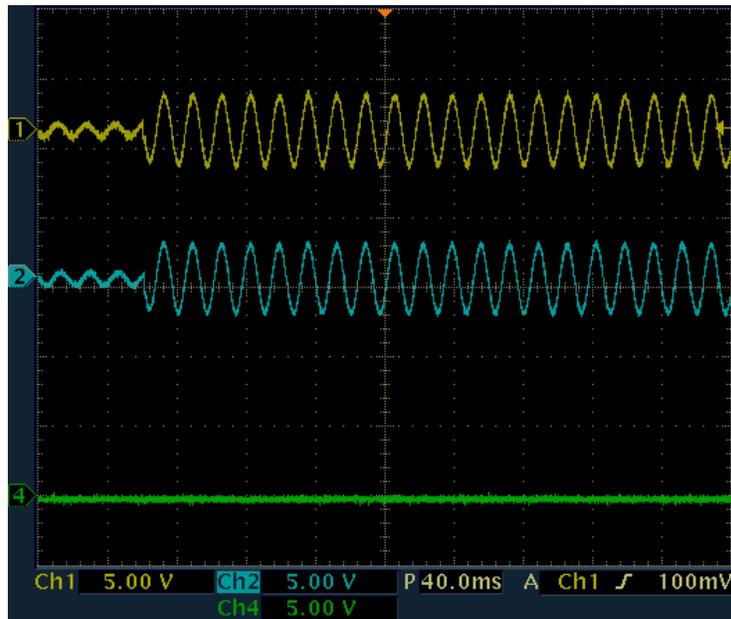
**Figura B.16.** Falla monofásica externa (la protección no se activa).



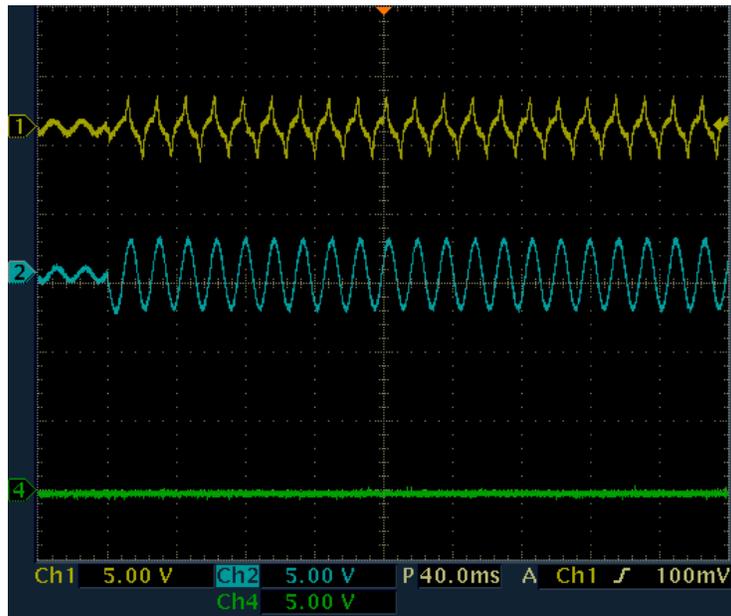
**Figura B.17.** Falla monofásica externa con saturación en el TC (la protección se activa).

En la figura B.18 se muestran las corrientes de la fase A de ambos extremos de la línea de transmisión, y la ocurrencia de una falla externa. En este caso la protección no se activa como se mostró en la figura B.16.

Se puede observar en la figura B.18 que las corrientes en los extremos de las líneas básicamente están en fase una con respecto a la otra, esto genera que solo incremente la corriente de restricción y la corriente diferencial permanece mínima como se mostró en el capítulo 5. Sin embargo, cuando existe saturación del TC solo en un extremo de la línea, una de las corrientes se distorsiona y causa que aumente la corriente diferencial.



**Figura B.18.** Corrientes en los extremos de la línea de la fase A ante una falla externa.



**Figura B.19.** Corrientes en los extremos de la línea de la fase A ante una falla externa con saturación en un TC.

De acuerdo a las últimas figuras mostradas, se puede notar la gran utilidad y capacidad del simulador en tiempo real, ya que con él se logra reproducir fenómenos del comportamiento de equipos tales como: saturación en un TC o fallas en el sistema eléctrico de potencia, y puede proporcionar estas señales en las salidas analógicas del simulador además de que reproduce todos estos eventos en tiempo real.

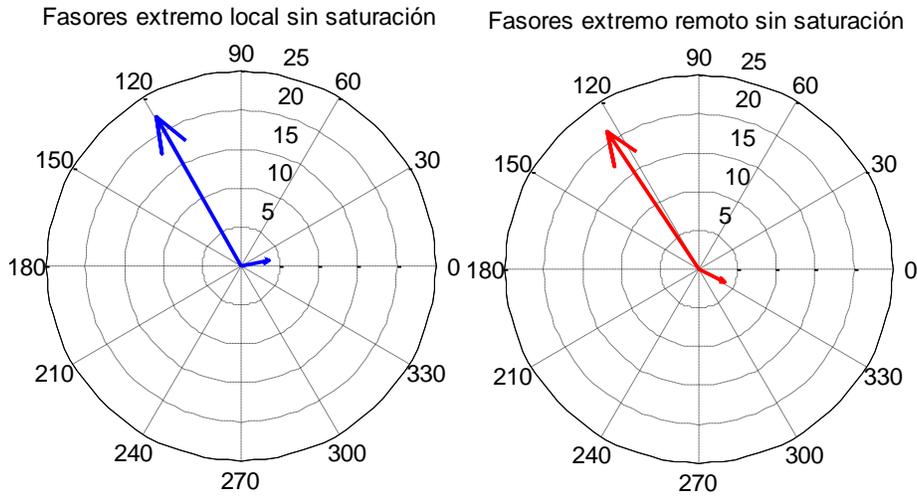
Por último se muestran los casos de las figuras B.18 y B.19 con representación fasorial, antes de que ocurra la falla y un ciclo después de que ocurre la falla. En la tabla B.2 se muestran las corrientes en los extremos de la línea de la fase A, antes de que ocurra la falla externa y un ciclo después de la falla externa (sin saturación y con saturación en un extremo).

En la tabla B.2 se puede apreciar que en estado estable hay una pequeña corriente diferencial, la cual no hace operar el esquema diferencial como se mostró en el capítulo 5. Ante una falla externa la corriente diferencial es mínima lo cual hace que el esquema no opere. Y en la última fila de la tabla se muestra el caso donde existe saturación en el TC de la fase A del extremo local, en este caso la corriente diferencial aumenta considerablemente y puede hacer operar el esquema diferencial de línea como se mostró en el capítulo 5.

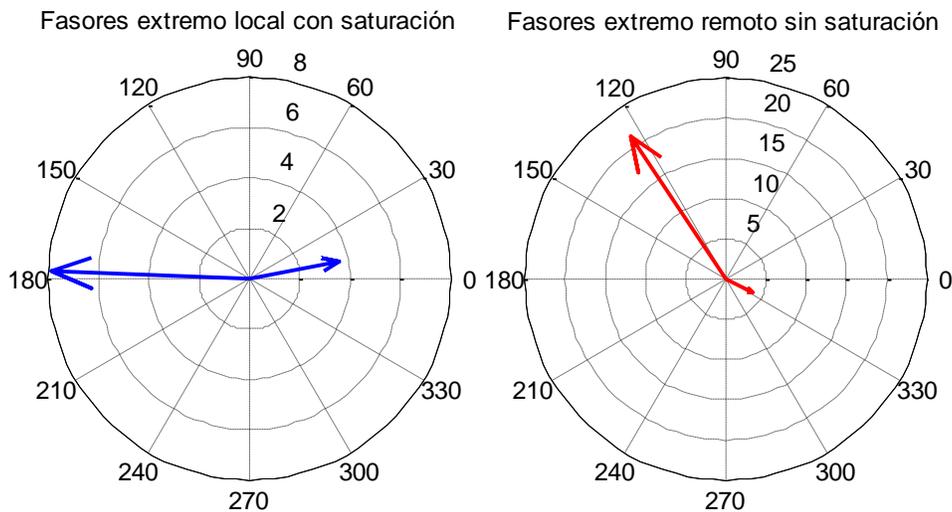
**Tabla B.2. Corrientes en ambos extremos de la línea.**

	<b>Corrientes Locales de la fase A</b>	<b>Corrientes Remotas de la Fase A</b>	<b>Corrientes diferenciales. <math>I_{Diff} = I_{A\_Local} - I_{A\_Remota}</math></b>
<b>Corrientes antes de la falla.</b>	3.6467 $\angle$ 11.0177	3.8537 $\angle$ - 27.1340	<b>2.4 <math>\angle</math> 86.5</b>
<b>Corrientes un ciclo después de que ocurre la falla externa sin saturación en TC.</b>	21.981 $\angle$ 119.7568	21.2342 $\angle$ 123.5252	<b>1.605 <math>\angle</math> 59.35</b>
<b>Corrientes un ciclo después de que ocurre la falla externa con saturación en un TC.</b>	<b>7.8543 <math>\angle</math> 177.9877</b>	<b>21.2342 <math>\angle</math> 123.5252</b>	<b>17.85 <math>\angle</math> - 77.45</b>

En las figuras B.20 y B.21 se muestran los fasores de la tabla B.2. Se puede observar en la figura B.20 que cuando ocurre la falla externa, los fasores en ambos extremos son muy parecidos tanto en magnitud como en ángulo y en este caso no opera la protección. Sin embargo, en la figura B.21 se muestra que cuando existe saturación en un TC existe una diferencia notable en la magnitud de los fasores así como también en el ángulo, lo que causa que la corriente diferencial aumente y que la protección se active.



**Figura B.20.** Fasores de la fase A en ambos extremos de la línea de transmisión antes y después de una falla.



**Figura B.21.** Fasores de la fase A en ambos extremos de la línea de transmisión antes y después de una falla con saturación en un TC.