

**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN**

**“Análisis del impacto de la generación de  
energía eólica en los sistemas de protección de  
una red eléctrica de distribución”**

POR

**Ing. Jesús Javier Muñoz Avalos**

**TESIS**

**PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE  
MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**DIRECTOR DE TESIS**

**M. C. Carlos Alberto Morales Bazán**

**CODIRECTOR DE TESIS**

**Dr. Marco Antonio Arjona López**

**ISSN: 0188-9060**



**RIITEC: (01)-TMCIE-2015**

Torreón, Coahuila. México,

Abril 2015

SEP

SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA  
CENTRO TECNOLÓGICO DE LA LAGUNA



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO  
Instituto Tecnológico de La Laguna

2015, Año del Generalísimo José María Morelos y Pavón

Torreón, Coah. **22/Abril/2015**  
Dependencia: DEP/CPCE  
Oficio: DEP/CPCE/073/2015  
Asunto: Autorización de  
impresión de tesis.

**C. JESÚS JAVIER MUÑOZ AVALOS**  
**CANDIDATO AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA.**  
**PRESENTE**

Después de haber sometido a revisión su trabajo de tesis titulado:

**"ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA  
EN LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE UNA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN"**

Habiendo cumplido con todas las indicaciones que el jurado revisor de tesis hizo, se le comunica que se le concede la autorización con número de registro **RIITEC: (01)-TMCIE-2015**, para que proceda a la impresión del mismo.

**ATENTAMENTE**

*DR. JOSÉ LUIS MEZA MEDINA FUENTE DE INNOVACIÓN*

**DR. JOSÉ LUIS MEZA MEDINA**  
Jefe de la División de Estudios de Posgrado e Investigación  
del Instituto Tecnológico de la Laguna



SECRETARÍA DE  
EDUCACIÓN PÚBLICA  
INSTITUTO TECNOLÓGICO  
de la Laguna  
División de Estudios de Posgrado  
e Investigación

JMM/MSR



Bvd. Revolución y C2da. Cuadrante s/n Col. Centro C.P. 27000  
Torreón, Coah. Tel. 7051513 e-mail: wma@itlaguna.edu.mx  
[www.itlaguna.edu.mx](http://www.itlaguna.edu.mx)





**DR. JOSE LUIS MEZA MEDINA**  
**JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN**

Por medio de la presente, hacemos de su conocimiento que después de haber sometido a revisión el trabajo de Tesis titulado:

**"Análisis del impacto de la generación de energía eólica  
en los sistemas de protección de una red eléctrica de distribución"**

Desarrollado por la **C. Jesús Javier Muñoz Avalos**, con número de control **M1313009** y habiendo cumplido con todas las correcciones que se le indicaron, estamos de acuerdo que se le conceda la autorización de la fecha de examen de grado para que proceda a la impresión de la misma.

**ATENTAMENTE**  
EDUCACIÓN TECNOLÓGICA FUENTE DE INNOVACIÓN

**M.C. Carlos A. Morales Bazán**  
**Aseror/Director de Tesis**

**Dr. Marco A. Arjona López**  
**Coasesor de Tesis**

**Dra. Concepción Hernández Flores**  
**Comité Tutorial**

**M.C. Carlos Tirado Ruiz**  
**Comité Tutorial**



# DEDICATORIA

Dedico este proyecto de tesis:

A Dios por darme la vida y permitir que siga cumpliendo mis metas personales y profesionales.

A mi esposa: Yazmin Adriana López García, por formar parte de esta bonita experiencia y ser la persona con la que compartiré el resto de mis días hasta que Dios nos permita.

A mis padres: Javier Muñoz Castro y Angélica María Avalos Reyes, por el apoyo brindado durante mi vida, ya que gracias a ellos pude cumplir mis propósitos.

A mi hermano y mi sobrina: Jesús Rafael Muñoz Avalos y Dominique Sofía Muñoz Betanzos, por formar parte de mi vida y de mi familia.

## Agradecimientos

Agradezco a mi familia por el cariño y comprensión que siempre me han brindado; a mi padre Javier que ha sido el modelo a seguir, a mi madre Angélica que siempre está cuando la necesito, y juntos me ha enseñado todo lo necesario para poder salir adelante. A mi esposa Yazmín por ser la compañera de mi vida desde que nos conocimos hasta el último día de vida que Dios nos brinde, a mi hermano Rafael por formar parte de las alegrías y tristezas en nuestra familia, a mi sobrina Selña por cada sonrisa que sacas en mí desde que te conocí y a mis tíos que me motivaron y apoyaron para realizar este sueño.

A mi asesor el M. C. Carlos Alberto Morales Bazán y coasesor Dr. Marco Antonio Arjona López por el apoyo brindado para la elaboración de este proyecto.

A mis profesores de maestría: Dr. Francisco Sergio Sellschopp, M. C. Ricardo Vargas Salas, M. C. Teodoro Corona Pérez y M. C. Carlos Tirado Ruiz por el conocimiento transmitido durante estos 2 años.

A mis compañeros y amigos de posgrado: Sergio Salazar, Ramón Lara, Pablo Pech, Guillermo Ávila, Heriberto Valadez, David Manriquez, Jorge Saldivar, Enrique Guerrero, David Pérez, Manuel Gutiérrez, José Luis, Juan Luis, Israel Haro, Esaú Caro, Adrián Gallegos, Héctor Claudio y Luis Vázquez por haber hecho los días en la maestría más agradables.

Finalmente un agradecimiento Comie-colico y al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) el cual proporciona los medios económicos para realizar este proyecto.

## Resumen

La energía eólica es muy importante en el desarrollo de nuevas fuentes de energía eléctrica. Debido a esto, los parques o granjas eólicas en el sistema eléctrico han ido en aumento en los últimos años y esto hace que los sistemas de protección se vean afectados, ya que la configuración cambia al introducir las nuevas fuentes de generación eólica, esto es a lo que se le llama fuentes intermedias o *efecto infeed*.

Este proyecto analizó el impacto que tiene la integración de parques o granjas eólicas en los sistemas eléctricos de potencia. Se abarcaron temas relacionados al proceso de generación eólica, tanto de su operación, como análisis y modelado. El Software Neplan es el utilizado para realizar este proyecto.

## Abstract

Wind energy is a very important development as a new sources of power generation. Due to this, wind farms connected to the electrical system have been increased in recent years and this makes that protection systems are affected, since setting changes by into new sources of wind energy, this is called the *effect infeed*.

This thesis analyzed the impact that of integrating of a wind farm in a power electrical system. We have covered topics related to the wind energy, both operational, analysis and modeling. The software Neplan was used in this thesis.

## **Contenido**

<b>Dedicatoria</b>	I
<b>Agradecimientos</b>	II
<b>Resumen</b>	III
<b>Abstract</b>	III
<b>Índice General</b>	IV
<b>Capítulo I. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1 Generación eólica en México	1
1.2 Objetivo	1
1.3 Justificación	2
1.4 Contenido de la tesis	2
<b>Capítulo II. Modelado del generador de inducción doblemente alimentado</b>	<b>4</b>
2.1 introducción	4
2.2 Modelado del GIDA en estado estacionario	5
2.2.1 Conceptos básicos del GIDA	5
2.2.2 Circuito equivalente del GIDA en estado estacionario	8
2.2.3 Diagrama fasorial	13
2.3 Modos de funcionamiento que asisten los flujos de potencia y velocidad	16
2.3.1 Relación básica de potencia activa	16
2.3.2 Expresión de par	19
2.3.3 Expresión de potencia reactiva	21
	IV

2.3.4 Cuatro modos de operación	21
2.4 Modelado dinámico del GIDA	24
2.4.1 Modelo $\alpha\beta$	26
2.4.2 Modelo DQ	29
2.4.3 Representación espacial del modelo $\alpha\beta$	31
2.4.4 Representación espacial del modelo DQ	32
2.4.5 Relación entre el modelo en estado estacionario y el modelo dinámico	33
<b>Capítulo III. Esquemas de protección en granjas eólicas</b>	<b>35</b>
3.1 ¿Qué es un relevador?	35
3.2 La naturaleza de los relevadores	35
3.2.1 Fiabilidad, confiabilidad y seguridad	36
3.2.2 Selectividad de relevadores y zonas de protección	36
3.2.3 Velocidad del relé	37
3.2.4 Protección primaria y de respaldo	38
3.3 Elementos de un sistema de protección	39
3.3.1 Baterías y fuentes de corriente directa	40
3.3.2 Interruptores	40
3.4 Principios de operación del relevador	45
3.5 Detección de fallas	46
3.5.1 Nivel de detección	46
3.5.2 Comparación de magnitud	48
3.5.3 Comparación diferencial	49

3.5.4 Comparación de ángulos de fase	50
3.5.5 Medición de distancia	51
3.6 Fusibles	51
3.7 Relés electromecánicos	53
3.7.1 Relés tipo émbolo	53
3.7.2 Relés tipo inducción	55
3.8 Protección de sobre corriente no piloto de líneas de transmisión	60
3.9 Fusibles, seccionadores y re-cierres	62
3.10 Inversa, relés de sobre corriente de tiempo de retardo	63
3.10.1 Aplicación	63
3.10.2 Reglas de ajuste	64
3.11 Relevadores de sobre corriente instantáneos	68
3.11.1 Aplicación	68
3.11.2 Reglas de ajuste	68
3.12 Relevadores de sobre corriente direccional	69
3.13 Protección de distancia no piloto de líneas de transmisión	70
3.14 Protección de distancia escalonada	71
3.15 Tipos de relevadores de distancia	73
3.15.1 Relevadores de distancia tipo admitancia	75
<b>Capítulo IV. Análisis de protecciones en un parque eólico</b>	<b>78</b>
4.1 Introducción	78
4.2 Modelado de buses	79

4.3 Modelado del transformador	80
4.4 modelado de líneas de transmisión	81
4.5 Modelado de la máquina síncrona	81
4.6 Modelado del GIDA	82
4.7 Configuración del relevador de distancia	82
4.8 Configuración del relevador de sobre corriente	83
4.9 Resultados de simulaciones	84
4.9.1 Caso de estudio I	84
4.9.1.a Falla trifásica en el Bus A	84
4.9.1.b Falla trifásica en el Bus C	85
4.9.1.c Falla trifásica en el Bus F	86
4.9.1.d Falla trifásica en el Bus G	87
4.9.2 Caso de estudio II	88
4.9.2.a Falla trifásica en el Bus A	88
4.9.2.b Falla trifásica en el Bus C	89
4.9.2.c Falla trifásica al 30% de la línea L-BC	90
4.9.2.d Falla trifásica al 70% de la línea L-AB	90
4.9.3 Caso de estudio III	91
4.9.3.a Simulación dinámica del generador MS-1	92
4.9.3.b Simulación dinámica del generador GEN-1	93
4.9.3.c Simulación dinámica de la línea L-AB	93
4.9.3.d Simulación dinámica de la línea L-BC	94
4.9.3.e Simulación dinámica de la línea L-BD	95

4.9.3.f Simulación dinámica de la CARGA-1	95
4.9.3.g Simulación dinámica de la CARGA-2	96
4.9.4 Caso de estudio IV	97
4.9.4.a Falla bifásica a tierra en el Bus A	97
4.9.4.b Falla bifásica a tierra en el Bus C	98
4.9.4.c Falla bifásica a tierra en el Bus F	98
4.9.4.d Falla bifásica a tierra en el Bus G	101
<b>Capítulo V. Conclusiones</b>	<b>104</b>
5.1 Conclusiones	104
5.2 Trabajos futuros	106
<b>Apéndice I</b>	<b>107</b>
A.1 Representación de vector espacial	107
A.1.1 notación de vector espacial	107
A.1.2 Transformaciones a diferentes marcos de referencia	111
A.1.3 Expresiones de potencia	114
<b>Referencias bibliográficas</b>	<b>116</b>

# Capítulo I. Introducción.

## 1.1 Generación eólica en México

La energía eólica se destaca como una de las fuentes de energía más prometedoras a corto plazo; en muchos países promueven el desarrollo tecnológico en la generación eólica a través de programas nacionales e incentivos. Además, las instalaciones requieren una baja inversión inicial, comparada con las centrales clásicas, lo cual favorece su instalación en países en vías de desarrollo.

En México se construyó la primera central eólica en 1994 en el estado de Oaxaca, contó con 7 aerogeneradores de 225 kW cada uno, con una velocidad promedio de 7 m/s [1].

El viento como tal es una manifestación energética de naturaleza aleatoria, ya que la velocidad y dirección varían según las regiones geográficas, la hora del día, la estación del año y la altura de los generadores. Debido a esto no se recomienda utilizar esta fuente de energía como forma única para la alimentación de un sistema. Para aprovechar la energía eólica de una mejor manera, lo más conveniente es entregarla a la red eléctrica de transmisión de la empresa suministradora, en nuestro caso Comisión Federal de Electricidad (CFE).

## 1.2 Objetivo

El objetivo del presente trabajo de tesis es de analizar el impacto de la generación eólica en los sistemas de protección de una red eléctrica de distribución, utilizando el modelo de un sistema eléctrico de potencia.

Este proyecto consiste en analizar el comportamiento de los relevadores de distancia y de sobre-corriente ante fallas trifásicas a tierra, de doble línea a tierra, línea a línea y línea a tierra; la finalidad es, analizar y comprender la problemática que presenta la incorporación de parques o granjas eólicas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Para observar el comportamiento de las protecciones eléctricas es necesario desarrollar un modelo del parque eólico con generadores de inducción doblemente alimentados. Para el modelado propuesto se optó por utilizar el Software Neplan, el cual es una herramienta de

análisis de sistemas eléctricos de gama alta para aplicaciones en sistemas de distribución, transmisión, generación y energía renovable.

### **1.3 Justificación**

En la actualidad, la instalación de parques o granjas eólicas en México está tomando gran auge debido a los estudios del viento que se han estado llevando a cabo en todo el territorio nacional. Las zonas con mejor potencial eólico se encuentran alejadas de las zonas de consumo, es por esto que se debe utilizar la interconexión con el sistema eléctrico nacional, aunque, en ocasiones esto hace que la red eléctrica se vea sometida a condiciones para las cuales no fue diseñada. Tal situación hace que las protecciones del sistema eléctrico se vean afectadas de igual manera; las protecciones también se ven afectadas por la incorporación de granjas eólicas al Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) y a tal suceso se le conoce como fuentes intermedias o *efecto infeed*. Una protección que se ve afectada es el relevador de distancia, ya que, la configuración tiene que cambiar en dos de sus zonas debido a las corrientes que se generan por la incorporación de nuevas fuentes de generación como la energía eólica.

### **1.4 Contenido de la tesis**

La tesis está compuesta por 5 capítulos los cuales se describen a continuación:

**Capítulo I Introducción.** En este capítulo se presenta el objetivo, la justificación y la descripción del estado del arte en México.

**Capítulo II Generador de inducción doblemente alimentado.** En este capítulo se analizará de manera extensa el generador de inducción doblemente alimentado, desde de su modelado eléctrico hasta el modelado matemático, de igual manera se analizará en estado estacionario y en estado dinámico.

**Capítulo III Esquemas de protecciones en granjas eólicas.** En este capítulo se menciona lo que es un relevador, las características que debe tener y también se incluyen los elementos de un sistema de protección. Se mencionan las protecciones de sobre-corriente y de distancia para las líneas de transmisión; se enfoca sobre todo en la protección tipo mho, porque es la protección que se utilizará para las simulaciones de este proyecto.

**Capítulo IV Análisis de protecciones en un parque eólico.** En este capítulo se explicará el procedimiento para modelar el sistema eléctrico empleando el Software Neplan, desde los nodos, buses, líneas de transmisión, líneas de distribución, transformadores hasta el parque eólico; también se describe el análisis de los resultados obtenidos en cada simulación para diferentes tipos de casos de estudio.

**Capítulo V Conclusiones.** En este capítulo se analizarán las conclusiones en base al resultado obtenido del proyecto, también se sugieren trabajos futuros para mejorar las simulaciones realizadas.

## Capítulo II. Generador de inducción doblemente alimentado

### 2.1 Introducción

Para los sistemas de velocidad variable con un rango limitado, por ejemplo,  $\pm 30\%$  de la velocidad síncrona, el Generador de Inducción Doblemente Alimentado (GIDA) puede ser una solución interesante. La razón de esto es que el convertidor electrónico de potencia sólo tiene que manejar una fracción ( $\pm 30\text{-}20\%$ ) de la potencia total [2]. Esto significa que las pérdidas en el convertidor electrónico de potencia pueden reducirse en comparación con un sistema en el que el convertidor tiene que manejar la potencia total. Además, se reduce el costo del convertidor. El circuito de estator del GIDA está conectado directamente a la red mientras que el circuito del rotor es alimentado por un convertidor bidireccional que está conectado también a la red, como se muestra en la figura 2.1.

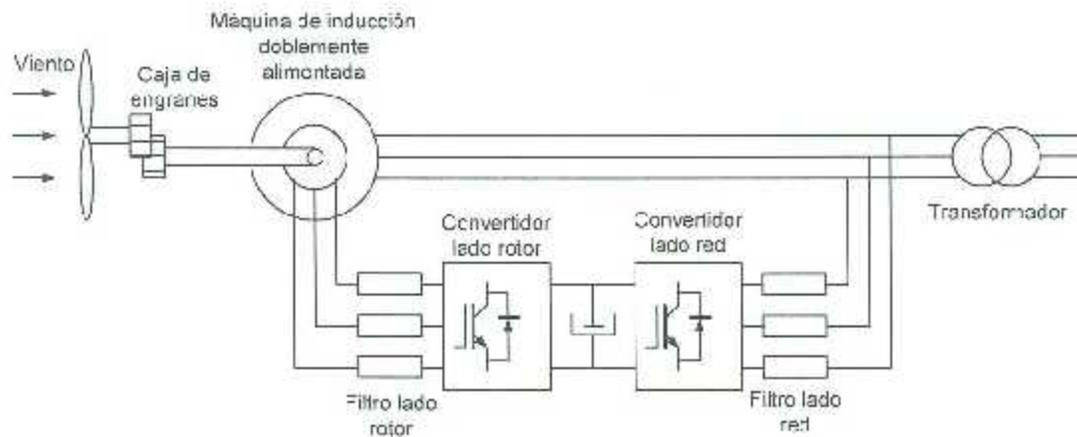


Figura 2.1 GIDA basado en turbina eólica.

Las características de par velocidad del GIDA se visualizan en la figura 2.2, de igual manera se observa que el GIDA puede operar tanto en la región motor como en la región generador con un rango de velocidad de rotor  $\pm \Delta\omega_r^{max}$  alrededor de la velocidad síncrona,  $\omega_1$ .

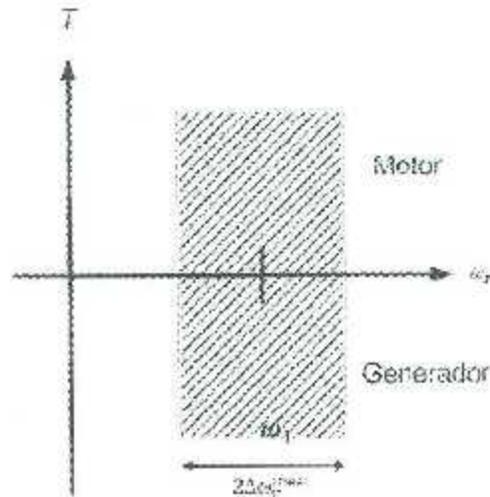


Figura 2.2 Comportamiento par-velocidad del GIDA.

## 2.2 Modelado del GIDA en estado estacionario

El modelado en estado estacionario del GIDA puede ser utilizado para evaluar el rendimiento de la máquina de inducción suponiendo un sistema trifásico balanceado, con la finalidad de determinar la velocidad del rotor y los parámetros constantes de la máquina [2,3].

La conversión de potencia en las máquinas de inducción se produce por medio de flujo magnético acoplado en la permeabilidad del aire. Su componente fundamental está girando a la velocidad síncrona referido al eje del estator, y con las velocidades del rotor no síncronas a la del campo principal, la fem inducida del rotor es igual a la frecuencia de deslizamiento (causando corrientes en la misma frecuencia) produciendo un par mecánico. El funcionamiento de la máquina puede ser descrito analíticamente por las ecuaciones o por circuitos equivalentes con parámetros concentrados de inductancias y resistencias. Por lo que también es de interés conocer el comportamiento de la máquina en estado estacionario, cuando los transitorios ocasionados por los procesos de maniobras se han mitigado [4,5].

### 2.2.1 Conceptos básicos del GIDA

**Par eléctrico.-** Los devanados trifásicos del rotor pueden ser conectados en una configuración estrella o en configuración delta. El funcionamiento de esta máquina es similar

a una máquina de inducción de rotor jaula de ardilla; sin embargo, desde la perspectiva de construcción, el rotor del GIDA es más grande por lo que requiere un mantenimiento más adecuado debido al deterioro de las escobillas y los anillos de deslizamiento.

Por lo tanto, el estator se compone de tres devanados desfasados específicamente  $120^\circ$  y con un número de  $p$  pares de polos. Cuando los devanados del estator son alimentados por una tensión trifásica equilibrada de frecuencia  $f_s$ , el flujo del estator se induce. Este flujo del estator gira a velocidad constante, es decir, a la velocidad de sincronismo ( $n_s$ ), la cual viene dada por la siguiente expresión:

$$n_s = \frac{60f_s}{p} \text{ (rev/min)} \quad (2.1)$$

En principio, este flujo del estator induce una fem en los devanados del rotor de acuerdo con la ley de Faraday:

$$e_{ind} = (v \times B)L \quad (2.2)$$

donde:

$e_{ind}$  = fem inducida en un conductor del rotor.

$v$  = Velocidad del conductor en relación a la rotación del flujo del estator.

$B$  = Vector densidad de flujo del estator.

$L$  = Longitud del conductor.

Debido a la tensión inducida en los devanados del rotor y la tensión eléctrica que puede ser inyectada externamente a través de las escobillas, una corriente es inducida en los devanados del rotor. Esta corriente, de acuerdo con la ley de fuerza de Lorentz crea una fuerza inducida (par eléctrico), en el rotor de la máquina:

$$F = i \cdot (L \times B) \quad (2.3)$$

donde:

$F$  = Fuerza inducida (en relación al par inducido de la máquina).

$i$  = Corriente en el conductor del rotor.

**Deslizamiento.**– como se ha mencionado anteriormente, la tensión inducida en el rotor depende de la relación entre la velocidad del flujo rotacional del estator y la velocidad de giro del rotor. De hecho, la frecuencia angular de las tensiones y corrientes inducidas en el rotor están dadas por la siguiente relación:

$$\omega_r = \omega_s - \omega_m \quad (2.4)$$

donde:

$\omega_r$  = Frecuencia angular de corrientes y tensiones en los devanados del rotor (rad/s).

$\omega_s$  = Frecuencia angular de corrientes y tensiones en los devanados del estator (rad/s).

$\omega_m$  = Frecuencia angular del rotor (rad/s).

y la expresión:

$$\omega_m = p\Omega_m \quad (2.5)$$

donde:

$\Omega_m$  = Velocidad de giro mecánico en el rotor (rad/s).

Note que en operación normal en estado estacionario, las corrientes y tensiones inducidas en los devanados del rotor tienen una frecuencia angular  $\omega_r$ , al igual que la tensión suministrada externamente al rotor, por lo que, el término empleado para definir la relación entre la velocidad del estator y la frecuencia angular del rotor es el deslizamiento,  $s$ :

$$s = \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s} \quad (2.6)$$

Por combinar las expresiones (2.4) y (2.6), la relación entre el deslizamiento, el estator, y la frecuencia angular del rotor está dada por:

$$\omega_r = s\omega_s \quad (2.7)$$

Para esta última expresión, de manera equivalente la relación entre frecuencias también puede ser derivada:

$$f_r = sf_s \quad (2.8)$$

Dependiendo del signo del deslizamiento, es posible distinguir 3 modos de operación diferentes para la máquina:

$$\omega_m < \omega_s \rightarrow \omega_r > 0 \rightarrow s > 0 \rightarrow \text{Operación subsíncrona}$$

$$\omega_m > \omega_s \rightarrow \omega_r < 0 \rightarrow s < 0 \rightarrow \text{Operación supersíncrona}$$

$$\omega_m = \omega_s \rightarrow \omega_r = 0 \rightarrow s = 0 \rightarrow \text{Operación síncrona}$$

### 2.2.2 Circuito equivalente del GIDA en estado estacionario

Basado en los principios presentados anteriormente, el circuito eléctrico equivalente en estado estacionario del GIDA puede ser idealmente simplificado como se muestra en la figura 2.3, suponiendo lo siguiente:

- Se supone que tanto el estator como el rotor están conectados en configuración estrella; sin embargo, está representada sólo una fase de los devanados trifásicos del estator y rotor.
- El estator está siendo suministrado por la red con una tensión trifásica de corriente alterna de amplitud y frecuencia constante y equilibrada.
- El rotor se suministra también por una tensión trifásica de corriente alterna con amplitud y frecuencia equilibrada, independiente del estator.
- Para representar las magnitudes de tensión y corriente en estado estacionario, el análisis se llevará a cabo utilizando la teoría fasorial clásica:

$\underline{V}_s$  = Tensión suministrada en el estator

$\underline{V}'_r$  = Tensión suministrada en el rotor

$\underline{I}_s$  = Corriente inducida en el estator

$\underline{I}'_r$  = Corriente inducida en el rotor

$\underline{E}_s$  = Fem inducida en el estator

$\underline{E}'_{rs}$  = Fem inducida en el rotor

- Los parámetros eléctricos del rotor y el estator son:

$R_s$  = Resistencia del estator

$R'_r$  = Resistencia del rotor

$X_{\sigma s}$  = Impedancia de dispersión del estator

$X'_{\sigma r}$  = Impedancia de dispersión del rotor

$N_s$  = Número de vueltas del devanado del estator (por fase)

$N_r$  = Número de vueltas del devanado del rotor (por fase)

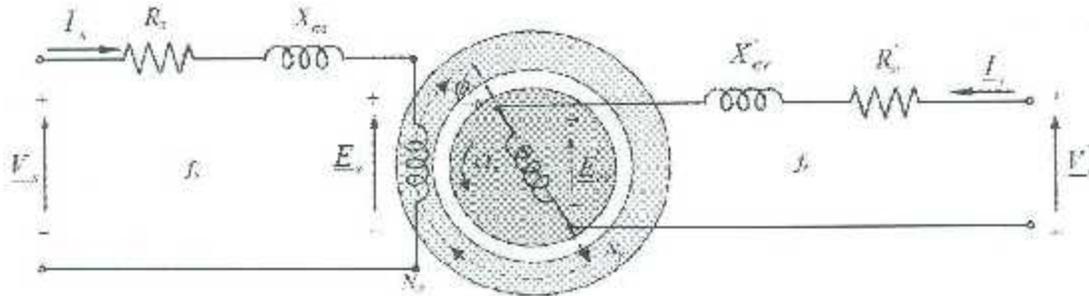


Figura 2.3 Circuito eléctrico monofásico equivalente del GIDA con frecuencias de rotor y estator diferentes.

La frecuencia del estator ( $f_s$ ) es fija si el estator está conectado directamente a la red, mientras que la frecuencia de las tensiones y corrientes del rotor son variables ( $f_r$ ) y dependen de la velocidad de la máquina, de acuerdo a la expresión (2.8).

Analizando por separado el rotor y el estator, las ecuaciones del modelo eléctrico en estado estacionario pueden ser determinadas de la siguiente manera:

**Estator.-**

$$\underline{V}_s - \underline{E}_s = (R_s + X_{\sigma s})\underline{I}_s \quad (2.9)$$

donde

$\underline{V}_s$  = Tensión suministrada al estator con frecuencia  $f_s$  ( $V_{rms}$ ).

$\underline{E}_s$  = Fem inducida en los devanados del estator con una frecuencia  $f_s$  ( $V_{rms}$ ).

$\underline{I}_s$  = Corriente inducida al estator con una frecuencia  $f_s$  ( $A_{rms}$ ).

$X_{\sigma s} = j \cdot \omega_s \cdot L_{\sigma s}$  = Impedancia de dispersión en el estator ( $\Omega$ ).

**Rotor.-**

$$\underline{V}'_r - \underline{E}'_{rs} = (R'_r + X'_{\sigma r})\underline{I}'_r \quad (2.10)$$

donde:

$\underline{V}'_r$  = Tensión suministrada al rotor, su frecuencia debe ser  $f_r$  en estado estacionario, y debe ser la misma frecuencia a la tensión  $\underline{E}'_{rs}$  inducida en el rotor ( $V_{rms}$ ).

$\underline{E}'_{rs}$  = Fem inducida al rotor, con una frecuencia  $f_r$ , debido al deslizamiento entre los campos del estator y el rotor ( $V_{rms}$ ).

$\underline{I}'_r$  = Corriente inducida al rotor con una frecuencia  $f_r$  ( $A_{rms}$ ).

$X'_{\sigma r} = j \cdot \omega_r \cdot L'_{\sigma r}$  = Impedancia de dispersión en el rotor ( $\Omega$ ); o acorde a la expresión (2.7),  $X'_{\sigma r} = j \cdot s\omega_s \cdot L'_{\sigma r}$ .

**Circuito equivalente refiriendo el rotor al estator.-** en general, el circuito equivalente de la figura 2.1 junto con las ecuaciones del modelo (2.9) y (2.10) son utilizados en primer paso, para derivar el circuito final en estado estacionario del CIDA. El hecho de que los circuitos equivalentes del rotor y estator y su modelo de ecuaciones operan a diferentes frecuencias ( $f_r$  y  $f_s$ ) no los hace muy prácticos más allá del análisis de la máquina.

**Refiriendo el rotor al estator.-** es necesario encontrar la relación entre las fems inducidas del rotor y estator. Por lo tanto, acorde a la ley de Lenz:

$$E = N \frac{d\phi}{dt} \quad (2.11)$$

La tensión inducida  $E$  depende de la variación de flujo  $\phi$  y el número de vueltas  $N$ . Consecuentemente, la tensión inducida  $\underline{E}$  en el estator es:

$$\underline{E}_s = \sqrt{2}\pi K_s N_s f_s \underline{\phi}_m \quad (V_{rms}) \quad (2.12)$$

donde:

$\underline{\phi}_m$  = Flujo magnetizante.

$K_s$  = Factor de devanado del estator.

Similarmente, en los devanados del rotor, debido a la velocidad del deslizamiento, la fem inducida  $\underline{E}'_{rs}$  es:

$$\underline{E}'_{rs} = \sqrt{2}\pi K_r N_r f_r \underline{\phi}_m \quad (V_{rms}) \quad (2.13)$$

donde:

$K_r$  = Factor de devanado del rotor.

Por lo tanto, igualando las ecuaciones (2.12) y (2.13) y tomando en cuenta la expresión (2.8), la relación entre la fem inducida en el rotor y estator:

$$\frac{\underline{E}'_{rs}}{\underline{E}_s} = s \frac{K_r N_r}{K_s N_s} \quad (2.14)$$

A menudo se define una constante,  $u$ , que relaciona las tensiones inducidas del rotor y estator a una velocidad cero ( $s=1$ ):

$$\frac{1}{u} = \frac{K_r N_r}{K_s N_s} \quad (2.15)$$

En general, y particularmente en aplicaciones de generación de energía eólica, las máquinas son diseñadas especialmente, de tal manera que el factor  $u$  sea definido por la relación de vueltas del rotor y el estator:

$$\frac{K_r}{K_s} \cong 1, \quad \rightarrow u \cong \frac{N_s}{N_r} \quad (2.16)$$

**Circuito equivalente final.**- el circuito equivalente en estado estacionario referido al estator se obtiene como se muestra en la figura 2.4. La ecuación (2.10), es definida ahora como:

$$\underline{V}_T - \underline{E}_{rs} = (R_r + js\omega_s L_{\sigma r}) \underline{I}'_r \quad (2.17)$$

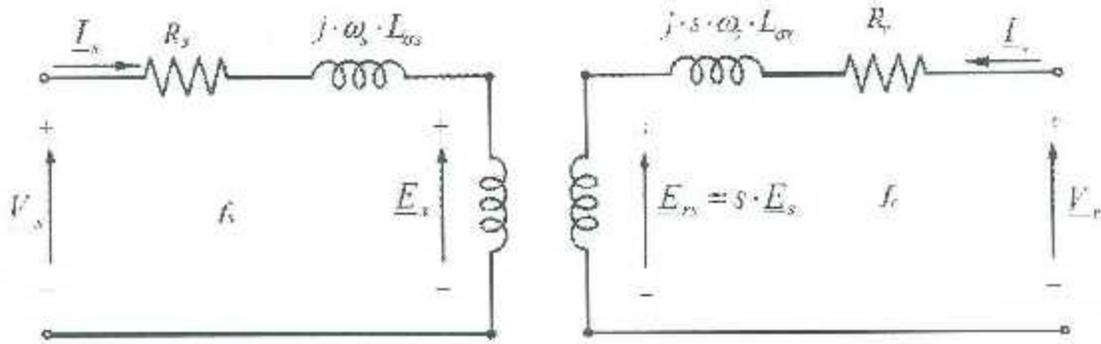


Figura 2.4 Circuito eléctrico monofásico equivalente del GIDA con parámetros del rotor, corrientes y tensiones referidas al estator.

Al sustituir la relación entre la fem del estator y del rotor, la ecuación (2.14) encontramos:

$$\underline{V}_r - s\underline{E}_s = (R_r + j s \omega_s L_{\sigma r}) I_r \quad (2.18)$$

Con el fin de transformar esta ecuación, la frecuencia del estator debe ser dividida por el deslizamiento,  $s$ :

$$\frac{\underline{V}_r}{s} - \underline{E}_s = \left( \frac{R_r}{s} + j \omega_s L_{\sigma r} \right) I_r \quad (2.19)$$

Esta expresión representa una fase del devanado del rotor completamente referida al estator combinado con la ecuación (2.9) del devanado del estator, se obtiene:

$$\underline{V}_s - \frac{\underline{V}_r}{s} - (R_s + j \omega_s L_{\sigma s}) I_s + \left( \frac{R_r}{s} + j \omega_s L_{\sigma s} \right) I_r = 0 \quad (2.20)$$

Por lo tanto, la fem inducida al estator es igual a:

$$\underline{E}_s = j \omega_s L_m (I_s + I_r) = 0 \quad \text{Empleando } f_s \quad (2.21)$$

Donde la inductancia magnetizante de la máquina ( $L_m$ ), normalmente medida en el lado del estator del circuito final, se encuentra representada en la figura 2.5.

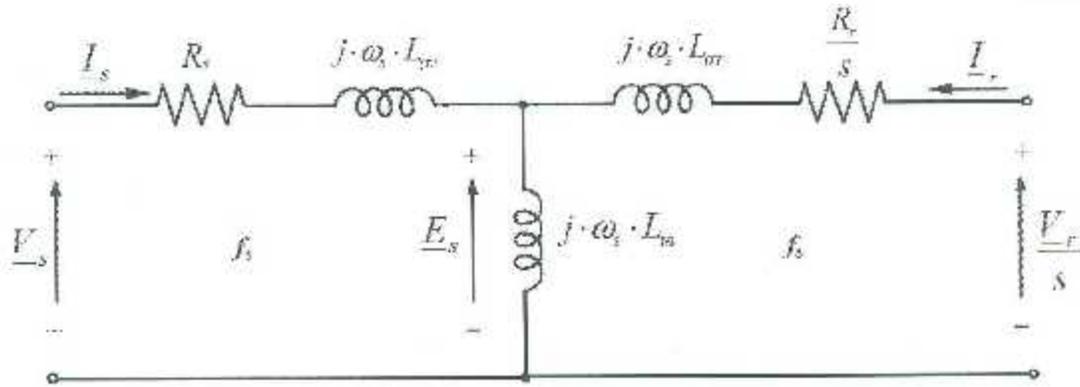


Figura 2.5 Circuito eléctrico monofásico equivalente finalizado del GIDA referido al estator.

### 2.2.3 Diagrama fasorial

Considerando el circuito equivalente en estado estacionario de la figura 2.5, es posible obtener el diagrama fasorial de la máquina para modos de operación específicos. Se deducirá el diagrama fasorial mediante el uso de las ecuaciones del modelo de la máquina. Para ello, se calculan los flujos del estator y del rotor a partir de las corrientes, de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$\underline{\Psi}_s = L_m(I_s + I_r) + L_{\sigma s}I_s = L_s I_s + L_m I_r \quad (2.22)$$

$$\underline{\Psi}_r = L_m(I_s + I_r) + L_{\sigma r}I_r = L_m I_s + L_r I_r \quad (2.23)$$

donde:  $L_s$  y  $L_r$  son las inductancias del rotor y el estator dadas por las siguientes expresiones:

$$L_s = L_m + L_{\sigma s} \quad (2.24)$$

$$L_r = L_m + L_{\sigma r} \quad (2.25)$$

Por lo tanto, sustituyendo los flujos en las expresiones (2.9) y (2.19) pueden expresarse nuevas ecuaciones de tensión:

$$\underline{V}_s - R_s I_s = j\omega_s \underline{\Psi}_s \quad (2.26)$$

$$\underline{V}_r - R_r I_r = j\omega_s \underline{\Psi}_r \quad (2.27)$$

Así, utilizando las expresiones (2.22) a (2.27), se puede derivar el diagrama. Note que todas las ecuaciones están referidas al estator y la frecuencia  $f_s$ . La figura 2.6 muestra el diagrama fasorial, para el GIDA operando como motor, con  $Q_s = 0$  a velocidad sub-síncrona.

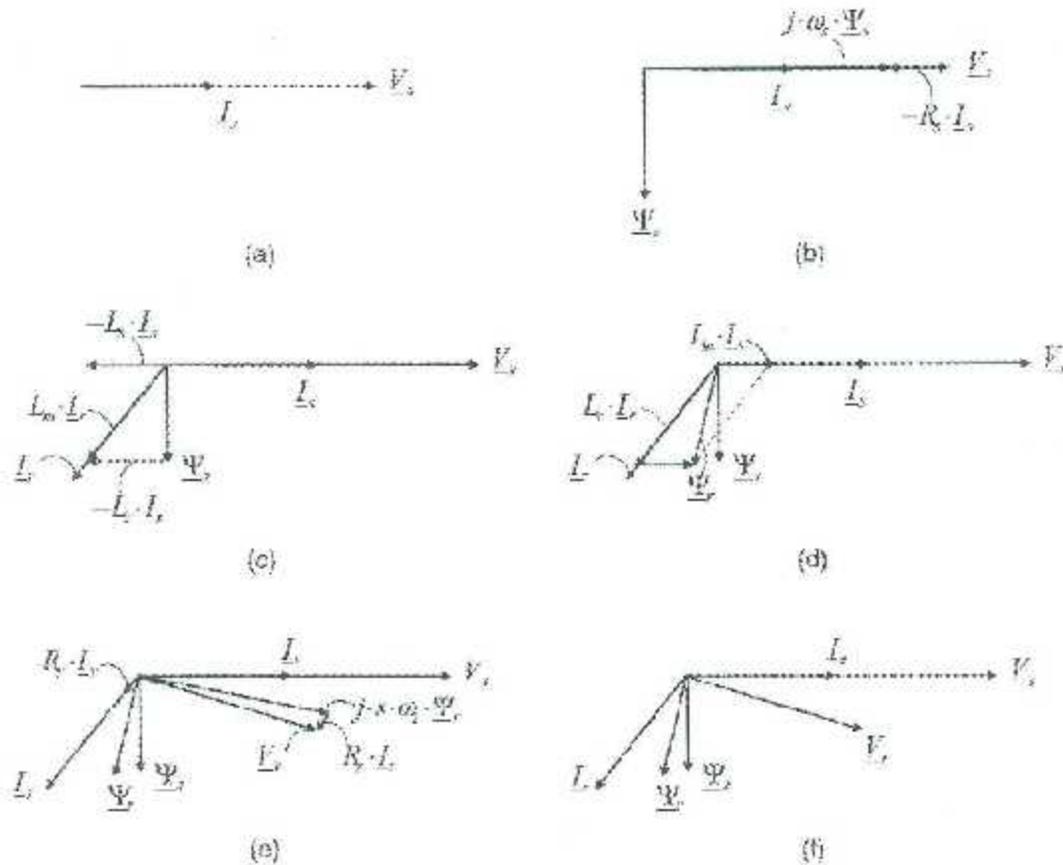


Figura 2.6 Diagrama fasorial del GIDA operando como motor, con  $Q_s = 0$  a velocidad sub-síncrona, siguientes pasos (a) a través de (f).

Si los ángulos de deslizamiento de fase entre los fasores son acorde a la figura 2.7, es posibles distinguir cinco diferentes ángulos de fase

$\delta$  = Deslizamiento de fase entre los fasores de flujo del rotor y estator.

$\gamma_v$  = Deslizamiento de fase entre los fasores de tensión del rotor y estator.

$\gamma_i$  = Deslizamiento de fase entre los fasores de corriente del rotor y estator.

$\varphi_v$  = Ángulo de fase entre los fasores de tensión y flujo del rotor.

$\varphi_i$  = Ángulo de fase entre los fasores de corriente y flujo del rotor.

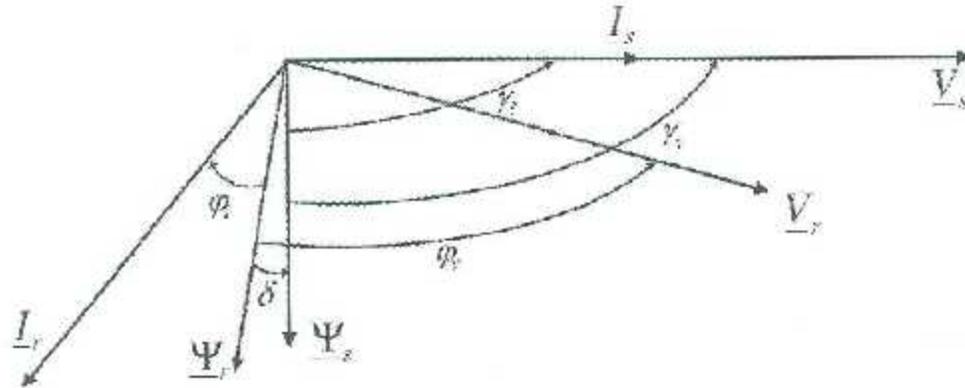


Figura 2.7 Diagrama fasorial del GIDA operando como motor, con  $Q_s = 0$  a velocidad sub-síncrona.

donde:

$\delta$  = Ángulo de fase entre los fasores de flujo del rotor y estator.

$\gamma_r$  = Ángulo de fase entre los fasores de tensión del rotor y estator.

$\gamma_s$  = Ángulo de fase entre los fasores de corriente del rotor y estator.

$\varphi_r$  = Ángulo de fase entre los fasores de tensión y flujo del rotor.

$\varphi_s$  = Ángulo de fase entre los fasores de corriente y flujo del rotor.

Finalmente, la figura 2.7 muestra los diagramas fasoriales de dos modos de operación típicos, cuando el GIDA opera en generación de energía cónica; generando ( $P_s < 0$ ) ya sea con factor de potencia en adelanto ( $Q_s > 0$ ) o con factor de potencia en atraso ( $Q_s < 0$ ).

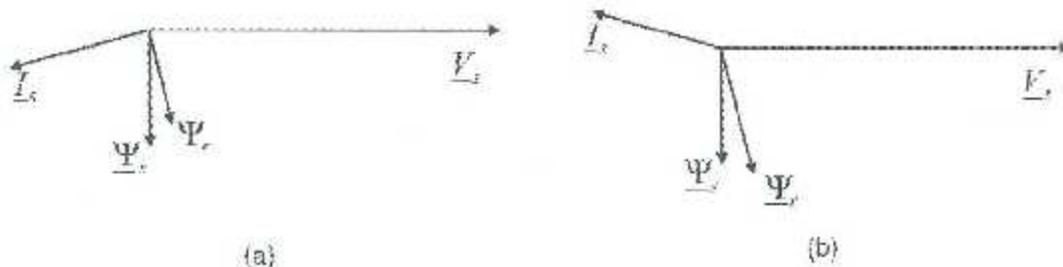


Figura 2.8 Diagrama fasorial del GIDA operando como generador,  $s > 0$ . a)  $Q_s > 0$ , y b)  $Q_s < 0$ .

## 2.3 Modos de funcionamiento que asisten los flujos de potencia y velocidad

### 2.3.1 Relación básica de potencia activa

Desde el circuito equivalente de la figura 2.5, es posible estudiar los diagramas fasoriales como se ha mostrado anteriormente, pero también es importante analizar detalladamente las relaciones de potencia del GIDA, ya que nos permitirá estudiar diferentes modos de operación de esta máquina. Por lo tanto, en esta subsección, las expresiones básicas de potencia y de par serán derivadas del circuito equivalente en estado estacionario. Sin embargo, para este propósito, es más adecuado modificar el circuito de la figura 2.5, el circuito ligeramente modificado es mostrado en la figura 2.9.

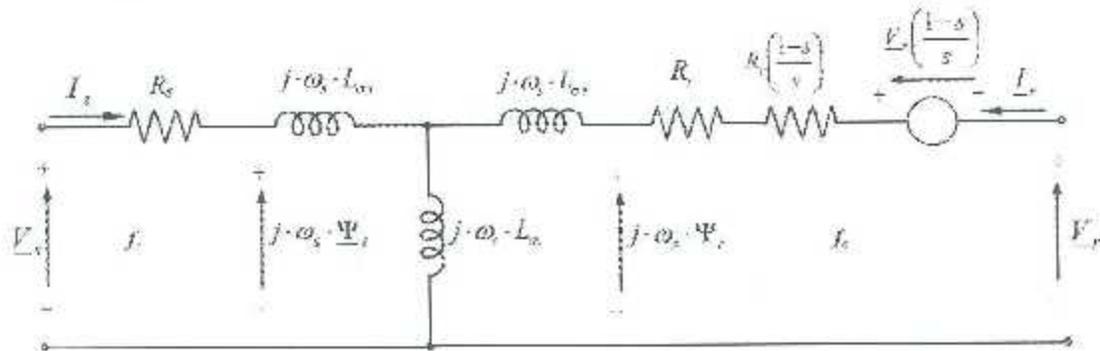


Figura 2.9 Circuito eléctrico monofásico equivalente modificado del GIDA en estado estacionario referido al estator.

La única modificación consiste en redefinir los términos de la resistencia y la tensión del rotor, a dos nuevos términos, uno dependiente del deslizamiento y otro independiente, es decir:

$$\frac{R_r}{s} \rightarrow R_r + R_r \left( \frac{1-s}{s} \right) \quad (2.28)$$

$$\frac{V_r}{s} \rightarrow \underline{V}_r + \underline{V}_r \left( \frac{1-s}{s} \right) \quad (2.29)$$

De esta manera, es fácil saber qué elemento eléctrico es responsable de las pérdidas de potencia y qué elemento es responsable de la generación de potencia mecánica. Por lo tanto,

las pérdidas de potencia activa de la máquina se dan en términos de las resistencias del estator y rotor:

$$P_{cu,s} = 3R_s |I_s|^2 \quad (2.30)$$

$$P_{cu,r} = 3R_r |I_r|^2 \quad (2.31)$$

Se debe considerar que estas pérdidas en el cobre siempre tienen signo positivo, por lo que se deben tomar en cuenta al momento del balance de potencias. Conectado a esto, el balance de potencia activa de una máquina puede ser representado gráficamente como muestra en la figura 2.10.

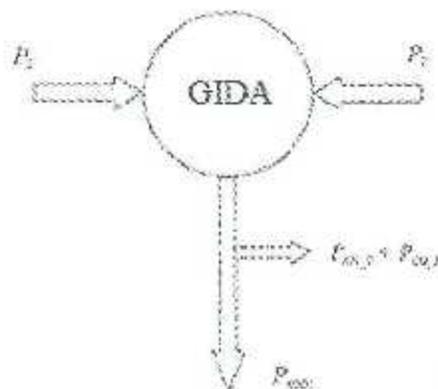


Figura 2.10 Esquema del balance de potencia activa del GIDA como motor convencional.

Matemáticamente,

$$P_s + P_r = P_{cu,s} + P_{cu,r} + P_{mec} \quad (2.32)$$

donde:

$P_s$  = Potencia activa en el estator (W).

$$P_s = 3Re\{\underline{V}_s \cdot \underline{I}_s^*\} = 3|\underline{V}_s| \cdot |\underline{I}_s| \cos(\gamma_v - \gamma_i) \quad (2.33)$$

Si  $P_s > 0 \rightarrow$  La máquina está recibiendo potencia del estator.

Si  $P_s < 0 \rightarrow$  La máquina está entregando potencia del estator.

donde:

$P_r$  = Potencia activa en el rotor (W).

$$P_r - 3Re\{\underline{V}_r \cdot \underline{I}_r^*\} = 3|\underline{V}_r| \cdot |\underline{I}_r| \cos(\varphi_v - \varphi_i) \quad (2.34)$$

Si  $P_r > 0 \rightarrow$  La máquina está recibiendo potencia del rotor.

Si  $P_r < 0 \rightarrow$  La máquina está entregando potencia del rotor.

donde:

$P_{mec}$  = Potencia mecánica (W), que es la potencia transmitida entre el sistema electromagnético de la máquina y el eje mecánico.

El signo de esta potencia define el modo de operación de la máquina, ya sea como motor o generador.

Si  $P_{mec} > 0 \rightarrow$  La máquina está entregando potencia a través del eje: motor.

Si  $P_{mec} < 0 \rightarrow$  La máquina está recibiendo potencia a través del eje: generador.

Cuando las pérdidas mecánicas son despreciadas, la potencia mecánica nos da la siguiente relación:

$$P_{mec} = T_{em}\Omega_m = T_{em} \frac{\omega_m}{p} \quad (2.35)$$

donde:

$T_{em}$  = Par electromagnético en el eje de la máquina.

Consecuentemente, la potencia mecánica puede ser calculada de dos diferentes maneras.

1. Directamente de la expresión (2.32).

$$P_{mec} = P_s + P_r - P_{cu,s} - P_{cu,r} \quad (2.36)$$

desarrollado:

$$P_{mec} = 3|\underline{V}_s| \cdot |\underline{I}_s| \cos(\gamma_v - \gamma_i) + 3|\underline{V}_r| \cdot |\underline{I}_r| \cos(\varphi_v - \varphi_i) - 3R_s \cdot |\underline{I}_s|^2 - 3R_r \cdot |\underline{I}_r|^2 \quad (2.37)$$

2. Desde el circuito equivalente de la figura 2.9. Debido a que las inductancias son las únicas responsables de la potencia reactiva, por lo que los elementos que contengan el término de deslizamiento ( $s$ ) son asociados con la potencia mecánica:

$$P_{mec} = 3R_r \left( \frac{1-s}{s} \right) |I_r|^2 - 3 \left( \frac{1-s}{s} \right) \cdot \text{Re}(V_r \cdot I_r^*) \quad (2.38)$$

Finalmente, la eficiencia de la máquina puede ser definida como:

$$\eta = \frac{P_{mec}}{P_s + P_r} \quad \text{si } P_{mec} > 0 \quad (2.39)$$

$$\eta = \frac{P_s + P_r}{P_{mec}} \quad \text{si } P_{mec} < 0 \quad (2.40)$$

### 2.3.2 Expresión de par

En consecuencia, de las ecuaciones (2.35) y (2.38) se puede calcular el par electromagnético por medio de las magnitudes eléctricas:

$$T_{em} = \frac{3pR_r}{\omega_m} \left( \frac{1-s}{s} \right) |I_r|^2 - \frac{3p}{\omega_m} \left( \frac{1-s}{s} \right) \cdot \text{Re}(V_r \cdot I_r^*) \quad (2.41)$$

o más simplificado, tomando en cuenta que  $\left( \frac{1-s}{s} \right) = \frac{\omega_m}{\omega_r}$ , se tiene que

$$T_{em} = \frac{3pR_r}{\omega_r} |I_r|^2 - \frac{3p}{\omega_r} |V_r| \cdot |I_r| \cos(\varphi_v - \varphi_i) \quad (2.42)$$

Además, hay una propuesta alternativa muy útil para calcular el par. Consta de manipular la expresión de potencia haciendo que las siguientes tensiones desaparezcan. Por lo tanto, desde el circuito equivalente en estado estacionario de la figura 2.5, la tensión del estator se puede expresar como:

$$V_s = (R_s + j\omega_s L_{\sigma s}) I_s + j\omega_s L_m (I_s + I_r) \quad (2.43)$$

Sustituyendo la expresión anterior en la expresión de potencia (2.33), se encuentra:

$$\begin{aligned} P_s &= 3 \text{Re}\{V_s I_s^*\} \\ &= 3 \text{Re}\{R_s I_s \cdot I_s^* + j\omega_s L_{\sigma s} I_s \cdot I_s^* + j\omega_s L_m (I_s + I_r) \cdot I_s^*\} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&= 3Re \left\{ R_s |I_s|^2 + j\omega_s L_m I_r \cdot I_s^* \right\} \\
&= 3R_s |I_s|^2 + 3Re \{ j\omega_s L_m I_r \cdot I_s^* \}
\end{aligned} \tag{2.44}$$

Equivalentemente, con la expresión de tensión del rotor (2.27) combinada con (2.23), se tiene:

$$V_r = (R_r + js\omega_s L_{\sigma r}) I_r + js\omega_s L_m (I_s + I_r) \tag{2.45}$$

La expresión de potencia activa del rotor (2.34) cambia a:

$$\begin{aligned}
P_r &= 3Re \{ V_r \cdot I_r^* \} \\
&= 3Re \{ R_r I_r \cdot I_r^* + js\omega_s L_{\sigma r} I_r \cdot I_r^* + js\omega_s L_m (I_s + I_r) \cdot I_r^* \} \\
&= 3Re \left\{ R_r |I_r|^2 + js\omega_s L_m I_s \cdot I_r^* \right\} \\
&= 3R_r |I_r|^2 + 3Re \{ js\omega_s L_m I_s \cdot I_r^* \}
\end{aligned} \tag{2.46}$$

Por lo tanto, al sustituir las expresiones (2.44) y (2.46), en la expresión (2.36), se puede determinar la nueva ecuación de potencia mecánica:

$$\begin{aligned}
P_{mec} &= P_s + P_r - P_{cu,s} - P_{cu,r} \\
&= 3Re \{ j\omega_s L_m I_r \cdot I_s^* \} + 3Re \{ j\omega_s L_m I_s \cdot I_r^* \} \\
&= -3\omega_s L_m (1-s) \cdot Im \{ I_r \cdot I_s^* \} \\
&= -3\omega_m L_m \cdot Im \{ I_r \cdot I_s^* \} = 3\omega_m L_m \cdot Im \{ I_r^* \cdot I_s \}
\end{aligned} \tag{2.47}$$

Finalmente, basado en la expresión (2.35), el par electromecánico es:

$$T_{em} = 3pL_m \cdot Im \{ I_r^* \cdot I_s \} \tag{2.48}$$

### 2.3.3 Expresión de potencia reactiva

Como se ha hecho con la potencia activa, la potencia reactiva en el estator se determina de manera similar, teniendo que:

$$\begin{aligned}
 Q_s &= 3\text{Im}\{V_s I_s^*\} \\
 &= 3\text{Im}\{R_s I_s \cdot I_s^* + j\omega_s L_{\sigma s} I_s \cdot I_s^* + j\omega_s L_m (I_s + I_r) \cdot I_s^*\} \\
 &= 3\text{Im}\{j\omega_s L_s |I_s|^2 + j\omega_s L_m I_r \cdot I_s^*\} \\
 &= 3\omega_s L_s |I_s|^2 + 3\text{Im}\{j\omega_s L_m I_r \cdot I_s^*\} \\
 &= 3\omega_s L_s |I_s|^2 + 3\omega_s L_m \cdot \text{Re}\{I_r \cdot I_s^*\}
 \end{aligned} \tag{2.49}$$

Equivalentemente, para la potencia reactiva del rotor:

$$\begin{aligned}
 Q_r &= 3\text{Im}\{V_r \cdot I_r^*\} \\
 &= 3\text{Im}\{R_r I_r \cdot I_r^* + js\omega_s L_{\sigma r} I_r \cdot I_r^* + js\omega_s L_m (I_s + I_r) \cdot I_r^*\} \\
 &= 3\text{Im}\{js\omega_s L_r |I_r|^2 + js\omega_s L_m I_s \cdot I_r^*\} \\
 &= 3s\omega_s L_r |I_r|^2 + 3\text{Im}\{js\omega_s L_m I_s \cdot I_r^*\} \\
 &= 3s\omega_s L_r |I_r|^2 + 3s\omega_s L_m \cdot \text{Re}\{I_s \cdot I_r^*\}
 \end{aligned} \tag{2.50}$$

### 2.3.4 Cuatro modos de operación

De las relaciones de potencia anteriormente vistas, es fácil ver que el GIDA puede operar en diferentes condiciones dependiendo de la potencia y velocidad. La tabla 2.1 muestra las cuatro posibles combinaciones. Hay que tomar en cuenta que sólo en el modo de generador y región súper síncrona es posible entregar potencia a través tanto del lado del estator como del lado del rotor.

Finalmente la figura 2.11 resume el esquema general del flujo de potencias activas así como los diagramas de todos los modos de operación del GIDA. Para esta representación se ha considerado que el consumo de potencia reactiva del estator sea positiva ( $Q_s > 0$ ) [2.6].

Tabla 2.1 Cuatro modos de operación ocupando los parámetros de velocidad y potencias.

	<b>Modo</b>	<b>Velocidad</b>	<b>Pm</b>	<b>Ps</b>	<b>Pr</b>
1	Motor ( $T_{em} > 0$ )	$s < 0$ ( $\omega_m > \omega_s$ ) (súper sincrona)	$> 0$	$> 0$	$> 0$
2	Generador ( $T_{em} < 0$ )	$s < 0$ ( $\omega_m > \omega_s$ ) (súper sincrona)	$< 0$	$< 0$	$< 0$
3	Generador ( $T_{em} < 0$ )	$s > 0$ ( $\omega_m < \omega_s$ ) (sub-síncrona)	$< 0$	$< 0$	$> 0$
4	Motor ( $T_{em} > 0$ )	$s > 0$ ( $\omega_m < \omega_s$ ) (sub-síncrona)	$> 0$	$> 0$	$< 0$

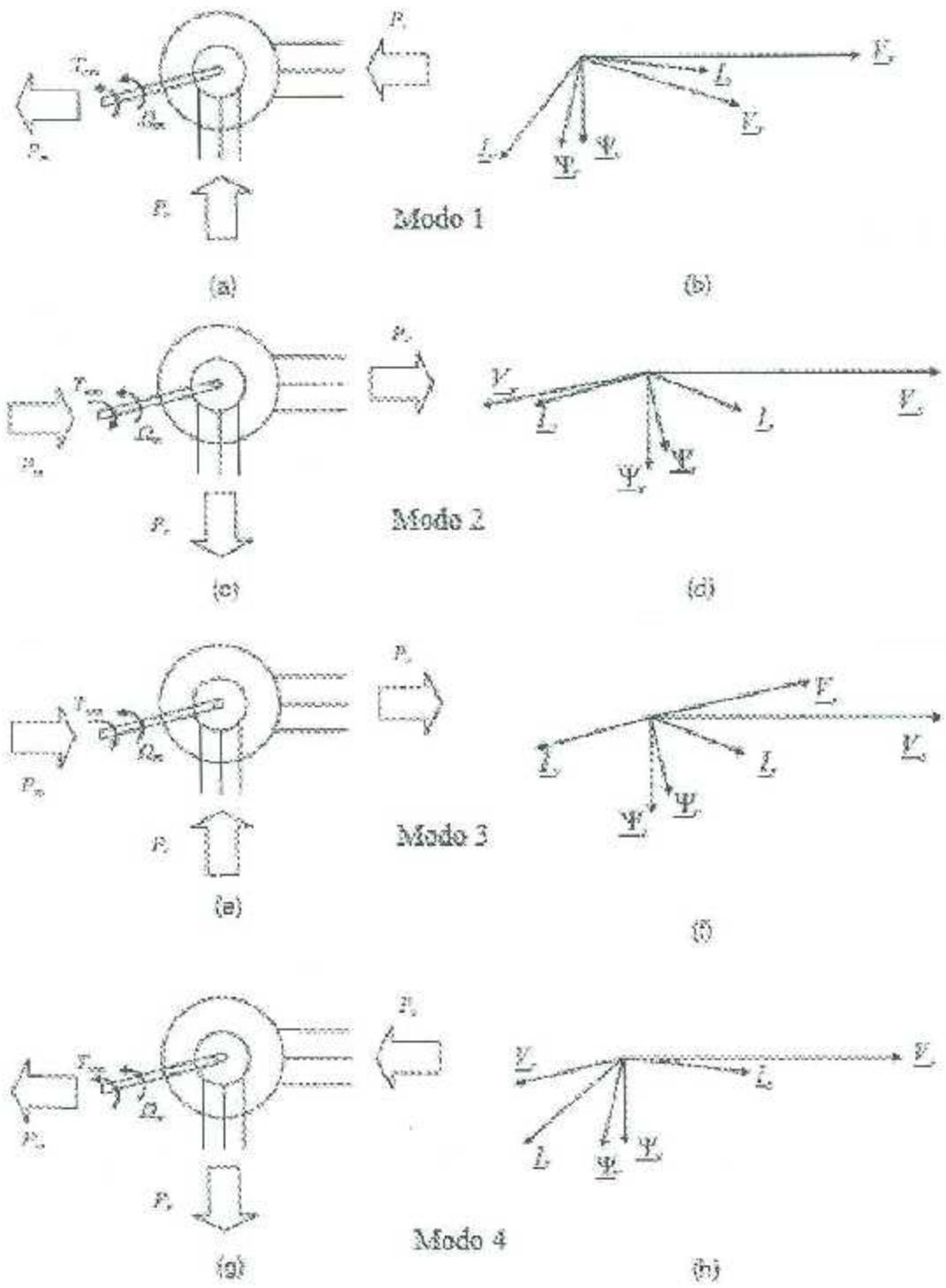


Figura 2.11 Representaciones de flujo de potencias activas y diagramas fasoriales del GDA considerando  $Q_s > 0$  en los diferentes modos de operación

## 2.4 Modelado dinámico del GIDA

Según los modelos de máquinas de corriente alterna desarrolladas por varios autores y como se ha discutido anteriormente, el modelo del GIDA, de manera simplificada e idealizado, se puede describir como tres devanados en el estator y tres devanados en el rotor, como se ilustra en la figura 2.12. Estos devanados son una representación ideal de la máquina real, lo que ayuda a obtener un circuito eléctrico equivalente, como se muestra en la figura 2.13. Bajo este modelo idealizado, las tensiones del estator y los flujos pueden ser descritas por las siguientes ecuaciones eléctricas:

$$V_{as}(t) = R_s i_{as}(t) + \frac{d\Psi_{as}(t)}{dt} \quad (2.51)$$

$$V_{bs}(t) = R_s i_{bs}(t) - \frac{d\Psi_{bs}(t)}{dt} \quad (2.52)$$

$$V_{cs}(t) = R_s i_{cs}(t) + \frac{d\Psi_{cs}(t)}{dt} \quad (2.53)$$

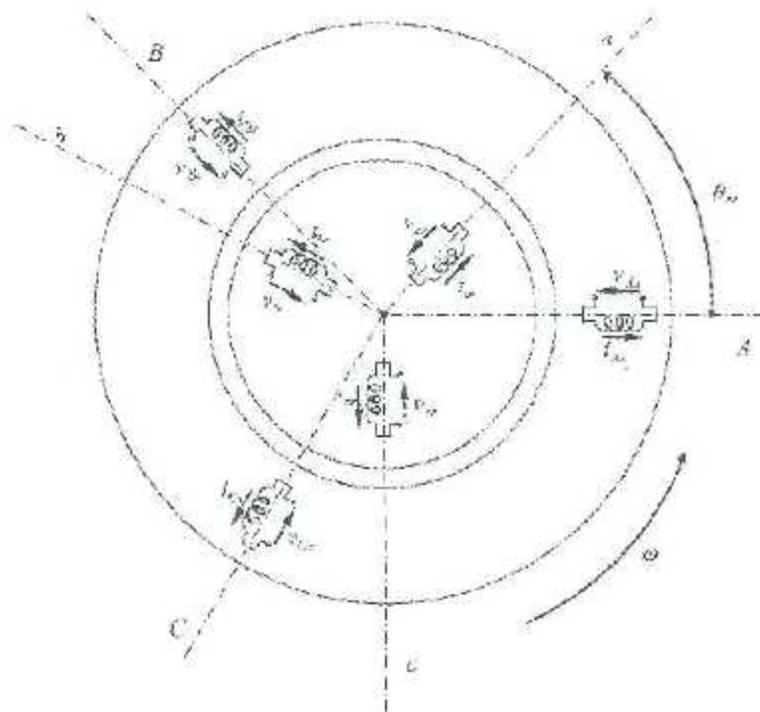


Figura 2.12 Devanado trifásico ideal (rotor y estator) del GIDA.

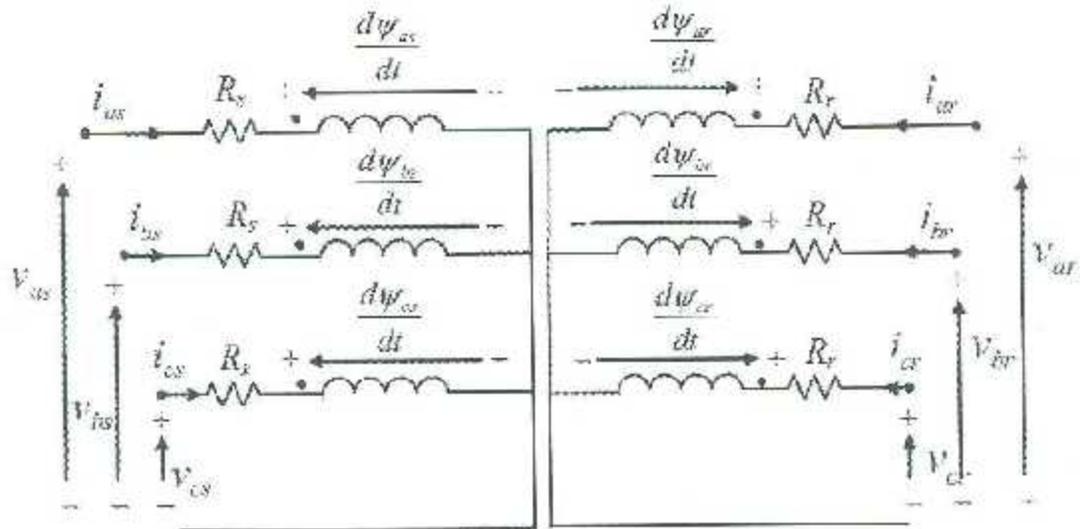


Figura 2.13 Circuito eléctrico equivalente del GIDA.

donde  $R_s$  = Resistencia del estator;  $i_{as}(t)$ ,  $i_{bs}(t)$  y  $i_{cs}(t)$  son las corrientes de fase del estator  $a$ ,  $b$  y  $c$ ;  $v_{as}(t)$ ,  $v_{bs}(t)$  y  $v_{cs}(t)$  son las tensiones aplicadas al estator; y  $\psi_{as}(t)$ ,  $\psi_{bs}(t)$  y  $\psi_{cs}(t)$  son los flujos del estator.

Similarmente, las magnitudes del rotor están descritas por:

$$V_{ar}(t) = R_r i_{ar}(t) + \frac{d\Psi_{ar}(t)}{dt} \quad (2.54)$$

$$V_{br}(t) = R_r i_{br}(t) + \frac{d\Psi_{br}(t)}{dt} \quad (2.55)$$

$$V_{cr}(t) = R_r i_{cr}(t) + \frac{d\Psi_{cr}(t)}{dt} \quad (2.56)$$

donde  $R_r$  = Resistencia del rotor;  $i_{ar}(t)$ ,  $i_{br}(t)$  y  $i_{cr}(t)$  son las corrientes de fase del rotor  $a$ ,  $b$  y  $c$ ;  $v_{ar}(t)$ ,  $v_{br}(t)$  y  $v_{cr}(t)$  son las tensiones aplicadas al rotor; y  $\psi_{ar}(t)$ ,  $\psi_{br}(t)$  y  $\psi_{cr}(t)$  son los flujos del rotor.

Por lo tanto, las variables del rotor (tensiones, corrientes y flujos) presentan una pulsación  $\omega_r$  que varía con la velocidad. Por simplicidad en la notación, la dependencia de magnitudes

tiempo se omitirá en las siguientes secciones. De igual manera se asumirá que las magnitudes y parámetros del rotor siempre estarán referidas al estator [2,3].

### 2.4.1 Modelo $\alpha\beta$

En esta sección, las ecuaciones diferenciales que representan el modelo del GIDA son deducidas, empleando la notación de espacio vectorial en el marco de referencia del estator (véase apéndice I). Por lo tanto, multiplicando las ecuaciones (2.51) y (2.54) por  $(2/3)$ , y luego multiplicando las ecuaciones (2.52) y (2.55) por  $(2/3 a)$  y finalmente multiplicando las ecuaciones (2.53) y (2.56) por  $(2/3 a^2)$ , se obtiene la suma de las ecuaciones resultantes de la tensión en el DFIG, las cuales son expresadas en forma de espacio vectorial:

$$\vec{v}_s^s = R_s \vec{i}_s^s + \frac{d\vec{\psi}_s^s}{dt} \quad (2.57)$$

$$\vec{v}_r^r = R_r \vec{i}_r^r + \frac{d\vec{\psi}_r^r}{dt} \quad (2.58)$$

donde  $\vec{v}_s^s$  es el vector espacial de la tensión en el estator,  $\vec{i}_s^s$  es el vector espacial de la corriente del estator, y  $\vec{\psi}_s^s$  es el vector espacial del flujo en el estator. La ecuación (2.57) es representada en coordenadas de estator (marco de referencia  $\alpha\beta$ ). De manera análoga  $\vec{v}_r^r$  es el vector espacial de la tensión en el rotor,  $\vec{i}_r^r$  es el vector espacial de la corriente del rotor,  $\vec{\psi}_r^r$  es el vector espacial del flujo en el rotor. La ecuación (2.58) es representada en coordenadas de rotor (marco de referencia  $DQ$ ). Véase que los superíndices "s" y "r" indican el vector espacial que son referidos a los marcos de referencia del estator y rotor, respectivamente. Por otra parte, la correlación entre los flujos y las corrientes, en notación vectorial está dada por:

$$\vec{\psi}_s^s = L_s \vec{i}_s^s + L_m \vec{i}_r^r \quad (2.59)$$

$$\vec{\psi}_r^r = L_m \vec{i}_s^s + L_r \vec{i}_r^r \quad (2.60)$$

donde  $L_s$  y  $L_r$  son las inductancias de estator y rotor,  $L_m$  es la inductancia magnetizante, y están ligadas con respecto a la inductancia de dispersión en el estator  $L_{\sigma s}$  y la inductancia de dispersión en el rotor  $L_{\sigma r}$ , de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$L_s = L_{\sigma s} + L_m \quad (2.61)$$

$$L_r = L_{\sigma r} + L_m \quad (2.62)$$

Teniendo en cuenta la transformación de coordenadas, las siguientes relaciones pueden ser expresadas:

$$\vec{\psi}_s^s = L_s \vec{i}_s^s + L_m \vec{i}_r^r = L_s \vec{i}_s^s + L_m e^{j\theta_m} \vec{i}_r^r \quad (2.63)$$

$$\vec{\psi}_r^r = L_m \vec{i}_s^s + L_r \vec{i}_r^r = L_m e^{j\theta_m} \vec{i}_s^s + L_r \vec{i}_r^r \quad (2.64)$$

Por lo siguiente, al referir los vectores correspondientes al marco de referencia del estator, el modelo  $\alpha\beta$  del DFIG se obtiene por las siguientes ecuaciones en coordenadas del estator:

$$\vec{v}_s^s = R_s \vec{i}_s^s + \frac{d\vec{\psi}_s^s}{dt} \quad (2.65)$$

$$\vec{v}_r^s = R_r \vec{i}_r^s + \frac{d\vec{\psi}_r^s}{dt} - j\omega_m \vec{\psi}_r^s \quad (2.66)$$

$$\vec{\psi}_s^s = L_s \vec{i}_s^s + L_m \vec{i}_r^s \quad (2.67)$$

$$\vec{\psi}_r^s = L_m \vec{i}_s^s + L_r \vec{i}_r^s \quad (2.68)$$

Para la ecuación (2.66) es necesario considerar

$$\frac{d\vec{\psi}_r^r}{dt} e^{j\theta_m} = \frac{d(\vec{\psi}_r^s e^{j\theta_m})}{dt} - j\omega_s \frac{\vec{\psi}_r^s}{(\vec{\psi}_r^r e^{j\theta_m})} \quad (2.69)$$

La figura 2.14 muestra el modelo eléctrico  $\alpha\beta$  del GIDA en coordenadas del estator.

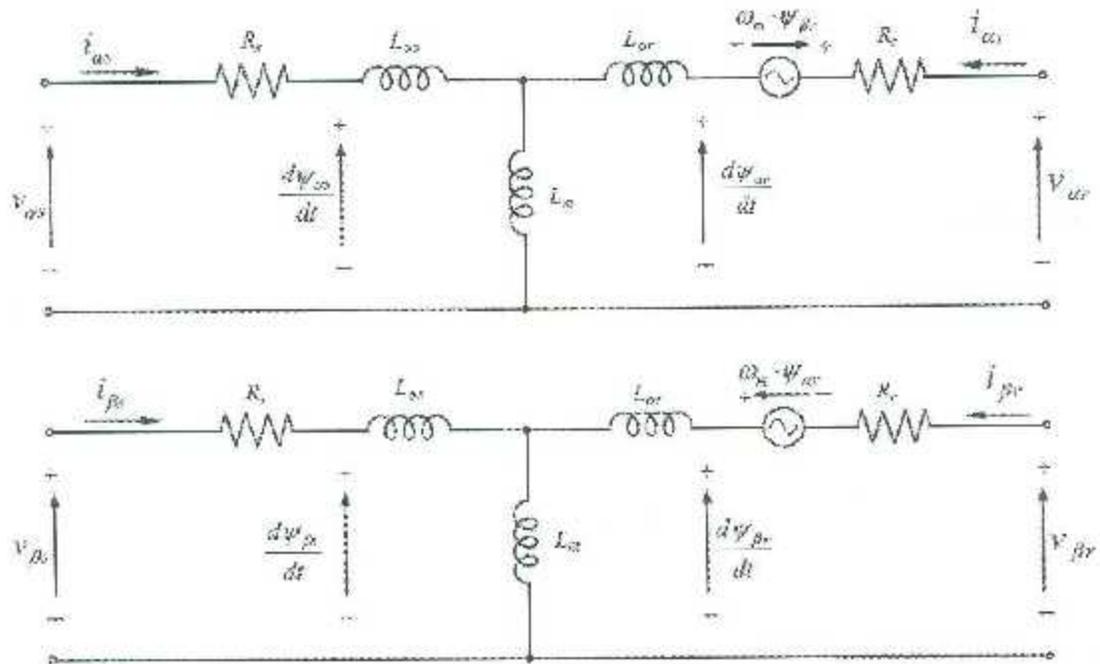


Figura 2.14 Modelo  $\alpha\beta$  del GDA en coordenadas de estator.

Continuando con el modelo, las potencias eléctricas en el lado estator y en el lado rotor son calculadas de la siguiente manera:

$$P_s = \frac{3}{2} \operatorname{Re}\{\vec{V}_s \cdot \vec{i}_s^*\} = \frac{3}{2} (v_{\alpha s} i_{\alpha s} + v_{\beta s} i_{\beta s}) \quad (2.70)$$

$$P_r = \frac{3}{2} \operatorname{Re}\{\vec{V}_r \cdot \vec{i}_r^*\} = \frac{3}{2} (v_{\alpha r} i_{\alpha r} + v_{\beta r} i_{\beta r}) \quad (2.71)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} \operatorname{Im}\{\vec{V}_s \cdot \vec{i}_s^*\} = \frac{3}{2} (v_{\beta s} i_{\alpha s} - v_{\alpha s} i_{\beta s}) \quad (2.72)$$

$$Q_r = \frac{3}{2} \operatorname{Im}\{\vec{V}_r \cdot \vec{i}_r^*\} = \frac{3}{2} (v_{\beta r} i_{\alpha r} - v_{\alpha r} i_{\beta r}) \quad (2.73)$$

Finalmente, el par electromagnético puede ser calculado de la siguiente manera:

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \operatorname{Im}\{\vec{\Psi}_r \cdot \vec{i}_r^*\} = \frac{3}{2} p (\psi_{\beta r} i_{\alpha r} - \psi_{\alpha r} i_{\beta r}) \quad (2.74)$$

Por sustitución de la ecuación (2.67) y (2.68) en (2.74), el par electromagnético puede ser calculado acorde a la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
T_{em} &= \frac{3}{2} \text{plm}\{\bar{\Psi}_s \cdot \bar{i}_r^* \} = \frac{3}{2} \text{plm}\{\bar{\psi}_s^* \cdot \bar{i}_s \} \\
&= \frac{3}{2} \frac{L_m}{L_r} \text{plm}\{\bar{\psi}_r^* \cdot \bar{i}_s \} \\
&= \frac{3}{2} \frac{L_m}{\sigma L_r L_s} \text{plm}\{\bar{\psi}_r^* \cdot \bar{\Psi}_s \} \\
&= \frac{3}{2} L_m \text{plm}\{\bar{i}_s \cdot \bar{i}_r \} \tag{2.75}
\end{aligned}$$

### 2.4.2 Modelo DQ

En esta sección, se derivan las ecuaciones diferenciales que representan el modelo del GIDA, utilizando la notación de espacio vectorial en el marco de referencia síncrono (véase el apéndice T). De las ecuaciones de tensión originales (2.57) y (2.58), multiplicando por  $e^{j\theta_m}$  y  $e^{-j\theta_m}$ , respectivamente, las ecuaciones de tensión en el estator y en el rotor son determinadas por:

$$\bar{v}_s^a = R_s \bar{i}_s^a + \frac{d\bar{\psi}_s^a}{dt} + j\omega_s \bar{\psi}_s^a \tag{2.76}$$

$$\bar{v}_r^a = R_r \bar{i}_r^a + \frac{d\bar{\psi}_r^a}{dt} + j(\omega_s - \omega_m) \bar{\psi}_r^a \tag{2.77}$$

En este caso el superíndice “a” denota un espacio vectorial referido a la referencia rotacional síncrona. De las ecuaciones (2.59) y (2.60), empleando las mismas ecuaciones de flujo, se tiene que:

$$\bar{\psi}_s^a = L_s \bar{i}_s^a + L_m \bar{i}_r^a \tag{2.78}$$

$$\bar{\psi}_r^a = L_m \bar{i}_s^a + L_r \bar{i}_r^a \tag{2.79}$$

Para suministro de tensiones sinusoidales, en estado estacionario, los componentes  $dq$  de las tensiones, corrientes y flujos serán valores constantes, en contraste con las componentes  $\alpha\beta$  que son magnitudes sinusoidales. Por lo tanto, el modelo del circuito equivalente  $dq$  del GIDA, en coordenadas síncronas, es representado en la figura 2.15.

Las expresiones de par y potencia en el marco de referencia  $dq$  son equivalentes a las ecuaciones empleadas en el modelo  $\alpha\beta$ :

$$P_s = \frac{3}{2} \operatorname{Re}\{\bar{V}_s \cdot \vec{i}_s\} = \frac{3}{2} (v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}) \quad (2.80)$$

$$P_r = \frac{3}{2} \operatorname{Re}\{\bar{V}_r \cdot \vec{i}_r\} = \frac{3}{2} (v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr}) \quad (2.81)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} \operatorname{Im}\{\bar{V}_s \cdot \vec{i}_s\} = \frac{3}{2} (v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs}) \quad (2.82)$$

$$Q_r = \frac{3}{2} \operatorname{Im}\{\bar{V}_r \cdot \vec{i}_r\} = \frac{3}{2} (v_{qr} i_{dr} - v_{dr} i_{qr}) \quad (2.83)$$

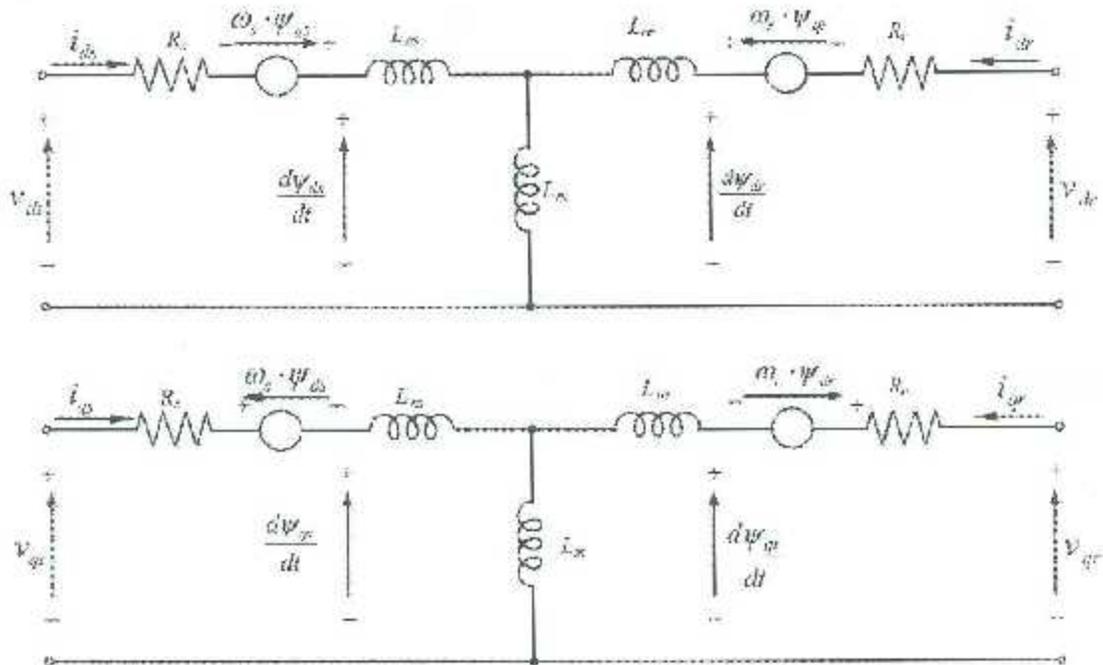


Figura 2.15 Modelo  $dq$  del GDA en coordenadas sincronicas.

Por lo tanto, la expresión del par puede definirse como:

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} \operatorname{Im}\{\bar{\Psi}_s \cdot \vec{i}_r\} = \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} (\psi_{qs} i_{dr} + \psi_{ds} i_{qr}) \quad (2.84)$$

### 2.4.3 Representación espacial del modelo $\alpha\beta$

Una representación espacial de las ecuaciones del modelo  $\alpha\beta$  es muy útil para casos de simulación. Reacomodando las ecuaciones (2.65) a (2.68), y tomando los flujos en magnitudes espaciales. El modelo GIDA está dado por las siguientes expresiones:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \vec{\Psi}_s \\ \vec{\Psi}_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_s}{\sigma L_s} & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} \\ \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & \frac{-R_r}{\sigma L_r} + j\omega_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{\Psi}_s \\ \vec{\Psi}_r \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \vec{v}_s^s \\ \vec{v}_r^s \end{bmatrix} \quad (2.85)$$

Expandiendo esta última expresión en los componentes  $\alpha\beta$ , se obtiene:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_{as} \\ \psi_{\beta s} \\ \psi_{ar} \\ \psi_{\beta r} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_s}{\sigma L_s} & 0 & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 \\ 0 & \frac{-R_s}{\sigma L_s} & 0 & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} \\ \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 & \frac{-R_r}{\sigma L_r} & -\omega_m \\ 0 & \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & \omega_m & \frac{-R_r}{\sigma L_r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \psi_{as} \\ \psi_{\beta s} \\ \psi_{ar} \\ \psi_{\beta r} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{as} \\ v_{\beta s} \\ v_{ar} \\ v_{\beta r} \end{bmatrix} \quad (2.86)$$

Si en lugar de los flujos, las corrientes se escogen como las magnitudes espaciales, el modelo equivalente del GIDA es determinado como:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_s^s \\ i_r^s \end{bmatrix} = \left( \frac{1}{\sigma L_s L_r} \right) \begin{bmatrix} -R_s L_r - j\omega_m L_m^2 & R_r L_m - j\omega_m L_m L_r \\ R_s L_m + j\omega_m L_m L_s & -R_r L_s + j\omega_m L_r L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_s^s \\ i_r^s \end{bmatrix} + \left( \frac{1}{\sigma L_s L_r} \right) \begin{bmatrix} L_r & -L_m \\ -L_m & L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{v}_s^s \\ \vec{v}_r^s \end{bmatrix} \quad (2.87)$$

Expandiendo en componentes  $\alpha\beta$ , se tiene:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{\beta s} \\ i_{ar} \\ i_{\beta r} \end{bmatrix} = \left( \frac{1}{\sigma L_s L_r} \right) \begin{bmatrix} -R_s L_r & \omega_m L_m^2 & R_r L_m & \omega_m L_m L_r \\ -\omega_m L_m^2 & -R_s L_r & -\omega_m L_m L_r & R_r L_m \\ R_s L_m & -\omega_m L_s L_m & -R_r L_s & -\omega_m L_r L_s \\ \omega_m L_s L_m & R_s L_m & \omega_m L_r L_s & -R_r L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{\beta s} \\ i_{ar} \\ i_{\beta r} \end{bmatrix} + \left( \frac{1}{\sigma L_s L_r} \right) \begin{bmatrix} L_r & 0 & -L_m & 0 \\ 0 & L_r & 0 & -L_m \\ -L_m & 0 & L_s & 0 \\ 0 & -L_m & 0 & L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{as} \\ v_{\beta s} \\ v_{ar} \\ v_{\beta r} \end{bmatrix} \quad (2.88)$$

Dependiendo de la elección de las magnitudes espaciales, se pueden obtener diferentes modelos espaciales.

#### 2.4.4 Representación espacial del modelo DQ

Continuando con el estudio del modelado dinámico, es posible obtener una representación espacial de las ecuaciones del modelo  $dq$ . Reacomodando las ecuaciones (5.76) a (5.79), y tomando en cuenta los flujos como magnitudes espaciales, el modelo del GIDA está dado por la siguiente expresión:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \bar{\psi}_s^a \\ \bar{\psi}_r^a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -R_s - j\omega_s & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} \\ \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & -R_r - j\omega_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{\psi}_s^a \\ \bar{\psi}_r^a \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{v}_s^a \\ \bar{v}_r^a \end{bmatrix} \quad (2.89)$$

Expandiendo esa última expresión en los componentes  $dq$ , se tiene:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_{ds} \\ \psi_{qs} \\ \psi_{dr} \\ \psi_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_s}{\sigma L_s} & \omega_s & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 \\ -\omega_s & \frac{-R_s}{\sigma L_s} & 0 & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} \\ \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 & \frac{-R_r}{\sigma L_r} & \omega_r \\ 0 & \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & -\omega_r & \frac{-R_r}{\sigma L_r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \psi_{ds} \\ \psi_{qs} \\ \psi_{dr} \\ \psi_{qr} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{ds} \\ v_{qs} \\ v_{dr} \\ v_{qr} \end{bmatrix} \quad (2.90)$$

Una vez más si en lugar de los flujos, se escogen las corrientes como magnitudes espaciales, el modelo equivalente GIDA es determinado como sigue, en el marco de referencia sincrónico:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \bar{i}_s^a \\ \bar{i}_r^a \end{bmatrix} = \left( \frac{1}{\sigma L_s L_r} \right) \begin{bmatrix} -R_s L_r - j\omega_m L_m^2 - j\omega_s \sigma L_s L_r & R_r L_m - j\omega_m L_m L_r \\ R_s L_m + j\omega_m L_m L_s & -R_r L_s + j\omega_m L_r L_s - j\omega_s \sigma L_s L_r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{i}_s^a \\ \bar{i}_r^a \end{bmatrix} + \left( \frac{1}{\sigma L_s L_r} \right) \begin{bmatrix} L_r & -L_m \\ -L_m & L_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{v}_s^a \\ \bar{v}_r^a \end{bmatrix} \quad (2.91)$$

Expandiendo en componentes  $dq$ , tenemos:

$$\begin{aligned}
& \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} \\
= & \left( \frac{1}{\sigma L_s L_r} \right) \begin{bmatrix} -R_s l_r & \omega_m L_m^2 - \omega_s \sigma L_s L_r & R_r L_m & \omega_m L_m l_r \\ -\omega_m L_m^2 - \omega_s \sigma L_s L_r & -R_s L_r & -\omega_m L_m l_r & R_r l_m \\ R_s l_m & -\omega_m l_s L_m & -R_r L_s & -\omega_m L_r L_s - \omega_s \sigma L_s L_r \\ \omega_m L_s L_m & R_s l_m & \omega_m L_r L_s - \omega_s \sigma L_s L_r & -R_r L_s \end{bmatrix} \\
\cdot & \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{os} \\ i_{dr} \\ i_{or} \end{bmatrix} + \left( \frac{1}{\sigma L_s L_r} \right) \begin{bmatrix} L_r & 0 & -L_m & 0 \\ 0 & l_r & 0 & -L_m \\ -L_m & 0 & l_s & 0 \\ 0 & -L_m & 0 & L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ds} \\ v_{os} \\ v_{dr} \\ v_{qr} \end{bmatrix} \quad (2.92)
\end{aligned}$$

Las representaciones del GIDA en el marco de referencia  $dq$  son especialmente útiles en la obtención de tensiones de entrada en estado estacionario dados por el estator y el rotor.

#### 2.4.5 Relación entre el modelo en estado estacionario y el modelo dinámico

Como se ha mencionado anteriormente, se puede observar que el modelo en estado estacionario es desarrollado con fasores, siendo un caso particular de un modelo generalizado de la máquina. El modelo dinámico fue desarrollado con la ayuda de la teoría de espacios vectoriales, por lo que, mientras el modelo en estado estacionario sólo puede tratar con magnitudes sinusoidales una vez que se ha alcanzado el comportamiento estacionario de la máquina, el modelo dinámico pueden también representar comportamientos más generales, tales como los fenómenos transitorios o dinámicos. Además, el modelo dinámico no se limita a estados estacionarios sinusoidales; también puede considerar comportamientos no sinusoidales.

La estrecha relación entre estos modelos se puede ver claramente, mediante la comparación de las ecuaciones del modelo dinámico  $dq$  (2.76) a (2.84), con las ecuaciones del modelo en estado estacionario (2.26), (2.27), (2.22), (2.23), (2.44), (2.48) y (2.49):

$$\underline{V}_s = R_s \underline{I}_s + j\omega_s \underline{\Psi}_s \quad \bar{v}_s^a = R_s \bar{i}_s^a + \frac{d\bar{\psi}_s^a}{dt} + j\omega_s \bar{\psi}_s^a$$

$$\underline{V}_r = R_r \underline{I}_r + j\omega_r \underline{\Psi}_r \quad \bar{v}_r^a = R_r \bar{i}_r^a + \frac{d\bar{\psi}_r^a}{dt} + j\omega_r \bar{\psi}_r^a$$

$$\underline{\Psi}_s = L_s \underline{I}_s + L_m \underline{I}_r \quad \bar{\psi}_s^a = L_s \bar{i}_s^a + L_m \bar{i}_r^a$$

$$\begin{aligned} \underline{\Psi}_r &= L_m \underline{I}_s + L_r \underline{I}_r & \vec{\psi}_r^a &= L_m \vec{i}_s^a + L_r \vec{i}_r^a \\ T_{em} &= 3p \operatorname{Im}\{\underline{\Psi}_r \cdot \underline{I}_r^*\} & T_{em} &= \frac{3}{2} p \operatorname{Im}\{\vec{\psi}_r \cdot \vec{i}_r^*\} \\ P_s &= 3 \operatorname{Re}\{\underline{V}_s \cdot \underline{I}_s^*\} & P_s &= \frac{3}{2} \operatorname{Re}\{\vec{v}_s \cdot \vec{i}_s^*\} \\ Q_s &= 3 \operatorname{Im}\{\underline{V}_s \cdot \underline{I}_s^*\} & Q_s &= \frac{3}{2} \operatorname{Im}\{\vec{v}_s \cdot \vec{i}_s^*\} \end{aligned}$$

Se debe tener en cuenta que las relaciones de potencia en el rotor se omiten en esta comparación, debido a su equivalencia con las expresiones de potencia en el estator, por lo que es evidente estas ecuaciones son muy similares. El modelo en estado estacionario sólo puede representar magnitudes sinusoidales por medio de una amplitud y una fase. Sin embargo, si se aplica una alimentación no sinusoidal con un convertidor, también puede representar la actuación armónica en el dominio del tiempo ya sea continuo o discreto. Las amplitudes de las magnitudes sinusoidales representadas por los fasores se dan en rms; sin embargo, las amplitudes de los vectores espaciales se refieren a los valores máximos [2,7].

## **Capítulo III. Esquemas de protección en granjas eólicas**

### **3.1 ¿Qué es un relevador?**

La energía eléctrica está disponible para los usuarios instantáneamente, a la frecuencia y voltaje correcto y exactamente en la cantidad que se necesita. Este notable rendimiento se consigue a través de una cuidadosa planeación, diseño, instalación y operación de una red muy compleja de generadores, transformadores y líneas de transmisión y distribución. Para el usuario de electricidad, el sistema de potencia parece estar en estado imperturbable, constante y con capacidad infinita. Sin embargo, el sistema está sujeto a constante a disturbios creados por los cambios de carga aleatoria, por fallas creadas por causas naturales y a veces como resultado de la falla de un equipo o del operader. A pesar de estas perturbaciones constantes, el sistema de potencia mantiene su estado cuasi estacionario debido a dos factores básicos: 1) gran tamaño del sistema de potencia en relación al tamaño de las cargas individuales o generadores, y 2) una acción correctiva inmediata tomada por el equipo de relevadores de protección [8].

Los relevadores son una rama de la ingeniería de la energía eléctrica que trata los principios de operación y diseño de equipo (llamado “relevador” o “relevador de protección”) que detecta condiciones anormales en el sistema de potencia, e inicia acción correctiva lo más rápidamente posible con el fin de devolver el sistema de potencia a su estado normal. La rapidez de respuesta es un elemento esencial del sistema de relevadores de protección – el tiempo de respuesta que a menudo es requerido es de unos cuantos milisegundos. En consecuencia, la intervención humana en la operación del sistema de protección no es posible. La respuesta debe ser automática, rápida y debería causar una mínima cantidad de interrupción del sistema de potencia [8,9].

### **3.2 La naturaleza de los relevadores**

La función del relevador de protección es sacar de servicio, inmediatamente, cualquier elemento del sistema de potencia que empiece a operar en una manera anormal. En general, los relevadores no anticipan daños al equipo: operan después de algún daño detectable haya ocurrido. Su propósito consiste en limitar, en la medida que sea posible un daño mayor a los

equipos, para minimizar el peligro a las personas, para reducir la tensión en otro equipo y sobre todo, para quitar el equipo fallado del sistema de potencia tan rápido sea posible para que la integridad y estabilidad del resto del sistema se mantenga. El aspecto de control del sistema de relevadores también ayuda a devolver al sistema de potencia a una configuración aceptable, tan pronto como sea posible, para que el servicio a los usuarios pueda ser restaurado [8,9].

### **3.2.1 Fiabilidad, confiabilidad y seguridad**

La fiabilidad es entendida, generalmente, como la medida del grado de certeza de que una parte del equipo funcionará como es debido. Los relevadores, en contraste con otros equipos, tienen dos formas alternativas en las que pueden ser poco fiables: pueden operar cuando se espera que fallen, o pueden operar cuando no se espera que fallen. Esto lleva a una definición de doble vertiente de fiabilidad de un sistema de relevadores: un sistema de relevadores fiable puede ser confiable y seguro. La confiabilidad se define como la medida de la certeza de que los relevadores funcionarán correctamente para todas las fallas para las cuales fueron diseñados para operar. La seguridad se define como la medida de la certeza de que los relevadores no operarán incorrectamente para cualquier falla [8,9].

### **3.2.2 Selectividad de relevadores y zonas de protección**

La propiedad de seguridad del relevador, es decir, la condición de que no operan para fallas a las cuales no están diseñados para operar, está definido en términos de regiones de un sistema de potencia llamadas zonas de protección, para las cuales un relevador o un sistema de protección dado es responsable. El relevador se considera seguro si sólo responde a fallas dentro de su zona de protección. Los relevadores suelen tener aportaciones de varios transformadores de corriente (TC's), y la zona de protección es delimitada por estos TC's. Los TC's proporcionan una ventana a través de la cual los relevadores asociados ven el sistema de potencia dentro de la zona de protección. Mientras que los TC's proporcionan la capacidad de detectar fallas dentro de la zona de protección, el interruptor (CB's) proporciona la capacidad de aislar la falla desconectando todos los equipos de potencia

dentro de la zona de protección. Por lo tanto, un límite de la zona por lo general se define por un TC o un interruptor. Cuando el TC es parte del interruptor, se convierte en un límite de zona natural. Cuando el TC no es parte integrante del interruptor, se debe prestar atención especial a la detección de fallas y a la interrupción de lógica de fallas [8,9].

### 3.2.3 Velocidad del relevador

Es, por su puesto, conveniente retirar una falla del sistema de potencia lo más rápidamente posible. Sin embargo, el relevador debe tomar su decisión en base a las formas de onda de la tensión y corriente, que están fuertemente distorsionados debido a fenómenos transitorios que deben seguir la ocurrencia de la falla. El relevador debe separar información significativa e importante contenida en estas formas de onda, sobre esta información se debe basar una decisión segura del relevador. Estas consideraciones exigen que el relevador tome una cierta cantidad de tiempo para llegar a una decisión con el necesario grado de certeza. La relación entre el tiempo de respuesta del relevador y su grado de certeza es inversa, y esta característica operación de tiempo inverso de los relevadores es una de las propiedades más básicas de todos los sistemas de protección [8].

Aunque el tiempo de operación de los relevadores a menudo varía entre amplios límites, los relevadores son clasificados por su velocidad de operación de la siguiente manera.

- **Instantáneos.** Estos relevadores operan tan pronto como se tome una decisión segura. No se introduce tiempo de retraso adicional para frenar la respuesta del relevador.
- **Tiempo de retardo.** Un tiempo de retardo intencional es insertado entre el tiempo de decisión del relevador y la iniciación de la acción de disparo.
- **Alta velocidad.** Un relevador que opera en menos de un tiempo específico. El tiempo específico en la actualidad es de 50 milisegundos (3 ciclos en un sistema de 60 Hz).
- **Ultra alta velocidad.** Este término no es incluido en los estándares de los relevadores, pero, es comúnmente considerado para operar en 4 milisegundos o menos.

### 3.2.4 Protección primaria y de respaldo

Un sistema de protección puede dejar de funcionar y, como resultado, dejará de borrar una falla. Por lo que es esencial que se prevea algún sistema o sistemas de protección alternativos para eliminar la falla. Este sistema o sistemas de protección alternativos están referidos como duplicado, respaldo o sistema de protección de falla de interruptor. El sistema de protección principal para una zona determinada de protección se llama sistema de protección primaria [10,11]. Opera en el menor tiempo posible y elimina la menor cantidad de equipo de servicio. En sistemas de extra alta tensión es común usar el sistema de protección primaria duplicado, en caso de que un elemento en una cadena de protección primaria pueda llegar a fallar. Por lo tanto, esta duplicación se destina a cubrir el fallo de los propios relevadores. Se pueden usar relevadores de diferentes fabricantes, o relevadores basados sobre un principio de funcionamiento diferente, de modo que algunos diseños inadecuados de unos relevadores primarios no se repitan en el sistema duplicado. Los tiempos de operación del sistema primario y del sistema duplicado son los mismos [10,11].

No siempre es práctico duplicar cada elemento de la cadena de protección, en sistemas de alta y extra alta tensión los transductores (transformadores de corriente o tensión) o interruptores son muy caros, y el costo de duplicar equipo puede no ser justificado. En sistemas de baja tensión, incluso los relevadores mismos no pueden duplicarse. En tales situaciones, solos son usados los relevadores de respaldo. Los relevadores de respaldo generalmente son más lentos que los relevadores primarios y quitan más elementos del sistema que pueden ser necesarios para eliminar la falla. Los relevadores de respaldo son instalados local o remotamente en la misma subestación que la protección primaria. Los relevadores de respaldo remotos son completamente independientes de los relevadores, transductores, baterías e interruptores del sistema de protección que están respaldando. No hay fallas comunes que puedan afectar ambas configuraciones de los relevadores. Sin embargo, la configuración de sistemas más complejos puede afectar significativamente la capacidad del relevador de respaldo remoto para ver todas las fallas para las cuales se desea el respaldo. Adicionalmente, los relevadores de respaldo pueden quitar más cargas en el sistema que las que son permitidas. Los relevadores de respaldo no sufren de estas deficiencias, pero, se usan elementos comunes como los transductores, baterías e

interruptores, y por lo tanto pueden dejar de funcionar por las mismas razones que la protección primaria [10,11].

Los relevadores de fallo del interruptor son relevadores de respaldo locales que se proporcionan específicamente para cubrir las fallas del interruptor. Esto se puede lograr en una gran variedad de maneras. El más común, y más simple sistema de relevadores de falla del interruptor consta de un temporizador independiente que se activa siempre que se activa la bobina de disparo del interruptor y se desactiva cuando desaparece la corriente de falla a través de los interruptores. Si la corriente de falla persiste por más tiempo que el tiempo de configuración, una señal de disparo se da a todos los interruptores locales y remotos que se requieran para eliminar la falla. De vez en cuando se instala un conjunto separado de relevadores para proporcionar esta protección de fallo del interruptor, en cuyo caso se utilizan transductores y baterías [8,9].

### 3.3 Elementos de un sistema de protección

Aunque, de uso común, un sistema de protección puede implicar solo los relevadores, el sistema de protecciones real se compone de muchos otros subsistemas que contribuyen a la detección y eliminación de fallas [8].

Como se muestra en la figura 3.1, el principal subsistema de un sistema de protección son los transductores, relevadores, baterías e interruptores. Los transductores (transformadores de corriente y tensión) constituyen el principal componente del sistema de protección. Los relevadores son elementos lógicos que inician las operaciones de disparo o cierre.

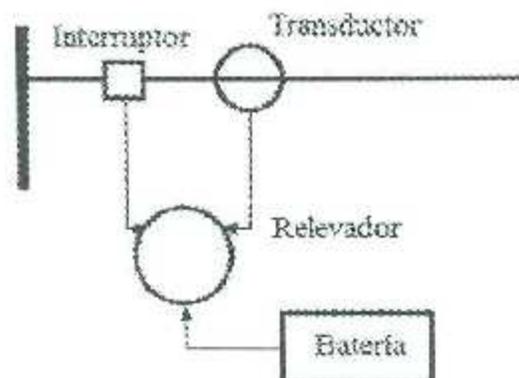


Figura 3.1. Elementos de un sistema de protección.

### 3.3.1 Baterías y fuentes de corriente directa

Ya que la función principal de un sistema de protección es eliminar una falla, la capacidad para disparar el interruptor a través del relevador no debe verse comprometida durante la falla, cuando la tensión disponible de CA en la subestación puede no ser de suficiente magnitud. Por ejemplo, un cierre en una falla trifásica puede resultar cero (0) volts a la salida de la subestación de CA. Los disparos de potencia, así como la potencia requerida por los relevadores, puede no ser obtenida del sistema de CA, y usualmente proporcionada por un banco de baterías.

La batería está conectada de forma permanente, a través de un cargador, a la estación de servicio de CA, y normalmente, durante las condiciones de estado estacionario, flota en el cargador. El cargador es de una capacidad de volt-ampere suficiente para proporcionar todas las cargas de estado estacionario alimentadas por la batería. Por lo general, la batería debe mantener la potencia de CD adecuada durante 8 ó 12 horas después de un apagón. Aunque la batería probablemente es la pieza más fiable de los equipos en una estación, en estaciones de extra alta tensión no es muy común tener baterías duplicadas, cada una conectada a su propio cargador y complemento de los relevadores. Se sabe que durante su operación los relevadores electromecánicos producen severos transitorios en los cables de la batería, los cuales pueden causar una operación errónea de otros relevadores sensibles en la subestación, o pueden dañarlos. Por lo tanto, es muy común, en la práctica, separar los equipos en estado sólido y electromecánico, para conectarlos a diferentes baterías [8].

### 3.3.2 Interruptores

El conocimiento de operación y funcionamiento del interruptor es esencial para comprender las protecciones por relevadores. La acción coordinada de ambos resultados elimina exitosamente la falla. El interruptor aísla la falla mediante la interrupción de corriente, o cercana a una corriente cero. En la actualidad, un interruptor de extra alta tensión puede interrumpir la corriente de falla en el orden de  $10^5$  A en sistemas de hasta 800 kV. Puede hacer esto tan rápido como el primer cero de la corriente después de la iniciación de la falla, aunque con más frecuencia interrumpe en la segunda o tercera corriente cero. Como los contactos del interruptor se mueven para interrumpir la corriente de falla, hay una carrera

entre el establecimiento de la rigidez dieléctrica de la interrupción media y la velocidad a la que la reaparece la tensión a través de los contactos del interruptor. Si la recuperación de tensión gana la carrera, el arco reaviva, y el interruptor debe esperar a la próxima corriente cero cuando los contactos están más separados [8,9].

En los sistemas de potencia se pueden encontrar interruptores de varios diseños. Uno de los primeros diseños que todavía es usado, incorpora un tanque de aceite en el cual están inmersos los contactos del interruptor y el mecanismo de operación. El aceite sirve como aislador entre el tanque, el cual es un potencial de tierra, y los contactos principales, los cuales están en la línea de potencia. El aceite también actúa como medio de enfriamiento para apagar el arco cuando los contactos interrumpen la carga o corriente de falla. Ver figura 3.2.

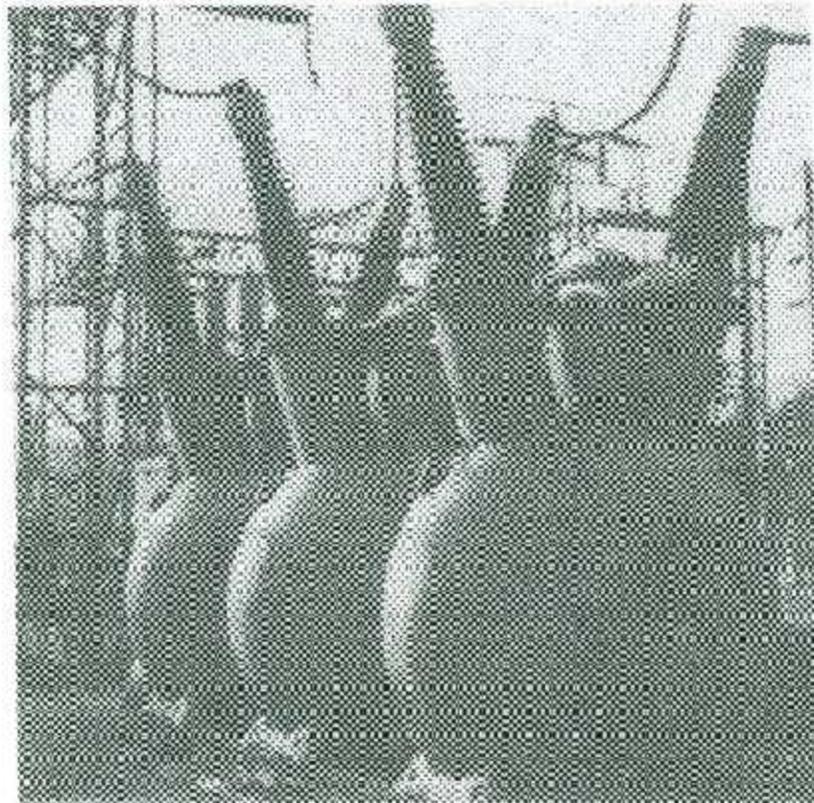


Figura 3.2 Interruptor de aceite de 138 kV.

Como la tensión aumenta en un sistema de transmisión, no es conveniente construir un tanque lo suficientemente grande para proporcionar la rigidez dieléctrica requerida en la

cámara de interrupción. Además. Mejores materiales aislantes, mejor sistema de extinción de arco y requisitos de operación derivaron como resultado una variedad de características del interruptor: interrupción media de aceite, gas, aire o vacío; aislante medio de aceite, aire, gas o dieléctrico sólido; y mecanismos de operación utilizando una bobina, un solenoide, un resorte, un motor neumático o hidráulico. Uno de los parámetros más importantes que debe ser considerado en la especificación de un interruptor es la interrupción media. El aceite no requiere energía de entrada desde el mecanismo de operación para la extinción del arco. Se pone esa energía directamente desde su propio arco. El hexafluoruro de azufre ( $SF_6$ ), sin embargo, no requiere energía adicional y debe operar a alta presión o desarrollar una explosión de gas o aire durante la interrupción de fase. Sin embargo, cuando los factores ambientales son considerados, los interruptores de aceite producen un alto nivel de ruido y conmoción del suelo durante la interrupción, y por ésta razón puede ser rechazado. También son peligros potenciales de incendio, o contaminantes de la capa freática (capa del subsuelo que contiene agua). Los interruptores de  $SF_6$  tienen esencialmente emisión nula, aunque el ruido que acompaña su operación puede requerir alojamiento y blindaje especial. En la actualidad, los interruptores llenos de aceite son menos caros, y pueden preferirse si estos son técnicamente factibles, pero, estos pueden cambiar en un futuro. Un interruptor tipo de  $SF_6$  se muestra en la figura 3.3.

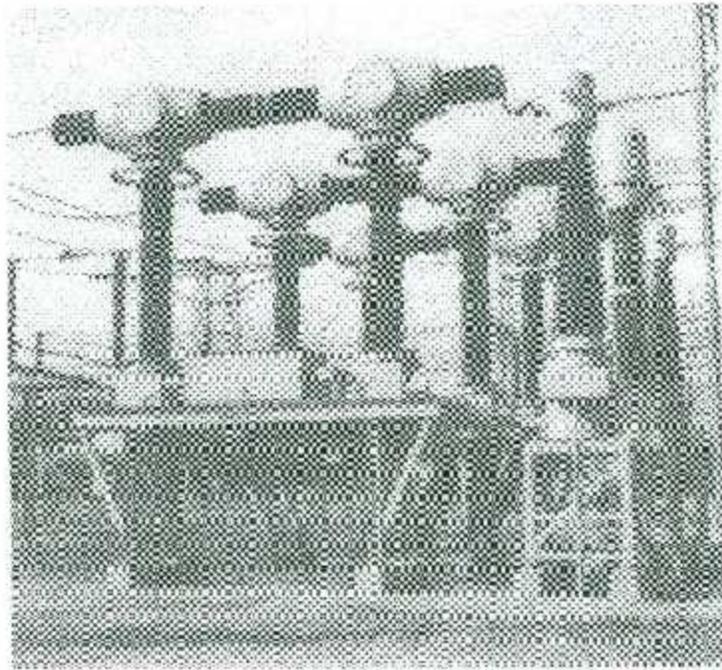


Figura 3.3 Interruptor de SF<sub>6</sub> de 345 kV.

Un cambio importante en el diseño en interruptores con un impacto significativo en sistemas de protección fue la introducción del diseño de “tanque vivo”. Mediante la colocación de un gabinete de contactos al mismo potencial, la necesidad de un aislamiento entre los dos se elimina. Sin embargo, el diseño anterior de tanque muerto (figura 3.2) incorpora TC's en el tanque, proporcionando de este modo TC's en ambos lados de los contactos. Este arreglo proporciona un mecanismo muy agradable para brindar zonas de solapamiento de protección en los dos lados del interruptor. En el diseño de tanque vivo, ya que todo el equipo es al potencial de la línea, no es posible incorporar TC's los cuales tienen sus devanados secundarios esencialmente en el potencial de tierra. Entonces se hace necesario el diseño de los TC's con su propio sistema de aislamiento, ya que los dispositivos independientes separados son un diseño bastante caro. Con TC's independientes, ya que no es económico proporcionar TC's en ambos lados del interruptor, uno se debe conformar con un solo TC en un lado del interruptor. Por supuesto, un TC tiene varios secundarios, y la zona de protección traslapada se consigue mediante el uso de devanados secundarios en los lados opuestos de las zonas de protección. Esto está ilustrado en la figura 3.4. Un interruptor de chorro de aire de tanque vivo y un TC independiente de 800 kV nominales se muestran en

la figura 3.5. La localización del devanado primario y la asignación de protección del devanado secundario de los TC's tienen implicaciones muy importantes para el bienestar de la protección suministrada [8].

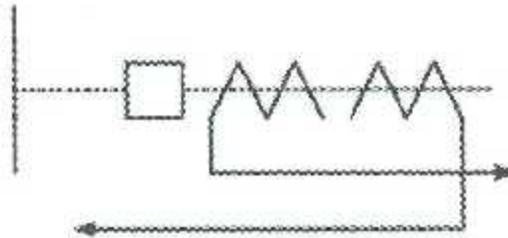


Figura 3.4 Zona de traslape con TC's e interruptores.

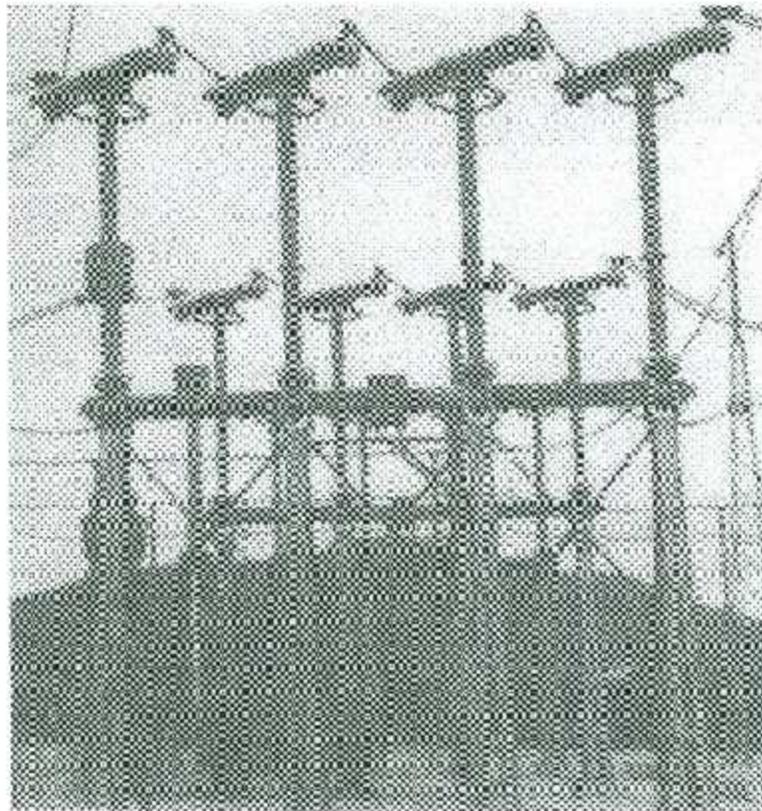


Figura 3.5 Interruptor de chorro de aire de tanque vivo y TC para 800 kV.

### 3.4 Principios de operación del relevador

Ya que el propósito de la protección del sistema de potencia es detectar fallas o condiciones de operación anormales, los relevadores deben ser capaces de evaluar una amplia variedad de parámetros para establecer que se requiere la acción correctiva. Los parámetros más comunes que reflejan la presencia de una falla, son las corrientes y las tensiones en las terminales del aparato protegido, o en los límites de la zona apropiada. Ocasionalmente las entradas del relevador pueden incluir estados abierto o cerrado de algunos contactos o interruptores. Un relevador específico, o un sistema de protección, puede usar entradas apropiadas, procesar las señales de entrada y determinar que existe un problema, y entonces iniciar alguna acción. En general, un relevador puede ser diseñado para responder a cualquier parámetro o efecto observable [8-11].

El problema fundamental en la protección de un sistema de potencia es definir las cantidades que pueden diferenciar entre condiciones normales y anormales. El problema de ser capaz de distinguir entre las condiciones normales y anormales se complica por el hecho de que normal en el sentido actual significa que la perturbación está fuera de la zona de protección. Este aspecto, el cual es de mayor importancia en el diseño de un sistema de relevadores seguros, domina el diseño de todos los sistemas de protecciones. Por ejemplo, considere el relevador mostrado en la figura 3.6. Si se fuera a usar la magnitud de una corriente de falla para determinar si se debe tomar alguna acción, está claro que una falla en el interior, en el exterior, o en la zona de protección es eléctricamente la misma falla, y sería imposible distinguir las dos fallas separadas basadas sólo en la magnitud de corriente. Se necesita mucho ingenio para diseñar relevadores y sistemas de protección, los cuales sean confiables bajo todas las variaciones a las que están sometidos durante toda su vida [8,9].

Como el objetivo del relevador es dictado por el sistema de potencia y los fenómenos transitorios que genera después de una perturbación, una vez que está claro que una tarea del relevador puede ser realizada, puede iniciarse el trabajo de diseñar el hardware para realizar la tarea. El campo de los relevadores es de casi 100 años.

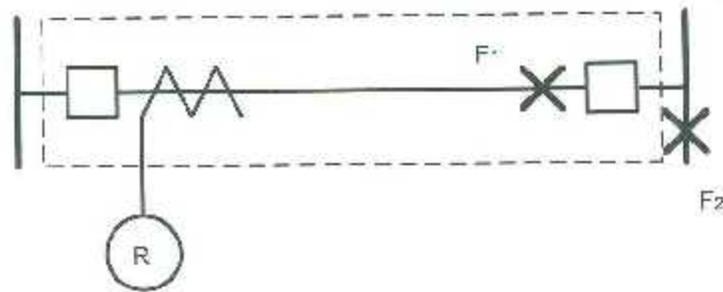


Figura 3.6 Problema de selectividad del relevador para fallas en un límite de zona.

### 3.5 Detección de fallas

En general, como las fallas (cortos circuitos) ocurren, la corriente incrementa, y la tensión baja. Además de estos cambios de magnitudes de las cantidades de corriente alterna (CA), pueden ocurrir otros cambios en uno o más de los siguientes parámetros: ángulos de fase, fasores de corriente y tensión, componentes armónicas, potencia activa y reactiva, frecuencia del sistema de potencia, entre otros. Los principios de operación de los relevadores pueden basarse en la detección de estos cambios, y la identificación de los cambios con la posibilidad de que pueda existir una falla dentro de la zona de protección asignada. Dividiremos los relevadores en categorías basadas en que estas cantidades de entrada responden a un relevador en particular.

#### 3.5.1 Nivel de detección

Este es el más simple de todos principios de operación. Las magnitudes de corriente de falla son casi siempre mayores que las corrientes de carga normales que existen en un sistema de potencia. Considere un motor de 4 kV conectado al sistema de potencia como se muestra en la figura 3.7. La corriente de carga completa para el motor es de 245 A. Lo que permite una capacidad de sobrecarga de emergencia del 25%, una corriente de  $1.25 \times 245 = 306$  A o menor debería corresponder a la operación normal. Cualquier corriente por encima de un nivel determinado (elegido para estar por encima de 306 A por un margen de seguridad en el presente ejemplo) puede ser tomado para significar que una falla, o alguna otra condición anormal, existen dentro de la zona de protección del motor. El relevador debe ser diseñado para operar y disparar el interruptor para las corrientes por encima de la configuración; si se

desear, el relevador puede ser conectado a un sonido de alarma, para que el operador pueda intervenir y disparar el interruptor manualmente o tomar otra acción apropiada [8,9].

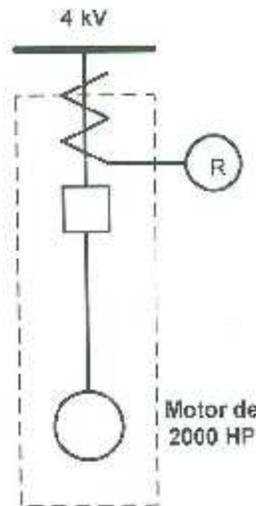


Figura 3.7 Protección de sobre corriente de un motor.

El nivel sobre el cual opera el relevador es conocido como la configuración de arranque (pickup) del relevador. Para todas las corrientes por encima del pickup, el relevador opera, y para las corrientes más pequeñas que el valor pickup, el relevador no toma ninguna acción. Es por supuesto posible disponer que el relevador opere para valores más pequeños que el valor de arranque, y que no tome acciones por encima de los valores de arranque. Un relevador de mínima tensión es un ejemplo de tal relevador.

Las características de operación de un relevador de sobre corriente pueden ser presentadas como una gráfica del tiempo de operación contra la corriente en el relevador. Lo mejor es normalizar la corriente como una relación de la corriente real para configurar el arranque. El tiempo de operación para corrientes (normalizadas) menores que 1.0 es infinito, mientras que el relevador opera para valores mayores que 1.0. El tiempo actual para la operación dependerá sobre el diseño del relevador. El detector ideal de nivel de un relevador debe tener una característica como se muestra por la línea sólida en la figura 3.8.

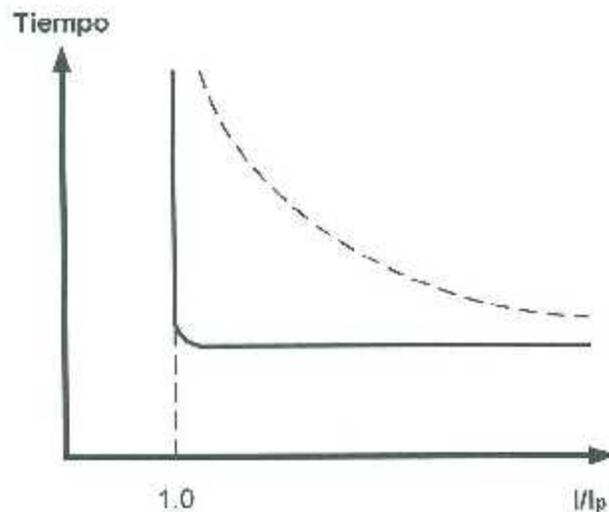


Figura 3.3 Característica de un relevador detector de nivel.

### 3.5.2 Comparación de magnitud

Este principio de operación se basa en la comparación de una o más cantidades de operación. Por ejemplo, una corriente balanceada del relevador puede comparar la corriente en un circuito con la corriente en otro circuito, el cuál debe tener magnitudes iguales o proporcionales sobre las condiciones de operación.

El relevador operará cuando la división de corriente en los dos circuitos varíe por una tolerancia dada.

La figura 3.9 muestra dos líneas paralelas idénticas las cuales están conectadas al mismo bus en ambos extremos. Uno podría utilizar la comparación de magnitud del relevador que compara las magnitudes de las dos líneas de corriente  $I_A$  e  $I_B$ . Si  $|I_A|$  es más grande que  $|I_B| + \epsilon$  (donde  $\epsilon$  es una tolerancia adecuada), y la línea B no está abierta, el relevador declararía una falla en la línea A y se dispara el relevador. Una lógica similar se usaría en el disparo de la línea B si su corriente excede a la de la línea A, cuando este último no está abierto. Otro caso en el cuál este relevador puede ser utilizado es cuando los devanados de una máquina tienen dos sub-devanados paralelos idénticos por fase.

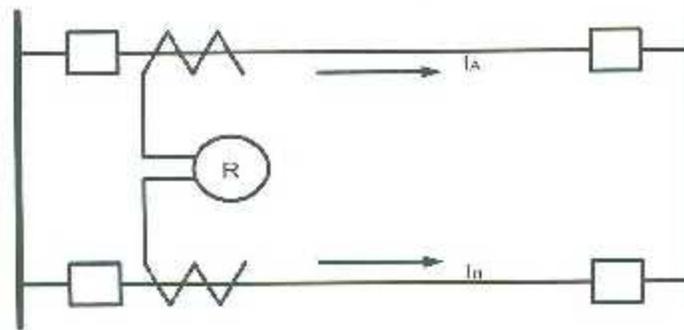


Figura 3.9 Relevador de comparación de magnitud para dos líneas de transmisión paralelas

### 3.5.3 Comparación diferencial

La comparación diferencial es uno de los métodos más sensibles y eficaces de proporcionar protección contra las fallas. El concepto de comparación diferencial es bastante simple y puede entenderse mejor haciendo referencia al devanado del generador mostrado en la figura 3.10. Como el devanado es eléctricamente continuo, la corriente que entra en un extremo,  $I_1$ , debe ser igual a la corriente dejando el extremo,  $I_2$ . Se podría utilizar un relevador de comparación de magnitud, como el descrito anteriormente para la prueba de la falla en el devanado protegido. Cuando las fallas ocurren entre los dos extremos, las dos corrientes ya no son iguales. Alternativamente, se podría partir de una suma algebraica de las dos corrientes que entran al devanado protegido,  $(I_1 - I_2)$ , y utiliza un relevador detector de nivel para detectar la presencia de una falla. En otro caso, la protección es denominada una protección diferencial. En general, el principio de protección diferencial es capaz de detectar magnitudes muy pequeñas de corrientes de falla. Su único inconveniente es que requiere corrientes de los extremos de una zona de protección, lo que restringe su aplicación para aparatos de potencia, tales como transformadores, generadores, motores, buses, capacitores y reactores [8,9].

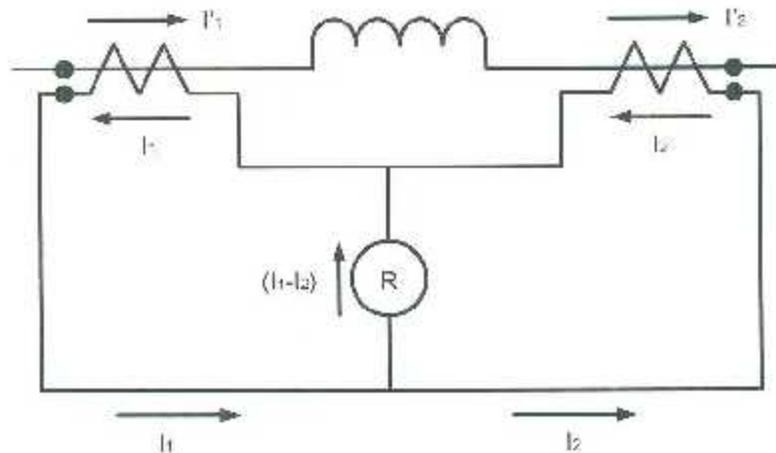


Figura 3.10 Principios de comparación diferencial aplicado a un devanado del generador.

### 3.5.4 Comparación de ángulo de fase

Este tipo de relevador compara el ángulo de fase relativo entre dos cantidades de CA. La comparación del ángulo de fase es comúnmente utilizada para determinar la dirección de la corriente con respecto a cantidad de referencia. Por ejemplo, el flujo de potencia normal en una dirección dada resultará en el ángulo de fase entre la tensión y la corriente variable alrededor de su ángulo de factor de potencia, aproximadamente  $\pm 30^\circ$ . Cuando la potencia fluye en la dirección opuesta, este ángulo se convertirá  $(180^\circ \pm 30^\circ)$ . Similarmente, para una falla en la dirección hacia delante o inversa, el ángulo de fase de la corriente con respecto a la tensión será  $-\varphi$  y  $(180^\circ - \varphi)$  respectivamente, donde  $\varphi$ , el ángulo de la impedancia del circuito de falla, es cerca de  $90^\circ$  para las redes de transmisión de potencia. Estas relaciones se explican por las dos líneas de transmisión en la figura 3.11. Esta diferencia en la relación de fase creada por una falla es aprovechada por los relevadores que responden a las diferencias de ángulos de fase entre dos cantidades de entrada - tales como la tensión y corriente de falla [8].

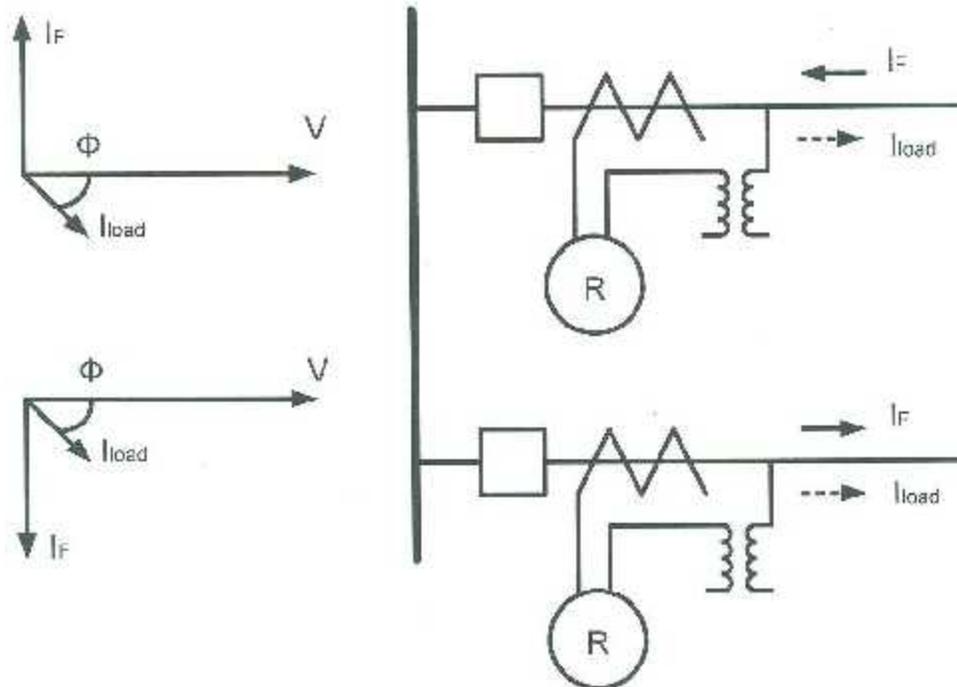


Figura 3.11 Comparación del ángulo de fase para una falla en una línea de transmisión

### 3.5.5 Medición de distancia

En los alimentadores y líneas de transmisión, la longitud, la tensión y la configuración de la línea pueden hacer este principio antieconómico. En lugar de comparar la corriente de la línea local con la corriente del extremo de la línea, el relevador compara la corriente local con la tensión local.

Esto, en efecto, es una medición de la impedancia de la línea como se ve desde la terminal del relevador. Un relevador de impedancia se basa en el hecho de que la longitud de la línea (su distancia) para un diámetro de conductor dado y el espaciamiento, determinan su impedancia [8].

### 3.6 Fusibles

Antes de examinar los principios de operación de los relevadores, se debe introducir el fusible, el cual es el más antiguo y simple de todos los dispositivos de protección. El fusible

es un detector de nivel, y es a la vez el sensor y el dispositivo interruptor. Está instalado en serie con el equipo protegido y opera por fusión de un elemento fusible en respuesta al flujo de corriente [8-11]. El tiempo de fusión es inversamente proporcional a la magnitud del flujo de corriente en el fusible. Es un dispositivo de un solo disparo ya que el eslabón fusible se destruye en el proceso de interrumpir el flujo de corriente. No puede haber arreglos mecánicos para proporcionar múltiples disparos. Los fusibles sólo pueden ser capaces de interrumpir la corriente hasta su máximo corto circuito nominal, o pueden tener la habilidad para limitar la magnitud de corriente de corto circuito por la interrupción de flujo antes de que llegue a su valor máximo. Esta acción de limitación de corriente es una característica muy importante que tiene aplicación en muchas instalaciones industriales y de baja tensión. Las dos mayores desventajas de los fusibles son las siguientes:

1. La función de disparo único mencionado anteriormente requiere que un fusible fundido sea remplazado antes de que el servicio pueda ser restaurado. Esto significa un retraso y la necesidad de tener los fusibles de repuestos correctos y personal de mantenimiento calificado que debe ir y remplazar los fusibles en el campo. Es posible proporcionar una característica de disparo múltiple mediante la instalación de un número de fusibles en paralelo y proporcionar un mecanismo de disparo mecánico, de manera que el fusible fundido se transfiera automáticamente a otro en su lugar.
2. En un circuito trifásico, la falla de una fase a tierra causará que un fusible se funda, des-energiza sólo una fase, lo que permite que el equipo conectado, tales como motores, permanezcan conectados con las fases restantes y tengan posteriormente un calentamiento y vibración excesivos, debido al desbalance de la tensión de alimentación.

Para superar estas desventajas, los relevadores de protección se desarrollan como elementos lógicos que están separados de la función de interrupción del circuito. Los relevadores son dispositivos que requieren entradas de bajo nivel (tensión, corrientes o contactos). Derivan sus entradas de transductores, tales como transformadores de corriente y tensión, y contactos del interruptor. Son dispositivos que sólo detectan fallas y requieren de un dispositivo de interrupción asociado - un interruptor - para limpiar la falla. La segregación de la detección de una falla de la función de interrupción fue un avance significativo, ya que dio al diseñador del relevador la capacidad de diseñar un sistema de protección que coincidiera con las necesidades del sistema de potencia. Esta separación del diseño de protección del diseño del

sistema de potencia se vio favorecido además por la estandarización de dispositivos de entrada.

### 3.7 Relevadores electromecánicos

Los principios de diseño de relevador utilizan fuerzas de accionamiento que fueron producidas por la interacción electromagnética entre corrientes y flujos, al igual que en un motor. Algunos relevadores también se basaron en las fuerzas creadas por la expansión de los metales, causadas por un aumento de temperatura debido a un flujo de corriente. En los relevadores electromecánicos, las fuerzas de accionamiento fueron creadas por una combinación de las señales de entrada, la energía almacenada en los resortes y amortiguadores. Los relevadores tipo émbolo por lo general son impulsados por una sola cantidad de accionamiento, mientras que los relevadores de tipo inducción pueden ser activados por entradas individuales o múltiples. Los relevadores más modernos son todavía dispositivos electromecánicos, con un disco o taza de inducción, o una construcción tipo émbolo, aunque rápidamente se están introduciendo relevadores digitales y de estado sólido, particularmente a los sistemas de alta tensión [8,9].

#### 3.7.1 Relevadores tipo émbolo

Considere un émbolo móvil redondo dentro de un electroimán estacionario, como se muestra en la figura 3.12. Sin corriente en la bobina, el émbolo se mantiene parcialmente fuera de la bobina por la fuerza  $\mathfrak{F}_s$  producida por el resorte [8]. Sea  $x$  la posición de la punta del émbolo dentro de la abertura superior de la bobina, como se muestra en la figura. Cuando la bobina es energizada por una corriente  $i$ , y el fenómeno de saturación se desprecia, la energía  $W(\lambda, i)$  y la co-energía  $W'(i, x)$  almacenada en el campo magnético están dadas por:

$$W(\lambda, i) = W'(i, x) = \frac{1}{2}Li^2; L = \frac{\mu_0\pi d^2 N^2}{4(x + gd/4a)} \quad (3.1)$$

donde  $\lambda$  es el enlace de flujo de la bobina y  $L$  es la inductancia de la bobina. La fuerza que trata de sacar el émbolo dentro de la bobina está dada por:

$$\mathfrak{F}_m = \frac{\partial}{\partial x} W'(i, x) = K \frac{i^2}{(x + gd/4a)^2} \quad (3.2)$$

donde  $K$  es una constante en función de la constante del circuito electromagnético y  $a$  es la altura de la pieza polar como se muestra en la figura 3.12. El émbolo se mueve cuando  $\mathfrak{F}_m$  excede  $\mathfrak{F}_s$ . Si la corriente es sinusoidal con un valor r.m.s. de  $I$ , la fuerza promedio es proporcional a  $I^2$ , y el valor de la corriente ( $I_p$ ) en el cual el émbolo empieza a moverse, conocido como el ajuste de arranque del relevador, está dado por:

$$I_p = \sqrt{\mathfrak{F}_s/K} \times (x_0 + gd/4a) \quad (3.3)$$

donde  $x_0$  es el desplazamiento del émbolo cuando no fluye corriente a la bobina. El tiempo de operación del relevador depende sobre la masa del émbolo, y se pueden hacer para una necesidad particular. La forma general de la característica del relevador, es decir, su tiempo de operación graficado como una función de la corriente a través de la bobina, se muestra en la figura 3.13. El émbolo viaja cierta distancia, desde  $x_0$  a  $x_1$ , antes de que cierre sus contactos realiza un alto. La corriente de excitación debe caer por debajo de un valor  $I_d$ , conocida como la corriente de deserción, antes de que el émbolo pueda volver a su posición original. La corriente de deserción está dada por:

$$I_d = \sqrt{\mathfrak{F}_s/K} \times (x_1 + gd/4a) \quad (3.4)$$

Como  $x_1$  es menor que  $x_0$ , la corriente de deserción es siempre más pequeña que la corriente de arranque.

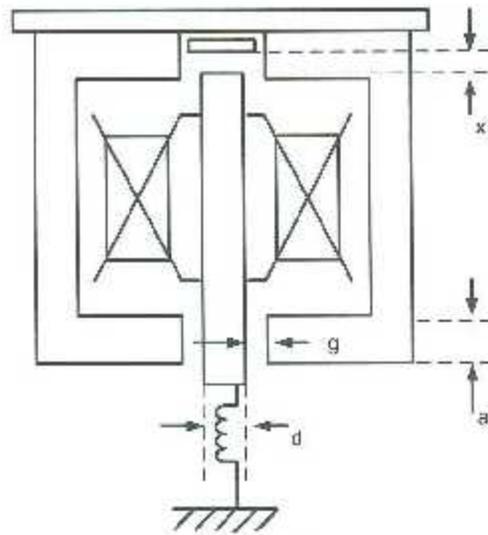


Figura 5.12 Relevador tipo émbolo.

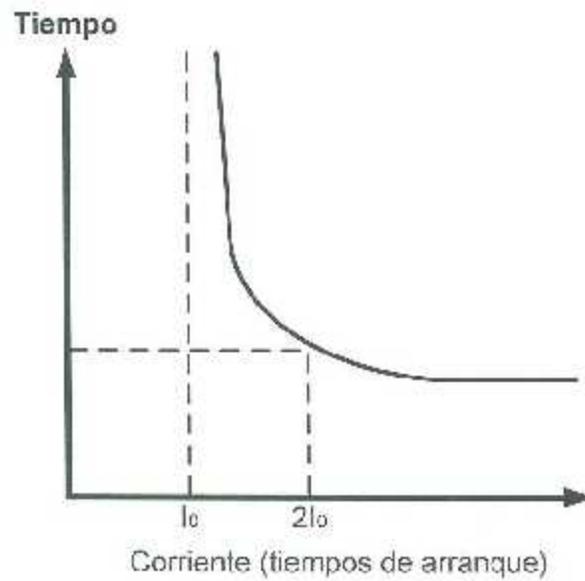


Figura 3.13 Tiempo de operación contra corriente de un relevador de émbolo.

### 3.7.2 Relevadores tipo inducción

Estos relevadores están basados sobre el principio de operación de un motor monofásico de CA. Como tales, no pueden ser utilizados para corrientes de CD. Dos variantes de estos relevadores son bastante comunes: una con un disco de inducción y la otra con una taza de

inducción. En ambos casos, el elemento en movimiento (disco o taza) es equivalente al rotor de un motor de inducción. Sin embargo, en contraste al motor de inducción, el metal asociado con el rotor en el relevador es estacionario. El elemento móvil actúa como un soporte de las corrientes del rotor, mientras que el circuito magnético se completa a través de elementos magnéticos estacionarios. La construcción general de los dos tipos de relevadores son mostrados en las figuras 3.14 y 3.15.

Los relevadores de tipo inducción requieren dos fuentes de flujo magnético alterno en el que el elemento móvil puede girar. Los dos flujos deben tener una fase diferente entre ellos; de lo contrario, no se produce ningún par de operación. Los anillos sombreados montados en caras de los polos pueden ser utilizados para proporcionar uno de los dos flujos para producir la acción motora [7,8]. Además de estas dos fuentes de flujos magnéticos, otras fuentes de flujo magnético tales como imanes permanentes pueden ser utilizadas para proporcionar una característica de amortiguamiento especial. Suponiendo que las dos corrientes de las bobinas del relevador,  $i_1$  e  $i_2$ , son sinusoidales:

$$i_1(t) = I_{m1} \cos \omega t \quad (3.5)$$

y

$$i_2(t) = I_{m2} \cos(\omega t + \theta) \quad (3.6)$$

Si  $L_m$  es la inductancia mutua entre cada una de las bobinas y el rotor, cada corriente produce un encadenamiento de flujo con el rotor dado por:

$$\lambda_1(t) = L_m I_{m1} \cos \omega t \quad (3.7)$$

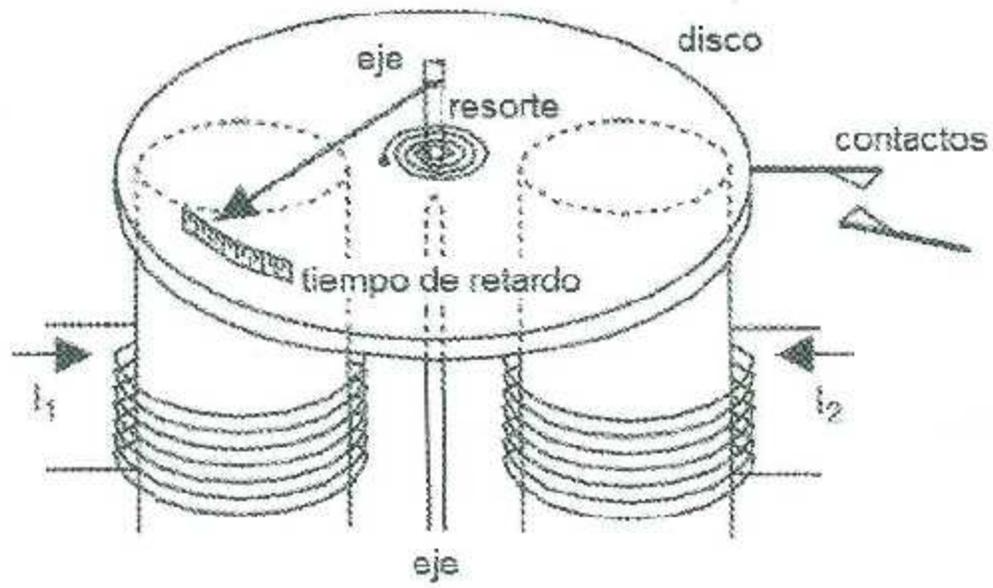


Figura 3.14 Principios de construcción de un relevador de disco de inducción. Los polos sombreados y el amortiguamiento magnético se omiten.

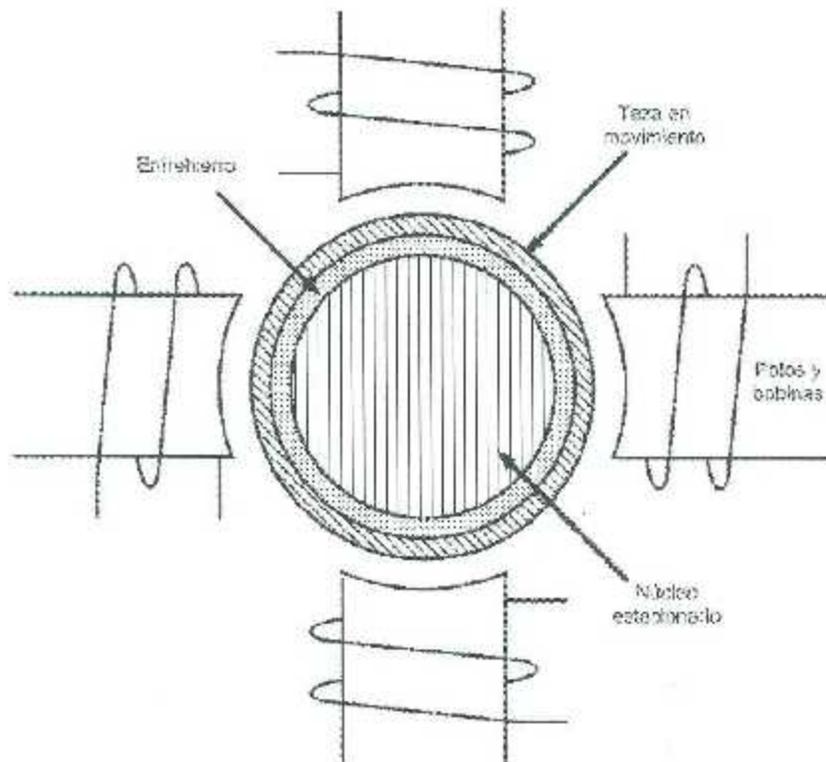


Figura 3.15 Relevador de inducción con taza en movimiento.

y

$$\lambda_2(t) = I_m I_{m2} \cos(\omega t + \theta) \quad (3.8)$$

Cada uno de estos enlaces de flujo, a su vez, induce una tensión en el rotor, y ya que el rotor es una estructura metálica con inductancia propia baja, una corriente del rotor en la fase con la tensión inducida fluye en el rotor. Asumiendo que la resistencia equivalente del rotor es  $R_r$ , las corrientes del rotor están dadas por:

$$i_{r1}(t) = \frac{1}{R_r} \frac{d\lambda_1}{dt} = -\frac{\omega I_m I_{m1}}{R_r} \sin \omega t \quad (3.9)$$

$$i_{r2}(t) = \frac{1}{R_r} \frac{d\lambda_2}{dt} = -\frac{\omega I_m I_{m2}}{R_r} \sin(\omega t + \theta) \quad (3.10)$$

Cada una de las corrientes del rotor interactúa con el flujo producido por la otra bobina, produciendo una fuerza. Las dos fuerzas están en direcciones opuestas con respecto a la otra, y la fuerza neta, o, lo que es el par  $\tau$ , está dado por:

$$\tau \propto (\lambda_1 i_{r2} - \lambda_2 i_{r1}) \quad (3.11)$$

Sustituyendo los enlaces de flujo y las corrientes del rotor de las ecuaciones (3.7)-(3.10), y absorbiendo todas las constantes en una nueva constante  $K$ , se puede escribir:

$$\tau = K I_{m1} I_{m2} [\cos \omega t \sin(\omega t + \theta) - \cos(\omega t + \theta) \sin \omega t] \quad (3.12)$$

ó, usando una identidad trigonométrica,

$$\tau = K I_{m1} I_{m2} \sin \theta \quad (3.13)$$

La dirección del par es de la bobina con la corriente que conduce a la que tiene la corriente retrasada.

Nótese que el par neto es constante en este caso, y no cambia con el tiempo, ni con las vueltas del disco (o la taza). Si el ángulo de fase entre las dos bobinas de corriente es cero, no hay par producido. Esto cumple con la teoría del motor de inducción monofásico. El relevador tipo inducción es un dispositivo muy versátil. Mediante una elección apropiada de la fuente de las dos bobinas de corriente, este relevador se podría hacer para asumir la característica de un detector de nivel, un relevador direccional o un relevador de relación. Por ejemplo,

mediante el uso del mismo flujo de corriente a través de las dos bobinas, se podría hacer un detector de nivel, siempre y cuando uno esté dispuesto para producir un desplazamiento de fase entre la corriente transportada por una de las bobinas y la corriente original. Esto se hace fácilmente colocando una de las bobinas en paralelo a una derivación con un ángulo de impedancia que es diferente a la de la bobina. Esto está ilustrado en la figura 3.16.

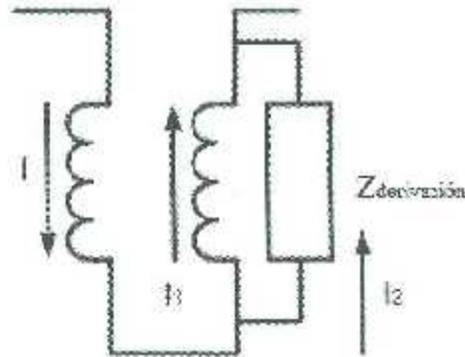


Figura 3.16 Desplazamiento de fase para la producción de par.

La corriente en la primera bobina  $I$  y en la corriente en la segunda bobina  $I_2$  tiene una fase diferente entre ellas, y el relevador producirá un par de torsión. Ya que ambas corrientes de la bobina son proporcionales a la corriente  $I$ , el par de torsión neto producido por este relevador es:

$$\tau = K_1 I^2 \quad (3.14)$$

donde la constante  $K_1$  ha sido modificada de manera adecuada para incluir el término  $\sin \theta$ , el cual es una constante para el relevador. Un resorte mantiene el disco girando; cuando el par de torsión producido por la corriente (la corriente de arranque del relevador) sólo excede el par de torsión del resorte  $\tau_s$ , el disco comienza a girar. Después de girar un ángulo  $\varphi$  (otra constante del diseño del relevador), el relevador cierra sus contactos. Como el par de torsión no depende de la posición angular del rotor, la corriente en la que el resorte supera el par magnético y el regreso a su posición abierta del relevador (la corriente de deserción del relevador) es prácticamente la misma que la corriente de arranque.

### **3.8 Protección de sobre corriente no piloto de líneas de transmisión**

El estudio de la protección de las líneas de transmisión ofrece una oportunidad para examinar muchas consideraciones fundamentales de los relevadores, las cuales se aplican en un grado u otro, a la protección de todos los otros tipos de equipo del sistema de potencia. Cada elemento eléctrico, por supuesto, tendrá problemas únicos a sí mismo, pero los conceptos asociados a la protección del sistema de transmisión no piloto son fundamentales para todos los demás equipos eléctricos y proporcionan un excelente punto de partida para examinar la implementación de la protección del sistema de potencia [8,9].

Las líneas de transmisión son principalmente expuestas a cortos circuitos entre fases o de fase a tierra. Esto es también la principal fuente de daño a todos los demás equipos eléctricos. El rango de la corriente de falla posible, el efecto de la carga, la cuestión de la direccionalidad y el impacto de la configuración del sistema, son parte del problema de la línea de transmisión. La solución a este problema, por lo tanto, es un microcosmo de los demás problemas y soluciones de los relevadores.

Ya que las líneas de transmisión son también los enlaces a las líneas adyacentes o equipo conectado, la protección proporcionada por la línea de transmisión debe ser compatible con la protección de todos estos elementos. Esto requiere coordinación de configuración, características y tiempos de operación. Las técnicas analíticas asociadas con el cálculo de corto circuito, principalmente el método de componentes simétricas, son igualmente aplicables a todos los equipos eléctricos, pero la variedad de configuraciones de la línea de transmisión introduce complejidad y sofisticación adicional.

La cuestión de direccionalidad está íntimamente asociada con el diseño del sistema de potencia. Un sistema radial, esto es uno con una fuente de generación, puede tener corriente de falla que sólo fluye en una sola dirección: desde la fuente hasta la falla. En un lazo o una red, la corriente de falla puede fluir en cualquier dirección, y el sistema de relevadores puede ser capaz de distinguir entre las dos direcciones [8].

La longitud de la línea, como era de esperar, tiene un efecto directo sobre la configuración de un relevador. Los relevadores se aplican principalmente, para proteger un segmento de línea dada y, además, si es posible, para respaldar los relevadores de protección de segmentos

de línea adyacentes. Un interruptor por lo general define los límites de un área protegida y, con los contactos del interruptor cerrados, no hay impedancia apreciable entre él y un segmento de la línea y el comienzo de la siguiente. Un relevador, por lo tanto, no se puede ajustar sobre la magnitud de la corriente de falla sólo con el fin de diferenciar entre una falla en el extremo de una zona o el comienzo de la siguiente. El problema es aún más complicado si la línea es corta, como se muestra en la figura 3.17; su impedancia es mucho menor que la impedancia de la fuente. En tal caso, hay muy poca diferencia en la magnitud de la corriente para una falla en una de las líneas en comparación con una falla en el otro. Es entonces difícil de configurar un relevador de modo que sólo proteja su propia línea y vaya demasiado lejos en la siguiente. También, como se muestra en la figura 3.17, una línea grande, es decir, una con una mayor impedancia que la impedancia de la fuente, tiene otro problema.

La clase de tensión de una línea de transmisión también debe ser considerada cuando se aplica un sistema de relevadores. Normalmente se espera que los niveles de tensión más altos tengan un sistema de relevadores más complejo, y por lo tanto, caro. Esto es así porque tensiones más altas tienen equipo más caros asociados con ellos y sería de esperar que esta clase de tensión es más importante para la seguridad del sistema de potencia que tensiones más bajas. Los costos más altos de relevador, por lo tanto, generalmente son justificados más fácilmente [8,9].

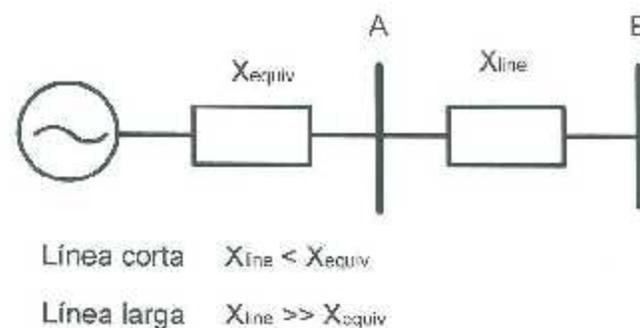


Figura 3.17 Línea corta en comparación con línea larga.

### 3.9 Fusibles, seccionadores y re-cierres

El tema de fusibles, seccionadores y re-cierres debe ser discutido más apropiadamente en el contexto de los requerimientos de un sistema de distribución, ya que son dispositivos de protección de los sistemas primarios. Distribución es un sistema normalmente definido como el nivel energizado al final del transformador reductor definitivo, esto es el transformador de distribución, sirviendo a usuarios industriales, comerciales y residenciales [8].

El sistema de distribución se divide en principales y laterales. Los principales son sistemas trifásicos que proporcionan la columna vertebral del servicio de distribución; los laterales son tomas (taps) monofásicas conectadas a los principales. Los usuarios industriales y comerciales que requieren servicio trifásico son alimentados desde los principales. Los usuarios residenciales e industrias pequeñas por lo general son atendidos por los laterales. La figura 3.18 muestra una representación de una sola línea de un circuito de distribución típico.

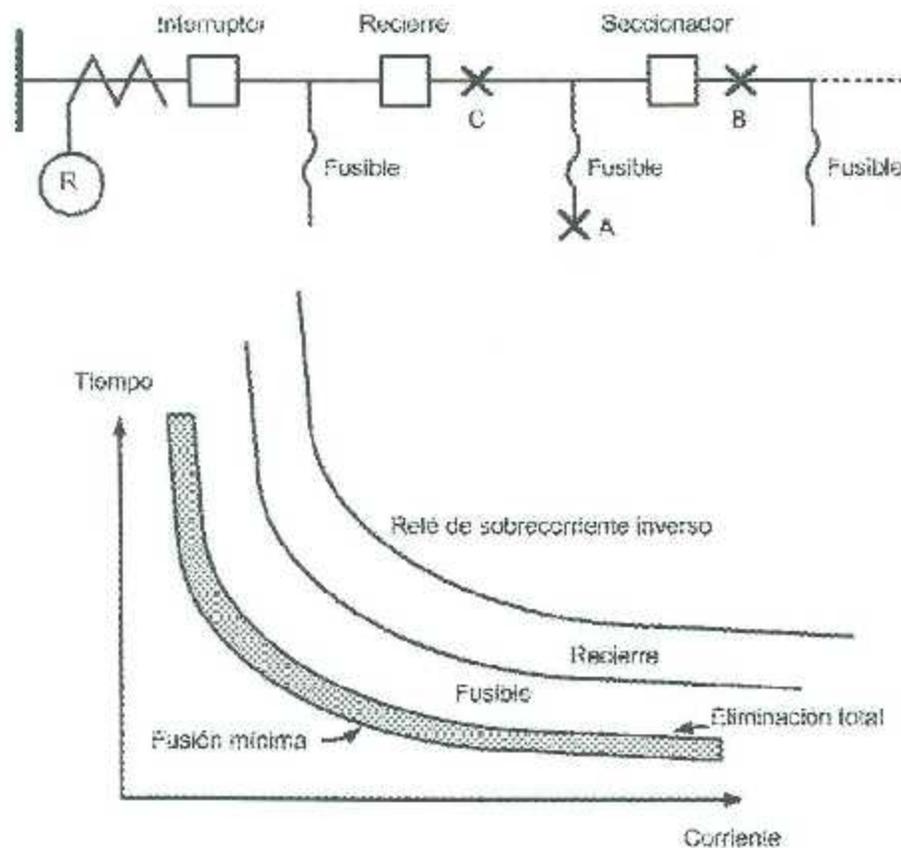


Figura 3.18 Coordinación de un dispositivo de sobre corriente.

El dispositivo de protección más comúnmente utilizado en un circuito de distribución es el fusible. Las características de un fusible varían considerablemente de un fabricante a otro, y las características específicas deben ser obtenidas de la literatura apropiada de los fabricantes. Las curvas características de tiempo-corriente de los fusibles son presentadas en la forma de fusión mínima y tiempo total de limpieza, como se muestra en la figura 3.18. La fusión mínima es el tiempo entre la iniciación de una corriente suficientemente grande para provocar la fusión del elemento sensible a la corriente y el instante cuando ocurre un arco. El tiempo total de limpieza (TCT, por sus siglas en inglés Total Clearing Time) es el tiempo total transcurrido desde el comienzo de una sobre corriente a la interrupción final del circuito; esto es  $TCT = \text{fusión mínima} + \text{tiempo de arco}$ . Es importante no mezclar tipos de fusibles tales como ANSI 'T' o 'K'. Las características de funcionamiento son lo suficientemente diferentes que pueden ocurrir pérdidas de coordinación. Esta es la misma precaución que se debe seguir en la aplicación de otros dispositivos de protección, tales como relevadores de sobre corriente. Aunque dos fusibles o relevadores pueden ser genéricamente similares, existen diferencias en la fabricación y diferencias sutiles en las características de funcionamiento que causan dificultades de coordinación [8,9].

### **3.10 Inversa, relevadores de sobre corriente de tiempo de retardo**

#### **3.10.1 Aplicación**

La aplicación principal de los relevadores de sobre corriente es en un sistema radial donde se proporcionan ambas protecciones de fase y tierra [8,11].

Los relevadores de sobre corriente también son usados en sistemas industriales y en líneas de sub-transmisión, no se puede justificar la protección más cara tal como el relevador de distancia o piloto. El relevador de sobre corriente de tiempo de retardo es un ejemplo típico del detector de nivel descrito en la sección 3.2.

### **3.10.2 Reglas de ajuste**

Hay dos ajustes que deben ser aplicados a todos los relevadores de sobre corriente de tiempo de retardo: el arranque y el tiempo de retardo.

#### **Configuración de arranque**

El primer paso en la aplicación inversa, el tiempo de retardo, y los relevadores de sobre corriente es elegir la configuración de arranque del relevador de modo que opere para todos los cortos circuitos en la sección de la línea para la cual proporcionará protección. Esta es una función fundamental y se debe establecer que siempre funcionará para las fallas en esa zona de protección [8].

Esta opción también debe proporcionar respaldo para una sección de la línea adyacente. Hay que destacar, sin embargo, que la función de respaldo es una consideración secundaria. La función primaria de proteger su propia sección de línea no debe ser comprometida para proporcionar esta opción de respaldo. El arranque de un relevador es el valor mínimo de corriente de operación, tensión o de otra cantidad de entrada alcanzada por aumentos progresivos del parámetro de operación que hará que el relevador llegue a su estado completamente operado cuando se arranca desde la condición de reinicio. Por ejemplo, un conjunto de relevadores de sobre corriente para 4.0 A de arranque operará sólo si la corriente a través del relevador es de 4 A ó más grande. Este valor de arranque es determinado por la aplicación de relevador y debe estar disponible en el tipo de relevador específico que está siendo utilizado. El ajuste se calcula considerando primero la carga máxima y la corriente de falla mínima en términos de la corriente primaria y luego, utilizando la relación del TC, se calcula la corriente secundaria.

#### **Configuración del tiempo de retardo**

La característica del tiempo de retraso del relevador es un parámetro independiente que es obtenido en una variedad de formas, dependiendo del diseño del relevador. Es más fácil visualizarlos en un relevador electromecánico. Como se muestra en la figura 3.14, se proporciona un tiempo marcado, que posiciona el contacto móvil con respecto al contacto fijo. El dial está marcado en un entorno de 0.5 a 10, los tiempos de operación de más rápido

a más lento respectivamente. La velocidad de operación del disco es determinada por la magnitud de la corriente de operación, y el tiempo de operación es determinado por la distancia que el contacto móvil tiene que viajar antes de que alcance el contacto fijo. Esto es una relación inversa de tiempo-corriente, entre mayor sea la corriente de funcionamiento, menor el tiempo que tarda en viajar desde la posición de reiniciar a la posición de funcionamiento. En un relevador electromecánico existen otros mecanismos de tiempo de retardo, tales como los movimientos de reloj, fuelles o diafragmas. Estos pueden ser de sincronización inversos o fijos. En los relevadores de estado sólido el tiempo se consigue mediante circuitos eléctricos utilizando circuitos de temporización R-L-C. En los relevadores digitales los retardos de tiempo son establecidos dentro del algoritmo, usando el reloj interno o mediante el acceso de temporizadores externos [8-11].

El propósito de la configuración del tiempo de retardo es permitir relevadores para coordinarlos entre sí. Se debe proporcionar una familia de curvas, por lo que dos o más relevadores viendo la misma falla, como se define en múltiplos de arranque, pueden operar en diferentes tiempos.

Los principios de la coordinación de los relevadores se pueden explicar con referencia a la figura 3.19, la cual muestra una serie de líneas radiales y características de tiempo-distancia asociados a los relevadores de tiempo inverso. Estas son curvas de operación del relevador seleccionados para cada uno de los relevadores, graficados como una función de la ubicación de falla. Ya que la magnitud de la corriente de falla decrece, la falla se aleja de la fuente; estas curvas parecen reservadas cuando se comparan con las de la figura 3.20.

Para la falla  $F_1$ , en el extremo más alejado de la fuente de generación, el relevador  $R_d$ , dispara el interruptor (4), opera primer; el interruptor (3) del relevador  $R_{cd}$  tiene un ajuste de nivel superior el cual incluye una coordinación de tiempo de retardo  $S$  para que el interruptor (4) dispare si puede; similarmente, el interruptor (2) del relevador  $R_{bc}$  coordina con el relevador en el interruptor (3) que tiene un tiempo de retardo aún más largo (incluyendo el mismo tiempo de coordinación  $S$ ); finalmente, el relevador  $R_{ab}$  al interruptor (1) tiene un tiempo de retardo aún más largo y no se disparará a menos que ninguno de los otros interruptores se dispare, siempre que se pueda ver la falla, esto es, siempre que la corriente de falla sea más grande que la configuración de arranque. Se produce una falla entre el interruptor (3) y (4), el relevador  $R_d$  no recibe corriente y por lo tanto no operará; el relevador  $R_{cd}$  se disparará,

ya que el tiempo de operación es más rápido que el del relevador  $R_b$ . Para la configuración mostrada en la figura 3.19, el relevador  $R_{ab}$  no ve esta falla. El relevador  $R_b$  todavía debe proporcionar respaldo para esta falla.

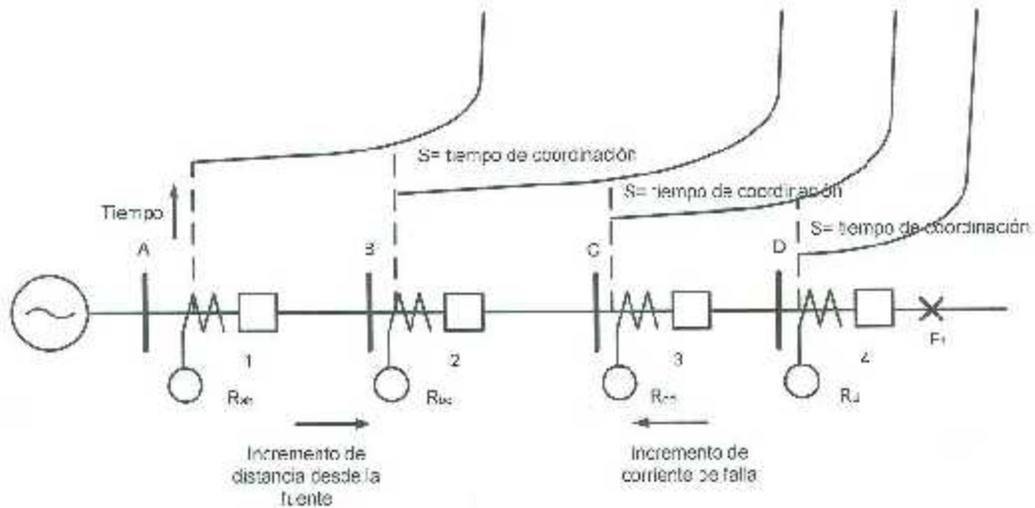


Figura 3.19 Principios de coordinación del relevador.

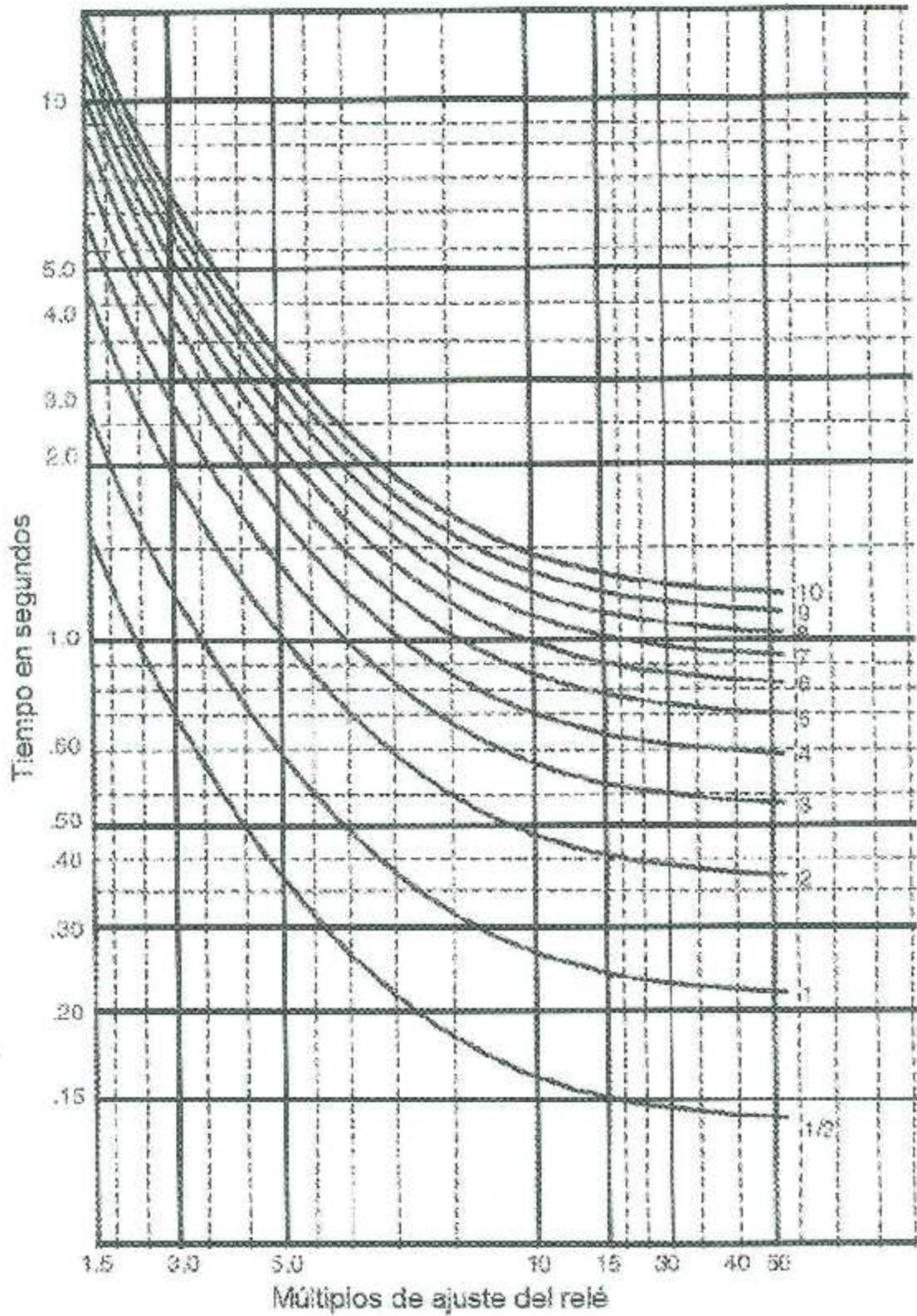


Figura 3.20 Características de operación de un relevador de sobre corriente con tiempo de retardo.

## 3.11 Relevadores de sobre corriente instantáneos

### 3.11.1 Aplicación

La figura 3.19 muestra porqué un relevador de sobre corriente simple de tiempo inverso no puede ser utilizado sin ayuda adicional. Cuanto más cerca la falla de la fuente, más grande es la magnitud de la corriente de falla, sin embargo es más largo el tiempo de disparo. La incorporación de relevadores de sobre corriente instantáneos hace este sistema de protección fiable. Si un relevador instantáneo se puede ajustar para ver casi hasta, pero no incluyendo, el siguiente bus; todos los tiempos de despeje de falla se pueden bajar, como se muestra en la figura 3.21 [8-11].

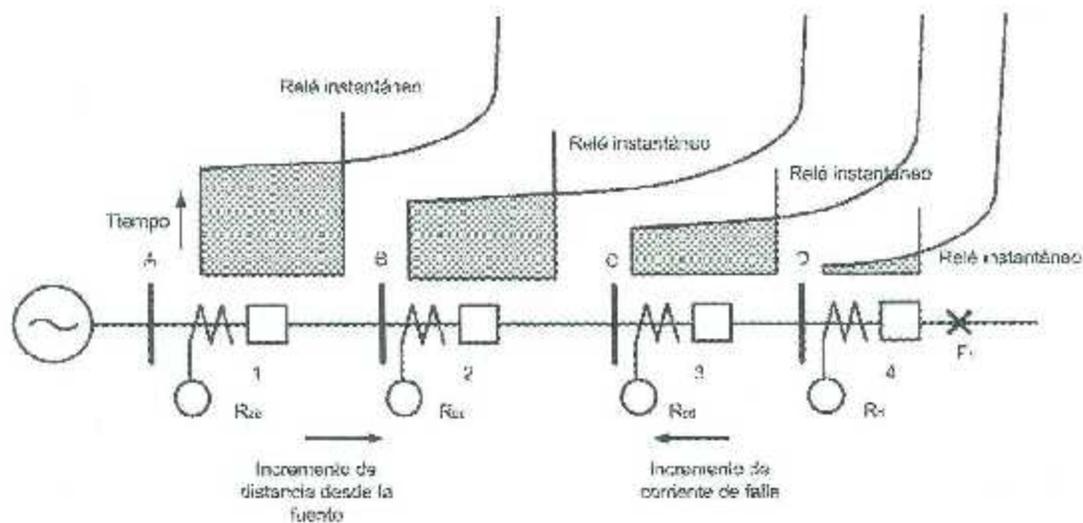


Figura 3.21 Aplicación de relevadores instantáneos (relevador de sobre corriente con tiempo de retardo).

### 3.10.2 Reglas de ajuste

Las imprecisiones de los estudios de cortocircuito discutidos en los relevadores de sobre corriente, de tiempo de retardo e inversos se aplican igualmente a los relevadores de sobre corriente instantáneos. Ya que los relevadores instantáneos no deben ver más allá de su propia sección de línea, los valores por los que deben funcionar son mucho más altos incluso que las cargas de emergencia. Por lo tanto, las cargas usualmente no son consideradas en el ajuste para los relevadores instantáneos. También, para un relevador electromecánico

instantáneo, la distinción entre “ir” o “no ir” es mucho mejor definida que para un relevador con tiempo de retardo, particularmente un disco de inducción. Como resultado, no hay necesidad de establecer un relevador de sobre corriente instantáneo con márgenes tales como 200% de la carga y un tercio de la corriente de falla. Sin embargo, además de las imprecisiones del mismo relevador, hay un factor llamado “sobre alcance transitorio” que debe ser considerado. El sobre alcance transitorio es la tendencia de un relevador de arrancar instantáneamente para fallas más lejanas que el ajuste debería indicar. Los sistemas de transmisión de alta tensión son más susceptibles a sobre alcances transitorios que los sistemas de distribución de baja tensión porque estos últimos tienen una menor relación  $X/R$  en su impedancia de línea. La tendencia es más pronunciada en la atracción de relevadores electromecánicos que en los relevadores de tipo inducción. El sobre alcance transitorio es por lo general sólo una preocupación para los relevadores instantáneos o de la zona I. Su configuración de alcance es más crítica que la de los relevadores de respaldo, y los relevadores de respaldo tienen un retardo de tiempo que permiten contrarrestar el decaimiento. Por lo tanto, es común ajustar un relevador instantáneo sobre el 125-135% arriba del valor máximo por el cual el relevador no debería operar, y 90% del valor mínimo para el cual el relevador debería operar. Los relevadores de estado sólido o digitales se pueden ajustar más cerca; por ejemplo, no subirá un valor máximo por arriba de 110% [8-11].

### **3.12 Relevadores de sobre corriente direccional**

El relevador de sobre corriente direccional es necesario para circuitos de fuente múltiple, cuando es esencial para limitar el disparo del relevador para fallas en una sola dirección. Sería posible obtener una correcta selectividad del relevador mediante el uso de un relevador de sobre corriente no direccional en tales casos. Si la misma magnitud de corriente de falla podría fluir en cualquier dirección a la ubicación del relevador, la coordinación con los relevadores en frente de, y detrás de, el relevador no direccional no se puede lograr, excepto en las configuraciones del sistema muy inusuales. Por lo tanto, los relevadores de sobre corriente se hacen para proporcionar la coordinación del relevador entre todos los relevadores que pueden ver una falla dada. Los relevadores direccionales requieren dos

entradas, la corriente de operación y una referencia, o polarización, cantidad (su tensión o corriente) que no cambia con la ubicación de la falla [8-11].

Para ilustrar la necesidad de direccionalidad, consulte la figura 3.22. Como un sistema radial (el interruptor X abierto), los interruptores (4) y (5) no recibieron ninguna corriente de falla para una falla en  $F_1$ . De hecho, para esta configuración del sistema, el interruptor (4) no es requerido. En el sistema de lazo (el interruptor X cerrado) no se pueden ajustar los relevadores en (4) por encima de (5) para seleccionar para una falla en  $F_2$ , y todavía mantiene coordinación entre (4) y (5) para una falla en  $F_1$ ; se requieren los relevadores direccionales. Ocasionalmente puede ser encontrado un punto en el lazo cuando hay suficiente diferencia entre una falla en la dirección hacia delante y una en la dirección hacia atrás, de manera que el ajuste sólo puede discriminarlos.

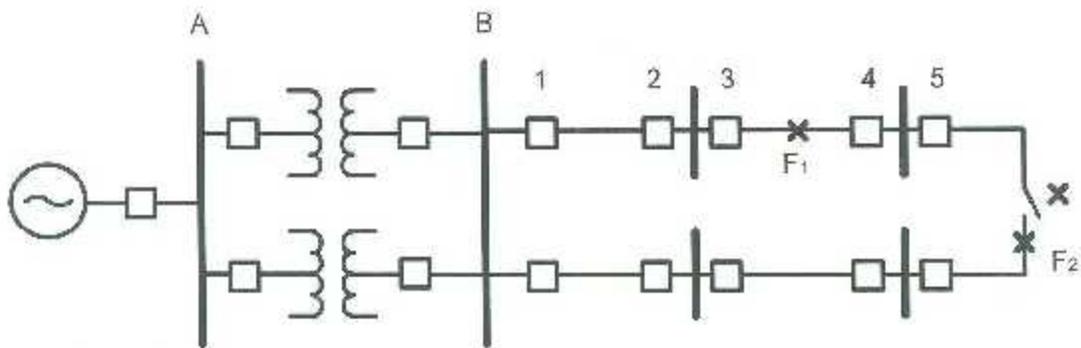


Figura 3.22 Circuito radial contra lazo.

### 3.13 Protección de distancia no piloto de líneas de transmisión

Los relevadores de distancia son utilizados normalmente para proteger las líneas de transmisión. Responden a la impedancia entre la ubicación del relevador y la ubicación de la falla. Como la impedancia por milla de una línea de transmisión es bastante constante, estos relevadores responden a la distancia a una falla en la línea de transmisión, de ahí su nombre. Como se verá en breve, bajo ciertas condiciones puede ser deseable hacer que los relevadores de distancia respondan a otro parámetro que no sea la impedancia, tal como la admitancia o la reactancia, hasta el lugar de la falla. El diagrama  $R - X$  es una herramienta indispensable para describir y analizar las características de un relevador de distancia [8-11].

### 3.14 Protección de distancia escalonada

Antes de describir la aplicación específica de protección de distancia escalonada, debe abordarse la definición de sub-alcance y sobre alcance. La protección de “sub-alcance” es una forma de protección en la cual los relevadores de una terminal dada no operan para fallas en ubicaciones remotas en el equipo protegido. La protección de “sobre alcance” es una forma de protección en la cual los relevadores de una terminal operan para fallas más allá de la siguiente terminal [8-11].

La zona de los relevadores de distancia está abierta en el extremo lejano. En otras palabras, el punto remoto de alcance de un relevador no puede ser determinado con precisión, y cierta incertidumbre acerca de su alcance exacto debe ser aceptada. Esta incertidumbre de alcance es típicamente cercana al 5% de ajuste. Refiriéndose a la figura 3.23 (a), la zona de protección deseada se muestra con una línea punteada. La situación ideal sería tener todas las fallas dentro de la zona de disparo instantáneo punteado. Debido a la incertidumbre en el otro extremo, sin embargo, para asegurarse de que no se estire demasiado el final de la sección de la línea, se acepta una zona de sub-alcance (zona 1). Se acostumbra a ajustar la zona 1 entre 85-90% de la longitud de la línea y será operado instantáneamente. Debe quedar claro que la zona 1 no protege la totalidad de la línea de transmisión: el área entre el final de la zona y el bus B no está protegida. Consecuentemente, el relevador de distancia está equipado con otra zona, la cual deliberadamente sobre alcanza más allá de la terminal remota de la línea de transmisión [8-11].

Esto se conoce como la zona 2 del relevador de distancia, y debe ser frenado de manera que, para fallas en la siguiente sección de la línea ( $F_2$  en la figura 3.23(a)), la zona 1 de la siguiente línea se le permite operar antes de la zona 2 del relevador de distancia en A. Esta coordinación de retardo para la zona es usualmente en el orden de los 0.3 s.

El alcance de la segunda línea es generalmente ajustado a 120-150% de la longitud de la línea AB. Se debe tener en cuenta que la zona 2 del relevador  $R_{ab}$  no debe ir más allá de la zona 1 del relevador  $R_{bc}$ , de lo contrario pueden ocurrir fallas simultáneamente en la segunda zona de  $R_{ab}$  y  $R_{bc}$ , y pueden dar lugar a disparos innecesarios en ambas líneas. Este concepto, de coordinación por distancia, así como por tiempo, conduce a un agrupamiento de las zonas de protección, y es ilustrado en la figura 3.23 (b).

Debe tenerse en cuenta que la segunda zona de un relevador de distancia también respalda el relevador de distancia de la línea vecina. Sin embargo, esto es verdad sólo para una parte de la línea vecina, dependiendo de lo lejos que llega la segunda zona. Con el fin de proporcionar una función de respaldo para toda la línea, es habitual proporcionar otra zona de protección para el relevador en A. Esto se conoce como la tercera zona de protección, y usualmente se extiende a 120-180% de la siguiente sección de la línea. La tercera zona debe coordinarse en tiempo y distancia con la segunda zona del circuito vecino, y el tiempo de operación usual de la tercera zona está en el orden de 1 s. La tercera zona de protección de las dos secciones de la línea AB y BC se muestran en la figura 3.23 (b).

No siempre es posible tener configuración aceptable para las dos zonas de sobre alcance de los relevadores de distancia. Sin embargo, vale la pena señalar algunas de las causas que limitan en este momento. Primero, una complicación es causada por longitudes diferentes de las líneas adyacentes. Si la longitud de una línea río abajo es menor que el 20% de la línea protegida, su zona 2 ciertamente excederá la primer zona de la línea más corta. Similarmente, la zona 3 de la primera línea puede extralimitar la zona 2 de la siguiente línea. Las orientaciones para ajustar el alcance de las zonas antes mencionadas deben ser consideradas como aproximadas, y deben ser ajustadas a mano para satisfacer una situación específica. La zona 3 se aplicó originalmente como un respaldo remoto a las zonas 1 y 2 de una línea adyacente, en el evento que un relevador o interruptor previenen una falla o solucionan una falla local. La característica de la zona 3 debe proporcionar protección contra fallas, pero no debería operar para condiciones normales, aunque inusuales; condiciones del sistema tales como cargas pesadas o cambios de estabilidad. Los relevadores hacen el suministro al ordenador para identificar las cargas pesadas o cambios de estabilidad a través de su función de delimitación de carga. Otra consideración es el efecto de la contribución de la corriente de falla de las líneas a los buses intermedios. Esto es el problema de fuentes intermedias (infeed).

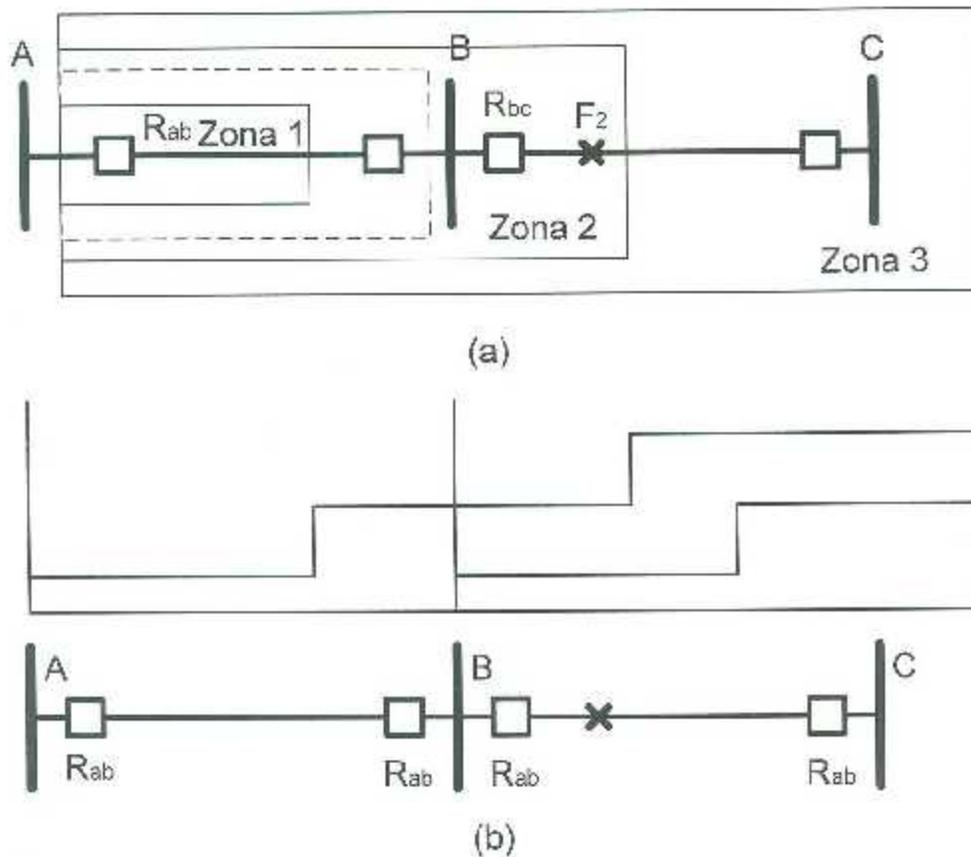


Figura 3.23 Escalón de tres zonas del relevador de distancia para proteger el 100% de la línea, y el respaldo de la línea vecina.

### 3.15 Tipos de relevadores de distancia

Los relevadores de distancia pueden ser clasificados acorde a la forma o sus zonas de operación. Tradicionalmente, todas las formas de la zona han sido circulares, porque en los relevadores electromecánicos, con la ecuación de torque ( $\tau = \tau_m - \tau_s$ ) producen una región circular para las zonas de operación.

Hay cuatro tipos de relevadores de distancia, los cuales están clasificados de acuerdo al tipo de su zona de operación:

1. Relevadores de impedancia (a)
2. Relevadores de admitancia o mho (b)

3. Relevadores de reactancia (c)
4. Relevadores cuadriláteros (d)

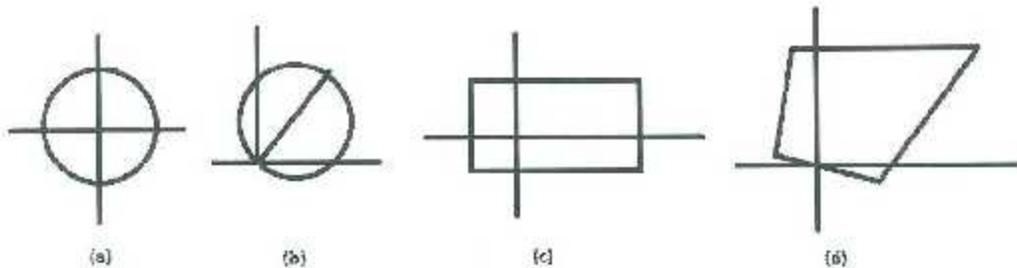


Figura 3.24 Tipos de relevadores de distancia

El relevador de impedancia tiene forma circular centrada en el origen del plano R-X. El de admitancia (o mho) tiene una forma circular que pasa a través del origen. El de reactancia tiene un límite definido por una línea paralela al eje R. La zona se extiende hasta el infinito en tres direcciones, como se ve en la figura 3.24. El cuadrilátero, como su nombre lo dice, está definido por 4 líneas rectas. Este último tiene sus características disponibles sólo en los relevadores de estado sólido [8,9].

Un relevador tipo mho mide admitancias complejas, pero a diferencia del relevador de impedancia, los relevadores tipo mho son direccionales. La operación del relevador ocurre cuando la impedancia del relevador a la falla ( $Z_2 = R_2 + jX_2$ ) se encuentra en el interior de las características tipo mho, ver figura 3.25.

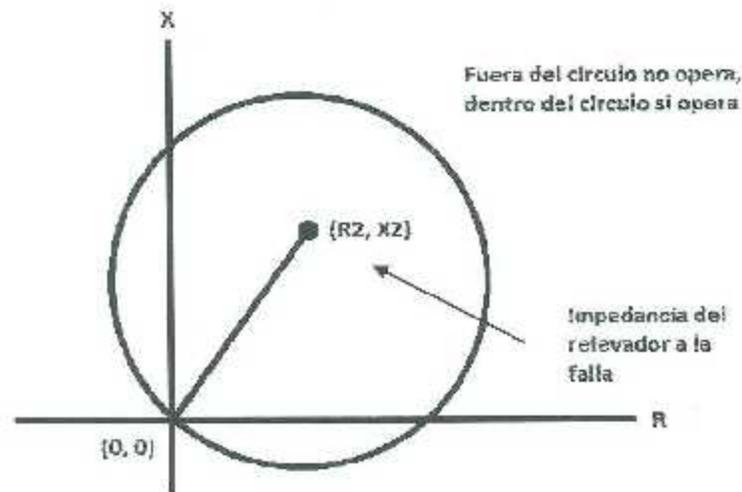


Figura 3.25 Diagrama del relevador tipo mho.

### 3.14.1 Relevador de distancia tipo admitancia

Los relevadores miden la impedancia de falla absoluta y determinan su operación acorde a los límites de impedancia del diagrama  $R/X$ . El punto de alcance de un relevador es el punto a lo largo de la impedancia de línea que cruza con el límite de las características del relevador. Las características del relevador de distancia tipo mho se muestran en la figura 3.26. Un relevador de distancia tiene la capacidad de discriminar entre fallos que se producen en diferentes partes del sistema, dependiendo de la impedancia medida. Un relevador de distancia se ajusta basándose en la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida [8,9].

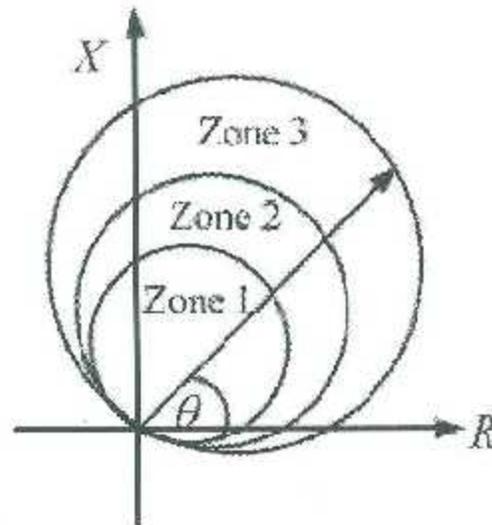


Figura 3.26 Características del relevador tipo mho.

Con la finalidad de obtener la configuración de un relevador, normalmente se utilizan las tres zonas de protección de la figura 3.23 (a).

$$\text{ZONA 1: } (80\% - 85\%) \times Z_{12}$$

$$\text{ZONA 2: } Z_{12} + 50\% \times Z_{23}$$

$$\text{ZONA 3: } Z_{12} + Z_{23} + 25\% \times Z_{34}$$

Cuando hay una fuente de corriente de cortocircuito dentro de la zona de operación del relevador de distancia, su alcance se reduce y varía, por lo que la corriente de falla de la fuente intermedia debe ser tomada en cuenta por el ajuste del relevador. Considere el ejemplo de la figura 3.27. La impedancia verdadera de la falla es  $Z_A + Z_B$ , pero, cuando fluye la corriente  $I_2$  de la fuente intermedia, la impedancia vista por el relevador de distancia es  $Z_A + Z_B + (I_2/I_1)Z_B$ ; en otras palabras, la falla parece estar más lejana debido a que existe la corriente  $I_2$ . Este efecto se ha llamado efecto infeed. La razón entre  $I_2$  e  $I_1$  se define como la constante infeed (K) de la sección de la línea No. 2. Por lo tanto, el ajuste del relevador de distancia para cada zona de protección mencionado anteriormente se modifica por la constante infeed K, como sigue [8].

$$ZONA 1: (80\% - 85\%) \times Z_{12}$$

$$ZONA 2: Z_{12} + 50\% \times (1 + K_2) \times Z_{23}$$

$$ZONA 3: Z_{12} + (K_2) \times Z_{23} + (1 + K_3) \times Z_{34} \times 25\%$$

Donde

$K_2$  es la constante *infeed* para la sección de la línea 2.

$K_3$  es la constante *infeed* para la sección de la línea 3.

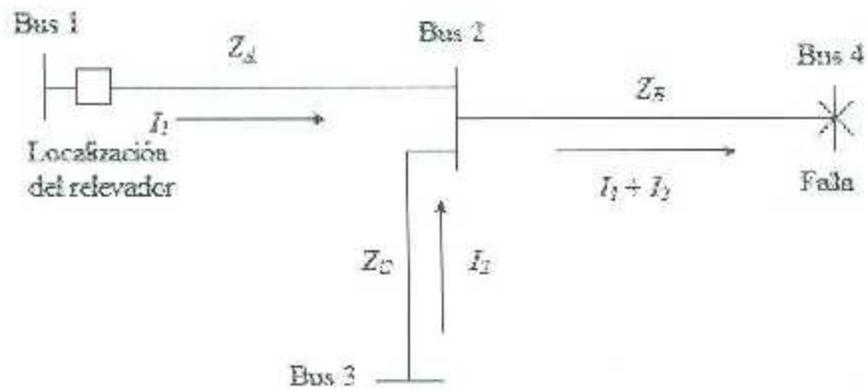


Figura 3.27 Ejemplo de fuente intermedia (infeed).

## **Capítulo IV. Análisis de protecciones en un parque eólico**

### **4.1 Introducción**

Actualmente con el crecimiento de la carga instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ha sido de gran importancia la instalación de más plantas generadoras de energía eléctrica, tomando en cuenta las fuentes de energía alternas, tales como Oaxaca (1751.47 MW), Tamaulipas (54 MW), Jalisco (50.4 MW), Chiapas (28.8 MW), Nuevo León (22 MW) y Baja California (10.6 MW), que han incorporado aerogeneradores en el sistema eléctrico [1]. La instalación del potencial eólico por lo general se encuentra en áreas totalmente alejadas de los grandes centros de consumo y conlleva a la interconexión al SEN, debido a esto el sistema se ve sometido a condiciones diferentes para las que originalmente fue diseñado y es por esto que los sistemas de protección se ven afectados.

El objetivo principal en este capítulo es detallar la metodología para modelar el sistema eléctrico. El proyecto se llevó a cabo en el software Neplan, en él se diseñaron aerogeneradores de inducción doblemente alimentado, líneas de transmisión, transformadores, buses, cargas y generadores convencionales. El sistema que se realizó se muestra en la figura 4.1.

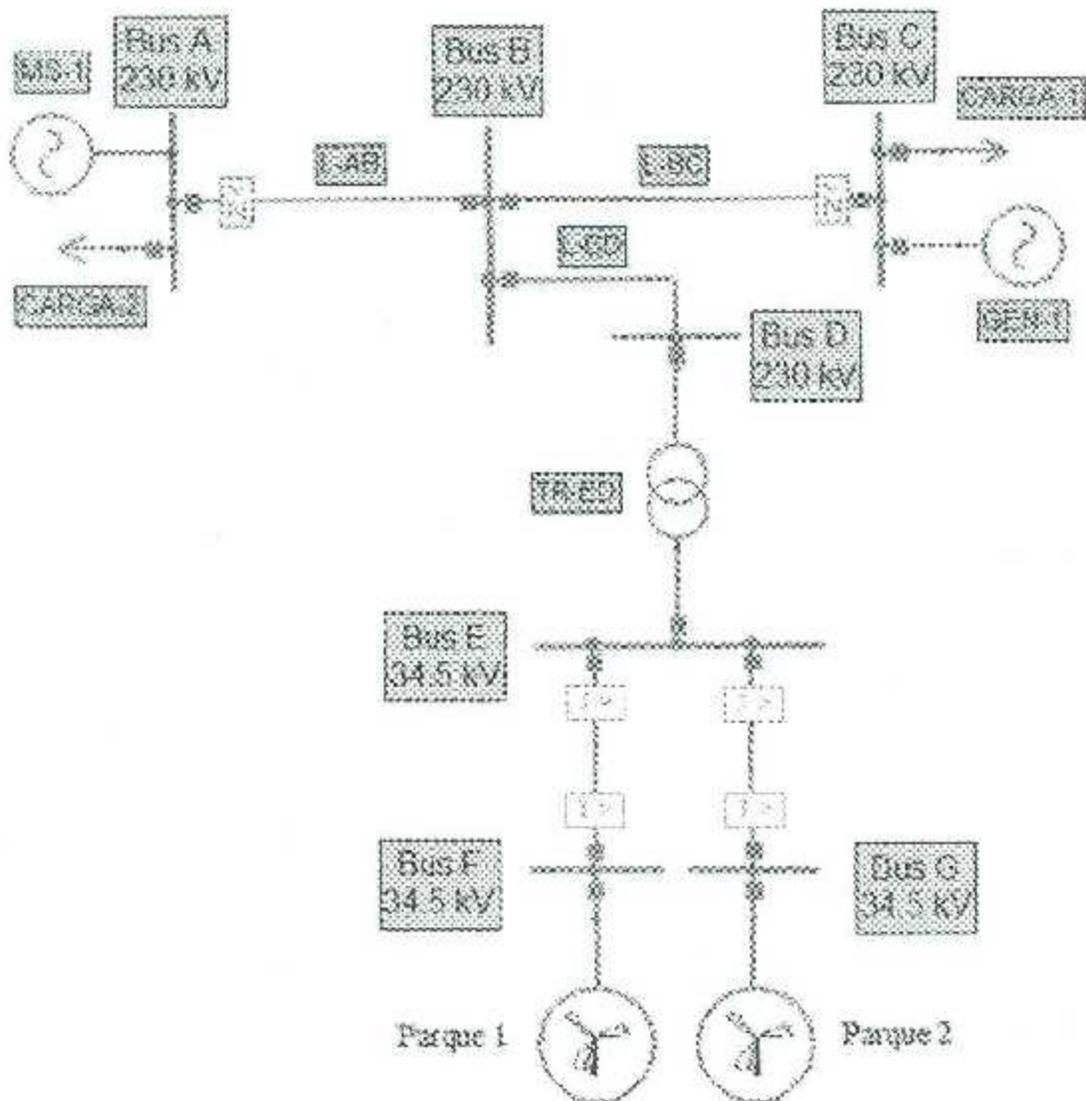


Figura 4.1 Modelo empleado para el estudio del impacto de la generación cólica en los sistemas de protección.

## 4.2 Parámetros de buses

El sistema eléctrico consta de 7 buses, como se muestra en la figura 4.1; los datos utilizados se dan a conocer en la tabla 4.1.

Tabla 4.1 Datos de buses

Nombre	Tensión (kV)	Tipo de Bus
Bus A	230	Generación
Bus B	230	Compensador
Bus C	230	Carga
Bus D	230	Carga
Bus E	230	Carga
Bus F	34.5	Generación
Bus G	34.5	Generación

### 4.3 Parámetros de transformador

El sistema cuenta con un transformador de potencia, el cual eleva los niveles de distribución a niveles de transmisión, esto para poder interconectar el sistema al SEN; los parámetros del transformador se dan en la tabla 4.2.

Tabla 4.2 Parámetros del transformador

Potencia nominal (MVA)	100
Tensión devanado primario (kV)	34.5
Tensión devanado secundario (kV)	230
Tipo de conexión	Estrella aterrizada- Estrella aterrizada
Impedancia de corto circuito $Z_{cc}$ en secuencia positiva (pu)	5.357143
Impedancia de corto circuito $Z_{cc}$ en secuencia negativa (pu)	5.357143
Pérdidas por material (pu)	0.013

#### 4.4 Parámetros de líneas de transmisión

En el modelo del sistema eléctrico se tomarán en cuenta 3 líneas de transmisión y dos líneas de distribución; la forma empleada es el modelo pi. También se puede con el modelo bergeron; los parámetros utilizados se muestran en la tabla 4.3.

Tabla 4.3. Parámetros de las líneas de transmisión y distribución.

Nombre	Buses	Longitud (Km)	Frecuencia (Hz)	Tensión (kV)
L-AB	Bus A-Bus B	150	60	230
L-BC	Bus B-Bus C	150	60	230
L-BD	Bus B-Bus D	5	60	230
L-EF	Bus E-Bus F	2	60	34.5
L-EG	Bus E-Bus G	2	60	34.5

#### 4.5 Parámetros de la máquina síncrona

Se utilizaron dos máquinas para el modelado del sistema; los parámetros se dan a conocer en la tabla 4.4.

Tabla 4.4. Parámetros de máquinas convencionales.

Nombre	Gen-1	MS-1
Potencia nominal (MVA)	100	100
Tensión nominal (kV)	230	230
Reactancia transitoria $x_d$ (%)	50	50
Reactancia sub-transitoria saturada $x_d''$ (%)	50	50
FP	1	1
Tipo de nodo	Slack	PV
Voltaje de operación	102	103
Angulo de operación (°)	0	N/A
Potencia Generada (MW)	N/A	40

## 4.6 Parámetros del GIDA

Los parámetros utilizados para el modelo del GIDA están dados en la tabla 4.5: Cabe mencionar que el número total de generadores por parque eólico es de 8; la potencia de cada parque es de 10.432 MW. Al tener dos parques eólicos se tiene un total de potencia eólica instalada de 20.864 MW.

Tabla 4.5. Parámetros del GIDA.

Parámetro	GIDA
Potencia total (kW)	1.3
Frecuencia (Hz)	60
Coefficiente de fricción (H)	7.92
Coefficiente de Inercia (J)	932.8471
Tensión (kV)	0.69
FP	0.85
Potencia nominal (MVA)	2.051

## 4.7 Configuración del relevador de distancia

La configuración de este relevador se hace de acuerdo a la impedancia de la línea, tiene tres zonas de protección las cuales se dan a conocer en la tabla 4.6. La configuración del relevador con los datos de la tabla 4.6 es sin considerar las fuentes intermedias, los datos de la tabla 4.7 son considerando fuentes intermedias. Se toman en cuenta dos configuraciones, sólo para los casos de estudio. El siguiente cálculo se utilizó para la primera configuración sin considerar las fuentes intermedias.

$$ZONA 1: [(80\% - 85\%) \times Z_{AB}] / 2$$

$$ZONA 2: (Z_{AB} + 50\% \times Z_{BC}) / 2$$

$$ZONA 3: (Z_{AB} + Z_{BC} + 25\% \times Z_{BD}) / 2$$

Tabla 4.6. Configuración del relevador de distancia sin considerar fuentes intermedias.

Zonas	Impedancia			Tiempo de retraso (s)
	R	jX	Radio	
1	1.2	3.6	3.7947	0.1
2	2.25	6.75	7.1151	0.4
3	3.375	10.125	10.6726	0.7

El siguiente cálculo se utilizó para la segunda configuración, considerando las fuentes intermedias; se nota que la zona 1 queda de la misma manera.

$$ZONA\ 1: [(80\% - 85\%) \times Z_{AB}] / 2$$

$$ZONA\ 2: \left( Z_{AB} + 27\% \times \frac{I_A + I_D}{I_{BC}} Z_{BC} \right) / 2$$

$$ZONA\ 3: \left( Z_{AB} + \frac{I_{BC}}{I_{AB}} Z_{BC} + 25\% \times \frac{I_{CD}}{I_{AB}} Z_{CD} \right) / 2$$

Tabla 4.7. Configuración del relevador de distancia considerando fuentes intermedias.

Zonas	Impedancia			Tiempo de retraso (s)
	R	jX	Radio	
1	1.2	3.6	3.7947	0.1
2	2.23605	6.7081	7.071	0.4
3	4.90764	14.72293	15.51933	0.7

#### 4.8 Configuración del relevador de sobre corriente

Para la configuración de este relevador se utilizan transformadores de corriente en cada extremo de línea de distribución (L-EG y L-EF), uno con relación de transformación de 400/5 y el otro de 600/5. Cada relación de transformación se adecuó para los casos de estudio. El relevador utilizado fue un CO-8 de westinghouse modelo WH 264C900. La

relación del TC se toma de una relación estándar, entonces la corriente nueva después de pasar por el TC se calcula de la siguiente manera:

$$I_{nueva} = I_{total} / \text{Relación estándar}; \quad I_{nueva} = I_{total} / (400/5 \text{ ó } 600/5) \quad (4.1)$$

## 4.9 Resultados de simulaciones

### 4.9.1 Caso de estudio I

En este caso de estudio se toma en cuenta la potencia eólica de las dos granjas (20.864 MW). Se analizará el comportamiento de los relevadores de distancia y sobre corriente con una falla trifásica tanto en los nodos de generación eólica como en los de generación convencional.

#### 4.9.1.a Falla trifásica en el Bus A

En la figura 4.2 se ven los relevadores de distancia. Al lado izquierdo (RD-1), situado en el nodo de falla. Al lado derecho (RD-2), situado en el Bus C. El RD-1 no actúa, debido a que la configuración es direccional, por lo tanto el relevador solo ve las fallas en una sola dirección. El relevador RD-2 detecta la falla en la tercera zona con un tiempo de retraso de 0.7 s. Los relevadores de sobre corriente se pueden ver en la figura 4.3, estos actúan a los 0.72 s de que ocurre la falla.

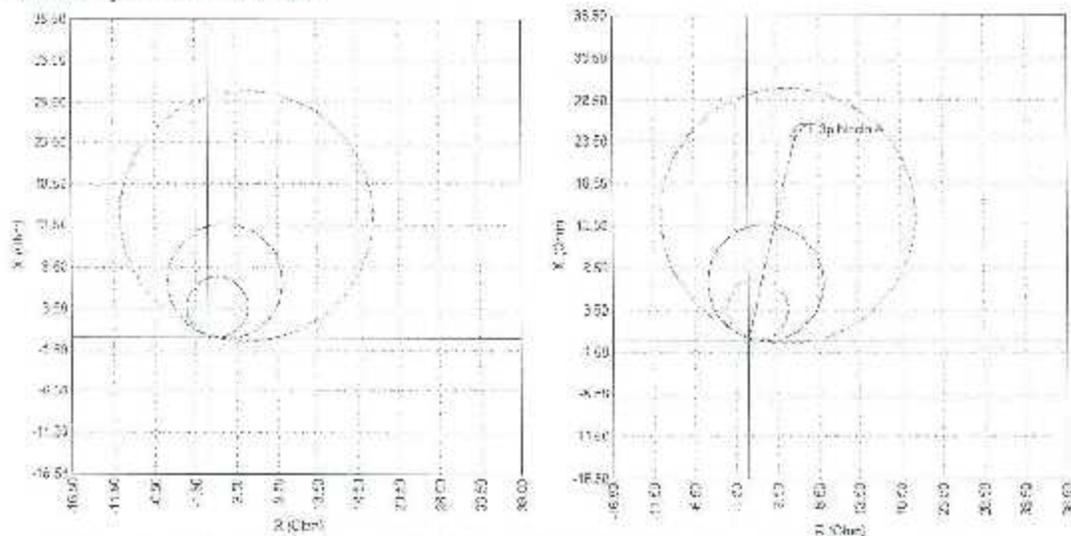


Figura 4.2. Relevadores de distancia RD-1 (izquierda) y RD-2 (derecha) con falla trifásica en el Bus A.

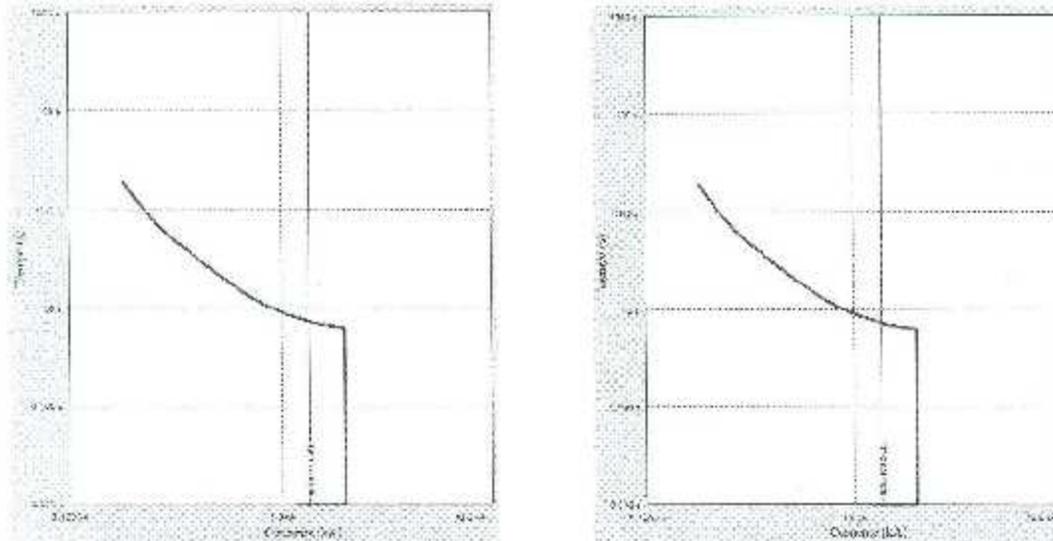


Figura 4.3. Relevadores de sobre corriente RSC-FE (izquierda) y RSC-GE (derecha) con falla trifásica en el Bus A.

#### 4.9.1.b Falla trifásica en el Bus C

En la figura 4.4 se ve que RD-1 actúa y el RD-2 no, caso muy similar al anterior. En la figura 4.5 se ve que nuevamente los RSC-FE y RSC-GE actúan al mismo tiempo, pero, en esta ocasión en un tiempo de 0.7 s.

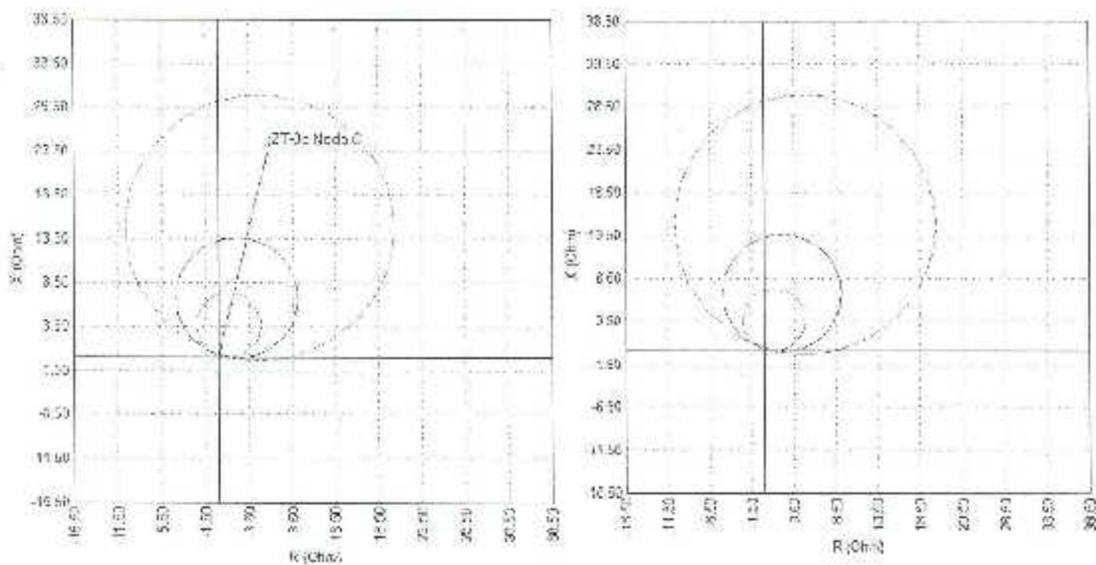


Figura 4.4. Relevadores de distancia RD-1 (izquierda) y RD-2 (derecha) con falla trifásica en el Bus B.

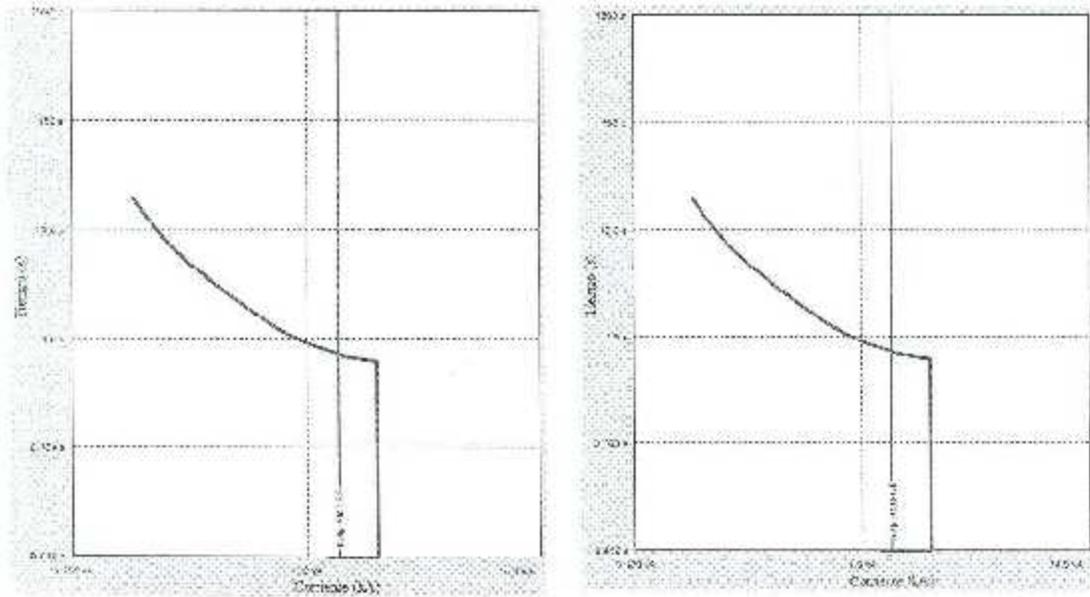


Figura 4.5. Relevadores de sobre corriente RSC-IE (izquierda) y RSC-GE (derecha) con falla trifásica en el Bus B.

#### 4.9.1.c Falla trifásica en el Bus F

En la figura 4.6 se observa que la impedancia de falla es demasiado grande y ninguna zona alcanza a proteger la línea, esto se debe a que la impedancia de la línea de transmisión es menor que la impedancia de la línea de distribución. En la figura 4.7 se ve que los relevadores de sobre corriente sí protegen el sistema, el RSC-IE actúa en 0.04 s y el RSC-GE actúa en 0.74 s.

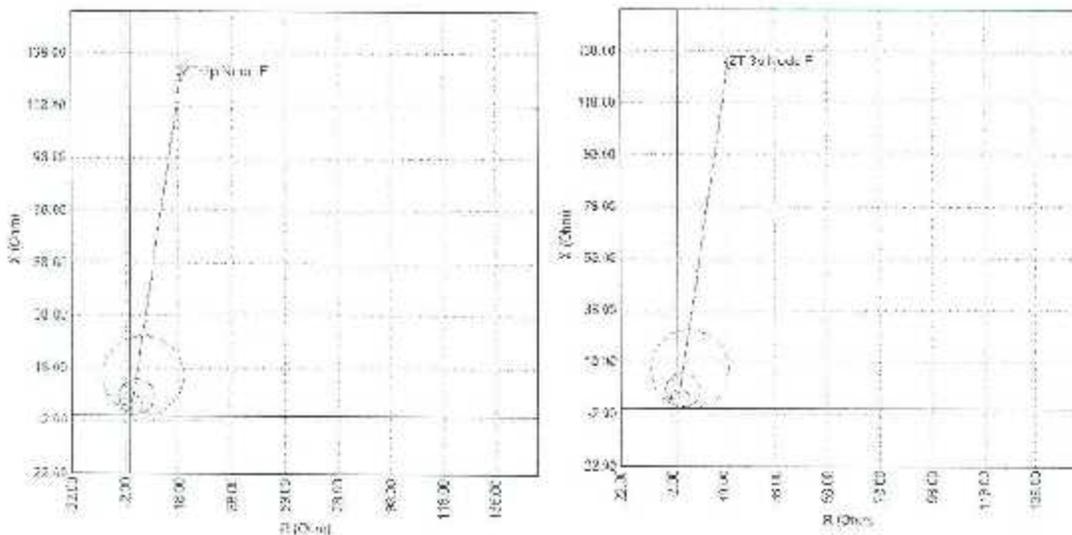


Figura 4.6. Relevadores de distancia RD-1 (izquierda) y RD-2 (derecha) con falla trifásica en el Bus F.

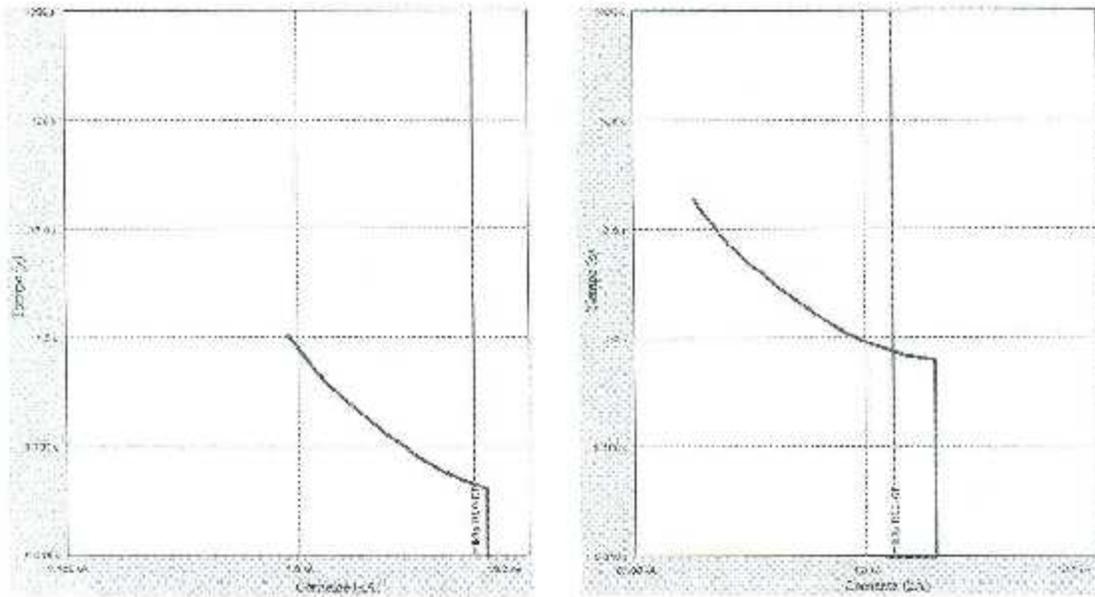


Figura 4.7. Relevadores de sobre corriente RSC- EF (izquierda) y RSC-GE (derecha) con falla trifásica en el Bus F.

#### 4.9.1.d Falla trifásica en el Bus G

En la figura 4.8 se observa que la impedancia de falla es demasiado grande, este caso es muy parecido al anterior, sólo que los RSC que no actuaron en el caso anterior ahora son los que actúan. En la figura 4.9 se puede ver que el sistema está protegido, también es muy parecido al caso anterior.

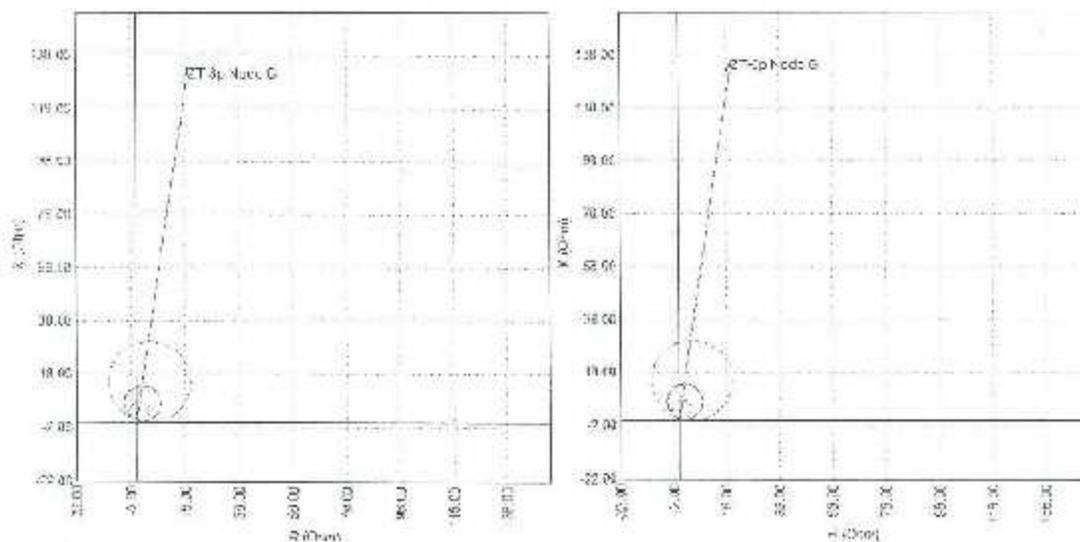


Figura 4.8. Relevadores de distancia RD-1 (izquierda) y RD-2 (derecha) con falla trifásica en el Bus G.

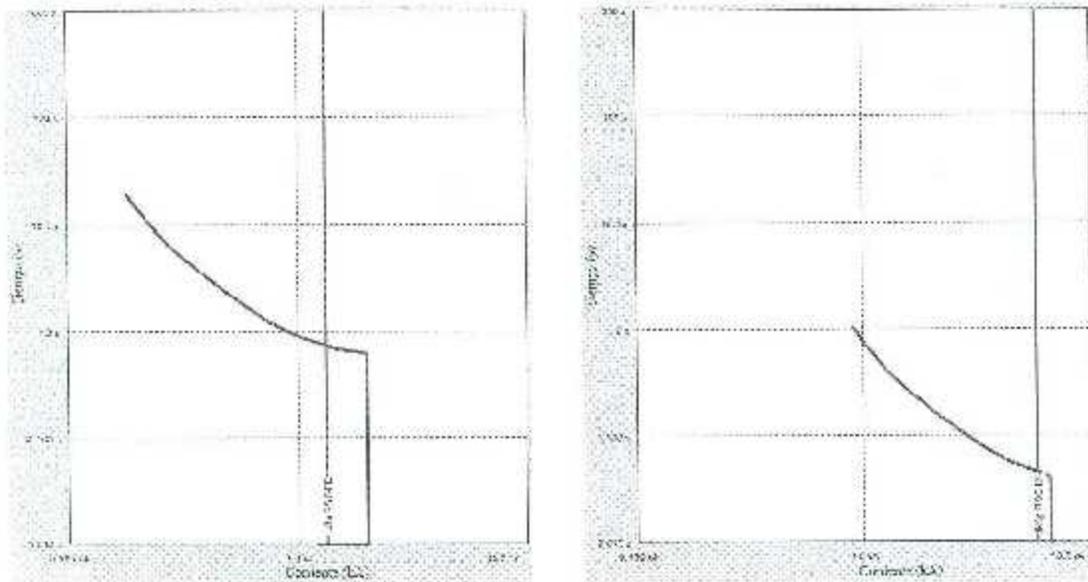


Figura 4.9. Relevadoras de sobre corriente RSC- FE (izquierda) y RSC-EG (derecha) con falla trifásica en el Bus G.

## 4.9.2 Caso de estudio II

En el siguiente caso de estudio se toma en cuenta toda la potencia eólica (20.864 MW) para observar el comportamiento de los relevadores sin tomar en cuenta la configuración de fuentes intermedias y compararlas. En este caso no se ven las gráficas de los relevadores de sobre corriente, esto debido a que son las mismas del caso anterior.

### 4.9.2.a Falla trifásica en el Bus A

En la figura 4.10 se observa una comparación del RD-2, sin considerar las fuentes intermedias (lado izquierdo), contra la configuración que si las toma en cuenta (lado derecho). En la gráfica del lado izquierdo se ve que la configuración del relevador no protege el sistema.

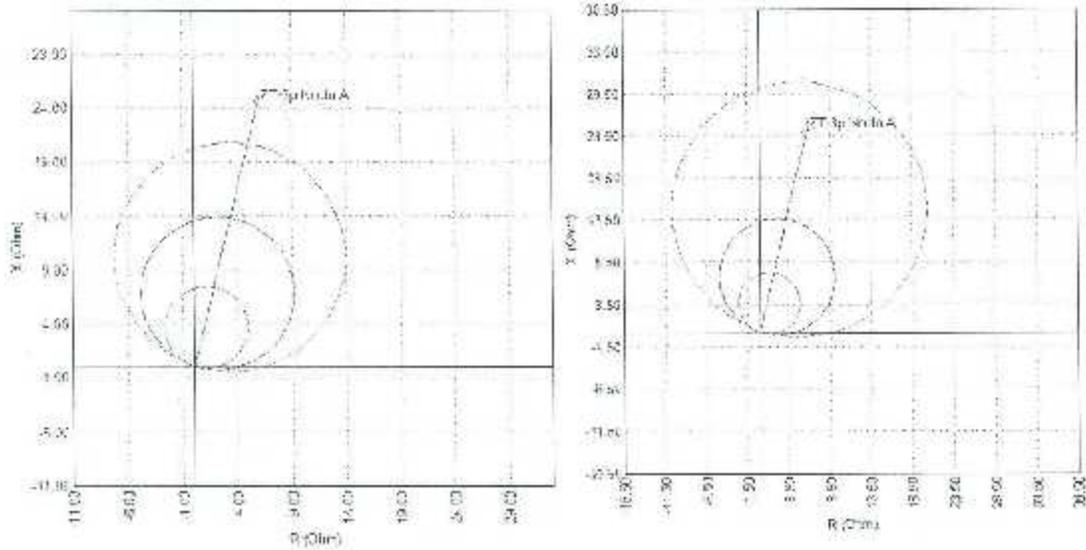


Figura 4.10. Comparación del RD-2 sin tomar en cuenta las fuentes intermedias (lado izquierdo).

#### 4.9.2.b Falla trifásica en el Bus C

En la figura 4.11 se observa una comparación del RD-1 sin considerar las fuentes intermedias (lado izquierdo), contra la configuración que si las toma en cuenta (lado derecho). En la gráfica de lado izquierdo se ve que la configuración del relevador no protege el sistema.

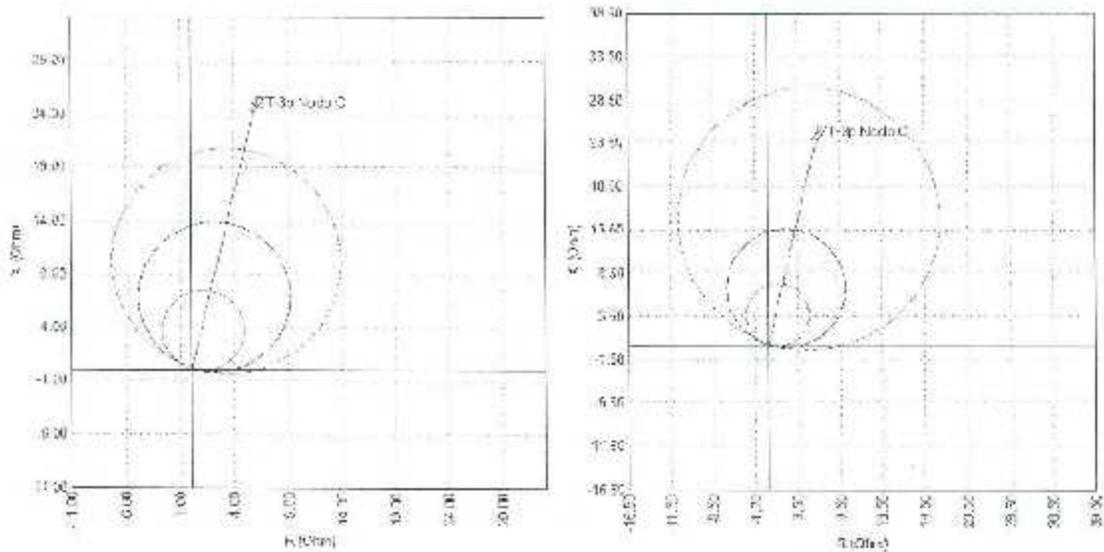


Figura 4.11. Comparación del RD-1 sin tomar en cuenta las fuentes intermedias (lado izquierdo).

#### 4.9.2.c Falla trifásica al 30% de la línea L-BC

En la gráfica 4.12 se observa que la configuración del relevador RD-1, sin tomar en cuenta las fuentes intermedias, tiene como alcance máximo una falla al 30% de la línea L-BC.

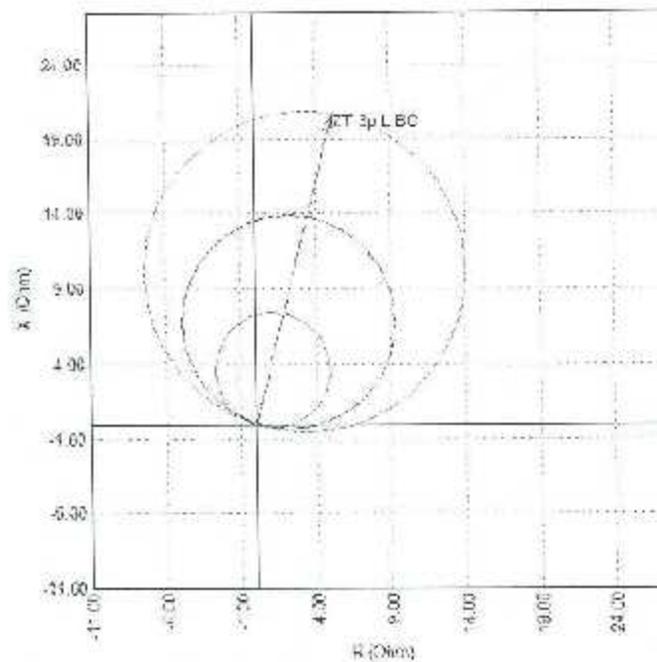


Figura 4.12. Alcance máximo del RD-1 sin tomar en cuenta fuentes intermedias.

#### 4.9.2.d Falla trifásica al 70% de la línea L-AB

En la gráfica 4.13 se observa que la configuración del relevador RD-2, sin tomar en cuenta las fuentes intermedias, tiene como alcance máximo una falla al 70% de la línea L-AB.

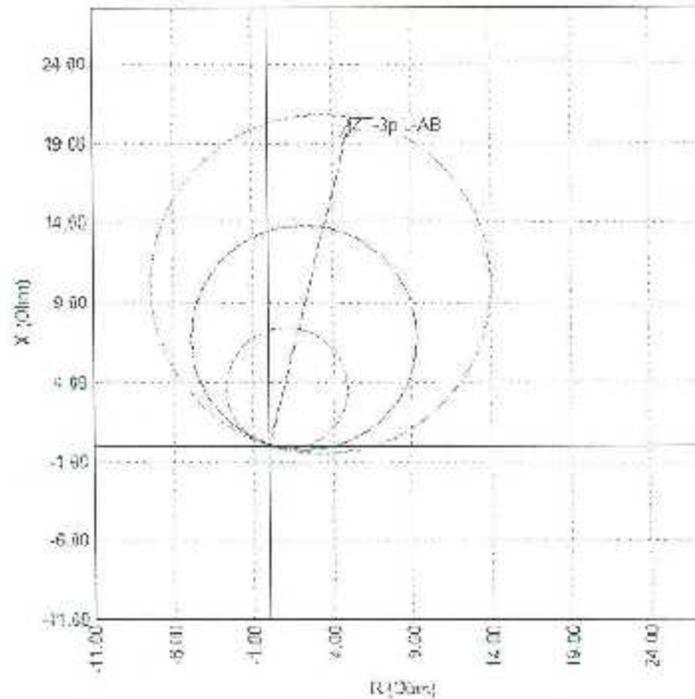


Figura 4.13. Alcance máximo del RD-2 sin tomar en cuenta fuentes intermedias.

### 4.9.3 Caso de estudio III

En este caso se comparan los flujos de carga, sólo que uno se hace de manera dinámica y el otro con valores arrojados en el sistema. El método de cálculo utilizado para las simulaciones de flujos de carga fue Newton Raphson Extendido. En la figura 4.14 se ven los flujos de carga del sistema en niveles de transmisión. En las figuras 4.15-4.28 se ven las gráficas para el cálculo de flujos de carga, pero utilizando simulación dinámica de Neplan.

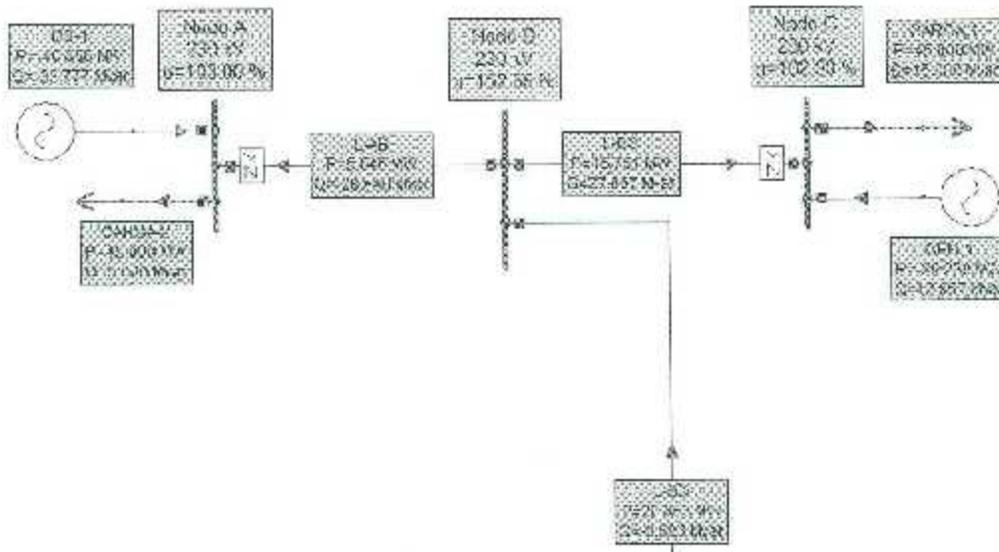


Figura 4.14. Flujos de carga en la parte de transmisión.

#### 4.9.3.a Simulación dinámica del Generador MS-1

La gráfica 4.15 muestra la potencia activa y la gráfica 4.16 la potencia reactiva del generador MS-1.

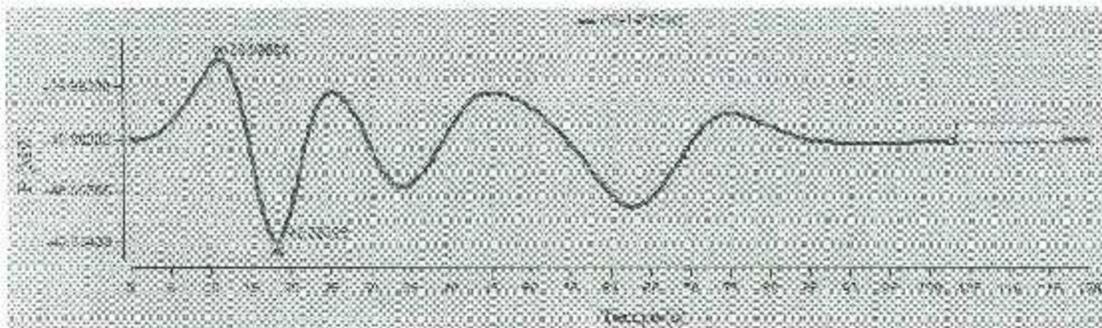


Figura 4.15. Potencia activa del generador MS-1.

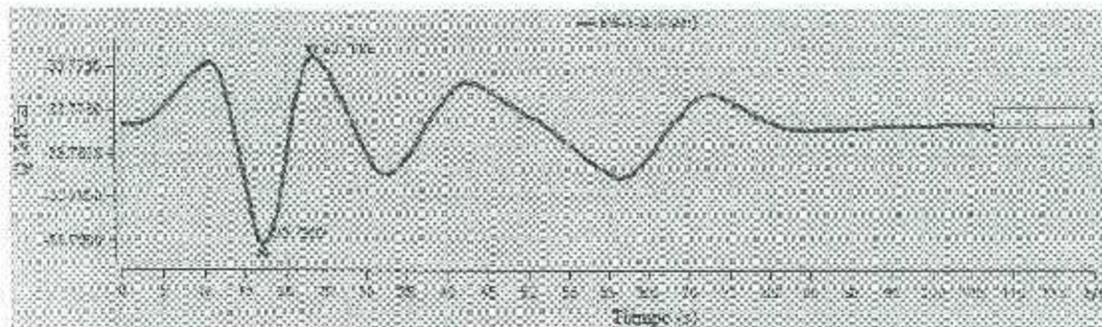


Figura 4.16. Potencia reactiva del generador MS-1.

### 4.9.3.b Simulación dinámica del generador GEN-1

La gráfica 4.17 muestra la potencia activa y la gráfica 4.18 la potencia reactiva del generador GEN-1.

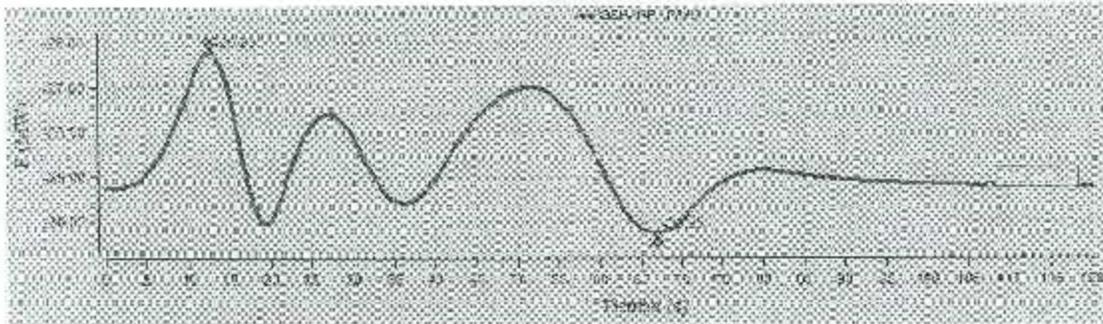


Figura 4.17. Potencia activa del generador GEN-1.

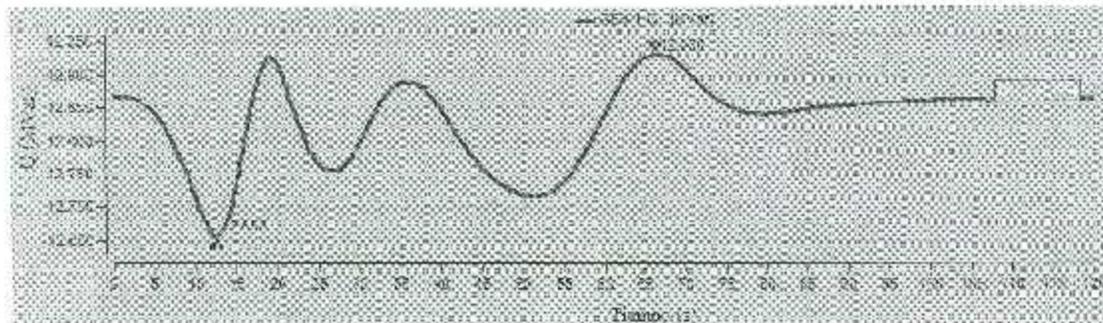


Figura 4.18. Potencia reactiva del generador GEN-1.

### 4.9.3.c Simulación dinámica de la Línea L-AB

La gráfica 4.19 muestra la potencia activa y la gráfica 4.20 la potencia reactiva de la Línea L-AB.

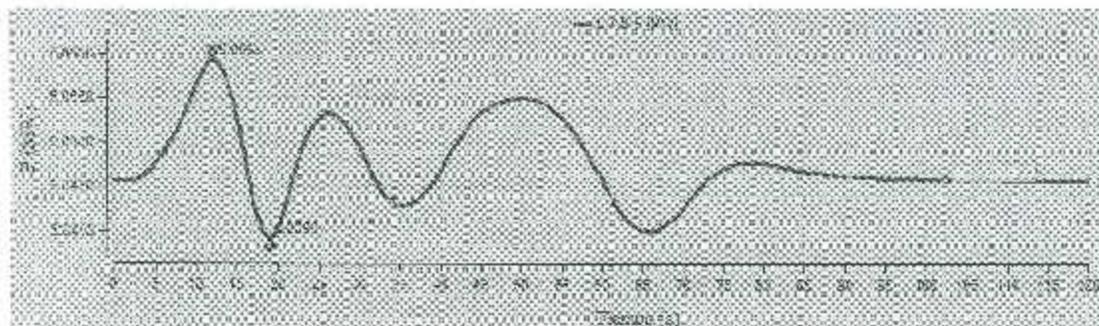


Figura 4.19. Potencia activa de la línea L-AB.

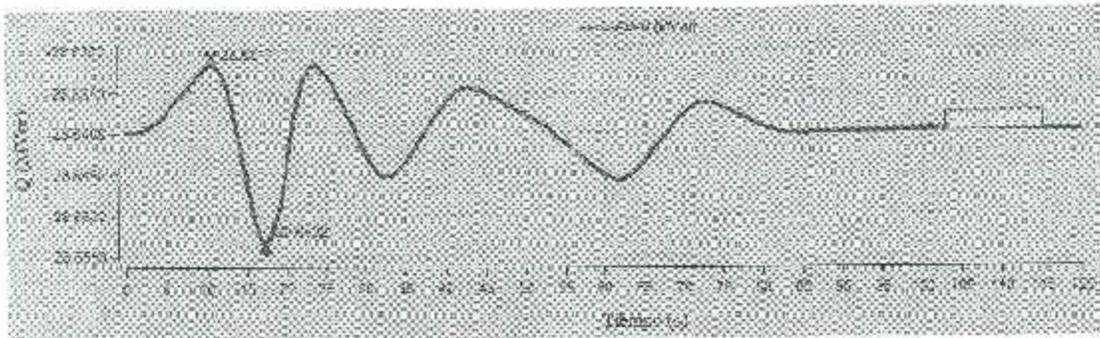


Figura 4.20. Potencia reactiva de la línea L-AB.

#### 4.9.3.d Simulación dinámica de la Línea L-BC

La gráfica 4.21 muestra la potencia activa y la gráfica 4.22 la potencia reactiva de la Línea L-BC.

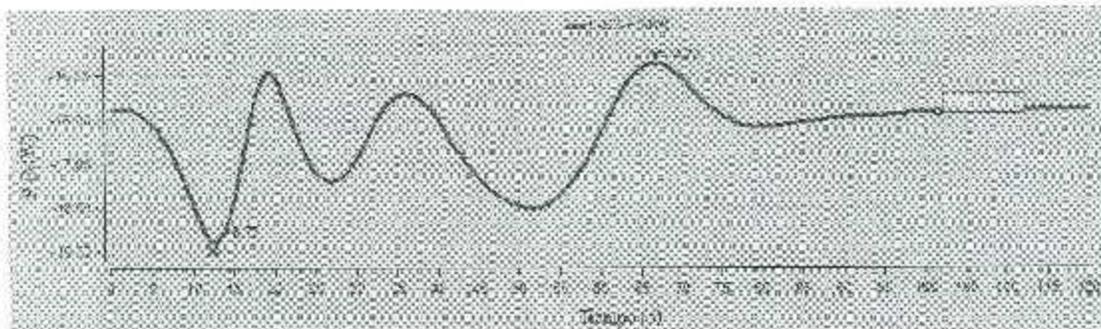


Figura 4.21. Potencia activa de la línea L-BC.

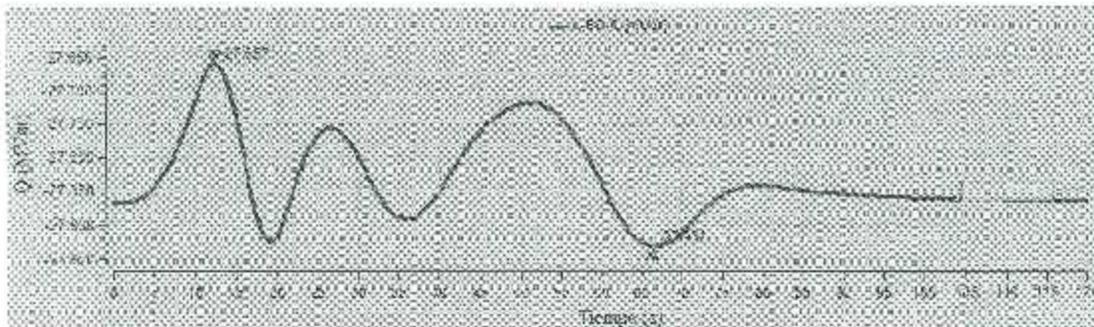


Figura 4.22. Potencia reactiva de la línea L-BC.

#### 4.9.3.e Simulación dinámica de la Línea L-BD

La gráfica 4.23 muestra la potencia activa y la gráfica 4.24 la potencia reactiva de la Línea L-BD.

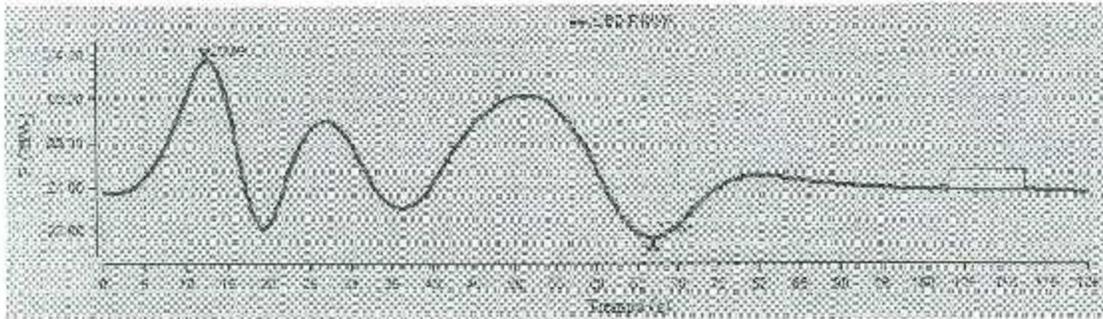


Figura 4.23. Potencia activa de la línea L-BD.

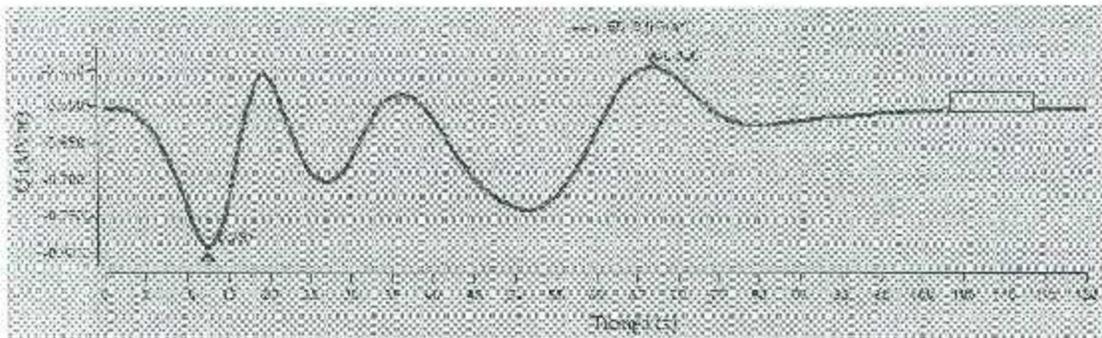


Figura 4.24. Potencia reactiva de la línea L-BD.

#### 4.9.3.f Simulación dinámica de la CARGA-1

La gráfica 4.25 muestra la potencia activa y la gráfica 4.26 la potencia reactiva de la CARGA-1.

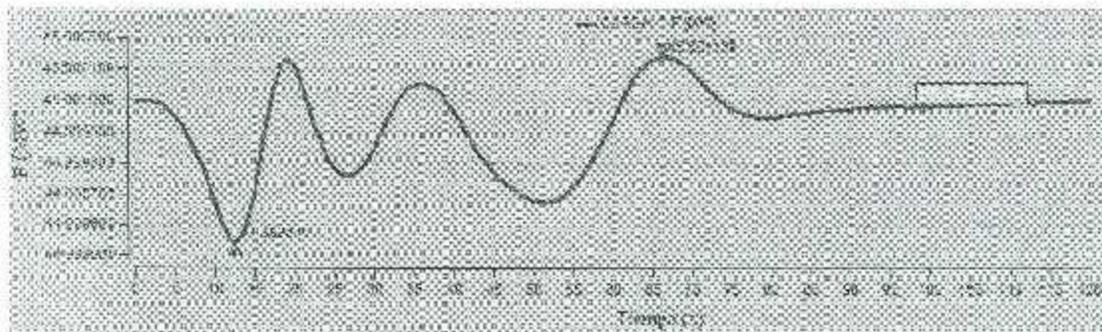


Figura 4.25. Potencia activa de la CARGA-1.

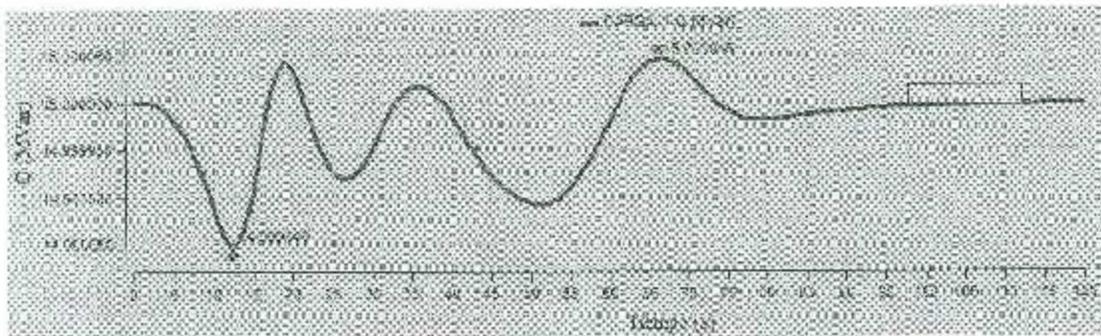


Figura 4.26. Potencia reactiva de la CARGA-1.

#### 4.9.3.g Simulación dinámica de la CARGA-2

La gráfica 4.27 muestra la potencia activa y la gráfica 4.28 la potencia reactiva de la CARGA-2.

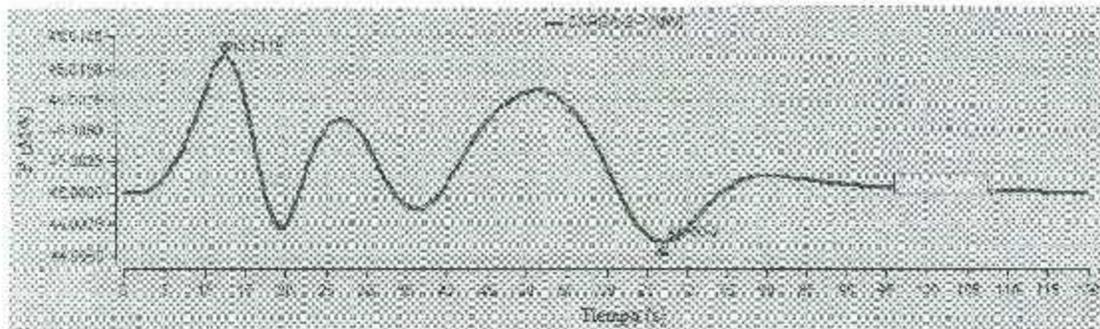


Figura 4.27. Potencia activa de la CARGA-2.

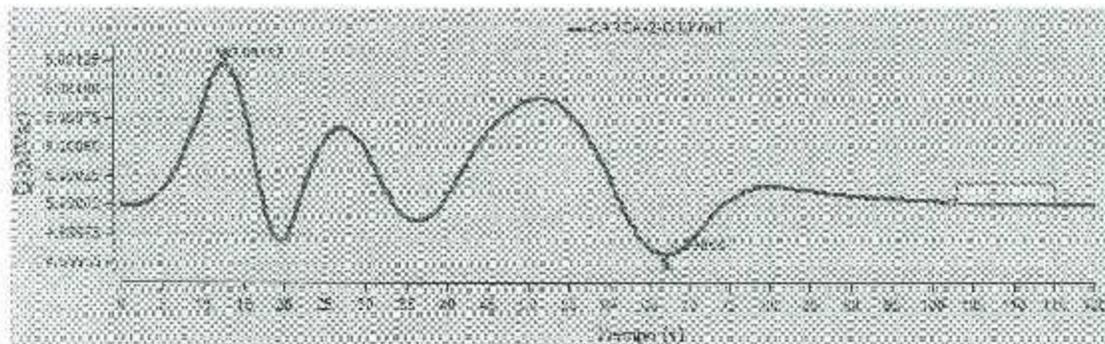


Figura 4.28. Potencia reactiva de la CARGA-2.

## 4.9.4 Caso de estudio IV

En este caso se analizarán los relevadores de distancia y de sobre corriente ante fallas bifásicas a tierra para saber cómo se comportan.

### 4.9.4.a Falla bifásica a tierra en el Bus A

En la figura 4.29 se observa que el RD-2 sí protege el sistema ante esta falla y en la figura 4.30 se ve que los relevadores de sobre corriente actúan a los 0.80 s.

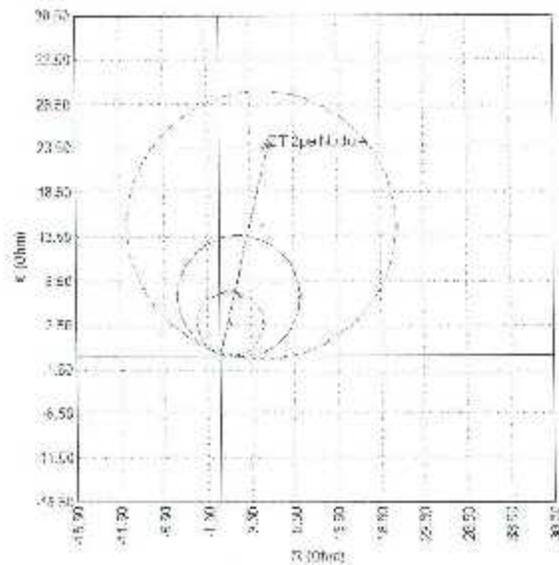


Figura 4.29. Relevador RD-2 ante una falla bifásica a tierra en el Bus A.

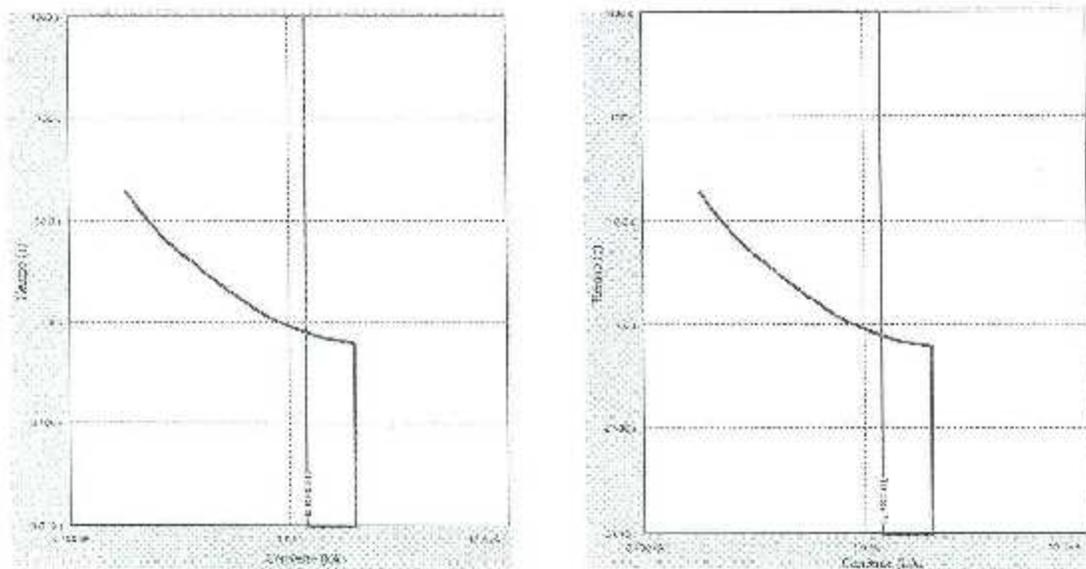


Figura 4.30. Relevadores RSC-FE (izquierda) y RSC-GL (derecha) ante una falla en el Bus A.

#### 4.9.4.b Falla bifásica a tierra en el Bus C

En la figura 4.31 se puede observar que el RD-1 si protege el sistema ante esta falla y los relevadores de sobre corriente actúan a los 0.80 s como en el caso anterior, por eso no muestran las gráficas en este caso.

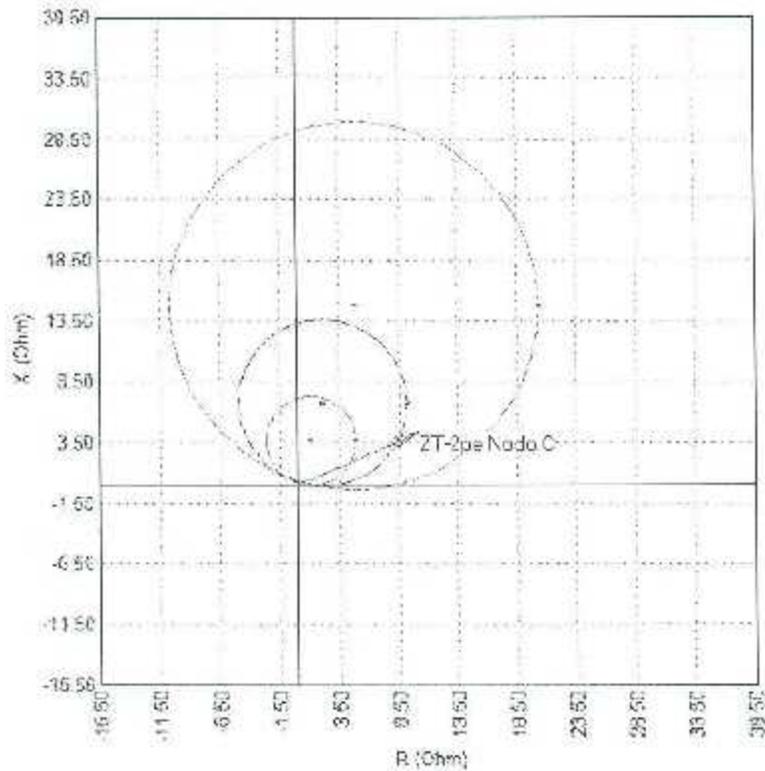


Figura 4.31. Relevador RD-1 ante una falla bifásica a tierra en el Bus C.

#### 4.9.4.c Falla bifásica a tierra en el Bus F

En la figura 4.32 y 4.33 se muestra cómo actúan los relevador RD-1 y RD-2, respectivamente, ante la falla bifásica a tierra en el Bus F. Las figuras 4.34, 4.35 y 4.36 muestran las gráficas de los relevadores de sobre corriente que actuaron ante la misma falla. Los tiempos de los relevadores de sobre corriente son 0.01 s, 0.07 s y 0.82 s.

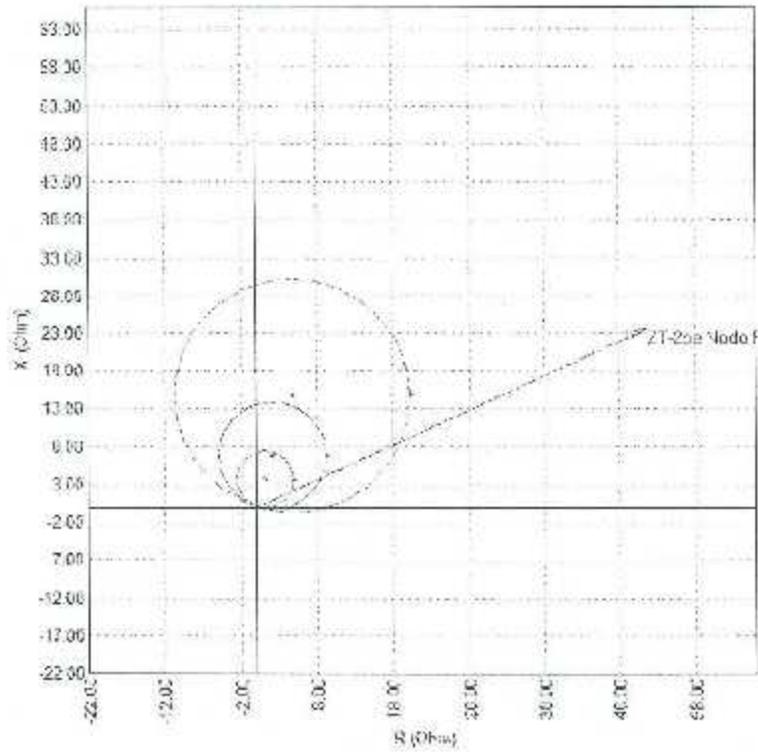


Figura 4.32. Relevador RD-1 ante una falla bifásica en el Bus F.

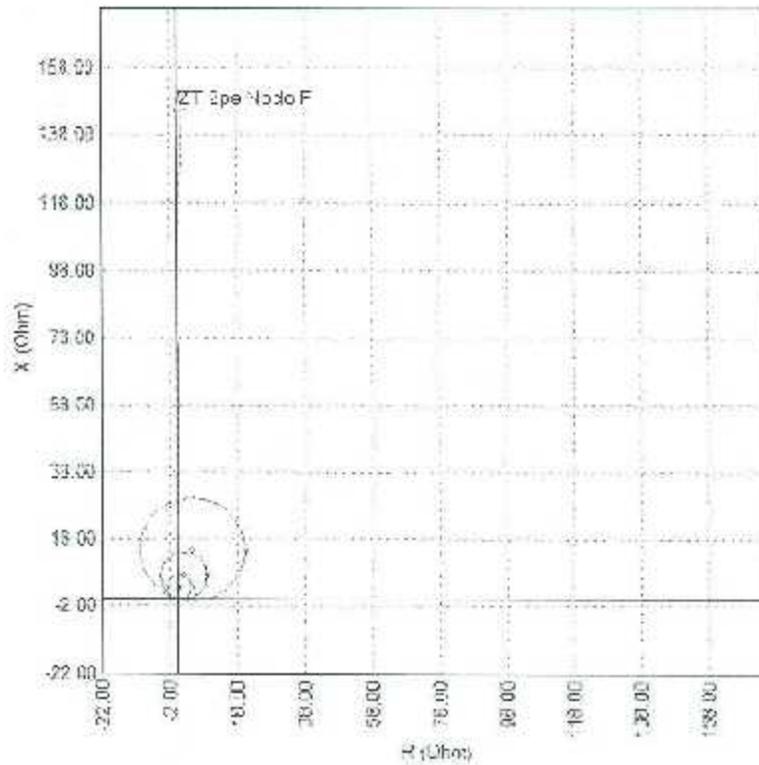


Figura 4.33. Relevador RD-2 ante una falla bifásica en el Bus F.

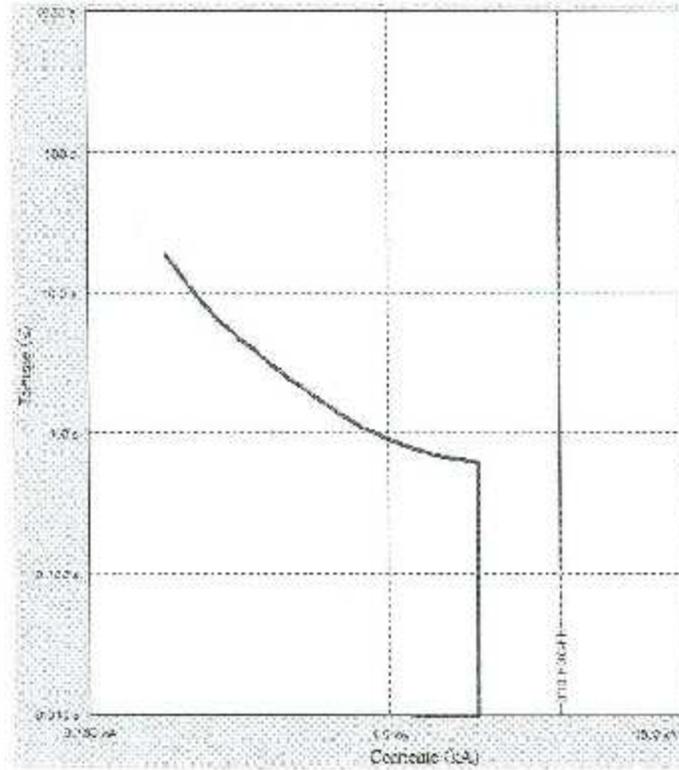


Figura 4.34. Relevador de sobre corriente RSC-TT ante una falla bifásica en el Bus F<sub>1</sub>, t=0.01 s.

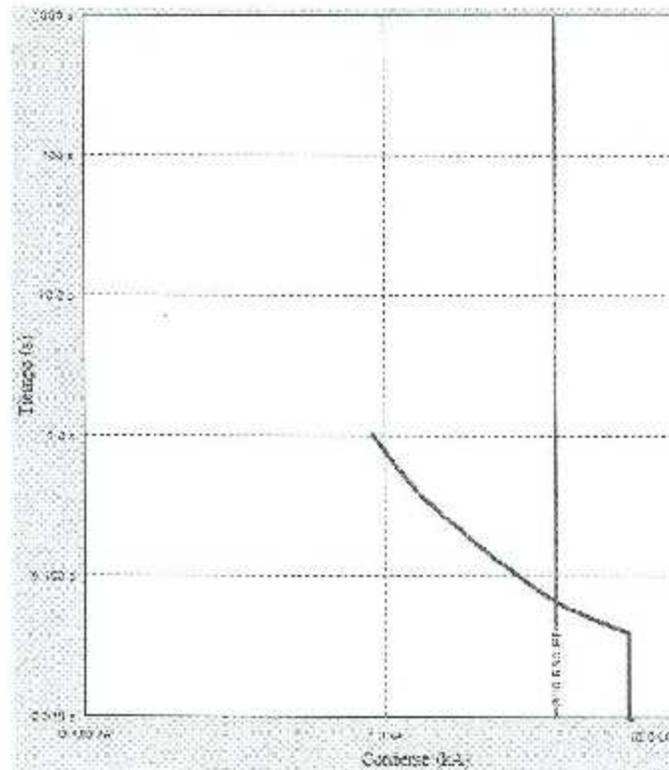


Figura 4.35. Relevador de sobre corriente RSC-EF ante una falla bifásica en el Bus F<sub>1</sub>, t=0.017 s.

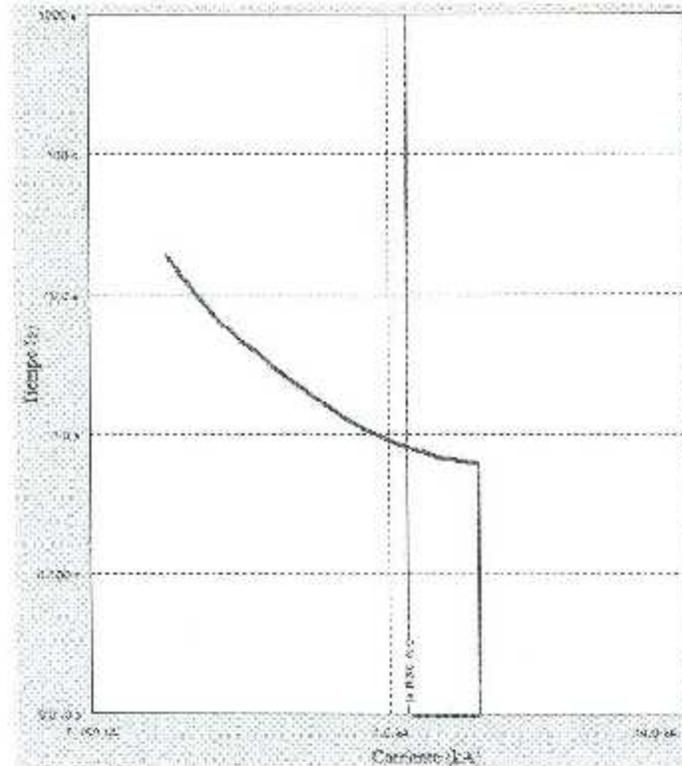


Figura 4.36. Relevador de sobre corriente RSC-CIE ante una falla bifásica en el Bus F,  $t=0.82$  s.

#### 4.9.4.d Falla bifásica a tierra en el Bus G

En la figura 4.37 y 4.38 se muestra cómo actúan los relevador RD-1 y RD-2, respectivamente, ante la falla bifásica a tierra en el Bus F. Las figuras 4.39, 4.40 y 4.41 muestran las gráficas de los relevadores de sobre corriente que actuaron ante la misma falla y los tiempos son los mismos al caso anterior (0.01 s, 0.07 s y 0.82 s), sólo que los relevadores que actúan son los que no actuaron.

Se observa también que las gráficas de los relevadores RD-1 y RD-2 son parecidas a las del caso anterior, la diferencia es que son en diferente nodo.

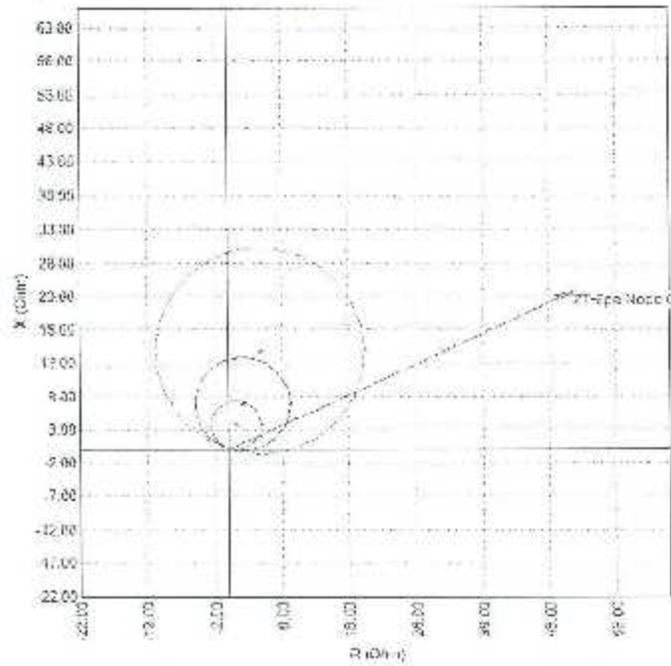


Figura 4.37. Relevador RD-1 ante una falla bifásica en el Bus C.

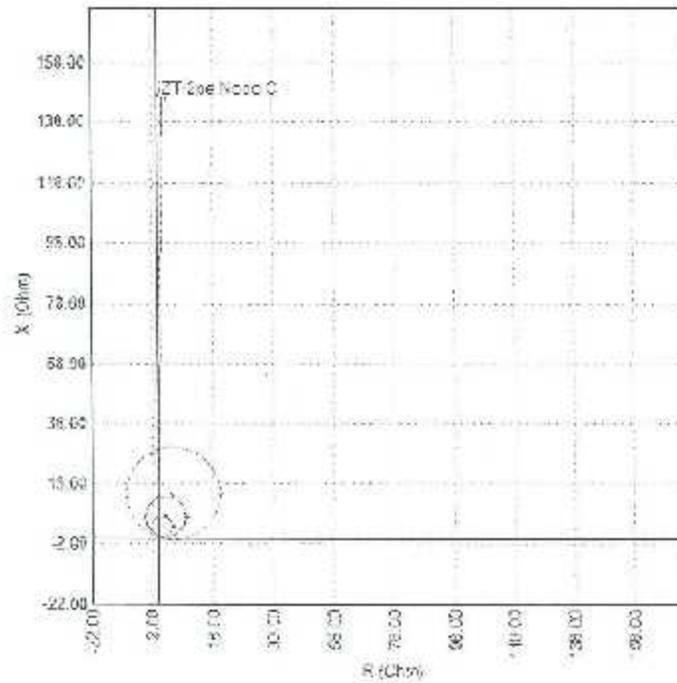


Figura 4.38. Relevador RD-2 ante una falla bifásica en el Bus C.

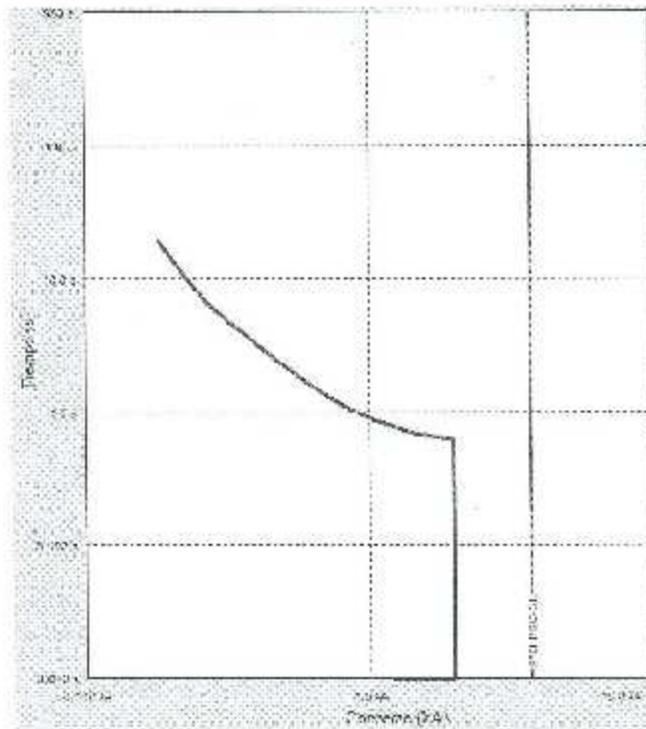


Figura 4.39. Relevador de sobre corriente RSC-GE ante una falla bifásica en el Bus F,  $t=0.01$  s.

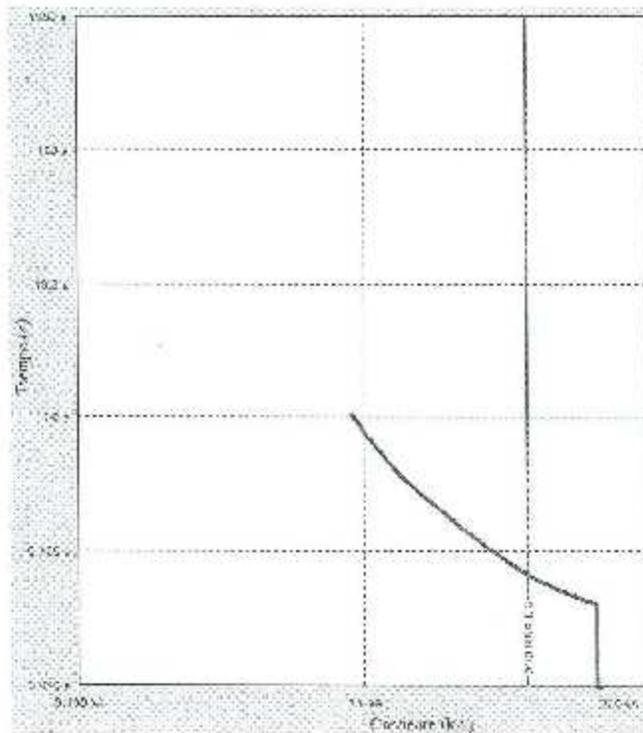


Figura 4.40. Relevador de sobre corriente RSC-FG ante una falla bifásica en el Bus F,  $t=0.07$  s.

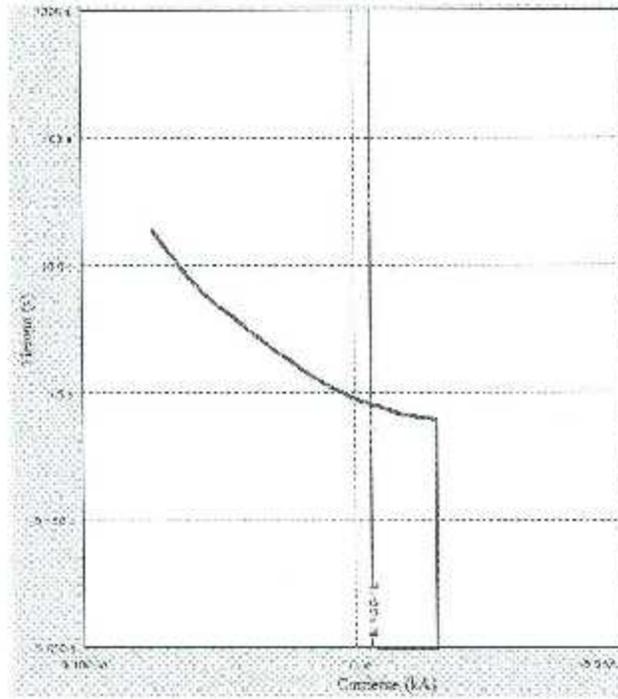


Figura 4.41. Relevador de sobre corriente RSC-TE ante una falla bifásica en el Bus F;  $t=0.82$  s.

## Capítulo V. Conclusiones

### 5.1 Conclusiones

Debido al aumento de generación eólica en el sistema eléctrico, es fácil pensar que los parques eólicos pueden influir en el comportamiento del sistema eléctrico tanto a nivel de generación como de transmisión. Debido a lo anterior, es importante conocer con anticipación el comportamiento de las redes eléctricas con presencia de generación eólica para poder garantizar a los usuarios la continuidad del servicio.

En comportamiento del caso I se observa que si se tiene la configuración adecuada para los relevadores de distancia será más confiable el suministro de energía a los usuarios, de lo contrario puede haber mucho riesgo ya que el sistema no estaría protegido, y como bien sabido, lo más importante en cualquier sistema son las protecciones eléctricas, ya que si éstas llegan a fallar por un mal cálculo o un mal diseño se pone en riesgo el equipo de mayor costo como son transformadores, generadores, entre otros, y en el caso más drástico la integridad de las personas que se encuentren cercas de las fallas.

En el caso de estudio II no se observan las gráficas de las protecciones de sobre corriente debido a que son las mismas que se obtuvieron para el caso de estudio I, ya que ahí sólo se cambió la configuración de los relevadores de distancia.

En el último caso de estudio se observó que los relevadores de sobre corriente si ven la falla en el mismo nodo en donde están localizados, esto debido a que la falla bifásica a tierra toma en cuenta los valores de las tres secuencias (012, cero-positiva-negativa).

En el caso I se observa que los relevadores de distancia no ven la falla que ocurre en el nodo en que están situados, esto debido a que la falla esta por detrás del relevador.

## 5.2 Trabajos Futuros

El trabajo realizado en el presente proyecto de tesis, con generadores de inducción doblemente alimentados se podría complementar si se utilizara un generador de imanes permanentes, ya que por falta de tiempo, este caso no se pudo simular en el software Neplan.

Otro trabajo que se recomienda es la simulación de la duración de las fallas en el simulador dinámico, para así poder ver mejor el comportamiento de las máquinas.

Las protecciones de sobre corriente utilizadas fueron la 50 y 51, se recomendaría también que se utilicen la 50N y 51N que son de sobre corriente a tierra y sobre corriente instantánea a tierra.

Por último sería de mucha ayuda simular dos o más puntos de interconexión cercana o en el mismo punto, ya que así se observaría si las protecciones del sistema lo pueden soportar, esto debido al incremento que va teniendo la energía cónica.

## Apéndice I

### A.1 Representación de vector espacial

La notación de vector es una herramienta muy comúnmente extendida que puede ser aplicada en máquinas de corriente alterna para representar el flujo, la tensión y magnitudes de corriente en una manera compacta. Al emplear la representación de vector espacial, es posible derivar modelos y obtener las ecuaciones diferenciales que representen su comportamiento, de una manera más simple que al emplear la clásica representación trifásica.

#### A.1.1 Notación de vector espacial

Las magnitudes trifásicas representando el sistema pueden ser escritas idealmente como:

$$\begin{aligned}x_a &= \hat{X} \cos(\omega t + \phi) \\x_b &= \hat{X} \cos(\omega t + \phi - 2\pi/3) \\x_c &= \hat{X} \cos(\omega t + \phi + 2\pi/3)\end{aligned}\tag{A.1}$$

Con una frecuencia angular constante  $\omega$ , amplitud  $\hat{X}$  y ángulo de fase constante  $\phi$ . Este sistema trifásico balanceado puede ser representado en un plano como un vector espacial  $\vec{x}$ , que rota a una velocidad angular  $\omega$  a través del origen de los tres ejes  $\vec{a}$ ,  $\vec{b}$  y  $\vec{c}$  desfasados espacialmente  $120^\circ$ , como se muestra en la figura A.1.

La proyección de la rotación del vector espacial  $\vec{x}$  en cada uno de los ejes proporciona las magnitudes instantáneas  $x_a$ ,  $x_b$  y  $x_c$ . Los ejes están definidos como sigue:

$$\vec{a} = 1\tag{A.2}$$

$$\vec{b} = e^{j(\frac{2\pi}{3})}\tag{A.3}$$

$$\vec{c} = e^{j(\frac{4\pi}{3})}\tag{A.4}$$

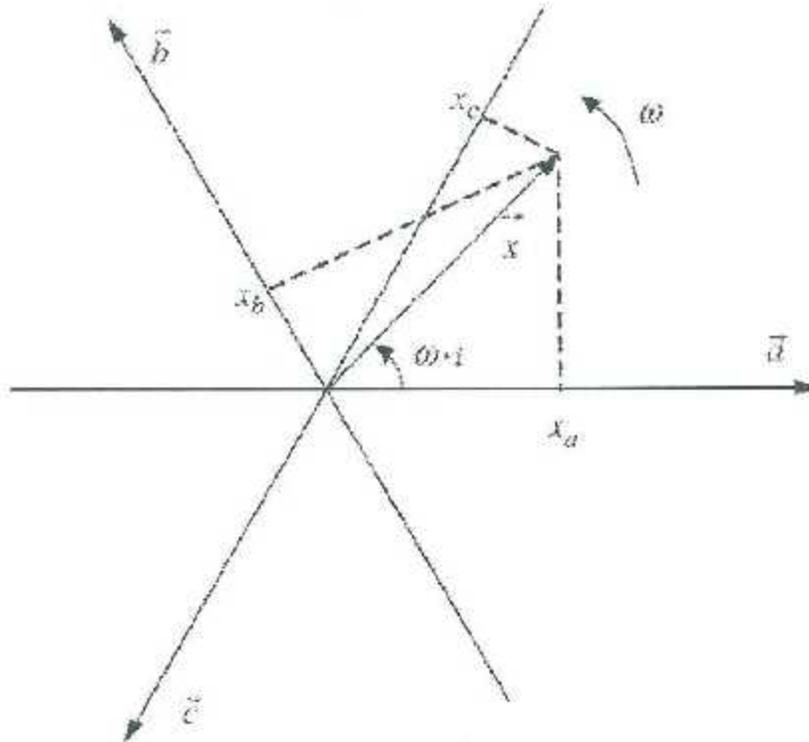


Figura A.1. Representación del vector espacial de los ejes  $\vec{a}$ ,  $\vec{b}$  y  $\vec{c}$ .

Por lo que matemáticamente, el vector espacial puede ser expresado como:

$$\vec{x} = |\vec{x}|e^{j(\omega t + \phi)} \quad (A.5)$$

Con la amplitud del vector espacial a la amplitud de las magnitudes trifásicas:

$$|\vec{x}| = \hat{X} \quad (A.6)$$

Las magnitudes trifásicas pueden ser representadas alternativamente por el mismo vector espacial rotatorio por dos magnitudes ( $x_a$  y  $x_b$ ) en el plano complejo real-imaginario, como se ilustra en la figura A.2. En este caso las proyecciones del vector espacial rotatorio en los ejes  $\alpha\beta$  proporcionan dos magnitudes  $x_\alpha$  y  $x_\beta$ . Este hecho puede ser representado matemáticamente como:

$$\vec{x} = x_\alpha - jx_\beta = \frac{2}{3}(x_a + \alpha x_b - \alpha^2 x_c) \quad (A.7)$$

Donde:

$$a = e^{j\left(\frac{2\pi}{3}\right)} \quad (A.8)$$

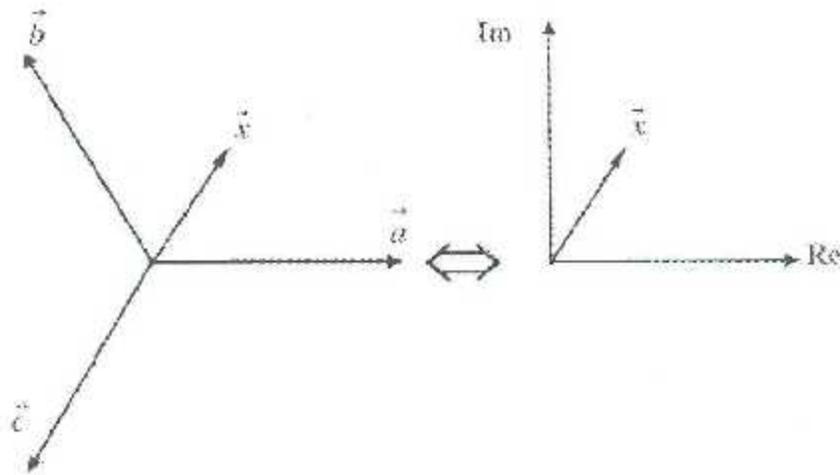


Figura A.2. Representación del vector espacial en los ejes estacionarios  $\alpha\beta$ .

La constante  $2/3$  de la expresión (A.7) es escogida para escalar el vector espacial de acuerdo a la amplitud pico de las magnitudes trifásicas, esto está dado en la relación (A.6).

Las componentes  $\alpha\beta$  del vector espacial pueden ser calculadas de las magnitudes  $abc$  de la siguiente manera:

$$x_\alpha = Re\{\bar{x}\} = \frac{2}{3} \left( x_a - \frac{1}{2}x_b - \frac{1}{2}x_c \right) \quad (A.9)$$

$$x_\beta = Im\{\bar{x}\} = \frac{1}{\sqrt{3}} (x_b - x_c) \quad (A.10)$$

Estas dos últimas expresiones pueden ser representadas en forma matricial como:

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (A.11)$$

Con la matriz llamada normalmente la transformación directa de Clark:

$$T = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (A.12)$$

Este factor puede ser representado esquemáticamente en la figura A.3.

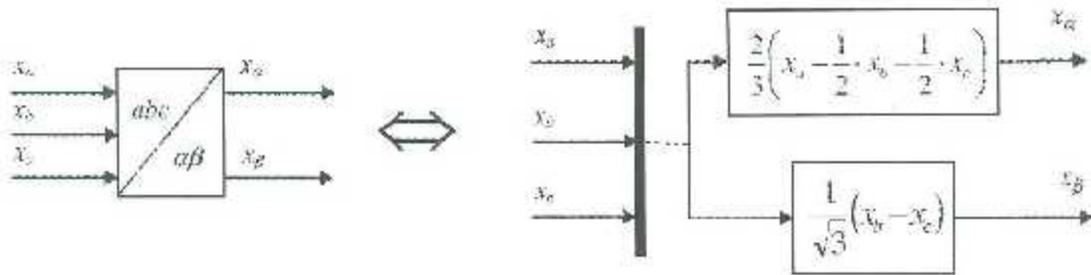


Figura A.3. Cálculo de las componentes  $\alpha\beta$  desde las componentes  $abc$ .

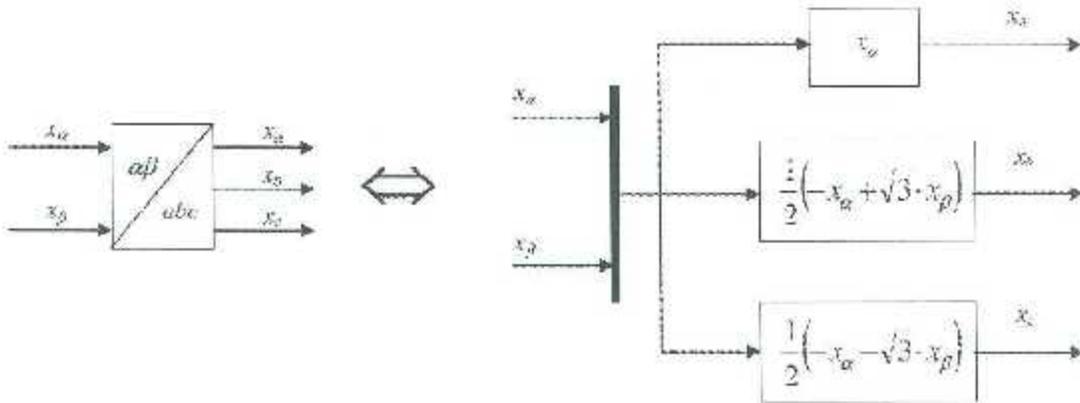


Figura A.4. Cálculo de las componentes  $abc$  desde las componentes  $\alpha\beta$ .

Adicionalmente, la transformación inversa de Clark dada por la siguiente relación inversa:

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} \quad (A.13)$$

Esto puede ser representado gráficamente en la figura A.4.

Es necesario recalcar lo siguiente:

- $x_\alpha$  y  $x_\beta$  son magnitudes sinusoidales variantes.
- La amplitud de  $x_\alpha$  y  $x_\beta$  son iguales a las magnitudes de  $x_a$ ,  $x_b$  y  $x_c$ .
- $x_\alpha$  y  $x_\beta$  están desfasados  $90^\circ$ .
- $x_\alpha$  es igual a  $x_a$ .

$\theta$  es la posición angular que puede ser calculada desde la frecuencia angular  $\omega$  como:

$$\theta = \int \omega dt = \omega t \quad (A.14)$$

Note que puede ser escrito como sigue:

$$\vec{x} = x_\alpha + jx_\beta = |\vec{x}| \cos(\omega t + \phi) + j|\vec{x}| \sin(\omega t + \phi) \quad (A.15)$$

### A.1.2 Transformaciones a diferentes marcos de referencia

Para desarrollar el modelo dinámico del GIDA, es muy útil representar los vectores espaciales en diferentes marcos de referencia rotatorios y estacionarios. Por lo que, las magnitudes trifásicas del GIDA (flujos, corrientes y tensiones) son representados con la notación de espacio vectorial, pero en diferentes marcos de referencia.

Para denotar que vector espacial está siendo referido a un marco de referencia específico, el superíndice es anexado. Se pueden distinguir tres marcos de referencia distintos:

1. *Marco de referencia del estator ( $\alpha$ - $\beta$ )*. Alineado con el estator, la velocidad rotatoria del marco es cero (estacionario). Y el vector espacial referido a este rota a la velocidad síncrona  $\omega_s$ .

$$\vec{x}^s = x_\alpha + jx_\beta \quad (A.16)$$

El superíndice  $s$  denota los vectores espaciales referidos al marco de referencia del estator.

2. *Marco de referencia del rotor ( $D$ - $Q$ )*. Alineado con el rotor, la velocidad rotatoria del marco es la velocidad angular eléctrica  $\omega_m$ , y el vector espacial referido a este rota a la velocidad del deslizamiento  $\omega_r$ .

$$\vec{x}^r = x_D + jx_Q \quad (A.17)$$

El superíndice  $r$  denota los vectores espaciales referidos al marco de referencia del rotor.

3. *Marco de referencia síncrono (d-q)*. La velocidad rotatoria del marco es la velocidad síncrona  $\omega_s$ , y el vector espacial referido a este no rota, por lo que representa una constante con parte real e imaginaria.

$$\vec{x}^a = x_d + jx_q \quad (A.18)$$

El superíndice  $a$  denota los vectores espaciales referidos al marco de referencia síncrono.

La figura A.5 muestra la representación de los tres diferentes marcos de referencia.

La frecuencia angular en el marco de referencia puede ser diferente de la frecuencia angular de las magnitudes siendo representadas en la notación de vector espacial.

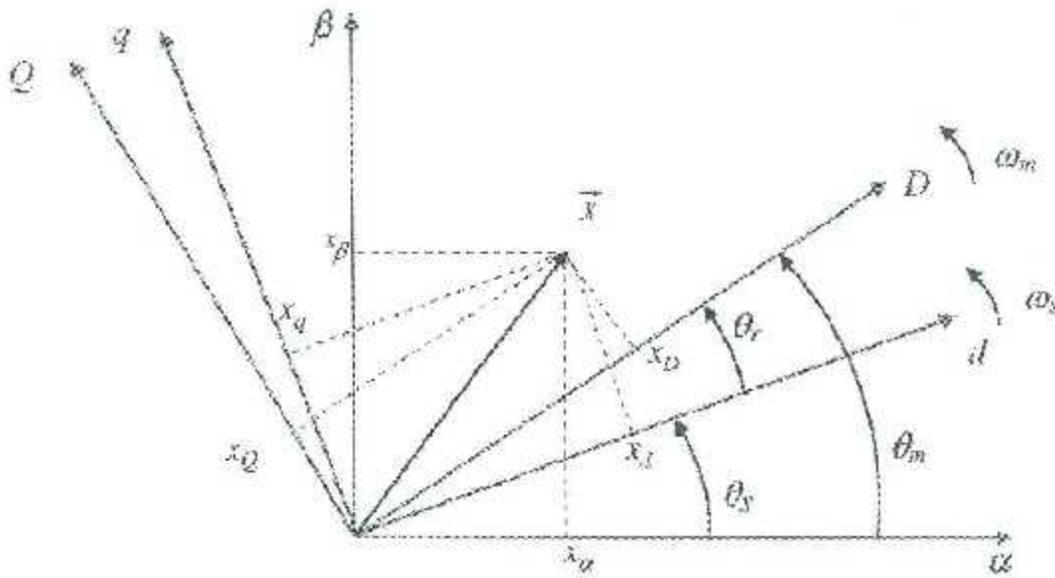


Figura A.5. Representación de un vector espacial en diferentes marcos de referencia.

Para referenciar vectores espaciales en diferentes marcos de referencia, se emplea la transformada rotacional. Para transformar de coordenadas  $\alpha\beta$  a coordenadas DQ, se emplea la siguiente operación:

$$\vec{x}^r = \begin{bmatrix} x_D \\ x_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta_m & -\sin \theta_m \\ \sin \theta_m & \cos \theta_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} \quad (A.19)$$

Donde  $\theta_m$  es la posición angular eléctrica del eje,

$$\theta_m = \int \omega_m dt = \omega_m t \quad (A.20)$$

Se emplea la transformación rotacional directa M:

$$M = \begin{bmatrix} \cos \theta_m & -\sin \theta_m \\ \sin \theta_m & \cos \theta_m \end{bmatrix} \quad (A.21)$$

De igual manera la transformación rotacional inversa está definida por la matriz:

$$M^{-1} = \begin{bmatrix} \cos \theta_m & \sin \theta_m \\ -\sin \theta_m & \cos \theta_m \end{bmatrix} \quad (A.22)$$

Por lo que se puede definir las siguientes relaciones:

$$\vec{x}^r = e^{-j\theta_m} \vec{x}^s \quad (A.23)$$

O también:

$$\vec{x}^s = e^{j\theta_m} \vec{x}^r \quad (A.24)$$

Gráficamente, esta transformación de coordenadas puede ser representada como se ilustra en las figuras A.6 y A.7.

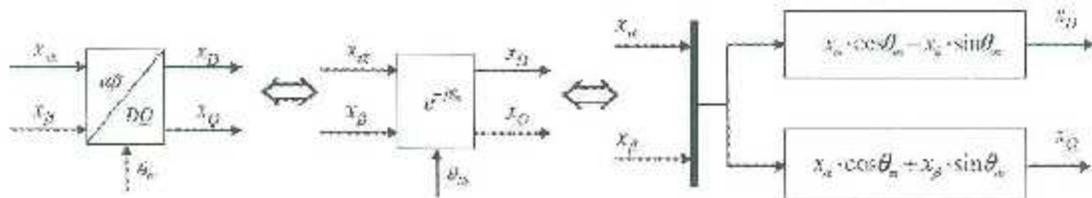


Figura A.6. Cálculo de las componentes DQ desde las componentes  $\alpha\beta$ .

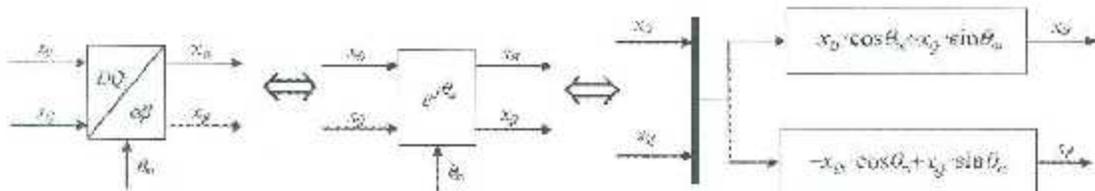


Figura A.7. Cálculo de las componentes  $\alpha\beta$  desde las componentes DQ.

Finalmente las relaciones con el marco de referencia síncrono son:

$$\vec{x}^a = e^{-j\theta_s} \vec{x}^s \quad (A.25)$$

O también:

$$\vec{x}^a = e^{-j\theta_r} \vec{x}^r \quad (A.26)$$

Con:

$$\theta_r = \int \omega_r dt = \omega_r t \quad \theta_s = \int \omega_s dt = \omega_s t \quad (A.27)$$

$\theta_r$ ,  $\theta_s$ ,  $\omega_r$  y  $\omega_s$  son descritos en el capítulo 6.

### A.1.3 Expresiones de potencia

Cuando se consideran tensiones y corrientes como magnitudes representadas en la notación de vector espacial, las potencias activas y reactivas pueden calcularse acorde a las expresiones establecidas. La potencia aparente ( $S$ ), es definida como la potencia compleja formada por la potencia reactiva  $Q$  y la potencia activa  $P$ :

$$S = P + jQ \quad (A.28)$$

Por emplear la notación de vector espacial, la potencia aparente es calculada como:

$$S = \frac{3}{2} (\vec{v} * \vec{i}) \quad (A.29)$$

Donde el superíndice \* representa el conjugado del vector espacial que está dado por:

$$\vec{x} = x_\alpha - jx_\beta \quad (A.30)$$

Por lo consiguiente la potencia aparente queda como:

$$S = \frac{3}{2} [(v_\alpha + jv_\beta)(i_\alpha - ji_\beta)] = \frac{3}{2} [(v_\alpha i_\alpha + i_\beta v_\beta) + j(v_\beta i_\alpha - v_\alpha i_\beta)] \quad (A.31)$$

De manera que, las potencias reactivas y activas pueden ser calculadas como:

$$P = \frac{3}{2} (v_\alpha i_\alpha + i_\beta v_\beta) \quad (A.32)$$

$$Q = \frac{3}{2}(v_{\beta}i_{\alpha} - v_{\alpha}i_{\beta}) \quad (A.33)$$

Véase que el término  $2/3$  es necesario en las expresiones para mantener la correspondencia de potencia de coordenadas  $abc$  y coordenadas  $\alpha\beta$ . Por otro lado expresiones equivalentes pueden ser determinadas en coordenadas  $dq$  y  $DQ$  [3,20]:

$$P = \frac{3}{2}(v_D i_D + i_Q v_Q) \quad (A.34)$$

$$Q = \frac{3}{2}(v_Q i_D - v_D i_Q) \quad (A.35)$$

$$P = \frac{3}{2}(v_d i_d + i_q v_q) \quad (A.36)$$

$$Q = \frac{3}{2}(v_q i_d - v_d i_q) \quad (A.37)$$

## Referencias bibliográficas

- [1] C. Martín del Campo-Marquez, P. F. Nelson-Edelstein, M. A. García-Vázquez "Wind Power in México: Simulation of a Wind Farm and Application of Probabilistic Safety Analysis" RIIT Vol.X. No.4. 2009 343-352, ISSN1405 7743 FI-UNAM.
- [2] Gonzalo Abad, Jesús López, Miguel A. Rodríguez, Luis Marroyo, Grzegorz Iwanski, "Doubly fed induction machine: modeling and control for wind energy generation", John Wiley & Sons, Inc., 2011 ISBN: 978-0-470-76865-5.
- [3] Andreas Peerson, "Analysis, modeling and control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines" Chalmers University of Technology, 2005.
- [4] Manfred Stiebler, "Wind Energy Systems of Electric Power Generation", Springer, 2008 ISBN: 78-3-540-68762-7.
- [5] Phan Dinh Chung, "Comparison of Steady-State Characteristics between DFIG and SCIG in Wind Turbine". International Journal of Advanced Science and Technology, volumen 51, pp. 135-146.
- [6] Olimpo Anaya-Lara, Janaka Ekanayake, Phill Cartwright, Mike Hughes, "Doubly fed induction machine-modeling and control for wind energy generation", John Wiley & Sons, Inc., 2009, ISBN: 978-0-470-71433-1.
- [7] Mohammad Seyedi, "Evaluation of the DFIG Wind Turbine Built-in Model in PSS/E", Chalmers University of Technology, 2009.
- [8] Stanley H. Horowitz, Arun G. Phadke "Power System Relaying" Third Edition. John Wiley & Sons, Ltd, ISBN: 978-0-470-05712-4.
- [9] J. Lewis Blackburn, Thomas J. Domin "Protective Relaying: Principles and Applications" Third Edition, CRC Press Taylor & Francis Group.
- [10] P. M. Anderson "Power System Protection" John Wiley & Sons, Inc, Publication.
- [11] John J. Grainger, William D. Stevenson Jr. "Análisis de Sistemas de Potencia" McGraw Hill, ISBN: 970-10-0908-8.

- [12] Paul C. Krause, Oleg Wasynczuk y Scott D. Sudhoff "Analysis of Electrical Machinery and Drive Systems", 2nd ed. Mohamed E. El-Hawary, Series Editor.
- [13] Chee-Mun Ong "Dynamic Simulation of Electric Machinery using Matlab/Simulink" New Jersey: Prentice Hall PTR.
- [14] Thomas Ackermann "Wind Power in Power Systems" 1st ed. John Wiley & Sons Ltd.
- [15] C. Russell Mason "The art and science of protective relaying" 1st ed. Wiley.
- [16] IEEE Recommended Practice for a Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, IEEE Std 242-1986.
- [17] D. Uthitsunthorn, T. Kulworawanichpong "Distance Protection of a Renewable Energy Plant in Electric Power Distribution Systems" presented at 2010 international Conference on Power System Technology.
- [18] Tony Burton, Nick Jenkins, David Sharpe y Ervin Bossanyi "Wind energy: Handbook" 2nd. Ed. John Wiley & Sons, Ltd.
- [19] M. M. Saha, J. Izykowski, E. Rosolowski "Fault Location on Power Networks" Springer-Verlag Londn Limited.
- [20] G. Bayle "Renewable Energy: Power for Sustainable Future" Oxford University Press.
- [21] Remus Teodorescu, Marco Liserre, Pedro Rodriguez, "Grid converters for photovoltaic and wind power systems", Jhon Wiley & Sons, Inc, 2011, ISBN: 978-0-470-05751-3,

