

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Tesis previa a la obtención del título de: INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:  
ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DE LOS DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS  
EMPLEADOS EN LA PROTECCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE  
POTENCIA.**

**AUTOR:  
DARÍO JAVIER VALAREZO ERAS**

**DIRECTOR:  
ING. RAMIRO ALEJANDRO ROBAYO VASCO**

**Quito, Febrero del 2015**



**DECLARATORIA DE AUTORIA:**

Yo, Darío Javier Valarezo Eras, autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos, análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, 03 de Febrero del 2015

---

**Darío Javier Valarezo Eras**  
**CC: 1400514707**

**AUTOR**

## **CERTIFICA:**

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos y financieros del informe de tesis. Así como también el funcionamiento del “Análisis y descripción de los dispositivos electrónicos empleados en la protección de los Sistemas Eléctricos de Potencia” realizado por el Sr. Darío Javier Valarezo Eras, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 03 de Febrero del 2015

---

**Ing. Ramiro Alejandro Robayo Vasco**  
**DIRECTOR**

## **DEDICATORIA.**

*Yo, Darío Javier Valarezo Eras,*  
dedico la presente tesis a mi madre, quien  
ha sido mi gran ejemplo de honradez,  
entrega y trabajo. A mi Padre por ser la luz  
que siempre guía mi camino. A mis  
hermanos por ser mi apoyo y, de manera  
muy especial, a mi esposa por ser mi  
compañía y pilar en el cumplimiento de  
mis metas.

## **AGRADECIMIENTO.**

Agradezco a mis maestros y director de Tesis por todos los conocimientos y consejos compartidos durante mi carrera universitaria. A mis amigos ingenieros, de manera muy especial, quiero hacerles llegar mis agradecimientos por brindarme todo el apoyo en la realización del presente trabajo. Para mí fueron una pieza indispensable en lograr este objetivo.

## ÍNDICE GENERAL

|  |          |
|--|----------|
| CERTIFICACIÓN: .....   | II       |
| DEDICATORIA. ....  | III      |
| AGRADECIMIENTO. ....   | IV       |
| ÍNDICE GENERAL.....  | V        |
| ÍNDICE DE FIGURAS .....  | X        |
| ÍNDICE DE CUADROS .....  | XI       |
| ÍNDICE DE ANEXOS .....   | XI       |
| RESUMEN.....   | XII      |
| INTRODUCCIÓN .....   | XIII     |
| <b>CAPÍTULO I.....</b>   | <b>1</b> |
| <b>INTRODUCCIÓN A LA PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA ....</b> | <b>1</b> |
| 1.1 Descripción del sistema eléctrico de potencia.....                     | 1        |
| 1.2 Características generales de un sistema eléctrico de potencia. ....    | 4        |
| 1.2.1 Sistema enmallado .....  | 6        |
| 1.3 Estructura de un sistema de protección.....                            | 7        |
| 1.3.1 Consideraciones técnicas .....                                       | 8        |
| 1.3.2 Consideraciones económicas.....                                      | 9        |
| 1.3.3 Características de los sistemas de protección [3] .....              | 10       |
| 1.3.3.1 Confiabilidad y Seguridad.....                                     | 10       |
| 1.3.3.2 Selectividad.....  | 10       |
| 1.3.3.3 Rapidez.....   | 10       |
| 1.3.3.4 Exactitud.....   | 11       |
| 1.3.3.5 Sensibilidad.....  | 11       |
| 1.3.3.6 Ajuste de los relés de protección.....                             | 12       |
| 1.3.4 Métodos para determinar ocurrencia de anomalías.....                 | 12       |
| 1.3.4.1 Aumento de la corriente .....                                      | 12       |
| 1.3.4.2 Disminución de voltaje .....                                       | 13       |
| 1.3.4.3 Aumento de voltaje .....   | 13       |
| 1.3.4.4 Aumento de la temperatura .....                                    | 13       |
| 1.3.4.5 Comparación de corrientes.....                                     | 13       |
| 1.3.4.6 Variaciones de flujos de potencia.....                             | 14       |
| 1.3.4.7 Disminución de la impedancia o reactancia.....                     | 14       |

|   |   |           |
|---|---|-----------|
| 1.3.4.8   | Aparición de componentes de secuencia cero.....   | 15        |
| 1.3.4.9   | Aparición de componentes de secuencia negativa[3].....                                  | 15        |
| 1.3.4.10  | Velocidad de variación de la impedancia.....  | 15        |
| 1.4   | Elementos de un equipo de protección.....   | 16        |
| 1.4.1   | Batería de alimentación.....  | 16        |
| 1.4.2   | Transformadores de medida (t/m).....  | 17        |
| 1.4.2.1   | Transformadores de voltaje (TP).....  | 17        |
| 1.4.2.2   | Transformadores de corriente (TC).....  | 17        |
| 1.4.3   | Interruptores de poder (52).....  | 18        |
| 1.4.4   | Relé de protección.....   | 19        |
| 1.4.5   | Equipos de comunicación asociados a las protecciones.....                               | 20        |
| 1.5   | Estados de operación de un sistema de potencia y estrategias de regulación [4],[5]..... | 20        |
| <b>CAPÍTULO II .....</b>  |   | <b>23</b> |
| <b>INTRODUCCIÓN A LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....</b> |   | <b>23</b> |
| 2.1   | Perturbaciones[6].....  | 23        |
| 2.1.1   | Cortocircuitos.....   | 24        |
| 2.1.2   | Sobrevoltajes.....  | 26        |
| 2.1.3   | Sobrecargas.....  | 27        |
| 2.1.4   | Oscilaciones.....   | 27        |
| 2.1.5   | Desequilibrios.....   | 27        |
| 2.1.6   | Estabilidad y sincronismo del sistema.....  | 28        |
| 2.2   | Sistema de protección.....  | 28        |
| 2.2.1   | Condiciones que debe cumplir un sistema de protección[2].....                           | 29        |
| 2.2.1.1   | Independencia de la operación del sistema eléctrico.....                                | 30        |
| 2.2.1.2   | Discriminar entre carga, sobrecarga y cortocircuito[2].....                             | 30        |
| 2.2.1.3   | Discriminar entre falla y perturbación[2].....  | 30        |
| 2.3   | Sistemas de control.....  | 30        |
| 2.4   | Características de los equipos de protección.....                                       | 32        |
| 2.4.1   | Sensibilidad.....   | 33        |
| 2.4.2   | Selectividad.....   | 33        |
| 2.4.3   | Rapidez.....  | 34        |
| 2.4.2.1   | Protecciones instantáneas.....  | 35        |
| 2.4.2.2   | Protecciones de tiempo diferido o con retraso en tiempo.....                            | 35        |
| 2.4.4   | Fiabilidad.....   | 35        |
| 2.4.5   | Economía y Simplicidad.....   | 36        |



|  |  |           |
|--|--|-----------|
| 2.4.6  | Funciones internas de los relés de protección .....                                | 37        |
| 2.4.7  | Esquema básico de un relé de protección[8].....                                    | 37        |
| <b>CAPÍTULO III.....</b>                                 |  | <b>41</b> |
| <b>PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....</b> |  | <b>41</b> |
| 3.1  | Protección de generadores de corriente alterna.....                                | 41        |
| 3.1.1  | Protección diferencial (87G).....  | 42        |
| 3.1.2  | Protección contra pérdida de excitación (40G).....                                 | 43        |
| 3.1.3  | Protección de fallas a tierra en el 95 % del estator (59GN).....                   | 45        |
| 3.1.4  | Protección para fallas en el 5% del devanado del estator (27TN).....               | 47        |
| 3.1.5  | Protección contra fallas a tierra del rotor (64R).....                             | 48        |
| 3.1.6  | Protección de sobrecorriente en el campo (76 Y 59F).....                           | 50        |
| 3.1.7  | Protección de desbalance de corriente o corriente de secuencia negativa (46G)..... | 51        |
| 3.1.8  | Protección contra sobreexcitación del generador (24G).....                         | 51        |
| 3.1.9  | Protección contra motorización ó de potencia inversa (32G).....                    | 52        |
| 3.1.10   | Protección de respaldo de fase (51V o 21).....                                     | 53        |
| 3.1.11   | Elemento de arranque.....  | 54        |
| 3.1.12   | Efecto del transformador con conexión D-Y en la calibración del relé 21.....       | 55        |
| 3.1.13   | Protección de sobrevoltaje (59G).....  | 55        |
| 3.1.13.1   | Calibración del relé 59.....   | 56        |
| 3.1.14   | Protección de bajovoltaje (27G).....   | 57        |
| 3.1.15   | Protección contra frecuencia anormal (81G O/U).....                                | 58        |
| 3.1.16   | Protección contra energización inadvertida (50/27).....                            | 58        |
| 3.1.17   | Protección contra pérdida de sincronismo (78).....                                 | 60        |
| 3.1.18   | Protección contra sobrecalentamiento del generador (49G).....                      | 61        |
| 3.1.19   | Protección de equilibrio de tensión (60).....                                      | 61        |
| 3.2  | Protección de transformadores de potencia[14].....                                 | 62        |
| 3.2.1  | Protecciones de sobrecorriente (50/51 Y 51 N).....                                 | 63        |
| 3.2.2  | Protección diferencial (87T).....  | 64        |
| 3.2.3  | Protección diferencial direccionada a tierra (87N).....                            | 65        |
| 3.2.4  | Protecciones mecánicas propias de un transformador de potencia.....                | 66        |
| 3.2.4.1  | Protección Buchholz (63B).....   | 66        |
| 3.2.4.2  | Protección De Sobrepresión ó Presión Súbita (63P).....                             | 67        |
| 3.2.4.3  | Protección Térmica (49T).....  | 67        |
| 3.2.4.4  | Temperatura del aceite (26).....   | 67        |
| 3.2.4.5  | Indicadores de nivel de aceite (71).....   | 67        |
| 3.3  | Protección de barras colectoras.....   | 67        |

|                                |  |           |
|--------------------------------|--|-----------|
| 3.3.1                          | Protección diferencial de barras[13]                                     | 68        |
| 3.3.1.1                        | Protección diferencial con relés de sobrecorriente.                      | 71        |
| 3.3.1.2                        | Protección diferencial de voltaje con acopladores lineales.              | 72        |
| 3.3.1.3                        | Protección diferencial porcentual.                                       | 73        |
| 3.3.1.4                        | Protección diferencial de baja impedancia.                               | 75        |
| 3.3.1.5                        | Protección diferencial de alta impedancia.                               | 76        |
| 3.4                            | Protección de línea  | 77        |
| 3.4.1                          | Protección de distancia (21)   | 78        |
| 3.4.1.1                        | Funcionamiento de los relés de distancia[1]                              | 79        |
| 3.4.1.2                        | Zonas de protección[1],[5]   | 80        |
| 3.4.2                          | Protección de sobrecorriente direccional de fase (67) y de tierra (67N). | 81        |
| 3.4.3                          | Protecciones especiales  | 83        |
| 3.4.3.1                        | Protección De Mínima Tensión de Alimentación 125Vcc (80).                | 83        |
| 3.4.3.2                        | Protección De Falla De Interruptor (50BF).                               | 83        |
| 3.4.4                          | Parámetros de seguridad y calidad[15]                                    | 84        |
| 3.4.4.1                        | Niveles de Voltaje[15],[6]   | 84        |
| 3.4.4.2                        | Control de Voltaje en condiciones normales.[6]                           | 84        |
| 3.4.4.3                        | Control de Voltaje en condiciones anormales.                             | 85        |
| 3.4.4.4                        | Control de voltaje en condiciones de emergencia.                         | 86        |
| 3.4.4.5                        | Niveles de Frecuencia  | 87        |
| <b>CAPÍTULO IV</b>             |  | <b>89</b> |
| <b>ESQUEMA DE PROTECCIONES</b> |  | <b>89</b> |
| 4.1                            | Esquemas y funciones de protección                                       | 89        |
| 4.1.1                          | Esquemas de protección   | 89        |
| 4.1.1.1                        | Esquemas de protección para un generador                                 | 90        |
| 4.1.1.2                        | Esquema de protección para un transformador                              | 92        |
| 4.1.1.3                        | Esquema de protección para una bahía                                     | 93        |
| 4.1.1.4                        | Tiempo de despeje.   | 94        |
| 4.1.2                          | Funciones de protección.   | 95        |
| 4.1.2.1                        | Máximas y mínimas corrientes de falla.                                   | 95        |
| 4.1.2.2                        | Simulación de fallas   | 96        |
| 4.2                            | Ajustes básicos para coordinación de protecciones                        | 97        |
| 4.2.1                          | Proceso de ajuste y coordinación de la protección.                       | 98        |
| 4.2.2                          | Análisis de la operación del sistema                                     | 99        |
| 4.2.3                          | Criterios generales de coordinación de las protecciones                  | 99        |
| 4.2.3.1                        | Determinación del instantáneo  | 99        |

|           |   |     |
|-----------|---|-----|
| 4.2.3.2   | Criterios de coordinación para ZONA 1[20].....                  | 100 |
| 4.2.3.3   | Criterios de coordinación para ZONA 2[20].....                  | 100 |
| 4.2.3.4   | Criterios de coordinación para ZONA 3 (REVERSA)[20].....        | 102 |
| 4.2.3.5   | Criterios de coordinación para ZONA 4[20].....                  | 103 |
| 4.3       | Localizaciones óptimas de protecciones[9].....                  | 104 |
| 4.3.1     | Relés RE_ 670 de protección[16],[17],[18],[19].....             | 105 |
| 4.3.1.1   | Software .....  | 106 |
| 4.3.1.1.1 | Comunicaciones.....   | 108 |
| 4.3.1.1.2 | Plataforma multi servicios .....                                | 108 |
| 4.3.1.1.3 | Unidad Terminal Remota (RTU).....                               | 110 |
| 4.3.1.1.4 | Panel de visualización y control local.....                     | 111 |
| 4.3.1.1.5 | Componentes pasivos .....                                       | 112 |
| 4.3.1.1.6 | Topología de red.....   | 112 |
| 4.3.1.1.  | Hardware .....  | 113 |
| 4.3.2     | Diagrama de conexión.....                                       | 114 |
| 4.3.2.1   | Ángulo de máximo torque.....                                    | 114 |
| 4.3.2.2   | Coordinación de relés direccionales de sobrecorriente .....     | 116 |
| 4.3.2.3   | Determinación de la relación de transformación de los TCs.....  | 116 |
| 4.3.2.4   | Determinación del TAP.....                                      | 117 |
| 4.4       | Relación costo beneficio .....                                  | 118 |
| 4.4.1     | Tasa de descuento. ....   | 119 |
| 4.4.2     | Cálculo del valor presente del costo de energía no vendida..... | 119 |
| 4.4.3     | Beneficio por energía recuperada.....                           | 119 |
| 4.4.3.1   | Resumen de costos (ENS) con relés electromecánicos. ....        | 120 |
| 4.4.3.2   | Resumen de costos (ENS) con relés electrónicos. ....            | 120 |
| 4.4.4     | Porcentaje de Ahorro.....                                       | 120 |
| 4.4.5     | Costos de inversión. ....                                       | 121 |
| 4.4.6     | Cálculo del valor presente del costo de energía no vendida..... | 123 |
| 4.4.7     | Cálculo del costo beneficio .....                               | 123 |
|           | CONCLUSIONES .....  | 124 |
|           | RECOMENDACIONES.....  | 126 |
|           | REFERENCIAS.....  | 127 |
|           | ANEXOS .....  | 133 |

## ÍNDICE DE FIGURAS

|  |     |
|--|-----|
| Figura 1:1 Sistema Eléctrico de Potencia.[1].....  | 3   |
| Figura 1.2:1 Elementos básicos de un sistema de potencia.....                                    | 4   |
| Figura 1.2:2. Elementos de un Sistema de Potencia enmallado.....                                 | 6   |
| Figura 1.2:3. Representación de una red interconectada.....                                      | 7   |
| Figura 1.4:1. Elementos de un equipo de protección.....  | 16  |
| Figura 1.5:1. Estados de operación de un sistema de potencia.[4].....                            | 22  |
| Figura 2.3:1 Estructura jerárquica de protección, control y medición.[5].....                    | 32  |
| Figura 2.4:1 Esquema básico de un relé de protección.[5].....                                    | 38  |
| Figura 2.4:2 Esquema de conexión REF 545.[5].....  | 40  |
| Figura 3.1:1 Esquema de protección diferencial.[9].....  | 42  |
| Figura 3.1:2 Curva de Capacidad de un generador.....   | 44  |
| Figura 3.1:3 Conexión a tierra de un generador a través de un transformador de distribución..... | 46  |
| Figura 3.1:4 Superposición del relé 59N con el de tercera armónica 27TN.....                     | 48  |
| Figura 3.1:5 Configuración del Relé 21 en el Sistema de Generación.....                          | 54  |
| Figura 3.1:6 Conexión de relé 59 en sistema de generación.....                                   | 57  |
| Figura 3.1:7 Conexión de relé 60 en sistema de generación.....                                   | 62  |
| Figura 3.3:1 Esquema de un relé diferencial.....   | 69  |
| Figura 3.3:2 Esquema de un relé diferencial ideal falla externa.....                             | 70  |
| Figura 3.3:3 Esquema de un relé diferencial ideal falla interna.....                             | 70  |
| Figura 3.3:4 Protección diferencial con relés de sobrecorriente.....                             | 71  |
| Figura 3.3:5 Protección diferencial con acopladores lineales.....                                | 73  |
| Figura 3.3:6 Protección diferencial porcentual.....  | 74  |
| Figura 3.3:7 Protección diferencial porcentual-Curva operación.....                              | 74  |
| Figura 3.3:8 Características de operación de la protección diferencial.....                      | 76  |
| Figura 3.3:9 Conexión de los TC's con la unidad de alta impedancia.....                          | 77  |
| Figura 3.4:1 Características tipo Mho y Mho con offset.....                                      | 80  |
| Figura 3.4:2 Características poligonales.....  | 81  |
| Figura 3.4:3 Zona de operación de relé direccional.....  | 82  |
| Figura 4.1:1 Parámetros de interés de un relé.....   | 90  |
| Figura 4.1:2 Esquema de protección para un generador.....  | 91  |
| Figura 4.1:3 Esquema de protección para un transformador.....                                    | 92  |
| Figura 4.1:4 Coordinación entre protección principal y protección de respaldo.....               | 95  |
| Figura 4.2:1 Proceso de ajuste y coordinación de la protección.....                              | 98  |
| Figura 4.2:2 Ajuste de Zona 1.....   | 100 |
| Figura 4.2:3 Línea sin acoplamiento Zona 2.....  | 101 |
| Figura 4.2:4 Línea sin acoplamiento mutuo conectado a un transformador.....                      | 102 |
| Figura 4.3:1 Imagen rele REL 670.....  | 106 |
| Figura 4.3:2 Tiempos de la grabadora de perturbaciones.....                                      | 107 |
| Figura 4.3:3 Topología básica de red.....  | 113 |
| Figura 4.3:4 Hardware de Relé ABB.....   | 114 |
| Figura 4.3:5 Conexión Cuadratura.....  | 115 |
| Figura 4.3:6 Conexión Cuadratura-característica 30°.....   | 115 |
| Figura 4.3:7 Conexión Cuadratura- característica 45°.....  | 116 |
| Figura 4.4:1 Lista de relés de protecciones utilizadas en disyuntores primarios.....             | 149 |
| Figura 4.4:2 Lista de relés de protecciones utilizadas en disyuntores de líneas.....             | 150 |
| Figura 4.4:3 Lista de relés de protecciones utilizadas en disyuntores de transformadores.....    | 150 |

## ÍNDICE DE CUADROS

|  |     |
|--|-----|
| Cuadro 2.1:1. Tasa de ocurrencia de fallas en equipos eléctricos.[4] ..... | 25  |
| Cuadro 4.4:1 (ENS) Relés electromecánicos .....                            | 120 |
| Cuadro 4.4:2 (ENS) Relés electrónicos .....                                | 120 |
| Cuadro 4.4:3 Promedio de ahorro .....                                      | 121 |
| Cuadro 4.4:4 Inversión total del proyecto .....                            | 122 |
| Cuadro 4.4:1 Análisis de costo- Relés electromecánicos.....                | 151 |
| Cuadro 4.4:2 Análisis de costo- Relés electromecánicos.....                | 151 |

## ÍNDICE DE ANEXOS

|   |     |
|---|-----|
| ANEXO 1: Símbolos de los relés según normas ANSI/IEC.....                             | 134 |
| ANEXO 2: Hardware en relés microprocesados multifuncionales .....                     | 147 |
| ANEXO 3: Designación de dispositivos eléctricos utilizados en las subestaciones. .... | 149 |
| ANEXO 4: Cálculos realizados- Análisis de costo.....                                  | 151 |
| ANEXO 5: Características de la descarga atmosférica.....                              | 152 |

# RESUMEN

Análisis y descripción de los dispositivos electrónicos empleados en la protección de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

Darío Javier Valarezo Eras

darval87j@gmail.com

Universidad Politécnica Salesiana

**Resumen**—El presente documento tiene un carácter general con la intención de conocer las diferentes protecciones existentes, con el fin de obtener una recomendación de los tipos de protección a utilizar. Así también cómo coordinarlas según el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) en la que se vaya a incorporar las protecciones y el tipo de posición: línea, transformador, barras, generador.

El objetivo de las protecciones es conseguir la máxima seguridad, flexibilidad y continuidad de servicio con los mínimos costos de inversión y operación que satisfagan los requisitos del Sistema Eléctrico de Potencia. Para ello, se debe poseer unos sistemas de protección que les ayuden a realizar su cometido.

**Abstract**— This document is of a general nature intended to know the different existing protections, to get a recommendation from the types of protection used. Well how you coordinate according to the Electric Power System (EPS) in which it is to incorporate protection and the type of position: line, transformer, bars, generator.

The purpose of protection is to achieve maximum security, flexibility and continuity of service with minimal investment and operating costs that meet the requirements of the electrical power system. To do this, you must have protection systems that help them perform their duties.

**Índice de Términos**— *Colapso, Estado de emergencia, Líneas de Transmisión, Perturbaciones, Protección principal, Protección de Respaldo, Impedancias, Relé Sistemas de Protección.*

## **INTRODUCCIÓN**

A medida que la tecnología avanza y acompaña las necesidades de la sociedad en temas de vivienda, calidad de vida, industria, entre otros. Los sistemas eléctricos evolucionan cada vez de forma más eficiente y confiable con el fin de satisfacer dichas necesidades. Los desarrollos de ingeniería y sus aplicaciones sobre los sistemas eléctricos también evolucionan, ya que plantean desafíos y generan áreas de investigación para las comunidades académicas, científicas y empresariales. En la actualidad, los esfuerzos por superar estos desafíos revelan la importancia de extraer el mayor provecho de la información que se dispone, así como las ventajas que tenemos al momento de proteger los sistemas eléctricos de potencia contra futuras eventualidades.

Precisamente este proyecto de tesis constituye un aporte en la integración de técnicas de análisis y descripción de los dispositivos electrónicos, que son utilizados para la protección de sistemas eléctricos. Además resalta la importancia del uso de relés electrónicos en un área de gran impacto sobre la operación de sistemas eléctricos de potencia como la de los sistemas de protecciones. De igual manera, propone un enfoque diferente sobre el proceso de análisis y ajuste de ciertas funciones de protección asociadas a elementos propios de un SEP.

# **CAPÍTULO I**

## **INTRODUCCIÓN A LA PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA**

En este capítulo se pretende dar una visión general de los elementos que componen la estructura de un sistema eléctrico de potencia al considerar las ventajas que presenta el uso de un relé de protección electrónico. Así mismo se prevé establecer las consideraciones más importantes que se debe tener en cuenta al momento de desarrollar una descripción de los mismos. Además se realizó una breve reseña histórica del uso de la energía eléctrica y su masificación comercial por parte del hombre para mejorar la calidad de vida.

### **1.1 Descripción del sistema eléctrico de potencia.**

La electricidad es la forma de energía más utilizada por los diferentes actores que intervienen en la sociedad de consumo. La electricidad es una forma de energía relativamente fácil de producir en grandes cantidades, de transportar largas distancias y de transformarla en diferentes tipos de energía. Está presente en casi todos los procesos industriales conocidos y prácticamente en todas las actividades humanas, por lo que se le atribuye la definición de elemento insustituible.

Sin embargo, la historia de la tecnología eléctrica no es de las más antiguas y solo data del último tercio del siglo XIX. Esta tecnología se desarrolla a partir de la base científica, experimental y teórica, que sobre la electricidad se había investigado y formulado a lo largo de ese siglo.

En 1871, Gramme presenta la primera dinamo industrial movida por una máquina de vapor, lo que supuso disponer de electricidad en forma de corriente continua, en cantidades abundantes y sustituir así a las pilas inventadas por Alessandro Volta en 1800, las cuales eran las únicas fuentes de electricidad hasta esa fecha.

Otro evento que marcó esta época ocurrió el 4 de Septiembre de 1882. En esta fecha, Thomas A. Edison utilizó seis generadores de corriente continua y unas 7 200 bombillas



para iluminar la calle Pearl, en Nueva York. Este acontecimiento fue reconocido como el primer sistema de distribución de energía eléctrica utilizada para alumbrado público.

Desde ese momento quedó claro el enorme potencial técnico y económico que la energía eléctrica tiene. La carrera por su control y uso fue imparable, de ahí que ese mismo año, L. Gaulard y J. Gibbs presentaron la primera patente de un transformador, la misma que años después en 1 885 fue comprada por George Westinghouse. Al año siguiente, en 1886, G. Westinghouse realizó el primer sistema de alumbrado público en corriente alterna en Great Barnington y fundó su empresa (Westinghouse Electric and Manufacturing Co) para el desarrollo y utilización de la electricidad en corriente alterna. Para 1 888, Nikola Tesla inventó el primer motor de inducción, luego Westinghouse compró su patente y contrató a Tesla.

En los años 1888 y 1889 se vivía una apasionada guerra tecnológica y comercial entre los defensores de la corriente alterna y la continua. Cada quien competía con sus falencias y virtudes, lo que marcó el crecimiento de los sistemas eléctricos a la par del avance tecnológico de la sociedad, hasta el punto de considerar el consumo de energía eléctrica como un indicador de desarrollo económico de un país. [1],[2]

La importancia de la energía eléctrica en el mundo moderno ha hecho imperiosa la necesidad de que se desarrollen nuevos recursos eléctricos a corto plazo y se mejoren los ya existentes, para cumplir con los objetivos básicos de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

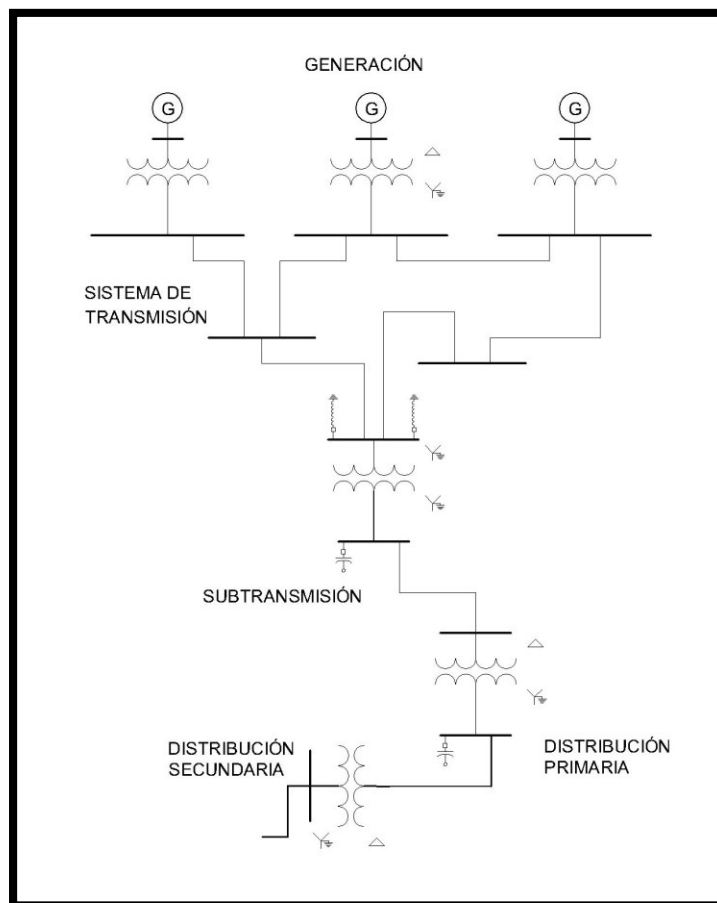
Se ha determinado que los objetivos de un SEP pueden resumirse en los siguientes[3]:

- a) Generar Energía Eléctrica en cantidades suficientes y en los lugares más adecuados.
- b) Transmitir la energía eléctrica a cada consumidor de la mejor manera técnica y económicamente posible.
- c) Distribuir la energía eléctrica a cada consumidor de la mejor manera técnica y económica posible.

Desde el punto de vista de diseño, un Sistema Eléctrico de Potencia requiere:

- a) Suministrar energía eléctrica prácticamente en cualquier lugar que se necesite dentro del área de servicio del SEP.
- b) Tener suficiente capacidad para suministrar las cargas variables de potencias activa y reactiva.
- c) Suministrar la energía eléctrica de modo que cumpla con los requerimientos de calidad de servicio, determinados por frecuencia constante, tensión constante y alta confiabilidad.
- d) Mínimo costo, tanto económico como ecológico.

El SEP está constituido básicamente por un generador, una línea de transmisión y una carga o consumidor. Ver figura 1:1.



**Figura 1:1** Sistema Eléctrico de Potencia.[3]

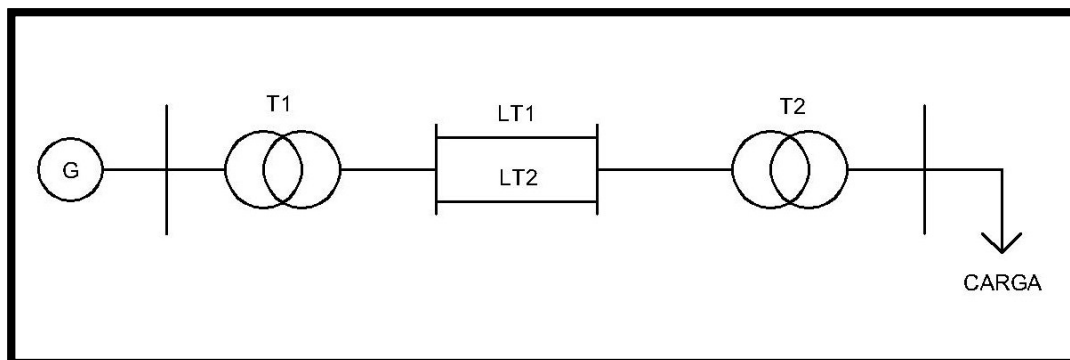
**Fuente:** G. E. Harper, *Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores*.

## 1.2 Características generales de un sistema eléctrico de potencia.

Los sistemas eléctricos de potencia varían en su tamaño, capacidad y componentes estructurales. Sin embargo, todos ellos tienen las mismas características básicas:

- Están comprendidos de sistemas trifásicos en corriente alterna que funcionan esencialmente con frecuencia constante de 60Hz.
- Se utilizan máquinas sincrónicas para la generación de electricidad. Los motores convierten las fuentes primarias de energía a energía mecánica, para luego ser convertida en energía eléctrica por medio de los generadores sincrónicos.
- Transmitir potencias sobre distancias significativas hacia los consumidores de un área. Esto requiere un sistema de transmisión que comprende subsistemas que funcionan a diferentes niveles de voltaje.[3],[4]

En la Figura 1.2:1 se ilustra los elementos básicos de un sistema de potencia. La energía producida en centrales eléctricas (G) es transmitida a los consumidores por una red compleja de componentes individuales, que incluye líneas de transmisión y estaciones transformadoras (T). Una estación transformadora comprende un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos como por ejemplo transformadores y dispositivos de corte o switcheo, que tienen la función de modificar parámetros de potencia eléctrica (voltaje y corriente). Esta transformación se la realiza con el objeto de disminuir las pérdidas por transmisión y posibilitar la distribución.[2]



**Figura 1.2:1** Elementos básicos de un sistema de potencia.

**Fuente:** Elementos Básicos de un Sistema de Potencia, Apuntes clases SEP 1.

Comúnmente se clasifica a la red de transmisión en los siguientes subsistemas:

- Sistemas de transmisión.
- Sistemas de subtransmisión.
- Sistemas de distribución.

El sistema de transmisión forma la espina dorsal del sistema integrado de potencia y funciona a niveles de tensión altos (138 [kV], 230[kV], 500[kV] en el Sistema nacional de Transmisión ecuatoriano). Los voltajes de generación generalmente se encuentran dentro de la gama de 11 a 35 (kV) y la potencia es transmitida a las subestaciones donde los voltajes son reducidos al nivel de subtransmisión (típicamente entre 34,5 a 69 [kV]).[5]

Además, se sabe que los sistemas de transmisión, en nuestro país, tienden a ser utilizados al máximo de su prestación. Esto es así no solamente porque las nuevas formas organizacionales del sector eléctrico tienden a disminuir las grandes inversiones en equipamiento primario, sino también por su elevado costo y recuperación de lo invertido a largo plazo.

El sistema de distribución representa la etapa final de la transferencia a los consumidores finales. El voltaje de distribución es típicamente entre 13,8 y 22 [kV]. Los pequeños clientes industriales son suministrados por alimentadores primarios a este nivel de voltaje. Para terminar, los alimentadores secundarios de distribución suministran a los clientes comerciales o residenciales con voltajes de 120/240 [V].

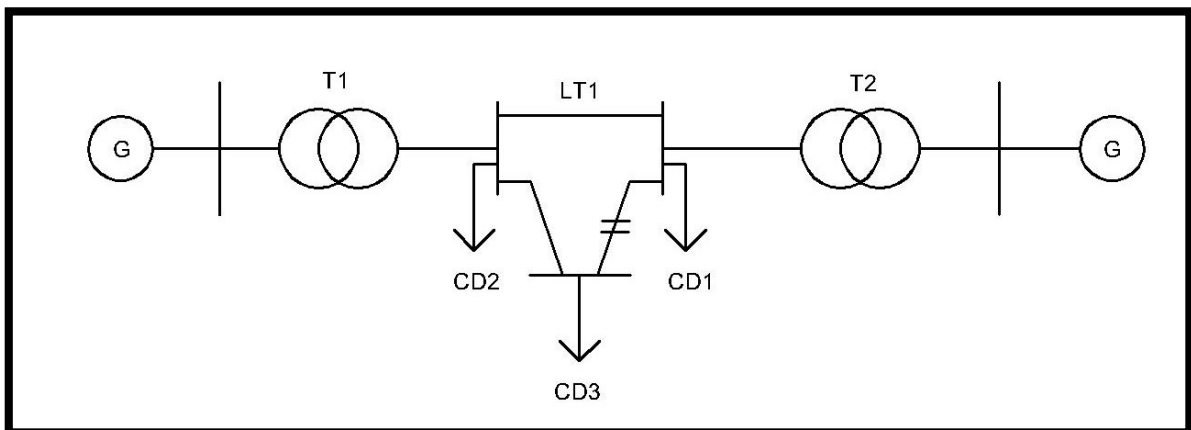
Por otro lado, los sistemas eléctricos están expuestos a diferentes contingencias tales como: sobrevoltajes debidos a descargas atmosféricas, sobrevoltajes de maniobras de interruptores en las redes, pérdidas de carga, cortocircuitos, entre otros. Las fallas pueden ser internas, es decir propias del sistema, o externas. En cualquier caso se debe proteger convenientemente al sistema ya que se pueden tener consecuencias graves.

Una falla no solo puede ocasionar la interrupción del servicio en una zona específica, sino que también puede ocasionar fallas mayores que desencadenarían en pérdida de

sincronismo en generadores y fallas generales. Además de las interrupciones, se pueden destruir equipos o instalaciones que pueden resultar sumamente costosos sus valores de reposición.

### 1.2.1 Sistema enmallado

Es un sistema en el cual los nodos están conectados a través de varios caminos.



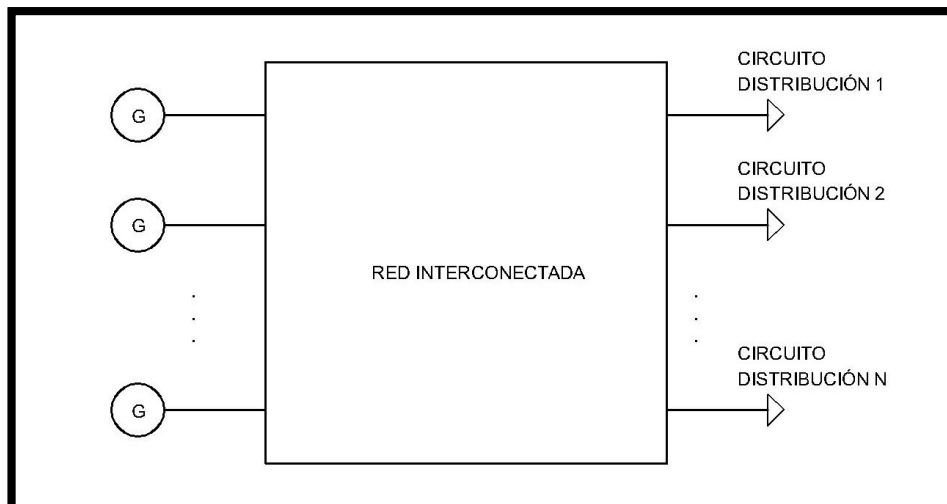
**Figura 1:2:2.** Elementos de un Sistema de Potencia enmallado.

**Fuente:** Elementos Básicos de un Sistema de Potencia, Apuntes clases SEP 1.

Entre las ventajas del sistema enmallado se tienen:

- Alta confiabilidad en la alimentación de los usuarios.
- Gran fortaleza eléctrica a las posibles contingencias.
- Disponibilidad de recursos propios.

Un sistema enmallado o interconectado se representa de forma general de la forma mostrada en la figura 1.2:3.



**Figura 1.2:3.** Representación de una red interconectada.

**Fuente:** *Elementos Básicos de un Sistema de Potencia, Apuntes clases SEP 1.*

### 1.3 Estructura de un sistema de protección.

Las protecciones eléctricas son dispositivos que tienen como objetivo principal detectar condiciones anormales en la operación de un SEP y tomar en forma automática las medidas que se requieran para aislar los elementos en falla del sistema eléctrico.

En el caso de desperfectos en equipos eléctricos, la medida será retirarlos del servicio y, en el caso de fallas en el sistema eléctrico, será necesario aislar el sector que produce la anomalía. Las protecciones no son requeridas en condiciones normales pero deben estar disponibles inmediatamente para manejar condiciones intolerables para el sistema y así evitar daños mayores o suspensiones del servicio.

Los elementos constitutivos básicos de las protecciones eléctricas son los relés de protección, que en algunos casos son dispositivos relativamente simples y en otros casos son verdaderas computadoras dedicadas. Simples o complejos, en todos los casos los relés hacen cálculos y comparaciones.

Los relés de protección no llevan a cabo su tarea aislada entre sí, sino que están coordinados. Esta coordinación es realizada mediante programas de ajuste (setting) y /o a

través de enlaces físicos. Por esa razón se habla de sistemas de protección y se trata a éste como un concepto muy importante que hace referencia a la filosofía con la que deben hacerse los estudios y los análisis de comportamiento.

El objetivo de los sistemas de protección es disminuir al máximo los posibles efectos de las perturbaciones que aparecieran en los sistemas eléctricos de potencia, mediante la apertura de interruptores asociados con dichos sistemas de protección. Rigurosamente hablando, los sistemas de protección son sistemas que ejercen funciones de control en las redes.

Con el notable crecimiento de los sistemas eléctricos en los últimos años, el aumento de interconexión, el alto costo del equipo instalado y las exigencias cada vez mayores de un suministro de energía eléctrica seguro y de óptima calidad, la técnica de las protecciones eléctricas ha debido necesariamente perfeccionarse en forma paralela, pues, son ellas en gran parte responsables de esas características deseables. Por esto un diseño cuidadoso del sistema de protecciones y la elección adecuada de sus componentes es considerado hoy en día de una importancia fundamental en la operación de los sistemas eléctricos.[6]

### **1.3.1 Consideraciones técnicas**

Todos los sistemas eléctricos ya sean industriales, residenciales o de servicio público, tienen el propósito común de suministrar energía eléctrica a los equipos que la utilizan de forma más segura, confiable y económicamente factible. Es decir, se requiere contar con un sistema eléctrico de buena calidad y sin interrupciones. En efecto, la sociedad moderna presenta una gran variedad de usos y también de usuarios de la energía, a tal punto que para algunos de ellos llega a ser de vital importancia contar con una buena continuidad del servicio eléctrico. A modo de ejemplo se puede citar los ascensores de grandes edificios, los pabellones quirúrgicos (incubadoras y otros equipos de los hospitales), las redes de computación, los hornos de la minería, los sistemas de ventilación de galerías subterráneas y una larga lista de equipos que dependen directamente de la energía eléctrica.

Dentro de los aspectos generales que caracterizan una buena calidad del servicio se encuentran la adecuada regulación de voltaje (3-5%) y de frecuencia (banda de  $\pm 0.2$  [Hz]), además de una cantidad de interrupciones mínima.[5], [7]

El tema de las protecciones es tan básico para la seguridad y confiabilidad del suministro de energía, que debería ser muy considerado desde el inicio de cualquier proyecto y no ser relegado a un segundo plano (luego de que se hayan fijado las demás características del SEP). Considerarlo así, resulta en un sistema de protecciones bien integrado, capaz de ser adecuadamente coordinado y lo suficientemente flexible como para acomodarse a las futuras expansiones del sistema.

### 1.3.2 Consideraciones económicas

Por lo general, el costo del sistema de protecciones es bastante pequeño comparado con el costo del SEP completo. Se estima entre 0,5 y 10% de la inversión total, mientras más pequeño sea el sistema eléctrico el porcentaje aumenta. Aún así, el costo de las protecciones puede minimizarse al diseñar un sistema simple que garantice obtener y conservar una buena protección, lo que a su vez permite disminuir el costo del servicio y evitar la necesidad de efectuar complejas y costosas pruebas.[8]

Durante la operación, las protecciones tienen incidencia sobre dos aspectos de orden económico, a saber:

- **Continuidad del servicio:** a mayor continuidad, mayores son las ventas de energía y, en consecuencia, los ingresos de todos los agentes que venden energía en el sistema. También representa mayor producción para aquellas empresas que tienen como principal insumo la electricidad.
- **Despeje de fallas:** en la medida que las fallas sean despejadas en forma oportuna y rápida, los daños en los equipos e instalaciones serán menores y los costos de reparación y tiempos de paralización serán reducidos al máximo.



### **1.3.3 Características de los sistemas de protección**

Las características de un sistema de protección se analizan principalmente bajo el punto de vista de su operación en condiciones de anormalidad. Las principales son las que se indican a continuación.[9]

#### **1.3.3.1 Confiabilidad y Seguridad.**

Es la característica que permite garantizar la operación de las protecciones cada vez que se produzca una falla. Para complementar esta definición se puede agregar que es la característica del relé o del sistema de protecciones que le permite actuar correctamente cuando es requerido y evitar operaciones innecesarias. Cuando se presenta la anormalidad, las protecciones deben estar en condiciones de operar correctamente. En algunos casos, es posible que ciertos equipos sean requeridos muy pocas veces durante su vida útil, pero aún en estas condiciones deberán operar en forma correcta. Para lograr esta cualidad se debe recurrir a diseños simples con componentes robustos y de buena calidad, que sean periódicamente sometidos a mantenimiento para comprobar que se encuentran bien calibrados, bien conectados y que las órdenes que emitan sean cumplidas por los sistemas de control.

#### **1.3.3.2 Selectividad.**

Es la cualidad de las protecciones que permite discriminar la ubicación de la falla, con el objeto de aislar exclusivamente el equipo averiado y mantener en servicio lo que no sea imprescindible desconectar. De este modo se obtiene la máxima continuidad del servicio con un mínimo de desconexiones.[10]

#### **1.3.3.3 Rapidez.**

Es conveniente que las protecciones operen en el mínimo tiempo posible y disminuir con ello la duración de la falla, las perturbaciones al resto del sistema y los consecuentes daños a los equipos. La rapidez redundante también en una mayor efectividad de las reconexiones automáticas y mejora la estabilidad del sistema. Aunque es deseable la operación instantánea de las protecciones, muchas veces esta cualidad debe sacrificarse con el objeto de mejorar otros aspectos tales como la selectividad. La temporización debe ser compatible con los límites de resistencia de los equipos a las fallas consideradas y, su empleo para

obtener selectividad debe estar asociado a otra característica que siempre debe considerarse, la economía.

#### **1.3.3.4 Exactitud.**

Las protecciones deben operar con la mínima desviación respecto de la magnitud teórica de ajuste. La exactitud se expresa como un error de medida, es decir, como la razón entre el valor de operación y el valor teórico de ajuste. Las desviaciones máximas aceptadas varían entre un 5 y un 10%, según el caso.[11]

#### **1.3.3.5 Sensibilidad**

El sistema de protecciones y sus elementos asociados debe ser capaz de detectar la falla de mínimo nivel que ocurra dentro de su zona de operación, o la menor variación de la magnitud que controla respecto de la magnitud de referencia o ajuste. Esto no siempre es posible en la práctica. Por ejemplo, en períodos de sequía o en la época de verano, cuando cae una fase a tierra (pavimento) se producen fallas de muy baja corriente, las que pueden no ser detectadas por las protecciones (fallas de alta impedancia).

Al considerar en su conjunto a las distintas protecciones de un SEP es conveniente presentar algunas características adicionales, que es necesario tener presentes y que influyen en la confiabilidad del sistema.

- ***El sistema de protección:*** puesto que no es posible satisfacer plenamente cada uno de estos requerimientos en forma simultánea, se deben adoptar algunas soluciones de compromiso. En general se otorga mayor atención a aquellos problemas que de acuerdo a la experiencia es posible que ocurran. De aquí que se diga que el tema de las protecciones tiene mucho de técnica pero es también un arte. De hecho, diferentes especialistas que utilizan una lógica razonable pueden llegar a soluciones significativamente diferentes para un mismo problema.
- ***El mantenimiento:*** independientemente de la calidad del sistema de protección, un mantenimiento periódico debe ser ejecutado. Esto incluye la prueba de esquemas de comunicación, alarmas y relés. Un mal diseño o mantenimiento dan como resultado una baja confiabilidad del sistema.

- ***Flexibilidad bajo diferentes condiciones de servicio y extensiones de la red:*** ya que toda la red cambia durante su tiempo de vida es importante que el equipo de protección sea escogido después de la medición principal y que tenga ajustes para permitir el desarrollo de la red.
- ***Ambiente:*** el lugar puede afectar la confiabilidad del sistema: el clima tropical y frío, el ambiente pesado y contaminado, entre otros. Estos ambientes dan una confiabilidad inferior que puede ser deteriorada por un ajuste incorrecto, lo que ocasionaría la desconexión innecesaria de ciertas partes de la red.[12]

#### **1.3.3.6 Ajuste de los relés de protección**

La medición de parámetros para la correspondiente actuación de los relés claramente puede ser deteriorada por un ajuste incorrecto, lo que ocasionaría la desconexión innecesaria de ciertas partes de la red.[13]

#### **1.3.4 Métodos para determinar ocurrencia de anomalías**

El funcionamiento anormal de un sistema o de alguno de sus componentes se puede detectar por los fenómenos físicos que se presentan en éstos. A continuación se analizarán brevemente los fenómenos “mensurables”<sup>1</sup> que pueden aparecer al ocurrir anomalías.

##### **1.3.4.1 Aumento de la corriente**

Uno de los efectos más característicos de un cortocircuito es el aumento excesivo del valor de la corriente por sobre el valor nominal correspondiente al equipo afectado por la falla. Esta característica proporciona el método más simple para desarrollar un esquema de protección, conocido con el nombre de protección de sobrecorriente. Cualquiera de las formas de relés básicos del tipo electromecánico o estático (incluye a los fusibles) pueden servir con tal objeto.

---

<sup>1</sup> Mensurables.- Factibles de medir.

#### **1.3.4.2 Disminución de voltaje**

Se le usa ampliamente para proteger motores y aparatos que pueden sufrir daños al trabajar con voltajes inferiores al nominal. También se emplea en relés de verificación para deshabilitar circuitos de partida de motores que requieren la atención de un operador para iniciar la marcha.

#### **1.3.4.3 Aumento de voltaje**

El aumento de voltaje sobre su valor nominal es, en general, peligroso para todos los componentes de un sistema eléctrico y en especial para las máquinas. El problema del sobrevoltaje radica en que los equipos de un sistema poseen aislamiento con capacidad limitada para soportar los esfuerzos dieléctricos. La causa más común de sobrevoltajes de componente fundamental (60 [Hz]) proviene de la sobreexcitación de generadores. También es posible que se presenten sobrevoltajes debidos al “efecto Ferranti”<sup>2</sup>, que es producido en las líneas de alto voltaje con un bajo nivel de carga o en vacío.

#### **1.3.4.4 Aumento de la temperatura**

El aumento de temperatura se emplea para proteger contra sobrecarga a las máquinas. La protección consiste fundamentalmente en alimentar con corriente a un dispositivo que dispone de un calefactor, que en conjunto, tiene la misma constante de tiempo de calentamiento de la máquina. Al ajustarse este dispositivo para operar a cierta temperatura, su funcionamiento es independiente del valor instantáneo de la corriente y en consecuencia permite la operación de la máquina en régimen de sobrecarga no peligrosa, es decir sobrecarga controlada.

#### **1.3.4.5 Comparación de corrientes**

En las zonas de un sistema donde no hay consumos, la corriente que entra y la que sale debe cumplir una relación bien definida. Si el acoplamiento es capacitivo, la razón es 1:1.

---

<sup>2</sup> El efecto Ferranti es una sobretensión producida en una larga línea de transmisión, relativa a la tensión al final de la misma, que ocurre cuando esta está desconectada de la carga, o bien con una carga muy pequeña.

Si es inductivo es inversa a la razón de voltajes al despreciar las pérdidas. Al ocurrir un cortocircuito en estas zonas se pierde la relación anterior, lo que se usa en las denominadas “protecciones diferenciales”<sup>3</sup> que se aplican en equipos tales como: generadores, transformadores, líneas, entre otros. En forma similar, al comparar corrientes que entran a una línea de doble circuito, se han desarrollado las protecciones denominadas de corrientes balanceadas.

#### **1.3.4.6 Variaciones de flujos de potencia**

La variación de la magnitud y el sentido de la potencia se pueden usar en forma combinada o por separado. La variación del sentido de la potencia se usa en ciertos casos para impedir el trabajo de un generador como motor (se previene la “motorización”<sup>4</sup> de un grupo generador por ejemplo). Estas protecciones se denominan de “potencia inversa”<sup>5</sup>. La variación de magnitud se usa en protecciones de sobrepotencia activa o reactiva cuando se desea, por ejemplo, independizar un pequeño sistema que se encuentra conectado a otro de mayor capacidad y cuyas fuentes de generación se han desconectado. Con esto se evita perder el servicio en el sistema más pequeño al desconectarse por sobrecarga. De la misma forma se pueden usar protecciones de sobrepotencia reactiva capacitiva”[3], para evitar mantener energizadas líneas de alto voltaje en vacío (efecto Ferranti).

#### **1.3.4.7 Disminución de la impedancia o reactancia**

Mediante la información de voltajes y corrientes de circuitos o elementos auxiliares, se alimentan protecciones que miden en todo instante la impedancia y/o reactancia por fase en el sentido de su operación, las mismas que actúan cuando ésta baja de cierto valor conforme a su curva característica. La impedancia o reactancia (que se puede medir en un punto dado del sistema) es el valor que resulta de sumar los parámetros del mismo en el sentido del flujo de la potencia y del consumo. Al quedar cortocircuitado este último, se produce una

---

<sup>3</sup> Protección diferencial.- Dícese de la protección que basa su funcionamiento en la comparación del vector de corriente en dos partes de un circuito, primario y secundario.

<sup>4</sup> La motorización de un generador ocurre cuando su potencia de generación es menor, a las pérdidas de generación en vacío siempre y cuando siga conectado al sistema.

<sup>5</sup> Normalmente la energía fluye del generador hacia la carga. Sin embargo, en aplicaciones en donde hay varios generadores trabajando en paralelo puede ocurrir que uno de ellos empiece a trabajar no como generador sino como motor. Entonces para proteger los generadores de este efecto se colocan protecciones de potencia inversa.

disminución del valor medido que bien podría ser el valor de ajuste para la protección. A estas protecciones se les denomina direccionales de distancia y se les usa ampliamente en la protección de líneas de transmisión.

#### **1.3.4.8 Aparición de componentes de secuencia cero**

Mediante la conexión de transformadores de medida en forma adecuada es posible obtener corrientes y voltajes de secuencia cero (residuales) en sistemas conectados a tierra. Al producirse fallas con retorno por tierra, éstas magnitudes pueden alimentar relés de protección que operan de acuerdo a sus características y en forma direccional. Es decir, sólo en un sentido del flujo de potencia que toma la falla. Cuando sólo se alimentan con corriente residual se les llama protecciones de sobrecorriente residual[3].

#### **1.3.4.9 Aparición de componentes de secuencia negativa**

Las componentes simétricas constituyen parte de un método de resolución analítica de circuitos polifásicos. Sin embargo, es posible separar las componentes de secuencia por medio del uso de los llamados “filtros de secuencia”. Estos filtros son combinaciones adecuadas de resistencias, bobinas y condensadores que entregan un voltaje o una corriente proporcional a la componente de secuencia específica que se busca. La componente de secuencia negativa es especialmente peligrosa en los rotores de las máquinas sincrónicas, ya que induce corrientes parásitas de doble frecuencia y provoca calentamiento. Las máquinas son bastantes limitadas en este aspecto, en especial las de rotor cilíndrico. En estos casos se usan filtros de secuencia negativa para proveer protección.[14]

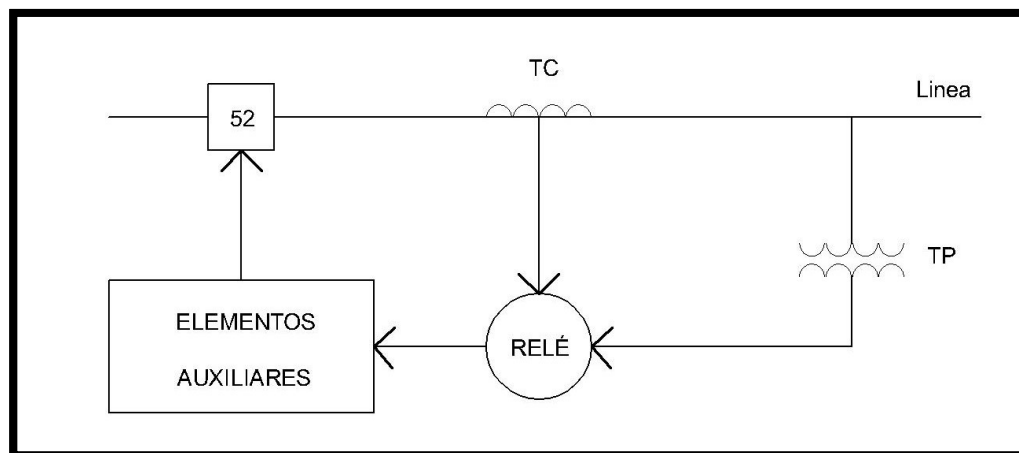
#### **1.3.4.10 Velocidad de variación de la impedancia**

Al ocurrir un cortocircuito, el valor de la impedancia entre los puntos de medida y de falla bajan instantáneamente al valor correspondiente del sistema incluido entre estos dos puntos. En cambio, al ocurrir perturbaciones, tales como oscilaciones de potencia, el valor de la impedancia varía en magnitud y fase en forma más o menos periódica. Esta particularidad se emplea en esquemas destinados a bloquear la orden de apertura de

interruptores comandados por protecciones que miden la impedancia y/o reactancia, donde resulta indeseable una apertura del sistema en condiciones de oscilaciones.

#### 1.4 Elementos de un equipo de protección.

El Sistema de Protección es el conjunto de elementos y de circuitos de control asociados que se encuentran interconectados o dependientes entre sí, cuya función es proteger a un equipo o a un conjunto de equipos. Este conjunto de elementos operará bajo condiciones predeterminadas, usualmente anormales, desconectando un elemento del SEP o emitiendo una señal en ambos casos. Bajo la perspectiva de esta definición y tratando de referirse siempre a los casos más generales, los componentes de un sistema de protección, tal y como se muestra en la Figura 1.4:1, son los siguientes:



**Figura 1:4:1.** Elementos de un equipo de protección.

**Fuente:** Apuntes de clases SEP I, Universidad Politécnica Salesiana.

##### 1.4.1 Batería de alimentación

La batería de alimentación es el elemento que garantiza la continuidad del suministro de la energía necesaria para el funcionamiento del equipo de protección. La alimentación del equipo de protección no puede realizarse directamente desde la línea. Si así se lo hiciera, una falla que dejase sin alimentación a la subestación o provocase una defectuosa alimentación de la misma, dejaría también fuera de servicio a todos los elementos y equipos de protección ubicados en ella. Ello implicaría graves consecuencias debido a que es precisamente en condiciones de falla cuando un equipo de protección debe actuar.

Por lo tanto, un equipo de protección debe contar con una fuente de alimentación propia que le permita operar en isla, sin depender de fuentes externas durante un tiempo suficiente. Generalmente las baterías de corriente continua están permanentemente conectadas de un cargador a la línea de corriente alterna de los servicios auxiliares de la subestación, y en el caso de alguna falla tener autonomía del orden de mínimo 10 horas.

#### **1.4.2 Transformadores de medida (t/m)**

Los transformadores de medida son los elementos que permiten obtener la información acerca de las condiciones de operación de un sistema de potencia, ya sea en forma de señales secundarias de corriente o de voltaje proporcionales a las magnitudes primarias. Bajo este término común se agrupan los transformadores de corriente (TC) y de voltaje (TP), con el fin de diferenciarlos de los transformadores comunes.

##### **1.4.2.1 Transformadores de voltaje (TP)**

Son los transformadores de medida utilizados para reducir los voltajes primarios del SEP (normalmente del orden de los [kV]) a voltajes secundarios de rangos normalizados (115-120 [V]), en forma directamente proporcional[3]. El transformador de voltaje se define en términos de la máxima carga (o burden) que es capaz de entregar sin exceder los límites de error de razón y de ángulo especificados.

##### **1.4.2.2 Transformadores de corriente (TC)**

Son los transformadores de medida destinados a entregar una corriente secundaria proporcional a la que circula por su enrollado primario. Este enrollado está conectado en serie con el circuito que se pretende medir. En cualquier caso, su impedancia es despreciable comparada con la del circuito de potencia.

Se construyen como elementos monofásicos, cuyo primario tiene muy pocas espiras (normalmente una sola). El núcleo puede ser de material ferromagnético o de aire. En el primer caso poseen una potencia de salida importante, por lo que son aptos para usar con



relés electromecánicos. Sin embargo, no existe una proporcionalidad total entre las corrientes de los enrollados primario y secundario debido a las características no lineales de los materiales utilizados en el núcleo.

### **1.4.3 Interruptores de poder (52)**

Dispositivos que cumplen con la función de aislar o desconectar los equipos, ya sea por operación de las protecciones o de las personas que manejan el sistema eléctrico. Se denominan interruptores de poder para diferenciarlos de otros dispositivos que no son capaces de interrumpir un circuito en condiciones de falla por no tener la capacidad de ruptura necesaria, aun cuando están diseñados para aislar partes del circuito. En medio y alto voltaje la operación de un interruptor obedece a la señal de un relé encargado de vigilar la correcta operación del sistema eléctrico donde está conectado. La apertura de los contactos del interruptor es comandada por un circuito de control, que una vez recibida la señal del relé, energiza el mecanismo encargado de abrir los contactos. Los equipos de control asociados con la operación de interruptores de potencia tienen la misma importancia desde el punto de vista de mantención y de selección que la parte de potencia (contactos principales y auxiliares, cámara de apagado de arco).

El diseño de interruptores es difícil puesto que deben cumplir condiciones extremas de operación y depender de las circunstancias. Deben conducir la corriente en la mejor forma posible cuando están cerrados, sin introducir pérdidas ni calentamiento de importancia. Cuando están abiertos, en cambio, deben impedir totalmente el paso de la corriente sin presentar fugas de importancia. El principio básico de funcionamiento es bastante simple; un contacto que se encuentra fijo y un contacto móvil que se separa de éste en forma rápida para crear un espacio no conductor entre ellos. La separación se logra, generalmente, por la acción de un resorte que se comprime con la ayuda de un motor auxiliar. El cambio de estado debe ser muy rápido, aunque no instantáneo, para no generar sobrevoltajes excesivos en el SEP.[15]

#### **1.4.4 Relé de protección**

El relé de protección, que usualmente es denominado simplemente relé o protección, es elemento más importante del equipo de protección. En un sentido más comprensible se dirá que viene a tomar las funciones del cerebro, ya que es el que recibe la información, la procesa, toma decisiones y ordena la actuación en uno u otro sentido.[16]

Para realizar todo ello, con independencia de la tecnología empleada para su construcción, una protección desarrolla internamente tres etapas fundamentales:

- Acondicionamiento de señales.
- Aplicación de funciones de protección
- Lógica de disparo.

Las protecciones necesitan datos que generalmente no pueden ser proporcionados por los transformadores de medida que las alimentan, de ahí que la primera etapa consiste en acondicionamiento de señales.

Una vez que la protección dispone de los datos que necesita procede a aplicar los criterios de decisión que se le hayan implementado. Los criterios de decisión se construyen mediante funciones básicas. La necesidad es convertir todas las señales que ingresarán al relé a un mismo nivel de tensión o corriente, para así precautelar la vida útil del relé y tener señales con valores reales.[17]

Los resultados proporcionados por las distintas funciones que integran la protección se analizan conjuntamente mediante la lógica de disparo, que es la responsable de tomar la decisión de cómo debe actuar la protección. Esta actuación se lleva a cabo mediante los circuitos auxiliares de control de los interruptores asociados al funcionamiento de la protección. La orden se transmite a través de los contactos que energizan los circuitos de disparo, de los interruptores que hayan sido definidos por la lógica de disparo como aquellos que son necesarios abrir para aislar la falla.

Así mismo, la protección gobierna otra serie de circuitos auxiliares de control que sirven, por ejemplo, para activar alarmas y llevar registros desde un despacho o central de maniobras.[18],[9]

#### **1.4.5 Equipos de comunicación asociados a las protecciones**

El progresivo aumento de las cargas en las redes eléctricas y los efectos de los cortocircuitos van imponiendo unos tiempos de eliminación de las fallas imposibles de obtener sin la utilización de protecciones del tipo cerrado; lo que es intercambio de información entre los extremos del elemento protegido.

En el caso de las líneas de transmisión, en la que sus extremos están a gran distancia, es necesario establecer enlaces de telecomunicación cuando el sistema de protección pueda considerarse compuesto por las siguientes partes:

- Equipo de protección.
- Equipo de teleprotección.
- Equipo de telecomunicación.[19]

#### **1.5 Estados de operación de un sistema de potencia y estrategias de regulación**

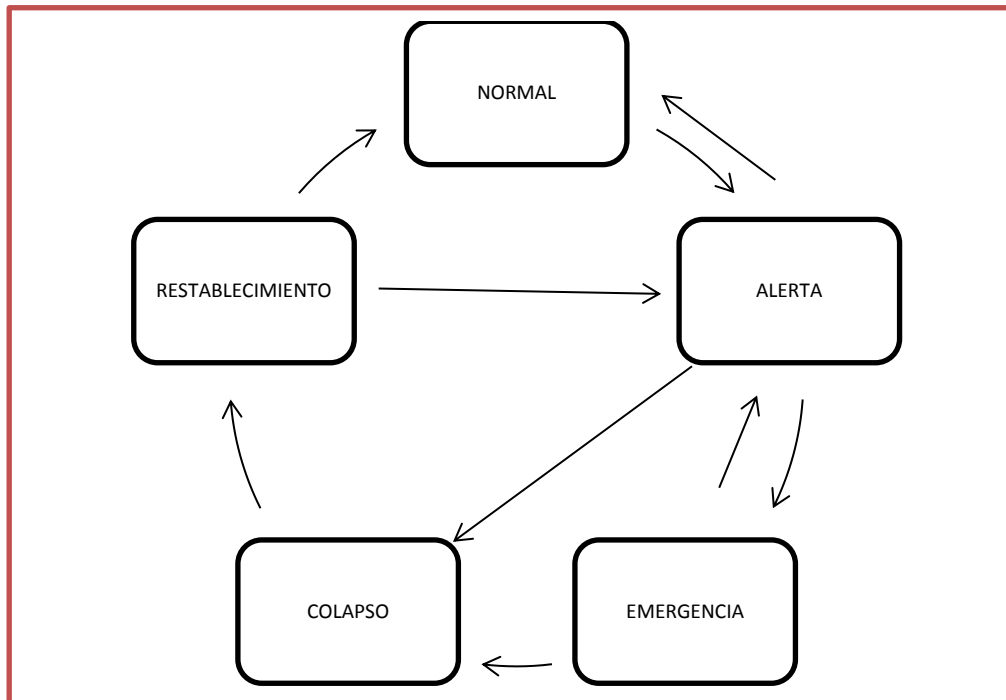
Con fines de analizar la seguridad del sistema de potencia y diseñar sistemas de control apropiados es de mucha ayuda clasificar conceptualmente las condiciones de operación del sistema en cinco estados: normal, alerta, emergencia, colapso y restablecimiento. En la Figura 1.5:1, se representan estos estados de operación y los caminos por los cuales la transición de un estado al otro puede ocurrir.

En **estado normal**, todas las variables del sistema están dentro de la gama normal y ningún equipo está siendo sobrecargado. El sistema funciona de una manera segura y es capaz de soportar (resistir) una contingencia sin violar cualquiera de los límites o niveles establecidos (voltaje y frecuencia nominal).

El sistema entra en **estado de alarma** si los niveles de seguridad caen debajo de un cierto límite, o si la posibilidad de una perturbación aumenta debido a condiciones meteorológicas adversas tales como el acercamiento de tormentas eléctricas. En este estado, todas las variables del sistema están todavía dentro de la gama aceptable y todas las restricciones están satisfechas. Sin embargo, el sistema ha sido debilitado a un nivel donde una contingencia puede causar una sobrecarga de equipo, lo que colocaría el sistema en un estado de emergencia. Si la perturbación es muy severa, el colapso (o la emergencia extrema) puede cambiar directamente del estado de alarma. Acciones preventivas, como cambios en la generación (despacho seguro) o aumento de la reserva, pueden ser tomados en cuenta para restaurar el sistema a un estado estable o de condiciones iniciales. Si los pasos antes mencionados no tienen éxito, el resto de sistema tomará el estado de alerta.

El sistema entra en **estado de emergencia** si una perturbación suficientemente grande ocurre cuando el sistema está en estado de alerta. En este estado, los voltajes en algunas barras son bajos y/o las cargas exceden los rangos de emergencia establecidos a corto plazo. El sistema está todavía intacto y puede ser restaurado al estado de alerta por la iniciación de acciones de control de emergencia, como por ejemplo: la eliminación de la falla, el control de excitación, el cambio ligero de la generación, recuperación de generación y esquemas de alivio de carga. Si las medidas descritas anteriormente no son aplicadas o son ineficientes, el sistema puede estar en **colapso**. El resultado recae en constantes interrupciones y posiblemente el disparo de alguna parte principal del sistema. Las acciones de control, como el alivio de carga y la separación controlada de áreas del sistema, están apuntadas a preservar el sistema de posibles apagones extendidos.

El **estado de restablecimiento** representa una condición en la cual la acción de control está siendo tomada para unir (conectar) de nuevo todas las instalaciones, restaurar la carga y la operación del sistema. Entonces, el sistema pasa de este último al estado de alarma o al estado normal, según las condiciones de sistema.[20],[21]



**Figura 1:5:1.** Estados de operación de un sistema de potencia.

**Fuente:** M. V. F. Soria, *EVALUACIÓN DEL COSTO - BENEFICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA NO SERVIDA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO DURANTE EL PERÍODO 2007-2008*

## CAPÍTULO II

### INTRODUCCIÓN A LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

En este apartado de la investigación se tratará temas relacionados con las exigencias regulatorias (calidad, seguridad y confiabilidad) de las protecciones de un sistema eléctrico de potencia y se considerará la definición de ciertos criterios generales sobre perturbaciones. Así mismo se tomará en cuenta las consideraciones técnicas que un sistema eléctrico de potencia debe tener en cuenta al momento de empezar a operar a nivel país.

#### 2.1 Perturbaciones

De acuerdo a lo planteado en los párrafos anteriores, una de las cualidades esenciales de una distribución moderna de energía eléctrica es la continuidad del servicio. La importancia de las posibles consecuencias de una interrupción, aunque esté limitada a pocos minutos, puede ser considerable tanto para las industrias como para otro tipo de usuario. De aquí la conveniencia de analizar las anomalías que ocurren en los sistemas eléctricos. En relación con las consecuencias, las anomalías que pueden ocurrir en un sistema eléctrico se clasifican en fallas y perturbaciones. Cuyas diferencias aparecen en sus definiciones.

- **Falla:** condición que impide continuar la operación de uno o más componentes de un sistema y requiere la rápida acción de los esquemas de protecciones para no dañar a los equipos[21].
- **Perturbación:** condición que permite continuar la operación del sistema, pero que puede dañar ciertos equipos si se prolonga más de un tiempo determinado[21].

Tanto las fallas como las perturbaciones deben poder ser detectadas y discriminadas por las protecciones, ya que al ocurrir un defecto en un componente del sistema puede generar una perturbación para el resto. Al aislar el equipo fallado se elimina simultáneamente la

perturbación. Entre las fallas, las más comunes son los cortocircuitos. Otras que se pueden mencionar son y que los efectos se asemejan a los cortocircuitos son: la apertura de conductores, la pérdida de excitación de máquinas síncronas, entre otros. Entre las perturbaciones, las más comunes son los sobrevoltajes, las sobrecargas, las oscilaciones y los desequilibrios.[11]

### **2.1.1 Cortocircuitos.**

Un cortocircuito es la desaparición del aislamiento relativo de dos conductores de voltaje diferentes alimentados de la misma fuente, pero sin la presencia de una impedancia conveniente. El cortocircuito puede ser realizado por contacto directo, llamado también cortocircuito metálico (caso de dos conductores que se tocan o el toque de un conductor lanzado a una línea aérea). También puede ser causado por el deterioro o ruptura del aislante, como es el caso de arcos o fugas que se transforman en cortocircuitos.

Las causas de los cortocircuitos son múltiples. En la distribución en bajo voltaje se deben con mayor frecuencia al deterioro mecánico del aislante. En líneas subterráneas se deben principalmente a la ruptura del material aislante causado por movimientos del terreno, golpes de picota y filtración de humedad a través del envolvente de plomo deteriorado (corrosión química y electrolítica, retornos importantes de corriente por él cuando están vecinos a líneas de tracción eléctrica). En líneas aéreas, los cortocircuitos son mucho más frecuentes y en la mayoría de los casos se deben a ruptura o contaminación de las cadenas de aisladores, cortadura de conductores, balanceo de los conductores por la acción del viento y contacto accidental de la línea con cuerpos extraños.

Otras causas de cortocircuitos dignas de mencionar son: envejecimiento del aislamiento, daño de bobinados, falsas maniobras tales como apertura en carga de desconectores y puesta a tierra de líneas por trabajos. La forma de los cortocircuitos determina sus efectos y se pueden distinguir varios tipos (trifásico franco y con arco, bifásico, monofásico, entre otros). En cuanto a su duración, se pueden distinguir cortocircuitos permanentes y transitorios. A estos últimos, cuando se repiten en cortos intervalos, se los llama

intermitentes y es el caso, por ejemplo, de los originados por el balanceo de los conductores.

Las consecuencias de un cortocircuito se deben tanto a los efectos de la sobrecorriente como a los de las caídas de voltaje originadas por ésta. En general, las corrientes de cortocircuito alcanzan magnitudes mucho mayores que los valores nominales de los generadores, transformadores y líneas. Si se permite que estas corrientes circulen por un período prolongado pueden causar un serio daño térmico al equipo y problemas de estabilidad de funcionamiento en el SEP. En este aspecto, el tipo de cortocircuito más severo es el trifásico, que además de dar valores elevados de corriente, reduce a cero la capacidad de transmisión de una línea. A este le siguen los cortocircuitos, bifásico y finalmente el monofásico. En cambio, el tipo más frecuente es el monofásico (aproximadamente el 80% de los casos) y el menos frecuente es el trifásico (aproximadamente el 5% de los casos)[21].

De igual forma, se ha comprobado que de los diferentes equipos que conforman un sistema eléctrico de potencia, los que tienen mayor probabilidad de ocurrencia de falla son las líneas aéreas. La probabilidad de ocurrencia de fallas en ellas y en otros equipos se detalla en el Cuadro 2.1.1

| <b>Equipo</b>               | <b>Ocurrencia (%)</b> |
|-----------------------------|-----------------------|
| Líneas de transmisión aérea | 50                    |
| Cables                      | 10                    |
| Equipos de corte            | 15                    |
| Transformadores de poder    | 12                    |
| Transformadores de medida   | 2                     |
| Equipos de control          | 3                     |
| Otros                       | 8                     |

**Cuadro 2.1:1.** *Tasa de ocurrencia de fallas en equipos eléctricos.*[21]

**Fuente:** M. V. F. Soria, *EVALUACIÓN DEL COSTO - BENEFICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA NO SERVIDA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO DURANTE EL PERÍODO 2007-2008*

Dependiendo de la capacidad de generación, la distancia y la impedancia entre la fuente y el punto de falla, la sobrecorriente puede alcanzar una magnitud varias veces superior a la



corriente nominal de los equipos. Las consecuencias de esta sobrecorriente son múltiples, tales como: calor del arco o calor producido por el contacto en el cortocircuito que pueden fundir los conductores, carbonizar los aislantes u originar un incendio. No conviene despreciar tampoco el calentamiento producido por la corriente de cortocircuito, que se concentra en los puntos más débiles: uniones de líneas, contactos de desconectores, entre otros. Los efectos electrodinámicos de las corrientes de cortocircuito pueden producir deformaciones en las bobinas de los transformadores, en las barras y cables de poder.

A su vez, la disminución del voltaje ocasionada por los cortocircuitos trae como consecuencia la disminución de su capacidad de transferencia de potencia y, con ello, una baja de su estabilidad si se prolonga por algunos segundos.

### **2.1.2 Sobrevoltajes.**

Los sobrevoltajes en un SEP son peligrosos por qué:

Someten a los aislantes a esfuerzos que los envejecen y pueden llegar a destruirlos. En el caso de duración prolongada traen como consecuencia daños en los equipos tanto de los usuarios como de generación y transformación y, en caso de una falla del aislante, traen a su vez como consecuencia inmediata un cortocircuito.

El daño es en estos casos directamente proporcional al valor máximo del sobrevoltaje y de la velocidad con la cual se establece éste. Es así como sobrevoltajes de importancia media de dos a cinco veces la normal y de muy corta duración (algunos microsegundos) son capaces de perforar los aislantes porque su aparición es extremadamente rápida (se les llama de frente escarpado). De aquí la necesidad de consultar entre las pruebas dieléctricas de los equipos la llamada “prueba de impulso”<sup>6</sup>.

Estos sobrevoltajes se pueden producir por descargas atmosféricas o por apertura de líneas largas de alto voltaje.

---

<sup>6</sup> Prueba de Impulso es una tensión o una corriente transitoria aperiódica aplicada intencionalmente que habitualmente crece rápidamente hasta alcanzar un valor de cresta, y después decrece más lentamente hasta cero, con el fin de comprobar el aislamiento de un elemento.

### **2.1.3 Sobrecargas.**

Una línea o un equipo se encuentra sobrecargado cuando su corriente es superior a la nominal. Las sobrecargas son sobrecorrientes durables o breves según el caso. Las principales causas son:

- Los cortocircuitos que no se aíslan oportunamente.
- Los picos de consumos o de transferencia de potencia en líneas de interconexión, que pueden corresponder a sobrecorrientes superiores a 20 o 30%, durante un largo tiempo[21].
- Las sobrecorrientes originadas por desconexiones de circuitos en paralelo que se pueden prolongar hasta la reposición del circuito desconectado.

### **2.1.4 Oscilaciones**

Las causas más comunes de aparición de oscilaciones son las conexiones y desconexiones de circuitos del sistema. Esto se debe a que los generadores no toman instantáneamente el ángulo correspondiente a la carga, sino que después de un cierto número de oscilaciones amortiguadas (pudiendo en algunos casos perder su sincronismo). Efectos similares pueden producirse por una mala sincronización.

Además de los efectos eléctricos que es fácil suponer, las partes mecánicas de los alternadores y máquinas motrices pueden sufrir efectos graves por las oscilaciones de potencia.

### **2.1.5 Desequilibrios**

Por el uso de transformadores de distribución en conexión triángulo-estrella y estrella-zigzag, se obtiene una buena simetría y equilibrio en los voltajes y corrientes en los circuitos de alto voltaje. Por lo que en la práctica las cargas desbalanceadas en bajo voltaje no son la causa de desequilibrios de la red primaria. Cuando se producen desequilibrios es preciso determinar rápidamente su causa, pues constituye una anomalía muy peligrosa para el funcionamiento de las máquinas.

Dentro de las causas más comunes se pueden citar, las originadas por desconectadores o interruptores con una o dos fases abiertas y la ruptura de un conductor de una línea que no provocó un cortocircuito.

### **2.1.6 Estabilidad y sincronismo del sistema**

Un desbalance entre generación y carga iniciados por un transitorio que se da en algún lugar del SEP o en el rotor de la máquina sincrónica puede causar una aceleración o desaceleración, por los torques ejercidos en los rotores. Si estos torques son lo suficientemente grandes producen en los rotores unos giros violentos, lo que provoca que los polos se resbalen o rompan, de manera que pierden sincronismo[22].

El problema de estabilidad está relacionado con el comportamiento de las máquinas sincrónicas después de ocurrir una falla. Si la perturbación no involucra cambios en la potencia de la red, las máquinas deben regresar al estado original.

Si un desequilibrio entre el suministro y demanda es creada por un cambio en la carga, en la generación o en las condiciones de la red, es necesario un nuevo estado de operación. En todo caso, si el sistema es estable, todas las máquinas sincrónicas interconectadas deben mantenerse en sincronismo.[23]

El transitorio que se produce luego de una perturbación sobre el sistema es oscilatorio y se estabiliza si el sistema recupera la estabilidad. Las oscilaciones son reflejadas como unas fluctuaciones sobre los elementos del sistema.[24]

## **2.2 Sistema de protección**

La gran importancia de la función realizada por el sistema de protección hace aconsejable dotarlo de una estructura que impida que el fallo, de uno o cualquiera de sus equipos, deje desprotegido al SEP y desencadene una serie de consecuencias indeseables.

Un análisis técnico aconsejaría cubrir mediante equipos de respaldo el posible fallo de los equipos de protección principales. Sin embargo, consideraciones de tipo económico hacen

inviabile la utilización de equipos de respaldo en los casos que la experiencia muestra que la probabilidad de producirse una falla es mínima. Por el contrario, en casos como el de la protección de líneas aéreas que soportan estadísticamente alrededor del 90 % de las fallas que ocurren en un SEP, el establecimiento de sistemas de respaldo resulta imprescindible.[25]

Por esta razón, el sistema de protección de la red se estructura en base de:

**Protecciones primarias:** Las protecciones primarias son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falla en primera instancia. Están definidas para desconectar el mínimo número de elementos necesarios para aislar la falla.

**Protecciones de respaldo:** Las protecciones de respaldo son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falla en segunda instancia. Es decir, solamente deben operar en el caso de que hayan fallado las protecciones primarias correspondientes. Por esta razón es muy importante independizar entre sí las causas de fallo de la protección principal y de respaldo, de forma tal que nada que pueda producir el fallo de la protección principal y de la protección de respaldo. Usualmente esto se consigue empleando distintos elementos y circuitos de alimentación, control, entre otros.

Las protecciones de respaldo deben operar con retardo en tiempo respecto a las principales con el fin de dejarles tiempo suficiente para que puedan actuar. Una vez que se haya producido esta actuación, las protecciones de respaldo deben ser reinicializadas con el fin de impedir innecesarias aperturas de interruptores.[26], [27]

### 2.2.1 Condiciones que debe cumplir un sistema de protección

De acuerdo con lo expuesto, en cuanto a los diferentes tipos de anomalías que se pueden presentar y además que los esquemas de protecciones están íntimamente asociados con los circuitos destinados a ser comandados voluntariamente por los operadores de los equipos de potencia, los sistemas de protecciones deben cumplir las siguientes condiciones.[5]

### **2.2.1.1 Independencia de la operación del sistema eléctrico**

Los sistemas de protecciones deben ser, en lo posible, totalmente independientes de la configuración ocasional del sistema de potencia. Por ejemplo, al desconectar parte de los equipos las protecciones del resto deben continuar cumpliendo con sus funciones sin que sea preciso modificar sus ajustes o sus circuitos.

### **2.2.1.2 Discriminar entre carga, sobrecarga y cortocircuito**

En general, los equipos que componen los esquemas de protecciones son diseñados para soportar en forma permanente una sobrecarga de un 20% del nivel normal. Es decir, si su corriente nominal corresponde, en términos primarios o secundarios, a la carga normal del circuito de poder, no sufren deterioro si en forma permanente estos últimos operan a 120% de carga.

Las protecciones deben cumplir con la condición de poder diferenciar entre carga o sobrecarga respecto a corrientes motivadas por cortocircuitos. Esto es importante, ya que en ciertos casos la corriente de cortocircuito mínima puede ser inferior a la nominal de un determinado equipo.[5]

### **2.2.1.3 Discriminar entre falla y perturbación**

Se deben contar con equipos capaces de discriminar entre falla y perturbación. Estas diferencias deben ser aprovechadas por las protecciones para evitar desconexiones cuando aparezcan perturbaciones fugitivas o decrecientes que puedan permanecer por tiempos cortos sin dañar a los equipos.[5]

## **2.3 Sistemas de control**

El sistema de control ofrece la posibilidad de maniobrar los equipos y aparatos de un sistema eléctrico de potencia. Para esto debe saber en todo momento cómo está cada uno de los equipos (abierto o cerrado) y además debe ser informado antes de que cualquier dispositivo eléctrico sea maniobrado. Al diseñarlo los principales objetivos son la confianza, seguridad y reducción de costos.

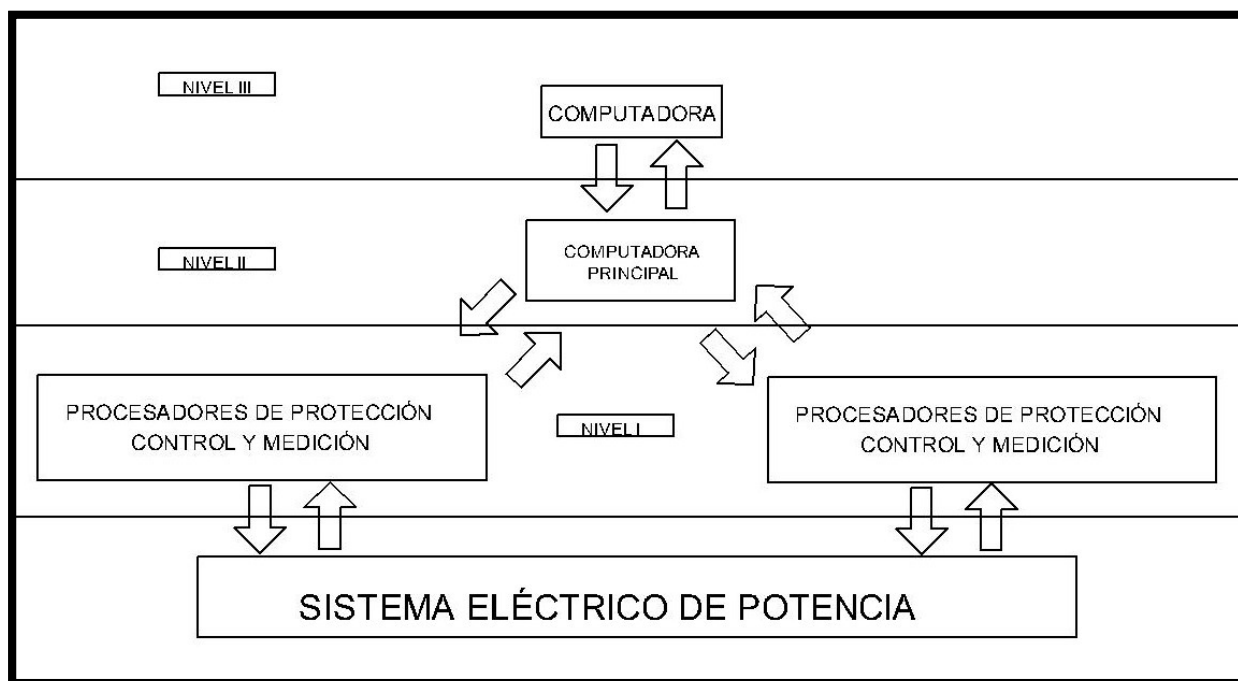
Actualmente, la utilización de la tecnología disponible ofrece nuevas posibilidades tales como auto supervisión, análisis de señales, facilidades computacionales para los algoritmos de protección y control (diagramas lógicos de control), almacenamiento de datos, manejo de eventos y análisis de incidencias. Incluso se han logrado una reducción significativa del espacio físico requerido para estos equipos, así como una significativa reducción en la cantidad de cable utilizado. Esto influye directamente en una reducción del costo del proyecto, mejoras en la operación y planificación del mantenimiento, y brindan una serie de beneficios que representan ventajas importantes a la hora de compararlos con los sistemas convencionales.

Dependiendo de las necesidades de operación particulares de cada sistema pueden existir varios niveles de control. Puede existir una operación local a nivel del propio equipo como una operación remota desde el edificio de control o despacho de carga. Para la operación coordinada de los diferentes niveles de control se emplean redes y medios de comunicación.

La tendencia actual es la integración de las funciones de protección, control y medición en sistemas de subestaciones y plantas generadoras que se alcanzan con computadoras centrales de nivel del sistema de potencia.

La figura 2.3:1 muestra una estructura jerárquica con tres niveles, dos de ellos en la subestación. En el nivel I está en los procesadores digitales encargados directamente de las funciones de protección, control y medición que se encuentran interconectados con el sistema eléctrico de potencia. El nivel II corresponde a la computadora de la subestación o Unidad Terminal Remota (RTU), la cual concentra la información proveniente de los procesadores del nivel I y la transmite a la computadora central del sistema nivel II o transmite comandos de control de esta computadora al nivel I, para ser ejecutados por los procesadores sobre los interruptores de la subestación.

En resumen, en el nivel I se realizan las funciones directas de protección, control y medición. Se recibe información de los equipos de la subestación y se envían a estos los comandos de control y se hacen funciones de diagnóstico. Existen facilidades para la comunicación hombre - máquina y se realizan con el nivel superior. En el nivel II se hacen funciones de respaldo de los procesadores del nivel I (incluyendo el respaldo de protecciones), se recolectan, procesan y almacenan datos, se realizan análisis de secuencia de evento. Existen medios para la comunicación hombre-máquina y se desarrollan las comunicaciones con los niveles I y III. En el nivel III se originan acciones de control nivel de sistema, se recolectan y procesan datos, se realizan análisis de secuencia de eventos, se hacen registros oscilo gráfico, se elaboran reportes y se organizan las comunicaciones con el nivel inferior. En este nivel se ejecutan la mayor parte de las funciones de protección adaptiva al sistema.



**Figura 2.3:1** Estructura jerárquica de protección, control y medición.[20]

**Fuente:** G. E. Harper, *Introducción al análisis de los sistemas eléctricos de potencia*.

## 2.4 Características de los equipos de protección

Un sistema de protección, en su conjunto como cada una de las protecciones que lo componen, debe satisfacer las siguientes características funcionales:

### 2.4.1 Sensibilidad

La protección debe saber distinguir inequívocamente las situaciones de falla de aquellas que no lo son. Para dotar a un sistema de protección de esta característica es necesario:

- Establecer para cada tipo de protección las magnitudes mínimas necesarias que permiten distinguir las situaciones de falla de las situaciones normales de operación.
- Establecer para cada una de las magnitudes necesarias las condiciones límite que separan las situaciones de falla de las situaciones normales de operación.

Las condiciones límite son un concepto más amplio que el de valores límite ya que, en muchas ocasiones, el solo conocimiento del valor de una magnitud no basta para determinar si ha sido alcanzado como consecuencia de una situación anómala de funcionamiento, o es el resultado de una incidencia normal dentro de la explotación del sistema.

Tal es el caso, por ejemplo, de la energización de un transformador de potencia. La conexión del primario del transformador a la red origina una fuerte intensidad de vacío denominada en inglés “*inrush current*”<sup>7</sup>, que si es analizada única y exclusivamente desde el punto de vista de su elevado valor puede llevar a interpretaciones erróneas. Un análisis más amplio, que incluya el estudio de la forma de onda a través de sus componentes armónicos permite establecer si el súbito incremento de la corriente es debido a la energización del transformador o ha sido originado por una situación de falla.[28]

### 2.4.2 Selectividad

La selectividad es la capacidad que debe tener la protección para, una vez detectada la existencia de falla, discernir si la misma se ha producido dentro o fuera de su área de vigilancia y, en consecuencia, dar orden de disparar los interruptores automáticos que controla cuando así sea necesario para despejar la falla.

---

<sup>7</sup> Corriente de Irrupción (Inrush Current) es la corriente momentánea que se establece en un circuito en el preciso momento de la conexión de transformadores, y que dura determinado tiempo.



Tan importante es que una protección actúe cuando tiene que actuar como que no actúe cuando no tiene que actuar. Si la falla se ha producido dentro del área vigilada por la protección ésta debe dar la orden de abrir los interruptores que aíslen el circuito en falla. Si por el contrario, la falla se ha producido fuera de su área de vigilancia, la protección debe dejar que sean otras protecciones las que actúen para despejarla. Esta actuación dejaría fuera de servicio un número de circuitos más elevado que el estrictamente necesario para aislar la falla y consecuentemente, implicaría un innecesario debilitamiento del sistema.

Existen diversas formas de dotar a las protecciones de la característica de selectividad. En algunos casos, la propia configuración de la protección hace que solamente sea sensible ante fallas ocurridas en su área de protección y por tanto, la selectividad resulta ser una cualidad inherente al propio funcionamiento de la protección. En los casos en que las protecciones si son sensibles a fallas ocurridas fuera de su área de vigilancia la selectividad puede lograrse, por ejemplo, mediante un adecuado ajuste de condiciones y tiempos de actuación en coordinación con el resto de protecciones relacionadas.

### **2.4.3 Rapidez**

Tras haber sido detectada, una falla debe ser despejada lo más rápidamente posible. Cuanto menos tiempo se tarde en aislar la falla, menos se extenderán sus efectos y menores serán los daños. Las alteraciones se producirán al reducirse el tiempo de permanencia bajo condiciones anómalas en los diferentes elementos. Todo ello redundará en una disminución de los costos y tiempos de restablecimiento de las condiciones normales de operación, así como de reparación o reposición de equipos dañados. Por tanto, las instalaciones afectadas estarán indisponibles por menor tiempo, lo que posibilita un mayor y mejor aprovechamiento de los recursos ofrecidos por el SEP.

La rapidez con que puede actuar una protección depende directamente de la tecnología empleada en su construcción, de la de la velocidad de respuesta del sistema de mando y el control de los interruptores automáticos asociados a la misma.

Sin embargo, un despeje óptimo de la falla no exige que todas las protecciones que la detectan actúen de forma inmediata. En función de esta característica las protecciones se clasifican en:

#### **2.4.2.1 Protecciones instantáneas.**

Son aquellas que actúan tan rápido como es posible debido a que la falla se ha producido dentro del área que vigilan directamente. En la actualidad, a nivel orientativo, el tiempo usual de despeje de una falla en AT mediante una protección instantánea puede situarse en el entorno de dos o tres ciclos. Si el tiempo de despeje es menor la protección se denomina de alta velocidad.

#### **2.4.2.2 Protecciones de tiempo diferido o con retraso en tiempo.**

Son aquellas en las que de manera intencionada se introduce un tiempo de espera que retrasa su operación. Es decir, que retrasa el inicio de la maniobra de apertura de interruptores una vez que ha sido tomada la decisión de operar. Este retraso facilita, por ejemplo, la coordinación entre protecciones con el objetivo de que actúen solamente aquellas que permiten aislar la falla desconectando la mínima parte posible del SEP.

#### **2.4.4 Fiabilidad**

Una protección fiable es aquella que responde siempre correctamente. Esto significa que la protección debe responder con seguridad y efectividad ante cualquier situación que se produzca.

No debe confundirse la respuesta de la protección con su actuación u operación. La protección está vigilando continuamente lo que pasa en el sistema y, por tanto, está respondiendo en cada instante en función de las condiciones que en él se producen. En consecuencia, la respuesta de la protección puede ser tanto de actuación como de no actuación. Seguridad significa que no deben producirse actuaciones innecesarias ni omitirse actuaciones necesarias.

Por otra parte, cuando la protección debe actuar es necesaria que todas las etapas que componen el proceso de despeje de la falla sean cumplidas con efectividad. El fallo en cualquiera de ellas implicaría que la orden de actuación dada por la protección, no podría ser cumplida con la debida obediencia por el interruptor automático correspondiente.

En este sentido, es necesario resaltar la gran importancia que tiene para las protecciones la definición de un adecuado programa de mantenimiento preventivo. Hay que tener en cuenta que una protección solamente actúa en condiciones de falla y que estas condiciones son escasas y excepcionales en cualquier SEP moderno. Por tanto, aunque una protección a lo largo de su vida útil va a operar en escasas ocasiones, se debe tener la seguridad de que operará correctamente aunque haya transcurrido un largo periodo de tiempo desde la última vez que lo hizo.[18]

#### **2.4.5 Economía y Simplicidad**

La instalación de una protección debe estar justificada tanto por motivos técnicos como económicos. La protección de una línea es importante, pero mucho más lo es impedir que los efectos de la falla alcancen a las instalaciones alimentadas por la línea o que éstas queden fuera de servicio. El sistema de protección es una pieza clave del SEP ya que permite:

- Impedir que la falla se extienda a través del sistema y alcance a otros equipos e instalaciones provocando un deterioro de la calidad y continuidad del servicio.
- Reducir los costos de reparación del daño.
- Reducir los tiempos de permanencia fuera de servicio de equipos e instalaciones.[28]

Por tanto, la valoración económica no debe restringirse solamente al elemento directamente protegido, sino que debe tener en cuenta las consecuencias que implicarían el fallo o funcionamiento anómalo del mencionado elemento.

Finalmente, es necesario señalar que una protección o sistema de protección debe evitar complejidades innecesarias, ya que éstas serían fuentes de riesgo que comprometerían el cumplimiento de las propiedades que deben caracterizar su funcionamiento.[26]

#### **2.4.6 Funciones internas de los relés de protección**

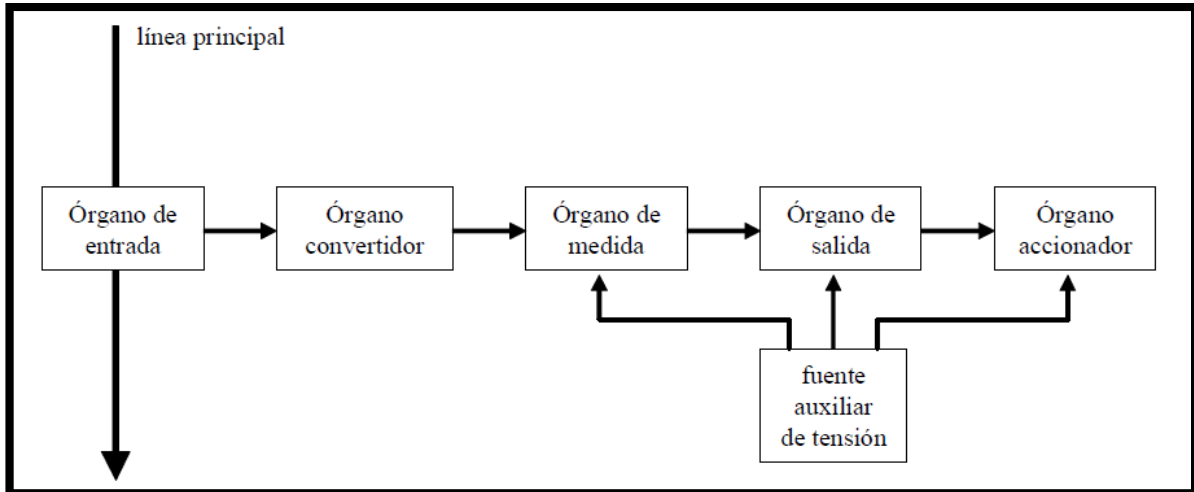
Aunque las funciones desarrolladas por las protecciones son muy variadas y complejas, puede realizarse una abstracción de las mismas que permite clasificarlas en los cuatro tipos básicos siguientes:

- Función de nivel de una sola magnitud.
- Función cociente de dos magnitudes.
- Función de comparación de fase.
- Función de comparación de magnitud.

Además existen otras funciones que, sin pertenecer a ninguno de los cuatro tipos anteriores ni corresponder a funciones específicas de protección, son necesarias para que el sistema de protección opere adecuadamente en su conjunto. A este grupo, que podríamos denominar de funciones complementarias, pertenecen entre otras la función de reenganche, o todas aquellas funciones que permiten comunicar o conectar entre si los diferentes elementos que componen el sistema de protección. La particularización y combinación de estas funciones básicas da origen a las diferentes funciones que caracterizan la operación de los distintos tipos de protecciones existentes.[20]

#### **2.4.7 Esquema básico de un relé de protección**

Para hacer frente a estas perturbaciones, se hace necesaria la presencia de unos dispositivos de protección que sean capaces de discriminar uno de otro tipo de perturbación, hacer actuar los aparatos de corte más próximos al defecto y mantener el servicio del resto de la instalación que no se haya visto afectada. Estos dispositivos de protección son los relés de protección, cuya estructura básica responde a la representada en la figura 2.4:1.



**Figura 2.4:1** Esquema básico de un relé de protección.[20]

**Fuente:** A. Grid, *Network Protection & Automation Guide Network Protection & Automation Guide*

En esta representación gráfica se pueden distinguir las siguientes partes:

**Órgano de entrada:** Por lo general se trata de transformadores de intensidad y de tensión, los cuales realizan el doble cometido de adaptar las señales procedentes de una perturbación en la instalación a valores aptos (de débil potencia) para los relés de protección y a la vez sirven de separación galvánica de las partes de alta y baja tensión.

**Órgano de conversión:** Se encarga de convertir las señales recogidas en el órgano de entrada para que puedan ser medidas por el órgano de medida. Algunas veces las señales del órgano de entrada se recogen directamente por el órgano de medida, por lo que se puede prescindir del órgano de conversión.

**Órgano de medida:** En él se miden las señales procedentes de los órganos anteriores, y comparándolas con unos valores consigna, decide cuándo debe actuar la protección. Es el órgano más importante del relé.

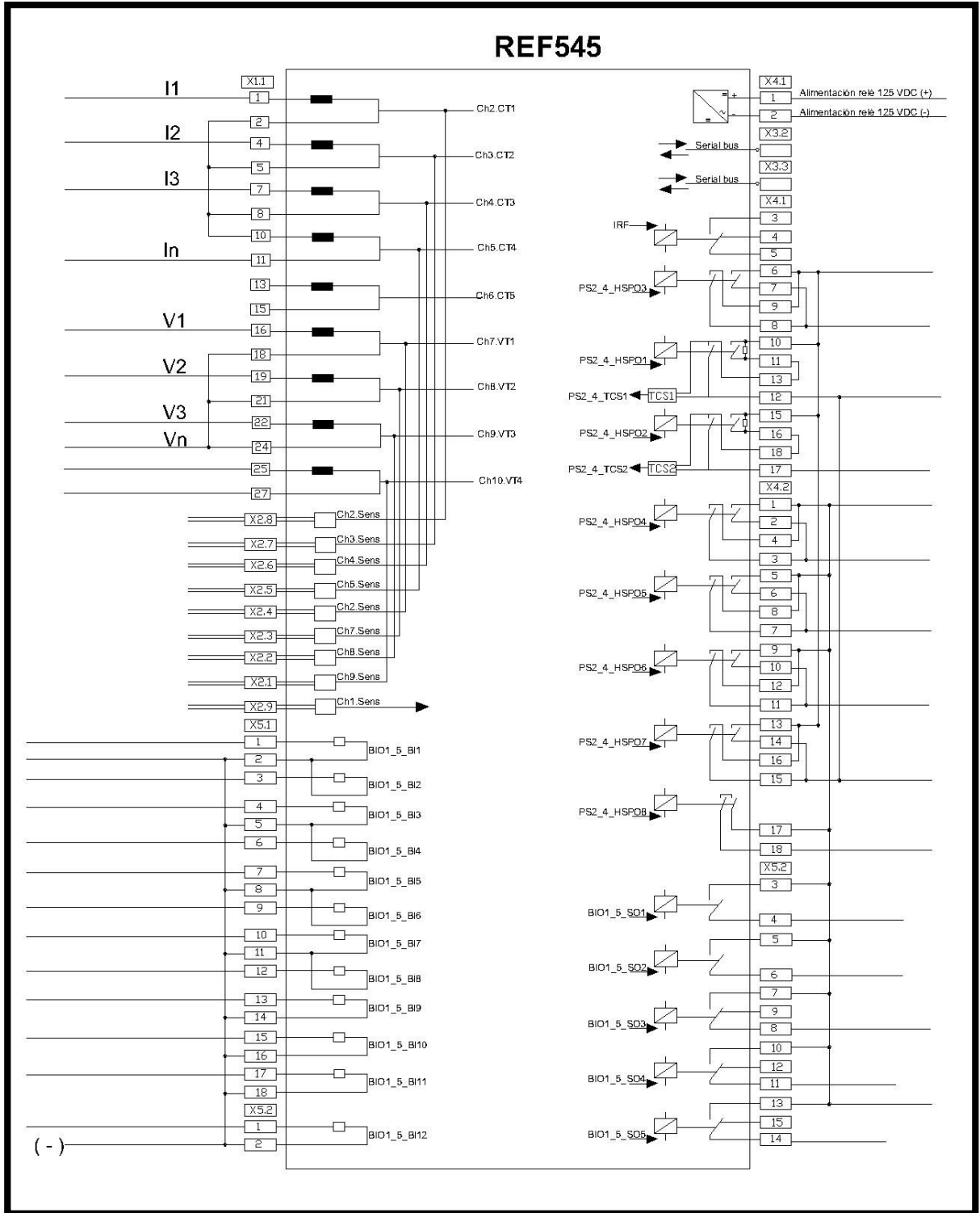
**Órgano de salida:** Su misión es amplificar las señales de débil potencia procedentes del órgano de medida para poder hacer funcionar los elementos actuadores de la protección (órganos accionados). Los órganos de salida suelen ser contactores de mando, y actualmente elementos lógicos con sus correspondientes etapas de amplificación. Este

concepto de órgano de salida también engloba a los elementos necesarios para aumentar el número de líneas de salida.

**Órgano accionado:** Consiste en la bobina de mando del disyuntor. Cuando esta bobina es accionada produce la desconexión del disyuntor correspondiente.

**Fuente auxiliar de tensión:** Se encarga de alimentar al relé de protección. Esta fuente puede ser una batería de acumuladores, unos transformadores de tensión e intensidad o la propia red a través de sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS por sus siglas en inglés).

Para representar de mejor manera se muestra a continuación uno de los planos normalizados para la instalación donde se puede observar cada uno de los elementos anteriormente mencionados.[20]



**Figura 2.4:2** Esquema de conexión REF 545.[20]

**Fuente:** ABB, "Protección de transformador REF 455 Manual de instalación y puesta en servicio"

## **CAPÍTULO III**

### **PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA**

Como ya hemos explicado anteriormente, no es posible evitar que se produzcan perturbaciones en los diferentes elementos de la red. Cuando esto ocurre es imprescindible aislar la parte del circuito afectado lo antes posible para evitar que los efectos sean graves. Para poder aislar el circuito primero hay que detectar el defecto y esta es una de las misiones del sistema de protección.

La protección está constantemente tomando información necesaria como intensidad, tensión, frecuencia o una combinación de estas para detectar las fallas. Esta información la reciben de los transformadores de medida que están instalados en los tramos de la instalación a proteger, lo que permite que actúen las diferentes protecciones que a continuación se detallan.

#### **3.1 Protección de generadores de corriente alterna**

La protección de un generador supone la consideración de las máximas posibilidades de condiciones de funcionamiento anormal, en comparación de la protección de cualquier otro elemento del sistema, dichas condiciones anormales son las siguientes:

- Falla en los devanados.
- Pérdida de excitación.
- Efecto motor de los generadores.
- Sobrecarga.
- Sobrecalentamiento.
- Sobrevelocidad.
- Operación desbalanceada.
- Operación fuera de sincronismo.



Muchas de estas condiciones pueden ser corregidas mientras la unidad está en servicio y deben ser detectadas y señalizadas por alarmas. Las fallas, requieren de pronto disparo y son el resultado de la ruptura del aislamiento o de arcos que ocurren alrededor del aislamiento en algún punto.

El resultado de una falla es una trayectoria conductiva entre puntos que normalmente están a una diferencia de potencial. Si la trayectoria tiene una alta resistencia, la falla es acompañada por un notable cambio de voltaje en el área afectada. Si la trayectoria es de baja resistencia, resulta una corriente grande, la cual puede causar serios daños.[29],[30]

### 3.1.1 Protección diferencial (87G)

La protección diferencial es aplicada para proteger al generador contra cortocircuitos fase-fase que se originan en el devanado del estator, puede brindar protección contra cortocircuitos de fase a tierra dentro del embobinado del generador, esto dependerá del tipo de puesta a tierra que tenga la máquina, sin embargo cortocircuitos entre espiras de una misma fase pueden ser pasadas por alto.[31]

La figura 3.1:1 muestra un esquema sencillo de una protección diferencial de una fase.

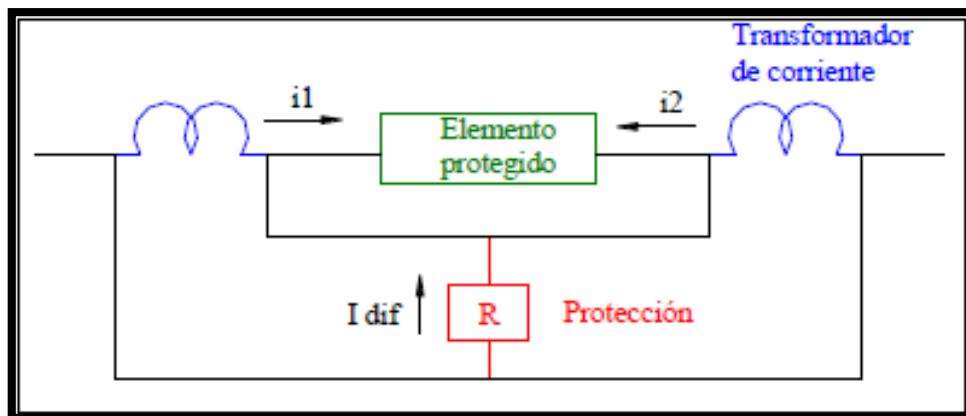


Figura 3.1:1 Esquema de protección diferencial.[11]

Fuente: J. Blackburn and T. Domin, *Protective relaying: principles and applications*

La protección diferencial está basada en una comparación de intensidades: durante el funcionamiento normal el relé no debe funcionar debido a que la corriente que entra en el

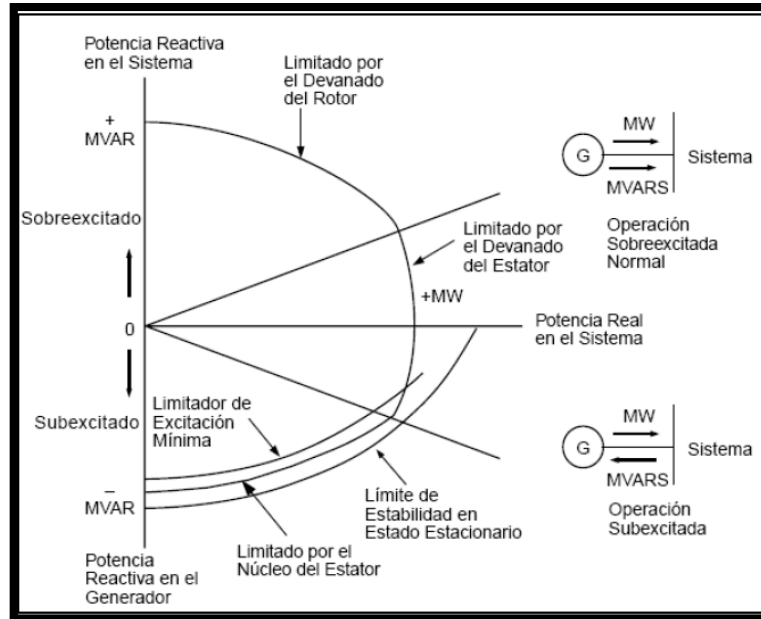
objeto a proteger es igual a la corriente que sale ( $I_{dif} = |i_1 + i_2| = 0$ ), en la cual su zona de protección queda delimitada por la ubicación de los transformadores de corriente.

Ante fallas externas a la zona de protección, se pueden presentar corrientes altas a través de los transformadores de corriente, causando la saturación de alguno de ellos, lo cual podría activar la operación errónea de la protección diferencial; para evitar esta situación, se introduce la corriente de estabilización, que se deriva de la suma aritmética de los valores absolutos de la corriente:  $I_{estab} = |i_1| + |i_2|$ . Para lograr este cometido se utilizan relés diferenciales de pendiente porcentual que son muy sensibles a intensidades débiles y poco sensibles a intensidades grandes.

### **3.1.2 Protección contra pérdida de excitación (40G)**

La protección contra pérdida de campo tiene por función detectar una baja excitación y dar alarma antes de que la operación del generador se vuelva inestable.

Si el sistema de excitación del generador se pierde o es reducido, el generador absorbe potencia reactiva del SEP en lugar de suministrarla y opera en la región de subexcitación de la curva de capacidad haciendo que el generador puede operar como una máquina de inducción; si no es así, se perderá el sincronismo. Esto se puede apreciar en la figura 3.1:2 que muestra la curva típica de un generador.



**Figura 3.1:2** Curva de Capacidad de un generador

**Fuente:** J. Blackburn and T. Domin, *Protective relaying: principles and applications*

La pérdida completa de excitación ocurre cuando la fuente de corriente directa del campo de la máquina es interrumpida. La pérdida de excitación puede ser causada por incidentes como circuito abierto del campo, corto circuito en el campo, disparo accidental del interruptor de campo, falla del sistema de control del regulador, pérdida de campo del excitador principal, pérdida de alimentación de corriente alterna (ac) al sistema de excitación, entre otras.

El tiempo de daño a la máquina debido a las causas anteriores se puede dar en segundos, o incluso puede tomar varios minutos. Este depende del tipo de máquina, del tipo de pérdida de excitación, de las características del gobernador y de la carga del generador.

Pero no solo el generador se ve afectado por la condición de pérdida de excitación. El impacto de esta puede ser de gran importancia en el sistema de potencia debido a la pérdida de reactivos, lo que puede llevar a un colapso de tensión de una gran zona si no existe la suficiente potencia reactiva para satisfacer la demanda del generador al perder el sincronismo. Si la condición de falla permanece, pueden salir de servicio las líneas de transmisión debido al flujo excesivo de potencia reactiva dirigido hacia el generador.

Es por esto que debe emplearse una protección que detecte de forma confiable la condición de pérdida de excitación, sin responder a oscilaciones estables de potencia y a fallas o transitorios que no impliquen pérdida de excitación de la máquina.

Diferentes tipos de protecciones han sido utilizadas para detectar la pérdida de campo. Entre ellas se encuentran las que se basan en la medición de corrientes de campo y corrientes reactivas hacia el generador. No obstante el método más aceptado para la detección de la pérdida de un generador de campo es el uso de los relés de distancia para detectar la variación de la impedancia vista desde las terminales del generador.[22]

### **3.1.3 Protección de fallas a tierra en el 95 % del estator (59GN)**

Esta protección cubre los cortocircuitos monofásicos que suele darse en el arrollamiento del estator de una máquina trifásica. La protección contra fallas a tierra en el estator del generador basa su operación en la detección de voltaje en el neutro del propio generador. El voltaje en ese punto en condiciones normales es cero, excepto la componente de tercera armónica, que puede ser apreciable.

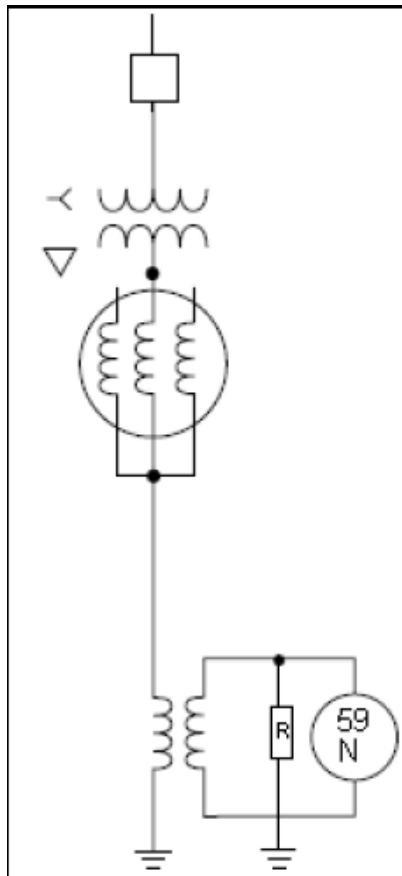
El voltaje en el neutro del generador será más alto cuanto más alejada del neutro se encuentre la falla. Inversamente, una falla a tierra en el propio neutro no podrá ser detectada por no producir voltaje, pero ese es el punto menos expuesto a falla por no estar sujeto a voltaje en operación normal.

El esquema de protecciones utilizado para fallas a tierra en el devanado del estator, depende del tipo de conexión a tierra del neutro del generador. Los métodos para aterrizar más conocidos son:

- Sólidamente conectado a tierra.
- Conectado a través de una pequeña impedancia (R o L).
- Conectado a tierra a través de una alta impedancia.

- Conexión a tierra resonante.
- No aterrizado.

La conexión a tierra a través de una alta impedancia es la más utilizada, ya que con esta se consigue limitar la corriente de falla a valores que no produzcan daños significativos al equipo. Esta conexión se hace por medio de un transformador de distribución con su primario unido al neutro y a tierra, con una resistencia ubicada en el secundario como se muestra en la figura 3.1:3. El transformador debe ser capaz de trabajar fuera de la zona de saturación para una falla fase a tierra con un voltaje a los terminales del generador igual a 105% del voltaje nominal. [32]



**Figura 3.1:3** Conexión a tierra de un generador a través de un transformador de distribución.

**Fuente:** *Mejoramiento de la protección de generadores utilizando tecnología digital, Canadian Electrical Association.*

El método de aterrizamiento por alta impedancia afecta el grado de protección proporcionado por los relés diferenciales. Cuando se tiene impedancia de puesta a tierra muy alta y la magnitud de la corriente de falla es muy pequeña es difícil detectar fallas de alta impedancia debido a que los relés diferenciales no responden a fallas monofásicas a tierra. Para estos casos se utiliza un relevador de sobrevoltaje con retardo de tiempo (59N) conectado a través de la resistencia de puesta a tierra que sirve para detectar el voltaje de secuencia cero.

El relevador que se usa para proteger contra fallas a tierra del estator, en este caso (59N) está diseñado para ser sensible al voltaje de frecuencia fundamental e insensible a voltajes de tercer armónica.

#### **3.1.4 Protección para fallas en el 5% del devanado del estator (27TN).**

En generadores con impedancia aterrizada, una falla monofásica a tierra en el estator no requiere que la unidad sea puesta fuera de servicio. La impedancia de aterrizaje limita la corriente de falla a unos pocos amperios, una segunda falla en el estator puede, de alguna forma convertirse en un daño significativo a la unidad, es allí la importancia de detectar fallas aun aquellas que se encuentran al 5% de corriente del estator.

El esquema de protección con 59N o 64G es claro y confiable, sin embargo este relevador protege únicamente un 90-95% del devanado del estator. Por lo que una falla entre el 5 y 10% restante del devanado, es decir cerca del neutro, no produce suficiente voltaje residual de 60Hz. Por lo que es importante proveer a los generadores con un sistema de protección adicional contra fallas a tierra, para obtener una cobertura del 100% del devanado. Uno de los métodos es usar un relevador de bajo voltaje de tercera armónica[33].

Los componentes de voltaje de tercera armónica están presentes, en diverso grado, en el neutro de casi todas las máquinas, estos surgen y varían debido a diferencias en el diseño, la fabricación, y la carga de la máquina. Este voltaje, de estar presente en suficiente magnitud, puede usarse para detectar fallas a tierra cerca del neutro. La Figura 3.1:4 ilustra

la superposición de las funciones del 27TN (tercera armónica) y del 59N para proteger al 100% del devanado del estator.[34]

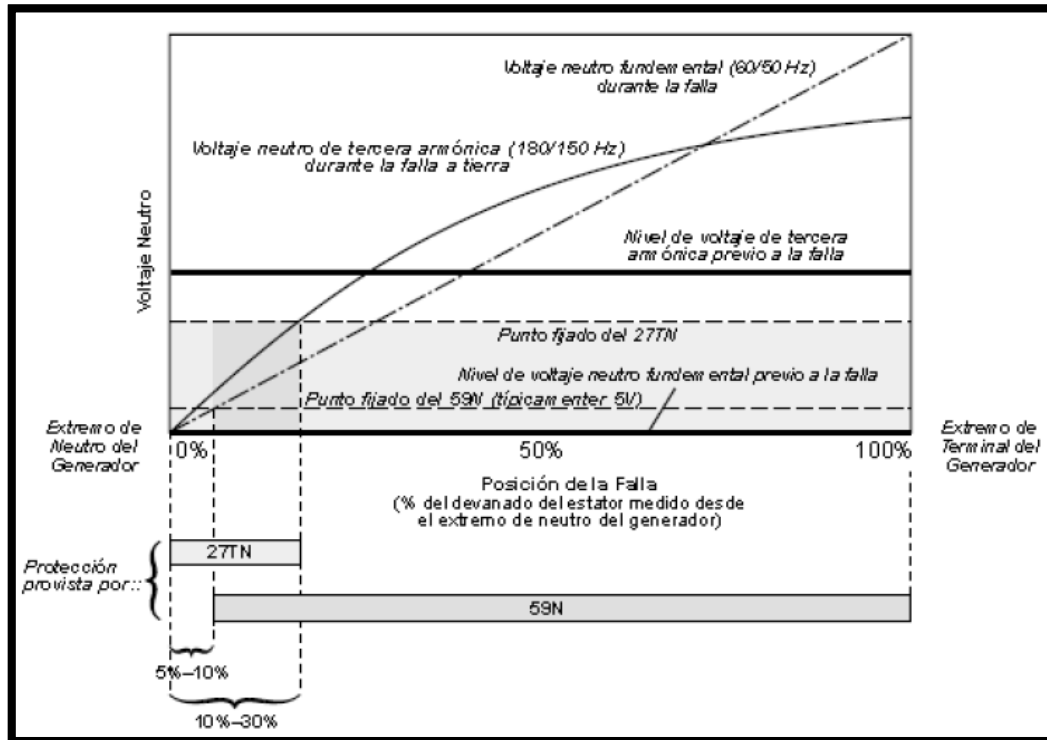


Figura 3.1:4 Superposición del relé 59N con el de tercera armónica 27TN.

Fuente: Mejoramiento de la protección de generadores utilizando tecnología digital, Canadian Electrical Association.

### 3.1.5 Protección contra fallas a tierra del rotor (64R).

El arrollamiento de campo es un circuito alimentado en corriente continua y no tiene conexión a tierra. Por tanto un cortocircuito o contacto a tierra no ocasiona ningún daño ni afecta la operación del generador.

La existencia de un cortocircuito a tierra incrementa la tensión en otros puntos del enrollado de campo. Cuando se inducen en éste tensiones debido a fenómenos transitorios en el estator, como consecuencia, aumenta la probabilidad que ocurra un segundo cortocircuito a tierra. Si ocurre un segundo cortocircuito a tierra, parte del enrollado de campo sufre otro cortocircuito y la corriente en el resto se incrementa. Al cortocircuitarse parte del enrollado debido a los dos cortocircuitos a tierra, se produce un desequilibrio del flujo en el

entrehierro y esto origina un desequilibrio en las fuerzas magnéticas en ambos lados del rotor. Dicho desequilibrio puede ser lo suficientemente grande como para torcer el eje del rotor y hacerlo excéntrico. Debido a esta excentricidad surgen vibraciones causantes de la rotura de descansos de pedestal, lo que origina que el rotor raspe contra el estator. Esta clase de falla origina daños muy extensos, costosos de reparar y capaces de dejar las máquinas fuera de servicio por períodos muy largos.

Usualmente se emplean sistemas de protección que detectan el primer cortocircuito a tierra que se produzca. Los tres métodos disponibles para localizar el primero en el campo de un generador tienen en común el hecho que emplean el punto del cortocircuito a tierra para cerrar un circuito eléctrico en que el relé de protección forma parte de ese circuito.

- **Método potenciométrico.** Este sistema abarca una resistencia con una derivación central, la que se conecta en paralelo con el enrollado principal del campo. La derivación central de la resistencia se conecta a tierra mediante un relé de sobretensión. Todo cortocircuito a tierra en el enrollado del campo originará una tensión mediante los terminales del relé. Dicha tensión será máxima para cortocircuitos que ocurran en los extremos del enrollado del campo, y se reducirá a cero para cortocircuitos en el centro del enrollado. La desventaja de este sistema radica en que existirá una zona de insensibilidad para cortocircuitos en el centro del enrollado de campo. Para conseguir detectar un cortocircuito en esta posición, se suele desplazar la derivación central mediante una botonera o interruptor. La principal ventaja de este sistema es su simplicidad y el hecho que no necesite una fuente auxiliar.
- **Método de inyección de corriente alterna.** Este sistema abarca un transformador de fuente auxiliar de corriente alterna (ac) y su funcionamiento implica que un extremo del primario de este transformador se conecta a tierra y el otro extremo se conecta vía un relé de sobretensión y un condensador en serie a uno de los extremos del enrollado principal de campo. Al tener lugar un cortocircuito a tierra el circuito del relé se completa, siendo la corriente a través del relé independiente de la tensión de la excitatriz y solamente una función de la resistencia en el punto del



cortocircuito. Este sistema carece de zona de insensibilidad, pero posee la desventaja que siempre tiene lugar una pequeña corriente de fuga que circula como consecuencia de la capacidad entre el enrollado de campo y masa del rotor, la que está conectada a tierra, y que puede tener consecuencias perjudiciales en los descansos de la máquina. La otra desventaja es que si llega a perderse la alimentación auxiliar de ac la protección se torna inoperativa.

- **Método de inyección de corriente directa.** Este sistema es similar al de inyección de ac y abarca un transformador /puente rectificador. El polo positivo de salida del puente se conecta a tierra, mientras que el polo negativo se conecta vía relé y al polo positivo del enrollado principal de campo. Este sistema posee todas las ventajas del de inyección de ac, sin la desventaja de la circulación de las corrientes de fuga mediante los descansos del rotor.[35]

### **3.1.6 Protección de sobrecorriente en el campo (76 Y 59F).**

Estas funciones detectan sobrecorrientes en el devanado de campo, midiendo directamente la corriente directa (dc) (función 76) o midiendo el voltaje de excitatriz (función 59F).

Un cortocircuito en el devanado del campo genera una sobrecorriente que circula a través del devanado y además produce vibración. Estas consecuencias son peligrosas y por ende un dispositivo de protección debería conducir al disparo de la turbina, y de los interruptores de campo y de unidad. Por otro lado, una perturbación prolongada en el sistema puede ocasionar un incremento en la corriente de campo sobre los límites permitidos, se debe tener un tiempo suficiente para evitar producir la operación de las protecciones y por tanto la salida injustificada de la unidad ante esta anomalía, ya que se asumiría una falla en el rotor.

Entonces se presenta una problemática en cuanto al tiempo de operación de los relés, considerando que en unidades grandes es muy importante retardar la salida del generador el mayor tiempo posible, ya que esta podría causar problemas de estabilidad en el sistema e incluso el colapso parcial o total del mismo.[36],[37]

### **3.1.7 Protección de desbalance de corriente o corriente de secuencia negativa (46G).**

Protege al generador contra toda clase de corrientes asimétricas que causan corrientes de doble frecuencia y calentamiento en el rotor.

Para condiciones de sistema balanceado con flujo de corriente de secuencia positiva únicamente, un flujo en el aire gira en la misma dirección y en sincronismo con el devanado de campo sobre el rotor. Durante condiciones desbalanceadas, se produce la corriente de secuencia negativa. La corriente de secuencia negativa gira en la dirección opuesta a la del rotor. El flujo producido por esta corriente visto por el rotor tiene una frecuencia de dos veces la velocidad síncrona como resultado de la rotación inversa combinada con la rotación positiva del rotor.

El calentamiento por secuencia negativa más allá de los límites del rotor resulta en dos modos de falla. Primero, las ranuras son sobrecalentadas al punto donde ellas se recosen lo suficiente para romperse. Segundo, el calentamiento puede causar que los anillos de retención se expandan y floten libres del cuerpo del rotor lo que resulta en arqueos en los soportes. En máquinas pequeñas, la falla ocurre primero en los soportes y en máquinas grandes, la ruptura de las ranuras después de que han sido recocidas por sobrecalentamiento ocurre primero.

Ambos modos de falla dan como resultado un significativo tiempo fuera del equipo por reparaciones al cuerpo del rotor.[38]

### **3.1.8 Protección contra sobreexcitación del generador (24G).**

Se expresa como Volt/Hz, la sobreexcitación se da cuando la relación tensión a frecuencia aplicada a los terminales del equipo exceda un límite establecido o el límite de diseño.

Cuando la relación de Volt/Hz es excedida, puede ocurrir la saturación del núcleo magnético del generador o transformador conectado, induciéndose flujo de dispersión en

componentes no laminados, los cuales no están diseñados para llevar flujo; el daño puede ocurrir en segundos. Es una práctica general el proporcionar relés de Volt/Hz para proteger generadores y transformadores de estos niveles excesivos de densidad de flujo magnético. Típicamente, esta protección es independiente del control Volt/Hz en el sistema de excitación. No puede confiarse en la protección Volt/Hz para detectar todas las condiciones de sobretensión. Si la sobretensión es resultado de un incremento proporcional en la frecuencia, el relé de Volt/Hz ignorará el evento debido a que la relación Volts a Hertz no ha cambiado. Es práctica general el proporcionar una protección de sobretensión para alarmar, o en algunos casos, disparar los generadores por estos altos niveles de esfuerzos eléctricos.[14]

El relé de sobreexcitación funciona de manera similar a uno de sobrecorriente, sino que el parámetro que considera para operar ya no es la corriente, sino la relación V/Hz. Existen dos tipos de relés V/Hz, los de tiempo definido y los de tiempo inverso. Utilizando cualquiera de los dos, o los dos, se debe evitar que los equipos operen por encima de su curva de capacidad de corta duración.[39]

### **3.1.9 Protección contra motorización ó de potencia inversa (32G).**

El fenómeno de motorización ó potencia inversa del generador se presenta cuando la potencia activa de entrada de la turbina se reduce hasta el punto que no llega a cubrir las pérdidas eléctricas ( $I^2R$ ) y mecánicas (fricción) en el generador, entonces la máquina reemplaza estas pérdidas absorbiendo potencia real del sistema para mantener al generador en sincronismo, y de esta manera se convierte en un motor síncrono. Otra razón puede ser la pérdida repentina de la fuente de energía motriz cuando el generador sigue conectado al SEP.[40]

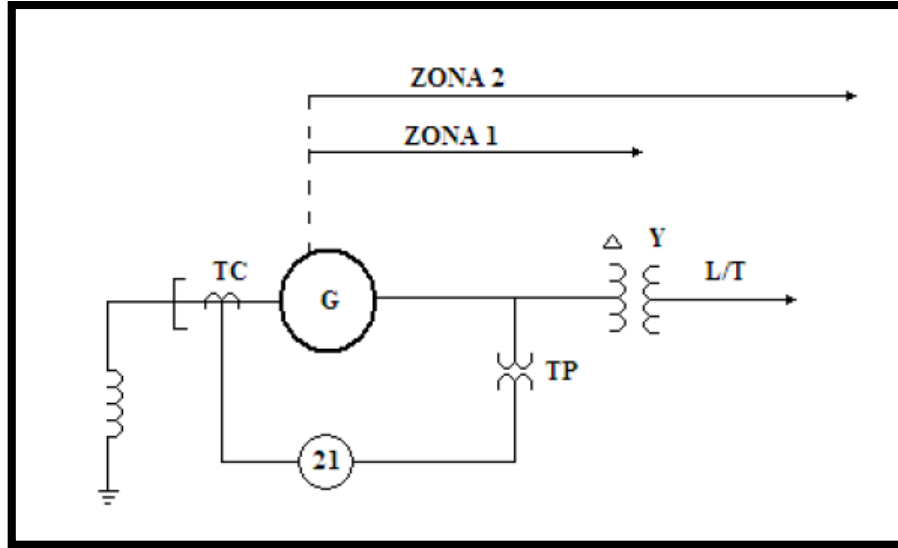
En las turbinas hidráulicas bajo condiciones de motorización, puede presentarse el fenómeno de cavitación en la parte posterior de las paletas que se ven afectadas cuando un chorro de baja presión las golpea, cuando el rotor gira a una velocidad mayor a la proporcionada por los inyectores.

El relé de potencia inversa debe ser extremadamente sensible ya que en algunos generadores, especialmente los hidráulicos, requieren de potencias de motorización muy pequeñas (menores al 1% de la potencia nominal) y considerando que la parte de esa potencia puede ser provista por la turbina, el porcentaje de potencia que debe ser detectada por el relé es aún menor.[39]

### **3.1.10 Protección de respaldo de fase (51V o 21).**

Principalmente detecta las fallas, entre fases y trifásicas, exteriores a la unidad y dispara con demora en caso de que esas fallas no hayan sido libradas a tiempo por relevadores más próximos. Adicionalmente la protección de respaldo de fases puede detectar fallas dentro de la unidad sirviendo de respaldo a las protecciones diferenciales del generador y del transformador.

El relé 21 se calibra típicamente de 50-70% de la impedancia del transformador de unidad, contra fallas fase-fase y trifásicas. La ubicación de los TC's al final del devanado de armadura, asegura que el relé 21 actúe en caso de una falla en el mismo. El retardo en la operación del relé deberá ser lo suficientemente grande para que las protecciones principales en el generador actúen primero (0,5s). Las señales de corriente que recibe el relé para la medición de la impedancia, son generalmente tomadas del neutro al final de las fases en los devanados, como se muestra en la figura 3.1:5, mientras que las señales de voltaje, son tomadas de los terminales del generador, esto para asegurar que el relé esté en la capacidad de detectar fallas en el estator de la máquina cuando esta opere en vacío. Al igual que en la función 51V, el relé toma como parámetros de entrada, corrientes de línea y voltajes de línea, para el cálculo de la impedancia. Relés, como los microprocesados, cuentan con varias zonas de protección, para extender el alcance del relé hasta las líneas de transmisión, fuera de la estación de generación. El alcance máximo para zona 2, suele abarcar el 100% de la impedancia del transformador de unidad más el 100% de la impedancia de la línea más larga contigua. El tiempo de disparo para zona 2, deberá ser coordinado con los tiempos de las protecciones de distancia en las líneas, cercanas al sistema de generación.



**Figura 3.1:5** Configuración del Relé 21 en el Sistema de Generación

**Fuente:** J. Blackburn and T. Domin, *Protective relaying: principles and applications*

Cuando en el sistema ocurren oscilaciones de potencia, por apertura de líneas, cambios abruptos en la carga, cortocircuitos, etc, la impedancia medida por el relé en el plano R-X, puede caer dentro de las zonas de protección (especialmente dentro de la Zona 2); si la impedancia permanece mucho tiempo dentro de la zona (mayor al tiempo de retardo), se producirá un disparo erróneo. Para evitar la operación errónea por oscilaciones de potencia, algunos relés cuentan con zonas adicionales para bloquear el disparo cuando la impedancia medida es detectada como oscilación; de no estar disponible ésta función, el alcance máximo de la impedancia del relé 21 deberá ser menor a una impedancia equivalente al doble de la potencia nominal del generador.[41],[42]

### 3.1.11 Elemento de arranque

El elemento de arranque es necesario para detectar la condición de falla en el sistema e iniciar los procedimientos necesarios para despejar la falla en el relé.

El arranque puede ser implementado como un relé de sobrecorriente, que puede tener o no supervisión de voltaje. Una vez que se supera el valor de arranque, el relé 21 empieza a tomar medidas para determinar la impedancia de falla. Existe un elemento de arranque por

cada fase que funciona en forma individual; cuando se superan los valores de calibración, en cualquiera de ellos, se envía una señal al relé 21, que calcula la impedancia dependiendo de cuál es la fase fallada. El elemento de sobrecorriente se calibra para que envíe la señal de arranque al relé, en 1,2 a 1,5 veces la corriente nominal. Si se cuenta con un dispositivo de supervisión de voltaje, este se calibra para que actúe justo por debajo del mínimo voltaje en operación normal del generador, por ejemplo 80% de  $V_n$ . El relé 21, deja de medir impedancia, cuando la corriente desciende por debajo del 95% de la corriente de calibración, o cuando el voltaje supera el 105% del voltaje de calibración.

### **3.1.12 Efecto del transformador con conexión D-Y en la calibración del relé 21**

En relés electromecánicos, es muy importante la configuración de TCs y TPs, para contrarrestar el efecto de la conexión D-Y del transformador de unidad, sobre la impedancia medida por el relé 21, de los elementos, como líneas de transmisión, en el lado Y. Los RMM, corrigen internamente este efecto, por lo que no necesitan mayor variación en la configuración de las señales de entrada para obtener una medida real de impedancia, lo cual representa una ventaja considerable respecto a los electromecánicos.

### **3.1.13 Protección de sobrevoltaje (59G).**

La protección de sobrevoltaje se utiliza principalmente para proteger a los equipos eléctricos conectados a los terminales del generador, contra voltajes que pueden estar por encima de un máximo tolerable y puede transcender en daños térmicos al núcleo debido a la densidad de flujo excesivo en el circuito magnético.

La protección contra sobrevoltaje en el generador es empleada principalmente contra las siguientes eventualidades:

- Falla en el regulador de voltaje AVR (Automatic Voltage Regulator).
- Variación o pérdida de su señal de voltaje que es tomada como referencia.
- Pérdida súbita (total o parcial) de carga en el generador.

- Salida del generador por rechazo de carga.

Una variante del segundo caso es el rechazo de carga con líneas de transmisión conectadas a la unidad, en el cual el exceso de potencia reactiva se combina con una sobrevelocidad y el sistema de excitación puede perder el control de voltaje.

Exceso de potencia reactiva recibida del sistema, o sea excitación de líneas de alta tensión fuera del rango de control del AVR.

### 3.1.13.1 Calibración del relé 59

Antes de introducir los valores de calibración, se debe especificar si el relé utilizará voltajes fase-fase o fase-tierra, para determinar la existencia o no de sobrevoltajes. Esta decisión, suele aparecer en los relés modernos como una opción dentro de los parámetros de calibración. Normalmente el relé trabaja con voltajes fase-fase, sin embargo, los voltajes fase-tierra deberían ser considerados para generadores de bajo voltaje, aterrizados sólidamente a tierra[33].

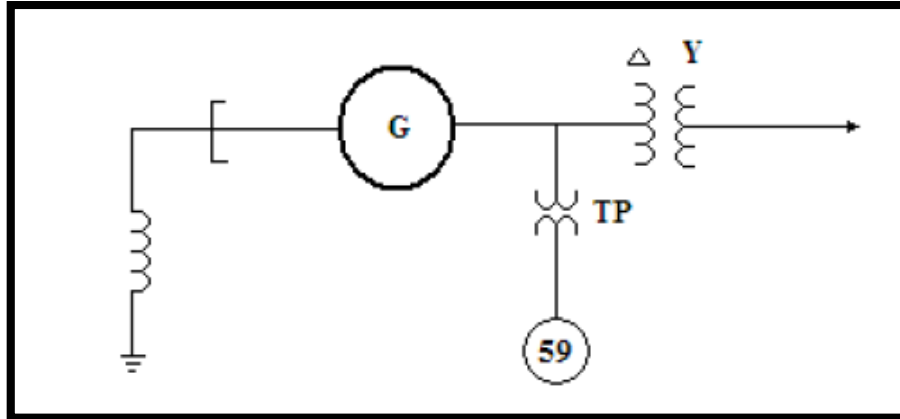
El tiempo para la operación del relé, en los dos escenarios planteados en la sección anterior (sobre todo en el de larga duración), debe permitir que el regulador de voltaje actúe antes que se produzca el disparo.

Si el voltaje a los terminales del generador, supera un valor de calibración definido por el usuario, el relé actúa con un retardo de tiempo dependiendo de la severidad del sobrevoltaje. Los relés suelen contar con dos voltajes de calibración:

**U<sub>min</sub>:** De 110% a 115% del voltaje nominal. El tiempo de operación, como ya se mencionó dependerá del regulador de voltaje; está entre 1,5 y 5 segundos.

**U<sub>max</sub>:** 130% del voltaje nominal. El tiempo de operación típico está entre 0 y 0,5 segundos.

La figura 3.1:6 muestra la ubicación de este relé en el sistema de generación:



**Figura 3.1:6** Conexión de relé 59 en sistema de generación.

**Fuente:** J. Blackburn and T. Domin, *Protective relaying: principles and applications*

### 3.1.14 Protección de bajovoltaje (27G).

Esta función protege principalmente a los equipos (sistemas auxiliares) conectados al generador, contra reducciones de voltaje que pueden derivar en condiciones inapropiadas de operación, sobre todo de motores y bombas. Pueden también ser utilizados como criterio para la separación de carga y estabilidad de voltaje en caso de colapso. Las principales consecuencias de tener un bajo voltaje se dan por:

- Proximidad de fallas.
- Pérdida de un generador en el sistema.
- Demanda se incrementa.
- Fallas en el AVR.

También suele ser utilizado como elemento de bloqueo para otras protecciones, como la protección de falla de campo, o la protección contra energización inadvertida del generador, donde el bajo voltaje está relacionado con los fenómenos que se presentan directa o indirectamente.



### **3.1.15 Protección contra frecuencia anormal (81G O/U).**

Los problemas ocasionados cuando se trabaja a frecuencias anormales, pueden ocasionar reducción en la capacidad del generador. Las variaciones de frecuencia se dan principalmente por la pérdida de una carga grande o por la salida de operación de una línea que transmitía gran cantidad de potencia. En este caso el torque mecánico impuesto por la turbina es mayor al torque eléctrico de la carga, produciendo un incremento en la velocidad del rotor y por tanto un aumento en la frecuencia. También la variación de frecuencia suele darse por sobrecargar un generador debido a la pérdida de otro generador en el sistema de potencia. En este caso, el generador operará a una frecuencia menor a la nominal debido a que el torque eléctrico de la carga es mayor al torque mecánico de la turbina lo que resulta en un torque de desaceleración.

En resumen, las frecuencias anormales son en principio indicativas de un desbalance entre carga y generación. Si existe más potencia de demanda que potencia generada, la frecuencia tenderá a decaer; por el contrario, si existe más potencia generada que potencia de demanda, la frecuencia tenderá a aumentar.

Son usadas en las máquinas síncronas para contrarrestar los efectos en la operación a baja o sobre frecuencia o por desprendimientos de carga, en el evento de una sobrecarga.

Las partes principales de una planta generadora que son afectadas por la operación a frecuencia anormal son el generador, transformadores elevadores, turbina y las cargas auxiliares de la subestación.

### **3.1.16 Protección contra energización inadvertida (50/27).**

Se utiliza para evitar o limitar el daño que puede ser producido cuando un generador es energizado mientras está fuera de línea, o en rotación pero todavía no sincronizado, ya que actuaría como motor de inducción y el principal problema son las altas corrientes inducidas en el cuerpo del rotor debido a la diferencia entre la velocidad del flujo magnético en el estator y la velocidad del rotor. Si el voltaje de energización es máximo, el eje puede sufrir

daños debido al gran impacto del torque eléctrico en el instante de la energización. Algunas de las causas que provocan este evento son las siguientes:

- El cierre de los interruptores del generador o de una subestación con la máquina en reposo.
- El cierre de los interruptores de alto voltaje cuando la máquina no ha alcanzado la velocidad síncrona.
- Energización a través del transformador de servicios auxiliares por cierre accidental de los interruptores de servicios auxiliares.

Algunas de las protecciones, que podrían operar en caso de una energización inadvertida del generador se listan a continuación:

- Protección de potencia inversa (32). Es calibrada para operar al 50% de la potencia de motorización, que es la potencia que consume el generador cuando trabaja como motor.
- Protección de secuencia negativa (46). Las altas corrientes de secuencia negativa que aparecen en el estator cuando la energización inadvertida es monofásica o bifásica, pueden ser detectadas por este relé, y por tanto producir el disparo en caso de que se supere el límite impuesto por la curva de capacidad, pero es insensible ante una energización trifásica.
- Protección contra pérdida de excitación (40). El generador al trabajar como motor de inducción, absorbe potencia reactiva del sistema. Esta condición es detectada por el relé (40), que es ajustado para medir la impedancia hacia el interior del generador en una condición parecida en donde la potencia reactiva también fluye desde el sistema hacia el generador.
- Protección de distancia (21). El generador al actuar como motor induce corrientes en el cuerpo del rotor cuya trayectoria es similar a aquellas inducidas por las corrientes de secuencia negativa en el estator, dando lugar a una impedancia de

secuencia negativa. La zona de reserva del relé (21), puede ser ajustada con el valor de impedancia de secuencia negativa y así se puede detectar la energización accidental.

- Protección de restricción de voltaje (51V). Es calibrada para operar cuando la corriente que circula por el estator está entre 125% y 170% de la corriente nominal, y el voltaje es inferior al 80% del voltaje nominal. En la energización trifásica del generador, la corriente inicial puede incrementarse desde uno a cuatro veces la corriente nominal y el voltaje descender por debajo del 70% del nominal, operando así el relé (51V).

Otra opción para proteger al generador contra una energización accidental trifásica, es el uso de un relé de sobrecorriente direccional (67) que es supervisado por un relé de bajo voltaje para producir un disparo cuando la corriente fluya desde el sistema hacia el generador. Este relé debe ser implementado de tal forma que no quede deshabilitado cuando el generador esté fuera de servicio.

La operación de la protección (67) debe disparar el interruptor de unidad, el interruptor de campo y los interruptores de servicios auxiliares.[43]

### **3.1.17 Protección contra pérdida de sincronismo (78).**

Los generadores se encuentran protegidos contra la pérdida de sincronismo de manera indirecta por el impulsor o gobernador ya que no se permite que existan excesos de velocidad por los daños que se pueden presentar en las partes mecánicas, por lo que se usan normalmente relevadores de sobrecorriente que alertan o se disparan en caso de que persista el fenómeno.

En caso que se dé la pérdida de sincronismo las consecuencias de la operación del generador son:

- Altas corrientes en el estator.
- Operación a una frecuencia distinta a la normal (como generador de inducción).

- Daño en el eje debido a torques transitorios asociados con el deslizamiento que aparece por las corrientes pulsantes en el estator en cada ciclo.
- Daños en los devanados amortiguadores por corrientes inducidas en estos debidos a la diferencia entra la frecuencia de flujo magnético del estator y la velocidad de giro del rotor.

No es usual proporcionar protección contra la pérdida de sincronismo o contra salida de paso en un generador manejado por un primo motor. No es probable que un generador pierda el sincronismo con otros generadores en la misma central a menos que pierda la excitación, para la que por lo general se provee la protección específica. Si una central tiene uno o más generadores, y si ésta pierde el sincronismo con otra central, el disparo necesario para separar los generadores que están fuera de paso se hace por lo general en el sistema de transmisión que las interconecta.[44]

### **3.1.18 Protección contra sobrecalentamiento del generador (49G).**

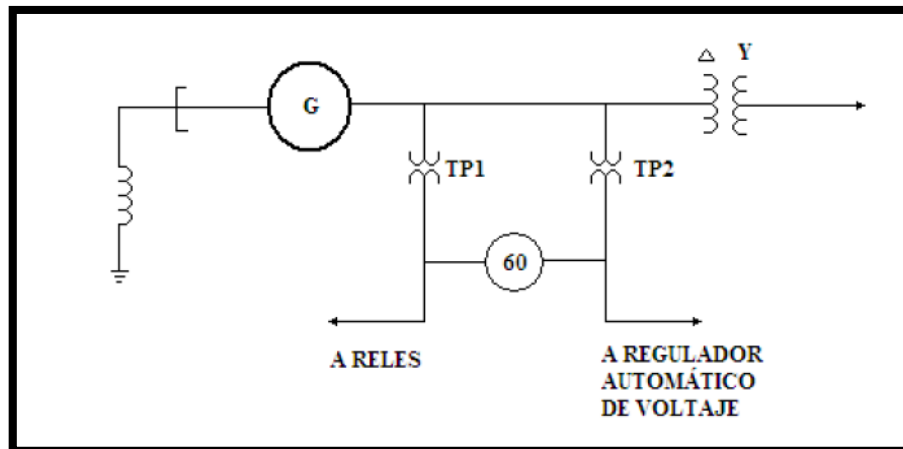
Producido por una sobrecarga, por un cortocircuito o también puede ser dado por la falla del sistema de enfriamiento. Es usual la protección contra sobrecalentamiento del generador por medio de relés de tipo imagen térmica diseñados de manera de reproducir las condiciones de calentamiento que originan las corrientes estáticas o rotóricas y que al llegar a una cierta temperatura de ajuste cierra sus contactos. En función protege a unidades de cualquier rango de potencia y capacidad térmica. Este monitorea el aumento de temperatura y no de temperatura absoluta. Por tanto no toma en cuenta ni la temperatura ambiente ni la efectividad del sistema de enfriamiento.

### **3.1.19 Protección de equilibrio de tensión (60).**

La protección contra desbalance de voltaje, tiene como función principal detectar fallas en los TP's conectados al generador, que envían las señales de voltaje a algunos relevadores y a otros dispositivos como el regulador de voltaje. La pérdida de las señales de tensión puede ocurrir por las siguientes causas:

- Falla en los fusibles de los TP's.
- Falla en cableado que va de los TP's a los relés.
- Fusible del TP fundido debido a un cortocircuito por deterioro en los contactos, o causado durante el mantenimiento.

La ausencia de voltaje afecta principalmente a los relés que basan su funcionamiento en esta señal, causando mal funcionamiento e incluso una operación errónea. Adicionalmente, si falla la señal que llega al AVR, este incrementará la corriente de campo, a niveles peligrosos, para tratar de mejorar el voltaje terminal, que aparentemente se ha reducido provocando así la sobreexcitación del generador.



**Figura 3.1:7** Conexión de relé 60 en sistema de generación.

**Fuente:** J. Blackburn and T. Domin, *Protective relaying: principles and applications*

### 3.2 Protección de transformadores de potencia

Los transformadores son máquinas que transmiten la energía eléctrica, mediante un campo magnético, desde un sistema con una tensión determinada a otro sistema con la tensión deseada, a la misma frecuencia. La construcción de los transformadores varía mucho, dependiendo de sus aplicaciones, voltaje del devanado, capacidad de corriente y frecuencia de operación.

Los transformadores sólo pueden sufrir cortocircuitos, circuitos abiertos y sobrecalentamiento en los arrollamientos. En la práctica general tampoco está prevista la protección contra sobrecalentamiento o sobrecarga; puede haber accesorios térmicos para hacer sonar una alarma o para controlar bancos de ventiladores, pero con sólo pocas excepciones, por lo general no se practica el disparo automático de los interruptores de los transformadores. Una excepción es cuando el transformador proporciona una carga definida predecible. Puede considerarse la protección de respaldo para fallas externas como una forma de protección de sobrecarga, pero la puesta en marcha de dicho equipo de protección es por lo general muy elevada para proporcionar una protección eficaz al transformador, excepto en el caso de cortocircuitos prolongados. Resta entonces, sólo la protección contra cortocircuitos en los transformadores o en sus conexiones, y la protección de respaldo contra falla externa.

### **3.2.1 Protecciones de sobrecorriente (50/51 Y 51 N)**

La protección de sobrecorriente se diseña para operar cuando la magnitud de la corriente que fluya por el elemento protegido es mayor que la corriente de ajuste. Los valores anormales de corriente pueden ser provocados por sobrecargas en el sistema y por cortocircuito. Estos niveles excesivos de corriente pueden provocar daño térmico o mecánico a los elementos del sistema, e influenciar negativamente en la calidad del servicio eléctrico.

Los esquemas de protección deben distinguir entre corrientes debidas a fallas externas o corriente de carga en estado estable y las corrientes producidas por fallas internas. Una falla externa que no es liberada rápidamente o corrientes debidas a grandes cargas, producen sobrecalentamientos en los devanados del transformador y a su vez la degradación del aislamiento. Esta situación favorece a la aparición de fallas internas. El efecto de una falla interna sostenida puede producir arcos, incendios, fuerzas mecánicas y magnéticas que finalmente dañan al equipo protegido e inclusive a equipos cercanos a este. Por lo tanto se debe seleccionar y ajustar correctamente los dispositivos de protección por sobrecorriente que protegen al generador.

Existen muchos tipos de relés de sobrecorriente, pero los utilizados en la protección de transformadores son del tipo de tiempo inverso y de tiempo definido. Esto se lo conoce como un dispositivo de protección 50/51, el cual combina las características de estos dos tipos de relés.

El relé de sobrecorriente es comúnmente conectado en el lado de alto voltaje del transformador.

El relé 51N mide la corriente de secuencia cero que circula por el neutro del transformador, esto se da cuando una falla a tierra ocurre en una de las fases. Está ubicado en el neutro del devanado de estrella aterrizada y se utiliza como respaldo contra fallas a tierra en las líneas de transmisión que parten de la estación de generación. La corriente de arranque y tiempo de operación, deberán estar coordinados con los dispositivos de protección del transformador y los disponibles en las líneas de transmisión.[45]

### **3.2.2 Protección diferencial (87T).**

La protección más adecuada para un transformador de potencia que se encuentra en red con una unidad de generación, es con relés diferenciales del tipo porcentaje, que puede ser conectado para incluir al generador, logrando tener una protección al grupo generador-transformador. Este arreglo de protección diferencial para el grupo provee una cobertura adicional a máquinas rotacionales. Esta protección es comúnmente llamada 87GT; para la conexión de los TC's en esta protección hay que tomar en cuenta la conexión del transformador, de tal forma que, si la conexión es Y-Delta, los TC's deben tener conexión opuesta, es decir Delta-Y.

El principio de funcionamiento del relé diferencial ya se analizó anteriormente en 87G, y consiste básicamente en la detección de una corriente diferencial, producto de la diferencia (sobre todo de signo) de las corrientes de las fases cuando un cortocircuito ocurre dentro de la zona de protección.

Esta protección es utilizada principalmente para detectar cortocircuitos a tierra y entre fases en los devanados; pero, a diferencia de la 87G, puede detectar cortocircuitos entre espiras de una misma fase, debido a que en un evento de este tipo, la relación de transformación se ve alterada cambiando la relación entre las corrientes primaria y secundaria, lo que da lugar a la circulación de una pequeña corriente diferencial debido a la relación de los TC's que protegen al transformador. La circulación de una pequeña corriente diferencial, puede operar el relé dependiendo de los parámetros de calibración. La característica de esta función de protección es la sensibilidad, velocidad y absoluta discriminación.[46]

### **3.2.3 Protección diferencial direccionada a tierra (87N).**

El esquema diferencial direccionada a tierra es un sistema de protección que se aplica particularmente a transformadores de conexión delta – estrella con neutro a tierra y puede instalarse en el enrollado conectado en estrella o en el conectado en delta. Si se trata del enrollado conectado en estrella con neutro a tierra, se instalan transformadores de corriente de igual relación de transformación en cada una de las fases y en el neutro.

Esta protección es aplicada para detectar fallas a tierra de una de las fases del devanado, ya que una de estas fallas produce la circulación de una corriente relativamente pequeña. Esta corriente tan pequeña, imposibilita la detección de la falla utilizando un relé de sobrecorriente común, por otro lado la protección diferencial de porcentaje puede volverse insensible ante fallas a tierra muy cercanas al neutro, dependiendo de la pendiente de restricción.

Mientras más cerca sea la falla al neutro, menor es la corriente que circula por las fases y por lo tanto más difícil de detectar por los relés de sobrecorriente y diferencial; he aquí la importancia de la aplicación de la protección de tierra restringida que es mucho más sensible contra fallas a tierra en los devanados.

La protección a tierra restringida puede ser aplicada utilizando un relé diferencial a tierra 87N o un relé instantáneo de alta impedancia 64.



### **3.2.4 Protecciones mecánicas propias de un transformador de potencia**

También denominadas protecciones mecánicas del transformador, estos aparatos se instalan para detectar anomalías y defectos internos, para fallos externos al transformador o por efectos eléctricos como cortocircuitos o sobrecargas se utilizan protecciones diferenciales las cuales se explican en el capítulo de protecciones.

A continuación se exponen las protecciones propias de transformador más utilizadas:

#### **3.2.4.1 Protección Buchholz (63B).**

A este tipo de relevador también se lo conoce como trafoscopio o relevador detector de gas, es una protección mecánica propia del transformador y puede aplicarse sólo a transformadores equipados con tanque conservador y sin espacio de gas dentro del tanque. Es aplicado para proteger al transformador contra fallas internas, ya que cualquier anomalía magnética o eléctrica que se presenta en el interior del transformador da origen a calentamientos locales que descomponen el aceite o dan lugar a la combustión de los aislantes, produciéndose por dichas causas un desprendimiento más o menos importante de gas. Además de los defectos de aislamiento, esta protección detecta la rotura de conductores, los contactos defectuosos, así como el calentamiento del hierro (núcleo) y sobrecargas en la parte interna de los bornes pasatapas del transformador. Su característica más sobresaliente es su sensibilidad a las fallas incipientes, es decir fallas menores que inician su aparición con desprendimiento de gases inflamables que causan daños lentos pero crecientes.

Este relevador se vale del hecho de que los aceites minerales producen gases inflamables cuando se descompone a temperaturas mayores de 35°C, tales como el acetileno y otros hidrocarburos de molécula simple. En el caso de una falla severa la generación súbita de gases causa movimientos de aceite y gas en el turbo que interconecta al transformador con el tanque conservador y también en el relevador Buchholz, accionándose un segundo mecanismo que opera un segundo switch que manda una señal para disparo.[47]

#### **3.2.4.2 Protección De Sobrepresión ó Presión Súbita (63P).**

En transformadores con sello hermético (sin tanque conservador) la unidad de disparo del relevador Buchholz no es aplicable por lo que puede utilizarse una unidad de sobrepresión.

#### **3.2.4.3 Protección Térmica (49T).**

La temperatura del punto caliente (hot spot) en los devanados de un transformador de potencia influye considerablemente sobre la velocidad de deterioro de aislamiento. La protección del transformador contra daño debido a temperaturas excesivas del punto caliente es proporcionada por un relevador térmico que responde tanto a la temperatura del aceite como al efecto calentador de la corriente de carga; en estos relevadores el elemento del termostato está sumergido en el aceite y recibe además una corriente proporcional a la corriente de carga, de tal manera que la temperatura del elemento se relacione con la temperatura total que los devanados del transformador alcanzan durante su operación..

#### **3.2.4.4 Temperatura del aceite (26)**

Mide la temperatura del aceite cerca de la parte superior del transformador. Tiene niveles de alarma y disparo, a través de un relé de disparo y bloqueo.

#### **3.2.4.5 Indicadores de nivel de aceite (71)**

Se encuentra en el depósito de expansión y proporciona alarma por bajo y alto nivel de aceite. Los defectos que hacen alcanzar el nivel de disparo a estas protecciones son tan graves que obligan a separar totalmente el transformador de la red eléctrica, desconectando los interruptores de todos sus devanados.

### **3.3 Protección de barras colectoras**

Las barras de un sistema eléctrico de potencia tienen la misión de facilitar la interconexión de diferentes circuitos del mismo nivel de voltaje. Los diferentes esquemas de barras tienen

diferentes grados de versatilidad, maniobrabilidad, mantenimiento, confiabilidad y continuidad de servicio de una Subestación (S/E).

Al producirse una falla en la barra de una Subestación, se presentan altas corrientes de cortocircuito que producen esfuerzos térmicos y mecánicos importantes en todos los equipos conectados a la barra.

Por esta causa, las barras deben protegerse convenientemente si no se quiere tener graves averías, pues una falla no despejada puede originar la destrucción de las mismas y una interrupción prolongada del suministro de energía eléctrica.

Es indispensable tener un sistema de protección con una alta velocidad de operación, para reducir el tiempo de apertura de los disyuntores y así evitar daños a los equipos conectados a la barra.

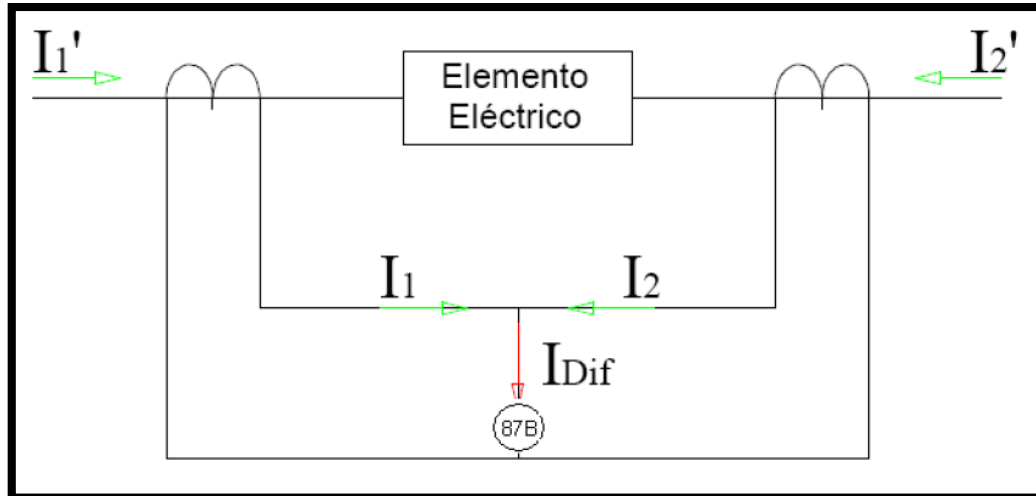
### **3.3.1 Protección diferencial de barras**

La protección diferencial, es el sistema de protección más utilizado en las instalaciones nuevas, ya que detecta tanto las fallas de fase como las de tierra.

Hay muchas variedades de protección diferencial, cada una de ellas tiene sus propias características.

El concepto es una extensión de la ley de Kirchoff que establece que la suma de corrientes que ingresan a un nodo determinado es igual a la suma de las corrientes que salen del mencionado nodo.

Se instalan transformadores de corriente (TC) en cada extremo o terminal de la zona protegida conectados en forma conjunta como se indica en la Figura 3.3:1



**Figura 3.3:1** Esquema de un relé diferencial.

**Fuente:** F. Milano, "Chapter 13: Faults and Protections".

Una protección diferencial de barras ideal aprovecha el principio que la suma de las corrientes es cero en caso de fallas externas y en condiciones de flujos de potencia estables y que la sumatoria de corrientes es igual a la corriente de falla total para fallas internas.

Para el caso de una falla externa, las corrientes que salen de las barras es igual a la suma de todas las corrientes que ingresan a la barra, por lo que la suma total es cero; esta situación es ideal en condiciones de flujo de potencia normal. Por otro lado, para el caso de una falla interna, la suma de todas las corrientes que ingresan a la barra es igual a la corriente de falla total.

En la práctica existen inconvenientes que no permiten conseguir una protección diferencial ideal, por lo que el esquema escogido debe garantizar que la protección diferencial trabaje adecuadamente aún en condiciones no ideales.

Un sistema de protección diferencial ideal se muestra en la figura 3.3:2 y figura 3.3:3, donde los TC's tiene la misma relación y están conectados con el mismo sentido de polaridad, de ahí que las corrientes que circulan en el circuito ubicado entre los TC's sean cero ( $I_d=0$ ) para condiciones normales de flujo de potencia y fallas externas, mientras que para fallas internas circulará la corriente de falla total.

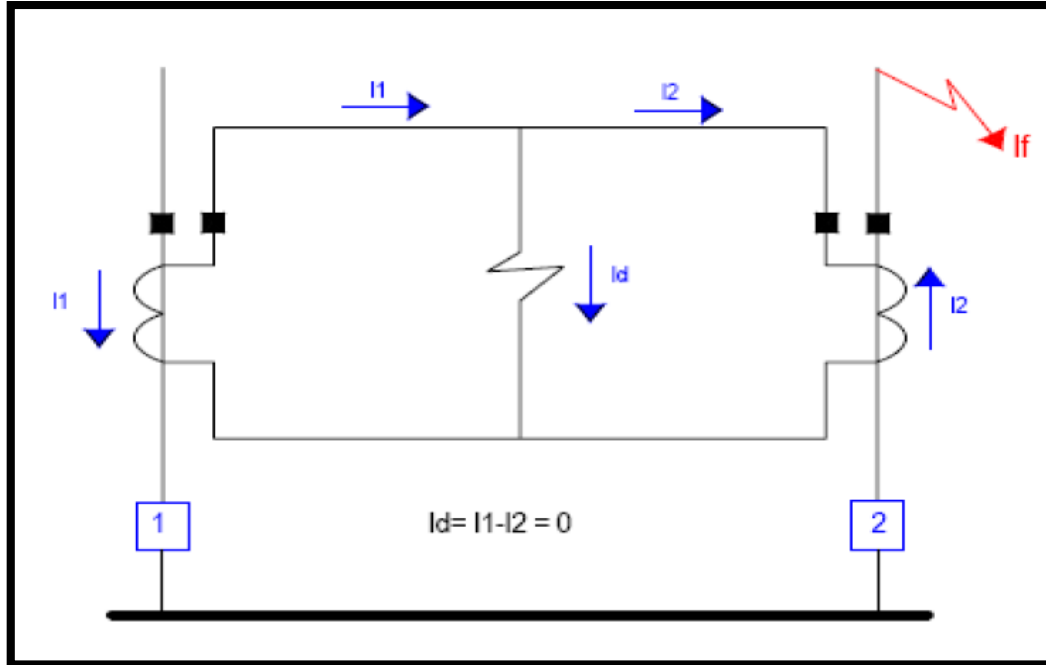


Figura 3.3:2 Esquema de un relé diferencial ideal falla externa.

Fuente: F. Milano, "Chapter 13: Faults and Protections".

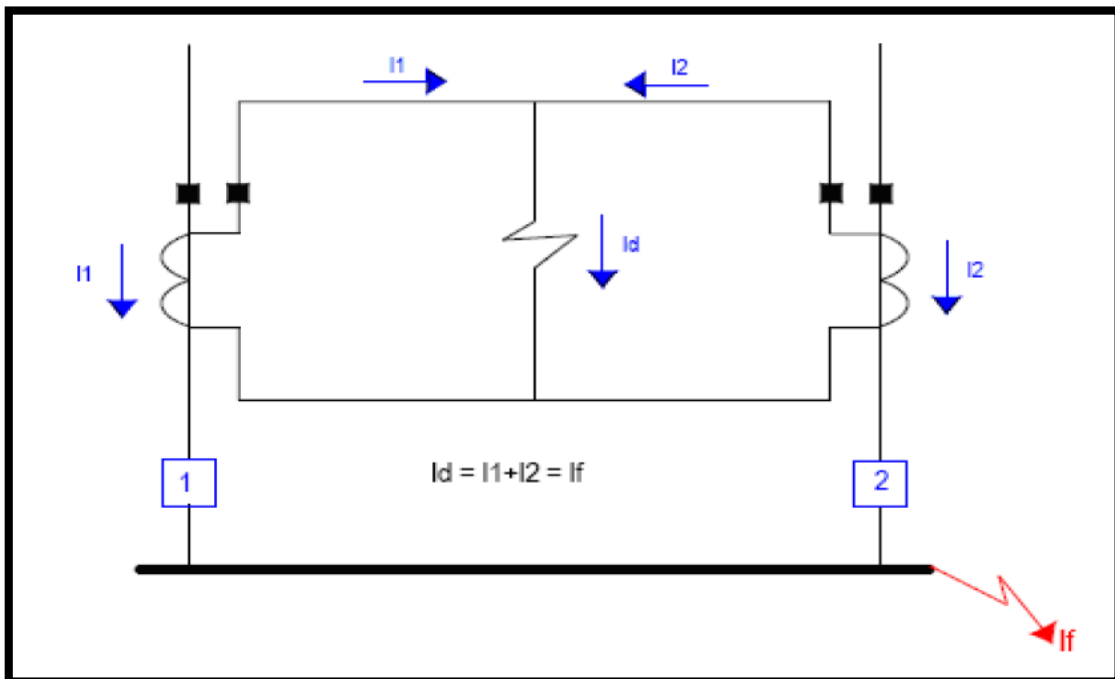


Figura 3.3:3 Esquema de un relé diferencial ideal falla interna.

Fuente: F. Milano, "Chapter 13: Faults and Protections".

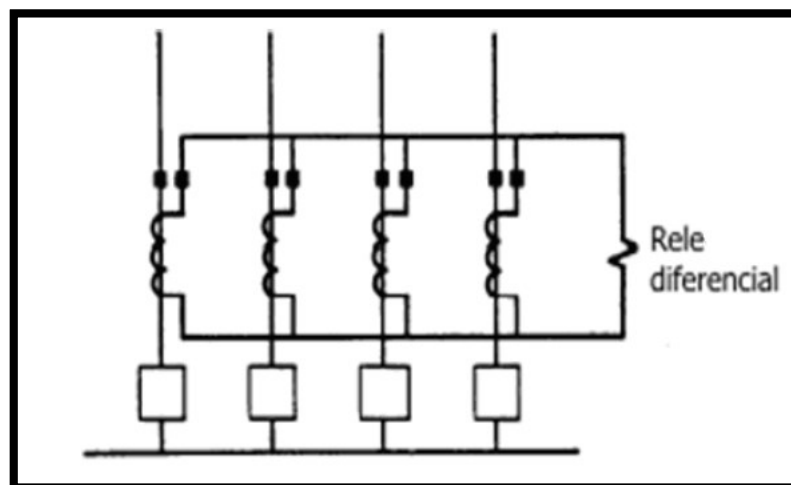
En la protección diferencial de barras se usan varios esquemas:

- Protección diferencial mediante relé de sobrecorriente.
- Protección diferencial de voltaje con “acopladores lineales”
- Protección diferencial porcentual.
- Protección diferencial de baja impedancia.
- Protección diferencial de alta impedancia.[11]

### 3.3.1.1 Protección diferencial con relés de sobrecorriente.

Para este esquema de protección diferencial todos los TC's tiene la misma relación nominal y están interconectado de tal forma, que para la corriente de carga o para la corriente de falla externa de cualquier bahía no fluya corriente a través de la bobina del relé.

Sin embargo, los TC's en el circuito fallado pueden estar saturados por la corriente total de falla que tendrán errores muy grandes. Como consecuencia el relé diferencial puede tomar una corriente muy grande y, a menos que tenga una puesta en marcha bastante elevada o una acción retardada lo suficientemente larga, funciona en forma indeseada y causa el disparo de todos los interruptores de la barra colectora.



**Figura 3.3:4** Protección diferencial con relés de sobrecorriente

**Fuente:** F. Milano, “Chapter 13: Faults and Protections”.

La saturación de los TC's dependen de los siguientes factores.

- Relación de los TC's
- Área de la sección del núcleo
- Carga conectada en el secundario del transformador
- Magnitud de la carga
- Presencia y magnitud de flujo remante
- Magnitud y dirección de la componente de corriente continua
- Densidad del flujo de saturación del núcleo

### **3.3.1.2 Protección diferencial de voltaje con acopladores lineales.**

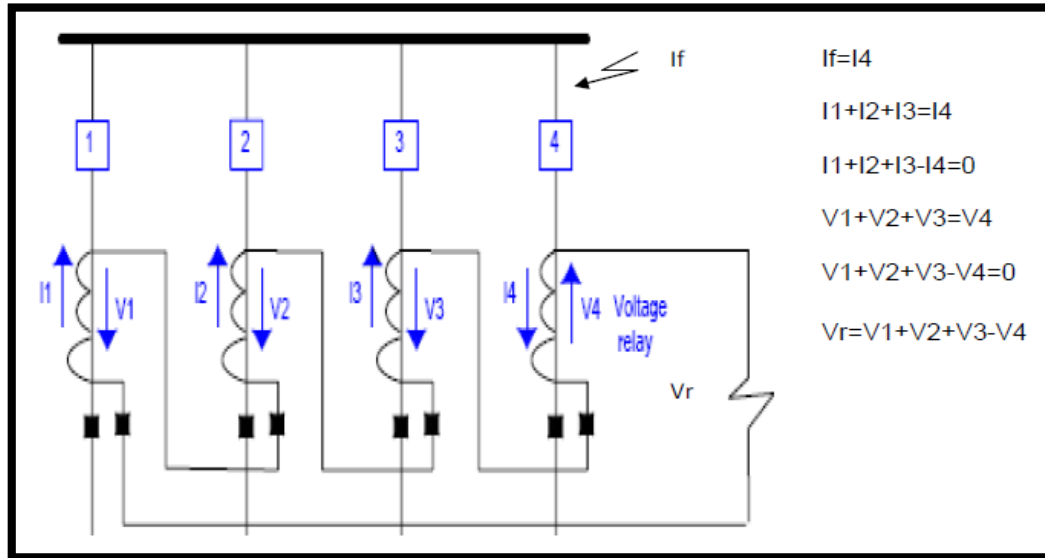
El problema de la saturación de los TC's se elimina en su fuente por los TC's de núcleo de aire llamados acopladores lineales. Estos TC's son parecidos a los de boquilla pero no tienen hierro en su núcleo, y el número de espiras secundarias es mucho mayor.

La característica de excitación secundaria de estos TC's es una línea recta que tiene una pendiente de casi 5V/1000 A-vuelta. En contraste con los TC's convencionales, los acopladores lineales pueden funcionar sin daño con sus secundarios en el circuito abierto.

De hecho, puede tomarse muy poca corriente del secundario, debido a que la mayor parte de la fuerza magnetomotriz primaria se consume en la magnetización del núcleo.

Por lo general, no hay problema de selectividad excepto cuando la corriente de falla a tierra está limitada en forma severa por la impedancia del neutro. Cuando existe dicho problema, se usa un equipo de protección adicional más sensible que incluye un relevador de supervisión, el cual permite que el equipo más sensible sólo funcione en una falla monofásica a tierra.

La protección diferencial con acopladores lineales se acomoda fácilmente a cambios del sistema, puede aplicarse a un número ilimitado de circuitos y es de fácil mantenimiento, aplicación y ajuste.



**Figura 3.3:5** Protección diferencial con acopladores lineales

**Fuente:** F. Milano, "Chapter 13: Faults and Protections".

### 3.3.1.3 Protección diferencial porcentual.

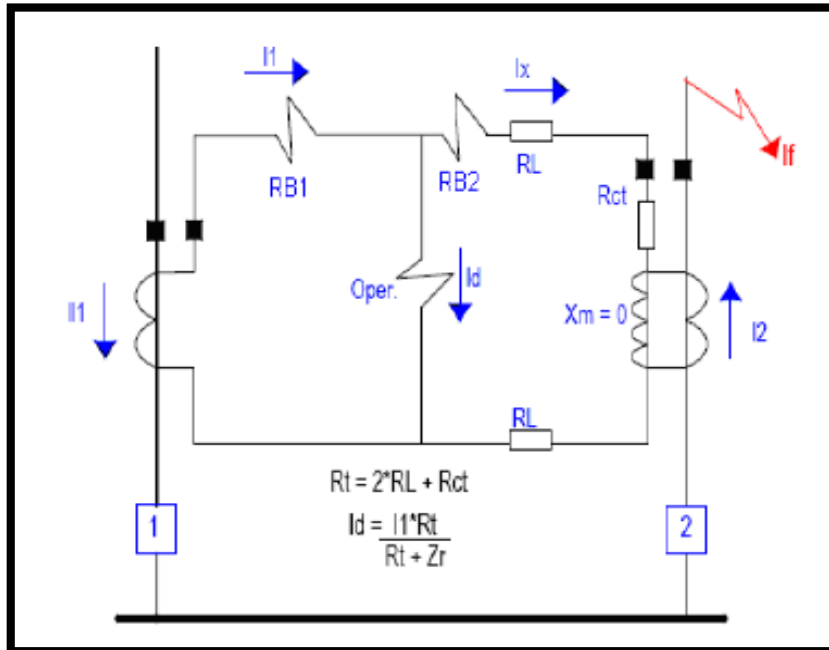
En condiciones normales de operación pueden aparecer algunas corrientes diferenciales debido a las diferentes relaciones de transformación, sin embargo, estas corrientes no son lo suficientemente grandes como para hacer que opere el relé.

Si ocurre una falla externa, el relé se comporta igual que bajo condiciones normales, pero si uno de los TC's se satura, entran en juego las curvas de porcentaje donde el relé no opera si la corriente diferencial que aparece en el circuito diferencial está por debajo de la curva de porcentaje.

Este sistema es estable para fallas externas, incluso bajo las condiciones más extremas de operación. Bajo condiciones de falla interna se debe asegurar, que la corriente de falla se encuentre sobre el umbral de la curva porcentual para que se produzca el disparo.

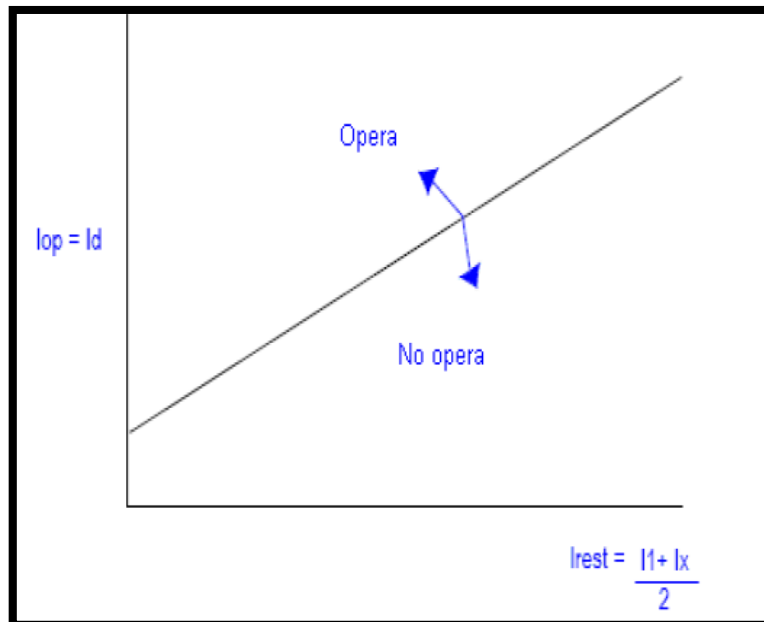


El sistema se puede usar en diferentes tipos de esquemas de barra donde no se requiere una protección selectiva. La desventaja de este tipo de protección es que todos los terminales secundarios de los TC's deben ir al tablero del relé.



**Figura 3.3:6** Protección diferencial porcentual

**Fuente:** F. Milano, "Chapter 13: Faults and Protections".



**Figura 3.3:7** Protección diferencial porcentual-Curva operación.

**Fuente:** F. Milano, "Chapter 13: Faults and Protections".

### 3.3.1.4 Protección diferencial de baja impedancia.

La protección diferencial está basada en las leyes de Kirchhoff, el cual dice que la sumatoria total de las corrientes que ingresan a un nodo es igual a cero.

Para el esquema de protección diferencial, los errores de TC's y los errores de medición son considerados. Los criterios de medición para las corrientes diferenciales y para las corrientes de restricción se definen de la siguiente forma:

$$I_{OP} = | I_1 + I_2 + \dots + I_n | \quad (3.1)$$

$$I_{Rest} = | I_1 | + | I_2 | + \dots + | I_n | \quad (3.2)$$

Dónde:

**I<sub>Op</sub>** = Corriente diferencial

**I<sub>Rest</sub>** = Corriente de restricción

**I<sub>1</sub>, I<sub>2</sub>, I<sub>n</sub>** = Corrientes que circulan por los alimentadores

El principio se muestra en la figura 3.3.8 que está basada en tecnología electromecánica.

La corriente de disparo  $I_{Op}$  corresponde a la magnitud de la suma fasorial de las corrientes del alimentador, de acuerdo a la ecuación 3.1

La corriente de restricción  $I_{Rest}$  corresponde a la suma aritmética que es generada por la suma de las corrientes rectificadas, de acuerdo a la ecuación 3.2.

$$I_{DIFF} > I_{Op} - K * I_{Rest} - I_B \quad (3.3)$$

Dónde:

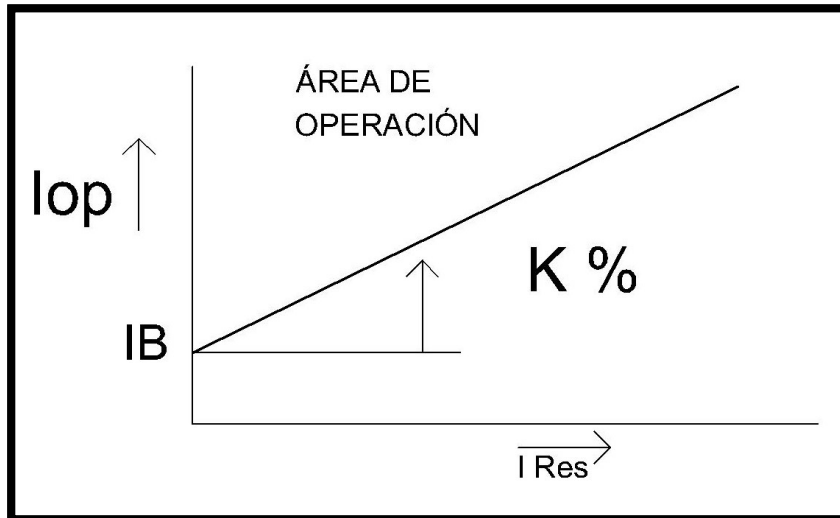
**I<sub>DIFF</sub>**= Corriente diferencial que circula por la bobina del relé.

**I<sub>B</sub>**= Corriente diferencial umbral para evitar los errores que presentan los TC's.

**k** = Pendiente de la curva característica del relé diferencial.

La corriente de disparo  $I_{Op}$  menos las componentes de la corriente de restricción  $k \cdot I_{Res}$  y la corriente diferencial umbral  $I_B$  de los TC's, fluye a través de la bobina de operación.

Para que la operación se ejecute, la diferencia de las corrientes que circula por la bobina del relé diferencial es  $I_{DIFF}$ , debe superar la característica de operación del relé diferencial. Por lo tanto, el criterio de desconexión es el siguiente.



**Figura 3.3:8** Características de operación de la protección diferencial.

**Fuente:** P. S. Lemmer and S. Ag, *Power Automation-Basics of Protection n Basic Requirements*.

### 3.3.1.5 Protección diferencial de alta impedancia.

El arreglo de alta impedancia tiende a forzar que cualquier corriente diferencial incorrecta circule a través de los TC's en lugar de que lo haga a través de las bobinas de operación del relé y así evitar mala operación por fallas externas o para condiciones de sobrecarga cuando las corrientes secundarias de todos los TC's no sean las mismas a causa de las diferencias en las características de magnetización.

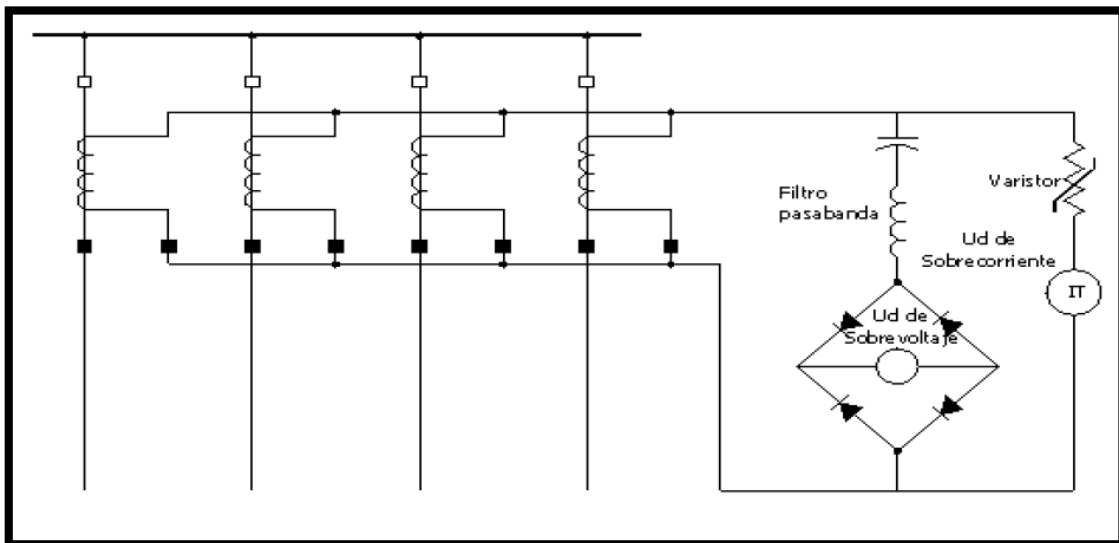
Este esquema protege las barras contra fallas a tierra y contra fallas entre fases, está diseñado para trabajar aún bajo condiciones de saturación, permanece estable bajo condiciones de falla externas.

El relevador consiste básicamente en una unidad de voltaje instantáneo tipo solenoide operado mediante un rectificador de onda completa. Dicha unidad se ajusta calculando el

voltaje máximo en los terminales del relé para una falla externa, tomando en cuenta la corriente máxima de falla primaria, la resistencia de los devanados secundarios, la resistencia de las conexiones secundarias, y las relaciones de transformación de los TC's.

Una unidad de sobrecorriente instantánea se conecta a este arreglo y se ajusta para operar a magnitudes de fallas internas muy altas. Se ajusta alto para evitar la operación durante fallas externas.

Durante una falla externa, el voltaje a través de los terminales del relevador es relativamente bajo y el relevador no opera. Durante fallas internas el voltaje a través de los terminales del relevador es más alto y resulta en operación de la unidad instantánea de sobrevoltaje el cual envía la señal de disparo a los interruptores apropiados.



**Figura 3.3:9** Conexión de los TC's con la unidad de alta impedancia.

**Fuente:** F. Milano, "Chapter 13: Faults and Protections".

### 3.4 Protección de línea

Debido a que nuestra investigación se enfoca en todos los elementos que intervienen en un SEP, considerando así las líneas de transmisión, se debe realizar una revisión minuciosa de este elemento debido a que las líneas de transmisión (líneas aéreas) acumulan la mayor

cantidad de fallas de aislamiento de los sistemas de potencia de ahí que tienen varios niveles de protección para precautelar la continuidad del sistema.

Para seleccionar el esquema de protección más adecuado para una determinada línea de transmisión, se debe analizar una serie de componentes, a continuación citamos los más relevantes tales como:

- a) Configuración del sistema de potencia.
- b) Parámetros del sistema: Longitud e impedancia de las líneas y transformadores.
- c) Estudio de cortocircuito.
- d) Carga máxima.
- e) Localización de transformadores de potencial y de corriente, entre otros.

### **3.4.1 Protección de distancia (21)**

Esta protección también es llamada Protección de Impedancia, porque las protecciones de distancia no calculan la distancia a la que se encuentra la falla; sino que determinan si la misma es interna o externa a la zona RX que protegen. Para ello, realizan funciones pertenecientes al grupo de funciones básicas de cociente de dos magnitudes, como es la relación entre voltaje y corriente relativos al extremo de línea en que se encuentra ubicada la protección. Las fallas son despejadas instantáneamente (sin retardo intencional de tiempo) si se producen en el tramo medio de la línea (entre el 80% y el 90% de su longitud total), el resto de las fallas se despejan con tiempos de retardo del orden de 500 y 1000 milisegundos (en sistemas de transmisión).

El punto del alcance de un relé es el punto geométrico a lo largo de la impedancia de la línea que se interseca por el límite característico del relé. Los lugares geométricos de las impedancias del sistema de potencia pueden ser vistas por el relé durante las fallas, las oscilaciones de potencia y las variaciones de carga pueden también ser trazadas en el mismo diagrama y de este modo el funcionamiento del relé en presencia de fallas y disturbios del sistema pueden ser analizados. Los sistemas de tele protección involucran distintas variantes y son un complemento de la protección de distancia, que le permite una

actuación instantánea en caso de fallas a lo largo de la línea. Requieren medios de comunicación de señales lógicas entre ambos extremos que suelen ser de Onda Portadora.

Una característica importante de la protección de distancia es su empleo como protección de respaldo de las protecciones de las barras a las que está directamente vinculada la línea en cuestión y de las protecciones de las otras líneas vinculadas a dichas barras.

Cuando por efecto de otras perturbaciones los sistemas de potencia comienzan a oscilar y las oscilaciones no pueden ser controladas mediante los automatismos previstos a ese efecto, los sistemas de protección deben producir la apertura de las redes en puntos previamente establecidos para conseguir subsistemas aislados estables. Los propios sistemas de protección de distancia suelen estar previstos para esa función, mediante el uso de una doble característica. Esa doble característica le permite diferenciar entre las impedancias aparentes presentadas por las fallas de aislamiento y las impedancias aparentes producidas por grandes incursiones angulares entre generadores.

#### **3.4.1.1 Funcionamiento de los relés de distancia**

El funcionamiento de un relé de distancia se define en términos de exactitud del alcance y tiempo de funcionamiento.

La exactitud del alcance es una comparación del alcance óhmico real del relé bajo condiciones prácticas con un relé que fija su valor en ohmios. La exactitud del alcance depende particularmente del nivel del voltaje presente en el relé bajo condiciones de falla. Las técnicas empleadas para la medición de impedancia correspondiente al diseño de ciertos relés, que también tienen un impacto en la exactitud.

Los tiempos de operación pueden variar con la corriente de falla, con la posición de la misma con respecto al ajuste del relé y con un punto en la onda del voltaje en la cual ocurre la falla. Además, depende de las técnicas de medición empleadas en el diseño particular de

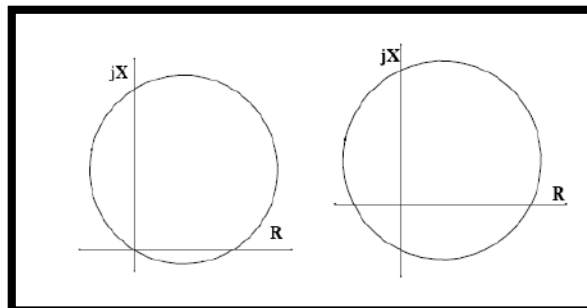
ciertos relés, errores transitorios en la señal medida, como los producidos por transformadores de voltaje capacitivos o saturación de los transformadores de corriente.[11]

### 3.4.1.2 Zonas de protección

La selección cuidadosa de los ajustes y tiempos de disparo para las diferentes zonas de medida permite la correcta coordinación entre los relés de distancia en un sistema de potencia. La protección básica de distancia abarcará la protección direccional instantánea de zona 1 y una o más zonas con retraso. Los ajustes típicos de alcance y tiempo para la protección de distancia con un esquema de tres zonas. Los relés de distancia digitales y numéricos pueden tener hasta cinco zonas de protección y algunos pueden fijar la zona de operación bien sea con vista: aguas abajo (forward) o aguas arriba (reverse).

A continuación son presentadas dos de las características tradicionalmente más comunes en aplicaciones de protección de distancia:

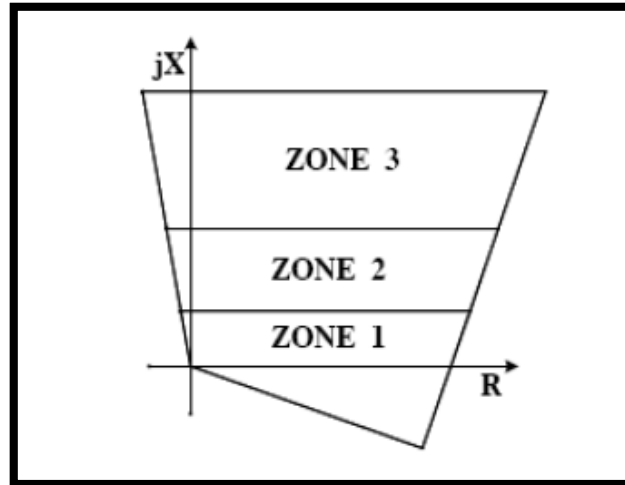
Característica Circular (Tipo Mho o Mho con offset): Corresponde a una forma circular en el diagrama R-X en la cual el relé opera si la impedancia medida cae dentro del círculo. El caso de la característica con offset, donde el círculo está desplazado y su límite no pasa por el origen. Provee mejor protección a fallas cercanas, pero debe utilizarse con supervisión direccional (por cubrir en parte una sección de línea que el relé vería hacia atrás).[11], [48]



**Figura 3.4:1** Características tipo Mho y Mho con offset.

**Fuente:** A. Grid, *Network Protection & Automation Guide Network Protection & Automation Guide*, ALSTOM. 2011.

Característica Poligonal: Esta característica puede definirse fijando alcances reactivos y resistivos que limiten las zonas de protección y corresponde a una forma similar a la que se aprecia en la siguiente Figura 3.4:2



**Figura 3.4:2** Características poligonales.

**Fuente:** A. Grid, *Network Protection & Automation Guide Network Protection & Automation Guide*, ALSTOM. 2011

En la mayoría de casos el ajuste de las tres zonas principales se hace con unos criterios iguales o parecidos a los siguientes:

Zona 1: Se ajusta para cubrir entre el 80% o el 85% de la longitud de la línea protegida.

Zona 2: Se ajusta para cubrir la totalidad de la línea protegida, más el 50% de la siguiente línea más corta.

Zona 3: Se ajusta para cubrir la totalidad de la línea protegida, más el 100% de la siguiente línea más larga, más el 25% de la siguiente línea más corta

### **3.4.2 Protección de sobrecorriente direccional de fase (67) y de tierra (67N).**

Estos relés son de sobrecorriente controlados o supervisados por una unidad direccional, con lo cual los relés de sobrecorriente direccional sólo responden a fallas en una sola dirección.



La direccionalidad viene dada por una entrada que puede ser de voltaje, de corriente o ambas. Los relés direccionales de fase son polarizados por el voltaje de fase, mientras que los relés de tierra (para corriente residual) emplean varios métodos de polarización y usan cantidades de secuencia cero o de secuencia negativa. Las unidades direccionales que se polarizan con secuencia negativa se prefieren en los casos donde los efectos de acoplamiento mutuo de secuencia cero hacen que las unidades direccionales de secuencia cero pierdan direccionalidad (líneas largas de doble circuito por ejemplo). Los esquemas de relés de sobrecorriente direccional de fases se usan en sistemas enmallados donde la corriente de falla o de carga puede fluir en ambas direcciones. El arranque de los elementos de sobrecorriente debe ser ajustado por encima de la máxima corriente de carga en la dirección hacia adelante del relé, pero por debajo de la corriente normal de carga en dirección reversa.

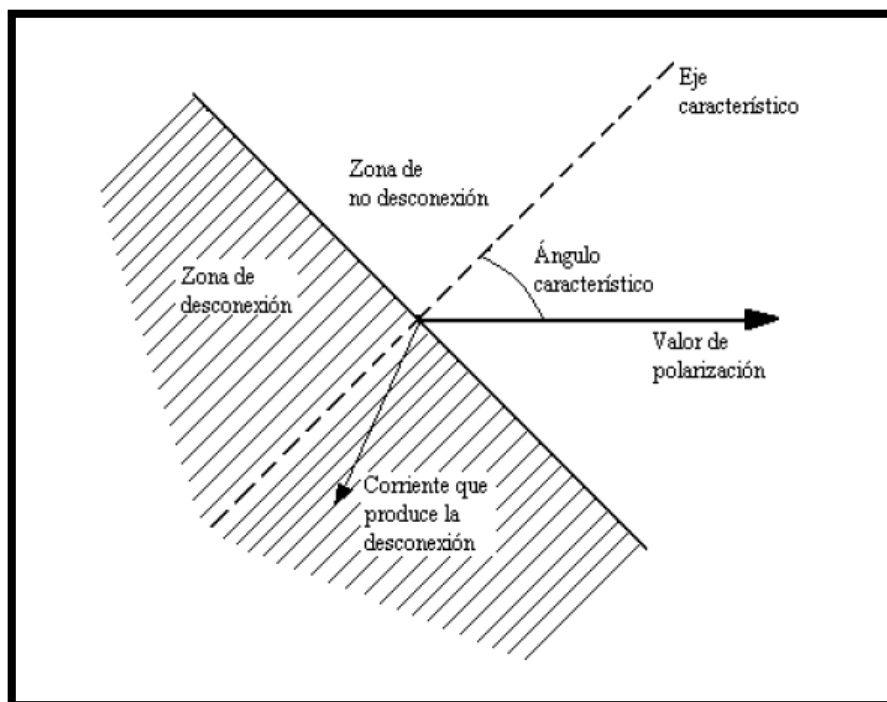


Figura 3.4:3 Zona de operación de relé direccional.

Fuente: A. Grid, *Network Protection & Automation Guide Network Protection & Automation Guide*, ALSTOM. 2011

### **3.4.3 Protecciones especiales**

#### **3.4.3.1 Protección De Mínima Tensión de Alimentación 125Vcc (80).**

La alimentación de corriente continua se utiliza en todos los paneles que contengan equipos de protección y medición, debido a que estos cuentan con elementos que trabajan bajo influencia de corriente continua. Esta alimentación puede venir de un banco de baterías o de un rectificador de corriente directa dada por el transformador de servicios auxiliares hacia un banco convertidor.

En el momento de una falla se necesita que actúe un relé para mantener el equipo protegido. Si por alguna razón el relé encargado de cumplir este trabajo no opera, se tendrá que analizar las razones de la falla del relé. Una de estas razones puede ser que la alimentación de 125Vcc que recibe el relé se encuentre en un rango inferior al que se requiere para operación.

#### **3.4.3.2 Protección De Falla De Interruptor (50BF).**

La protección contra falla interruptor supervisa el comportamiento del circuito de disparo del interruptor de potencia del generador, después de darse una orden de disparo generada por cualquier protección. Por tal razón si el interruptor que tiene la función de abrir el circuito no funciona se debe tener otro sistema de desconexión que funciona con esta protección. La protección tiene dos métodos para determinar la correcta operación del interruptor, uno es por la corriente que fluye a través del interruptor y la otra es una entrada binaria deseada.

La lógica de operación requiere que se mantengan durante el tiempo ajustado de operación las señales de arranque. Éstas desaparecen antes de haber alcanzado este tiempo o también si las condiciones de posición de interruptor y de corriente indican que el interruptor operó correctamente, la protección es bloqueada. El tiempo ajustado para la operación de falla interruptor, que se debe tener en cuenta, es el tiempo de operación del interruptor, más el tiempo de extinción de arco (dropout de corriente), más un margen de seguridad.

### **3.4.4 Parámetros de seguridad y calidad**

El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) establece para nuestro país los siguientes niveles de voltaje:

#### **3.4.4.1 Niveles de Voltaje**

El transmisor deberá mantener los niveles de voltaje en las barras de 230 y 138 [kV] dentro de la banda de +5% / -5% del voltaje nominal. Únicamente en las barras de 138 [kV] de las subestaciones Portoviejo, Chone, Trinitaria, Machala, Salitral, Santa Elena, Esmeraldas, Ibarra, Tulcán y Loja, correspondiente al Sistema Nacional Interconectado (SNI) se aceptará una banda de operación del +5% / -7% del voltaje nominal en horas de demandas media y punta.

En las barras principales del sistema de transmisión el voltaje transitoria no debe estar por debajo de 0,8 [pu] durante más de 500 [ms]. Una vez despejada la falla y eliminado el circuito o los circuitos del sistema, según el caso, el voltaje no debe permanecer por debajo de 0,8 [pu] por más de 700 [ms] en el proceso de simulación de estabilidad dinámica.

El voltaje máximo permitido en el extremo abierto de las líneas (Efecto Ferranti) será del 1,15 [pu].[49], [5]

#### **3.4.4.2 Control de Voltaje en condiciones normales**

Comprende todas las acciones que se ejecutan sobre las instalaciones del Sistema, con el fin de mantener estables las variables del mismo dentro de los límites operativos acordados o establecidos en los Procedimientos de Despacho y Operación, y los que se indiquen en el Despacho Económico Diario Programado.

Los límites operativos de los voltajes y los de intercambio de potencia reactiva serán los determinados en el Despacho Económico Diario Programado.

Para el efecto, se deberán seguir las siguientes instrucciones operativas: El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y los Centros de Operación (COs) deberán tomar las

medidas operativas, anticipándose y previendo la posterior evolución de la demanda, con el fin de asegurar que los niveles de voltaje estén dentro de los límites establecidos en las Regulaciones vigentes.

Para incrementar el voltaje:

- Conexión de líneas de transmisión,
- Desconexión de reactores y conexión de capacitores. El orden de operación de estos equipos estará supeditado a su ubicación en el Sistema Nacional Interconectado,
- Incremento de potencia reactiva de unidades de generación y/o compensadores sincrónicos,
- Cambiador de Tap bajo carga (LTC) de Transformadores,
- Ingreso de unidades, para el control de voltaje.

Para disminuir el voltaje:

- Salida de unidades de generación ingresadas para control de voltaje,
- Disminución de potencia reactiva e unidades de generación y/o compensadores sincrónicos,
- Desconexión de capacitores o conexión de reactores. El orden de operación de estos equipos estará supeditado a su ubicación en el SNI,
- Cambiador de Tap bajo carga (LTC) de Transformadores,
- Desconexión de líneas de transmisión.[49]

#### **3.4.4.3 Control de Voltaje en condiciones anormales**

Comprende todas las acciones extraordinarias que como consecuencia de una perturbación o indisponibilidad severa se requieran para retornar las variables del sistema a los valores límites operativos preestablecidos con la mayor brevedad posible.

El Centro de Operaciones de transmisión (COT) y los COs, podrán tomar acciones, particulares para su área, en coordinación con el CENACE.

Las acciones a tomar son:

- Conexión de capacitores del Transmisor y Distribuidores,
- El CENACE solicitará máxima excitación a los Generadores del área afectada, y a los pertenecientes a otras áreas que puedan contribuir a la recuperación de la reserva, quienes deberán llevar los despachos de potencia reactiva de sus unidades generadoras hasta el 100% de la capacidad de generación de reactivos, establecidas en las curvas P-Q de sus unidades, en períodos de hasta 30 minutos, con intervalos que permitan mantener las temperaturas normales de operación del generador,
- Adecuar el perfil de voltaje del Sistema de Transmisión para apoyar el área con déficit,
- Ingreso de generación forzada, con el objeto de reducir el intercambio de potencia reactiva,
- Solicitar a los COs, modificaciones en la topología de su red de distribución, transfiriendo carga de nodos con problemas de bajo voltaje, a nodos con capacidad de control de voltaje.

#### **3.4.4.4 Control de voltaje en condiciones de emergencia.**

Si luego de agotarse todas las acciones enumeradas en el Control de Voltaje en condiciones anormales no se restablecen las condiciones del sistema, (ya sea por existir la posibilidad de que se produzca en el SNI en su conjunto, o en alguna área en particular, una caída de voltaje a valores fuera de los límites operativos admisibles, que pueda conducir a un colapso de voltaje), el CENACE podrá solicitar desconexiones manuales de carga o modificación de generación activa, según corresponda en el área afectada.

Con ese fin el COT y los COs deberán disponer de un listado de líneas y alimentadores que pueden ser desconectados rápidamente para contribuir a la solución de contingencias en la red de Transmisión, aún en condiciones críticas de despacho o con indisponibilidades altas de sus equipos de compensación.

La necesidad de apelar a desconexiones de carga o modificación de generación para el control de voltaje será determinada por el CENACE; según los distintos escenarios de la

operación, de acuerdo a las previsiones de demanda, generación e indisponibilidades de equipos de compensación de potencia reactiva, con los estudios correspondientes.

#### **3.4.4.5 Niveles de Frecuencia**

La frecuencia objetivo del SNI será 60 [Hz] en condiciones de operación normal. Mientras no se disponga de un control automático de generación esta entre 59,85 y 60,15 [Hz], excepto en estados de emergencia, fallas y períodos de establecimiento.

Durante el proceso oscilatorio y en el nuevo punto de equilibrio, la frecuencia del sistema no debe ser inferior a 57,5 [Hz] ni superior a 63 [Hz]. Para frecuencias inferiores a 59,4 [Hz] se debe implementar un esquema de alivio de carga.

Para la reconexión de carga la frecuencia debe regularse manualmente dentro del rango de 59,8 [Hz] a 60,2 [Hz]. El CENACE en coordinación con el Centro de Operación correspondiente informa a las empresas la magnitud de demanda que debe ser reconectada. Una vez se normalice la demanda, la empresa informará al CENACE, la magnitud de la demanda efectivamente reconectada y la demanda restante que todavía se encuentra fuera de servicio.[5]

##### **a) Operación en condiciones normales**

La Frecuencia de Referencia coincidirá con la nominal (60 [Hz]) salvo en circunstancias especiales en que el CENACE ordene un valor distinto. Los límites de operación dentro de los cuales deberá mantenerse la Frecuencia serán de  $\pm 0,15$  [Hz] alrededor de la Frecuencia de Referencia.

##### **b) Operación en condiciones anormales**

Durante situaciones anormales de hasta 24 horas de duración, el CENACE podrá ordenar valores distintos de la Frecuencia de Referencia. Una vez desaparecida la anomalía el CENACE ordenará el retorno inmediato a los valores normales. Para períodos más

prolongados, será el CONELEC el que autorice previa solicitud del CENACE la operación del SNI con una nueva frecuencia de referencia.

**c) Niveles de cargabilidad**

En condiciones de operación normal, las líneas de transmisión no deberían operarse a más del 100% de su capacidad de transporte según diseño para la operación normal del sistema. El sistema estará diseñado y operado para soportar sin consecuencias graves ante una simple contingencia (n-1). Se entiende por consecuencia grave si ante la salida de un generador, transformador o línea de transmisión resultará:

- Inestabilidad del SIN.
- Sobrecargas de líneas y/o transformadores por más de quince (15) minutos.
- Desviaciones de voltaje superiores a  $\pm 10\%$ .

## **CAPÍTULO IV**

### **ESQUEMA DE PROTECCIONES**

El objetivo primordial de todo sistema de protecciones es garantizar la seguridad e integridad del personal y del equipamiento de todo el sistema eléctrico, además de mantener up /down times, la operación normal del sistema disminuyendo la afectación de los equipos de potencia durante fenómenos anormales y perturbaciones de la red.

La correcta operación de las protecciones ayuda a mantener la continuidad del suministro eléctrico manteniendo los índices de calidad establecidos. Para cumplir estos objetivos es necesario realizar un correcto ajuste de los relés y coordinación de todas las funciones de protección, de forma que se tenga una correcta selectividad y rapidez en la actuación de las protecciones de la parte afectada del sistema, para que esta sea aislada y así evitar que se propague. De ahí que en el presente apartado se describe los esquemas básicos que todo elemento debe tener para su protección y las funciones más importantes a considerar.

#### **4.1 Esquemas y funciones de protección**

En la operación de un sistema de potencia, es común la existencia de diferentes fallas y eventos asociados a los elementos que componen el sistema. La mayoría de estas condiciones de falla pueden controlarse para evitar daños graves y mejorar la confiabilidad; un aspecto clave en el control de esas condiciones de riesgo, es el esquema de protección y los dispositivos que lo conforman.[50]

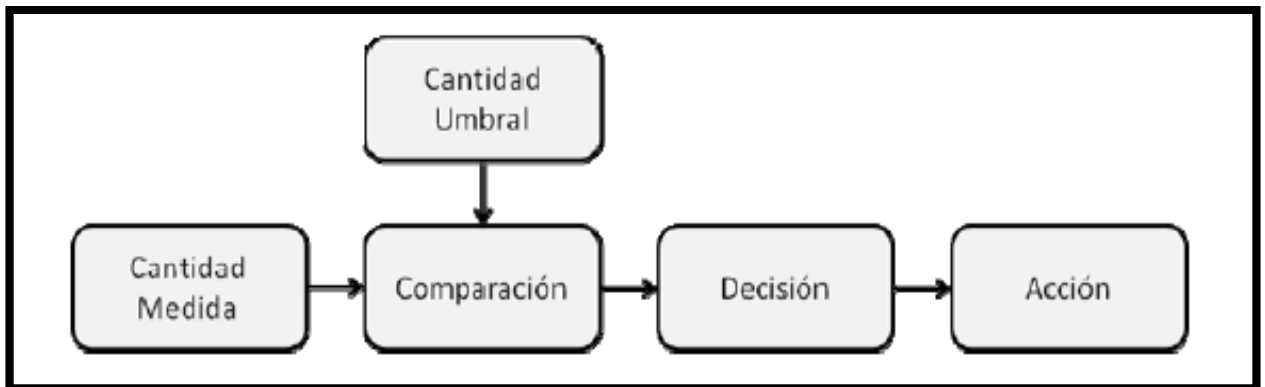
##### **4.1.1 Esquemas de protección**

Debido al costo económico no es factible diseñar esquemas de protección para cada evento de falla posible, la alternativa es diseñar un sistema que pueda detectar circunstancias anormales de una forma rápida y tomar acciones eficaces y eficientes. Precisamente, dada esta necesidad, existen dispositivos de reacción rápida que son diseñados para reconocer un cierto riesgo en el sistema de potencia y tomar una acción predeterminada para removerlo.



La acción más común es aislar la parte del sistema que está experimentando esa condición de riesgo para que el resto del sistema pueda continuar su operación normal. [51]

En términos de lógica de implementación, la referencia hecha en el párrafo anterior se puede considerar como la verificación del estado de una o más variables con referencia a ciertas restricciones las mismas que resultan en una acción correctiva generada por la lógica del sistema. El dispositivo de protección deberá monitorear los parámetros de interés y decidir si, por ejemplo, es conveniente ordenar la desconexión del elemento protegido. Una representación gráfica de los elementos del equipo de protección se muestra en la Figura 4.1.1.



**Figura 4.1.1** *Parámetros de interés de un relé.*

**Fuente:** G. E. Harper, *Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores*

Las variables medidas son usualmente tensiones y corrientes, cuyos valores o algunas de sus combinaciones son los parámetros a comparar frente al ajuste del parámetro determinado.[13], [43]

#### **4.1.1.1 Esquemas de protección para un generador**

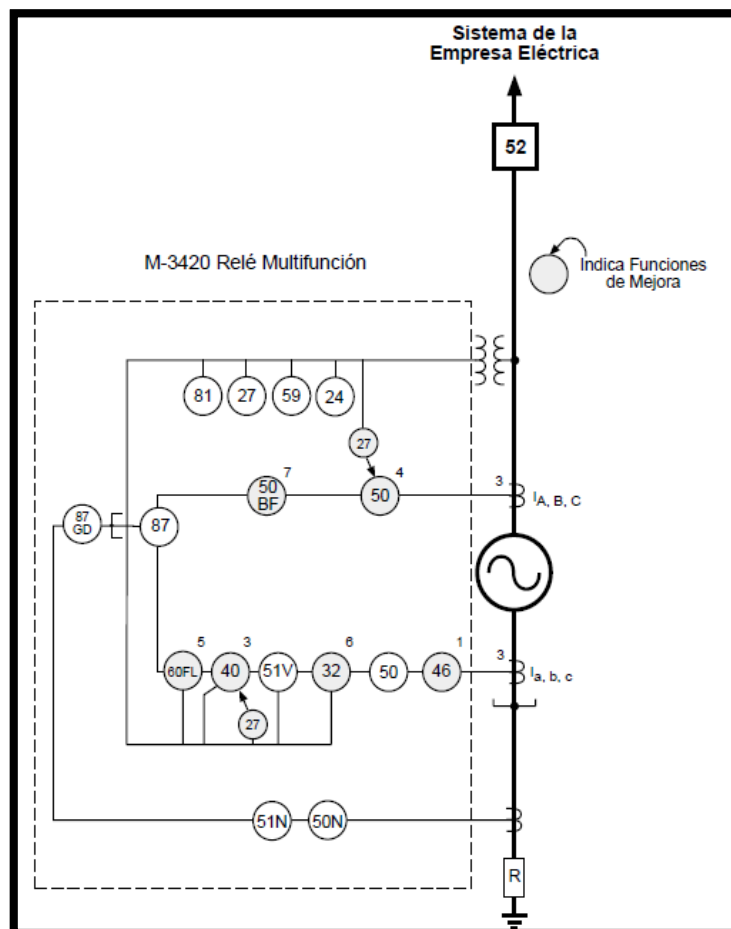
Los generadores necesitan protección contra un cierto número de condiciones, algunas de las cuales requieren de desconexión inmediata. Y algunas otras, se les puede permitir continuar trabajando por un cierto tiempo.

En términos generales, las fallas del generador están relacionadas principalmente con fallas

en los aislamientos y están requieren de desconexión rápida, en tanto, que las que no lo requieren, se asocian a condiciones de operación anormales.

En la protección de los generadores eléctricos, se debe considerar que las fallas de aislamiento que requieren desconexión rápida, pueden ocurrir en el estator o en el rotor. Por otra parte, existen otras fallas externas a los devanaos del generador, que están asociados con la forma de conexión del neutro a tierra en los mismos, como es el caso de las fallas a tierra.

Es conveniente hacer notar que el tipo de relevadores y esquemas de protección usados en los generadores para aplicaciones industriales, es similar al usado para los grandes motores eléctricos



**Figura 4.1:2** Esquema de protección para un generador

**Fuente:** ABB, "Bay control REC670 2.0 ANSI Commissioning Manual."

#### 4.1.1.2 Esquema de protección para un transformador

El esquema de protección de un transformador es un grupo o arreglo de dispositivos que se interconectan o interrelacionan para proteger a los equipos eléctricos primarios, detectando condiciones anormales de operación para evitar o reducir daños mayores al elemento primario que para nuestro caso es el transformador.

Cabe recalcar que las protecciones mecánicas propias del transformador no ingresan aquí debido a que estas no entran al relé y su señal se la envía directo a la RTU.

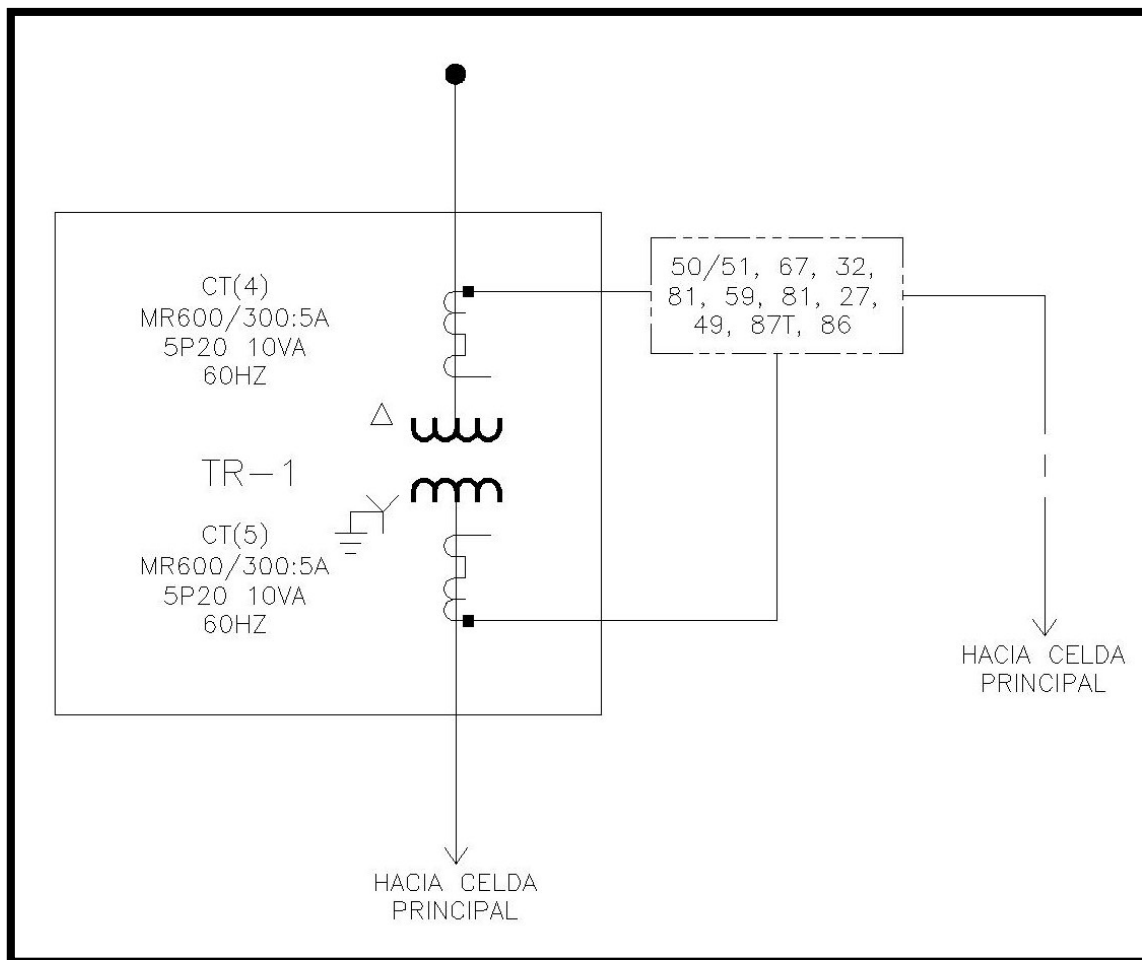
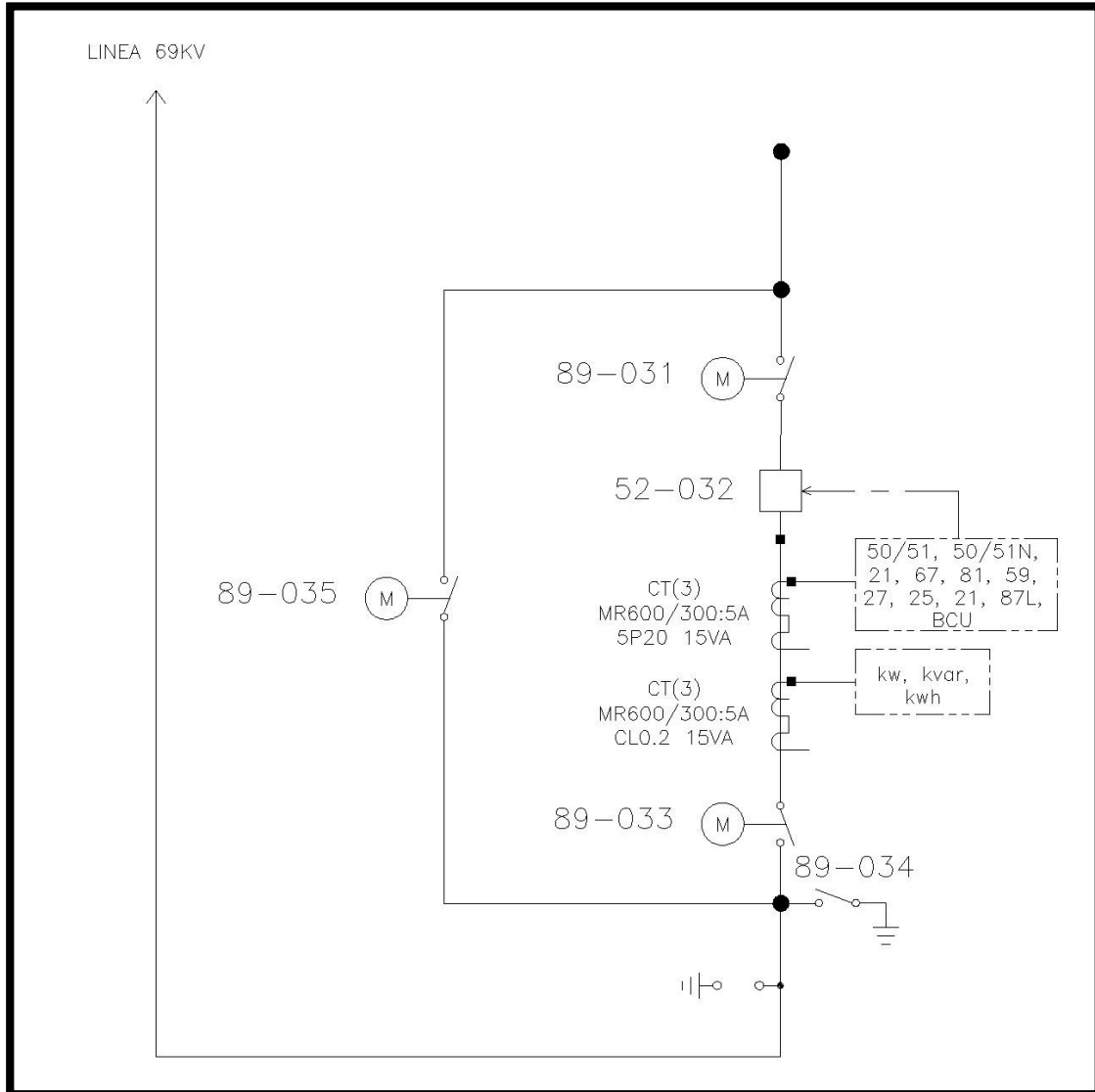


Figura 4.1:3 Esquema de protección para un transformador

Fuente: ABB, "Transformator control RET670 2.0 ANSI Commissioning Manual."

### 4.1.1.3 Esquema de protección para una bahía

El esquema de protección de una bahía es un grupo o arreglo de dispositivos que se interconectan o interrelacionan para proteger a los equipos eléctricos primarios, detectando condiciones anormales de operación para evitar o reducir daños mayores al elemento primario que para nuestro caso el disyuntor de línea.



**Figura 4.1:4** Esquema de protección para una bahía

**Fuente:** ABB, "Transformator control RET670 2.0 ANSI Commissioning Manual."

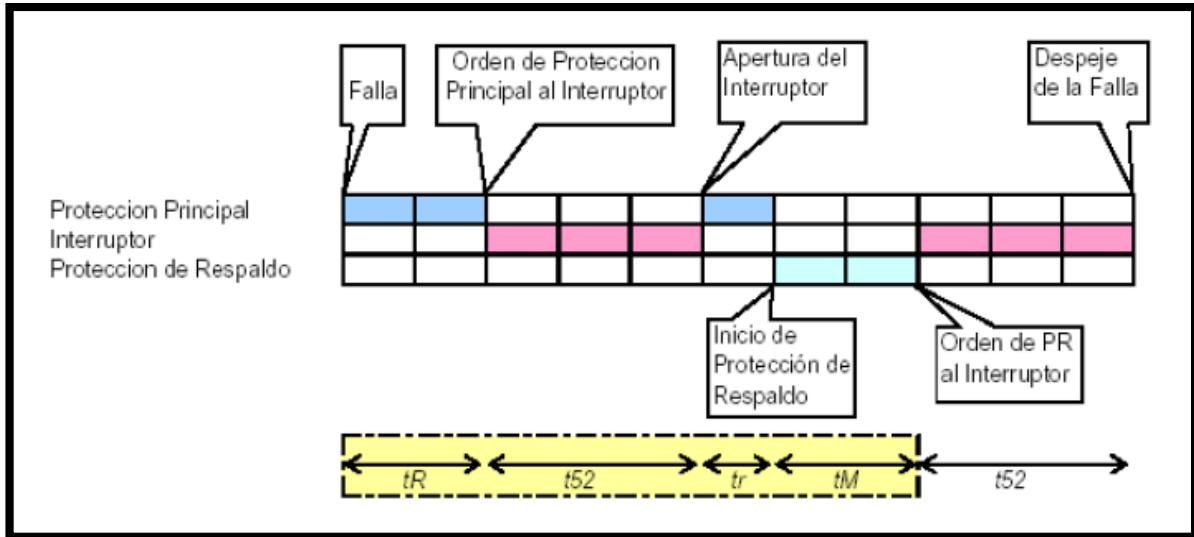
#### 4.1.1.4 Tiempo de despeje

Un aspecto fundamental de la operación de las protecciones es el tiempo de despeje, que es la suma de los tiempos de comparación, decisión y de ejecución de la acción. Es común integrar varios elementos y zonas de protección en un marco de tiempos de operación que debe estar adecuadamente coordinado.

Los dispositivos implicados en el reconocimiento de una misma perturbación deben haber sido ajustados para que la decisión y la ejecución de la acción correctiva la asuma el elemento más cercano a la falla. El ajuste del tiempo de despeje es un método para cumplir dicho objetivo. Por otro lado, éste parámetro también es importante porque algunas perturbaciones en los sistemas de potencia, como los corto-circuitos deben ser rápidamente controlados con el fin de conservar la estabilidad del sistema; este es uno de los aspectos claves de la presente investigación.

Para determinar la coordinación con la protección de respaldo se debe considerar la secuencia de eventos mostrada en la figura 4.1:4 que se detalla a continuación:

1. Al producirse una falla se inicia la actuación de la protección principal que tiene un tiempo de actuación mínimo ( $t_R$ ), sin ningún retraso adicional, que termina dando una orden de apertura al interruptor.
2. La falla se extingue después de la operación de apertura de la corriente de falta por parte del interruptor que tiene un tiempo de operación ( $t_{52}$ ).
3. Si la falla no se extingue, la protección de respaldo debe actuar, para lo cual se debe considerar un margen previo. En este margen se debe incluir el tiempo de reposición del relé ( $t_r$ ) más un adicional ( $t_M$ ) después del cual se envía un orden de apertura al interruptor.
4. La falta será extinguida por la protección de respaldo después del tiempo de apertura del interruptor ( $t_{52}$ ). [11]



**Figura 4.1:4** Coordinación entre protección principal y protección de respaldo.

**Fuente:** L. G. Hewitson, M. Brown, and R. Balakrishnan, *Practical Power System Protection*. Newnes, 2005.

De acuerdo a lo expuesto, el tiempo de ajuste de la protección de respaldo ( $t_{PR}$ ) vendrá dado por la siguiente expresión:

$$t_{PR} = t_R + t_{52} + t_r + t_M \quad (4.1)$$

## 4.1.2 Funciones de protección

### 4.1.2.1 Máximas y mínimas corrientes de falla

La máxima y mínima demanda está asociada a las cargas conectadas al sistema, las cuales determinan la máxima y mínima generación. El objetivo es determinar las máximas y las mínimas corrientes que pueden alimentar los cortocircuitos, ya que para el ajuste y la coordinación se tiene un compromiso entre selectividad y sensibilidad de acuerdo a los siguientes criterios:

1. La sensibilidad de la protección debe permitir detectar las fallas aún con las mínimas corrientes de cortocircuito.

2. La selectividad de las protecciones de respaldo debe mantenerse aún con las máximas corrientes de falla, para lo cual se requiere tiempos debidamente coordinados.

Se debe tener en cuenta que el despacho de la generación es diferente en época de avenida con relación al estiaje, ya que en avenida se dispone de suficientes recursos hídricos para un pleno aprovechamiento de las centrales hidroeléctricas. El despacho en estiaje requiere un mayor complemento de las centrales termoeléctricas. En consecuencia, se debe analizar todos estos escenarios de operación con las posibles sobrecargas que se puedan presentar.

De manera independiente al despacho del sistema, para el caso de las protecciones de las centrales y las líneas que se conectan, se debe considerar los distintos despachos posibles de las unidades generadoras.

#### **4.1.2.2 Simulación de fallas**

Para determinar las corrientes de falta se debe simular todos los tipos de cortocircuitos, algunos de los cuales pueden tener contacto a tierra a través de una resistencia de falta. Esta simulación debe efectuarse en las barras de las centrales y subestaciones, así como a lo largo de las líneas.

En los cálculos de cortocircuito se debe considerar las impedancias para las condiciones más desfavorables, de acuerdo a lo siguiente:

- Para los generadores se debe usar las impedancias subtransitorias no saturadas
- Para los transformadores se debe usar las impedancias en las tomas (taps) de operación más desfavorables.
- Para las líneas se debe usar las impedancias propias.

Los cálculos deben permitir determinar no sólo las corrientes totales de falla en las barras de las subestaciones, sino también los aportes a las corrientes de falla de cada circuito

conectado a dichas barras. De manera similar se debe calcular las corrientes de falla en las líneas de transmisión.

Para el análisis de faltas cercanas a los generadores es necesario considerar el comportamiento real de la máquina, lo que conlleva a considerar la curva de la corriente de cortocircuito de la máquina en función del tiempo.

Se debe simular todas las fallas en las subestaciones. Cuando se tenga doble barra se deberá calcular las fallas en cada una de las barras, de manera de determinar las corrientes por el acoplamiento de barras. Las simulaciones de fallas serán de los siguientes tipos:

- Fallas monofásicas a tierra sin resistencia de falla
- Fallas trifásicas sin resistencia de falla

En las líneas de transmisión se debe simular fallas por lo menos 25%, 50% y 75% de la línea. Las simulaciones de fallas serán de los siguientes tipos:

- Fallas monofásicas a tierra sin resistencia de falla
- Fallas monofásicas a tierra con alta resistencia de falla
- Fallas bifásicas (fase-fase) con resistencia de falla
- Fallas trifásicas sin resistencia de falla

#### **4.2 Ajustes básicos para coordinación de protecciones**

El ajuste y la coordinación de las protecciones tienen por objetivo asegurar que se cuenta con un sistema de protección principal y de respaldo que funciona de la siguiente manera:

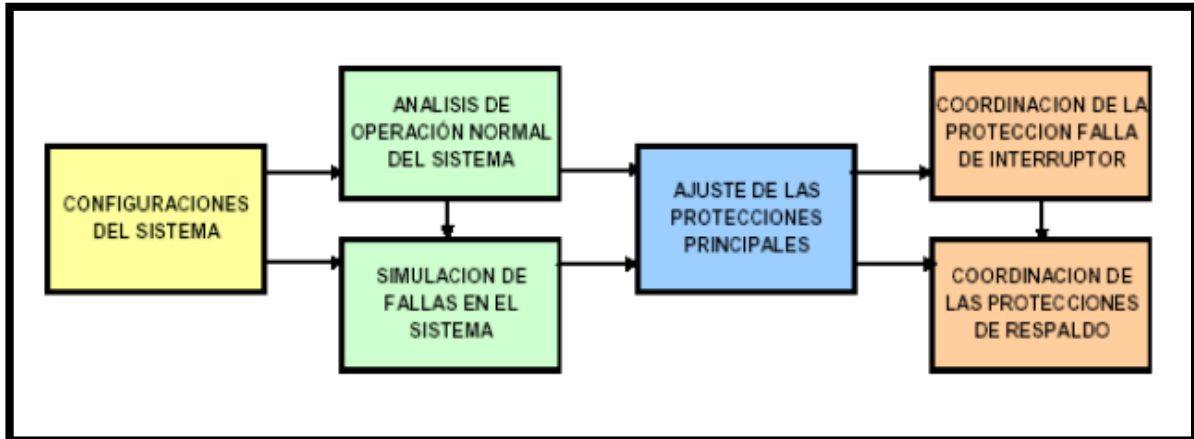
1. La protección principal debe proteger totalmente el sistema eléctrico y eliminar cualquier falta en un tiempo máximo (típicamente de 100 ms).



2. La protección de respaldo de la protección principal está constituida por relés físicamente diferentes a los de la protección principal. La protección de respaldo debe proteger totalmente el sistema y eliminar cualquier tipo de falla en un tiempo máximo (típicamente de 500 ms).[26]

#### 4.2.1 Proceso de ajuste y coordinación de la protección

El ajuste y coordinación de la protección es un proceso que comprende la integración de varios subprocesos interrelacionados, de manera que muchas veces es necesaria una retroalimentación hasta llegar al resultado final. En la figura 4.2:1 se muestra una esquematización simplificada del proceso. Para el ajuste de la protección se requiere determinar previamente todas las condiciones de operación del sistema eléctrico, las cuales determinan el límite de la no actuación de la protección. Para ello se debe considerar todas las configuraciones posibles, así como todos los escenarios de generación y demanda. Sobre la base de todas estas condiciones se puede determinar el ajuste de las protecciones principales.



**Figura 4.2:1** Proceso de ajuste y coordinación de la protección

**Fuente:** G. E. Harper, *Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores*

Los ajustes obtenidos para las protecciones principales deben ser verificados para coordinar su actuación como protecciones de respaldo. Esto significa que las protecciones unitarias no requieren ninguna coordinación puesto que solamente operan en una zona de protección, mientras que las protecciones graduadas deben ser

coordinadas para verificar su actuación como protecciones de respaldo en las zonas de protección vecinas.

#### 4.2.2 Análisis de la operación del sistema

El análisis de la operación del sistema eléctrico tiene por objetivo determinar las máximas y mínimas corrientes de falta que deben servir para ajustar los relés y determinar sus tiempos de operación que permitan asegurar la adecuada coordinación de la protección. Para ello se debe considerar todas las condiciones operativas, incluso aquellas que son de carácter temporal como la conexión de los circuitos.[52]

#### 4.2.3 Criterios generales de coordinación de las protecciones

La coordinación de las protecciones consiste en definir las graduaciones de tiempo necesarias para la operación debidamente priorizada del sistema de protección con la finalidad que su actuación sea en el mínimo tiempo posible. En tal sentido, se requiere considerar las coordinaciones entre la(s) protección(es) principal(es) y la protección de falla de interruptor, así como con la protección de respaldo.

Para esto se requiere determinar varios elementos que a continuación se enuncian.[50]

##### 4.2.3.1 Determinación del instantáneo

Se establece con la corriente de cortocircuito que atraviesa el relé para una falla al 80% del elemento protegido. La corriente de cortocircuito trifásica se utiliza para el instantáneo de fase y la corriente de cortocircuito monofásica se utiliza para el instantáneo de tierra.

$$In_{FASE} = \frac{I_{CC(80\%)(3\phi)}}{RTC} \quad (4.2)$$

$$In_{TIERRA} = \frac{I_{CC(80\%)(1\phi)}}{RTC} \quad (4.3)$$

Se considera los valores de corrientes de cortocircuito que circulan por los TCs que alimentan a los relés.

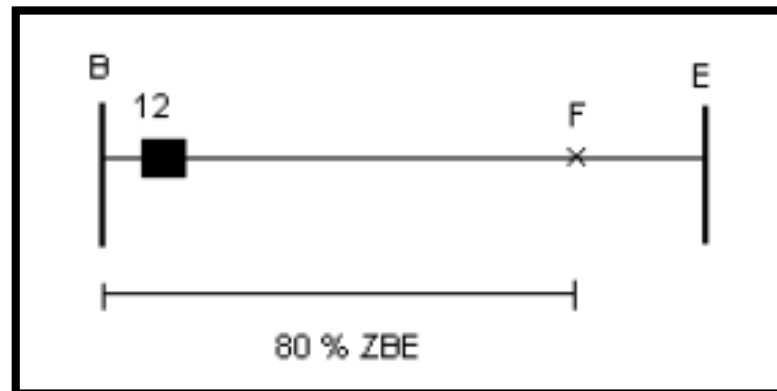
Además ya con estos datos se puede obtener la corriente de arranque que vendría a ser:

$$I_{ar} = TAP * RTC \quad (4.4)$$

#### 4.2.3.2 Criterios de coordinación para ZONA 1

Es una zona instantánea, es para protección primaria de la línea en la cual el relé opera. Esta zona debe cubrir la mayor distancia de la línea como sea posible pero no alcanzar más allá de la barra remota.

Para el ajuste de primera zona se considera el alcance de la protección hasta el 80 % de la impedancia total de la línea desde la ubicación del relé. Característica que es tomada en cuenta para ajustes de secuencia positiva y secuencia cero, como lo indica en la Figura 4.2:2.



**Figura 4.2:2** Ajuste de Zona 1

**Fuente:** El autor, Materia SEP I

$$Aju(12)_{Z1} = 80\% ZBE \quad (4.5)$$

#### 4.2.3.3 Criterios de coordinación para ZONA 2[53]

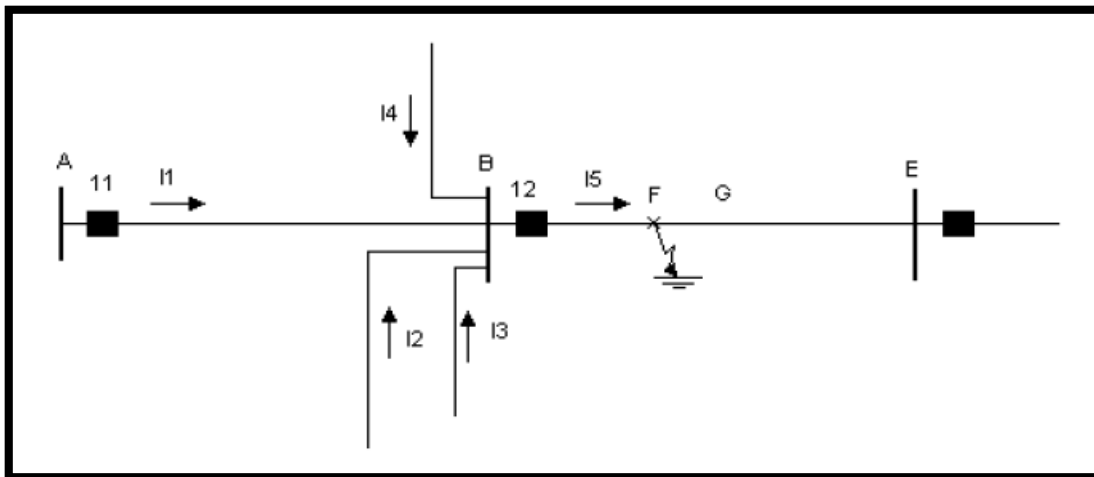
Para realizar una buena coordinación de ZONA 2, se debe asegurar que dichas zonas del relé primario (12) como el relé de respaldo (11) no se superponga, por eso es necesario determinar valores límites de ajuste de la segunda zona de relé considerado, tomando en

cuenta las impedancias aparentes debido a la presencia de corrientes intermedias y de líneas acopladas.

El límite mínimo que debe cubrir la zona de protección del relé 11 (Figura 4.2:3) es el total de la impedancia de la línea AB, es decir debe cubrir hasta la barra remota.

Para el ajuste máximo de segunda zona del relé de respaldo (11) (Figura 4.2:3) tomamos el 100% de la impedancia de la línea AB más el 50% del ajuste de primera zona del relé primario (12) pero referenciado este ajuste a valores de corriente máximos (F) a través del relé de respaldo (11) para obtener una relación real de la impedancia.

Para el ajuste de segunda zona del relé 11 se debe tomar la mayor impedancia de los límites máximos y mínimos.



**Figura 4.2:3** Línea sin acoplamiento Zona 2

**Fuente:** El autor, Materia SEP I

$$I_5 = I_2 + I_3 + I_4 \quad (4.6)$$

$$Z_{2 \text{ máx}(11)} = (100\% Z_{AB} + Aju(12)_{Z1} * \left(\frac{I_5 + I_1}{I_1}\right) * 50\% \quad (4.7)$$

$$Z_{2 \text{ min}(11)} = 100\%Z_{AB} \quad (4.8)$$

$$Aju_{(11)Z2} = \text{Máximo} \left\{ \frac{Z_{2\text{máx}}}{Z_{2\text{min}}} \right\} \quad (4.9)$$

En configuraciones radiales donde se debe considerar la impedancia de un transformador (Figura 4.2:4), el relé (11) se calibra con el 100% de la línea (AB) más el 50% de la impedancia del devanado correspondiente del transformador para evitar operar ante fallas en la barra de bajo voltaje del transformador.



**Figura 4.2:4** Línea sin acoplamiento mutuo conectado a un transformador

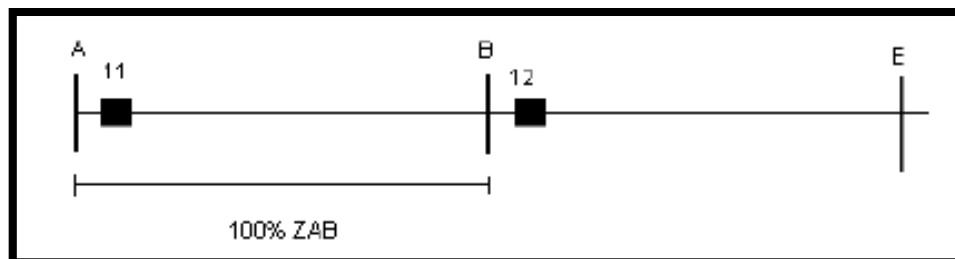
Fuente: El autor, Materia SEP I

$$Aju_{(11)Z2} = (100\%Z_{AB} + 50\%Z_{AT}) \quad (4.10)$$

#### 4.2.3.4 Criterios de coordinación para ZONA 3 (REVERSA)

Sirve para proteger la línea hacia atrás con un tiempo de retardo mayor al tiempo de segunda zona y se lo utiliza como respaldo.

Para el ajuste de tercera zona del relé 12 (Figura 4.2:5) se considera el alcance de la protección hasta cubrir la totalidad de la distancia de la línea más corta desde la ubicación del relé hacia atrás.

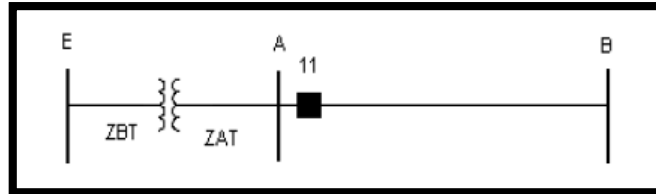


**Figura 4.2:5** Línea de tercera zona

Fuente: El autor, Materia SEP I

$$Aju_{(12)Z3} = 100\%Z_{AB} \quad (4.11)$$

Si se debe ajustar el alcance de la tercera zona con transformador se toma el 100% de la impedancia del devanado correspondiente para evitar operar ante fallas en la barra de bajo voltaje del transformador.



**Figura 4.2:6** Línea de tercera zona con transformador

**Fuente:** El autor, Materia SEP I

$$Aju_{(11)Z3} = 100\%Z_{AT} \quad (4.12)$$

#### 4.2.3.5 Criterios de coordinación para ZONA 4

Considerar que el ajuste de la cuarta zona del relé primario como el relé de respaldo no se superponga.

Se debe asegurar que la zona 4 del relé (11) no sobrepase los límites, por eso se determina el máximo punto al que puede extenderse la cobertura de la zona a través de la impedancia aparente vista por el relé debido a las alimentaciones intermedias hasta el 80% del punto de cobertura de la zona 1 del relé de respaldo (Figura 4.2:3).

El límite máximo que debe cubrir la zona de protección del relé 11 (Figura 4.2:3) es la impedancia de carga de la línea, que se la puede obtener en base al voltaje y al límite térmico del conductor establecido por los fabricantes.

$$Z_{carga} = \frac{V_{(A)}}{I_{LT(A)}\sqrt{3}} \quad (4.13)$$

Para el ajuste mínimo de cuarta zona del relé de respaldo (11) tomamos el 100% de la impedancia de la línea AB más el 80% del ajuste de primera zona del relé primario (12) pero referenciado este ajuste a valores de corriente máximos (F) a través del relé de respaldo (11) para obtener una relación real de la impedancia. [54]

Para el ajuste de cuarta zona del relé 11 se debe tomar la menor impedancia de los límites máximos y mínimos.

$$I_5 = I_2 + I_3 + I_4 \quad (4.14)$$

$$Z_{4 \text{ máx}(11)} = (100\% Z_{AB} + Aju(12)_{Z1} * \left(\frac{I_5 + I_1}{I_1}\right) * 50\% \quad (4.15)$$

$$Z_{4 \text{ máx}(11)} = Z_{Carga} \quad (4.16)$$

$$Aju_{(11)Z4} = \text{Máximo} \left\{ \frac{Z_{4 \text{ máx}}}{Z_{4 \text{ min}}} \right\} \quad (4.17)$$

En configuraciones radiales donde se debe considerar la impedancia de un transformador (Figura 4.9), el relé (11) se calibra con el 100% de la línea (AB) más el 100% de la impedancia del devanado correspondiente del transformador para evitar operar ante fallas en la barra de baja tensión del transformador.

$$Aju_{(11)Z4} = 100\%Z_{AB} + 100\%Z_{AT} \quad (4.18)$$

### 4.3 Localizaciones óptimas de protecciones

Ante cierto evento anormal el equipo principal que debe funcionar no actuase de la manera correcta y por ende no se despeje la falla, ante esto se debe tener los equipos de respaldo para poder controlar la falla y que el sistema restablezca su servicio. Entonces se necesita que los equipos estén debidamente coordinados para que si algún elemento de protección no funcionó correctamente los equipos de respaldo actúen de inmediato. La localización óptima de las protecciones se refiere al elemento a proteger como protección principal o de respaldo más no la posición en los tableros de control. [14],[55]

### **4.3.1 Relés RE\_ 670 de protección**

La serie 670 de relés son terminales de protección para diferentes aplicaciones. Cada terminal está contenido en una cabina compacta que posee todas las interfaces necesarias. Está provista con un módulo software y hardware de pre análisis para adaptarse al sistema y puede ser configurado en sitio de ser necesario para aplicaciones dedicadas.

Los terminales en la serie 670 combinan algoritmos numéricos avanzados para un rango completo de mediciones complejas, detección de fallas de alta velocidad y retardos donde sean requeridos, así como llevar a cabo los objetivos para esquemas de protección sencillos o redundantes. Computadores personales con programas HMI y herramientas para el operador, ingeniería de relés y servicios, amplían los horizontes para una protección de los sistemas de potencia más confiable y relevante además de dar una operación y monitoreo tan sencilla como simplificada es la instalación y mantenimiento.

Los terminales también ofrecen flexibilidad en la configuración con conexiones a entradas análogas y binarias, relés de señalización y disparo, leds de indicación así como flexibilidad funcional. La tecnología que implanta para una total protección y control de los sistemas a su cargo las hace por medio del uso de microprocesadores e interfaces de fibra óptica además de que se caracteriza por su funcionalidad, auto supervisión, comunicación de datos de carga y falla y un amigable HMI.

La filosofía que implanta los terminales de la serie 670 es de concepto de plataforma, selección flexible de funciones, aplicación de algoritmos probados de nueva tecnología, funciones estándar, inteligencia distribuida y base de datos, sistema democrático horizontal y una protección, control y monitoreo coordinada. Entre las características que identifican a esta serie está que su control puede ser remoto o local, la protección que da es primaria y de respaldo y tiene funciones auxiliares de monitoreo.

Existen cuatro tipos de esta serie 316 de relés numéricos, como son:

REL 670 Terminal de Líneas de Transmisión

REG 670 Terminal del Generador



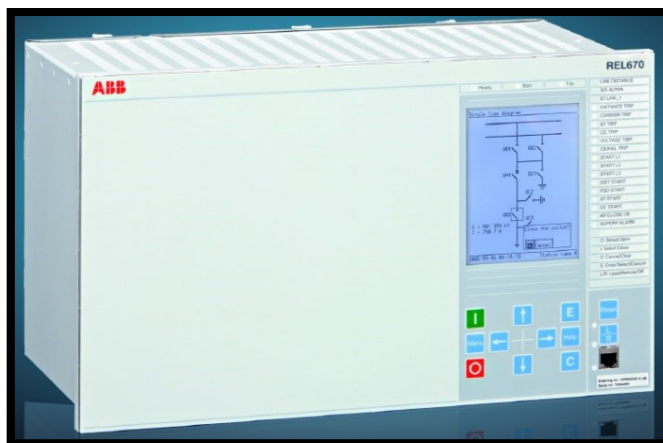
RET 670 Terminal del Transformador de Potencia

REC 670 Terminal de Control

Además de que hay dos unidades extras que se encargan de la información tecnológica a distancia:

- SMS Sistema de Monitoreo de la Subestación
- SCS Sistema de Control de la Subestación

Para nuestra investigación se utiliza todas estos terminales de la serie 670 para uso en sus sistemas de protecciones, control y monitoreo, y gracias a ello se podrá tener un sistema totalmente automatizado. Dichos terminales son de marca ABB, como en la figura 4.3:1.



**Figura 4.3:1** Imagen rele REL 670

**Fuente:** Product\_Guide\_\_REL670\_1.2\_customized.pdf

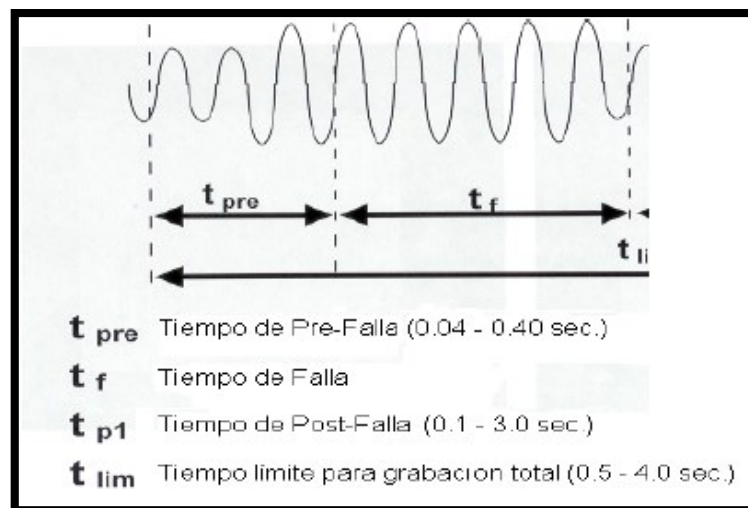
#### **4.3.1.1 Software**

El software de este tipo de terminales viene dado principalmente por la librería de funciones, pero también en él se encuentra configurado los esquemas de comunicación de datos desde los equipos hasta las terminales y se puede observar las pantallas de las mediciones hechas en cada uno de los puntos de la central; el grabador de eventos y perturbaciones también es parte del software.[56], [57], [58]

La librería de funciones contiene tanto las funciones de control y protección como las funciones auxiliares y de monitoreo. Entre las funciones de control y protección se encuentran:

- Sobre y Baja Frecuencia, Balance de Voltaje, Falla a tierra del estator del 95%, Sobrecorriente y Bajo Voltaje, Falla a tierra del rotor, del terminal REG670.
- Diferencial del transformador, Falla a tierra del transformador, del terminal RET670.
- Distancia, Autorecierre, del terminal REL670.
- Control de circuit breakers, supervisión del tiempo de acción, del terminal REC670.

El grabador de eventos almacena los últimos 600 eventos ocurridos en la central, dando una tabla donde se puede encontrar el día, el número, el tiempo y el número de la función que trabajó en ese evento; sus entradas son binarias y su salida es una función del disparo o de alguna otra función especial. En cambio, el grabador de perturbaciones se caracteriza por ser un equipo de 9 canales análogos y 16 canales binarios para ingreso y salida de datos, 12 funciones de medición y tiempo total de grabación de 5 segundos.



**Figura 4.3:2** *Tiempos de la grabadora de perturbaciones.*

**Fuente:** *Product\_Guide\_REL670\_1.2\_customized.pdf*

#### **4.3.1.1.1 Comunicaciones**

El sistema de comunicaciones a implementarse incorpora varios componentes tanto de hardware como de software necesarios para una integración adecuada de las comunicaciones locales y remotas de cada subestación. Todos los componentes seleccionados deben poseer inmunidad frente ambientes de alta interferencia electromagnética (EMI). [15], [58]

#### **4.3.1.1.2 Plataforma multi servicios**

Se utilizará una plataforma multi-servicios la cual ofrece una gran ventaja al momento de implementar un sistema de comunicaciones entre subestaciones, dispositivos de protección, dispositivos de visualización y control, ya que poseen varias opciones dentro sus funciones principales, las cuales abarcan funciones de concentradores y conmutadores, por lo cual al implementar este tipo de plataforma se optimizan los servicios de cada equipo dentro de la red.

Al utilizar un sistema basado en multi servicios se debe considerar que uno de los puntos más críticos es su software de configuración y las funciones programables que posee en su firmware, esto delimitará la operación que cada plataforma pueda brindar.

En el presente diseño se utiliza la plataforma con configuración para conmutación de comunicaciones dentro de la subestación e interfaz de enlace remoto hacia el centro de control y su subestación aledaña, mediante puertos de comunicación de fibra óptica mono-modo para los enlaces fuera de la subestación y multi-modo para los dispositivos locales de la subestación.

La implementación de seguridad virtual; es decir, encriptación de datos, firewall, claves de acceso, entre otros., se deben implementar dentro de esta plataforma, considerando los parámetros establecidos por el administrador IT de la red.

La plataforma deberá contar con las siguientes características de operación:

- Equipo tipo: Plataforma multi servicios modular.
- Interfaces y LEDs indicadores: En la parte frontal.
- Módulo de conmutador (switch): Capa3/8 -mono-modo 1310nm SC  
10km.
- Método de conmutación: Store & Forward.
- Latencia de conmutación: 10.5us.
- VLANs simultáneas: 255.
- Puertos Ethernet: Modulares, Min. 8 puertos ópticos por  
módulo.
- Número de puertos requeridos: 32 – Número de módulos 4 (sugerido).
- Distancia máxima de puertos ópticos: Hasta 90km.
- Opción de conectores: ST, MTRJ, LC, SC
- Opciones de software:
  - CLI
  - NETCONF
  - VLAN IEEE 802.1Q
  - NTP
  - MSTP
  - RSTP y eRSTP
  - Calidad del servicio IEEE 802.1p
  - Limitación de velocidad en puertos.
  - Replicamiento de puertos.
  - Configuración de puertos y estado.
  - Interfaz de usuario vi HTML.
  - OSPF
  - BGP
  - RMON
  - MPLS
  - SNMP
  - DHCP

- VRRPv2 y VRRPv3
- PIM-SM
- Firewall
- VPN
- IPSec

#### 4.3.1.1.3 Unidad Terminal Remota (RTU)

Todos los procesos de adquisición de datos, procesamiento y control son manejados por este sistema que implementa dentro de su software la norma IEC 61850 para control de subestaciones.

Esta unidad deberá poseer la cantidad especificada de módulos de comunicación, entradas digitales, salidas digitales y salidas de relé, para una correcta operación del equipo y fácil integración de un software óptimo y eficiente.

Se deben establecer además procesos automatizados dentro del software de control para mejorar la eficiencia e inteligencia del sistema, ya que de esto pueden depender reconexiones automáticas, tiempo de fallas, despeje.

El rendimiento del hardware del sistema dependerá de la optimización y configuración de su software programado e implementado.

La RTU deberá poseer las siguientes características:

- Tipo de sistema: Procesador dual-core  $\geq 1.33\text{GHz}$ .
- Almacenamiento local: No volátil,  $\geq 32\text{ GB}$ .
- Memoria: RAM  $\geq 2\text{ GB}$  – 800MHz
- Puertos de comunicación: 1-MXI-Express, 2-Gigabit Eth, 2-Serie, 2-OF.
- Sistema operativo: Windows o Linux en tiempo real.
- Número de entradas/salidas: 32 DI, 32 DO y 16 RyO.
- Protocolos de comunicación implementados:

- IEC-870-5-101
  - IEC-870-5-103
  - IEC-870-5-104
  - DNP-3.0
  - MODBUS
  - MODBUS – RTU
- Control de subestaciones: Basado en norma IEC-61850
  - Tratamiento de señales: Mediante software de desarrollo integrado.
  - Interfaz hombre-máquina (HMI): Posibilidad de conexión y configuración local.

#### **4.3.1.1.4 Panel de visualización y control local**

Se utilizará un panel de visualización con sistema touchscreen el cual permitirá la ejecución de la aplicación desarrollada para la visualización y control local bajo un sistema operativo embebido.

El diseño de la interfaz gráfica deberá simbolizar de la manera más precisa e intuitiva los diferentes elementos de protección, medición y control para que el usuario se sienta familiarizado de manera casi inmediata con la misma.

El panel debe contar con las siguientes características:

- CPU: Procesador 1.33GHz o superior.
- Almacenamiento: Mínimo 4 GB.
- Memoria: RAM $\geq$ 1 GB SDRAM.
- Gráficos: Aceleración de video 2D y 3D.
- Tamaño del panel: Min. 7” Touchscreen.
- Resolución: 1024x1024.
- Puertos de comunicación: 1-Gigabit Ethernet, 1-Serie, 1-USB.
- Sistema operativo: Windows o Linux embebidos.
- Control de subestaciones: Basado en norma IEC-61850
- Tratamiento de señales: Mediante software de desarrollo integrado.

#### **4.3.1.1.5 Componentes pasivos**

Los componentes pasivos de red deberán poseer certificaciones de inmunidad ante entornos de alta interferencia electromagnética (EMI) para evitar interferencias y fallas en la interconexión de componentes activos de la red.

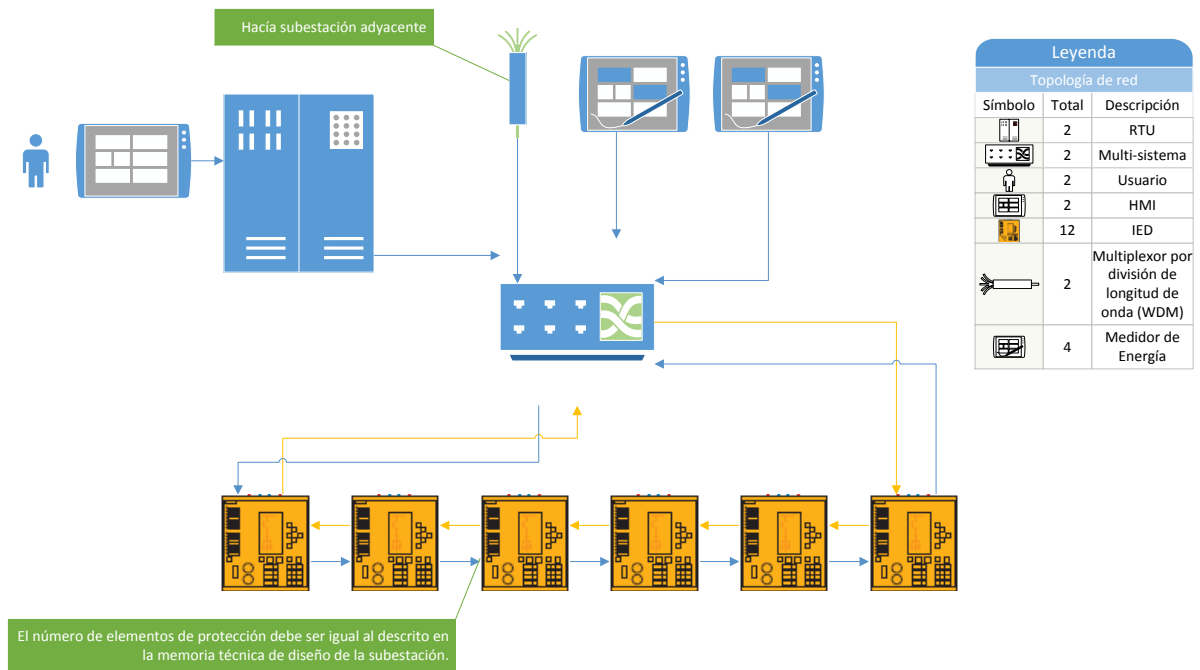
Se recomienda la utilización de componentes pasivos ensamblados de fábrica para minimizar el impacto del trabajo mecánico hacia ellos sometido en los casos de ensambles locales o en el sitio de instalación.

La guía y ruteado del cableado de comunicaciones utilizará las bandejas eléctricas establecidas para los cables de control y medición de los equipos de la subestación, considerando normas de espaciamiento entre conductores de control y comunicaciones.

#### **4.3.1.1.6 Topología de red**

Se consideran dos opciones de topología de red redundante aplicables considerando las características avanzadas de red y comunicación que poseen tanto los equipos de control como de medición de la subestación, el detalle de las mismas se encuentra en el anexo Topologías de red.

## TOPOLOGÍA DE RED DE DOBLE ANILLO REDUNDANTE



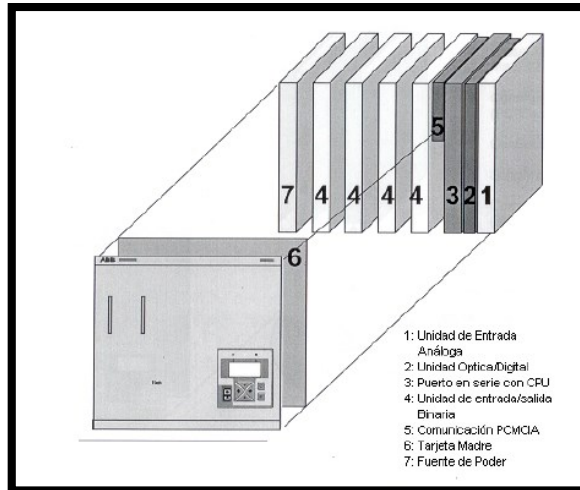
**Figura 4.3:3** Topología básica de red.

Fuente: *Product\_Guide\_REL670\_1.2\_customized.pdf*

### 4.3.1.1. Hardware

Como se conoce en términos de computación, el software es el conjunto de programas que puede ejecutar una computadora para hacer posible su funcionamiento, como son el sistema operativo, los compiladores, ensambladores, rutinas y programas agregados por el usuario; mientras que el hardware es el conjunto de componentes físicos (cables, tornillos, placas, tapas.) que constituyen una computadora. En base a esta definición, el hardware de los terminales RE es el conjunto de elementos que componen el equipo, tales como los diferentes tipo de carcazas, los conectores, los leds de señalización, el CPU, la fuente de poder, la unidad transformadora de voltaje, la tarjeta madre, el convertidor analógico digital, tornillos. La disposición física de cada uno de estos elementos se encuentra en la figura 4.3:3.





**Figura 4.3:4 Hardware de Relé ABB.**

**Fuente:** *Product\_Guide\_REL670\_1.2\_customized.pdf*

En resumen, el software y el hardware constan de una completa librería de funciones para control básico y monitoreo, protección de generadores, transformadores, líneas y cables; son de marca ABB y se adaptan a los demás equipos que están involucrados en la protección de los sistemas eléctricos de potencia.[59]

### 4.3.2 Diagrama de conexión

Existen muchos tipos de conexiones dependiendo del ángulo de fase con el cual las corrientes y voltajes son aplicados al relé.

Los siguientes tipos de conexión son los que se han empleado por muchos años.

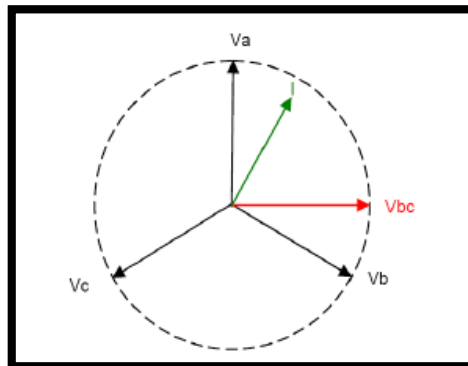
Se clasifican como conexión 90°, 60°, 30°; esta denominación tiene que ver con la forma de conectarlos y no con el factor de potencia del sistema, donde la conexión estándar es de 90°.

#### 4.3.2.1 Ángulo de máximo torque

El Ángulo de Máximo Torque o Ángulo Característico del Relé es el que corresponde al punto de mayor sensibilidad del relé.

**Conexión cuadratura**[11]: Es la conexión más usual y consiste en que a cada fase de corriente se le aplica el voltaje que está desfasado  $90^\circ$  con respecto al voltaje de esa fase (Figura 4.3:4).

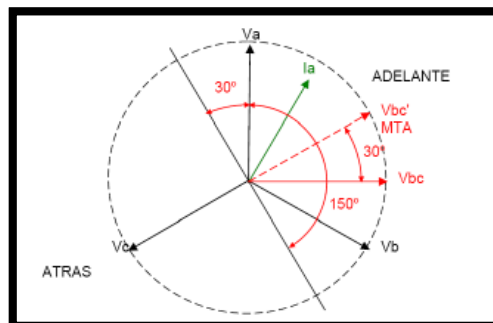
Se disponen de dos tipos de características dependiendo del ángulo en que el voltaje aplicado es desfasado para obtener la máxima sensibilidad.



**Figura 4.3:5** Conexión Cuadratura.

**Fuente:** G. E. Harper, *Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores*.

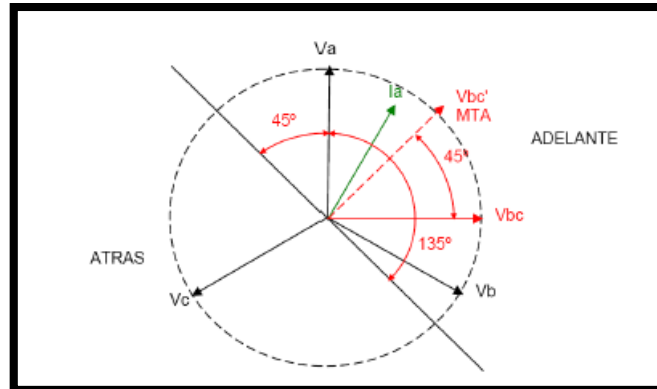
**Conexión cuadratura - característica  $30^\circ$ :** El voltaje aplicado al relé es desfasado  $30^\circ$  en dirección contraria a las manecillas del reloj (Figura 4.3:5). En este caso la máxima sensibilidad ocurre cuando la corriente está  $60^\circ$  en atraso con el voltaje. La zona de operación del relé corresponde cuando la corriente está  $30^\circ$  en adelanto o  $150^\circ$  en atraso.



**Figura 4.3:6** Conexión Cuadratura-característica  $30^\circ$

**Fuente:** G. E. Harper, *Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores*

**Conexión cuadratura - característica 45°:** El voltaje aplicado al relé es desfasado 45° en dirección contraria a las manecillas del reloj (Figura 4.3:6). En este caso la máxima sensibilidad ocurre cuando la corriente está 45° en atraso con el voltaje. La zona de operación del relé corresponde cuando la corriente está 45° en adelanto o 135° en atraso.



**Figura 4.3:7** Conexión Cuadratura- característica 45°

**Fuente:** G. E. Harper, *Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores*

#### 4.3.2.2 Coordinación de relés direccionales de sobrecorriente

En un sistema eléctrico, ante la presencia de corrientes de falla los relés principales que vean estas perturbaciones deben operar de la manera correcta, y de no funcionar estos relés deben operar los relés de respaldo.

El ángulo de direccionalidad de los relés se establece por la diferencia angular de la corriente de falla y el voltaje de polarización, en condiciones de cortocircuito el factor de potencia puede variar de 0.9 a 0.3 (con ángulos que varían de 25° a 75°), para este estudio se decide mantener los ángulos característicos se encuentra calibrados en los relés, de acuerdo a la recomendación del fabricante del relé.

#### 4.3.2.3 Determinación de la relación de transformación de los TCs

Para la determinación de la relación de transformación de los TCs, se basa en el límite térmico y corriente nominal que puede soportar el elemento a protegerse; para el caso en estudio son líneas y transformadores respectivamente.

Para el caso de líneas se selecciona el transformador de corriente refiriéndose al límite térmico (capacidad de corriente máxima que puede soportar el conductor) que es proporcionado por el fabricante. Para transformadores la corriente máxima de carga que circula por el transformador se calcula a su máxima potencia y nivel de voltaje en el devanado correspondiente (alto o bajo voltaje), como se indica en la siguiente fórmula:

$$I_N = \frac{S}{V\sqrt{3}} \quad (4.20)$$

Dónde:

S= Límite térmico

V= Voltaje en devanado correspondiente

Los TC's solo puede soportar un factor de sobrecarga del 10% (porcentaje adicional de corriente nominal que puede soportar).[60]

#### 4.3.2.4 Determinación del TAP

Para calcular el valor del TAP se hace referencia a la corriente nominal del elemento a proteger. Para los estudios se van a tomar dos consideraciones, el límite térmico en el caso de líneas y la corriente de máxima carga para transformadores, adicionalmente el valor nominal de transformación de los TCs para establecer la sensibilidad del relé sin producir daños en los TCs.

Como corriente nominal se toma el mínimo valor de corriente en relación al límite térmico del conductor y a la relación de corriente del TCs.

Para el cálculo del tap se establece la siguiente ecuación a continuación:

$$TAP_{FASE} = \frac{I_N}{RTC} \quad (4.21)$$

Dónde:

RTC= Relación de Transformación de Corriente

Para los relés de falla a tierra, el valor del TAP es determinado tomando en cuenta el desbalance máximo que podría existir en el sistema, bajo las condiciones de operación normal indicada en la siguiente expresión:

$$TAP_{TIERRA} = \frac{0,3 * I_N}{RTC} \quad (4.22)$$

#### **4.4 Relación costo beneficio**

La falta de entrega de suministro de energía eléctrica ya sea por falla o por maniobras en las Subestaciones afecta directamente a los clientes, razón por la cual las Empresas Eléctricas han realizado los respectivos correctivos, renovando su sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica aumentando así la confiabilidad y seguridad de su sistema. En tal sentido, la automatización de las Subestaciones toman principal relevancia con el fin de satisfacer la demanda de carga, minimizando los tiempos de desconexión y reduciendo de esta manera la energía no suministrada (ENS), resultando un incremento en la eficiencia de entrega de energía eléctrica a los clientes y evitando pérdidas económicas considerables al Estado Ecuatoriano.

Por lo expuesto la presente tesis y considerando las políticas emitidas por el Estado, se define que la inversión para expandir o mejorar el sistema de distribución, será cubierto de acuerdo a lo dispuesto en el Mandato Constituyente No. 15, el cual en su parte pertinente señala: “Los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, serán cubiertos por el Estado, constaran obligatoriamente en su Presupuesto General ” adicionalmente se estimara un periodo de cuatro años para la recuperación de la inversión por la automatización de los sistemas de protección.

#### **4.4.1 Tasa de descuento.**

La tasa de rendimiento que se registrará para el presente estudio, será la tasa de descuento asumida por Secretaria Nacional de Planificación y Desarrollo (SENPLADES), la cual sirve para evaluar los proyectos de inversión del Estado y corresponde al valor del 12%.

#### **4.4.2 Cálculo del valor presente del costo de energía no vendida.**

Mediante Resolución No.025/11, emitida por el Directorio del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), se ha establecido el valor de energía no suministrada, o también llamado costo social de energía el cual corresponde a 1,533.00 USD/MWh por energía no suministrada.

Para el presente análisis consiste en relacionar el costo de la energía no vendida en función del tiempo de desconexión.

$$\text{Costo Ener. no Vendida} = \text{horas} * \text{MWh} * \$/\text{MWh} \quad (4.23)$$

#### **4.4.3 Beneficio por energía recuperada.**

El valor de energía recuperada se obtiene de la diferencia entre la energía que se dejó de transferir en condiciones actuales y la energía que se dejaría de perder con la implementación del sistema de protecciones nuevo, ver anexo 6.

Las fallas registradas con antiguas protecciones solo muestran ciertas cosas, razón por la cual las labores de identificación, ubicación, despeje, información, coordinación y sincronización para reconexión después de una falla se hacían un poco más demoradas, de ahí la problemática de implementar sistemas nuevos y modernos.

#### 4.4.3.1 Resumen de costos (ENS) con relés electromecánicos.

|                                    |           |
|------------------------------------|-----------|
| Carga desconectada (MW)            | 50        |
| ENS en (MWH)                       | 566,25    |
| Tiempo promedio de desconexión (h) | 11.325    |
| Costo promedio de ENS (USD)        | 868061,25 |

**Cuadro 4.4:1** (ENS) Relés electromecánicos

**Fuente:** El autor.

#### 4.4.3.2 Resumen de costos (ENS) con relés electrónicos.

|                                    |        |
|------------------------------------|--------|
| Carga desconectada (MW)            | 50     |
| ENS en (MWH)                       | 85     |
| Tiempo promedio de desconexión (h) | 2      |
| Costo promedio de ENS (USD)        | 130305 |

**Cuadro 4.4:2** (ENS) Relés electrónicos

**Fuente:** El autor.

#### 4.4.4 Porcentaje de Ahorro

Este factor determina el porcentaje de ahorro que se obtiene con el uso de relés IEDs alfanuméricos y se calcula de la siguiente forma.

$$\% \text{ ahorro} = \frac{[V_p - V_{\text{ahorro}}] * 100}{V_p} \quad (4.24)$$

Dónde:

$V_p$  = Corresponde al valor de las pérdidas ocasionadas el sistema con la operación de relés electromecánicos.

$V_{\text{ahorro}}$  = Corresponde al valor de perdidas si la instalación cuenta con relés IEDs electrónicos.

|   |        |
|---|--------|
| Porcentaje de ahorro en energía no vendida.                   | 84,989 |
| Porcentaje de ahorro en tiempo de desconexión.                | 99,985 |
| Porcentaje de ahorro en el costo total de energía no vendida. | 84,989 |

**Cuadro 4.4:3** Promedio de ahorro

**Fuente:** El autor.

#### **4.4.5 Costos de inversión.**

La inversión inicial es la cantidad de dinero requerido para la ejecución de un proyecto esto incluye equipamiento, software, costos de ingeniería y construcción e implementación del mismo.

Por lo expuesto en el párrafo inmediato anterior, se estima que el costo de la automatización de la subestación Selva Alegre, se basarían en los costos que se muestran en la siguiente tabla 4.4:4.



| <b>INVERSIÓN DEL PROYECTO</b>  |  |                 |                       |                        |
|--|--|-----------------|-----------------------|------------------------|
| <b>ITEM</b>  | <b>ACTIVOS FIJOS</b>   | <b>CANTIDAD</b> | <b>VALOR/UNIT USD</b> | <b>VALOR TOTAL USD</b> |
| 1  | Servidor de procesos Pc adquisición de datos HMI GATEWAY.                      | 1               | 12000,00              | 12000,00               |
| 2  | Hub 24 puertos RJ45  | 1               | 250,00                | 250,00                 |
| 3  | Pantalla Touch Scream 14", control y monitoreo local.                          | 1               | 1500,00               | 1500,00                |
| 4  | IED microprocesador para protección principal y respaldo de línea REL 670 ABB. | 8               | 8379,76               | 67038,08               |
| 5  | IED microprocesador para control de bahías.                                    | 6               | 7500,00               | 45000,00               |
| 6  | IED microprocesador para protección de transformador.                          | 2               | 9000,00               | 18000,00               |
| 7  | Gabinetes metálicos RTU y accesorios.  | 1               | 28000,00              | 28000,00               |
| 8  | Gabinetes metálicos de hierro para montaje de relés alfanuméricos.             | 3               | 3500,00               | 10500,00               |
| 9  | Cable de control cobre 600V, 7x14 AWG  | 2000            | 2,59                  | 5180,00                |
| 10   | Cable de control cobre 600V, 4x12 AWG  | 2000            | 2,58                  | 5160,00                |
| 11   | Cable de control cobre 600V, 12x16 AWG   | 1500            | 3,49                  | 5235,00                |
| <b>MANO DE OBRA DIRECTA, OPERACIÓN E IMPLEMENTACION SCADA HORAS HOMBRE</b> |  |                 |                       |                        |
| 12   | 1 Ingeniero Eléctrico Jefe de Sección  | 160             | 13,00                 | 2080,00                |
| 13   | 1 Supervisor Eléctrico   | 160             | 10,94                 | 1750,40                |
| 14   | 1 Operador de la S/E   | 160             | 7,50                  | 1200,00                |
| 15   | 4 Electromecánicos   | 160             | 5,27                  | 843,20                 |
| 16   | 1 Ayudante Electromecánico   | 160             | 3,55                  | 568,00                 |
| 17   | 1 Transporte   | 160             | 10,50                 | 1680,00                |
| <b>INGENIERIA-CAPITAL DE OPERACIÓN</b>                                     |  |                 |                       |                        |
| 18   | Diseño de arquitectura   | 1               | 10000,00              | 10000,00               |
| 19   | Diseño de redes  | 1               | 10000,00              | 10000,00               |
| 20   | Diseño de esquemas   | 1               | 10000,00              | 10000,00               |
| 21   | Diseño de software   | 1               | 25000,00              | 25000,00               |
| 22   | diseño de digitalización de planos   | 1               | 12000,00              | 12000,00               |
| <b>MANO DE OBRA INDIRECTA OPERACIÓN E IMPLEMENTACIÓN SCADA</b>             |  |                 |                       |                        |
| 23   | Misceláneos e imprevistos  | 2               | 2000,00               | 4000,00                |
| <b>SUBTOTAL</b>  |  |                 |                       | 272984,68              |
| <b>IVA 12%</b>   |  |                 |                       | 32758,1616             |
| <b>TOTAL</b>   |  |                 |                       | 305742,84              |

**Cuadro 4.4:4 Inversión total del proyecto**

**Fuente:** *El autor.*

#### 4.4.6 Cálculo del valor presente del costo de energía no vendida.

La inversión en nuevos equipos produce un ahorro del costo de la energía no vendida. En base a este ahorro se calcula el nuevo costo de la energía no vendida mediante la fórmula de Valor Presente.

$$V_p = FNC * Fac.VP \quad (4.25)$$

$$Fac.VP = 1/(1 + i)^n \quad (4.26)$$

$V_p$  = Valor Presente. (Costo de la energía no vendida (con inversión))

FNC = Flujo neto de caja (Costo de energía no vendida).

Fac.VP= Factor del valor presente.

$i$  = Tasa de interés (Porcentaje de ahorro).

$n$  = Periodo.

#### 4.4.7 Cálculo del costo beneficio

$$B/C = V_p / Inversion \quad (4.27)$$

Criterio de Aprobación:

Si la razón B/C es  $\geq 1$  se debe aceptara el proyecto de lo contrario rechazarlo.

Los fórmulas de cálculo anteriormente citados son en el caso de que se requiera una automatización de los sistemas de protección y en este caso se hace muy relevante el costo de la energía no vendida, al punto de llegar determinante al momento de tomar la decisión de proceder con el proyecto.

## CONCLUSIONES

Antes de realizar un estudio de protecciones, se debe basar en valores fundamentales para el cálculo, como son el flujo de potencia y los cortocircuitos, los mismos que se los pueden obtener manualmente (cálculo) o por medio de programas de simulación, que permitan representar el sistema, para obtener diferentes configuraciones y contingencias operativas.

La magnitud de la corriente de falla (monofásico o trifásico), depende mucho de fuentes que aporten a la falla; es decir si la corriente se analiza en un punto cercano a una central de generación, la corriente de falla será alta.

El buen funcionamiento de un relé está ligado al comportamiento del transformador de corriente y de voltaje, ya que son los primeros en censar una variación en la red y enviarlos a dispositivos conectados a sus salidas. Al estar en malas condiciones un transformador de medida (TC's y TP's) ya sea por saturación, polarización inadecuada, alto burden, etc., provocarán que en su salida se tenga señales erróneas induciendo a que el dispositivo de protección opere equivocadamente.

Con un sistema de protección confiable, se puede reducir el tiempo de duración de fallas, lo que se lograría minimizar el tiempo de suspensión del servicio, siendo éste un factor económico importante en la operación de todo el sistema eléctrico de potencia. Para esto es necesario utilizar relevadores de última tecnología (microprocesados, electronicos), ya que permiten tener una gran versatilidad en la configuración y selección de las funciones de protección y en los ajustes de los dispositivos de protección empleados.

El tiempo de operación de un relé electrónico digital es muy pequeño en comparación con los electromecánicos y estáticos, permitiendo que el transformador de corriente no llegue a su punto de saturación, frente a condiciones de falla con magnitudes de corriente alta.

El cálculo, supervisión y memorización de valores de medida y funciones de mando completamente numéricos desde el proceso de muestreo y digitalización de las magnitudes de medida hasta la decisión de cierre o disparo del interruptor de potencia.

Al utilizar relés microprocesados multifuncionales resulta eficiente, porque en un solo dispositivo se tiene incorporado diferentes funciones de protección, permitiendo configurar las que se desean, además tiene la capacidad de guardar información tales como: datos de corrientes, voltajes, potencia, frecuencia, y la ocurrencia de eventos como fallas; esto ayuda saber en qué condiciones se encuentra el sistema.

Los equipos de protección electromecánicos, cada vez se han usado menos y hoy en día con poca frecuencia, debido a que siempre se están construyendo equipos con mejor tecnología de funcionamiento y los nuevos equipos de protección, como son los digitales, satisfacen más características que los anteriormente citados.

Para calibrar el relé Diferencial de Barra todas las bahías involucradas deben tener TCs con la misma relación, para obtener una representación secundaria de las corrientes primarias con iguales características, con esto se evita diferencia en los sumatorios de corriente. Un pequeño valor de corriente en el circuito diferencial puede presentarse debido a errores en los TC, por pérdidas e inexactitud de la relación de transformación.

La instalación de los relés IEDs alfanuméricos no evitará las desconexiones de una L/T pero si reducirá considerablemente el tiempo de desconexión, puesto que estos equipos pueden ser operados desde un Centro de Control, evitando que personal de mantenimiento se desplace al sitio.

## **RECOMENDACIONES**

Se recomienda emplear el modelo del relé diferencial de barra de baja impedancia para otros esquemas de barras al ser un modelo sencillo en su algoritmo y su respectiva aplicación para casos cuando los TC's de las bahías asociadas a la barra tiene diferente relación de transformación, los mismos que pueden saturarse.

Se recomienda realizar seguimientos en tiempo real, de los ajustes de calibración de los dispositivos de protección en forma dinámica, para así obtener un alto grado de confiabilidad en el sistema a implementar.

Para la automatización de las subestaciones y su operación en forma remota a través de la implementación del sistema SCADA, se debe realizar un estudio completo de coordinación de protecciones eléctricas con el objeto de registrar los disparos y la operación del sistema de protecciones.

## REFERENCIAS

- [1] “Billinton, R.; Tatla, J., ‘Composite Generation and Transmission System Adequacy Evaluation Including Protection System Failure Modes,’ Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on , vol.PAS-102, no.6, pp.1823,1830, June 1983.”
- [2] “Albuyeh, F., ‘Focus on education- ‘Smart‘ Electric Power Systems 101: an employer’s perspective,’ Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE , vol., no., pp.1,1, 25-29 July 2010.”
- [3] G. E. Harper, *Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores*. Editorial Limusa, 1996, p. 718.
- [4] “S. Horowitz, A. Phadke, and J. Thorp, ‘Adaptive transmission system relaying,’ IEEE Transactions on Power Delivery, vol.3, no.4, pp. 1436-1445, October 1988.”
- [5] C. (Consejo Nacional de Electricidad), *Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado-Regulación No. CONELEC - 003/08*. Quito, Ecuador, 2008, pp. 1–22.
- [6] “Ibrahim, M., ‘Year 2000 readiness of the electric power systems. Examination of microprocessor based protection systems,’ Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, IEEE , vol.1, no., pp.316,319 vol.1, 31 Jan-4 Feb 1999.”
- [7] “IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems," ANSI/IEEE Std 242-1986 , vol., no., pp.0\_1,, 1986.”
- [8] “Power System Relaying Committee, ‘Wide area protection and emergency control,’ <http://www.pes-psrc.org/Apublications.html>.”
- [9] Donald G. Fink H. Wayne Beaty, “STANDARD HANDBOOK FOR ELECTRICAL ENGINEERS SECTION 1,” vol. 15Th, 2006.
- [10] “Khorashadi, H.Z.; Zuyi Li; Madani, V., ‘Adaptive dependable and secure protection systems for electric power systems,’ Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2008. T&D. IEEE/PES , vol., no., pp.1,6, 21-24 April 2008.”
- [11] J. Blackburn and T. Domin, *Protective relaying: principles and applications*, Third. 2014, p. 638.
- [12] “Dumitrescu, M.; Munteanu, T.; Ulmeanu, A.P., ‘Electric-power protection system fuzzy critical analysis,’ Intelligent Systems, 2004. Proceedings. 2004 2nd International IEEE Conference , vol.1, no., pp.322,325 Vol.1, 22-24 June 2004.”
- [13] “Johnson, W.H.; Meler, T.J., ‘Distribution Circuit Protection for the American Electric Power Company System,’ Power Apparatus and Systems, Part III.

- Transactions of the American Institute of Electrical Engineers , vol.78, no.4, pp.1833,1837, Dec. 1959.”
- [14] L. G. Hewitson, M. Brown, and R. Balakrishnan, *Practical Power System Protection*. Newnes, 2005, p. 289.
- [15] “Kamel, T.S.; Moustafa Hassan, M.A.; El-Morshedy, A., ‘Advanced distance protection scheme for long Transmission lines in Electric Power systems using multiple classified ANFIS networks,’ *Soft Computing, Computing with Words and Perceptions in System Analy.*”
- [16] “Damchi, Y.; Sadeh, J., ‘Determination of the optimum routine and selfchecking test time intervals for power system protection considering remote back-up protection system failure,’ *Generation, Transmission & Distribution, IET* , vol.7, no.10, pp.1163,1171,.”
- [17] “Xiang Gao; Thorp, J.S.; Daqing Hou, ‘Case studies: Designing protection systems that minimize potential hidden failures,’ *Protective Relay Engineers, 2013 66th Annual Conference for* , vol., no., pp.384,393, 8-11 April 2013.”
- [18] “Araujo, M.A.; Flauzino, R.A.; Batista, O.E.; Moraes, L.A.; Martins, C.H.R., ‘Protection of the distribution lines with distributed generation against lightning overvoltages in the context of smart grids,’ *Sustainable Technologies (WCST), 2013 World Congre.*”
- [19] F. Instructions, “Operation and Maintenance of Protective Relays and Associated Circuits,” vol. 3, no. September, 2006.
- [20] A. Grid, *Network Protection & Automation Guide Network Protection & Automation Guide*, ALSTOM. 2011.
- [21] M. V. F. Soria, *EVALUACIÓN DEL COSTO - BENEFICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA NO SERVIDA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO DURANTE EL PERÍODO 2007-2008*, Universidad Andina Simon Bolivar. Quito, Ecuador, 2009, p. 93.
- [22] G. Benmouyal, “Adaptive sampling-interval generator for digital relaying,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 4, no. 3, pp. 1602–1609, 1989.
- [23] “Singh, M.; Panigrahi, B.K.; Abhyankar, A.R., ‘A hybrid protection scheme to mitigate the effect of distributed generation on relay coordination in distribution system,’ *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE* , vol., no., pp.1,5, 21-25 J.”
- [24] G. E. Harper, *Introducción al análisis de los sistemas eléctricos de potencia*. Editorial Continental -Mexico, 2003, p. 276.

- [25] C. Alomoto and F. Vinicio, “Análisis y determinación de tiempos de recierre para líneas del sistema nacional de transmisión del Ecuador en 138 kV.” Quito, Ecuador, 2007. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/139>
- [26] “Zapata-Castro, J.; Lopez-Lezama, J.M., ‘Optimal coordination of directional overcurrent relays operating as backup protection in electrical power system,’ Central America and Panama Convention (CONCAPAN XXXIV), 2014 IEEE , vol., no., pp.1,6, 12-14 Nov. 20.”
- [27] “IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book),” IEEE Std 242-2001 (Revision of IEEE Std 242-1986) [IEEE Buff Book] , vol., no., pp.1,710, Dec. 17 2001.”
- [28] “Jin-Seok Kim; Sung-Hun Lim; Jae-Chul Kim, ‘Study on Application Method of Superconducting Fault Current Limiter for Protection Coordination of Protective Devices in a Power Distribution System,’ Applied Superconductivity, IEEE Transactions on , vol.22, no.”
- [29] “Pholborisut, N.; Saksornchai, T.; Eua-arporn, B., ‘Evaluating the impact of distributed generation on protection system coordination using protection miscoordination index,’ Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information .”
- [30] “de Britto, T.M.; Morais, D.R.; Marin, M.A.; Rolim, J.G.; Zurn, H.H.; Buendgens, R.F., ‘Distributed generation impacts on the coordination of protection systems in distribution networks,’ Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin Ameri.”
- [31] “Wang, H.G.; Du, D.X.; Bo, Z.Q.; Dong, X.Z.; Zhou, Z.X.; He, H.J.; Counce, B.R.J.; Klimek, A., ‘An Integrated Current Differential Protection Scheme,’ Power System Technology, 2006. PowerCon 2006. International Conference on , vol., no., pp.1,6, 22-26 Oct.”
- [32] B. Kasztenny and D. Finney, “Generator protection and CT saturation problems and solutions,” in *2005 58th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, 2005, vol. 2005, pp. 120–126.
- [33] D. J. Graham, P. G. Brown, and R. L. Winchester, “Generator protection with a new static negative sequence relay,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 94, no. 4, 1975.
- [34] H. J. Lee, G. Son, and J. W. Park, “Study on wind-turbine generator system sizing considering voltage regulation and overcurrent relay coordination,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1283–1293, 2011.



- [35] C. J. Mozina, "Coordinating generator protection with transmission protection and generator control - NERC standards and pending requirements," in *2010 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers*, 2010.
- [36] C. H. Griffin, "Relay Protection of Generator Station Service Transformers," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-101, no. 8, 1982.
- [37] D. G. Lowe, "Distinctive image features from scale-invariant keypoints," *Int. J. Comput. Vis.*, vol. 60, no. 2, pp. 91–110, 2004.
- [38] F. Blaabjerg, Z. Chen, and S. B. Kjaer, "Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 19, no. 5, pp. 1184–1194, 2004.
- [39] C. H. Griffin and J. W. Pope, "Generator Ground Fault Protection Using Overcurrent, Overvoltage, and Undervoltage Relays," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-101, no. 12, 1982.
- [40] F. Milano, "Chapter 13: Faults and Protections," *Power Syst. Model. Scripting, Power Syst.*, pp. 305–312, 2010.
- [41] P. S. Lemmer and S. Ag, *Power Automation-Basics of Protection n Basic Requirements*. Brandenburg, 2013, pp. 1–134.
- [42] C. J. Mozina, "Distributed generator interconnect protection practices," in *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, 2006, pp. 1164–1170.
- [43] "Apostolov, A.P., 'Distance relays operation during the August 2003 North American Blackout and methods for improvement,' Power Tech, 2005 IEEE Russia , vol., no., pp.1,6, 27-30 June 2005."
- [44] P. C. Won and B. W. Hyeon, "Over-excitation Relaying for Digital Generator Protection using the 765 kV Power System Modeling Data in Korea," *Energy Procedia*, vol. 14, pp. 824–830, Jan. 2012.
- [45] "Brozek, J.P., 'The effects of harmonics on overcurrent protection devices,' Industry Applications Society Annual Meeting, 1990., Conference Record of the 1990 IEEE , vol., no., pp.1965,1967 vol.2, 7-12 Oct. 1990."
- [46] "Zhang Liu; Xu Aoran; Liu Li; Zhao Yi, 'Inrush current on transformer differential protection affect the analysis and discussion,' Electricity Distribution (CICED), 2012 China International Conference on , vol., no., pp.1,3, 10-14 Sept. 2012."

- [47] “Mohammadi, B.; Eslami, A.; Bayat, A., ‘GPRS based distribution transformers monitoring system,’ Electricity Distribution (CIRED 2013), 22nd International Conference and Exhibition on , vol., no., pp.1,4, 10-13 June 213.”
- [48] I. M. de Alegría, J. L. Martín, I. Kortabarria, J. Andreu, and P. I. Ereño, “Transmission alternatives for offshore electrical power,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 5. pp. 1027–1038, 2009.
- [49] C. (Consejo Nacional de Electricidad), *Procedimientos de Despacho y Operación (Regulación No. CONELEC 006/00)*. Quito, Ecuador, 2000.
- [50] “Lipin Chen; Xianyong Xiao, ‘Voltage sags frequency assessment considering the coordination of protection system,’ Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2012 IEEE 15th International Conference on , vol., no., pp.932,935, 17-20 June 2012.”
- [51] “Perez, L.G.; Urdaneta, A.J.; Sorrentino, E.; Garayar, F.; Urizar, A.; Ledezma, J.C.; de Alcala, G.; Carrion, N.; Canache, C.; Fernandez, J.; Sanz, O.; Guevara, F., "Comparison of time coordination feasibility criteria for a subtransmission system protecti.”
- [52] “Sanchez, J.L.; Ramos, G.; Rios, M.A., ‘Modeling of operative sequences of protections in power transmission systems using Petri Nets,’ Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008 IEEE/PES , vol., no., pp.1,6, 13-15 Aug. 20.”
- [53] Y. S. Cho, C. K. Lee, G. Jang, and T. K. Kim, “Design and implementation of a real-time training environment for protective relay,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 32, no. 3, pp. 194–209, 2010.
- [54] M. Braun and P. Strauss, “A review on aggregation approaches of controllable distributed energy units in electrical power systems,” *Int. J. Distrib. Energy Resour.*, vol. 4, no. 4, pp. 297–319, 2008.
- [55] “Yameng Cheng; Xiong Chen; Jianfeng Ren; Xiaoqing Xuan; Xueming Li, ‘Study on hidden failure of relay protection in power system,’ Cyber Technology in Automation, Control and Intelligent Systems (CYBER), 2013 IEEE 3rd Annual International Conference on , v.”
- [56] ABB, “Protección de transformador RET670 Manual de instalación y puesta en servicio.”<http://www.abb.com.ec/References/Default>.
- [57] ABB, “Bay control REC670 2.0 ANSI Commissioning Manual.”  
<http://www.abb.com.ec/References/Default>.

- [58] ABB, “Generator protection REG670 Product Guide.” <http://www.abb.com.ec/search.aspx?q=rel%20670%20manual> [59] ABB, “Current Transformer Requirements for Non- Directional Overcurrent Protection.”
- [60] O. Krpal and P. Mráz, “V-A Characteristic Measuring of Stress Grading Tapes in the End-winding of Synchronous Generators,” *Procedia Eng.*, vol. 69, pp. 1523–1528, 2014.

# ANEXOS

## ANEXO 1: Símbolos de los relés según normas ANSI/IEC.

Hay muchos métodos para la identificación de las funciones de los relés de protección, los comúnmente usados son: los dados por el estándar ANSI C37-2 (sistema numérico) y los dados por el estándar IEC 60617 (símbolos gráficos).

### Simbologías típicas. Funciones de los dispositivos / Códigos ANSI

#### Simbologías típicas



Protección de máximo de corriente (50 / 51)



Protección direccional de corriente (67)



Protección de máximo de corriente homopolar (50N / 51N)



Protección direccional de tierra (67N)



Protección de máximo de componente inversa / desequilibrio (46)



Protección de imagen térmica (49)



Protección diferencial (87)



Protección diferencial de tierra (87G)



Protección de mínimo de tensión (27)



Protección de máxima y mínima frecuencia (81)



Protección de máxima tensión (59)



Protección contra retorno de potencia activa (32P)



Protección contra retorno de potencia reactiva o desexcitación (32Q / 40)



Protección de máxima tensión homopolar (59N)



Relé Buchholz (63/71)



## **Funciones de los dispositivos para sistemas eléctricos de potencia según ANSI estándar C.37.2**

### **N° Función y Descripción**

- 1 Elemento principal** es el dispositivo de iniciación, tal como el interruptor de control, relé de tensión, interruptor de flotador, que sirve para poner el aparato en operación o fuera de servicio, bien directamente o a través de dispositivos, tales como relés de protección retardados
  
- 2 Relé de cierre o arranque con demora de tiempo** es el que da la demora de tiempo deseado entre operaciones de una secuencia automática o de un sistema de protección, excepto cuando es proporcionado específicamente por los dispositivos 48, 62 y 79 descritos más adelante.
  
- 3 Relé de comprobación o de bloqueo** es el que opera en respuesta a la posición de un número de otros dispositivos, o un número de condiciones predeterminadas, en un equipo para permitir que continúe su operación, para que se pare, o para proporcionar una prueba de la posición de estos dispositivos o de estas condiciones para cualquier fin.
  
- 4 Contactor principal** es un dispositivo generalmente mandado por el dispositivo n° 1 o su equivalente y los dispositivos de permiso y protección necesarios, y que sirve para abrir y cerrar los circuitos de control necesarios para reponer un equipo en marcha, bajo las condiciones deseadas o bajo otras condiciones o anormales.
  
- 5 Dispositivo de parada** es aquel cuya función primaria es quitar y mantener un equipo fuera deservicio.
  
- 6 Interruptor de arranque** es un dispositivo cuya función principal es conectar la máquina a su fuente de tensión de arranque.

- 7 **Interruptor de ánodo** es el utilizado en los circuitos del ánodo de un rectificador de potencia, principalmente para interrumpir el circuito del rectificador por retorno del encendido de arco.
- 8 **Dispositivo de desconexión de energía de control** es un dispositivo de desconexión (conmutador de cuchilla, interruptor de bloque o fusibles extraíbles) que se utiliza con el fin de conectar y desconectar, respectivamente, la fuente de energía de control hacia y desde la barra o equipo de control. Se considera que la energía de control incluye a la energía auxiliar que alimenta aparatos pequeños como motores y calefactores.
- 9 **Dispositivo de inversión** es el que se utiliza para invertir las conexiones de campo de una máquina o bien para otras funciones especiales de inversión.
- 10 **Conmutador de secuencia** es el que se utiliza para cambiar la secuencia de conectar o desconectar unidades en un equipo de unidades múltiples.
- 12 **Dispositivo de exceso de velocidad** es normalmente un conmutador de velocidad de conexión directa que actúa cuando la máquina se embala.
- 13 **Dispositivo de velocidad síncrona** es el que funciona con aproximadamente la velocidad síncrona normal de una máquina, tal como un conmutador de velocidad centrifuga, relés de frecuencia de deslizamiento, relé de tensión, relé de intensidad mínima o cualquier tipo de dispositivo que accione con aproximadamente la velocidad normal de la máquina.
- 14 **Dispositivo de falta de velocidad** es el que funciona cuando la velocidad de la máquina desciende por debajo de un valor predeterminado.

- 15 Dispositivo regulador de velocidad o frecuencia** es el que funciona para mantener la velocidad o frecuencia de una máquina o sistema a un cierto valor, o bien entre ciertos límites.
- 17 Conmutador para puentear el campo serie** sirve para abrir y cerrar un circuito en shunt entre los extremos de cualquier pieza o aparato (excepto una resistencia) tal como el campo de una máquina, un condensador o una reactancia. Esto excluye los dispositivos que realizan las funciones de shunt necesarias para arrancar una máquina por los dispositivos 6 ó 42, o su equivalente, y también excluye la función del dispositivo 73 que sirve para la operación de las resistencias.
- 18 Dispositivo de acelerar o decelerar** es el que se utiliza para cerrar o hacer cerrar los circuitos que sirven para aumentar o disminuir la velocidad de una máquina.
- 19 Contactos de transición de arranque a marcha normal.** Su función es hacer la transferencia de las conexiones de alimentación de arranque a las de marcha normal de la máquina.
- 20 Válvula maniobrada eléctricamente** es una válvula accionada por solenoide o motor, que se utiliza en circuitos de vacío, aire, gas, aceite, agua o similares.
- 21 Relés de distancia** es el que funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia del circuito disminuyen a unos límites anteriormente fijados.
- 22 Interruptor igualador** sirve para conectar y desconectar las conexiones igualadoras o de equilibrio de intensidad para los reguladores del campo de la máquina o de tensión de la máquina, en una instalación de unidades múltiples.
- 23 Dispositivo regulador de temperatura** es el que funciona para mantener la temperatura de la máquina u otros aparatos dentro de ciertos límites. Un ejemplo es un termostato que enciende un calentador en un elemento de aparellaje, cuando



la temperatura desciende a un valor deseado que es distinto de un dispositivo usado para proporcionar regulación de temperatura automática entre límites próximos, y que sería designado como 90T.

- 25 Dispositivo de sincronización o puesta en paralelo** es el que funciona cuando dos circuitos de alterna están dentro de los límites deseados de tensión, frecuencia o ángulo de fase, lo cual permite o causa la puesta en paralelo de estos circuitos.
- 26 Dispositivo térmico** es el que funciona cuando la temperatura del campo en shunt, o el bobinado amortiguador de una máquina o el de una resistencia de limitación o cambio de carga o de un líquido u otro medio, excede de un valor determinado. Si la temperatura del aparato protegido, tal como un rectificador de energía, o de cualquier otro medio, está más abajo de un valor prefijado.
- 27 Relés de mínima tensión** es el que funciona al descender la tensión de un valor prerreglado.
- 28 Detector de llama.** Su función es detectar la existencia de llama en el piloto o quemador principal, por ejemplo de una caldera o una turbina de gas.
- 29 Contactos de aislamiento** es el que se utiliza con el propósito especial de desconectar un circuito de otro, por razones de maniobra de emergencia, conservación o prueba.
- 30 Relé anunciador** es un dispositivo de reposición no automática que da un número de indicaciones visuales independientes al accionar el dispositivo de protección y además también puede estar dispuesto para efectuar una función de enclavamiento.
- 31 Dispositivo de excitación separada** es el que conecta un circuito, tal como el campo shunt de una conmutatriz, a la fuente de excitación separada durante el proceso de

arranque, o bien se utiliza para energizar la excitación y el circuito de encendido de un rectificador.

- 32 Relé direccional de potencia** es el que funciona sobre un valor deseado de potencia en una dirección dada, o sobre la potencia invertida resultante del retroceso del arco en los circuitos de ánodo o cátodo de un rectificador de potencia.
- 33 Conmutador de posición** es el que hace o abre contacto cuando el dispositivo principal o parte del aparato, que no tiene un número funcional de dispositivo, alcanza una posición dada.
- 34 Conmutador de secuencia** movido a motor es un conmutador de contactos múltiples el cual fija la secuencia de operación de los dispositivos principales durante el arranque y la parada, o durante otras operaciones que requieran una secuencia.
- 35 Dispositivo de cortocircuitar las escobillas o anillos rozantes.** Es para elevar, bajar o desviar las escobillas de una máquina, o para cortocircuitar los anillos rozantes.
- 36 Dispositivo de polaridad** es el que acciona o permite accionar a otros dispositivos con una polaridad dada solamente.
- 37 Relé de mínima intensidad o baja potencia** es el que funciona cuando la intensidad o la potencia caen por debajo de un valor predeterminado.
- 38 Dispositivo térmico de cojinetes** es el que funciona con una temperatura excesiva de los cojinetes.
- 39 Detector de condiciones mecánicas.** Su cometido es funcionar en situaciones mecánicas anormales (excepto las que suceden a los cojinetes de una máquina, función 38), tales como vibración excesiva, excentricidad, expansión choque, etc.

- 40 Relé de campo/pérdida de excitación** es el que funciona a un valor anormalmente bajo de la intensidad de campo de una máquina, o por el valor excesivo de la componente reactiva de la corriente de armadura en una máquina de ca, que indica excitación de campo anormalmente baja.
- 41 Interruptor de campo** es un dispositivo que funciona para aplicar o quitar la excitación de campo de la máquina.
- 42 Interruptor de marcha** es un dispositivo cuya función principal es la de conectar la máquina a su fuente de tensión de funcionamiento en marcha, después de haber sido llevada hasta la velocidad deseada de la conexión de arranque.
- 43 Dispositivo de transferencia** es un dispositivo, accionado a mano, que efectúa la transferencia de los circuitos de control para modificar el proceso de operación del equipo de conexión de los circuitos o de algunos de los dispositivos.
- 44 Relé de secuencia de arranque del grupo** es el que funciona para arrancar la unidad próxima disponible en un equipo de unidades múltiples cuando falla o no está disponible la unidad que normalmente le precede.
- 45 Detector de condiciones atmosféricas.** Funciona ante condiciones atmosféricas anormales como humos peligrosos, gases explosivos, fuego, etc.
- 46 Relé de intensidad para equilibrio o inversión de fases.** Es un relé que funciona cuando las intensidades polifásicas están en secuencia inversa o desequilibrada o contienen componentes de secuencia negativa.
- 47 Relé de tensión para secuencia de fase** es el que funciona con un valor dado de tensión polifásica de la secuencia de fase deseada.

- 48 Relé de secuencia incompleta** es el que vuelve el equipo a la posición normal o «desconectado» y lo enclava si la secuencia normal de arranque, funcionamiento o parada no se completa debidamente dentro de un intervalo predeterminado.
- 49 Relé térmico para máquina, aparato o transformador** es el que funciona cuando la temperatura una máquina, aparato o transformador excede de un valor fijado.
- 50 Relé instantáneo de sobreintensidad y velocidad de aumento de intensidad** es el que funciona instantáneamente con un valor excesivo de la intensidad o con un valor excesivo de velocidad de aumento de la intensidad, indicando avería en el aparato o circuito que protege.
- 51 Relé temporizado de sobreintensidad de ca** es un relé con característica de tiempo inversa o definida, que funciona cuando la intensidad de un circuito de ca sobrepasa un valor dado.
- 52 Interruptor de ca** es el que se usa para cerrar e interrumpir un circuito de potencia de ca bajo condiciones normales o de falta o emergencia.
- 53 Relé de la excitatriz o del generador de cc** es el que fuerza el campo de la máquina de cc durante el arranque o funciona cuando la tensión de la máquina ha llegado a un valordado.
- 55 Relé de factor de potencia** es el que funciona cuando el factor de potencia en un circuito de ca no llega o sobrepasa un valor dado.
- 56 Relé de aplicación del campo** es el que se utiliza para controlar automáticamente la aplicación de la excitación de campo de un motor de ca en un punto predeterminado en el ciclo de deslizamiento.

- 57 Dispositivo de cortocircuito o de puesta a tierra** es el que opera por potencia o por energía almacenada y que funciona para cortocircuitar o poner a tierra un circuito, en respuesta a medios automáticos o manuales.
- 58 Relé de fallo de rectificador de potencia** es el que funciona debido al fallo de uno o más ánodos del rectificador de potencia, o por el fallo de un diodo a conducir o bloquear propiamente.
- 59 Relé de sobretensión** es el que funciona con un valor dado de sobretensión.
- 60 Relé de equilibrio de tensión** es el que opera con una diferencia de tensión entre dos circuitos.
- 62 Relé de parada o apertura con demora de tiempo** es el que se utiliza en unión con el dispositivo que inicia la parada total o la indicación de parada o apertura en una secuencia automática.
- 63 Relé de presión de gas, líquido o vacío** es el que funciona con un valor dado de presión de líquido o gas, para una determinada velocidad de variación de la presión.
- 64 Relé de protección de tierra** es el que funciona con el fallo a tierra del aislamiento de una máquina, transformador u otros aparatos, o por contorneamiento de arco a tierra de una máquina de cc. Esta función se aplica solo a un relé que detecte el paso de corriente desde el armazón de una máquina, caja protectora o estructura de una pieza de aparatos, a tierra, o detecta una tierra en un bobinado o circuito normalmente no puesto a tierra. No se aplica a un dispositivo conectado en el circuito secundario o en el neutro secundario de un transformador o trafos de intensidad, conectados en el circuito de potencia de un sistema puesto normalmente a tierra.

- 65 Regulador mecánico** es el equipo que controla la apertura de la compuerta o válvula de la máquina motora, para arrancarla, mantener su velocidad o detenerla.
- 66 Relé de pasos** es el que funciona para permitir un número especificado de operaciones de un dispositivo dado o equipo, o bien un número especificado de operaciones sucesivas con un intervalo dado de tiempo entre cada una de ellas. También se utiliza para permitir el energizado periódico de un circuito, y la aceleración gradual de una máquina.
- 67 Relé direccional de sobreintensidad de ca** es el que funciona con un valor deseado de circulación de sobreintensidad de ca en una dirección dada.
- 68 Relé de bloqueo** es el que inicia una señal piloto para bloquear o disparar en faltas externas en una línea de transmisión o en otros aparatos bajo condiciones dadas, coopera con otros dispositivos a bloquear el disparo o a bloquear el reenganche en una condición de pérdida de sincronismo o en oscilaciones de potencia.
- 69 Dispositivo de supervisión y control** es generalmente un interruptor auxiliar de dos posiciones accionado a mano, el cual permite una posición de cierre de un interruptor o la puesta en servicio de un equipo y en la otra posición impide el accionamiento del interruptor o del equipo.
- 70 Reostato** es el que se utiliza para variar la resistencia de un circuito en respuesta a algún método de control eléctrico, que, o bien es accionado eléctricamente, o tiene otros accesorios eléctricos, como contactos auxiliares de posición o limitación.
- 71 Relé de nivel de líquido o gaseoso.** Este relé funciona para valores dados de nivel de líquidos o gases, o para determinadas velocidades de variación de estos parámetros.

- 72 Interruptor de cc** es el que se utiliza para cerrar o interrumpir el circuito de alimentación de cc bajo condiciones normales o para interrumpir este circuito bajo condiciones de emergencia
- 73 Contactor de resistencia en carga** es el que se utiliza para puentear o meter en circuito un punto de la resistencia limitadora, de cambio o indicadora, o bien para activar un calentador, una luz, o una resistencia de carga de un rectificador de potencia u otra máquina.
- 74 Relé de alarma** es cualquier otro relé diferente al anunciador comprendido bajo el dispositivo 30 que se utiliza para accionar u operar en unión de una alarma visible o audible.
- 75 Mecanismo de cambio de posición** se utiliza para cambiar un interruptor desconectable en unidad entre las posiciones de conectado, desconectado y prueba.
- 76 Relé de sobreintensidad de cc** es el que funciona cuando la intensidad en un circuito de cc sobrepasa un valor determinado.
- 77 Transmisor de impulsos** es el que se utiliza para generar o transmitir impulsos, a través de un circuito de telemida o hilos piloto, a un dispositivo de indicación o recepción de distancia.
- 78 Relé de salto de vector o medidor del ángulo de desfase (protección de salida de paralelo)** es el que funciona con un valor determinado de ángulo de desfase entre dos tensiones o dos intensidades, o entre tensión e intensidad.
- 79 Relé de reenganche de ca** es el que controla el reenganche y enclavamiento de un interruptor de ca.

- 80 Relé de flujo líquido o gaseoso** actúa para valores dados de la magnitud del flujo o para determinadas velocidades de variación de éste.
- 81 Relé de frecuencia** es el que funciona con una variación de la frecuencia o por la velocidad de variación de la frecuencia.
- 82 Relé de reenganche de cc** es el que controla el cierre y reenganche de un interruptor de c.c. generalmente respondiendo a las condiciones de la carga del circuito.
- 83 Relé de selección o transferencia del control automático** es el que funciona para elegir automáticamente entre ciertas fuentes de alimentación o condiciones de un equipo, o efectúa automáticamente una operación de transferencia.
- 84 Mecanismo de accionamiento** es el mecanismo eléctrico completo, o servomecanismo, incluyendo el motor de operación, solenoides, auxiliares de posición, etc., para un cambiador de tomas, regulador de inducción o cualquier pieza de un aparato que no tenga número de función.
- 85 Relé receptor de ondas portadoras o hilo piloto** es el que es accionado o frenado por una señal y se usa en combinación con una protección direccional que funciona con equipos de transmisión de onda portadora o hilos piloto de cc.
- 86 Relé de enclavamiento** es un relé accionado eléctricamente con reposición a mano o eléctrica, que funciona para parar y mantener un equipo un equipo fuera de servicio cuando concurren condiciones anormales.
- 87 Relé de protección diferencial** es el que funciona sobre un porcentaje o ángulo de fase u otra diferencia cuantitativa de dos intensidades o algunas otras cantidades eléctricas.
- 88 Motor o grupo motor generador auxiliar** es el que se utiliza para accionar equipos auxiliares, tales como bombas, ventiladores, excitatrices.



- 89 Desconectador de línea** es el que se utiliza como un desconectador de desconexión o aislamiento en un circuito de potencia de corriente alterna o corriente continua cuando este dispositivo se acciona eléctricamente o bien tiene accesorios eléctricos, tales como interruptores auxiliares, enclavamiento electromagnético.
- 90 Dispositivo de regulación** es el que funciona para regular una cantidad, tal como tensión, intensidad, potencia, velocidad, frecuencia, temperatura y carga a un valor dado, o bien ciertos límites para las máquinas, líneas de unión u otros aparatos.
- 91 Relé direccional de tensión** es el que funciona cuando la tensión entre los extremos de un interruptor o contactor abierto sobrepasa un valor dado en una dirección dada.
- 92 Relé direccional de tensión y potencia** es un relé que permite u ocasiona la conexión de dos circuitos cuando la diferencia de tensión entre ellos excede de un valor dado en una dirección determinada y da lugar a que estos dos circuitos sean desconectados uno de otro cuando la potencia circulante entre ellos excede de un valor dado en la dirección opuesta.
- 93 Contactor de cambio de campo** es el que funciona para cambiar el valor de la excitación de la máquina.
- 94 Relé de disparo o disparo libre** es el que funciona para disparar o permitir disparar un interruptor, contactor o equipo, o evitar un reenganche inmediato de un interruptor en el caso que abra por sobrecarga, aunque el circuito inicial de mando de cierre sea mantenido.

## ANEXO 2: Hardware en relés microprocesados multifuncionales

El microprocesador requiere que la información que recibe sea de tipo digital, y venga en palabras de 8 o 16 bits. El proceso de conversión análogo a digital se da lugar en el circuito A/D. Los datos muestreados de tipo digital que llegan al microprocesador son almacenados en una memoria RAM para ser usados posteriormente. La comparación y evaluación de las magnitudes de los distintos algoritmos de protección, se hacen a través de un programa que se encuentra almacenado en una memoria de tipo ROM (memoria de solo lectura) o EPROM (memoria de solo lectura programable), estas memorias no son volátiles. Otro elemento importante que se requiere es la memoria NOVRAM o EEPROM cuya característica es que la información almacenada en ellas no se pierde cuando la fuente de poder que alimenta al relé es desconectada. A continuación se muestra un diagrama esquemático de la estructura de un RMM.

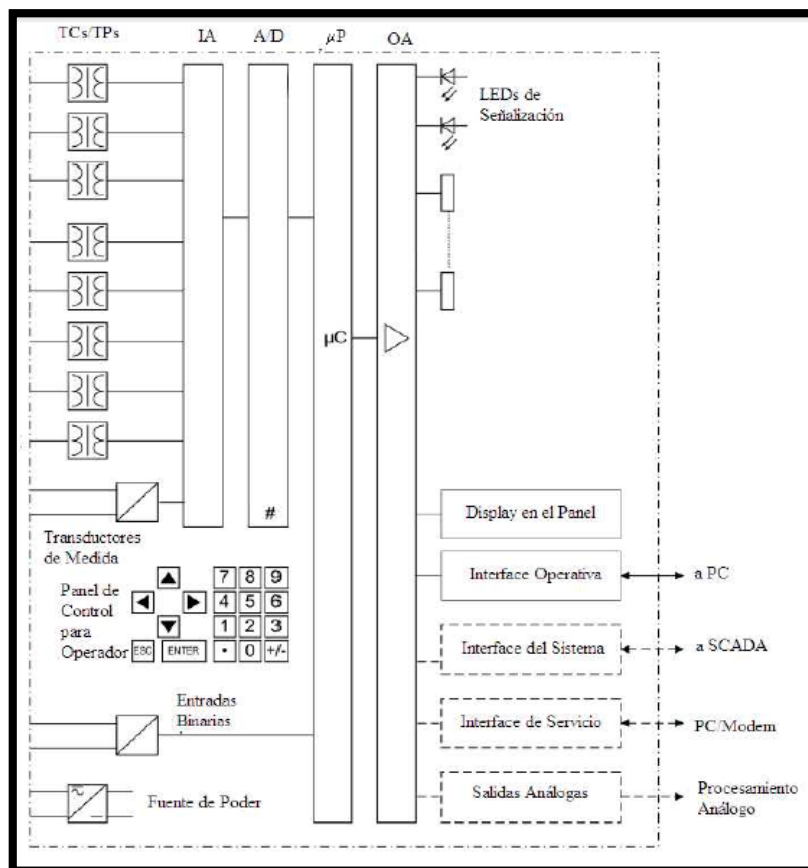


Figura 4.4:4 Hardware de un RMM

Fuente: ABB, "Bay control REC670 2.0 ANSI Commissioning Manual."

Los transformadores que se ven a la izquierda representan TCs y TPs, que ingresan señales alternas hacia un circuito amplificador AI, que además contiene filtros para mejorar la calidad de las señales. Después del circuito amplificador, la señal pasa a un convertidor A/D que contiene circuitos de muestreo y retención que almacenan los valores para luego enviarlos al microprocesador. El microprocesador contiene internamente un software cuyas funciones principales son:

- Filtrar y acondicionar las señales de las medidas
- Monitoreo continuo de las señales de entrada
- Monitoreo de las condiciones de las señales para cada una de las funciones de protección
- Revisión de los valores límite de las magnitudes y tiempos de operación
- Controlar las señales para las funciones lógicas
- Decisión de comandos de disparo
- Indicar la función de protección activada a través de LEDs, y la pantalla LCD principal
- Grabado de mensajes, datos de fallas y valores de fallas para análisis posteriores
- Manejo del sistema operativo y funciones asociadas a este, como grabado de datos, comunicaciones, manejo de interfaces, etc.

Las entradas y salidas binarias son direccionadas hacia el microprocesador a través de módulos I/O. Las entradas binarias reciben información del sistema al que se encuentra conectado el relé, por ejemplo para reseteo o para bloqueo de ciertos comandos externamente.

Las interfaces de comunicación sirven para ingresar información al relé, por ejemplo parámetros de calibración, o para descargar datos, por ejemplo valores almacenados de fallas, medidas, número de operaciones.

### ANEXO 3: Designación de dispositivos eléctricos utilizados en las subestaciones.

Una de las instituciones que norma la designación de dispositivos eléctricos es A.S.A. (American Estándar Association) que se lo emplea en diagramas realizados en la norma ANSI.

En este contexto, a continuación se muestran las tablas de los relés de protección de con sus respectivos códigos numéricos utilizados por la Empresa Eléctrica Quito en las subestaciones convencionales aplicando el código IEEE y American Standard C37.2-1996.

| RELES DE PROTECCIÓN UTILIZADOS EN PRIMARIOS |             |     |
|---|-------------|-----|
| Mínima tensión                              |             | 27  |
| Sobrecorriente                              | Instantánea | 50  |
|   | Temporizada | 51  |
| Sobrecorriente de tierra                    | Instantánea | 50N |
|   | Temporizada | 51N |
| Sobrevoltaje                                |             | 59  |
| Desbalance                                  |             | 60  |
| Reenganche                                  |             | 79  |
| Baja frecuencia                             |             | 81  |
| Bloqueo                                     |             | 86  |
| Auxiliares de disparo                       |             | 94  |
| Supervisión de voltaje DC                   |             | 95  |

**Figura 4.4:1** Lista de relés de protecciones utilizadas en disyuntores primarios.  
Fuente: Código IEEE y American Standard C37.2-1996.

| RELES DE PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION |      |
|---|------|
| Distancia   | 21   |
| Sincronismo   | 25   |
| Mínima Tensión  | 27   |
| Sobrecorriente Direccional                                    | 67   |
| Sobrecorriente Direccional, Temporizada, Tierra               | 67N  |
| Sobrecorriente Direccional, Instantánea , Tierra              | 67iN |
| Disparo   | 94   |
| Supervisión de voltaje DC                                     | 95   |

Figura 4.4:2 Lista de relés de protecciones utilizadas en disyuntores de lineas.  
Fuente: Código IEEE y American Standard C37.2-1996.

| RELES DE PROTECCION PARA TRANSFORMADORES |             |     |
|--|-------------|-----|
| Mínima Tensión                           |             | 27  |
| Sobrettemperatura                        |             | 49  |
| Sobrecorriente                           | Instantánea | 50  |
|  | Temporizada | 51  |
| Factor de Potencia                       |             | 55  |
| Sobrepresión                             |             | 63  |
| Diferencial                              |             | 87  |
| Diferencial de Barra                     |             | 87B |
| Diferencial de Transformador             |             | 87T |
| Disparo                                  |             | 94  |
| Supervisor de Voltaje DC                 |             | 95  |
| Regulación de Voltaje                    |             | 90  |

Figura 4.4:3 Lista de relés de protecciones utilizadas en disyuntores de transformadores.  
Fuente: Código IEEE y American Standard C37.2-1996.

## ANEXO 4: Cálculos realizados- Análisis de costo

| ANALISIS DE COSTO DE LAS DSCONEXIONES NO PROGRAMADAS CON EL TIEMPO PROMEDIO DE OPERACIÓN<br>(RELÉS ELECTROMECHANICOS) |    |       |                       |                            |              |                |
|---|----|-------|-----------------------|----------------------------|--------------|----------------|
| INSTALACION   | KV | CARGA | TIEMPO<br>DESCONEXIÓN | ENERGIA NO<br>SUMINISTRADA | COSTO<br>DEL | COSTO<br>TOTAL |
|   |    | MW    | HORAS                 | MWh                        | USD/MWh      | USD            |
| CENTRAL NN  | 69 | 50    | 7                     | 350                        | 1533         | 536550         |
| CENTRAL NN  | 69 | 50    | 6,3                   | 315                        | 1533         | 482895         |
| CENTRAL NN  | 69 | 50    | 14                    | 700                        | 1533         | 1073100        |
| CENTRAL NN  | 69 | 50    | 18                    | 900                        | 1533         | 1379700        |
| TOTAL   | 69 | 50    | 45,3                  | 2265                       | 1533         | 3472245        |
| PROMEDIO  | 69 | 50    | 11,325                | 566,25                     | 1533         | 868061,25      |

**Cuadro 4.4:1** Análisis de costo- Relés electromecánicos

Fuente: El autor.

| ANALISIS DE COSTO DE LAS DSCONEXIONES NO PROGRAMADAS CON EL TIEMPO PROMEDIO DE OPERACIÓN<br>(RELÉS ELECTRÓNICOS) |    |       |                       |                            |              |                |
|--|----|-------|-----------------------|----------------------------|--------------|----------------|
| INSTALACION  | KV | CARGA | TIEMPO<br>DESCONEXIÓN | ENERGIA NO<br>SUMINISTRADA | COSTO<br>DEL | COSTO<br>TOTAL |
|  |    | MW    | HORAS                 | MWh                        | USD/MWh      | USD            |
| CENTRAL NN   | 69 | 50    | 2                     | 100                        | 1533         | 153300         |
| CENTRAL NN   | 69 | 50    | 0,8                   | 40                         | 1533         | 61320          |
| CENTRAL NN   | 69 | 50    | 1                     | 50                         | 1533         | 76650          |
| CENTRAL NN   | 69 | 50    | 3                     | 150                        | 1533         | 229950         |
| TOTAL  | 69 | 50    | 6,8                   | 340                        | 1533         | 521220         |
| PROMEDIO   | 69 | 50    | 1,7                   | 85                         | 1533         | 130305         |

**Cuadro 4.4:2** Análisis de costo- Relés electromecánicos

Fuente: El autor.

## ***ANEXO 5: Características de la descarga atmosférica.***

Con el fin de entender los efectos del rayo, es mejor obtener algún conocimiento sobre lo que es el rayo, como se causa y donde es más probable que ocurra. Los términos más usados para describir este fenómeno son los siguientes:

### ***Conductos de descarga (predescarga).***

Bajo condiciones normales se ha creído generalmente que las nubes contienen cargas positivas y negativas que se combinan y se combinan entre si resultando una carga neutra, con diferencia de voltaje cero dentro de la nube.

Una explicación del rayo es la siguiente: Cuando el aire húmedo es calentado, se eleva rápidamente y cuando logra alturas más grandes comienzan a enfriarse. A muy grandes alturas (tan altas como 60.000 ft) se forman partículas de precipitación y comienzan a caer; el aire va ascendiendo y las partículas van hacia abajo (a una velocidad de 100 MPH) y crean un mecanismo de transferencia de carga paralizando la nube.

Cuando el gradiente de potencial entre nubes o entre la nube y la tierra alcanza el límite para el aire esté en la región de alto esfuerzo, se ioniza y se rompe. El conducto de descarga que es imperceptible para el ojo arranca en la nube como una perforación eléctrica. Esta a su vez establece la trayectoria descendente de la descarga entre la nube y la tierra; el conducto usualmente sigue la dirección de la más alta concentración de gradiente de voltaje en pasos sucesivos, estos pasos en zig-zag son de aproximadamente 60 yardas en un tiempo de 30 a 90 s vacilantes entre pasos.

Como la predescarga se dirige a tierra los iones negativos progresan hacia abajo a lo largo de la trayectoria conductora y los iones positivos comienzan a ascender (descarga de retorno) y cuando la carga y la descarga de retorno se encuentran se establece la conexión nube-tierra y la energía de la nube es liberada en la tierra; esta liberación de energía es la descarga visible llamada rayo.

### ***Duración de la descarga.***

La duración de la descarga es usualmente menor de 200 s. Se ha considerado que la onda de corriente es del tipo 8 x 20 us. Que es una aceptable aproximación de la descarga. Algunas descargas tienen relativamente alta corriente de descarga en cortos periodos de tiempo; estas descargas producen efectos explosivos. De otro lado otras descargas duran pocos cientos de s. Con corrientes de descarga < 1000 A.

Este tipo de descarga comúnmente llamado rayo caliente produce quemas considerables, incendios, etc.

Muchas descargas son una combinación de ambas. Los siguientes datos muestran una de las distribuciones estadísticas de duración de descarga reportado a la industria (tabla 4.4:1).

| <b>Duración de una descarga simple (<math>\mu</math>s)</b> | <b>%</b> |
|--|----------|
| > 20   | 96       |
| > 40   | 57       |
| > 60   | 14       |
| > 80   | 5        |
| <b>Tiempo promedio = 43 <math>\mu</math>s</b>              |          |

**Tabla 4.4.1** Duración de la descarga simple.

**Fuente:** G. E. Harper, *Introducción al análisis de los sistemas eléctricos de potencia.*

La energía de un rayo no es tan grande como la gente piensa ya que la duración de la onda es muy corta, por ejemplo una onda de 43 us dura solo el 0.26% de la duración de un solo ciclo de AC a 60 Hz.

### ***Magnitudes de corriente.***

Las medidas de corrientes de descarga sobre los últimos años muestran que las corrientes de descarga caen en el siguiente rango:

El 5% excedieron los 90000 A.

El 10% excedieron los 75000 A.



El 20% excedieron los 60000 A.

El 50% excedieron los 45000 A.

El 70% excedieron los 30000 A.

### ***Descargas múltiples.***

Más de la mitad de las descargas son múltiples y van desde 2 hasta 40. Son causadas por la recarga rápida de las nubes del área. Después de que ocurre la primera descarga algunas de las cargas eléctricas en otras partes o en nubes adyacentes se mueven para rellenar el área descargada. Este relleno ocurre antes de que la trayectoria gaseosa de la primera descarga se haya disipado y consecuentemente cumple la misma trayectoria que la descarga anterior. Algunos valores típicos para descargas múltiples son las siguientes:

El 50 % de las descargas directas tiene al menos 3 componentes.

El 24 % de las descargas directas tiene al menos 4 componentes.

El 15 % de las descargas directas tiene al menos 6 componentes.

La duración promedio de las descargas múltiples tiene aproximadamente 1 / 10 s. La duración máxima para descargas múltiples tiene aproximadamente 1.5 s.

### ***Polaridad.***

La carga de la tierra es (+) y la de la nube es (-) en el 90 % de las medidas registradas.