

**CRITERIOS DE AJUSTE PARA LAS PROTECCIONES DE UNA UNIDAD DE
GENERACIÓN DE ENERGÍA HIDRÁULICA EN UNA PCH. CASO AMAIME**

JHOAN SEBASTIAN CEBALLOS MAYOR



**UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÈCTRICA
SANTIAGO DE CALI
2014**

**CRITERIOS DE AJUSTE PARA LAS PROTECCIONES DE UNA UNIDAD DE
GENERACIÓN DE ENERGÍA HIDRÁULICA EN UNA PCH. CASO AMAIME**

JHOAN SEBASTIAN CEBALLOS MAYOR

**Trabajo de grado presentado como requisito
para optar al título de Ingeniero Electricista**

Directora

Gladys Caicedo Delgado
Ingeniero Electricista, Ph. D

Director

Francisco Murcia Polo
Ingeniero Electricista, Ms.C



**UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÈCTRICA
SANTIAGO DE CALI
2014**

Nota de aceptación

Firma de la Directora

Firma del Director

Firma del jurado

Firma del jurado

Santiago de Cali, Junio de 2014

DEDICATORIA

A Dios

Por dar la vida, por sustentarla, y por hacer posible el presente escrito, gracias en el nombre de tu hijo Jesucristo amén.

A mi Papá Henry

Por el apoyo incondicional que siempre me ha brindado, por sus valores y principios, y por los ejemplos de perseverancia que lo caracterizan y que se han consolidado en mí como fuente de inspiración.

A mi Mama Lucy

Por sus valores, sus consejos, y sobre todo, por el amor que me brinda.

A mis Familiares

A mis hermanos queridos, Diana y Diego, por el cariño y el buen cuidado que me han brindado en cada etapa de mi vida. A mis Abuelos de parte de papá y mamá, mi tia Fanny, mi tio Eduar, mi tia Adriana, mi tio Jair, mi tio Javier, y a todos aquellos que participaron directa o indirectamente en la elaboración de este trabajo.

A Amigos

A mis amigos Andrés Felipe, Bryan Zuñiga, Diego Valencia, henrique Riascos, Juan Carlos Mesa, y a todos mis compañeros de la carrera.

A Maestros

A la profe Gladys Caicedo por sus consejos que me han ayudado crecer como persona y profesionalmente, por la disposición para atender mis inquietudes durante la elaboración del presente trabajo, y principalmente por su amistad. A la profesora martica (QPD), que con amor dedicó su tiempo a la formación y mejora de la escuela de ingeniería eléctrica y electrónica.

¡Gracias a todos ustedes!

RESUMEN

En este trabajo de grado se verificaron los ajustes de las funciones de protección de sobre y baja frecuencia (81), sobreexcitación (24), energización inadvertida (50/27), falla interruptor (50BF), fallas fusibles (60FL), falla a tierra estator (59N/64G/67G), falla a tierra estator con voltaje de tercer armónico (27/59TN), falla a tierra estator con corriente sensitiva a tierra (SEF-51GN), implementadas en el relé multifuncional SIEMENS 7UM622 instalado en el grupo generador transformador de la central de Amaime.

Se estudiaron cada una de estas protecciones del generador. En el cual se identificaron las señales de entrada para cada protección, que corresponden a las señales eléctricas medidas y los datos de ajuste.

Los datos de ajuste se calcularon de acuerdo a los criterios presentados en las normas de protección para generadores, teniendo en cuenta las características del sistema de la planta de Amaime. Finalmente, los datos de ajuste propuestos se compararon con los datos de ajuste que están implementados actualmente en el relé Siemens de esta planta.

CONTENIDO

INTRODUCCION	14
1. SOBRE Y BAJA FRECUENCIA (81)	17
1.1. FUNCIONAMIENTO DE LA PROTECCIÓN 81	18
1.2. PANEL DE AJUSTE DEL 81	21
1.3. CÁLCULOS DE AJUSTE 81	22
1.4. COMPARACIÓN CON LOS AJUSTES ACTUALES 81	26
2. SOBREEXCITACION (24)	27
2.1. FUNCIONAMIENTO DE LA PROTECCIÓN 24	28
2.2. PANEL DE AJUSTE DEL 24	36
2.3. CÁLCULOS DE AJUSTE 24	38
2.4. COMPARACIÓN CON LOS AJUSTES ACTUALES 24	42
3. ENERGIZACIÓN INADVERTIDA (50/27)	44
3.1. FUNCIONAMIENTO DE LA PROTECCIÓN 50/27	46
3.2. PANEL DE AJUSTE DEL 50/27	48
3.3. CÁLCULOS DE AJUSTE 50/27	50
3.4. COMPARACIÓN CON LOS AJUSTES ACTUALES 50/27	53
4. FALLA INTERRUPTOR (50BF) Y FALLAS FUSIBLES (60FL)	54
4.1. FALLA INTERRUPTOR 50BF	54
4.1.1. Funcionamiento de la protección 50BF	54
4.1.2. Panel de ajuste del 50BF	59
4.1.3. Cálculos de ajuste 50BF	61
4.1.4. Comparación con los ajustes actuales 50BF	65
4.2. FALLAS FUSIBLES 60FL	66
4.2.1. Funcionamiento de la protección 60FL	70
5. FALLA TIERRA ESTATOR	73
5.1. TIPOS DE TIERRAS DEL GENERADOR	74
5.1.1. Sólidamente a tierra	74
5.1.2. Baja Impedancia	75
5.1.3. Alta Impedancia	75

5.2.	CÁLCULO DE LA RESISTENCIA SECUNDARIA R_{sec}	76
5.3.	PUESTA A TIERRA EN LA PLANTA DE AMAIME	78
5.4.	PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA ESTATOR (59N / 64G / 67G)	79
5.4.1.	Funcionamiento de la protección 59N	80
5.4.2.	Panel de ajuste del 59N.....	83
5.4.3.	Cálculos de ajuste 59N	84
5.4.4.	Comparación con los ajustes actuales 59N	86
5.5.	PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA ESTATOR CON TENSIÓN DE TERCER ARMÓNICO (27/59TN).....	87
5.5.1.	Funcionamiento de la protección 27/59TN	87
5.5.2.	Panel de ajuste del 27/ 59TN.....	96
5.5.3.	Cálculos de ajuste 27/ 59TN.....	98
5.6.	PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA ESTATOR CON CORRIENTE SENSITIVA A TIERRA (SEF- 51GN)	103
5.6.1.	Funcionamiento de la protección 51GN.....	105
5.6.2.	Panel de ajuste del 51GN	105
5.6.3.	Cálculos de ajuste 51GN	106
5.6.4.	Comparación con los ajustes actuales 51GN	109
CONCLUSIONES.....		111
BIBLIOGRAFIA		113

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Datos del generador de la central de Amaime _____	14
Tabla 2. Datos del transformador de potencia de la central de Amaime _____	14
Tabla 3. Funcionamiento de la Protección de Frecuencia 81. _____	19
Tabla 4. Panel de datos de ajuste de la protección de frecuencia del relé SIEMENS 7UM622. _____	21
Tabla 5. Descripción de los ajustes contenidos en el panel de la protección 81 _____	21
Tabla 6. Variables de entrada de la protección 81 _____	22
Tabla 7. Criterios de la protección 81, según la resolución CREG 025/95 _____	24
Tabla 8. Ajustes propuestos de acuerdo a la resolución CREG 025-95 para la Función 81 _____	25
Tabla 9. Tabla comparativa entre los ajustes montados con los propuestos, Función 81 _____	26
Tabla 10. Descripción de los ajustes contenidos en el panel de protección 24 _____	37
Tabla 11. Variables de entrada de la protección 24 _____	38
Tabla 12. Rangos de valores de los parámetros de la protección V/Hz del relé SIEMENS. _____	38
Tabla 13. Límites V/Hz para generadores y transformadores establecidos en las normas _____	38
Tabla 14. Configuración típica del nivel simple y dual de tiempos definidos _____	39
Tabla 15. Ajustes Propuestos para la Función de protección 24 _____	40
Tabla 16. Comentarios de los ajustes propuestos para la función 24 _____	42
Tabla 17. Tabla comparativa entre los ajustes montados con los propuestos, Función 24. _____	43
Tabla 18. Descripción de los ajustes contenidos en el panel de la protección 50/27 _____	49
Tabla 19. Variables de entrada de la protección 50/27 _____	49
Tabla 20. Rangos de valores de los parámetros de la protección 50/27 del relé SIEMENS. _____	49
Tabla 21. Ajustes Propuestos de acuerdo a las normas para la Función 50/27 _____	52
Tabla 22. Tabla comparativa entre los ajustes montados con los propuestos, Función 50/27. _____	53
Tabla 23. Descripción de los ajustes contenidos en el panel de la protección 50BF _____	60
Tabla 24. Variables de entrada de la protección 50BF _____	60
Tabla 25. Rangos de valores de los parámetros de la protección 50BF del relé SIEMENS _____	60
Tabla 26. Valores base en los nodos 1 y 2. Planta Amaime _____	62
Tabla 27. Impedancia del generador y del transformador elevador _____	62
Tabla 28. Ajustes Propuestos de acuerdo a las normas para la Función 50BF _____	64
Tabla 29. Tabla comparativa entre los ajustes montados con los propuestos, Función 50BF _____	65
Tabla 30. Tensiones de secuencia positiva y negativa para una condición normal y para los casos de pérdida de una o dos fases de tensión del TP. _____	69
Tabla 31. Variables de entrada de la protección 60FL _____	71
Tabla 32. Descripción de los ajustes contenidos en el panel de la protección 59N _____	84
Tabla 33. Rangos de valores de los parámetros de ajuste de la protección 59N del relé SIEMENS. _____	84
Tabla 34. Ajustes propuestos de acuerdo a las normas para la Función 59N _____	86
Tabla 35. Tabla comparativa entre los ajustes montados con los propuestos, Función 59N. _____	87
Tabla 36. Descripción de los ajustes de la protección 27/59TN. _____	97

Tabla 37. Variables de entrada de la protección 27/59TN	97
Tabla 38. Rangos de valores de los parámetros de ajuste de la protección 27/59TN del relé SIEMENS.	98
Tabla 39. Ajustes Propuestos de acuerdo a las normas para la Función 27/59TN	99
Tabla 40. Descripción de los ajustes de la protección 51GN	106
Tabla 41. Variable de entrada de la protección 51GN	106
Tabla 42. Rangos de valores de los parámetros de ajuste de la protección 51GN del relé SIEMENS.	106
Tabla 43. Ajustes Propuestos de acuerdo a las normas para la Función 51GN	109
Tabla 44. Tabla comparativa entre los ajustes montados con los propuestos, Función 51GN.	110

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de conexión de la protección 81 en la central de Amaime	19
Figura 2. Diagrama Funcional de la Protección de Frecuencia 81	20
Figura 3. Límites de tensión y frecuencia de la turbina diseñada bajo la norma IEC 60034-3.	22
Figura 4. Límites de Operación Típicos de Turbinas a Vapor a Carga Parcial o Plena Carga Durante Frecuencia Anormal	23
Figura 5. Esquema de conexión de la protección 24 en la central de Amaime	28
Figura 6. Curvas límite V/Hz de tres generadores y de tres transformadores (sin carga)	29
Figura 7. Curva límite V/Hz del generador y el transformador en una misma gráfica	30
Figura 8. Etapas básicas de la protección V/Hz	31
Figura 9. Esquemas de protección de V/Hz más utilizados en la industria	31
Figura 10. Ejemplo de esquema de protección conformado por 2 etapas de tiempo definido	32
Figura 11. Ejemplo de esquema de protección conformado por 1 etapa de tiempo definido más 1 etapa de tiempo inverso	32
Figura 12. Filosofía de disparo de la protección 24	33
Figura 13. Zona de disparo y ajustes de la etapa de tiempo inverso	35
Figura 14. Diagrama Funcional de la Función 24	36
Figura 15. Panel de ajuste de la protección V/Hz del relé SIEMENS 7UM622	37
Figura 16. Curva Combinada Típica V/Hz presentada en la norma IEEE Std. C37.102 de 2006	40
Figura 17. Ajustes propuestos para la Función 24	41
Figura 18. Ejemplo de energización accidental a través del Sistema de Potencia	44
Figura 19. Ejemplo de energización accidental a través de los Servicios Auxiliares	45
Figura 20. Esquema de conexión de la protección 50/27 en la central de Amaime	46
Figura 21. Esquema básico de funcionamiento de la protección 50/27	46
Figura 22. Filosofía de disparo de la protección 50/27	47
Figura 23. Diagrama Funcional de la Protección de Energización Inadvertida 50/27	48
Figura 24. Panel de datos de ajuste de la protección de 50/27 del relé SIEMENS 7UM622.	48

Figura 25. Circuito equivalente durante una energización inadvertida trifásica	50
Figura 26. Secuencias cronológicas de la protección de energización inadvertida 50/27	51
Figura 27. Conexión de la función 50BF para la protección del interruptor del generador	55
Figura 28. Funcionamiento básico de la función 50BF del relé multifuncional Siemens	56
Figura 29. Filosofía de disparo de la protección 50BF	57
Figura 30. Primer ejemplo disparo de la protección 50BF	57
Figura 31. Segundo ejemplo disparo de la protección 50BF	58
Figura 32. Disparo de la protección 50BF en la planta de Amaime	58
Figura 33. Diagrama funcional de la protección de Falla Interruptor 50BF	59
Figura 34. Panel de datos de ajuste de la protección de 50BF del relé SIEMENS 7UM622	60
Figura 35. Circuito equivalente de estado estacionario para una falla trifásica en los terminales del transformador	61
Figura 36. Diagrama unifilar de la planta de Amaime	62
Figura 37. Circuito equivalente de estado estacionario para una falla trifásica en los terminales del transformador. Planta Amaime	63
Figura 38. Secuencia de tiempo para el despeje de la falla y de fallo de interruptor	64
Figura 39. Conexión del relé de desbalance de tensión (ANSI 60)	67
Figura 40. Detección por comparación de tensión. Relé 60.	67
Figura 41. Filosofía de disparo de la protección Fallas Fusibles	68
Figura 42. Esquema de conexión de la protección 60FL en la planta de Amaime	70
Figura 43. Diagrama funcional de la protección de falla fusible 60FL	72
Figura 44. Posible región de falla a tierra del estator	73
Figura 45. Filosofía de disparo para cualquier esquema de protección de falla a tierra estator	74
Figura 46. Método de puesta a tierra sólidamente	74
Figura 47. Método de puesta a tierra con baja impedancia	75
Figura 48. Puesta a tierra con alta impedancia mediante un transformador de distribución	75
Figura 49. Conexión del generador y sus reactancias capacitivas	76
Figura 50. Puesta a tierra de alta impedancia en los generadores de la planta de Amaime	78
Figura 51. Máquina conectada a la red directamente	80
Figura 52. Máquina conectada a la red a través de un transformador de potencia	80
Figura 53. Formas de conectar la protección 59N	81
Figura 54. Conexión de la protección 59N en la planta de Amaime	81
Figura 55. Tensión en el neutro en función del punto de falla en el devanado	82
Figura 56. Diagrama funcional de la protección 59N	83
Figura 57. Panel de datos de ajuste de la protección de 59N del relé SIEMENS 7UM622	83
Figura 58. Zona protegida por la función 59N, con un ajuste del 5% de VLN	85

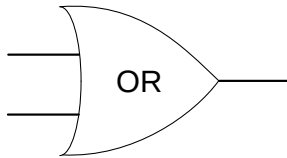
Figura 59. Tensión de tercera armónica medida en las fases y en el neutro	88
Figura 60. Tensión de tercera armónica a lo largo del devanado en función de la carga	89
Figura 61. Ejemplos de tensiones de tercer armónico en función de la carga	90
Figura 62. Puntos de falla a tierra en el devanado	90
Figura 63. Tensión del tercer armónico para diferentes puntos de falla a tierra	91
Figura 64. Formas de conectar la protección 27/59TN	92
Figura 65. Umbrales de protección del generador	93
Figura 66. Detección de la falla a tierra cerca al neutro	94
Figura 67. La función 27/59TN no detecta fallas a tierra lejanas del neutro del generador	94
Figura 68. Diagrama funcional de la protección 27/59TN	96
Figura 69. Ajuste de subtensión para la protección del generador 1 de la figura 61	100
Figura 70. Zona protegida por la función 27TN	101
Figura 71. Superposición de las protecciones 59N y 27TN	102
Figura 72. Filosofía de disparo de las protecciones 59N y 27TN	102
Figura 73. Forma de conectar la protección 51GN	103
Figura 74. Conexión y filosofía de disparo de la protección 51GN	103
Figura 75. Corriente por el neutro en función del punto de falla en el devanado	104
Figura 76. Diagrama funcional de la protección 51GN	105
Figura 77. Zona protegida por la función 51GN, con un ajuste del 10% de (V_{LN}/R_n)	107
Figura 78. Conexión de la protección 51GN en la planta de Amaime	107
Figura 79. Superposición de las protecciones 59N, 27TN y 51GN	109

LISTA DE ECUACIONES

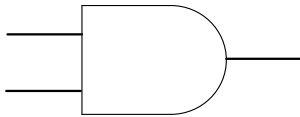
Ecuación 1	17
Ecuación 2	27
Ecuación 3	50
Ecuación 4	50
Ecuación 5	52
Ecuación 6	52
Ecuación 7	52
Ecuación 8	52
Ecuación 9	61
Ecuación 10	63
Ecuación 11	63
Ecuación 12	63

<i>Ecuación 13</i>	64
<i>Ecuación 14</i>	68
<i>Ecuación 15</i>	68
<i>Ecuación 16</i>	68
<i>Ecuación 17</i>	69
<i>Ecuación 18</i>	69
<i>Ecuación 19</i>	69
<i>Ecuación 20</i>	70
<i>Ecuación 21</i>	76
<i>Ecuación 22</i>	77
<i>Ecuación 23</i>	77
<i>Ecuación 24</i>	77
<i>Ecuación 25</i>	78
<i>Ecuación 26</i>	78
<i>Ecuación 27</i>	85
<i>Ecuación 28</i>	86
<i>Ecuación 29</i>	98
<i>Ecuación 30</i>	99
<i>Ecuación 31</i>	99
<i>Ecuación 32</i>	101
<i>Ecuación 33</i>	104
<i>Ecuación 34</i>	108
<i>Ecuación 35</i>	108
<i>Ecuación 36</i>	108

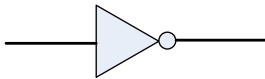
GLOSARIO DE FIGURAS



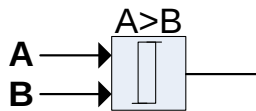
Operador OR. La salida es (1 binario) cuando por lo menos una de las señales de entrada es (1 binario).



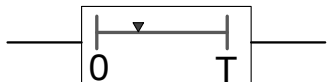
Operador AND. La salida es (1 binario) solo cuando todas las señales de entrada están en (1 binario).



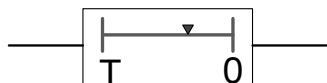
Operador NOT. La señal de salida tiene un valor contrario a la de la señal de entrada. Por ejemplo: Cuando la señal de entrada está en (1 binario), su señal de salida está en (0 binario).



Comparador. La salida es (1 binario) cuando el valor de la variable **A** es mayor que el valor de la variable **B**.



Tiempo de retardo de reposición



Tiempo de retardo de arranque

INTRODUCCION

Cuando la protección del generador se realiza mediante relés análogos o electromecánicos, se tienen ciertas desventajas entre las cuales están: Ocupan mucho espacio debido a que se utiliza un relé por cada función de protección; corrosión y desgaste físico de los contactos móviles, entre otras desventajas.

Actualmente existen relés de protección digitales que tienen una tecnología basada en microprocesadores, los cuales proporcionan una mayor confiabilidad, seguridad y fiabilidad, puesto que tienen una mayor sensibilidad para distinguir entre una condición normal y una falla. También los relés digitales tienen otras ventajas como las siguientes: Multifuncional, es decir, que incorporan más de una función de protección. Autoexaminación, eso significa que el mismo relé evalúa su propio estado de funcionamiento. Mayor comunicación con otros equipos digitales. Además realizan medición, control y supervisión en tiempo real.

La central de Amaime de la empresa EPSA (Empresa de Energía del Pacífico) se conforma de dos generadores hidráulicos de 11,515 MVA de marca INDAR. En la Tabla 1 y en la Tabla 2 se muestran respectivamente los datos del generador y el transformador de potencia de la central de Amaime.

Tabla 1. Datos del generador de la central de Amaime

Datos del Generador	Valor	Unidades
Tipo de Rotor	Polos Salientes	
Potencia Aparente Nominal (S)	11,515	MVA
Potencia Activa Nominal (P)	10,364	MW
Factor de Potencia (F.P)	0,9	COS ϕ
Tensión Nominal (Vn)	13,8	KV
Corriente Nominal (In)	481,8	A
Frecuencia (f)	60	Herz
Reactancia sincrónica eje directo (Xd)	1,35135	p.u.

Tabla 2. Datos del transformador de potencia de la central de Amaime

Datos del Transformador	Valor	Unidades
Potencia Aparente Nominal (S)	18	MVA
Relación de Transformación	34,177 / 13,8	KV
Impedancia de Cortocircuito	8,23	%

Cada generador de la central de Amaime es protegido por un relé digital de marca SIEMENS con referencia 7UM622, el cual incorpora 35 funciones de protección y está diseñado de acuerdo a la norma internacional IEC 60255 y la norma alemana VDE 0435.

En este trabajo de grado se verificaron los ajustes de ocho funciones de protección del relé Siemens 7UM622 instalado en la central de Amaime, realizado por la firma consultora encargada del montaje de la planta. Estos ajustes se verificaron según las normas actualizadas:

[5] IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. IEEE Guide for AC Generator Protection, IEEE Std. C37.102- 2006.

[6] IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants, IEEE Std. C37.106- 2003.

[8] CREG COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 025 de 1995.

[13] IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. IEEE Guide for Generator Ground Protection, IEEE Std. C37.101- 2006.

Hoy en día se encuentran distintos estudios de ajuste de protecciones para centrales hidroeléctricas de Colombia, tales como:

- COMITÉ COES SINAC. Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN. Diciembre 2005.
- CAICEDO, John F. Coordinación de Protecciones de Generador, Planta Alto Anchicayá EPSA. Enero 19 de 2004.
- MEJÍA VILLEGAS S.A. Estudio de Verificación de los Ajustes de las Nuevas Protecciones de las Unidades de Generación, CHIVOR S.A. E.S.P. 2004-03-04.
- ARANGO, Edwin. Estudio de Ajuste De Protecciones Central Hidroeléctrica SAN CARLOS – Criterios de Ajuste Informe 01. 08/09/2009.
- POWER TRANSMISSION AND DISTRIBUTION SERVICIOS DE ENERGÍA – REGIÓN ANDINA ESTUDIOS ELÉCTRICOS. Estudio de Ajuste de Protecciones Central Hidroeléctrica BETANIA. 10/04/2014.

Este trabajo de grado se divide en cinco capítulos, los cuales se describen a continuación:

En el capítulo 1, primero se definen las condiciones de sobre y baja frecuencia, se mencionan sus causas y sus posibles repercusiones sobre la máquina. Luego, se muestra el esquema de conexión de la protección de frecuencia 81 al sistema de potencia. Después se explica el funcionamiento de esta protección teniendo en cuenta su diagrama funcional. Luego, se proponen ajustes de acuerdo a las normas utilizando las

características del sistema de Amaime. Finalmente, se comparan los ajustes propuestos con los ajustes implementados actualmente en el relé Siemens instalado en esta planta.

En el capítulo 2, primero se define la condición de sobreexcitación, se mencionan sus causas y sus posibles repercusiones sobre la máquina. Segundo, se muestra el esquema de conexión de la protección de sobreexcitación 24 al sistema de potencia. Luego, se explica el funcionamiento de esta protección teniendo en cuenta su diagrama funcional. Después, se proponen ajustes de acuerdo a las normas utilizando las características del sistema de Amaime. Finalmente, se comparan los ajustes propuestos con los ajustes implementados actualmente en el relé Siemens instalado en esta planta.

En el capítulo 3, primero se define la condición de energización inadvertida, se mencionan sus causas y sus posibles repercusiones sobre la máquina y el riesgo de seguridad para el personal de mantenimiento. Luego, se muestra el esquema de conexión de la protección de energización inadvertida 50/27 al sistema de potencia. Después se explica el funcionamiento de esta protección teniendo en cuenta su diagrama funcional. Luego, se proponen ajustes de acuerdo a las normas utilizando las características del sistema de Amaime. Finalmente, se comparan los ajustes propuestos con los ajustes implementados actualmente en el relé Siemens instalado en esta planta.

En el capítulo 4 se estudian dos funciones de protección: 4.1 falla interruptor (50BF) y 4.2 falla fusible (60FL). Para cada una de estas funciones, se define la falla y se mencionan sus causas y consecuencias. Se muestra el esquema de conexión de la protección al sistema de potencia. Se explica el funcionamiento de la protección teniendo en cuenta su diagrama funcional. Luego, se proponen ajustes de acuerdo a las normas utilizando las características del sistema de Amaime. Finalmente, se comparan los ajustes propuestos con los ajustes implementados actualmente en el relé Siemens instalado en esta planta.

En el capítulo 5, primero se define la condición de falla a tierra del estator, se mencionan sus causas y sus posibles repercusiones sobre la máquina. Luego, se estudian algunos tipos de puesta a tierra del generador. Luego, se muestra el cálculo de la resistencia secundaria de la puesta a tierra de alta impedancia a través de un transformador. Posteriormente, se estudian tres funciones de protección para fallas a tierra del estator: en la sección 5.4 se estudia la función falla a tierra estator (59N/64G/67G). En la sección 5.5 se estudia la función falla a tierra estator con voltaje de tercer armónico (27/59TN), y por último, en la sección 5.6 se estudia la función falla a tierra estator con corriente sensitiva a tierra (51GN). En cada una de estas secciones se muestra el esquema de conexión de la protección al sistema de potencia. Se explica el funcionamiento de la protección teniendo en cuenta su diagrama funcional. Luego, se proponen ajustes de acuerdo a las normas utilizando las características del sistema de Amaime. Finalmente, se comparan los ajustes propuestos con los ajustes implementados actualmente en el relé Siemens instalado en esta planta.

1. SOBRE Y BAJA FRECUENCIA (81)

La frecuencia de un Sistema de Potencia (SEP)¹ debe mantenerse en un determinado valor, conocido como valor nominal. Que para Colombia es de 60 Hz y para Europa de 50 Hz.

En caso de presentarse la salida intempestiva de unidades de generación o de carga, se puede producir un desbalance de potencia por consiguiente, provocar una variación en la frecuencia de la máquina **f**, como se puede observar en la Ecuación 1.

$$f = \left(1 + \frac{P_{Am} - P_{Ae}}{2 * H_A} * t \right) * f_{nom}$$

Ecuación 1

Fuente: [4], p. 27.

Dónde:

f: Frecuencia real de la unidad generadora. [Hz]

f_{nom}: Frecuencia nominal de la unidad generadora. [Hz]

H_A: Constante de Inercia de la unidad generadora. [MJ/MVA]

P_{Am}: Potencia mecánica sin tener en cuenta la potencia disipada por rozamiento. [W]

P_{Ae}: Potencia eléctrica en bornes de la maquina generadora consumida por las cargas. [W]

t: Tiempo. [sg]

Analizando la Ecuación 1 se observa que con la salida intempestiva de carga, la potencia asociada **P_{Ae}** disminuye por tanto, la frecuencia **f** aumenta. En caso contrario, con la salida de unidades de generación su correspondiente potencia **P_{Am}** disminuye, por ende la frecuencia **f** disminuye. De modo que si esta frecuencia **f** supera el valor nominal **f_{nom}** se le denomina como *Sobre frecuencia*, o si es inferior a dicha frecuencia, como *Sub frecuencia*.

Las Sobre frecuencias y Sub frecuencias se consideran condiciones de operación anormal, debido a que pueden traer efectos nocivos sobre la máquina. Como se describe a continuación:

¹ SEP: Sistema de Potencia Eléctrica

La operación del generador en sobre frecuencia o sobre velocidad, tiene como consecuencia un aumento de tensión, debido su relación directamente proporcional con la frecuencia. Por consiguiente un aumento de la tensión podría afectar los aislamientos de los devanados del generador y ocasionar cortocircuitos en el mismo, trayendo así mayores complicaciones. Para la Sobre frecuencia se tienen por lo general dos tipos de protecciones: Una mecánica, el relé de sobre velocidad de la turbina, y otra eléctrica, correspondiente a la función de protección de sobre frecuencia, la cual en generadores hidráulicos puede ser utilizada como respaldo.

Según la norma IEEE Std. C37.106. 2003 en el literal 4.1, la operación del generador en sub frecuencia, puede conllevar a sobrecalentamiento, debido a la ventilación reducida. También, la condición de sub frecuencia puede dar lugar a que se sobrepasen los límites de sobreexcitación del generador y de sus transformadores asociados. El incremento de la sobreexcitación resulta porque durante la baja frecuencia, el regulador automático de tensión, incrementa la excitación con el fin de mantener la tensión en el valor nominal.

Otro efecto que puede resultar de la condición de sub frecuencia, es el aumento de la corriente, el cual puede producir sobrecalentamiento que podría afectar el aislamiento de sus devanados. Quedando estos susceptibles a cortocircuitos y por consiguiente provocar mayores daños en la máquina.

Para evitar tales consecuencias, se utiliza por lo general una función de seguridad, llamada deslastre automático de carga (EDAC)², cuya función es como su nombre lo indica, disparar las cargas. Con el propósito de balancear potencia y lograr que la frecuencia sea restablecida por lo menos hasta un valor muy cercano al nominal. En caso que la frecuencia no fuese recuperada por el EDAC, deberá operar el relé de protección del generador por sub frecuencia.

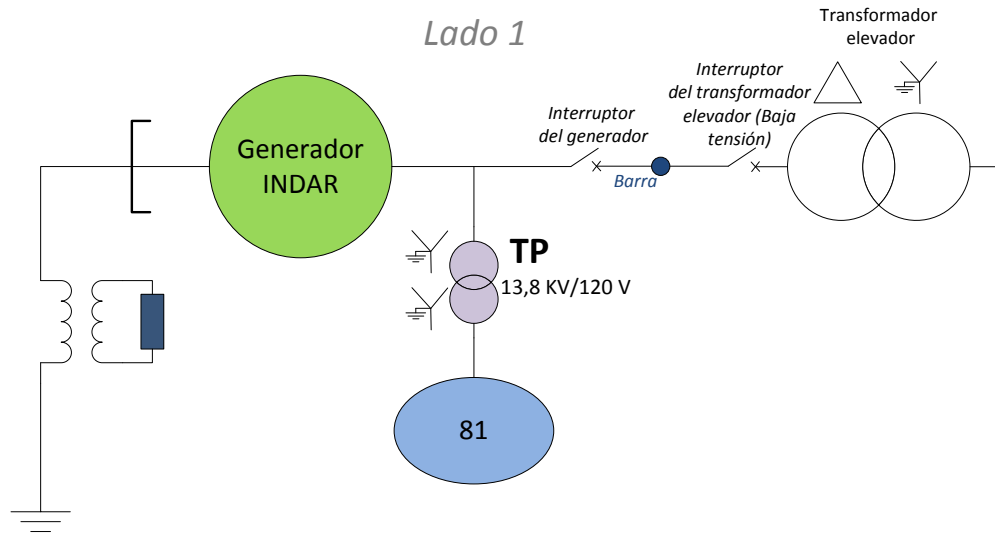
1.1. FUNCIONAMIENTO DE LA PROTECCIÓN 81

La función de protección de frecuencia toma o mide la frecuencia de la señal de tensión de estator del generador, ver Figura 1. Luego esa señal de frecuencia medida es comparada con unos valores límite, que unos estarán por abajo y otros por encima del nominal, para evitar que el generador opere en frecuencias anormales que puedan dañarlo.

² EDAC: Deslastre Automático De Carga.

Los valores límite de frecuencia, son previamente ajustados en el relé de protección. Siendo estos respectivamente el ajuste de sub frecuencia ($f_{set-under}$) y el ajuste de sobre frecuencia ($f_{set-over}$).

Figura 1. Esquema de conexión de la protección 81 en la central de Amaime



En detalle, el funcionamiento de la protección de baja y sobre frecuencia se menciona a continuación:

- La protección por baja o sub frecuencia, mide la frecuencia del voltaje inducido del estator y si esta se encuentra por debajo de su ajuste ($f_{set-under}$), se activa un contador temporal para determinar cuánto se tarda en ese estado. Y si se tardase un tiempo igual al tiempo de ajuste por sub frecuencia (t_{under}) inmediatamente se activan una o algunas acciones. Estas acciones pueden ser disparo de una alarma, para indicar la situación anormal a los operarios, y/o un disparo del generador para aislarlo de la red y proceder a la parada total de la unidad [1].
- La protección por sobre frecuencia mide la frecuencia del voltaje inducido del estator, y si esta queda por encima de su ajuste ($f_{set-over}$) y si se tarda en ese estado un tiempo (t_{over}), se ejecutan las acciones programadas correspondientes.

En síntesis ver Tabla 3, donde t es el tiempo registrado por el contador que inicia en el momento en que son superados los ajustes límites de frecuencia.

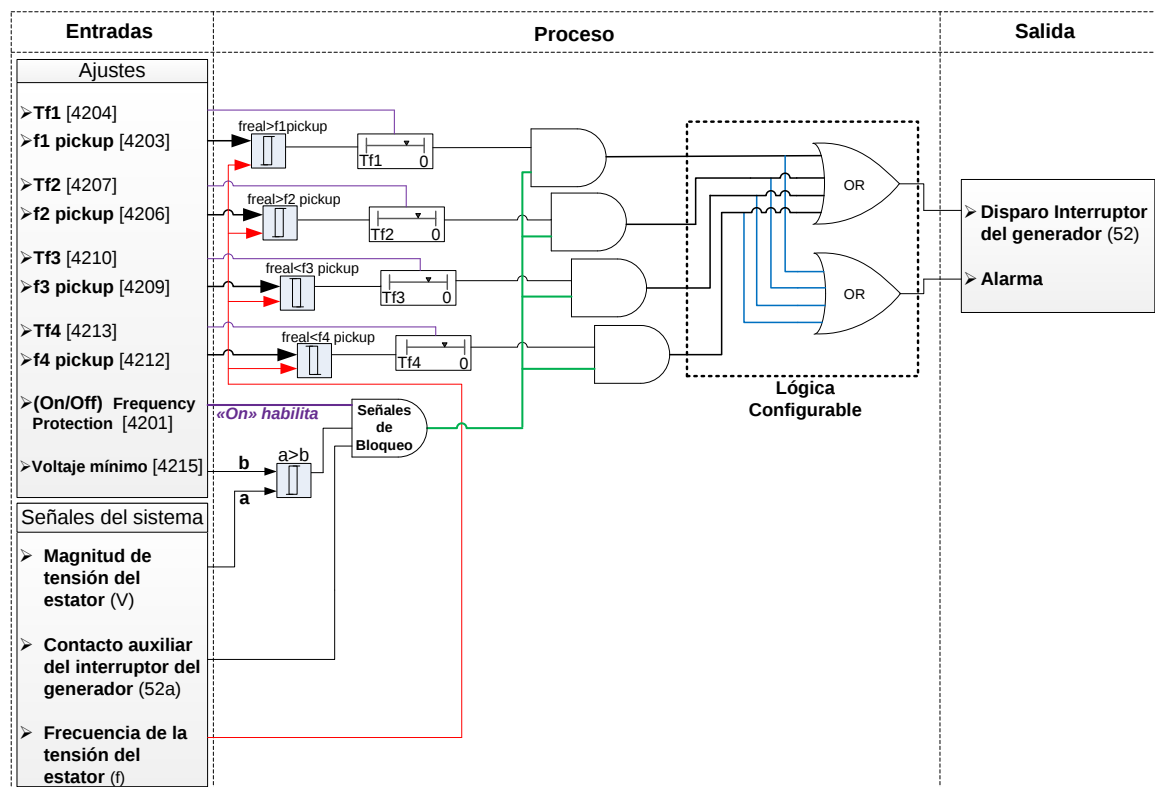
Tabla 3. Funcionamiento de la Protección de Frecuencia 81.

Opera la Protección de Sub Frecuencia cuando:	$f_{medida} < f_{SET-UNDER}$	Y	$t = t_{UNDER}$
Opera la Protección de Sobre Frecuencia cuando:	$f_{medida} > f_{SET-OVER}$	Y	$t = t_{OVER}$

En el caso del relé multifuncional 7UM622, este contiene 4 ajustes limitadores de frecuencia, el cual brinda la posibilidad de determinar dos ajustes de sobre frecuencia y dos de sub frecuencia. Cada uno de estos ajustes de frecuencia le corresponde un tiempo de retardo ajustable. Este relé es capaz de garantizar la medida de frecuencia incluso en caso de distorsión de la tensión, ya que cuenta con un algoritmo de medición de frecuencia que identifica las ondas fundamentales y determina la frecuencia en forma extremadamente precisa. Todas las funciones de frecuencia están supervisadas por un nivel de tensión ajustable, que se utiliza para bloquear las funciones de frecuencia durante la puesta en marcha. Cuyo nombre en inglés es *Minimum Required Voltage For Operation*.

A continuación se presenta el diagrama funcional de la protección 81, en el que se muestran sus parámetros de entrada y de salida.

Figura 2. Diagrama Funcional de la Protección de Frecuencia 81



NOTA: Para este diagrama, las etiquetas “a” y “b” son respectivamente la magnitud de la tensión estator y el voltage de estator mínimo requerido para operación.

1.2. PANEL DE AJUSTE DEL 81

A continuación, en la Tabla 4 se presenta la pantalla de ajuste de la protección de frecuencia, asociado al relé multifuncional.

Tabla 4. Panel de datos de ajuste de la protección de frecuencia del relé SIEMENS 7UM622.

No.	Settings	Value
4201	Over / Under Frequency Protection	
4203	f1 Pickup	Hz
4204	T f1 Time Delay	sec
4206	f2 Pickup	Hz
4207	T f2 Time Delay	sec
4209	f3 Pickup	Hz
4210	T f3 Time Delay	sec
4212	f4 Pickup	Hz
4213	T f4 Time Delay	sec
4214	Handling of Threshold Stage f4	
4215	Minimum Required Voltage for Operation	V

En la Tabla 5, se describen los ajustes de la función 81 del relé SIEMENS 7UM622, mostrados en la Tabla 4.

Tabla 5. Descripción de los ajustes contenidos en el panel de la protección 81

No.	Descripción
4201	<i>Para activar la protección 81 seleccione (ON), desactivarla seleccione (OFF).</i>
4203	<i>Primer ajuste de sobre frecuencia F1</i>
4204	<i>Ajuste del tiempo máximo que debe tardar la frecuencia en F1</i>
4206	<i>Segundo ajuste de sobre frecuencia F2</i>
4207	<i>Ajuste del tiempo máximo que debe tardar la frecuencia F2</i>
4209	<i>Tercer ajuste de sub frecuencia F3</i>
4210	<i>Ajuste del tiempo máximo que debe tardar la frecuencia F3</i>
4212	<i>Cuarto ajuste de sub frecuencia F4</i>
4213	<i>Ajuste del tiempo máximo que debe tardar la frecuencia F4</i>
4214	<i>Manejo del umbral f4, que tiene las opciones “Manual” o “Automático”</i>
4215	<i>Voltaje mínimo para la operación correcta del relé ante esta función. El cual esta expresado en volts (V).</i>

Las variables del sistema requeridas para la operación de la protección 81 son las siguientes:

Tabla 6. Variables de entrada de la protección 81

Magnitud de tensión del estator (V)
Contacto auxiliar del interruptor del generador (52a)
Frecuencia de la tensión del estator (f)

1.3. CÁLCULOS DE AJUSTE 81

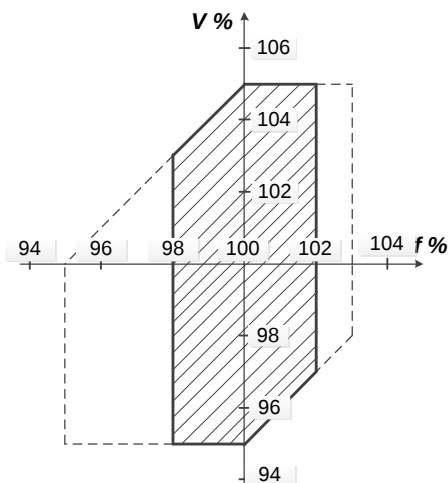
Según la norma IEEE STD C37-106 de 2003, todos los generadores, transformadores y turbinas tienen limitaciones en la operación de frecuencia. Las capacidades de frecuencia de las turbinas generalmente son más restrictivas que la de los transformadores y generadores. En otras palabras, las turbinas comúnmente son las que menos soportan las desviaciones de frecuencia.

La norma IEEE Std. C37.102 de 2006, presenta los límites de frecuencia de las turbinas que están diseñadas bajo la norma IEC 60034-3. Estos límites de frecuencia se muestran en la Figura 3.

Para una operación en régimen continuo a factor de potencia nominal, la frecuencia puede estar entre el $\pm 2\%$ de la frecuencia nominal, esto es entre 58,8 y 61,2 Hz para valor nominal de 60Hz. La operación en régimen continuo corresponde a la región sombreada de la Figura 3.

Para frecuencias que están por fuera del $\pm 2\%$ del valor nominal, se deberá operar en régimen temporal, es decir, por un determinado tiempo. Ya que de lo contrario puede dar lugar a un envejecimiento acelerado de los componentes del generador y de la turbina, debido al ciclo de alta fatiga de los componentes fijos y rotatorios.

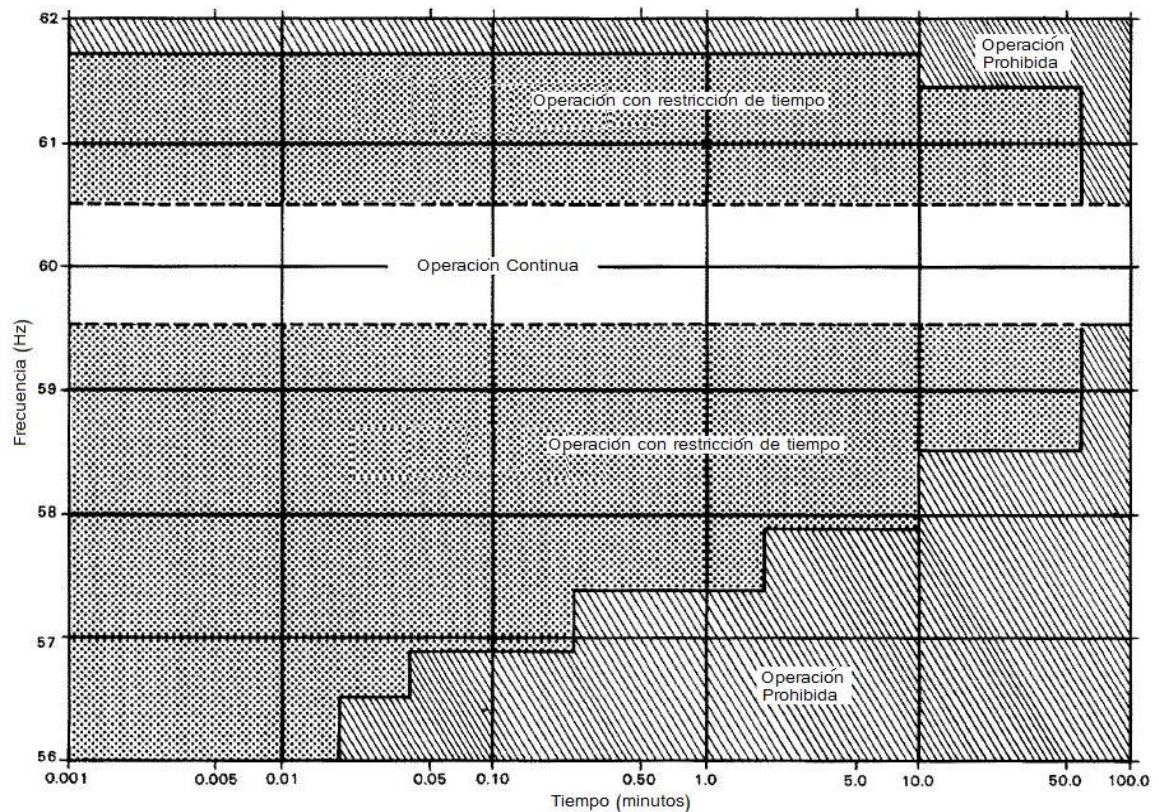
Figura 3. Límites de tensión y frecuencia de la turbina diseñada bajo la norma IEC 60034-3.



Fuente: [5], Figura 4-48, p. 73.

Por otro lado, la norma IEEE STD. C37-106 de 2003 presenta una gráfica con los rangos de operación de frecuencia de una turbina de vapor, ver Figura 4. También estos son una aproximación de los límites de frecuencia de una turbina hidráulica. Sin embargo, hay que tener en cuenta que los rangos de frecuencia de la turbina de vapor son más reducidos o son más limitados que los rangos asociados a la turbina Hidráulica. Ya que la turbina de vapor puede entrar en resonancia mecánica ante reducidas desviaciones de frecuencia y provocar vibraciones en el generador que lo pueden dañar [3].

Figura 4. Límites de Operación Típicos de Turbinas a Vapor a Carga Parcial o Plena Carga Durante Frecuencia Anormal



Fuente: Figura 12 de la IEEE STD. C37-106-2003.

Los criterios de ajuste de las protecciones de frecuencia de las unidades de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), están consignados en la resolución CREG 025 del año de 1995. Estos criterios de ajuste se ilustran en la Tabla 7.

Tabla 7. Criterios de la protección 81, según la resolución CREG 025/95

CREG 025/95	
$f < 57,5$ Herz	Disparo Instantáneo de la Unidad.
$[57,5 - 58,5]$ Herz ; tmínimo = 15 seg.	Disparo con un tiempo de retardo mínimo de 15 segundos.
$(58,5 - 62)$ Herz	Operación en régimen continuo. No ajustarse disparos de la unidad.
$[62 - 63]$ Herz ; tmínimo = 15 seg.	Disparo con un tiempo de retardo mínimo de 15 segundos.
$f > 63$ Herz	Disparo Instantáneo de la Unidad.

Fuente: [8], Literal 2.2.5.

En resumen, los criterios de diseño que se sugieren como guías en el desarrollo de un esquema de protección por baja frecuencia en unidades generadoras hidráulicas son:

- Establecer los puntos de disparo y los retardos de tiempo con base en los límites de frecuencia anormal de la turbina, los cuales son dados por su fabricante.
- Proporcionar alarmas separadas para alertar al operador de una frecuencia baja en el sistema.

Otras consideraciones a tener en cuenta en los ajustes de la protección 81 en unidades generadoras hidráulicas son: Los ajustes de frecuencia pueden ser menor que la mínima frecuencia que ocurre durante un rechazo de carga, pero con retardo de tiempo apropiado para permitir la acción del gobernador o regulador de velocidad.

En la Tabla 8 se muestran los ajustes propuestos para la protección de frecuencia de la central de Amaime, los cuales se definieron de acuerdo a la resolución CREG 025/95, por cuanto la central de Amaime hace parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Tabla 8. Ajustes propuestos de acuerdo a la resolución CREG 025-95 para la Función 81

No.	Variable de Ajuste	Ajustes Propuestos	Comentario
4203	f1 Pickup	62,5 Hz	Según resolución CREG 025 de 1995, para un ajuste de 62,5 Herz, se debe producir disparo con un tiempo de retardo mínimo de 15 segundos. Por lo tanto, se propone ajustar el tiempo de retardo en 20 segundos, que es un tiempo un poco mayor que el valor mínimo para dar mayor oportunidad de restablecer la frecuencia del sistema.
4204	Tf1 Time Delay	20 sg	
4206	f2 Pickup	63,5 Hz	Un ajuste de 63,5 Hz requiere un disparo instantáneo, según la CREG 025 de 1995. Por lo tanto se propone un tiempo de retardo de 1 segundo.
4207	Tf2 Time Delay	1 sg	
4209	f3 Pickup	58 Hz	Según resolución CREG 025 de 1995, para un ajuste de 58 Herz, se debe producir disparo con un tiempo de retardo mínimo de 15 segundos. Por lo tanto, se propone ajustar el tiempo de retardo en 20 segundos, que es un tiempo un poco mayor que el valor mínimo para dar mayor oportunidad de restablecer la frecuencia del sistema.
4210	Tf3 Time Delay	20 sg	
4212	f4 Pickup	57 Hz	Se propone un ajuste de 57 Hz. Así que se debe producir un disparo instantáneo de acuerdo a los criterios presentados en la norma CREG 025, ver Tabla 7. Por lo tanto, se propone ajustar el tiempo de retardo en 1 segundo.
4213	Tf4 Time Delay	1 sg	
4214	Handling of threshold stage f4	Manual	Es recomendable un manejo manual del umbral f4, para evitar disparos indeseados.
4215	Minimum Required Voltage	78 V	Voltaje mínimo de Bloqueo. Se recomienda ajustarlo en un valor de aproximadamente 65% de la tensión nominal UN [10]. La tensión nominal del generador de la planta de Amaime es de 13,8 KV, y la relación de transformación del transformador de potencial es de (13,8KV / 120V). Se propone un ajuste del 65% de la tensión nominal. Esto es: $U_{min} = (65\%) \cdot (UN) \cdot \left(\frac{1}{RTP} \right) = (65\%) \cdot (13,8KV) \cdot \left(\frac{120V}{13,8kV} \right) = 78 \text{ Voltios}$ El criterio de tensión mínima y el bloqueo con posición del interruptor, son implementados para bloquear la protección de frecuencia (81) durante el arranque o parada de la máquina, con el fin de evitar disparos indeseados.

1.4. COMPARACIÓN CON LOS AJUSTES ACTUALES 81

En la Tabla 9, se muestra la comparación entre los ajustes propuestos de acuerdo a la resolución CREG 025/95 y los ajustes montados actualmente en el relé de protección de estudio.

Tabla 9. Tabla comparativa entre los ajustes montados con los propuestos, Función 81

No.	Variable de Ajuste	Ajustes Propuestos	Ajustes Actuales	Comentario
4201	Frequency Protection	ON	ON	La protección de frecuencia actualmente está activada.
4203	f1 Pickup	62,5 Hz	63 Hz	Ajustes similares. Los ajustes montados actualmente en el relé cumplen con los criterios expresados en la resolución CREG 025/95, ver la Tabla 7.
4204	Tf1 Time Delay	20 sg	20 sg	
4206	f2 Pickup	63,5 Hz	66 Hz	Los ajustes de frecuencia son similares. Sin embargo, el tiempo de retardo actual asociado al ajuste de 66Hz, no cumple con la recomendación de disparo inmediato propuesto por la resolución CREG 025/95, ver la Tabla 7.
4207	Tf2 Time Delay	1 sg	20 sg	
4209	f3 Pickup	58 Hz	57 Hz	Según la resolución CREG 025/95, para los ajustes de frecuencia menores de 57,5 Herz debe darse un disparo instantáneo. Por lo tanto, el ajuste de 57Hz no cumple con dicha recomendación de disparo instantáneo. Se recomienda cambiar el ajuste de frecuencia de 57Hz a 58 Hz para que corresponda al tiempo de disparo de 15 segundos.
4210	Tf3 Time Delay	15 sg	15 sg	
4212	f4 Pickup	57 Hz	55 Hz	Ajustes similares. Los ajustes montados actualmente en el relé cumplen con los criterios expresados en la resolución CREG 025/95, ver la Tabla 7.
4213	Tf4 Time Delay	1 sg	3 sg	
4214	Handling	Manual	Automát.	Se propone un ajuste manual.
4215	Minimum Required Voltage	78 V	55 V	Ambos valores de voltaje son bajos, de modo que con cualquiera de los dos ajustes permitirá el bloqueo de la protección cuando el generador está en proceso de arranque o en proceso de parada.

2. SOBREENCITACION (24)

La condición de sobreexcitación corresponde al exceso de flujo magnético en el interior de la máquina, llámese generador, transformador elevador o transformador auxiliar. El exceso de flujo magnético implica la saturación del núcleo de acero, creando consigo flujos de dispersión, los cuales inducen pérdidas por corrientes parasitas o de Eddy en ciertos componentes adyacentes del núcleo, como en cuñas de ranura y componentes de ensamblaje e incluso en materiales conductores. Estas pérdidas producen un incremento de la temperatura, lo cual puede causar el deterioro del aislamiento. La manera de evitar este problema es utilizando la función de protección V/Hz ó 24 (según la norma ANSI). Ya que con esta función de protección se puede lograr advertir y disparar la máquina(s) antes de que sobrepasen los niveles seguros de sobreexcitación.

La relación entre la tensión y la frecuencia o Volts/Herz, es el parámetro implementado por la función de protección 24 para medir el nivel de sobreexcitación en la máquina. Puesto que la relación Volts/Herz es proporcional a la sobreexcitación.

La relación Volts/Hz se mide en tanto por ciento o en (P.U.)³. Así que, a mayor porcentaje, mayor sobreexcitación. Y viceversa, a menor porcentaje de Volts/Hz, menor sobreexcitación.

La conexión de esta función de protección en el sistema generador-transformador para obtener el parámetro Volts/Herz es la siguiente: El relé de protección 24 toma la señal de tensión de los terminales de salida del generador, por medio de un transformador de potencial (TP)⁴ como se observa en la Figura 5. De esta señal el relé mide la amplitud RMS de la tensión y la frecuencia, y finalmente calcula el cociente entre estas de manera porcentual o en P.U., para la cual se requieren los valores nominales correspondientes, los cuales son $V_{nom}=120$ Volts y $f_{nom}=60$ Hz. Como se expresa en la Ecuación 2.

$$Sobreexcitación = \frac{\frac{V_{medida}}{V_{no\ min\ al}}}{\frac{f_{medido}}{f_{no\ min\ al}}} = \frac{V}{f} \quad [pu \text{ ó } \%] \quad \text{Ecuación 2}$$

³ P.U: Por unidad

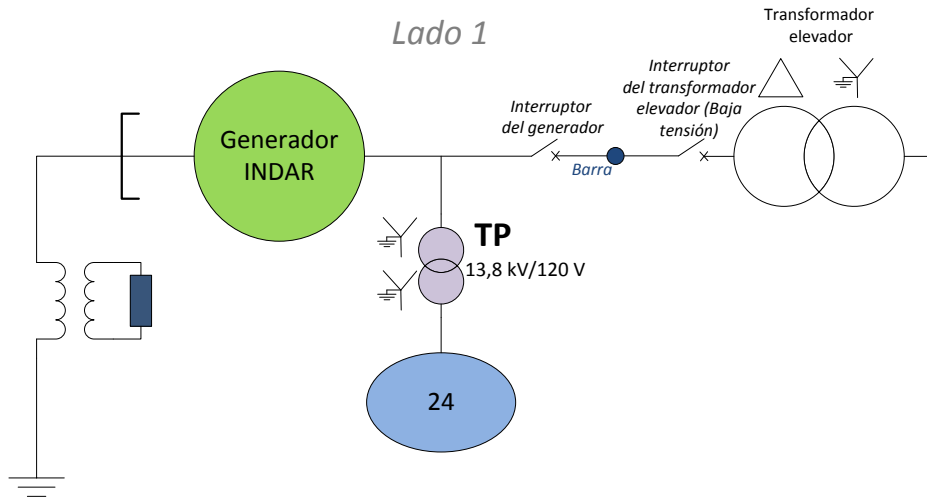
⁴ TP: Transformador de potencial

Dónde:

V_{medida} : Amplitud RMS de la tensión medida en el secundario del TP de la Figura 5. [Volts]

f_{medida} : Frecuencia de la señal de tensión medida en el secundario del TP de la Figura 5. [Hz]

Figura 5. Esquema de conexión de la protección 24 en la central de Amaime



La condición de sobreexcitación puede ocurrir por varias circunstancias: falla en el regulador de tensión, los controles de excitación no responden adecuadamente, cierre del interruptor de campo cuando el generador no ha alcanzado la velocidad nominal.

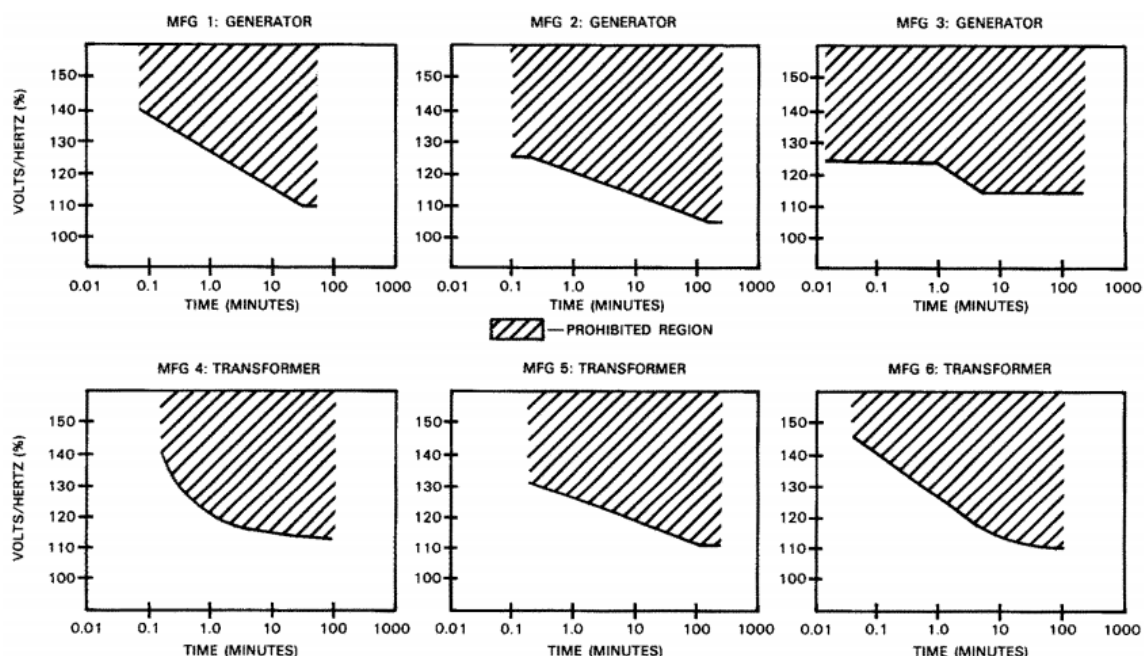
También se puede provocar una sobreexcitación durante el arranque o parada del generador, si el voltaje en terminales se mantiene constante debido a la actuación del regulador automático de tensión. Ya que durante el arranque o parada del generador, la frecuencia asociada es inferior a la nominal, por ende el factor V/Hz o la sobreexcitación de la máquina puede alcanzar valores altos.

La norma IEEE Std. C37.102 de 2006 plantea que si la unidad se encuentra a tensión nominal por el control del regulador automático de tensión, y la velocidad o frecuencia se encuentra en un 95% o menos (asociado al arranque o parada), el valor V/Hz en los terminales de la máquina será de 105% o más.

2.1. FUNCIONAMIENTO DE LA PROTECCIÓN 24

Las curvas límite de sobreexcitación (V/Hz vs. tiempo) de los generadores y transformadores en operación sin carga, deben ser suministradas por sus respectivos fabricantes. En la Figura 6 se muestran algunas de estas curvas. Donde la región sombreada es la sobreexcitación crítica de la máquina, es decir la zona de operación prohibida y por ende es la zona a proteger.

Figura 6. Curvas límite V/Hz de tres generadores y de tres transformadores (sin carga)



Fuente: [6], Figura 4.

Los niveles o las etapas de protección del relé V/Hz en un sistema generador-transformador deben ser configurados tal que queden por debajo de la “característica combinada”. La cual resulta de unificar las curvas límites V/Hz de generador y de transformador en una misma gráfica. Para unificar dichas curvas, se requiere referir estas curvas a una misma tensión base, que generalmente es a la tensión nominal de salida del generador. Ejemplo: Tomado de la referencia [6], literal 4.3.1.

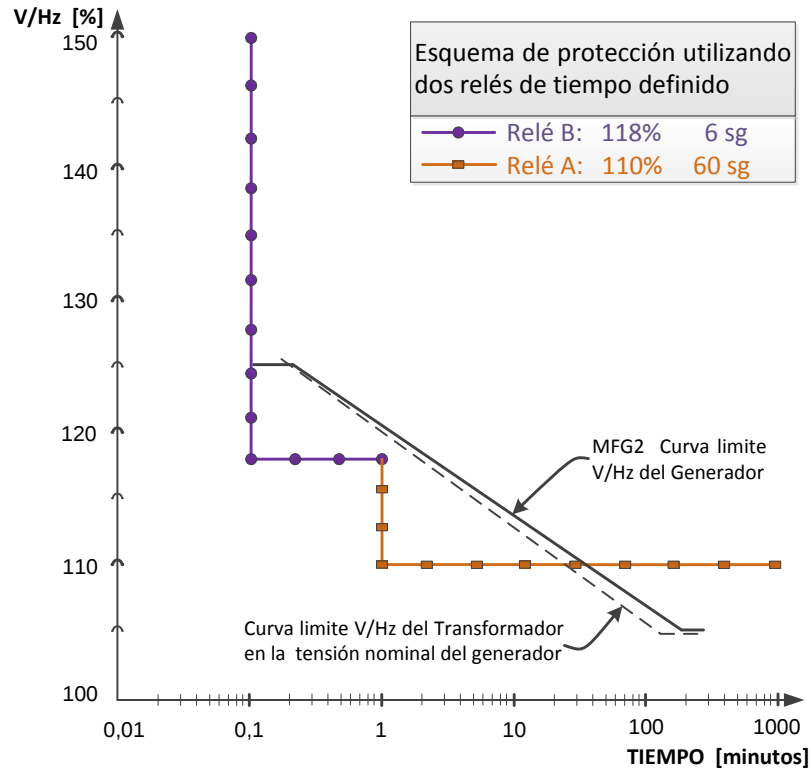
Para este ejemplo los datos son: tensión nominal del generador de 24 kV, tensión nominal del lado de baja del transformador de 22,8 kV. Y asumen que la curva límite V/Hz del generador es “MFG 2” y del transformador es “MFG5” de la Figura 6.

En este caso, la curva límite V/Hz del transformador es referida a la tensión base, 24 kV (tensión nominal del generador). De modo que la curva V/Hz del transformador debe ser reducida por un factor de $0,95 = 22,8\text{kV} / 24\text{kV}$ y dibujada sobre la curva límite V/Hz del generador, logrando así unificar ambas curvas en una misma gráfica, tal como se muestra en la Figura 7.

En caso que la tensión nominal del lado de baja del transformador sea equivalente a la tensión nominal del generador, unificar dichas curvas resulta aún más sencillo, ya que solo se requiere dibujar la curva límite V/Hz del transformador tal como es, es decir sin ser alterada por ningún factor, sobre la curva límite V/Hz del generador.

En la Figura 7 se muestran las curvas límite V/Hz del generador y el transformador, junto con un esquema de protección, el cual emplea dos relés de tiempo definido, llamados en el ejemplo como Relé A y Relé B.

Figura 7. Curva límite V/Hz del generador y el transformador en una misma gráfica

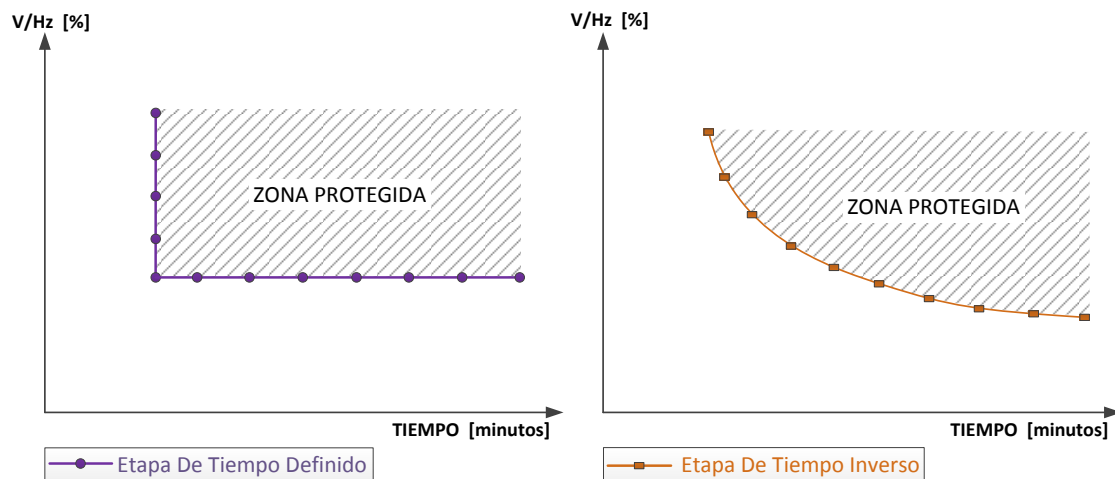


Fuente: [6], p. 10, Figura 5.

- Esquemas de protección de la función V/Hz (24):

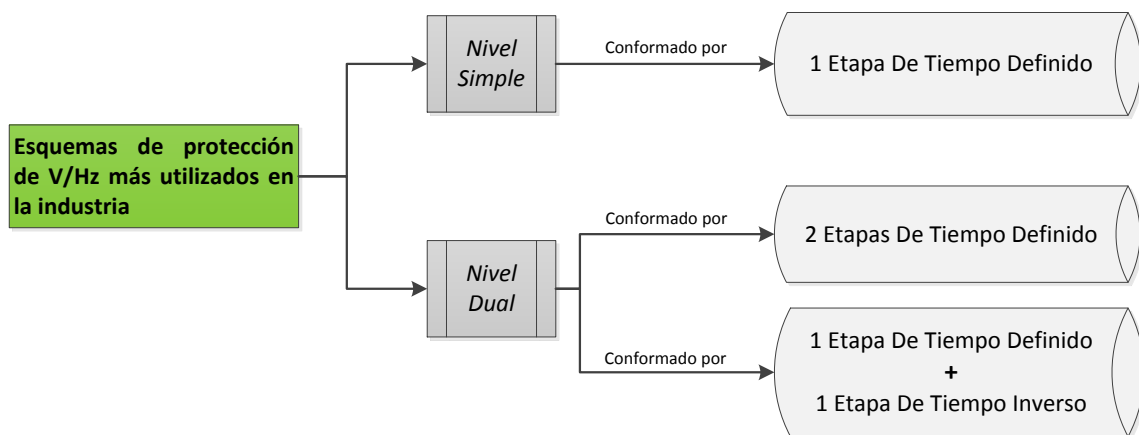
Las etapas básicas de protección de la función V/Hz son dos: La etapa de tiempo definido y la etapa de tiempo Inverso (ver Figura 8). De esta figura, las regiones sombreadas son las zonas protegidas por las etapas de protección.

Figura 8. Etapas básicas de la protección V/Hz



En la Figura 9 se indican los tres esquemas de protección de V/Hz más utilizados en la industria ([9], p. 37).

Figura 9. Esquemas de protección de V/Hz más utilizados en la industria



Fuente: [9], p. 37.

El esquema de protección de nivel dual conformado por 2 etapas de tiempo definido, se construye con dos relés de protección de nivel simple.

A continuación, se presentan dos ejemplos de esquemas de protección de V/Hz: uno de nivel dual con dos etapas de tiempo definido, ver la Figura 10. Y otro de nivel dual, compuesto por una etapa de tiempo definido más una de tiempo inverso, ver la Figura 11.

Figura 10. Ejemplo de esquema de protección conformado por 2 etapas de tiempo definido

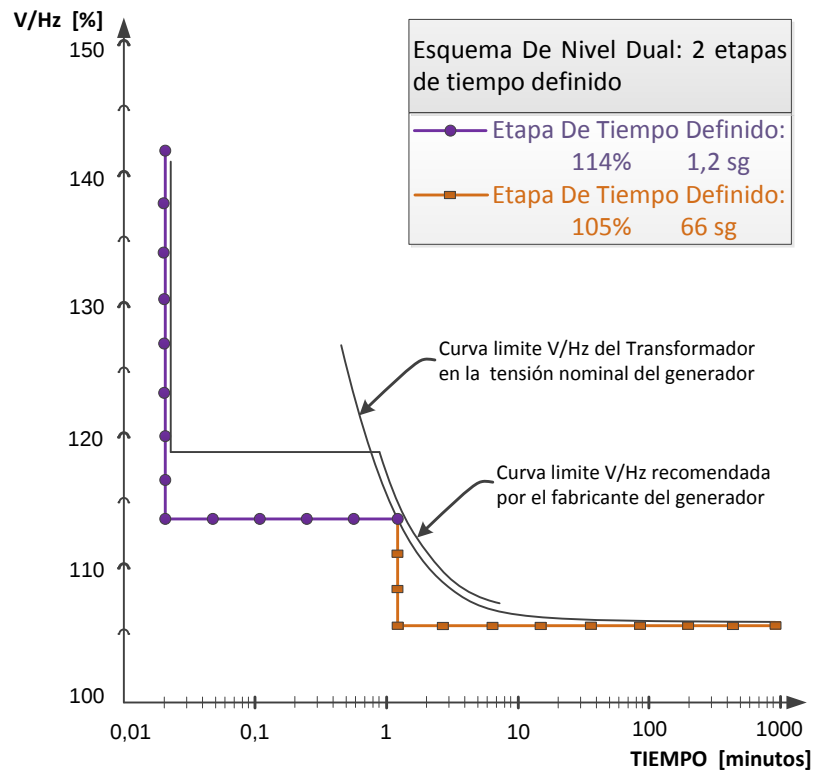
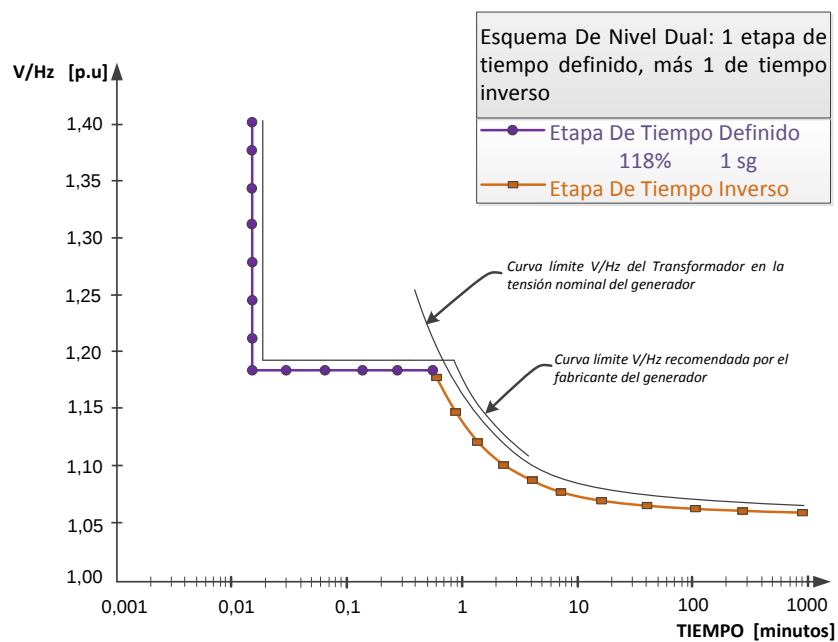


Figura 11. Ejemplo de esquema de protección conformado por 1 etapa de tiempo definido más 1 etapa de tiempo inverso



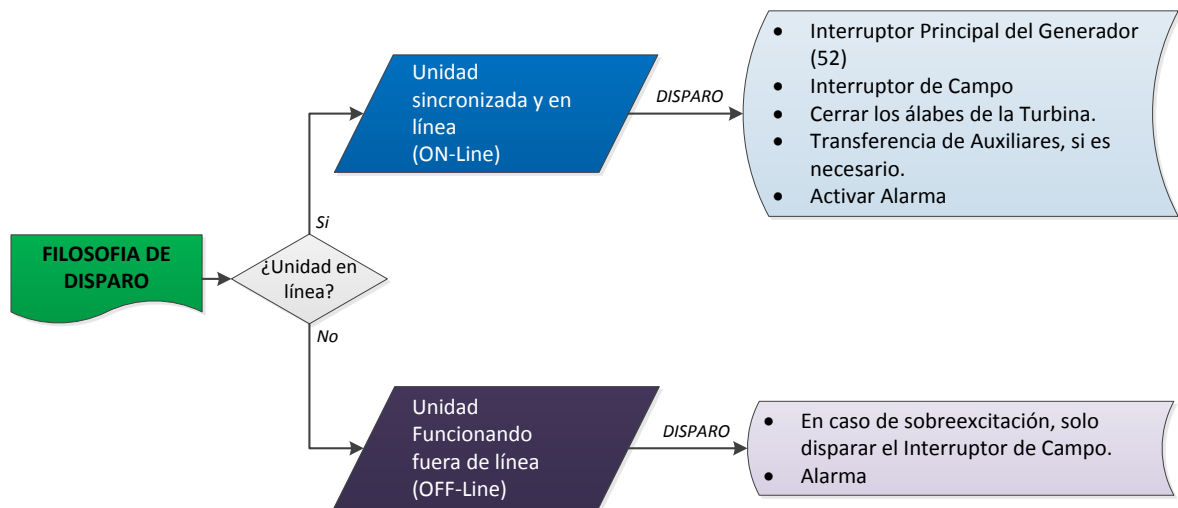
Fuente: [5], p. 67, Figura 4-47.

- Filosofía de Disparo del relé 24:

La función 24 deberá operar o dar disparo cuando los niveles de sobreexcitación alcancen las etapas de protección de V/Hz que fueron previamente parametrizadas.

En la Figura 12, se muestra la filosofía de disparo que depende del estado del generador, si se encuentra sincronizado y en línea (On-Line) o funcionando fuera de línea (Off- Line).

Figura 12. Filosofía de disparo de la protección 24



Fuente: [9], p. 38.

De acuerdo a la Figura 12, si la sobreexcitación sucede cuando el generador se encuentra sincronizado y en línea (On-Line), la protección 24 deberá disparar de manera simultánea el interruptor principal del generador y el Interruptor de campo; realizar la transferencia de auxiliares de la unidad (si es necesario), cerrar los álabes de la turbina y activar alarma. El disparo deberá ser simultáneo, dado que es la manera más rápida de aislar el generador ante fallas internas, según lo expuesto en [5] en el literal 7.2.2.1.

Por otro lado, si la sobreexcitación sucede cuando el generador está funcionando sin conexión a la red o fuera de línea (Off-line), la protección 24 deberá disparar solamente el interruptor de campo y activar alarma.

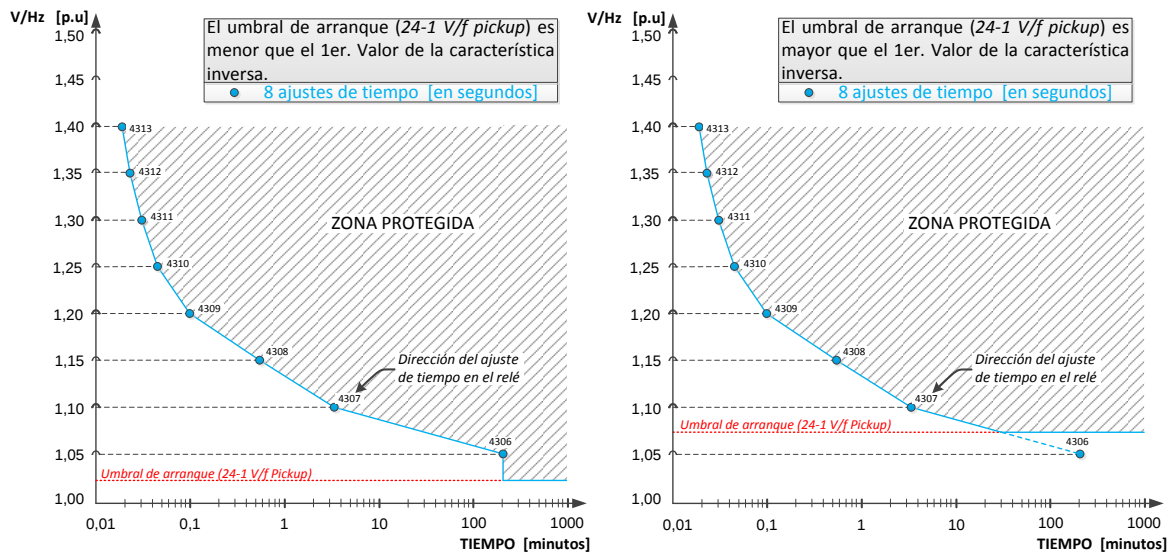
- Funcionamiento de la protección 24:

La función de protección de sobreexcitación 24 del relé Siemens 7UM622 opera de acuerdo al diagrama funcional de la Figura 14. El funcionamiento de esta protección se describe a continuación:

- Primera etapa de Tiempo Definido (Escalón 24-1): Se compone de un umbral de arranque **(24-1 V/f pickup)**. Inmediatamente se supera este umbral, se activa el tiempo de retardo de esta etapa **(24-1 V/f Time Delay)**, y que al terminarse este tiempo, debe activar una alarma (*Alarma 1*) para dar aviso a los operarios sobre la sobreexcitación excesiva. Las direcciones o los números de identificación de estos ajustes en el relé son **4302** y **4303**, respectivamente.
- Segunda etapa de Tiempo Definido (Escalón 24-2): Esta etapa se emplea fundamentalmente para proteger a los equipos ante sobreexcitaciones elevadas, de allí que su umbral correspondiente **(24-2 V/f pickup)** esté ubicado en la parte superior del esquema de protección. El valor introducido en el ajuste de tiempo de retardo **(24-2 V/f Time Delay)** debe ser corto, con el fin de dar una respuesta rápida o disparo rápido, ya que la operación a niveles altos de sobreexcitación puede dañar la máquina en segundos. La función de esta etapa es dar disparo y activar una alarma indicadora de disparo (*Alarma 2*). Las direcciones de sus ajustes en el relé son: del umbral de V/Hz es **4304** y el tiempo de retardo es **4305**.
- Etapa de Tiempo inverso: Esta etapa de tiempo inverso, también denominada “característica térmica”, es habilitada una vez superado el umbral de sobreexcitación de la primera etapa **(24-1 V/f pickup)**. Así que la característica térmica proporciona protección a partir de dicho umbral de sobreexcitación. En cuanto a su función, es la misma que realiza la segunda etapa de tiempo definido, la cual es emitir disparo y activar la alarma indicadora de disparo (*Alarma 2*).

La característica térmica viene por defecto compuesta por 8 valores de V/Hz, los cuales son: 1.05; 1.10; 1.15; 1.20; 1.25; 1.30; 1.35 y 1.40. Estos asociados a 8 ajustes de tiempo de retardo para disparo, identificados en el relé con las etiquetas que van del **4306** hasta el **4313**, como se observa en la Figura 13. Y los valores intermedios son determinados mediante una interpolación lineal dentro del relé de protección.

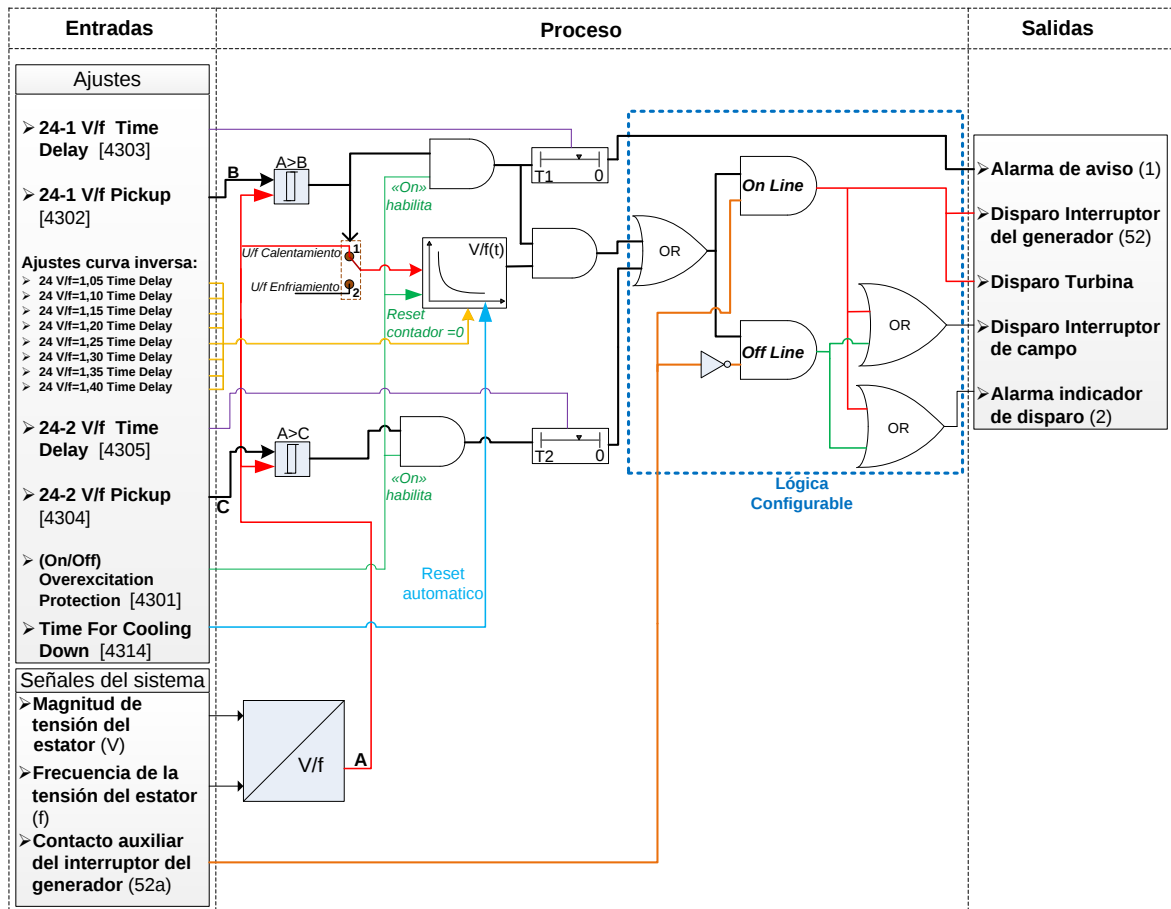
Figura 13. Zona de disparo y ajustes de la etapa de tiempo inverso



Según el manual del relé Siemens [10], cuando los niveles de sobreexcitación o V/Hz caen por debajo del umbral de arranque (**24-1 V/f pickup**) se desactiva la orden de disparo y se reinicia el contador de acuerdo al tiempo de enfriamiento ajustable **Time for Cooling Down** (dirección **4314**). El cuál es el tiempo necesario para que la unidad se enfríe a la temperatura de operación normal. De modo que esta opción de reinicialización representa la fase enfriamiento de los equipos que han sido sometidos a sobreexcitaciones excesivas que desaparecen antes de cumplirse el tiempo de disparo.

Ahora bien, si durante la fase de enfriamiento se produce de nuevo una sobreexcitación excesiva el relé tomará en consideración el calentamiento previo. Entonces la protección se disparará a continuación en un tiempo más rápido. Por lo tanto, esta opción de reinicio o la fase de enfriamiento sirve como medida de protección preventiva, para evitar recalentamiento en los equipos y posibles daños por eventos sucesivos de sobreexcitación que desaparecen antes de cumplirse el tiempo de disparo.

Figura 14. Diagrama Funcional de la Función 24



NOTA: Para este diagrama, la etiqueta "A" es la señal V/f real. La cual es comparada con los ajustes de etiquetas "B" y "C".

2.2. PANEL DE AJUSTE DEL 24

A continuación, se presenta la pantalla de ajuste de la protección "24", asociado al relé multifuncional 7UM622.

Figura 15. Panel de ajuste de la protección V/Hz del relé SIEMENS 7UM622

24 Overexcit. Protection (Volt/Hertz) - Settings Group A

24 V/f Overexc. | Characteristics

Settings:

No.	Settings	Value
4301	24 Overexcit. Protection (Volt/Hertz)	ON ▼
4302	24-1 V/f Pickup	
4303	24-1 V/f Time Delay	
4304	24-2 V/f Pickup	
4305	24-2 V/f Time Delay	sec

24 V/f Overexc. | Characteristics

Settings:

No.	Settings	Value
4306	24 V/f = 1.05 Time Delay	sec
4307	24 V/f = 1.10 Time Delay	sec
4308	24 V/f = 1.15 Time Delay	sec
4309	24 V/f = 1.20 Time Delay	sec
4310	24 V/f = 1.25 Time Delay	sec
4311	24 V/f = 1.30 Time Delay	sec
4312	24 V/f = 1.35 Time Delay	sec
4313	24 V/f = 1.40 Time Delay	sec
4314	24 Time for Cooling Down	sec

0 <= ... <= 20000

En la Tabla 10 se describen los ajustes de la protección 24 del relé SIEMENS 7UM622.

Tabla 10. Descripción de los ajustes contenidos en el panel de protección 24

No.	Descripción
4301	Para activar la protección 24 seleccione (ON), desactivarla seleccione (OFF).
4302	Primer ajuste de sobreexcitación. Una vez superado este umbral de sobreexcitación (4302) se habilita la característica de tiempo inverso. También, se activa una alarma para aviso con un tiempo de retardo (4303).
4303	Primer ajuste de tiempo, el cual inicia una vez superado el primer ajuste de V/Hz (4302). Cuando se termina el tiempo de retardo se activa la alarma para dar aviso a los operarios sobre la condición de sobreexcitación.
4304	Segundo ajuste de sobreexcitación. Este umbral se configura normalmente en valores altos de V/Hz. Una vez superado este umbral de sobreexcitación (4304) se emite disparo con un tiempo de retardo (4305).
4305	Segundo ajuste de tiempo asociado al segundo ajuste de V/Hz (4304).
4306 - 4313	Ocho ajustes de tiempo de retardo asociados a los ocho valores de V/Hz que conforman la característica de tiempo inverso.
4314	Ajuste de tiempo de enfriamiento medida en segundos.

Tabla 11. Variables de entrada de la protección 24

Magnitud de tensión del estator (V)
Frecuencia de la tensión del estator (f)
Contacto auxiliar del interruptor del generador (52a)

Tabla 12. Rangos de valores de los parámetros de la protección V/Hz del relé SIEMENS.

SOBREEXCITACIÓN (Volt/Hertz) (ANSI 24) – Rangos de los Ajustes	
Primer Umbral de Arranque (24-1)	1 a 1.2 (pasos de 0.01)
Segundo Umbral de Arranque (24- 2)	1 a 1.4 (pasos de 0.01)
Tiempo de retardo (para las etapas 24- 1 y 2)	0 a 60 s (pasos 0.01 sg) o indefinido
Valores de la característica inversa V/f	1.05 / 1.1 / 1.15 / 1.2 / 1.25 / 1.3 / 1.35 / 1.4
Tiempos de la característica inversa $t(V/f)$	0 a 20000 sg (pasos de 1 sg)
Tiempo de enfriamiento (<i>Time for Cooling Down</i>)	0 a 20000 sg (pasos de 1 sg)

Fuente: En el libro [7], p. 11.

2.3. CÁLCULOS DE AJUSTE 24

La configuración de los niveles de protección V/Hz de la función 24 debe ser basada en las curvas límite V/Hz de las máquinas a proteger. Si no se tiene esta información se deberá tener en cuenta los límites V/Hz recomendados por las normas, los cuales se presentan a continuación:

La norma IEEE Std. C37.106. 2003, presenta los límites máximos de V/Hz de operación normal o continua que los generadores y transformadores pueden tolerar sin causar daños, ver Tabla 13.

Tabla 13. Límites V/Hz para generadores y transformadores establecidos en las normas

GENERADOR (ANSI C50.13 - 1989):
V/Hz=105% (en la base del generador)
TRANSFORMADOR (IEEE Std. C57.1200 - 2000):
CON CARGA: { F.P.≥80% atrasado, $f \geq 95\% f_n$, V/Hz=105% (en la base del secundario) }
SIN CARGA: { V/Hz=110% (en la base del secundario) }

La norma IEEE Std. C37.102. 2006 presenta unos criterios para un relé que dispone una protección de NIVEL SIMPLE (una sola etapa de tiempo definido). Y también para un NIVEL DUAL de tiempo definido utilizando dos relés, ver Tabla 14.

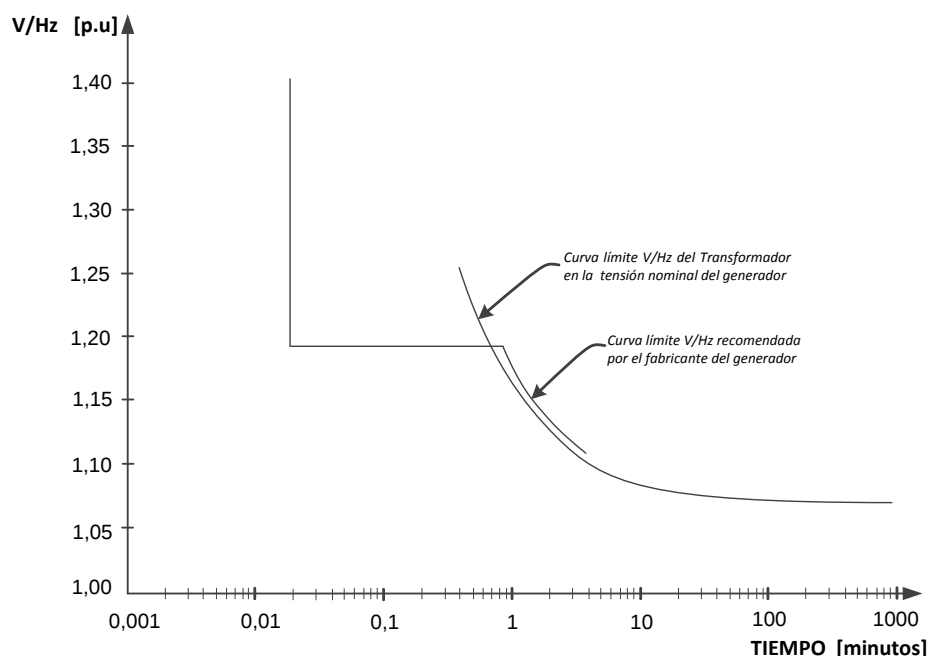
Tabla 14. Configuración típica del nivel simple y dual de tiempos definidos

NIVEL	AJUSTES
Simple: Una etapa de tiempo definido	110% a 6 seg. [Esta etapa activa Alarma y emite Disparo].
Dual: Dos etapas de tiempo definido	<u><i>Etapa B:</i></u> El nivel de V/Hz se ajusta entre 118 y 120%, con un tiempo de retardo de disparo entre 2 a 6 seg. [Esta etapa activa Alarma y emite Disparo]. <u><i>Etapa A:</i></u> El nivel de V/Hz se ajusta en 110% con un tiempo de retardo de disparo justo por debajo del tiempo de funcionamiento permisible del generador y/o transformador en el valor de V/Hz de la etapa B. El tiempo de retardo de disparo de esta etapa es típicamente entre 45 a 60 seg. [Esta etapa activa Alarma y emite Disparo]. En la Figura 7 se muestra un ejemplo de configuración de las etapas B y A. Se observa que el ajuste de V/Hz de la etapa B y de la A son 118% y 110%, respectivamente. Donde el tiempo de disparo asociado a la etapa B es de 6 segundos. Mientras que el tiempo de disparo de la etapa A es de 60 segundos, que es un tiempo menor que el tiempo de operación permisible en el ajuste de 118%.

Fuente: [5], en el literal 4.5.4.2, p.66.

Adicionalmente, la norma IEEE Std. C37.102. 2006 presenta las curvas límite V/Hz típicas del generador y el transformador, las cuales se muestran en la Figura 16.

Figura 16. Curva Combinada Típica V/Hz presentada en la norma IEEE Std. C37.102 de 2006



Fuente: [5], p. 67, Figura 4-47.

Para el caso de planta de Amaime, se ha considerado ajustar las etapas de protección de la función (24) basado en las curvas límite V/Hz típicas del generador y el transformador obtenidas de la norma IEEE Std. C37.102 de 2006, que se muestran en la Figura 16.

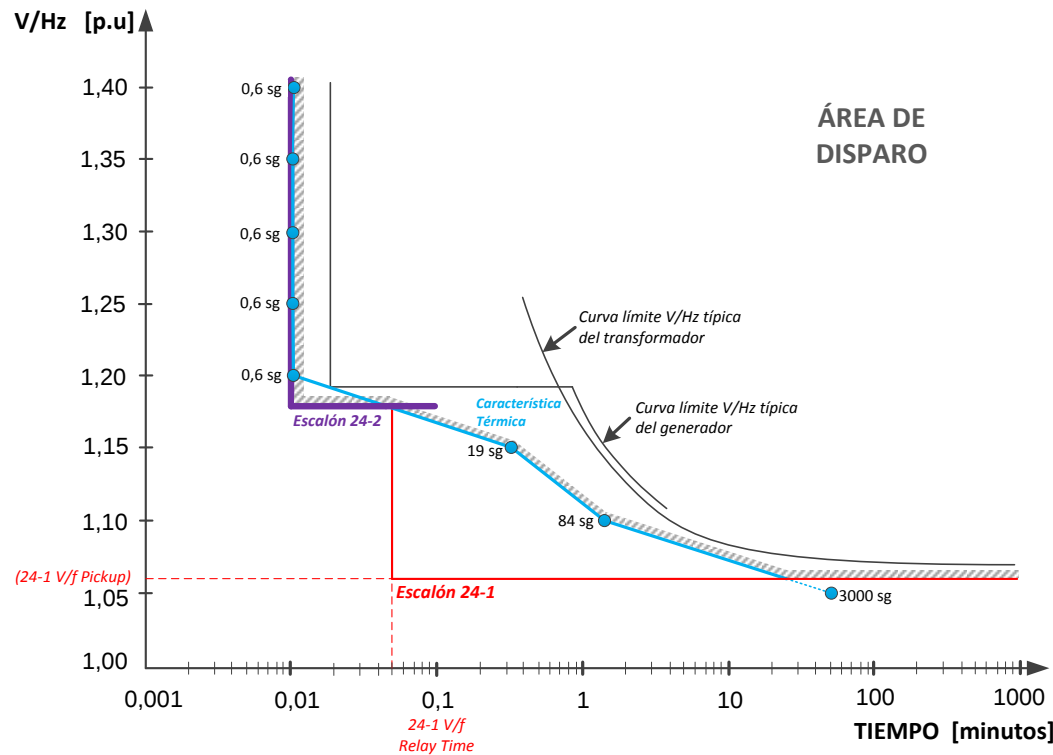
En la Tabla 15, se presentan los ajustes propuestos para la función de protección 24.

Tabla 15. Ajustes Propuestos para la Función de protección 24

No.	Variable de Ajuste	Ajustes Propuestos
4301	24 Overexcitation Protection (Volt/Hertz)	ON
4302	24-1 V/f Pickup	1,06
4303	24-1 V/f Time Delay	3 seg
4304	24-2 V/f Pickup	1,18
4305	24-2 V/f Time Delay	0,6 seg
No.	Variable de Ajuste	Ajustes Propuestos
4306	24 V/f=1,05 Time Delay	3000 seg
4307	24 V/f=1,10 Time Delay	84 seg
4308	24 V/f=1,15 Time Delay	19 seg
4309	24 V/f=1,20 Time Delay	0,6 seg
4310	24 V/f=1,25 Time Delay	0,6 seg
4311	24 V/f=1,30 Time Delay	0,6 seg
4312	24 V/f=1,35 Time Delay	0,6 seg
4313	24 V/f=1,40 Time Delay	0,6 seg
4314	24 Time For Cooling Down	3600 seg

En la Figura 17 se muestran los ajustes propuestos para la función 24, y las curvas límite V/Hz típicas del generador y el transformador de la Figura 16.

Figura 17. Ajustes propuestos para la Función 24



Escalón 24-1	
24-1 V/f Pickup: 1,06	24-1 V/f Time Delay: 3 sg
Escalón 24-2	
24-2 V/f Pickup: 1,18	24-2 V/f Time Delay: 0,6 sg
Característica Térmica	
(1,05 ; 3000 sg) (1,10 ; 84 sg) (1,15 ; 19 sg) (1,20 ; 0,6 sg) (1,25 ; 0,6 sg)	
(1,30 ; 0,6 sg) (1,35 ; 0,6 sg) (1,40 ; 0,6 sg)	

Se observa en la Figura 17, un sombreado rayado que corresponde al área de disparo de la protección 24. Esta área de disparo se conforma de la superposición entre la característica térmica y los escalones 24-1 y 24-2. También en la Figura 17, se puede apreciar que la curva inversa (característica térmica) coincide con la curva de tiempo definido (Escalón 24-2), lo cual se hace con el propósito de generar una protección redundante.

En la Tabla 16 se muestran los comentarios de los ajustes propuestos para la función 24.

Tabla 16. Comentarios de los ajustes propuestos para la función 24

No.	Variable de Ajuste	Ajustes Propuestos	Comentario
4302	24-1 V/f Pickup	1,06	Se propone ajustar el primer umbral de V/Hz (4302) en 1,06. Este valor de 1,06 está ligeramente por debajo de las curvas límite V/Hz típicas del generador y el transformador como se ilustra en la Figura 17. Una vez superado el primer umbral de sobreexcitación (4302) se habilita la característica térmica. También, se activa una alarma con un tiempo de retardo (4303), el cual se propone ajustar en 3 segundos para dar un aviso rápido a los operarios sobre la condición de sobreexcitación.
4303	24-1 V/f Time Delay	3 seg	
4304	24-2 V/f Pickup	1,18	Con estos ajustes propuestos, esta etapa de tiempo definido queda inmediatamente por debajo de la curva combinada típica de V/Hz como se ilustra en la Figura 17.
4305	24-2 V/f Time Delay	0,6 seg	
4314	24 Time for Cooling Down	3600 seg	El tiempo de enfriamiento (4314) se define como el tiempo necesario para enfriar la máquina hasta tener la temperatura en operación normal. Se propone ajustar el tiempo de enfriamiento en 3600 segundos, que corresponde al valor sugerido por el manual del relé Siemens [10].

2.4. COMPARACIÓN CON LOS AJUSTES ACTUALES 24

En la Tabla 17, se muestra la comparación entre los ajustes propuestos y los ajustes montados actualmente en el relé de protección de estudio.

Tabla 17. Tabla comparativa entre los ajustes montados con los propuestos, Función 24.

No.	Variable de Ajuste	Ajustes Propuestos	Ajustes Actuales	Comentario
4301	Overexcitation Protection	ON	ON	La protección de sobreexcitación actualmente está activada.
4302	24-1 V/f Pickup	1,06	1,10	En la protección de sobreexcitación 24, se recomienda adecuar los ajustes de acuerdo las curvas límite V/Hz reales del generador y transformador de la planta de Amaime, dadas por sus fabricantes. Con el fin de obtener ajustes óptimos. En caso de no tener información sobre las curvas límite V/Hz reales, se pueden configurar los ajustes de esta protección de acuerdo a las curvas límite V/Hz típicas, como lo desarrollado en este trabajo de grado.
4303	24-1 V/f Time Delay	3 sg	6 sg	
4304	24-2 V/f Pickup	1,18	1,40	
4305	24-2 V/f Time Delay	0,6 sg	0 sg	
4306	24 V/f=1,05 Time Delay	3000 sg	20000 sg	
4307	24 V/f=1,10 Time Delay	84 sg	6 sg	
4308	24 V/f=1,15 Time Delay	19 sg	5 sg	
4309	24 V/f=1,20 Time Delay	0,6 sg	3 sg	
4310	24 V/f=1,25 Time Delay	0,6 sg	2 sg	
4311	24 V/f=1,30 Time Delay	0,6 sg	1 sg	
4312	24 V/f=1,35 Time Delay	0,6 sg	0 sg	En este trabajo de grado se realizó el ajuste de la protección de sobreexcitación 24 de acuerdo a las curvas límite V/Hz típicas presentadas por la norma IEEE Std. C37.102 de 2006, como se ilustra en la Figura 17. Se observa en la Figura 17 que los ajustes propuestos brindan buena cobertura de protección, por cuanto no quedan áreas desprotegidas. Por lo tanto, los ajustes propuestos pueden ser considerados para la protección 24 de la planta de Amaime.
4313	24 V/f=1,40 Time Delay	0,6 sg	0 sg	
4314	24 Time for Cooling Down	3600 sg	3600 sg	Ajustes iguales.

3. ENERGIZACIÓN INADVERTIDA (50/27)

La energización inadvertida ocurre cuando el generador es energizado accidentalmente mientras se encuentra fuera de operación, es decir, cuando está totalmente parado, o girando en proceso de paro o en proceso de sincronización. La energización inadvertida es considerada un riesgo de seguridad para el personal de mantenimiento, y también es considerada un fenómeno que puede producir daños significativos en la máquina. Por lo tanto, es necesario emplear medidas de protección para disminuir el riesgo o las consecuencias de una maniobra de energización inadvertida, como por ejemplo utilizando la función de protección de energización inadvertida 50/27.

Las posibles causas de la energización inadvertida son las siguientes:

- Errores de operación: La energización puede darse a través del **Sistema de Potencia** por el cierre accidental del interruptor principal del generador (véase la Figura 18). O darse a través de los **Servicios Auxiliares** de la unidad por cierre accidental de los interruptores del transformador auxiliar (véase la Figura 19).
- Flameo de los contactos del interruptor: Esta falla puede suceder por la disminución de la capacidad dieléctrica del gas o del aceite. El flameo por lo general sucede en uno o dos polos del interruptor.

Figura 18. Ejemplo de energización accidental a través del Sistema de Potencia

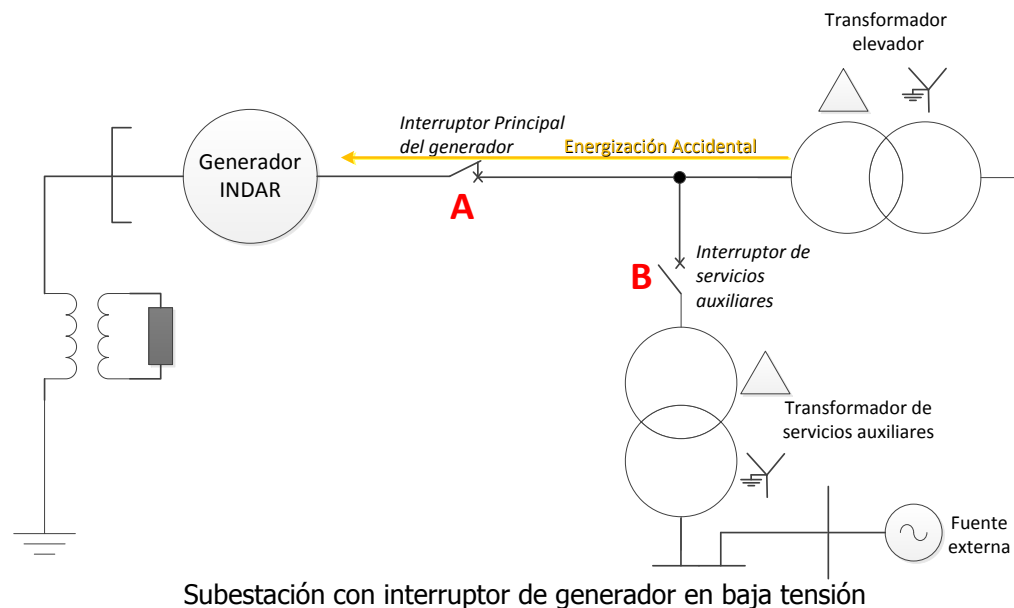
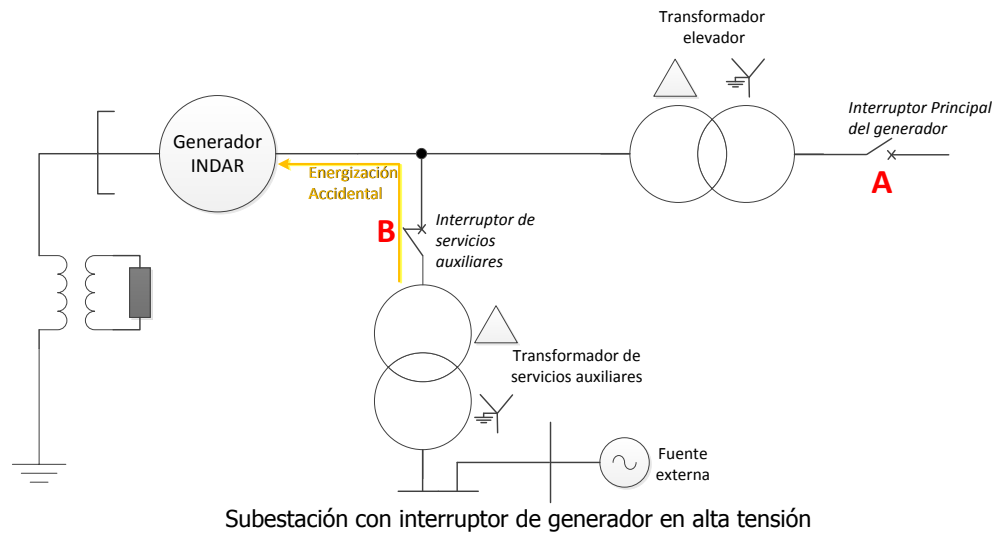


Figura 19. Ejemplo de energización accidental a través de los Servicios Auxiliares



La energización accidental del generador mientras está fuera de servicio, puede resultar en su motorización. Según la norma IEEE Standard C37.102 de 2006, <<cuando un generador se encuentra girando y es energizado desde el sistema de potencia (sistema trifásico), se acelera como un motor de inducción>>. Esto sucede por lo siguiente: La alimentación trifásica crea un campo magnético giratorio en el entrehierro, el cual induce una corriente en el devanado del rotor. La interacción entre este campo magnético y la corriente en el devanado del rotor, producen una fuerza electrodinámica tal que acelera el rotor de la máquina.

En la norma anteriormente citada, IEEE Std. C37.102, menciona que durante la energización inadvertida a través del sistema de potencia, la corriente puede ser tan alta como 3 a 4 pu y tan bajas como 1 a 2 pu del valor nominal de la máquina. Por otra parte, si la unidad es energizada a través de los servicios auxiliares la corriente puede ser tan baja como 0,1 a 0,2 pu, lo cual es debido a las grandes impedancias en esta trayectoria.

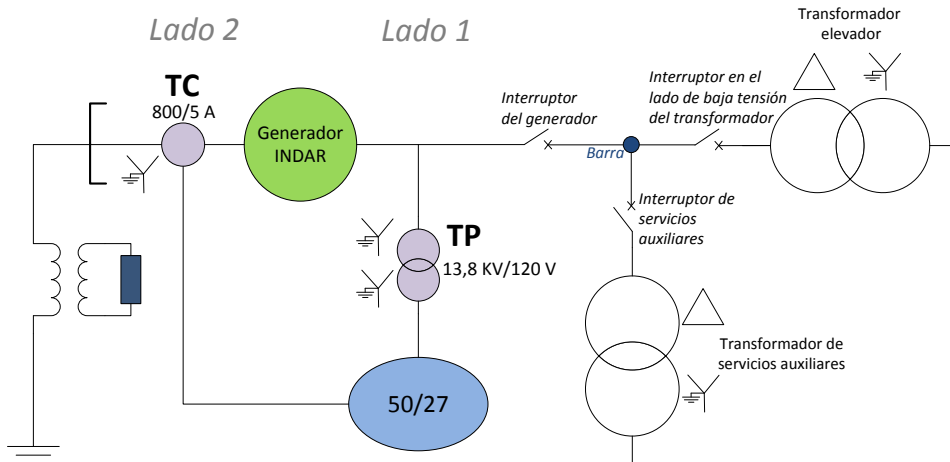
Además, mientras la máquina es acelerada se inducen altas corrientes en el rotor, las cuales pueden causar efectos adversos en el generador o sistema de potencia.

De modo que para evitar estos problemas, es necesario emplear un esquema de protección de energización inadvertida. El relé multifuncional Siemens 7UM622, el cual está instalado en la central de Amaime, implementa un esquema de energización inadvertida que contiene una etapa de sobrecorriente supervisada por un elemento de subtensión (ANSI 50/27).

3.1. FUNCIONAMIENTO DE LA PROTECCIÓN 50/27

La protección 50/27 mide las tres corrientes de línea y la tensión fase a fase en los terminales de salida del generador [10], como se muestra en la Figura 20.

Figura 20. Esquema de conexión de la protección 50/27 en la central de Amaime

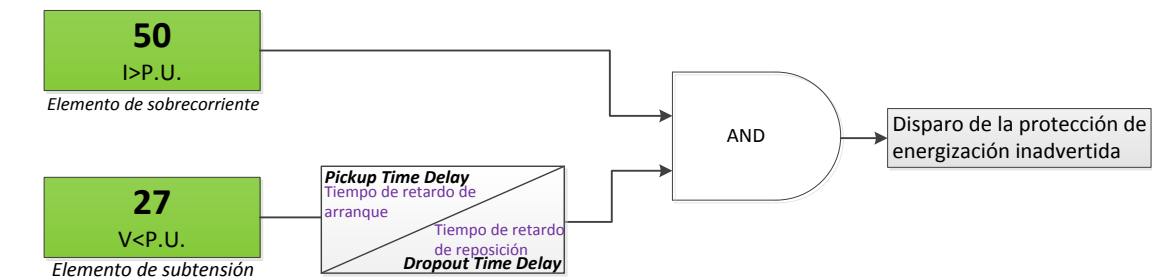


La protección de energización inadvertida 50/27 utiliza dos funciones de protección: una de sobrecorriente (50) y otra de subtensión (27), ver el esquema básico de funcionamiento Figura 21.

El elemento de subtensión (27) arma o habilita la protección para disparo en un tiempo después (**7104: tiempo de retardo de arranque**) de que la tensión ha caído por debajo del umbral de mínima tensión (**7103**). Lo cual indica que la unidad se encuentra fuera de servicio o fuera de línea. Por el contrario, la protección es deshabilitada en un tiempo después (**7105: tiempo de retardo de reposición**) de que la tensión medida supera este umbral de mínima tensión.

Si durante el período de habilitación se produce una sobrecorriente, tal que supera el umbral de corriente (**7102**) de la función (50), se produce la orden de disparo para aislar el generador y así, evitar posibles daños.

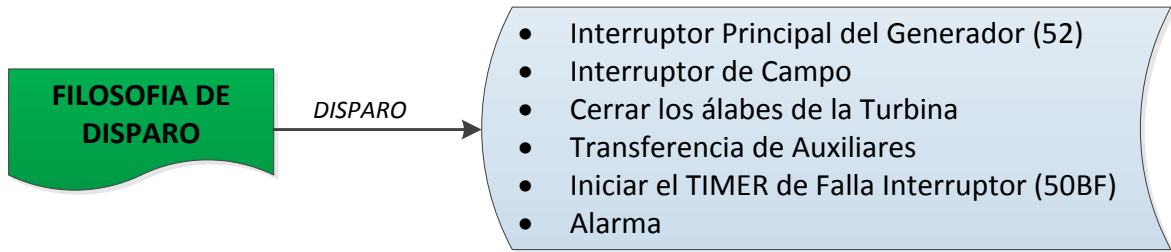
Figura 21. Esquema básico de funcionamiento de la protección 50/27



Fuente: [5], p. 97.

En la Figura 22 se muestra la filosofía de disparo de la protección (50/27). Una vez detectada la energización inadvertida o accidental, la protección (50/27) deberá dar orden de apertura al interruptor principal del generador y al interruptor de campo. También, deberá emitir la orden de cierre de los álabes de la turbina, hacer transferencia de auxiliares, activar alarma e iniciar el TIMER o el tiempo de retardo de la función Falla Interruptor (50BF).

Figura 22. Filosofía de disparo de la protección 50/27



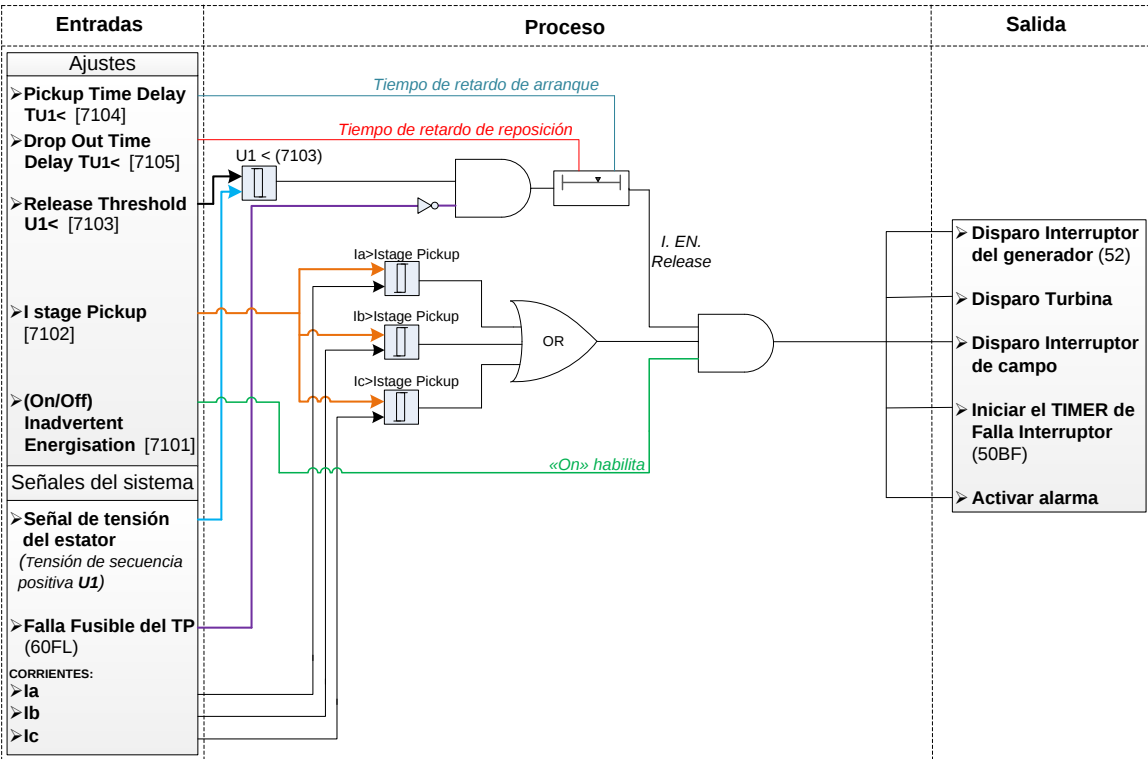
Fuente: [5], p. 118.

La función de energización inadvertida (50/27) deberá iniciar el TIMER o el tiempo de retardo de la función Falla Interruptor (50BF) como medida preventiva, por si acaso el interruptor principal del generador falla y no desenergiza la unidad. Si efectivamente el generador no es desenergizado antes de terminarse el tiempo de retardo de la protección (50BF), esta protección deberá dar la orden de apertura a los interruptores adyacentes para lograr desenergizar la máquina y a su vez el interruptor fallado [9].

La protección de energización inadvertida (50/27) del relé multifuncional Siemens 7UM622, opera de acuerdo al diagrama funcional de la Figura 23.

Se puede apreciar en la Figura 23, que la protección 50/27 es deshabilitada cuando pierde su señal de tensión, mediante la función Fallas Fusibles (60FL). Esto con el fin de evitar posibles errores de operación [10].

Figura 23. Diagrama Funcional de la Protección de Energización Inadvertida 50/27



NOTA: La función protección 50/27 se arma o se habilita automáticamente cuando la señal **I. EN. Release** se pone en "1 binario". Lo cual sucede en un tiempo después (**Pickup Time Delay TU1<**) de que el nivel de tensión en los terminales, este por debajo del umbral de mínima tensión **Release Threshold U1<**. En el caso contrario, cuando el nivel de tensión está por encima de este umbral de mínima tensión, se deshabilita la función de protección en un tiempo después (**Dropout Time Delay TU1<**).

3.2. PANEL DE AJUSTE DEL 50/27

A continuación, en la Figura 24 se presenta la pantalla de ajuste de la protección de energización inadvertida, asociado al relé multifuncional.

Figura 24. Panel de datos de ajuste de la protección de 50/27 del relé SIEMENS 7UM622.

No.	Settings	Value
7101	Inadvertent Energisation	ON ▾
7102	I Stage Pickup	A
7103	Release Threshold U1<	V
7104	Pickup Time Delay T U1<	sec
7105	Drop Out Time Delay T U1<	sec

En la Tabla 18, se describen los ajustes de la función de protección 50/27 del relé SIEMENS 7UM622, mostrados en la Figura 24.

Tabla 18. Descripción de los ajustes contenidos en el panel de la protección 50/27

No.	Descripción
7101	<i>Para activar la protección 50/27 seleccione (ON), desactivarla seleccione (OFF).</i>
7102	<i>Umbral de sobrecorriente</i>
7103	<i>Umbral de mínima tensión sirve como criterio de habilitación de esta función de protección 50/27. La habilitación sucede en un tiempo después (7104) de que el valor de tensión de secuencia positiva es inferior a este umbral de tensión mínima.</i>
7104	<i>Es el tiempo de retardo de arranque. Lo que significa que en este valor de tiempo se habilita o se arma la función de protección 50/27.</i>
7105	<i>Es el tiempo de retardo de reposición. Lo que significa que en este valor de tiempo se deshabilita o se desarma la función de protección 50/27.</i>

Tabla 19. Variables de entrada de la protección 50/27

Señal de tensión del estator: La función 50/27 mide de esta señal, la tensión de secuencia positiva (U1).
Falla fusible del TP: Si el fusible del transformador de potencial (TP) falla, la protección de Falla Fusible (60FL) emite en su salida un “1 binario” que, por lo tanto, deshabilita el criterio de tensión de la protección 50/27.
Las tres corrientes de línea del estator: Corriente Ia de la fase a; Ib de la fase b e Ic de la fase c.

Tabla 20. Rangos de valores de los parámetros de la protección 50/27 del relé SIEMENS.

Arranque de corriente I >>>	Para IN= 1 A	0,1 A a 20,0 A ó ∞ (indefinido)	Incrementos 0,1 A
	Para IN= 5 A	0,5 A a 100,0 A ó ∞ (indefinido)	Incrementos 0,1 A
Habilitación de disparo U1<		10,0 V a 125,0 V ó 0 V (no habilitado)	Incrementos 0,1 V
Tiempo de retardo T U1< ARRANQUE		0,00 sg a 60,00 sg ó ∞ (indefinido)	Incrementos 0,01 sg
Tiempo de retardo T U1< REPOSICIÓN		0,00 sg a 60,00 sg ó ∞ (indefinido)	Incrementos 0,01 sg

Fuente: [10], p. 508.

3.3. CÁLCULOS DE AJUSTE 50/27

Los criterios presentados en la norma IEEE Std. C.37.102 de 2006 para establecer los valores de los parámetros de la protección 50/27 se muestran a continuación:

Criterios de la Función 50: El umbral de corriente (**7102: Istage Pickup**) se establece normalmente $\leq 50\%$ del valor de corriente del peor caso. Sin embargo en ningún caso deberá ser inferior al 125% de la corriente nominal del generador. Esto puede apreciarse en la Ecuación 3.

$$(125\%) \cdot (I_{nom\ generador}) < I_{stagepickup} \leq (50\%) \cdot (I_{peor\ caso}) \quad \text{Ecuación 3}$$

La corriente del peor caso durante una energización inadvertida está dada por la Ecuación 4, que corresponde a la corriente del circuito equivalente del generador, transformador, y el sistema de potencia durante una energización accidental trifásica (Figura 25).

$$I = \frac{E_s}{X_{2G} + X_{1T} + X_{1S}} \quad \text{Ecuación 4}$$

Fuente: [5], p. 139.

Dónde:

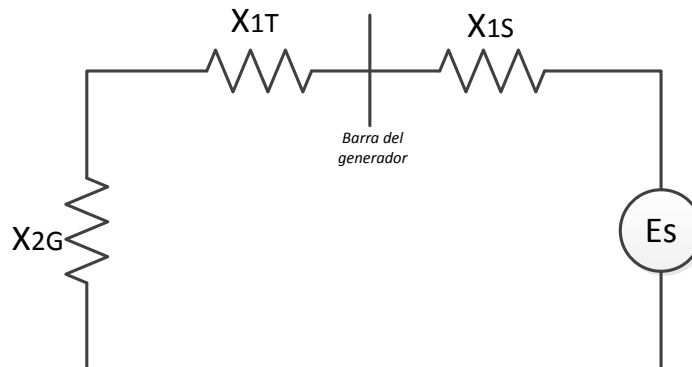
X_{2G} = Reactancia de secuencia negativa del generador.

X_{1T} = Reactancia de secuencia positiva del transformador elevador.

X_{1S} = Reactancia thevenin de secuencia positiva del sistema de potencia vista desde la barra del generador.

E_s = Tensión equivalente thevenin del sistema de potencia vista desde el generador. Por lo general se considera de 1 pu.

Figura 25. Circuito equivalente durante una energización inadvertida trifásica



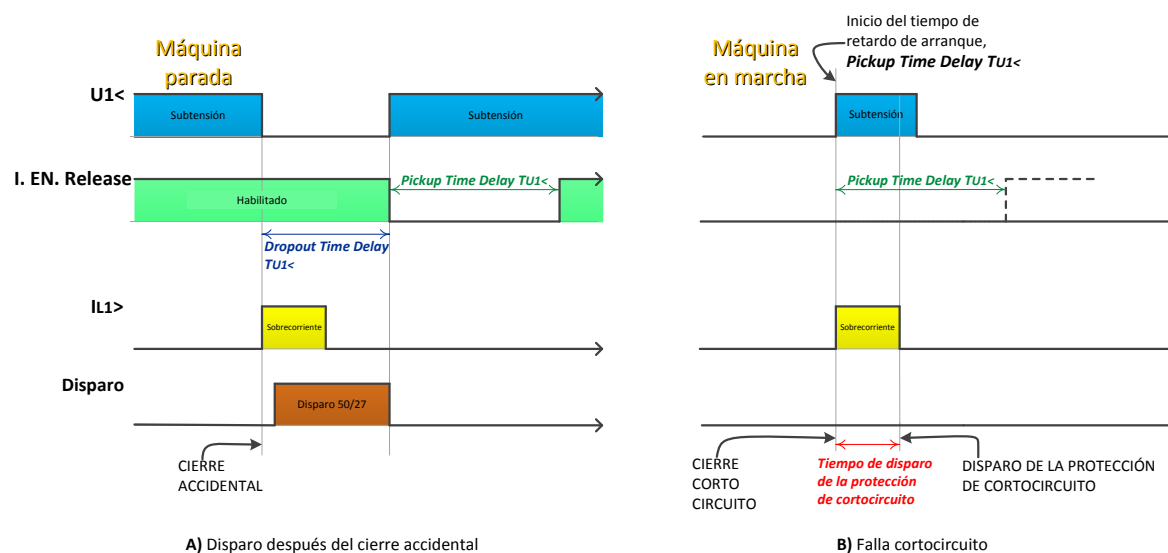
Fuente: [5], p. 139.

Criterios de la protección 27: El ajuste de mínima tensión (**7103: Release Threshold $U1<$**) se configura en el 50% de la tensión nominal.

La protección 50/27 se habilita en un tiempo después (**7104: Pickup Time Delay**) del instante en que la tensión medida ha caído por debajo del umbral de mínima tensión. Este ajuste de tiempo debe fijarse en un valor más extenso que el tiempo de despeje de una falla del sistema (cortocircuito), para evitar el disparo indeseado de la protección 50/27. Normalmente, el ajuste de tiempo (**7104**) se configura en 1,5 segundos.

En la Figura 26, se muestra la secuencia cronológica de la protección 50/27 con el propósito de distinguir su funcionamiento ante diferentes condiciones: **A)** Una energización inadvertida y **B)** Una Falla de cortocircuito. En el primer caso la protección 50/27 dispara, mientras que para el segundo caso no lo hace, debido a que el tiempo de retardo de arranque **7104** (en el cual es habilitada la protección) es superior al tiempo de disparo de la protección de cortocircuito.

Figura 26. Secuencias cronológicas de la protección de energización inadvertida 50/27



Fuente: [10], p. 269.

Y el esquema de energización accidental se desactiva en un tiempo después (**7105: Dropout Time Delay**) de que la tensión se eleva por encima del umbral de mínima tensión con el fin de permitir un disparo posterior a la conexión. Este tiempo de retardo de reposición debe ser corto, y por lo general se fija en 15 ciclos, equivalente a 0,25 segundos.

En la Tabla 21, se presentan los ajustes propuestos para la protección 50/27 de acuerdo a los criterios presentados en la norma IEEE Std. C37.102 de 2006.

Tabla 21. Ajustes Propuestos de acuerdo a las normas para la Función 50/27

No.	Variable de Ajuste	Ajustes Propuestos
7101	Inadvertent Energisation	ON
7102	Istage Pickup	3,8 A
7103	Release Threshold U1<	34,6 V
7104	Pickup Time Delay TU1<	1,50 sg
7105	Dropout Time Delay TU1<	0,25 sg

- Los cálculos realizados fueron los siguientes:

Teniendo en cuenta el criterio de la norma de que el umbral de corriente (**7102**) en ningún caso deberá ser inferior al 125% de la corriente nominal del generador, se ha propuesto un ajuste del 126%, como se ilustra en la Ecuación 5:

$$I_{stagepickup} = (126\%) * I_{n-generador-relé} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde la corriente nominal del generador en el lado del relé es calculada de la siguiente manera:

$$I_{n-generador-relé} = \frac{S_{n-gen}}{\sqrt{3} * V_{n-gen}} * \left(\frac{1}{RTC} \right) \quad \text{Ecuación 6}$$

$$I_{n-generador-relé} = \frac{11,515 MVA}{\sqrt{3} * 13,8 KV} * \left(\frac{5}{800} \right) = 3,01095 A - secundarios$$

Finalmente, el valor propuesto para el umbral de corriente es:

$$I_{stagepickup} = (126\%) * I_{n-generador-relé} = (126\%) * 3,01095 A = 3,7938 A \approx 3,8 A \quad \text{Ecuación 7}$$

El ajuste del umbral de mínima tensión (**7103**), debe ajustarse en el 50% de la tensión nominal de acuerdo a la norma. Por lo tanto, el ajuste de mínima tensión es igual a lo expresado en la Ecuación 8.

$$Release_threshold_{U1<} = (50\%) * \left(\frac{13,8kV}{\sqrt{3}} \right) * \left(\frac{120V}{13,8kV} \right) = 34,6 V \quad \text{Ecuación 8}$$

Por último, los ajustes del tiempo de retardo de arranque (**7104**) y de reposición (**7105**) se proponen igual a los valores recomendados por la norma IEEE Std. C37.102 de 2006, los cuales son 1,50 sg y 0,25 sg, respectivamente.

3.4. COMPARACIÓN CON LOS AJUSTES ACTUALES 50/27

En la Tabla 22, se muestra la comparación entre los ajustes propuestos de acuerdo a las normas y los ajustes montados actualmente en el relé de protección de estudio.

Tabla 22. Tabla comparativa entre los ajustes montados con los propuestos, Función 50/27.

No.	Variable de Ajuste	Ajustes Propuestos	Ajustes Actuales	Comentario
7101	Inadvertent Energisation	ON	ON	La protección de energización inadvertida actualmente está activada.
7102	Istage Pickup	3,8 A	2,0 A	El ajuste implementado actualmente de 2 Amperios que equivale al 66,4 % de la corriente nominal del generador, no cumple con el criterio de ajuste: “en ningún caso el umbral de sobrecorriente deberá ser inferior al 125 % de la corriente nominal del generador”, según la norma IEEE Std. C37.102 de 2006, ver la Ecuación 3. Por lo tanto, se propone un ajuste de 3,8 Amperios, puesto que este valor equivale al 126% de la corriente nominal del generador.
7103	Release threshold $U_{1<}$	34,6 V	10 V	El valor ajustado de 10 voltios no corresponde al criterio de 50% de la tensión nominal.
7104	Pickup Time Delay $T_{U1<}$	1,50 sg	10,00 sg	Estos ajustes son adecuados, ya que ambos son superiores al tiempo de despeje de falla del sistema.
7105	Dropout Time Delay $T_{U1<}$	0,25 sg	1,00 sg	Ajustes similares y adecuados de acuerdo a la norma, ya que ambos tiempos son relativamente cortos.

4. FALLA INTERRUPTOR (50BF) Y FALLAS FUSIBLES (60FL)

En este capítulo se estudia las funciones de protección: Falla interruptor (ANSI 50BF) y la fallas fusibles (ANSI 60FL) asociadas a la protección del generador.

4.1. FALLA INTERRUPTOR 50BF

Los relés de protección en los sistemas de potencia son los dispositivos responsables de aislar las fallas, desconectando los circuitos y los equipos que presenta falla mediante la apertura de los interruptores automáticos. Cuando un relé de protección ha dado la orden de apertura de un interruptor automático existe la posibilidad de que no se produzca la desenergización del circuito por daño del interruptor; por flameo de sus contactos o por falla en su sistema de control. Lo cual pone en riesgo la confiabilidad de la protección del sistema y de los elementos que lo conforman. De modo que para evitar este problema es necesario utilizar la función de protección de falla del interruptor (ANSI 50BF), la cual debe detectar la condición falla del interruptor, y dar la orden de apertura a los interruptores vecinos necesarios para aislar el circuito en falla y a su vez el interruptor fallado.

Un interruptor puede fallar por las siguientes razones:

- Falla del cableado de control
- Falla de las bobinas de apertura (bobinas quemadas)
- Falla en el mecanismo o en la apertura de los contactos
- Deterioro o pérdida de la capacidad dieléctrica. Por lo tanto se puede producir un arco eléctrico entre sus contactos.

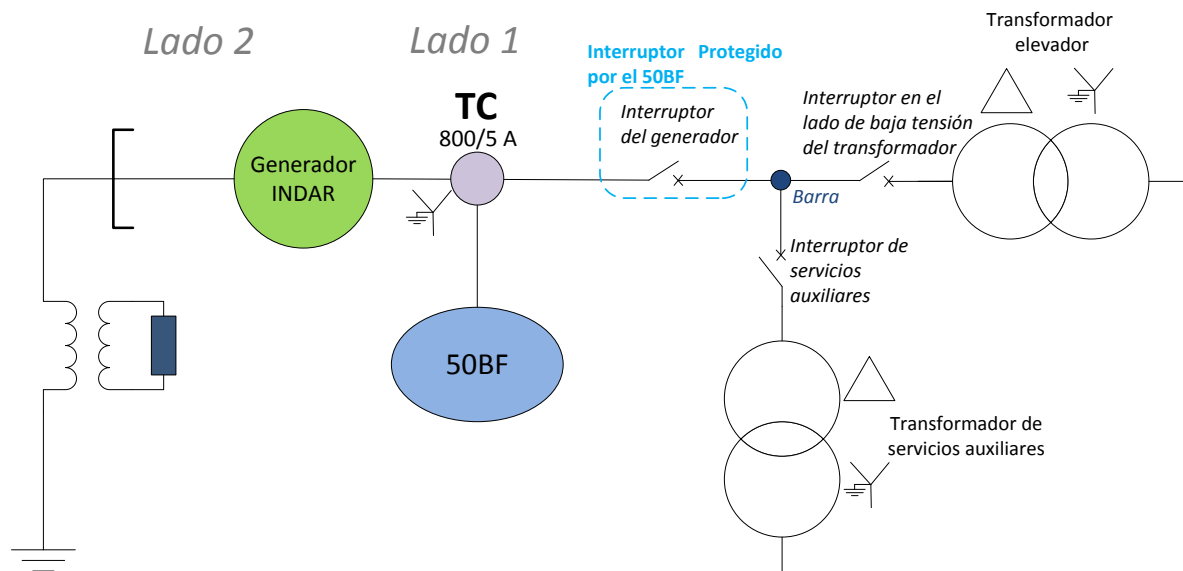
4.1.1. Funcionamiento de la protección 50BF

La función de protección 50BF mide las corrientes de fase **Ia**, **Ib** e **Ic** que circulan por el interruptor, y supervisa el contacto auxiliar (52a) del interruptor. La función 50BF detecta una apertura exitosa del interruptor si todas las tres corrientes medidas son menores que el umbral de arranque de corriente (**7003: Umbral de corriente BF I >**) y si el contacto

auxiliar 52a indica que el interruptor de potencia se encuentra abierto. De lo contrario, estaría detectando una condición de falla del interruptor, por ende debe dar la orden de apertura a los interruptores adyacentes.

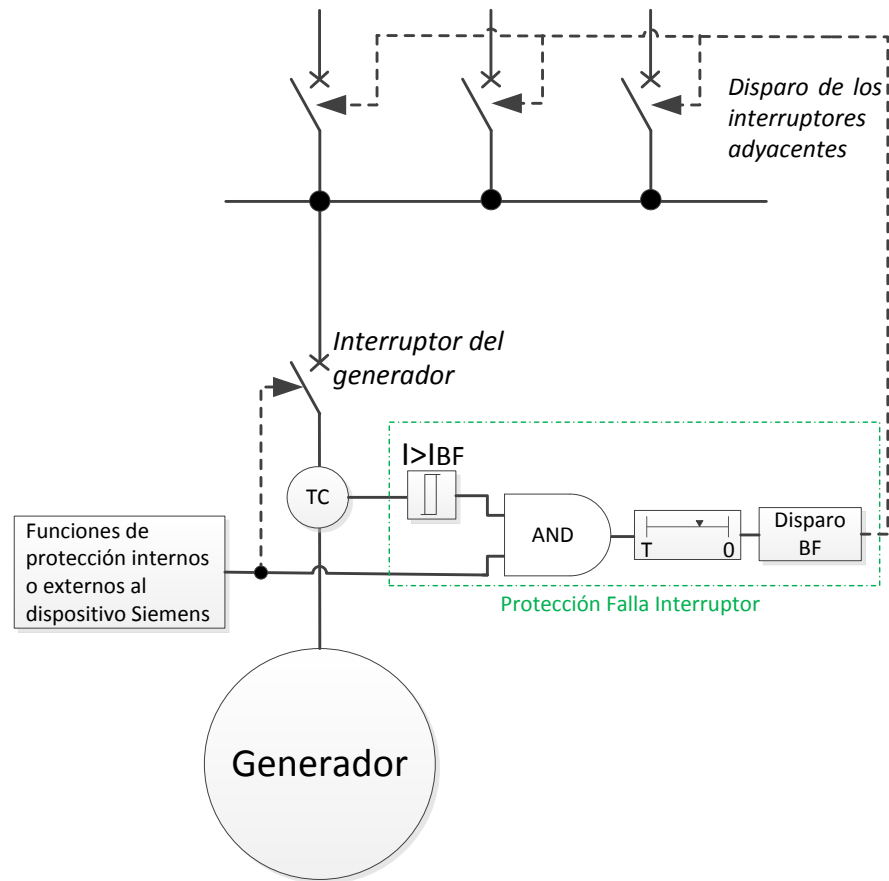
En la protección del generador, la función 50BF debe estar asociada a la protección del interruptor del circuito del generador. Para ello, la función 50BF debe medir las corrientes en los terminales de salida del generador, tal como se muestra en la Figura 27.

Figura 27. Conexión de la función 50BF para la protección del interruptor del generador



En la Figura 28 se muestra el funcionamiento básico de la función 50BF del relé Siemens. En el cual se observa que las señales de salida de las funciones de protección internas o externas al dispositivo Siemens, disparan el interruptor del circuito del generador, y a su vez inicia el TIMER o el tiempo de retardo de la protección Falla Interruptor. Si al terminar el tiempo de retardo de disparo (**7004**), se detectan corrientes mayores al umbral de corriente (**7003: Umbral de corriente BF I >**) y/o el contacto auxiliar “52a” se encuentra cerrado indicando que interruptor de potencia no ha abierto, la protección 50BF efectúa la orden de disparo de los interruptores adyacentes para lograr desenergizar el circuito en falla y a su vez el interruptor fallado.

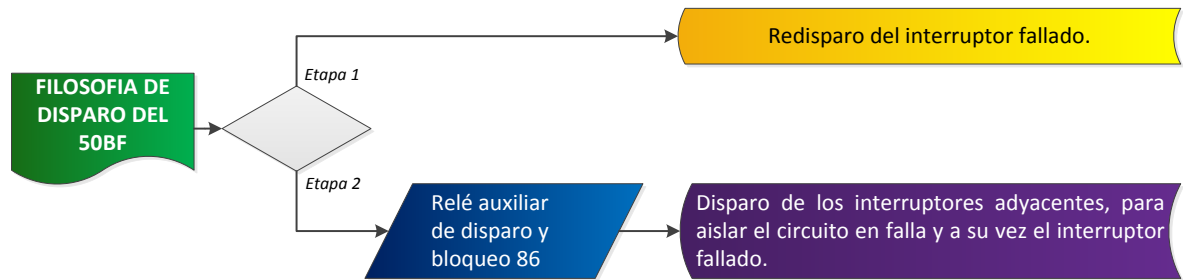
Figura 28. Funcionamiento básico de la función 50BF del relé multifuncional Siemens



Fuente: [10], Figura 2-120, p. 263.

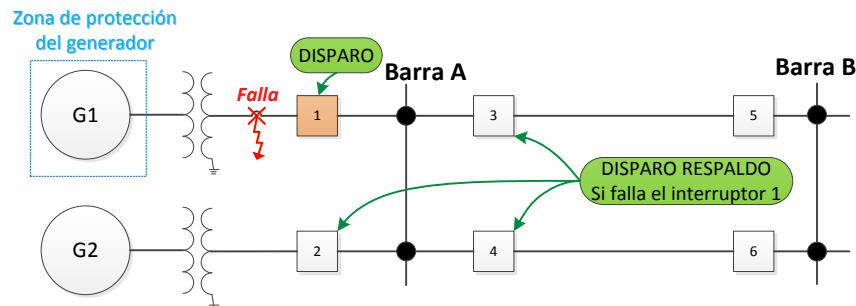
En la Figura 29, se muestra la filosofía de disparo de la protección Falla Interruptor 50BF. La protección 50BF en etapa 1 genera redisparo del interruptor fallado de manera directa, es decir, sin hacerlo a través del relé auxiliar 86. En cambio en etapa 2, emite la orden de apertura a los interruptores adyacentes a través del relé auxiliar de disparo y bloqueo 86. Se utiliza el relé auxiliar 86, con el fin de evitar el cierre de los interruptores hasta que haya sido solucionada la falla del interruptor.

Figura 29. Filosofía de disparo de la protección 50BF



A continuación se muestran dos ejemplos de filosofía de disparo de la protección 50BF. El primer ejemplo en la **Figura 30** y el segundo en la **Figura 31**. En el primer ejemplo, se supone una falla en el circuito del generador 1. Para aislar esa falla, la protección principal debe aislar todas las trayectorias que alimenta la falla, como son a través del generador y el sistema de potencia. Para ello, dicha protección debe disparar el interruptor 1, y desconectar el generador, mediante el disparo de su excitación y su primo motor (turbina). Pero si el interruptor 1 falla y no responde a la orden de apertura, la función 50BF deberá disparar los interruptores adyacentes 2, 3 y 4 para aislar la falla y a su vez el interruptor fallado.

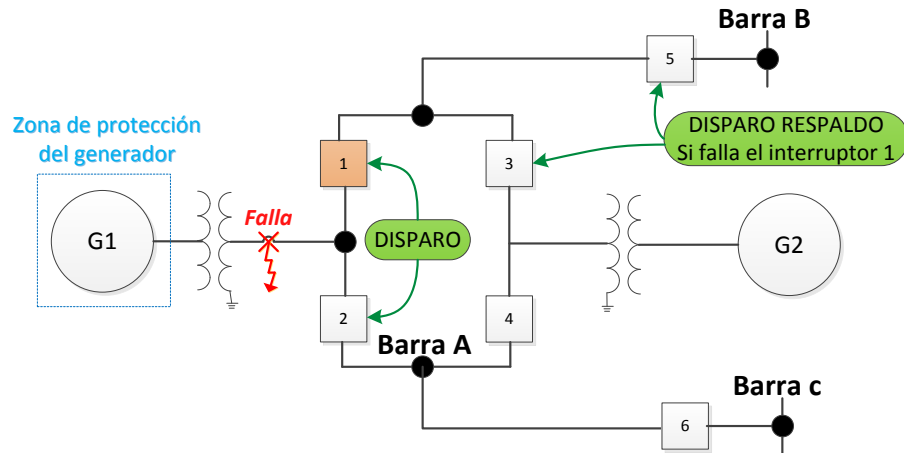
Figura 30. Primer ejemplo disparo de la protección 50BF



Fuente: [9], Figura 1, p. 80.

El segundo ejemplo es similar al anterior, en el que también se supone una falla en el circuito del generador 1. Para aislar la falla en este caso, la protección principal debe disparar los interruptores 1 y 2, y desconectar el generador mediante el disparo de su excitación y su primo motor (turbina). Pero si el interruptor 1 falla, la función 50BF deberá disparar los interruptores adyacentes 3 y 5 para aislar la zona en falla.

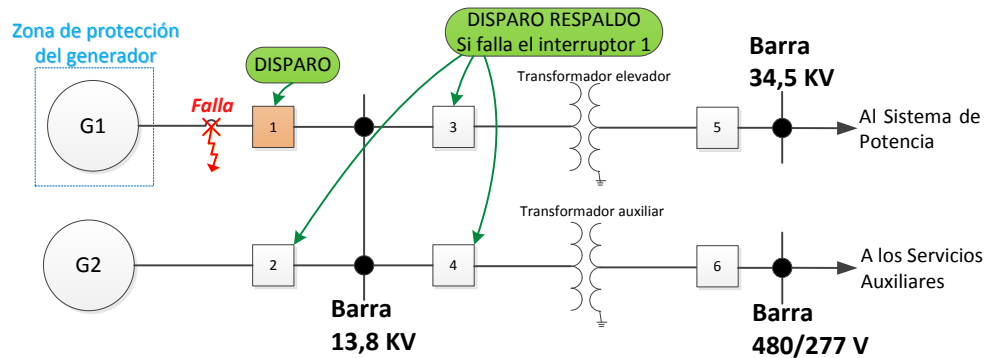
Figura 31. Segundo ejemplo disparo de la protección 50BF



Fuente: [9], Figura 2, p. 80.

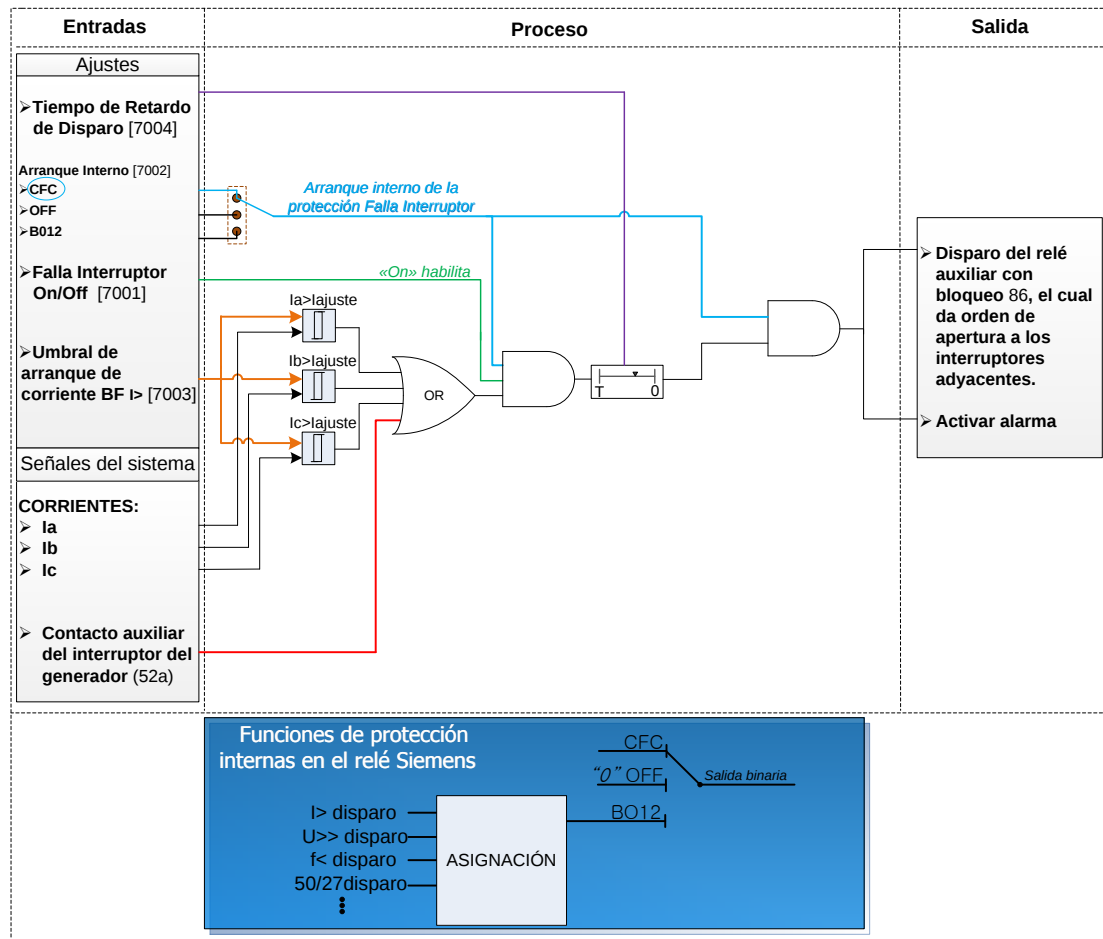
En la Figura 32, se indica la filosofía de disparo en la planta de Amaime. En el cual se ha supuesto una falla en el circuito del generador 1 y el interruptor 1 ha fallado y no responde a la orden de apertura. En consecuencia, la protección de falla interruptor debe disparar como mínimo los siguientes interruptores: interruptor 2, del circuito del generador 2; interruptor 3, del lado de baja tensión del transformador elevador, y el interruptor 4, del lado de alta tensión del transformador auxiliar.

Figura 32. Disparo de la protección 50BF en la planta de Amaime



En la Figura 33, se muestra el diagrama funcional de la protección de falla interruptor del relé multifuncional Siemens 7UM622.

Figura 33. Diagrama funcional de la protección de Falla Interruptor 50BF



Fuente: [10], p. 265.

En la Figura 33, se muestran en el recuadro izquierdo superior todos los parámetros de la función 50BF. Entre estos está el parámetro **(7002: Disparo interno)**, el cual cuenta con tres opciones de configuración, que son: **1) OFF**, para apagar el arranque interno. **2) BO12**, para un arranque a partir de las señales de salida de las funciones de protección internas en el dispositivo. Y por último, la opción **3) CFC**, para un arranque a partir de una lógica interna complementaria, definida por el usuario mediante bloques prefabricados.

4.1.2. Panel de ajuste del 50BF

A continuación, en la Figura 34 se presenta la pantalla de ajuste de la protección de falla interruptor, asociado al relé multifuncional.

Figura 34. Panel de datos de ajuste de la protección de 50BF del relé SIEMENS 7UM622

No.	Settings	Value
7001	Breaker Failure Protection	ON ▼
7002	Start with Internal TRIP Command	Start Breaker Failure with CFC
7003	Supervision Current Pickup	A
7004	TRIP-Timer	sec

En la Tabla 23, se describen los ajustes de la función de protección 50BF del relé SIEMENS 7UM622, mostrados en la Figura 34.

Tabla 23. Descripción de los ajustes contenidos en el panel de la protección 50BF

No.	Descripción
7001	<i>Para activar la protección 50BF seleccione (ON), desactivarla seleccione (OFF), bloquearla seleccione (Block Relay).</i>
7002	<i>Arranque con orden de disparo interno. Tiene las siguientes tres opciones: criterio de arranque interno apagado (OFF), arranque a partir de una función lógica interna (CFC) o por las salidas binarias de las funciones de protección internas del dispositivo Siemens (BO12).</i>
7003	<i>Umbral de arranque de corriente BF $I >$. El cual es uno de los criterios de arranque de la protección 50BF.</i>
7004	<i>Es el tiempo de retardo de disparo de la protección 50BF. Etapa 2</i>

Tabla 24. Variables de entrada de la protección 50BF

Contacto auxiliar del interruptor del generador (52a)
Las tres corrientes de línea del estator: Corriente la de la fase a; lb de la fase b e lc de la fase c.

Tabla 25. Rangos de valores de los parámetros de la protección 50BF del relé SIEMENS

7003: Umbral de arranque de corriente BF $I >$	Para $I_N = 1$ A	0,04 A a 2,00 A	Incrementos 0,01 A
	Para $I_N = 5$ A	0,20 A a 10,00 A	Incrementos 0,01 A
7004: Tiempo de retardo de disparo TBF		0,06 sg a 60,00 sg ; ∞	Incrementos 0,01 sg
Tiempo de reposición de la protección 50BF	Aproximadamente 50 milisegundos		

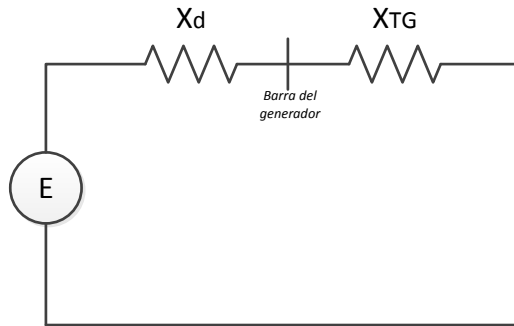
Fuente: [10], literal 4.31, p. 507.

4.1.3. Cálculos de ajuste 50BF

La norma IEEE Std. C.37.102 de 2006 presenta los criterios de ajuste de la etapa de corriente y de la etapa de tiempo de la protección 50BF, los cuales se muestran a continuación:

Criterio de la etapa de corriente: El umbral de arranque de corriente (**7003**) debe ser más sensible que la corriente más baja presente durante las fallas que involucran corrientes. La norma considera que la corriente más baja durante una falla es la corriente de falla trifásica de estado estacionario en los terminales del transformador. El circuito equivalente de este tipo de falla se muestra en la Figura 35.

Figura 35. Circuito equivalente de estado estacionario para una falla trifásica en los terminales del transformador



Fuente: [5], Figura A.15, p. 142.

La corriente de falla es obtenida mediante la Ecuación 9.

$$I_{Falla} = \frac{E}{(X_d + X_{TG})}$$

Ecuación 9

Dónde:

X_d = Reactancia de eje directo del generador

X_{TG} = Reactancia del transformador elevador

E = Tensión sin carga en los terminales del generador. Por lo general se considera de 1 pu.

A continuación se presenta el cálculo de la corriente de falla para planta de Amaime. Con el fin de establecer el umbral de corriente (**7003**). Primero, se calculan los valores de los parámetros de X_d y X_{TG} en por unidad (p.u). Para ello se debe considerar una misma base, la cual se ha considerado igual a (13,8 KV ; 11,515 MVA).

Figura 36. Diagrama unifilar de la planta de Amaime

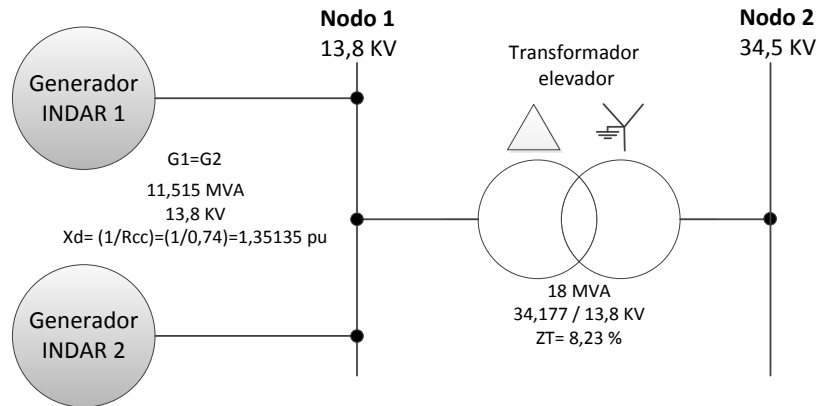


Tabla 26. Valores base en los nodos 1 y 2. Planta Amaime

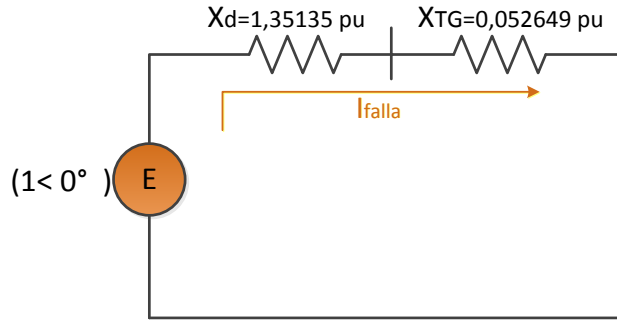
Nodo	Vbase (KV)	Sbase (MVA)	Ibase (A)
1	13,8	11,515	$\frac{S_b}{\sqrt{3} * V_{b_nodo_1}} = \frac{11,515 MVA}{\sqrt{3} * 13,8 KV} = 481,753 A$
2	$13,8 * (34,177) / (13,8) = 34,177$	11,515	$\frac{S_b}{\sqrt{3} * V_{b_nodo_2}} = \frac{11,515 MVA}{\sqrt{3} * 34,177 KV} = 194,522 A$

Tabla 27. Impedancia del generador y del transformador elevador

Elemento	Impedancia (p.u.)
G1 = G2	$X_d = 1,35135$
Transformador elevador	$X_{TG} = (8,23\%) * (11,515/18) * (13,8/13,8)^2 = 0,052649$

Entonces, el circuito equivalente de estado estacionario se ilustra en la Figura 37.

Figura 37. Circuito equivalente de estado estacionario para una falla trifásica en los terminales del transformador. Planta Amaime



La corriente de falla se calcula mediante la Ecuación 10.

$$I_{Falla} = \frac{E}{(X_d + X_{TG})} = \frac{(1 \angle 0^\circ)}{(1,35135 \text{ pu} + 0,052649 \text{ pu})} = 0,712251 \text{ pu} - \text{primarios} \quad \text{Ecuación 10}$$

Esta corriente de falla vista en el relé se calcula con la Ecuación 11:

$$I_{Falla_relé} = (I_{Falla}) * (I_{base_nodo}) * (1/RTC)$$

$$I_{Falla_relé} = (0,712251 \text{ pu}) * (481,753 \text{ A}) * (5/800) \approx 2,14 \text{ A} \quad \text{Ecuación 11}$$

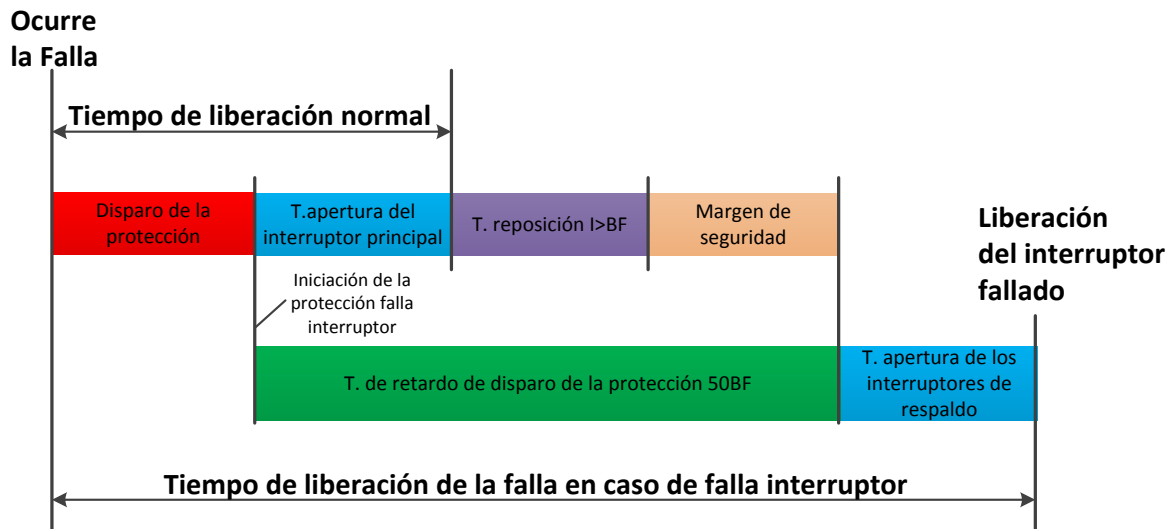
De acuerdo a la norma, el umbral de corriente (**7003**) debe ser menor que la corriente de falla de 2,14 Amperios. Por tanto, se propone un valor de 1,00 Amperio para el ajuste.

Criterio de la etapa de tiempo: El tiempo de retardo de disparo “**7004**” (ver la franja verde en la Figura 38) debe ser como mínimo igual a la suma de los siguientes tiempos: tiempo de apertura del interruptor principal del generador, más el tiempo de reposición de la etapa de corriente de la protección 50BF, más el tiempo de margen de seguridad. Esto puede apreciarse en la Ecuación 12.

$$T_{retardo_disparo_50BF} \geq (T_{apertura_interruptor} + T_{reposición_etapaCorriente} + T_{margen_seguridad}) \quad \text{Ecuación 12}$$

Sin embargo, este tiempo de retardo de disparo no debe ser muy grande, ya que la protección de falla interruptor debe ser lo suficientemente rápida para minimizar los posibles daños en los elementos del sistema ocasionados por la falla que no fue aislada por el interruptor que ha fallado.

Figura 38. Secuencia de tiempo para el despeje de la falla y de fallo de interruptor



Fuente: [10], Figura 2-122, p. 266.

Para el caso de la planta de Amaime, se han considerado los siguientes tiempos: Un tiempo de apertura extenso del interruptor igual a 5 ciclos. El tiempo de reposición de la protección 50BF es igual a 50 milisegundos según el manual del relé Siemens como se muestra en la Tabla 25. Por último, se ha escogido un tiempo típico de margen de seguridad de 3,5 ciclos.

$$T_{\text{retardo_disparo_50BF}} \geq (T_{\text{apertura_interruptor}} + T_{\text{reposición_etapa Corriente}} + T_{\text{margen_seguridad}})$$

$$T_{\text{retardo_disparo_50BF}} \geq (5 \text{ ciclos} + 50 \text{ ms} + 3,5 \text{ ciclos}) = 0,1917 \text{ sg}$$

Ecuación 13

$$T_{\text{retardo_disparo_50BF}} \geq 0,1917 \text{ sg}$$

Finalmente, el tiempo de retardo debe ser ajustado en un valor mayor que 0,1917 segundos, así que se propone un ajuste de 0,30 segundos.

En la Tabla 28, se presentan todos los ajustes propuestos para la protección 50/27 de acuerdo a los criterios presentados en la norma IEEE Std. C37.102 de 2006.

Tabla 28. Ajustes Propuestos de acuerdo a las normas para la Función 50BF

No.	Variable de Ajuste	Ajustes Propuestos
7001	Protección Falla Interruptor	ON
7002	Arranque con orden de disparo interno	CFC
7003	Umbral de arranque de corriente BF $I >$	1,00 A
7004	Tiempo de retardo de disparo TBF	0,30 seg

4.1.4. Comparación con los ajustes actuales 50BF

En la Tabla 29, se muestra la comparación entre los ajustes propuestos de acuerdo a las normas y los ajustes montados actualmente en el relé de protección de estudio.

Tabla 29. Tabla comparativa entre los ajustes montados con los propuestos, Función 50BF

No.	Variable de Ajuste	Ajustes Propuestos	Ajustes Actuales	Comentario
7001	Protección Falla Interruptor	ON	ON	La protección de falla interruptor actualmente está activada.
7002	Arranque con orden de disparo interno	CFC	CFC	El arranque interno CFC , para un arranque a partir de una lógica interna complementaria, definida por el usuario mediante bloques prefabricados.
7003	Umbral de arranque de corriente BF I >	1,00 A	1,00 A	El umbral de corriente ajustado en 1 Amperio cumple con la norma IEEE Std C37.102 de 2006, puesto que es menor que la corriente mínima de falla de 2,14 Amperios.
7004	Tiempo de retardo de disparo TBF	0,30 seg	0,30 seg	Según la norma IEEE Std C37.102 de 2006, el retardo de tiempo de la protección falla interruptor debe ser ajustado igual o mayor que la suma de los siguientes tiempos: tiempo de apertura del interruptor principal del generador, más el tiempo de reposición de la etapa de corriente de la función 50BF, más el tiempo de margen de seguridad. En el estudio realizado para la central de Amaime, esta suma equivale a 0,1917 segundos. Por lo tanto, el ajuste implementado de 0,30 segundos cumple con la norma, puesto que es un tiempo mayor que 0,1917 segundos.

4.2. FALLAS FUSIBLES 60FL

En los sistemas de alta tensión se utilizan transformadores de tensión o de potencial (TP), para reducir la tensión y permitir una conexión segura con los instrumentos de: medida, protección y de control (como por ejemplo el regulador de tensión). Por lo general, los TP's son conectados en estrella a tierra tanto en el lado primario como en el secundario [5]. Y normalmente en el lado primario se instalan fusibles para protegerlos ante recalentamientos provocados por cortocircuitos [11].

La pérdida de las señales de tensión de los TP's puede ocurrir por fusibles fundidos; como también, por contactos abiertos causados por la corrosión, por falla del TP o por falla en el alambrado de conexión entre los relés y los TP's, entre otros.

Los efectos que produce la pérdida de señal de los transformadores de potencial sobre las protecciones y sobre el regulador de tensión son los siguientes. En la norma IEEE Std. C37.102 de 2006, dice que: "Si se funde uno o más fusibles en los circuitos del TP, las tensiones secundarias aplicadas a los relés de protección y al regulador de tensión se reducen en magnitud y desplazamiento de fase. El cambio de tensión puede causar la operación incorrecta de los relés y que el regulador automático de tensión sobreexcite al generador"[5].

La sobreexcitación resulta porque el regulador automático de tensión (AVR), incrementará la excitación del campo para tratar de corregir la tensión en los terminales de salida del generador, que aparentemente se ha reducido (por falla de la señal de tensión del TP) [12]. Como se ha estudiado anteriormente en el capítulo 2, sobreexcitar al generador es considerado un serio problema, ya que produce un incremento de la temperatura, lo cual puede causar el deterioro del aislamiento.

Los relés de protección que son afectados por el cambio de tensión, son principalmente los que dependen de esta señal, como por ejemplo: la protección de subtensión (27); de distancia (21), de sobrecorriente de tiempo inverso controlado o restringido por tensión (51V), de excitación de campo (40), de energización inadvertida (50/27), entre otras.

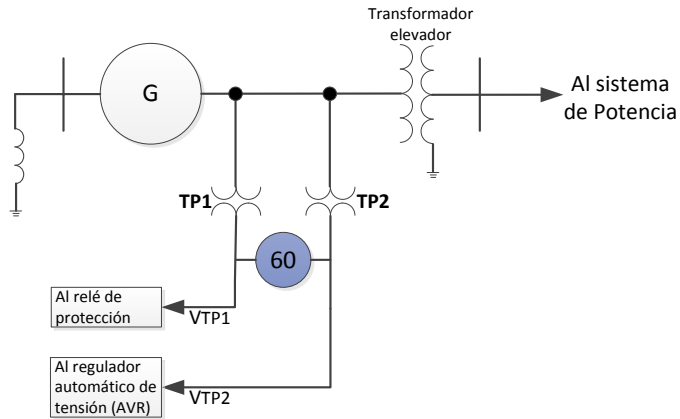
Como medida de protección se necesita emplear esquemas o métodos de protección que sean capaces de detectar la pérdida de señal de tensión de los transformadores de potencial. Los métodos típicos de este tipo de protección son los siguientes:

- Método tradicional: Detección de desbalance de tensión (ANSI 60)
- Método moderno: Detección de falla por análisis de componentes simétricas (ANSI 60FL). Este es el método que implementa el relé de protección Siemens 7UM622.

A continuación, se explican los dos métodos de detección:

Método Tradicional: Detección de desbalance de tensión (60): Este método compara los niveles de tensión secundaria de dos grupos de TP's [5]. La conexión del relé 60 se muestra en la Figura 39.

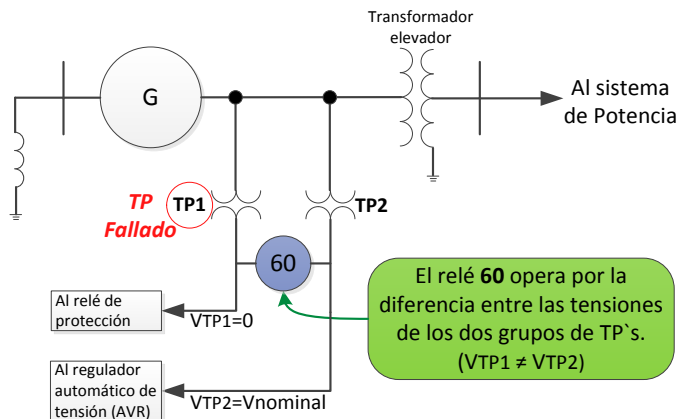
Figura 39. Conexión del relé de desbalance de tensión (ANSI 60)



Fuente: [5]. Figura 5-1, p. 87.

Si un problema ocurre en uno de los TP's, la diferencia entre la tensión del TP fallado y la tensión equivalente correcta del otro TP produce la operación del relé [12], como se puede observar en la Figura 40.

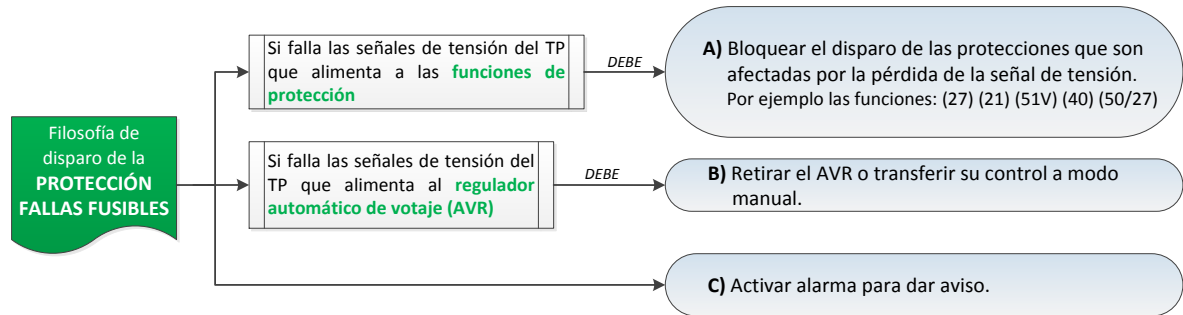
Figura 40. Detección por comparación de tensión. Relé 60.



El ajuste típico del relé 60, según la norma IEEE Std. C37.102 de 2006, es alrededor del 15% de desbalance entre tensiones [5].

En la Figura 41, se muestra la filosofía de disparo de la función de protección de fallas fusibles de acuerdo a la norma IEEE Std. C37.102 de 2006.

Figura 41. Filosofía de disparo de la protección Fallas Fusibles



Fuente: [5]. Literal 5.2.1.1, p. 86.

Método Moderno: Detección de Falla por análisis de componentes simétricas (60FL): Este tipo de detección puede ser usado únicamente cuando se tiene un grupo de TP's aplicados al sistema del generador [5].

Este método moderno implementa la relación de tensiones y corrientes de secuencia para detectar la pérdida de potencial del TP. Cuando se pierde una o dos fases de tensión del TP, se produce un desbalance de tensión que conlleva al incremento de la tensión de secuencia negativa y a la disminución de la tensión de secuencia positiva [5].

A continuación, se presenta el análisis de las tensiones de secuencia negativa y positiva en los casos de no falla y en los casos de falla, cuando se pierde una o dos fases del TP.

Las tensiones de secuencia negativa y positiva se calculan mediante la Ecuación 15 y 16, respectivamente. Donde el factor **a** es igual a $(1 \angle 120^\circ)$.

De acuerdo a la expresión de las componentes simétricas se tiene la Ecuación 14.

$$\begin{bmatrix} U_0 \\ U_1 \\ U_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_{L1} \\ U_{L2} \\ U_{L3} \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 14}$$

$$U_2 = (1/3)(U_{L1} + a^2 \cdot U_{L2} + a \cdot U_{L3}) \quad \text{Ecuación 15}$$

$$U_1 = (1/3)(U_{L1} + a \cdot U_{L2} + a^2 \cdot U_{L3}) \quad \text{Ecuación 16}$$

Las tensiones de fase U_{L1} , U_{L2} y U_{L3} en condiciones normales (caso libre de falla) considerando una secuencia **abc** se expresan en la Ecuación 17.

$$U_{L1} = (Un \angle 0^\circ) ; U_{L2} = (Un \angle -120^\circ) ; U_{L3} = (Un \angle 120^\circ)$$

Ecuación 17

La tensión de secuencia negativa se expresa en la Ecuación 18.

$$U_2 = (1/3)(U_{L1} + a^2 \cdot U_{L2} + a \cdot U_{L3})$$

$$U_2 = (1/3)((Un \angle 0^\circ) + (1 \angle 120^\circ)^2 \cdot (Un \angle -120^\circ) + (1 \angle 120^\circ) \cdot (Un \angle 120^\circ))$$

Ecuación 18

$$U_2 = 0$$

La tensión de secuencia positiva se expresa en la Ecuación 19.

$$U_1 = (1/3)(U_{L1} + a \cdot U_{L2} + a^2 \cdot U_{L3})$$

$$U_1 = (1/3)((Un \angle 0^\circ) + (1 \angle 120^\circ) \cdot (Un \angle -120^\circ) + (1 \angle 120^\circ)^2 \cdot (Un \angle 120^\circ))$$

Ecuación 19

$$U_1 = Un$$

Análogamente se calculan las tensiones de secuencia negativa y positiva para los casos de pérdida de una y dos fases cuando se abren los fusibles del TP. En la Tabla 30 se muestra el resumen de estos valores.

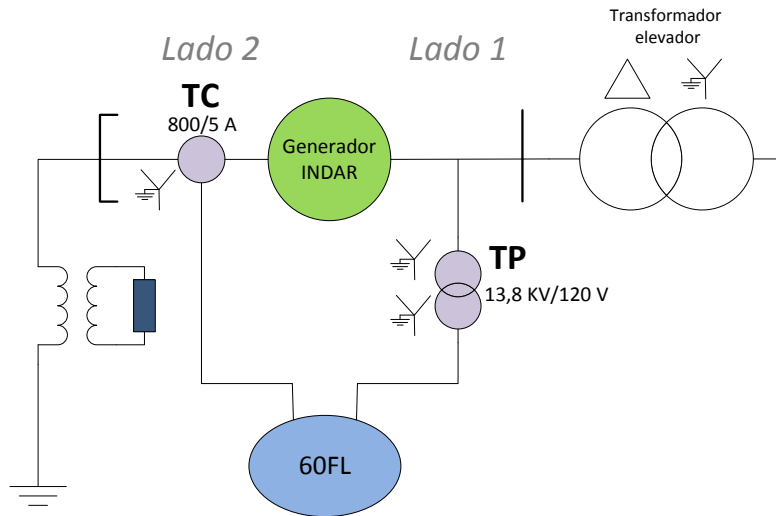
Tabla 30. Tensiones de secuencia positiva y negativa para una condición normal y para los casos de pérdida de una o dos fases de tensión del TP.

CASO	Tensiones de fase	Tensión de secuencia negativa	Tensión de secuencia positiva	Relación U2/U1
Libre de falla	$U_{L1} = (Un \angle 0^\circ)$ $U_{L2} = (Un \angle -120^\circ)$ $U_{L3} = (Un \angle 120^\circ)$	$U_2 = 0$	$U_1 = Un$	$\frac{U_2}{U1} = 0\%$
Pérdida de una fase	$U_{L1} = (Un \angle 0^\circ)$ $U_{L2} = (Un \angle -120^\circ)$ $U_{L3} = 0$	$U_2 = \frac{Un}{3}$	$U_1 = \frac{2 \cdot Un}{3}$	$\frac{U_2}{U1} = 50\%$
Pérdida de dos fases	$U_{L1} = (Un \angle 0^\circ)$ $U_{L2} = 0$ $U_{L3} = 0$	$U_2 = \frac{Un}{3}$	$U_1 = \frac{Un}{3}$	$\frac{U_2}{U1} = 100\%$

4.2.1. Funcionamiento de la protección 60FL

La función de protección de falla fusible 60FL del relé multifuncional Siemens 7UM622 implementa este método moderno de detección de falla por análisis de componentes simétricas. Esta función de protección mide las señales de tensión y corriente en los terminales de salida del generador, tal como se muestra en la Figura 42.

Figura 42. Esquema de conexión de la protección 60FL en la planta de Amaime



La protección 60FL del relé Siemens cuenta con un único parámetro ajustable (**8001: Protección falla fusile**), el cual tiene dos opciones: **ON** para habilitar la protección de falla fusible y la opción **OFF** para deshabilitarla. Los umbrales de la protección 60FL para la detección de falla fusible están fijos y no necesitan ser ajustados [10]. Los umbrales con los que cuenta son los siguientes:

Los umbrales para la detección de falla en una o dos fases se expresan en la Ecuación 20.

$$\frac{U_2}{U1} > 40\% \text{ y } \frac{I_2}{I_1} < 20\%$$

Ecuación 20

Ambas condiciones presentadas en la Ecuación 20 deben cumplirse para que el relé 60FL opere (véase el circuito lógico A de la Figura 43). La relación I_2/I_1 sirve para distinguir la condición de falla del sistema. Ya que en caso de pérdida de las señales de los TP's, no existe circulación de corriente de secuencia negativa [12].

Analizando los valores de la relación $U_2/U1$ de los casos presentados en la Tabla 30, se tiene lo siguiente. En el caso de no falla del TP, se tiene un valor de $U_2/U1=0\%$, cuyo

valor es menor al umbral de 40%, por tanto el relé no opera. En cambio, para los casos de pérdida de una fase y de pérdida de dos fases, el relé si opera. Dado que sus valores de $U2/U1$ son del 50% y 100%, respectivamente. Los cuales superan el umbral del 40%.

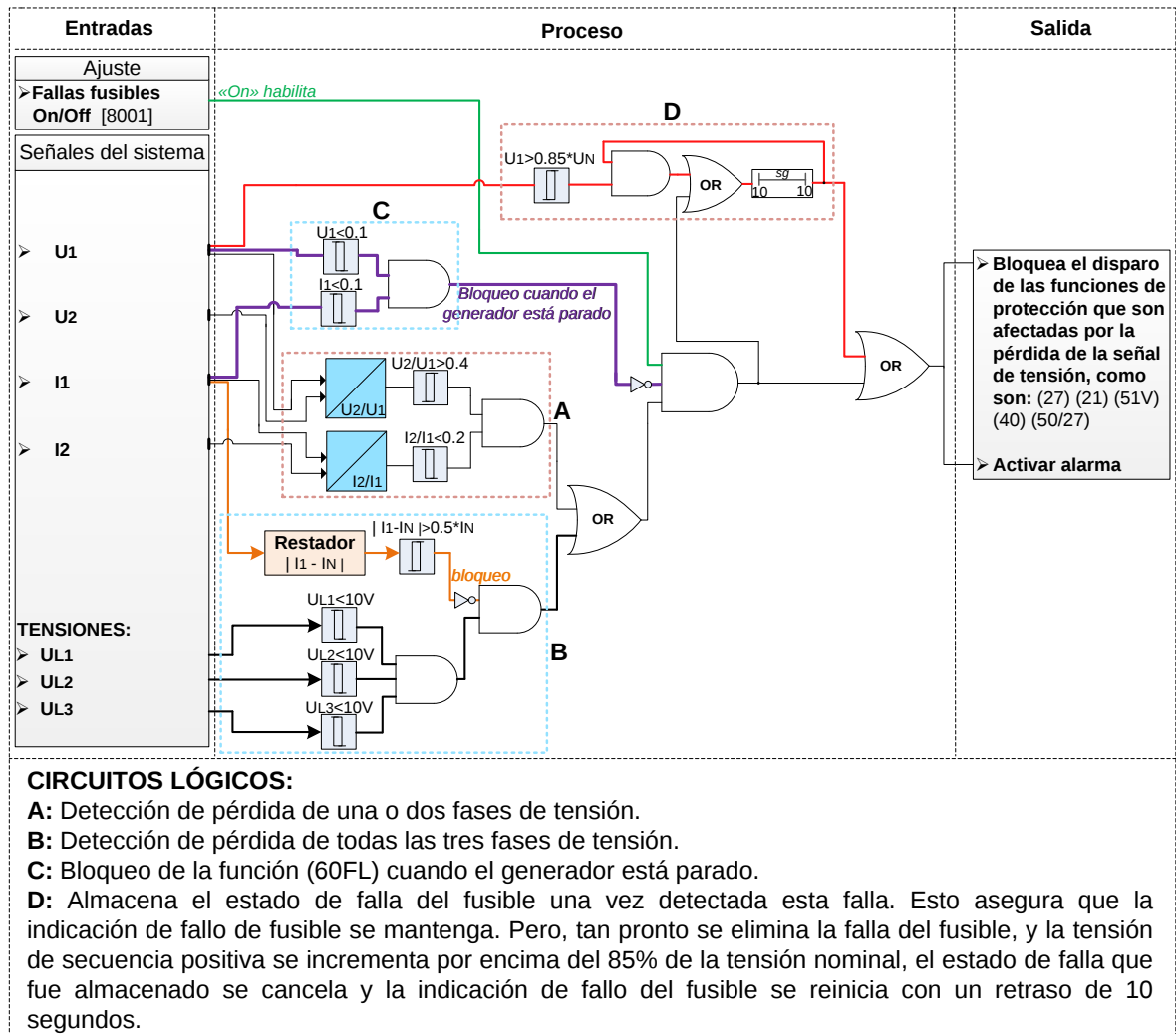
Para detectar una falla en las tres fases del TP, la función 60FL, evalúa la corriente de secuencia positiva y las tensiones de fase UL1, UL2 y UL3 (véase el circuito lógico B de la Figura 43). Si el nivel de tensión de todas las tres fases se reduce a cero o cercano a cero (menor a 10 Voltios), y si al mismo tiempo la corriente de secuencia positiva no ha variado, es decir, se mantiene muy cercano al valor nominal (con una desviación menor al 50% de la corriente nominal). Es muy probable que la razón de la disminución de las tensiones sea debido a una falla en al menos un transformador de potencial [10].

Tabla 31. Variables de entrada de la protección 60FL

U1: Tensión de secuencia positiva
U2: Tensión de secuencia negativa
I1: Corriente de secuencia positiva
I2: Corriente de secuencia negativa
UL1, UL2, UL3: Tensiones de fase en el secundario del TP

La protección Fallas Fusibles 60FL del relé multifuncional Siemens 7UM622, opera de acuerdo al diagrama funcional de la Figura 43.

Figura 43. Diagrama funcional de la protección de falla fusible 60FL



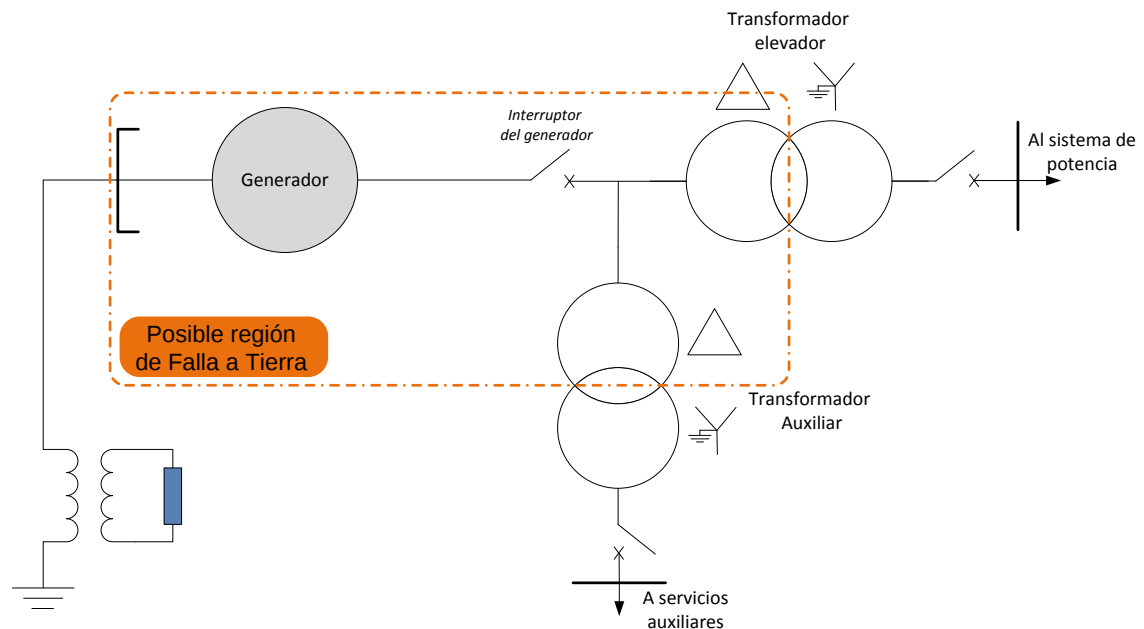
Fuente: [10]. Figura 2-135, p. 290.

Como se ha mencionado, la función 60FL del relé Siemens 7UM622 cuenta con un único parámetro ajustable (**8001: Protección falla fusible**) que sirve para activar o desactivar la protección. En el caso de la planta de Amaime, este parámetro (**8001**) está ajustado en la opción **ON**, así que la protección Fallas Fusibles está actualmente activada.

5. FALLA TIERRA ESTATOR

La falla a tierra del estator ocurre cuando una de las fases del estator se pone en contacto a tierra. La posible región de la falla a tierra del estator se muestra en la Figura 44 (ver zona punteada), cuya región cubre el punto neutro del generador, los devanados del estator, y cualquier punto que esté conectado a los terminales de salida del generador, como son: los bobinados de baja tensión del transformador de potencia de la unidad y los bobinados de alta tensión del transformador auxiliar [2]. En caso, de que ocurra una falla externa o por fuera de la región demarcada, se denomina como falla a tierra en el sistema de potencia o en la red.

Figura 44. Posible región de falla a tierra del estator



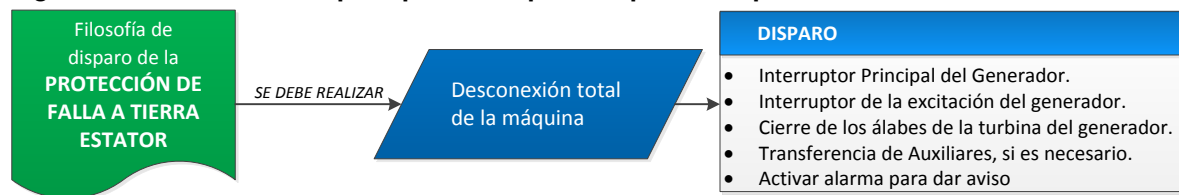
La falla a tierra puede producirse debido a la reducción o el deterioro del aislamiento de las fases, originado por: sobretensiones transitorias; esfuerzos mecánicos o por la contaminación ambiental (por ejemplo, con partículas de polvo, sales minerales o humedad).

Como consecuencia de la condición de falla a tierra se pueden producir daños a la máquina, por ejemplo daños en la chapa del estator; daños en el aislamiento. En el peor de los casos, se puede producir una propagación de la falla y hasta causar incendio en las

instalaciones [2]. También, existe el riesgo de provocar quemaduras y/o electrocución al personal. Para reducir las consecuencias de una falla a tierra, se necesita un sistema de puesta a tierra que limite la corriente de falla a tierra, y un esquema de protección para que detecte la falla a tierra y aclare la falla desconectando todas las trayectorias posibles que la alimentan, como son a través del generador y el sistema de potencia. Para ello, deberá desconectar el interruptor principal del generador, su excitación y cerrar los álabes de la turbina.

En la Figura 45, se muestra la filosofía de disparo para cualquier esquema de protección de falla a tierra del estator.

Figura 45. Filosofía de disparo para cualquier esquema de protección de falla a tierra estator



Fuente: [5], tabla 7-2, p. 119.

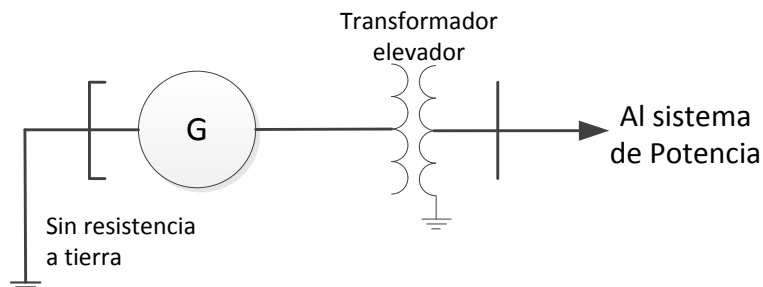
5.1. TIPOS DE TIERRAS DEL GENERADOR

Existen varios tipos de tierras del generador, entre los cuales están:

5.1.1. Sólidamente a tierra

La puesta a tierra se realiza de manera directa sin utilizar intencionalmente una resistencia. Este método no limita las altas corrientes durante la falla a tierra, por consiguiente el generador está más expuesto a fallas irreversibles en el devanado y núcleo estatorico. Véase la Figura 46.

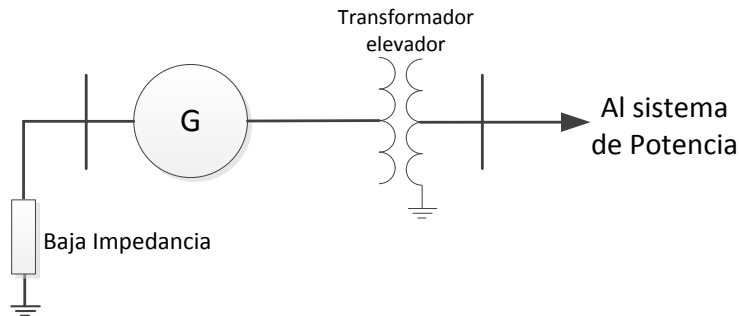
Figura 46. Método de puesta a tierra sólidamente



5.1.2. Baja Impedancia

Este método por lo general, limita la corriente de falla a niveles entre 200 Amperios hasta 150% de la corriente nominal del generador [9]. Véase la Figura 47.

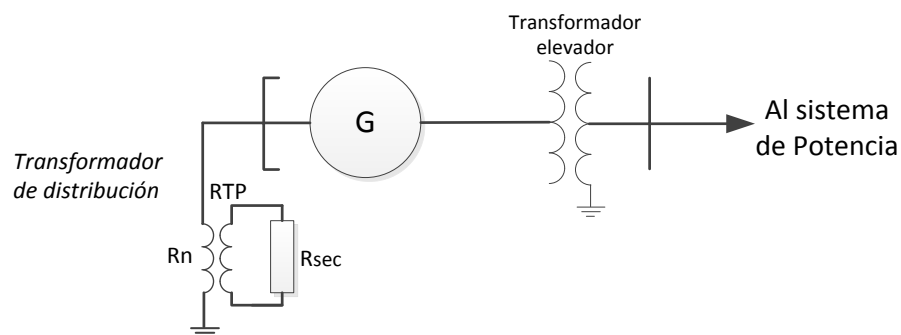
Figura 47. Método de puesta a tierra con baja impedancia



5.1.3. Alta Impedancia

Este tipo de puesta a tierra utiliza un transformador monofásico de distribución conectado entre el neutro del generador y tierra. Este transformador proporciona alta resistencia en el circuito primario (R_n) con una pequeña resistencia que está conectada en su devanado secundario (R_{sec}), tal como se muestra en la Figura 48.

Figura 48 . Puesta a tierra con alta impedancia mediante un transformador de distribución



En la sección 6.1 de la norma IEEE Std. C37.101 de 2006, expresa algunas ventajas que posee este tipo de puesta a tierra, las cuales se muestran a continuación:

VENTAJAS:

- La corriente durante una falla monofásica a tierra en los terminales del generador, es limitada a valores tan bajos de aproximadamente de 3 a 25 Amperios primarios. Por consiguiente, se disminuyen los esfuerzos mecánicos y se reducen los daños durante este tipo de falla [13].
- Limita las sobretensiones transitorias a niveles seguros [13].
- Este dispositivo de puesta a tierra es más económico que la inserción directa de una resistencia de neutro [13].

En la Ecuación 21 se muestra la relación entre la resistencia secundaria y la resistencia primaria en el transformador de puesta a tierra.

$$R_{\text{sec}} = \frac{R_n}{(RTP)^2} \quad \text{Ecuación 21}$$

Dónde:

Rsec= Resistencia del neutro en el lado secundario del transformador de puesta a tierra.

Rn= Resistencia del neutro en el lado primario del transformador de puesta a tierra.

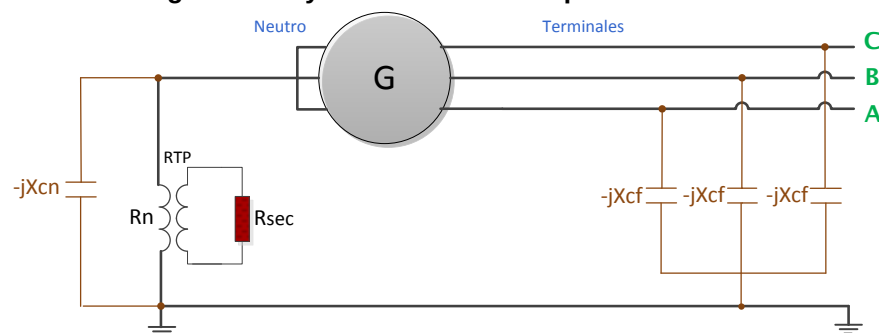
RTP= Relación de transformación del transformador de puesta a tierra.

5.2. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA SECUNDARIA Rsec

Según la norma IEEE STD C37.101 de 2006, el valor de la resistencia en el secundario del transformador de puesta a tierra “**Rsec**” es menor a 1Ω. Sin embargo, la resistencia vista en el lado de alta tensión del transformador de puesta a tierra es del orden de kΩ.

En la Figura 49 se ilustra la conexión del generador y sus reactancias capacitivas.

Figura 49. Conexión del generador y sus reactancias capacitivas



El valor óhmico de la resistencia secundaria **Rsec** debe calcularse de manera que la resistencia **Rn**, sea igual o menor a la reactancia capacitiva total a tierra vista en el neutro del generador **Xcn**. El valor de **Xcn** es igual a un tercio de la reactancia capacitiva total de fase a tierra **Xcf**.

Por lo tanto, **Rn** debe ser igual o menor a un tercio de **Xcf**, como se puede apreciar en la Ecuación 22. [13]

$$R_n \leq \frac{X_{cf}}{3} \quad \text{Ecuación 22}$$

Reemplazando la Ecuación 21 en la Ecuación 22 se obtiene la resistencia secundaria **Rsec** en función de la reactancia capacitiva total de fase a tierra **Xcf**, la cual se expresa en la Ecuación 23.

$$R_n \leq \frac{X_{cf}}{3}$$

$$R_{sec} \cdot (RTP)^2 \leq \frac{X_{cf}}{3}$$

$$R_{sec} \leq \frac{X_{cf}}{3} \cdot \frac{1}{(RTP)^2} \quad \text{Ecuación 23}$$

La reactancia capacitiva total de fase a tierra **Xcf** depende de la capacitancia total de fase a tierra **CTf**, tal como se puede apreciar en la Ecuación 24.

$$X_{cf} = \frac{1}{(2 \cdot \pi \cdot f) \cdot (C_{Tf})} \quad \text{Ecuación 24}$$

La capacitancia total de fase a tierra **CTf** es igual a la capacitancia de fase a tierra de los devanados del estator, más la capacitancia de fase a tierra de todos los elementos conectados a sus terminales, como: los conductores, devanados de los transformadores de la unidad y de los servicios auxiliares, los pararrayos, TP's, entre otros [12].

Generalmente, los valores de capacitancia de fase a tierra de los equipos deben ser dados por sus fabricantes. Sin embargo, existen pruebas para medir estas capacitancias, como por ejemplo: factor de potencia o aislamiento [9].

Finalmente, reemplazando la Ecuación 24 en la Ecuación 23 se obtiene la resistencia secundaria **Rsec**, en función de la capacitancia total de fase a tierra **CTf**, la cual se ilustra en la Ecuación 25.

$$R_{\text{sec}} \leq \frac{Xcf}{3} \cdot \frac{1}{(RTP)^2}$$

$$R_{\text{sec}} \leq \frac{1}{3} \cdot \frac{1}{(2 \cdot \pi \cdot f) \cdot (C_{Tf})} \cdot \frac{1}{(RTP)^2}$$

Ecuación 25

5.3. PUESTA A TIERRA EN LA PLANTA DE AMAIME

Los dos generadores de marca INDAR de la planta de Amaime utilizan el método de puesta a tierra de alta impedancia a través de un transformador monofásico de distribución conectado entre el neutro y tierra (véase la Figura 50).

Como se observa en la Figura 50, la puesta a tierra del generador de Amaime tiene instalado una resistencia secundaria **Rsec** de 0,24 Ω , y un transformador de puesta a tierra con una relación de transformación **RTP** igual a (13800 V / 240 V). Considerando estos dos datos, **Rsec** y **RTP**, se puede aplicar la fórmula planteada en la Ecuación 21 para obtener el valor de la resistencia primaria **Rn**. El cálculo de este valor se ilustra en la Ecuación 26.

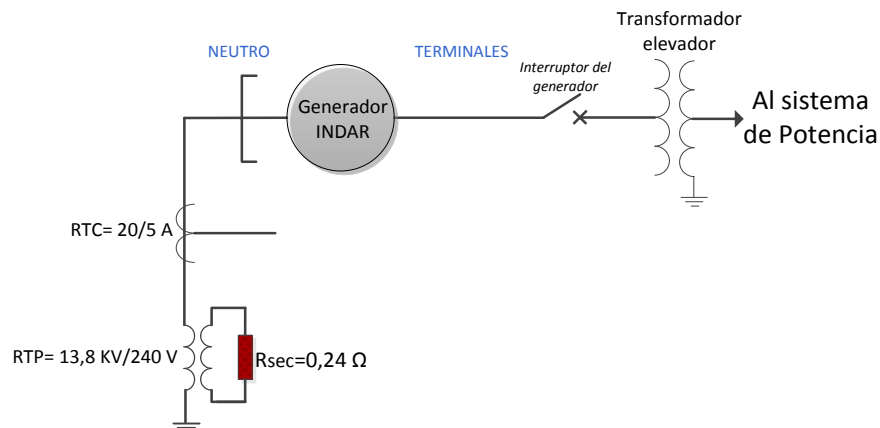
$$Rn = R_{\text{sec}} \cdot (RTP)^2$$

$$Rn = (0,24\Omega) \cdot \left(\frac{13800}{240}\right)^2$$

$$Rn = 793,5\Omega$$

Ecuación 26

Figura 50. Puesta a tierra de alta impedancia en los generadores de la planta de Amaime



En este capítulo se estudian los siguientes métodos de protección de falla a tierra del estator del relé Siemens 7UM622, empleadas en la planta de Amaime.

- i. Protección de falla a tierra del estator (59N, 64G, 67G).
- ii. Protección de falla a tierra del estator con tensión de tercer armónico (27/59TN).
- iii. Protección de falla a tierra del estator con corriente sensitiva a tierra (51GN).

5.4. PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA ESTATOR (59N / 64G / 67G)

La protección (59N, 64G, 67G) del relé Siemens detecta fallas a tierra en el devanado del estator de máquinas trifásicas [10]. Con este método se protege aproximadamente entre el 90 y 95% del devanado del estator desde los terminales. Y puede operar en una de las siguientes opciones:

Opción 1: Función de sobretensión de secuencia cero **U₀**, también llamada 59N.

Opción 2: Función de sobretensión de secuencia cero **U₀**, más etapa de sobrecorriente direccional.

Opción 3: Función de sobretensión de secuencia cero **U₀**, más protección diferencial a tierra.

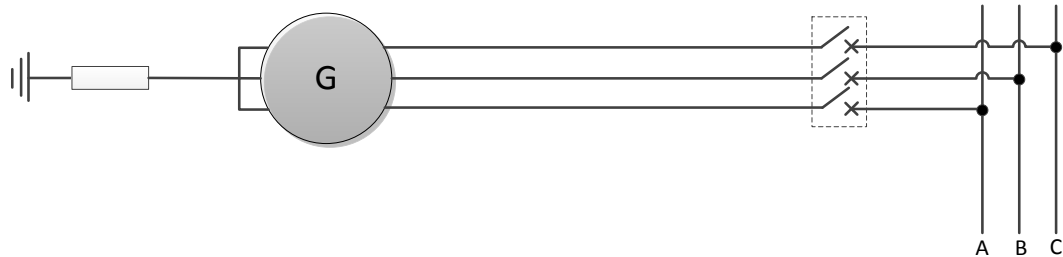
El modo de operación para seleccionar una de estas opciones se configura en la dirección (**150: S/E/F protection**) del relé. Si quiere seleccionar la opción 1, se configura [*Solo con U₀*] en la dirección 150. De igual forma, si quiere seleccionar la opción 2, se configura en [*Con corriente Direccional*]. Por último, si quiere seleccionar la opción 3, se configura en [*Sin corriente direccional, con U₀ y 3I₀*].

De acuerdo al manual del relé Siemens 7UM622 [10] para máquinas trifásicas que están conectadas directamente a la red, es decir, que no están conectadas a través de un transformador de potencia, tal como se ilustra en la Figura 51. No es posible diferenciar entre una falla a tierra que ocurre en la red y una falla a tierra que ocurre en la zona de la máquina, utilizando la opción 1, que corresponde a la función de sobretensión de secuencia cero **U₀**.

Para estos casos se requiere también medir la corriente a tierra como criterio adicional. Las opciones 2 y 3 implementan este criterio adicional de corriente a tierra. La opción 2, detecta la falla a tierra mediante la sobretensión de secuencia cero y la direccionalidad de la sobrecorriente a tierra.

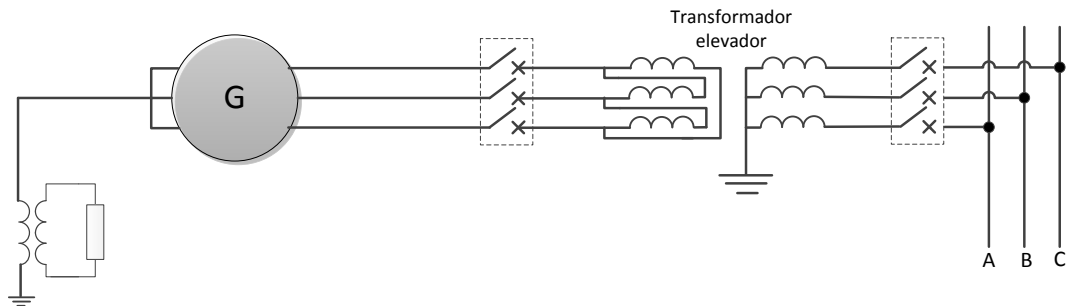
La opción 3, detecta la falla a tierra mediante la sobretensión de secuencia cero y la operación de la protección diferencial a tierra. De modo que para la protección de máquinas trifásicas que están conectadas directamente a la red, el relé debe ser configurado en la opción 2 ó en la opción 3.

Figura 51. Máquina conectada a la red directamente



Por otro lado, para proteger las máquinas conectadas en un grupo generador-transformador, es decir, máquinas conectadas a la red a través de un transformador de potencia, como se ilustra en la Figura 52. Se puede configurar en la opción 1: función de sobretensión de secuencia cero **U₀** (también llamada 59N), ya que en esa configuración se tiene la ventaja de tener separada galvánicamente la máquina de la red.

Figura 52. Máquina conectada a la red a través de un transformador de potencia



En la planta de Amaime, el generador está conectado a la red a través de un transformador de potencia, por lo tanto, la protección se configura en la opción 1: Función de sobretensión de secuencia cero **U₀**, también llamada 59N.

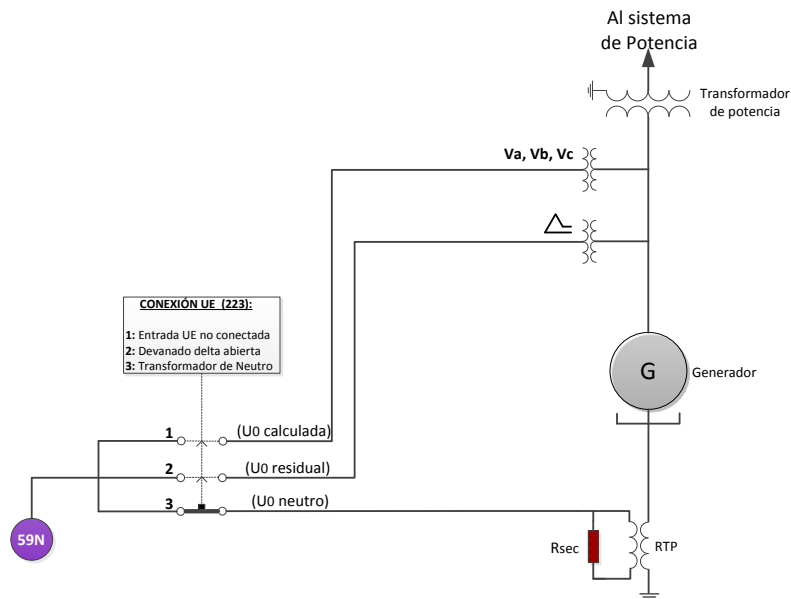
A continuación se explica el funcionamiento de la protección 59N.

5.4.1. Funcionamiento de la protección 59N

La función **59N** es la más usada para protección de falla a tierra del estator en sistemas con puesta a tierra de alta impedancia o sistemas de potencia aislados [9].

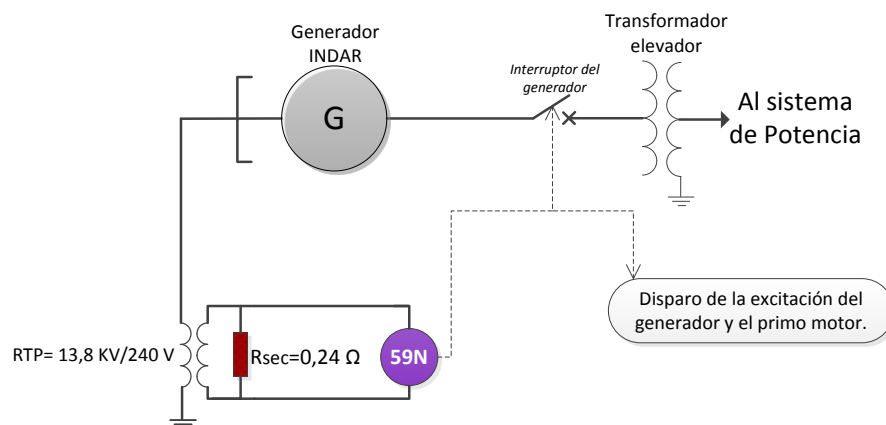
Esta función de protección evalúa la tensión de secuencia cero U_0 para la frecuencia de 60 Herz. Esta tensión se puede medir entre el neutro y tierra del transformador de puesta a tierra, o en los terminales del generador por medio de un transformador trifásico con conexión delta abierta o puede ser calculada a partir de las tensiones de fase-neutro, como se muestra en la Figura 53.

Figura 53. Formas de conectar la protección 59N



En la central de Amaime, la tensión de secuencia cero U_0 es medida entre el punto neutro y tierra del transformador de puesta a tierra, así como se muestra en la Figura 54.

Figura 54. Conexión de la protección 59N en la planta de Amaime

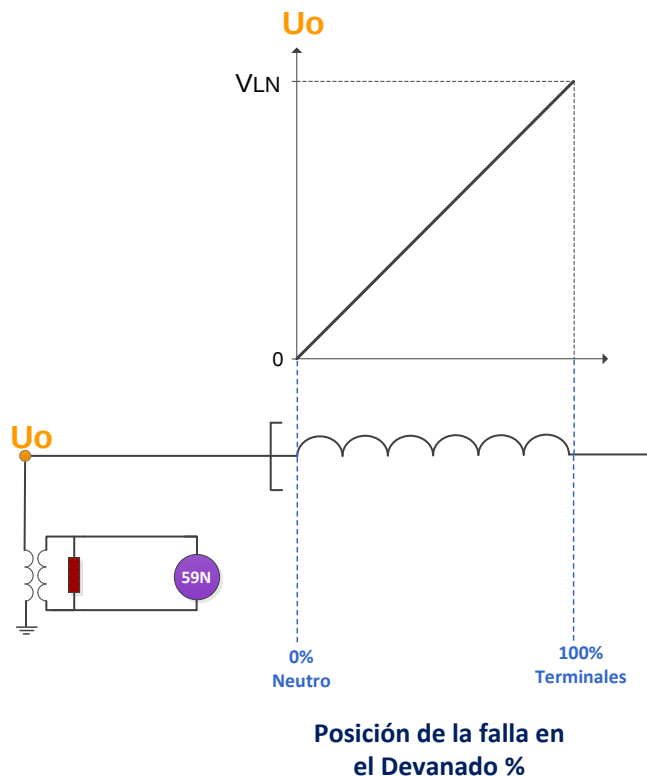


La función de protección **59N** detecta la ocurrencia de una falla a tierra mediante el incremento de la tensión de secuencia cero **U_0** . Esta tensión también se conoce como tensión de desplazamiento o tensión homopolar.

La magnitud de la tensión de secuencia cero **U_0** en operación normal es igual cero, o aproximadamente cero considerando el desequilibrio normal del sistema. Pero en caso de falla a tierra, la magnitud de la tensión de secuencia cero **U_0** depende de la posición de la falla en el devanado.

La tensión de secuencia cero **U_0** ó la tensión en el neutro, es directamente proporcional al punto de la falla a tierra en el devanado, como se ilustra en la Figura 55.

Figura 55. Tensión en el neutro en función del punto de falla en el devanado



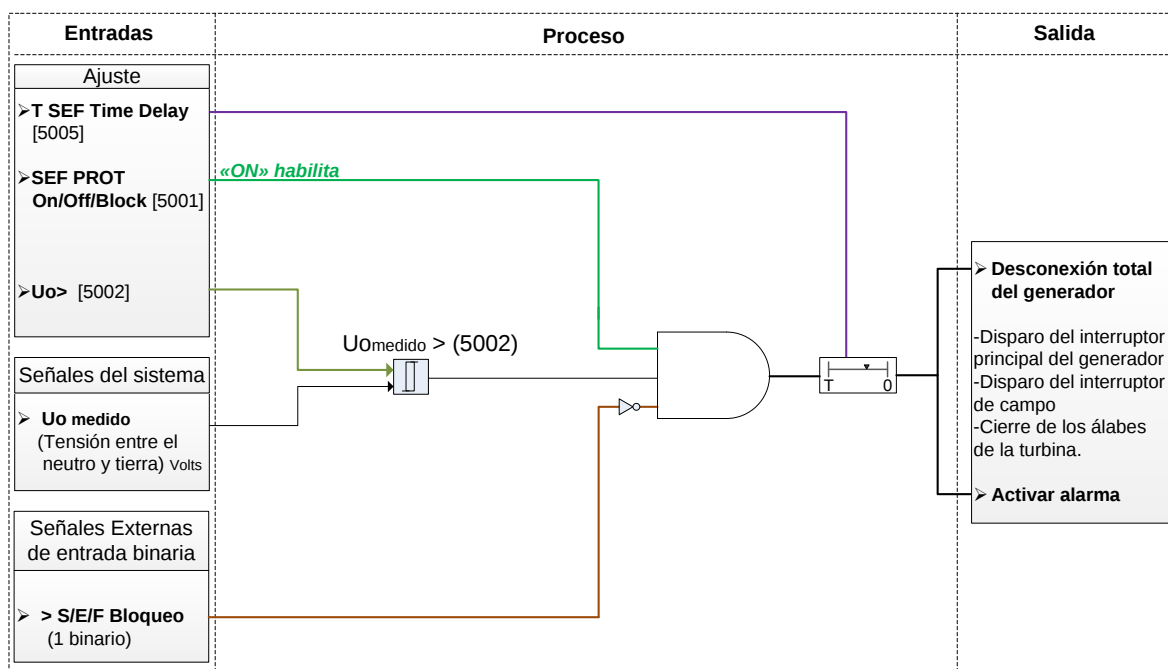
Como se puede observar en la Figura 55, cuando ocurre una falla a tierra en los terminales de salida del generador, la tensión **U_0** alcanza un valor máximo equivalente a la tensión de fase del generador **V_{LN}** [13]. Por el contrario, la tensión **U_0** será mínima cuando la falla se produce cerca de la estrella del devanado del generador.

Para este último caso, cuando se producen fallas a tierra cercanas al neutro, la función **59N** no es efectiva, dado que estas fallas no producen tensión **U_0** suficiente para producir el disparo de la protección.

La función de protección de falla a tierra estator **59N** del relé multifuncional Siemens 7UM622, opera de acuerdo al diagrama funcional de la Figura 56.

La tensión de secuencia cero **U₀** medida, es comparada con el ajuste de sobretensión (**5002: Tensión de desplazamiento U₀>**). Cuando se produce una falla a tierra, la tensión **U₀** medida se incrementa, de modo que puede superar el umbral de sobretensión (**5002**). Si esta falla se sostiene durante un tiempo determinado (**5005: Tiempo de retardo TSEF**), la protección opera, es decir, inicia la desconexión de la máquina [10].

Figura 56. Diagrama funcional de la protección 59N



Fuente: [10], Figura 2-89, p. 208.

5.4.2. Panel de ajuste del 59N

A continuación, en la Figura 57 se presenta la pantalla de ajuste de la protección de falla a tierra estator 59N asociado al relé Siemens.

Figura 57. Panel de datos de ajuste de la protección de 59N del relé SIEMENS 7UM622

No.	Settings	Value
5001	Stator Earth Fault Protection	ON ▼
5002	U ₀ > Pickup	V
5005	T S/E/F Time Delay	sec

En la Tabla 32, se describen los ajustes de la función de protección de falla a tierra con desplazamiento de tensión del relé SIEMENS 7UM622.

Tabla 32. Descripción de los ajustes contenidos en el panel de la protección 59N

No.	Ajustes	Descripción
5001	Protección S/E/F 59N	Para activar la protección 59N seleccione (ON), desactivarla seleccione (OFF), bloquearla seleccione (Block Relay).
5002	Tensión de desplazamiento Uo>	Umbral de arranque de sobretensión de secuencia cero Uo>
5005	Tiempo de retardo TSEF	Es el tiempo de retardo de disparo de la protección.

Tabla 33. Rangos de valores de los parámetros de ajuste de la protección 59N del relé SIEMENS.

Tensión de desplazamiento Uo>	2,0 V a 125,0 V	Incrementos 0,1 V
Tiempo de retardo T SEF	0,00 s a 60,00 s ó ∞ (indefinido)	Incrementos 0,01 s

Fuente: [10], p. 496.

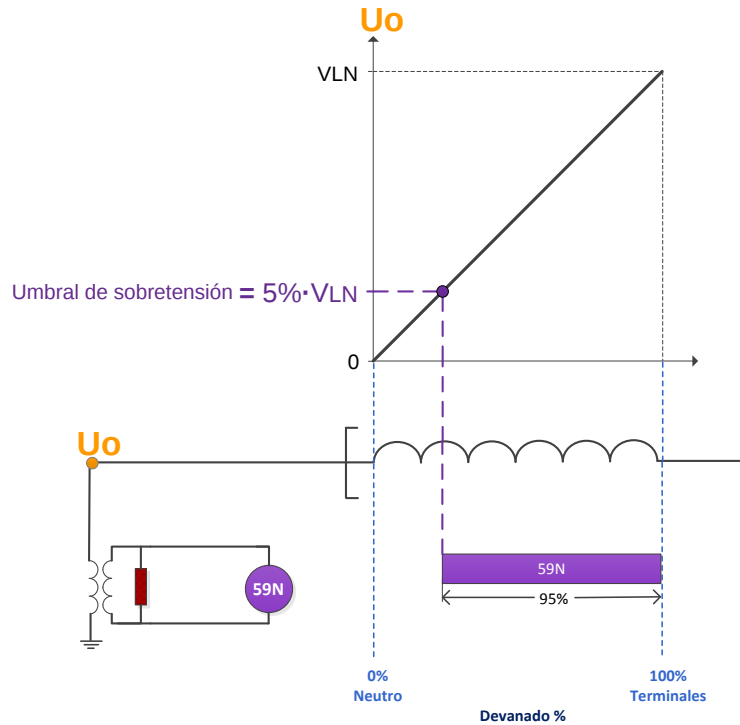
5.4.3. Cálculos de ajuste 59N

A continuación se muestran los criterios presentados en las normas para establecer el valor de cada parámetro de la función de protección 59N.

Criterio de la etapa de sobretensión: Según la norma IEEE Std. C37.101 de 2006, el umbral de sobretensión (**5002: Tensión de desplazamiento Uo>**) debe ser lo suficientemente alto para que no opere con las tensiones de secuencia cero producidas por los desequilibrios normales del sistema. Normalmente el ajuste de sobretensión (**5002**) se establece entre el 5 y el 10% de la tensión de fase del generador **VLN**. Sin embargo, antes de poner el esquema de protección en servicio, se debe medir la tensión máxima de secuencia cero en estado estable, que corresponde cuando la máquina está operando a carga nominal. Para asegurarse de que la protección 59N no opere en el desequilibrio normal del sistema [13].

El porcentaje de devanado protegido por la función 59N, depende del valor del umbral de sobretensión. Si el umbral de sobretensión se ajusta en el 5% de la tensión de fase del generador **VLN**, se podrán detectar cortocircuitos que ocurran dentro del 5 al 100% del devanado, lo cual equivale a una protección para el 95% del devanado desde los terminales de salida del generador, como se ilustra en la Figura 58.

Figura 58. Zona protegida por la función 59N, con un ajuste del 5% de VLN



En este caso, la función 59N no proporciona protección para fallas en el 5% del devanado desde el punto neutro, dado que estas fallas no producen suficiente tensión de secuencia cero U_o para producir el disparo de la protección.

Para el caso de la planta de Amaime, se propone un ajuste de sobretensión igual al 10% de la tensión de fase del generador VLN , con lo cual se proporcionará protección sensible para fallas en el 90% del devanado desde los terminales de salida del generador. Los cálculos se muestran a continuación:

El cálculo del ajuste de sobretensión de secuencia cero en el lado primario del transformador de puesta a tierra se ilustra en la Ecuación 27.

$$Umbral_{U_{o>}} = (10\%) \cdot (VLN) = (10\%) \cdot \left(\frac{13,8KV}{\sqrt{3}} \right) = 796,743 V \text{ lado primario} \quad \text{Ecuación 27}$$

Este umbral de arranque de sobretensión de secuencia cero en el lado secundario del transformador de puesta a tierra, que es el valor visto por el relé, se expresa en la Ecuación 28.

$$Umbral_{U_{0>}} = (796,743V) \cdot \left(\frac{1}{RTP} \right)$$

$$Umbral_{U_{0>}} = (796,743V) \cdot \left(\frac{240}{13800} \right)$$

$$Umbral_{U_{0>}} = 13,856 V \approx 13,9 V \text{ lado secundario}$$

Ecuación 28

Finalmente, el arranque de sobretensión (**5002: Tensión de desplazamiento U_{0>}**) se puede ajustar en 13,9 voltios.

Criterio de la etapa de tiempo: La protección 59N debe ser coordinada en tiempo con las protecciones de falla a tierra de la red [5]. Este criterio aplica, si y solo si, las fallas a tierra externas o de la red, afecten la tensión de secuencia cero de la zona del generador. Como es en el caso de los generadores que están conectados directamente a la red, es decir, sin transformador elevador.

En la central de Amaime, el generador está conectado a la red a través de un transformador de elevador que tiene una conexión estrella-delta. Este grupo de conexión del transformador de potencia impide que la protección 59N vea fallas monofásicas externas, por lo tanto, no es necesario coordinar la protección 59N con las protecciones de falla a tierra de la red.

El tiempo de retardo implementado actualmente de 0,15 segundos es un buen ajuste de tiempo, puesto que brinda una respuesta rápida de protección.

En la Tabla 34, se presentan los ajustes propuestos para la protección 59N de acuerdo a los criterios presentados en las normas mencionadas.

Tabla 34. Ajustes propuestos de acuerdo a las normas para la Función 59N

No.	Variable de Ajuste	Ajustes Propuestos
5001	Protección S/E/F (59N/64G/67G)	ON
5002	Tensión de desplazamiento U_{0>}	13,9 V
5005	Tiempo de retardo TSEF	0,15 seg

5.4.4. Comparación con los ajustes actuales 59N

En la Tabla 35, se muestra la comparación entre los ajustes propuestos de acuerdo a las normas y los ajustes montados actualmente en el relé de protección de estudio.

Tabla 35. Tabla comparativa entre los ajustes montados con los propuestos, Función 59N.

No.	Variable de Ajuste	Ajustes propuestos	Ajustes Actuales	Comentario
5001	Protección falla a tierra estator	ON	ON	La protección falla a tierra estator (59N) actualmente está activada.
5002	Tensión de Desplazamiento U_0	13,9 V	12,0 V	Ajustes de sobretensión similares, ambos proporcionan protección aproximadamente en el 90% del devanado desde los terminales de salida del generador.
5005	Tiempo de retardo TSEF	0,15 seg	0,15 seg	El tiempo de retardo implementado actualmente de 0,15 segundos es un buen ajuste de tiempo, puesto que brinda una respuesta rápida de protección.

5.5. PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA ESTATOR CON TENSIÓN DE TERCER ARMÓNICO (27/59TN)

La función de protección 59N estudiada en el literal 5.4, no proporciona protección para fallas a tierra cercanas al neutro, dado que estas fallas no producen suficiente tensión de secuencia cero U_0 para producir el disparo de la protección.

Con el fin de proporcionar protección para todo el devanado del estator, se aplican esquemas adicionales de protección. Un esquema adicional es la protección de falla a tierra con tensión de tercer armónico **27/59TN**, la cual brinda protección para fallas cercanas al neutro [5]. Con una cobertura máxima que está normalmente entre el 10 y el 30% desde el punto neutro [13].

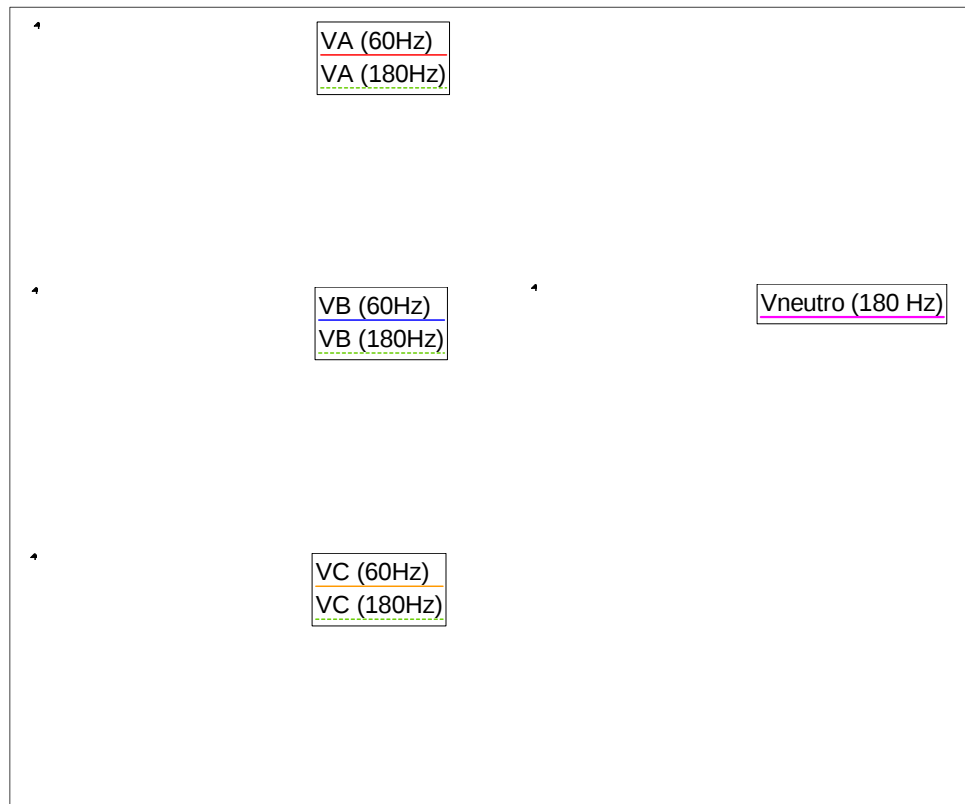
5.5.1. Funcionamiento de la protección 27/59TN

La tensión del tercer armónico se refiere a la tensión que tiene una frecuencia de tres veces la frecuencia fundamental. En el sistema de potencia de Colombia, la frecuencia fundamental es de 60 Herz, por lo tanto, tiene una tensión del tercer armónico con una

frecuencia de 180 Herz. Mientras que en el sistema de potencia de Europa, la frecuencia fundamental es de 50 Herz, así que tiene una tensión del tercer armónico con una frecuencia de 150 Herz.

Según la norma IEEE Std. C37.101 de 2006 [13], los generadores generan tensiones de tercer armónico en las tres fases, de igual magnitud en cada una de ellas, como se ilustra en la Figura 59. Estas tensiones de tercer armónico se encuentran en fase, por consiguiente, se suman en el neutro del generador apareciendo como tensión de secuencia cero.

Figura 59. Tensión de tercera armónica medida en las fases y en el neutro

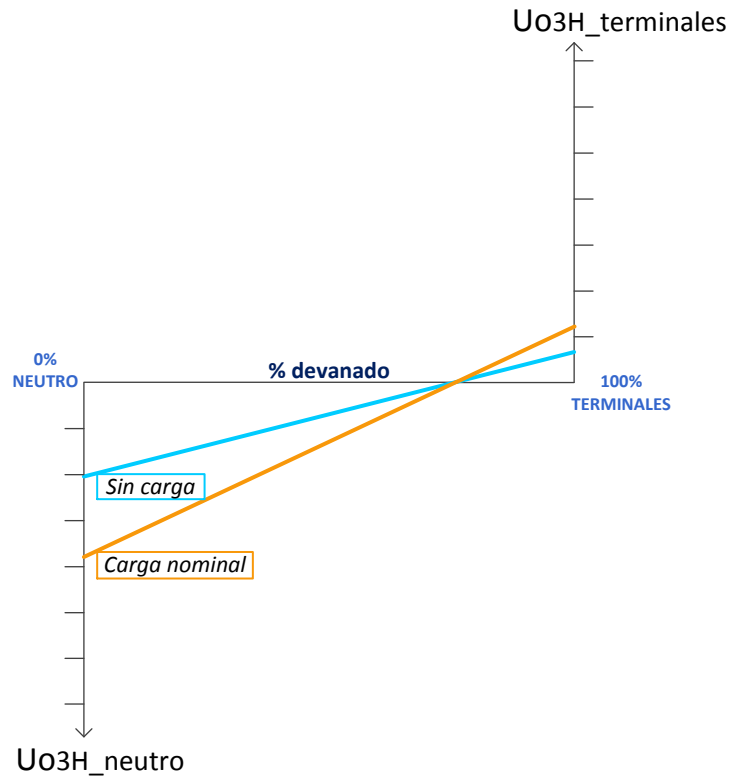


La norma IEEE Std. C37.101 de 2006, dice que: “La producción de armónicos en un generador depende de muchos factores, como: la distancia entre una ranura, la variación en la reluctancia que se produce en varias posiciones del polo y del paso polar. Las dificultades de fabricación y sus costos asociados, generalmente limitan el diseño de máquinas, y debido a esto se presenta el tercer armónico” [13].

También, la tensión del tercer armónico varía en función del punto de operación del generador [5]. La tensión de tercer armónico es directamente proporcional a la carga, lo que significa que a mayor carga mayor tensión del tercer armónico. Esto se puede

apreciar en la Figura 60, en la cual la tensión del tercer armónico medido en los terminales de las fases y en el neutro del generador, es mayor a carga nominal que en condición sin carga.

Figura 60. Tensión de tercera armónica a lo largo del devanado en función de la carga



Operación normal (sin falla)

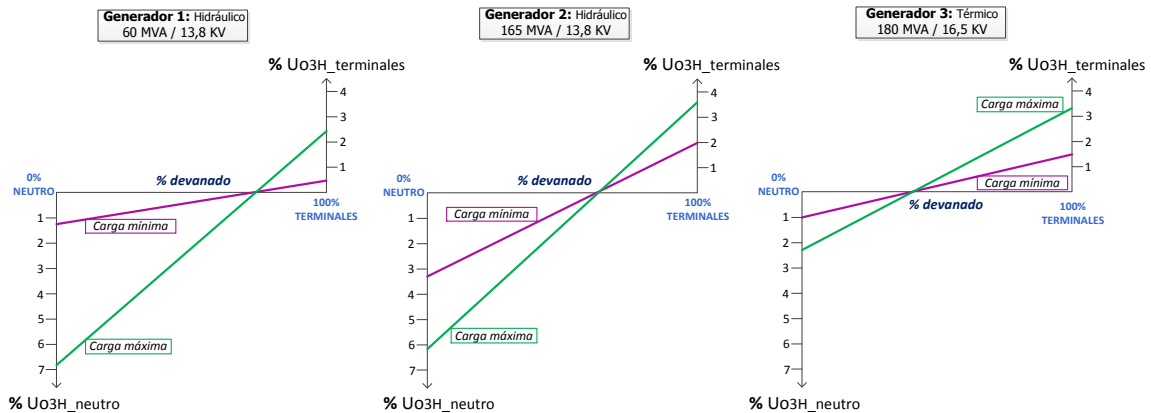
Dónde:

U_{03H_neutro} : Tensión de secuencia cero de tercer armónico medido en el neutro.

$U_{03H_terminales}$: Tensión de secuencia cero de tercer armónico medido en los terminales de las fases.

En la Figura 61, se muestra para tres generadores diferentes, dos hidráulicos y uno térmico, las tensiones de tercer armónico cuando el generador está operando a carga máxima y a carga mínima.

Figura 61. Ejemplos de tensiones de tercer armónico en función de la carga



Nota: U03H expresado en tanto por ciento de la tensión nominal fase-neutro del generador

Fuente: [14], Figura 8.13, p. 284.

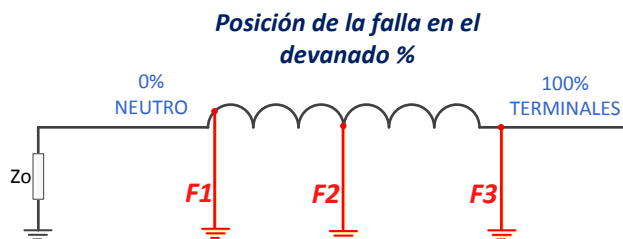
Se observa en la Figura 61, que para los tres generadores, la tensión del tercer armónico medido en los terminales de salida y en el neutro del generador, es mayor a carga máxima que a carga mínima.

Cuando ocurre una falla a tierra, la línea característica de tensión del tercer armónico se desplaza dependiendo de la posición de la falla. La norma IEEE Std. C37.102 de 2006, expresa lo siguiente: “Si se produce una falla a tierra en el estator en el punto que la línea **cruza por cero**, no se produce ningún cambio en la magnitud de tensión de tercer armónico ni en el neutro, ni en los terminales de salida del generador”.

También, dice que: “Una falla a tierra en cualquier otro punto producirá que la línea característica se desplace, de tal manera que el punto de **cruce cero** es en la posición de la falla”. En otras palabras, la línea característica se desplaza de manera que la tensión del tercer armónico medida en el punto de la falla es cero volt.

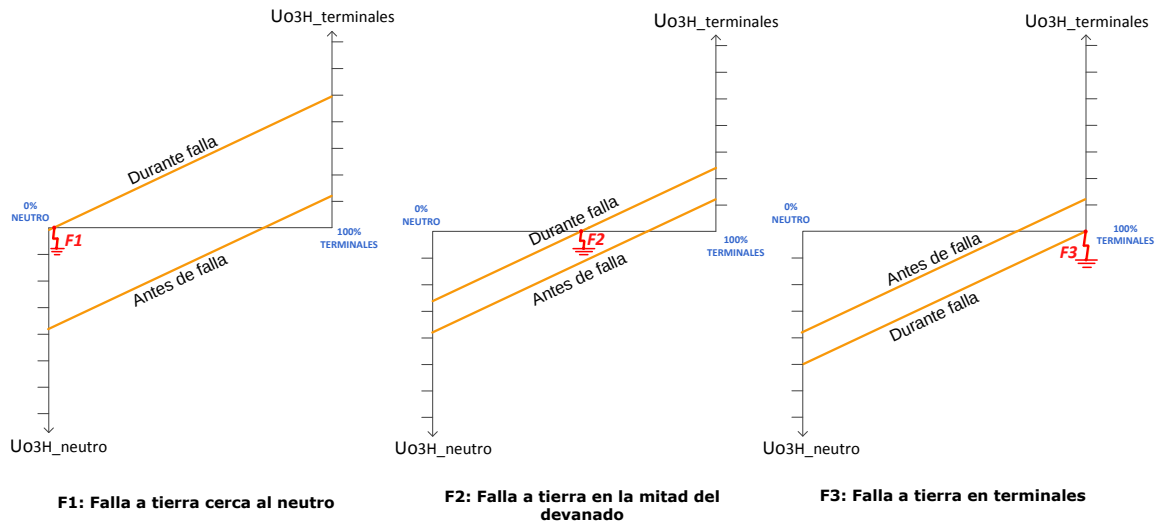
En la Figura 62, se ilustran los devanados del estator del generador de la Figura 60 y se presentan diferentes puntos de falla a tierra. Los puntos de falla que se muestran son: Falla **F1**, cerca al punto neutro; falla **F2**, en la mitad del devanado, y falla **F3**, en los terminales de salida del generador.

Figura 62. Puntos de falla a tierra en el devanado



En la Figura 63, se ilustran para cada uno de los puntos de falla a tierra, las tensiones del tercer armónico, se asume en todos los casos que el generador de la Figura 60 está operando a carga nominal.

Figura 63. Tensión del tercer armónico para diferentes puntos de falla a tierra



En la Figura 63 se observa que la línea característica de tensión durante la falla, se desplaza en todos los casos y la tensión medida en el punto de la falla es cero volt.

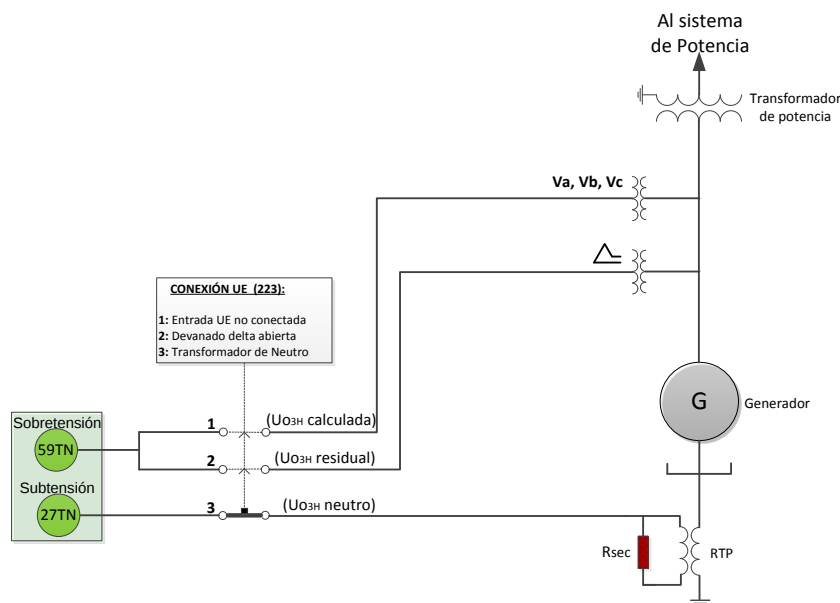
La protección de falla a tierra estator con tensión de tercer armónico **27/59TN** implementa un umbral de subtensión de tercer armónico o un umbral de sobretensión de tercer armónico para detectar las fallas a tierra cercanas al neutro.

Las direcciones o los números de identificación de estos ajustes en el relé son **(5202)** y **(5203)**, respectivamente.

Como los ajustes de subtensión y sobretensión son excluyentes, se ajusta uno solo de ellos. Si se mide el voltaje de tercer armónico entre el punto neutro y tierra del transformador de puesta a tierra, se habilita el umbral de subtensión **(5202)**, como se muestra en el esquema de la Figura 64.

Por el contrario, si se mide el voltaje de tercer armónico en los terminales del generador, ya sea que su medida se realice por medio de un transformador trifásico con conexión delta abierta, o calculada a partir de las tensiones de fase-neutro. Se habilita el umbral de sobretensión **(5203)**, como se muestra en el esquema de la Figura 64.

Figura 64. Formas de conectar la protección 27/59TN

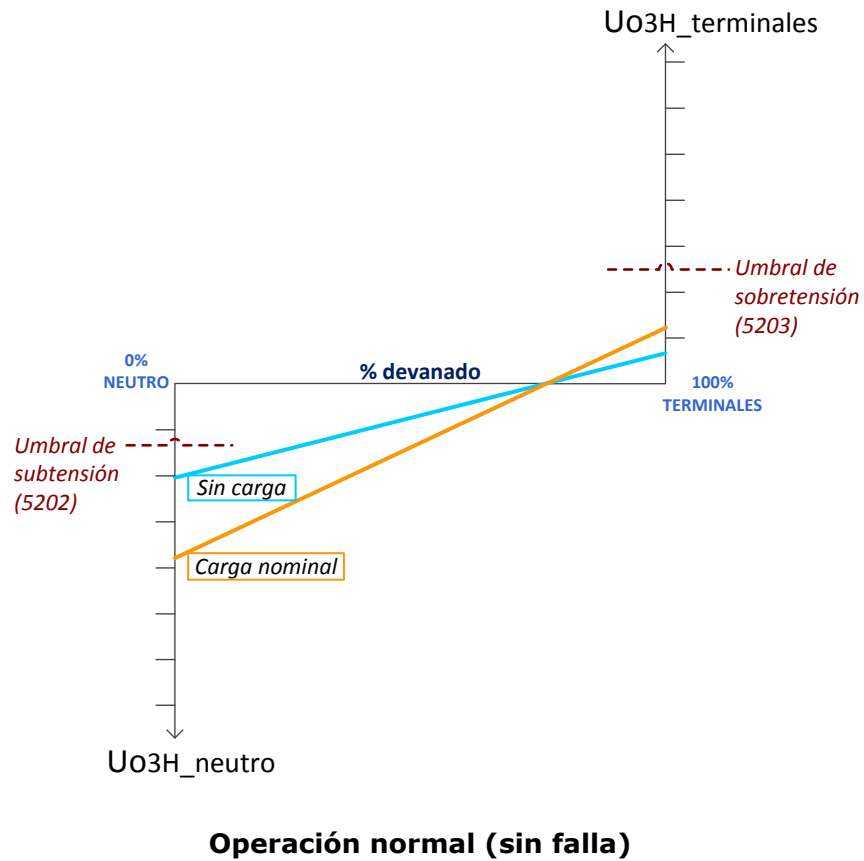


La configuración del umbral de subtensión (**5202**) o del umbral de sobretensión (**5203**) debe basarse en las tensiones de tercer armónico en diferentes puntos de operación del generador considerando estados de subexcitación y sobreexcitación. En la Figura 65 se muestra un ejemplo de la configuración de estos umbrales de protección, considerando las características de tensión en operación sin carga y con carga nominal.

El umbral de subtensión (**5202**) debe ser ajustado en un valor menor de la tensión mínima medida en el neutro, que en el ejemplo de la Figura 65 es durante la condición “sin carga”.

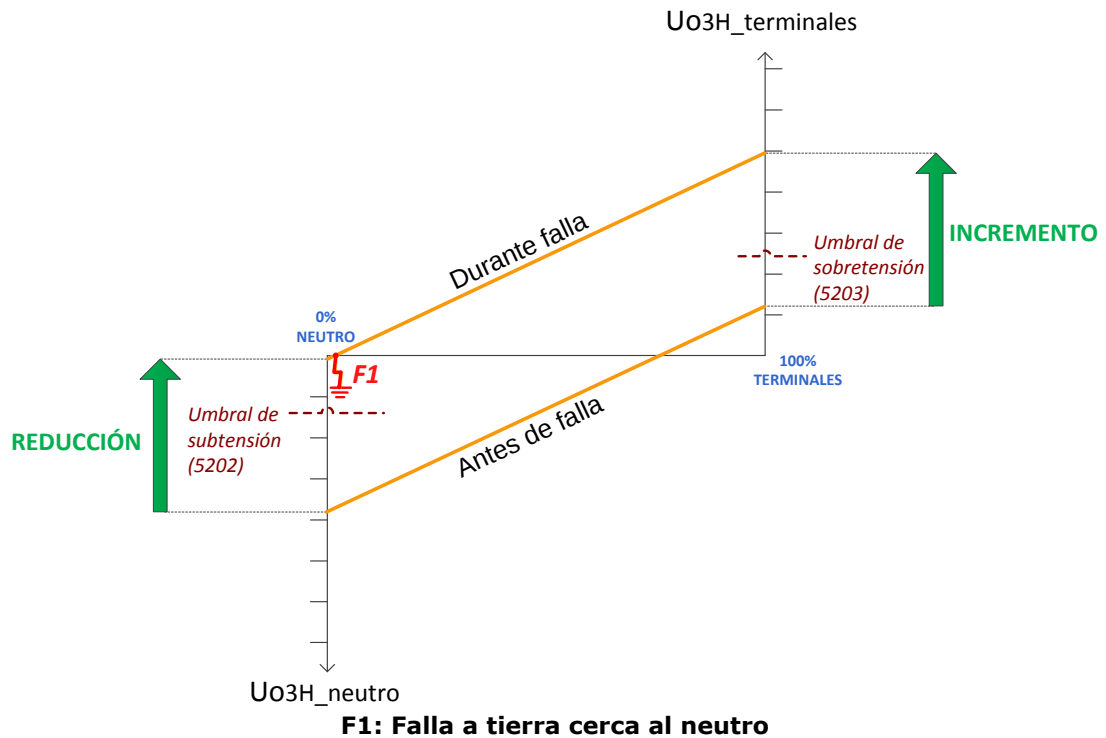
De igual forma, el umbral de sobretensión (**5203**) debe ser ajustado en un valor por encima de la tensión máxima medida en los terminales del generador, que en el ejemplo de la Figura 65 es durante la condición con “carga nominal”.

Figura 65. Umbrales de protección del generador



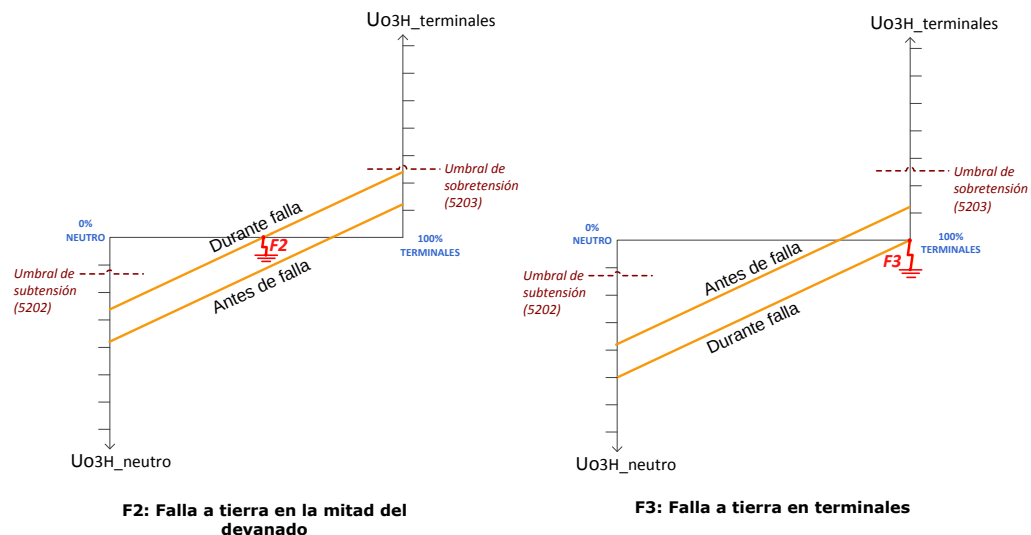
La función de protección 27/59TN está diseñada para detectar fallas a tierra cercanas al neutro, debido a que la tensión de tercer armónico medida en el neutro se reduce lo suficiente como para superar el umbral de subtensión (**5202**). O debido a que la tensión del tercer armónico medida en los terminales del generador, se incrementa lo suficiente como para superar el umbral de sobretensión (**5203**), como se ilustra en la Figura 66.

Figura 66. Detección de la falla a tierra cerca al neutro



La función 27/59TN no detecta fallas a tierra lejanas del neutro del generador, como en los casos: una falla a tierra en la mitad del devanado y una falla a tierra en los terminales de salida del generador. Debido a que la tensión del tercer armónico medido en el punto neutro no supera el umbral de subtensión (5202), ó porque la tensión del tercer armónico medido en los terminales del generador no supera el umbral de sobretensión (5203), como se ilustra en la Figura 67.

Figura 67. La función 27/59TN no detecta fallas a tierra lejanas del neutro del generador



La función de protección falla a tierra estator con tensión de tercer armónico 27/59TN del relé Siemens 7UM622, opera de acuerdo al diagrama funcional de la Figura 68.

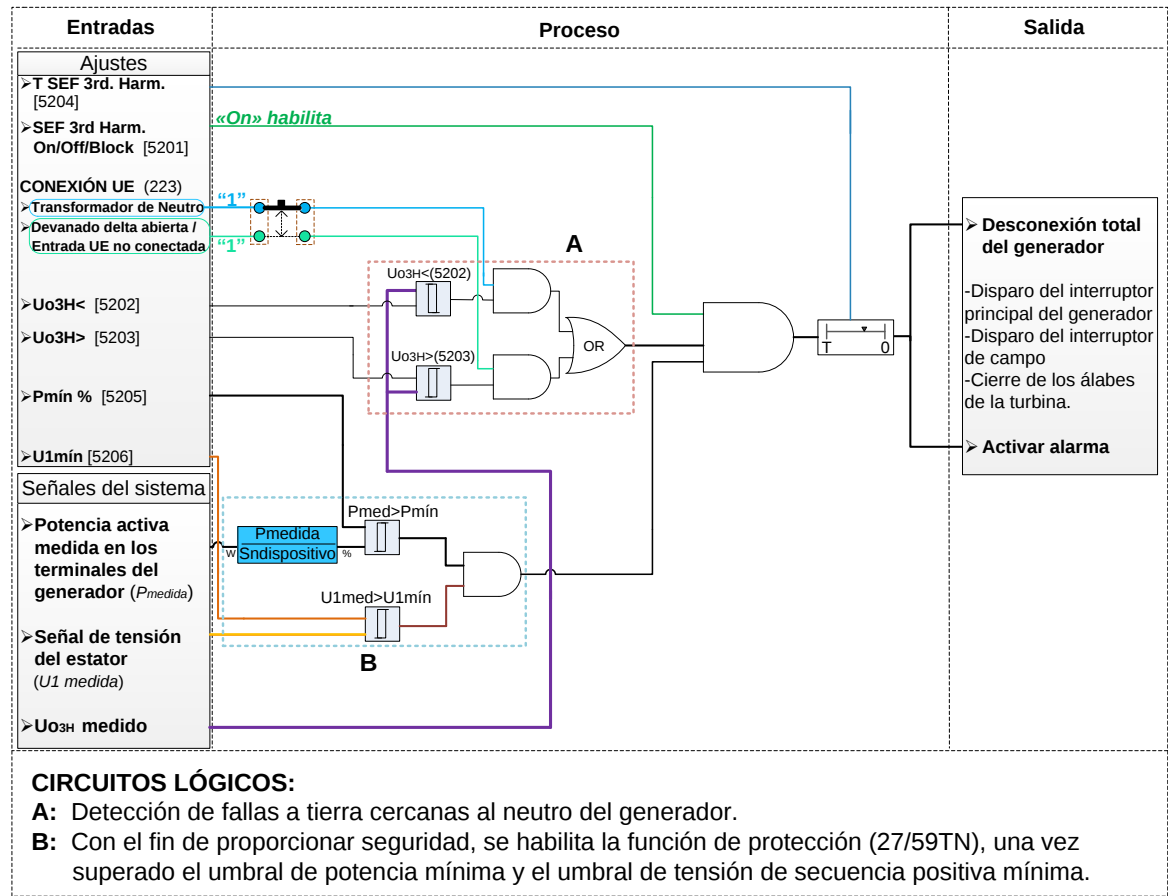
La protección **27/59TN** es bloqueada, durante el arranque o parada de la máquina con el fin de evitar disparos indeseados. El bloqueo de la protección se produce cuando la tensión de secuencia positiva medida (**U1med**) es menor que el ajuste de tensión mínima (**5206: Tensión mínima U1mín>**) y la potencia activa medida (**Pmed**) es menor que el ajuste de potencia mínima (**5205: Potencia mínima Pmín>**).

Dado que la tensión de tercer armónico depende del punto de operación, y de acuerdo a la curva característica de tercer armónico en ocasiones es necesario autohabilitarla después de un valor de potencia activa considerado en el ajuste **Pmín**.

Si se tiene habilitada la etapa de subtensión 27TN, la tensión de tercer armónico medida en el punto neutro es comparada con el ajuste de subtensión (**5202: Umbral de subtensión U03H<**). Cuando se produce una falla a tierra cerca al punto neutro, la tensión medida se reduce lo suficiente, de modo que puede superar el umbral de subtensión (**5202**). Si esta falla se sostiene durante un tiempo determinado (**5204: Tiempo de retardo TSEF 3er. Armónico**), la protección opera, es decir, inicia la desconexión del generador del sistema [10].

De manera similar funciona, si se tiene habilitada la etapa de sobretensión 59TN.

Figura 68. Diagrama funcional de la protección 27/59TN



Fuente: [10], Figura 2-94, p. 218.

5.5.2. Panel de ajuste del 27/ 59TN

En la Tabla 36, se describen los ajustes de la función de protección 27/59TN del relé SIEMENS 7UM622.

Tabla 36. Descripción de los ajustes de la protección 27/59TN.

No.	Descripción
5201	<i>Para activar la protección 27/59TN seleccione (ON), desactivarla seleccione (OFF), bloquearla seleccione (Block Relay).</i>
5202	<i>Umbral de subtensión de tercer armónico ($U_{03H<}$). Esta etapa se habilita cuando la tensión de tercer armónico es medida en el neutro a través del transformador de puesta a tierra.</i>
5203	<i>Umbral de sobretensión de tercer armónico ($U_{03H>}$). Esta etapa se habilita cuando la tensión del tercer armónico es medida en los terminales del generador, ya sea que su medida se realice por medio de un transformador trifásico delta abierta, o calculada a partir de las tensiones de fase-neutro.</i>
5204	<i>El tiempo de retardo (TSEF 3rd. Harm.). Una vez superado el umbral de protección, ya sea el umbral de subtensión o de sobretensión, se inicia el tiempo de retardo para el disparo de la protección de falla a tierra estator 27/59TN.</i>
5205	<i>La potencia activa mínima ($P_{mín}$). Este parámetro debe ser configurado en unidades porcentuales. Y sirve como criterio de habilitación de esta función de protección 27/59TN con el fin de proporcionar seguridad [10].</i>
5206	<i>La tensión de secuencia positiva mínima ($U_{1mín}$). Este parámetro sirve como criterio de bloqueo de la función de protección 27/59TN. Con el cual se puede evitar el disparo indeseado de esta protección durante el arranque o parada de la máquina, ya que es posible que el generador no produzca el suficiente voltaje de tercer armónico hasta que el voltaje en sus terminales alcance el valor nominal o un valor cercano [12].</i>

Tabla 37. Variables de entrada de la protección 27/59TN

La tensión de secuencia cero de tercer armónico (U_{03H}). Esta tensión se mide en el neutro o en los terminales de salida del generador.
Señal de tensión del estator: La función 27/59TN mide de esta señal la magnitud de la componente de secuencia positiva (U_1).
La Potencia Activa en terminales del generador: La potencia activa es medida en Watts, y luego es convertida en el relé, a valores porcentuales dividiéndola por la potencia aparente nominal del dispositivo o relé de protección ($S_{ndispositivo}$). Esto puede apreciarse en la siguiente fórmula: $P(\%) = P_{medida}/S_{ndispositivo}$.

Tabla 38. Rangos de valores de los parámetros de ajuste de la protección 27/59TN del relé SIEMENS.

Umbral de subtensión Uo3H<	0,2 V a 40,0 V	Incrementos 0,1 V
Umbral de sobretensión Uo3H>	0,2 V a 40,0 V	Incrementos 0,1 V
Tiempo de retardo TSEF (3er armónico)	0,00 s a 60,00 s ó ∞ (indefinido)	Incrementos 0,01 s
Potencia mínima Pmín>	10% a 100% ó 0 (inoperante)	Incrementos 1%
Tensión mínima U1mín>	50,0 V a 125,0 V ó 0 (inoperante)	Incrementos 0,1 V

Fuente: [10], p. 498.

5.5.3. Cálculos de ajuste 27/ 59TN

Ajuste de la tensión mínima para el bloqueo de la protección: El ajuste de tensión mínima (**5206: Tensión mínima U1mín>**) debe establecerse en un valor por debajo de la tensión mínima permitida en los terminales del generador [12]. Esta tensión mínima permitida, según la norma IEEE Std. C37.102 de 2006, es equivalente al 95% de la tensión nominal del generador **UN**. Por lo tanto, se propone un ajuste del 90% de la tensión nominal del generador **UN**, lo que equivale a 108 Voltios. El cálculo realizado se muestra en la Ecuación 29.

$$U1_{mín} = (90\%) \cdot (UN) \cdot \left(\frac{1}{RTP} \right) = (90\%) \cdot (13,8 KV) \cdot \left(\frac{120}{13800} \right) = 108 \text{ Voltios} \quad \text{Ecuación 29}$$

Ajuste de la potencia mínima para el bloqueo de la protección: El parámetro de potencia mínima (**5205**) debe ser configurado basado en la característica de la tensión del tercer armónico en función de la carga o potencia activa. El ajuste de potencia mínima se selecciona de manera que se restrinja la operación en los valores de potencia, en los cuales se producen los niveles más bajos de tensión del tercer armónico. Esto con el fin de evitar disparos indeseados de esta protección.

El ajuste de potencia mínima del relé Siemens debe estar en por unidad, es decir, en unidades porcentuales (%), teniendo como base la potencia nominal vista por el relé (**Snrelé**). Por consiguiente, la potencia mínima se calcula mediante la Ecuación 30.

$$P_{\min} [\%] = \left(\frac{P_{\min} [MW]}{S_{n_{relé}} [MW]} \right) = \left(\frac{P_{\min}}{\sqrt{3} \cdot (U_{TP_prim}) \cdot (I_{TC_prim})} \right) \quad \text{Ecuación 30}$$

Fuente: [10], p.220.

Dónde:

U_{TP_prim} = Tensión nominal del lado primario del transformador de potencial.

I_{TC_prim} = Corriente nominal del lado primario del transformador de corriente.

Para el caso de la central de Amaime, el parámetro de potencia mínima (**5205**) debe ser ajustado en campo, ya que se requiere medir la tensión del tercer armónico en función de la carga o potencia activa.

Criterio de la etapa de subtensión 27TN: Para la configuración de esta etapa se requieren mediciones de campo de la tensión de tercer armónico durante varias condiciones de carga. Especialmente, se requiere medir la tensión en la condición “sin carga” y con “carga nominal” para su mejor configuración [13].

Según la norma IEEE Std. C37.101 de 2006, el parámetro (**5202: Umbral de subtensión $U_{o3H<}$**) debe ajustarse aproximadamente en el 50% del mínimo valor de tensión del tercer armónico medido en el neutro, que corresponde cuando el generador está sin carga [5][13]. Este criterio se expresa en la Ecuación 31.

$$Umbral_{Subtensión} = 50\% \cdot (U_{o3H \text{ mínimo_neutro}}) \quad \text{Ecuación 31}$$

Para el caso de la planta de Amaime, el umbral de subtensión (**5202**) debe ser ajustado en campo, ya que se requiere medir la mínima tensión del tercer armónico en el punto neutro del generador.

En la Tabla 39, se muestran los ajustes propuestos para la protección 27/59TN de acuerdo a las normas.

Tabla 39. Ajustes Propuestos de acuerdo a las normas para la Función 27/59TN

No.	Variable de Ajuste	Ajustes Propuestos
5201	Protección SEF 3er. Armónico	OFF
5202	Umbral de subtensión $U_{o3H<}$	- -
5204	Tiempo de retardo T SEF 3er. Armónico	0,5 seg
5205	Potencia mínima $P_{\min>}$	- -
5206	Tensión mínima $U_{1\min>}$	108,0 V

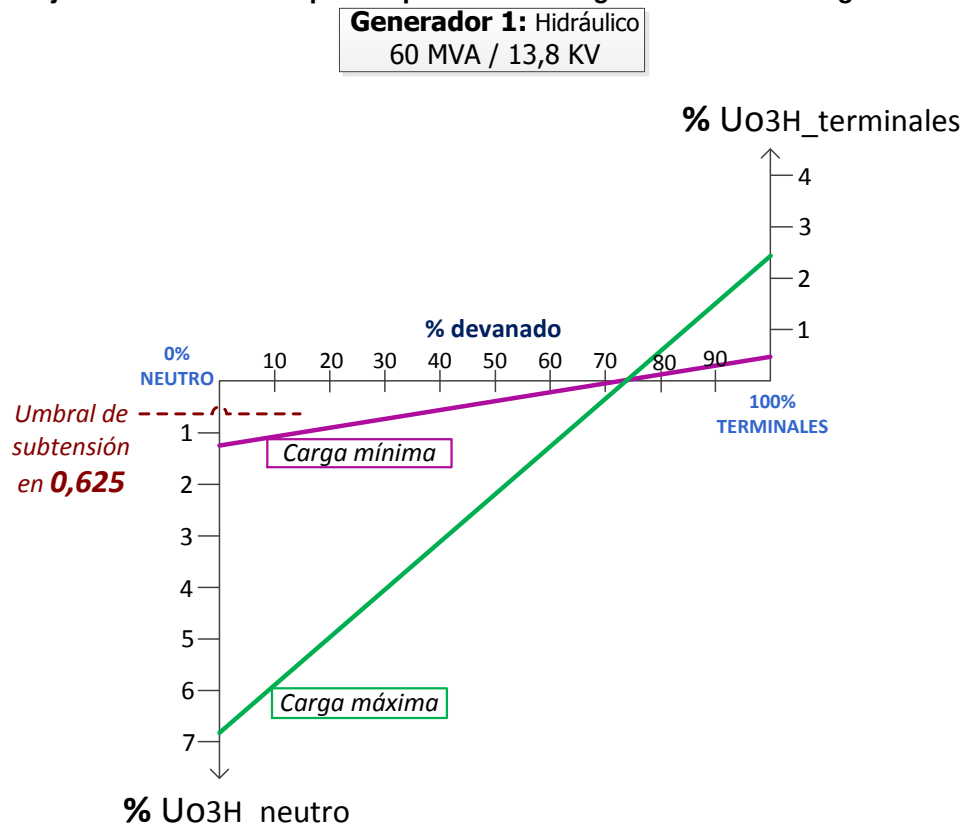
La protección falla a tierra estator con tensión de tercer armónico **27/59TN** de la central de Amaime está actualmente configurada en la etapa de subtensión. Sin embargo, esta protección no está activada, pues su parámetro (**5201**) está ajustado en la opción **OFF**.

La razón por la cual en la planta de Amaime no utilizan esta protección es porque podría no ser efectiva, dado que la tensión del tercer armónico es muy pequeña.

A continuación, se muestra un ejemplo de configuración del umbral de subtensión de tercer armónico.

Ejemplo: En la Figura 69 se muestran las tensiones de tercer armónico del generador 1 de la Figura 61, y el ajuste del umbral de subtensión visto en el lado primario.

Figura 69. Ajuste de subtensión para la protección del generador 1 de la figura 61



Nota: Uo3H expresado en tanto por ciento de la tensión nominal fase-neutro del generador

Fuente: [14], Figura 8.13, p. 284.

El umbral de subtensión, según la norma IEEE Std. C37.102 de 2006, debe ser ajustado en el 50% de la tensión mínima medida en el neutro.

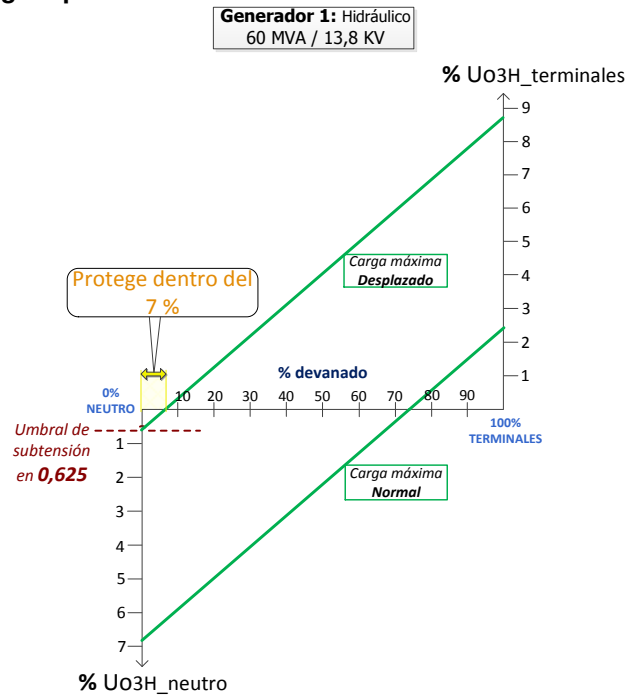
Para el generador 1 de la Figura 61, la tensión mínima medida en el neutro es durante la condición con “carga mínima”, que tiene un valor igual a 1,25% de la tensión nominal fase-neutro (V_{fase}).

Entonces, el umbral de subtensión visto en el lado primario, debe ser igual al 50% de 1,25% de la tensión de fase (V_{fase}). Lo cual equivale a 0,625% de la tensión de fase (V_{fase}), como se ilustra en la Figura 69. El cálculo del ajuste de subtensión visto en el lado primario se muestra en la Ecuación 32.

$$\begin{aligned}
 Umbral_{Subtensión} &= (50\%) \cdot [Uo3H_{Mínimo_Neutro}] \\
 &= (50\%) \cdot [(1,25\%) \cdot (V_{fase})] \\
 &= 0,625\% \cdot V_{fase}
 \end{aligned}
 \tag{Ecuación 32}$$

Con un umbral de subtensión de 0,625%, el porcentaje de devanado protegido para la condición con “carga máxima” es aproximadamente del 7% desde el punto neutro. Cuyo valor se obtuvo desplazando la curva de tensión en operación con “carga máxima” hasta el valor del umbral de subtensión, como se muestra en la Figura 70.

Figura 70. Zona protegida por la función 27TN



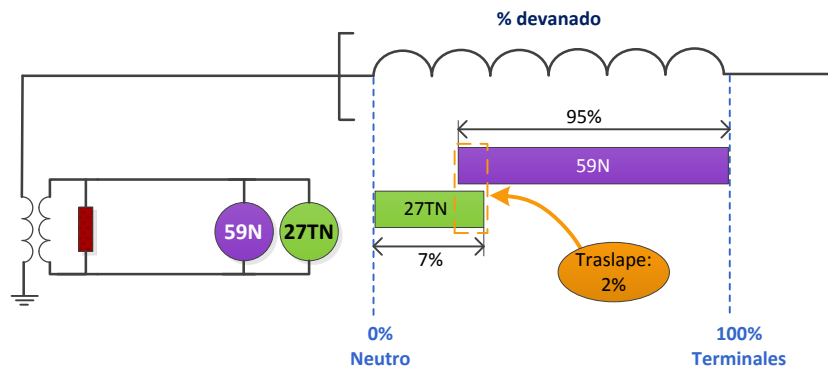
Nota: Uo3H expresado en tanto por ciento del voltaje nominal fase-neutro del generador

En este ejemplo, la zona protegida por la función de subtensión **27TN** es dentro del 7% desde el punto neutro. Para proteger todo el devanado se deberá utilizar una protección

complementaria, como por ejemplo: la protección de falla a tierra estator **59N**, la cual cubre normalmente entre el 90 al 95% del devanado desde los terminales de salida del generador.

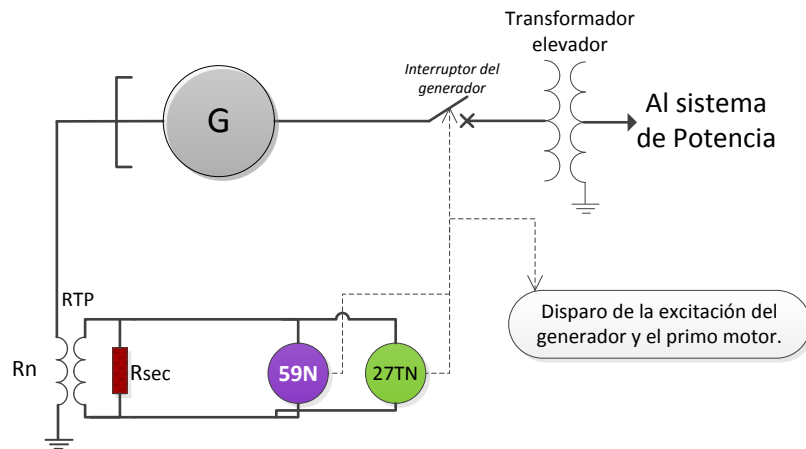
Si en el ejemplo anterior, se utiliza la protección 59N, suponiendo que fue ajustada para proporcionar protección para el 95% del devanado desde los terminales del generador. Entonces, existirá una cobertura completa, ya que la función de tercera armónica **27TN** cubrirá entre 0% a 7%, y la función **59N** cubrirá entre 5% al 100% del devanado. En la Figura 71 se ilustra la superposición de estas dos funciones de protección.

Figura 71. Superposición de las protecciones 59N y 27TN



La filosofía de disparo de las protecciones 59N y 27TN se muestran en la Figura 72.

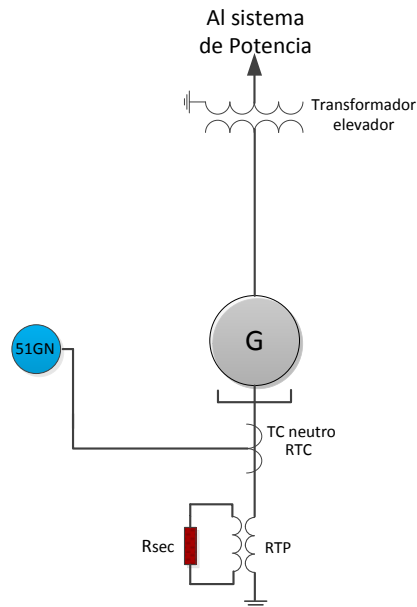
Figura 72. Filosofía de disparo de las protecciones 59N y 27TN



5.6. PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA ESTATOR CON CORRIENTE SENSITIVA A TIERRA (SEF- 51GN)

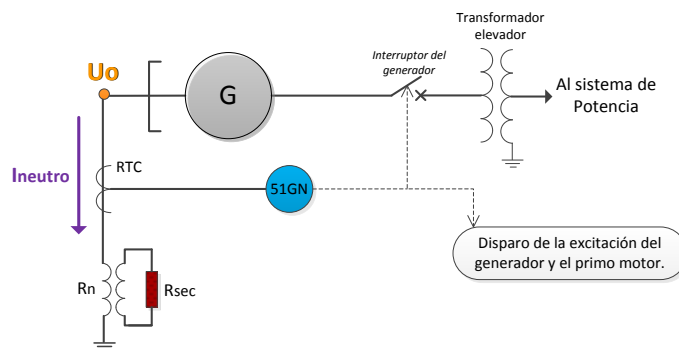
La protección de falla a tierra estator **51GN** evalúa la corriente de secuencia cero para la frecuencia de 60 Herz. Esta corriente puede ser medida directamente en el neutro, como se ilustra en la Figura 73.

Figura 73. Forma de conectar la protección 51GN



En la Figura 74, se ilustra la conexión y filosofía de disparo de la protección 51GN. Y se indica la variable medida, que es la corriente que circula por el neutro del generador (I_{neutro}).

Figura 74. Conexión y filosofía de disparo de la protección 51GN



La función 51GN, detecta la ocurrencia de una falla a tierra mediante el incremento de la corriente de secuencia cero o de la corriente que circula por el neutro.

La magnitud de la corriente de secuencia cero o de la corriente que circula por el neutro en operación normal es igual a cero, o aproximadamente cero considerando el desequilibrio normal del sistema [13]. Pero en caso de falla a tierra, la magnitud de la corriente que pasa por el neutro depende de la posición de la falla en el devanado.

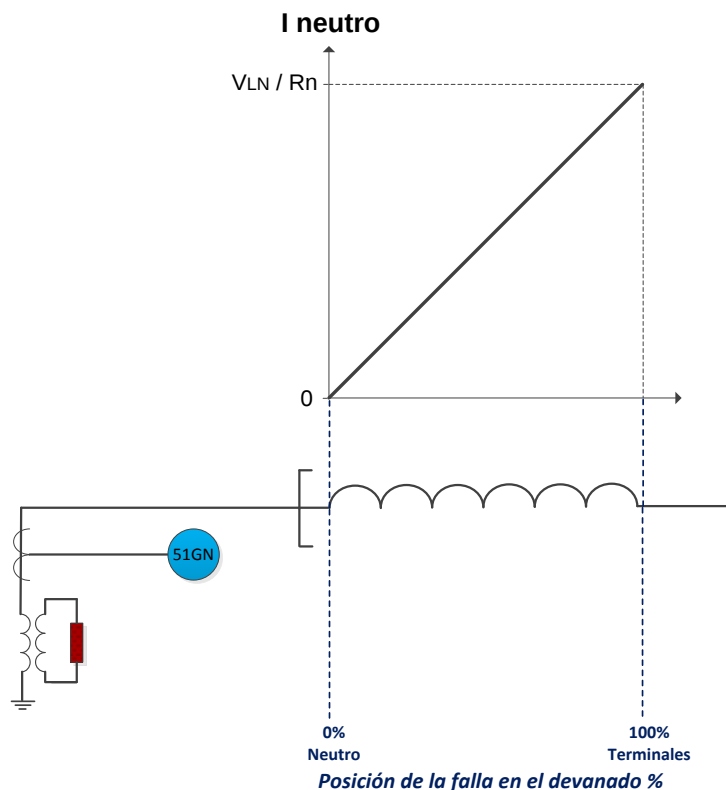
Si la falla a tierra ocurre en los terminales del generador, la tensión de secuencia cero U_0 ó la tensión del neutro, alcanza un valor máximo igual a la tensión línea-neutro del generador V_{LN} [13]. Por lo tanto, la corriente que circula por el neutro (I_{neutro}) durante esta falla también será máxima. Esta corriente se calcula mediante la ley de ohm expresada en la Ecuación 33.

$$I_{neutro} = \frac{U_0}{R_n} = \frac{V_{LN}}{R_n}$$

Ecuación 33

Si la falla a tierra ocurre en algún punto del devanado del estator, el valor de la corriente por el neutro será directamente proporcional al punto de la falla en el devanado, como se ilustra en la Figura 75.

Figura 75. Corriente por el neutro en función del punto de falla en el devanado



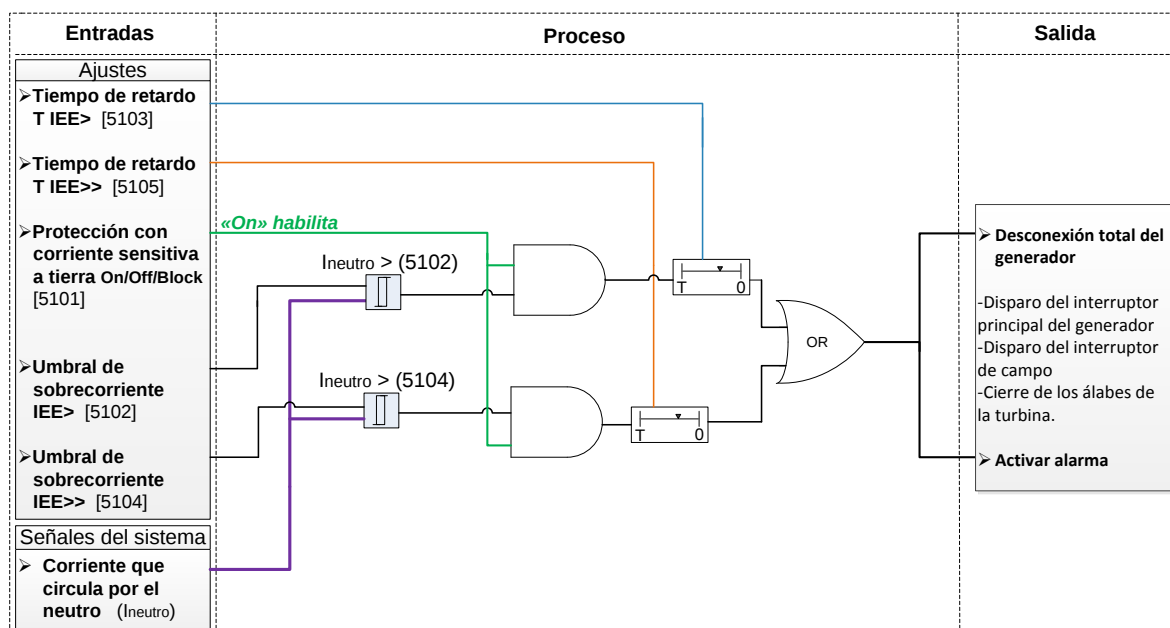
5.6.1. Funcionamiento de la protección 51GN

La función de protección de falla a tierra estator 51GN del relé multifuncional Siemens 7UM622, opera de acuerdo al diagrama funcional de la Figura 76. La corriente de secuencia cero o la corriente que circula por el neutro es medida y comparada con los umbrales de sobrecorriente (**5102: Umbral de sobrecorriente IEE>**) y (**5104: Umbral de sobrecorriente IEE>>**).

Cuando se produce una falla a tierra, la corriente por el neutro se incrementa. Si la corriente por el neutro supera el primer umbral de sobrecorriente (**5102**), la orden de disparo se transmite con un retardo de tiempo (**5103: Tiempo de retardo T IEE>**).

Pero si la corriente por el neutro supera el segundo umbral de sobrecorriente (**5104**), la orden de disparo se transmite con un retardo de tiempo (**5105: Tiempo de retardo T IEE>>**).

Figura 76. Diagrama funcional de la protección 51GN



Fuente: [10], Figura 2-91, p. 212.

5.6.2. Panel de ajuste del 51GN

En la Tabla 40, se describen los ajustes de la función de protección 51GN del relé SIEMENS 7UM622.

Tabla 40. Descripción de los ajustes de la protección 51GN

No.	Descripción
5101	<i>Para activar la protección 51GN seleccione (ON), desactivarla seleccione (OFF), bloquearla seleccione (Block Relay).</i>
5102	<i>Primer umbral de sobrecorriente (IEE>).</i>
5103	<i>Es el tiempo de retardo de disparo, el cual se inicia tan pronto es superado el primer umbral de sobrecorriente (IEE>).</i>
5104	<i>Segundo umbral de sobrecorriente (IEE>>).</i>
5105	<i>Es el tiempo de retardo de disparo, el cual se inicia tan pronto es superado el segundo umbral de sobrecorriente (IEE>>).</i>

Tabla 41. Variable de entrada de la protección 51GN

Corriente que circula por el neutro (I_{neutro}): Es la corriente de secuencia cero o la corriente a tierra.

Tabla 42. Rangos de valores de los parámetros de ajuste de la protección 51GN del relé SIEMENS.

Umbral de sobrecorriente IEE >	2 mA a 1000 mA	Incrementos 1 mA
Tiempo de retardo T IEE>	0,00 s a 60,00 s ó ∞ (indefinido)	Incrementos 0,01 s
Umbral de sobrecorriente IEE >>	2 mA a 1000 mA	Incrementos 1 mA
Tiempo de retardo T IEE>>	0,00 s a 60,00 s ó ∞ (indefinido)	Incrementos 0,01 s

Fuente: [10], p. 497.

5.6.3. Cálculos de ajuste 51GN

Criterio de ajuste de las etapas de sobrecorriente: La protección de falla a tierra estator con corriente sensitiva a tierra **51GN** brinda protección para fallas típicamente entre el 90 al 95% del devanado desde los terminales de salida del generador [5].

El porcentaje de devanado protegido por la función 51GN, depende del valor del umbral de sobrecorriente. Si el umbral de sobrecorriente se ajusta en el 10% de la corriente máxima que circula por el neutro durante falla (V_{LN}/R_n), se podrán detectar cortocircuitos que ocurran dentro del 10 al 100% del devanado, lo cual equivale a una protección para el

Figura 77. Zona protegida por la función 51GN, con un ajuste del 10% de (VLN/Rn)

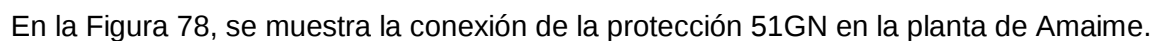


Figura 78. Conexión de la protección 51GN en la planta de Amaime



Para el caso de Amaime, se propone ajustar los umbrales de sobrecorriente (**5102**) y (**5104**) de la protección 51GN, en el 10% de la corriente máxima durante falla (V_{LN}/R_n). Con este ajuste propuesto se proporcionará protección sensible para fallas en el 90% del devanado desde los terminales de salida del generador.

La corriente máxima que circula por el neutro del generador durante falla, se calcula mediante la ley de ohm expresada en la Ecuación 34.

$$I_{neutro} = \frac{U_o}{R_n} = \frac{V_{LN}}{R_n} = \frac{7,97 KV}{793,5\Omega} = 10 A \text{ Lado primario del TC} \quad \text{Ecuación 34}$$

Esta corriente máxima que fluye por el neutro, vista en el lado secundario del transformador de corriente (**TC**), se calcula por medio de la Ecuación 35.

$$I_{neutro_sec} = (I_{neutro}) \cdot \left(\frac{1}{RTC} \right) = (10 A) \cdot \left(\frac{5}{20} \right) = 2,5 A \text{ Lado secundario del TC} \quad \text{Ecuación 35}$$

El cálculo del ajuste propuesto para los umbrales de sobrecorriente se expresa en la Ecuación 36.

$$Umbral_{Sobrecorriente} = (10\%) \cdot (I_{neutro_sec}) = (10\%) \cdot (2,5 A) = 250 mA \quad \text{Ecuación 36}$$

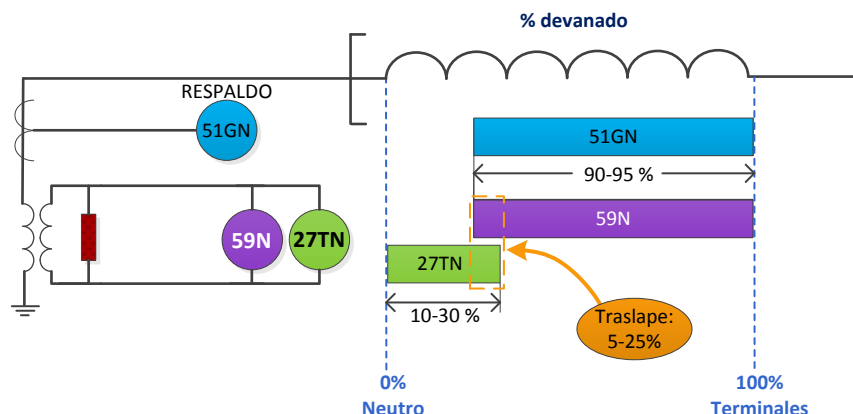
Finalmente, se propone ajustar los umbrales de sobrecorriente en 250 mA, con lo cual se proporcionará protección sensible para fallas en el 90% del devanado desde los terminales de salida del generador.

Sin embargo, antes de poner el esquema de protección en servicio, se debe medir la corriente máxima que circula por el neutro, que corresponde cuando la máquina está operando a carga nominal [5]. Para asegurarse de que la protección 51GN no opere en el desequilibrio normal del sistema.

Según la norma IEEE Std. C37.102 de 2006, si el umbral de sobrecorriente de la protección 51GN, se ajusta en el 135% de la corriente máxima medida en operación normal, se proporciona protección típicamente para el 90 a 95% del devanado desde los terminales de salida del generador [5].

La función de protección 51GN se considera como protección de respaldo [5], dado que proporciona protección para el mismo porcentaje de devanado cubierto por la función 59N, de 90 a 95% del devanado desde los terminales de salida del generador, como se puede apreciar en la Figura 79.

Figura 79. Superposición de las protecciones 59N, 27TN y 51GN



En la Tabla 43, se presentan los ajustes propuestos para la protección 51GN de acuerdo a los criterios presentados en las normas IEEE Std. C37.102 de 2006 y IEEE Std. C37.101 de 2006.

Tabla 43. Ajustes Propuestos de acuerdo a las normas para la Función 51GN

No.	Variable de Ajuste	Ajustes Propuestos
5101	O/C Protección con corriente sensitiva	ON
5102	Umbral de sobrecorriente IEE>	250 mA
5103	Tiempo de retardo T IEE>	0,30 seg
5104	Umbral de sobrecorriente IEE>>	250 mA
5105	Tiempo de retardo T IEE>>	0,30 seg

5.6.4. Comparación con los ajustes actuales 51GN

En la Tabla 44, se muestra la comparación entre los ajustes propuestos de acuerdo a las normas y los ajustes montados actualmente en el relé de protección de estudio.

Tabla 44. Tabla comparativa entre los ajustes montados con los propuestos, Función 51GN.

No.	Variable de Ajuste	Ajustes propuestos	Ajustes Actuales	Comentario
5101	Protección falla a tierra estator	ON	ON	La protección falla a tierra estator (51GN) actualmente está activada.
5102	Umbral de sobrecorriente IEE>	250 mA	1000 mA	El ajuste actual de 1000 mA, equivale al 40% de la corriente máxima durante falla (V_{LN}/R_n). Por lo tanto, con el ajuste actual de 1000 mA, se tiene protección para fallas en el 60% del devanado desde los terminales de salida del generador. Una protección del 60% del devanado, es muy baja en comparación con la protección típica, que está entre el 90 al 95% según la norma IEEE Std. C37.102 de 2006. Con el valor propuesto de 250 mA se protege mayor parte del devanado, con un porcentaje del 90% del devanado a partir de los terminales de salida del generador.
5103	Tiempo de retardo T IEE>	0,30 sg	0,30 sg	El tiempo de retardo implementado actualmente de 0,3 segundos es un buen ajuste de tiempo, puesto que brinda una respuesta rápida de protección.
5104	Umbral de sobrecorriente IEE>>	250 mA	1000 mA	Ver el comentario del ajuste 5102.
5105	Tiempo de retardo T IEE>>	0,30 sg	0,30 sg	Ver el comentario del ajuste 5103.

CONCLUSIONES

- En el estudio realizado en este trabajo de grado se verificaron los ajustes de ocho funciones de protección del relé Siemens 7UM622 instalado en la central de Amaime. Los ajustes se verificaron según las normas de protección para generadores.

Aunque los ajustes fueron verificados de acuerdo a las normas, es necesario evaluar el desempeño de los ajustes propuestos a través de simulaciones estáticas y dinámicas del generador. A continuación se presentan los ajustes propuestos de acuerdo a las normas.

En la protección de frecuencia 81, el valor propuesto para el ajuste de la dirección **(4207)** es de 1 segundo, que corresponde al tiempo de sostenimiento asociado al umbral de frecuencia **f4** que está ajustado actualmente en 66 Herz. Este valor se sugiere para dar cumplimiento a la resolución CREG 025 de 1995, la cual establece que para frecuencias mayores a 63 Herz se debe producir un disparo inmediato.

En la protección de frecuencia 81, el valor propuesto para el ajuste de frecuencia **(4209)** es de 58 Herz. Este valor se sugiere para que corresponda al tiempo de disparo actual de 15 segundos de acuerdo a la resolución CREG 025 de 1995, ver la Tabla 7.

En la protección de sobreexcitación 24, se recomienda adecuar los ajustes de acuerdo a las curvas límite V/Hz reales del generador y transformador de la planta de Amaime, dadas por sus fabricantes. Con el fin de obtener ajustes óptimos. En caso de no tener información sobre las curvas límite V/Hz reales, se pueden configurar los ajustes de esta protección de acuerdo a las curvas límite V/Hz típicas, como lo desarrollado en este trabajo de grado.

En este trabajo de grado se realizó el ajuste de la protección de sobreexcitación 24 de acuerdo a las curvas límite V/Hz típicas presentadas por la norma IEEE Std. C37.102 de 2006, como se ilustra en la Figura 17. En la Tabla 15 se muestran los valores propuestos que pueden ser considerados.

En la protección de energización inadvertida 50/27, el valor propuesto para el ajuste de sobrecorriente **(7102)** es de 3,8 Amperios que equivale al 126% de la corriente nominal del generador. Este valor se sugiere para dar cumplimiento al criterio de ajuste siguiente: “en ningún caso el umbral de sobrecorriente deberá ser inferior al 125% de la corriente nominal del generador”, presentado en la norma IEEE Std. C37.102 de 2006.

- Para realizar la coordinación de las protecciones de un grupo generador-transformador, debe considerarse las características de estos equipos a proteger, las recomendaciones y los criterios presentados en las normas.
- Los relés digitales además de su función primaria de brindar protección, tiene otras funciones tales como oscilografía y registro de eventos que permiten evaluar el desempeño del sistema de protección durante las distintas fallas.
- Como trabajos futuros se propone realizar estudios de protección para las funciones en otras marcas de relés.

También, se propone realizar estudios de otras funciones de protección relacionado con el generador de Amaime, como por ejemplo la función Falla a Tierra Rotor.

BIBLIOGRAFIA

- [1] COMITÉ COES SINAC. Criterios De Ajuste Y Coordinación De los Sistemas de Protección Del SEIN. Diciembre 2005.
- [2] COMITÉ COES SINAC. Requisitos Mínimos Para Los Sistemas De Protección Del Sein. Marzo de 2008.
- [3] HERRERA, Andrés; MOLINA, Natalia. Simulaciones Dinámicas Para Protecciones De Generador. Medellín. 2009.
- [4] CURSO DE ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA. Sistemas De Protección. FING. 2007.
- [5] IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. IEEE Guide for AC Generator Protection, IEEE Std. C37.102- 2006.
- [6] IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants. IEEE Std. C37.106- 2003.
- [7] Manual SIPROTEC 4 7UM62 Multifunction Generator, Motor and Transformer Protection Relay, 2008.
- [8] CREG COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 025 de 1995.
- [9] THE POWER ENGINEERING EDUCATION COMMITTEE - POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE. Tutorial IEEE De Protección De Generadores Sincrónicos. 1995.
- [10] SIEMENS. Manual SIPROTEC 7UM62 Multifunctional Machine Protection (v4.6). Marzo 2010.
- [11] CAICEDO, Gladys. Clase Seis: Tranformadores de Potencial y de Corriente. 2008.
- [12] CALERO, Iván Ramiro. Protección de Generadores Eléctricos Mediante Relés Microprocesados multifuncionales. Quito. Julio 2008.
- [13] IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. IEEE Guide for Generator Ground Protection, IEEE Std. C37.101- 2006.
- [14] DOMIN, Thomas; BLACKBURN, Lewis. Protective Relaying: Principles and Applications. Third Edition.