

**UNIVERSIDAD DE CUENCA**



**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

***“ACTUALIZACIÓN Y COORDINACIÓN DE LAS FUNCIONES DE  
PROTECCIÓN DE LAS CENTRALES SAUCAY, SAYMIRÍN, EL  
DESCANSO Y OCAÑA”***

Tesis previa a la obtención del  
Título de Ingeniero Eléctrico

**AUTORES:**

JORGE EDUARDO ASTUDILLO CALLE

WILSON STALIN PINOS NARVÁEZ

**DIRECTOR:**

ING. KLEVER LEONARDO QUIZHPE HUIRACocha

**CUENCA – ECUADOR**

**2016**



## RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo realizar una propuesta para actualizar las funciones de protección de los diferentes Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED's) con tecnología numérica, que protegen a los generadores y transformadores de las centrales Saucay, Saymirín, El Descanso y Ocaña pertenecientes a Elecaustro S.A.

También se realiza una propuesta para activar nuevas funciones de protección, en especial en las centrales Saucay, Saymirín III y IV, y El Descanso, en donde fueron reemplazados los relés electromecánicos por IED's.

Para saber que funciones de protección necesitan actualizarse y que funciones activarse, se lleva a cabo un contraste entre las funciones de protección recomendadas por las normas: *IEEE Std C37.102-2006* para protección de generadores AC, *IEEE Std C37.91-2008* para protección de transformadores y las funciones de protección con las que actualmente cuentan los IED's.

Además, se realiza una nueva coordinación para las funciones de sobrecorriente que protegen generadores, transformadores y líneas de transmisión, considerando que las centrales pertenecientes a Elecaustro S.A. están embebidas en el sistema de subtransmisión de 69kV de la EERCS.

Finalmente, con la ayuda del software DlgSILENT PowerFactory se simulan distintas fallas en diferentes puntos de la red, para realizar un contraste entre los tiempos de actuación de las funciones de protección para los seteos actuales y los seteos propuestos.

**Palabras claves:** PROTECCIONES ELÉCTRICAS; IED's; COMPLEJO HIDROELÉCTRICO MACHÁNGARA; CENTRAL EL DESCANSO; CENTRAL OCAÑA; ACTUALIZACIÓN Y ACTIVACIÓN DE PROTECCIONES; COORDINACIÓN DE PROTECCIONES



## ABSTRACT

This present study develops a proposal to upgrade protection functions of various Intelligent Electronic Devices (IED's) with digital technology, which protect generators and transformers of Saucay, Saymirin, El Descanso and Ocaña power plants belonging to Elecaustro S.A.

Also a proposal to activate new protection functions is made, especially on Saucay, Saymirin III, IV and El Descanso plants, where electromechanical relays were replaced by IED's in the past.

To know which protection function needs to be updated or activated, it is carried out a comparison between the recommended protection functions by the standards: IEEE Std C37.102-2006 for AC generator protection, IEEE Std C37.91-2008 for transformer protection and the protection functions that currently have the installed IED's.

Also a new proposal for coordination of overcurrent functions that protect generators, transformers and transmission lines is performed, considering that all plants belonging to Elecaustro S.A are embedded in the 69kV subtransmission system belonging to EERCs.

Finally, with the help of the software DIgSILENT PowerFactory, various failures are simulated at different points of the grid to make a contrast between existing and proposed trip times.

**Key Words:** ELECTRICAL PROTECTION; IED's; COMPLEJO HIDROELÉCTRICO MACHANGARA; EL DESCANSO POWER PLANT; OCAÑA POWER PLANT; PROTECTION COORDINATION



## ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO 1.....	25
INTRODUCCIÓN.....	25
1.1 ANTECEDENTES .....	25
1.2 JUSTIFICACIÓN .....	25
1.3 ALCANCE.....	26
1.4 METODOLOGÍA.....	26
1.5 OBJETIVOS .....	27
1.5.1 Objetivos generales:.....	27
1.5.2 Objetivos específicos: .....	27
CAPÍTULO 2.....	28
SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS .....	28
2.1 INTRODUCCIÓN .....	28
2.2 DISTURBIOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	28
2.2.1 Tipos de disturbios .....	28
2.2.1.1 Perturbación .....	28
2.2.1.2 Falla.....	28
2.2.2 Causas de los disturbios .....	29
2.2.2.1 Cortocircuitos.....	29
2.2.2.2 Sobrecorrientes .....	29
2.2.2.3 Sobretensiones .....	30
2.2.2.4 Oscilaciones .....	31
2.2.3 Consecuencias de los disturbios.....	31
2.3 OBJETIVOS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES .....	32
2.4 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES.....	32
2.4.1 Confiabilidad.....	32
2.4.2 Sensitividad .....	32
2.4.3 Selectividad .....	32
2.4.4 Velocidad o rapidez.....	33
2.4.5 Simplicidad .....	33
2.4.6 Factor Económico .....	33
2.5 ZONAS DE PROTECCIÓN DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES.....	33
2.5.1 Protección primaria o principal.....	34
2.5.2 Protección de respaldo (backup) .....	34
2.6 CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES .....	35
2.6.1 Errores por operaciones incorrectas .....	36



2.6.2 Errores por fallas de operación .....	36
2.7 ELEMENTOS QUE INTERVIENEN EN UN SISTEMA DE PROTECCIONES.....	36
2.7.1 Fuentes DC o baterías .....	37
2.7.2 Disyuntor .....	37
2.7.3 Elementos de entrada o transductores .....	38
2.7.3.1 Transformadores de corriente (TC).....	38
2.7.3.1.1 Consideraciones cuando se trabaja con un TC .....	39
2.7.3.2 Transformadores de potencial (TP) .....	39
2.7.4 Dispositivos Electrónicos Inteligentes IED's .....	40
CAPÍTULO 3.....	41
DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES IED's.....	41
3.1 INTRODUCCIÓN .....	41
3.2 DEFINICIÓN DE IED.....	41
3.3 ARQUITECTURA INTERNA DE UN IED.....	42
3.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE UTILIZAR IED's.....	43
3.5 IED's IMPLEMENTADOS EN LAS CENTRALES DE ELECAUSTRO .....	43
3.5.1 IED's para protección de generadores.....	43
3.5.1.1 IED MiCOM P343.....	43
3.5.1.1.1 Esquema interno .....	44
3.5.1.2 IED REG670.....	45
3.5.1.2.1 Esquema interno .....	46
3.5.2 IED's para protección de transformadores.....	47
3.5.2.1 IED MiCOM P643.....	47
3.5.2.1.1 Esquema interno .....	48
3.5.2.2 IED RET670 .....	49
3.5.2.2.1 Esquema interno .....	50
3.5.2.3 IED SIPROTEC 7UT613 .....	51
3.5.2.3.1 Esquema interno .....	52
3.5.2.4 IED SIPROTEC 7SJ641.....	53
3.5.2.4.1 Esquema interno .....	54
3.5.3 IED's para protección de líneas de transmisión.....	55
3.5.3.1 IED MiCOM P543.....	55
3.5.3.1.1 Esquema interno .....	56
3.5.3.2 IED SIPROTEC 7SD532 .....	57
3.5.3.2.1 Esquema interno .....	57
3.5.3.3 IED SIPROTEC 7SJ622.....	58



3.5.3.3.1 Esquema interno .....	59
3.6 RESUMEN DE LOS IED's INSTALADOS EN LAS CENTRALES DE ELECAUSTRO .....	60
CAPÍTULO 4.....	61
MODELOS ELÉCTRICOS DE LAS CENTRALES DE ELECAUSTRO Y DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN PERTENECIENTE A LA EERCS.....	61
4.1 INTRODUCCIÓN .....	61
4.2 DIAGRAMAS UTILIZADOS PARA LA REPRESENTACIÓN DE UN SEP .....	61
4.2.1 Diagrama de impedancias.....	61
4.2.2 Diagrama de reactancias .....	62
4.3.3 Diagramas unifilares.....	62
4.3 MODELOS ELÉCTRICOS DE LOS COMPONENTES DE UN SEP .....	63
4.3.1 Modelo eléctrico de los generadores síncronos.....	63
4.3.1.1 Generador síncrono de rotor cilíndrico.....	63
4.3.1.1.1 Modelo eléctrico del generador síncrono de rotor cilíndrico .....	64
4.3.1.2 Generador síncrono de polos salientes .....	65
4.3.1.2.1 Modelo eléctrico del generador síncrono de polos salientes .....	65
4.3.1.3 Curva de capacidad de los generadores síncronos .....	66
4.3.2 Modelo eléctrico de los transformadores .....	67
4.3.2.1 Modelo eléctrico del transformador de dos devanados .....	67
4.3.3 Modelo eléctrico de las líneas de transmisión .....	70
4.3.3.1 Modelo eléctrico de las líneas de transmisión cortas .....	70
4.3.3.2 Modelo eléctrico de las líneas de transmisión medias.....	71
4.3.3.3 Modelo eléctrico de las líneas de transmisión largas .....	72
4.4 DESCRIPCIÓN DE LAS CENTRALES DE ELECAUSTRO .....	73
4.4.1 Complejo Hidroeléctrico Machángara (CHM) .....	73
4.4.1.1 Central hidroeléctrica Saucay .....	74
4.4.1.1.1 Características técnicas de las unidades de generación .....	75
4.4.1.1.2 Características técnicas de las unidades de transformación .....	75
4.4.1.2 Central hidroeléctrica Saymirín .....	76
4.4.1.2.1 Características técnicas de las unidades de generación .....	77
4.4.1.2.2 Características técnicas de las unidades de transformación .....	78
4.4.2 Descripción de la central termoeléctrica El Descanso .....	78
4.4.2.1 Características técnicas de las unidades de generación .....	79
4.4.2.2 Características técnicas de las unidades de transformación .....	80
4.4.3 Descripción de la central hidroeléctrica Ocaña.....	81
4.4.3.1 Características técnicas de las unidades de generación .....	81



4.4.3.2 Características técnicas de las unidades de transformación .....	82
4.5 SOFTWARE DE SIMULACIÓN DIGSILENT POWERFACTORY .....	83
4.5.1 Modelo eléctrico actual en DIgSILENT PowerFactory .....	83
CAPÍTULO 5.....	84
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS.....	84
5.1 INTRODUCCIÓN .....	84
5.2 COMPONENTES SIMÉTRICAS .....	84
5.2.1 Obtención de las componentes simétricas .....	85
5.3 REPRESENTACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE UN SEP EN REDES DE SECUENCIA .....	87
5.3.1 Generadores.....	87
5.3.1.1 Red de secuencia positiva .....	88
5.3.1.2 Red de secuencia negativa .....	88
5.3.1.3 Red de secuencia cero.....	89
5.3.2 Transformadores .....	90
5.3.2.1 Red de secuencia positiva y negativa .....	90
5.3.2.2 Red de secuencia cero.....	90
5.3.2.2.1 Método para determinar el diagrama de secuencias cero para un transformador de dos devanados .....	90
5.3.3 Líneas de transmisión .....	91
5.3.3.1 Red de secuencia positiva, negativa y cero.....	91
5.4 DEFINICIÓN DE CORTOCIRCUITO .....	92
5.4.1 Corriente de cortocircuito .....	92
5.5 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA MAGNITUD DE CORRIENTE DE FALLA EN UN CORTOCIRCUITO .....	94
5.5.1. Número de fuentes que alimentan al cortocircuito.....	94
5.5.2 Impedancia presente entre las fuentes y el punto donde se produce el cortocircuito .....	94
5.6 CAUSAS Y EFECTOS DE LOS CORTOCIRCUITOS .....	95
5.7 TIPOS DE CORTOCIRCUITOS.....	96
5.7.1 Cortocircuitos simétricos .....	96
5.7.2 Cortocircuitos asimétricos .....	96
5.8 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS.....	97
5.8.1 Complejo Hidroeléctrico Machángara (CHM) .....	98
5.8.1.1 Topología 1 del CHM .....	98
5.8.1.2 Topología 2 del CHM .....	99
5.8.1.3 Topología 3 del CHM .....	99
5.8.1.4 Topología 4 del CHM .....	100



5.8.1.5 Análisis de resultados de las topologías que se presentan en el CHM .....	100
5.8.2 Central termoeléctrica El Descanso .....	101
5.8.3 Central hidroeléctrica Ocaña .....	102
CAPÍTULO 6.....	103
DEFINICIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN .....	103
6.1 INTRODUCCIÓN .....	103
6.2 PROTECCIÓN DEL GENERADOR .....	103
6.2.1 Protección para cortocircuitos entre fases de los devanados del estator.....	104
6.2.1.1 Protección diferencial de generador (87G) .....	104
6.2.2 Protección para cortocircuitos entre fase y tierra de los devanados del estator .....	106
6.2.2.1 Protección del 95% de falla a tierra del estator (59N y 50N/51N) .....	107
6.2.2.2 Protección del 100% de falla a tierra del estator (27TH/59THD/64S) .....	108
6.2.3 Protección para cortocircuitos en el devanado de campo .....	110
6.2.3.1 Protección de falla a tierra del devanado de campo (64F) .....	110
6.2.4 Protección para fallas externas y condiciones anormales de operación .....	111
6.2.4.1 Protección contra pérdida de excitación (40).....	112
6.2.4.2 Protección de secuencia negativa o desbalance de carga (46) .....	113
6.2.4.3 Protección contra deslizamiento de polo o pérdida de sincronismo (78) .....	114
6.2.4.4 Protección contra sobreexcitación (24).....	115
6.2.4.5 Protección contra potencia inversa (32).....	116
6.2.4.6 Protección contra subtensión y sobretensión (27/59).....	118
6.2.4.7 Protección contra subfrecuencia y sobrefrecuencia (81U/81O) .....	119
6.2.4.8 Protección contra falla del breaker (50BF).....	120
6.2.4.9 Protección de pérdida de tensión (60) .....	120
6.2.4.10 Protección de sobrecarga térmica (49).....	121
6.2.5 Protecciones de respaldo (backup).....	122
6.2.5.1 Protección de sobrecorriente instantánea/temporizada de fase (50/51) .....	122
6.2.5.2 Protección de sobrecorriente dependiente de la tensión (51V) .....	123
6.2.5.3 Protección de distancia (21).....	124
6.3 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR .....	125
6.3.1 Protección diferencial de transformador (87T).....	125
6.3.2 Protección de sobrecorriente instantánea/temporizada de fase (50/51) .....	127
6.3.3 Protección de sobrecorriente instantánea/temporizada residual (50N/51N) .....	127
6.3.4 Protección de sobrecarga térmica (49) .....	128
CAPÍTULO 7.....	129





VERIFICACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN ACTIVAS EN LOS IED's DE ACUERDO CON LAS NORMAS IEEE.....	129
7.1 INTRODUCCIÓN .....	129
7.2 NORMA IEEE Std. C37.102-2006 PARA PROTECCIÓN DE GENERADORES .....	129
7.3 COMPARACIÓN ENTRE LA NORMA IEEE Std C37.102-2006 Y EL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LOS GENERADORES .....	131
7.3.1 Funciones de protección implementadas en los IED's de Saucay .....	131
7.3.2 Funciones de protección implementadas en los IED's de Saymirín .....	132
7.3.3 Funciones de protección implementadas en los IED's de El Descanso .....	134
7.3.4 Funciones de protección implementadas en los IED's de Ocaña.....	135
7.4 NORMA IEEE Std. C37.91-2008 PARA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES .....	136
7.5 COMPARACIÓN ENTRE LA NORMA IEEE Std. C37.91-2008 Y EL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LOS TRANSFORMADORES .....	138
7.5.1 Funciones implementadas en los IED's de Saucay .....	138
7.5.2 Funciones implementadas en los IED's de Saymirín.....	139
7.5.3 Funciones implementadas en los IED's de El Descanso.....	140
7.5.4 Funciones implementadas en los IED's de Ocaña .....	141
7.6 CONSIDERACIONES PARA IMPLEMENTAR LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN NO DISPONIBLES EN LOS IED's.....	142
7.6.1 Consideraciones para adquirir las nuevas funciones de los IED's REG670 .....	142
7.6.1.1 Función de sobrecorriente dependiente de la tensión o distancia 51V/21 (respaldo) .....	142
7.6.1.2 Función de sobrecorriente instantánea/temporizada residual 50N/51N .....	142
7.6.1.3 Función de falla a tierra del devanado de campo 64F .....	143
7.6.1.4 Función de deslizamiento de polo o pérdida de sincronismo 78 .....	143
7.6.1.5 Función de protección del 100% de falla a tierra del estator 27TH/59THD/64S ....	143
7.6.2 Consideraciones para adquirir las nuevas funciones de los IED's RET670 .....	144
7.6.2.1 Función contra sobreexcitación 24 .....	144
7.7 RESUMEN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN QUE DEBEN ACTUALIZARSE .....	144
CAPÍTULO 8.....	146
COORDINACIÓN Y VERIFICACIÓN DE ACTUACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LOS IED's QUE PROTEGEN A GENERADORES, TRANSFORMADORES Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN DIGSILENT .....	146
8.1 INTRODUCCIÓN .....	146
8.2 CRITERIOS PARA EL AJUSTE DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE LAS LÍNEAS DEL CHM .....	146
8.2.1 Protección de sobrecorriente instantánea/temporizada de fase 50/51 .....	147
8.2.1.1 IED's ubicados en la S/E Saucay(20) .....	148



8.2.1.2 IED ubicado en la S/E Saymirín(11) .....	149
8.2.2 Protección de sobrecorriente instantánea/temporizada residual 50N/51N.....	150
8.2.2.1 IED's ubicados en la S/E Saucay(20) .....	150
8.2.2.2 IED ubicado en la S/E Saymirín(11) .....	152
8.2.3 Protección de sobrecorriente direccional de fase 67 y residual 67N .....	153
8.3 VERIFICACIÓN DE LOS AJUSTES PROPUESTOS PARA EL CHM.....	154
8.3.1 Verificación para fallas trifásicas sin resistencia de falla .....	155
8.3.2 Verificación para fallas monofásicas a tierra con resistencia de falla de 20 ohm.....	156
8.4 VERIFICACIÓN DE LOS AJUSTES PROPUESTOS PARA EL DESCANSO .....	157
8.4.1 Verificación para fallas trifásicas sin resistencia de falla .....	158
8.4.2 Verificación para fallas monofásicas a tierra con resistencia de falla de 20 ohm.....	159
8.5 CRITERIOS PARA EL AJUSTE DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE LAS LÍNEAS DE OCAÑA .....	159
8.5.1 Protección de sobrecorriente instantánea/temporizada de fase 50/51 .....	160
8.5.1.1 IED's ubicados en la S/E Ocaña .....	160
8.5.1.2 IED's ubicados en la S/E Cañar(18) .....	161
8.5.2 Protección de sobrecorriente instantánea/temporizada residual 50N/51N.....	161
8.5.2.1 IED's ubicados en la S/E Ocaña .....	162
8.5.2.2 IED's ubicados en la S/E Cañar(18) .....	163
8.5.3 Protección de sobrecorriente direccional de fase 67 y residual 67N .....	163
8.6 VERIFICACIÓN DE LOS AJUSTES PROPUESTOS PARA OCAÑA .....	164
8.6.1 Verificación para fallas trifásicas sin resistencia de falla .....	165
8.6.2 Verificación para fallas monofásicas a tierra con resistencia de falla de 20 ohm.....	165
CAPÍTULO 9.....	167
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	167
REFERENCIAS .....	171
ANEXOS.....	173
ANEXO A.....	174
RESUMEN DE FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LOS IED's IMPLEMENTADOS EN LAS CENTRALES DE ELECAUSTRO .....	174
ANEXO B.....	179
MODELO ELÉCTRICO ACTUAL DEL ANILLO DE 69 kV DE LA EERCS Y LAS CENTRALES DE ELECAUSTRO .....	179
ANEXO C .....	180
RESULTADOS DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS .....	180
ANEXO D .....	191



DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDICIÓN.....	191
ANEXO E.....	192
PROPUESTA DE AJUSTE PARA ACTUALIZAR LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LOS IED's DE ELECAUSTRO .....	192
ANEXO F.....	404
PROPUESTA DE AJUSTE PARA ACTIVAR LAS NUEVAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LOS IED's DE ELECAUSTRO .....	404
ANEXO G .....	481
AJUSTES DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMADORES PERTENECIENTES A LA EERCS .....	481
ANEXO H .....	484
CONTRASTE ENTRE LAS CURVAS DE COORDINACIÓN DE LAS FUNCIONES DE SOBRECORRIENTE PARA LOS SETEOS ACTUALES Y PROPUESTOS .....	484
ANEXO I.....	496
ANÁLISIS DE LOS TIEMPOS DE ACTUACIÓN DE LAS PROTECCIONES PARA UNA FALLA REAL EN LA LÍNEA SAUCAY(20)-P.INDUSTRIAL(04).....	496



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Sobrecorriente temporal.....	30
Figura 2.2. Sobretensión por una descarga atmosférica. ....	30
Figura 2.3. Sobretensión por una maniobra.....	31
Figura 2.4. Zonas de protección en un SEP. ....	34
Figura 2.5. Protección primaria y de respaldo en un SEP. ....	35
Figura 2.6. Elementos de un sistema de protecciones. ....	37
Figura 2.7. Banco de baterías. ....	38
Figura 3.1. Evolución de los relés de protección. ....	42
Figura 3.2. Arquitectura interna de un IED.....	42
Figura 3.3. IED MiCOM P343.....	44
Figura 3.4. Esquema interno del IED MiCOM P343. ....	45
Figura 3.5. IED REG670. ....	46
Figura 3.6. Esquema interno del IED REG670 (A20). ....	47
Figura 3.7. IED MiCOM P643.....	48
Figura 3.8. Esquema interno del IED MiCOM P64x.....	49
Figura 3.9. IED RET670. ....	50
Figura 3.10. Esquema interno del IED RET670 (A10). ....	51
Figura 3.11. IED SIPROTEC 7UT613.....	52
Figura 3.12. Esquema interno del IED SIPROTEC 7UT613.....	53
Figura 3.13. IED SIPROTEC 7SJ641. ....	54
Figura 3.14. Esquema interno del IED SIPROTEC 7SJ641. ....	55
Figura 3.15. IED MiCOM P54x.....	56
Figura 3.16. Esquema interno de las funciones del IED MiCOM P54x. ....	56
Figura 3.17. IED SIPROTEC 4 7SD53X. ....	57
Figura 3.18. Esquema interno del IED SIPROTEC 4 7SD532. ....	58
Figura 3.19. IED SIPROTEC 4 7SJ62. ....	59
Figura 3.20. Esquema interno del IED SIPROTEC 4 7SJ62. ....	59
Figura 4.1. Diagrama de impedancias. ....	61
Figura 4.2. Diagrama de reactancias. ....	62
Figura 4.3. Diagrama unifilar de un SEP.....	62
Figura 4.4. Generador síncrono de rotor cilíndrico. ....	63
Figura 4.5. Modelo eléctrico del generador síncrono de rotor cilíndrico: (a) Diagrama vectorial. (b) Diagrama de impedancias.....	64
Figura 4.6. Generador síncrono de polos salientes de dos polos.....	65
Figura 4.7. Diagrama vectorial por fase de un generador síncrono de polos salientes.....	66
Figura 4.8. Curva de capacidad de un generador síncrono.....	67
Figura 4.9. Transformador ideal con carga. ....	68
Figura 4.10. Circuito equivalente del transformador de dos devanados.....	69
Figura 4.11. Circuito equivalente aproximado del transformador de dos devanados.....	69
Figura 4.12. Modelo eléctrico para una línea de transmisión corta. ....	71
Figura 4.13. Modelo eléctrico (circuito $\pi$ ) para una línea de transmisión media. ....	71
Figura 4.14. Modelo eléctrico (Circuito $\pi$ equivalente) para una línea de transmisión larga. ....	73
Figura 4.15. Complejo Hidroeléctrico Machángara (CHM). ....	73
Figura 4.16. Diagrama unifilar de la central Saucay. ....	74
Figura 4.17. Diagrama unifilar de la central Saymirín. ....	77



Figura 4.18. Diagrama unifilar de la central El Descanso.....	79
Figura 4.19. Diagrama unifilar de la central Ocaña.....	81
Figura 5.1. Diagrama fasorial en un sistema trifásico.....	85
Figura 5.2. Diagrama de componentes de secuencia: (a) Positiva. (b) Negativa. (c) Cero. ....	85
Figura 5.3. Diagrama de componentes de secuencia de tensiones: (a) Positiva. (b) Negativa. (c) Cero.....	86
Figura 5.4. Diagrama de un generador síncrono conectado en Yn.....	88
Figura 5.5. Red de secuencia positiva de un generador. ....	88
Figura 5.6. Red de secuencia negativa de un generador. ....	89
Figura 5.7. Red de secuencia cero de un generador conectado en estrella. ....	89
Figura 5.8. Red de secuencia positiva y negativa de un transformador de dos devanados. ....	90
Figura 5.9. Diagrama para determinar la red de secuencia cero de un transformador de dos devanados.....	91
Figura 5.10. Red de secuencia cero de un transformador de dos devanados con conexión $\Delta - Y$ . ....	91
Figura 5.11. Red de secuencia positiva, negativa y cero de una línea de transmisión. ....	92
Figura 5.12. Corriente de falla debido a un cortocircuito simétrico.....	93
Figura 5.13. Corriente de falla debido a un cortocircuito asimétrico.....	93
Figura 5.14. Contribuciones de distintas fuentes a la corriente de cortocircuito. ....	95
Figura 5.15. Tipos de cortocircuitos simétricos: (a) Trifásico. (b) Trifásico a tierra. ....	96
Figura 5.16. Tipos de cortocircuitos asimétricos: (a) Monofásico a tierra. (b) Bifásico. (c) Bifásico a tierra. ....	97
Figura 5.17. Topología 1 del CHM. ....	98
Figura 5.18. Topología 2 del CHM. ....	99
Figura 5.19. Topología 3 del CHM. ....	99
Figura 5.20. Topología 4 del CHM. ....	100
Figura 6.1. Protección diferencial 87.....	105
Figura 6.2. Protección diferencial porcentual 87.....	105
Figura 6.3. Característica de actuación de la protección diferencial porcentual 87. ....	106
Figura 6.4. Protección 59N y 51N para fallas a tierra en el devanado del estator. ....	107
Figura 6.5. Esquema del relé de subtensión de tercer armónico 27TH.....	109
Figura 6.6. Esquema del relé de sobretensión de tercer armónico 59TH. ....	109
Figura 6.7. Esquema del relé de sobretensión diferencial de tercer armónico 59THD. ....	110
Figura 6.8. Esquemas del relé 64F para detectar fallas a tierra en el devanado de campo. ....	111
Figura 6.9. Característica de pérdida de excitación del generador. ....	112
Figura 6.10. Zonas de actuación de la protección contra pérdida de excitación. ....	113
Figura 6.11. Protección de pérdida de sincronismo 78.....	115
Figura 6.12. Característica de actuación de la protección de sobreexcitación 24.....	116
Figura 6.13. Aplicación de la protección de sobreexcitación 24 para el generador, transformador de potencia y el transformador de servicios auxiliares. ....	116
Figura 6.14. Protección de potencia inversa 32.....	117
Figura 6.15. Protección de subtensión 27 y sobretensión 59.....	119
Figura 6.16. Protección de frecuencia anormal. ....	119
Figura 6.17. Protección de desbalance de tensión 60.....	121
Figura 6.18. Protección moderna de desbalance de tensión 60.....	121
Figura 6.19. Curva de capacidad térmica de tiempo corto del generador. ....	123
Figura 6.20. Característica de arranque de un relé de sobrecorriente con restricción de tensión. ....	124



Figura 6.21. Protección de distancia 21 en el sistema de generación..... 125  
Figura 6.22. Protección diferencial 87T. .... 126  
Figura 6.23. Protecciones de sobrecorriente 50/51 y 50N/51N para el transformador. .... 127

Figura 7.1. Protección típica para generadores grandes y de gran importancia según la norma IEEE Std. C37.102-2006. .... 130  
Figura 7.2. Protección típica para transformadores de potencia en conexión YNd, según la norma IEEE Std. C37.91-2008. .... 136  
Figura 7.3. Curva de daño del transformador de potencia categoría III. .... 138  
Figura 7.4. Equipo auxiliar para implementar la función 64F..... 143



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Resumen de los IED's instalados en las centrales de Elecaustro. ....	60
Tabla 4.1. Características técnicas de las unidades de generación de Saucay. ....	75
Tabla 4.2. Características técnicas de las unidades de transformación de Saucay. ....	76
Tabla 4.3. Características técnicas de las unidades de generación de Saymirín. ....	77
Tabla 4.4. Características técnicas de las unidades de transformación de Saymirín. ....	78
Tabla 4.5. Características técnicas de las unidades de generación de El Descanso. ....	80
Tabla 4.6. Características técnicas de las unidades de transformación de El Descanso. ....	80
Tabla 4.7. Características técnicas de las unidades de generación de Ocaña. ....	82
Tabla 4.8. Características técnicas de las unidades de transformación de Ocaña. ....	82
Tabla 5.1. Estadísticas de falla con respecto al tipo de fallas. ....	97
Tabla 6.1. Corrientes de secuencia negativa permitidas para distintos generadores. ....	114
Tabla 6.2. Valores típicos de potencia de motorización. ....	117
Tabla 7.1. Comparación entre las funciones de protección que recomienda la norma y las que se encuentran implementadas en las unidades de generación de Saucay. ....	131
Tabla 7.2. Comparación entre las funciones de protección que recomienda la norma y las que se encuentran implementadas en las unidades de generación de Saymirín. ....	133
Tabla 7.3. Comparación entre las funciones de protección que recomienda la norma y las que se encuentran implementadas en las unidades de generación de El Descanso. ....	134
Tabla 7.4. Comparación entre las funciones de protección que recomienda la norma y las que se encuentran implementadas en las unidades de generación de Ocaña. ....	135
Tabla 7.5. Categoría de un transformador de acuerdo a su potencia nominal. ....	137
Tabla 7.6. Comparación entre las funciones de protección que recomienda la norma y las que se encuentran implementadas en los transformadores de Saucay. ....	139
Tabla 7.7. Comparación entre las funciones de protección que recomienda la norma y las que se encuentran implementadas en los transformadores de Saymirín. ....	140
Tabla 7.8. Comparación entre las funciones de protección que recomienda la norma y las que se encuentran implementadas en el transformador de El Descanso. ....	141
Tabla 7.9. Comparación entre las funciones de protección que recomienda la norma y las que se encuentran implementadas en los transformadores de Ocaña. ....	141
Tabla 7.10. Funciones de protección a actualizarse en los IED's de protección de los generadores. ....	144
Tabla 7.11. Funciones de protección a actualizarse en los IED's de protección de los transformadores. ....	145
Tabla 8.1. Seteos actuales y propuestos para la función de sobrecorriente direccional de fase 67. ....	153
Tabla 8.2. Seteos actuales y propuestos para la función de sobrecorriente direccional residual 67N. ....	154
Tabla 8.3. Tiempos de actuación de la protección de fase 67 para los seteos actuales y propuestos de la central Saucay. ....	155



Tabla 8.4. Tiempos de actuación de la protección de fase 67 para los seteos actuales y propuestos de la central Saymirín..... 156

Tabla 8.5. Tiempos de actuación de la protección residual 67N para los seteos actuales y propuestos de la central Saucay. .... 156

Tabla 8.6. Tiempos de actuación de la protección residual 67N para los seteos actuales y propuestos de la central Saymirín..... 157

Tabla 8.7. Tiempos de actuación de la protección de fase 50/51 para los seteos actuales y propuestos de la central El Descanso..... 158

Tabla 8.8. Tiempos de actuación de la protección residual 50N/51N para los seteos actuales y propuestos de la central El Descanso..... 159

Tabla 8.9. Seteos actuales y propuestos para la función de sobrecorriente direccional de fase 67. .... 164

Tabla 8.10. Seteos actuales y propuestos para la función de sobrecorriente direccional residual 67N. .... 164

Tabla 8.11. Tiempos de actuación de la protección de fase 67 para los seteos actuales y propuestos de la central Ocaña. .... 165

Tabla 8.12. Tiempos de actuación de la protección residual 67N para los seteos actuales y propuestos de la central Ocaña. .... 166

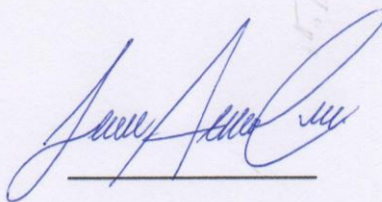




Cláusula de derecho de autor

Yo, *Jorge Eduardo Astudillo Calle*, autor de la tesis "**ACTUALIZACIÓN Y COORDINACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LAS CENTRALES SAUCAY, SAYMIRÍN, EL DESCANSO Y OCAÑA**", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciera de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, octubre del 2016



Jorge Eduardo Astudillo Calle

C.I: 0105226344



**Cláusula de derecho de autor**

Yo, *Wilson Stalin Pinos Narváez*, autor de la tesis "**ACTUALIZACIÓN Y COORDINACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LAS CENTRALES SAUCAY, SAYMIRÍN, EL DESCANSO Y OCAÑA**", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, octubre del 2016

---

Wilson Stalin Pinos Narváez

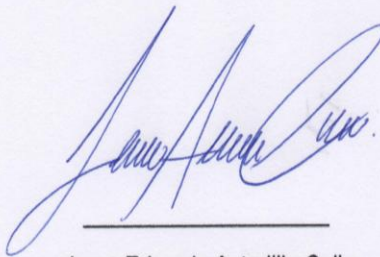
C.I: 0302260450



**Cláusula de propiedad intelectual**

Yo, *Jorge Eduardo Astudillo Calle*, autor de la tesis "**ACTUALIZACIÓN Y COORDINACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LAS CENTRALES SAUCAY, SAYMIRÍN, EL DESCANSO Y OCAÑA**", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, octubre del 2016



Jorge Eduardo Astudillo Calle

C.I: 0105226344



**Cláusula de propiedad intelectual**

Yo, *Wilson Stalin Pinos Narváez*, autor de la tesis "**ACTUALIZACIÓN Y COORDINACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LAS CENTRALES SAUCAY, SAYMIRÍN, EL DESCANSO Y OCAÑA**", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, octubre del 2016

---

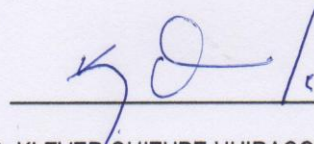
Wilson Stalin Pinos Narváez

C.I: 0302260450



CETIFICO QUE EL PRESENTE TRABAJO HA  
SIDO DESARROLLADO POR LOS SRS:

JORGE EDUARDO ASTUDILLO CALLE  
WILSON STALIN PINOS NARVÁEZ



ING. KLEVER QUIZHPE HUIRACOCHA  
DIRECTOR DE TESIS



### **Claúsula de derechos de autor del convenio específico N° 006-2015**

Los derechos del trabajo son de uso exclusivo de “ELECAUSTRO” no pudiendo comercializarse sin previa autorización escrita de esta Compañía. En caso de que “ELECAUSTRO” quisiera comercializar los resultados del trabajo objeto de este convenio, requerirá la autorización escrita de la Universidad de Cuenca. “Los Autores” podrán presentar los resultados en seminarios y congresos técnicos sin necesidad de la autorización escrita de “ELECAUSTRO”, debiendo mencionar el auspicio de “ELECAUSTRO”. Así mismo “ELECAUSTRO” podrá presentar los resultados en seminarios y congresos técnicos sin necesidad de la autorización de la Universidad de Cuenca, debiendo mencionar que el trabajo ha sido realizado como tesis de grado en la mencionada Universidad.



## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos en primer lugar a Dios por darnos la vida y presentarnos a personas que muy amablemente nos tendieron una mano a lo largo de nuestra carrera.

A nuestro director de tesis Ing. Klever Quizhpe por su amistad, su tiempo y sus conocimientos que ayudaron al desarrollo de esta investigación.

A ELECAUSTRO S.A. y todo su personal, en especial a los ingenieros: Franciso Andrade y Santiago Villalba por su ayuda incondicional.

Al Ing. Paul Novillo por facilitarnos información necesaria para desarrollar este trabajo.

A todos nuestros familiares y amigos quienes nos apoyaron siempre.

*LOS AUTORES*



## **DEDICATORIAS**

A mis padres por su apoyo, consejos y darme la más grande herencia que es "el estudio".

*Jorge Eduardo Astudillo Calle*

A mis padres, Wilson y Nelly por su esfuerzo, confianza y apoyo incondicional.

*Wilson Stalin Pinos Narváez*





## **CAPÍTULO 1**

### **INTRODUCCIÓN**

#### **1.1 ANTECEDENTES**

La Empresa Electro Generadora del Austro (ELECAUSTRO S.A.), es una empresa que dispone en sus activos de centrales hidroeléctricas y una termoeléctrica. Las hidroeléctricas de Saymirín y Saucay, con sus canales de conducción, tanques de presión y reservorios, forman parte del Complejo Hidroeléctrico Machángara (CHM), la hidroeléctrica a filo de río Ocaña, la micro central Gualaceo y la central termoeléctrica de El Descanso (CTED). Además de estas centrales, la empresa como parte de su plan de expansión, tiene algunos proyectos importantes para la generación de electricidad como la central eólica Minas de Huascachasca de 50 MW y la central hidroeléctrica Soldados-Yanuncay de 22 MW.

La empresa con el objeto de modernizar sus centrales implementó en el 2011 el sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), esta modernización incluyó la sustitución de los relés electromecánicos por dispositivos electrónicos inteligentes (IED), y con esto, se logró obtener mayor confiabilidad y seguridad en el sistema de protecciones.

#### **1.2 JUSTIFICACIÓN**

Debido a la modernización de las centrales Saymirín, Saucay, y El Descanso, ELECAUSTRO reemplazó sus relés electromecánicos por IED's, los cuales cumplen con las mismas funciones que sus predecesores, este cambio se realizó debido a que los relés electromecánicos tienen partes móviles que con el tiempo sufren desgaste mecánico y esfuerzos térmicos, y por lo tanto pierden sus características originales. Además, los nuevos dispositivos pueden integrarse al sistema SCADA mediante diversos protocolos de comunicación (DNP 3.0, IEC 61850, etc.)

Se ha determinado que algunas funciones de protección de los IED's necesitan ser actualizadas, por esta razón, resulta necesario desarrollar un nuevo estudio de coordinación de protecciones que incluye el modelamiento del sistema de subtransmisión de la empresa CENTROSUR, pues las centrales de generación de ELECAUSTRO están embebidas en dicho sistema.



Por otra parte, resulta necesario investigar la factibilidad de activar nuevas funciones de protección y verificar que todas las protecciones cumplan con la norma correspondiente.

### **1.3 ALCANCE**

El estudio de coordinación de protecciones incluirá los siguientes sistemas:

- Las centrales de generación del CHM.
- La CTED.
- La central Ocaña.
- El sistema de subtransmisión de 69 kV de la CENTROSUR.

El trabajo a realizarse incluirá, el desarrollo del modelo eléctrico de los componentes de potencia de los sistemas indicados anteriormente.

De los estudios de cortocircuito se realizará la revisión de los seteos actuales, así como el ajuste y coordinación de las funciones de protección para todos los elementos de potencia de las centrales y el sistema de subtransmisión de la CENTROSUR.

La propuesta de ajuste y coordinación se orienta al óptimo aprovechamiento de las funciones de protección, considerando que para activar dichas funciones es necesario disponer de toda la información técnica, tanto de las unidades de generación, subestaciones, líneas de transmisión y transformadores de potencia.

### **1.4 METODOLOGÍA**

Para la elaboración de la presente tesis, primero se desarrollará una base teórica, empleando el método deductivo, con lo cual se darán las bases suficientes para realizar la modelación de la red, simulación y análisis de los resultados del sistema.

Adicionalmente empleando el método inductivo, se investigará y analizará la estructura de configuración propia de cada IED, de esta forma, además considerando las normas técnicas y especificaciones de los constructores, se podrá definir cuáles de las funciones deben ser actualizadas y activadas en cada uno de los IED's, con la finalidad de proteger adecuadamente al sistema y obtener una óptima respuesta durante la operación del mismo.



Posteriormente se procederá a definir las funciones de protección adicionales que deban ser activadas para brindar la mayor confiabilidad y seguridad en la operación de los elementos de potencia de las centrales. Con la ayuda de programas computacionales se simularán los estudios propuestos con el objetivo de agilizar los estudios y verificar los resultados.

## **1.5 OBJETIVOS**

### **1.5.1 Objetivos generales:**

- Verificar, empleando normas internacionales (normas IEEE), que las funciones que se encuentran activas en los IED's de las centrales antes mencionadas, cumplen con estándares de protección.
- Plantear la actualización de las funciones de protección.
- Plantear los ajustes y calibraciones de las funciones de protección que no estén activas en los IED's.

### **1.5.2 Objetivos específicos:**

- Investigar qué funciones de protección disponen los distintos IED's de las centrales.
- Realizar un estudio de cortocircuitos y de coordinación de protecciones para definir los parámetros y las características de las funciones de protección que serán actualizadas y activadas.



## CAPÍTULO 2

### SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

#### 2.1 INTRODUCCIÓN

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) es el encargado de llevar la energía eléctrica producida en las centrales de generación a los centros de consumo de una manera segura, confiable y económica.

Razones técnicas y económicas hacen que sea imposible evitar que se produzcan fallas en el SEP, además, un diseño eléctrico debe contemplar el hecho de que las fallas se producen en el momento menos esperado afectando la operación normal del SEP, entonces es necesario implementar un sistema de protecciones que tiene como propósito general solucionar la falla y minimizar el efecto negativo causado en el sistema.

#### 2.2 DISTURBIOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Se entiende por disturbio a la condición que lleva al SEP, desde operar en condiciones anormales (fuera de sus rangos establecidos), hasta el colapso del mismo.

##### 2.2.1 Tipos de disturbios

Dependiendo de los efectos que este tenga en el sistema, los disturbios se clasifican en:

###### 2.2.1.1 Perturbación

Disturbio que permite al sistema de potencia seguir operando, pero, si este no es corregido en un intervalo corto de tiempo se convierte en una falla.

###### 2.2.1.2 Falla

Disturbio que impide al sistema de potencia operar normalmente y requiere una rápida actuación del sistema de protecciones para contrarrestar los efectos negativos que causa al sistema de potencia.



Una falla implica inconvenientes en el sistema de potencia poniendo en riesgo la continuidad y calidad del servicio.

Las fallas por lo general se presentan con mayor frecuencia en el SEP que en el sistema de protecciones y estas pueden ser temporales o permanentes.

### **2.2.2 Causas de los disturbios**

Varias causas ya sea de origen interno o externo provocan que los disturbios sean leves o graves en el sistema de potencia, entre los disturbios más conocidos a los que está expuesto un SEP, se tienen los siguientes:

#### **2.2.2.1 Cortocircuitos**

Un cortocircuito ocurre cuando la fuerza electromotriz (fem) producida por una fuente se aplica a una baja impedancia, esto quiere decir que altos valores de corriente circulan por una resistencia relativamente baja, dándose corrientes peligrosas para el sistema de potencia que causan efectos térmicos y dinámicos.

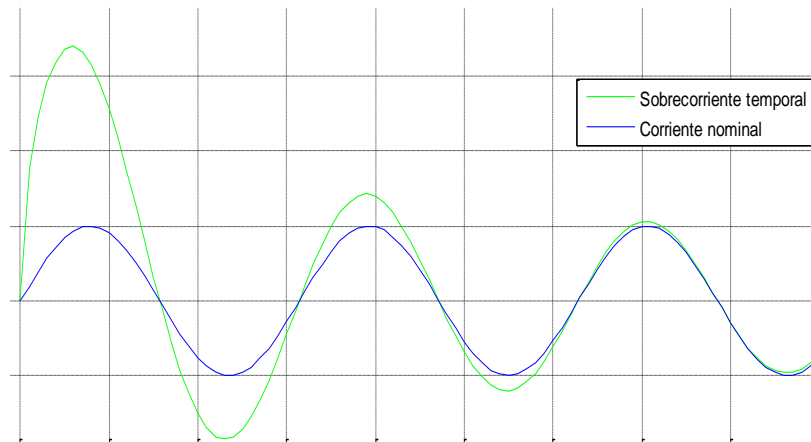
En el momento en el que entran en contacto dos o más puntos sin aislamiento, entre los cuales existe una diferencia de potencial se produce un cortocircuito.

Los motivos por los que puede producirse un cortocircuito son: el rompimiento de conductores, aisladores y estructuras de soporte debido a: vientos, sismos, hielo, árboles, automóviles, equipos de excavación, vandalismo, fallas de equipos o errores de cableado, etc.

La duración de un cortocircuito es clave para realizar los ajustes de protección, y por lo general los tiempos en los que están presentes en el sistema son cortos.

#### **2.2.2.2 Sobrecorrientes**

A diferencia de los cortocircuitos, las sobrecorrientes perduran mayor tiempo en el SEP. Estas se producen principalmente cuando existe una sobrecarga en el sistema, entonces las corrientes que circulan a través del sistema por lo general alcanzan valores de 15 hasta 20 veces la corriente nominal del mismo.



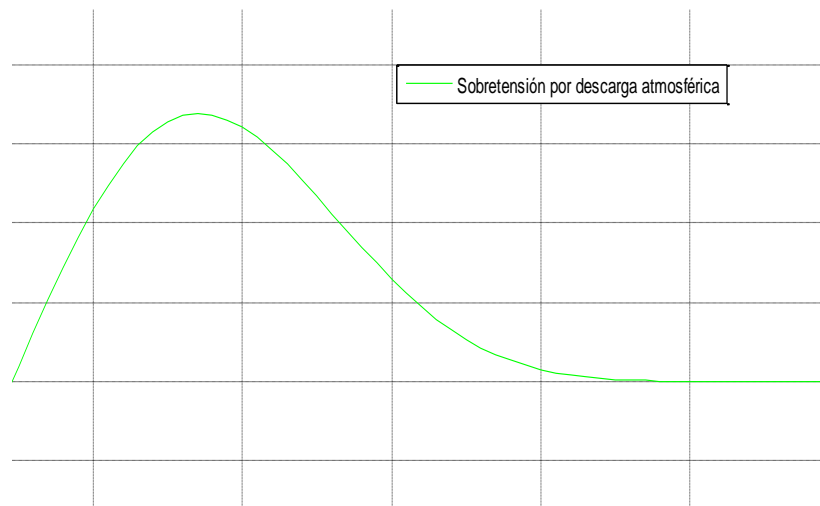
**Figura 2.1. Sobrecorriente temporal.**

Fuente: Elaboración propia

### 2.2.2.3 Sobretensiones

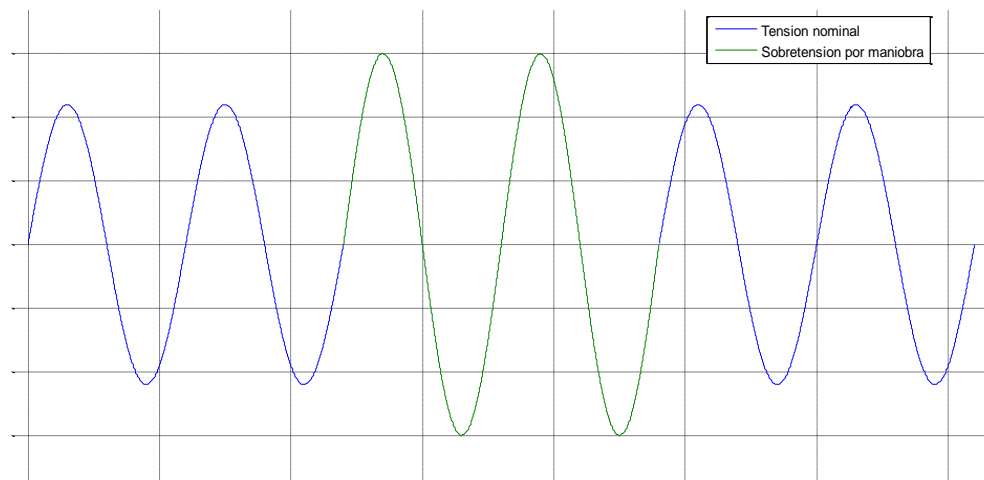
Una sobretensión produce un incremento fuera de lo normal de la tensión, lo que provoca que el aislamiento se desgaste o destruya, y también provoca la aparición de cortocircuitos transitorios.

Las sobretensiones en un SEP se dan por dos razones: la primera es debido a las descargas atmosféricas (directas o indirectas) y la segunda es debido a las maniobras que se realizan en los sistemas.



**Figura 2.2. Sobretensión por una descarga atmosférica.**

Fuente: Elaboración propia.



**Figura 2.3. Sobretensión por una maniobra.**

Fuente: Elaboración propia.

#### 2.2.2.4 Oscilaciones

Las oscilaciones que se presentan en un SEP son básicamente de dos tipos: oscilaciones de frecuencia y oscilaciones de tensión. Las primeras son debidas principalmente a grandes e inesperadas variaciones que se producen en la carga, mientras que las segundas se dan por un desbalance en el sistema de control de excitación en los generadores.

El principal efecto que tienen en común es que causan inestabilidad al sistema.

#### 2.2.3 Consecuencias de los disturbios

Entre las principales consecuencias que producen los disturbios están las siguientes:

- Fluctuaciones severas en las tensiones.
- Fluctuaciones de potencia.
- Desbalances que ocasionan operación indebida de equipos.
- Inestabilidad del sistema de potencia.
- Daños graves a equipos y personas.
- Aparición de tensiones peligrosas en diferentes puntos del sistema.
- Prolongados cortes de energía que causan desde simples incomodidades hasta grandes pérdidas económicas a los usuarios.



## 2.3 OBJETIVOS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES

Los principales objetivos de un sistema de protecciones son:

- Despejar una falla en el SEP, de forma rápida, confiable y selectiva.
- Proteger de corrientes de falla y sobretensiones de forma efectiva a las personas y/o equipos que se encuentren comprometidos.
- Reducir los efectos negativos que tienen las fallas sobre las líneas y los equipos.
- Asegurar la continuidad y calidad de servicio, estableciendo vigilancia todo el tiempo.
- Determinar la localización, magnitud y tiempo de duración de la falla.
- Detectar condiciones de falla monitoreando continuamente las variables del sistema de potencia: corriente (I), tensión (V), potencia (P), frecuencia (f), impedancia (Z).

## 2.4 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES

Un sistema de protecciones debe cumplir con las siguientes características:

### 2.4.1 Confiabilidad

Capacidad del sistema de protecciones para actuar en el momento que ocurra la falla para la cual se diseñó, esto se logra definiendo factores de sensibilidad. La protección contra cortocircuito, por ejemplo, debe discriminar entre corrientes de sobrecarga y corrientes de cortocircuito.

Para obtener mayor confiabilidad, es necesario programar el mantenimiento de los equipos.

### 2.4.2 Sensitividad

Capacidad del sistema de protecciones para sensor magnitudes (por más pequeñas que sean) que describen una falla en el SEP, entonces el sistema de protecciones responde a cualquier magnitud que considere como falla.

### 2.4.3 Selectividad

Capacidad del sistema de protecciones para detectar la zona en la que ha ocurrido la falla para luego aislar la zona que sea necesaria, con el fin de conseguir que se





cause la mínima interrupción en el sistema de potencia. Es decir que la protección ubicada en el sector de la falla solo debe actuar cuando la falla esté en ese sector.

#### **2.4.4 Velocidad o rapidez**

Capacidad de respuesta del sistema de protecciones para actuar tan pronto como sea posible, a fin de evitar que las tensiones y corrientes de falla dañen a los equipos que se protegen. Mientras más tiempo dure la falla más grave es su efecto en el sistema.

El tiempo de operación de la protección depende de los tiempos de actuación de IED's, interruptores y otros elementos de cada zona de protección.

#### **2.4.5 Simplicidad**

El sistema de protecciones tiene que ser lo más simple posible, por tanto, es necesario trabajar en un buen diseño considerando todos los escenarios y errores que puedan llegar a darse, cumpliendo así con los criterios de protección preestablecidos.

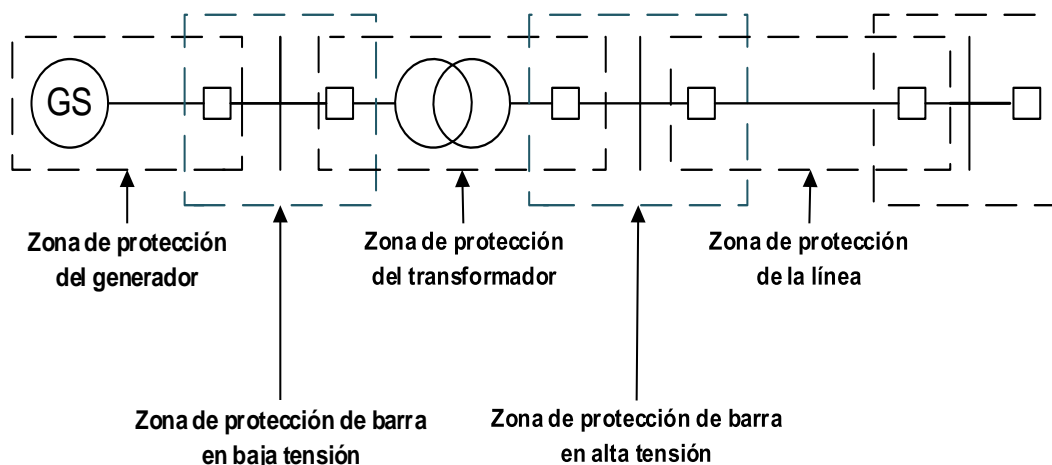
#### **2.4.6 Factor Económico**

El sistema de protecciones que cumpla con los requisitos mencionados logrando así una protección efectiva del sistema de potencia, debe tener el menor costo posible.

### **2.5 ZONAS DE PROTECCIÓN DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES**

El sistema de protecciones es parte integral de un SEP, por lo tanto, debe evitar que cualquier falla haga que este quede desprotegido. Con la intención de proporcionar mayor confiabilidad al SEP se establecen zonas de protección.

Cada elemento del SEP debe estar dentro de una zona de protección y para garantizar que el elemento no sufra daños ante posibles fallas, las zonas se suelen traslapar. El traslape entre las zonas se forma alrededor de los interruptores asociados a cada uno de los elementos, como se muestra en la figura 2.4.



**Figura 2.4. Zonas de protección en un SEP.**

Fuente: Elaboración propia.

Para conseguir una completa protección del SEP, el sistema de protecciones por lo general se divide en:

- Protecciones primarias o principales.
- Protecciones de respaldo (backup).

### 2.5.1 Protección primaria o principal

Cuando se produce una falla en la red, la protección principal es el primer mecanismo de defensa que actúa para eliminar el disturbio. Esta protección está diseñada para desconectar el mínimo número de elementos necesarios para aislar la falla.

Al producirse una falla en una zona de protección, la protección principal actúa activando el interruptor asociado a dicha zona y ninguno otro más. Para el caso de que la falla se origine en una zona traslapada es posible que se disparen otros interruptores para aislar la falla.

### 2.5.2 Protección de respaldo (backup)

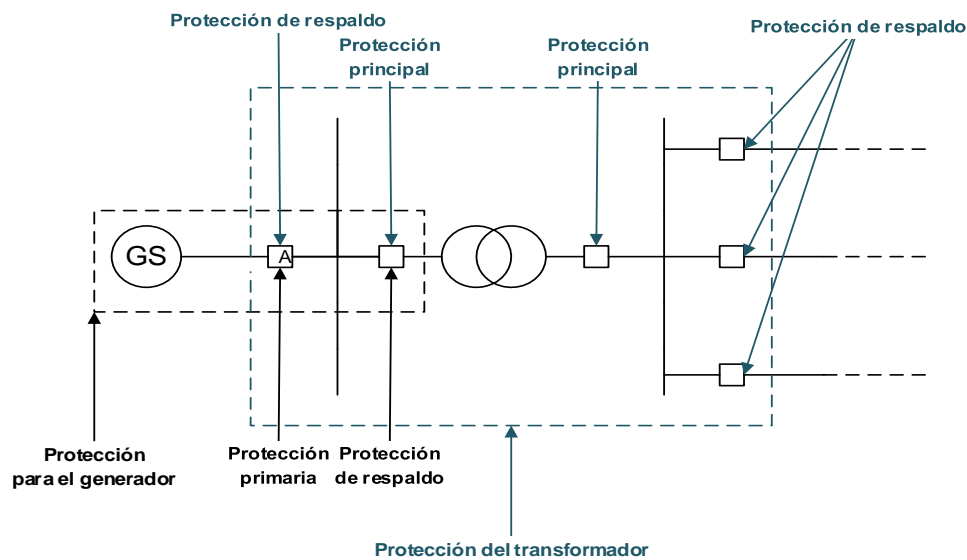
La protección de respaldo es una “segunda línea de defensa” que actúa solamente en caso de que la protección primaria falle.

Las protecciones primarias y de respaldo nunca deben actuar al mismo tiempo, por esta razón es que a los IED's de respaldo se los configura con un retardo en el tiempo con respecto a los IED's principales.

Existen dos tipos de protecciones de respaldo: locales o remotas, las locales son aquellas que están ubicadas en la misma subestación que la protección primaria correspondiente, mientras que las remotas se ubican en una subestación contigua.

Para el caso de mantenimiento la protección de respaldo actúa como protección principal.

La figura 2.5 muestra dentro de un bloque a un elemento con su protección principal y de respaldo. Por ejemplo, el interruptor “A” actúa como protección principal para el generador y también puede actuar como protección de respaldo para el transformador.



**Figura 2.5. Protección primaria y de respaldo en un SEP.**  
Fuente: Elaboración propia.

## 2.6 CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES

La confiabilidad en un sistema de protecciones significa que el sistema debe actuar siempre de forma correcta, es decir que todos los componentes que conforman el sistema de protecciones deben responder de una forma selectiva, rápida y segura ante cualquier situación o falla.

Un sistema de protecciones no siempre actúa de manera confiable, debido a que en un SEP es casi imposible pronosticar todas las fallas que puedan suceder, por esta razón existen errores en la operación de las protecciones, los cuales si no son analizados y tratados correctamente causan graves daños al SEP.



Entre los errores más comunes que se presentan en un sistema de protecciones están:

- Errores por operaciones incorrectas.
- Errores por fallas de operación.

### 2.6.1 Errores por operaciones incorrectas

*“Se refiere a disparos indeseados de relés de protección ante eventos externos a su zona de protección, o dinámicas de la red, que, aunque no corresponden a fallas, vuelven sensible o provocan comportamientos aleatorios a alguna o varias funciones de protección.” [1]*

Cuando se produce la operación incorrecta de uno o varios relés de protección, la estabilidad del sistema se ve afectada, debido a que se puede producir la salida de generadores o líneas de transmisión, y la demanda entonces sería más alta que la capacidad de generación, provocando un colapso del sistema.

Las operaciones incorrectas eliminan totalmente la selectividad, sensibilidad y confiabilidad en el sistema de protecciones.

### 2.6.2 Errores por fallas de operación

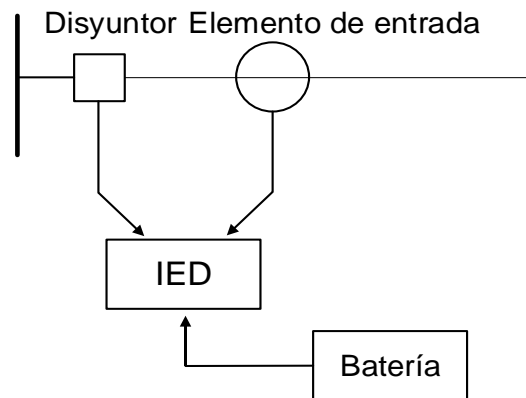
*“Se refiere a la ausencia de disparos o el bloqueo no deseado de funciones en relés de protección ante fallas o eventos dentro de la zona de protección, cuando dichas operaciones son requeridas.” [1]*

Este tipo de errores son causados por problemas de sensibilidad en los ajustes de protección, errores de cálculo durante la selección de ajustes, saturación de los órganos de medición o errores de interpretación de los algoritmos responsables de la activación de una función específica de un IED.

Las fallas de operación comprometen la rapidez y la selectividad de los sistemas de protecciones.

## 2.7 ELEMENTOS QUE INTERVIENEN EN UN SISTEMA DE PROTECCIONES

El elemento principal en un sistema de protecciones es el IED (Intelligent Electronic Device), pero existen otros elementos adicionales los cuales son: los elementos de entrada o transductores, la fuente de alimentación (D.C.) o batería y el disyuntor. Estos elementos se observan en la figura 2.6.



**Figura 2.6. Elementos de un sistema de protecciones.**

Fuente: Power system relaying. Stanley H. Horowitz. Third edition.

### 2.7.1 Fuentes DC o baterías

Debido a que la principal función de un sistema de protecciones es eliminar o despejar una falla, la capacidad de activar el disyuntor a través del IED no debe verse comprometida.

La energía para activar el sistema de protecciones no debe tomarse directamente de la red, porque si existe una falla en la red, la alimentación para el equipo de protecciones se ve afectada y por consiguiente no se consigue que el equipo actúe de forma adecuada.

Por ende, un sistema de protecciones debe contar con una fuente de alimentación (independiente de la red), de tal manera que proporcione de forma continua la energía necesaria para el funcionamiento del equipo de protección.

Generalmente la fuente de alimentación es una batería, la cual se encuentra conectada mediante un cargador a la línea de C.A. de servicios auxiliares de la S/E. Además, ante una falla en la alimentación, la batería tiene entre 8-12 horas de autonomía para suministrar energía al equipo de protección.

### 2.7.2 Disyuntor

El disyuntor o interruptor (circuit breaker), es un elemento cuya función principal es la de conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales o de falla, aislando el elemento del resto del sistema.

El disyuntor permite o no el flujo de potencia desde la fuente hacia la carga, en caso de que exista una falla recibe una señal proveniente de los IED's, la cual los acciona.



**Figura 2.7. Banco de baterías.**

Fuente: Amper. Recuperado de <http://www.amperonline.com/banco-de-bater%C3%AD>

### 2.7.3 Elementos de entrada o transductores

La medición de corrientes y tensiones en un SEP no se la puede hacer en forma directa debido a los altos valores de estas dos variables, por esta razón se utilizan los transformadores de medida o de instrumentos (TM).

Los propósitos específicos para los que sirven los TM son los siguientes:

- Aislar a los instrumentos de medición y protección de la red principal.
- Proporcionar seguridad al personal al no tener contacto directo con la red principal.
- Permitir la normalización de las características de operación de los instrumentos.

En un sistema de protecciones existen básicamente dos tipos de elementos de entrada: los transformadores de corriente (TC) y los transformadores de potencial (TP).

#### 2.7.3.1 Transformadores de corriente (TC)

Es un transformador en el cual la corriente en el devanado primario es proporcional a la corriente en el devanado secundario. Para el devanado secundario los valores de corriente se han estandarizado en valores de 1 A y 5 A.

El devanado primario del TC se conecta en serie al SEP en donde se requiere realizar la medición de la corriente, mientras que en el devanado secundario se



conectan los elementos de medición y control, los cuales deben tener valores bajos de impedancias para que el TC trabaje en condiciones cercanas al cortocircuito.

Existen dos tipos de TC's, los utilizados para propósitos de medición y los utilizados para propósitos de protección. Los TC's usados para medida están diseñados de manera que, al momento de producirse una falla, se saturan y protegen al elemento conectado al secundario debido a la excesiva corriente, mientras que los TC's de protección están diseñados para soportar fielmente las corrientes de falla.

#### **2.7.3.1.1 Consideraciones cuando se trabaja con un TC**

Cuando se trabaje con un TC se debe tener en cuenta que el primario del mismo no se encuentre energizado, puesto que cuando está energizado y el secundario es abierto las tensiones que se desarrollan en los terminales del secundario son extremadamente altas, debido a la corriente que circula por el primario y podrían afectar al personal o dañar algún instrumento. Por esta razón es que los secundarios de los TC's deben permanecer siempre cerrados o cortocircuitados.

#### **2.7.3.2 Transformadores de potencial (TP)**

Al igual que los TC's, los TP's están diseñados de tal manera que tienen un devanado primario y un secundario, acoplados magnéticamente. Los TP's son construidos para que la caída de tensión en sus devanados sea pequeña.

La principal función de un TP es reducir tensiones que se encuentran en orden de los kV a tensiones que puedan ser manejadas por los IED's, tensiones por lo general estandarizadas en 110 V o 120 V (tensión línea-línea).

El devanado primario se conecta en paralelo al SEP en donde se desea conocer la tensión, mientras que en el devanado secundario se conectan en paralelo los instrumentos de medición y control.

Existen principalmente dos tipos de TP's: los inductivos y los capacitivos. Los TP's inductivos por lo general son utilizados en sistemas de baja, media y alta tensión, y su tamaño es proporcional a la tensión nominal, por esta razón su costo incrementa cuando la tensión nominal del primario es mayor.

Los TP's capacitivos por lo general se utilizan en sistemas de extra alta tensión, su precisión es mayor y su tamaño es menor en comparación con los TP's inductivos.



#### **2.7.4 Dispositivos Electrónicos Inteligentes IED's**

La principal función de los IED's en un SEP consiste en anticipar y limitar o aislar el daño de los equipos que están involucrados en un sistema, ante posibles fallas que ocurren en el mismo, minimizando de alguna forma los efectos de daño.

Los IED's operan con las señales que reciben de los elementos de entrada y al comparar la magnitud de la señal proveniente de estos con una magnitud configurada, el IED decide si abre o cierra sus contactos con el fin de activar ya sea el elemento de protección (disyuntor) o una alarma.





## CAPÍTULO 3

### DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES IED's

#### 3.1 INTRODUCCIÓN

Los primeros sistemas de protecciones que se implementaron en centrales eléctricas, en empresas distribuidoras y en plantas industriales utilizaban tecnología electromecánica para proteger a sus equipos. Con el paso del tiempo los dispositivos electromecánicos quedaron obsoletos y fueron reemplazados por equipos de estado sólido.

Posteriormente con el desarrollo de la tecnología los sistemas de protecciones fueron evolucionando hasta tener hoy en día los IED's (Intelligent Electronic Devices) o relés con tecnología numérica.

En la actualidad los IED's son los relés más utilizados ya que sus características de diseño y construcción permiten realizar acciones de monitoreo, control, protección y supervisión, todo en un solo dispositivo.

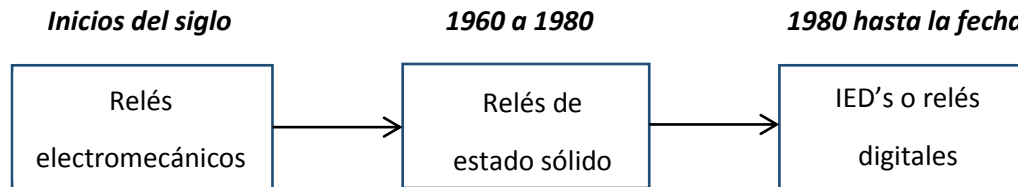
#### 3.2 DEFINICIÓN DE IED

Es un dispositivo electrónico inteligente que contiene microprocesadores, microcontroladores y software para realizar las funciones de protección. Por lo general son utilizados en centrales de generación eléctrica para protección de sus equipos, puesto que brindan altos niveles de seguridad y confiabilidad.

Utilizan tecnología numérica programable, ofreciendo gran selectividad al proporcionar condiciones de disparo o alarma, las que se activan comparando señales de entrada con valores de actuación o referencia pre-establecidos.

Además, al tener incorporada una memoria volátil, el IED tiene la capacidad de almacenar información aún si el dispositivo deja de ser alimentado. Esta información se puede utilizar en cualquier momento para realizar algún tipo de análisis e incluso obtener oscilografías en caso de que se produzca una falla. También tienen la capacidad de acoplarse a un sistema automatizado de subestaciones a través de protocolos de comunicación (DNP 3.0, IEC61850, etc.).

Estos dispositivos integran las funciones y características de los relés electromecánicos y de estado sólido en un solo elemento, y han revolucionado los sistemas de protecciones.

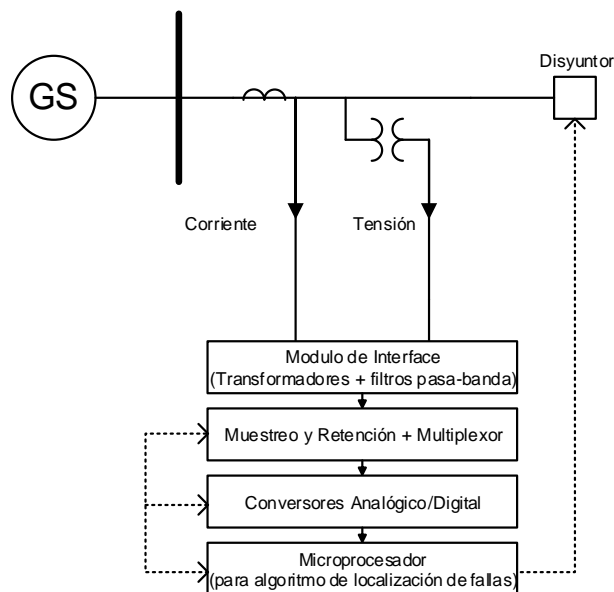


**Figura 3.1. Evolución de los relés de protección.**

Fuente: Elaboración propia.

### 3.3 ARQUITECTURA INTERNA DE UN IED.

La figura 3.2 muestra la arquitectura interna de un IED, las señales analógicas de corriente y tensión provenientes de los TC's y TP's son filtradas mediante un módulo de interface, para después ser muestreadas y convertidas en señales digitales mediante los convertidores A/D. Finalmente el microprocesador analiza las señales y en base a su programación envía o no una señal de alarma o disparo (actuación del interruptor).



**Figura 3.2. Arquitectura interna de un IED.**

Fuente: Protección digital de los sistemas eléctricos de potencia. Denis Vinicius Coury. Universidad de Sao Paulo.



### 3.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE UTILIZAR IED'S

Las ventajas que se obtienen al utilizar IED's son:

- Incrementan la confiabilidad de los sistemas y equipos.
- Comunicación con otros IED's para intercambiar información.
- Reducen los tiempos de operación y mantenimiento.
- Permiten realizar análisis de fallas para posteriores correcciones.
- Brindan flexibilidad para extensiones futuras.
- Integran funciones de protección principal y de respaldo en el mismo dispositivo.

Las desventajas que se obtienen al utilizar IED's son:

- Tienen un elevado costo de adquisición.
- Los lenguajes de programación varían de acuerdo al fabricante.
- Al utilizar componentes electrónicos son más sensibles a fallas.

### 3.5 IED'S IMPLEMENTADOS EN LAS CENTRALES DE ELECAUSTRO

Las centrales pertenecientes a Elecaustro disponen de IED's en su sistema de protecciones eléctricas, pero por cuestiones de diseño, tipo de central, disposición y otras razones los IED's implementados no son del mismo tipo y fabricante.

Saymirín III y IV junto con Saucay y El Descanso tienen instalados IED's del mismo fabricante, mientras que en Saymirín V y Ocaña los IED's son de distintos fabricantes.

Los IED's que se encuentran hoy en día implementados en las centrales son los siguientes:

#### 3.5.1 IED's para protección de generadores

##### 3.5.1.1 IED MiCOM P343

El IED MiCOM P343 de Schneider Electric, brinda una protección segura y confiable a las unidades de generación de cualquier tipo de central, e integra las funciones de protección, control, monitoreo y medición en un solo dispositivo.

Permite una fácil integración a las redes de sistemas de control (sistemas SCADA), ya que cuentan con una serie de protocolos estándar utilizados en la industria para la comunicación.

El IED también monitorea el estado y condición del interruptor, además registra eventos, disturbios, fallas que pueden ser utilizadas para realizar posteriores análisis.

Este IED se encuentra implementado para proteger a los generadores Say-U7, Sau-8 de Saymirín V y Ocaña-U1, Ocaña-U2 de Ocaña.



**Figura 3.3. IED MiCOM P343.**

Fuente: Catálogo. MiCOM P342, P343, P344.

**Nota:** De acuerdo con la nomenclatura que se maneja en el modelo eléctrico en DigSILENT, facilitado por el departamento de planificación de Elecaustro S.A, se designa con la nomenclatura "Say-U7 y Say-U8" a las unidades de generación 1 y 2 de Saymirín V.

#### 3.5.1.1.1 Esquema interno

En la figura 3.4 se observa el diagrama unifilar con las funciones de protección, control, monitoreo y medición que dispone el IED, así como las señales de entrada provenientes de los transductores y los puertos para la comunicación.

Todas las funciones de protección con las que cuenta el IED se encuentran en la tabla A.1 del ANEXO A.

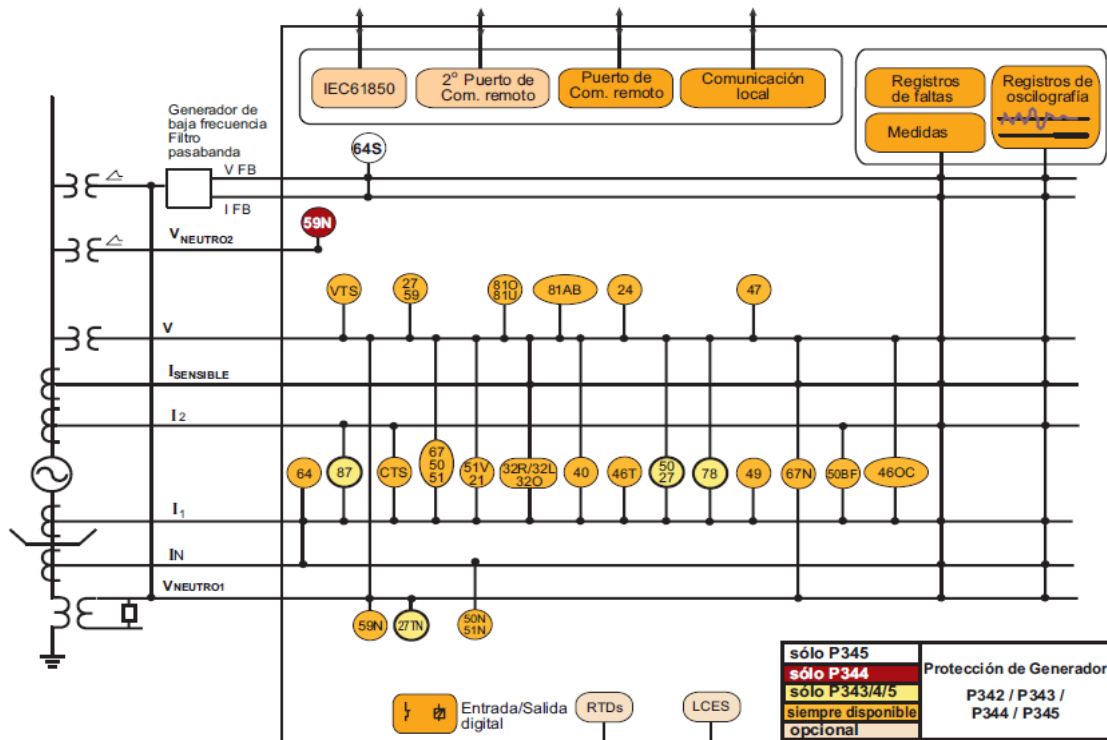


Figura 3.4. Esquema interno del IED MiCOM P343.

Fuente: Manual técnico. MiCOM P342/P343/P344/P345&P391.

### 3.5.1.2 IED REG670

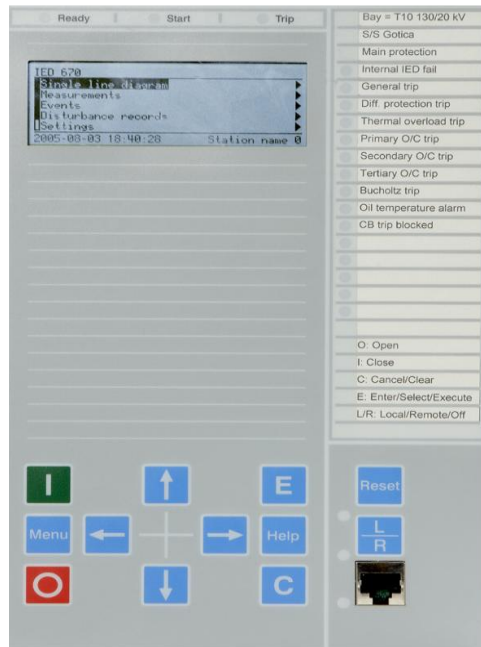
Los IED's REG670 de ABB, son utilizados para la protección, el control y monitoreo de las unidades de generación o de unidades generador-transformador en centrales eléctricas.

Una de las principales ventajas de utilizar este IED es que es posible proteger además del generador a otro elemento, por ejemplo, un transformador de servicios auxiliares, en donde las protecciones principales protegen al generador, mientras que las de respaldo protegen al transformador.

En su parte frontal el IED tiene una pantalla LCD, botones de navegación, led's indicadores y un puerto RJ45 que permite al IED interactuar con una PC.

Contiene un amplio rango de protocolos de comunicación lo que hace posible conectarse a cualquier sistema SCADA, entre los protocolos con los que cuenta el IED se tienen: IEC 61850-8-1, LON, SPA o IEC 60870-5-103, y DNP 3.0.

Este IED se encuentra implementado para proteger las unidades de generación Say-U5, Say-U6 de Saymirín III y IV y todas las unidades de generación de El Descanso y Saucay.



**Figura 3.5. IED REG670.**

Fuente: Generator protection REG670. Application manual.

### 3.5.1.2.1 Esquema interno

En la figura 3.6 se observa el diagrama unifilar con las funciones de protección, control, monitoreo y medición que vienen incorporadas en el IED, así como las señales de entrada provenientes de los transductores.

Todas las funciones de protección con las que cuenta el IED se encuentran en la tabla A.2 del ANEXO A.

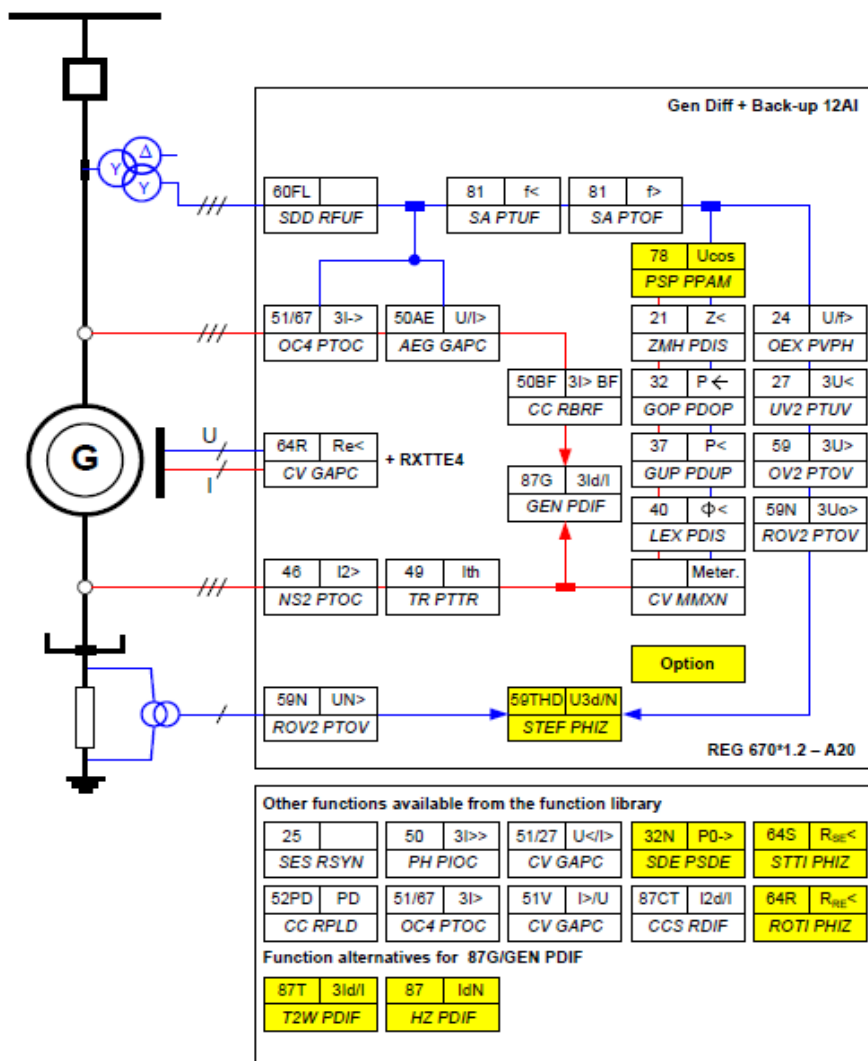


Figura 3.6. Esquema interno del IED REG670 (A20).

Fuente: Generator protection REG670. Product Guide.

### 3.5.2 IED's para protección de transformadores

#### 3.5.2.1 IED MiCOM P643

El IED MiCOM P643 de Schneider Electric, es usado para proteger el transformador de potencia principal de centrales de generación, ante posibles fallas internas o externas que puedan llegar a darse en él.

Este IED incorpora funciones de protección, control, monitoreo y medición además de funciones de comunicación en un único dispositivo.

Contiene un amplio rango de protocolos de comunicación como el IEC 61850, lo que hace posible conectarse a cualquier sistema SCADA.

En la central Saymirín V se encuentra implementado este IED para proteger al transformador T112 de la subestación 11.



**Figura 3.7. IED MiCOM P643.**

Fuente: Catálogo. MiCOM P642/643/645.

#### 3.5.2.1.1 Esquema interno

En la figura 3.8 se observa el diagrama unifilar con las funciones de protección, control, monitoreo y medición que dispone el IED, así como las señales de entrada provenientes de los transductores, y los puertos para la comunicación.

El color naranja indica las funciones que siempre están disponibles y el color verde las funciones opcionales.

Todas las funciones de protección con las que cuenta el IED se encuentran en la tabla A.3 ANEXO A.







en05000055.jpg

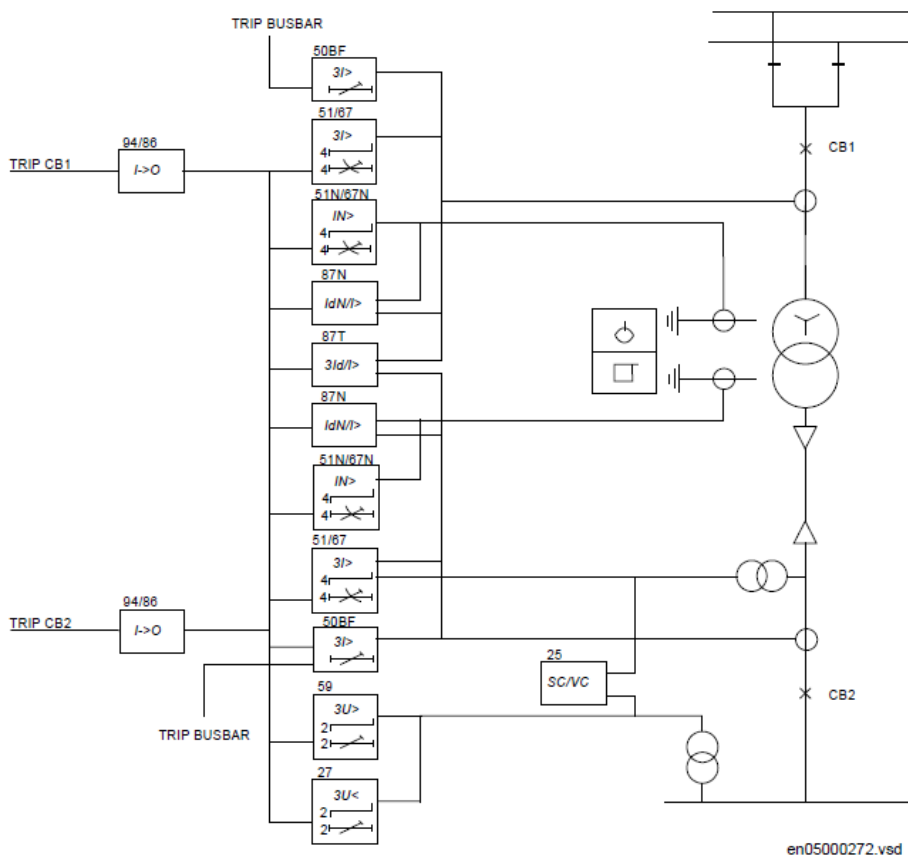
**Figura 3.9. IED RET670.**

Fuente: Transformer protection RET670. Application manual.

### 3.5.2.2.1 Esquema interno

En la figura 3.10 se observa el diagrama unifilar con las funciones de protección, control, monitoreo y medición con las que cuenta el IED RET670, así como las señales de entrada provenientes de los transductores.

Todas las funciones de protección con las que cuenta el IED se encuentran en la tabla A.4 del ANEXO A.



**Figura 3.10. Esquema interno del IED RET670 (A10).**  
Fuente: Transformer protection RET670. Product Guide.

### 3.5.2.3 IED SIPROTEC 7UT613

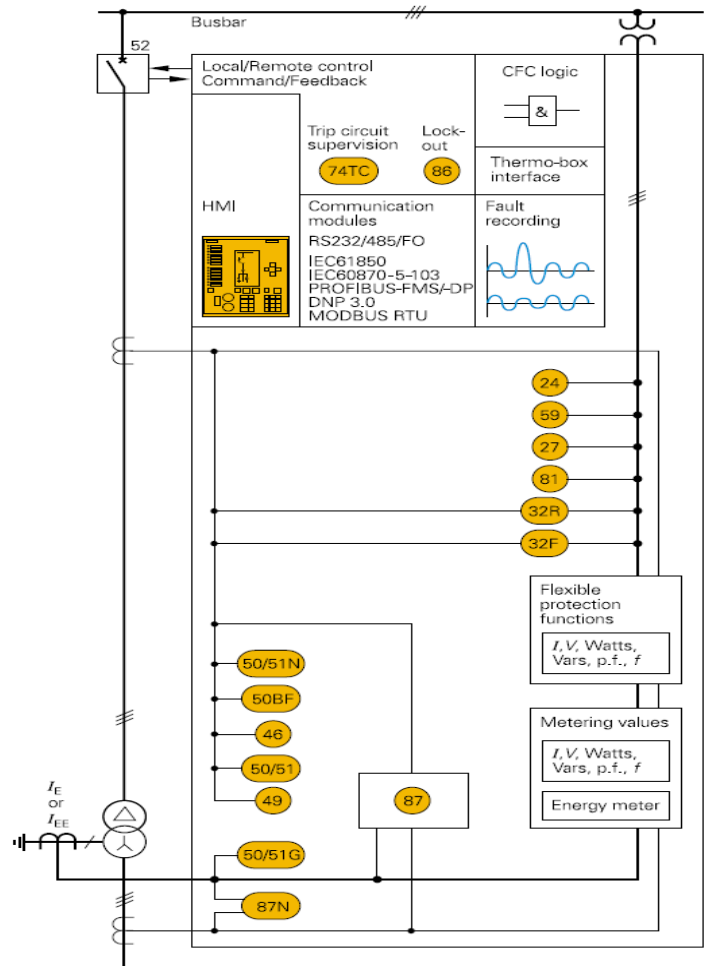
El IED SIPROTEC 4 7UT613 de Siemens, es ampliamente utilizado para proporcionar un despeje rápido y selectivo de corrientes de cortocircuitos en transformadores de 2 y 3 devanados, así como en generadores, motores y barras de subestaciones.

El IED tiene como protección principal la función diferencial, pero además incorpora una función de protección de sobrecorriente como respaldo.

Al igual que la mayoría de IED's que existen hoy en día, el IED SIPROTEC 4 7UT613 incorpora las funciones de protección, control, medición y monitoreo en un solo dispositivo.

Los parámetros del dispositivo se configuran ya sea mediante el teclado que viene incorporado en la parte frontal del IED, mediante el software DIGSI 4 (Software de





**Figura 3.12. Esquema interno del IED SIPROTEC 7UT613.**  
Fuente: Catálogo. SIPROTEC 4 7UT6.

### 3.5.2.4 IED SIPROTEC 7SJ641

El IED SIPROTEC 4 7SJ641 de Siemens, es utilizado para controlar, medir y monitorear alimentadores de distribución y líneas de transmisión aterradas y sin aterrarse de cualquier nivel de tensión, garantizando al usuario un costo efectivo en el manejo del sistema de potencia y asegura la confiabilidad en el suministro de energía hacia los clientes.

El IED tiene como protección principal la función de sobrecorriente, pero incorpora otras funciones como la sobrecorriente direccional para mejorar el funcionamiento del sistema de protecciones.

Al igual que el SIPROTEC 7UT613, este IED incorpora varios módulos de comunicación, lo que le permite tener diferentes interfaces y protocolos de

comunicación para satisfacer cualquier tipo de necesidad. Los protocolos de comunicación que soporta el IED son: IEC 60870-5-103, IEC 61850, PROFIBUS-FMS/-DP, DNP 3.0, DNP3 TCP y MODBUS RTU.

Este IED se utiliza como protección de respaldo para proteger a los transformadores T Ocaña1 y T Ocaña2 que conforman la subestación Ocaña.

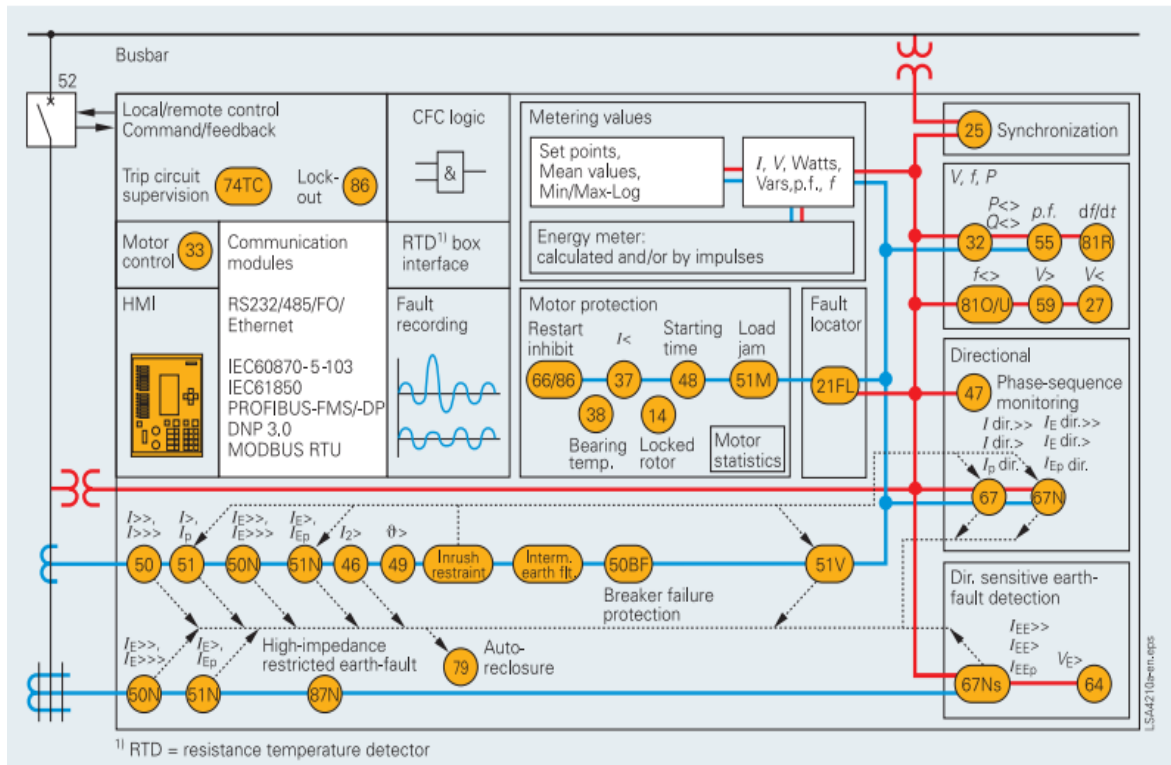


**Figura 3.13. IED SIPROTEC 7SJ641.**  
Fuente: Catálogo. SIPROTEC 4 7SJ641.

#### 3.5.2.4.1 Esquema interno

En la figura 3.14 se observa el diagrama unifilar con las funciones de protección, control, monitoreo y medición con las que cuenta el IED, así como las señales de entrada provenientes de los transductores.

Todas las funciones de protección con las que cuenta el IED se encuentran en la tabla A.6 del ANEXO A.



**Figura 3.14. Esquema interno del IED SIPROTEC 7SJ641.**

Fuente: Catálogo. SIPROTEC 4 7SJ641.

### 3.5.3 IED's para protección de líneas de transmisión

#### 3.5.3.1 IED MiCOM P543

Los IED's MiCOM P543 de Schneider Electric utilizan tecnología numérica y proporcionan una alta velocidad para proteger a las líneas contra corrientes diferenciales. Además, proveen protección de respaldo, gran flexibilidad, control, seguimiento y supervisión de líneas de transmisión tanto aéreas como subterráneas, todo esto de manera muy fiable.

Proporcionan una combinación incomparable de velocidad, seguridad y selectividad para cualquier clase de falla en el sistema de alimentación.

Este IED se encuentra implementado para proteger a la línea Saymirín(11)-Ricaurte(07) que sale desde la subestación de Saymirín(11).



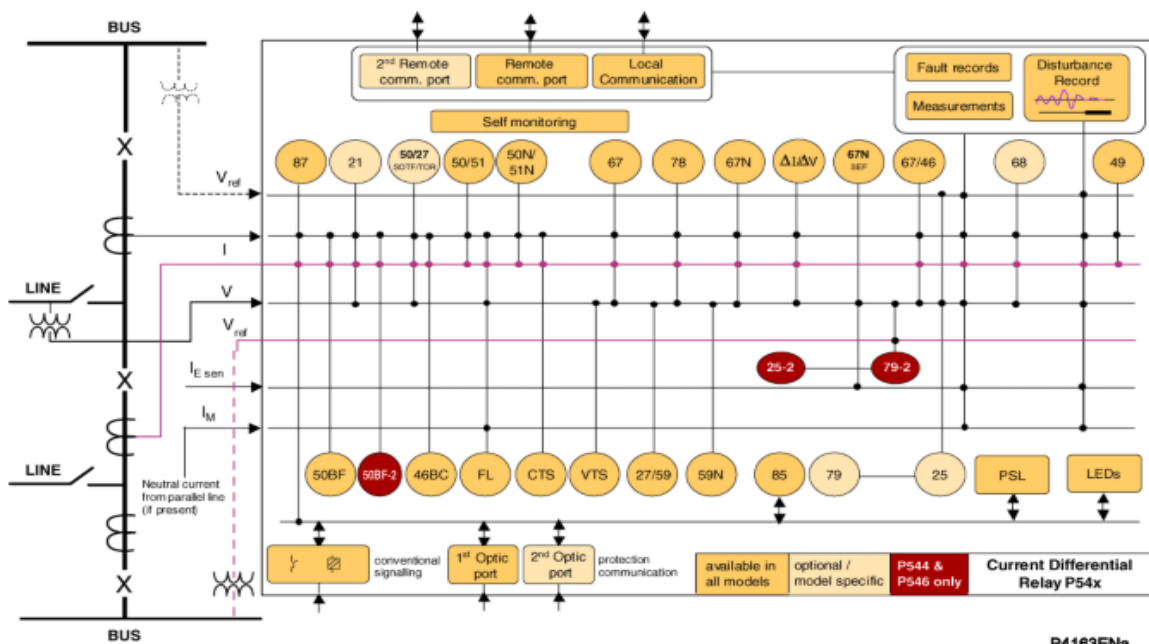
**Figura 3.15. IED MiCOM P54x.**  
Fuente: Catálogo. MiCOM P54x Series.

### 3.5.3.1.1 Esquema interno

En la figura 3.16 se observa el diagrama unifilar con las funciones de protección, control, monitoreo y medición que dispone el IED.

En el esquema se observa los cuadros en color naranja con las opciones que siempre vienen en este tipo de dispositivo, mientras que, los cuadros de color verde son funciones opcionales.

Todas las funciones de protección con las que cuenta el IED se encuentran en la tabla A.7 del ANEXO A.



**Figura 3.16. Esquema interno de las funciones del IED MiCOM P54x.**  
Fuente: Manual técnico. MiCOM P54x.



### 3.5.3.2 IED SIPROTEC 7SD532

El IED 7SD532 de Siemens, brinda protección diferencial completa a las líneas de transmisión y subtransmisión e incorpora todas las funciones normalmente requeridas para la protección de las mismas.

Al contar con distintos niveles de energía el IED protege líneas de distribución, así como, líneas de transmisión, contribuyendo a la mejora de la fiabilidad, selectividad y disponibilidad del sistema eléctrico de potencia.

También equipos como transformadores y bobinas de compensación que estén dentro de la zona de protección de las líneas pueden ser protegidos por este IED.

Para activar las funciones diferenciales sólo basta con conectar TC's a las líneas que se desea proteger.

Este IED está implementado para proveer protección principal a las líneas Ocaña-Cañar(18) 1 y Ocaña-Cañar(18) 2 que salen desde la subestación de Ocaña.

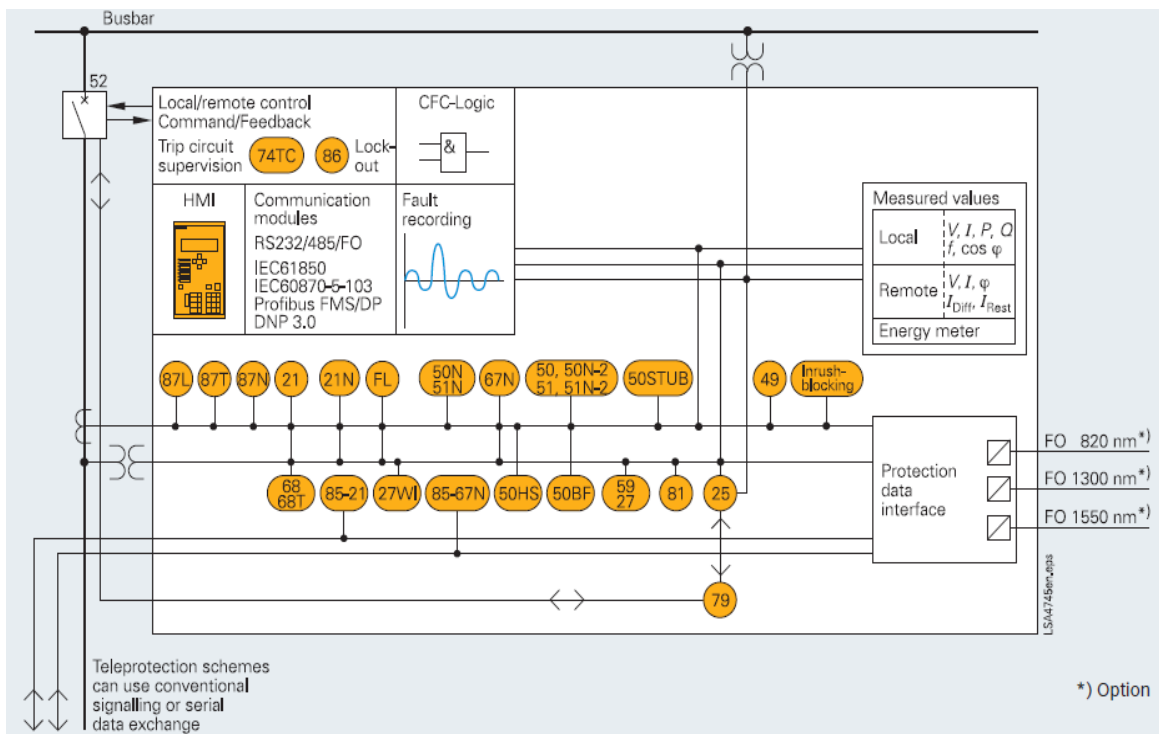


**Figura 3.17. IED SIPROTEC 4 7SD53X.**  
Fuente: Catálogo. SIPROTEC 4 7SD52/53.

#### 3.5.3.2.1 Esquema interno

En la figura 3.18 se observa el diagrama unifilar con las funciones de protección, control, monitoreo y medición que dispone el IED.

Todas las funciones de protección con las que cuenta el IED se encuentran en la tabla A.8 del ANEXO A.



**Figura 3.18. Esquema interno del IED SIPROTEC 4 7SD532.**

Fuente: Catálogo. SIPROTEC 4 7SD52/53.

### 3.5.3.3 IED SIPROTEC 7SJ622

El IED 7SJ622 de Siemens, ofrece protección para líneas de media y alta tensión con y sin sistema de aterrado, pero también brinda protección para máquinas asíncronas de todos los tipos.

Además, el IED permite al usuario implementar sus propias funciones de protección y sus flexibles interfaces de comunicación permiten tener modernas arquitecturas de comunicación con sistemas de control.

Este IED está implementado para proveer protección de respaldo a las líneas Ocaña-Cañar(18) 1 y Ocaña-Cañar(18) 2 que salen desde la subestación de Ocaña.

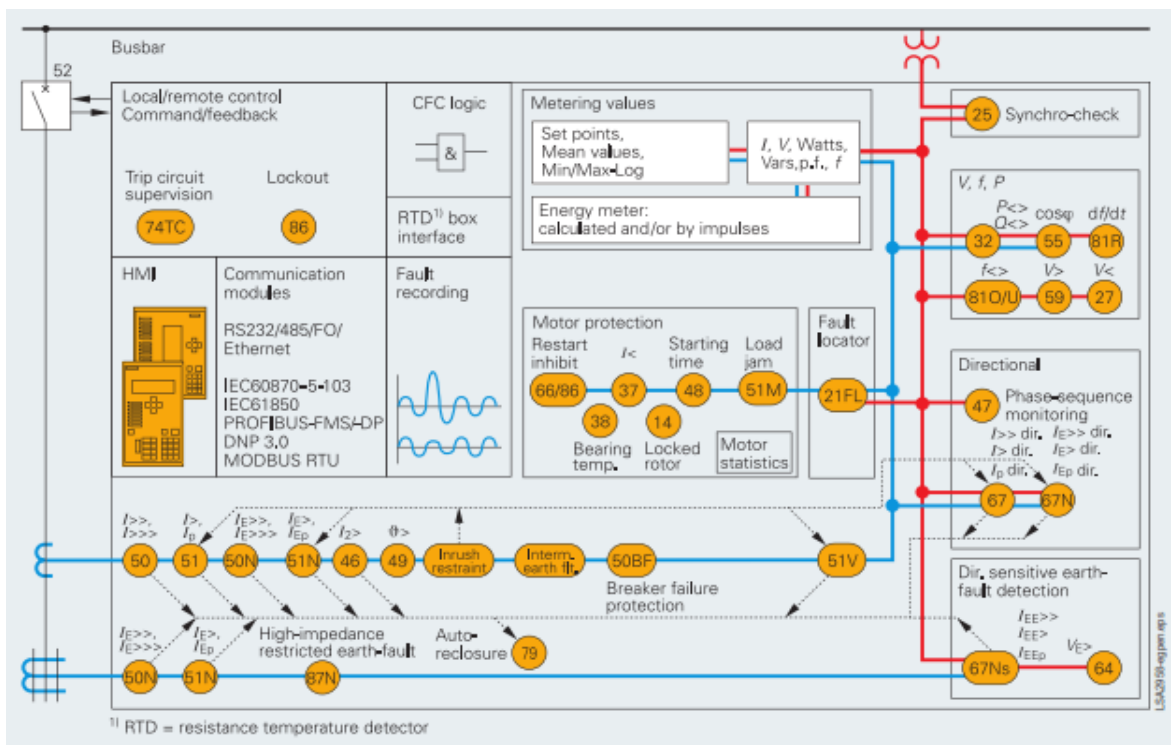


**Figura 3.19. IED SIPROTEC 4 7SJ62.**  
Fuente: Catálogo. SIPROTEC 4 7SJ62.

### 3.5.3.3.1 Esquema interno

En la figura 3.20 se observa el diagrama unifilar con las funciones de protección, control, monitoreo y medición que dispone el IED.

Todas las funciones de protección con las que cuenta el IED se encuentran en la tabla A.9 del ANEXO A.



**Figura 3.20. Esquema interno del IED SIPROTEC 4 7SJ62.**  
Fuente: Catálogo. SIPROTEC 4 7SJ62.

**Nota:** De todas las funciones de protección con las que cuentan todos los IED's descritos anteriormente, solamente están activas aquellas funciones que fueron seleccionadas en el diseño de protecciones del elemento correspondiente.

### 3.6 RESUMEN DE LOS IED's INSTALADOS EN LAS CENTRALES DE ELECAUSTRO

A continuación, se presenta un resumen de los elementos de todas las centrales con su correspondiente IED de protección.

**Tabla 3.1. Resumen de los IED's instalados en las centrales de Elecaustro.**  
Fuente: Elaboración propia.

CENTRAL \ ELEMENTO PROTEGIDO	GENERADORES	TRANSFORMADORES	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
SAUCAY	REG670	RET670	RET670 de T202 y RET670 de T203
SAYMIRÍN III y IV	REG670	RET670	-
SAYMIRÍN V	MiCOM P343	MiCOM P643	MiCOM P543
EL DESCANSO	REG670	RET670	-
OCAÑA	MiCOM P343	SIPROTEC 7UT613 y SIPROTEC 7SJ641	SIPROTEC 7SD532 y SIPROTEC 7SJ622

## CAPÍTULO 4

### MODELOS ELÉCTRICOS DE LAS CENTRALES DE ELECAUSTRO Y DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN PERTENECIENTE A LA EERCS

#### 4.1 INTRODUCCIÓN

Los modelos eléctricos permiten simular eventos y analizar las respuestas del sistema, con el fin de tomar acciones correctivas para brindar niveles de confiabilidad y seguridad al sistema, además de contribuir a la parte económica.

Para modelar un SEP, se requiere de los modelos e información sobre los parámetros individuales de cada elemento, como son los generadores, transformadores, líneas y cargas.

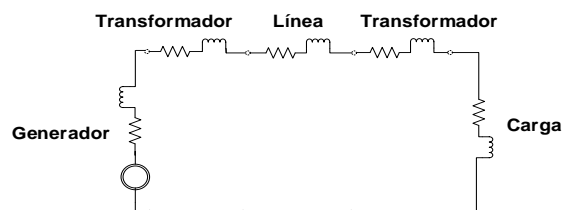
#### 4.2 DIAGRAMAS UTILIZADOS PARA LA REPRESENTACIÓN DE UN SEP

Los modelos eléctricos se representan mediante diagramas de impedancias, reactancias o unifilares.

##### 4.2.1 Diagrama de impedancias

Un diagrama de impedancias es una representación monofásica de un sistema trifásico equilibrado, mostrando una fase y un neutro de retorno, esta representación ayuda a analizar las diferentes situaciones del sistema de potencia.

En la figura 4.1 se observan los elementos básicos del SEP, de tal manera que en el circuito equivalente se obtienen las impedancias referidas al mismo lado de uno de los transformadores, resultando en un diagrama que se conoce como *diagrama de impedancias*.

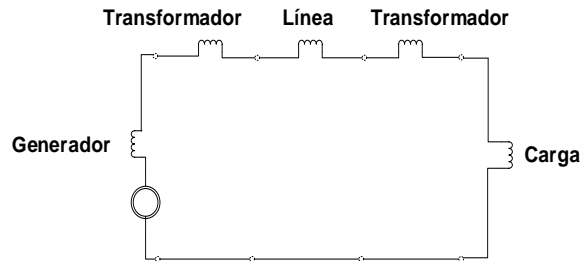


**Figura 4.1. Diagrama de impedancias.**

Fuente: Notas de clase Teoría de Máquinas Eléctricas. Raúl León Piedra. Universidad de Cuenca 2012.

### 4.2.2 Diagrama de reactancias

Este diagrama al igual que en el diagrama de impedancias, representa al sistema mostrando una fase y un neutro de retorno, con la diferencia de que se desprecian todas las resistencias de los componentes con fines de simplificar los cálculos.



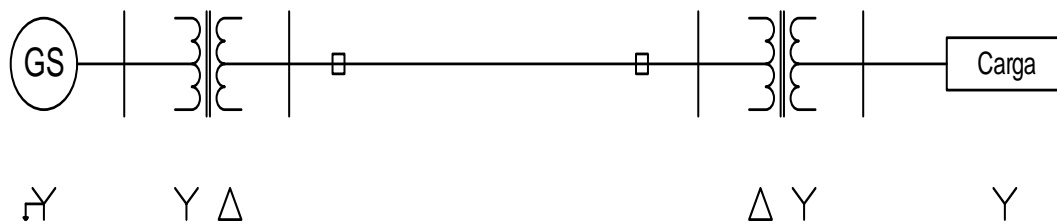
**Figura 4.2. Diagrama de reactancias.**

Fuente: Notas de clase Teoría de Máquinas Eléctricas. Raúl León Piedra. Universidad de Cuenca 2012.

### 4.3.3 Diagramas unifilares

Otra forma de representar un SEP es mediante los *diagramas unifilares*, los cuales representan a los componentes más esenciales del sistema de forma muy simple. La cantidad de componentes que conforman un diagrama unifilar varía dependiendo del sistema.

En la figura 4.3 se observa un tipo de diagrama unifilar con elementos como son: generador, transformadores, interruptores, líneas, barras y carga, además de los tipos de conexión de cada elemento.



**Figura 4.3. Diagrama unifilar de un SEP.**

Fuente: Notas de clase Teoría de Máquinas Eléctricas. Raúl León Piedra. Universidad de Cuenca 2012.

### 4.3 MODELOS ELÉCTRICOS DE LOS COMPONENTES DE UN SEP

Para realizar un análisis del comportamiento de un sistema se necesita obtener un modelo matemático que represente el principio de funcionamiento físico de cada uno de los elementos, a dichos modelos se les conoce como *modelos eléctricos*.

Los modelos eléctricos contienen información sobre las características de los elementos y se representan gráficamente.

Tomando en cuenta lo expuesto anteriormente, a continuación, se obtienen los modelos eléctricos de algunos componentes, que son necesarios para desarrollar esta investigación.

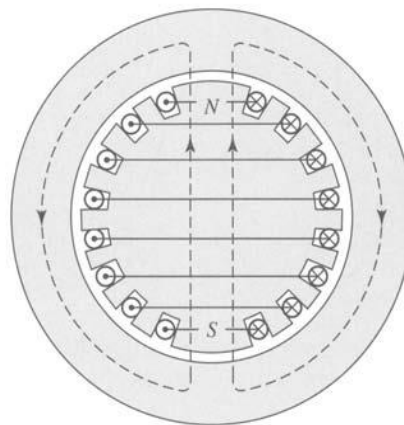
#### 4.3.1 Modelo eléctrico de los generadores síncronos

Un generador es una máquina síncrona que es impulsada por una turbina (de vapor, hidráulica, etc.) para convertir energía mecánica en energía eléctrica.

De acuerdo a la forma de construcción del rotor, es posible tener dos clases de generadores síncronos: generador síncrono de rotor cilíndrico y generador síncrono de polos salientes.

##### 4.3.1.1 Generador síncrono de rotor cilíndrico

Se caracteriza por tener un entrehierro uniforme o simétrico, por lo general se utilizan en centrales termoeléctricas en donde las turbinas que son movidas por motores de combustión ya sea interna o externa funcionan a grandes velocidades.



**Figura 4.4. Generador síncrono de rotor cilíndrico.**

Fuente: Electric machinery. A.E.Fitzgerald, Charles Kingsley Jr & Stephen D. Umans. Sixth edition.

Un generador síncrono de rotor cilíndrico está compuesto principalmente por dos partes: una parte fija denominada estator o armadura y una móvil conocida como rotor, la cual gira dentro del estator. En el estator se aloja el devanado de armadura mientras que en el rotor el devanado de campo. Al tener un rotor uniforme la reluctancia del mismo también es uniforme.

En un generador de rotor cilíndrico, se alimenta con corriente DC al devanado de campo, la cual produce un campo magnético o fuerza magnetomotriz (fmm) en el rotor. Cuando se conecta una carga a la armadura del generador, circula una corriente la cual también produce un campo magnético o fmm en el estator. Las fmm del rotor y el estator interactúan entre sí dando lugar a que se forme un par electromagnético, el cual se opone al par electromecánico impuesto por el primotor o fuente de energía mecánica.

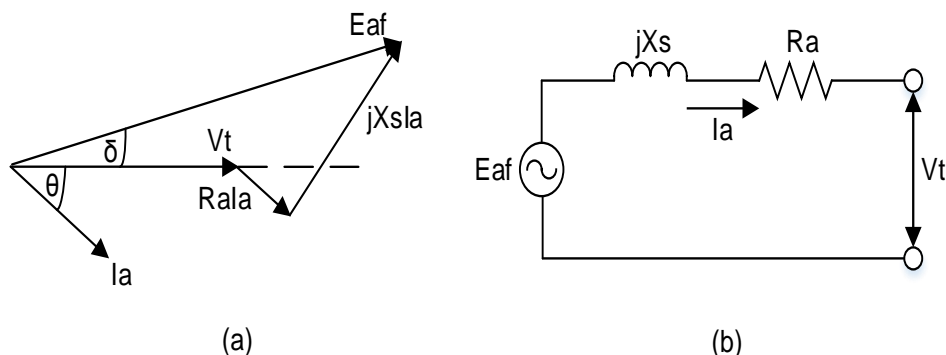
#### 4.3.1.1 Modelo eléctrico del generador síncrono de rotor cilíndrico

Si la tensión generada en el entrehierro de la máquina es  $E_{af}$  y por la armadura circula una corriente  $I_a$ , entonces la tensión que se obtiene en los terminales del generador es:

$$V_t = E_{af} - jX_s I_a - R_a I_a \quad [4.1]$$

Donde a  $X_s$  se conoce como *reactancia sincrónica*, la cual representa los efectos de la reacción del inducido y la autoinductancia de la máquina en forma de reactancia y  $R_a$  es la resistencia de la armadura.

El diagrama vectorial y el circuito equivalente del generador de rotor cilíndrico se observa en la figura 4.5.



**Figura 4.5. Modelo eléctrico del generador síncrono de rotor cilíndrico: (a) Diagrama vectorial. (b) Diagrama de impedancias.**

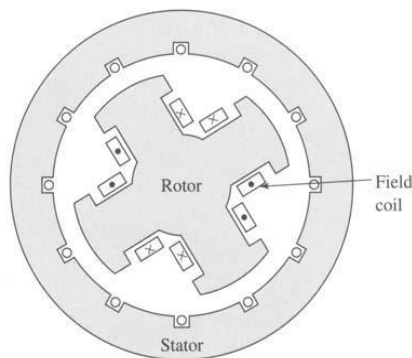
Fuente: Electric machinery. A.E.Fitzgerald, Charles Kingsley Jr & Stephen D. Umans. Sixth edition.



El ángulo  $\delta$  entre la tensión en los terminales  $V_t$  y la tensión generada  $E_{af}$  es conocido como el *ángulo de potencia*.

#### 4.3.1.2 Generador síncrono de polos salientes

El generador síncrono de polos salientes se caracteriza por tener un entrehierro irregular o no uniforme como se observa en la figura 4.6. Estos generadores por lo general se utilizan en centrales hidroeléctricas en donde las turbinas hidráulicas funcionan a velocidades relativamente bajas.



**Figura 4.6. Generador síncrono de polos salientes de dos polos.**

Fuente: Electric machinery. A.E.Fitzgerald, Charles Kingsley Jr & Stephen D. Umans. Sixth edition.

El generador de polos salientes está compuesto por un estator y un rotor, en este tipo de generadores los polos sobresalen como se observa en la figura 4.6, dando lugar a que se originen reluctancias no uniformes en las caras polares (eje directo) e interpolares (eje en cuadratura) del rotor.

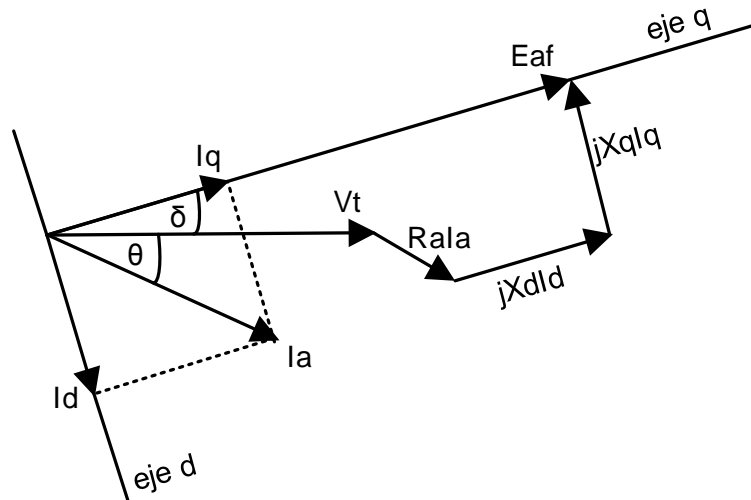
Dado que las reluctancias en las caras o ejes varían dependiendo de la fmm de la reacción de la armadura, se considera una reactancia de eje directo  $X_d$  para la cara polar y una reactancia de eje en cuadratura  $X_q$  para la cara interpolar, siendo  $X_d$  mucho mayor que  $X_q$ . Esto último, implica que la corriente de armadura tenga dos componentes denominados: corriente de armadura de eje directo  $I_d$  y corriente de armadura de eje en cuadratura  $I_q$ .

##### 4.3.1.2.1 Modelo eléctrico del generador síncrono de polos salientes

Al descomponerse la corriente de armadura en dos componentes, existe una caída de tensión  $X_d I_d$  en el eje directo y una  $X_q I_q$  en el eje en cuadratura, por lo tanto, la tensión que se obtiene en los terminales de una máquina de polos salientes es:

$$V_t = E_{af} - jX_d I_d - jX_q I_q - R_a I_a \quad [4.2]$$

En la figura 4.7 se observa el diagrama fasorial de un generador de polos salientes.



**Figura 4.7. Diagrama vectorial por fase de un generador síncrono de polos salientes.**

Fuente: Electric machinery. A.E.Fitzgerald, Charles Kingsley Jr & Stephen D. Umans. Sixth edition.

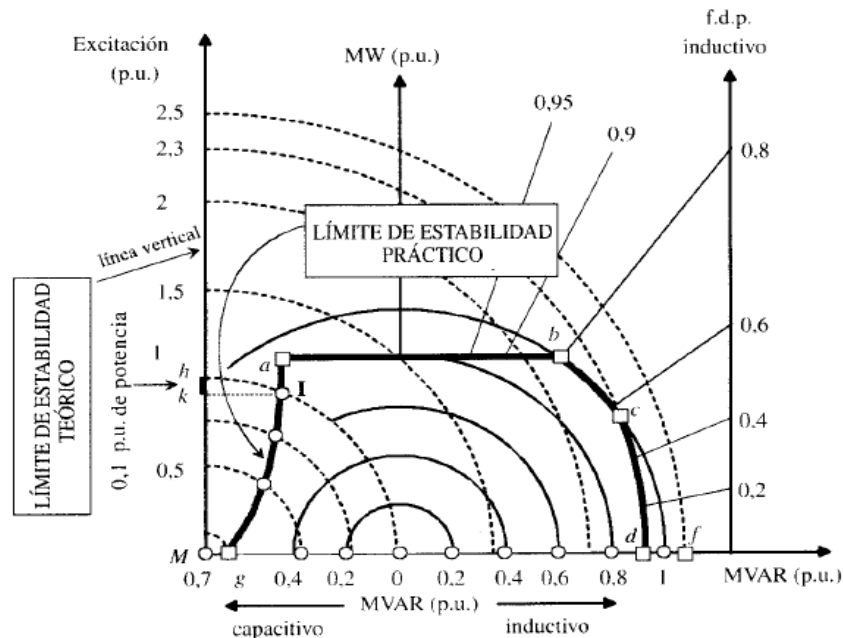
El ángulo  $\delta$  entre la tensión en los terminales  $V_t$  y la tensión generada  $E_{af}$  es conocido como el *ángulo de potencia*.

No es posible obtener un diagrama de impedancias de esta máquina debido a que en el rotor la reluctancia no es uniforme.

#### 4.3.1.3 Curva de capacidad de los generadores síncronos

Debido a que la demanda eléctrica es impredecible, la potencia activa y reactiva que despachan los generadores siempre están cambiando en el tiempo, por esta razón se necesita conocer los límites de operación de la máquina para realizar una correcta protección de la misma y evitar que sufran daños cuando algunas magnitudes eléctricas sobrepasen los límites mencionados.

Por lo tanto, una curva de capacidad no es otra cosa que un gráfico que determina la región de operación del generador.



**Figura 4.8. Curva de capacidad de un generador síncrono.**  
Fuente: Maquinas eléctricas. Jesús Fraile Mora. Quinta edición.

#### 4.3.2 Modelo eléctrico de los transformadores

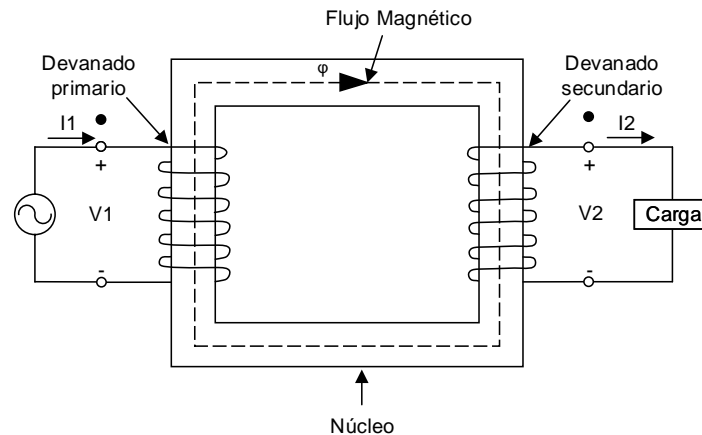
Los transformadores son máquinas eléctricas estáticas, capaces de aumentar o reducir la tensión en circuitos de CA según la necesidad, conservando siempre la potencia.

Los transformadores elevadores están ubicados en las S/E con el fin de elevar la tensión y poder evacuar mediante líneas de transmisión la potencia producida por los generadores.

En sistemas eléctricos los transformadores más utilizados son los de dos devanados (con y sin cambiadores de tomas) y los de tres devanados, estos últimos son sumamente utilizados para alimentar a los servicios auxiliares en las centrales de generación.

##### 4.3.2.1 Modelo eléctrico del transformador de dos devanados

Un transformador de dos devanados es una máquina estática acoplada magnéticamente, como se observa en la figura 4.9.



**Figura 4.9. Transformador ideal con carga.**

Fuente: Electric machinery. A.E.Fitzgerald, Charles Kingsley Jr & Stephen D. Umans. Sixth edition.

Al aplicar tensión alterna al devanado primario se produce un flujo magnético, que depende de la cantidad de tensión aplicada y del  $N_1$  número de vueltas del devanado, este flujo recorre el núcleo y causa que en el devanado secundario se induzca una tensión la cual depende del  $N_2$  número de vueltas y de la magnitud del flujo.

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = a \quad [4.3]$$

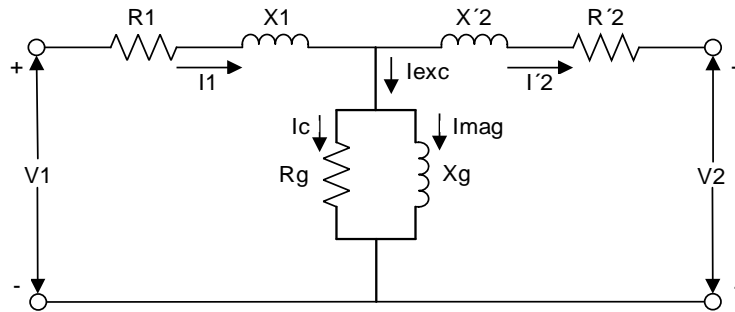
Cuando se conecta una carga en el lado secundario se presenta una corriente, producto del flujo magnético presente en el núcleo.

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{1}{a} \quad [4.4]$$

Para realizar un correcto modelamiento del transformador se debe tener en cuenta las siguientes pérdidas:

- Las pérdidas en el núcleo.
- Los flujos de dispersión de los devanados primario y secundario.
- La resistencia de los devanados.
- La reluctancia del núcleo.

Considerando los miramientos anteriores se obtiene el circuito equivalente de un transformador real, el cual se observa en la figura 4.10.



**Figura 4.10. Circuito equivalente del transformador de dos devanados.**

Fuente: Electric machinery. A.E.Fitzgerald, Charles Kingsley Jr & Stephen D. Umans. Sixth edition.

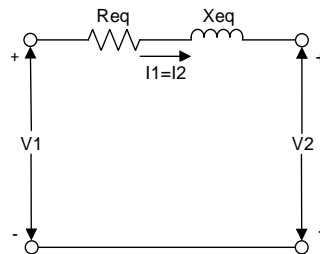
Por lo tanto, las impedancias del devanado primario y del devanado secundario referidas al devanado primario son:

$$Z_1 = R_1 + X_1 \quad y \quad Z'_2 = R'_2 + X'_2 \quad [4.5]$$

Dónde:

$$Z'_2 = Z_2 * a^2 = (R_2 + X_2) * a^2 \quad [4.6]$$

Es posible obtener un circuito equivalente aproximado del que se presenta en la figura 4.10, debido a que por la impedancia de excitación circula una corriente muy pequeña comparada con la corriente de carga del transformador y por lo tanto la caída de tensión en esta rama se puede despreciar, esta aproximación se observa en la figura 4.11.



**Figura 4.11. Circuito equivalente aproximado del transformador de dos devanados.**

Fuente: Electric machinery. A.E.Fitzgerald, Charles Kingsley Jr & Stephen D. Umans. Sixth Edition.

Dónde:

$$Z_{eq} = R_{eq} + X_{eq} = (R_1 + R_2) + (X_1 + X_2) \quad [4.7]$$



Por lo general los transformadores solo tienen datos de las reactancias y estas vienen dadas en por unidad, por lo que si eliminamos la  $R_{eq}$  de la figura 4.11 se obtiene un circuito equivalente aún más simplificado.

#### 4.3.3 Modelo eléctrico de las líneas de transmisión

Las líneas de transmisión (LT) forman parte esencial de un SEP, son las encargadas de llevar toda la energía que se produce en las centrales de generación hacia los centros de consumo.

En las LT existen principalmente dos tipos de pérdidas: pérdidas por efecto Joule y pérdidas por efecto corona, las primeras son proporcionales a la intensidad de corriente que circula por la línea, mientras que las segundas son proporcionales a la tensión de la línea. Las pérdidas mencionadas disminuyen cuando aumenta el tamaño del conductor, pero esto último conlleva a que el costo de la línea incremente.

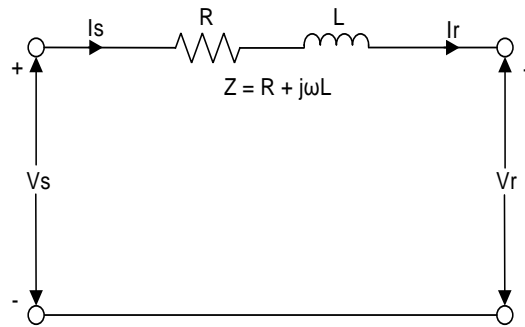
La modelación de una línea de transmisión generalmente involucra 4 parámetros: la resistencia  $R$ , la inductancia  $L$ , la capacitancia  $C$  y la conductancia  $G$ , en donde  $R$  y  $L$  conforman la impedancia serie de la línea, mientras que  $C$  y  $G$  determinan la admitancia en paralelo entre conductores o entre un conductor y neutro. Estos parámetros están distribuidos uniformemente a lo largo de la línea.

Las LT se clasifican en tres grupos: cortas, medias y largas. Esta clasificación depende de la longitud, la tensión y la frecuencia de la línea. Los dos primeros grupos implican que los parámetros están concentrados a lo largo de toda la línea, mientras que en las líneas largas los parámetros están distribuidos por toda la línea.

##### 4.3.3.1 Modelo eléctrico de las líneas de transmisión cortas

Para que a una línea se la considere como corta, la longitud de la misma no debe superar los 80 km. Estas líneas se caracterizan por que desprecian la admitancia en paralelo y solo toman en cuenta la resistencia e inductancia en serie en forma concentrada.

El modelo eléctrico para una línea de transmisión corta se observa en la figura 4.12, en donde  $V_s$  e  $I_s$  son la tensión y la corriente en los extremos del generador, mientras que  $V_r$  e  $I_r$  son la tensión y la corriente al final de la línea o lado receptor.



**Figura 4.12. Modelo eléctrico para una línea de transmisión corta.**

Fuente: Análisis de sistemas de potencia. John J. Grainger & William D. Stevenson. Jr.

Donde:

$$I_s = I_r \quad [4.8]$$

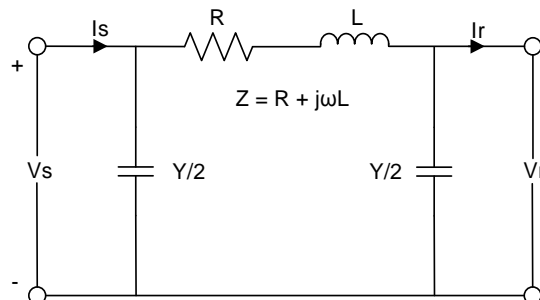
$$V_s = V_r + ZI_r \quad [4.9]$$

#### 4.3.3.2 Modelo eléctrico de las líneas de transmisión medias

Generalmente se considera que una línea es media cuando su longitud esta entre los 80 km y los 240 km. En este tipo de líneas se considera el efecto de la capacitancia  $C$  y se desprecia la conductancia  $G$ .

Cuando la capacitancia se concentra en los extremos de la línea en partes iguales se conoce como circuito  $\pi$ , cuando la capacitancia se concentra en su totalidad en el punto medio que representa la línea se conoce como circuito  $T$ , para fines de modelamiento se considera solamente el circuito  $\pi$ .

El modelo eléctrico para una línea de transmisión media se observa en la figura 4.13, en donde  $V_s$  e  $I_s$  son la tensión y la corriente en los extremos del generador, mientras que  $V_r$  e  $I_r$  son la tensión y la corriente al final de la línea o lado receptor.



**Figura 4.13. Modelo eléctrico (circuito  $\pi$ ) para una línea de transmisión media.**

Fuente: Análisis de sistemas de potencia. John J. Grainger & William D. Stevenson. Jr.



Donde:

$$I_s = V_r Y \left( 1 + \frac{ZY}{4} \right) + \left( \frac{ZY}{2} + 1 \right) I_r \quad [4.10]$$

$$V_s = \left( \frac{ZY}{2} + 1 \right) V_r + Z I_r \quad [4.11]$$

### 4.3.3.3 Modelo eléctrico de las líneas de transmisión largas

Las líneas de transmisión con longitudes superiores a los 240 km se las considera como largas. En este tipo de líneas los parámetros están distribuidos uniformemente a lo largo de toda la línea y por lo tanto se requiere de una solución más detallada para encontrar su modelo.

La modelación de estas líneas conlleva a desarrollar ecuaciones diferenciales para modelar de manera exacta el comportamiento de las magnitudes de corriente y tensión en la línea. Desarrollando las ecuaciones se obtiene un circuito  $\pi$  equivalente que representa de manera exacta a una línea larga, como se observa en la figura 4.14. El modelo de una línea de transmisión larga también se puede aplicar para líneas cortas y medias en las cuales se requiera una mayor exactitud en los resultados.

Los parámetros distribuidos permiten obtener las relaciones entre tensiones y corrientes en los extremos de la línea, dichos parámetros se calculan de la siguiente manera:

$$Z' = Z_c \frac{\sinh \gamma l}{\gamma l} \quad [4.12]$$

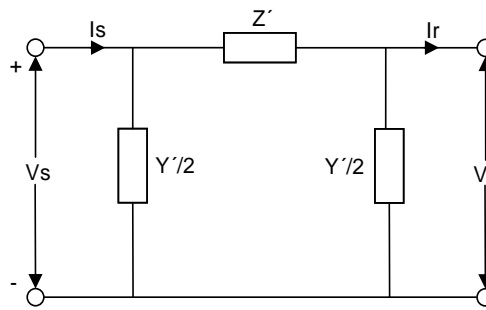
$$\frac{Y'}{2} = \frac{Y \tanh(\gamma l/2)}{\gamma l/2} \quad [4.13]$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{z}{y}} \quad [4.14]$$

$$\gamma = \sqrt{zy} \quad [4.15]$$

De donde  $Z_c$  y  $\gamma$  son conocidos como impedancia característica de la línea y constante de propagación de la línea, respectivamente.





**Figura 4.14. Modelo eléctrico (Circuito  $\pi$  equivalente) para una línea de transmisión larga.**

Fuente: Análisis de sistemas de potencia. John J. Grainger & William D. Stevenson. Jr.

#### 4.4 DESCRIPCIÓN DE LAS CENTRALES DE ELECAUSTRO

##### 4.4.1 Complejo Hidroeléctrico Machángara (CHM)

El CHM fue denominado así debido a que utiliza la cuenca alta y media del río Machángara. Sobre esta zona se encuentran construidas las centrales Saymirín (en todas sus fases) y Saucay, además de las presas Labrado y Chanlud.



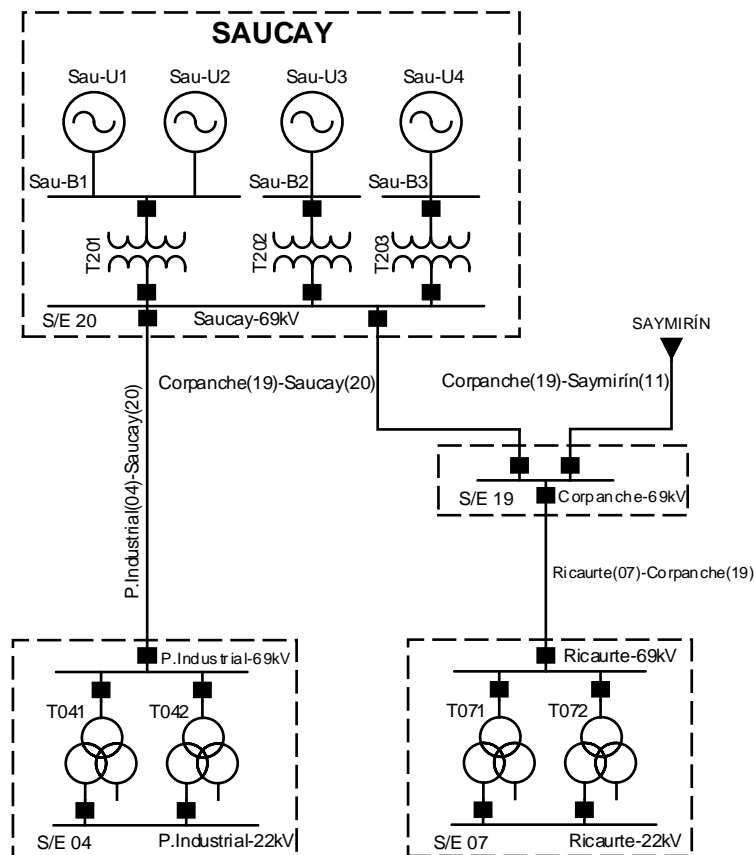
**Figura 4.15. Complejo Hidroeléctrico Machángara (CHM).**  
Fuente: Departamento de control de generación. Elecaustro S.A.

Labrado tiene una capacidad de almacenamiento de 6,15 millones de m<sup>3</sup> de agua, mientras que Chanlud 6,3 millones de m<sup>3</sup>, ambas presas se encuentran a 3500 msnm. Este potencial hídrico es aprovechado por las centrales Saucay y Saymirín para generar energía.

#### 4.4.1.1 Central hidroeléctrica Saucay

Saucay se encuentra a 24 km de distancia al noroccidente de la ciudad de Cuenca. Fue construida en dos etapas, la primera etapa en 1978 en donde se instalaron dos unidades de 4 MW cada una y en la segunda en 1982 se instalaron dos unidades de 8 MW cada una, dando un total de 24 MW de potencia instalada.

Las dos unidades de 4 MW se conectan a una barra en común de 4,16 kV y mediante el transformador de potencia se eleva la tensión a 69 kV, mientras que cada unidad de 8 MW tiene su respectiva barra de 6,3 kV y su respectivo transformador de potencia. Las tensiones elevadas mediante los 3 transformadores se conectan a una sola barra de 69 kV.



**Figura 4.16. Diagrama unifilar de la central Saucay.**

Fuente: Elaboración propia.

La energía de la S/E 20 se evacua mediante dos líneas de subtransmisión, la línea P. Industrial(04)-Sauca(20) de 14,078 km de longitud, conecta Sauca con la S/E 04, mientras que la línea Corpanche(19)-Sauca(20) de 4,901 km de longitud, conecta Sauca con la S/E 19. En la S/E 19 también se conecta la línea proveniente de Saymirín, y de esta barra sale la línea Ricaurte(07)-Corpanche(19) de 9,823 km de longitud hacia la S/E 07, como se observa en la figura 4.16.

#### 4.4.1.1.1 Características técnicas de las unidades de generación

Las unidades de generación son movidas a través de turbinas hidráulicas tipo Pelton de eje horizontal. Las características técnicas de cada unidad de generación se detallan a continuación:

**Tabla 4.1. Características técnicas de las unidades de generación de Sauca.**

Fuente: Elecaustro S.A.

Datos técnicos		UNIDAD	
		Sau-U1 y Sau-U2	Sau-U3 y Sau-U4
Marca		Parson Peebles	BBC
Potencia nominal (MVA)		5	10
Tensión nominal (kV)		4,16	4,16
Frecuencia nominal (Hz)		60	60
Factor de potencia		0,8	0,8
Tipo de aislamiento		F	F
Tipo de rotor		Polos salientes	Polos salientes
Número de polos		10	12
Velocidad nominal (rpm)		720	600
Reactancia de secuencia cero	X <sub>0</sub> (pu)	0,08	0,06
Reactancia de secuencia negativa	X <sub>2</sub> (pu)	0,2	0,435
Reactancias sincrónicas	X <sub>d</sub> (pu)	1,2	1,16
	X <sub>q</sub> (pu)	0,7	0,8
Reactancia transitoria	X <sub>d'</sub> (pu)	0,3	0,28
	X <sub>q'</sub> (pu)	0,7	0,8
Reactancia subtransitoria	X <sub>d''</sub> (pu)	0,2	0,25
	X <sub>q''</sub> (pu)	0,47	0,59

#### 4.4.1.1.2 Características técnicas de las unidades de transformación

Los transformadores que elevan la tensión a 69 kV en la subestación Sauca(20) tienen las siguientes características técnicas:



**Tabla 4.2. Características técnicas de las unidades de transformación de Saucay.**

Fuente: Elecaustro S.A.

Datos Técnicos	UNIDAD		
	T201	T202	T203
Potencia (MVA)	10	10	10
Tensión nominal (kV)	H.V. (kV)	69	69
	L.V. (kV)	4,16	4,16
Impedancia de secuencia positiva (%)	9	9	9
Cambiador de tomas	Lado	H.V.	H.V.
	Mínima	-5%	-5%
	Máxima	5%	5%
Grupo vectorial	H.V. (kV)	YN	YN
	L.V. (kV)	D	D
Cambio de fase [* 30°]	11	11	11

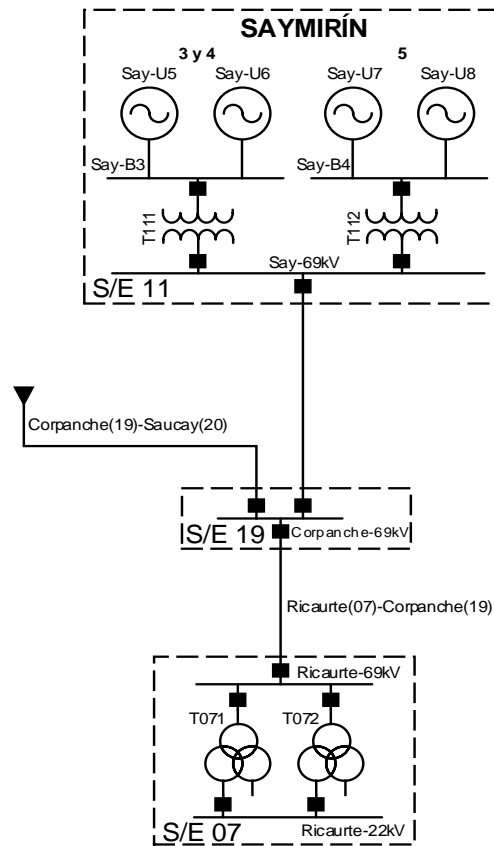
#### 4.4.1.2 Central hidroeléctrica Saymirín

Saymirín se encuentra ubicada a 15 km de distancia al noroccidente de la ciudad de Cuenca.

Actualmente la central está constituida por dos fases. La fase Saymirín III y IV inició su operación en 1995 y tiene dos unidades de generación de 4 MW cada una, mientras que la fase Saymirín V con dos unidades de 3,78 MW inició su operación en el año 2014, dando un total de 15,56 MW de potencia instalada.

Las unidades de la fase III y IV se conectan a una barra de 2,14 kV mientras que las de la fase V a una barra de 6,3 kV y mediante dos transformadores conectados a cada barra se eleva la tensión a 69 kV, las tensiones elevadas se conectan a una barra común.

La energía de la S/E 11 se evacua mediante una sola línea de subtransmisión, la línea Corpanche(19)-Saymirín(11) de 1,335 km de longitud que conecta Saymirín con la S/E 19. En la S/E 19 también se conecta la línea proveniente de Saucay y de esta barra sale la línea Ricaurte(07)-Corpanche(19) de 9,823 km de longitud hacia la S/E 07, como se observa en la figura 4.17.



**Figura 4.17. Diagrama unifilar de la central Saymirín.**  
Fuente: Elaboración propia.

#### 4.4.1.2.1 Características técnicas de las unidades de generación

Las unidades de generación de Saymirín III y IV son movidas a través de turbinas hidráulicas tipo Francis de eje horizontal, mientras que los generadores de Saymirín V son movidos por turbinas hidráulicas tipo Pelton de eje vertical.

Las características técnicas de cada unidad de generación se detallan a continuación:

**Tabla 4.3. Características técnicas de las unidades de generación de Saymirín.**  
Fuente: Elecaustro S.A.

Datos Técnicos	UNIDAD	
	Say-U5 y Sau-U6	Say-U7 y Say-U8
Marca	BBC	WEG
Potencia (MVA)	5	4,2
Tensión nominal (kV)	2,4	6,3
Frecuencia nominal (Hz)	60	60
Factor de potencia	0,8	0,9



Tipo de aislamiento		F	F
Tipo de rotor		Polos salientes	Polos salientes
Número de polos		8	12
Velocidad nominal (rpm)		900	600
Reactancia de secuencia cero	X <sub>0</sub> (pu)	0,06	0,0578
Reactancia de secuencia negativa	X <sub>2</sub> (pu)	0,44	0,1684
Reactancias sincrónicas	X <sub>d</sub> (pu)	1,11	0,77/0,86
	X <sub>q</sub> (pu)	0,6	0,6037/0,6318
Reactancia transitoria	X <sub>d'</sub> (pu)	0,25	0,2049
	X <sub>q'</sub> (pu)	-	-
Reactancia subtransitoria	X <sub>d''</sub> (pu)	0,17	0,1833
	X <sub>q''</sub> (pu)	0,6	0,1925

#### 4.4.1.2.2 Características técnicas de las unidades de transformación

Los transformadores que elevan la tensión a 69 kV en la central Saymirín tienen las siguientes características técnicas:

**Tabla 4.4. Características técnicas de las unidades de transformación de Saymirín.**

Fuente: Elecaustro S.A.

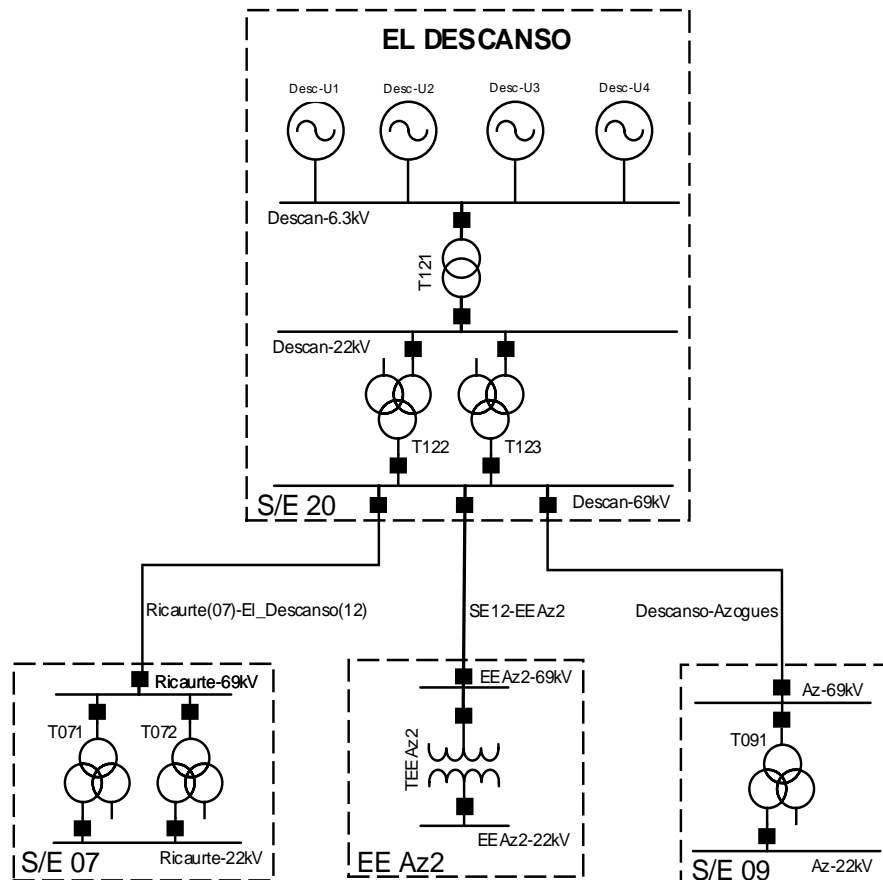
Datos Técnicos		UNIDAD	
		T111	T112
Potencia (MVA)		10	8,61
Tensión nominal (kV)	H.V. (kV)	69	69
	L.V. (kV)	2,4	6,3
Impedancia de secuencia positiva (%)		9	7,7
Cambiador de tomas	Lado	H.V.	H.V.
	Mínima	-5%	-5%
	Máxima	5%	5%
Grupo vectorial	H.V. (kV)	YN	YN
	L.V. (kV)	D	D
Cambio de fase [*30°]		11	1
Frecuencia nominal (Hz)		60	60

#### 4.4.2 Descripción de la central termoeléctrica El Descanso

La central El Descanso, se encuentra ubicada a 15 km al nororiente de la ciudad de Cuenca. Fue instalada en 1983 con cuatro unidades de generación de 4,8 MW cada una, dando una potencia total de 19,2 MW.

Los cuatro generadores se conectan a una barra común de 6,3 kV, luego se eleva la tensión a 22 kV con un transformador de potencia (T121), el cual se conecta a una barra en donde existen cargas (alimentadores). Mediante dos transformadores de tres devanados (T122 y T123) que se conectan a la barra de 22 kV, se eleva la tensión a 69 kV para la conexión con el anillo del sistema de subtransmisión.

La energía de la S/E 12 se evacua mediante tres líneas de subtransmisión. Por la línea Ricaurte(07)-El Descanso(12) de 10,051 km de longitud que se conecta a la S/E 07, por la línea Descanso-Azogues de 11,504 km de longitud que se conecta a la S/E 09 y por la línea S/E12-EEAz2 de 9,8 km de longitud que se conecta a la S/E EE Az2, como se observa en la figura 4.18.



**Figura 4.18. Diagrama unifilar de la central El Descanso.**

Fuente: Elaboración propia.

#### 4.4.2.1 Características técnicas de las unidades de generación

Las máquinas son de procedencia japonesa y cada una consume 16.1 lt/min de dos tipos de combustibles, diésel 2 para los arranques y paradas, y crudo residual +5% de diésel para la operación normal.

Las características técnicas de las cuatro unidades de generación se detallan a continuación:

**Tabla 4.5. Características técnicas de las unidades de generación de El Descanso.**

Fuente: Elecaustro S.A.

Datos Técnicos		UNIDAD
		Desc-U1, Desc-U2, Desc-U3 y Desc-U4
Marca		NISHISHIBA
Potencia (MVA)		6
Tensión nominal (kV)		6,3
Frecuencia nominal (Hz)		60
Factor de potencia		0,8
Tipo de aislamiento		F
Tipo de rotor		Polos salientes
Número de polos		14
Velocidad nominal (rpm)		514
Reactancia de secuencia cero	Xo (pu)	0,18
Reactancia de secuencia negativa	X2 (pu)	0,385
Reactancias sincrónicas	Xd (pu)	1,623
	Xq (pu)	0,91
Reactancia transitoria	Xd' (pu)	0,403
	Xq' (pu)	-
Reactancia subtransitoria	Xd'' (pu)	0,324
	Xq'' (pu)	0,76

#### 4.4.2.2 Características técnicas de las unidades de transformación

A continuación, se detallan las características técnicas del transformador T121 que eleva a tensión a 22 kV.

**Tabla 4.6. Características técnicas de las unidades de transformación de El Descanso.**

Fuente: Elecaustro S.A.

Datos Técnicos		UNIDAD
		T121
Potencia (MVA)		20
Tensión nominal (kV)	H.V. (kV)	22
	L.V. (kV)	6,3
Impedancia de secuencia positiva (%)		12
Cambiador de tomas	Lado	H.V.
	Mínima	-5%
	Máxima	5%
Grupo vectorial	H.V. (kV)	YN
	L.V. (kV)	D
Cambio de fase [* 30°]		11
Frecuencia nominal (Hz)		60

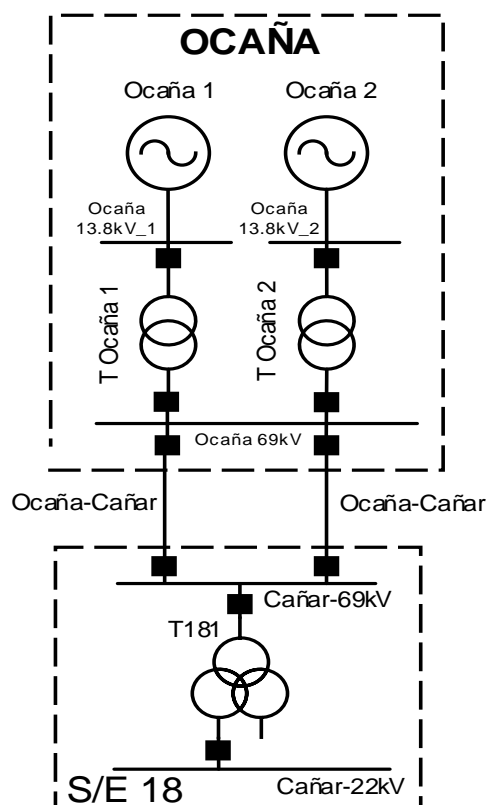


#### 4.4.3 Descripción de la central hidroeléctrica Ocaña

La central Ocaña se encuentra ubicada en el Recinto Javín, parroquia San Antonio del cantón Cañar. Fue construida en el período de marzo de 2009 a enero de 2012. Posee dos unidades de generación de 13,05 MW cada una, dando un total de 26,1 MW de potencia instalada.

Existen dos transformadores de potencia uno para cada generador, que elevan la tensión de salida de 13,8 kV a 69 kV y se conectan a una barra común en su lado de alta tensión.

La potencia es evacuada por la doble línea Ocaña-Cañar de 42 km de longitud que se conecta con la S/E 18 como se observa en la figura 4.19.



**Figura 4.19. Diagrama unifilar de la central Ocaña.**  
Fuente: Elaboración propia.

##### 4.4.3.1 Características técnicas de las unidades de generación

Las turbinas hidráulicas que mueven a los generadores de Ocaña son de tipo Pelton de eje vertical. Las características técnicas de las unidades de generación, se describen a continuación:

**Tabla 4.7. Características técnicas de las unidades de generación de Ocaña.**

Fuente: Elecaustro S.A.

Datos Técnicos		UNIDAD	
		Ocaña 1	Ocaña 2
Marca		Alstom	Alstom
Potencia (MVA)		14,5	14,5
Tensión nominal (kV)		13,8	13,8
Frecuencia nominal (Hz)		60	60
Factor de potencia		0,9	0,9
Tipo de aislamiento		F	F
Tipo de rotor		Polos salientes	Polos salientes
Número de polos		12	12
Velocidad nominal (rpm)		600	600
Reactancia de secuencia cero	Xo (pu)	0,161	0,161
Reactancia de secuencia negativa	X2 (pu)	0,207	0,207
Reactancias sincrónicas	Xd (pu)	0,9937	0,9937
	Xq (pu)	0,6298	0,6298
Reactancia transitoria	Xd' (pu)	0,2865	0,2865
	Xq' (pu)	-	-
Reactancia subtransitoria	Xd'' (pu)	0,1973	0,1973
	Xq'' (pu)	0,2316	0,2316

#### 4.4.3.2 Características técnicas de las unidades de transformación

Los transformadores que elevan la tensión a 69 kV en la S/E Ocaña, tienen las siguientes características técnicas:

**Tabla 4.8. Características técnicas de las unidades de transformación de Ocaña.**

Fuente: Elecaustro S.A.

Datos Técnicos		UNIDAD	
		T Ocaña1	T Ocaña 2
Potencia (MVA)		15	15
Tensión nominal (kV)	H.V. (kV)	69	69
	L.V. (kV)	13,8	13,8
Impedancia de secuencia positiva (%)		8,5	8,5
Cambiador de tomas	Lado	H.V.	H.V.
	Mínima	-5%	-5%
	Máxima	5%	5%
Grupo vectorial	H.V. (kV)	YN	YN
	L.V. (kV)	D	D
Cambio de fase [* 30°]		5	5
Frecuencia nominal (Hz)		60	60



#### 4.5 SOFTWARE DE SIMULACIÓN DIGSILENT POWERFACTORY

Debido a la gran cantidad de elementos que integran un SEP, las empresas generadoras y distribuidoras se ven en la necesidad de utilizar herramientas computacionales con el fin de facilitar el análisis de los sistemas.

Existen en el mercado diversidad de softwares que permiten realizar simulaciones bien completas de los SEP, con el fin de proyectar expansiones a futuro, realizar correcciones en la operación del sistema, realizar investigaciones, etc. La EERCS y Elecaustro han optado por utilizar el software de origen alemán **DigSilent PowerFactory**.

PowerFactory es un software especializado en el análisis de SEP. Tiene una interfaz gráfica bastante amigable lo que permite al usuario realizar con facilidad análisis de flujos de potencia, cortocircuitos, estabilidad de sistemas, entre otros.

##### 4.5.1 Modelo eléctrico actual en DlgSILENT PowerFactory

Actualmente se tiene un modelo en DlgSILENT PowerFactory 15.1, el cual incluye todas las centrales de Elecaustro, las líneas de distribución y subtransmisión pertenecientes a la CENTROSUR, y la conexión con el Sistema Nacional Interconectado (SNI).

El modelo fue proporcionado por el departamento de planificación de ELECAUSTRO y se observa en el *ANEXO B*.

Para el estudio de cortocircuitos, seteo de relés y coordinación de protecciones, se utiliza la versión demo del software DlgSILENT PowerFactory en su versión 15.1.



## CAPÍTULO 5

### ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS

#### 5.1 INTRODUCCIÓN

Un sistema eléctrico de potencia no siempre opera en condiciones normales, por ende, está expuesto a sufrir cambios repentinos en su operación y/o topología, estos cambios repentinos la mayoría de las veces son provocados por cortocircuitos.

Los cortocircuitos afectan considerablemente a los sistemas, ya que provocan esfuerzos mecánicos y térmicos en los elementos del SEP, por lo tanto, para evitar que los elementos sufran daños considerables, se realiza un estudio de cortocircuitos con el objetivo de diseñar y dimensionar de manera óptima el sistema de protecciones eléctricas.

En este capítulo se aborda el estudio de cortocircuitos para determinar las magnitudes de corrientes de falla originadas por distintos tipos de cortocircuitos que se presentan en el sistema. Los resultados de las magnitudes de corrientes de falla son imprescindibles y se utilizan para actualizar y activar las funciones de protección de sobrecorriente en los capítulos 7 y 8 respectivamente.

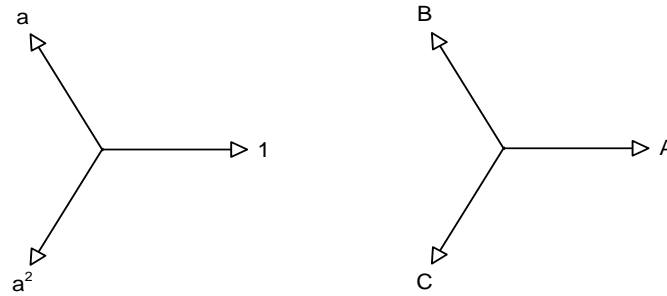
Para el estudio de cortocircuitos se utiliza el diagrama unifilar del sistema de subtransmisión de 69 kV proporcionado por el departamento de planificación de Elecasutro S.A. y el software de simulación DigSilent PowerFactory 15.1.

#### 5.2 COMPONENTES SIMÉTRICAS

*“El método de las componentes simétricas”* fue desarrollado por Fortescue, se aplica a la resolución de redes polifásicas y consiste en descomponer a un sistema de  $n$  fasores desbalanceado, en la suma de  $n$  sistemas de fasores llamados componentes simétricos. Las componentes simétricas son una herramienta básica para realizar análisis del SEP.

La transformación clásica de Fortescue se observa en la figura 5.1, en donde el operador “ $a$ ” es:

$$a = e^{j120^\circ} \quad [5.1]$$

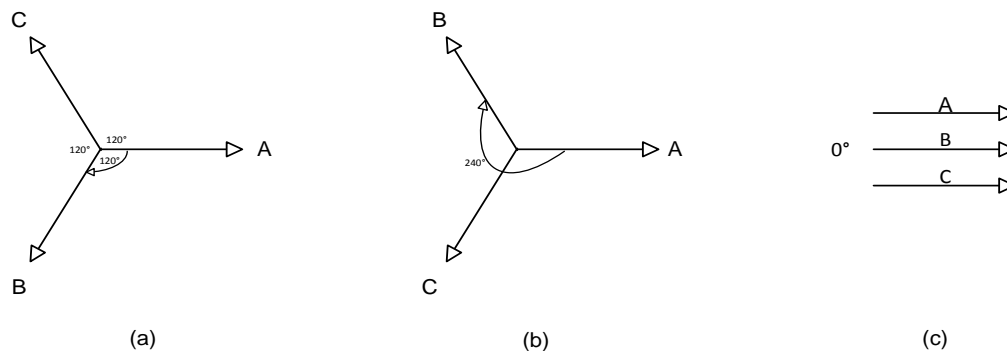


**Figura 5.1. Diagrama fasorial en un sistema trifásico.**

Fuente: Sistemas de potencia. J. Duncan Glover & Mullukufu S. Sarma. Tercera edición.

En el caso de un sistema trifásico los conjuntos balanceados de componentes son:

- **Componentes de secuencia positiva (1)**, consisten en tres fasores de igual magnitud desfasados uno de otro  $120^\circ$  y que tienen la misma secuencia de fase que las fases originales.
- **Componentes de secuencia negativa (2)**, consiste en tres fasores iguales en magnitud, desplazados en fase uno de otro  $120^\circ$  y que tienen una secuencia de fase contraria a las fases originales.
- **Componentes de secuencia cero (0)**, consisten en tres fasores iguales en magnitud y con un desplazamiento de fase cero uno de otro.

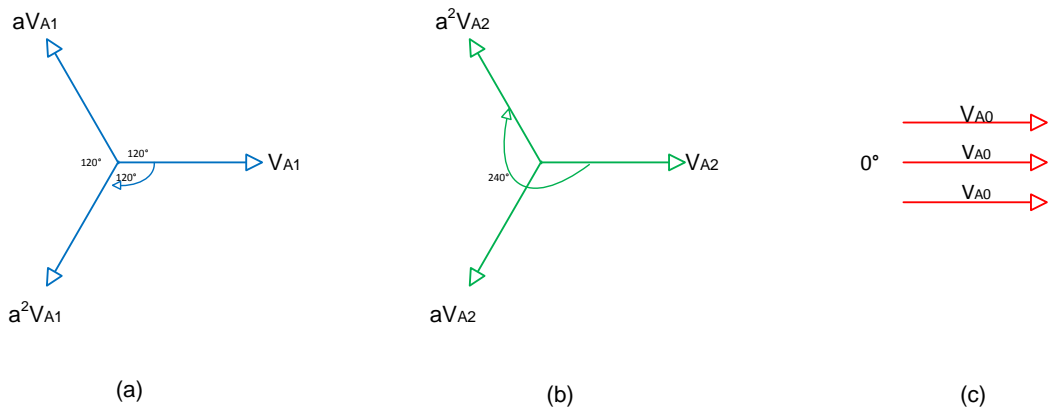


**Figura 5.2. Diagrama de componentes de secuencia: (a) Positiva. (b) Negativa. (c) Cero.**

Fuente: Sistemas de potencia. J. Duncan Glover & Mullukufu S. Sarma. Tercera edición.

### 5.2.1 Obtención de las componentes simétricas

Para obtener las componentes simétricas, se parte del diagrama fasorial mostrado en la figura 5.1. Considerando un diagrama fasorial de tensiones a neutro en un sistema trifásico y relacionando con el operador “ $a$ ”, se obtienen los siguientes diagramas de secuencia en términos de la componente de la fase A:



**Figura 5.3. Diagrama de componentes de secuencia de tensiones: (a) Positiva. (b) Negativa. (c) Cero.**

Fuente: Elaboración propia.

Para los sistemas eléctricos desequilibrados, se descompone cada fasor (fasores A, B, C) en la suma de sus componentes (componente de secuencia 1, 2, 0), y para el caso de un sistema balanceado, el sistema eléctrico está representado solamente por la componente de secuencia positiva.

La suma fasorial de tensiones de secuencia de acuerdo a la figura 5.3, que dan como resultado las tensiones de cada fase son:

$$V_A = V_{A1} + V_{A2} + V_{A0} \quad [5.2]$$

$$V_B = a^2V_{A1} + aV_{A2} + V_{A0} \quad [5.3]$$

$$V_C = aV_{A1} + a^2V_{A2} + V_{A0} \quad [5.4]$$

Escribiendo en forma matricial resulta:

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{A0} \\ V_{A1} \\ V_{A2} \end{bmatrix} \Rightarrow [V]_{ABC} = [T_S][V_A]_{012} \quad [5.5]$$

Por lo tanto, se obtienen las componentes simétricas de un sistema a través de la utilización de la función inversa de transferencia  $T_S$ .

$$[V_A]_{012} = [T_S]^{-1}[V]_{ABC} \Rightarrow \begin{bmatrix} V_{A0} \\ V_{A1} \\ V_{A2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} \quad [5.6]$$

Escribiendo las ecuaciones de las componentes de secuencia, se tiene:



$$V_{A0} = \frac{1}{3}(V_A + V_B + V_C) \quad [5.7]$$

$$V_{A1} = \frac{1}{3}(V_A + aV_B + a^2V_C) \quad [5.8]$$

$$V_{A2} = \frac{1}{3}(V_A + a^2V_B + aV_C) \quad [5.9]$$

Este procedimiento corresponde a la descomposición del sistema asimétrico en tres sistemas simétricos, de los cuales se definen las componentes de una sola fase para luego hallar las otras componentes.

La aplicación más importante de las componentes simétricas se da en el cálculo de fallas desbalanceadas en sistemas trifásicos simétricos, en condiciones de régimen permanente.

### 5.3 REPRESENTACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE UN SEP EN REDES DE SECUENCIA

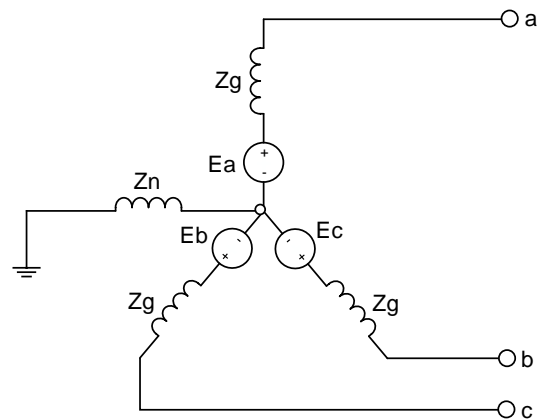
La razón principal por las que se obtienen las redes de secuencia o circuitos equivalentes de los diferentes elementos que comprenden un SEP es para realizar un análisis de todos los tipos de cortocircuitos (simétricos o asimétricos) que se presentan en la red de potencia.

A continuación, se obtienen las redes de secuencia positiva, negativa y cero para cada uno de los elementos que conforman un SEP.

#### 5.3.1 Generadores

Los generadores son elementos activos dentro de un SEP, por esta razón las tres redes de secuencia son diferentes y se obtienen independientemente si se trata de un generador de rotor cilíndrico o de polos salientes.

Los generadores son diseñados para proporcionar tensiones balanceadas, por ende, las tensiones generadas son de secuencia positiva, como se observa en la figura 5.3 (a).

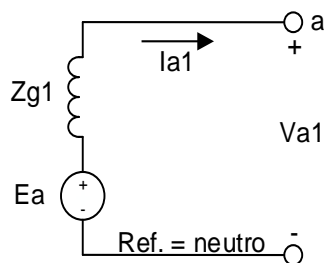


**Figura 5.4. Diagrama de un generador síncrono conectado en Yn.**

Fuente: Sistemas de potencia. J. Duncan Glover & Mullukufila S. Sarma. Tercera edición.

### 5.3.1.1 Red de secuencia positiva

La red de secuencia positiva de un generador está formada por una fuente de secuencia positiva de una fase  $E_a$  (fase a) en serie con la impedancia de secuencia positiva  $Z_{g1}$  del generador. El punto de referencia es el neutro del generador, como se observa en la figura 5.5.



**Figura 5.5. Red de secuencia positiva de un generador.**

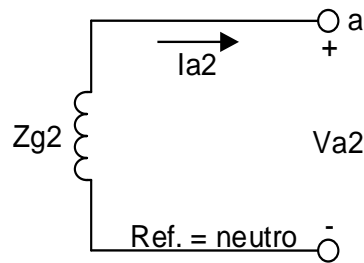
Fuente: Sistemas de potencia. J. Duncan Glover & Mullukufila S. Sarma. Tercera edición.

La impedancia  $Z_{g1}$  puede asumir el valor de: la reactancia subtransitoria de eje directo  $X''_d$ , la reactancia transitoria de eje directo  $X'_d$  o la reactancia síncrona de eje directo  $X_d$ , esto depende del período de tiempo en el que se realice el análisis después de la falla. Por lo general el valor usado para  $Z_{g1}$  es  $X''_d$ .

### 5.3.1.2 Red de secuencia negativa

La red de secuencia negativa de un generador está formada solamente por una impedancia de secuencia negativa  $Z_{g2}$  del generador. No existen fuentes debido a que los generadores no generan tensiones de secuencia negativa. El punto de referencia es el neutro del generador como se observa en la figura 5.6.





**Figura 5.6. Red de secuencia negativa de un generador.**

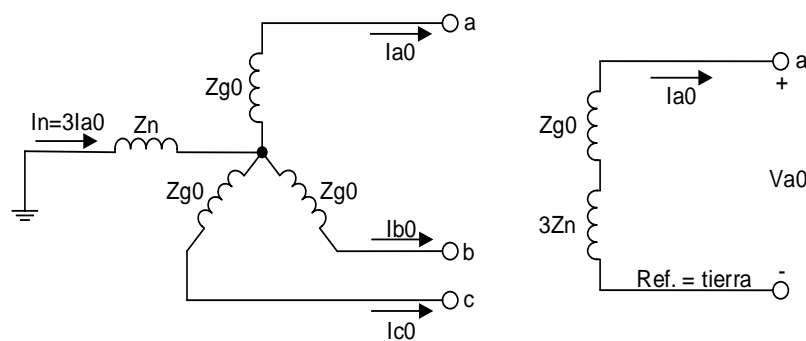
Fuente: Sistemas de potencia. J. Duncan Glover & Mullukufila S. Sarma. Tercera edición.

### 5.3.1.3 Red de secuencia cero

La red de secuencia cero está formada por una impedancia de secuencia cero, en la cual el punto de referencia ahora es la tierra debido a que la corriente fluye del neutro hacia tierra.

La red de secuencia cero de un generador depende principalmente de como esté conectado el neutro. En la figura 5.4 se observa un generador conectado en estrella en el cual el neutro se conecta a tierra a través de una impedancia  $Z_n$ , entonces su diagrama de secuencia se observa en la figura 5.7.

En la figura 5.7 se observa que en la red de secuencia cero la impedancia del neutro esta multiplicada por un valor de 3, esto es debido a que por el neutro ingresan las corrientes de secuencia de las tres fases y para representar este hecho es necesario modificar la impedancia, con esto se consigue que la caída de tensión entre el neutro y tierra sea la correcta.



**Figura 5.7. Red de secuencia cero de un generador conectado en estrella.**

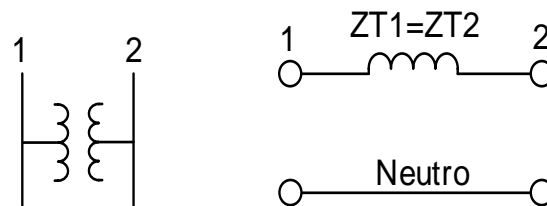
Fuente: Sistemas de potencia. J. Duncan Glover & Mullukufila S. Sarma. Tercera edición.

### 5.3.2 Transformadores

Los transformadores son elementos pasivos dentro de un SEP por esta razón las redes de secuencia son muy sencillas de obtener.

#### 5.3.2.1 Red de secuencia positiva y negativa

Los transformadores al no generar tensiones por si mismos tienen la misma red de secuencias tanto para secuencia positiva y negativa.



**Figura 5.8. Red de secuencia positiva y negativa de un transformador de dos devanados.**

Fuente: Sistemas de potencia. J. Duncan Glover & Mullukufu S. Sarma. Tercera edición.

De la figura anterior se concluye que el grupo de conexión entre el primario y el secundario no influye en el diagrama de secuencias positiva y negativa en un transformador de dos devanados.

#### 5.3.2.2 Red de secuencia cero

La red de secuencia cero depende del tipo de conexión que existe entre devanado primario y el devanado secundario del transformador.

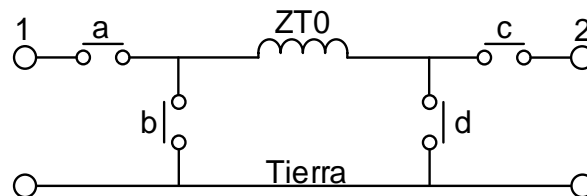
A continuación, se describe un método para determinar el diagrama de secuencia cero para un transformador de dos devanados, el método es independiente de la conexión que exista entre los devanados primario y secundario.

##### 5.3.2.2.1 Método para determinar el diagrama de secuencias cero para un transformador de dos devanados

Con la ayuda de la figura 5.9 es posible determinar el diagrama de secuencia cero para un transformador de dos devanados, la descripción del método es la siguiente:

- Si el primario del transformador está conectado en Yn se cierra el pulsante **a**, si el secundario del transformador está conectado en Yn se cierra el pulsante **c**.

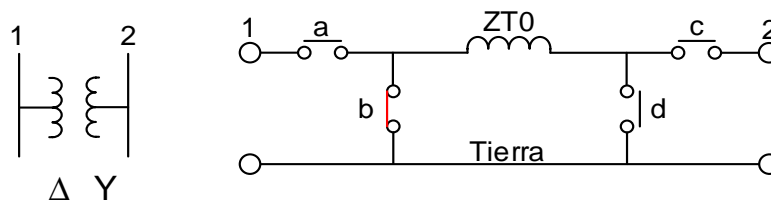
- Si el primario del transformador está conectado en  $\Delta$  se cierra el pulsante **b**, si el secundario del transformador está conectado en  $\Delta$  se cierra el pulsante **d**.
- Cuando el primario o el secundario del transformador están conectados en Y no se cierra ningún pulsante.



**Figura 5.9. Diagrama para determinar la red de secuencia cero de un transformador de dos devanados.**

Fuente: Notas de Clase Sistemas Electricos de Potencia. Antonio Borrero V. Universidad de Cuenca 2014.

A continuación, se realiza un ejemplo gráfico para mostrar la efectividad del método. Suponiendo que el transformador tiene una conexión  $\Delta - Y$ , entonces el diagrama de secuencia cero de este grupo de conexión se observa en la siguiente figura:



**Figura 5.10. Red de secuencia cero de un transformador de dos devanados con conexión  $\Delta - Y$ .**

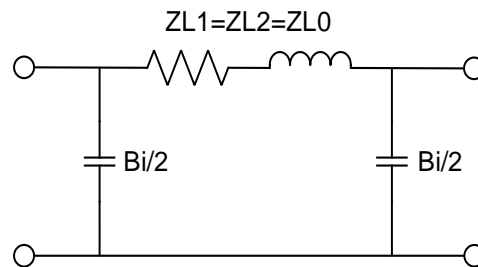
Fuente: Notas de Clase Sistemas Electricos de Potencia. Antonio Borrero V. Universidad de Cuenca 2014.

### 5.3.3 Líneas de transmisión

Las líneas de transmisión también son elementos pasivos dentro de un SEP. Las tres redes de secuencia de una línea son iguales, pero si existen inductancias mutuas entre las líneas la red de secuencia cero es diferente.

#### 5.3.3.1 Red de secuencia positiva, negativa y cero

Como se describió en el capítulo 4, las líneas de transmisión se representan mediante circuitos  $\pi$ , por lo tanto, la red de secuencias para una línea se observa en la figura 5.11.



**Figura 5.11. Red de secuencia positiva, negativa y cero de una línea de transmisión.**  
Fuente: Elaboración propia.

## 5.4 DEFINICIÓN DE CORTOCIRCUITO

Un cortocircuito ocurre cuando la fuerza electromotriz (f.e.m.) producida por una fuente se aplica a una baja impedancia, esto quiere decir que altos valores de corriente circulan por una resistencia relativamente baja, dándose corrientes peligrosas para el sistema de potencia que causan efectos térmicos y dinámicos.

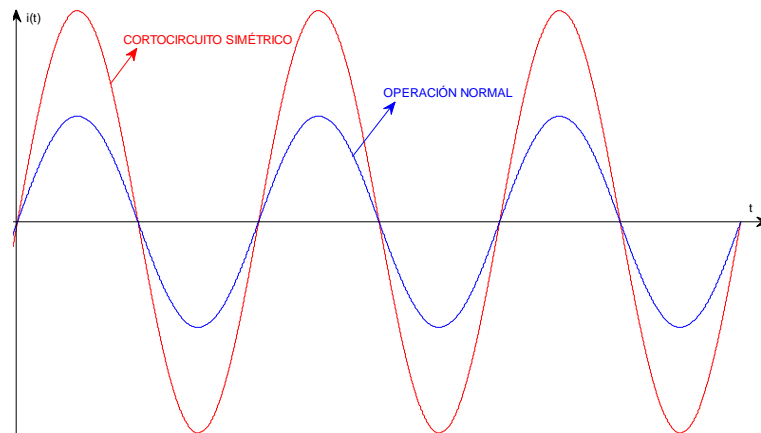
Un cortocircuito se caracteriza por su duración, su origen, su localización en el sistema eléctrico y por el tipo de cortocircuito (simétrico o asimétrico) y la principal causa para que se produzcan es debido a la pérdida o el deterioro del aislamiento de los elementos.

### 5.4.1 Corriente de cortocircuito

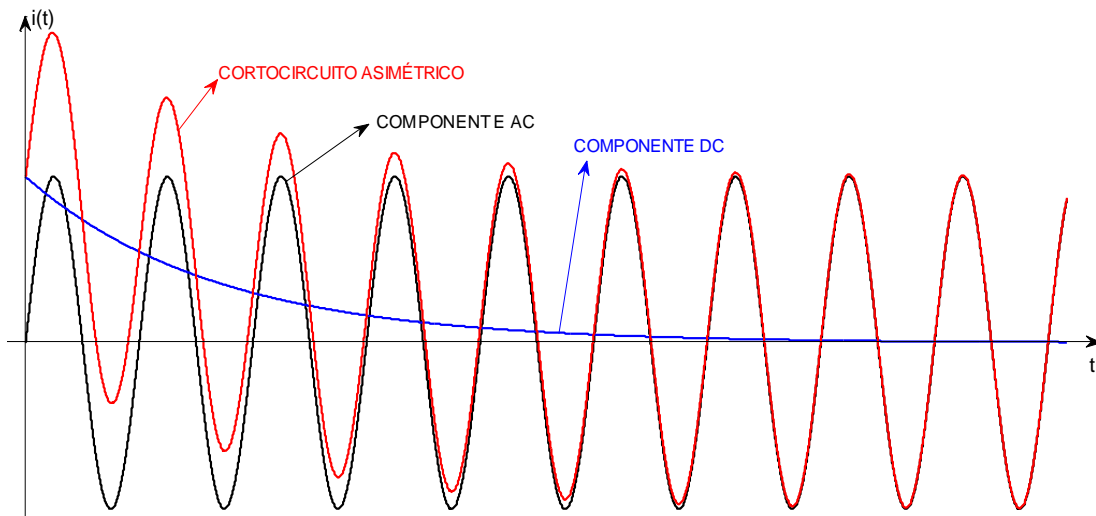
Es la corriente de falla originada cuando se produce un cortocircuito. En general la duración de la corriente en una falla es corta, pero de gran intensidad (5 a 20 veces la corriente nominal), lo que causa graves daños al sistema.

Debido a que un cortocircuito ocurre en tiempos relativamente cortos (milisegundos) la onda de corriente ordinariamente se divide en tres etapas: subtransitoria, transitoria y permanente, la diferencia se da en la amplitud y duración de la onda. Por esta razón se consideran tres reactancias asociadas a cada una de las etapas en las que se divide la falla: las reactancias subtransitorias  $X_d''$  y  $X_q''$ , las transitorias  $X_d'$  y  $X_q'$ , y las permanentes  $X_d$  y  $X_q$ .

Dependiendo del tipo de cortocircuito que se produzca se presentan dos tipos de ondas de corriente: las simétricas y las asimétricas. Las corrientes simétricas solamente tienen una componente AC, mientras que las asimétricas están formadas por una componente DC y una AC, como se observa en las figuras 5.12 y 5.13.



**Figura 5.12. Corriente de falla debido a un cortocircuito simétrico.**  
Fuente: Elaboración propia.



**Figura 5.13. Corriente de falla debido a un cortocircuito asimétrico.**  
Fuente: Elaboración propia.

Debido a las altas corrientes que se producen por los cortocircuitos, los equipos de maniobra utilizados para despejar estas corrientes deben hacerlo en el menor tiempo posible, esto se logra con un correcto diseño del sistema de protecciones.

Para el diseño de un sistema de protecciones se utilizan dos magnitudes de corriente de cortocircuito:

- La *corriente de cortocircuito máxima* la cual determina el poder de corte de los interruptores automáticos, las mallas de puesta a tierra, los esfuerzos térmicos y dinámicos que los elementos del sistema deben soportar. Esta



magnitud de corriente se obtiene cuando están operando el mayor número de fuentes en el sistema.

- La *corriente de cortocircuito mínima* la cual sirve para elegir la curva de disparo de los interruptores automáticos. Esta magnitud de corriente se obtiene cuando están operando el menor número de fuentes en el sistema.

## 5.5 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA MAGNITUD DE CORRIENTE DE FALLA EN UN CORTOCIRCUITO

Los dos factores que influyen en la magnitud de corriente al momento de producirse una falla son:

### 5.5.1. Número de fuentes que alimentan al cortocircuito

Entre las principales fuentes que contribuyen a la corriente de falla cuando se produce un cortocircuito, están:

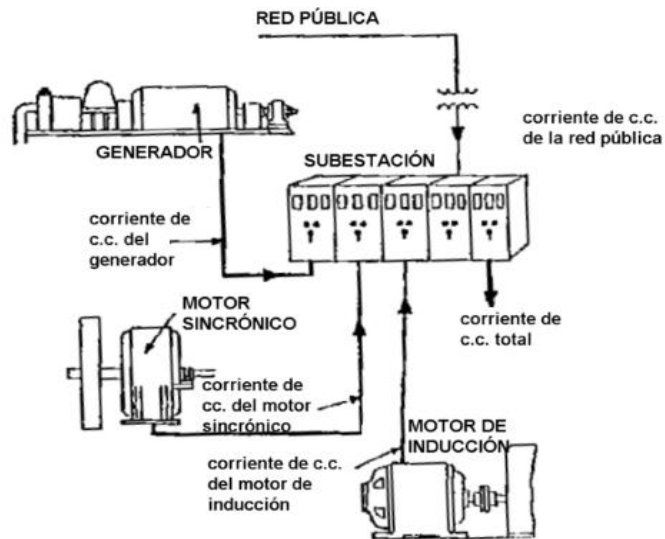
1. Los generadores de la red local.
2. Los generadores de la red externa (red que suministra la energía eléctrica).
3. Los motores síncronos, los cuales cuando se produce una falla actúan como generadores aportando corriente durante un periodo corto de tiempo.
4. Los motores de inducción, actúan de la misma forma que los motores síncronos.
5. Industrias que posean generación propia.

De las distintas fuentes que aportan corriente al momento de producirse una falla, la red externa es la que aporta la mayor cantidad de corriente.

### 5.5.2 Impedancia presente entre las fuentes y el punto donde se produce el cortocircuito

La corriente que cada una de las fuentes aporta cuando se produce un cortocircuito únicamente es limitada por las impedancias de cada uno de los elementos que integran el SEP.

Por esta razón cuando se diseña un sistema de protecciones se debe tener en cuenta las impedancias de todos los elementos activos y pasivos del SEP, además de considerar que varían con el tiempo.



**Figura 5.14. Contribuciones de distintas fuentes a la corriente de cortocircuito.**  
Fuente: Análisis de contingencias eléctricas en centros comerciales. Gómez Marcial Daniel.

## 5.6 CAUSAS Y EFECTOS DE LOS CORTOCIRCUITOS

A pesar de que un SEP se diseña de la manera más cuidadosa, siempre está expuesto a sufrir algún tipo de perturbación o falla como por ejemplo un cortocircuito. Las principales causas que provocan un cortocircuito son:

- Deterioro o pérdida del aislamiento de los diferentes elementos que integran el SEP.
- Sobretensiones por descargas atmosféricas u operaciones de maniobra.
- Fallas en el diseño.
- Causas externas, como la caída de árboles sobre las líneas de transmisión.
- Maniobras incorrectas por parte del personal de mantenimiento.

Los principales efectos que se producen al alterar las condiciones normales de operación de un SEP son:

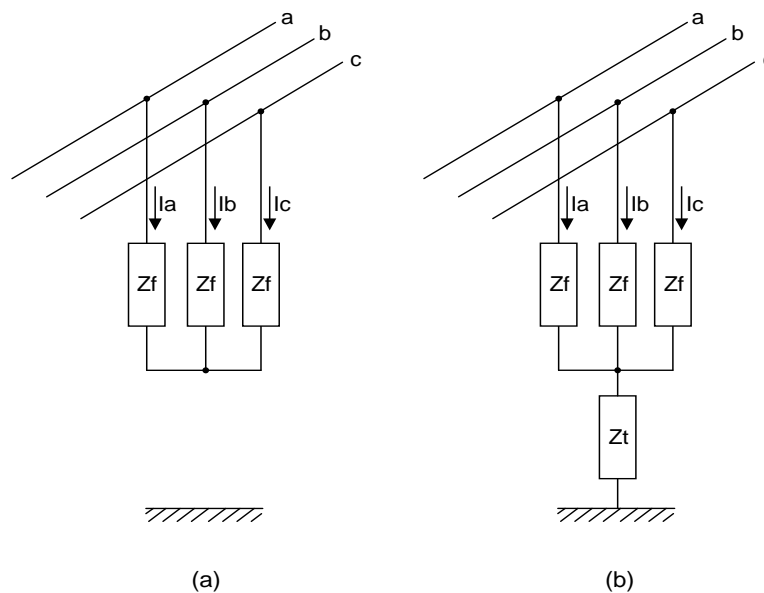
- Sobrecalentamiento de los elementos del sistema.
- Perfil de tensiones por debajo de los niveles permitidos.
- Daño al equipo y al personal.
- Pérdida de la estabilidad del sistema.
- Desconexión total o parcial del sistema.

## 5.7 TIPOS DE CORTOCIRCUITOS

En un sistema eléctrico se presentan dos tipos de cortocircuitos: los simétricos y los asimétricos.

### 5.7.1 Cortocircuitos simétricos

Son aquellos que provocan que el sistema continúe funcionando de forma balanceada pero las magnitudes de las tensiones y corrientes están por fuera de sus límites permitidos. En la figura 5.15 se observan los dos tipos de cortocircuitos simétricos que existen, los trifásicos y los trifásicos a tierra.

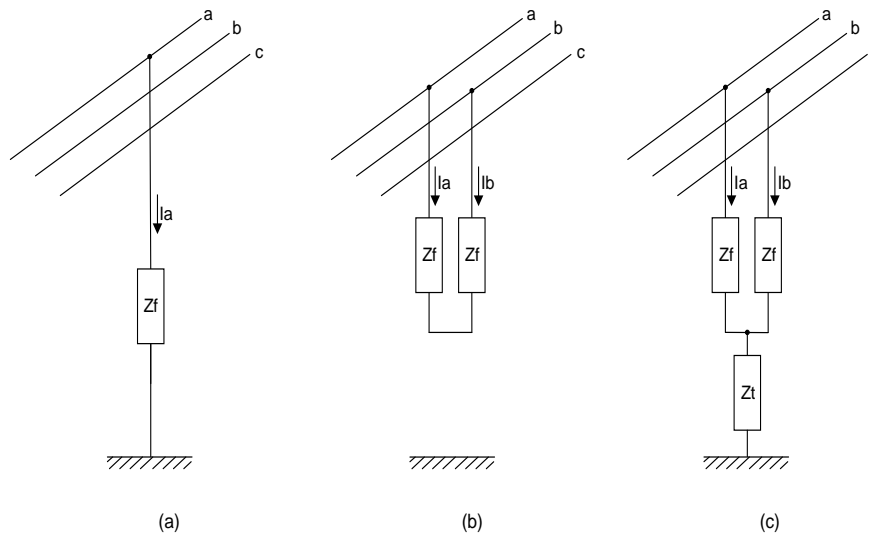


**Figura 5.15. Tipos de cortocircuitos simétricos: (a) Trifásico. (b) Trifásico a tierra.**  
Fuente: Fundamentals of power system protection. Y.G. Paithankar & S.R. Bhide. 2003.

### 5.7.2 Cortocircuitos asimétricos

Son aquellos que provocan que las magnitudes de las tensiones y corrientes de cada una de las fases sean distintas, y el sistema pasa a ser un sistema desbalanceado. En la figura 5.16 se observan los tres tipos de cortocircuitos asimétricos que se presentan en un sistema.





**Figura 5.16. Tipos de cortocircuitos asimétricos: (a) Monofásico a tierra. (b) Bifásico. (c) Bifásico a tierra.**

Fuente: Fundamentals of power system protection. Y.G. Paithankar & S.R. Bhide. 2003.

De la experiencia que se tiene de los SEP se concluye que los cortocircuitos monofásicos suceden con más frecuencia, mientras que los cortocircuitos trifásicos son los más severos, existiendo casos en los que los cortocircuitos monofásicos son más severos que los trifásicos. La tabla 5.1 muestra la probabilidad de ocurrencia de una falla con respecto al tipo de falla.

**Tabla 5.1. Estadísticas de falla con respecto al tipo de fallas.**

Fuente: Fundamentals of power system protection. Y.G. Paithankar and S.R. Bhide.

Falla	Probabilidad de ocurrencia	Severidad
Monofásica a tierra	85%	Más severa
Bifásica	8%	
Bifásica a tierra	5%	
Trifásica	2%	
<b>Total</b>	<b>100%</b>	

## 5.8 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS

La simulación de fallas trifásicas y monofásicas a tierra se realiza con la ayuda del módulo de cortocircuitos que está incluido en el software DlgSILENT PowerFactory 15.1. Para este análisis se emplea el método completo, el cual considera los flujos de potencia de la red antes de producirse una falla.

Se calculan dos tipos de corrientes de cortocircuito: las corrientes máximas de cortocircuito que se realiza utilizando el escenario de demanda máxima y las corrientes mínimas de cortocircuito que se utiliza el escenario de demanda mínima.

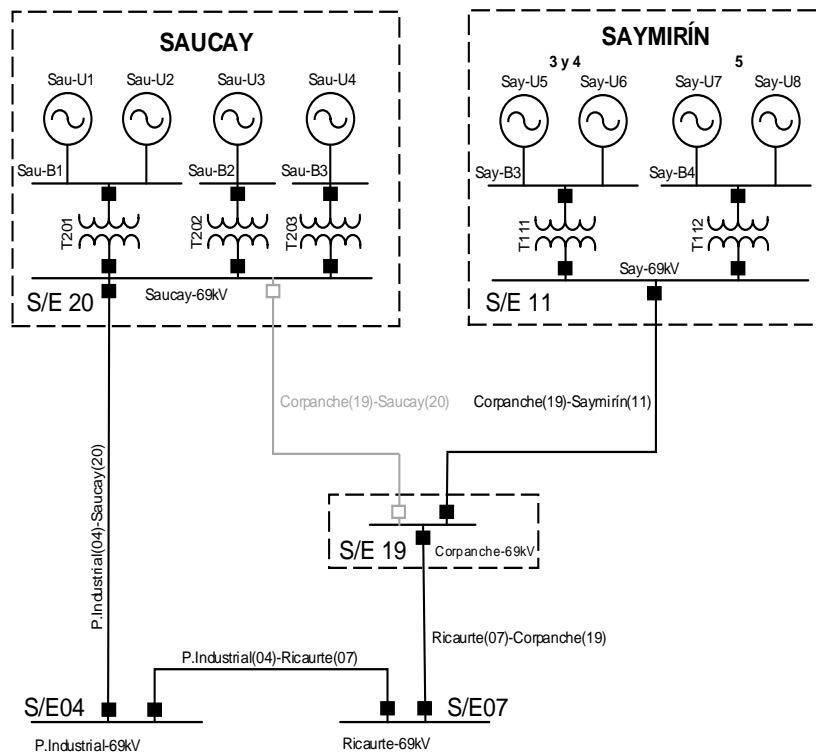
Al momento de ajustar y coordinar las funciones de protección hay que tener en cuenta que algunas corrientes de cortocircuito trifásicas son menores que las monofásicas.

A continuación, se realiza un análisis de los resultados obtenidos al simular fallas trifásicas y monofásicas a tierra (con una resistencia de falla de 20 ohmios) en las barras de los elementos involucrados en el ajuste y calibración del sistema de protecciones.

### 5.8.1 Complejo Hidroeléctrico Machángara (CHM)

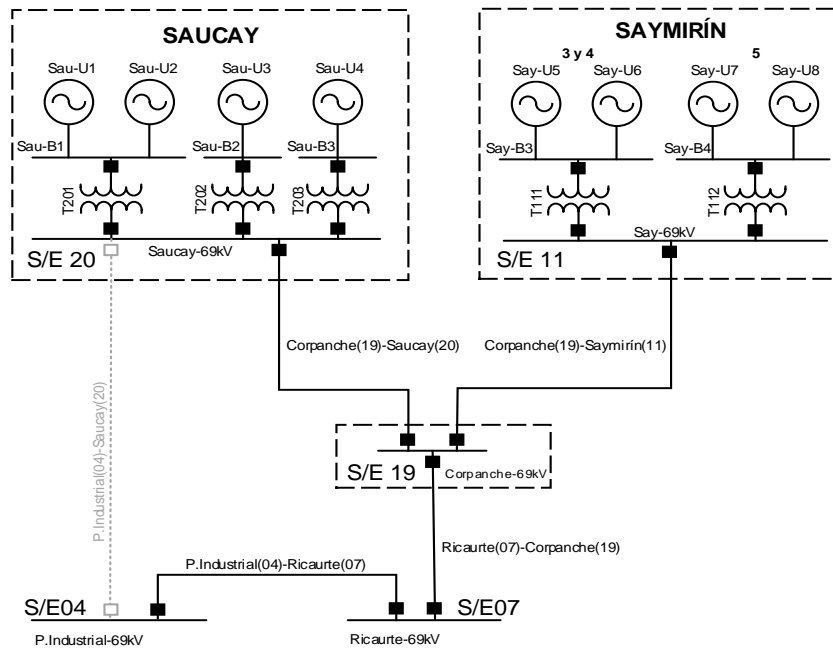
El CHM puede adoptar 4 tipos de topología dependiendo la disponibilidad o funcionamiento de las líneas de subtransmisión, estas topologías se observan en las siguientes figuras:

#### 5.8.1.1 Topología 1 del CHM



**Figura 5.17. Topología 1 del CHM.**  
Fuente: Elaboración propia.

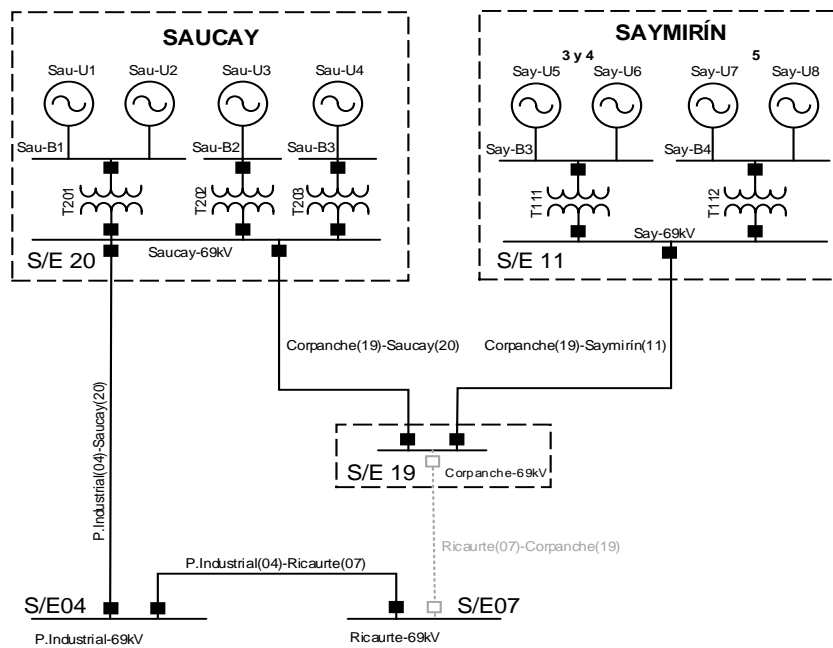
### 5.8.1.2 Topología 2 del CHM



**Figura 5.18. Topología 2 del CHM.**

Fuente: Elaboración propia.

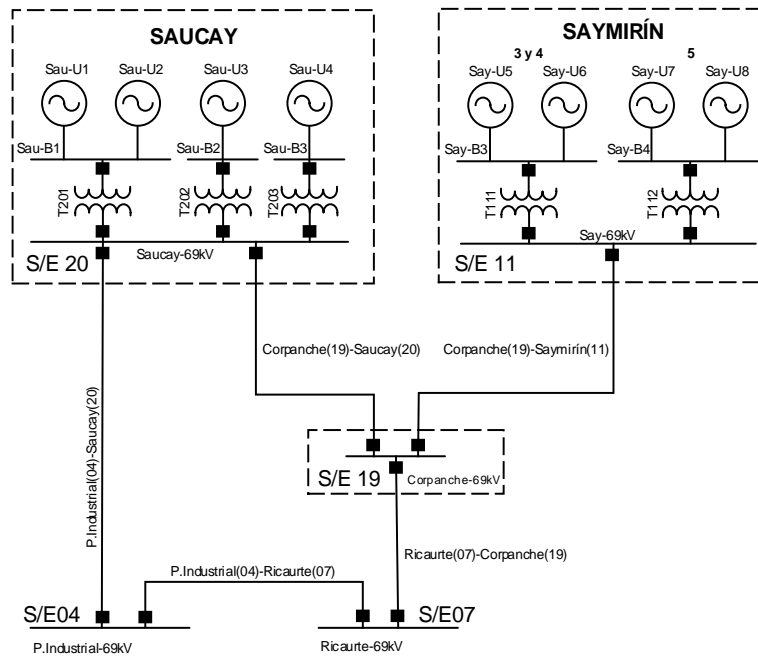
### 5.8.1.3 Topología 3 del CHM



**Figura 5.19. Topología 3 del CHM.**

Fuente: Elaboración propia.

### 5.8.1.4 Topología 4 del CHM



**Figura 5.20. Topología 4 del CHM.**

Fuente: Elaboración propia

### 5.8.1.5 Análisis de resultados de las topologías que se presentan en el CHM

El siguiente análisis corresponde a un escenario con demanda máxima para el cálculo de corrientes de cortocircuitos máximas:

- El SEP opera la mayor parte del tiempo como se observa en la figura 5.17 (topología 1) por lo que a esta topología se la considera como base para analizar y comparar como cambian las corrientes de cortocircuito al variar la topología del CHM. En este caso la línea Saucay(20)-Corpanche(19) está fuera de servicio y la potencia de Saucay se evacua por la línea Saucay(20)-P.Industrial(04) mientras que la potencia de Saymirín se evacua por la línea Saymirín(11)-Corpanche(19). Los resultados de las corrientes de cortocircuito para la topología 1 se encuentra en la tabla C.1 del ANEXO C.
- La topología 2 (Figura 5.18) considera la situación que se energiza la línea Saucay(20)-Corpanche(19) y la línea Saucay(20)-P.Industrial(04) está fuera de servicio. En este caso al producirse alguna falla ya sea en los generadores o transformadores de la central Saymirín o Saucay, se observa que las

corrientes de cortocircuito tienen un incremento comparado con los resultados que se obtienen en la topología 1, esto es debido a que ahora la línea Saucay(20)-Corpanche(19) constituye una nueva fuente directa de alimentación a los puntos de falla. Los resultados de las corrientes de cortocircuito para la topología 2 se encuentra en la tabla C.3 del ANEXO C.

- En la topología 3 (Figura 5.19) la línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) está fuera de servicio y la energía de Saymirín se evacua por medio de la línea Saucay(20)-Corpanche(19) y por la barra Sau-69kV hacia la barra de subestación de P.Industrial. En este caso se produce un leve incremento en las corrientes de falla en los elementos de la central Saucay debido a que existen mayores fuentes que contribuyan a los puntos de falla, mientras que se presenta una leve disminución de las corrientes de falla en los elementos de la central Saymirín debido a que hay menos fuentes que contribuyen a los puntos de falla, esto comparado con la topología 1. Los resultados de las corrientes de cortocircuito para la topología 3 se encuentra en la tabla C.5 del ANEXO C.
- El CHM por lo general no opera con la forma de la topología 4 (Figura 5.20) en donde todas las líneas están operando, por lo tanto, se descarta esta topología para realizar el ajuste y coordinación de las protecciones. Los resultados de las corrientes de cortocircuitos para la topología 4 se encuentran en las tablas C.7 y C.8 del ANEXO C.

El análisis de todas las topologías del CHM, se realiza con el objetivo de conseguir las corrientes de arranque óptimas para las funciones de protección de sobrecorriente de los IED's, ya que el SEP en cualquier momento puede tomar cualquiera de estas topologías y el sistema de protecciones debe actuar de la manera más confiable.

Para el cálculo de corrientes de cortocircuitos mínimas con un escenario de demanda mínima, en las cuatro topologías del CHM, se cumple la misma tendencia de valores que en el caso de corrientes de cortocircuito máximas. Esto se observa en las tablas C.2, C.4, C.6 del ANEXO C.

### 5.8.2 Central termoeléctrica El Descanso

Los generadores de esta central tienen un sistema de puesta a tierra directa o franca, por lo que al momento de producirse fallas monofásicas a tierra en las barras de generación se presentan valores altos de corrientes de cortocircuito.



En las tablas C.9 y C.10 del *ANEXO C* se observa que las corrientes de cortocircuito trifásicas son mayores que las monofásicas a tierra, tanto para un escenario con demanda máxima como para un escenario con demanda mínima.

### **5.8.3 Central hidroeléctrica Ocaña**

En Ocaña al igual que en el resto de centrales, las corrientes de cortocircuito trifásicas son mayores que las monofásicas a tierra, tanto para un escenario con demanda máxima como para un escenario con demanda mínima. Esto se observa en las tablas C.11 y C.12 del *ANEXO C*.



## CAPÍTULO 6

### DEFINICIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN

#### 6.1 INTRODUCCIÓN

La inclusión de IED's en los sistemas de protecciones han revolucionado la manera de proteger a los elementos de una central, puesto que en un solo dispositivo se consigue incluir todas las funciones de protección.

Se han creado diversas funciones de protección tanto para generadores y transformadores, con el fin de contrarrestar los efectos que causan los distintos tipos de anomalías que se presentan en un SEP.

En el presente capítulo se da una breve definición de cada una de las funciones de protección que las normas *IEEE* recomiendan implementar, con el fin de proteger a los generadores y transformadores de las centrales.

#### 6.2 PROTECCIÓN DEL GENERADOR

En una central eléctrica el elemento más importante es el generador, debido a que este es el encargado de producir la suficiente energía para satisfacer la potencia demandada por los usuarios (carga). Por esta razón el generador debe tener un sistema de protecciones que contemple todas las posibles fallas o anomalías ya sean eléctricas, mecánicas o térmicas, que se presentan tanto en el interior de la máquina (internas) como en la red (externas).

Si por alguna razón el generador sufre algún daño, los tiempos ya sea de reparación o reemplazo son altos, lo que conlleva a la central a no producir energía y por ende sufrir pérdidas económicas significativas.

Las fallas internas (en los devanados) o externas (en el sistema eléctrico) que puede sufrir un generador son las siguientes:

*Fallas internas:*

- Cortocircuitos entre fases de los devanados del estator
- Cortocircuitos entre fase y tierra de los devanados del estator
- Cortocircuitos entre espiras de la misma fase del devanado del estator



- Cortocircuitos en el devanado de campo

*Fallas externas y condiciones anormales de operación:*

- Pérdida de excitación
- Secuencia negativa o desbalance de carga
- Deslizamiento de polo o pérdida de sincronismo
- Sobreexcitación
- Potencia inversa
- Sobre y subtensión
- Frecuencia anormal: Sobre y subfrecuencia
- Falla del breaker
- Pérdida de tensión

### **6.2.1 Protección para cortocircuitos entre fases de los devanados del estator**

Este tipo de fallas son poco comunes en los generadores, pero cuando suceden producen circulación de corrientes muy altas en los devanados, lo que puede llevar desde provocar una inestabilidad en el sistema, hasta causar daños significativos e incluso a la destrucción de la máquina.

Para limitar o despejar la corriente de falla cuando se produce un cortocircuito entre las fases de los devanados, además de abrir el breaker del generador se debe abrir el breaker de campo, debido a que en el campo magnético aún existe energía almacenada y por lo tanto abra una circulación de corriente muy alta por unos pocos segundos.

#### **6.2.1.1 Protección diferencial de generador (87G)**

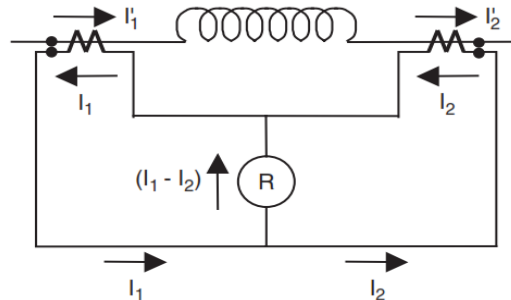
La protección diferencial se utiliza como protección principal del generador contra cortocircuitos que se producen entre las fases de sus devanados.

Un cortocircuito se origina cuando se pierde el aislamiento de los devanados de las fases, entonces existen dos fuentes que alimentan a la falla, una es la red externa y la otra es el mismo generador.

Esta protección no solamente protege al generador contra fallas entre fases (trifásicas, fase-fase, fase-fase-tierra), sino también lo protege de fallas fase-tierra, cuando el neutro del generador se encuentra sólidamente aterrado o cuando se utiliza una baja impedancia en el sistema de puesta a tierra.



El principio básico de funcionamiento de la protección diferencial, se basa en la comparación de las corrientes provenientes de los TC's que circulan por el neutro y por los terminales del generador, como se muestra en la figura 6.1.



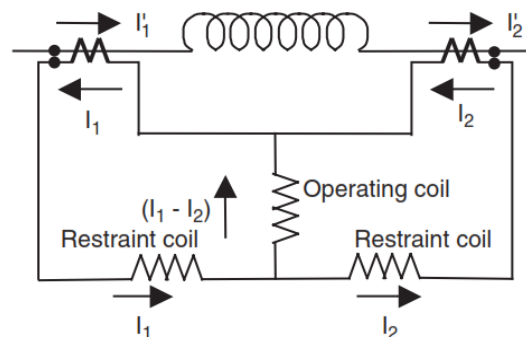
**Figura 6.1. Protección diferencial 87.**

Fuente: Power system relaying. Stanley H. Horowitz & Arun G. Phadke.

En condiciones normales, el flujo de potencia hace que las corrientes que circulan por los secundarios de los TC's tengan la misma dirección (por su polaridad) y magnitud.

Si se produce una falla (interna o externa), la dirección y magnitud de una de las corrientes que circulan por los secundarios de los TC's cambia, y se produce una actuación de la protección, lo que hace que esta protección sea sensible y selectiva.

A pesar de que se utilizan TC's con las mismas características en cada lado del generador, existen errores en la medición de la corriente que provocan la actuación no deseada de la protección. El concepto de protección diferencial porcentual, soluciona este problema sin sacrificar la sensibilidad, debido a que introduce dos bobinas de restricción las cuales hacen que la protección sea más tolerable a los errores en la medición de los TC's.

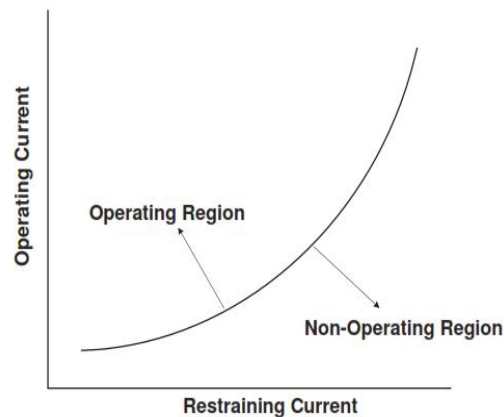


**Figura 6.2. Protección diferencial porcentual 87.**

Fuente: Power system relaying. Stanley H. Horowitz & Arun G. Phadke.

Independientemente del diseño de la protección, la acción de disparo causada por la corriente a través de la bobina de operación, es proporcional a la diferencia entre las corrientes secundarias ( $I_1 - I_2$ ). En contraste, la acción de no disparo causada por la corriente a través de la bobina de restricción, es proporcional a la suma de las corrientes secundarias ( $I_1 + I_2$ ) [8].

En la figura 6.3 se indica la característica de operación de un relé diferencial porcentual, en el cual la operación del relé se produce cuando el punto de operación está por encima de la curva.



**Figura 6.3. Característica de actuación de la protección diferencial porcentual 87.**

Fuente: IEEE Guide for AC generator protection.

### 6.2.2 Protección para cortocircuitos entre fase y tierra de los devanados del estator

Este tipo de fallas son las más comunes y se originan cuando se produce una ruptura del aislamiento entre una de las fases del estator y tierra.

Los esquemas de protección para este tipo de cortocircuitos, dependen del sistema de puesta a tierra que utilice el generador. Los métodos más comúnmente utilizados para la puesta a tierra son:

- *Puesta a tierra con una alta impedancia*
- *Puesta a tierra con una baja resistencia*
- *Puesta a tierra con una reactancia*
- *Puesta a tierra con un transformador de puesta a tierra.* [10]

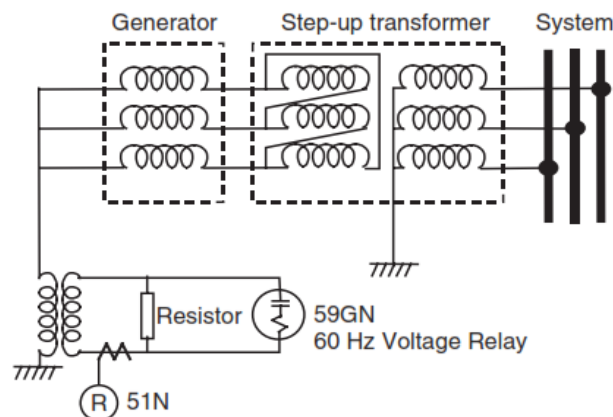
El método más común es la puesta a tierra con una alta impedancia, la cual se hace a través de un transformador de distribución conectado entre el neutro del generador y tierra, y en cuyo secundario se conecta una resistencia para limitar la corriente de

falla de 10 - 25 A [8]. Este tipo de método se utiliza en los generadores Sau-U1, Sau-U2 de Saucay y en los generadores de Ocaña, mientras que en el resto de unidades se tienen sistemas de puesta a tierra a través de resistencias, las cuales están conectadas entre el neutro y tierra, a excepción de los generadores de El Descanso los cuales están sólidamente aterrados.

### 6.2.2.1 Protección del 95% de falla a tierra del estator (59N y 50N/51N)

En un generador que opera en condiciones normales, las tensiones son equilibradas y su suma vectorial resulta igual a cero. Cuando se produce una falla a tierra en los devanados del estator, las tensiones se desequilibran y existe circulación de corriente por el neutro del generador, lo que a su vez provoca la aparición de tensión de secuencia cero por el sistema de puesta a tierra.

Una forma de detectar esta tensión, en generadores donde se utiliza un alto valor de impedancia de puesta a tierra, es mediante un relé de sobretensión con retardo de tiempo 59N conectado en paralelo a la resistencia, como se muestra en la figura 6.4.



**Figura 6.4. Protección 59N y 51N para fallas a tierra en el devanado del estator.**

Fuente: Power system relaying. Stanley H. Horowitz & Arun G. Phadke.

El relé debe estar diseñado y ajustado para discriminar entre una tensión de 60 Hz (fundamental) y una tensión de tercer armónico, además de tener un retardo de tiempo para su actuación [8].

La protección 59N protege entre el 90 - 95% del devanado del estator, debido a que la tensión que circula por la resistencia de puesta a tierra varía en función de la distancia entre el punto de falla y el neutro, es decir, cuando la falla se produce en terminales del generador la tensión residual es máxima y para una falla cercana al



neutro (5 - 10% restante del devanado), no se produce suficiente tensión residual de 60 Hz para ser detectada por este relé.

En generadores con un sistema de puesta a tierra como el de la figura 6.4, además de la protección 59N (principal), se utiliza un relé de sobrecorriente 51N para proveer protección de respaldo, el cual está conectado directamente en el neutro del generador o en el secundario del transformador de puesta a tierra.

La protección 51N también puede actuar como protección principal en sistemas sólidamente aterrizados, debido a que, al momento de producirse una falla no existe tensión de secuencia cero y por ende no es posible instalar un relé 59N.

El relé de respaldo 51N protege entre el 90 – 95% del devanado del estator. Además, este relé al igual que el relé 59N, tiene que estar diseñado y ajustado para no actuar con corrientes de secuencia cero que están presentes en el neutro del generador, cuando este opera en condiciones normales. Por lo general se utiliza una curva de tiempo inverso o muy inverso para su actuación [11].

#### **6.2.2.2 Protección del 100% de falla a tierra del estator (27TH/59THD/64S)**

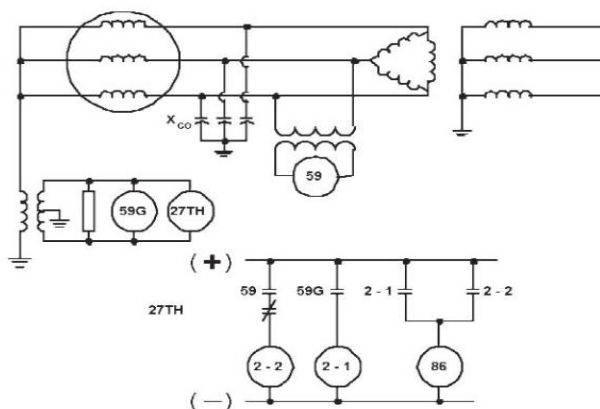
Los esquemas de protección descritos en el punto anterior, no son capaces de brindar una protección total al devanado del estator, pero existen esquemas capaces de detectar fallas a tierra cercanas al neutro, con lo cual se consigue proteger al 100% del devanado del estator. Los métodos de protección son divididos en dos categorías:

- *Método basado en la tensión de tercer armónico.*

Los generadores durante condiciones de operación normal, producen tensiones de tercer armónico, las cuales son utilizadas para configurar esta protección.

Los esquemas que utilizan la tensión de tercer armónico son:

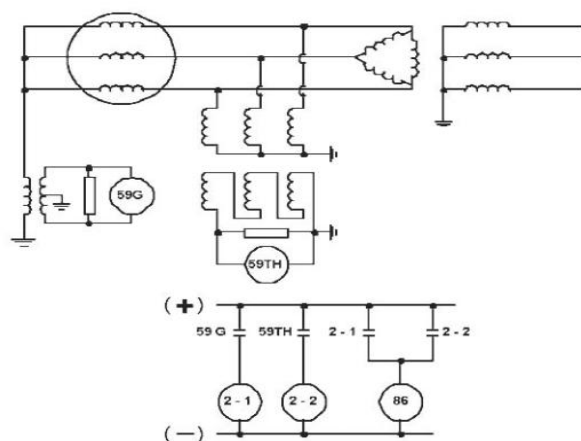
- a) El primer esquema utiliza un relé de subtensión de tercer armónico 27TH, el cual está conectado en paralelo a la impedancia de puesta a tierra, como se observa en la figura 6.5. El relé opera con la disminución de tensión de tercer armónico cuando se produce una falla a tierra en el devanado del estator, pero su actuación debe bloquearse para evitar disparos durante el arranque o parada del generador, esto se consigue utilizando un relé de sobretensión supervisorio (59).



**Figura 6.5. Esquema del relé de subtensión de tercer armónico 27TH.**

Fuente: IEEE Guide for AC generator protection.

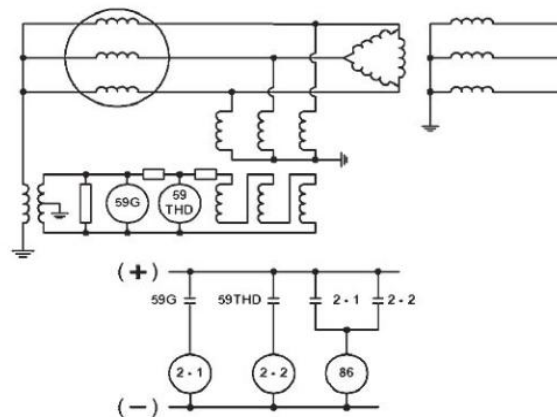
- b) El segundo esquema utiliza un relé de sobretensión de tercer armónico 59TH, el cual está conectado para medir la tensión en terminales de la máquina, como se observa en la figura 6.6. Cuando ocurre una falla a tierra en el devanado del estator, se produce un aumento de la tensión de tercer armónico, lo que a su vez causa la operación del relé.



**Figura 6.6. Esquema del relé de sobretensión de tercer armónico 59TH.**

Fuente: IEEE Guide for AC generator protection.

- c) El tercer esquema utiliza un relé de sobretensión diferencial de tercer armónico 59THD, como se observa en la figura 6.7. En condiciones normales de operación, la tensión de tercer armónico en el neutro y en terminales del generador son relativamente las mismas. Cuando se produce una falla a tierra, las tensiones dejan de ser iguales y se produce un desbalance, lo que provoca la actuación del relé.



**Figura 6.7. Esquema del relé de sobretensión diferencial de tercer armónico 59THD.**  
Fuente: IEEE Guide for AC generator protection.

- Método basado en la inyección de tensión subarmónica.

Ciertos generadores no son capaces de producir suficiente tensión de tercer armónico para aplicar los esquemas de protección vistos anteriormente, por lo que una alternativa para conseguir la protección del 100% del devanado del estator, consiste en inyectar tensión de frecuencia subarmónica a través de un TP conectado en delta abierta.

### 6.2.3 Protección para cortocircuitos en el devanado de campo

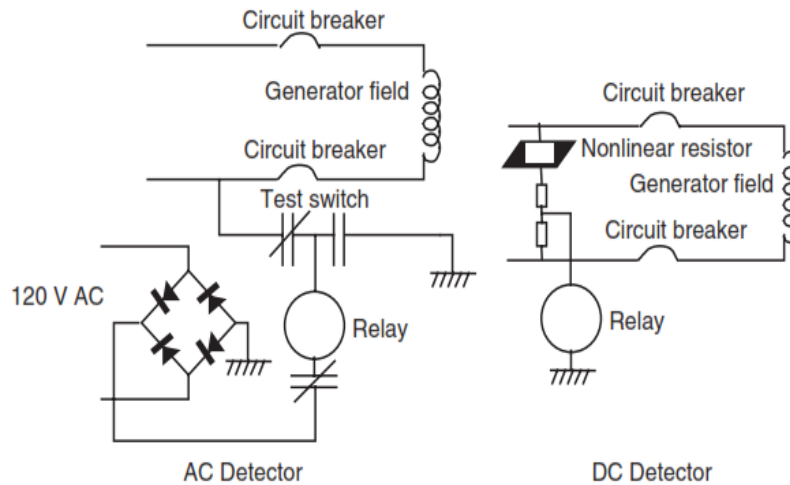
En generadores modernos los circuitos de campo no están puestos a tierra, por lo tanto, una falla a tierra en el devanado de campo no afecta de manera inmediata al generador.

Sin embargo, la presencia de una segunda falla a tierra, resulta en un cortocircuito de una sección del devanado de campo, originando desequilibrios en el flujo magnético del entrehierro y por ende vibración en el generador. Esta vibración en algunos casos es lo suficientemente severa para producir un roce entre el rotor y el estator causando grave daño a la máquina.

#### 6.2.3.1 Protección de falla a tierra del devanado de campo (64F)

La protección 64F en la mayoría de ocasiones provoca una señal de alarma y no de disparo, con el fin de que el operador tome precauciones y desconecte la unidad fallada para inspeccionarla o repararla.

En la figura 6.8 se observan dos esquemas de protección, el primero utiliza una fuente DC y el segundo un divisor de tensión.



**Figura 6.8. Esquemas del relé 64F para detectar fallas a tierra en el devanado de campo.**

Fuente: Power system relaying. Stanley H. Horowitz & Arun G. Phadke.

El principio de funcionamiento de los esquemas de la figura, se basa en que cuando sucede una falla a tierra en el campo, existirá una tensión que será detectada por el relé de sobretensión (64F), el cual provee una señal de alarma o el disparo de la unidad.

La única diferencia, es que en el segundo esquema existe un punto ciego en el cual no se produce la actuación de la protección, para solucionar este inconveniente se introduce una resistencia variable, la cual cambia su punto ciego con la variación de tensión del campo.

El esquema de protección debe ser independiente de los esquemas de protecciones utilizados para despejar fallas a tierra en el resto de elementos del sistema, por lo cual no se necesita realizar su coordinación.

#### 6.2.4 Protección para fallas externas y condiciones anormales de operación

El sistema de protecciones de un generador además de proveer protección contra fallas que se presentan en el interior de la máquina (rotor y estator), debe ser capaz de brindar protección para eventos que se producen en la red.

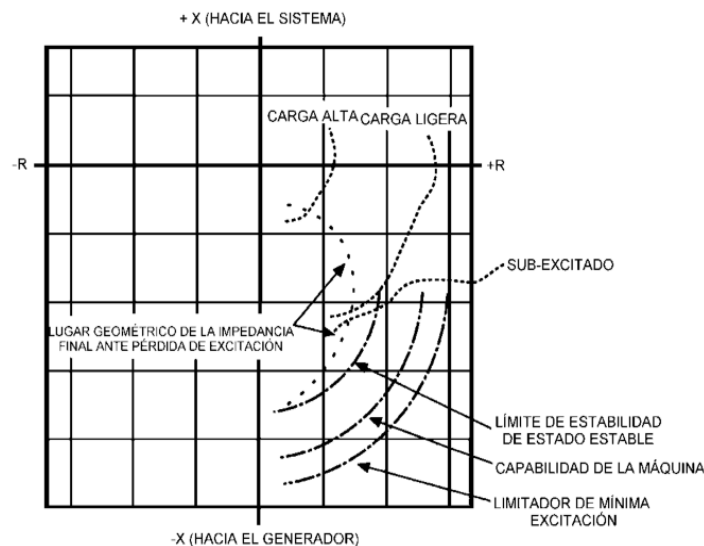
Las condiciones anormales o fallas en el sistema eléctrico, causan una operación inadecuada del generador, razón por la cual, dependiendo de la gravedad de la anomalía, la máquina debe desconectarse del sistema para evitar sufrir daños.

### 6.2.4.1 Protección contra pérdida de excitación (40)

El devanado de campo controla la potencia reactiva que el generador entrega o consume de la red, pero si por alguna razón ocurre un problema con el circuito de campo, el generador empezará a absorber potencia reactiva de la red, provocando que el generador síncrono trabaje como un generador de inducción, debido a que opera en la región de subexcitación de su curva de capacidad (cuadrante IV).

Cuando el generador síncrono empieza a trabajar como uno de inducción, se produce un calentamiento en el rotor producto de las corrientes inducidas en este.

Se ha demostrado que la impedancia vista en terminales del generador para una pérdida de excitación, varía en un plano R-X dependiendo del nivel de carga [12], como se observa en la figura 6.9.



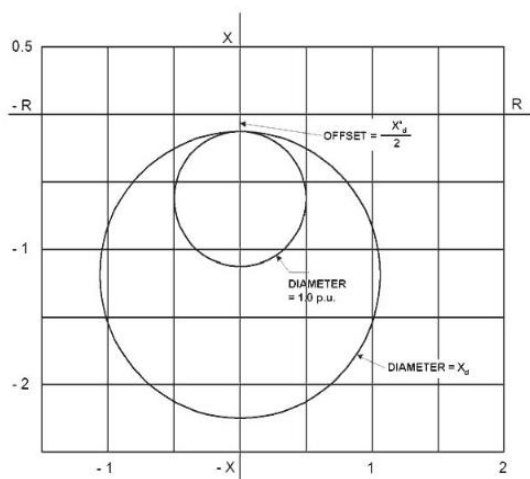
**Figura 6.9. Característica de pérdida de excitación del generador.**

Fuente: Tutorial IEEE para protección de generadores síncronos.

La protección más popular para proteger el generador contra una pérdida de excitación es mediante un relé de impedancia, el cual mide la impedancia del sistema vista desde los terminales del generador para varias condiciones de subexcitación.

Los IED's modernos permiten combinar dos relés de impedancia superpuestos entre sí, con el fin de tener una protección más confiable contra una pérdida de excitación. En la figura 6.10 se observa las zonas de actuación de un IED con las dos características tipo Mho.





**Figura 6.10. Zonas de actuación de la protección contra pérdida de excitación.**

Fuente: IEEE Guide for AC generator protection.

Las dos zonas tienen un desplazamiento en el eje X, con un valor igual a la mitad de la reactancia transitoria de eje directo  $x'_d$ , con el objetivo de prevenir actuaciones erróneas de la protección cuando se producen transitorios en la red.

La primera zona tiene un diámetro de 1 p.u. y permite detectar pérdida de excitación desde condiciones de plena carga hasta el 30% de carga nominal. Esta zona proporciona una actuación casi instantánea de la protección, puesto que, si la impedancia se localiza dentro de esta zona, se producen los mayores daños al generador y al sistema.

La segunda zona tiene un diámetro igual a la impedancia de eje directo  $x_d$  de la máquina y permite detectar pérdida de excitación incluso en condiciones de carga cero, razón por la cual se debe dar un retardo de tiempo de 0,5 – 0,6 s para su actuación [10].

En algunos generadores no es posible aplicar la protección de pérdida de excitación con las dos zonas de protección, debido a que por sus características constructivas se produce un traslape entre los diámetros de impedancia ( $x_d$  es menor a 1). Por lo tanto, en este tipo de generadores se aplica solo una zona con un diámetro igual a  $x_d$  y un retardo de tiempo en su actuación.

#### 6.2.4.2 Protección de secuencia negativa o desbalance de carga (46)

Una carga desequilibrada implica la presencia de corrientes de secuencia negativa, es decir aparece un flujo magnético opuesto a la dirección de rotación normal del rotor del generador, afectando directamente a la velocidad de la máquina.

Las corrientes de secuencia negativa también inducen corrientes en el rotor que elevan la temperatura del generador, causando daños mecánicos y deterioro en los aislamientos de la máquina, y se presentan con cualquier condición de desbalance en el sistema, pero mayormente cuando se produce una falla bifásica entre fases [13].

La cantidad de corriente de secuencia negativa en porcentaje de la corriente nominal del generador, que pueden soportar distintos tipos de generadores, se muestran en la tabla 6.1.

**Tabla 6.1. Corrientes de secuencia negativa permitidas para distintos generadores.**

Fuente: Guide for AC generator protection.

Tipo Generador	$I_2$ permitida (% $I_{nom}$ )
Polos salientes	10 %
Rotor cilíndrico, refrigeración indirecta	10 %
Rotor cilíndrico, refrigeración directa hasta 350 MVA	8 %

La protección contra el desbalance de carga utiliza un relé de sobrecorriente, el cual funciona detectando el nivel de corriente de secuencia negativa ( $I_2$ ) en cada fase del generador, y cuando existe presencia de corriente de secuencia negativa, esta protección actúa para evitar que el desbalance de carga afecte a la operación normal del generador o lo dañe.

#### 6.2.4.3 Protección contra deslizamiento de polo o pérdida de sincronismo (78)

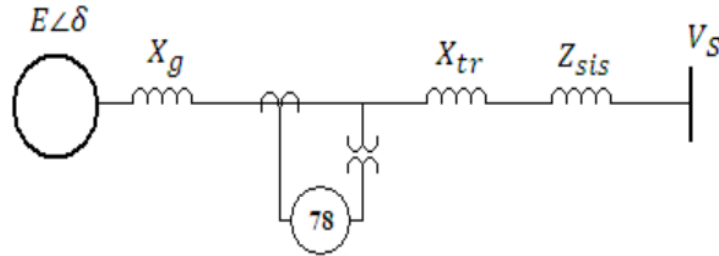
Un generador pierde sincronismo cuando el acoplamiento magnético entre el rotor y el estator es débil para mantenerlo en sincronismo con el sistema eléctrico.

Cuando el generador pierde sincronismo con la red, se producen altas corrientes que provocan esfuerzos mecánicos y térmicos en los devanados del estator, torques no deseados en el eje, los cuales a veces tienen la suficiente magnitud para romperlo. Para minimizar la posibilidad del daño al generador, el relé de protección debe disparar instantáneamente durante la primera mitad del ciclo de deslizamiento, para una condición de pérdida de sincronismo.

No es práctica común proporcionar protección contra pérdida de sincronismo en un generador manejado por un primotor, debido a que no es probable que un generador pierda sincronismo con otros generadores en la misma central, a menos que se

pierda la excitación, pero se dispone de la protección para utilizarla en caso que se lo desee [12].

Para la detección de una pérdida de sincronismo se utiliza un relé de impedancia (figura 6.11), el cual analiza las variaciones de la impedancia aparente en el tiempo vista desde los terminales del generador. La trayectoria de la impedancia depende del tipo de gobernador, del tipo de excitación que tiene la máquina y del tipo de falla.



**Figura 6.11. Protección de pérdida de sincronismo 78.**

Fuente: Protección de generadores eléctricos mediante relés microprocesados multifuncionales. Iván Calero Freire.

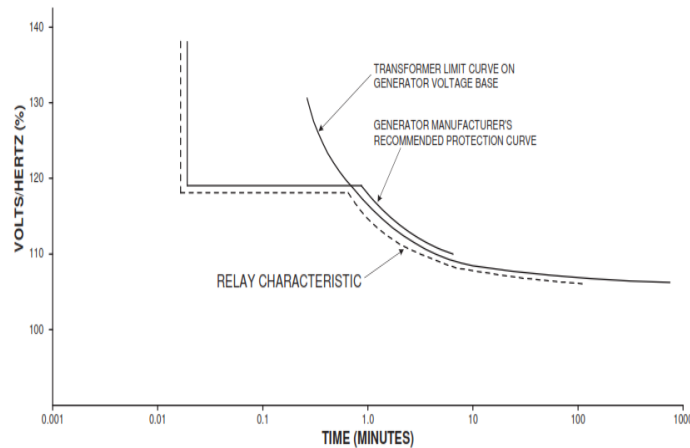
#### 6.2.4.4 Protección contra sobreexcitación (24)

La sobreexcitación en una máquina se produce cuando la operación demanda un flujo magnético que excede el flujo que puede soportar el devanado del estator en el caso del generador o el núcleo para el transformador.

La sobreexcitación de un generador puede ocurrir cuando la relación V/Hz excede el 1,05 pu (en bases del generador) para un generador a plena carga, con un factor de potencia nominal [10].

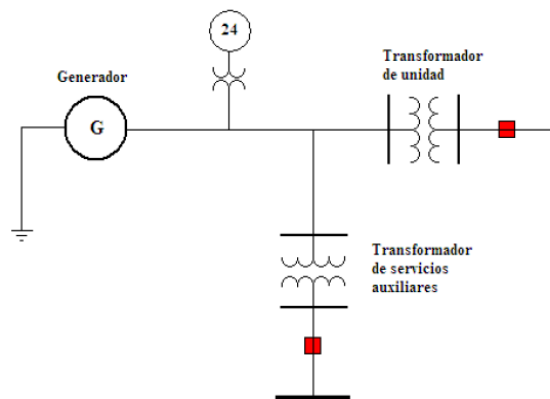
Al existir una condición de sobreexcitación se eleva la temperatura del generador lo cual puede causar daños en el aislamiento. La sobreexcitación no solo afecta al generador sino también al transformador de potencia y al transformador de servicios auxiliares, y ocurre generalmente al poner en la puesta en marcha o parada de una máquina no conectada a la red [14].

El relé contra sobreexcitación considera la relación tensión-frecuencia (V/Hz), en donde el valor de esta relación deberá estar siempre por debajo del límite térmico de diseño del estator del generador o núcleo del transformador, como se observa en la figura 6.12.



**Figura 6.12. Característica de actuación de la protección de sobreexcitación 24.**  
Fuente: IEEE Guide for AC generator protection.

El generador, transformador de potencia y transformador de servicios auxiliares pueden ser protegidos con una misma unidad de protección 24, como se muestra en la figura 6.13, para esto se requiere que las curvas de límite de sobreexcitación estén referidos a un mismo nivel de tensión.



**Figura 6.13. Aplicación de la protección de sobreexcitación 24 para el generador, transformador de potencia y el transformador de servicios auxiliares.**

Fuente: Protección de generadores eléctricos mediante relés microprocesados multifuncionales. Iván Calero Freire.

#### 6.2.4.5 Protección contra potencia inversa (32)

Cuando la potencia proporcionada por la turbina del generador decrece, hasta el punto que no puede cubrir las pérdidas eléctricas y mecánicas, el generador empieza a funcionar como un motor síncrono, consumiendo potencia activa de la red. A esta condición se la conoce como “motorización” [10].

La motorización causa graves daños a la turbina del generador, en especial a las turbinas hidráulicas, debido a que un flujo bajo de agua puede causar cavitación en las palas de la turbina. El flujo bajo de agua puede ocurrir cuando se cierran muy rápido las válvulas durante una reducción de carga.

En la siguiente tabla se muestran rangos típicos de potencia de motorización, para varios tipos de turbina.

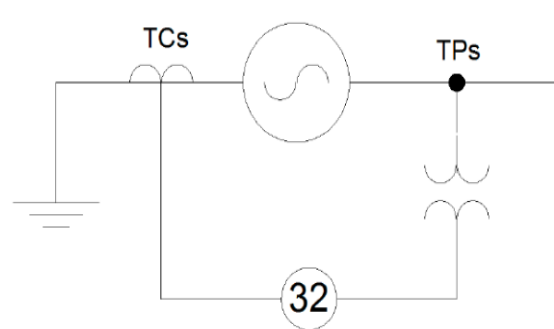
**Tabla 6.2. Valores típicos de potencia de motorización.**

Fuente: Protective relaying principles and applications. J. Lewis Blackburn and Thomas J. Domin.

Tipo de Turbina	% de potencia en kW
Turbina de vapor, con condensador	1 – 3%
Turbina de vapor, sin condensador	3+%
Turbina hidráulica	0,2 – 2+%
Motor diésel	±25%
Turbina de gas	50%

Para prevenir una condición de motorización, se utiliza un relé de potencia inversa 32 con un retardo de tiempo, el objetivo del retardo es prevenir la operación del relé durante condiciones de oscilación de potencia o cuando la máquina se sincroniza con el sistema.

En la figura 6.14 se observa la forma de conexión de los TM's, los cuales son los encargados de medir la tensión y corriente, en base a estas mediciones el relé calcula la potencia que consume el generador cuando trabaja como motor.



**Figura 6.14. Protección de potencia inversa 32.**

Fuente: Protecciones eléctricas del generador. Beckwith Electric.



#### 6.2.4.6 Protección contra subtensión y sobretensión (27/59)

La tensión en terminales de un generador está en función del sistema de excitación y la velocidad. Entonces se produce una condición de sobretensión o subtensión, cuando la tensión en terminales de la máquina varía fuera de sus límites permitidos.

Las normas establecen que el límite permitido de variación de la tensión esta entre un  $\pm 5\%$  de su tensión nominal. Con este rango de variación, el generador puede entregar potencia nominal, a frecuencia del sistema.

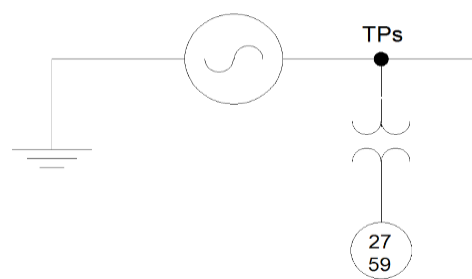
Cuando la tensión sobrepasa el límite permitido se considera una condición de sobretensión. La sobretensión puede ocasionar daños térmicos al núcleo, debido a la excesiva densidad de flujo en los circuitos magnéticos. La causa principal para que se produzca esta condición es la súbita pérdida de carga.

La sobretensión en un generador puede ocurrir sin exceder el límite permitido de V/Hz de la máquina [10], por lo tanto, un relé de sobreexcitación (24) no es capaz de detectar esta condición, por ello se necesita implementar una protección de sobretensión por separado.

Cuando la tensión se reduce por debajo del límite permitido, se considera una condición de subtensión. La subtensión puede ocasionar inestabilidad, sobrecorrientes y consumo de potencia reactiva del sistema. Las causas para que se produzca esta condición son: un incremento súbito de carga o el mal funcionamiento del regulador de tensión.

Para proteger al generador y a los equipos que se encuentren conectados a este, contra una condición de sobretensión o subtensión, se utiliza un relé que mida la variación de tensión en terminales del generador.

El relé mide la tensión fase-fase o fase-neutro proveniente de los TP's (figura 6.15) y si este valor está por debajo o encima de un umbral configurado, se produce la actuación. Para esto, el relé utiliza una unidad instantánea para actuar de forma inmediata cuando la tensión este por fuera de sus límites, y una unidad de tiempo inverso para dar un retardo en la actuación, con el fin de que actué el regulador de tensión y reestablezca la tensión a su valor nominal.



**Figura 6.15. Protección de subtensión 27 y sobretensión 59.**  
Fuente: Protecciones eléctricas del generador. Beckwith Electric.

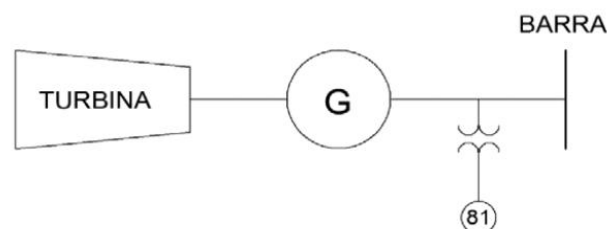
#### 6.2.4.7 Protección contra subfrecuencia y sobrefrecuencia (81U/81O)

En un SEP siempre existe variación de la frecuencia puesto que la carga nunca es constante. Cuando la frecuencia de operación excede los límites de variación permitidos se produce una condición de sobrefrecuencia o subfrecuencia.

La condición de sobrefrecuencia se produce cuando la potencia mecánica que entrega la turbina es mayor a la potencia eléctrica que demanda la carga, produciendo aceleración en el rotor y a su vez el incremento de la frecuencia.

Por otro lado, una condición de subfrecuencia se produce cuando la potencia mecánica que entrega la turbina es menor a la potencia eléctrica que demanda la carga, produciendo desaceleración en el rotor y a su vez el decremento de la frecuencia. Esta condición se considera más crítica, puesto que el generador tiene un límite de potencia que puede entregar y en caso que la subfrecuencia siga, se deberá desconectar carga para cuidar el generador.

Para proteger al generador contra una condición de frecuencia anormal se utiliza un relé de frecuencia con un retardo de tiempo, el cual mide la frecuencia de la onda de tensión en terminales del generador. El objetivo del retardo de la actuación de la protección, es permitir que el regulador de velocidad de la turbina actúe.



**Figura 6.16. Protección de frecuencia anormal.**  
Fuente: Protección de generadores eléctricos mediante relés microprocesados multifuncionales. Iván Calero Freire.



#### 6.2.4.8 Protección contra falla del breaker (50BF)

Se produce una condición de falla del breaker (principal) cuando por cualquier falla en el generador, el relé de protección da la orden para abrir el breaker asociado a ese generador y éste no abre sus contactos.

Cuando se produce un fallo en la apertura del breaker se puede producir la destrucción parcial o total del generador, y dependiendo de la potencia que aporte al sistema, también puede producirse un colapso de la red.

El sistema de protecciones debe considerar la protección para falla del breaker, la cual consiste en emitir una orden de apertura a breakers adyacentes (respaldo) con el objetivo de que estos se abran después de un retardo de tiempo, para despejar la falla y evitar que el generador sufra daños. Este retardo es necesario para que los interruptores de respaldo actúen después de los principales, evitando así operaciones innecesarias.

También se debe tener en cuenta que todos los relés ubicados en la zona de protección del generador deben estar conectados al esquema de falla del breaker.

#### 6.2.4.9 Protección de pérdida de tensión (60)

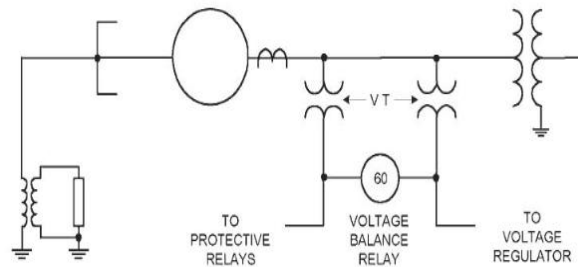
Una condición de pérdida de tensión se da por diferentes causas, pero la principal es la falla de los fusibles (fundición) que protegen a los secundarios de los TP's.

La falla de los fusibles involucra una pérdida de las señales de los TP's, las cuales pueden causar operaciones incorrectas de los relés de protección o del regulador de tensión. Al producirse la pérdida de las señales de los TP's, todos los relés que dependen de estas señales se deben bloquear para evitar su actuación y el posterior disparo de la máquina, y transferir la operación a modo manual del regulador de tensión, para evitar un incremento de la excitación a niveles peligrosos.

Existen dos métodos de protección para prevenir la pérdida de tensión de las señales de los TP's, y consisten en discernir si se produce un desbalance de tensión en los TP's que alimentan a los relés o al regulador de tensión.

En la figura 6.17 se observa el primer método, el cual consiste en un relé de desbalance de tensión 60 conectado entre dos TP's en la zona de protección del generador. Este relé compara las tensiones entre los dos grupos de TP's y si existiera una falla en algún TP (fundición del fusible en el secundario), se produciría una diferencia en las tensiones lo que activaría el relé.



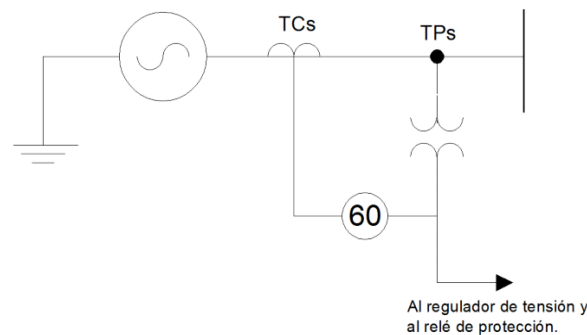


**Figura 6.17. Protección de desbalance de tensión 60.**

Fuente: IEEE Guide for AC generator protection.

El segundo método conocido como un método moderno, utiliza las señales provenientes de un TP y un TC conectados en los terminales del generador, como se observa en la figura 6.18. Al producirse una pérdida en la señal del TP, las tensiones se desequilibran y debido a esto, se produce una tensión de secuencia negativa.

El TC verifica la presencia de corriente de secuencia negativa para distinguir entre una falla o una pérdida en la señal del TP. La presencia de tensión de secuencia negativa en ausencia de corriente de secuencia negativa indica que hubo una falla en el fusible.



**Figura 6.18. Protección moderna de desbalance de tensión 60.**

Fuente: Protecciones eléctricas del generador. Beckwith Electric.

#### 6.2.4.10 Protección de sobrecarga térmica (49)

Cuando en un generador se producen sobrecargas, la temperatura en los devanados del estator se incrementa a niveles considerables, y este incremento de temperatura puede ocasionar daños en el aislamiento de los devanados.

Dos esquemas de protección son utilizados para evitar que la temperatura de la máquina se eleve por encima de los niveles permitidos.



El primer esquema utiliza sensores conocidos como RTD's (detectores de temperatura resistivos) para monitorear continuamente la temperatura de los devanados. Los RTD's detectan la temperatura por un cambio en la resistencia del sensor.

El segundo esquema utiliza un relé tipo réplica, el cual estima continuamente el calor contenido en la máquina, a través de un modelo térmico basado en la medición de corriente que fluye por el devanado del estator, y opera cuando la temperatura es alta.

### **6.2.5 Protecciones de respaldo (backup)**

Todas las protecciones descritas en los puntos anteriores, protegen al generador contra fallas originadas en su zona de protección y contra condiciones anormales de operación del generador.

Es común que el sistema de protecciones del generador, tenga relés de protecciones (conocidos como relés de respaldo) capaces de detectar y despejar fallas que sucedan en la red, las cuales no han sido despejadas por las protecciones principales.

Las protecciones de respaldo más comunes son: las de sobrecorriente de fase 50/51, la de sobrecorriente dependiente de la tensión 51V y la de distancia 21.

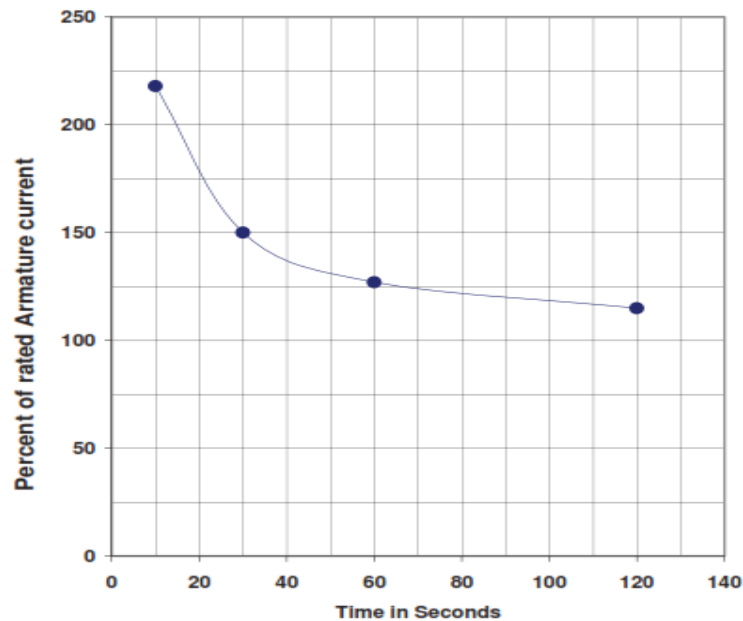
#### **6.2.5.1 Protección de sobrecorriente instantánea/temporizada de fase (50/51)**

Las protecciones de sobrecorriente protegen al devanado de armadura del generador contra sobrecargas que se dan al producirse una falla.

Esta protección mide permanentemente la corriente en cada fase para detectar niveles de corriente de cortocircuito que puedan causar daños en los equipos.

La norma *IEEE Std C50.13* indica que es posible que el generador trabaje con una potencia que supere el límite de carga por un tiempo de corta duración. Por ejemplo, en la figura 6. 19 se observa que, para una sobrecarga de 2,18 veces la corriente nominal, el tiempo máximo que la máquina puede tolerar en esta condición es de 10 segundos, mientras que una sobrecarga de 1,15 puede ser tolerada durante 2 minutos.

La actuación de esta protección puede ser instantánea (50) o temporizada (51).



**Figura 6.19. Curva de capacidad térmica de tiempo corto del generador.**

Fuente: IEEE Guide for AC generator protection.

#### 6.2.5.2 Protección de sobrecorriente dependiente de la tensión (51V)

Esta protección sirve para proteger al generador contra fallas entre fases o fase tierra que se producen dentro o fuera de la zona de protección del generador.

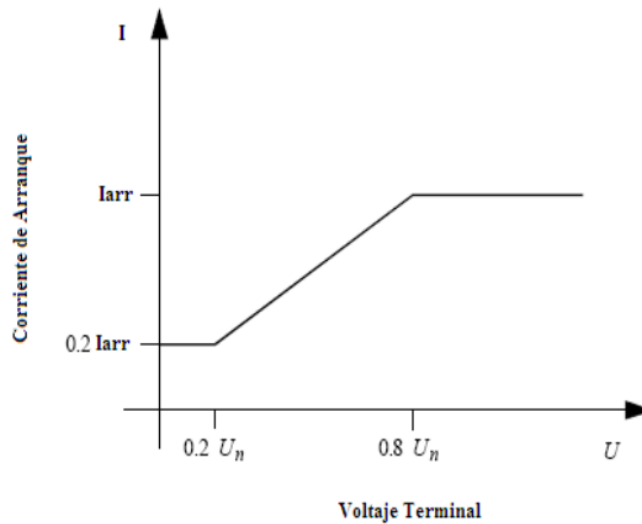
Esta protección permite configurar el ajuste de la corriente de arranque a valores inferiores de la corriente nominal, lo que hace que la protección sea muy sensible para fallas lejanas no despejadas.

La protección 51V se puede realizar mediante el método de restricción de tensión o el método de tensión controlada.

En el método de sobrecorriente con restricción de tensión, la corriente de arranque varía como una función de la tensión aplicada al relé, como se observa en la figura 6.20.

En el método de tensión controlada, la actuación de la protección no se efectúa hasta que la tensión disminuya por debajo de un valor de tensión pre-establecido (80% de  $V_{nom}$ ).

Además, la protección de sobrecorriente dependiente de la tensión facilita la coordinación entre las protecciones del sistema y del generador.



**Figura 6.20. Característica de arranque de un relé de sobrecorriente con restricción de tensión.**

Fuente: Protección de generadores eléctricos mediante relés microprocesados multifuncionales. Iván Calero Freire.

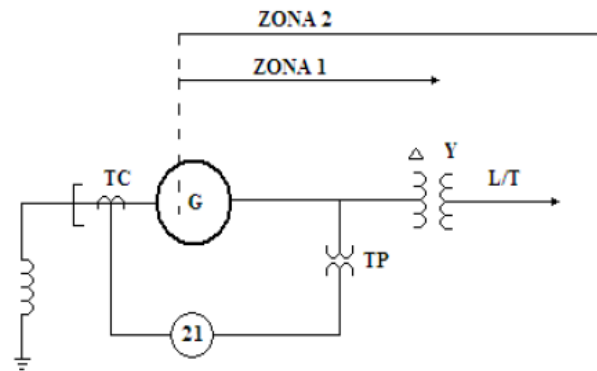
### 6.2.5.3 Protección de distancia (21)

Esta protección al igual que la protección 51V, es una protección de respaldo para el generador y el transformador para fallas entre fases o fase- tierra que ocurran en el sistema de potencia.

La protección de distancia puede utilizar una característica de actuación de impedancia, reactancia, tipo mho, etc., la más comúnmente utilizada es la de impedancia donde se toman como parámetros de entrada la corriente y la tensión para el cálculo de la impedancia.

La actuación de la protección de distancia brinda un funcionamiento escalonado que consta en dos o más zonas de protección como se observa en la figura 6.21. Para evitar un traslape en la actuación se debe ajustar temporizaciones independientes en cada zona.

La zona 1 cubre hasta el transformador de potencia, su calibración típicamente se realiza con el 50% de la impedancia del transformador de potencia. Para la zona 2 el ajuste debe cubrir la línea de transmisión más larga que parta de la central, por lo que el ajuste se realiza con la impedancia de esta línea.



**Figura 6.21. Protección de distancia 21 en el sistema de generación.**

Fuente: Protección de generadores eléctricos mediante relés microprocesados multifuncionales. Iván Calero Freire.

### 6.3 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

El transformador es otro de los elementos más importantes en una central de generación, al igual que el generador este también es vulnerable a sufrir daños por fallas internas o externas, ya sea en la S/E o en las líneas de transmisión.

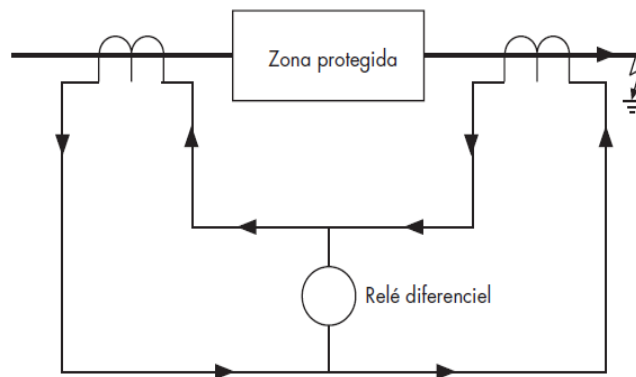
Las elevaciones de temperatura en el transformador reducen el tiempo de vida útil del mismo, por lo que la temperatura es una de las consideraciones más importantes a tomar en cuenta para el ajuste de las protecciones en este equipo.

Por lo general un transformador de potencia requiere implementar protecciones mecánicas y eléctricas. A continuación, se definen solamente las protecciones eléctricas más comúnmente utilizadas, puesto que al alcance de este estudio no abarca las protecciones mecánicas.

#### 6.3.1 Protección diferencial de transformador (87T)

La protección diferencial actúa como protección principal en caso de que se produzca una falla en sus devanados. Comúnmente la protección 87T es una protección de unidad, pero dependiendo de la configuración de la central puede utilizarse como una protección de grupo.

La protección diferencial mide la corriente circulante y funciona en base al principio de igualdad del nivel de corriente que entra y sale de la zona protegida, por lo que una diferencia entre estas dos corrientes indica la existencia de falla dentro de la zona protegida, la conexión se muestra en la figura 6.22.



**Figura 6.22. Protección diferencial 87T.**

Fuente: Manual técnico. MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391.

En condiciones normales de operación, el sentido del flujo de corriente por el secundario de los TC's tiene la misma dirección y magnitud, y se cumple la siguiente ecuación:

$$I_d = I_2 - I_1 \cong 0 \quad [6.10]$$

Donde:

$I_d$ : Corriente diferencial

$I_2$ : Corriente que sale de la zona protegida

$I_1$ : Corriente que entra a la zona protegida

Al ocurrir una falla dentro de la zona protegida, una de las dos corrientes cambia de dirección y magnitud, produciéndose la actuación del relé debido a que  $I_d$  es distinta de cero.

La protección diferencial permite detectar fallas en los devanados ya sea fase-tierra o entre fases, por lo general las fallas entre espiras de una fase no cambia el sentido de las corrientes que hacen actuar a la protección diferencial, pero existen IED's que si incorpora un nivel de corriente para distinguir si existe una falla de esta naturaleza.

Al igual que en la protección 87G, la protección diferencial para el transformador considera una curva de restricción de operación, para evitar disparos no deseados en caso de existir corrientes de magnetización en el transformador de potencia y/o corrientes de saturación en los TC's, las cuales en ocasiones se perciben como corrientes diferenciales.

### 6.3.2 Protección de sobrecorriente instantánea/temporizada de fase (50/51)

Esta protección mide permanentemente la corriente que circula en cada fase, con el fin de detectar niveles de corriente de cortocircuito que puedan causar daños al aislamiento de los devanados.

Los cortocircuitos pueden darse en el propio transformador o en las líneas de transmisión, de cualquier forma, esta protección actuará cuando la corriente de falla ponga en riesgo al transformador.

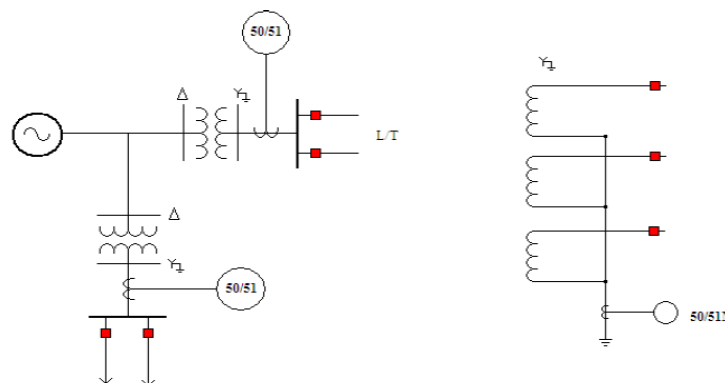
Las protecciones de sobrecorriente son usadas como protecciones de respaldo tanto para generadores como para transformadores, y su característica de actuación puede ser instantánea (50) o temporizada (51).

Puesto que pueden producirse operaciones indeseadas de la protección 50 debido a corrientes de energización o por fallas en otros niveles de tensión, activar esta protección no siempre es recomendable.

### 6.3.3 Protección de sobrecorriente instantánea/temporizada residual (50N/51N)

La protección residual mide permanentemente la corriente que pasa por el neutro del devanado conectado en Y (a tierra) del transformador, para detectar corrientes de secuencia cero que puedan causar daños en el transformador cuando se produce una falla a tierra.

En la figura 6.23 se observa la ubicación de las protecciones de sobrecorriente de fase y residual.



**Figura 6.23. Protecciones de sobrecorriente 50/51 y 50N/51N para el transformador.**

Fuente: Protección de generadores eléctricos mediante relés microprocesados multifuncionales. Iván Calero Freire.



### **6.3.4 Protección de sobrecarga térmica (49)**

Un transformador está diseñado para soportar un cierto nivel de corriente de carga, al exceder este nivel, la máquina pasa a operar en una condición de sobrecarga lo que causa pérdidas de potencia y elevaciones de temperatura que provocan daños en el transformador.

Al igual que la protección térmica del generador, para el transformador se tienen dos esquemas de protección que son utilizados para evitar que la temperatura de la máquina se eleve por encima de los niveles permitidos.

El primer esquema utiliza sensores conocidos como RTD's (detectores de temperatura resistivos) para monitorear continuamente la temperatura de los devanados. Los RTD's detectan la temperatura por un cambio en la resistencia del sensor.

El segundo esquema utiliza un relé tipo réplica, el cual estima continuamente el calor contenido en la máquina, a través de un modelo térmico basado en la medición de corriente que fluye por el devanado del estator, y opera cuando la temperatura sobrepasa un valor pre-establecido.





## CAPÍTULO 7

### VERIFICACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN ACTIVAS EN LOS IED'S DE ACUERDO CON LAS NORMAS IEEE

#### 7.1 INTRODUCCIÓN

La protección de los generadores y transformadores dependen de ciertos factores, como son: el tipo, el tamaño y la ubicación, e incluso dependen del diseño de sistema de protecciones o la redundancia en la protección que se quieran dar a los mismos, pero hoy en día existen normas que proporcionan pautas para proteger a los dispositivos y garantizar su correcta operación ya sea en condiciones normales o de falla.

Las normas del “*Institute of Electrical and Electronics Engineers*” (IEEE), recomiendan activar ciertas funciones de protección en los IED's, para garantizar una adecuada protección tanto de generadores como de transformadores.

Las normas que se utilizan para contrastar que funciones están implementadas en los IED's de las centrales de Elecaustro y cuales se necesitan actualizar y activar, son: *IEEE Std. C37.102-2006* para protección de generadores y *IEEE Std. C37.91-2008* para protección de transformadores.

Elecaustro cuenta con distintos tipos de IED's en todas sus centrales, con lo que la verificación de las funciones de protección que se encuentran disponibles se facilita considerablemente.

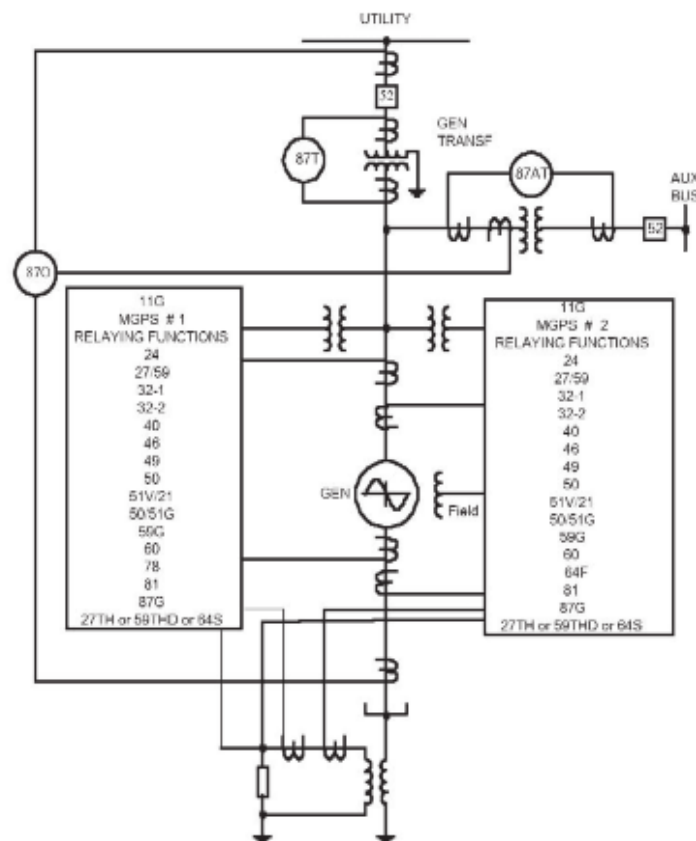
#### 7.2 NORMA IEEE Std. C37.102-2006 PARA PROTECCIÓN DE GENERADORES

La norma IEEE Std. C37.102-2006 es una guía de cómo proteger a los generadores síncronos para fallas tanto internas como externas que se producen en la red. Dependiendo del esquema de conexión que tiene el generador, esta guía recomienda las funciones de protección que deben implementarse en los IED's, así como sus valores de ajuste.

En la figura 7.1 se observa un esquema modelo con las distintas funciones de protección que, según la norma deben implementarse en los IED's de generadores grandes e importantes.

La norma recomienda implementar dos Multifunction generator protection system (MGPS) o IED's. La razón de implementar dos IED's es para que uno actúe como protección principal y otro como respaldo. Con este esquema se obtiene redundancia en el sistema de protecciones y por ende un aumento en la confiabilidad.

Dependiendo de la necesidad o del diseño del sistema de protecciones, los dos IED's pueden tener activas las mismas o distintas funciones de protección. Además, como se observa en la figura, cada IED tiene señales de entrada independientes, con el propósito de evitar que el generador salga de servicio por un fallo en los transformadores de instrumentos.



**Figura 7.1. Protección típica para generadores grandes y de gran importancia según la norma IEEE Std. C37.102-2006.**

Fuente: IEEE Guide for AC generator protection.

Si bien la guía IEEE hace referencia a las funciones de protección y elementos que deben activarse para proteger a los distintos tipos de generadores, en un diseño de sistema de protecciones, se debe tener en cuenta que el activar un mayor número de funciones no implica un aumento en la confiabilidad del sistema, por lo que a



veces la experiencia tiene un valor importante en el diseño de estos sistemas, para evitar activar ciertas funciones que conllevan a salidas no deseadas de la máquina.

### 7.3 COMPARACIÓN ENTRE LA NORMA IEEE Std C37.102-2006 Y EL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LOS GENERADORES

En todas las centrales de Elecaustro se encuentra instalado un IED por cada generador, por lo que la sugerencia de la norma de implementar dos IED's por cada generador, no se cumple en ninguna central.

A continuación, se realiza un contraste entre las funciones de protección que recomienda activar las norma y las funciones que se encuentran activas en los diferentes IED's de Elecaustro.

#### 7.3.1 Funciones de protección implementadas en los IED's de Saucay

Los IED's REG670 que protegen a los generadores de Saucay, tienen disponibles y activas la mayoría de funciones que la norma sugiere implementar.

La protección diferencial de grupo para las unidades Sau-U1 y Sau-U2 no se debe activar, porque en este caso la protección diferencial esta activa en cada unidad de generación y en el transformador T201.

Por otra parte, en la unidad Sau-U3 no se debe activar la protección diferencial, debido a que en el IED del transformador T202 está activa la protección diferencial de grupo, la cual protege al generador y transformador. Lo mismo sucede entre la unidad Sau-U4 y el transformador T203.

En el ANEXO E se realiza un análisis de las funciones que se encuentran activas, con el objetivo de saber cuáles necesitan actualizarse, mientras que en el ANEXO F se realiza una propuesta de ajuste, para implementar las funciones que están desactivadas y no disponibles en los IED's de protección de Saucay.

**Tabla 7.1. Comparación entre las funciones de protección que recomienda la norma y las que se encuentran implementadas en las unidades de generación de Saucay.**

Fuente: Elaboración propia.

FUNCIONES DE PROTECCIÓN			
Recomendadas por la norma IEEE Std C37.102-2006		Implementadas en:	
		Sau-U1 y Sau-U2	Sau-U3 y Sau-U4
24	Protección contra sobreexcitación	activa	activa
27	Protección de subtensión	activa	activa



59	Protección de sobretensión	activa	activa
32	Protección contra potencia inversa	activa	activa
40	Protección contra pérdida de excitación	activa	activa
46	Protección de secuencia negativa o desbalance de carga	activa	activa
49	Protección de sobrecarga térmica	activa	activa
50BF	Protección contra falla del breaker	activa	activa
51V/21	Protección de sobrecorriente dependiente de la tensión y protección de distancia (respaldo)	activa 51V en GAPC	desactivada en GAPC
50	Protección de sobrecorriente de fase instantánea	activa	activa
51	Protección de sobrecorriente de fase temporizada	desactivada	activa
50N/51N	Protección de sobrecorriente instantánea/temporizada residual	no disponible	no disponible
59N	Protección del 95% de falla a tierra del estator	activa	activa
60	Protección de pérdida de tensión	activa	activa
64F	Protección de falla a tierra del devanado de campo	no disponible	no disponible
78	Protección contra deslizamiento de polo o pérdida de sincronismo	no disponible	no disponible
81U	Protección de subfrecuencia	activa	activa
81O	Protección de sobrefrecuencia	activa	activa
87GT	Protección diferencial de grupo	desactivada	desactivada
87G	Protección diferencial del generador	activa	desactivada
27TH/ 59THD/64S	Protección de 100% de falla a tierra del estator	no disponible	no disponible

### 7.3.2 Funciones de protección implementadas en los IED's de Saymirín

En los IED's que protegen a los generadores Say-U5 y Say-U6 de Saymirín III y IV, están disponibles y activas la mayoría de funciones que la norma sugiere implementar. Por otra parte, en los IED's que protegen a los generadores Say-U7 y Say-U8 de Saymirín V, están activas todas las funciones que la norma recomienda.

La diferencia en el sistema de protecciones entre las dos fases, es debido a que cuando en los generadores de la fase III y IV se modernizaron y se instalaron IED's para su protección, se optó por reemplazar los relés electromecánicos por sus equivalentes funciones de protección y no se realizó el estudio para activar nuevas funciones. En cambio, en la fase V desde la etapa de diseño ya se consideró instalar IED's para protección de los elementos de la central.

La protección diferencial de grupo para las 4 unidades no se debe activar, porque en este caso la protección diferencial esta activa en cada unidad de generación.



En el ANEXO E se realiza un análisis de las funciones que se encuentran activas en las dos fases, con el objetivo de saber cuáles necesitan actualizarse, mientras que en el ANEXO F se realiza una propuesta de ajuste, para implementar solamente las funciones que están desactivadas y no disponibles en los IED's de la fase III y IV.

**Tabla 7.2. Comparación entre las funciones de protección que recomienda la norma y las que se encuentran implementadas en las unidades de generación de Saymirín.**

Fuente: Elaboración propia.

FUNCIONES DE PROTECCIÓN				
Recomendadas por la norma IEEE Std C37.102-2006		Implementadas en:		
		Say-U5	Say-U6	Say-U7 y Say-U8
24	Protección contra sobreexcitación	activa	activa	activa
27	Protección de subtensión	activa	activa	activa
59	Protección de sobretensión	activa	activa	activa
32	Protección contra potencia inversa	activa	activa	activa
40	Protección contra pérdida de excitación	activa	activa	activa
46	Protección de secuencia negativa o desbalance de carga	activa	activa	activa
49	Protección de sobrecarga térmica	activa	activa	activa
50BF	Protección contra falla del breaker	desactivada	activa	activa
51V/21	Protección de sobrecorriente dependiente de la tensión y protección de distancia (respaldo)	desactivada en GPC	desactivada en GPC	activa
50	Protección de sobrecorriente de fase instantánea	activa	activa	activa
51	Protección de sobrecorriente de fase temporizada	activa	activa	activa
50N/51N	Protección de sobrecorriente instantánea/temporizada residual	no disponible	no disponible	activa
59N	Protección del 95% de falla a tierra del estator	activa	activa	activa
60	Protección de pérdida de tensión	activa	activa	activa
64F	Protección de falla a tierra del devanado de campo	no disponible	no disponible	activa
78	Protección contra deslizamiento de polo o pérdida de sincronismo	no disponible	no disponible	activa
81U	Protección de subfrecuencia	activa	activa	activa
81O	Protección de sobrefrecuencia	activa	activa	activa
87GT	Protección diferencial de grupo	desactivada	desactivada	desactivada
87G	Protección diferencial del generador	activa	activa	activa
27TH/59THD/64S	Protección de 100% de falla a tierra del estator	no disponible	no disponible	activa

**Nota:** De acuerdo con la nomenclatura que se maneja en el modelo eléctrico en DigSILENT, facilitado por el departamento de planificación de Elecasutro S.A, se designa con la nomenclatura "Say-U7 y Say-U8" a las unidades de generación 1 y 2 de Saymirín V.

### 7.3.3 Funciones de protección implementadas en los IED's de El Descanso

En los IED's de El Descanso, de la misma manera que en los IED's que protegen a los generadores de Saucay y Saymirín III y IV, están disponibles y activas la mayoría de funciones que la norma sugiere implementar.

Saucay, Saymirín III y IV, y El Descanso tienen un parecido sistema de protecciones, puesto que en estas centrales se reemplazaron relés electromecánicos por IED's.

La protección diferencial de grupo para las 4 unidades no se debe activar, porque en este caso la protección diferencial está activa en cada unidad de generación.

En el ANEXO E se realiza un análisis de las funciones que se encuentran activas, con el objetivo de saber cuáles necesitan actualizarse, mientras que en el ANEXO F se realiza una propuesta de ajuste, para implementar las funciones que están desactivadas y no disponibles en los IED's de El Descanso.

**Tabla 7.3. Comparación entre las funciones de protección que recomienda la norma y las que se encuentran implementadas en las unidades de generación de El Descanso.**

Fuente: Elaboración propia.

FUNCIONES DE PROTECCIÓN		
Recomendadas por la norma IEEE Std C37.102-2006		Implementadas en: Desc-U1, Desc-U2, Desc-U3 y Desc-U4
24	Protección contra sobreexcitación	activa
27	Protección de subtensión	activa
59	Protección de sobretensión	activa
32	Protección contra potencia inversa	activa
40	Protección contra pérdida de excitación	activa
46	Protección de secuencia negativa o desbalance de carga	activa
49	Protección de sobrecarga térmica	activa
50BF	Protección contra falla del breaker	activa
51V/21	Protección de sobrecorriente dependiente de la tensión y protección de distancia (respaldo)	activa (51V)
50	Protección de sobrecorriente de fase instantánea	activa
51	Protección de sobrecorriente de fase temporizada	activa
50N/51N	Protección de sobrecorriente instantánea/temporizada residual	activa
59N	Protección del 95% de falla a tierra del estator	no disponible
60	Protección de pérdida de tensión	activa
64F	Protección de falla a tierra del devanado de campo	no disponible
78	Protección contra deslizamiento de polo o pérdida de sincronismo	no disponible
81U	Protección de subfrecuencia	activa
81O	Protección de sobrefrecuencia	activa



87GT	Protección diferencial de grupo	desactivada
87G	Protección diferencial del generador	activa
27TH/ 59THD/64S	100% falla a tierra del estator	no disponible

### 7.3.4 Funciones de protección implementadas en los IED's de Ocaña

Los IED's que protegen a los generadores de Ocaña tienen disponibles y activas todas las funciones que la norma *IEEE* recomienda implementar. Esto es debido a que desde la etapa de diseño de la central se consideró instalar IED's para protección de los generadores.

La protección diferencial de grupo para las 4 unidades no se debe activar porque en este caso en todas las unidades de generación están activas las protecciones diferenciales individuales.

En el *ANEXO F* se realiza un análisis de las funciones que se encuentran activas, en los IED's de protección de los generadores de Ocaña, con el objetivo de saber cuáles necesitan actualizarse.

**Tabla 7.4. Comparación entre las funciones de protección que recomienda la norma y las que se encuentran implementadas en las unidades de generación de Ocaña.**

Fuente: Elaboración propia.

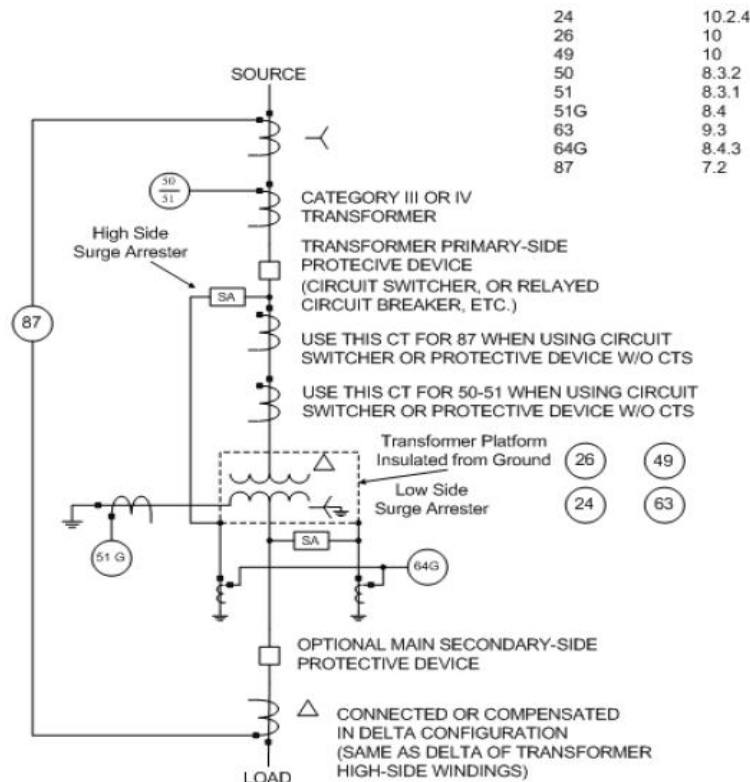
FUNCIONES DE PROTECCIÓN		
Recomendadas por la norma IEEE Std C37.102-2006		Implementadas en: Ocaña1 y Ocaña2
24	Protección contra sobreexcitación	activa
27	Protección de subtensión	activa
59	Protección de sobretensión	activa
32	Protección contra potencia inversa	activa
40	Protección contra pérdida de excitación	activa
46	Protección de secuencia negativa o desbalance de carga	activa
49	Protección de sobrecarga térmica	activa
50 BF	Protección contra falla del breaker	activa
51V/21	Protección de sobrecorriente dependiente de la tensión y protección de distancia (respaldo)	activa (51V)
50	Protección de sobrecorriente de fase instantánea	activa
51	Protección de sobrecorriente de fase temporizada	activa
50N/51N	Protección de sobrecorriente instantánea/temporizada residual	activa
59N	Protección del 95% de falla a tierra del estator	activa
60	Protección de pérdida de tensión	activa
64F	Protección de falla a tierra del devanado de campo	activa
78	Protección contra deslizamiento de polo o pérdida de sincronismo	activa
81U	Protección de subfrecuencia	activa

81O	Protección de sobrefrecuencia	activa
87GT	Protección diferencial de grupo	desactivada
87G	Protección diferencial del generador	activa
27TH/ 59THD/64S	Protección de 100% de falla a tierra del estator	activa

#### 7.4 NORMA IEEE Std. C37.91-2008 PARA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

La norma IEEE Std C37.91-2008 es una guía que indica cómo proteger a los transformadores de potencia para fallas internas y externas (en la red) mediante protecciones térmicas, eléctricas y mecánicas. El alcance de la guía incluye una filosofía general, aplicaciones prácticas y consideraciones económicas de las protecciones que se deben implementar en el IED.

En la figura 7.2 se observa un esquema general con las distintas funciones de protección que según la norma deben implementarse para protección de transformadores de potencia.



**Figura 7.2. Protección típica para transformadores de potencia en conexión YNd, según la norma IEEE Std. C37.91-2008.**

Fuente: IEEE Guide for protecting power transformers.





La norma, además de recomendar que funciones implementar en los IED's, categoriza a los transformadores de acuerdo a su potencia nominal, con el objetivo de establecer una curva de capacidad de daño del transformador. Esta curva es necesaria para obtener una correcta coordinación de las protecciones, en especial las de sobrecorriente.

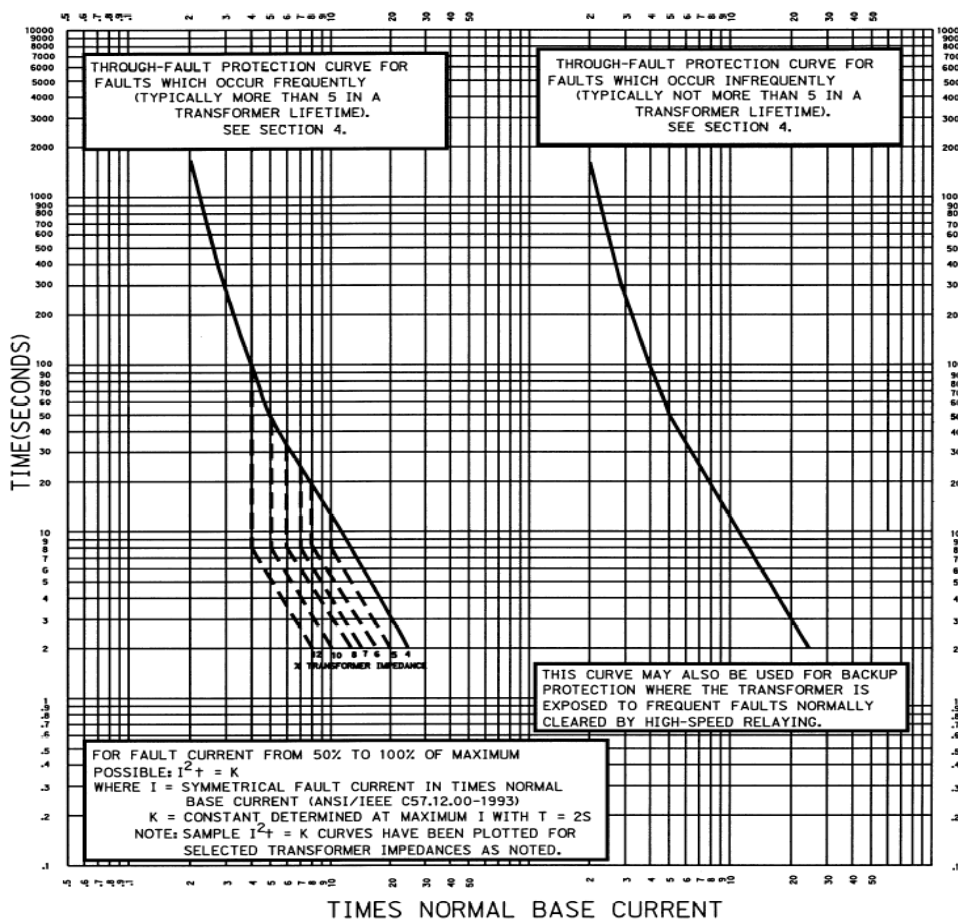
De acuerdo con la tabla 7.5, se establece que todos los transformadores de potencia pertenecientes a Elecaustro pertenecen a la categoría III, porque ninguno tiene más de 300 MVA de potencia nominal y además tienen un grupo vectorial de conexión YNd.

**Tabla 7.5. Categoría de un transformador de acuerdo a su potencia nominal.**

Fuente: IEEE Guide for protecting power transformers.

Categoría	kVA monofásico	kVA trifásico
I	5 - 500	15 - 500
II	501 - 1667	501 - 5000
III	1668 - 10000	5001 - 30000
IV	$\geq 10000$	$\geq 30000$

Aunque la guía IEEE hace referencia a las funciones de protección y elementos que deben activarse para proteger al transformador de potencia, se debe tener en cuenta que el activar un mayor número de funciones de protección no implica un aumento en la confiabilidad del sistema de protecciones, por lo que es importante considerar en el diseño del sistema todos los factores técnicos y económicos para obtener un efectivo confiable.



**Figura 7.3. Curva de daño del transformador de potencia categoría III.**  
Fuente: IEEE Guide for protecting power transformers.

## 7.5 COMPARACIÓN ENTRE LA NORMA IEEE Std. C37.91-2008 Y EL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LOS TRANSFORMADORES

A continuación, se realiza una comparación entre las funciones de protección que recomienda activar la norma, y las funciones que se encuentran activas en los distintos IED's que protegen a los transformadores de potencia de cada central de Elecaustro.

### 7.5.1 Funciones implementadas en los IED's de Saucay

En los IED's que protegen a los transformadores de Saucay, solamente no disponen de las funciones de protección contra una condición de sobreexcitación.



La protección diferencial de grupo para la unidad T201 no se debe activar, porque en este caso la protección diferencial esta activa en cada unidad de generación y en el transformador mismo.

Por otra parte, para la unidad de generación Sau-U3 y el transformador T202 se realiza una protección diferencial grupal, por lo que la protección 87T de este transformador no se debe activar. Lo mismo sucede con la unidad Sau-U4 y el transformador T203.

En el ANEXO E se realiza un análisis de todas las funciones que se encuentran activas para saber cuáles necesitan actualizarse, mientras que en el ANEXO F se realiza una propuesta de ajuste para activar las nuevas funciones que no disponen los IED's de protección para los transformadores de Saucay.

**Tabla 7.6. Comparación entre las funciones de protección que recomienda la norma y las que se encuentran implementadas en los transformadores de Saucay.**

Fuente: Elaboración propia.

FUNCIONES DE PROTECCIÓN			
Recomendadas por la norma IEEE Std C37.91-2008		Implementadas en	
		T201	T202 y T203
24	Protección contra sobreexcitación	no disponible	no disponible
26	Dispositivo térmico	mecánica	mecánica
49	Protección de sobrecarga térmica	desactivada	desactivada
50	Protección de sobrecorriente de fase instantánea	activa	activa
51	Protección de sobrecorriente de fase temporizada	activa	activa
51N	Protección de sobrecorriente temporizada residual	desactivada	desactivada
63	Switch de presión	mecánica	mecánica
87GT	Protección diferencial de grupo	desactivada	activa
87T	Protección diferencial del transformador	activa	desactivada

### 7.5.2 Funciones implementadas en los IED's de Saymirín

El IED para la protección del transformador T112 de la fase V dispone de todas las protecciones que la norma sugiere implementar. Mientras que el IED para proteger al transformador T111 de la fase III y IV, no dispone de la función de protección contra una condición de sobreexcitación.

La protección diferencial de grupo para las unidades T111 y T112 no se debe activar, porque en este caso la protección diferencial esta activa en cada unidad de generación y en el transformador correspondiente.

En el ANEXO E se realiza un análisis de todas las funciones que se encuentran activas para saber cuáles necesitan actualizarse, mientras que en el ANEXO F se

realiza una propuesta de ajuste para activar la nueva función que no dispone el IED de protección de la fase III y IV.

**Tabla 7.7. Comparación entre las funciones de protección que recomienda la norma y las que se encuentran implementadas en los transformadores de Saymirín.**

Fuente: Elaboración propia.

FUNCIONES DE PROTECCIÓN			
Recomendadas por la norma IEEE Std C37.91-2008		Implementadas en:	
		T111	T112
24	Protección contra sobreexcitación	no disponible	activa
26	Dispositivo térmico	mecánica	mecánica
49	Protección de sobrecarga térmica	desactivada	desactivada
50	Protección de sobrecorriente de fase instantánea	activa	activa
51	Protección de sobrecorriente de fase temporizada	activa	activa
51N	Protección de sobrecorriente temporizada residual	activa	activa
63	Switch de presión	mecánica	mecánica
87GT	Protección diferencial de grupo	desactivada	desactivada
87T	Protección diferencial del transformador	activa	activa

### 7.5.3 Funciones implementadas en los IED's de El Descanso

El IED que protege el transformador de la central El Descanso tiene las mismas características de protección que los IED's de Saucay. A pesar de que el transformador de potencia T121 eleva la tensión solamente a 22 kV, se considera a este transformador dentro de la categoría III y se aplican los mismos criterios de protección que los transformadores que elevan la tensión a 69 kV.

Al igual que en los IED's que protegen a los transformadores de Saucay y Saymirín III y IV, el IED que protege al T121 no dispone de la protección contra una sobreexcitación.

La protección diferencial de grupo no se debe activar, porque en este caso en cada unidad de generación y en el transformador están activas las protecciones diferenciales individuales.

En el ANEXO E se realiza un análisis de todas las funciones que se encuentran activas para saber cuáles necesitan actualizarse, mientras que en el ANEXO F se realiza una propuesta de ajuste para activar la nueva función que no dispone el IED que protege al transformador de El Descanso.

**Tabla 7.8. Comparación entre las funciones de protección que recomienda la norma y las que se encuentran implementadas en el transformador de El Descanso.**

Fuente: Elaboración propia.

FUNCIONES DE PROTECCIÓN		
Recomendadas por la norma IEEE Std C37.91-2008		Implementadas en:
		T121
24	Protección contra sobreexcitación	no disponible
26	Dispositivo térmico	mecánica
49	Protección de sobrecarga térmica	desactivada
50	Protección de sobrecorriente de fase instantánea	desactivada
51	Protección de sobrecorriente de fase temporizada	activa
51N	Protección de sobrecorriente temporizada residual	activa
63	Switch de presión	mecánica
87GT	Protección diferencial de grupo	desactivada
87T	Protección diferencial del transformador	activa

#### 7.5.4 Funciones implementadas en los IED's de Ocaña

Los IED's que protegen los transformadores de Ocaña disponen de todas las funciones que recomienda implementar la norma. La única protección que esta desactivada es la 24.

La protección diferencial de grupo no se debe activar, porque en este caso en los IED's de las unidades de transformación están activas las protecciones diferenciales individuales.

En el ANEXO E se realiza un análisis de todas las funciones que se encuentran activas en los IED's, para saber cuáles necesitan actualizarse, mientras que en el ANEXO F se realiza una propuesta de ajuste para activar la función contra sobreexcitación.

**Tabla 7.9. Comparación entre las funciones de protección que recomienda la norma y las que se encuentran implementadas en los transformadores de Ocaña.**

Fuente: Elaboración propia.

FUNCIONES DE PROTECCIÓN		
Recomendadas por la norma IEEE Std C37.91-2008		Implementadas en:
		T Ocaña1 y T Ocaña2
24	Protección contra sobreexcitación	desactivada
26	Dispositivo térmico	mecánica
49	Protección de sobrecarga térmica	activa
50	Protección de sobrecorriente de fase instantánea	activa
51	Protección de sobrecorriente de fase temporizada	activa
51N	Protección de sobrecorriente temporizada residual	activa
63	Switch de presión	mecánica



87GT	Protección diferencial de grupo	activa
87T	Protección diferencial del transformador	desactivada

## 7.6 CONSIDERACIONES PARA IMPLEMENTAR LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN NO DISPONIBLES EN LOS IED's

Las funciones no disponibles que se observan en las tablas de los puntos 7.3 y 7.5 corresponden a los IED's REG670 y RET670 de las centrales Saucay, Saymirín III y IV y El Descanso.

Cuando Elecaustro implementó los IED's de ABB, adquirió solamente aquellas funciones de protección que iban a reemplazar a los relés antiguos, pero para incrementar la confiabilidad del sistema de protecciones, es necesario implementar nuevas funciones de protección.

Los IED's implementados en las centrales Saymirín V y Ocaña disponen de todas las funciones de protección, por lo tanto, no es necesario adquirir nuevas funciones de protección.

### 7.6.1 Consideraciones para adquirir las nuevas funciones de los IED's REG670

A continuación, se detalla que debe hacer Elecaustro para adquirir las funciones de protección que no disponen los IED's REG670.

#### 7.6.1.1 Función de sobrecorriente dependiente de la tensión o distancia 51V/21 (respaldo)

Para adquirir la función de respaldo 51V o 21, se debe actualizar el firmware del IED, ya que actualmente los IED's no disponen de ninguna de estas dos librerías.

Sin embargo, el IED tiene incorporada una función de protección multipropósito (GAPC) que sirve para activar determinadas funciones de acuerdo al manual del IED y para evitar que Elecaustro actualice el firmware se opta por utilizar un módulo de GAPC para activar la función 51V.

#### 7.6.1.2 Función de sobrecorriente instantánea/temporizada residual 50N/51N

El IED no dispone directamente de esta función de protección, pero se debe actualizar el firmware para adquirir la función de protección 51N/67N y utilizar alguna etapa de esta función para activar la función 50N/51N.

### 7.6.1.3 Función de falla a tierra del devanado de campo 64F

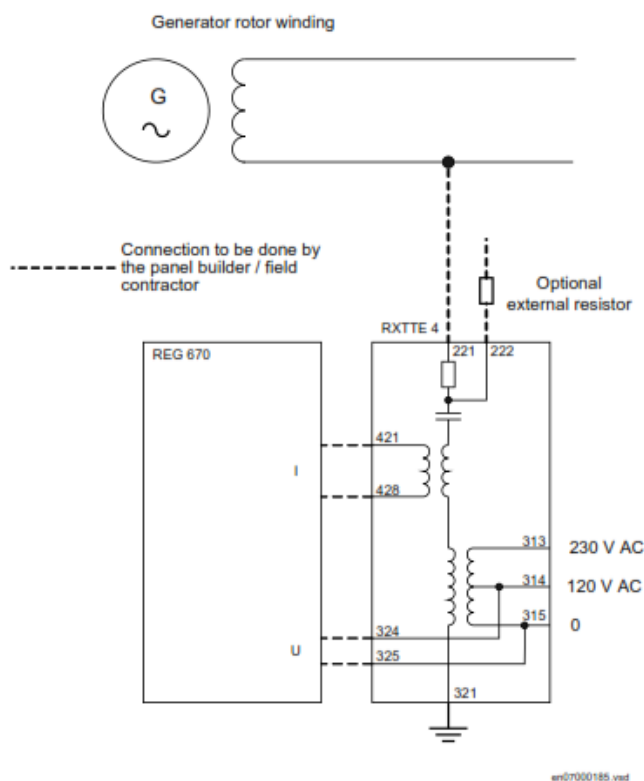
Para adquirir esta función se debe actualizar el firmware del IED. La adquisición de esta función implica obligatoriamente también adquirir equipo auxiliar de inyección de corriente y tensión para medir la impedancia compleja del devanado de campo, el cual se observa en la figura 7.4.

### 7.6.1.4 Función de deslizamiento de polo o pérdida de sincronismo 78

La única manera de adquirir esta función es a través de una actualización del firmware del IED.

### 7.6.1.5 Función de protección del 100% de falla a tierra del estator 27TH/59THD/64S

Las funciones 59THD y 64S se adquieren a través de una actualización del firmware, pero la función 64S implica necesariamente el uso de equipo auxiliar para inyectar tensión y corriente con el fin de medir impedancia compleja, por lo que se recomienda solamente actualizar el firmware para adquirir la función 59THD.



**Figura 7.4. Equipo auxiliar para implementar la función 64F.**

Fuente: Generator protection REG670. Application manual.

## 7.6.2 Consideraciones para adquirir las nuevas funciones de los IED's RET670

Los IED's que protegen a los transformadores, no disponen de la función de protección 24. A continuación, se detalla que debe hacer Elecaustro para adquirir esta función de protección.

### 7.6.2.1 Función contra sobreexcitación 24

La única manera de adquirir esta función es a través de una actualización del firmware del IED.

## 7.7 RESUMEN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN QUE DEBEN ACTUALIZARSE

En las tablas 7.10 y 7.11, se resumen todas las funciones de protección que necesitan ser actualizadas en los diferentes IED's que protegen tanto a generadores como transformadores de las S/E pertenecientes a Elecaustro. El resumen se obtiene del análisis realizado en el ANEXO E.

**Tabla 7.10. Funciones de protección a actualizarse en los IED's de protección de los generadores.**

Fuente: Elaboración propia.

CENTRAL		FUNCIONES A ACTUALIZARSE
SAUCAY	Sau-U1 y Sau-U2	24, 40, 46, 51V, 50, 59N, 60, 81U, 81O, 87G
	Sau-U3 y Sau-U4	32, 40, 46, 50, 51, 59N, 60, 81U, 81O
SAYMIRÍN	Say-U5 y Say-U6	24, 59, 32, 40, 46, 50BF, 50, 51, 59N, 60, 81U, 81O, 87G
	Say-U7 y Say-U8	24, 27, 59, 32, 40, 46, 50BF, 51V, 50, 51, 50N/51N, 59N, 78, 81U, 81O, 27TH/59THD/64S
EL DESCANSO	Desc-U1, U2, U3 y U4	24, 59, 40, 46, 51V, 50, 51, 50N/51N, 60, 81U, 81O, 87G
OCAÑA	Ocaña1 y Ocaña 2	24, 27, 59, 32, 40, 46, 50BF, 51V, 50, 51, 50N/51N, 59N, 60, 78, 81U, 81O, 87G, 27TH/59THD/64S





**Tabla 7.11. Funciones de protección a actualizarse en los IED's de protección de los transformadores.**

Fuente: Elaboración propia.

CENTRAL		FUNCIONES A ACTUALIZARSE
SAUCAY	T201	50, 51, 87T
	T202 y T203	50, 51, 87T
SAYMIRÍN	T111	50, 51, 51N, 87T
	T112	24, 50, 51, 51N
EL DESCANSO	T121	51, 51N, 87T
OCAÑA	T Ocaña1 y T Ocaña2	49, 50, 51, 51N 87T



## CAPÍTULO 8

### COORDINACIÓN Y VERIFICACIÓN DE ACTUACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LOS IED's QUE PROTEGEN A GENERADORES, TRANSFORMADORES Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN DigSILENT

#### 8.1 INTRODUCCIÓN

Todo sistema de protecciones debe cumplir con una filosofía para su operación, la cual establece las bases para los ajustes de las funciones de protección y sus tiempos de actuación.

En el presente capítulo se procede en primera instancia a realizar una propuesta de ajuste para actualizar las funciones de protección de los IED's que protegen a las líneas de subtransmisión que parten desde las S/E pertenecientes a Elecaustro, mientras que para los seteos de las protecciones pertenecientes a la EERCS no se realiza ninguna propuesta, debido a que está fuera del alcance de esta tesis.

La propuesta de actualización se realiza únicamente para las funciones de sobrecorriente tanto de fase como residuales, puesto que el resto de funciones se configuran con los parámetros de las líneas y estos no han cambiado hasta la fecha.

Posteriormente se verifica la coordinación de las funciones de sobrecorriente de las líneas, transformadores y generadores de todas las centrales, en donde se contrastan los tiempos de actuación de las protecciones para los seteos actuales y los propuestos.

#### 8.2 CRITERIOS PARA EL AJUSTE DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE LAS LÍNEAS DEL CHM

El CHM opera en cualquiera de las cuatro topologías descritas en el capítulo 5, por esta razón se realiza un análisis para actualizar las funciones de sobrecorriente de los IED's que protegen a las líneas que parten desde la S/E Saucay(20) y la S/E Saymirín(11), con el fin de que estos actúen de forma selectiva y coordinada en cualquier topología.

El análisis se realiza para las protecciones de sobrecorriente instantáneas, debido a que estas se ajustan con una falla kilométrica en la línea y dependiendo de la topología en la que opere el SEP, la corriente de falla que circula por cada IED varía.



El valor de la corriente de falla para el ajuste de las protecciones de sobrecorriente instantáneas de fase y residuales, se ajustan mediante un método de prueba y error, el cual considera todas las corrientes de cortocircuito de las 4 topologías obtenidas en el capítulo 5, por lo que en algunos casos los valores de corriente de falla no aparecen en las tablas del ANEXO C. Para el ajuste de los Diales se utiliza el mismo método y se establece un intervalo de coordinación o margen de tiempo de actuación de 150-300 ms, con el objetivo de mantener la selectividad de las protecciones.

Actualmente en los IED's que protegen a las líneas Saucay(20)-P.Industrial(04) y Saucay(20)-Corpanche(19)-Ricaurte(07) están activas solamente las funciones de sobrecorriente, pero se propone también activar la función de sobrecorriente direccional de fase y residual.

La direccionalidad es propuesta debido a que, si se origina una falla fuera de la zona de protección de estos IED's, se produce un sobrealcance en la actuación de las mismas, lo que es contrario con uno de los principios básicos de un sistema de protecciones, que es la selectividad.

Los seteos de los IED's que protegen la línea Saucay(20)-P.Industrial(04) desde la S/E P.Industrial-69kV y la línea Saymirín(11)-Ricaurte(07) desde la S/E Ricaurte-69kV competen a la EERCS, los cuales no son modificados y se observan en el ANEXO G.

### **8.2.1 Protección de sobrecorriente instantánea/temporizada de fase 50/51**

Para fallas entre fases, las funciones de sobrecorriente actúan como protección principal para las líneas que salen desde la S/E Saucay-69kV, debido a que estas líneas están protegidas solamente por estas funciones.

Por otra parte, para la línea que sale desde la S/E Saymirín-69kV las funciones de sobrecorriente actúan como protección de respaldo, debido a que la protección de distancia (21) actúa como protección principal.

El *pickup* de las unidades temporizadas por lo general se ajusta entre el 110-150% de la corriente nominal de la línea, y el de las unidades instantáneas entre el 125-150% de la corriente de falla, para una falla trifásica kilométrica en la línea.

### 8.2.1.1 IED's ubicados en la S/E Saucay(20)

- **Protección de sobrecorriente temporizada de fase 51**

La corriente de arranque se ajusta al 110% de la corriente nominal de la línea Saucay(20)-P.Industrial(04), en donde la corriente nominal es:

$$I_{nom\_línea} = \frac{S_{nom\_sau}}{\sqrt{3} * V_{l-l}} = \frac{(5 + 5 + 10 + 10) MVA * 1,1}{\sqrt{3} * 69 kV} = 276 A$$

Por lo tanto, la corriente de arranque es:

$$I_{arranque} = 1,1 * 276 = 300 A_{prim}$$

Refiriendo al secundario del TC, se tiene:

$$I_{arranque} = 300 \frac{5}{300} = 5 A_{sec}$$

El valor del dial (TD) y el tipo de curva, se elige de tal manera que la unidad temporizada se coordine con los elementos que se encuentran en las zonas adyacentes a la falla, por esta razón se utiliza una curva **IEC Inversa** con un dial de **0,05**.

El IED que protege a la línea Saucay(20)-Corpanche(19)-Ricaurte(07) desde la S/E Saucay, tiene la misma corriente de arranque para la unidad temporizada y utiliza una curva **IEC Inversa** con un dial de **0,07**.

- **Protección de sobrecorriente instantánea de fase 50**

La corriente de arranque se ajusta al 125% de la corriente de cortocircuito trifásica mínima para una falla kilométrica en la línea Saucay(20)-P.Industrial(04) con una resistencia de falla de 0 ohmios, en donde la corriente de cortocircuito trifásica mínima es:

$$I_{trif\_min} = 1000 A$$

Por lo tanto, la corriente de arranque es:

$$I_{arranque} = 1,25 * 1000 = 1250 A_{prim}$$

Refiriendo al secundario del TC, se tiene:

$$I_{arranque} = 1250 \frac{5}{300} = 20,83 A_{sec}$$



El tiempo de actuación de la protección es de **0 seg.**

Para el IED que protege a la línea Saucay(20)-Corpanche(19)-Ricaurte(07), se considera el mismo criterio de ajuste que la protección anterior, en donde la corriente de cortocircuito trifásica mínima es:

$$I_{trif\_min} = 2850 \text{ A}$$

Por lo tanto, la corriente de arranque es:

$$I_{arranque} = 1,25 * 2850 = 3562 \text{ A}_{prim}$$

Refiriendo al secundario del TC, se tiene:

$$I_{arranque} = 3562 \frac{5}{300} = 59,4 \text{ A}_{sec}$$

El tiempo de actuación de la protección es de **0 seg.**

#### 8.2.1.2 IED ubicado en la S/E Saymirín(11)

- **Protección de sobrecorriente temporizada de fase 51**

La corriente de arranque se ajusta al 125% de la corriente nominal de la línea Saymirín(11)-Ricaurte(07), en donde la corriente nominal es:

$$I_{nom\_linea} = \frac{S_{nom\_say}}{\sqrt{3} * V_{l-l}} = \frac{(5 + 5 + 4,2 + 4,2) \text{ MVA} * 1,1}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} = 169 \text{ A}$$

Por lo tanto, la corriente de arranque es:

$$I_{arranque} = 1,25 * 169 = 211 \text{ A}_{prim}$$

Refiriendo al secundario del TC, se tiene:

$$I_{arranque} = 211 \frac{5}{200} = 5,28 \text{ A}_{sec}$$

El valor del dial (TD) y el tipo de curva se elige de tal manera que la unidad temporizada se coordine con los elementos que se encuentran en las zonas adyacentes a la falla, por esta razón se utiliza una curva **IEC Muy Inversa** con un dial de **0,06**.



- **Protección de sobrecorriente instantánea de fase 50**

La corriente de arranque se ajusta al 125% de la corriente de cortocircuito trifásica mínima para una falla kilométrica en la línea Saymirín(11)-Ricaurte(07) con una resistencia de falla de 0 ohmios, en donde la corriente de cortocircuito trifásica mínima es:

$$I_{trif\_min} = 519 \text{ A}$$

Por lo tanto, la corriente de arranque es:

$$I_{arranque} = 1,25 * 519 = 648 \text{ A}_{prim}$$

Refiriendo al secundario del TC, se tiene:

$$I_{arranque} = 648 \frac{5}{200} = 16,2 \text{ A}_{sec}$$

El tiempo de actuación de la protección es de **0 seg.**

### 8.2.2 Protección de sobrecorriente instantánea/temporizada residual 50N/51N

Para fallas monofásicas a tierra, las funciones de sobrecorriente residuales actúan como protección principal para las líneas que salen desde la S/E Saucay-69kV, debido a que estas líneas están protegidas solamente por estas funciones.

Por otra parte, para la línea que sale desde la S/E Saymirín-69kV las funciones de sobrecorriente residuales actúan como protección de respaldo, debido a que la protección de distancia (21) actúa como protección principal.

El *pickup* de las unidades temporizadas residuales por lo general se ajusta entre el 30-70% de la corriente nominal de la línea, y el de las unidades instantáneas entre el 125-150% de la corriente de falla de secuencia cero ( $3xI_0$ ), para una falla fase-tierra kilométrica en la línea.

#### 8.2.2.1 IED's ubicados en la S/E Saucay(20)

- **Protección de sobrecorriente temporizada residual 51N**

La corriente de arranque se ajusta al 30% de la corriente nominal de la línea Saucay(20)-P.Industrial(04), esto es:

$$I_{arranque} = 0,3 * 276 = 82,8 \text{ A}_{prim}$$

Refiriendo al secundario del TC, se tiene:



$$I_{arranque} = 82,8 \frac{5}{300} = 1,38 A_{sec}$$

El valor del dial (TD) y el tipo de curva se elige de tal manera que la unidad temporizada residual se coordine con los elementos que se encuentran en las zonas adyacentes a la falla, por esta razón se utiliza una curva **IEC Inversa** con un dial de **0,05**.

Para el IED que protege a la línea Saucay(20)-Corpanche(19)-Ricaurte(07), la corriente de arranque se ajusta al 40% de la corriente nominal de la línea, esto es:

$$I_{arranque} = 0,4 * 276 = 110 A_{prim}$$

Refiriendo al secundario del TC, se tiene:

$$I_{arranque} = 110 \frac{5}{300} = 1,84 A_{sec}$$

El valor del dial (TD) y el tipo de curva se elige de tal manera que la unidad temporizada residual se coordine con los elementos que se encuentran en las zonas adyacentes a la falla, por esta razón se utiliza una curva **IEC Inversa** con un dial de **0,1**.

- **Protección de sobrecorriente instantánea residual 50N**

La corriente de arranque se ajusta al 125% de la corriente de cortocircuito fase-tierra mínima ( $3xI_0$ ), para una falla kilométrica en la línea Saucay(20)-P.Industrial(04) con una resistencia de falla de 20 ohm, en donde la corriente de cortocircuito fase-tierra mínima es:

$$I_{fase-tierra\_min} = 456 A$$

Por lo tanto, la corriente de arranque es:

$$I_{arranque} = 1,25 * 456 = 570 A_{prim}$$

Refiriendo al secundario del TC, se tiene:

$$I_{arranque} = 570 \frac{5}{300} = 9,5 A_{sec}$$

El tiempo de actuación de la protección es de **0 seg**.



Para el IED que protege a la línea Saucay(20)-Corpanche(19)-Ricaurte(07), se considera el mismo criterio de ajuste que la protección anterior, en donde la corriente de cortocircuito fase-tierra mínima ( $3xI_0$ ) es:

$$I_{fase-tierra\_min} = 487 \text{ A}$$

Por lo tanto, la corriente de arranque es:

$$I_{arranque} = 1,25 * 487 = 608 \text{ A}_{prim}$$

Refiriendo al secundario del TC, se tiene:

$$I_{arranque} = 608 \frac{5}{300} = 10,14 \text{ A}_{sec}$$

El tiempo de actuación de la protección es de **0 seg.**

### 8.2.2.2 IED ubicado en la S/E Saymirín(11)

- **Protección de sobrecorriente temporizada residual 51N**

La corriente de arranque se ajusta al 40% de la corriente nominal de la línea Saymirín(11)-Ricaurte(07), esto es:

$$I_{arranque} = 0,4 * 169 = 67,6 \text{ A}_{prim}$$

Refiriendo al secundario del TC, se tiene:

$$I_{arranque} = 67,6 \frac{5}{200} = 1,69 \text{ A}_{sec}$$

El valor del dial (TD) y el tipo de curva se elige de tal manera que la unidad temporizada residual se coordine con los elementos que se encuentran en las zonas adyacentes a la falla, por esta razón se utiliza una curva **IEC Moderadamente Inversa** con un dial de **1**.

- **Protección de sobrecorriente instantánea residual 50N**

La corriente de arranque se ajusta al 125% de la corriente de cortocircuito fase-tierra mínima ( $3xI_0$ ), para una falla kilométrica en la línea Saymirín(11)-Ricaurte(07) con una resistencia de falla de 20 ohm, en donde la corriente de cortocircuito fase-tierra mínima es:

$$I_{fase-tierra\_min} = 287 \text{ A}$$

Por lo tanto, la corriente de arranque es:





$$I_{arranque} = 1,25 * 287 = 358,75 A_{prim}$$

Refiriendo al secundario del TC, se tiene:

$$I_{arranque} = 358,75 \frac{5}{200} = 8,96 A_{sec}$$

El tiempo de actuación de la protección es de **0 seg.**

### 8.2.3 Protección de sobrecorriente direccional de fase 67 y residual 67N

La operación de la protección de sobrecorriente direccional depende de dos factores: la corriente de arranque y la dirección del flujo de la potencia.

Las protecciones direccionales utilizan las mismas corrientes de arranque que las no direccionales y la dirección para la actuación de la protección depende del ángulo característico ajustado en el IED.

Para las protecciones direccionales de fase, por lo general se utiliza un ángulo característico de 90° y para las direccionales residuales un ángulo de -90°.

Las protecciones direccionales brindan protección solamente contra fallas que se produzcan aguas abajo de la S/E Saucay(20) y de la S/E Saymirín(11).

Los ajustes actuales y propuestos de las funciones de sobrecorriente direccionales de fase y residuales se resumen en las tablas 8.1 y 8.2 respectivamente.

**Tabla 8.1. Seteos actuales y propuestos para la función de sobrecorriente direccional de fase 67.**

Fuente: Elaboración propia.

IED ubicado en la S/E SAUCAY(20)						
RET670 (T202)	Protección de sobrecorriente direccional de fase 67					
	51			50		ÁNGULO
Parámetro	I_arr	Curva	TD	I_arr	t	°
Seteo propuesto	5	IEC Inversa	0,05	20,83	0	90°
Seteo actual	5	IEC Tiempo Definido	2,5	10	0	No-direccional
IED ubicado en la S/E SAUCAY(20)						
RET670 (T203)	Protección de sobrecorriente direccional de fase 67					
	51			50		ÁNGULO
Parámetro	I_arr	Curva	TD	I_arr	t	°
Seteo propuesto	5	IEC Inversa	0,07	59,4	0	90°
Seteo actual	5	IEC Tiempo Definido	2,5	10	0	No-direccional
IED ubicado en la S/E SAYMIRÍN(11)						
MiCOM - P543	Protección de sobrecorriente direccional de fase 67					
	51			50		ÁNGULO
Parámetro	I_arr	Curva	TD	I_arr	t	°
Seteo propuesto	5,28	IEC Muy Inversa	0,06	16,2	0	90°
Seteo actual	5,28	ANSI Mod Inversa	7	20,31	0	60°

**Tabla 8.2. Seteos actuales y propuestos para la función de sobrecorriente direccional residual 67N.**

Fuente: Elaboración propia.

IED ubicado en la S/E SAUCAY(20)						
RET670 (T202)	Protección de sobrecorriente direccional residual 67N					
	51			50		ÁNGULO
Parámetro	I <sub>arr</sub>	Curva	TD	I <sub>arr</sub>	t	°
Seteo propuesto	1,38	IEC Inversa	0,05	9,5	0	-90°
Seteo actual	-	-	-	1	1,5	No-direccional
IED ubicado en la S/E SAUCAY(20)						
RET670 (T203)	Protección de sobrecorriente direccional residual 67N					
	51			50		ÁNGULO
Parámetro	I <sub>arr</sub>	Curva	TD	I <sub>arr</sub>	t	°
Seteo propuesto	1,84	IEC Inversa	0,1	10,14	0	-90°
Seteo actual	-	-	-	1	1,5	No-direccional
IED ubicado en la S/E SAYMIRÍN(11)						
MiCOM - P543	Protección de sobrecorriente direccional residual 67N					
	51			50		ÁNGULO
Parámetro	I <sub>arr</sub>	Curva	TD	I <sub>arr</sub>	t	°
Seteo propuesto	1,69	ANSI Mod Inversa	1	8,96	0	-90°
Seteo actual	1,7	IEC Inversa	7	-	-	-60°

### 8.3 VERIFICACIÓN DE LOS AJUSTES PROPUESTOS PARA EL CHM

Para la verificación de los tiempos de actuación de las unidades de sobrecorriente direccionales de fase y residuales, se realizan fallas trifásicas sin resistencia de falla y monofásicas a tierra con resistencia de falla de 20 ohm, en distintos puntos de la red.

La red del CHM en la mayor parte del tiempo opera en la topología 1, por lo tanto, el contraste de los tiempos de actuación para los seteos actuales y propuestos de las protecciones de sobrecorriente, se realizan para una demanda mínima en esta topología.

En las otras topologías, los tiempos y la selectividad en la actuación de las protecciones se cumplen para la mayoría de fallas, este hecho se da porque las variaciones de la red implican cambios en la magnitud y dirección de las corrientes de falla que circulan por cada IED.

*Nota:* Las celdas en amarillo de las siguientes tablas indican que existe un sobrealcance en la actuación de la protección, mientras que las celdas en color azul indican que el tiempo de actuación de la protección es muy alto. Además, todos los tiempos de actuación de las protecciones están en segundos.

### 8.3.1 Verificación para fallas trifásicas sin resistencia de falla

Los tiempos de actuación de las protecciones de sobrecorriente de los generadores, transformadores y líneas de transmisión que salen desde la S/E Saucay(20) y desde la S/E Saymirín(11), para varios puntos de falla, se observan en las tablas 8.3 y 8.4 respectivamente.

**Tabla 8.3. Tiempos de actuación de la protección de fase 67 para los seteos actuales y propuestos de la central Saucay.**

Fuente: Elaboración propia.

PUNTO DE FALLA	IED_SAU-PI		IED_PI-SAU		IED_T201		IED_SAU-U1 IED_SAU-U2		IED_T202 IED_T203		IED_SAU-U3 IED_SAU-U4	
	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>
Barra_P.Industrial-69kV	0,02	0,402	D/C	D/C	0,120	0,550	0,02	0,798	15,6	0,552	2,5	0,816
Linea_Saucay- P.Industrial [50%]	0,02	0,379	0,02	0,02	0,120	0,503	0,02	0,713	13,97	0,518	2,5	0,728
Barra_Saucay-69kV	0,02	D/C	0,02	0,02	0,120	0,460	0,02	0,635	12,59	0,487	2,5	0,648
Barra_Sau-B1	2,02	D/C	1,017	1,017	0,120	0,140	0,02	0,02	N/A	N/A	N/A	N/A
Barra_Sau-B2	2,02	D/C	1,03	1,03	N/A	N/A	N/A	N/A	4,3	0,229	0,02	0,02

\* t<sub>a</sub>: tiempo de actuación actual

\* t<sub>n</sub>: tiempo de actuación nuevo

De la tabla 8.3, se observa que con los seteos actuales, algunas protecciones tienen un sobrealcance en su actuación y otras tienen tiempos de actuación muy elevados, dependiendo del punto donde se produzca la falla. Por otra parte, con los seteos propuestos, los tiempos y la selectividad en la actuación de las protecciones mejoran, debido a que los tiempos de actuación disminuyen y las protecciones actúan de forma coordinada.

En el ANEXO I se muestran los eventos que registraron los IED's de Saucay, cuando se produjo una falla bifásica en la línea Saucay(20)-P.Industrial(04) el 30 de mayo del 2016. Al simular dicha falla en el software DlgSILENT PowerFactory, se evidencia que con los seteos actuales las protecciones no actúan selectivamente.

**Tabla 8.4. Tiempos de actuación de la protección de fase 67 para los seteos actuales y propuestos de la central Saymirín.**

Fuente: Elaboración propia.

PUNTO DE FALLA	IED_SAY-RIC		IED_RIC-SAY		IED_T111		IED_SAY-U5 IED_SAY-U6		IED_T112		IED_SAY-U7 IED_SAY-U8	
	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>
Barra_Ricaurte-69kV	3,67	0,456	D/C	D/C	0,02	0,569	0,02	0,784	6,92	0,546	6,49	0,808
Linea_Ricaurte-Corpanche [50%]	3,56	0,435	0,02	0,02	0,02	0,537	0,02	0,737	6,59	0,514	6,29	0,757
Barra_Say-69kV	D/C	D/C	0,02	0,02	0,02	0,499	0,02	0,679	6,19	0,476	6,06	0,695
Barra_Say-B3	D/C	D/C	0,784	0,784	0,02	0,170	0,02	0,02	N/A	N/A	N/A	N/A
Barra_Say-B4	D/C	D/C	0,788	0,788	N/A	N/A	N/A	N/A	1,73	0,135	4,64	0,02

En la tabla 8.4, se observa que las protecciones de Saymirín actúan de manera similar a las protecciones de Saucay, tanto para los ajustes actuales como para los propuestos.

### 8.3.2 Verificación para fallas monofásicas a tierra con resistencia de falla de 20 ohm

Los tiempos de actuación de las protecciones de sobrecorriente residuales de los transformadores y líneas de transmisión que salen desde la S/E Saucay(20) y desde la S/E Saymirín(11), para varios puntos de falla, se observan en las tablas 8.5 y 8.6 respectivamente.

**Tabla 8.5. Tiempos de actuación de la protección residual 67N para los seteos actuales y propuestos de la central Saucay.**

Fuente: Elaboración propia.

PUNTO DE FALLA	IED_SAU-PI		IED_PI-SAU		IED_T201		IED_T202 IED_T203	
	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>
Barra_P.Industrial-69kV	1,52	1,317	D/C	D/C	-	N/A	-	N/A
Linea_Saucay-P.Industrial [50%]	1,52	0,02	0,286	0,286	-	0,394	-	0,364
Barra_Saucay-69kV	D/C	D/C	0,560	0,560	-	0,249	-	0,249

En la tabla 8.5, se observa que no existen tiempos de actuación de las protecciones a tierra de los transformadores para los seteos actuales, debido a que en sus IED's dichas protecciones están desactivadas.

**Tabla 8.6. Tiempos de actuación de la protección residual 67N para los seteos actuales y propuestos de la central Saymirín.**

Fuente: Elaboración propia.

PUNTO DE FALLA	IED_SAY-RIC		IED_RIC-SAY		IED_T111		IED_T112	
	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>
Barra_Ricaurte-69kV	4,525	0,642	D/C	D/C	0,823	0,92	0,819	0,819
Línea_Ricaurte-Corpanche [50%]	1,7	0,02	0,270	0,270	0,220	0,329	0,328	0,328
Barra_Say-69kV	D/C	D/C	0,418	0,418	0,153	0,265	0,265	0,265

Como se observa en la tabla 8.6, al suceder una falla en cualquiera de los puntos de falla, los tiempos de actuación de las protecciones con los ajustes actuales son relativamente los mismos que para los propuestos, con excepción de la protección de la línea (IED\_SAY-RIC).

En el ANEXO H, se muestran de forma comparativa las curvas de actuación de las protecciones de sobrecorriente de fase y residuales para los ajustes actuales y propuestos del CHM.

#### 8.4 VERIFICACIÓN DE LOS AJUSTES PROPUESTOS PARA EL DESCANSO

En esta central solamente se coordina las funciones de sobrecorriente de fase y residuales del transformador T121 perteneciente a Elecaustro con los transformadores T122 y T123 de la EERCS, y los alimentadores 1221, 1222 y 1223 que se encuentran conectados a la barra de 22 kV.

Para la verificación de los tiempos de actuación de las unidades de sobrecorriente de fase y residuales, se realizan fallas trifásicas sin resistencia de falla y monofásicas a tierra con resistencia de falla de 20 ohm, en distintos puntos de la red.

Las líneas de transmisión que salen desde la S/E El Descanso(12) a 69 kV son propiedad de la EERCS, por ende, la coordinación de las funciones que protegen a estas líneas está fuera del alcance de esta tesis.

Los ajustes de las protecciones para las unidades de generación y transformación de El Descanso, se describen en el ANEXO E y ANEXO F del capítulo 7, mientras que los ajustes de las protecciones de los transformadores T122, T123 y los alimentadores 1221, 1222 y 1223, que competen a la EERCS no se modifican y se observan en el ANEXO G.

#### 8.4.1 Verificación para fallas trifásicas sin resistencia de falla

Los tiempos de actuación de las protecciones de sobrecorriente de los generadores y transformadores de la S/E El Descanso(12) para varios puntos de falla, se observan en la tabla 8.7.

**Tabla 8.7. Tiempos de actuación de la protección de fase 50/51 para los seteos actuales y propuestos de la central El Descanso.**

Fuente: Elaboración propia.

PUNTO DE FALLA	IED_DESC1 IED_DESC2 IED_DESC3 IED_DESC4		IED_T121		IED_T122 (AT) IED_T123 (AT)		IED_T122 (BT) IED_T123 (BT)	
	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>
Barra_Descanso-69kV	2,52	1,458	2,52	0,911	24,79	24,79	17,378	17,378
Barra_Descanso-22kV	0,02	1,122	2,52	0,675	1,407	1,407	1,019	1,019
Barra_Descanso-6,3kV	0,02	0,02	2,52	0,440	4,531	4,531	3,250	3,250

De la tabla anterior se observa que con los seteos actuales, las protecciones de los transformadores T122 y T123 tienen tiempos de actuación demasiado altos, estos tiempos no se modifican debido a que los seteos competen a la EERCS.

En tanto que para los seteos propuestos, los tiempos de actuación de las unidades de generación y el transformador T121, se mantienen dentro de un margen tolerable de disparo y actúan de manera coordinada.

#### 8.4.2 Verificación para fallas monofásicas a tierra con resistencia de falla de 20 ohm

Los tiempos de actuación de las protecciones de sobrecorriente residuales de los transformadores de la S/E El Descanso(12) para varios puntos de falla, se observan en la tabla 8.8.

**Tabla 8.8. Tiempos de actuación de la protección residual 50N/51N para los seteos actuales y propuestos de la central El Descanso.**

Fuente: Elaboración propia.

PUNTO DE FALLA	IED_T121		IED_T122 (BT) IED_T123 (BT)	
	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>
Barra_Descanso-69kV	N/A	0,247	3,922	3,922
Barra_Descanso-22kV	N/A	0,655	N/A	N/A
Barra_Descanso-6,3kV	N/A	N/A	N/A	N/A

Como se observa en la tabla 8.8, al suceder una falla ya sea en la barra de 22 kV o la de 69 kV, con los seteos actuales la protección del T121 no actúa, porque la corriente que siente la protección está por debajo del valor configurado para el arranque, mientras que con el seteo propuesto la protección del T121 actúa garantizando un despeje de la falla y evitando que el transformador sufra una avería.

En el ANEXO H, se muestran de forma comparativa las curvas de actuación de las protecciones de sobrecorriente de fase y residuales para los ajustes actuales y propuestos de El Descanso.

#### 8.5 CRITERIOS PARA EL AJUSTE DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE LAS LÍNEAS DE OCAÑA

Actualmente la central Ocaña despacha toda su energía por la doble línea Ocaña-Cañar(18) hacia la S/E Cañar(18), pero Elecaustro también pretende evacuar la energía hacia la Troncal, a través de una nueva línea.

El análisis de ajuste y coordinación de las funciones de sobrecorriente no contempla la coordinación con la línea Ocaña-LaTroncal, porque se encuentra en fase de estudio.



El intervalo de coordinación o margen de tiempo de actuación, considerado para mantener la selectividad de las protecciones oscila entre los 150-300 ms.

### 8.5.1 Protección de sobrecorriente instantánea/temporizada de fase 50/51

Para fallas entre fases, las funciones de sobrecorriente actúan como protección de respaldo, debido a que la línea tiene como protección principal la protección diferencial (87).

El *pickup* de las unidades temporizadas por lo general se ajusta entre el 110-150% de la corriente nominal de la línea, y el de las unidades instantáneas entre el 125-150% de la corriente de falla, para una falla trifásica kilométrica en la línea.

#### 8.5.1.1 IED's ubicados en la S/E Ocaña

- **Protección de sobrecorriente temporizada de fase 51**

La corriente de arranque se ajusta al 110% de la corriente nominal de la línea Ocaña-Cañar(18), en donde la corriente nominal es:

$$I_{nom\_línea} = \frac{S_{nom\_Ocaña}}{\sqrt{3} * V_{l-l}} = \frac{(14,5 + 14,5) MVA * 1,1}{\sqrt{3} * 69 kV} = 266 A$$

Por lo tanto, la corriente de arranque es:

$$I_{arranque} = 1,1 * 266 = 292 A_{prim}$$

Refiriendo al secundario del TC, se tiene:

$$I_{arranque} = 292 \frac{5}{300} = 4,88 A_{sec}$$

El valor del dial (TD) y el tipo de curva, se elige de tal manera que la unidad temporizada se coordine con los elementos que se encuentran en las zonas adyacentes a la falla, por esta razón se utiliza una curva **IEEE Inversa corta** con un dial de **0,7**.

- **Protección de sobrecorriente instantánea de fase 50**

La corriente de arranque para la unidad instantánea se ajusta al 125% de la corriente de cortocircuito trifásica mínima, para una falla kilométrica en la línea Ocaña-Cañar(18) con una resistencia de falla de 0 ohmios, en donde la corriente de cortocircuito trifásica mínima es:

$$I_{trif\_min} = 527 A$$





Por lo tanto, la corriente de arranque es:

$$I_{arranque} = 1,25 * 527 = 658 A_{prim}$$

Refiriendo al secundario del TC, se tiene:

$$I_{arranque} = 658 \frac{5}{300} = 10,97 A_{sec}$$

El tiempo de actuación de la protección es de **0 seg.**

#### 8.5.1.2 IED's ubicados en la S/E Cañar(18)

- **Protección de sobrecorriente temporizada de fase 51**

El IED que protege a la línea Ocaña-Cañar(18) desde la S/E Cañar-69kV, tiene la misma corriente de arranque que la protección de la S/E Ocaña-69kV con la diferencia que utiliza una curva **IEEE Inversa definida** con un dial de **1,6**.

- **Protección de sobrecorriente instantánea de fase 50**

La corriente de arranque se ajusta al 125% de la corriente de cortocircuito trifásica mínima, para una falla kilométrica en la línea Ocaña-Cañar(18) con una resistencia de falla de 0 ohmios, en donde la corriente de cortocircuito trifásica mínima es:

$$I_{trif\_min} = 1075 A$$

Por lo tanto, la corriente de arranque es:

$$I_{arranque} = 1,25 * 1075 = 1344 A_{prim}$$

Refiriendo al secundario del TC, se tiene:

$$I_{arranque} = 1344 \frac{5}{300} = 22,4 A_{sec}$$

El tiempo de actuación de la protección es de **0 seg.**

#### 8.5.2 Protección de sobrecorriente instantánea/temporizada residual 50N/51N

Para fallas monofásicas a tierra, las funciones de sobrecorriente residuales actúan como protección principal.

El *pickup* de las unidades temporizadas residuales por lo general se ajusta entre el 30-70% de la corriente nominal de la línea, y el de las unidades instantáneas entre



el 125-150% de la corriente de falla de secuencia cero ( $3xI_0$ ), para una falla fase-tierra kilométrica en la línea.

### 8.5.2.1 IED's ubicados en la S/E Ocaña

- **Protección de sobrecorriente temporizada residual 51N**

La corriente de arranque se ajusta al 30% de la corriente nominal de la línea Ocaña-Cañar(18), esto es:

$$I_{arranque} = 0,3 * 266 = 80 A_{prim}$$

Refiriendo al secundario del TC, se tiene:

$$I_{arranque} = 80 \frac{5}{300} = 1,33 A_{sec}$$

El valor del dial (TD) y el tipo de curva se elige de tal manera que la unidad temporizada residual, se coordine con los elementos que se encuentran en las zonas adyacentes a la falla, por esta razón se utiliza una curva **IEC Inversa** con un dial de **0,05**.

- **Protección de sobrecorriente instantánea residual 50N**

La corriente de arranque se ajusta al 125% de la corriente de cortocircuito fase-tierra mínima ( $3xI_0$ ), para una falla kilométrica en la línea Ocaña Cañar(18) con una resistencia de falla de 20 ohm, en donde la corriente de cortocircuito fase-tierra mínima es:

$$I_{fase-tierra_{min}} = 577 A$$

Por lo tanto, la corriente de arranque es:

$$I_{arranque} = 1,25 * 577 = 721 A_{prim}$$

Refiriendo al secundario del TC, se tiene:

$$I_{arranque} = 721 \frac{5}{300} = 12,02 A_{sec}$$

El tiempo de actuación de la protección es de **0 seg.**



### 8.5.2.2 IED's ubicados en la S/E Cañar(18)

- **Protección de sobrecorriente temporizada residual 51N**

El IED que protege a la línea Ocaña-Cañar(18) desde la S/E Cañar-69kV, tiene la misma corriente de arranque que la protección residual de la S/E Ocaña-69kV, pero utiliza una curva **IEEE Inversa** con un dial de **1,2..**

- **Protección de sobrecorriente instantánea residual 50N**

La corriente de arranque para la unidad instantánea residual se ajusta al 125% de la corriente de cortocircuito fase-tierra mínima ( $3xI_0$ ), para una falla kilométrica en la línea Ocaña Cañar(18) con una resistencia de falla de 20 ohm, en donde la corriente de cortocircuito fase-tierra mínima es:

$$I_{fase-tierra\_min} = 469 \text{ A}$$

Por lo tanto, la corriente de arranque es:

$$I_{arranque} = 1,25 * 469 = 586 \text{ A}_{prim}$$

Refiriendo al secundario del TC, se tiene:

$$I_{arranque} = 586 \frac{5}{300} = 9,77 \text{ A}_{sec}$$

El tiempo de actuación de la protección es de **0 seg.**

### 8.5.3 Protección de sobrecorriente direccional de fase 67 y residual 67N

Las protecciones de sobrecorriente direccionales utilizan las mismas corrientes de arranque que en las protecciones no direccionales, en tanto que la dirección para la actuación de la protección, depende del ángulo característico de actuación del IED.

Para las protecciones direccionales de fase, se utiliza un ángulo característico de 90° y para las direccionales residuales un ángulo de -90°.

Las protecciones direccionales brindan protección solamente contra fallas que se produzcan aguas debajo de la S/E Ocaña y aguas arriba de la S/E Cañar(18).

Los ajustes actuales y propuestos de las funciones de sobrecorriente direccionales de fase y residuales se resumen en las tablas 8.9 y 8.10 respectivamente.

**Tabla 8.9. Seteos actuales y propuestos para la función de sobrecorriente direccional de fase 67.**

Fuente: Elaboración propia.

IED ubicado en la S/E OCAÑA						
SIPROTEC 7SJ622	Protección de sobrecorriente direccional de fase 67					
	51			50		ÁNGULO
Parámetro	I <sub>arr</sub>	Curva	TD	I <sub>arr</sub>	t	°
Seteo propuesto	4,88	ANSI Inversa Corta	0,5	10,98	0	90°
Seteo actual	5	IEC Inversa	0,5	10	0,05	No-direccional
IED ubicado en la S/E CAÑAR(18)						
SIPROTEC 7SJ622	Protección de sobrecorriente direccional de fase 67					
	51			50		ÁNGULO
Parámetro	I <sub>arr</sub>	Curva	TD	I <sub>arr</sub>	t	°
Seteo propuesto	4,87	ANSI Inversa Definida	2,6	22,4	0	90°
Seteo actual	5	IEC Inversa	0,5	10	0,05	No-direccional

**Tabla 8.10. Seteos actuales y propuestos para la función de sobrecorriente direccional residual 67N.**

Fuente: Elaboración propia.

IED ubicado en la S/E OCAÑA						
SIPROTEC 7SJ622	Protección de sobrecorriente direccional residual 67N					
	51			50		ÁNGULO
Parámetro	I <sub>arr</sub>	Curva	TD	I <sub>arr</sub>	t	°
Seteo propuesto	1,33	ANSI Inversa Corta	0,7	12,02	0	-90°
Seteo actual	1	IEC Inversa	0,2	2,5	0,1	No-direccional
IED ubicado en la S/E CAÑAR(18)						
SIPROTEC 7SJ622	Protección de sobrecorriente direccional residual 67N					
	51			50		ÁNGULO
Parámetro	I <sub>arr</sub>	Curva	TD	I <sub>arr</sub>	t	°
Seteo propuesto	1,33	ANSI Inversa Corta	1,2	9,77	0	-90°
Seteo actual	1	IEC Inversa	0,2	2,5	0,1	No-direccional

## 8.6 VERIFICACIÓN DE LOS AJUSTES PROPUESTOS PARA OCAÑA

Para la verificación de los tiempos de actuación de las unidades de sobrecorriente direccionales de fase y residuales se realizan fallas trifásicas sin resistencia de falla y monofásicas a tierra con resistencia de falla de 20 ohm, en distintos puntos de la red.

### 8.6.1 Verificación para fallas trifásicas sin resistencia de falla

Los tiempos de actuación de las protecciones de sobrecorriente de los generadores, transformadores y líneas de transmisión que salen desde la S/E Ocaña, para varios puntos de falla se observan en la tabla 8.11.

**Tabla 8.11. Tiempos de actuación de la protección de fase 67 para los seteos actuales y propuestos de la central Ocaña.**

Fuente: Elaboración propia.

PUNTO DE FALLA	IED_CAÑ-AZO		IED_CAÑ-SIN		IED_CAÑ-OCAÑA		IED_OCAÑA-CAÑ		IED_TOCAÑA1 IED_TOCAÑA2		IED_OCAÑA1 IED_OCAÑA2	
	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>
Linea_Cañar-Azogues [50%]	0,184	0,184	D/C	D/C	D/C	D/C	N/A	N/A	3,572	0,781	10,51	2,056
Linea_Cañar-Sinincay [50%]	D/C	D/C	0,166	0,166	D/C	D/C	N/A	N/A	3,294	0,728	9,908	1,857
Barra_Cañar-69kV	D/C	D/C	D/C	D/C	D/C	D/C	17,26	0,407	2,119	0,504	6,946	0,921
Linea_Ocaña-Cañar [50%]	D/C	D/C	D/C	D/C	0,07	0,02	0,07	0,02	2,441	0,564	7,769	1,170
Barra_Ocaña-69kV	D/C	D/C	D/C	D/C	0,07	0,762	D/C	D/C	1,743	0,437	5,868	0,625
Barra_Ocaña-13,8kV	D/C	D/C	D/C	D/C	5,223	1,144	D/C	D/C	0,02	0,363	0,02	0,02

De la tabla anterior se observa que con los seteos actuales, algunas protecciones tienen un sobrealcance en su actuación y otras tienen tiempos de actuación muy elevados, dependiendo del punto donde se produzca la falla.

Por otra parte, con los seteos propuestos los tiempos y la selectividad en la actuación de las protecciones mejoran, debido a que los tiempos de actuación disminuyen y las protecciones actúan de forma coordinada.

### 8.6.2 Verificación para fallas monofásicas a tierra con resistencia de falla de 20 ohm

Los tiempos de actuación de las protecciones de sobrecorriente residuales de los transformadores y líneas de transmisión que salen desde la S/E Ocaña, para varios puntos de falla, se observan en la tabla 8.12.

**Tabla 8.12. Tiempos de actuación de la protección residual 67N para los seteos actuales y propuestos de la central Ocaña.**

Fuente: Elaboración propia.

PUNTO DE FALLA	IED_CAÑ-AZO		IED_CAÑ-SIN		IED_CAÑ-OCAÑA		IED_OCAÑA-CAÑ		IED_TOCAÑA1 IED_TOCAÑA2	
	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>	t <sub>a</sub>	t <sub>n</sub>
Linea_Cañar-Azogues [50%]	0,142	0,142	D/C	D/C	D/C	D/C	N/A	N/A	37,77	N/A
Linea_Cañar-Sinincay [50%]	D/C	D/C	0,130	0,130	D/C	D/C	N/A	N/A	59,04	N/A
Barra_Cañar-69kV	D/C	D/C	D/C	D/C	D/C	D/C	2,84	0,634	5,294	3,132
Linea_Ocaña-Cañar [50%]	D/C	D/C	D/C	D/C	0,120	0,02	0,120	0,05	1,117	0,335
Barra_Ocaña-69kV	D/C	D/C	D/C	D/C	2,466	0,753	D/C	D/C	0,320	0,215
Barra_Ocaña-13,8kV	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Como se observa en la tabla anterior, en algunos de puntos de falla existen tiempos elevados de actuación para los ajustes actuales, dichos tiempos de actuación mejoran con la nueva propuesta de ajuste.

En el ANEXO H, se muestran de forma comparativa las curvas de actuación de las protecciones de sobrecorriente de fase y residuales para los ajustes actuales y propuestos de Ocaña.



## CAPÍTULO 9

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 9.1 CONCLUSIONES

De los resultados obtenidos en el desarrollo de esta tesis, se mencionan las siguientes conclusiones:

- ✓ El correcto diseño, operación y mantenimiento de un sistema de protecciones, garantiza que el SEP opere de manera segura y confiable tanto en condiciones normales como en condiciones de falla.
- ✓ Todas las protecciones que conforman el sistema de protecciones depende de la estructura del SEP, la disponibilidad de los equipos de protección y del nivel de tensión y de los recursos económicos de los que se dispone.
- ✓ Los IED's con tecnología numérica revolucionaron los sistemas de protecciones eléctricas, puesto que en una sola unidad se dispone de la mayoría de funciones de protección que los diferentes elementos como generadores, transformadores y líneas de transmisión necesitan para su protección. Además, estos dispositivos permiten realizar la medición, el monitoreo, el control y la adquisición de datos, de las diferentes variables cuando se produce una falla en el SEP, como son: tensión, corriente, frecuencia, etc. para realizar un posterior análisis y tomar acciones correctivas.
- ✓ La inversión que Elecaustro realizó al sustituir los relés electromecánicos por IED's en el sistema de protecciones de las centrales Saucay, Saymirín III y IV, y en El Descanso, permitió un aumento en el nivel de confiabilidad en la operación de las centrales, puesto que el tiempo de respuesta al producirse una falla es mucho menor en un IED que en un relé electromecánico. Al mismo tiempo las pérdidas materiales y económicas disminuyeron, porque ya no se daban salidas erróneas de las unidades cuando las partes móviles de los relés electromecánicos fallaban.
- ✓ Con la ayuda de los módulos disponibles en el software DIGSILENT PowerFactory, se realizó tanto el estudio de cortocircuitos, el cual es necesario para tener una base y poder determinar los ajustes de las funciones de sobrecorriente, como la coordinación de estas funciones entre



las unidades de generación y transformación pertenecientes a Elecaustro y las líneas de transmisión pertenecientes a la EERCS.

- ✓ Las normas *IEEE* para protección de generadores AC y transformadores, y la literatura especializada en sistemas de protecciones, establecen lineamientos para garantizar la protección óptima de los distintos elementos que componen una central eléctrica. Además, permiten tener una filosofía en el sistema de protecciones.
- ✓ El contraste realizado entre las funciones de protección que recomienda implementar la norma *IEEE Std C37.102-2006* para protección de generadores AC, y las funciones de protección activas en los IED's que protegen a los generadores, demostró que en las centrales Saucay, Saymirín III y IV, y El Descanso no se encuentran disponibles todas las funciones de protección, a diferencia de los IED's de las centrales Saymirín V y Ocaña en las que efectivamente se encuentran disponibles y activas todas las funciones que recomienda la norma. Lo mismo sucede con la norma *IEEE Std C37.91-2008* para protección de transformadores en cada central.
- ✓ El sistema de protecciones con el que actualmente cuenta Elecaustro en todas sus centrales funciona, pero con el presente estudio se demuestra que con la actualización de las funciones de protección de los distintos IED's el sistema de protecciones mejora significativamente.
- ✓ No se tuvo mayor inconveniente en realizar la propuesta de actualización de las funciones de protección de los IED's de las unidades de generación y transformación de todas las centrales, excepto para la protección de sobrecarga térmica 49 del generador, la cual requiere datos adicionales como son las constantes térmicas de las máquinas y la ubicación de los RTD's, por lo que en el desarrollo de este trabajo no se realizó ningún análisis para esta protección, en los IED's de Saucay, Saymirín III y IV, y El Descanso.
- ✓ La implementación de las funciones de protección que no se encuentran disponibles en los IED's de Saucay, Saymirín III y IV, y El Descanso, producen un aumento en la confiabilidad del sistema de protecciones, por lo que, en la propuesta de ajuste realizada y dependiendo de la función de protección, Elecaustro tendrá que actualizar el firmware en sus IED's o a su vez adquirir equipos adicionales para su implementación, como es el caso de la función 64F.





- ✓ Los niveles de corriente de arranque (*pickup*) y tiempos de actuación de las funciones de sobrecorriente de fase y residuales de los distintos IED's que protegen a las líneas de transmisión, varían dependiendo de la topología que adopte u opere el CHM.
- ✓ Las líneas de transmisión Saucay(20)-P.Industrial(04) y Saucay(20)-Corpanche(19)-Ricaurte(07) que despachan la energía desde la S/E Saucay(20), tienen como protección principal y de respaldo la función de sobrecorriente de fase 50/51 y residual 50N para fallas entre fases y para fallas a tierra respectivamente, y en estas líneas se propone activar la protección de sobrecorriente direccional debido a que, si se origina una falla fuera de la zona de protección de los IED's, se produce un sobrealcance en la actuación de las mismas, lo que es contrario con uno de los principios básicos de un sistema de protecciones, que es la selectividad.
- ✓ En el Descanso solamente se realiza la coordinación entre los transformadores de Elecaustro y los de la EERCS.
- ✓ Mediante fallas trifásicas y monofásicas con resistencia de falla en diferentes puntos de la red, se verifican los tiempos de actuación de las funciones de sobrecorriente tanto para los ajustes actuales como para los ajustes propuestos, en donde se obtiene una mejora en la selectividad y en los tiempos de actuación de las protecciones para los ajustes propuestos.

## 9.2 RECOMENDACIONES

Entre las recomendaciones que se tienen para Elecaustro, están las siguientes:

- ✓ Se recomienda que en lo posible Elecaustro implemente en todas sus centrales 2 IED's para protección de los generadores, tal como lo sugiere la norma *IEEE Std C37.102-2006*, con el fin de aumentar la confiabilidad en el sistema de protecciones.
- ✓ De no ser posible implementar los 2 IED's por cada unidad de generación, Elecaustro por lo menos debe activar todas las funciones de protección que no se encuentran disponibles en los diferentes IED's, para garantizar que los generadores y transformadores estén protegidos contra cualquier perturbación que se pueda originar dentro o fuera de su zona de protección.



- ✓ Para la protección de las líneas que parten desde la S/E Sacuay(20), Elecaastro debe instalar IED's para que estos brinden una protección específica para las líneas, puesto que si los IED's de los transformadores T202 y T203 sufren una imperfección, las líneas de transmisión quedarían completamente desprotegidas.
- ✓ Elecaastro conjuntamente con la EERCS deben establecer una filosofía de protecciones para las líneas de transmisión que salen desde la S/E Saucay(20).



## REFERENCIAS

- [1] J. Cordero Leiton, *Análisis de Operaciones Incorrectas y Fallas de Operación en los esquemas de protección del Sistema Eléctrico Costarricense*, San Jose, 2011.
- [2] Y. Paithankar y S. Bhide, *Fundamentals of Power System Protection*, New Dheli: Meenakshi Printers, 2003.
- [3] P. Anderson, *Power System Protection*, New York: MC Graw Hill, 1999.
- [4] F. T. Center, *Protection of Electrical Power System*, 2000.
- [5] G. Carrillo Caicedo, *Protecciones Eléctricas*, Bucaramanga, 2007.
- [6] S. Ramirez Castaño, *Protecciones de Sistemas Eléctricos*, Manizales.
- [7] Alstom Grid, *Network Protection and Automation Guide*, 2011.
- [8] S. H. Horowitz y A. G. Phadke, *Power System Relaying*, West Sussex, England: Wiley, 2008.
- [9] J. L. Blackburn y T. J. Domin, *Protective Relaying Principles and Applications*, Boca Raton, Florida: CRC Press, 2006.
- [10] I. P. E. Society, *IEEE Guide for AC Generator Protection*, New York, 2007.
- [11] T. P. E. E. Committee, *Tutorial IEEE de Protección de Generadores Sincrónicos*, Buenos Aires, 2011.
- [12] F. Gómez Cervantes, *Análisis de la coordinación de protecciones en centrales eléctricas*, México D.F., 2006.
- [13] D. Graham, *Generator Protection with a New Static Negative Sequence Relay*, Philadelphia: General Electric Company.
- [14] I. R. Calero Freire, *Protección de generadores eléctricos mediante relés microprocesados multifuncionales*, Quito, 2008.
- [15] W. A. Elmore, *Protective Relaying Theory and Applications*, New York: Marcel Dekker Inc, 1994.
- [16] D. Reimert, *Protective Relaying for Power Generation Systems*, Boca Raton, Florida: CRC Taylor & Francis, 2006.
- [17] I. P. E. Society, *IEEE Guide for Generator Ground Protection*, 1993.
- [18] W. Mendieta y J. P. Fárez, *Estudio de definición del sistema de protecciones de la central hidroeléctrica Saymirín y su coordinación*, Cuenca, 2013.



- [19] ABB, *Generator Protection REG670, Application manual*, 2010.
- [20] L. Hewitson, M. Brown y R. Balakrishnan, *Practical Power System*, Oxford: Elsevier, 2004.
- [21] A. F. Sleva, *Protective Relay Principles*, Boca Raton, Florida: CRC Press, 2009.
- [22] W. D. Stevenson y J. J. Grainger, *Análisis de Sistemas de Potencia*, McGraw Hill, 1996.
- [23] I. P. E. Society, *IEEE Guide for Protecting Power Transformers*, New York, 2008.
- [24] N. D. Tleis, *Power System Modelling and Fault Analysis*, Oxford: Elsevier, 2008.
- [25] U. Bakshi y M. Bakshi, *Protection and Switchgear*, Technical Publications Pune, 2009.
- [26] C. Prévé, *Proteccion of Electrical Networks*, London: iSTE, 2006.
- [27] ABB, *Transformer Protection RET670, Application manual*, 2010.
- [28] S. Electric, *Transformer Protection Relay MiCOM P64x, Technical Manual*, 2015.
- [29] S. Electric, *Relés de protección de Generadores MiCOM P342/P343/P344/P345&P391, Manual técnico*, 2010.
- [30] S. Electric, *Current Differential Protection Relay MiCOM P54x, Technical Manual*, 2013.
- [31] Siemens, *SIPROTEC Differential Protection 7UT6, Manual*, 2003.
- [32] Siemens, *SIPROTEC Protección multifuncional con función de mando 7SJ62/64, Manual*, 2009.
- [33] Siemens, *SIPROTEC Line Differential Protection 7SD52/53, Catalog*.
- [34] Siemens, *SIPROTEC Overcurrent Protection 7SJ62, Catalog*.
- [35] S. Arguello y C. Carchipulla, *Ingeniería de diseño para la utilización de los relés multifunción de la central Mazar en las unidades de la central Molina pertenecientes a Celec EP. Hidropaute*, Cuenca, 2015.
- [36] C. SINAC, *Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN*, 2008.
- [37] M. Rodriguez, *Análisis de sistemas de potencia*, Maracaibo: Editorial de la Universidad del Zulia, 1992.



# **ANEXOS**

ANEXO A

RESUMEN DE FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LOS IED's  
IMPLEMENTADOS EN LAS CENTRALES DE ELECAUSTRO

A.1. IED's PARA PROTECCIÓN DE GENERADORES

**Tabla A.1. Funciones de protección con las que cuenta el IED MiCOM P343.**

<b>MiCOM P343</b>		
<b>Nomenclatura</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b>
87	Diferencial	1
	Entre espiras (fase dividida)	1
50/51/67	Sobrecorriente de fase direccional/no direccional, instantánea/temporizada	4
50N/51N	Falla a tierra de fase no direccional, instantánea/temporizada	2
67N/67W	Falla a tierra sensible direccional/falla a tierra vatimétrica	1
64	Falla a tierra restringida	1
51V	Sobrecorriente dependiente de la tensión	1
21	Impedancia baja	2
59N	Desplazamiento de tensión de neutro / sobretensión residual medido entre Espiras (M), Derivado (D)	2M/2D
27/59	Baja/sobre tensión	2/2
81U/81O	Baja/sobre frecuencia	2/4
81AB	Frecuencia anormal de turbina	6
32R/32L/32O	Potencia inversa/baja hacia adelante/alta	2
40	Pérdida de campo	2
46T	Secuencia de fase negativa térmica	2
46OC	Sobrecorriente de secuencia de fase negativa direccional/no direccional	4
47	Sobretensión de secuencia de fase negativa	1
49	Sobrecarga térmica del estator	2
24	Sobreflujo	5
78	Deslizamiento de polo	1
27TN/59TN	100% falla a tierra del estator (baja/alta tensión neutral de 3er armónico)	1
50/27	Energización involuntaria en paro	1
50BF	Falla interruptor	2

**Tabla A.2. Funciones de protección con las que cuenta el IED REG670.**

<b>REG670</b>		
<b>Nomenclatura</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b>
87G	Diferencial de generador	1
21	Protección de distancia de esquema completo, característica mho.	3
21D	Elemento de impedancia direccional para característica mho.	1
78	Deslizamiento de polo	-

40	Pérdida de excitación	1
50	Sobrecorriente de fase instantánea	1
51/67	Sobrecorriente de fase temporizada de cuatro etapas	4
50N	Sobrecorriente de neutro instantánea	1
51N/67N	Sobrecorriente de neutro temporizada de cuatro etapas	1
67N	Sobrecorriente direccional sensible de neutro y potencia	-
49	Sobrecarga térmica, dos constantes de tiempo	1
50BF	Fallo del interruptor	2
52PD	Discordancia de polo	2
37	Mínima potencia direccional	2
32	Máxima potencia direccional	2
27	Bajatensión de dos etapas	2
59	Sobretensión de dos etapas	2
59N	Sobretensión de neutro de dos etapas	3
24	Sobreexcitación	1
60	Diferencial de tensión	2
59THD	100% falla a tierra del estator, basado en el 3er armónico	-
81	Subfrecuencia	3
81	Sobrefrecuencia	3
81	Cambio de rango de frecuencia	1
64R	Falla a tierra del rotor	1

## A.2. IED's PARA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

**Tabla A.3. Funciones de protección con las que cuenta el IED MiCOM P643.**

<b>MiCOM P643</b>		
<b>Nomenclatura</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b>
87T	Diferencial para transformador	(•)
64	Falla a tierra restringida (bobinados)	3
49	Sobrecarga térmica	•
24	Sobreflujo V/Hz	1 (2)
50/51	Sobrecorriente de fase instantánea/temporizada	(•)
50N/51N	Sobrecorriente instantánea/temporizada de neutro	(•)
46	Sobrecorriente de fase de secuencia negativa	(•)
67/67N	Sobrecorriente direccional de fase y neutro	(•)
51V	Controlador de tensión y sobrecorriente	•
50BF	Falla del interruptor	3
27/59/59N	Subtensión, sobretensión y tensión residual	(•)
47	Sobretensión de secuencia negativa	(•)
81U/81O	Sobrefrecuencia y subfrecuencia	(•)
Los puntos (•) denotan características opcionales		

**Tabla A.4. Funciones de protección con las que cuenta el IED RET670 (A20).**

<b>RET670 (A20)</b>		
<b>Nomenclatura</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b>
87	Diferencial de alta impedancia monofásica	1
87N	Falla a tierra restringida, baja impedancia	1
50	Sobrecorriente de fase instantánea	3

51/67	Sobrecorriente de fase de cuatro etapas	3
50N	Sobrecorriente de neutro instantánea	3
51N/67N	Sobrecorriente de neutro de cuatro etapas	3
67N	Sobrecorriente direccional sensible de neutro y potencia	1
49	Sobrecarga térmica, dos constantes de tiempo	1
50BF	Fallo del interruptor	3
52PD	Discordancia de polo	-
37	Mínima potencia direccional	-
32	Máxima potencia direccional	-
46	Comprobación de conductor roto	1
27	Bajatensión de dos etapas	-
59	Sobretensión de dos etapas	-
59N	Sobretensión de neutro de dos etapas	-
24	Sobreexcitación	-
60	Diferencial de tensión	2
27	Comprobación de pérdida de tensión	1
81	Subfrecuencia	-
81	Sobrefrecuencia	-
81	Cambio de rango de frecuencia	-

**Tabla A.5. Funciones de protección con las que cuenta el IED SIPROTEC 7UT613.**

<b>SIPROTEC 7UT613</b>		
<b>Nomenclatura</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b>
87T	Diferencial	1
87N	Falla a tierra diferencial	2
50/51	Sobrecorriente de fases instantánea/con retardo	3
50/51N	Sobrecorriente de neutro (3I0) instantánea/con retardo	3
50/51G	Sobrecorriente de tierra instantánea/con retardo	2
46	Secuencia de fase negativa	1
49	Sobrecarga térmica IEC 60255-8	2
49	Sobrecarga térmica IEC 60354	2
24	Sobreexcitación	1
59	Sobretensión	1
27	Bajatensión	1
81	Sobre y baja frecuencia	1
32R	Potencia inversa	1
32F	Potencia inversa hacia adelante y atrás	1
60FL	Falla del fusible	1
50BF	Falla del interruptor (breaker)	2
38	Monitoreo de temperatura externa (cojinetes)	X
86	Bloqueo	X
74TC	Supervisión del circuito de disparo	X
27,32,47,50,55,59,81	Funciones de protección flexibles	X

**Tabla A.6. Funciones de protección con las que cuenta el IED SIPROTEC 7SJ641.**

<b>SIPROTEC 7SJ641</b>	
<b>Nomenclatura</b>	<b>Descripción</b>
50/50N	Sobrecorriente de tiempo definido (fase/neutro)
51/51N	Sobrecorriente temporizada (fase/neutro)



51V	Sobrecorriente de fase dependiente de la tensión
67/67N	Sobrecorriente direccional (definida/inversa, fase/neutro)
67Ns/50Ns	Sobrecorriente sensible para fallas a tierra
59N/64	Desplazamiento de tensión, tensión de secuencia cero
87N	Diferencial de falla a tierra
50BF	Falla del interruptor (breaker)
79M	Reconectador
25	Sincronización
46	Corriente de secuencia negativa
47	Desbalance de tensión y/o monitoreo de secuencia de fase
49	Sobrecarga térmica
48	Supervisión de inicio de tiempo
14	Protección de rotor bloqueado
37	Subcorriente
38	Monitoreo de temperatura externa mediante RTD
27/59	Sub/sobretensión
32	Potencia inversa
35	Factor de potencia
81O/U	Sobre/sub frecuencia
21FL	Localizador de falla

### A.3. IED's PARA PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

**Tabla A.7. Funciones de protección con las que cuenta el IED MiCOM P543.**

<b>MiCOM P543</b>		
Nomenclatura	Descripción	Cantidad
87	Diferencial	1
21P/21G	Protección de distancia de fase/tierra	5
50/27	Energización inadvertida	(•)
78	Pérdida de sincronismo	(•)
50/51/67	Sobrecorriente de fase direccional y no direccional	4
50N/51N/67N	Sobrecorriente de falla a tierra direccional y no direccional	4
67/46	Sobrecorriente de secuencia negativa	4
46BC	Conductor roto	(•)
49	Sobrecarga térmica	(•)
27	Subtensión	2
59	Sobretensión	2
59N	Sobretensión residual	2
81U	Subfrecuencia	4
81O	Sobrefrecuencia	2
50BF	Falla del breaker	(•)
79	Reconectador	4

Los puntos (•) denotan características opcionales

**Tabla A.8. Funciones de protección con las que cuenta el IED SIPROTEC 7SD532.**

<b>SIPROTEC 7SD532</b>	
Nomenclatura	Descripción
87L	Diferencial de línea
87N	Diferencial de líneas con transformador

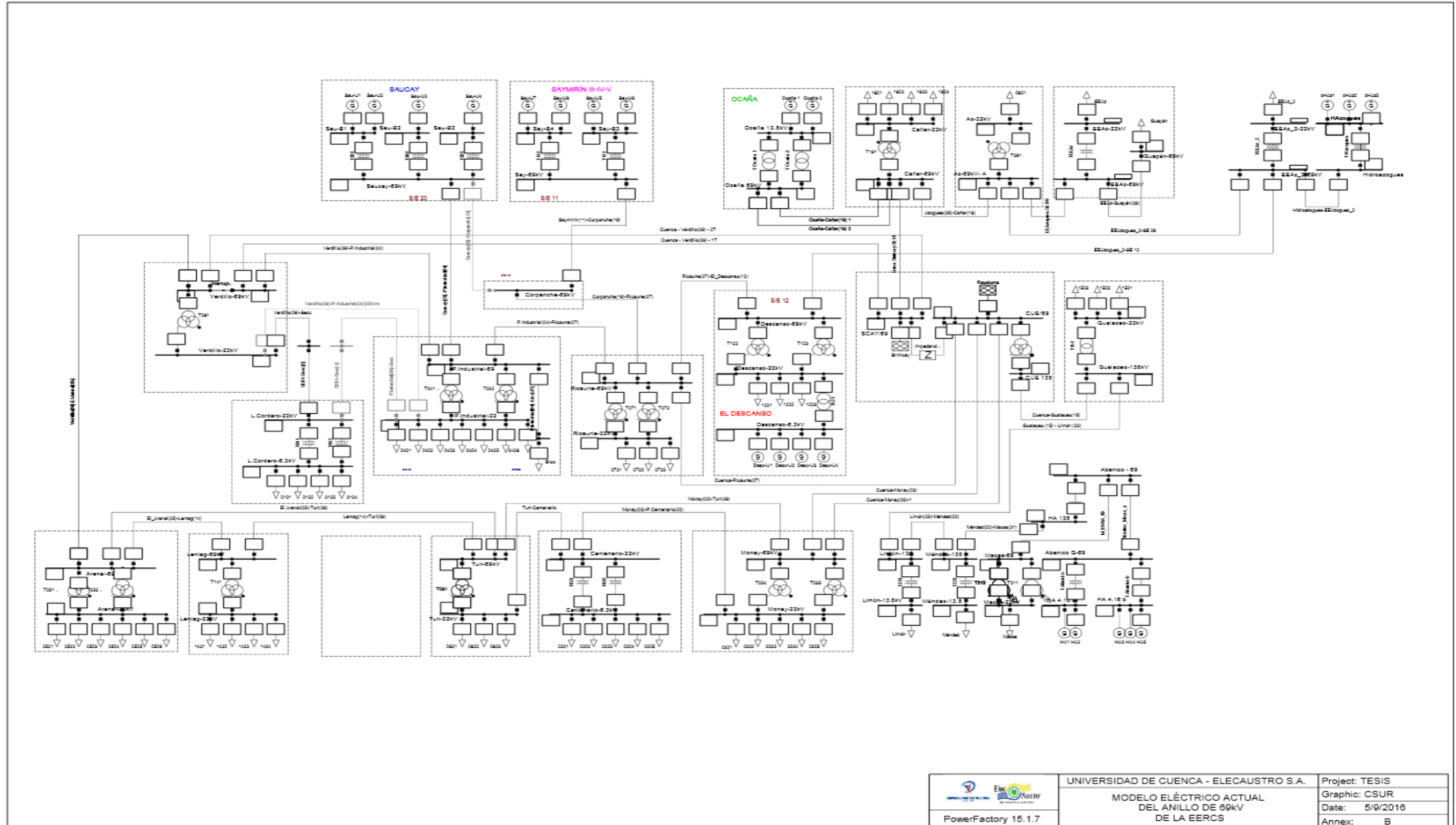
85	Disparo remoto
86	Bloqueo
21/21N	Protección de distancia
68/68T	Detección/accionamiento de oscilación de potencia
85/21	Teleprotección para protección a distancia
27WI	Alimentación débil
50N/51N/67N	Falla a tierra direccional
85/67N	Teleprotección para protección de falla a tierra
50/50N/51/51N	Sobrecorriente de fase/neutro, instantánea/temporizada
50HS	Protección instantánea de alta corriente
81O/U	Sobre y subfrecuencia
25	Probador síncrono
79	Reconectador automático monofásico o trifásico
49	Sobrecarga térmica
50BF	Falla de interruptor
74TC	Supervisión del circuito de disparo
50 STUB	Etapas de sobrecorriente STUB-bus

**Tabla A.9. Funciones de protección con las que cuenta el IED SIPROTEC 7SJ622.**

<b>SIPROTEC 7SJ622</b>	
<b>Nomenclatura</b>	<b>Descripción</b>
50/50N	Sobrecorriente de tiempo definido (fase/neutro)
51/51N	Sobrecorriente temporizada (fase/neutro)
51V	Sobrecorriente de fase dependiente de la tensión
67/67N	Sobrecorriente direccional (definida/inversa, fase/neutro)
67Ns/50Ns	Sobrecorriente sensible para fallas a tierra
59N/64	Desplazamiento de tensión, tensión de secuencia cero
87N	Diferencial de falla a tierra
50BF	Falla del interruptor (breaker)
79	Reconectador
25	Sincronización
46	Corriente de secuencia negativa
47	Desbalance de tensión y/o monitoreo de secuencia de fase
49	Sobrecarga térmica
48	Supervisión de inicio de tiempo
14	Protección de rotor bloqueado
37	Monitorización de subcorriente
38	Monitoreo de temperatura externa mediante RTD
27/59	Sub/sobretensión
32	Potencia inversa
55	Factor de potencia
81O/U	Sobre/sub frecuencia
81R	Cambio de relación de frecuencia
21FL	Localizador de falla

ANEXO B

MODELO ELÉCTRICO ACTUAL DEL ANILLO DE 69 KV DE LA EERCS Y LAS CENTRALES DE ELECAUSTRO





ANEXO C

RESULTADOS DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS

C.1 RESULTADOS EN LA TOPOLOGÍA 1 DEL CHM

Tabla C.1 Cortocircuito trifásico y monofásico a tierra. Corriente máxima de cortocircuito.

Cortocircuito trifásico (Rf=0 ohm)						Cortocircuito monofásico a tierra (Rf=20 ohm)					
Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	Ikx3 (kA)
Barra Sau-B1	142,75	19,812	Sau-U1	26,76	3,714	Barra Sau-B1	0,01	0,004	Sau-U1	1,36	0,002
			Sau-U2	26,76	3,714				Sau-U2	1,36	0,002
			Lado BT T201	89,44	12,413				Lado BT T201	2,7	0
Barra Sau-B2	132,96	18,453	Sau-U3	43,69	6,064	Barra Sau-B2	0,04	0,017	Sau-U3	2,73	0,017
			Lado BT T202	89,55	12,429				Lado BT T202	2,69	0
Barra Sau-B3	132,96	18,453	Sau-U4	43,69	6,064	Barra Sau-B3	0,04	0,017	Sau-U4	2,73	0,017
			Lado BT T203	89,55	12,429				Lado BT T203	2,69	0
Barra Saucay-69kV	585,68	4,901	Lado AT T201	35,17	0,294	Barra Saucay-69kV	70,91	1,78	Lado AT T201	11,67	0,493
			Lado AT T202	30,61	0,256				Lado AT T202	10,9	0,493
			Lado AT T203	30,61	0,256				Lado AT T203	10,9	0,493
			Línea Saucay(20)-P.Industrial(04)	489,3	4,094				Línea Saucay(20)-P.Industrial(04)	37,64	0,312
Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [25%]	684,6	5,728	Barra Saucay-69kV	93,8	0,784	Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [25%]	70,02	1,75	Barra Saucay-69kV	27,59	1,12
			Barra P.Industrial-69kV	590,8	4,944				Barra P.Industrial-69kV	42,55	0,641
Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [50%]	836,87	7,002	Barra Saucay-69kV	91,25	0,764	Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [50%]	70,61	1,77	Barra Saucay-69kV	22,16	0,784
			Barra P.Industrial-69kV	745,65	6,239				Barra P.Industrial-69kV	48,55	0,985
Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [75%]	1099,09	9,197	Barra Saucay-69kV	88,9	0,744	Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [75%]	72,58	1,82	Barra Saucay-69kV	16,8	0,456
			Barra P.Industrial-69kV	1010,3	8,454				Barra P.Industrial-69kV	55,89	1,36
Barra Say-B3	155,94	37,513	Say-U5	31,29	7,526	Barra Say-B3	0,04	0,026	Say-U5	1,4	0,013
			Say-U6	31,29	7,526				Say-U6	1,4	0,013
			Lado BT T111	93,6	22,516				Lado BT T111	2,77	0
Barra Say-B4	142,79	13,086	Say-U7	24,36	2,233	Barra Say-B4	0,25	0,69	Say-U7	1,32	0,068
			Say-U8	24,36	2,233				Say-U8	1,32	0,068
			Lado BT T112	94,36	8,648				Lado BT T112	2,15	0
Barra Say-69kV	655,46	5,485	Lado AT T111	40,93	0,343	Barra Say-69kV	70,66	1,77	Lado AT T111	12,81	0,709
			Lado AT T112	34,57	0,289				Lado AT T112	14,18	0,61
			Línea Saymirín(11)-Corpanche(19)	579,97	4,853				Línea Saymirín(11)-Corpanche(19)	43,76	0,469
			Barra Say-69kV	75,3	0,63				Barra Say-69kV	26,41	1,27
Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [25%]	667,04	5,581	Barra Corpanche-69kV	591,7	4,951	Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [25%]	70,58	1,77	Barra Corpanche-69kV	44,25	0,502
			Barra Say-69kV	75,2	0,629				Barra Say-69kV	25,8	1,24
Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [50%]	679,11	5,682	Barra Corpanche-69kV	603,97	5,054	Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [50%]	70,52	1,77	Barra Corpanche-69kV	44,75	0,533
			Barra Say-69kV	75	0,627				Barra Say-69kV	24,54	1,2
Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [75%]	691,7	5,788	Barra Corpanche-69kV	616,7	5,16	Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [75%]	70,47	1,76	Barra Corpanche-69kV	45,74	0,56
			Barra Corpanche-69kV	73,6	0,616				Barra Corpanche-69kV	20,02	0,918
Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [25%]	818,38	6,848	Barra Ricaurte-69kV	744,7	6,232	Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [25%]	70,62	1,77	Barra Ricaurte-69kV	50,5	0,856
			Barra Corpanche-69kV	72,43	0,606				Barra Corpanche-69kV	16,16	0,67
Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [50%]	983,03	8,225	Barra Ricaurte-69kV	910,58	7,619	Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [50%]	71,58	1,79	Barra Ricaurte-69kV	55,44	1,129
			Barra Corpanche-69kV	71,3	0,597				Barra Corpanche-69kV	12,26	0,418
Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [75%]	1242,64	10,398	Barra Ricaurte-69kV	1171,4	9,801	Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [75%]	73,28	1,83	Barra Ricaurte-69kV	61,18	1,42



**UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA**



**Tabla C.2 Cortocircuito trifásico y monofásico a tierra. Corriente mínima de cortocircuito.**

Cortocircuito trifásico (Rf=0 ohm)						Cortocircuito monofásico a tierra (Rf=20 ohm)					
Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	I0x3 (kA)
Barra Sau-B1	142,18	19,733	Sau-U1	21,34	3,565	Barra Sau-B1	0,01	0,004	Sau-U1	1,07	0,002
			Sau-U2	21,34	3,565				Sau-U2	1,07	0,002
			Lado BT T201	89,55	12,429				Lado BT T201	2,13	0
Barra Sau-B2	132,42	18,378	Sau-U3	42,84	5,945	Barra Sau-B2	0,04	0,017	Sau-U3	2,16	0,017
			Lado BT T202	89,67	12,445				Lado BT T202	2,12	0
Barra Sau-B3	132,42	18,378	Sau-U4	42,84	5,945	Barra Sau-B3	0,04	0,017	Sau-U4	2,16	0,017
			Lado BT T203	89,67	12,445				Lado BT T203	2,12	0
Barra Saucay-69kV	570,31	4,772	Lado AT T201	34,62	0,29	Barra Saucay-69kV	70,37	1,76	Lado AT T201	11,12	0,489
			Lado AT T202	30,01	0,251				Lado AT T202	10,34	0,489
			Lado AT T203	30,01	0,251				Lado AT T203	10,34	0,489
			Línea Saucay(20)-P.Industrial(04)	475,97	3,983				Línea Saucay(20)-P.Industrial(04)	38,83	0,309
Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [25%]	665,29	5,567	Barra Saucay-69kV	92	0,77	Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [25%]	69,66	1,749	Barra Saucay-69kV	26,01	1,114
			Barra P.Industrial-69kV	573,4	4,798				Barra P.Industrial-69kV	43,82	0,638
Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [50%]	810,5	6,782	Barra Saucay-69kV	89,58	0,75	Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [50%]	70,43	1,768	Barra Saucay-69kV	2063	0,784
			Barra P.Industrial-69kV	720,99	6,033				Barra P.Industrial-69kV	49,93	0,985
Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [75%]	1057,75	8,851	Barra Saucay-69kV	87,2	0,73	Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [75%]	72,62	1,823	Barra Saucay-69kV	15,31	0,456
			Barra P.Industrial-69kV	970,5	8,121				Barra P.Industrial-69kV	57,45	1,368
Barra Say-B3	156,51	37,659	Say-U5	31,29	7,526	Barra Say-B3	0,04	0,027	Say-U5	1,39	0,13
			Say-U6	31,29	7,526				Say-U6	1,39	0,13
			Lado BT T111	93,6	22,516				Lado BT T111	2,72	0
Barra Say-B4	142,78	13,085	Say-U7	24,11	2,209	Barra Say-B4	0,49	0,136	Say-U7	0,93	0,068
			Say-U8	24,11	2,209				Say-U8	0,257	0,068
			Lado BT T112	94,62	8,671				Lado BT T112	1,39	0
Barra Say-69kV	637,79	5,337	Lado AT T111	41,21	0,345	Barra Say-69kV	70,32	1,76	Lado AT T111	12,09	0,607
			Lado AT T112	34,21	0,286				Lado AT T112	14,14	0,705
			Línea Saymirín(11)-Corpanche(19)	562,71	4,708				Línea Saymirín(11)-Corpanche(19)	44,21	0,466
Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [25%]	648,87	5,429	Barra Say-69kV	75,2	0,629	Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [25%]	70,26	1,764	Barra Say-69kV	25,66	1,277
			Barra Corpanche-69kV	574	4,803				Barra Corpanche-69kV	44,71	0,499
Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [50%]	660,42	5,526	Barra Say-69kV	75,02	0,628	Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [50%]	70,21	1,762	Barra Say-69kV	25,1	1,241
			Barra Corpanche-69kV	585,67	4,901				Barra Corpanche-69kV	45,22	0,533
Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [75%]	672,46	5,627	Barra Say-69kV	74,8	0,626	Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [75%]	70,18	1,762	Barra Say-69kV	24,54	1,206
			Barra Corpanche-69kV	597,9	5,003				Barra Corpanche-69kV	45,74	0,566
Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [25%]	793,14	6,636	Barra Corpanche-69kV	73,5	0,615	Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [25%]	70,46	1,769	Barra Corpanche-69kV	20,02	0,918
			Barra Ricaurte-69kV	719,8	6,023				Barra Ricaurte-69kV	50,5	0,856
Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [50%]	948,8	7,939	Barra Corpanche-69kV	72,29	0,605	Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [50%]	71,55	1,796	Barra Corpanche-69kV	16,16	0,67
			Barra Ricaurte-69kV	876,6	7,335				Barra Ricaurte-69kV	55,44	1,129
Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [75%]	1191,48	9,97	Barra Corpanche-69kV	71,1	0,595	Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [75%]	73,4	1,842	Barra Corpanche-69kV	12,26	0,418
			Barra Ricaurte-69kV	1120,4	9,374				Barra Ricaurte-69kV	61,18	1,426

C.2 RESULTADOS EN LA TOPOLOGÍA 2 DEL CHM

Tabla C.3 Cortocircuito trifásico y monofásico a tierra. Corriente máxima de cortocircuito.

Cortocircuito trifásico						Cortocircuito monofásico a tierra (Rt=20 ohm)					
Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	I0x3 (kA)
Barra Sau-B1	144,84	20,102	Sau-U1	26,99	3,746	Barra Sau-B1	0,01	0,004	Sau-U1	1,35	0,002
			Sau-U2	26,99	3,746				Sau-U2	1,35	0,002
			Lado BT T201	91,06	12,638				Lado BT T201	2,66	0
Barra Sau-B2	134,94	18,728	Sau-U3	44,05	6,114	Barra Sau-B2	0,04	0,017	Sau-U3	2,7	0,017
			Lado BT T202	91,17	12,653				Lado BT T202	2,67	0
Barra Sau-B3	134,94	18,728	Sau-U4	44,05	6,114	Barra Sau-B3	0,04	0,017	Sau-U4	2,7	0,017
			Lado BT T203	91,17	12,653				Lado BT T203	2,67	0
Barra Saucay-69kV	617,6	5,168	Lado AT T201	35,48	0,297	Barra Saucay-69kV	72,31	1,81	Lado AT T201	10,41	0,41
			Lado AT T202	30,86	0,258				Lado AT T202	9,68	0,41
			Lado AT T203	30,86	0,258				Lado AT T203	9,68	0,41
			Línea Saucay(20)-Corpanche(19)	520,43	4,355				Línea Saucay(20)-Corpanche(19)	14,13	0,348
Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [25%]	651,48	5,451	Barra Saucay-69kV	96,3	0,805	Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [25%]	72,03	1,8	Barra Saucay-69kV	55,14	1,287
			Barra Corpanche-69kV	555,2	4,646				Barra Corpanche-69kV	16,53	0,512
Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [50%]	690,36	5,777	Barra Saucay-69kV	95,33	0,798	Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [50%]	72,08	1,8	Barra Saucay-69kV	51,87	1,103
			Barra Corpanche-69kV	595,07	4,979				Barra Corpanche-69kV	18,92	0,675
Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [75%]	735,41	6,153	Barra Saucay-69kV	94,4	0,79	Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [75%]	72,46	1,81	Barra Saucay-69kV	48,9	0,927
			Barra Corpanche-69kV	641	5,364				Barra Corpanche-69kV	21,32	0,837
Barra Say-B3	159,4	38,338	Say-U5	31,7	7,618	Barra Say-B3	0,04	0,0027	Say-U5	1,4	0,013
			Say-U6	31,7	7,618				Say-U6	1,4	0,013
			Lado BT T111	96,3	23,156				Lado BT T111	2,77	0
Barra Say-B4	146	13,383	Say-U7	24,7	2,26	Barra Say-B4	0,25	0,07	Say-U7	1,32	0,068
			Say-U8	24,7	2,26				Say-U8	1,32	0,068
			Lado BT T112	97	8,89				Lado BT T112	2,15	0
Barra Say-69kV	726,5	6,079	Lado AT T111	41,4	0,347	Barra Say-69kV	72,88	1,82	Lado AT T111	12,81	0,709
			Lado AT T112	35	0,293				Lado AT T112	14,18	0,61
			Línea Saymirin(11)-Corpanche(19)	650	5,439				Línea Saymirin(11)-Corpanche(19)	43,76	0,469
Línea Saymirin(11)-Corpanche(19) [25%]	740,83	6,199	Barra Say-69kV	76,2	0,638	Línea Saymirin(11)-Corpanche(19) [25%]	72,91	1,83	Barra Say-69kV	26,41	1,27
			Barra Corpanche-69kV	664,6	5,561				Barra Corpanche-69kV	44,25	0,502
Línea Saymirin(11)-Corpanche(19) [50%]	755,87	6,325	Barra Say-69kV	76,1	0,637	Línea Saymirin(11)-Corpanche(19) [50%]	72,97	1,83	Barra Say-69kV	25,8	1,24
			Barra Corpanche-69kV	679,8	5,688				Barra Corpanche-69kV	44,75	0,533
Línea Saymirin(11)-Corpanche(19) [75%]	771,63	6,457	Barra Say-69kV	75,9	0,635	Línea Saymirin(11)-Corpanche(19) [75%]	73,06	1,83	Barra Say-69kV	24,54	1,2
			Barra Corpanche-69kV	695,7	5,822				Barra Corpanche-69kV	45,74	0,56
Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [25%]	893,54	7,477	Barra Corpanche-69kV	163,4	1,368	Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [25%]	72,47	1,81	Barra Corpanche-69kV	20,02	0,918
			Barra Ricaurte-69kV	730,2	6,11				Barra Ricaurte-69kV	50,5	0,856
Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [50%]	1047,99	8,769	Barra Corpanche-69kV	158	1,322	Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [50%]	72,72	1,82	Barra Corpanche-69kV	16,16	0,67
			Barra Ricaurte-69kV	890,2	7,448				Barra Ricaurte-69kV	55,44	1,129
Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [75%]	1292,45	10,814	Barra Corpanche-69kV	152,9	1,28	Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [75%]	73,85	1,85	Barra Corpanche-69kV	12,26	0,418
			Barra Ricaurte-69kV	1139,8	9,538				Barra Ricaurte-69kV	61,18	1,42



**UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA**



**Tabla C.4 Cortocircuito trifásico y monofásico a tierra. Corriente mínima de cortocircuito.**

Cortocircuito trifásico						Cortocircuito monofásico a tierra (Rt=20 ohm)					
Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	Ikx3 (kA)
Barra Sau-B1	144,24	20,019	Sau-U1	26,55	3,685	Barra Sau-B1	0,01	0,004	Sau-U1	1,06	0,002
			Sau-U2	26,55	3,685				Sau-U2	1,06	0,002
			Lado BT T201	91,19	12,656				Lado BT T201	2,11	0
Barra Sau-B2	134,38	18,649	Sau-U3	43,17	5,991	Barra Sau-B2	0,04	0,017	Sau-U3	2,14	0,017
			Lado BT T202	91,3	12,671				Lado BT T202	2,1	0
Barra Sau-B3	134,38	18,649	Sau-U4	43,17	5,991	Barra Sau-B3	0,04	0,017	Sau-U4	2,14	0,017
			Lado BT T203	91,3	12,671				Lado BT T203	2,1	0
Barra Saucay-69kV	602,32	5,04	Lado AT T201	34,9	0,292	Barra Saucay-69kV	71,8	1,802	Lado AT T201	10,54	0,45
			Lado AT T202	30,25	0,253				Lado AT T202	9,77	0,45
			Lado AT T203	30,25	0,253				Lado AT T203	9,77	0,45
			Línea Saucay(20)-Corpanche(19)	507,16	4,244				Línea Saucay(20)-Corpanche(19)	41,99	0,462
Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [25%]	635,02	5,313	Barra Saucay-69kV	94,5	0,79	Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [25%]	71,59	1,797	Barra Saucay-69kV	27,07	1,152
			Barra Corpanche-69kV	540,7	4,525				Barra Corpanche-69kV	44,72	0,648
Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [50%]	672,49	5,627	Barra Saucay-69kV	93,55	0,783	Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [50%]	71,7	1,8	Barra Saucay-69kV	24,17	0,962
			Barra Corpanche-69kV	579,08	4,845				Barra Corpanche-69kV	47,69	0,839
Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [75%]	715,81	5,989	Barra Saucay-69kV	92,7	0,775	Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [75%]	72,15	1,81	Barra Saucay-69kV	21,32	0,774
			Barra Corpanche-69kV	623,3	5,215				Barra Corpanche-69kV	50,94	1,037
Barra Say-B3	159,8	38,43	Say-U5	31,8	7,654	Barra Say-B3	0,04	0,027	Say-U5	1,37	0,013
			Say-U6	31,8	7,654				Say-U6	1,37	0,013
			Lado BT T111	96,3	23,168				Lado BT T111	2,7	0
Barra Say-B4	145,9	13,367	Say-U7	24,4	2,233	Barra Say-B4	0,5	0,137	Say-U7	0,93	0,069
			Say-U8	24,4	2,233				Say-U8	0,93	0,069
			Lado BT T112	97,2	8,906				Lado BT T112	1,37	0
Barra Say-69kV	707,3	5,918	Lado AT T111	41,6	0,348	Barra Say-69kV	72,55	1821	Lado AT T111	10,38	0,488
			Lado AT T112	34,6	0,289				Lado AT T112	12,18	0,566
			Línea Saymirín(11)-Corpanche(19)	631,3	5,282				Línea Saymirín(11)-Corpanche(19)	50,14	0,779
Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [25%]	721,06	6,033	Barra Say-69kV	76	0,636	Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [25%]	72,6	1,82	Barra Say-69kV	21,71	0,997
			Barra Corpanche-69kV	645,2	5,399				Barra Corpanche-69kV	51,02	0,836
Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [50%]	735,49	6,154	Barra Say-69kV	75,8	0,634	Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [50%]	72,68	1,82	Barra Say-69kV	20,87	0,94
			Barra Corpanche-69kV	659,8	5,521				Barra Corpanche-69kV	51,93	0,893
Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [75%]	750,59	6,281	Barra Say-69kV	75,6	0,633	Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [75%]	72,78	1,82	Barra Say-69kV	20,03	0,883
			Barra Corpanche-69kV	675,1	5,649				Barra Corpanche-69kV	52,85	0,951
Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [25%]	866,44	7,25	Barra Corpanche-69kV	161,5	1,351	Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [25%]	72,33	1,81	Barra Corpanche-69kV	16,01	0,455
			Barra Ricaurte-69kV	705	5,899				Barra Ricaurte-69kV	40,42	0,724
Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [50%]	1011,92	8,467	Barra Corpanche-69kV	156,1	1,306	Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [50%]	72,7	1,82	Barra Corpanche-69kV	13,66	0,329
			Barra Ricaurte-69kV	855,8	7,161				Barra Ricaurte-69kV	46,02	1,036
Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [75%]	1239,42	10,371	Barra Corpanche-69kV	151	1,264	Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [75%]	73,97	1,85	Barra Corpanche-69kV	11,34	0,204
			Barra Ricaurte-69kV	1088,4	9,107				Barra Ricaurte-69kV	52,48	1,368

C.3 RESULTADOS EN LA TOPOLOGÍA 3 DEL CHM

Tabla C.5 Cortocircuito trifásico y monofásico a tierra. Corriente máxima de cortocircuito.

Cortocircuito trifásico						Cortocircuito monofásico a tierra (Rt=20 ohm)					
Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	Ikx3 (kA)
Barra Sau-B1	145,44	20,185	Sau-U1	26,95	3,74	Barra Sau-B1	0,01	0,004	Sau-U1	1,35	0,002
			Sau-U2	26,95	3,74				Sau-U2	1,35	0,002
			Lado BT T201	91,75	12,734				Lado BT T201	2,66	0
Barra Sau-B2	135,55	18,812	Sau-U3	43,99	6,105	Barra Sau-B2	0,04	0,017	Sau-U3	2,7	0,017
			Lado BT T202	91,85	12,748				Lado BT T202	2,67	0
Barra Sau-B3	135,55	18,812	Sau-U4	43,99	6,105	Barra Sau-B3	0,04	0,017	Sau-U4	2,7	0,017
			Lado BT T203	91,85	12,748				Lado BT T203	2,67	0
Barra Saucay-69kV	654,91	5,48	Lado AT T201	35,42	0,296	Barra Saucay-69kV	72,85	1,82	Lado AT T201	10,41	0,41
			Lado AT T202	30,82	0,258				Lado AT T202	9,68	0,41
			Lado AT T203	30,82	0,258				Lado AT T203	9,68	0,41
			Línea Saucay(20)-Corpanche(19)	73,84	0,618				Línea Saucay(20)-Corpanche(19)	14,13	0,348
			Línea Saucay(20)-P.Industrial(04)	484,1	4,051				Línea Saucay(20)-P.Industrial(04)	29,23	0,259
			Barra Saucay-69kV	162,62	1,361				Barra Saucay-69kV	36,67	1,18
Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [25%]	746,12	6,243	Barra P.Industrial-69kV	583,62	4,883	Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [25%]	71,31	1,79	Barra P.Industrial-69kV	34,73	0,609
			Barra Saucay-69kV	155,08	1,298				Barra Saucay-69kV	30,21	0,825
Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [50%]	889,59	7,444	Barra P.Industrial-69kV	734,78	6,148	Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [50%]	71,38	1,79	Barra P.Industrial-69kV	41,23	0,968
			Barra Saucay-69kV	148,2	1,24				Barra Saucay-69kV	23,98	0,475
Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [75%]	1139,21	9,532	Barra P.Industrial-69kV	991,5	8,296	Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [75%]	72,94	1,83	Barra P.Industrial-69kV	49,03	1,356
			Barra Saucay-69kV	543,54	4,548				Barra Saucay-69kV	55,14	1,287
Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [25%]	617,95	5,171	Barra Corpanche-69kV	74,42	0,623	Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [25%]	71,67	1,79	Barra Corpanche-69kV	16,53	0,512
			Barra Saucay-69kV	510,54	4,272				Barra Saucay-69kV	51,87	1,103
Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [50%]	585,55	4,9	Barra Corpanche-69kV	75,02	0,628	Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [50%]	70,79	1,77	Barra Corpanche-69kV	18,92	0,675
			Barra Saucay-69kV	481,13	4,027				Barra Saucay-69kV	48,9	0,927
Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [75%]	556,93	4,66	Barra Corpanche-69kV	75,62	0,633	Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [75%]	70,2	1,76	Barra Corpanche-69kV	21,32	0,837
			Barra Saucay-69kV	31,89	7,671				Barra Saucay-69kV	1,38	0,013
Barra Say-B3	154,26	37,11	Say-U6	31,89	7,671	Barra Say-B3	0,04	0,027	Say-U6	1,38	0,013
			Lado BT T111	90,69	21,816				Lado BT T111	2,7	0
			Say-U7	24,83	2,276				Say-U7	1,3	0,069
Barra Say-B4	140,92	12,915	Say-U8	24,83	2,276	Barra Say-B4	0,26	0,07	Say-U8	1,3	0,069
			Lado BT T112	91,53	8,388				Lado BT T112	2,1	0
			Lado AT T111	41,72	0,349				Lado AT T111	13,74	0,632
Barra Say-69kV	505,96	4,234	Lado AT T112	35,23	0,295	Barra Say-69kV	69,91	1,75	Lado AT T112	12,55	0,544
			Línea Saymirín(11)-Corpanche(19)	429,01	3,59				Línea Saymirín(11)-Corpanche(19)	43,57	0,588
			Barra Say-69kV	76,77	0,645				Barra Say-69kV	25,73	1,132
Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [25%]	512,05	4,285	Barra Corpanche-69kV	435,28	3,542	Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [25%]	69,88	1,75	Barra Corpanche-69kV	44,2	0,63
			Barra Say-69kV	76,59	0,641				Barra Say-69kV	25,07	1,088
Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [50%]	518,33	4,337	Barra Corpanche-69kV	441,74	3,696	Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [50%]	69,87	1,75	Barra Corpanche-69kV	44,85	0,672
			Barra Say-69kV	76,42	0,639				Barra Say-69kV	24,41	1,045
Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [75%]	524,81	4,391	Barra Corpanche-69kV	448,39	3,752	Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [75%]	69,89	1,75	Barra Corpanche-69kV	45,51	0,715



**Tabla C.6 Cortocircuito trifásico y monofásico a tierra. Corriente mínima de cortocircuito.**

Cortocircuito trifásico						Cortocircuito monofásico a tierra (Rt=20 ohm)					
Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	I0x3 (kA)
Barra Sau-B1	144,91	20,112	Sau-U1	26,52	3,681	Barra Sau-B1	0,01	0,004	Sau-U1	1,06	0,002
			Sau-U2	26,52	3,681				Sau-U2	1,06	0,002
			Lado BT T201	91,93	12,758				Lado BT T201	2,11	0
Barra Sau-B2	135,05	18,743	Sau-U3	43,12	5,985	Barra Sau-B2	0,04	0,017	Sau-U3	2,14	0,017
			Lado BT T202	92,03	12,772				Lado BT T202	2,1	0
Barra Sau-B3	135,05	18,743	Sau-U4	43,12	5,985	Barra Sau-B3	0,04	0,017	Sau-U4	2,14	0,017
			Lado BT T203	92,03	12,772				Lado BT T203	2,1	0
Barra Saucay-69kV	639,05	5,347	Lado AT T201	34,86	0,292	Barra Saucay-69kV	72,46	1,81	Lado AT T201	9,89	0,408
			Lado AT T202	30,21	0,253				Lado AT T202	9,15	0,408
			Lado AT T203	30,21	0,253				Lado AT T203	9,15	0,408
			Línea Saucay(20)-Corpanche(19)	73,52	0,615				Línea Saucay(20)-Corpanche(19)	13,42	0,346
			Línea Saucay(20)-P.Industrial(04)	471,48	3,937				Línea Saucay(20)-P.Industrial(04)	31,22	0,258
Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [25%]	726,32	6,077	Barra Saucay-69kV	160,59	1,344	Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [25%]	71,06	1,78	Barra Saucay-69kV	34,45	1,179
			Barra P.Industrial-69kV	565,76	4,734				Barra P.Industrial-69kV	36,77	0,607
Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [50%]	862,62	7,218	Barra Saucay-69kV	153,1	1,281	Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [50%]	71,27	1,78	Barra Saucay-69kV	28,03	0,824
			Barra P.Industrial-69kV	709,48	5,937				Barra P.Industrial-69kV	43,35	0,966
Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [75%]	1096,97	9,179	Barra Saucay-69kV	146,26	1,224	Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [75%]	73,02	1,83	Barra Saucay-69kV	21,82	0,476
			Barra P.Industrial-69kV	950,73	7,955				Barra P.Industrial-69kV	51,3	1,357
Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [25%]	603,4	5,049	Barra Saucay-69kV	529,36	4,429	Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [25%]	71,23	1,78	Barra Saucay-69kV	55,43	1,279
			Barra Corpanche-69kV	74,11	0,62				Barra Corpanche-69kV	15,81	0,509
Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [50%]	572,1	4,787	Barra Saucay-69kV	497,5	4,163	Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [50%]	70,31	1,76	Barra Saucay-69kV	52,14	1,095
			Barra Corpanche-69kV	74,71	0,625				Barra Corpanche-69kV	18,19	0,67
Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [75%]	544,43	4,555	Barra Saucay-69kV	469,24	3,926	Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [75%]	69,79	1,74	Barra Saucay-69kV	49,16	0,92
			Barra Corpanche-69kV	75,31	0,63				Barra Corpanche-69kV	20,57	0,831
Barra Say-B3	154,32	37,173	Say-U5	32,01	7,701	Barra Say-B3	0,04	0,027	Say-U5	1,36	0,014
			Say-U6	32,01	7,701				Say-U6	1,36	0,014
			Lado BT T111	90,66	21,809				Lado BT T111	2,68	0
Barra Say-B4	140,67	12,892	Say-U7	24,52	2,247	Barra Say-B4	0,5	0,138	Say-U7	0,92	0,069
			Say-U8	24,52	2,247				Say-U8	0,92	0,069
			Lado BT T112	91,67	8,401				Lado BT T112	1,36	0
Barra Say-69kV	495,04	4,142	Lado AT T111	41,88	0,35	Barra Say-69kV	69,3	1,74	Lado AT T111	13,67	0,626
			Lado AT T112	34,79	0,291				Lado AT T112	11,94	0,539
			Línea Saymirin(11)-Corpanche(19)	418,59	3,503				Línea Saymirin(11)-Corpanche(19)	43,8	0,583
Línea Saymirin(11)-Corpanche(19) [25%]	500,95	4,19	Barra Say-69kV	76,46	0,64	Línea Saymirin(11)-Corpanche(19) [25%]	69,28	1,73	Barra Say-69kV	24,94	1,122
			Barra Corpanche-69kV	424,67	3,553				Barra Corpanche-69kV	44,44	0,625
Línea Saymirin(11)-Corpanche(19) [50%]	507,04	4,243	Barra Say-69kV	76,28	0,638	Línea Saymirin(11)-Corpanche(19) [50%]	69,29	1,73	Barra Say-69kV	24,28	1,079
			Barra Corpanche-69kV	430,93	3,606				Barra Corpanche-69kV	45,09	0,667
Línea Saymirin(11)-Corpanche(19) [75%]	513,32	4,295	Barra Say-69kV	76,1	0,637	Línea Saymirin(11)-Corpanche(19) [75%]	69,32	1,74	Barra Say-69kV	23,63	1,036
			Barra Corpanche-69kV	437,38	3,66				Barra Corpanche-69kV	45,76	0,709

C.4 RESULTADOS EN LA TOPOLOGÍA 4 DEL CHM

Tabla C.7 Cortocircuito trifásico y monofásico a tierra. Corriente máxima de cortocircuito.

Cortocircuito trifásico						Cortocircuito monofásico a tierra (Rt=20 ohm)					
Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	Ikx3 (kA)
Barra Sau-B1	147,8	20,517	Sau-U1	26,7	3,701	Barra Sau-B1	0,01	0,004	Sau-U1	1,36	0,002
			Sau-U2	26,7	3,701				Sau-U2	1,36	0,002
			Lado BT T201	94,7	13,149				Lado BT T201	2,7	0
Barra Sau-B2	138	19,155	Sau-U3	43,5	6,043	Barra Sau-B2	0,04	0,017	Sau-U3	2,73	0,017
			Lado BT T202	94,8	13,156				Lado BT T202	2,69	0
			Sau-U4	43,5	6,043				Sau-U4	2,73	0,017
Barra Sau-B3	138	19,155	Lado BT T203	94,8	13,156	Barra Sau-B3	0,04	0,017	Lado BT T203	2,69	0
			Lado AT T201	35	0,293				Lado AT T201	10,41	0,41
			Lado AT T202	30,5	0,255				Lado AT T202	9,68	0,41
Barra Saucay-69kV	916,6	7,669	Lado AT T203	30,5	0,255	Barra Saucay-69kV	74,09	1,86	Lado AT T203	9,68	0,41
			Línea Saucay(20)-Corpanche(19)	427	3,573				Línea Saucay(20)-Corpanche(19)	14,13	0,348
			Línea Saucay(20)-P.Industrial(04)	393,6	3,293				Línea Saucay(20)-P.Industrial(04)	29,23	0,259
			Barra Saucay-69kV	411,5	3,444				Barra Saucay-69kV	36,67	1,18
Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [25%]	913,82	7,646	Barra P.Industrial-69kV	502,3	4,203	Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [25%]	71,82	1,8	Barra P.Industrial-69kV	34,73	0,609
Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [50%]	985,75	8,248	Barra Saucay-69kV	324,5	2,715	Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [50%]	71,4	1,79	Barra Saucay-69kV	30,21	0,825
Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [75%]	1175,83	9,839	Barra P.Industrial-69kV	661,4	5,534	Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [75%]	72,75	1,82	Barra P.Industrial-69kV	41,23	0,968
Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [25%]	914,34	7,651	Barra Saucay-69kV	243,5	2,037	Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [25%]	73,4	1,84	Barra Saucay-69kV	23,98	0,475
Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [50%]	920,55	7,703	Barra P.Industrial-69kV	932,6	7,803	Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [50%]	73,08	1,83	Barra P.Industrial-69kV	49,03	1,356
Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [75%]	935,56	7,828	Barra Saucay-69kV	449,9	3,765	Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [75%]	73,13	1,83	Barra Saucay-69kV	55,14	1,287
Barra Say-B3	160,3	38,552	Barra Corpanche-69kV	464,4	3,886	Barra Say-B3	0,04	0,026	Barra Corpanche-69kV	16,53	0,512
			Say-U5	31,4	7,549				Say-U5	1,4	0,013
			Say-U6	31,4	7,549				Say-U6	1,4	0,013
Barra Say-B4	147	13,474	Lado BT T111	97,7	23,514	Barra Say-B4	0,25	0,069	Lado BT T111	2,77	0
			Say-U7	24,4	2,24				Say-U7	1,32	0,068
			Say-U8	24,4	2,24				Say-U8	1,32	0,068
Barra Say-69kV	865,8	7,245	Lado BT T112	98,5	9,024	Barra Say-69kV	73,26	1,83	Lado BT T112	2,15	0
			Lado AT T111	41,1	0,344				Lado AT T111	12,81	0,709
			Lado AT T112	34,7	0,29				Lado AT T112	14,18	0,61
Línea Saymirín(11)-Corpanche(19)	790,1	6,611	Línea Saymirín(11)-Corpanche(19)	43,76	0,469						
Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [25%]	887,46	7,426	Barra Say-69kV	75,6	0,632	Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [25%]	73,29	1,84	Barra Say-69kV	26,41	1,27
Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [50%]	910,34	7,617	Barra Corpanche-69kV	811,9	6,794	Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [50%]	73,35	1,84	Barra Corpanche-69kV	44,25	0,502
Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [75%]	934,57	7,82	Barra Say-69kV	75,4	0,631	Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [75%]	73,44	1,84	Barra Say-69kV	25,8	1,24
Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [25%]	1009,77	8,449	Barra Corpanche-69kV	835	6,986	Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [25%]	72,53	1,82	Barra Corpanche-69kV	44,75	0,533
Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [50%]	1115,72	9,336	Barra Say-69kV	75,2	0,629	Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [50%]	72,59	1,82	Barra Say-69kV	24,54	1,2
Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [75%]	1317,62	11,025	Barra Corpanche-69kV	859,4	7,191	Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [75%]	73,67	1,84	Barra Corpanche-69kV	45,74	0,56
			Barra Corpanche-69kV	358,3	2,998				Barra Corpanche-69kV	20,02	0,918
			Barra Ricaurte-69kV	651,4	5,451				Barra Ricaurte-69kV	50,5	0,856
			Barra Corpanche-69kV	296,4	2,48				Barra Corpanche-69kV	16,16	0,67
			Barra Ricaurte-69kV	819,3	6,856				Barra Ricaurte-69kV	55,44	1,129
			Barra Corpanche-69kV	231,9	1,94				Barra Corpanche-69kV	12,26	0,418
			Barra Ricaurte-69kV	1085,8	9,085				Barra Ricaurte-69kV	61,18	1,42



**UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA**



**Tabla C.8 Cortocircuito trifásico y monofásico a tierra. Corriente mínima de cortocircuito.**

Cortocircuito trifásico						Cortocircuito monofásico a tierra (Rt=20 ohm)					
Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)
Barra Sau-B1	147,4	20,459	Sau-U1	26,3	3,645	Barra Sau-B1	0,01	0,004	Sau-U1	1,08	0,002
			Sau-U2	26,3	3,645				Sau-U2	1,08	0,002
			Lado BT T201	95	13,18				Lado BT T201	2,14	0
Barra Sau-B2	137,6	19,099	Sau-U3	42,7	5,928	Barra Sau-B2	0,04	0,017	Sau-U3	2,17	0,017
			Lado BT T202	95	13,188				Lado BT T202	2,13	0
			Sau-U4	42,7	5,928				Sau-U4	2,17	0,017
Barra Sau-B3	137,6	19,099	Lado BT T203	95	13,188	Barra Sau-B3	0,04	0,017	Lado BT T203	2,13	0
			Lado AT T201	34,5	0,289				Lado AT T201	9,13	0,403
			Lado AT T202	29,9	0,25				Lado AT T202	8,61	0,403
Barra Saucay-69kV	887,8	7,428	Lado AT T203	29,9	0,25	Barra Saucay-69kV	73,97	1,85	Lado AT T203	8,61	0,403
			Línea Saucay(20)-Corpanche(19)	413,5	3,46				Línea Saucay(20)-Corpanche(19)	27,92	0,41
			Línea Saucay(20)-P.Industrial(04)	380,1	3,18				Línea Saucay(20)-P.Industrial(04)	20,04	0,251
			Barra Saucay-69kV	399,4	3,342				Barra Saucay-69kV	42,01	1,197
Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [25%]	884,41	7,4	Barra P.Industrial-69kV	485	4,058	Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [25%]	71,71	1,8	Barra P.Industrial-69kV	29,56	0,3
			Barra Saucay-69kV	314,5	2,631				Barra Saucay-69kV	31,32	0,828
Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [50%]	951,82	7,964	Barra P.Industrial-69kV	637,4	5,333	Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [50%]	71,36	1,79	Barra P.Industrial-69kV	40,06	0,964
			Barra Saucay-69kV	235,4	1,969				Barra Saucay-69kV	21,13	0,475
Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [75%]	1129,54	9,451	Barra P.Industrial-69kV	894,3	7,483	Línea Saucay(20)-P.Industrial(04) [75%]	72,86	1,82	Barra P.Industrial-69kV	51,75	1,35
			Barra Saucay-69kV	435,8	3,647				Barra Saucay-69kV	40,92	1,23
Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [25%]	885,63	7,41	Barra Corpanche-69kV	449,8	3,764	Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [25%]	73,28	1,83	Barra Corpanche-69kV	40,92	1,23
			Barra Saucay-69kV	401,1	3,356				Barra Saucay-69kV	36	1,021
Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [50%]	891,54	7,46	Barra Corpanche-69kV	490,4	4,104	Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [50%]	72,97	1,83	Barra Corpanche-69kV	36,99	0,811
			Barra Saucay-69kV	369,3	3,09				Barra Saucay-69kV	31,27	0,817
Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [75%]	905,82	7,579	Barra Corpanche-69kV	536,5	4,489	Línea Saucay(20) - Corpanche(19) [75%]	73,03	1,83	Barra Corpanche-69kV	41,78	1,01
			Barra Saucay-69kV	31,6	7,594				Barra Saucay-69kV	1,38	0,013
Barra Say-B3	160,8	38,68	Say-U5	31,6	7,594	Barra Say-B3	0,04	0,027	Say-U5	1,38	0,013
			Say-U6	31,6	7,594				Say-U6	1,38	0,013
			Lado BT T111	97,9	23,544				Lado BT T111	2,72	0
Barra Say-B4	147	13,469	Say-U7	24,2	2,215	Barra Say-B4	0,49	0,136	Say-U7	0,93	0,068
			Say-U8	24,2	2,215				Say-U8	0,93	0,068
			Lado BT T112	98,7	9,046				Lado BT T112	1,38	0
			Lado AT T111	41,3	0,346				Lado AT T111	11,87	0,565
Barra Say-69kV	839,6	7,025	Lado AT T112	34,3	0,287	Barra Say-69kV	73,11	1,83	Lado AT T112	10	0,487
			Línea Saymirín(11)-Corpanche(19)	764,3	6,395				Línea Saymirín(11)-Corpanche(19)	51,39	0,797
			Barra Say-69kV	75,4	0,631				Barra Say-69kV	21	0,993
Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [25%]	860,21	7,198	Barra Corpanche-69kV	785	6,568	Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [25%]	73,16	1,83	Barra Corpanche-69kV	52,3	0,854
			Barra Say-69kV	75,2	0,629				Barra Say-69kV	20,14	0,935
Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [50%]	881,95	7,38	Barra Corpanche-69kV	806,9	6,752	Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [50%]	73,24	1,83	Barra Corpanche-69kV	53,23	0,913
			Barra Say-69kV	75	0,628				Barra Say-69kV	19,28	0,877
Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [75%]	904,94	7,572	Barra Corpanche-69kV	830,1	6,945	Línea Saymirín(11)-Corpanche(19) [75%]	73,35	1,84	Barra Corpanche-69kV	54,18	0,972
			Barra Corpanche-69kV	348,4	2,915				Barra Corpanche-69kV	36,17	1,1
Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [25%]	975,42	8,162	Barra Ricaurte-69kV	627	5,247	Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [25%]	72,5	1,82	Barra Ricaurte-69kV	36,39	0,719
			Barra Corpanche-69kV	287,9	2,409				Barra Corpanche-69kV	27,88	0,794
Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [50%]	1074,36	8,99	Barra Ricaurte-69kV	786,5	6,581	Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [50%]	72,62	1,82	Barra Ricaurte-69kV	44,81	1,03
			Barra Corpanche-69kV	225	1,883				Barra Corpanche-69kV	19,72	0,489
Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [75%]	1261,69	10,557	Barra Ricaurte-69kV	1036,7	8,674	Línea Corpanche(19)-Ricaurte(07) [75%]	73,81	1,85	Barra Ricaurte-69kV	54,14	1,36

### C.5 RESULTADOS EN LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA EL DESCANSO

**Tabla C.9 Cortocircuito trifásico y monofásico a tierra. Corriente máxima de cortocircuito.**

Cortocircuito trifásico						Cortocircuito monofásico a tierra (Rt=20 ohm)					
Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	I0x3 (kA)
Barra Descanso 6.3kV	160,85	14,741	Desc_U1	19,9	1,824	Barra Descanso 6.3kV	0,66	0,182	Desc_U1	1,22	0,045
			Desc_U2	19,9	1,824				Desc_U2	1,22	0,045
			Desc_U3	19,9	1,824				Desc_U3	1,22	0,045
			Desc_U4	18,51	1,696				Desc_U4	1,22	0,045
			Lado BT T121	83,37	7,641				Lado BT T121	3,14	0
Barra Descanso 22kV	227,32	5,965	Lado AT T121	53,98	1,416	Barra Descanso 22kV	7,82	0,616	Lado AT T121	5,67	0,291
			Lado BT T122	86,81	2,278				Lado BT T122	2,74	0,161
			Lado BT T123	86,82	2,278				Lado BT T123	2,74	0,161

**Tabla C.10 Cortocircuito trifásico y monofásico a tierra. Corriente mínima de cortocircuito.**

Cortocircuito trifásico						Cortocircuito monofásico a tierra (Rt=20 ohm)					
Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	I0x3 (kA)
Barra Descanso 6.3kV	163,13	14,95	Desc_U1	20,14	1,845	Barra Descanso 6.3kV	0,68	0,186	Desc_U1	1,19	0,046
			Desc_U2	20,14	1,845				Desc_U2	1,19	0,046
			Desc_U3	20,14	1,845				Desc_U3	1,19	0,046
			Desc_U4	18,92	1,734				Desc_U4	0,11	0,046
			Lado BT T121	84,56	7,749				Lado BT T121	3,01	0
Barra Descanso 22kV	227,87	5,98	Lado AT T121	54,76	1,437	Barra Descanso 22kV	8,03	0,632	Lado AT T121	5,65	0,3
			Lado BT T122	86,75	2,277				Lado BT T122	1,73	0,166
			Lado BT T123	86,76	2,277				Lado BT T123	1,73	0,166



C.6 RESULTADOS EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA OCAÑA

Tabla C.11 Cortocircuito trifásico y monofásico a tierra. Corriente máxima de cortocircuito.

Cortocircuito trifásico						Cortocircuito monofásico a tierra (Rt=20 ohm)					
Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	I0x3 (kA)
Barra Ocaña 13.8kV	296,19	12,392	Ocaña-U1	75,36	3,153	Barra Ocaña 13.8kV	1,19	0,149	Ocaña-U1	4,38	0,55
			Ocaña-U2	74,91	3,134				Ocaña-U2	4,38	0,55
			Lado BT T Ocaña 1	73,47	3,074				Lado BT T Ocaña 1	4,34	0
			Lado BT T Ocaña 2	73,47	3,074				Lado BT T Ocaña 2	4,34	0
Barra Ocaña 69kV	358,01	2,996	Lado AT T Ocaña 1	53,02	0,444	Barra Ocaña 69kV	64,93	1,63	Lado AT T Ocaña 1	19,97	0,74
			Lado AT T Ocaña 2	53,02	0,444				Lado AT T Ocaña 2	19,97	0,74
			Línea Ocaña-Cañar 1	125,99	1,054				Línea Ocaña-Cañar 1	12,98	0,109
			Línea Ocaña-Cañar 2	126,13	1,055				Línea Ocaña-Cañar 2	12,44	0,109
Líneas Ocaña-Cañar(18) 1 y Ocaña-Cañar(18) 2 [25%]	323,37	2,706	Barra Ocaña-69kV	165,75	1,387	Líneas Ocaña-Cañar(18) 1 y Ocaña-Cañar(18) 2 [25%]	58,72	1,47	Barra Ocaña-69kV	67,85	1.703
			Barra Cañar-69kV	157,61	1,319				Barra Cañar-69kV	78,89	1.227
Líneas Ocaña-Cañar(18) 1 y Ocaña-Cañar(18) 2 [50%]	338,73	2,834	Barra Ocaña-69kV	124,78	1,044	Líneas Ocaña-Cañar(18) 1 y Ocaña-Cañar(18) 2 [50%]	57,63	1,44	Barra Ocaña-69kV	46,99	1.180
			Barra Cañar-69kV	214,01	1,791				Barra Cañar-69kV	66,93	1.680
Líneas Ocaña-Cañar(18) 1 y Ocaña-Cañar(18) 2 [75%]	397,21	3,324	Barra Ocaña-69kV	88,8	0,743	Líneas Ocaña-Cañar(18) 1 y Ocaña-Cañar(18) 2 [75%]	60,77	1,525	Barra Ocaña-69kV	32,73	0,832
			Barra Cañar-69kV	308,5	2,581				Barra Cañar-69kV	102,31	2.568
Barra Cañar-69kV	564,08	4,72	Lado AT T 181	0	0	Barra Cañar-69kV	68,62	1,72	Lado AT T 181	55,02	1.381
			Línea Ocaña-Cañar 1	44,85	0,375				Línea Ocaña-Cañar 1	16,09	0,404
			Línea Ocaña-Cañar 2	44,91	0,376				Línea Ocaña-Cañar 2	16,09	0,404
			Línea Cañar(18)-Sinincay	290,73	2,433				Línea Cañar(18)-Sinincay	84,26	2.115
			Línea Cañar(18)-Azogues(09)	185,05	1,548				Línea Cañar(18)-Azogues(09)	55,99	1.405
Línea Cañar(18)-Sinincay [25%]	594,6	4,975	Barra Cañar-69kV	224,46	1,878	Línea Cañar(18)-Sinincay [25%]	64,05	1,6	Barra Cañar-69kV	86,13	2.162
			Barra Sinincay-69kV	371,15	3,106				Barra Sinincay-69kV	93,37	2.344
Línea Cañar(18)-Sinincay [50%]	696,31	5,826	Barra Cañar-69kV	187,39	1,568	Línea Cañar(18)-Sinincay [50%]	64,04	1,6	Barra Cañar-69kV	61,51	1.544
			Barra Sinincay-69kV	509,9	4,267				Barra Sinincay-69kV	122,86	3.084
Línea Cañar(18)-Sinincay [75%]	962,26	8,052	Barra Cañar-69kV	155,43	1,301	Línea Cañar(18)-Sinincay [75%]	68,43	1,7	Barra Cañar-69kV	47,32	1.188
			Barra Sinincay-69kV	808,01	6,761				Barra Sinincay-69kV	209,99	5.121
Línea Cañar(18)-Azogues(09) [25%]	515,75	4,316	Barra Cañar-69kV	298,68	2,499	Línea Cañar(18)-Azogues(09) [25%]	63,31	1,58	Barra Cañar-69kV	102,66	2.577
			Barra Az-69kV	217,16	1,873				Barra Az-69kV	60,46	1.518
Línea Cañar(18)-Azogues(09) [50%]	507,01	4,242	Barra Cañar-69kV	244,82	2,048	Línea Cañar(18)-Azogues(09) [50%]	61,35	1,54	Barra Cañar-69kV	74,29	1.865
			Barra Az-69kV	262,13	2,193				Barra Az-69kV	73,34	1.841
Línea Cañar(18)-Azogues(09) [75%]	530,89	4,442	Barra Cañar-69kV	206,02	1,724	Línea Cañar(18)-Azogues(09) [75%]	62,48	1,56	Barra Cañar-69kV	59,23	1.487
			Barra Az-69kV	324,91	2,719				Barra Az-69kV	97,68	2.452

**Tabla C.12 Cortocircuito trifásico y monofásico a tierra. Corriente mínima de cortocircuito.**

Cortocircuito trifásico						Cortocircuito monofásico a tierra (Rt=20 ohm)					
Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Punto de falla	Sk'' (MVA)	Ik'' (kA)	Elementos que aportan a la falla	Sk'' (MVA)	I0x3 (kA)
Barra Ocaña 13.8kV	293,86	12,294	Ocaña-U1	73,07	3,057	Barra Ocaña 13.8kV	0,08	0,01	Ocaña-U1	4,42	0
			Ocaña-U2	74,91	3,134				Ocaña-U2	4,42	0
			Lado BT T Ocaña 1	73,3	3,067				Lado BT T Ocaña 1	4,33	0
			Lado BT T Ocaña 2	73,3	3,067				Lado BT T Ocaña 2	4,33	0
Barra Ocaña 69kV	351,28	2,939	Lado AT T Ocaña 1	52,21	0,437	Barra Ocaña 69kV	64,54	1,62	Lado AT T Ocaña 1	19,63	0,739
			Lado AT T Ocaña 2	52,21	0,437				Lado AT T Ocaña 2	19,63	0,739
			Línea Ocaña-Cañar 1	123,38	1,032				Línea Ocaña-Cañar 1	12,98	0,106
			Línea Ocaña-Cañar 2	123,5	1,033				Línea Ocaña-Cañar 2	12,38	0,045
Líneas Ocaña-Cañar(18) 1 y Ocaña-Cañar(18) 2 [25%]	318,04	2,661	Barra Ocaña-69kV	163,14	1,365	Línea Ocaña-Cañar 1 [25%]	57,96	1,45	Barra Ocaña-69kV	36,9	1,046
			Barra Cañar-69kV	154,85	1,296				Barra Cañar-69kV	21,08	0,409
Líneas Ocaña-Cañar(18) 1 y Ocaña-Cañar(18) 2 [50%]	332,66	2,784	Barra Ocaña-69kV	122,69	1,027	Línea Ocaña-Cañar 1 [50%]	56,8	1,42	Barra Ocaña-69kV	26,55	0,709
			Barra Cañar-69kV	209,97	1,757				Barra Cañar-69kV	30,31	0,717
Líneas Ocaña-Cañar(18) 1 y Ocaña-Cañar(18) 2 [75%]	388,67	3,252	Barra Ocaña-69kV	87,18	0,729	Línea Ocaña-Cañar 1 [75%]	60,1	1,5	Barra Ocaña-69kV	17,84	0,416
			Barra Cañar-69kV	301,53	2,523				Barra Cañar-69kV	42,36	1,093
Barra Cañar-69kV	545,26	4,562	Lado AT T 181	0	0	Barra Cañar-69kV	69,63	1,72	Lado AT T 181	15,14	1,267
			Línea Ocaña-Cañar 1	43,13	0,361				Línea Ocaña-Cañar 1	8,6	0,098
			Línea Ocaña-Cañar 2	43,13	0,361				Línea Ocaña-Cañar 2	8,6	0,098
			Línea Cañar(18)-Sinincay	281,86	2,358				Línea Cañar(18)-Sinincay	21,95	0,155
			Línea Cañar(18)-Azogues(09)	179,35	1,501				Línea Cañar(18)-Azogues(09)	14,94	0,145
Línea Cañar(18)-Sinincay [25%]	577,18	4,83	Barra Cañar-69kV	220,04	1,841	Línea Cañar(18)-Sinincay [25%]	63,91	1,6	Barra Cañar-69kV	34,63	1,1
			Barra Sinincay-69kV	358,98	3,004				Barra Sinincay-69kV	29,54	0,491
Línea Cañar(18)-Sinincay [50%]	673,38	5,634	Barra Cañar-69kV	184,22	1,541	Línea Cañar(18)-Sinincay [50%]	63,78	3,3	Barra Cañar-69kV	25,36	0,757
			Barra Sinincay-69kV	491,08	4,109				Barra Sinincay-69kV	38,74	0,845
Línea Cañar(18)-Sinincay [75%]	921,45	7,71	Barra Cañar-69kV	152,97	1,28	Línea Cañar(18)-Sinincay [75%]	68,11	1,2	Barra Cañar-69kV	17,18	0,427
			Barra Sinincay-69kV	770,8	6,45				Barra Sinincay-69kV	51,33	1,28
Línea Cañar(18)-Azogues(09) [25%]	501,62	4,197	Barra Cañar-69kV	290,12	2,428	Línea Cañar(18)-Azogues(09) [25%]	63,21	1,58	Barra Cañar-69kV	41,51	1,15
			Barra Az-69kV	211,79	1,772				Barra Az-69kV	21,68	0,432
Línea Cañar(18)-Azogues(09) [50%]	492,64	4,122	Barra Cañar-69kV	237,2	1,985	Línea Cañar(18)-Azogues(09) [50%]	61,26	2,89	Barra Cañar-69kV	32,49	0,832
			Barra Az-69kV	255,39	2,137				Barra Az-69kV	28,8	0,706
Línea Cañar(18)-Azogues(09) [75%]	517,58	4,331	Barra Cañar-69kV	199,06	1,666	Línea Cañar(18)-Azogues(09) [75%]	62,49	2,96	Barra Cañar-69kV	25,25	0,55
			Barra Az-69kV	318,58	321,09				Barra Az-69kV	37,35	1,01

ANEXO D

DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDICIÓN

Tabla D.1. Datos de los TC's y TP's para los generadores de las centrales.

CENTRAL	ELEMENTO	TP (en terminales)	TC (en terminales)	TP (en el neutro)	TC (en el neutro)
SAUCAY	Sau-U1; Sau-U2	4160V/110V; 200 VA	800A/1A	4160V/240V; 5000 VA	-
	Sau-U3; Sau-U4	4160V/110V; 30 VA	1500A/5A; 30 VA	$(4160V/\sqrt{3})/110V$ , 100 VA	-
SAYMIRÍN	Say-U5; Say-U6	2400V/110V; 30 VA	1500A/5A; 30 VA	$(2400V/\sqrt{3})/110V$ ; 100 VA	-
	Say-U7; Say-U8	6300V/120V; 30 VA	500A/5A; 30 VA	-	100A/5A
EL DESCANSO	Desc-U1; Desc-U2; Desc-U3; Desc-U4	6600V/110V; 100 VA	750A/5A; 40 VA	-	300A/5A; 40 VA
OCAÑA	Ocaña1; Ocaña2	13,8kV/115V; 30 VA	800A/5A; 30 VA	13,8kV/240V	-

Tabla D.2. Datos de los TC's y TP's para los transformadores de las centrales.

CENTRAL	ELEMENTO	TP (AT)	TC (AT)	TC (BT)
SAUCAY	T201	-	100A/5A; 30 VA	800A/1A; 15 VA
	T202; T203	-	100A/5A; 30 VA	1500A/5A; 30 VA
SAYMIRÍN	T111	-	150A/5A; 30 VA	1500A/5A; 30 VA
	T112	69kV/115V; 60VA	200A/5A; 30 VA	500A/5A; 30 VA
EL DESCANSO	T121	-	750A/5A; 30 VA	3000A/5A; 30 VA
OCAÑA	T-Ocaña1; T-Ocaña2	-	150A/5A; 30 VA	800A/5A; 30 VA

Tabla D.3. Datos de los TC's y TP's para las líneas que salen de las centrales.

CENTRAL	LÍNEA	TP	TC
SAUCAY	Saucay(20)- P. Industrial(04)	69kV/110V; 90 VA	300A/5A; 30 VA
	Saucay(20)- Ricaurte(07)	69kV/110V; 90 VA	300A/5A; 30 VA
SAYMIRÍN	Saymirín(11)- Ricaurte(07)	69kV/115V; 50 VA	200A/5A; 30 VA
OCAÑA	Ocaña-Cañar(18) 1; Ocaña-Cañar(18) 2	69kV/115V; 15 VA	300A/5A; 30 VA

ANEXO E

PROPUESTA DE AJUSTE PARA ACTUALIZAR LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LOS IED'S DE ELECAUSTRO

E.1 PROPUESTA DE AJUSTE PARA ACTUALIZAR LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LOS IED'S DE SAUCAY

E.1.1 IED's REG670 DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN SAU-U1 Y SAU-U2

A continuación, se realiza un análisis de todas las funciones de protección que disponen y se encuentran activas en los IED's REG670, con el objetivo de conocer que funciones necesitan actualizarse.

Las configuraciones y cálculos que se realizan son los mismos para cada uno de los IED's de las dos unidades, por ende, se efectúa un solo análisis.

*Nota: Las celdas en amarillo de todas las tablas, indican los valores propuestos para actualizar los parámetros de cada protección.*

✓ PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL GENERADOR 87G

El IED REG670 permite configurar una característica de operación diferencial restringida de tres pendientes, esto hace que el IED sea sensible y selectivo para fallas internas.

Las zonas de actuación que se observan en la figura E.1, proporcionan selectividad en la actuación de la protección, la actuación se restringe en el caso de que se produzca una falsa corriente diferencial ya sea producida por armónicos, corrientes de magnetización, saturación de los TC's, etc.

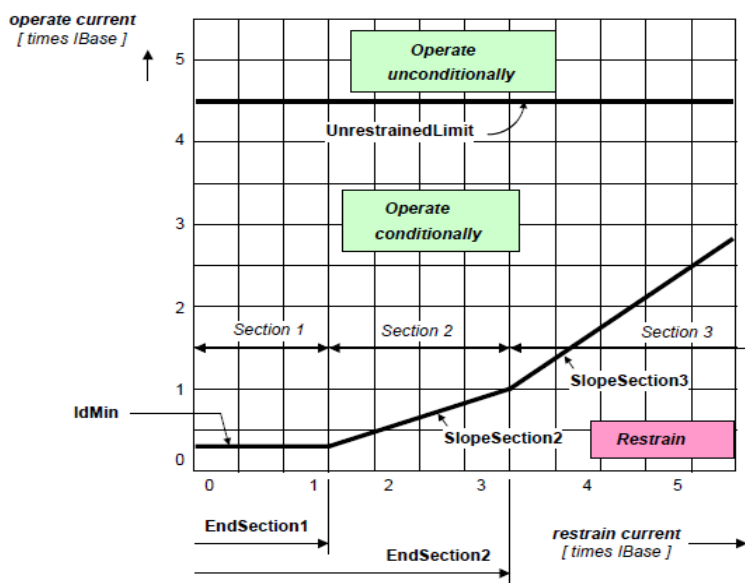


Figura E.1. Característica diferencial de tres pendientes del IED REG670.

Fuente: Generator protection REG670. Application manual.





Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

### Ajuste de parámetros

- IBase

Se define como corriente base a la corriente nominal del generador, la cual es:

$$I_{Base} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 4,16 \text{ kV}} = 694 \text{ A}$$

Todas las funciones de protección que necesiten configurar este parámetro en el IED tendrán el mismo ajuste, por lo que en dichas funciones este parámetro no se configura.

- InvertCT2Curr

Si los secundarios de los TC's cuentan con conexión de puesta a tierra, este parámetro se setea en **No**, caso contrario en **Yes**. Los secundarios de los TC's de las unidades Sau-U1 y Sau-U2 están aterrados, por lo que el parámetro se ajusta en **No**.

Todas las funciones de protección que necesiten configurar este parámetro en el IED tendrán el mismo ajuste, por lo que en dichas funciones este parámetro no se configura.

- Operation

Este parámetro activa o desactiva la función de protección, como se va hacer uso de la función diferencial se configura en **On**.

Todas las funciones de protección que necesiten configurar este parámetro en el IED tendrán el mismo ajuste, por lo que en dichas funciones este parámetro no se configura.

- Iadmin

Es una constante de sensibilidad para la sección 1 que normalmente es múltiplo de la corriente base. El valor se elige de tal forma que exista una buena combinación de seguridad y sensibilidad.

El manual del IED recomienda ajustar esta constante en **0,1**. Con este valor se evita una actuación no deseada de la protección debida a los armónicos que circulan por los devanados del generador.

- EndSection1

En la sección 1 el riesgo de una falsa corriente diferencial es baja, por lo tanto, el manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **1.25** veces la I nominal.

- EndSection2

La sección 2 presenta una pendiente para hacer frente a las falsas corrientes diferenciales cuando circulan altas corrientes por los devanados primarios de los TC's. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **3** veces la I nominal.

- SlopeSection2

Parámetro para ajustar la pendiente de la sección 2, este valor se considera como gradiente de esta sección en la característica de operación-restricción. El manual del IED recomienda ajustar la pendiente de la sección 2 en un valor del **40%**.



- SlopeSection3

Parámetro para ajustar la pendiente de la sección 3. El manual del IED recomienda ajustar en **80%**, esto con el objetivo de evitar el disparo de la unidad ante falsas corrientes diferenciales relacionadas con la saturación de los TC's.

- IdUnre

Este parámetro se usa para ajustar un nivel de funcionamiento no restringido, lo que garantiza la actuación de la protección diferencial contra fallas en el sistema. Normalmente este parámetro se ajusta con el valor de corriente de falla trifásica en la barra donde se conecta el generador. Del estudio de cortocircuitos del capítulo 5 se tiene que para una falla trifásica en la barra Sau-B1, la corriente de cortocircuito que circula por el TC es de 3656 A, con lo que el parámetro se ajusta en:

$$IdUnre = \frac{I_{CC}}{I_{nom}} = \frac{3656}{694} = 5,26$$
$$IdUnre = 5$$

- OpCrossBlock

Parámetro que activa un bloqueo cruzado de fases. Cuando una de las tres fases contiene armónicos no deseados, se bloquea el disparo de la protección diferencial de las otras dos fases, por lo que se recomienda ajustar este parámetro en **Yes**.

- OpNegSeqDiff

Este parámetro permite configurar las funciones diferenciales de secuencia negativa para la discriminación tanto de fallas internas y externas. El funcionamiento se basa en la posición relativa de los dos fasores que representan las contribuciones de corrientes de secuencia negativa de los bobinados del generador, realizando una comparación direccional entre los fasores. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **Yes**.

- IminNegSeq

Este parámetro garantiza el arranque de la corriente de secuencia negativa en caso de que *OpNegSeqDiff* este activo. El manual del IED recomienda ajustar en **4%** de la *IBase*.

- NegSeqROA

Es el ángulo de operación del IED y determina el límite entre las regiones de fallas internas y externas, el ajuste predeterminado es de **60°**.

- HarmDistLimit

Parámetro que permite configurar la distorsión armónica total (del 2º y 5º armónico) para el arranque de la restricción armónica, por defecto se ajusta en un valor del **10%**.

- TempIdMin

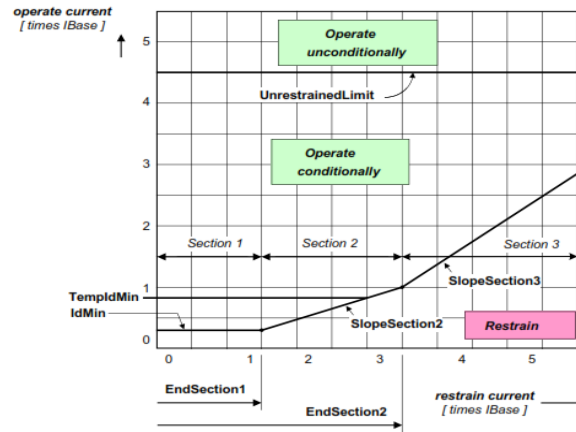
Cuando la entrada binaria *DESENSIT* está activa, el nivel de funcionamiento de *IdMin* se incrementa a *TempIdMin*, como se observa en la figura E.2. Debido a que la entrada binaria esta desactivada por defecto este parámetro se ajusta en **1**.

- AddTripDelay

Si la entrada binaria *DESENSIT* está activa, aumenta el tiempo de funcionamiento de la función de protección con el ajuste de este parámetro, por defecto se ajusta en **0 s**.

- OperDCBiasing

Este parámetro se establece por defecto en **Off** debido a que no se activa la opción donde la componente continua de la función diferencial influye en la sensibilidad de la protección diferencial restringida.



**Figura E.2. Cambio de IdMin a TempIdMin cuando DESENSIT está habilitada.**

Fuente: Generator protection REG670. Application manual.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **87G NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

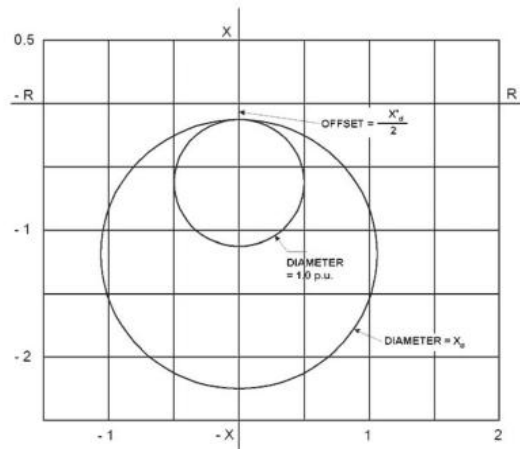
**Tabla E.1. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 87G.**

Función de protección 87G			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
IBase	694	694	A
InvertCT2Curr	No	No	-
Operation	On	On	-
Idmin	0,10	0,10	IB
EndSection1	1	1,25	IB
EndSection2	3	3	IB
SlopeSection2	10	40	%
SlopeSection3	80	80	%
IdUnre	50	5	IB
OpCrossBlock	No	Yes	-
OpNegSeqDiff	No	Yes	-
IMinNegSeq	0,04	0,04	IB
NegSeqROA	60	60	Deg
HarmDistimit	10	10	%
TempIdMin	1	1	Idmin
AddTripDelay	0	0	s
OperDCBiasing	Off	Off	-

✓ **PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE EXCITACIÓN 40**

Para brindar una protección contra pérdida de excitación, el IED utiliza un esquema de desplazamiento negativo tipo mho en el plano R/X, con dos zonas de protección, como se observa en la figura E.3. La zona 1 proporciona un disparo rápido en caso de alcanzar el límite dinámico de

estabilidad y la zona 2 proporciona un disparo con retardo, si el generador alcanza el límite de estado estable.



**Figura E.3. Zonas de actuación de pérdida de excitación.**

Fuente: IEEE Guide for AC Protection Generator.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- UBase

Se elige como base a la tensión fase-fase nominal del generador.

$$U_{Base} = 4,16$$

El IED permite configurar la tensión base en pasos de 0,05%, por consiguiente, el valor de la tensión puede configurarse entre 4,15 y 4,20 kV. Se elige un valor de **4,20 kV**.

Todas las funciones de protección que necesiten configurar este parámetro en el IED tendrán el mismo ajuste, por lo que en dichas funciones este parámetro no se configura.

- MeasureMode

La cantidad de valores medidos de tensión y corriente usados para calcular la impedancia en terminales del generador se configuran con este parámetro. En las unidades Sau-U1 y Sau-U2 existen 3 señales provenientes de los TP's y 3 de los TC's las cuales alimentan al IED, por lo tanto, según el manual del IED cuando se tienen este número de entradas el parámetro se configura en **PosSeq**.

- OperationZ1; OperationZ2

Parámetro para activar las zonas de protección de la función, debido a que se utiliza las dos zonas de protección, estas se ajustan en **On**.

- XOffsetZ1; XOffsetZ2

Parámetro que define el desplazamiento de las 2 zonas de protección. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda que el desplazamiento tenga un valor igual a la mitad de la reactancia transitoria de eje directo del generador  $x_d'$ .



$$XOffsetZ1; XOffsetZ2 = \frac{-x'_d}{2} = \frac{0,3}{2} = 0,15$$

- Z1diameter

Parámetro con el que se ingresa el diámetro de impedancia de la zona 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda que el diámetro sea de **1 pu** (100%), con esto se consigue detectar pérdida de campo desde valores a plena carga hasta un 30% de carga nominal.

- tZ1

Tiempo de retardo para actuación de la protección en la zona 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda un tiempo de retardo de **0,1 s**, con el fin de evitar disparos innecesarios de la unidad contra eventos transitorios.

- Z2diameter

Parámetro con el que se ingresa el diámetro de impedancia de la zona 2. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda que el diámetro tenga un valor igual a la reactancia síncrona de la máquina  $x_d$ .

$$Z2diameter = x_d = 1,2$$

- tZ2

Tiempo de retardo para actuación de la protección en la zona 2. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda que se utilice un tiempo de retardo entre 0,5 - 0,6 s. Se elige un tiempo máximo de **0,6 s** con el fin de que la protección actúe después de este tiempo, para evitar el daño de la máquina.

- DirSuperv

Este parámetro permite configurar la impedancia con valores positivos, con el fin de prevenir una operación no deseada de la función. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **On**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **40 NECESITA SER ACTUALIZADA** ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.2. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 40.**

Función de protección 40			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
IBase	694	694	A
UBase	4,20	4,20	kV
InvertCTcurr	No	No	-
MeasureMode	L1L2	PosSeq	-
Operation	On	On	-
Operation Z1	On	On	-
XOffsetZ1	-14	-15	%
Z1diameter	100	100	%
tZ1	0	0,1	s
Operation Z2	On	On	-
XOffsetZ2	-14	-15	%
Z2diameter	120	120	%
tZ2	0,6	0,6	s
DirSuperv	On	On	-



✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTÁNEA 50**

La protección de sobrecorriente instantánea se utiliza para proteger al devanado de armadura contra sobrecargas y también actuar como protección de respaldo para fallas en la red.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- OpMode

Este parámetro configura el número de corrientes de fase que deben ser mayores que la corriente de arranque para que opere la función. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **1 out of 3** para detectar todo tipo de fallas.

- IP>>

Parámetro que determina el nivel de corriente para el arranque de la función. Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, la unidad instantánea debe actuar cuando la corriente supere a la máxima corriente admisible que soporta el devanado de armadura del generador en condiciones de sobrecarga. De acuerdo con la norma, la unidad instantánea se ajusta a un **390%** de la corriente nominal.

- StValMult

Parámetro que permite cambiar el valor de la corriente de operación, siempre y cuando se active la entrada binaria *ENMULT*. Por defecto el valor de este parámetro se setea en **1**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **50 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.3. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 50.**

Función de protección 50			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
IBase	694	694	A
OpMode	1 out of 3	1 out of 3	-
IP>>	200	390	%IB
StValMult	1	1	-

✓ **PROTECCIÓN CONTRA FALLA DEL BREAKER 50BF**

El IED permite que la operación de la función de protección se base en: la medición de corriente, el estado de los contactos o una combinación adaptativa de estos dos principios. Se usa un verificador de corriente con un tiempo de reset extremadamente corto como un criterio de comprobación para conseguir la más alta seguridad contra las operaciones innecesarias. Esta función brinda protección para una fase o tres fases.

Además, el IED permite tener una operación de re-disparo del breaker, que puede ser usado para aumentar la probabilidad de operación del breaker o para prevenir el disparo de los breakers de respaldo durante una operación de mantenimiento.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:



## Ajuste de parámetros

- FunctionMode

De acuerdo con el manual del IED, la función de protección tiene 3 modos de funcionamiento: en el modo *Current* se utiliza la medición de la corriente para la detección de falla del breaker, en el modo *Contact* la larga duración de la señal de posición del breaker se utiliza como indicador de fallo del mismo, y el modo *Current&Contact* significa que ambos modos son utilizados para la detección de falla del breaker. Para asegurar una correcta detección de falla del breaker se utiliza el modo **Current&Contact**.

- BuTripMode

Este parámetro proporciona un criterio sobre las corrientes que circulan por el breaker para detectar una condición de falla en el mismo. Según el manual del IED para el modo *Current* en la mayoría de las aplicaciones se selecciona la operación **1 out of 3**, que significa que al menos una de las corrientes de las 3 fases debe ser alta para indicar una falla del breaker. Sin embargo, si se va a medir la corriente residual que circula por el neutro cuando se produce una falla a tierra el parámetro debe ajustarse en **1 out of 4**.

- RetripMode

Parámetro de re-disparo el cual se configura en uno de los tres modos siguientes: el modo *Retrip off* significa que la función de re-disparo no está activa, el modo *CB Pos Check and Current* significa que una corriente de fase debe ser mayor que la corriente de funcionamiento para permitir el re-disparo y el modo *CB Pos Check and Contact* significa que el re-disparo se realiza cuando el interruptor está cerrado. El modo *No CB Pos Check* significa que el re-disparo se hace sin comprobación de la posición del interruptor. Se elige el modo **CB Pos Check**.

- IP>

Parámetro de nivel de corriente que se utiliza para medir una falla del breaker. De acuerdo con el manual del IED este parámetro se configura típicamente en un **10%** de la *I<sub>Base</sub>*.

- I>BlkCont

Parámetro que bloquea el modo *Contact* para aumentar la seguridad de la función de falla del breaker. Si el parámetro *FunctionMode* está configurado en el modo *Current&Contact* se detecta de manera segura el fallo del breaker para altas corrientes de falla. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **20%**.

- IN>

El valor de la corriente residual se configura en porcentaje de la *I<sub>Base</sub>*. En los generadores que utilizan un sistema de puesta a tierra con alta impedancia (como es el caso de las unidades Sau-U1 y Sau-U2) la corriente residual de falla monofásica a tierra es mucho más pequeña que la corriente de cortocircuito. Con el fin de detectar fallas en el breaker para fallas monofásicas a tierra en estos sistemas, es necesario medir la corriente residual por separado. De acuerdo con el manual del IED el arranque de la corriente residual se ajusta a un **10%** de la *I<sub>Base</sub>*.

- t1

Es el tiempo de retardo para el re-disparo de la función. Se elige un tiempo de **30 ms** con el fin de proporcionar un retardo de tiempo suficiente para que la función de re-disparo no actué innecesariamente.



- t2

Es el tiempo de retardo del disparo de respaldo, la elección de esta configuración se hace lo más corto posible y al mismo tiempo se debe evitar el funcionamiento no deseado de la función. Típicamente la configuración de esta temporización es de **150 ms**, pero también se calcula de la siguiente manera:

$$t2 \geq t1 + t_{cbopen} + t_{BFP\_reset} + t_{margin}$$

En donde:

$t_{cbopen}$ : máximo tiempo de apertura del breaker

$t_{BFP\_reset}$ : máximo tiempo que la protección de falla de breaker para detectar una correcta función del breaker

$t_{margin}$ : tiempo de margen de seguridad.

- t2MPH

Es el tiempo de retardo del disparo de respaldo para múltiples fases. El tiempo de despeje crítico por lo general es más corto para fallas múltiples que para fallas monofásicas a tierra y típicamente se ajusta en **150 ms**.

- t3

Tiempo adicional de retardo de  $t2$  para un segundo disparo de respaldo. El manual del IED recomienda ajustar por defecto en **30 ms**.

- tCBAIarm

Tiempo de retardo para iniciar una señal de alarma en caso de indicar una falla en el breaker, de acuerdo con el manual del IED este parámetro por defecto se ajusta en **5 s**.

- tPulse

Es el tiempo de duración del pulso de disparo, el cual generalmente es de **200 ms**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **50BF NO NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que los parámetros actuales cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.4. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 50BF.**

Función de protección 50BF			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
Ibase	694	694	A
FunctionMode	Current&Contact	Current&Contact	-
BuTripMode	1 out of 3	1 out of 3	-
RetripMode	CB Pos Check	CB Pos Check	-
IP>	10	10	%IB
I>BlkCont	20	20	%IB
IN>	10	10	%IB
t1	0,030	0,030	s
t2	0,150	0,150	s
t2MPH	0,150	0,150	s
t3	0,030	0,030	s
tCBAIarm	5	5	s





tPulse	0,200	0,200	s
--------	-------	-------	---

### ✓ PROTECCIÓN CONTRA POTENCIA INVERSA 32

La función de protección de potencia inversa que incorpora el IED brinda una protección para evitar daño de la turbina y el generador.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- Mode

Este parámetro permite ajustar el modo de medición de las señales provenientes de los TP's y TC's para calcular la potencia que circula por el generador. El manual del IED permite configurar varias posibilidades de medición, pero el modo más empleado es el modo **L1, L2, L3**, el cual calcula la potencia de la siguiente manera:

$$\bar{S} = \bar{U}_{L1}\bar{I}_{L1}^* + \bar{U}_{L2}\bar{I}_{L2}^* + \bar{U}_{L3}\bar{I}_{L3}^*$$

- k

Coficiente del filtro pasa bajos que utiliza la protección para la medición de potencia activa y reactiva. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0**.

- IAmpComp5; IAmpComp30; IAmpComp100; UAmpComp5; UAmpComp30; UAmpComp100

Estos parámetros son factores de calibración para los errores en las mediciones de tensión y corriente, se configuran en % de la tensión y corriente nominal del generador, se ajustan con los valores que por defecto incorpora el IED.

- IAngComp5; IAngComp30; IAngComp100

Estos parámetros son ángulos de compensación debido a la diferencia entre los errores angulares de corriente y tensión, se ajustan con los valores que por defecto incorpora el IED.

- OpMode1; OpMode2

El IED permite configurar dos etapas para la función de potencia inversa, pero solo es necesaria activar una, por lo tanto, estos parámetros se ajustan en **OverPower** y **Off** respectivamente.

- Power 1

Parámetro que determina la potencia de arranque para activar la protección, el cual se configura en porcentaje de la potencia nominal del generador. La guía IEEE C37-10-2006 recomienda que para generadores hidráulicos el valor de potencia inversa permitido este entre un 0,2 - 2% de la potencia nominal del generador. Se elige un valor del **2%** con el fin de tener un mayor valor para el arranque de la función.

- Angle1

El ángulo proporciona máxima sensibilidad para la función de protección. El manual del IED propone ajustar en un valor de **180°** para protección contra potencia inversa en los generadores.



- TripDelay1

Retardo de tiempo en la actuación de la etapa 1 de la protección. La temporización previene la actuación durante condiciones de oscilación causados por disturbios en el sistema o cuando el generador se sincroniza con la red. La guía IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda que el retardo máximo para que actué la protección sea de 60 s, pero se elige un tiempo de **1 s** para evitar que el generador sufra daños consumiendo potencia activa de la red durante un tiempo prolongado.

- Hysteresis1

Histéresis absoluta de la etapa 1 en % de la *SBase*. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **50%**.

Para brindar protección confiable contra una condición de potencia inversa es suficiente activar una sola etapa de la función, pero en caso que se desee utilizar la etapa 2 se pueden configurar los parámetros con los mismos valores de la etapa 1 o con otros valores dependiendo de la finalidad que se necesite.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **32 NO NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que los parámetros actuales cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.5. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 32.**

Función de protección 32			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
I <sub>Base</sub>	694	694	A
U <sub>Base</sub>	4,20	4,20	kV
Mode	L1, L2, L3	L1, L2, L3	-
Operation	On	On	-
k	0	0	-
I <sub>AmpComp5</sub>	0	0	%
I <sub>AmpComp30</sub>	0	0	%
I <sub>AmpComp100</sub>	0	0	%
U <sub>AmpComp5</sub>	0	0	%
U <sub>AmpComp30</sub>	0	0	%
U <sub>AmpComp100</sub>	0	0	%
I <sub>AngComp5</sub>	0	0	Deg
I <sub>AngComp30</sub>	0	0	Deg
I <sub>AngComp100</sub>	0	0	%
Step 1			
OpMode1	OverPower	OverPower	-
Power1	2	2	%SB
Angle1	-180	-180	Deg
TripDelay1	1	1	s
DropDelay1	0,060	0,060	s
Hysteresis1	0,5	0,5	pu
Step 2			
OpMode2	Off	Off	-

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECARGA TÉRMICA 49**

La protección térmica contra sobrecargas que utiliza el IED estima continuamente el calor contenido en el generador. Para realizar esta estimación se utiliza un modelo térmico el cual se basa en la medición de la corriente que circula por los devanados.



Si la temperatura de la máquina alcanza valores altos, una señal de alarma advierte al operador para que tome acciones preventivas, pero si la temperatura sigue incrementándose hasta alcanzar el valor de disparo, la protección actúa para prevenir daños.

La fórmula del modelo que se utiliza para estimar el tiempo de actuación de la protección en base a la medición de corriente, es:

$$t = \tau \ln \left( \frac{I^2 - I_p^2}{I^2 - I_b^2} \right)$$

Donde:

$\tau$  : constante térmica de tiempo

$I$  : corriente medida

$I_p$ : corriente antes que fluya la sobrecarga

$I_b$ : corriente base

Los generadores de Saucay tienen un sistema de enfriamiento con circulación de aire forzado (OFAF) y para actualizar los parámetros de esta función se necesitan datos como las constantes térmicas de tiempo, la ubicación de los sensores y los límites de temperatura del generador.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **49 NO NECESITA SER ACTUALIZADA** debido a que, para configurar esta función se necesita información específica de los fabricantes del generador.

#### ✓ PROTECCIÓN CONTRA SOBREEXCITACIÓN 24

El IED utiliza una unidad instantánea para actuar de forma inmediata cuando se ha producido una condición de sobreexcitación demasiado elevada y una unidad de tiempo inverso para proporcionar un retardo en la actuación cuando se ha producido una condición de sobreexcitación no muy elevada.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- MeasuredU

Este parámetro selecciona el número de fases involucradas en la medición de tensión. En las unidades Sau-U1 y Sau-U2 se utilizan 3 TP's para medir la tensión en terminales del generador, por lo que este parámetro se ajusta en **PosSeq**.

- V/Hz>

Es el nivel de operación de la característica de tiempo inverso que incorpora el IED. De acuerdo con la guía IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, cuando la relación V/Hz excede el 105% (en bases del generador) se considera que ha ocurrido una condición de sobreexcitación, pero la guía recomienda que la actuación de la protección se efectúe cuando la relación V/Hz exceda el **110%**.

- V/Hz>>

Es el nivel de operación de la característica de tiempo definido que incorpora el IED para altas sobretensiones. La guía del IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda ajustar en un valor del **118%** para el arranque de la protección instantánea.



- xLeak

Es la reactancia de dispersión del transformador en la que se basa la compensación de medición de tensión con corriente de carga, se ajusta en **0** puesto que no se utiliza la compensación de corriente.

- TrPulse

Parámetro que define la longitud del pulso de disparo. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0,1 s**.

- tMin

Define el tiempo mínimo de operación cuando se producen altos valores de sobreexcitación  $V/Hz \gg$ . La guía IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda que para un valor de sobreexcitación del 118%, el tiempo de operación de la protección sea de **2 s**.

- tMax

Define el tiempo máximo de operación cuando se producen valores de sobreexcitación cercanos a los valores configurados de  $V/Hz$ . La guía IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda que para un valor de sobreexcitación del 110%, el tiempo de disparo de la protección sea de **6 s**.

- CurveType

Selecciona el tipo de curva para la característica de tiempo inverso. El IED tiene la posibilidad de seleccionar curvas fijas o construir nuevas curvas. El manual del IED recomienda utilizar curvas **IEEE** puesto que no se dispone de la curva de capacidad térmica de tiempo corto del generador.

- kForIEEE

Parámetro que define el DIAL de la característica inversa para curvas **IEEE**, el manual del IED recomienda que el valor de esta constante sea de **1**.

- t1Tailor; t2Tailor; t3Tailor; t4Tailor; t5Tailor; t6Tailor

Estos parámetros se utilizan como retardos de tiempo, cuando en el IED se construyen nuevas curvas. Debido a que la función utiliza una curva **IEEE** ya definida, estos parámetros se ajustan con los valores que por defecto incorpora el IED.

- AlarmLevel

La configuración del nivel de alarma se da en porcentaje del nivel de disparo ajustado. El manual del IED recomienda ajustar este valor a un **100%** del nivel de disparo.

- tAlarm

Parámetro que proporciona el tiempo de alarma cuando se alcanza el nivel de alarma. El ajuste típico que recomienda el IED es de **5 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **24 NECESITA SER ACTUALIZADA** ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.6. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 24.**

Función de protección 24			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
MeasuredU	L1L2	PosSeq	-



## UNIVERSIDAD DE CUENCA FACULTAD DE INGENIERÍA



Operation	On	On	-
IBase	694	694	A
UBase	4,20	4,20	kV
V/Hz>	110	110	%UB/f
V/Hz>>	118	118	%UB/f
Xleak	0	0	ohm
TrPulse	0,1	0,1	s
tMin	2	2	s
tMax	6	6	s
CurveType	IEEE	IEEE	-
kForIEEE	1	1	-
t1Tailor	7200	7200	s
t2Tailor	3600	3600	s
t3Tailor	1800	1800	s
t4Tailor	900	900	s
t5Tailor	450	450	s
t6Tailor	225	225	s
AlarmLevel	100	100	%
tAlarm	5	5	s

### ✓ POTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN 59

IED incorpora dos etapas para la actuación de la función. En la etapa 1 se activa una unidad de tiempo inverso para proporcionar un retardo en la actuación de la protección para tensiones no muy elevadas, y en la etapa 2 se activa una unidad de tiempo definido para actuar de forma inmediata cuando se ha producido una tensión demasiado elevada.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- ConnType

Este parámetro define si la medición de la tensión es fase-neutro o fase-fase. Para una mejor precisión de la medición se utiliza el valor RMS de la tensión fase-fase, por lo tanto, este parámetro se ajusta en **PhPhRMS**.

- OperationStep1

La protección utiliza una unidad de tiempo inverso y una de tiempo definido para discriminar la cantidad de sobretensión, este parámetro activa la unidad temporizada por lo tanto se ajusta en **On**.

- Characteristic1

Este parámetro configura el tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda utilizar una unidad temporizada con una **Inverse curve A**.

- OpMode1

Este parámetro describe cuantas fases medidas deben estar por encima de un valor ajustado para activar la protección. En la mayoría de las aplicaciones es suficiente que la tensión de una sola fase este por encima del valor ajustado para proporcionar el disparo, por lo tanto, este parámetro se configura en **1 out of 3**.



- U1>

Parámetro que determina la tensión de arranque para actuación de la función en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque de la unidad de tiempo inverso al **110%** de la tensión nominal del generador.

- t1

Tiempo de retardo de actuación de la unidad temporizada, la que depende altamente de la aplicación de la protección. Se elige un tiempo de **1 s** con el objetivo de darle un tiempo al regulador de tensión para que actué y evitar que la unidad salga de operación.

- tReset1

Tiempo de reposición del IED cuando se utiliza la característica de tiempo inverso. El IED recomienda ajustar este parámetro en **25 ms**.

- t1Min

Tiempo mínimo de operación para la característica de actuación en la etapa 1. El IED recomienda ajustar este parámetro en **5 s**.

- ResetTypeCrv1

Reposición del temporizador de retardo. Por defecto este parámetro se configura en **Instantaneous**, aunque puede configurarse con otras características.

- tIReset1

Tiempo de reposición del IED cuando se utiliza la característica de tiempo definido, puesto que en la etapa 1 se utiliza una característica inversa por defecto este parámetro se ajusta en un valor de **25 ms**.

- k1

Este parámetro es el multiplicador del tiempo (DIAL) de la característica de tiempo inverso, el manual del IED recomienda utilizar un valor de **0,05** para una curva *inversa A*.

- ACrv1,2; BCrv1,2; CCrv1,2; DCrv1,2; PCrv1,2

Parámetros que se ajustan para crear programas de subtensión con característica de tiempo inverso, por lo tanto, se ajustan con valores que por defecto incorpora el IED.

- CrvSat1

Parámetro que se ajusta cuando se utilizan curvas programables, por defecto se ajusta en **0%**, puesto que no se crean curvas para la actuación de la protección.

- HystAbs1

Histéresis absoluta ajustada en % de la *UBase* y se ajusta dependiendo de la aplicación. El IED recomienda ajustar este parámetro en **0,5%**.

- OperationStep2

Debido a que la protección utiliza una unidad de tiempo definido además de la unidad de tiempo inverso, con el fin de discriminar una condición de sobretensión, este parámetro se ajusta en **On**.

- Characteristic2

Este parámetro proporciona el tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 2. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda utilizar además de la unidad de tiempo inverso una unidad de tiempo definido, **Definite time**.

- U2>

Parámetro que determina la tensión de arranque para actuación de la función en la etapa 2. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque de la unidad instantánea entre un 130 - 150% de la tensión nominal. Se elige un valor del **130%** para evitar que los equipos conectados al generador (como los equipos de los servicios auxiliares) sufran daños por tensiones elevadas.

- t2

Tiempo de retardo de actuación de la unidad de tiempo definido. Se ajusta en **0 s**.

Todos los demás parámetros de la etapa 2 se ajustan con los mismos valores de la etapa 1, puesto que la mayoría de los parámetros se ajustan por defecto y no influyen en gran medida a la actuación de la función de protección.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **59 NO NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que los parámetros actuales cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.7. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 59.**

Función de protección 59			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
ConnType	PhPhRMS	PhPhRMS	-
Operation	On	On	-
UBase	4,20	4,20	kV
Step 1			
OperationStep1	On	On	-
Characterist1	Inverse curve A	Inverse curve A	-
OpMode1	1 out of 3	1 out of 3	-
U1>	110	110	%UB
t1	1	1	s
tReset1	0,025	0,025	s
t1Min	5	5	s
ResetTypeCrv1	Instantaneous	Instantaneous	-
tIReset1	0,025	0,025	s
k1	0,05	0,05	-
ACrv1	1	1	-
BCrv1	1	1	-
CCrv1	0	0	-
DCrv1	0	0	-
PCrv1	1	1	-
CrvSat1	0	0	%
HystAbs1	0,5	0,5	%UB
Step 2			
OperationStep2	On	On	-
Characterist2	Definite time	Definite time	-
OpMode2	1 out of 3	1 out of 3	-
U2>	130	130	%UB
t2	0	0	s

tReset2	0,025	0,025	s
t2Min	5	5	s
ResetTypeCrv2	Instantaneous	Instantaneous	-
tlReset2	0,025	0,025	s
k2	0,05	0,05	-
ACrv2	1	1	-
BCrv2	1	1	-
CCrv2	0	0	-
DCrv2	0	0	-
PCrv2	1	1	-
CrvSat2	0	0	%
HystAbs2	0,5	0,5	%UB

### ✓ PROTECCIÓN DE SUBTENSIÓN 27

El IED incorpora dos etapas para la actuación de la función, pero se utiliza solo una etapa. En la etapa 1 se activa una unidad de tiempo definido ya que esta condición no provoca mayores problemas en el generador como si lo hace una condición de sobretensión.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- ConnType

Este parámetro define si la medición de la tensión es fase-neutro o fase-fase. Para una mejor precisión de la medición se utiliza el valor RMS de la tensión fase-fase, por lo tanto, este parámetro se ajusta en **PhPhRMS**.

- OperationStep1

El IED permite activar dos etapas para la operación de la protección. En este caso se activa la operación de la etapa 1 debido a que solo se utiliza una unidad de tiempo definido, **On**.

- Characteristic1

Este parámetro configura el tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda utilizar una unidad temporizada o una unidad de tiempo definido, en este caso se utiliza una unidad de tiempo definido, **Definite time**.

- OpMode1

Este parámetro describe cuantas fases medidas deben estar por encima de un valor ajustado para la actuación de la protección. En la mayoría de las aplicaciones es suficiente que la tensión de una sola fase este por encima del valor ajustado para proporcionar la actuación de la función, entonces este parámetro se configura en **1 out of 3**.

- U1<

Parámetro que determina la tensión de arranque para actuación de la función en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque en un valor menor al 95% de la tensión nominal, se elige un valor del **90%**.





- t1

Tiempo de retardo para actuación de la unidad en caso que se presenten efectos transitorios en el generador o en el sistema. Este retardo de tiempo se da con el fin de evitar falsos disparos de la protección y se ajusta en **5 s** debido a que las subtensiones no afectan en gran medida al generador como las sobretensiones.

Los demás parámetros de la etapa 1 se ajustan con los mismos valores de la etapa 1 de la protección 59, puesto que la mayoría de los parámetros se ajustan por defecto y no influyen en gran medida en la actuación de la función de protección.

- OperationStep2

El IED permite activar dos etapas para la operación de la protección. En este caso solo se utiliza una unidad de tiempo definido por lo que la etapa 2 de la función se encuentra desactivada **Off**.

Si es necesario activar la etapa 2 se pueden dar valores para el ajuste de los parámetros, pero como se dijo anteriormente las subtensiones no producen mayores esfuerzos en el generador, por lo que con una sola etapa activa se garantiza la protección del generador contra esta condición.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **27 NO NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que los parámetros actuales cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.8. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 27.**

Función de protección 27			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
ConnType	PhPhRMS	PhPhRMS	-
Operation	On	On	-
UBase	4,20	4,20	kV
Step 1			
OperationStep1	On	On	-
Characterist1	Definite time	Definite time	-
OpMode1	1 out of 3	1 out of 3	-
U1<	90	90	%UB
t1	5	5	s
tReset1	0,025	0,025	s
t1Min	5	5	s
ResetTypeCrv1	Instantaneous	Instantaneous	-
tIReset1	0,025	0,025	s
k1	0,05	0,05	-
ACrv1	1	1	-
BCrv1	1	1	-
CCrv1	0	0	-
DCrv1	0	0	-
PCrv1	1	1	-
CrvSat1	0	0	%
HystAbs1	0,5	0,5	%UB
Step 2			
OperationStep2	Off	Off	-

✓ **PROTECCIÓN DEL 95% DE FALLA A TIERRA DEL ESTATOR 59N**

Esta protección generalmente se utiliza en generadores donde se tiene un alto valor de impedancia de puesta a tierra, como es el caso de los generadores Sau-U1 y Sau-U2 de Saucay.



El IED incorpora dos etapas de actuación de la función, pero se utiliza solo una etapa. En la etapa 1 se activa la unidad de tiempo definido debido a que, ante una falla a tierra en los devanados del estator la protección debe despejar lo más pronto posible la anomalía.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

### Ajuste de parámetros

- OperationStep1

El IED permite activar dos etapas para la operación de la protección. En este caso se activa la operación de la etapa 1, debido a que solo se utiliza una unidad de tiempo definido **On**.

- Characteristic1

Este parámetro configura el tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda utilizar una unidad temporizada o una unidad de tiempo definido, en este caso se utiliza una unidad de tiempo definido, **Definite time**.

- U1>

Parámetro que determina la tensión de arranque para actuación de la función en la etapa 1, el cual se da en % de la  $U_{Base}$ . La unidad definida protege al 95% del estator medido desde terminales del generador hacia el neutro, por lo que este parámetro se ajusta para que una falla más allá del 5% a partir del neutro, sea vista por esta protección. El manual del IED recomienda que la tensión de arranque sea:

$$U1 = (\%) \frac{U_{Base}(kV)}{\sqrt{3}}$$

Donde la tensión base es igual a la tensión nominal del generador, entonces para el ajuste de la tensión de arranque se elige un **5%** de la tensión nominal, por lo que:

$$U1 = (0,05) \frac{4,20}{\sqrt{3}} = 121 V$$

Por lo tanto, cuando se produzca una falla a tierra en los devanados del estator, la tensión que circula por el primario del transformador de puesta a tierra es de 121 V. Para saber que mínima tensión debe sentir el IED para que este actúe, se refiere esta tensión al secundario del transformador:

$$U1 = (121) \frac{240}{4160} = 7 V$$

Entonces, la tensión que siente el IED para que se produzca un arranque de la protección 59N es de 7 V.

- t1

Tiempo de retardo para la actuación de la unidad definida, según [15] el tiempo de retardo debe estar entre 25 ms a 4 s. Se elige un tiempo de retardo de **0,5 s** con lo que se garantiza que la protección no actúe durante eventos transitorios.

Todos los demás parámetros de la etapa 1 se ajustan con los mismos valores de la etapa 1 de la protección 59, puesto que la mayoría de los parámetros se ajustan por defecto y no influyen en gran medida en la actuación de la función de protección.



- OperationStep2

El IED permite activar dos etapas para la operación de la protección. En este caso solo se utiliza una unidad de tiempo definido por lo que la etapa 2 de la función se encuentra desactivada, **Off**.

Para brindar protección confiable contra fallas a tierra en los devanados del estator, es suficiente activar una sola etapa de la función, pero en caso que se desee utilizar la etapa 2 se pueden configurar los parámetros con los mismos valores de la etapa 1 o con otros valores dependiendo de la finalidad.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **59N NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.9. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 59N.**

Función de protección 59N			
Parámetros	Valor actual	Valor calculado	Unidad
Operation	On	On	-
UBase	4,20	4,20	kV
Step 1			
OperationStep1	On	On	-
Characterist1	Definite time	Definite time	-
U1>	23	5	%UB
t1	0,50	0,50	s
tReset1	0,025	0,025	s
t1Min	5	5	s
ResetTypeCrv1	Instantaneous	Instantaneous	-
tIReset1	0,025	0,025	s
k1	0,05	0,05	-
ACrv1	1	1	-
BCrv1	1	1	-
CCrv1	0	0	-
DCrv1	0	0	-
PCrv1	1	1	-
CrvSat1	0	0	%
HystAbs1	0,5	0,5	%UB
Step 2			
OperationStep2	Off	Off	-

✓ **PROTECCIÓN DE SECUENCIA NEGATIVA O DESBALANCE DE CARGA 46**

El IED no tiene una librería para activar directamente la protección 46, pero dispone de la función de protección multipropósito (GAPC), la cual incorpora múltiples módulos de tensión y corriente para activar funciones específicas de protección.

Cada módulo de la función multipropósito tiene cuatro elementos de protección independientes que son:

1. Dos etapas de sobrecorriente (OC\_1 y OC\_2)
2. Dos etapas de subcorriente (UC\_1 y UC\_2)
3. Dos etapas de sobretensión (OV1 y OV\_2)
4. Dos etapas de subtensión (UV\_1 y UV\_2)

La protección de secuencia negativa se encuentra activa en el módulo GF01 de GAPC y utiliza una etapa de sobrecorriente (OC\_1).



Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

### Ajuste de parámetros

- CurrentInput

Con este parámetro se seleccionan las señales de corriente provenientes de los TC's que alimentan al IED. Como se va a utilizar la protección de secuencia negativa, este parámetro se ajusta en **NegSeq**.

- VoltageInput

Para el ajuste de la protección solo se necesitan las señales provenientes de los TC's por lo que el ajuste de este parámetro no tiene ningún efecto sobre la actuación de la protección, por defecto el IED ajusta este parámetro en **-NegSeq**.

- OperHarmRestr

Parámetro que bloquea la actuación de la etapa cuando existen armónicos. La restricción de segundo armónico no se utiliza en la etapa OC1, por lo tanto, se ajusta en **Off**.

- I\_2nd/I\_fund

Este parámetro relaciona la corriente de segundo armónico con la corriente fundamental. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro por defecto en **20%**.

- EnRestrainedCurr

Parámetro que activa o desactiva la función de restricción de corriente. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro por defecto en **Off**.

- RestrCurrInput

Parámetro que selecciona la señal de corriente que se utiliza para la restricción de corriente, debido a que *EnRestrainedCurr* está deshabilitado. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro por defecto en **PosSeq**.

- RestrCurrCoeff

Coefficiente de restricción de corriente. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro por defecto en **0**.

- RCADir

Ángulo característico del IED. El manual del IED recomienda un valor de **-75°** por defecto.

- ROADir

Ángulo de operación del IED. El manual del IED recomienda un valor de **75°** por defecto.

- Operation\_OC1

Para el ajuste de la protección se utiliza solamente la etapa OC1 de sobrecorriente, por lo que este parámetro se ajusta en **On**.



- StartCurr\_OC1

Parámetro que determina la corriente de arranque para actuación de la función en la etapa OC1. La capacidad del generador para soportar corrientes de secuencia negativa está dada en términos de  $I_2^2 t = k$ , y depende del tipo de rotor del generador. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda que para el caso de rotores de polos salientes (como los rotores de los generadores de Saucay) el valor permisible para que circule corrientes de secuencia negativa es del **10%** de la corriente nominal.

- CurveType\_OC1

Este parámetro configura el tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa OC1. Para activar la protección de secuencia negativa el fabricante del IED recomienda que el tipo de curva que se elija sea una curva **Programmable**.

- tDef\_OC1

Parámetro que define el retardo de tiempo de la unidad en la etapa OC1. El manual del IED recomienda ajustar en un valor de **0,5 s**.

- k\_OC1

Este parámetro es una constante que depende del diseño y la capacidad del generador para soportar corriente de secuencia negativa. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, sugiere que para generadores de polos salientes este valor se ajuste en **40**.

- tMin\_OC1

Es el tiempo mínimo de funcionamiento para las curvas de tiempo IEC en la etapa OC1. El manual del IED recomienda ajustar en un valor de **0,05 s**.

- ResCrvType\_OC1

Parámetro que selecciona el tipo de reinicio de la curva en la etapa OC1, por defecto este parámetro se configura en **Instantaneous**, ya que, si la protección actúa esta se debe reiniciar inmediatamente.

- tResetDef\_OC1

El tiempo de retardo para el reinicio de la curva IEC de tiempo definido es de **0 s**.

- P\_OC1; A\_OC1; B\_OC1; C\_OC1; PR\_OC1; TR\_OC1; CR\_OC1

Parámetros que sirven para definir la característica de la curva programable elegida en el parámetro *CurveType\_OC1*. El manual del IED recomienda utilizar los siguientes valores:

$$P_{OC1} = 2$$

$$A_{OC1} = \frac{1}{x_2} = \frac{1}{0,2} = 5$$

$$B_{OC1} = 0$$

$$C_{OC1} = 0$$

$$PR_{OC1} = 0,5$$

$$TR_{OC1} = 13,5$$



$$CR_{OC1} = 1$$

Donde  $x_2$  es la reactancia de secuencia negativa del generador.

- VCntrlMode\_OC1

Parámetro que activa la función de protección de sobrecorriente con restricción de tensión, la cual no es necesaria para el ajuste de la función, por lo tanto, se configura en **Off**.

- VDepMode\_OC1

Este parámetro define si el modo dependiente de tensión de la etapa OC1 es por *slope* o *step*. Como no se va a usar el modo de sobrecorriente con restricción de tensión se ajusta por defecto en **Slope**.

- VDepFact\_OC1

Es un factor multiplicador para la  $I$  de arranque en el modo de sobrecorriente con restricción de tensión. El manual del IED recomienda ajustar en un valor de **1**.

- ULowLimit\_OC1

Parámetro que define el límite de tensión mínima en % de la  $U_{Base}$ . El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **50%**.

- UHighLimit\_OC1

Parámetro que define el límite de tensión máxima en % de la  $U_{Base}$ . El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **100%**.

- HarmRestr\_OC1

Parámetro de restricción de armónicos para OC1. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **Off**.

- DirMode\_OC1

Parámetro que indica el modo de dirección de actuación de la función en la etapa OC1. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro como **Non-directional**.

- DirPrinc\_OC1

Este parámetro permite realizar la medición de  $I$  y  $U$ , o de  $I_{cos\phi}$  y  $U$  para la etapa OC1. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **I&U**.

- Operation\_OC2; Operation\_UC1; Operation\_UC2; Operation\_OV1; Operation\_OV2; Operation\_UV1; Operation\_UV2

Los parámetros de todas estas etapas están desactivados (**Off**) debido a que para realizar el ajuste de la función de secuencia negativa solo se necesita la etapa de sobrecorriente OC1.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **46 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.10. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 46.**

Función de protección 46			
GF01			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad



**UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA**



Operation	On	On	-
CurrentInput	NegSeq	NegSeq	-
IBase	694	694	A
VoltageInput	-NegSeq	-NegSeq	-
UBase	4,20	4,20	kV
OperHarmRestr	Off	Off	-
I_2nd/I_fund	20	20	%
EnRestrainedCurr	Off	Off	-
RestrCurrInput	PosSeq	PosSeq	-
RestrCurrCoeff	0	0	-
RCADir	-75	-75	Deg
ROADir	75	75	Deg
<b>OC1</b>			
Operation_OC1	On	On	-
StartCurr_OC1	10	10	%IB
CurrMult_OC1	1	1	-
CurveType_OC1	Programmable	Programmable	-
tDef_OC1	0,5	0,5	s
k_OC1	30	40	-
tMin_OC1	0,05	0,05	s
ResCrvType_OC1	Instantaneous	Instantaneous	-
tResetDef_OC1	0	0	s
P_OC1	2	2	-
A_OC1	1	5	-
B_OC1	0	0	-
C_OC1	0	0	-
PR_OC1	0,5	0,5	-
TR_OC1	13,5	13,5	-
CR_OC1	1	1	-
VCntrlMode_OC1	Off	Off	-
VDepMode_OC1	Slope	Slope	-
VDepFact_OC1	1	1	-
ULowLimit_OC1	50	50	%UB
UHighLimit_OC1	100	100	%UB
HarmRestr_OC1	Off	Off	-
DirMode_OC1	Non-directional	Non-directional	-
DirPrinc_OC1	I&U	I&U	-
ActLowVolt1_VM	Non-directional	Non-directional	-
Operation_OC2	Off	Off	-
Operation_UC1	Off	Off	-
Operation_UC2	Off	Off	-
Operation_OV1	Off	Off	-
Operation_OV2	Off	Off	-
Operation_UV1	Off	Off	-
Operation_UV2	Off	Off	-

✓ **PROTECCIÓN DE SUBFRECUENCIA 81U**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**



- StartFrequency

Parámetro que define la frecuencia de arranque para actuación de la protección. Según el manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (versión 2.0) emitido por el CENACE, la banda de variación permitida de la frecuencia para operación continua del sistema en condiciones normales se encuentra entre 59 y 61 Hz es decir  $\pm 2\%$  de la frecuencia nominal. Por lo tanto, la frecuencia de arranque para la operación de la protección tomando una frecuencia fundamental de 60 Hz es de **58,9 Hz**.

- TimeDlyOperate

Es el tiempo de retardo para que la protección contra subfrecuencia actúe. El tiempo del retardo de actuación de la protección debe ser corto para evitar que el generador se dañe y lo suficientemente grande para permitir que actúe el regulador de velocidad. No existe ninguna norma o regla que indique el tiempo de retardo, pero se considera aceptable ajustar un tiempo de **10 s**.

- TimeDlyReset

El retardo del tiempo para el reinicio de la función debe ser inmediato, por lo que este parámetro se ajusta en **0 s**.

- TimeDlyRestore

El retardo del tiempo para el restablecimiento de la función debe ser inmediato, por lo que este parámetro se ajusta en **0 s**.

- RestoreFreq

Parámetro que restaura la frecuencia si la frecuencia está por encima de un valor de frecuencia seteado. El manual del IED recomienda ajustar en un valor de **59,9 Hz**.

- TimerOperation

Define el modo del temporizador de la función. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **Definite timer**.

- UNom

Tensión nominal para el temporizador basado en tensión en % de la *UBase*. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **100%**.

- UMin

Límite inferior de operación para el temporizador basado en tensión en % de la *UBase*. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **90%**.

- Exponent

Parámetro que sirve para el cálculo de la forma de la curva para el temporizador basado en tensión. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **1**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **81U NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.



**Tabla E.11. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 81U.**

Función de protección 81U			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
UBase	4,20	4,20	kV
StartFrequency	57	58,9	Hz
TimeDlyOperate	5	10	s
TimeDlyReset	0	0	s
TimeDlyRestore	0	0	s
RestoreFreq	59,9	59,9	Hz
TimerOperation	Definite timer	Definite timer	-
UNom	100	100	%UB
UMin	90	90	%UB
Exponent	1	1	-
tMax	5	5	s
tMin	5	5	s

✓ **PROTECCIÓN DE SOBREFRECUENCIA 81O**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- StartFrequency

Parámetro que define la frecuencia de arranque para actuación de la protección. Según el manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (versión 2.0) emitido por el CENACE, la banda de variación permitida de la frecuencia para operación continua del sistema en condiciones normales se encuentra entre 59 y 61 Hz es decir  $\pm 2\%$  de la frecuencia nominal. Por lo tanto, la frecuencia de arranque para la operación de la protección tomando una frecuencia fundamental de 60 Hz es de **61,1 Hz**.

- TimeDlyOperate

Es el tiempo de retardo para que actué la protección contra una condición de sobrefrecuencia. No existe ninguna norma o regla que indique el tiempo de retardo, pero se considera un tiempo de **20 s**, debido a que la condición de sobrefrecuencia no implica desconectar carga.

- TimeDlyReset

El retardo del tiempo para el reinicio de la función debe ser inmediato, por lo que este parámetro se ajusta en **0 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **81O NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.12. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 81O.**

Función de protección 81O			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
Ubase	4,20	4,20	kV
StarFrequency	63	61,1	Hz



TimeDlyOperate	5	20	s
TimeDlyReset	0	0	s

### ✓ PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEPENDIENTE DE LA TENSIÓN 51V

El IED no tiene una librería para activar directamente la protección 21 o la 51V, pero dispone de una función de protección multipropósito (GAPC), la cual incorpora múltiples módulos de tensión y corriente para activar funciones específicas de protección.

Cada módulo de la función multipropósito tiene cuatro elementos de protección independientes que son:

1. Dos etapas de sobrecorriente (OC\_1 y OC\_2)
2. Dos etapas de subcorriente (UC\_1 y UC\_2)
3. Dos etapas de sobretensión (OV1 y OV\_2)
4. Dos etapas de subtensión (UV\_1 y UV\_2)

La protección 51V se encuentra activa en el módulo GF03 y utiliza una etapa de sobrecorriente (OC\_1).

Para implementar la protección de distancia 21 Elecaustro tiene que actualizar el firmware del IED, pero este es un gasto no justificado debido a que el IED con el que cuenta actualmente la empresa, si dispone de una protección de respaldo para el generador.

La protección de sobrecorriente con restricción de tensión cambia la corriente de arranque del IED en proporción con la tensión medida en los terminales del generador, lo cual le hace ser altamente sensible ante fallas externas.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- CurrentInput

Con este parámetro se seleccionan las señales de corriente provenientes de los TC's que alimentan al IED. El manual del IED recomienda que se ajuste en **MaxPh** para la configuración de la protección.

- VoltageInput

Con este parámetro se seleccionan las señales de tensión provenientes de los TP's que alimentan al IED. El manual del IED recomienda que se ajuste en **MinPh-Ph**, debido a que se asume que la mínima tensión fase-fase se usa para la restricción de la función.

- OperHarmRestr; I\_2nd/I\_fund; EnRestrInCurr; RestrCurrInput; RestrCurrCoeff; RCADir; ROADir

Los valores de todos estos parámetros son iguales a los valores que se ajustaron en la protección 46. Esto es debido a que tanto la protección 46 como la 51V, utilizan un módulo de la protección multipropósito.

- Operation\_OC1

Para el ajuste de la protección se utiliza la etapa de sobrecorriente OC1, por lo que este parámetro se ajusta en **On**.



- StartCurr\_OC1

Parámetro que determina la corriente de arranque para actuación de la función en la etapa OC1. El ajuste típico de la corriente de arranque esta entre el 125-175% de la corriente nominal al 100% de la tensión nominal del generador [16]. Se elige un valor de corriente de arranque del **150%** de la I nominal.

- CurveType\_OC1

Este parámetro configura el tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa OC1. Para activar la protección de sobrecorriente con restricción de tensión el fabricante del IED recomienda que el tipo de curva que se elija sea **IEC Norm. Inv.**

- tDef\_OC1

Parámetro que define el retardo de tiempo de la unidad en la etapa OC1. El manual del IED recomienda ajustar en un valor de **0,5 s.**

- k\_OC1

Este parámetro es el multiplicador del tiempo (DIAL) de la característica de tiempo inverso de la unidad temporizada en la etapa OC1. Debido a que no se cuenta con la curva de daño del generador, no se establece un valor exacto del DIAL, por lo que el ajuste actual de este parámetro no se modifica.

- tMin\_OC1

Es el tiempo mínimo de funcionamiento para las curvas de tiempo IEC en la etapa OC1. El manual del IED recomienda ajustar en un valor de **0,05 s.**

- ResCrvType\_OC1

Parámetro que selecciona el tipo de reinicio de la curva en la etapa OC1, por defecto este parámetro se configura en **Instantaneous**, ya que, si la protección actúa esta se debe reiniciar inmediatamente.

- tResetDef\_OC1

El tiempo de retardo para el reinicio de la curva IEC de tiempo definido es de **0 s.**

- P\_OC1; A\_OC1; B\_OC1; C\_OC1; PR\_OC1; TR\_OC1; CR\_OC1

Parámetros que sirven para definir una curva programable. Como se eligió una curva IEC estos parámetros no afectan a la curva y por lo tanto se ajustan con los valores que por defecto incorpora el IED.

- VCntrlMode\_OC1

Parámetro que activa la función de protección de sobrecorriente con restricción de tensión, la cual es necesaria para el ajuste de la función, por lo tanto, se configura en **Voltage control.**

- VDepMode\_OC1

Este parámetro define si el modo dependiente de tensión de la etapa OC1 es por *slope* o *step*. Como se va a usar el modo de sobrecorriente con restricción de tensión se ajusta en **Slope.**



- VDepFact\_OC1

Es un factor multiplicador para la  $I$  de arranque en el modo de sobrecorriente con restricción de tensión. El manual del IED recomienda ajustar en un valor de **0,25**.

- ULowLimit\_OC1

Parámetro que define el límite de tensión mínima en % de la  $U_{Base}$ . El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **25%**.

- UHighLimit\_OC1

Parámetro que define el límite de tensión máxima en % de la  $U_{Base}$ . El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **100%**.

- HarmRestr\_OC1

El parámetro de restricción de armónicos para la etapa OC1 esta desactivado, **Off**.

- DirMode\_OC1

Parámetro que indica el modo de dirección de actuación de la función en la etapa OC1. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro como **Non-directional**.

- DirPrinc\_OC1

Este parámetro permite realizar la medición de  $I$  y  $U$ , o de  $I_{cos\phi}$  y  $U$  para la etapa OC1. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **I&U**.

- Operation\_OC2; Operation\_UC1; Operation\_UC2; Operation\_OV1; Operation\_OV2; Operation\_UV1; Operation\_UV2

Los parámetros de todas estas etapas están desactivados (**Off**) debido a que, para realizar el ajuste de la función sobrecorriente con restricción de tensión 51V solo se necesita la etapa de sobrecorriente OC1.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **51V NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.13. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 51V.**

Función de protección 51V			
GF03			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
CurrentInput	MaxPh	MaxPh	-
IBase	694	694	A
VoltageInput	MinPh-Ph	MinPh-Ph	-
UBase	4,20	4,20	kV
OperHarmRestr	Off	Off	-
I_2nd/I_fund	20	20	%
EnRestrInCurr	Off	Off	-
RestrCurrInput	PosSeq	PosSeq	-
RestrCurrCoeff	0	0	-
RCADir	-75	-75	Deg
ROADir	75	75	Deg
OC1			
Operation_OC1	On	On	-

StartCurr_OC1	115	150	%IB
CurrMult_OC1	1	1	-
CurveType_OC1	IEC Norm. Inv.	IEC Norm. Inv.	-
tDef_OC1	0,5	0,5	s
k_OC1	0,3	0,3	-
tMin_OC1	0,05	0,05	s
ResCrvType_OC1	Instantaneous	Instantaneous	-
tResetDef_OC1	0	0	s
P_OC1	0,020	0,020	-
A_OC1	0,140	0,140	-
B_OC1	0	0	-
C_OC1	1	1	-
PR_OC1	0,5	0,5	-
TR_OC1	13,5	13,5	-
CR_OC1	1	1	-
VCntrlMode_OC1	Voltage control	Voltage control	-
VDepMode_OC1	Slope	Slope	-
VDepFact_OC1	0,25	0,25	-
ULowLimit_OC1	25	25	%UB
UHighLimit_OC1	100	100	%UB
HarmRestr_OC1	Off	Off	-
DirMode_OC1	Non-directional	Non-directional	-
DirPrinc_OC1	I&U	I&U	-
ActLowVolt1_VM	Non-directional	Non-directional	-
Operation_OC2	Off	Off	-
Operation_UC1	Off	Off	-
Operation_UC2	Off	Off	-
Operation_OV1	Off	Off	-
Operation_OV2	Off	Off	-
Operation_UV1	Off	Off	-
Operation_UV2	Off	Off	-

✓ **PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE TENSIÓN 60**

El IED no tiene una librería para activar directamente la protección 60, pero dispone de una función de supervisión de falla del fusible (SDDRFUF), la cual sirve para bloquear las funciones direccionales, de tensión y frecuencia en caso de perder la señal proveniente de los TP's.

El IED utiliza un algoritmo de detección de secuencia negativa para saber si ocurre una falla en la señal proveniente de los TP's. El algoritmo consiste en que cuando se pierde la señal de un TP las tres tensiones de fase se desbalancean, debido a este desbalance se produce una alta tensión de secuencia negativa (3U2) pero como la falla no ha ocurrido en el sistema, no existe corriente de secuencia negativa (3I2), por lo tanto, el IED es capaz de distinguir esta condición. El algoritmo se recomienda usar en generadores con altos valores de impedancia de puesta a tierra, como es el caso de las Sau-U1 y Sau-U2.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**



- IBase

De acuerdo con el manual del IED, el valor de la corriente base es la misma que la corriente nominal en el primario del TC. Para los generadores Sau-U1 y Sau-U2 de Saucay están instalados 3 TC's en sus terminales, todos con una relación de 800/1 A, por lo que la *IBase* es de **800 A**.

- UBase

De acuerdo con el manual del IED, el valor de la tensión base es el mismo que la tensión fase-fase en el primario del TP. Para los generadores Sau-U1 y Sau-U2 de Saucay están instalados 3 TP's en sus terminales, todos con una relación de 4160/110 V, por lo que la *UBase* es de 4160 V. Pero el IED permite configurar la tensión base en pasos de 0,05%, por consiguiente, el valor de la tensión puede configurarse entre 4,15 y 4,20 kV. Se elige un valor de **4,20 kV**.

- OpMode

Parámetro que permite configurar el tipo de algoritmo que se utiliza para la detección de falla del fusible. Se elige el modo **UNsINs** el cual utiliza el algoritmo de secuencia negativa y es el modo que el manual del IED recomienda usar cuando se tiene un sistema de aterramiento mediante una alta impedancia.

- 3U0> y 3I0<

Estos parámetros se ajustan cuando se utiliza el modo *UZsIZs* para la detección de falla del fusible. Debido a que no se utiliza el modo *UZsIZs* estos parámetros se dejan con los mismos valores que incorpora el IED por defecto, es decir **30%** y **10%** respectivamente.

- 3U2>

Mediante este parámetro se ajusta el porcentaje de tensión mínima de secuencia negativa que siente el IED para activar la función. El manual del IED recomienda ajustar en un porcentaje mínimo del **30%** de la *UBase*.

- 3I2<

Mediante este parámetro se ajusta el porcentaje de corriente mínima de secuencia negativa, el cual debe ser más alto que la corriente que se produce en una situación de desbalance en el sistema. El manual del IED recomienda ajustar en un **10%** de la *IBase*.

- OpDUDI

Parámetro que se activa cuando la función delta esté en funcionamiento. La función delta se basa en la medición de tensión y corriente delta para supervisión de falla del fusible con el fin de detectar una falla trifásica, pero esta función está desactivada, por lo tanto, este parámetro se ajusta en **Off**.

- DU>; DI<; Uph>; Iph>

Estos parámetros se ajustan cuando el parámetro *OpDUDI* está activo, por lo que se dejan con los mismos valores que por defecto incorpora el IED, es decir **60%**, **15%**, **70%** y **10%** respectivamente.

- Sealln

La activación de este parámetro asegura la detección de falla del fusible, por lo que se ajusta en **On**.



- USealln<

Este parámetro identifica la condición de baja tensión en el sistema y se ajusta para un valor por debajo de la tensión mínima de operación durante condiciones de emergencia. El manual del IED recomienda ajustar en un **70%** de la *UBase*.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **60 NECESITA SER ACTUALIZADA** ya que algunos parámetros no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.14. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 60.**

Función de protección 60			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
Ibase	3000	800	A
UBase	400	4,20	kV
OpMode	UZsIZs	UNsINs	-
3U0>	30	30	%UB
3I0<	10	10	%IB
3U2>	30	30	%UB
3I2<	10	10	%IB
OpDUDI	Off	Off	-
DU>	60	60	%UB
DI<	15	15	%IB
Uph>	70	70	%UB
Iph>	10	10	%IB
Sealln	On	On	-
USealln<	70	70	%UB



### E.1.2 IED's REG670 DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN SAU-U3 Y SAU-U4

Los principios de operación, curvas, etapas de las funciones y criterios de ajuste para los parámetros de cada función, son los mismos que se vieron en el ajuste de las unidades Sau-U1 y Sau-U2, a excepción de las funciones que protegen a los generadores contra fallas a tierra. Esto es debido a que en las unidades Sau-U3 y Sau-U4 el sistema de puesta a tierra es a través de una resistencia, mientras que en las unidades Sau-U1 y Sau-U2 es a través de un transformador de distribución.

Para cada función de protección, se han omitido los parámetros que tienen el mismo ajuste y definición que las funciones de los IED's de las unidades Sau-U1 y Sau-U2.

*Nota: Las celdas en amarillo de todas las tablas, indican los valores propuestos para actualizar los parámetros de cada protección.*

#### ✓ PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE EXCITACIÓN 40

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

##### Ajuste de parámetros

- IBase

Se define como corriente base a la corriente nominal del generador, la cual es:

$$I_{Base} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 4,16 \text{ kV}} = \mathbf{1388 \text{ A}}$$

Todas las funciones de protección que necesiten configurar este parámetro en el IED tendrán el mismo ajuste, por lo que en dichas funciones este parámetro no se configura.

- UBase

Se elige como tensión base a la tensión fase-fase nominal del generador.

$$U_{Base} = 4,16$$

El IED permite configurar la tensión base en pasos de 0,05%, por consiguiente, el valor de la tensión puede configurarse entre 4,15 y 4,20 kV. Se elige un valor de **4,20 kV**.

Todas las funciones de protección que necesiten configurar este parámetro en el IED tendrán el mismo ajuste, por lo que en dichas funciones este parámetro no se configura.

- InvertCT2cur

Si los secundarios de los TC's cuentan con conexión de puesta a tierra, este parámetro se setea en *No*, caso contrario en *Yes*. Los secundarios de los TC's de las unidades Sau-U3 y Sau-U4 están aterrados, por lo que el parámetro se ajusta en **No**.

Todas las funciones de protección que necesiten configurar este parámetro en el IED tendrán el mismo ajuste, por lo que en dichas funciones este parámetro no se configura.

- MeasureMode

La cantidad de valores medidos de tensión y corriente usados para calcular la impedancia en terminales del generador se configuran con este parámetro. En las unidades Sau-U3 y Sau-U4



existen 3 señales provenientes de los TP's y 3 de los TC's que alimentan al IED, por lo tanto, según el manual del IED cuando se tienen este número de entradas el parámetro se configura en **PosSeq**.

- OperationZ1, OperationZ2

Parámetro para activar las zonas de protección de la función, debido a que se utiliza las dos zonas de protección, estas se ajustan en **On**.

- XOffsetZ1; XOffsetZ2

Parámetro que define el desplazamiento de las 2 zonas de protección. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda que el desplazamiento tenga un valor igual a la mitad de la reactancia transitoria de eje directo del generador  $x'_d$ .

$$XOffsetZ1; XOffsetZ2 = \frac{-x'_d}{2} = \frac{0,28}{2} = \mathbf{0,14}$$

- Z1diameter

Parámetro con el que se ingresa el diámetro de impedancia de la zona 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda que el diámetro sea de **1 pu** (100%), con esto se consigue detectar pérdida de campo desde valores a plena carga hasta un 30% de carga nominal.

- tZ1

Tiempo de retardo para actuación de la protección en la zona 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda un tiempo de retardo de **0,1 s**, con el fin de evitar disparos innecesarios de la unidad contra eventos transitorios.

- Z2diameter

Parámetro con el que se ingresa el diámetro de impedancia de la zona 2. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda que el diámetro tenga un valor igual a la reactancia síncrona de la máquina  $x_d$ .

$$Z2diameter = x_d = \mathbf{1,16}$$

- tZ2

Tiempo de retardo para actuación de la protección en la zona 2. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores sugiere que se utilice un tiempo de retardo entre 0,5 - 0,6 s. Se elige un tiempo máximo de **0,6 s** con el fin de que la protección actué después de ese tiempo para evitar el daño de la máquina.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **40 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.15. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 40.**

Función de protección 40			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
IBase	1388	1388	A
UBase	4,20	4,20	kV
InvertCTcurr	No	No	-
MeasureMode	L1L2	PosSeq	-
Operation	On	On	-
Operation Z1	On	On	-



XOffsetZ1	-14	-14	%
Z1diameter	100	100	%
tZ1	0	0,1	s
Operation Z2	On	On	-
XOffsetZ2	-14	-14	%
Z2diameter	122	116	%
tZ2	0,6	0,6	s
DirSuperv	Off	On	-

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTÁNEA 50**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- IP>>

Parámetro que determina el nivel de corriente para el arranque de la función. Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, la unidad instantánea debe actuar cuando la corriente supere a la máxima corriente admisible que soporta el devanado de armadura del generador en condiciones de sobrecarga. De acuerdo con la norma, la unidad instantánea se ajusta a un **330%** de la corriente nominal.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **50 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.16. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 50.**

Función de protección 50			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
IBase	1388	1388	A
OpMode	1 out of 3	1 out of 3	-
IP>>	426	330	%IB
StValMult	1	1	-

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE TEMPORIZADA 51**

La protección de sobrecorriente temporizada se encuentra activa en la etapa 1 de la función de sobrecorriente 51/67 de 4 etapas que incorpora el IED.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- Operation

Este parámetro activa o desactiva la función de protección, como se propone implementar esta función de protección, el parámetro se ajusta en **On**.

- IBase

Se define como corriente base a la corriente nominal del generador, la cual es:



$$I_{Base} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 4,16 \text{ kV}} = 1388 \text{ A}$$

- UBase

Se elige como base a la tensión fase-fase nominal del generador.

$$U_{Base} = 4,16 \text{ kV}$$

El IED permite configurar la tensión base en pasos de 0,05%, por consiguiente, el valor de la tensión puede configurarse entre 4,15 y 4,20 kV. Se elige un valor de **4,20 kV**.

- AngleRCA

Este parámetro define el ángulo característico del IED para la actuación de la protección. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **65°**.

- AngleROA

Este parámetro define el ángulo de operación del IED para la actuación de la protección. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **80°**.

- 2ndHarmStab

Parámetro que define el nivel de operación para restricción de corriente de 2° armónico. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en un **20%** de la corriente fundamental.

- DirMode1

Parámetro que ajusta el modo de dirección para la actuación de la función en la etapa 1. Como se va a utilizar solo la función de sobrecorriente y no la de dirección, este parámetro se ajusta en **Non-directional**.

- Characterist1

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda utilizar una curva **ANSI Ext. Inv.**

- I1>

Parámetro que determina la corriente para el arranque de la función en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque de la protección entre un valor del 75-100% de la corriente nominal a plena carga. Se elige un valor del **100%**.

- t1

Retardo de tiempo cuando se utiliza una característica de tiempo definido. Debido a que se utiliza una curva de tiempo inverso el ajuste de este parámetro no afecta a la protección, por lo tanto, se ajusta en **0 s**.

- k1

Parámetro que define el multiplicador del tiempo (DIAL) para retardo de operación de la curva en la etapa 1. Para lograr una correcta coordinación con los elementos aguas arriba del generador, este parámetro se ajusta en **1**.



- t1Min

Define el tiempo mínimo de operación para la característica de tiempo inverso en la etapa 1. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro por defecto en **0 s**.

- ResetTypeCrv1

Reposición del temporizador de retardo. Por defecto este parámetro se configura en **Instantaneous**, aunque puede configurarse con otras características.

- tReset1

Tiempo de reposición del IED para el tipo de curva que se utiliza en la etapa 1. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **20 ms**.

- tPCrv1,2; tACrv1,2; tBCrv1,2; tCCrv1; tPRCrv1; tTRCrv1; tCRCrv1

Parámetros que se ajustan para crear curvas programables, como se elige una curva de tiempo inverso, estos parámetros se ajustan con los valores que por defecto incorpora el IED.

- HarmRestraining1

Parámetro que habilita o deshabilita el bloqueo de restricción de armónico para la etapa 1. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **Off**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **51 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.17. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 51.**

Función de protección 51			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
I <sub>Base</sub>	1388	1388	A
U <sub>Base</sub>	4,20	4,20	kV
AngleRCA	65	65	Deg
AngleROA	80	80	Deg
StartPhSel	1 out of 3	1 out of 3	-
2ndHarmStab	20	20	%IB
Step 1			
DirMode1	Non-directional	Non-directional	-
Characterist1	ANSI Def. Time	ANSI Ext. Inv	-
I <sub>1&gt;</sub>	172	100	%IB
t <sub>1</sub>	2,5	0	s
k <sub>1</sub>	0,05	1	-
t1Min	0	0	s
I <sub>1Mult</sub>	2	2	-
ResetTypeCrv1	Instantaneous	Instantaneous	-
tReset1	0,02	0,02	s
tPCrv1	1	1	-
tACrv1	13,5	13,5	-
tBCrv1	0	0	-
tCCrv1	1	1	-
tPRCrv1	0,5	0,5	-
tTRCrv1	13,5	13,5	%
tCRCrv1	1	1	%UB

HarmRestrain1	Off	Off	-
---------------	-----	-----	---

✓ **PROTECCIÓN CONTRA FALLA DEL BREAKER 50BF**

La función de protección **50BF NO NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que los parámetros actuales cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.18. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 50BF.**

Función de protección 50BF			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
Ibase	1388	1388	A
FunctionMode	Current&Contact	Current&Contact	-
BuTripMode	1 out of 3	1 out of 3	-
RetripMode	CB Pos Check	CB Pos Check	-
IP>	10	10	%IB
I>BlkCont	20	20	%IB
IN>	10	10	%IB
t1	0,030	0,030	s
t2	0,150	0,150	s
t2MPh	0,150	0,150	s
t3	0,030	0,030	s
tCBAlarm	5	5	s
tPulse	0,200	0,200	s

✓ **PROTECCIÓN CONTRA POTENCIA INVERSA 32**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- Mode

Este parámetro permite ajustar el modo de medición de las señales provenientes de los TP's y TC's para calcular la potencia que circula por el generador. El manual del IED permite configurar varias posibilidades de medición, pero el modo más empleado es el modo **L1, L2, L3**, el cual calcula la potencia de la siguiente manera:

$$\bar{S} = \bar{U}_{L1}\bar{I}_{L1}^* + \bar{U}_{L2}\bar{I}_{L2}^* + \bar{U}_{L3}\bar{I}_{L3}^*$$

- OpMode1; OpMode2

El IED permite configurar dos etapas para la función de potencia inversa, pero solo es necesaria activar una, por lo tanto, estos parámetros se ajustan en **OverPower** y **Off** respectivamente.

- Power 1

Parámetro que determina la potencia de arranque para activar la protección, el cual se configura en porcentaje de la potencia nominal del generador. La guía IEEE C37-10-2006 recomienda que para generadores hidráulicos el valor de potencia inversa permitido este entre un 0,2 - 2% de la potencia nominal del generador. Se elige un valor del **2%** con el fin de tener un mayor valor para el arranque de la función.



- TripDelay1

Retardo de tiempo en la actuación de la etapa 1 de la protección. La temporización previene la actuación durante condiciones de oscilación causados por disturbios en el sistema o cuando el generador se sincroniza con la red. La guía IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda que el retardo máximo para que actué la protección sea de 60 s, pero se elige un tiempo de **1 s** para evitar que el generador sufra daños consumiendo potencia activa de la red durante un tiempo prolongado.

Para brindar protección confiable contra una condición de potencia inversa es suficiente activar una sola etapa de la función, pero en caso que se desee utilizar la etapa 2 se pueden configurar los parámetros con los mismos valores de la etapa 1 o con otros valores dependiendo de la finalidad que necesite el usuario.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **32 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.19. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 32.**

Función de protección 32			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
I <sub>Base</sub>	1388	1388	A
U <sub>base</sub>	4,20	4,20	kV
Mode	L1, L2, L3	L1, L2, L3	-
Operation	On	On	-
k	0	0	-
I <sub>AmpComp5</sub>	0	0	%
I <sub>AmpComp30</sub>	0	0	%
I <sub>AmpComp100</sub>	0	0	%
U <sub>AmpComp5</sub>	0	0	%
U <sub>AmpComp30</sub>	0	0	%
U <sub>AmpComp100</sub>	0	0	%
I <sub>AngComp5</sub>	0	0	Deg
I <sub>AngComp30</sub>	0	0	Deg
I <sub>AngComp100</sub>	0	0	%
Step 1			
OpMode1	OverPower	OverPower	-
Power1	2	2	%SB
Angle1	180	180	Deg
TripDelay1	5	1	s
DropDelay1	0,060	0,060	s
Hysteresis1	0,5	0,5	pu
Step 2			
OpMode2	OverPower	Off	-

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECARGA TÉRMICA 49**

Los generadores de Saucay tienen un sistema de enfriamiento con circulación de aire forzado (OFAF) y para actualizar los parámetros de esta función se necesitan datos como la constante térmica de tiempo, la ubicación de los sensores y los límites de temperatura del generador.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **49 NO NECESITA SER ACTUALIZADA** debido a que, para configurar esta función se necesita información específica de los fabricantes del generador.



✓ **PROTECCIÓN CONTRA SOBREEXCITACIÓN 24**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- MeasuredU

Este parámetro selecciona el número de fases involucradas en la medición de tensión. En las unidades Sau-U3 y Sau-U4 se utilizan 3 TP's para medir la tensión en terminales del generador, por lo que este parámetro se ajusta en **PosSeq**.

- V/Hz>

Es el nivel de operación de la característica de tiempo inverso que incorpora el IED. De acuerdo con la guía IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, cuando la relación V/Hz excede el 105% (en bases del generador) se considera que ha ocurrido una condición de sobreexcitación, pero la guía recomienda que la actuación de la protección se efectúe cuando la relación V/Hz exceda el **110%**.

- V/Hz>>

Es el nivel de operación de la característica de tiempo definido que incorpora el IED para altas sobretensiones. La guía del IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda ajustar en un valor del **118%** para el arranque de la protección instantánea.

- tMin

Define el tiempo mínimo de operación cuando se producen altos valores de sobreexcitación V/Hz>>. La guía IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda que para un valor de sobreexcitación del 118%, el tiempo de operación de la protección sea de **2 s**.

- tMax

Define el tiempo máximo de operación cuando se producen valores de sobreexcitación cercanos a los valores configurados de V/Hz>. La guía IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda que para un valor de sobreexcitación del 110%, el tiempo de disparo de la protección sea de **6 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **24 NO NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que los parámetros actuales cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.20. Valores actuales y propuestos actualizar la protección 24.**

Función de protección 24			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
MeasuredU	PosSeq	PosSeq	-
Operation	On	On	-
IBase	1388	1388	A
UBase	4,20	4,20	kV
V/Hz>	110	110	%UB/f
V/Hz>>	118	118	%UB/f
Xleak	0	0	ohm
TrPulse	0,1	0,1	s
tMin	2	2	s
tMax	6	6	s



CurveType	IEEE	IEEE	-
kForIEEE	1	1	-
t1Tailor	7200	7200	s
t2Tailor	3600	3600	s
t3Tailor	1800	1800	s
t4Tailor	900	900	s
t5Tailor	450	450	s
t6Tailor	225	225	s
AlarmLevel	100	100	%
tAlarm	5	5	s

### ✓ POTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN 59

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- OperationStep1

La protección utiliza una unidad de tiempo inverso y una de tiempo definido para discriminar la cantidad de sobretensión, este parámetro activa la unidad temporizada por lo que se ajusta en **On**.

- Characteristic1

Este parámetro configura el tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda utilizar una unidad temporizada con una **Inverse curve A**.

- U1>

Parámetro que determina la tensión de arranque para actuación de la función en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque de la unidad de tiempo inverso al **110%** de la tensión nominal del generador.

- t1

Tiempo de retardo de actuación de la unidad temporizada, la que depende altamente de la aplicación de la protección. Se elige un tiempo de **1 s** con el objetivo de darle un tiempo al regulador de tensión para que actúe y evitar que la unidad salga de operación.

- OperationStep2

Debido a que la protección utiliza una unidad de tiempo definido además de la unidad de tiempo inverso, con el fin de discriminar una condición de sobretensión, este parámetro se ajusta en **On**.

- Characteristic2

Este parámetro proporciona el tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 2. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda utilizar además de la unidad de tiempo inverso una unidad de tiempo definido, **Definite time**.

- U2>

Parámetro que determina la tensión de arranque para actuación de la función en la etapa 2. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque de la unidad



instantánea entre un 130 - 150% de la tensión nominal. Se elige un valor del **130%** para evitar que los equipos conectados al generador (como los equipos de los servicios auxiliares) sufran daños por tensiones elevadas.

- t2

Tiempo de retardo de actuación de la unidad de tiempo definido. Se ajusta en **0 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **59 NO NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que los parámetros actuales cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.21. Valores actuales y propuestos actualizar la protección 59.**

<b>Función de protección 59</b>			
<b>Parámetros</b>	<b>Valor actual</b>	<b>Valor propuesto</b>	<b>Unidad</b>
ConnType	PhPhRMS	PhPhRMS	-
Operation	On	On	-
UBase	4,20	4,20	kV
<b>Step 1</b>			
OperationStep1	On	On	-
Characterist1	Inverse curve A	Inverse curve A	-
OpMode1	1 out of 3	1 out of 3	-
U1>	110	110	%UB
t1	1	1	s
tReset1	0,025	0,025	s
t1Min	3	5	s
ResetTypeCrv1	Instantaneous	Instantaneous	-
tIReset1	0,025	0,025	s
k1	0,05	0,05	-
ACrv1	1	1	-
BCrv1	1	1	-
CCrv1	0	0	-
DCrv1	0	0	-
PCrv1	1	1	-
CrvSat1	0	0	%
HystAbs1	0,5	0,5	%UB
<b>Step 2</b>			
OperationStep2	On	On	-
Characterist2	Definite time	Definite time	-
OpMode2	1 out of 3	1 out of 3	-
U2>	130	130	%UB
t2	0	0	s
tReset2	0,025	0,025	s
t2Min	5	5	s
ResetTypeCrv2	Instantaneous	Instantaneous	-
tIReset2	0,025	0,025	s
k2	0,05	0,05	-
ACrv2	1	1	-
BCrv2	1	1	-
CCrv2	0	0	-
DCrv2	0	0	-
PCrv2	1	1	-
CrvSat2	0	0	%
HystAbs2	0,5	0,5	%UB



✓ **PROTECCIÓN DE SUBTENSIÓN 27**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- OperationStep1

El IED permite activar dos etapas para la operación de la protección. En este caso se activa la operación de la etapa 1 debido a que solo se utiliza una unidad de tiempo definido, **On**.

- Characteristic1

Este parámetro configura el tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda utilizar una unidad temporizada o una unidad de tiempo definido, en este caso se utiliza una unidad de tiempo definido, **Definite time**.

- U1<

Parámetro que determina la tensión de arranque para actuación de la función en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque en un valor menor al 95% de la tensión nominal, se elige un valor del **90%**.

- t1

Tiempo de retardo para actuación de la unidad en caso que se presenten efectos transitorios en el generador o en el sistema. Este retardo de tiempo se da con el fin de evitar falsos disparos de la protección y se ajusta en **5 s** debido a que las subtensiones no afectan en gran medida al generador como las sobretensiones.

- OperationStep2

El IED permite activar dos etapas para la operación de la protección. En este caso solo se utiliza una unidad de tiempo definido por lo que la etapa 2 de la función se encuentra desactivada, **Off**.

Si es necesario activar la etapa 2 se pueden dar valores para el ajuste de los parámetros, pero como se dijo anteriormente las subtensiones no producen mayores esfuerzos en el generador, por lo que con una sola etapa activa se garantiza la protección del generador contra esta condición.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **27 NO NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que los parámetros actuales cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.22. Valores actuales y propuestos actualizar la protección 27.**

Función de protección 27			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
ConnType	PhPhRMS	PhPhRMS	-
Operation	On	On	-
UBase	4,20	4,20	kV
Step 1			
OperationStep1	On	On	-
Characteristic1	Definite time	Definite time	-
OpMode1	1 out of 3	1 out of 3	-
U1<	90	90	%UB
t1	5	5	s
tReset1	0,025	0,025	s



t1Min	5	5	s
ResetTypeCrv1	Instantaneous	Instantaneous	-
tIReset1	0,025	0,025	s
k1	0,05	0,05	-
ACrv1	1	1	-
BCrv1	1	1	-
CCrv1	0	0	-
DCrv1	0	0	-
PCrv1	1	1	-
CrvSat1	0	0	%
HystAbs1	0,5	0,5	%UB
<b>Step 2</b>			
OperationStep2	Off	Off	-

✓ **PROTECCIÓN DEL 95% DE FALLA A TIERRA DEL ESTATOR 59N**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- OperationStep1

El IED permite activar dos etapas para la operación de la protección. En este caso se activa la operación de la etapa 1, debido a que solo se utiliza una unidad de tiempo definido **On**.

- Characteristic1

Este parámetro configura el tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda utilizar una unidad temporizada o una unidad de tiempo definido, en este caso se utiliza una unidad de tiempo definido, **Definite time**.

- U1>

Parámetro que determina la tensión de arranque para actuación de la función en la etapa 1, el cual se da en % de la  $U_{Base}$ . La unidad instantánea protege al 95% del estator medido desde terminales del generador hacia el neutro, por lo que este parámetro se ajusta para que una falla más allá del 5% a partir del neutro, sea vista por esta protección. El manual del IED recomienda que la tensión de arranque sea:

$$U1 = (\%) \frac{U_{Base}(kV)}{\sqrt{3}}$$

Donde la tensión base es igual a la tensión nominal del generador, entonces para el ajuste de la tensión de arranque se elige un **5%** de la tensión nominal, por lo que:

$$U1 = (0,05) \frac{4,20}{\sqrt{3}} = 121 V$$

Por lo tanto, cuando se produzca una falla a tierra en los devanados del estator, la tensión que circula por el IED es de:

$$U1 = (121) \frac{110}{4160/\sqrt{3}} = 5 V$$

Entonces, la tensión que siente el IED para que se produzca un arranque de la protección 59N es de 5 V.

- t1

Tiempo de retardo para la actuación de la unidad, según [15] el tiempo de retardo debe estar entre 25 ms a 4 s. Se elige un tiempo de retardo de **0,5 s** con lo que se garantiza que la protección no actué durante eventos transitorios.

- OperationStep2

El IED permite activar dos etapas para la operación de la protección. En este caso solo se utiliza una unidad de tiempo definido por lo que la etapa 2 de la función se encuentra desactivada **Off**.

Para brindar protección confiable contra fallas a tierra en los devanados del estator, es suficiente activar una sola etapa de la función, pero en caso que se desee utilizar la etapa 2 se pueden configurar los parámetros con los mismos valores de la etapa 1 o con otros valores dependiendo de la finalidad.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **59N NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.23. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 59N.**

Función de protección 59N			
Parámetros	Valor actual	Valor calculado	Unidad
Operation	On	On	-
UBase	4,20	4,20	kV
Step 1			
OperationStep1	On	On	-
Characterist1	Definite time	Definite time	-
U1>	5	5	%UB
t1	0,25	0,50	s
tReset1	0,025	0,025	s
t1Min	5	5	s
ResetTypeCrv1	Instantaneous	Instantaneous	-
tIReset1	0,025	0,025	s
k1	0,05	0,05	-
ACrv1	1	1	-
BCrv1	1	1	-
CCrv1	0	0	-
DCrv1	0	0	-
PCrv1	1	1	-
CrvSat1	0	0	%
HystAbs1	0,5	0,5	%UB
Step 2			
OperationStep2	Off	Off	-

✓ **PROTECCIÓN DE SECUENCIA NEGATIVA O DESBALANCE DE CARGA 46**

La protección de secuencia negativa se encuentra activa en el módulo GF01 de GAPC y utiliza una etapa de sobrecorriente (OC\_1).

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:



## Ajuste de parámetros

- CurrentInput

Con este parámetro se seleccionan las señales de corriente provenientes de los TC's que alimentan al IED. Como se va a utilizar la protección de secuencia negativa, este parámetro se ajusta en **NegSeq**.

- VoltageInput

Para el ajuste de la protección solo se necesitan las señales provenientes de los TC's por lo que el ajuste de este parámetro no tiene ningún efecto sobre la actuación de la protección, por defecto el IED ajusta este parámetro en **PosSeq**.

- Operation\_OC1

Para el ajuste de la protección se utiliza solamente la etapa OC1 de sobrecorriente, por lo que este parámetro se ajusta en **On**.

- StartCurr\_OC1

Parámetro que determina la corriente de arranque para actuación de la función en la etapa OC1. La capacidad del generador para soportar corrientes de secuencia negativa está dada en términos de  $I_2^2 t = k$ , y depende del tipo de rotor del generador. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda que para el caso de rotores de polos salientes (como los rotores de los generadores de Saucay) el valor permisible para que circule corrientes de secuencia negativa es del **10%** de la corriente nominal.

- CurveType\_OC1

Este parámetro configura el tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa OC1. Para activar la protección de secuencia negativa el fabricante del IED recomienda que el tipo de curva que se elija sea una curva **Programmable**.

- tDef\_OC1

Parámetro que define el retardo de tiempo de la unidad en la etapa OC1. El manual del IED recomienda ajustar en un valor de **0,5 s**.

- k\_OC1

Este parámetro es una constante que depende del diseño y la capacidad del generador para soportar corriente de secuencia negativa. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, sugiere que para generadores de polos salientes este valor se ajuste en **40**.

- P\_OC1; A\_OC1; B\_OC1; C\_OC1; PR\_OC1; TR\_OC1; CR\_OC1

Parámetros que sirven para definir la característica de la curva programable elegida en el parámetro *CurveType\_OC1*, el manual del IED recomienda utilizar los siguientes valores:

$$P_{OC1} = 2$$

$$A_{OC1} = \frac{1}{x_2} = \frac{1}{0,435} = 2,3$$

$$B_{OC1} = 0$$

$$C_{OC1} = 0$$

$$PR_{OC1} = 0,5$$

$$TR_{OC1} = 13,5$$

$$CR_{OC1} = 1$$

Donde  $x_2$  es la reactancia de secuencia negativa del generador.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **46 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.24. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 46.**

Función de protección 46			
GF01			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
CurrentInput	NegSeq	NegSeq	-
IBase	1388	1388	A
VoltageInput	-NegSeq	PosSeq	-
UBase	4,20	4,20	kV
OperHarmRestr	Off	Off	-
I <sub>2nd</sub> /I <sub>fund</sub>	20	20	%
EnRestrInCurr	Off	Off	-
RestrCurrInput	PosSeq	PosSeq	-
RestrCurrCoeff	0	0	-
RCADir	-75	-75	Deg
ROADir	75	75	Deg
OC1			
Operation_OC1	On	On	-
StartCurr_OC1	10	10	%IB
CurrMult_OC1	1	1	-
CurveType_OC1	Programmable	Programmable	-
tDef_OC1	0,5	0,5	s
k_OC1	30	40	-
tMin_OC1	0,05	0,05	s
ResCrvType_OC1	Instantaneous	Instantaneous	-
tResetDef_OC1	0	0	s
P_OC1	2	2	-
A_OC1	100	2,3	-
B_OC1	0	0	-
C_OC1	0	0	-
PR_OC1	0,5	0,5	-
TR_OC1	13,5	13,5	-
CR_OC1	1	1	-
VCntrlMode_OC1	Off	Off	-
VDepMode_OC1	Step	Step	-
VDepFact_OC1	1	1	-
ULowLimit_OC1	50	50	%UB
UHighLimit_OC1	100	100	%UB
HarmRestr_OC1	Off	Off	-
DirMode_OC1	Non-directional	Non-directional	-
DirPrinc_OC1	I&U	I&U	-
ActLowVolt1_VM	Non-directional	Non-directional	-



Operation_OC2	Off	Off	-
Operation_UC1	Off	Off	-
Operation_UC2	Off	Off	-
Operation_OV1	Off	Off	-
Operation_OV2	Off	Off	-
Operation_UV1	Off	Off	-
Operation_UV2	Off	Off	-

✓ **PROTECCIÓN DE SUBFRECUENCIA 81U**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- StartFrequency

Parámetro que define la frecuencia de arranque para actuación de la protección. Según el manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (versión 2.0) emitido por el CENACE, la banda de variación permitida de la frecuencia para operación continua del sistema en condiciones normales se encuentra entre 59 y 61 Hz es decir  $\pm 2\%$  de la frecuencia nominal. Por lo tanto, la frecuencia de arranque para la operación de la protección tomando una frecuencia fundamental de 60 Hz es de **58,9 Hz**.

- TimeDlyOperate

Es el tiempo de retardo para que la protección contra subfrecuencia actué. El tiempo del retardo de actuación de la protección debe ser corto para evitar que el generador se dañe y lo suficientemente grande para permitir que actué el regulador de velocidad. No existe ninguna norma o regla que indique el tiempo de retardo, pero se considera aceptable ajustar un tiempo de **10 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **81U NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.25. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 81U.**

Función de protección 81U			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
UBase	4,20	4,20	kV
StartFrequency	57	58,9	Hz
TimeDlyOperate	5	10	s
TimeDlyReset	0	0	s
TimeDlyRestore	0	0	s
RestoreFreq	59,9	59,9	Hz
TimerOperation	Definite time	Definite time	-
UNom	100	100	%UB
UMin	90	90	%UB
Exponent	1	1	-
tMax	5	5	s
tMin	5	5	s



✓ **PROTECCIÓN DE SOBREFRECUENCIA 810**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- StartFrequency

Parámetro que define la frecuencia de arranque para actuación de la protección. Según el manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (versión 2.0) emitido por el CENACE, la banda de variación permitida de la frecuencia para operación continua del sistema en condiciones normales se encuentra entre 59 y 61 Hz es decir  $\pm 2\%$  de la frecuencia nominal. Por lo tanto, la frecuencia de arranque para la operación de la protección tomando una frecuencia fundamental de 60 Hz es de **61,1 Hz**.

- TimeDlyOperate

Es el tiempo de retardo para que actué la protección contra una condición de sobrefrecuencia. No existe ninguna norma o regla que indique el tiempo de retardo, pero se considera un tiempo de **20 s**, debido a que la condición de sobrefrecuencia no implica desconectar carga.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **810 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.26. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 810.**

Función de protección 810			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
Ubase	4,20	4,20	kV
StarFrequency	63	61,1	Hz
TimeDlyOperate	5	20	s
TimeDlyReset	0	0	s

✓ **PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE TENSIÓN 60**

La protección de pérdida de tensión no está disponible en el IED, pero dispone de una función de supervisión de falla del fusible (SDDRFUF) que cumple con los mismos principios de protección que la función 60.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- IBase

De acuerdo con el manual del IED, el valor de la corriente base debe ser la misma que la corriente nominal en el primario del TC. Para los generadores Sau-U3 y Sau-U4 de Saucay están instalados 3 TC's en sus terminales, todos con una relación de 1500/5 A, por lo que la *IBase* es de **1500 A**.

- UBase

De acuerdo con el manual del IED, el valor de la tensión base debe ser el mismo que la tensión fase-fase en el primario del TP. Para los generadores Sau-U3 y Sau-U4 de Saucay están instalados 3 TP's en sus terminales, todos con una relación de 4160/110 V, por lo que la *UBase* es de 4160 V,



pero el IED permite configurar la tensión base en pasos de 0,05%, por consiguiente, el valor de la tensión puede configurarse entre 4,15 y 4,20 kV. Se elige un valor de **4,20 kV**.

- OpMode

Parámetro que permite configurar el tipo de algoritmo que se utiliza para la detección de falla del fusible. Se elige el modo **UNsINs** el cual utiliza el algoritmo de secuencia negativa y es el modo que el manual del IED recomienda usar cuando se tiene un sistema de aterramiento mediante una alta impedancia.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **60 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.27. Valores actuales y propuestos la actualizar la protección 60.**

Función de protección 60			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
Ibase	1388	1500	A
UBase	4,20	4,20	kV
OpMode	UZsIZs	UNsINs	-
3U0>	30	30	%UB
3I0<	10	10	%IB
3U2>	30	30	%UB
3I2<	10	10	%IB
OpDUDI	Off	Off	-
DU>	60	60	%UB
DI<	15	15	%IB
Uph>	70	70	%UB
Iph>	10	10	%IB
SealIn	On	On	-
USealIn<	70	70	%UB

*E.1.3 IED RET670 DEL TRANSFORMADOR T201*

A continuación, se realiza un análisis de todas las funciones de protección que dispone y se encuentran activas en el IED, con el objetivo de conocer que funciones necesitan actualizarse.

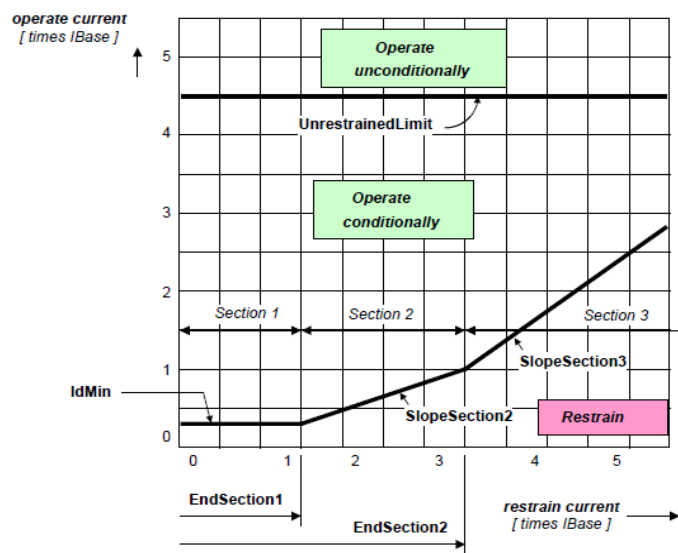
Del estudio de cortocircuitos del capítulo 5, se obtuvo valores de corrientes de cortocircuito necesarios para el ajuste de funciones de protección de sobrecorriente.

*Nota: Las celdas en amarillo de todas las tablas, indican los valores propuestos para actualizar los parámetros de cada protección.*

✓ **PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR 87T**

El IED RET670 permite configurar una característica de operación diferencial de tres pendientes, esto hace que el IED sea muy sensible para fallas internas e insensible para errores en los TC's durante fallas externas, evitando disparos innecesarios.

Las zonas de actuación que se observan en la figura E.4, proporcionan selectividad en la actuación de la protección, la actuación se restringe en el caso de que se produzca una falsa corriente diferencial ya sea producida por armónicos, corrientes de magnetización, saturación de los TC's, etc.



**Figura E.4. Característica diferencial de tres pendientes del IED RET670.**

Fuente: Transformer protection RET670. Application manual.

Para la protección diferencial del transformador T201 de Saucay se realiza la medición mediante tres TC's, dos ubicados en el lado de baja tensión y uno en el lado de alta tensión.

Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- Valores nominales y conexión del transformador de potencia

El transformador T201 consta de dos bobinados donde los valores nominales de corriente y tensión, se ajustan con los siguientes parámetros:

$RatedVoltageW1 = \text{Tensión nominal línea - línea en la bobina 1} = 69 \text{ kV} = U_{Base}$

$RatedCurrentW1 = \text{Corriente nominal en la bobina 1} = I_{Base}$

$$I_{Base} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} = 84 \text{ A}$$

$RatedVoltageW2 = \text{Tensión nominal línea-línea en la bobina 2} = 4,2 \text{ kV}$

$RatedCurrentW2 = \text{Corriente nominal en la bobina 2} = I$

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 4,2 \text{ kV}} = 1338 \text{ A}$$

Es necesario ingresar información sobre la conexión de las bobinas, esto se hace con los siguientes parámetros:

$ConnectTypeW1 = \text{Tipo de conexión de la bobina 1} = \text{WYE(Y)}$

$ConnectTypeW2 = \text{Tipo de conexión de la bobina 2} = \text{Delta(D)}$

- ClockNumberW2

Este parámetro configura el sentido de rotación de los fasores entre el primario y el secundario del transformador. El transformador T201 tiene un grupo de conexión YNd11 por lo tanto este parámetro se ajusta en **11**.

- Operation

Este parámetro activa o desactiva la función de protección, se ajusta en **On**.

Todas las funciones de protección que necesiten configurar este parámetro en el IED tendrán el mismo ajuste, por lo que en dichas funciones este parámetro no se configura.

- SOTFMode

La función diferencial del IED incorpora este parámetro con una característica avanzada de cierre sobre falla, el ajuste en **On** asegura el disparo rápido de la protección diferencial cuando el transformador se energiza con una falla interna.

- IDiffAlarm

Este parámetro activa una señal de alarma cuando el valor de las corrientes diferenciales de las tres fases excede un valor predeterminado al mismo tiempo. El manual del IED sugiere que el umbral del nivel de activación se ajuste en **0,2%** de la  $I_{Base}$ .

- tAlarmDelay

El retardo de tiempo de alarma de corriente diferencial se ajusta con este parámetro. El manual del IED sugiere ajustar en **10 s**.

- IdMin

Esta es una constante de sensibilidad para la sección 1, normalmente es múltiplo de la corriente base. El valor se elige de tal forma de que exista una buena combinación de seguridad y sensibilidad.

El manual del IED recomienda ajustar en **0,30**. Con este valor se evita una actuación no deseada cuando existan corrientes de magnetización o armónicos al momento de energizar el transformador.



- EndSection1

En la sección 1 se asume que existe una falsa corriente diferencial con valores de un rango no muy alto. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **1,25** veces la corriente nominal.

- EndSection2

La sección 2 presenta una pendiente para hacer frente a las falsas corrientes diferenciales. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **3** veces la corriente nominal.

- SlopeSection2

Parámetro para ajustar la pendiente de la sección 2, este valor se considera como gradiente de esta sección en la característica de operación-restricción. El manual del IED recomienda ajustar en **40%**.

- SlopeSection3

Parámetro para ajustar la pendiente de la sección 3, este valor se considera como gradiente de esta sección en la característica de operación-restricción. El manual del IED recomienda ajustar en **80%** con el objetivo de evitar el disparo de la unidad ante falsas corrientes diferenciales relacionadas con la saturación de los TC's.

- IdUnre

Este parámetro se usa para ajustar un nivel de funcionamiento no restringido y garantizar la actuación de la protección cuando una falla ponga en riesgo al equipo. El transformador T201 tiene una conexión radial estándar, por lo que resulta aceptable ajustar este parámetro en **10** veces la corriente nominal.

- I2/I1Ratio

Las corrientes de magnetización (inrush) que se dan en un transformador contienen muchos armónicos de segundo orden que percibe la protección diferencial como una corriente diferencial, en esta situación el parámetro *I2/I1Ratio* se ajusta para bloquear momentáneamente la protección diferencial y evitar una actuación innecesaria. El manual del IED recomienda ajustar en **15%**.

Cuando la relación del segundo armónico (I2) con el armónico fundamental (I1) de la corriente diferencial supera el límite ajustable el funcionamiento del IED se restringe.

- I5/I1Ratio

La corriente de sobreexcitación contiene armónicos impares que elevan el flujo de corriente de magnetización la cual es percibida como una corriente diferencial por el IED.

Las corrientes de tercer armónico no entran en un devanado conectado en triángulo, mientras que las corrientes de quinto armónico causan una operación innecesaria de la función, por lo que el propósito de este parámetro es bloquear la operación del IED cuando se presenten estos armónicos. El manual del IED recomienda ajustar en **25%**.

Cuando la relación del quinto armónico (I5) con el armónico fundamental (I1) de la corriente diferencial supera el límite ajustable el funcionamiento del IED se restringe.

A pesar de que se bloquee la actuación de la protección diferencial, en estos casos los transformadores elevadores en centrales eléctricas están expuestos a condiciones de sobretensión y subfrecuencia, por lo que el ajuste de la protección de sobreexcitación basada en V/Hz debe disparar antes de alcanzar el límite térmico en el núcleo del transformador.



- CrossBlockEn

Parámetro que activa un bloqueo cruzado de fases. Cuando una de las tres fases contiene armónicos no deseados, se bloquea el disparo de la protección diferencial de las otras dos fases, por lo que se recomienda activar este parámetro, **On**.

- NegSeqDiffEn

Parámetro para activar el discriminador de falla externa/interna. El funcionamiento se basa en la posición relativa de los dos fasores que representan las contribuciones de corrientes de secuencia negativa de los bobinados del transformador, realizando una comparación direccional entre los fasores. El manual del IED recomienda ajustar en **On**.

- IMinNegSeq

Parámetro para garantizar una buena sensibilidad del discriminador de falla externa/interna, el límite de este valor que el manual del IED recomienda ajustar es del **4%** de la *I<sub>Base</sub>*.

- NegSeqROA

Es el ángulo de operación del IED y determina el límite entre las regiones de fallas internas y externas. El manual del IED recomienda ajustar en **60°**.

- OpenCTEnable

Esta característica bloquea el funcionamiento innecesario de la protección diferencial en el caso de que el devanado secundario del TC este abierto en condiciones normales de operación, se emite una señal de alarma en caso de detectar esta situación ajustando el parámetro en **On**, así se toma las medidas correctivas una vez detectada la condición de TC abierto.

- tOCTAlarmDelay, tOCTResetDelay, tOCTUnrstDelay

Parámetros para ajustar los tiempos de retardo de alarma, reset y no operación para una condición de TC abierto, los ajustes por defecto del IED resultan aceptables para la mayoría de aplicaciones.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **87T NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.28. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 87T.**

Función de protección 87T			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
RatedVoltageW1	69	69	kV
RatedVoltageW2	4,2	4,2	kV
RatedCurrentW1	84	84	A
RatedCurrentW2	1338	1338	A
ConnectTypeW1	WYE(Y)	WYE(Y)	-
ConnectTypeW2	Delta(D)	Delta(D)	-
ClockNumberW2	1	11	-
Operation	On	On	-
SOTFMode	On	On	-
IDiffAlarm	0,2	0,2	%IB
tAlarmDelay	10	10	S
IdMin	0,2	0,3	IB
EndSection1	1,25	1,25	IB
EndSection2	3	3	IB
SlopeSection2	40	40	%

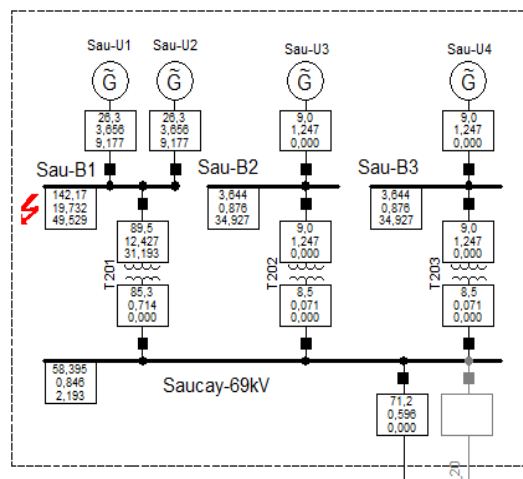
SlopeSection3	80	80	%
IdUnre	10	10	IB
I2/I1Ratio	25	15	%
I5/I1Ratio	35	25	%
CrossBlockEn	Off	On	-
NegSeqDiffEn	Off	On	-
IMinNegSeq	0,04	0,04	IB
NegSeqROA	60	60	Deg
OpenCTEnable	On	On	-
tOCTAlarmDelay	3	3	s
tOCTResetDelay	0,25	0,25	s
tOCTUnrstDelay	10	10	s

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTÁNEA 50**

La protección de sobrecorriente instantánea se encuentra activa en la etapa 2 (Step 2) de la función de protección de sobrecorriente de fase de cuatro etapas 51/67 que dispone el IED.

**Análisis de corrientes de cortocircuito**

Para ajustar esta función es necesario realizar una falla trifásica en la barra del lado de baja tensión del transformador T201, con el fin de obtener la corriente que circula por el devanado de alta tensión. Con la ayuda del software DIgSILENT PowerFactory se obtuvo que para una falla en la barra Sau-B1, la corriente que circula por el devanado de alta del transformador es de 714 A, como se observa en la figura E.5.



**Figura E.5. Simulación para una falla en la barra Sau-B1.**

Fuente: Modelo eléctrico de Elecaustro S.A. DIgSILENT PowerFactory 15.1.

Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- DirMode2

Los ajustes posibles para el modo direccional de la etapa 2 son: Off/Non-directional/Forward/Reverse, puesto que esta etapa se ajusta para realizar el funcionamiento de



protección de sobrecorriente instantánea, es correcto ajustar el parámetro en el modo **Non-directional**.

- Characterist2

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 2, para la protección de sobrecorriente instantánea se elige una característica de tiempo definido, **ANSI Def. Time**.

- I2>

Parámetro que determina la corriente de arranque para la etapa 2. La corriente de arranque de la protección de sobrecorriente instantánea se ajusta entre 125-200% de la máxima corriente de falla realizada en la barra del lado de baja tensión del transformador para permitir sobrecargas en el transformador y no tener disparos innecesarios de la protección, según el estándar IEEE Std.C37.91-2008. Se recomienda ajustar la protección al 125% de la máxima corriente de falla, como medida conservadora para la protección de respaldo del transformador.

$$I_{arranque} = 1,25 * 714 A = 892,5 A$$

Por lo tanto, el ajuste de este parámetro se expresa en % de la *I*Base y siguiendo la recomendación del manual, es:

$$84 = 100\%$$

$$892,5 = I2 >$$

$$I2 > = \frac{892,5 * 100}{84}$$

$$I2 > = 1062,5$$

- t2

Retardo de tiempo definido para actuación de la etapa 2. El tiempo se ajusta en **0 s**, esto basado en la coordinación de curvas realizado en DIGSILENT PowerFactory para protección del transformador T201 de Saucay.

- k2

Ajuste de multiplicador de tiempo (DIAL) para retardo de operación de la curva en la etapa 2. Al ajustar una sobrecorriente instantánea con una curva de tiempo definido el parámetro se ajusta en **0,05**.

- I2Mult

Multiplicador para ajuste de corriente, en el caso de que se active la señal de entrada binaria el nivel de funcionamiento de la corriente aumenta mediante esta constante, El manual del IED recomienda ajustar en **2**.

- t2Min

Tiempo mínimo de operación para la curva en la etapa, este tiempo puede ser muy corto cuando las corrientes son altas, con el objetivo de que la protección opere de forma inmediata, por lo que se recomienda ajustar en **0 s**.



- ResetTypeCrv2

Reposición del temporizador de retardo, existen diferentes maneras de realizar este ajuste, para una reposición instantánea el parámetro se ajusta en **Instantaneous**.

- tPCrv2, tACrv2, tBCrv2, tCCrv2

Parámetros de curva de tiempo inverso, los ajustes están dados por defecto.

- tPRCrv2, tTRCrv2, tCRCrv2

Parámetros para la curva característica de tiempo de reposición inversa, los ajustes están dados por defecto.

- HarmRestrained

Parámetro que bloquea la actuación de la etapa cuando existen armónicos. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **Off**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **50 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.29. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 50.**

Función de protección 50			
Step 2			
Parámetros	Valor actual	Valor calculado	Unidad
Operation	On	On	-
IBase	84	84	A
UBase	69	69	kV
DirMode2	Non-directional	Non-directional	-
Characterist2	ANSI Def. Time	ANSI Def. Time	-
I2>	297	1062,5	%IB
t2	0,1	0	s
k2	0,05	0,05	-
I2Mult	2	2	-
t2Min	0	0	s
ResetTypeCrv2	Instantaneous	Instantaneous	-
tReset2	0,02	0,02	s
tPCrv2	1000	1000	-
tACrv2	13500	13500	-
tBCrv2	0	0	-
tCCrv2	1	1	-
tPRCrv2	0,5	0,5	-
tTRCrv2	13,5	13,5	-
tCRCrv2	1	1	-
HarmRestrained	Off	Off	-

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE TEMPORIZADA 51**

La protección de sobrecorriente temporizada se encuentra activa en la etapa 1 (Step 1) de la función de protección de sobrecorriente de fase de cuatro etapas 51/67 disponible en el IED.

La protección de sobrecorriente de fase del transformador T201 se coordina con las protecciones de sobrecorriente de fase de las líneas Saucay(20)-P.Industrial(04) y Saucay(20)-Ricaurte(07).





Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

### Ajuste de parámetros

- DirMode1

Los ajustes posibles para el modo direccional de la etapa 1 son: *Off/Non-directional/Forward/Reverse*, puesto que esta etapa se ajusta para realizar el funcionamiento de protección de sobrecorriente temporizada, es correcto ajustar el parámetro en modo **Non-directional**.

- Characterist1

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1, para la protección de sobrecorriente temporizada se elige una característica de tiempo inverso, **IEC Very. Inv.**

- I1>

Parámetro que determina la corriente de arranque para la etapa 1. La corriente de arranque de la protección temporizada se calibra para permitir que el transformador trabaje no solo en condiciones a plena carga, sino también sobrecargado, pero sin sobrepasar los límites de capacidad de daño del transformador. Según [15] recomienda que el ajuste se realice al 125% de la corriente nominal.

$$I_{\text{arranque}} = 1,25 * 84 = 105 A$$

Por lo tanto, el ajuste de este parámetro se expresa en % de la *I*Base y siguiendo la recomendación del manual, es:

$$I1> = 125$$

- t1

Retardo de tiempo definido para actuación de la etapa 1. Para una curva de tiempo inverso se ajusta en **0 s**.

- k1

Ajuste de multiplicador de tiempo (DIAL) para retardo de operación de la curva en la etapa 1. Este multiplicador de retardo de tiempo inverso se elige para impedir que el transformador trabaje por encima de su curva de capacidad de daño y se coordina con las protecciones de sobrecorriente de fase de las líneas.

Este parámetro se ajusta en **0,06** de acuerdo con el estudio de coordinación de curvas realizado en DlgSILENT PowerFactory, para protección del transformador T201 de Saucay.

- I1Mult; t1Min; ResetTypeCrv1; tReset1; tPCrv1; tACrv1; tBCrv1; tCCrv1; tPRCrv1; tCRCrv1; HarmRestrained

Todos estos parámetros tienen ajuste por defecto, y tienen los mismos valores que los ajustados en la función de sobrecorriente instantánea realizada en la etapa 2 (Step 2).

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **51 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.



Tabla E.30. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 51.

Función de protección 51			
Step 1			
Parámetros	Valor actual	Valor calculado	Unidad
Operation	On	On	-
I <sub>Base</sub>	84	84	A
U <sub>Base</sub>	69	69	kV
DirMode1	Non-directional	Non-directional	-
Characterist1	ANSI Def. Time	IEC Very. Inv	-
I <sub>1&gt;</sub>	125	125	%I <sub>B</sub>
t <sub>1</sub>	0	0	-
k <sub>1</sub>	0,4	0,06	-
I <sub>1Mult</sub>	1	1	-
t <sub>1Min</sub>	0	0	s
ResetTypeCrv1	Instantaneous	Instantaneous	-
tReset1	0,02	0,02	s
tPCrv1	1000	1000	-
tACrv1	13500	13500	-
tBCrv1	0	0	-
tCCrv1	1	1	-
tPRCrv1	0,5	0,5	-
tTRCrv1	13500	13500	-
tCRCrv1	1	1	-
HarmRestrain	Off	Off	-



E.1.4 IED's RET670 DE LOS TRANSFORMADORES T202 Y T203

Los principios de operación, curvas, etapas de las funciones y criterios de ajuste para los parámetros de cada función, son los mismos que se vieron en el ajuste de la unidad T201.

Del estudio de cortocircuitos del capítulo 5, se obtuvo valores de corrientes de cortocircuito necesarios para el ajuste de funciones de protección de sobrecorriente.

Para cada función de protección, se han omitido los parámetros que tienen el mismo ajuste y definición que las funciones del IED del transformador T201.

*Nota: Las celdas en amarillo de todas las tablas, indican los valores propuestos para actualizar los parámetros de cada protección.*

✓ **PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE GRUPO 87GT**

A diferencia del transformador T201 la cual tiene una protección diferencial específica para el transformador, en la unidad T202 se realiza una protección diferencial total del grupo entre el generador Sau-U3 y este transformador, lo mismo sucede para el transformador T203 con el generador Sau-U4.

Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- Valores nominales y conexión del transformador de potencia

Los transformadores T202 y T203 disponen de las mismas características, cada uno de los bobinados se ajustan con los siguientes parámetros en su IED correspondiente:

$$RatedVoltageW1 = \text{Tensión nominal línea - línea en la bobina 1} = \mathbf{69 \text{ kV}} = U_{Base}$$

$$RatedCurrentW1 = \text{Corriente nominal en la bobina 1} = I_{Base}$$

$$I_{Base} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} = \mathbf{84 \text{ A}}$$

$$RatedVoltageW2 = \text{Tensión nominal línea-línea en la bobina 2} = \mathbf{4,2 \text{ kV}}$$

$$RatedCurrentW2 = \text{Corriente nominal en la bobina 2} = I$$

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 4,2 \text{ kV}} = \mathbf{1338 \text{ A}}$$

Es necesario ingresar información sobre la conexión de las bobinas, esto se hace con los siguientes parámetros:

$$ConnectTypeW1 = \text{Tipo de conexión de la bobina 1} = \mathbf{WYE(Y)}$$

$$ConnectTypeW2 = \text{Tipo de conexión de la bobina 2} = \mathbf{Delta(D)}$$



- ClockNumberW2

Este parámetro configura el sentido de rotación de los fasores entre el devanado primario y secundario del transformador. Los transformadores T202 y T203 de Saucay tienen un grupo de conexión YNd11, por lo que el parámetro se ajusta en **11**.

- IdMin

Esta es una constante de sensibilidad para la sección 1, normalmente es múltiplo de la corriente base. El valor se elige de tal forma de que exista una buena combinación de seguridad y sensibilidad.

El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0,30**. Con este valor se evita una actuación no deseada de la protección, cuando existan corrientes de magnetización o armónicos al momento de energizar el transformador.

- EndSection1

En la sección 1 se asume que existe una falsa corriente diferencial con valores de un rango no muy alto. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **1,25** veces la corriente nominal.

- EndSection2

La sección 2 presenta una pendiente para hacer frente a las falsas corrientes diferenciales. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **3** veces la corriente nominal.

- SlopeSection2

Parámetro para ajustar la pendiente de la sección 2, este valor se considera como gradiente de esta sección en la característica de operación-restricción. El manual del IED recomienda ajustar en **40%**.

- SlopeSection3

Parámetro para ajustar la pendiente de la sección 3, este valor se considera como gradiente de esta sección en la característica de operación-restricción. El manual del IED recomienda ajustar en **80%**, con el objetivo de evitar el disparo de la unidad ante falsas corrientes diferenciales relacionadas con la saturación de los TC's.

- IdUnre

Este parámetro se usa para ajustar un nivel de funcionamiento no restringido y garantizar la actuación de la protección cuando una falla ponga en riesgo al equipo. Los transformadores T202 y T203 tienen una conexión radial estándar, por lo que resulta aceptable ajustar este parámetro en **10** veces la corriente nominal.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **87T NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.31. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 87GT.**

Función de protección 87GT			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
RatedVoltageW1	69	69	kV
RatedVoltageW2	4,2	4,2	kV
RatedCurrentW1	84	84	Amperios
RatedCurrentW2	1338	1338	Amperios
ConnectTypeW1	WYE(Y)	WYE(Y)	-
ConnectTypeW2	Delta(D)	Delta(D)	-

ClockNumberW2	11	11	-
SOTFMode	On	On	-
IDiffAlarm	0,2	0,2	%IB
tAlarmDelay	10	10	S
IdMin	0,1	0,3	IB
EndSection1	1	1,25	IB
EndSection2	3	3	IB
SlopeSection2	20	40	%
SlopeSection3	80	80	%
IdUnre	50	10	IB
I2/I1Ratio	15	15	%
I5/I1Ratio	35	25	%
CrossBlockEn	Off	On	-
NegSeqDiffEn	Off	On	-
IMinNegSeq	0,04	0,04	IB
NegSeqROA	60	60	Grados
OpenCTEnable	Off	On	-
tOCTAlarmDelay	3	3	S
tOCTResetDelay	0,25	0,25	S
tOCTUnrstDelay	10	10	S

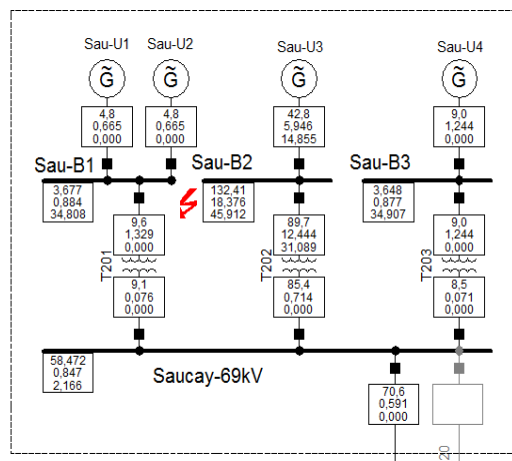
✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTÁNEA 50**

La protección de sobrecorriente instantánea se encuentra activa en la etapa 2 (Step 2) de la función de protección de sobrecorriente de fase de cuatro etapas 51/67 que disponen los IED's.

**Análisis de corrientes de cortocircuito**

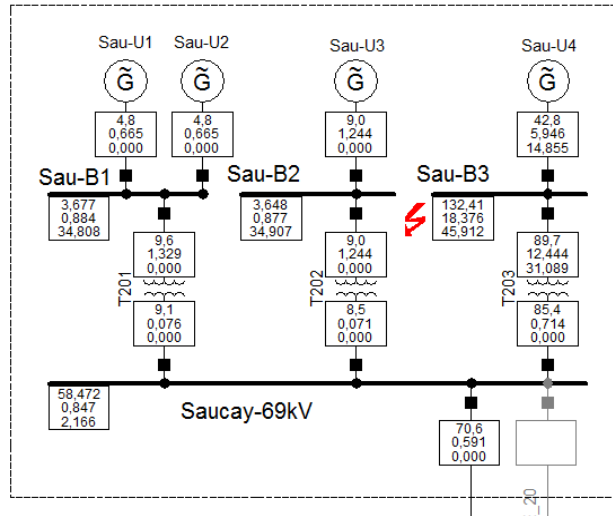
Para ajustar esta función es necesario realizar una falla trifásica en la barra del lado de baja tensión del transformador T202 o T203, con el fin de obtener la corriente que circula por el lado de alta tensión. Con la ayuda del software DIgSILENT PowerFactory se obtuvo que par una falla ya sea en la barra Sau-B2 o Sau-B3, la corriente que circula por el devanado de alta de cada transformador es de 714 A, como se observa en las siguientes figuras.

En las figuras anteriores, se comprueba que el ajuste de las protecciones son las mismas, como se dijo con anterioridad.



**Figura E.6. Simulación para una falla en la barra Sau-B2.**

Fuente: Modelo eléctrico de Elecaustro S.A. DIgSILENT PowerFactory 15.1.



**Figura E.7. Simulación para una falla en la barra Sau-B3.**

Fuente: Modelo eléctrico de Elecaustro S.A. DIgSILENT PowerFactory 15.1.

Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- Characterist2

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 2, para la protección de sobrecorriente instantánea se elige una característica de tiempo definido, **ANSI Def. Time**.

- I2>

Parámetro que determina la corriente de arranque para la etapa 2. La corriente de arranque de la protección de sobrecorriente instantánea se ajusta entre 125-200% de la máxima corriente de falla realizada en la barra del lado de baja tensión del transformador para permitir sobrecargas en el transformador y no tener disparos innecesarios de la protección, según el estándar IEEE Std.C37.91-2008. Se recomienda ajustar la protección al 125% de la máxima corriente de falla, como medida conservadora para la protección de respaldo del transformador.

$$I_{arranque} = 1,25 * 714 A = 892,5 A$$

Por lo tanto, el ajuste de este parámetro se expresa en % de la  $I_{Base}$  y siguiendo la recomendación del manual, es:

$$84 = 100\%$$

$$892,5 = I2 >$$

$$I2 > = \frac{892,5 * 100}{84}$$

$$I2 > = 1062,5$$



- t2

Retardo de tiempo definido para actuación la etapa 2. El tiempo se ajusta en **0 s**, esto basado en la coordinación de curvas realizado en DigSILENT PowerFactory para protección del transformador T202 y T203 de Saucay.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **50 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.32. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 50.**

Función de protección 50			
Step 2			
Parámetros	Valor actual	Valor calculado	Unidad
Operation	On	On	-
Ibase	84	84	A
Ubase	69	69	kV
DirMode2	Non-directional	Non-directional	-
Characterist2	IEC Def. Time	ANSI Def. Time	-
I2>	500	1062,5	%IB
t2	0,4	0	s
k2	0,05	0,05	-
I2Mult	2	2	-
t2Min	0	0	s
ResetTypeCrv2	Instantaneous	Instantaneous	-
tReset2	0,02	0,02	s
tPCrv2	1000	1000	-
tACrv2	13500	13500	-
tBCrv2	0	0	-
tCCrv2	1	1	-
tPRCrv2	0,5	0,5	-
tTRCrv2	13,5	13,5	-
tCRCrv2	1	1	-
HarmRestrained	Off	Off	-

#### ✓ PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE TEMPORIZADA 51

La protección de sobrecorriente temporizada se encuentra activa en la etapa 1 (Step 1) de la función de protección de sobrecorriente de fase de cuatro etapas 51/67 disponibles en los IED's.

Las protecciones de sobrecorriente de fase de los transformadores T202 y T203 se coordinan con las protecciones de sobrecorriente de fase de las líneas Saucay(20)-P.Industrial(04) y Saucay(20)-Ricaurte(07).

Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- Characterist1

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1, para la protección de sobrecorriente temporizada se elige una característica de tiempo inverso, **ANSI Mod. Inv.**



- I1>

Parámetro que determina la corriente de arranque para la etapa 1. La corriente de arranque de la protección temporizada se calibra para permitir que el transformador trabaje no solo en condiciones a plena carga, sino también sobrecargado, pero sin sobrepasar los límites de capacidad de daño del transformador. Según [15] recomienda que el ajuste se realice al 125% de la corriente nominal.

$$I_{arranque} = 1,25 * 84 = 105 A$$

El ajuste de este parámetro se expresa en % de la IBase y siguiendo la recomendación del manual, es:

$$I1> = 125$$

- t1

Retardo de tiempo definido para actuación de la etapa 1. Para una curva de tiempo inverso se ajusta en 0 s.

- k1

Ajuste de multiplicador de tiempo (DIAL) para retardo de operación de la curva en la etapa 1. Este multiplicador de retardo de tiempo inverso se elige para impedir que el transformador trabaje por encima de su curva de capacidad de daño y se coordina con las protecciones de sobrecorriente de fase de las líneas.

Este parámetro se ajusta en 0,8 de acuerdo con el estudio de coordinación de curvas realizado en DlgSILENT PowerFactory, para protección del transformador T202 y T203 de Saucay.

Del análisis anterior, la función de protección **51 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.33. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 51.**

Función de protección 51			
Step1			
Parámetros	Valor actual	Valor calculado	Unidad
Operation	On	On	-
Ibase	84	84	A
Ubase	69	69	kV
DirMode1	Non-directional	Non-directional	-
Characterist1	IEC Norm. Inv	ANSI Mod. Inv	-
I1>	172	125	%IB
t1	2,5	0	-
k1	0,4	0,8	-
I1Mult	1	1	-
t1Min	0	0	s
ResetTypeCrv1	Instantaneous	Instantaneous	-
tReset1	0,02	0,02	s
tPCrv1	1000	1000	-
tACrv1	13500	13500	-
tBCrv1	0	0	-
tCCrv1	1	1	-
tPRCrv1	0,5	0,5	-
tTRCrv1	13500	13500	-
tCRCrv1	1	1	-
HarmRestrain	Off	Off	-





## E.2 PROPUESTA DE AJUSTE PARA ACTUALIZAR LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LOS IED's DE SAYMIRÍN

### E.2.1 IED's REG670 DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN SAY-U5 Y SAY-U6 DE SAYMIRÍN III Y IV

Los principios de operación, curvas, etapas de las funciones y criterios de ajuste para los parámetros de cada función, son los mismos que se vieron en el ajuste de las unidades Sau-U1 y Sau-U2 de Saucay, a excepción de las funciones que protegen a los generadores contra fallas a tierra. Esto es debido a que en estas unidades el sistema de puesta a tierra es a través de una resistencia, mientras que en las unidades Sau-U1 y Sau-U2 es a través de un transformador de distribución.

Para cada función de protección, se han omitido los parámetros que tienen el mismo ajuste y definición que las funciones de los IED's de las unidades Sau-U1 y Sau-U2 de Saucay.

*Nota: Las celdas en amarillo de todas las tablas, indican los valores propuestos para actualizar los parámetros de cada protección.*

#### ✓ PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL GENERADOR 87G

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- IBase

Se define como corriente base a la corriente nominal del generador, la cual es:

$$I_{Base} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 2,4 \text{ kV}} = 1203 \text{ A}$$

Todas las funciones de protección que necesiten configurar este parámetro en el IED tendrán el mismo ajuste, por lo que en dichas funciones este parámetro no se configura.

- InvertCT2Curr

Si los secundarios de los TC's cuentan con conexión de puesta a tierra, este parámetro se setea en *No*, caso contrario en *Yes*. Los secundarios de los TC's de las unidades Say-U5 y Say-U6 están aterrados, por lo que el parámetro se ajusta en **No**.

Todas las funciones de protección que necesiten configurar este parámetro en el IED tendrán el mismo ajuste, por lo que en dichas funciones este parámetro no se configura.

- Operation

Este parámetro activa o desactiva la función de protección, como se va hacer uso de la función diferencial se configura en **On**.

Todas las funciones de protección que necesiten configurar este parámetro en el IED tendrán el mismo ajuste, por lo que en dichas funciones este parámetro no se configura.

- Idmin

Es una constante de sensibilidad para la sección 1 que normalmente es múltiplo de la corriente base. El valor se elige de tal forma que exista una buena combinación de seguridad y sensibilidad.



El manual del IED recomienda ajustar esta constante en **0,1**. Con este valor se evita una actuación no deseada de la protección debida a los armónicos que circulan por los devanados del generador.

- EndSection1

En la sección 1 el riesgo de una falsa corriente diferencial es baja, por lo tanto, el manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **1.25** veces la I nominal.

- EndSection2

La sección 2 presenta una pendiente para hacer frente a las falsas corrientes diferenciales cuando circulan altas corrientes por los devanados primarios de los TC's. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **3** veces la I nominal.

- SlopeSection2

Parámetro para ajustar la pendiente de la sección 2, este valor se considera como gradiente de esta sección en la característica de operación-restricción. El manual del IED recomienda ajustar la pendiente de la sección 2 en un valor del **40%**.

- SlopeSection3

Parámetro para ajustar la pendiente de la sección 3. El manual del IED recomienda ajustar en **80%**, esto con el objetivo de evitar el disparo de la unidad ante falsas corrientes diferenciales relacionadas con la saturación de los TC's.

- IdUnre

Este parámetro se usa para ajustar un nivel de funcionamiento no restringido lo que garantiza la actuación de la protección diferencial contra fallas en el sistema. Normalmente este parámetro se ajusta con el valor de corriente de falla trifásica en la barra donde se conecta el generador. Del estudio de cortocircuitos del capítulo 5 se obtuvo que para una falla trifásica en la barra Say-B3 la corriente de cortocircuito que circula por el TC es de 7577 A, con lo que el parámetro se ajusta en:

$$IdUnre = \frac{I_{cc}}{I_{nom}} = \frac{7577}{1203} = 6,30$$

$$IdUnre = 6$$

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **87G NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.34. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 87G.**

Función de protección 87G			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
IBase	1371	1203	A
InvertCT2Curr	No	No	-
Operation	On	On	-
Idmin	0,10	0,10	IB
EndSection1	1	1,25	IB
EndSection2	3	3	IB
SlopeSection2	10	40	%
SlopeSection3	80	80	%
IdUnre	50	6	IB
OpCrossBlock	No	Yes	-
OpNegSeqDiff	Yes	Yes	-



IMinNegSeq	0,04	0,04	IB
NegSeqROA	60	60	Deg
HarmDistimit	10	10	%
TempIdMin	1	1	Idmin
AddTripDelay	0,1	0	s
OperDCBissing	Off	Off	-

#### ✓ PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE EXCITACIÓN 40

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- UBase

Se elige como tensión base a la tensión fase-fase nominal del generador.

$$U_{Base} = 2,40 \text{ kV}$$

Todas las funciones de protección que necesiten configurar este parámetro en el IED tendrán el mismo ajuste, por lo que en dichas funciones este parámetro no se configura.

- MeasureMode

La cantidad de valores medidos de tensión y corriente usados para calcular la impedancia en terminales del generador se configuran con este parámetro. En las unidades Say-U5 y Sau-U6 existen 3 señales provenientes de los TP's y 3 de los TC's las cuales alimentan al IED, por lo tanto, según el manual del IED cuando se tienen este número de entradas el parámetro se configura en **PosSeq**.

- OperationZ1, OperationZ2

Parámetro para activar las zonas de protección de la función, debido a que se utiliza las dos zonas de protección, estas se ajustan en **On**.

- XOffsetZ1; XOffsetZ2

Parámetro que define el desplazamiento de las 2 zonas de protección. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda que el desplazamiento tenga un valor igual a la mitad de la reactancia transitoria de eje directo del generador  $x'_d$ .

$$XOffsetZ1; XOffsetZ2 = \frac{-x'_d}{2} = \frac{0,25}{2} = 0,125$$

- Z1diameter

Parámetro con el que se ingresa el diámetro de impedancia de la zona 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda que el diámetro sea de **1 pu** (100%), con esto se consigue detectar pérdida de campo desde valores a plena carga hasta un 30% de carga nominal.

- tZ1

Tiempo de retardo para actuación de la protección en la zona 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda un tiempo de retardo de **0,1 s**, con el fin de evitar disparos innecesarios de la unidad contra eventos transitorios.



- Z2diameter

Parámetro con el que se ingresa el diámetro de impedancia de la zona 2. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda que el diámetro tenga un valor igual a la reactancia síncrona de la máquina  $x_d$ .

$$Z2diameter = x_d = 1,11$$

- tZ2

Tiempo de retardo para actuación de la protección en la zona 2. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores sugiere que se utilice un tiempo de retardo entre 0,5 - 0,6 s. Se elige un tiempo máximo de **0,6 s** con el fin de que la protección actúe después de ese tiempo para evitar el daño de la máquina.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **40 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.35. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 40.**

Función de protección 40			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
IBase	1371	1203	A
UBase	2,40	2,40	kV
InvertCTCurr	No	No	-
MeasureMode	L1L2	PosSeq	-
Operation	On	On	-
Operation Z1	On	On	-
XOffsetZ1	-12,5	-12,5	%
Z1diameter	100	100	%
tZ1	0	0,1	s
Operation Z2	On	On	-
XOffsetZ2	-12,5	-12,5	%
Z2diameter	109	111	%
tZ2	0,6	0,6	s
DirSuperv	Off	On	-

#### ✓ PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTÁNEA 50

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- IP>>

Parámetro que determina el nivel de corriente para el arranque de la función. Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, la unidad instantánea debe actuar cuando la corriente supere a la máxima corriente admisible que soporta el devanado de armadura del generador en condiciones de sobrecarga. De acuerdo con la norma, la unidad instantánea se ajusta a un **430%** de la corriente nominal.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **50 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.36. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 50.**

Función de protección 50			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
IBase	1371	1203	A
OpMode	1 out of 3	1 out of 3	-
IP>>	200	430	%IB
StValMult	1	1	-

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE TEMPORIZADA 51**

La protección de sobrecorriente temporizada se encuentra activa en la etapa 1 de la función de sobrecorriente 51/67 de 4 etapas que incorpora el IED.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- Characterist1

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda utilizar una curva **ANSI Ext. Inv.**

- I1>

Parámetro que determina la corriente para el arranque de la función en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque de la protección entre un valor del 75-100% de la corriente nominal a plena carga. Se elige un valor del **100%**.

- t1

Retardo de tiempo cuando se utiliza una característica de tiempo definido. Debido a que se utiliza una curva de tiempo inverso el ajuste de este parámetro no afecta a la protección, por lo tanto, se ajusta en **1 s**.

- k1

Parámetro que define el multiplicador del tiempo (DIAL) para retardo de operación de la curva en la etapa 1. Para lograr una correcta coordinación con los elementos aguas arriba del generador, este parámetro se ajusta en **1,8**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **51 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.37. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 51.**

Función de protección 51			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
IBase	1371	1203	A
UBase	2,40	2,40	kV
AngleRCA	65	65	Deg
AngleROA	80	80	Deg

StartPhSel	1 out of 3	1 out of 3	-
2ndHarmStab	20	20	%IB
<b>Step 1</b>			
DirMode1	Non-directional	Non-directional	-
Characterist1	ANSI Def. time	ANSI Ext. Inv	-
I1>	110	100	%IB
t1	1	1	s
k1	0,1	1,8	-
t1Min	0	0	s
I1Mult	2	2	-
ResetTypeCrv1	Instantaneous	Instantaneous	-
tReset1	0,02	0,02	s
tPCrv1	1	1	-
tACrv1	13,5	13,5	-
tBCrv1	0	0	-
tCCrv1	1	1	-
tPRCrv1	0,5	0,5	-
tTRCrv1	13,5	13,5	%
tCRCrv1	1	1	%UB
HarmRestrained1	Off	Off	-

✓ **PROTECCIÓN CONTRA FALLA DEL BREAKER 50BF**

Esta función está desactivada para la unidad Say-U5, pero para la unidad Say-U6 está activa, por ende, el ajuste que se propone es solo para Say-U6.

La función de protección **50BF** (de Say-U6) **NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.38. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 50BF.**

<b>Función de protección 50BF</b>			
<b>Parámetros</b>	<b>Valor actual</b>	<b>Valor propuesto</b>	<b>Unidad</b>
Operation	On	On	-
IBase	1371	1203	A
FunctionMode	Current&Contact	Current&Contact	-
BuTripMode	1 out of 3	1 out of 3	-
RetripMode	CB Pos Check	CB Pos Check	-
IP>	10	10	%IB
I>BlkCont	10	20	%IB
IN>	10	10	%IB
t1	0,030	0,030	s
t2	0,150	0,150	s
t2MPh	0,150	0,150	s
t3	0,150	0,030	s
tCBAlarm	5	5	s
tPulse	0,200	0,200	s

✓ **PROTECCIÓN CONTRA POTENCIA INVERSA 32**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**



- Mode

Este parámetro permite ajustar el modo de medición de las señales provenientes de los TP's y TC's para calcular la potencia que circula por el generador. El manual del IED permite configurar varias posibilidades de medición, pero el modo más empleado es el modo **L1, L2, L3**, el cual calcula la potencia de la siguiente manera:

$$\bar{S} = \bar{U}_{L1}\bar{I}_{L1}^* + \bar{U}_{L2}\bar{I}_{L2}^* + \bar{U}_{L3}\bar{I}_{L3}^*$$

- OpMode1; OpMode2

El IED permite configurar dos etapas para la función de potencia inversa, pero solo es necesaria activar una, por lo tanto, estos parámetros se ajustan en **OverPower** y **Off** respectivamente.

- Power 1

Parámetro que determina la potencia de arranque para activar la protección, el cual se configura en porcentaje de la potencia nominal del generador. La guía IEEE C37-10-2006 recomienda que para generadores hidráulicos el valor de potencia inversa permitido este entre un 0,2 - 2% de la potencia nominal del generador. Se elige un valor del **2%** con el fin de tener un mayor valor para el arranque de la función

- TripDelay1

Retardo de tiempo en la actuación de la etapa 1 de la protección. La temporización previene la actuación durante condiciones de oscilación causados por disturbios en el sistema o cuando el generador se sincroniza con la red. La guía IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda que el retardo máximo para que actué la protección sea de 60 s, pero se elige un tiempo de **1 s** para evitar que el generador sufra daños consumiendo potencia activa de la red durante un tiempo prolongado.

Para brindar protección confiable contra una condición de potencia inversa es suficiente activar una sola etapa de la función, pero en caso que se desee utilizar la etapa 2 se pueden configurar los parámetros con los mismos valores de la etapa 1 o con otros valores dependiendo de la finalidad que necesite el usuario.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **32 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.39. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 32.**

Función de protección 32			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
IBase	1371	1203	A
Ubase	2,40	2,40	kV
Mode	PosSeq	L1, L2, L3	-
Operation	On	On	-
k	0	0	-
IAmpComp5	0	0	%
IAmpComp30	0	0	%
IAmpComp100	0	0	%
UAmpComp5	0	0	%
UAmpComp30	0	0	%
UAmpComp100	0	0	%
IAngComp5	0	0	Deg
IAngComp30	0	0	Deg



IAngComp100	0	0	%
<b>Step 1</b>			
OpMode1	OverPower	OverPower	-
Power1	2	2	%SB
Angle1	180	-180	Deg
TripDelay1	1	1	s
DropDelay1	0,060	0,060	s
Histeresis1	0,5	0,5	pu
<b>Step 2</b>			
OpMode2	Off	Off	-

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECARGA TÉRMICA 49**

Los generadores de Saymirín III y IV tienen un sistema de enfriamiento con circulación de aire forzado (OFAF) y para actualizar los parámetros de esta función se necesitan datos como la constante térmica de tiempo, la ubicación de los sensores y los límites de temperatura del generador.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **49 NO NECESITA SER ACTUALIZADA** debido a que, para configurar esta función se necesita información específica de los fabricantes del generador.

✓ **PROTECCIÓN CONTRA SOBREEXCITACIÓN 24**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- MeasuredU

Este parámetro selecciona el número de fases involucradas en la medición de tensión. En las unidades Say-U5 y Say-U6 se utilizan 3 TP's para medir la tensión en terminales del generador, por lo que este parámetro se ajusta en **PosSeq**.

- V/Hz>

Es el nivel de operación de la característica de tiempo inverso que incorpora el IED. De acuerdo con la guía IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, cuando la relación V/Hz excede el 105% (en bases del generador) se considera que ha ocurrido una condición de sobreexcitación, pero la guía recomienda que la actuación de la protección se efectuó cuando la relación V/Hz exceda el **110%**.

- V/Hz>>

Es el nivel de operación de la característica de tiempo definido que incorpora el IED para altas sobretensiones. La guía del IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda ajustar en un valor del **118%** para el arranque de la protección instantánea.

- tMin

Define el tiempo mínimo de operación cuando se producen altos valores de sobreexcitación **V/Hz>>**. La guía IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda que para un valor de sobreexcitación del 118%, el tiempo de operación de la protección sea de **2 s**.





- tMax

Define el tiempo máximo de operación cuando se producen valores de sobreexcitación cercanos a los valores configurados de  $V/Hz$ . La guía IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda que para un valor de sobreexcitación del 110%, el tiempo de disparo de la protección sea de **6 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **24 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.40. Valores actuales y propuestos actualizar la protección 24.**

Función de protección 24			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
MeasuredU	PosSeq	PosSeq	-
Operation	On	On	-
IBase	1371	1203	A
UBase	2,40	2,40	kV
$V/Hz$ >	110	110	%UB/f
$V/Hz$ >>	118	118	%UB/f
Xleak	0	0	ohm
TrPulse	0,1	0,1	s
tMin	2	2	s
tMax	5	6	s
CurveType	IEEE	IEEE	-
kForIEEE	1	1	-
t1Tailor	7200	7200	s
t2Tailor	3600	3600	s
t3Tailor	1800	1800	s
t4Tailor	900	900	s
t5Tailor	450	450	s
t6Tailor	225	225	s
AlarmLevel	100	100	%
tAlarm	5	5	s

#### ✓ POTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN 59

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- OperationStep1

La protección utiliza una unidad de tiempo inverso y una de tiempo definido para discriminar la cantidad de sobretensión, este parámetro activa la unidad temporizada por lo que se ajusta en **On**.

- Characteristic1

Este parámetro configura el tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda utilizar una unidad temporizada con una **Inverse curve A**.



- U1>

Parámetro que determina la tensión de arranque para actuación de la función en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque de la unidad de tiempo inverso al **110%** de la tensión nominal del generador.

- t1

Tiempo de retardo de actuación de la unidad temporizada, la que depende altamente de la aplicación de la protección. Se elige un tiempo de **1 s** con el objetivo de darle un tiempo al regulador de tensión para que actué y evitar que la unidad salga de operación.

- OperationStep2

Debido a que la protección utiliza una unidad de tiempo definido además de la unidad de tiempo inverso, con el fin de discriminar una condición de sobretensión, este parámetro se ajusta en **On**.

- Characteristic2

Este parámetro proporciona el tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 2. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda utilizar además de la unidad de tiempo inverso una unidad de tiempo definido, **Definite time**.

- U2>

Parámetro que determina la tensión de arranque para actuación de la función en la etapa 2. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque de la unidad instantánea entre un 130 - 150% de la tensión nominal. Se elige un valor del **130%** para evitar que los equipos conectados al generador (como los equipos de los servicios auxiliares) sufran daños por tensiones elevadas.

- t2

Tiempo de retardo de actuación de la unidad de tiempo definido. Se ajusta en **0 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **59 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.41. Valores actuales y propuestos actualizar la protección 59.**

Función de protección 59			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
ConnType	PhPhRMS	PhPhRMS	-
Operation	On	On	-
UBase	2,40	2,40	kV
Step 1			
OperationStep1	On	On	-
Characterist1	Inverse curve A	Inverse curve A	-
OpMode1	1 out of 3	1 out of 3	-
U1>	110	110	%UB
t1	1	1	s
tReset1	0	0,025	s
t1Min	0	5	s
ResetTypeCrv1	Instantaneous	Instantaneous	-
tIReset1	0,025	0,025	s
k1	1	0,05	-
ACrv1	1	1	-



BCrv1	1	1	-
CCrv1	0	0	-
DCrv1	0	0	-
PCrv1	1	1	-
CrvSat1	0	0	%
HystAbs1	0,5	0,5	%UB
<b>Step 2</b>			
OperationStep2	On	On	-
Characterist2	Definite time	Definite time	-
OpMode2	1 out of 3	1 out of 3	-
U2>	130	130	%UB
t2	0	0	s
tReset2	0,025	0,025	s
t2Min	5	5	s
ResetTypeCrv2	Instantaneous	Instantaneous	-
tlReset2	0,025	0,025	s
k2	0,05	0,05	-
ACrv2	1	1	-
BCrv2	1	1	-
CCrv2	0	0	-
DCrv2	0	0	-
PCrv2	1	1	-
CrvSat2	0	0	%
HystAbs2	0,5	0,5	%UB

#### ✓ PROTECCIÓN DE SUBTENSIÓN 27

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

##### Ajuste de parámetros

- OperationStep1

El IED permite activar dos etapas para la operación de la protección. En este caso se activa la operación de la etapa 1 debido a que solo se utiliza una unidad de tiempo definido, **On**.

- Characteristic1

Este parámetro configura el tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda utilizar una unidad temporizada o una unidad de tiempo definido, en este caso se utiliza una unidad de tiempo definido, **Definite time**.

- U1<

Parámetro que determina la tensión de arranque para actuación de la función en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque en un valor menor al 95% de la tensión nominal, se elige un valor del **90%**.

- t1

Tiempo de retardo para actuación de la unidad en caso que se presenten efectos transitorios en el generador o en el sistema. Este retardo de tiempo se da con el fin de evitar falsos disparos de la protección y se ajusta en **5 s** debido a que las subtensiones no afectan en gran medida al generador como las sobretensiones.

- OperationStep2

El IED permite activar dos etapas para la operación de la protección. En este caso solo se utiliza una unidad de tiempo definido por lo que la etapa 2 de la función se encuentra desactivada **Off**.

Si es necesario activar la etapa 2 se pueden dar valores para el ajuste de los parámetros, pero como se dijo anteriormente las subtensiones no producen mayores esfuerzos en el generador, por lo que con una sola etapa activa se garantiza la protección del generador contra esta condición.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **27 NO NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que los parámetros actuales cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.42. Valores actuales y propuestos actualizar la protección 27.**

<b>Función de protección 27</b>			
<b>Parámetros</b>	<b>Valor actual</b>	<b>Valor propuesto</b>	<b>Unidad</b>
ConnType	PhPhRMS	PhPhRMS	-
Operation	On	On	-
UBase	2,40	2,40	kV
<b>Step 1</b>			
OperationStep1	On	On	-
Characterist1	Definite time	Definite time	-
OpMode1	1 out of 3	1 out of 3	-
U1<	90	90	%UB
t1	5	5	s
tReset1	0,025	0,025	s
t1Min	5	5	s
ResetTypeCrv1	Instantaneous	Instantaneous	-
tIReset1	0,025	0,025	s
k1	0,05	0,05	-
ACrv1	1	1	-
BCrv1	1	1	-
CCrv1	0	0	-
DCrv1	0	0	-
PCrv1	1	1	-
CrvSat1	0	0	%
HystAbs1	0,5	0,5	%UB
<b>Step 2</b>			
OperationStep2	Off	Off	-

✓ **PROTECCIÓN DEL 95% DE FALLA A TIERRA DEL ESTATOR 59N**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- OperationStep1

El IED permite activar dos etapas para la operación de la protección. En este caso se activa la operación de la etapa 1, debido a que solo se utiliza una unidad de tiempo definido **On**.



- Characteristic1

Este parámetro configura el tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda utilizar una unidad temporizada o una unidad de tiempo definido, en este caso se utiliza una unidad de tiempo definido, **Definite time**.

- U1>

Parámetro que determina la tensión de arranque para actuación de la función en la etapa 1, el cual se da en % de la  $U_{Base}$ . La unidad definida protege al 95% del estator medido desde terminales del generador hacia el neutro, por lo que este parámetro se ajusta para que una falla más allá del 5% a partir del neutro, sea vista por esta protección. El manual del IED recomienda que la tensión de arranque sea:

$$U1 = (\%) \frac{U_{Base}(kV)}{\sqrt{3}}$$

Donde la tensión base es igual a la tensión nominal del generador, entonces para el ajuste de la tensión de arranque se elige un **5%** de la tensión nominal, por lo que:

$$U1 = (0,05) \frac{2,40}{\sqrt{3}} = 69 V$$

Por lo tanto, cuando se produzca una falla a tierra en los devanados del estator, la tensión que circula por el IED es de:

$$U1 = (69) \frac{110}{2400/\sqrt{3}} = 5,5 V$$

Entonces, la tensión que siente el IED para que se produzca un arranque de la protección 59N es de 5,5 V.

- t1

Tiempo de retardo para la actuación de la unidad, según [15] el tiempo de retardo debe estar entre 25 ms a 4 s. Se elige un tiempo de retardo de **0,5 s** con lo que se garantiza que la protección no actué durante eventos transitorios.

- OperationStep2

El IED permite activar dos etapas para la operación de la protección. En este caso solo se utiliza una unidad de tiempo definido por lo que la etapa 2 de la función se encuentra desactivada **Off**.

Para brindar protección confiable contra fallas a tierra en los devanados del estator, es suficiente activar una sola etapa de la función, pero en caso que se desee utilizar la etapa 2 se pueden configurar los parámetros con los mismos valores de la etapa 1 o con otros valores dependiendo de la finalidad.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **59N NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.43. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 59N.**

Función de protección 59N			
Parámetros	Valor actual	Valor calculado	Unidad
Operation	On	On	-
UBase	2,40	2,40	kV

<b>Step 1</b>			
OperationStep1	On	On	-
Characterist1	Definite time	Definite time	-
U1>	15	5	%UB
t1	0,25	0,50	s
tReset1	0,025	0,025	s
t1Min	5	5	s
ResetTypeCrv1	Instantaneous	Instantaneous	-
tlReset1	0,025	0,025	s
k1	0,05	0,05	-
ACrv1	1	1	-
BCrv1	1	1	-
CCrv1	0	0	-
DCrv1	0	0	-
PCrv1	1	1	-
CrvSat1	0	0	%
HystAbs1	0		%UB
<b>Step 2</b>			
OperationStep2	Off	Off	-

✓ **PROTECCIÓN DE SECUENCIA NEGATIVA O DESBALANCE DE CARGA 46**

La protección de secuencia negativa se encuentra activa en el módulo GF01 de GAPC y utiliza una etapa de sobrecorriente (OC\_1).

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- CurrentInput

Con este parámetro se seleccionan las señales de corriente provenientes de los TC's que alimentan al IED. Como se va a utilizar la protección de secuencia negativa, este parámetro se ajusta en **NegSeq**.

- VoltagelInput

Para el ajuste de la protección solo se necesitan las señales provenientes de los TC's por lo que el ajuste de este parámetro no tiene ningún efecto sobre la actuación de la protección, por defecto el IED ajusta este parámetro en **PosSeq**.

- Operation\_OC1

Para el ajuste de la protección se utiliza solamente la etapa OC1 de sobrecorriente, por lo que este parámetro se ajusta en **On**.

- StartCurr\_OC1

Parámetro que determina la corriente de arranque para actuación de la función en la etapa OC1. La capacidad del generador para soportar corrientes de secuencia negativa está dada en términos de  $I_2^2 t = k$ , y depende del tipo de rotor del generador. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda que para el caso de rotores de polos salientes (como los rotores de los generadores de Saymirín III y IV) el valor permisible para que circule corrientes de secuencia negativa es del **10%** de la corriente nominal.



- CurveType\_OC1

Este parámetro configura el tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa OC1. Para activar la protección de secuencia negativa el fabricante del IED recomienda que el tipo de curva que se elija sea una curva **Programmable**.

- tDef\_OC1

Parámetro que define el retardo de tiempo de la unidad en la etapa OC1. El manual del IED recomienda ajustar en un valor de **0,5 s**.

- k\_OC1

Este parámetro es una constante que depende del diseño y la capacidad del generador para soportar corriente de secuencia negativa. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, sugiere que para generadores de polos salientes este valor se ajuste en **40**.

- P\_OC1; A\_OC1; B\_OC1; C\_OC1; PR\_OC1; TR\_OC1; CR\_OC1

Parámetros que sirven para definir la característica de la curva programable elegida en el parámetro *CurveType\_OC1*, el manual del IED recomienda utilizar los siguientes valores:

$$P_{OC1} = 2$$

$$A_{OC1} = \frac{1}{x_2} = \frac{1}{0,44} = 2,3$$

$$B_{OC1} = 0$$

$$C_{OC1} = 0$$

$$PR_{OC1} = 0,5$$

$$TR_{OC1} = 13,5$$

$$CR_{OC1} = 1$$

Donde  $x_2$  es la reactancia de secuencia negativa del generador.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **46 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.44. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 46.**

Función de protección 46			
GF01			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
CurrentInput	NegSeq	NegSeq	-
IBase	1371	1203	A
VoltageInput	Maxph	PosSeq	-
UBase	2,40	2,40	kV
OperHarmRestr	Off	Off	-
I_2nd/I_fund	20	20	%
EnRestrInCurr	Off	Off	-
RestrCurrInput	PosSeq	PosSeq	-
RestrCurrCoeff	0	0	-



**UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA**



RCADir	-75	-75	Deg
ROADir	75	75	Deg
<b>OC1</b>			
Operation_OC1	On	On	-
StartCurr_OC1	10	10	%IB
CurrMult_OC1	2	2	-
CurveType_OC1	Programmable	Programmable	-
tDef_OC1	0,5	0,5	s
k_OC1	30	40	-
tMin_OC1	0,05	0,05	s
ResCrvType_OC1	Instantaneous	Instantaneous	-
tResetDef_OC1	0	0	s
P_OC1	2	2	-
A_OC1	100	2,3	-
B_OC1	0	0	-
C_OC1	0	0	-
PR_OC1	0,5	0,5	-
TR_OC1	13,5	13,5	-
CR_OC1	1	1	-
VCntrlMode_OC1	Off	Off	-
VDepMode_OC1	Step	Step	-
VDepFact_OC1	1	1	-
ULowLimit_OC1	50	50	%UB
UHighLimit_OC1	100	100	%UB
HarmRestr_OC1	Off	Off	-
DirMode_OC1	Non-directional	Non-directional	-
DirPrinc_OC1	I&U	I&U	-
ActLowVolt1_VM	Non-directional	Non-directional	-
Operation_OC2	Off	Off	-
Operation_UC1	Off	Off	-
Operation_UC2	Off	Off	-
Operation_OV1	Off	Off	-
Operation_OV2	Off	Off	-
Operation_UV1	Off	Off	-
Operation_UV2	Off	Off	-

✓ **PROTECCIÓN DE SUBFRECUENCIA 81U**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- StartFrequency

Parámetro que define la frecuencia de arranque para actuación de la protección. Según el manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (versión 2.0) emitido por el CENACE, la banda de variación permitida de la frecuencia para operación continua del sistema en condiciones normales se encuentra entre 59 y 61 Hz es decir  $\pm 2\%$  de la frecuencia nominal. Por lo tanto, la frecuencia de arranque para la operación de la protección tomando una frecuencia fundamental de 60 Hz es de **58,9 Hz**.





- TimeDlyOperate

Tiempo de retardo para que la protección actué. El tiempo del retardo de actuación de la protección debe ser corto para evitar que el generador se dañe y lo suficientemente grande para permitir que actué el regulador de velocidad. No existe ninguna norma o regla que indique el tiempo de retardo, pero se considera aceptable ajustar un tiempo de **10 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **81U NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.45. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 81U.**

Función de protección 81U			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
UBase	2,40	2,40	kV
StartFrequency	57	58,9	Hz
TimeDlyOperate	5	10	s
TimeDlyReset	0	0	s
TimeDlyRestore	0	0	s
RestoreFreq	59,9	59,9	Hz
TimerOperation	Definite time	Definite time	-
UNom	100	100	%UB
UMin	90	90	%UB
Exponent	1	1	-
tMax	1	1	s
tMin	1	1	s

#### ✓ PROTECCIÓN DE SOBREFRECUENCIA 81O

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

##### Ajuste de parámetros

- StartFrequency

Parámetro que define la frecuencia de arranque para actuación de la protección. Según el manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (versión 2.0) emitido por el CENACE, la banda de variación permitida de la frecuencia para operación continua del sistema en condiciones normales se encuentra entre 59 y 61 Hz es decir  $\pm 2\%$  de la frecuencia nominal. Por lo tanto, la frecuencia de arranque para la operación de la protección tomando una frecuencia fundamental de 60 Hz es de **61,1 Hz**.

- TimeDlyOperate

Es el tiempo de retardo para que actué la protección. No existe ninguna norma o regla que indique el tiempo de retardo, pero se considera un tiempo de **20 s**, debido a que la condición de sobrefrecuencia no implica desconectar carga.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **81O NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.46. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 810.**

Función de protección 810			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
Ubase	2,40	2,40	kV
StarFrequency	63	61,1	Hz
TimeDlyOperate	5	20	s
TimeDlyReset	0	0	s

✓ **PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE TENSIÓN 60**

La protección no está disponible, pero el IED dispone de una función de supervisión de falla del fusible (SDDRFUF) que cumple con los mismos principios de protección que la función 60.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- IBase

De acuerdo con el manual del IED, el valor de la corriente base debe ser la misma que la corriente nominal en el primario del TC. Para los generadores Say-U5 y Say-U6 de Saymirín III y IV están instalados 3 TC's en sus terminales, todos con una relación de 1500/5 A, por lo que la **IBase** es de **1500 A**.

- UBase

De acuerdo con el manual del IED, el valor de la tensión base debe ser el mismo que la tensión fase-fase en el primario del TP. Para los generadores Say-U5 y Say-U6 de Saymirín III y IV están instalados 3 TP's en sus terminales, todos con una relación de 2400/110 V, por lo que la **UBase** es de **2400 V**.

- OpMode

Parámetro que permite configurar el tipo de algoritmo que se utiliza para la detección de falla del fusible. Se elige el modo **UNsINs** el cual utiliza el algoritmo de secuencia negativa y es el modo que el manual del IED recomienda usar cuando se tiene un sistema de aterramiento mediante una alta impedancia.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **60 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.47. Valores actuales y propuestos la actualizar la protección 60.**

Función de protección 60			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
Ibase	1371	1500	A
UBase	2,40	2,40	kV
OpMode	UZsIZs	UNsINs	-
3U0>	30	30	%UB
3I0<	10	10	%IB
3U2>	30	30	%UB
3I2<	10	10	%IB
OpDUDI	Off	Off	-



**UNIVERSIDAD DE CUENCA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**



DU>	60	60	%UB
DI<	15	15	%IB
Uph>	70	70	%UB
Iph>	10	10	%IB
Sealln	On	On	-
USealln<	70	70	%UB

E.2.2 IED MiCOM P343 DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN SAY-U7 Y SAY-U8 DE SAYMIRÍN  
V

A continuación, se realiza un análisis de todas las funciones de protección que disponen y se encuentran activas en los IED's MiCOM P343, con el objetivo de conocer que funciones necesitan actualizarse.

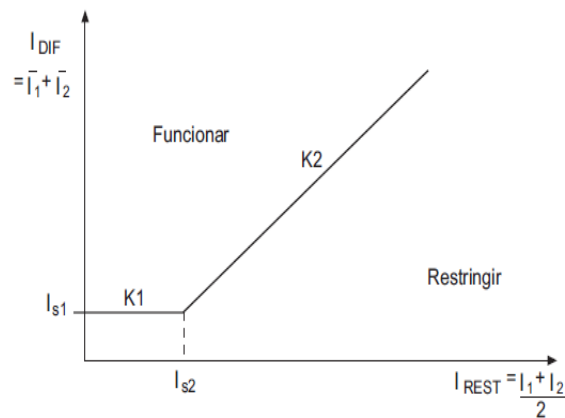
Las configuraciones y cálculos que se realizan son los mismos para los IED's de las dos unidades, por ende, se efectúa un solo análisis.

*Nota: Las celdas en amarillo de todas las tablas, indican los valores propuestos para actualizar los parámetros de cada protección.*

✓ **PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL GENERADOR 87G**

La protección diferencial actúa como protección principal y protege al generador contra cortocircuitos que se presentan entre los devanados de la máquina.

El IED permite configurar una característica de operación diferencial restringida de dos pendientes, esto hace que el IED sea sensible y selectivo para fallas internas.



**Figura E.8. Característica diferencial de dos pendientes del IED MiCOM P343.**

Fuente: Manual técnico. MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391.

Las zonas de actuación que se observan en la figura, proporcionan selectividad en la actuación de la protección, la actuación se restringe en el caso de que se produzca una falsa corriente diferencial ya sea producida por armónicos, corrientes de magnetización, saturación de los TC's, etc.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- Gen Diff Func

Parámetro para selección del tipo de funcionamiento de la protección diferencial del generador. Se recomienda un ajuste en **Porcentage Bias**, para obtener un funcionamiento como elemento diferencial de restricción el cual resulta conveniente para protección de generadores de más de 1 MVA.



- Gen Diff Is1

Parámetro para el ajuste de la intensidad mínima de funcionamiento de la protección diferencial. Este valor de umbral  $I_{s1}$  se elige de tal forma que exista una buena combinación de seguridad y sensibilidad para actuación de la protección. Se realiza un ajuste al 5% de la corriente nominal del generador [7].

$$\text{Gen Diff } I_{s1} = 5\% * I_{nom} = 0,05 * 385$$

$$\text{Gen Diff } I_{s1} = 19,25 \text{ A}$$

El parámetro se ajusta en **25 A**, puesto que es el menor valor de corriente que permite ingresar el IED.

- Gen Diff k1

Parámetro para ajuste del ángulo de la primera pendiente de la característica de restricción. Es recomendable ajustar la pendiente en **0%** por ser la sección de baja impedancia y el riesgo de una falsa corriente diferencial es baja.

- Gen Diff Is2

Parámetro que ajusta el umbral de funcionamiento de la corriente de restricción para la segunda pendiente. El valor del punto de discontinuidad del ajuste del umbral  $I_{s2}$  típicamente se establece en un valor por encima de la corriente nominal. Según [7] un ajuste al 120% de la corriente nominal es conveniente para lograr selectividad cuando existan falsas corrientes diferenciales.

$$\text{Gen Diff } I_{s2} = 120\% * I_{nom} = 1,2 * 385$$

$$\text{Gen Diff } I_{s2} = 462 \text{ A}$$

El parámetro se ajusta en **500 A**, puesto que es el menor valor de corriente que permite ingresar el IED.

- Gen Diff k2

Parámetro para ajuste del ángulo de la segunda pendiente de la característica de restricción. Se recomienda ajustar la pendiente en **150%** por haber mayor riesgo de producirse falsas corrientes diferenciales.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **87G NO NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que los parámetros actuales cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

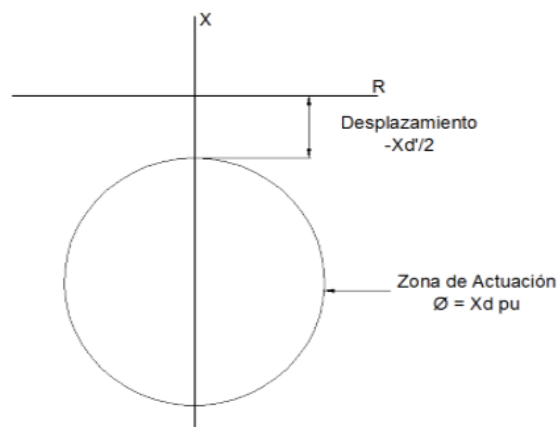
**Tabla E.48. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 87G.**

Función de protección 87G			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Gen Diff Func	Percentage Bias	Percentage Bias	-
Gen Diff Is1	25	25	A
Gen Diff k1	0	0	%
Gen Diff Is2	500	500	A
Gen Diff k2	150	150	%

✓ **PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE EXCITACIÓN 40**

El IED utiliza un esquema de desplazamiento negativo tipo mho en el plano R/X, con dos zonas de protección.

Para el caso de las dos unidades de generación de Saymirín V, no es posible aplicar la recomendación de la norma IEEE, la cual establece una zona de actuación mediante dos umbrales de impedancia, por la razón de que en las unidades el valor de la reactancia  $X_d$  tiene un valor inferior a la unidad, el cual produce un traslape de las zonas de actuación, que se fijan mediante los umbrales de impedancia, por lo tanto, se utiliza un criterio que consta de un único elemento de impedancia, al que se ajusta un diámetro igual a  $X_d$  y un desplazamiento  $\frac{X_d'}{2}$  como se muestra en la figura E.9.



**Figura E.9. Zona de actuación de pérdida de excitación.**

Fuente: Protective relaying for power generation systems, Donald Reimert.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- FFail Alm Status

Parámetro que activa o desactiva la alarma de la función. El manual del IED recomienda ajustar en **Disabled**.

- FFail Alm Angle

Parámetro de ajuste del ángulo de alarma de la función. El manual del IED recomienda ajustar en **15°**.

- FFail Alm Delay

Parámetro de ajuste para temporización de la alarma de la función. El manual del IED recomienda ajustar en **5s**.

- FFail1 Status

Parámetro que activa o desactiva el primer umbral o zona 1 de protección. Se ajusta en **Enabled**, en concordancia con esta configuración.



- FFail1 -Xa1

Parámetro para ajuste del desplazamiento negativo de impedancia de la zona 1 de la función. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda que el desplazamiento tenga un valor igual a la mitad de la reactancia transitoria de eje directo del generador  $x'_d$ .

$$-\frac{x'_d}{2} = -\frac{0,2049}{2} = -0,10245 pu$$

El IED permite ingresar valores en ohmios por lo que se realiza el siguiente cálculo:

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}}$$
$$V_{base} = 6,3 kV$$
$$S_{base} = 4,2 MVA$$
$$Z_{base} = \frac{6300^2}{4,2 * 10^6}$$
$$Z_{base} = 9,45 Ohm$$

El valor a configurar en el IED es:

$$FFail1 -X_{a1} = 0,10245 * 9,45 = 0,9681 Ohm$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 54,78 mohmios; por consiguiente, se ajusta en **0,986 Ohm**.

- FFail1 Xb1

Parámetro para ajustar el diámetro de la característica circular de impedancia de la primera zona de la función. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda que el diámetro tenga un valor igual a la reactancia síncrona de la maquina  $x_d$ .

$$x_d = 0,86 pu$$

El IED permite ingresar valores en ohmios, por lo que se realiza el siguiente cálculo:

$$Z_{base} = 9,45 \Omega$$

El valor a configurar en el IED es:

$$FFail1 X_{b1} = 0,86 * 9,45 = 8,127 Ohm$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 109,6 mohmios; por consiguiente, se ajusta en **8,108 Ohm**.

- FFail1 TimeDelay

Parámetro de ajuste de retardo tiempo para el funcionamiento de protección en la zona 1. El ajuste que recomienda el manual del IED es **5 s**.



- FFail1 DO Timer

Parámetro de ajuste de tiempo de reposición de la zona 1. El ajuste que recomienda el manual del IED es **0 s**.

- FFail2 Status

Parámetro que activa o desactiva el segundo umbral o zona 2 de la protección. La zona 2 no se utiliza debido a que se produce un traslape en la actuación de la protección por lo tanto este parámetro se ajusta en **Disabled**.

Además, todos parámetros de ajuste de la zona 2 se ajustan por defecto, en concordancia con esta configuración.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **40 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.49. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 40.**

Función de protección 40			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
FFail Alm Status	Disabled	Disabled	-
FFail Alm Angle	15	15	grados
FFail Alm Delay	5	5	s
FFail1 Status	Enabled	Enabled	-
FFail1 -Xa1	1,096	0,986	Ohm
FFail1 Xb1	8,656	8,108	Ohm
FFail1 TimeDelay	5	5	s
FFail1 DO Timer	0	0	s
FFail2 Status	Disabled	Disabled	-

✓ **PROTECCIÓN CONTRA FALLA DEL BREAKER 50BF**

La apertura del interruptor es esencial para aislar la falla, la protección de fallo del interruptor supervisa si la apertura del interruptor se realizó en un tiempo razonable, de no ser así esta protección actúa disparando interruptores situados aguas arriba del punto de falla.

La función de fallo del interruptor que incorpora el IED dispone de dos etapas y puede iniciar por elementos de protección basados o no en la corriente y elementos de protección externos.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- CB Fail 1 Status

Parámetro que activa o desactiva el primer umbral de la función de protección. El parámetro se ajusta en **Enabled**, para el uso de esta etapa.

- CB Fail 1 Timer

Parámetro de ajuste de tiempo de actuación del primer umbral. El manual del IED proporciona algunos ajustes típicos de temporización para falla del interruptor, dependiendo del mecanismo de reiniciación.





Se elige un mecanismo de mínima intensidad para el ajuste, con una temporización de 112 ms, pero se agrega un tiempo de actuación de elementos auxiliares de 23 ms, por lo que se recomienda ajustar el parámetro en *135 ms*.

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 10 ms, por consiguiente, el parámetro se ajusta en **140 ms**.

- CB Fail 2 Status

Parámetro que activa o desactiva el segundo umbral o etapa 2 de la función de protección. Se recomienda ajustar este parámetro en **Enabled**, para la opción de redisparo en esta etapa.

- CB Fail 2 Timer

Parámetro de ajuste de tiempo de actuación del segundo umbral. Se recomienda ajustar este parámetro en **280 ms**, de tal manera que se tiene el doble de tiempo para efectuar el redisparo.

- CBF Non I Reset

Parámetro con el que se seleccionan los elementos (ya sean basados o no en la corriente) para actuación de la función en caso de un fallo del interruptor, cuando el fallo no se dé por la condición de mínima corriente. Se recomienda ajustar en **CB Open & I<**, con el fin de aprovechar las opciones de circuito abierto del interruptor y de mínima corriente que brinda el IED.

- CBF Ext Reset

Parámetro con el que se seleccionan los elementos (ya sean basados o no en la corriente) para actuación de la función en caso de fallo del interruptor, cuando el fallo se presente en una zona externa. Se recomienda ajustar en **CB Open & I<**, para aprovechar las opciones de circuito abierto del interruptor y de mínima corriente que brinda el IED.

- I< Current Set

Parámetro para el ajuste de mínima corriente de falla entre fases cuando se produce también un fallo del interruptor. El manual del IED recomienda un ajuste de 5% de la corriente nominal del generador.

$$I < Current Set = 0,05 * 385 A$$

$$I < Current Set = 19,25$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 5 A; por consiguiente, se ajusta en **20 A**.

- IN< Current Set

Parámetro para el ajuste de mínima corriente de falla a tierra cuando se produce también un fallo del interruptor, este elemento de mínima intensidad se usa cuando se produce un fallo externo. Se recomienda ajustar con un valor igual a la mitad de la corriente de cortocircuito cuando se produce una falla monofásica a tierra en la barra de generación.

Relación del TC ubicado en el neutro:

$$RTC = 100/5 A$$

La corriente de cortocircuito monofásica a tierra en la barra Say-B4, calculada con el software DigSILENT PowerFactory es:

$$Icc1 = 582 A$$



Refiriendo al secundario del TC, se tiene:

$$I_{cc2} = 582 * \frac{5}{100} = 29,1 A$$

$$IN < Current Set = \frac{29,1 A}{2}$$

$$IN < Current Set = 14,55 A$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 2,5 A; por consiguiente, se ajusta en **15 A**.

- ISEF < Current Set

Parámetro para el ajuste del elemento de falla a tierra sensible. Se recomienda un ajuste a la mitad del valor de la corriente de cortocircuito en la barra de generación, como medida conservadora para este ajuste.

Relación del TC:

$$RTC = 500/5 A$$

La corriente de cortocircuito monofásica a tierra en la barra Say-B4, calculada con el software DigSILENT PowerFactory.

$$I_{cc1} = 582 A$$

Refiriendo al secundario del TC, se tiene:

$$I_{cc2} = 5,82 A$$

$$IN < Current Set = \frac{5,82 A}{2}$$

$$IN < Current Set = 2,91 A$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 250 mA; por consiguiente, se ajusta en **3 A**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **50BF NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.50. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 50BF.**

Función de protección 50BF			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
CB Fail 1 Status	Enabled	Enabled	-
CB Fail 1 Timer	200	140	ms
CB Fail 2 Status	Disabled	Enabled	-
CB Fail 2 Timer	400	280	ms
CBF Non I Reset	CB Open & I<	CB Open & I<	-
CBF Ext Reset	CB Open & I<	CB Open & I<	-
I< Current Set	50	20	A
IN< Current Set	25	15	A
ISEF< Current	10	3	A
I< CT Source	IA-1 IB-1 IC-1	IA-1 IB-1 IC-1	-



✓ **PROTECCIÓN CONTRA POTENCIA INVERSA 32**

El IED brinda dos umbrales de protección para esta función, en donde se selecciona una función, ya sea de potencia inversa, sobre potencia o baja potencia. Para el ajuste de la protección de potencia inversa se usa el primer umbral, por lo que los parámetros del segundo umbral no se ajustan.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- Operating Mode

Parámetro de selección del funcionamiento de la protección. Este parámetro se ajusta en **Motoring**, así la función percibe cuando la potencia activa tiene dirección desde la red hacia el generador.

- Power1 Function

Parámetro que selecciona el modo de funcionamiento del primer umbral. El funcionamiento de protección de potencia inversa, implica que este parámetro se ajuste en **Reverse**.

- -P>1 Setting

Parámetro para ajustar el arranque del elemento de potencia inversa. La guía IEEE C37-10-2006 recomienda que para generadores hidráulicos el valor de potencia inversa sea de un 0,2 - 2% de la potencia nominal del generador. Se elige un valor del 2% con el fin de tener un mayor valor para el arranque de la función.

$$P = \cos\varphi * S$$

$$P = 0,9 * 4,2 \text{ MVA}$$

$$P = 3,8 \text{ MW} = 3800 \text{ kW}$$

$$-P > 1 \text{ Setting} = 0,02 * 3800 \text{ kW}$$

$$-P > 1 \text{ Setting} = 76 \text{ kW}$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 5,480 kW; por consiguiente, se ajusta en **76,69 kW**.

- P<1 Setting

Parámetro para ajuste de arranque del elemento de baja potencia. Este parámetro no influye en la actuación de la función, por lo tanto, se deja con el valor actual.

- P>1 Setting

Parámetro para ajuste de arranque del elemento de sobre potencia. Este parámetro no influye en la actuación de la función, por lo tanto, se deja con el valor actual.

- Power1 TimeDelay

Parámetro para ajuste de tiempo de funcionamiento del primer umbral. La guía IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, propone que el retardo máximo para que actúe la protección sea de 60 s, pero se elige un tiempo de **1 s** para evitar que el generador sufra daños consumiendo potencia activa de la red durante un tiempo prolongado.



- Power1 DO Timer

Parámetro de ajuste de tiempo de reposición del primer umbral. El manual de IED recomienda un ajuste de **0 s**.

- P1 Poledead

La activación de este parámetro provee una lógica de polo muerto, la lógica genera un bloqueo cuando existe una condición de interruptor abierto o mínima intensidad en cualquiera de las fases del generador. El manual del IED recomienda ajustar en **Enabled**.

- Power2 Function

Parámetro que selecciona el modo de funcionamiento del segundo umbral. Este parámetro está ajustado en **Disabled**, en concordancia con esta configuración.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **32 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.51. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 32.**

Función de protección 32			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operating Mode	Motoring	Motoring	-
Power1 Function	Reverse	Reverse	-
-P>1 Setting	38,35	76,69	kW
P<1 Setting	273,9	273,9	kW
P>1 Setting	3,287	3,287	MW
Power1 TimeDelay	5	1	s
Power1 DO Timer	0	0	s
P1 Poledead	Enable	Enabled	-
Power2 Function	Disabled	Disabled	-

#### ✓ PROTECCIÓN DE SOBRECARGA TÉRMICA 49

El IED permite configurar esta función de protección a través de dos modos: un modo de sobrecorriente y un modo de protección por medio de RTD's. Si la temperatura del generador alcanza valores altos, una señal de alarma advierte al operador para que tome acciones preventivas, pero si la temperatura sigue incrementándose hasta alcanzar el valor de disparo de la unidad, la protección actúa para prevenir daños. Las señales de alarma y disparo están disponibles para los dos modos de protección.

El modo que recomienda utilizar el manual del IED es través de RTD's, puesto que además de detectar elevadas corrientes debido a sobrecargas, permite detectar fallas en el sistema de enfriamiento y ubicar puntos calientes en los devanados del estator por fallas en su aislamiento.

El IED permite tomar la entrada de señales de 10 RTD's tipo A PT100 de 3 hilos. Estos sensores están localizados en áreas del elemento a proteger las cuales son susceptibles a sufrir calentamiento.

Para cada RTD es necesario contar con la siguiente información para la configuración del IED:

- Ajuste de la temperatura del elemento de alarma del RTD.
- Ajuste de la temporización de funcionamiento del elemento de alarma del RTD.
- Ajuste de la temperatura del elemento de disparo del RTD.



- Ajuste de la temporización de funcionamiento del elemento de disparo del RTD.

Debido a que no se dispone de la información anteriormente descrita y la ubicación de los RTD's, se concluye que la función de protección **49 NO NECESITA SER ACTUALIZADA**, además, los sensores ubicados no requieren actualizarse sino un proceso de mantenimiento para el correcto funcionamiento de la protección térmica.

#### ✓ **PROTECCIÓN CONTRA SOBREEXCITACIÓN 24**

El IED proporciona un elemento de sobreexcitación de cinco etapas. Una etapa funciona con temporización de tiempo definido o tiempo inverso, las otras etapas funcionan con ajuste de tiempo definido. Las etapas se combinan para lograr un funcionamiento de múltiples etapas bajo la curva de sobreexcitación o capacidad de daño del generador.

El funcionamiento consiste en relacionar la tensión con la frecuencia y disparar cuando esta relación exceda el ajuste.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### **Ajuste de parámetros**

- V/Hz alm Status

Parámetro que activa o desactiva el elemento de alarma de esta función. Este parámetro se ajusta en **Enabled**.

- V/Hz Alarm Set

Parámetro para ajustar el arranque del elemento de potencia inversa. De acuerdo con la guía IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, cuando la relación V/Hz excede el 105% se considera que ha ocurrido una condición de sobreexcitación por ello el ajuste en esta etapa es de 1,05.

$$V/Hz Alarm Set = \frac{1,05 * V_{primario}}{f}$$

$$V/Hz Alarm Set = 1,05 * 6300V/60Hz$$

$$V/Hz Alarm Set = 110,25$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 547,8 mV/Hz; por consiguiente, se ajusta en **110,1 V/Hz**.

- V/Hz Alarm Delay

Retardo de tiempo en la actuación del elemento de alarma. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **10 s**.

- V/Hz>1 Status

Parámetro que activa o desactiva la etapa 1 de disparo de la función. Este parámetro se ajusta en **Enabled**.

El mismo ajuste tienen los parámetros *V/Hz>2/3/4 Status*.



- V/Hz>1 Trip Func

Parámetro para ajustar la característica de disparo del primer umbral o etapa 1. El IED permite configurar esta etapa como una característica de tiempo definido (DT) o inverso (IDMT). El parámetro se ajusta con una característica de tiempo definido **DT**.

- V/Hz>1 Trip Set

Parámetro que determina el valor de arranque para actuación de la protección en etapa 1. El manual del IED recomienda un ajuste del 110% para esta etapa.

$$V/Hz > 1 Trip Set = 1,1 * 6300V/60Hz$$

$$V/Hz > 1 Trip Set = 115,5$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 547,8 mV/Hz; por consiguiente, se ajusta en **115,6 V/Hz**.

- V/Hz>1 Trip TMS

La característica seleccionada es **DT** (*tiempo definido*), este parámetro se ajusta cuando la selección de la característica es **IDMT** (*tiempo inverso mínimo definido*), por tanto, se da un ajuste predeterminado.

- V/Hz>1 Trip Delay

Tiempo de retardo de actuación de la función en la etapa 1. El tiempo aceptable para evitar daños graves del generador en esta etapa es de **5 s**.

- V/Hz>2 Trip Set

Parámetro que determina el valor de arranque para actuación de la protección en la etapa 2. La guía del IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda ajustar en un valor del 118% para el arranque de la protección instantánea.

$$V/Hz > 2 Trip Set = 1,18 * 6300V/60Hz$$

$$V/Hz > 2 Trip Set = 123,9$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 547,8 mV/Hz; por consiguiente, se ajusta en **123,8 V/Hz**.

- V/Hz>2 Trip Delay

Tiempo de retardo de actuación de la función en la etapa 2. El tiempo aceptable para evitar daños graves del generador en esta etapa es de **3 s**.

- V/Hz>3 Trip Set

Parámetro que determina el valor de arranque para actuación de la protección en la etapa 3. La guía del IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda ajustar en un valor del 118% para el arranque de la protección instantánea, al ser esta la tercera etapa se aumenta un 10% para el ajuste de la etapa.

$$V/Hz > 3 Trip Set = 1,28 * 6300V/60Hz$$

$$V/Hz > 3 Trip Set = 134,4$$



El IED permite configurar este parámetro en pasos de 547,8 mV/Hz; por consiguiente, se ajusta en **134,2 V/Hz**.

- V/Hz>3 Trip Delay

Tiempo de retardo de actuación de la función en la etapa 3. El tiempo aceptable para evitar daños graves del generador en esta etapa es de **2 s**.

- V/Hz>4 Trip Set

Parámetro que determina el valor de arranque para actuación de la protección en la etapa 4. La guía del IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda ajustar en un valor del 118% para el arranque de la protección instantánea, al ser esta la cuarta etapa se aumenta un 20% para el ajuste de la etapa.

$$V/Hz > 4 \text{ Trip Set} = 1,38 * 6300V/60Hz$$

$$V/Hz > 4 \text{ Trip Set} = 144,9$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 547,8 mV/Hz; por consiguiente, se ajusta en **144,6 V/Hz**.

- V/Hz>4 Trip Delay

Tiempo de retardo de funcionamiento de la etapa 4. El tiempo aceptable para evitar daños graves del generador en esta etapa es de **1 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **24 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.52. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 24.**

Función de protección 24			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
V/Hz alm Status	Enabled	Enabled	-
V/Hz Alarm Set	126,5	110,1	V/Hz
V/Hz Alarm Delay	10	10	s
V/Hz>1 Status	Enabled	Enabled	-
V/Hz>1 Trip Func	DT	DT	-
V/Hz>1 Trip Set	132,6	115,5	V/Hz
V/Hz>1 Trip TMS	1	1	-
V/Hz>1 Trip Delay	60	5	s
V/Hz>2 Status	Enabled	Enabled	-
V/Hz>2 Trip Set	144,6	123,9	V/Hz
V/Hz>2 Trip Delay	3	3	s
V/Hz>3 Status	Enabled	Enabled	-
V/Hz>3 Trip Set	156,7	134,4	V/Hz
V/Hz>3 Trip Delay	2	2	s
V/Hz>4 Status	Enabled	Enabled	-
V/Hz>4 Trip Set	168,7	144,9	V/Hz
V/Hz>4 Trip Delay	1	1	s



✓ **POTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN 59**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- V> Measur't Mode

Parámetro que selecciona el modo de medida de la tensión, que puede ser: entre fases o fase-neutro. Puesto que se realiza una medida entre fases el parámetro se ajusta en **Phase-Phase**.

- V> Operate Mode

Este parámetro describe cuantas fases medidas deben estar por encima de un valor ajustado para la actuación de la protección. En la mayoría de las aplicaciones es suficiente que la tensión de una sola fase este por encima del valor ajustado para proporcionar la actuación de la función, entonces este parámetro se configura en **Any Phase**.

- V>1 Function

Parámetro para ajuste de la característica de disparo de la función en la etapa 1. El manual del IED recomienda ajustar en **DT**, es decir una característica de tiempo definido.

- V>1 Voltage Set

Parámetro que determina la tensión de arranque para actuación de la protección en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque de la unidad temporizada al 110% de la tensión nominal del generador.

$$V > 1 \text{ Voltage Set} = 1,1 * 6300 \text{ V}$$

$$V > 1 \text{ Voltage Set} = 6930 \text{ V}$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 54,780 V; por consiguiente, se ajusta en **6,903 kV**.

- V>1 Time Delay

Tiempo de retardo de funcionamiento de la función en la etapa 1. Se elige un tiempo de **1 s** con el objetivo de darle un tiempo al regulador de tensión para que actué y evitar que la unidad salga de operación.

- V>1 TMS

La característica seleccionada para la actuación de la función es **DT** (*tiempo definido*), este parámetro se ajusta cuando la selección de la característica es **IDMT** (*tiempo inverso mínimo definido*), por tanto, se da un ajuste predeterminado.

- V>2 Status

Parámetro que activa o desactiva la etapa 2 de la función. Este parámetro se ajusta en **Enabled**.

- V>2 Voltage Set

Parámetro que determina la tensión de arranque para actuación de la protección en la etapa 2. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque de la unidad instantánea entre un 130 - 150% de la tensión nominal. Se elige un valor del 130% para evitar



que los equipos conectados al generador (como los equipos de los servicios auxiliares) sufran daños por tensiones elevadas.

$$V > 2 \text{ Voltage Set} = 1,3 * 6300 \text{ V}$$

$$V > 2 \text{ Voltage Set} = 8190 \text{ V}$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 54,78 V; por consiguiente, se ajusta en **8,163 kV**.

- V>2 Time Delay

Tiempo de retardo de funcionamiento de la función en la etapa 2. Para una actuación se recomienda ajustar este parámetro en **0 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **59 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.53. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 59.**

Función de protección 59			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
V> Measur't Mode	Phase-Phase	Phase-Phase	-
V> Operate Mode	Any Phase	Any Phase	-
V>1 Function	DT	DT	-
V>1 Voltage Set	7231	6903	V
V>1 Time Delay	10	1	s
V>1 TMS	1	1	-
V>2 Status	Enabled	Enabled	-
V>2 Voltage Set	9861	8163	V
V>2 Time Delay	0,03	0	s

#### ✓ PROTECCIÓN DE SUBTENSIÓN 27

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- V< Measur't Mode

Parámetro que selecciona el modo de medida de la tensión, que puede ser: entre fases o fase-neutro. Puesto que se realiza una medida entre fases el parámetro se ajusta en **Phase-Phase**.

- V< Operate Mode

Este parámetro describe cuantas fases medidas deben estar por encima de un valor ajustado para la actuación de la protección. En la mayoría de las aplicaciones es suficiente que la tensión de una sola fase este por encima del valor ajustado para proporcionar la actuación de la función, entonces este parámetro se configura en **Any Phase**.

- V<1 Function

Parámetro para ajustar la característica de disparo de la función en la etapa 1. El manual del IED recomienda ajustar en **DT**, es decir una característica de tiempo definido.



- V<1 Voltage Set

Parámetro que determina la tensión de arranque para actuación de la protección en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque de la unidad temporizada en un valor menor al 95% de la tensión nominal, se elige un valor del 90%.

$$V < 1 \text{ Voltage Set} = 0,9 * 6300 \text{ V}$$

$$V < 1 \text{ Voltage Set} = 5670 \text{ V}$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 54,78 V; por consiguiente, se ajusta en **5,697 kV**.

- V<1 Time Delay

Tiempo de retardo de funcionamiento de la función en la etapa 1. Este retardo de tiempo se da con el fin de evitar falsos disparos de la protección y se ajusta en **5 s** debido a que las subtensiones no afectan en gran medida al generador como las sobretensiones.

- V<1 TMS

La característica seleccionada para la actuación de la función es *DT (tiempo definido)*, este parámetro se ajusta cuando la selección de la característica es *IDMT (tiempo inverso mínimo definido)*, por tanto, se da un ajuste predeterminado.

- V<1 Poledead Inh

La activación de este parámetro provee una lógica de polo muerto, la cual genera un bloqueo cuando existe ya sea un interruptor abierto o una combinación de mínima corriente y mínima tensión en cualquiera de las fases del generador. El manual del IED recomienda ajustar en **Enabled**.

- V<2 Status

Parámetro que activa o desactiva la etapa 2 de la función. Como se utiliza las dos etapas para implementar la función, este parámetro se ajusta en **Enabled**.

- V<2 Voltage Set

Parámetro que determina la tensión de arranque para actuación de la protección en la etapa 2. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque de la unidad instantánea en un valor menor al 95% de la tensión nominal, se elige un valor del 80% con el fin de brindar mayor confiabilidad en la actuación de la protección.

$$V < 2 \text{ Voltage Set} = 0,8 * 6300 \text{ V}$$

$$V < 2 \text{ Voltage Set} = 5040 \text{ V}$$

- V<2 Time Delay

Tiempo de retardo de funcionamiento de la función en la etapa 2. Este retardo de tiempo se da para brindar respaldo a la función el ajuste en **2 s**.

- V<2 Poledead Inh

La activación de este parámetro provee una lógica de polo muerto, la lógica genera un bloqueo cuando existe una condición de interruptor abierto o una combinación de mínima intensidad y mínima tensión en cualquiera de sus fases. El manual del IED recomienda ajustar en **Enabled**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **27 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.54. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 27.**

Función de protección 27			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
V< Measur't Mode	Phase-Phase	Phase-Phase	-
V< Operate Mode	Any Phase	Any Phase	-
V<1 Function	DT	DT	-
V<1 Voltage Set	5917	5697	V
V<1 Time Delay	10	5	s
V<1 TMS	1	1	-
V<1 Poledead Inh	Enabled	Enabled	
V<2 Status	Enabled	Enabled	-
V<2 Voltage Set	5259	5040	V
V<2 Time Delay	2	2	s
V<2 Poledead Inh	Enabled	Enabled	

✓ **PROTECCIÓN DEL 95% DE FALLA A TIERRA DEL ESTATOR 59N**

El IED brinda dos etapas de protección de sobretensión de neutro derivadas ( $V_N > 1$  y  $V_N > 2$ ) y dos umbrales de protección de sobretensión de neutro medidas ( $V_N > 3$  y  $V_N > 4$ ) con temporizaciones.

El IED deriva la magnitud de operación partiendo de la siguiente ecuación:

$$V_{neutro} = V_a + V_b + V_c$$

Los cálculos que se realizan a continuación se ajustan tanto para parámetros derivados de la ecuación y parámetros medidos en la entrada  $V_{neutro}/V_{N1}$ .

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- $V_N > 1$  Status

Parámetro que activa o desactiva la etapa 1. Este parámetro se ajusta en **Enabled**, esta etapa está habilitada para la protección de sobretensión de neutro, derivada de la ecuación anterior.

- $V_N > 1$  Function

Parámetro para ajustar la característica de disparo de la función en la etapa 1. El manual del IED recomienda ajustar en **DT**, característica de tiempo definido.

- $V_N > 1$  Voltage Set

Parámetro para ajustar el arranque para actuación de la protección en la etapa 1. La unidad protege al 95% del estator medido desde terminales del generador hacia el neutro, por lo que este parámetro se ajusta para que una falla más allá del 5% (a partir del neutro), sea vista por esta protección. El manual del IED recomienda que la tensión de arranque sea:

$$V_N > 1 \text{ Voltage Set} = (\%) \frac{U_{Base}(kV)}{\sqrt{3}}$$



Donde la tensión base es igual a la tensión nominal del generador, entonces para el ajuste de la tensión de arranque se elige un 5% de la tensión nominal, por lo que:

$$VN > 1 \text{ Voltage Set} = (0,05) \frac{6300}{\sqrt{3}} = 182 \text{ V}$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 54,78 V; por consiguiente, se ajusta en **164,3 V/Hz**.

- VN>1 Time Delay

Parámetro para ajustar el retardo de tiempo de funcionamiento de la función en la etapa 1. Según [15] el tiempo de retardo debe estar entre 25 ms a 4 s, pero se elige un tiempo de retardo de **0,5 s** con lo que se garantiza que la protección no actué durante eventos transitorios.

- VN>1 TMS

La característica seleccionada para actuación de la función en la etapa 1 es *DT* (*tiempo definido*), este parámetro se ajusta cuando la selección de la característica es *IDMT* (*tiempo inverso mínimo definido*), por tanto, se da un ajuste predeterminado.

- VN>1 tReset

Parámetro para ajustar el tiempo de reposición de la función. El manual del IED recomienda un ajuste de **0 s**.

- VN>2 Status

Parámetro que activa o desactiva la etapa 2 de la función. El parámetro se ajusta en **Disabled**. Puesto que se utiliza una sola etapa de derivada.

- VN>3 Status

Parámetro que activa o desactiva la etapa 3 de la función. El parámetro se ajusta en **Enabled**. Esta etapa está habilitada para la protección de sobretensión de neutro, medida en la entrada Vneutro/VN1.

- VN>3 Input

Parámetro que utiliza la tensión de neutro, medida de la entrada Vneutro/VN1.

- VN>3 Function

Parámetro para ajustar la característica de disparo de la etapa 3. El manual del IED recomienda ajustar en **DT**.

- VN>3 Voltage Set

Parámetro para el ajuste del arranque para actuación de la protección en la etapa 3. La unidad protege al 95% del estator medido desde terminales del generador hacia el neutro, por lo que este parámetro se ajusta para una falla más allá del 5% (a partir del neutro), sea vista por esta protección. El manual del IED recomienda que la tensión de arranque sea:

$$VN > 3 \text{ Voltage Set} = (\%) \frac{U_{Base}(kV)}{\sqrt{3}}$$

Donde la tensión base es igual a la tensión nominal del generador, entonces para el ajuste de la tensión de arranque se elige un 5% de la tensión nominal, por lo que:

$$VN > 3 \text{ Voltage Set} = (0,05) \frac{6300}{\sqrt{3}} = 182 \text{ V}$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 54,78 V; por consiguiente, se ajusta en **164,3 V/Hz**.

- VN>3 Time Delay

Parámetro para ajustar el retardo de tiempo de funcionamiento de la función en la etapa 3. Según [15] el tiempo de retardo debe estar entre 25 ms a 4 s, pero se elige un tiempo de retardo de **0,5 s** con lo que se garantiza que la protección no actué durante eventos transitorios.

- VN>3 TMS

La característica seleccionada para actuación de la función en la etapa 1 es *DT* (tiempo definido), este parámetro se ajusta cuando la selección de la característica es *IDMT* (tiempo inverso mínimo definido), por tanto, se da un ajuste predeterminado.

- VN>3 tReset

Parámetro para ajustar el tiempo de reposición de la función. El manual del IED recomienda un ajuste de **0s**.

- VN>4 Status

Parámetro que activa o desactiva la etapa 4 de la función. Se ajusta en **Disabled**, puesto que no se utiliza la cuarta etapa de medición.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **59N NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.55. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 59N.**

Función de protección 59N			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
VN>1 Status	Enabled	Enabled	-
VN>1 Input	Derived	Derived	-
VN>1 Function	DT	DT	-
VN>1 Voltage Set	273,9	164,3	V
VN>1 Time Delay	5	0,5	s
VN>1 TMS	1	1	-
VN>1 tReset	0	0	s
VN>2 Status	Disabled	Disabled	-
VN>3 Status	Enabled	Enabled	-
VN>3 Input	VN1	VN1	-
VN>3 Function	DT	DT	-
VN>3 Voltage Set	273,9	164,3	V
VN>3 Time Delay	5	0,5	s
VN>3 TMS	1	1	-
VN>3 tReset	0	0	s
VN>4 Status	Disabled	Disabled	-



✓ PROTECCIÓN DE SECUENCIA NEGATIVA O DESBALANCE DE CARGA 46

La protección de secuencia negativa o desbalance de carga que dispone el IED deriva una magnitud operativa a partir de la siguiente ecuación:

$$I_2 = \frac{I_A + a^2 I_B + a I_C}{3}$$

Donde:

$$a = 1 \angle 120^\circ$$

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

### Ajuste de parámetros

- $I_{2therm>1}$  Alarm

Parámetro que activa o desactiva la función de alarma térmica de secuencia negativa. Este parámetro se ajusta en **Enabled**.

- $I_{2therm>1}$  Set

Parámetro que ajusta el nivel de arranque de la alarma térmica. El ajuste típico de este parámetro es al 70% del nivel de disparo térmico ( $I_{2therm>2}$  Set que se calcula más adelante), para proporcionar el nivel de alarma antes del límite térmico de la máquina.

$$I_{2therm > 1 Set} = 0,7 * I_{2therm > 2 Set}$$

$$I_{2therm > 1 Set} = 0,7 * 18,5$$

$$I_{2therm > 1 Set} = 12,95$$

El parámetro se ajusta en **15 A**, puesto que es el límite inferior que permite ajustar el IED.

- $I_{2therm>1}$  Delay

Parámetro que ajusta el retardo de tiempo para funcionamiento de la alarma térmica. El manual de IED recomienda ajustar este parámetro en **20 s**.

- $I_{2therm>2}$  Trip

Parámetro que activa o desactiva la función de disparo. Este parámetro se ajusta en **Enabled**.

- $I_{2therm>2}$  Set

Parámetro que determina el arranque del disparo de la protección de secuencia negativa. Este parámetro se ajusta considerando los límites de daño térmico de la máquina, los cuales son proporcionados por los fabricantes.

Las normas IEC60034-1 y ANSI C50.13-1977 especifican los niveles máximos de corriente de secuencia negativa que soportan los generadores. Para las unidades de Saymirín V se toman los valores para un generador con rotor de polos salientes refrigerado indirectamente, a continuación, se muestra una tabla con los valores según la norma mencionada.



Tipo de generador	$I2/In$ , máximo para funcionamiento continuo	$(I2/In)^{2t}$ , máximo para funcionamiento bajo condiciones de falla, $K_G$
Polos salientes:		
Refrigerado indirectamente	0,08	20

Según el manual del IED y considerando que los ajustes se realizan en amperios secundarios, el parámetro se ajusta de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$I2therm > 2 Set = I_{2cmr} * \left( \frac{I_{flc}}{I_p} \right) * I_n$$

Donde:

$I_{2cmr}$ : Máxima corriente de secuencia negativa  $I_2$ , soportada por el generador en por unidad ( $I2/In$ )

$I_{flc}$ : Corriente de carga total primaria del generador

$I_s$ : Corriente secundaria nominal del TC

$I_n$ : Corriente nominal del IED, el manual indica que se tiene disponible un tap de 1-5A, se toma 3 A.

$$I2therm > 2 Set = 0,08 * \left( \frac{384,9}{5} \right) * 3$$

$$I2therm > 2 Set = 18,5$$

El parámetro se ajusta en **25 A**, puesto que es el menor valor de corriente que permite ingresar el IED.

- $I2therm > 2 kSet$

Parámetro para el ajuste de la constante de capacidad térmica en función del tiempo, cuando la temperatura del generador se eleva por la característica de secuencia negativa. Este parámetro se ajusta considerando los límites de daño térmico de la máquina que vienen dados en los manuales del fabricante.

Las normas IEC60034-1 y ANSI C50.13-1977 especifican los niveles máximos de intensidad de secuencia negativa que soportan los generadores. Para las unidades de Saymirín V se toman los valores para un generador con rotor de polos salientes refrigerado indirectamente.

Según el manual del IED y considerando que los ajustes se realizan en amperios primarios para este caso, el parámetro se ajusta de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$I2therm > 2 kSet = K_G * \left( \frac{I_{flc}}{I_p} \right)^2$$

Donde:

$K_G$ : Constante de capacidad térmica del generador ( $(I2/In)^2 t$ ).

$I_{flc}$ : Corriente de carga total primaria del generador.

$I_p$ : Corriente primaria nominal del TC.

$$I2therm > 2 kSet = 20 * \left( \frac{384,9}{500} \right)^2$$

$$I_{2therm} > 2 \text{ kSet} = 11,9 \text{ s}$$

- $I_{2therm} > 2 \text{ kRESET}$

Parámetro para ajustar el tiempo de reinicio de la función. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **15 s**.

- $I_{2therm} > 2 \text{ tMAX}$

Parámetro para ajustar el tiempo máximo de funcionamiento de la función. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **1000 s**.

- $I_{2therm} > 2 \text{ tMIN}$

Parámetro para ajustar el tiempo mínimo de funcionamiento de la función. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0.25 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **46 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.56. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 46.**

Función de protección 46			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
$I_{2therm} > 1 \text{ Alarm}$	Enabled	Enabled	-
$I_{2therm} > 1 \text{ Set}$	15	15	A
$I_{2therm} > 1 \text{ Delay}$	20	20	s
$I_{2therm} > 2 \text{ Trip}$	Enabled	Enabled	-
$I_{2therm} > 2 \text{ Set}$	25	25	A
$I_{2therm} > 2 \text{ kSet}$	11,9	11,9	s
$I_{2therm} > 2 \text{ kRESET}$	15	15	s
$I_{2therm} > 2 \text{ tMAX}$	2000	1000	s
$I_{2therm} > 2 \text{ tMIN}$	0,25	0,25	s

#### ✓ PROTECCIÓN DE SUBFRECUENCIA 81U

Esta función de protección se ajusta considerando los límites de frecuencia-tiempo garantizados por el generador, además se debe evitar que el generador entregue potencia a la red con una frecuencia fuera de los límites impuestos por las autoridades de suministro.

El IED incluye 4 etapas de para la protección de subfrecuencia, las cuales disponen de un bloqueo opcional de la protección en la condición de polo muerto (interruptor abierto).

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- $F < 1 \text{ Status}$

Parámetro que activa o desactiva el primer umbral o etapa 1 de la función. Se ajusta en **Enabled**.

- $F < 1 \text{ Setting}$

Parámetro que define la frecuencia de arranque para actuación de la protección en la etapa 1. Según el manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (versión 2.0) emitido por el





CENACE, la banda de variación permitida de la frecuencia para operación continua del sistema en condiciones normales se encuentra entre 59 y 61 Hz es decir  $\pm 2\%$  de la frecuencia nominal. Por lo tanto, la frecuencia de arranque para la operación de la protección tomando una frecuencia fundamental de 60 Hz es de **58,9 Hz**.

- F<1 Time Delay

Tiempo de retardo para el funcionamiento de la función en la etapa 1. El tiempo del retardo de actuación de la protección debe ser corto para evitar que el generador se dañe y lo suficientemente grande para permitir que actué el regulador de velocidad. No existe ninguna norma o regla que indique el tiempo de retardo, pero se considera aceptable ajustar un tiempo de **10 s**.

- F<2 Status

Parámetro que activa o desactiva el segundo umbral o etapa 2 de la función. Este parámetro se ajusta en **Enabled**.

- F<2 Setting

Parámetro que define la frecuencia de arranque para actuación de la protección en la etapa 2, el cual proporciona un nivel de confiabilidad para la protección, puesto que la etapa 1 configura ya un ajuste basado en el manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (versión 2.0) emitido por el CENACE, para esta etapa se recomienda un ajuste de **57,9 Hz** como respaldo, de tal forma que se aproveche las etapas de la función.

- F<2 Time Delay

Tiempo de retardo para el funcionamiento de la función en la etapa 2. No existe ninguna norma o regla que indique el tiempo de retardo, pero se considera aceptable ajustar un tiempo de **5 s**.

- F<3 Status

Parámetro que activa o desactiva el tercer umbral o etapa 3 de la función. Este parámetro se ajusta en **Enabled**.

- F<3 Setting

Parámetro que define la frecuencia de arranque para actuación de la protección en la etapa 3, el cual proporciona un nivel de confiabilidad para la protección, puesto que la etapa 1 configura ya un ajuste basado en el manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (versión 2.0) emitido por el CENACE, para esta etapa se recomienda un ajuste de **57,5 Hz** como respaldo, de tal forma que se aproveche las etapas de la función.

- F<3 Time Delay

Tiempo de retardo para el funcionamiento de la función en la etapa 3. No existe ninguna norma o regla que indique el tiempo de retardo, pero se considera aceptable ajustar un tiempo de **2 s**.

- F<4 Status

Parámetro que activa o desactiva el cuarto umbral o etapa 4 de la función. El ajuste es **Enabled**.

- F<4 Setting

Parámetro que define la frecuencia de arranque para actuación de la protección en la etapa 4, el cual proporciona un nivel de confiabilidad para la protección, puesto que la etapa 1 configura ya un ajuste basado en el manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (versión 2.0) emitido

por el CENACE, para esta etapa se recomienda un ajuste de **57 Hz** como respaldo, de tal forma que se aproveche las etapas de la función.

- F<4 Time Delay

Tiempo de retardo para el funcionamiento de la función en la etapa 4. No existe ninguna norma o regla que indique el tiempo de retardo, pero se considera aceptable ajustar un tiempo de **1 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **81U NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.57. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 81U.**

Función de protección 81U			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
F<1 Status	Enabled	Enabled	-
F<1 Setting	58,9	58,9	Hz
F<1 Time Delay	20	10	s
F<2 Status	Enabled	Enabled	-
F<2 Setting	57,9	57,9	Hz
F<2 Time Delay	10	5	s
F<3 Status	Enabled	Enabled	-
F<3 Setting	57,5	57,5	Hz
F<3 Time Delay	10	2	s
F<4 Status	Enabled	Enabled	-
F<4 Setting	57	57	Hz
F<4 Time Delay	5	1	s

✓ **PROTECCIÓN DE SOBREFRECUENCIA 81O**

El IED incluye 2 umbrales o etapas de para la protección de sobrefrecuencia.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- F>1 Status

Parámetro que activa o desactiva el primer umbral o etapa 1 de la función. Se ajusta en **Enabled**.

- F>1 Setting

Parámetro que define la frecuencia de arranque para actuación de la protección en la etapa 1. Según el manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (versión 2.0) emitido por el CENACE, la banda de variación permitida de la frecuencia para operación continua del sistema en condiciones normales se encuentra entre 59 y 61 Hz es decir  $\pm 2\%$  de la frecuencia nominal. Por lo tanto, la frecuencia de arranque para la operación de la protección tomando una frecuencia fundamental de 60 Hz es de **61,1 Hz**.

- F>1 Time Delay

Tiempo de retardo para el funcionamiento de la función en la etapa 1. No existe ninguna norma o regla que indique el tiempo de retardo, pero se considera un tiempo de **20 s**, debido a que la condición de sobrefrecuencia no implica desconectar carga.



- F>2 Status

Parámetro que activa o desactiva el segundo umbral o etapa 2 de la función. Este parámetro se ajusta en **Enabled**.

- F>2 Setting

Parámetro que define la frecuencia de arranque para actuación de la protección en la etapa 2, el cual proporciona un nivel de confiabilidad para la protección, puesto que la etapa 1 configura ya un ajuste basado en el manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (versión 2.0) emitido por el CENACE, para esta etapa se recomienda un ajuste de **63 Hz** como respaldo, de tal forma que se aproveche las etapas de la función.

- F>2 Time Delay

Tiempo de retardo para el funcionamiento de la función en la etapa 2. No existe ninguna norma o regla que indique el tiempo de retardo, pero se considera aceptable ajustar un tiempo de **5 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **810 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.58. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 810.**

Función de protección 810			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
F>1 Status	Enabled	Enabled	-
F>1 Setting	62	61,1	Hz
F>1 Time Delay	10	20	s
F>2 Status	Enabled	Enabled	-
F>2 Setting	63	63	Hz
F>2 Time Delay	5	5	s

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEPENDIENTE DE LA TENSIÓN 51V**

El IED permite tener dos tipos de configuración de la protección de respaldo 51V, el primero se basa en un control de la tensión y el segundo en una restricción de la tensión, al momento de producirse una condición de sobrecorriente. La actualización de esta función se basa en la primera configuración.

El ajuste de intensidad se fija de manera de que tenga un valor primario de funcionamiento superior a la máxima intensidad de carga del generador. Las dos unidades de Saymirín V están diseñadas para trabajar con una sobrecarga del 10%. Por tal motivo el valor de este ajuste será el 10 % de la intensidad nominal de cada generador.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- Backup Function

Parámetro con el cual se selecciona el funcionamiento de la función. Este parámetro se ajusta en **Volt controlled**.



- Vector Rotation

Parámetro con el que se selecciona el desfase vectorial. En caso de tener un transformador elevador con conexión YNd o Dyn se recomienda un ajuste en **Delta-Star** de manera que se mejore la sensibilidad ante fallas de fase en el lado de alta del transformador.

- V Dep OC Char

Parámetro que selecciona la característica de la función de sobrecorriente de tensión controlada. El manual del IED recomienda que el tipo de curva que se elija sea una **IEC E Inverse**.

- V Dep OC I > Set

Parámetro que determina la corriente de arranque para actuación de la protección. El ajuste típico esta entre el 125-175% de la corriente nominal, al 100% de la tensión nominal del generador [16]. Se elige un valor de corriente de arranque del 150% de la I nominal, como medida conservadora puesto que es una protección de respaldo del sistema.

$$V Dep OC I > Set = 1,5 * 385 A$$

$$V Dep OC I > Set = 577,35 A$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 54,78 A; por consiguiente, se ajusta en **575 A**.

- V Dep OC T Dial

Este parámetro es el multiplicador del tiempo (DIAL) de la característica de tiempo inverso. Debido a que no se cuenta con la curva de daño del generador, no se establece un valor exacto del DIAL, por lo que el ajuste actual de este parámetro no se modifica.

- V Dep OC Reset

Parámetro para ajuste de la reposición de la función. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **DT**.

- V Dep OC Delay

Parámetro que define el retardo de tiempo de actuación de la función. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0,5 s**.

- V Dep OC TMS

Parámetro que se ajusta cuando la selección de la característica es **IDMT (tiempo inverso mínimo definido)**, por tanto, el ajuste de este parámetro no influye en esta configuración y se da un ajuste predeterminado.

- V Dep OC K (RI)

Parámetro que se ajusta como predeterminado ya que al no elegir una curva **RI** no influye en la actuación de la protección.

- V Dep OC tRESET

Parámetro para ajustar el tiempo de reposición de la característica de tiempo definido. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0 s**.



- V Dep OC V<1 Set

Parámetro para ajustar el nivel de mínima tensión para la característica de sobrecorriente controlada por tensión. El valor del 30% de la tensión nominal del generador, permite obtener una rápida actuación de la función en caso de que se produzca un cortocircuito en la barra de la S/E Saymirín.

$$V \text{ Dep OC } V < 1 \text{ Set} = 30\% * V_n$$

$$V \text{ Dep OC } V < 1 \text{ Set} = 0,3 * 6300$$

$$V \text{ Dep OC } V < 1 \text{ Set} = 1890 \text{ V}$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 54,780 V; por consiguiente, se ajusta en **1,917 kV**.

- V Dep OC V<2 Set

Parámetro de ajuste para nivel de la mínima tensión para la característica de sobrecorriente restringida por tensión. El ajuste de este parámetro no influye en la actuación de la protección ya que se configura con un modo de tensión controlada.

- V Dep OC k Set

Parámetro para ajustar el factor de multiplicación para la protección de sobrecorriente de tensión controlada. Según la literatura el parámetro se ajusta con un valor menor al 50% de la intensidad de falla mínima en régimen permanente, en el caso de una falla multifásica en el terminal remoto de un alimentador, siendo el generador la única fuente, esto asegura que el elemento proporcione adecuada protección de respaldo para una falla no despejada en aquel alimentador.

La función de protección 51V, debe proveer respaldo hasta el terminal remoto más lejano equivalente al extremo de la línea que conecta a la S/E Ricaurte(07) con la S/E Saymirín(11). Por lo tanto, es necesario realizar la simulación de un cortocircuito trifásico y bifásico en la barra Ricaurte-69kV, y obtener la corriente de cortocircuito de estado estable en el generador, cuando únicamente un generador de Saymirín V se encuentra alimentando a dicha falla.

$$\text{Falla trifásica: } I_A = I_B = I_C = 364 \text{ A}$$

$$\text{Falla fase - fase: } I_A = 0, I_B = 134 \text{ A}, I_C = 134 \text{ A}$$

Comparando las intensidades de cortocircuito de estado estable tanto para la falla trifásica y la falla bifásica, se observa que la intensidad menor es de 134 A. Tomando un valor de 60 A, lo cual significa un porcentaje inferior al 50% de 134 A, se calcula el factor k de la siguiente manera:

$$V \text{ Dep OC } k \text{ Set} = \frac{60}{1,5 * I_{nom}} = \frac{60}{577,35}$$

$$V \text{ Dep OC } k \text{ Set} = \mathbf{0,10}$$

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **51V NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

Tabla E.59. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 51V.

Función de protección 51V			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Backup Function	Volt controlled	Volt controlled	-
Vector Rotation	None	Delta-Star	-
V Dep OC Char	IEC E Inverse	IEC E Inverse	-
V Dep OC I> Set	425	575	A
V Dep OC T Dial	1	1	-
V Dep OC Reset	DT	DT	-
V Dep OC Delay	1	0,5	s
V Dep OC TMS	1,2	1,2	-
V Dep OC K (RI)	1	1	-
V Dep OC tRESET	0	0	s
V Dep OC V<1 Set	1972	1917	V
V Dep OC k Set	0,35	0,10	-

✓ **PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE TENSIÓN 60**

El IED dispone de un elemento de protección de supervisión de los TC's, en donde se realiza la protección contra pérdida de tensión. La protección funciona en el caso de pérdida de tensión sobre una o dos fases, la pérdida de tensión se produce cuando se desconecta un TP o cuando sucede un cierre sobre falla trifásica cercana.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- VTS Status

Parámetro que determina el estado del modo de operación de esta función. Se recomienda ajustar en **Blocking**, para activar el bloqueo opcional de los elementos de protección que dependen de la tensión.

- VTS Reset Mode

Parámetro para reposición de la función. Se recomienda ajustar en **Auto**, de forma que una vez despejada la condición de baja tensión, la función se reponga automáticamente.

- VTS Time Mode

Parámetro para ajustar el tiempo de funcionamiento de la protección después de detectarse la condición de baja tensión. El manual de IED recomienda ajustar este parámetro en **5 s**.

- VTS I> Inhibit

Parámetro para ajuste de sobrecorriente. El ajuste de este parámetro se usa para inhabilitar la protección de supervisión del TP, en el caso de pérdida de la tensión trifásica, causado por una falla trifásica cercana. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro de la siguiente forma:

$$VTS I > Inhibit = I_{sc} + I_c + IR$$

Donde:

$I_{sc}$ : Corriente de sobrecarga.

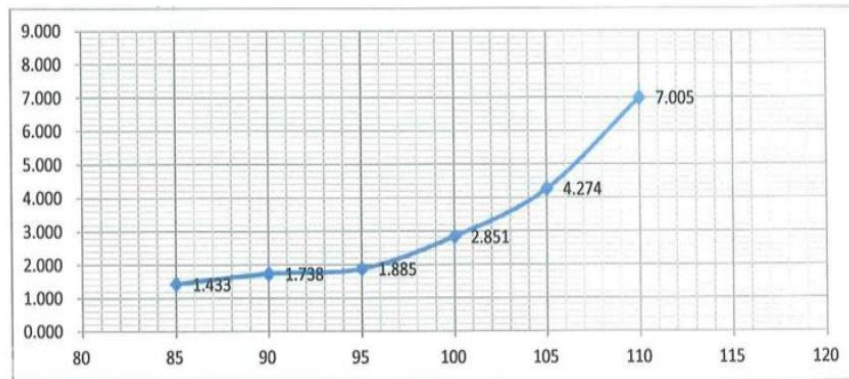
$$I_{sc} = 1,1 * I_n = 1,1 * 385 = 423,39 A$$

$I_c$ : Corriente capacitiva, la cual se obtiene utilizando DlgSILENT PowerFactory y es igual a:

$$I_c = 69,17 A$$

$I_R$ : Corriente inrush, que se obtiene de la curva inrush del transformador al 105% de la tensión nominal del transformador.

$$I_R = 4,274 A$$



**Figura E.10. Curva de corriente inrush del transformador.**

Fuente: Pliegos de pruebas LS INDUSTRIAL SYSTEMS. CEDHI Ingeniería al detalle Saymirín V.

$$VTS I > Inhibit = 423,39 + 69,17 + 4,27 = 496 A$$

- VTS I2> Inhibit

Parámetro para el ajuste de sobrecorriente de secuencia negativa. Este ajuste sirve para inhibir la función de supervisión en caso de que se produzca una circulación de corriente de secuencia negativa mayor al nivel establecido para este ajuste. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **25 A**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **60 NO NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que los parámetros actuales cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

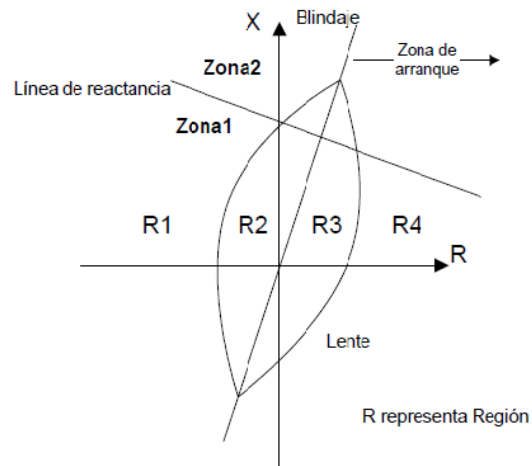
**Tabla E.60. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 60.**

Función de protección 60			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
VTS Status	Blocking	Blocking	-
VTS Reset Mode	Auto	Auto	-
VTS Time Mode	5	5	s
VTS I> Inhibit	495	495	A
VTS I2> Inhibit	25	25	A

✓ **PROTECCIÓN CONTRA DESLIZAMIENTO DE POLO O PÉRDIDA DE SINCRONISMO 78**

El IED utiliza un esquema lenticular de detección de impedancia vista en terminales de la unidad. La característica de deslizamiento de polo consta de tres partes: la primera es una característica lenticular (lente); la segunda es una línea recta llama blindaje que bisecta la lente y divide el plano

de impedancia; la tercera es una línea de reactancia perpendicular a la línea de blindaje, la figura E.11 muestra de forma geométrica las zonas de alcance de protección de esta función.



**Figura E.11. Protección de deslizamiento de polo utilizando la característica lenticular.**

Fuente: Manual técnico. MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- Pslip Function

Parámetro que activa o desactiva la protección contra deslizamiento de polo. Este parámetro se ajusta en **Enabled**.

- Pole Slip Mode

Parámetro para ajuste del modo de funcionamiento de la función. Se recomienda ajustar este parámetro en **Generating**, para una configuración en modo generador.

- Pslip Za Forward

Parámetro que ajusta el alcance de la impedancia vista hacia adelante de la característica de deslizamiento de polo. Este parámetro se ajusta con el valor de la impedancia equivalente de la red y del transformador elevador, el mismo que determina el alcance hacia adelante de la lente.

Los valores base y la impedancia en por unidad del generador son:

$$V_{base} = 6,3 \text{ kV}$$

$$S_{base} = 4,2 \text{ MVA}$$

$$I_{base} = 384,9 \text{ A}$$

$$Z_{base} = 9,45 \Omega$$

$$x'_d = 0,2049 \text{ pu}$$

Los valores base y la impedancia en por unidad del transformador son:





$$V_b = 69 \text{ kV}$$

$$S_b = 8,61 \text{ MVA}$$

$$Z_T = 0,077 \text{ pu en bases del transformador}$$

$$Z_T = 0,077 \left( \frac{69 \text{ kV}}{69 \text{ kV}} \right)^2 \left( \frac{4,2 \text{ MVA}}{8,61 \text{ MVA}} \right)$$

$$Z_T = 0,037 \text{ pu en bases del generador}$$

Los valores base y la impedancia en por unidad del sistema equivalente son:

$$V_b = 69 \text{ kV}$$

$$S_b = 4,2 \text{ MVA}$$

La impedancia equivalente del sistema se calcula dividiendo la potencia base para la potencia de cortocircuito cuando se produce una falla en la barra Say-69kV. Con la ayuda del software DigSILENT PowerFactory se obtiene que el valor de la potencia de cortocircuito en dicha barra es de 613,07 MVA, entonces:

$$Z_{SIS} = \left( \frac{4,2 \text{ MVA}}{613,07 \text{ MVA}} \right)$$

$$Z_{SIS} = 0,00685 \text{ pu en bases del generador}$$

El alcance de la impedancia hacia adelante en pu es:

$$Z_A = Z_T + Z_{SIS}$$

$$Z_A = 0,037 + 0,00685 = 0,043 \text{ pu}$$

El ajuste de este parámetro en ohmios es:

$$Pslip \text{ Za Forward} = Z_A * Z_{base}$$

$$Pslip \text{ Za Forward} = 0,043 * 9,45$$

$$Pslip \text{ Za Forward} = 0,414 \text{ Ohm}$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 57,78 mOhm; por consiguiente, se ajusta en **0,4382 Ohm**.

- Pslip Zb Reverse

Parámetro que ajusta el alcance de la impedancia vista hacia atrás de la característica de deslizamiento de polo. Este parámetro se ajusta con el valor de la impedancia transitoria del generador, el mismo que determina el alcance inverso de la lente.

Como impedancia del generador se utiliza el valor de la reactancia síncrona de eje directo, la cual está dada en pu:

$$Z_G = x'_d = 0,2049 \text{ pu}$$

El alcance de la impedancia hacia atrás  $Z_B$  en pu, es:



$$Z_B = 2 * Z_G$$

$$Z_B = 2 * 0,2094 = 0,4188 \text{ pu}$$

El ajuste de este parámetro en ohmios es:

$$P_{slip} Z_b \text{ Reverse} = Z_B * Z_{base}$$

$$P_{slip} Z_b \text{ Reverse} = 0,4188 * 9,45$$

$$P_{slip} Z_b \text{ Reverse} = 3,95 \text{ Ohmios}$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 54,78 mOhm; por consiguiente, se ajusta en **3,944 Ohm**.

- Lens Angle

Parámetro para ajuste del ángulo de la lente. El ancho del alcance de la lente es proporcional al ángulo de la misma. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **90°**, de forma que la impedancia de carga permanece en forma segura fuera de la lente y la orden de disparo se emite al menor desfase al ajustar un ángulo pequeño.

- PSlip Timer T1

Parámetro para ajuste del tiempo mínimo en que se permite que la impedancia se encuentre en la zona lenticular. Este temporizador arranca cuando la impedancia se encuentra en la mitad derecha del lente, puesto que el ajuste del modo de funcionamiento es como generador. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0,015 s**.

- PSlip Timer T2

Parámetro para ajuste del tiempo mínimo en que se permite que la impedancia se encuentre en la zona lenticular. Este temporizador arranca cuando la impedancia se encuentra en la mitad opuesta del lente. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0,015 s**.

- Blinder Angle

Parámetro para ajuste del ángulo de blindaje con el que se define la inclinación de la característica de la lente. Para ajustar este parámetro se considera el ángulo de impedancia de la red por lo que se recomienda un ajuste de **80°**, que se obtuvo mediante el software DIgSILENT PowerFactory.

- PSlip Zc

Parámetro para ajuste del alcance de la impedancia vista hacia adelante de la línea de reactancia que divide a la lente en dos zonas. La línea de reactancia permite distinguir el deslizamiento del polo dentro del generador o dentro de la red. El manual del IED recomienda ajustar el alcance de la impedancia hacia adelante de la línea de reactancia  $Z_C$ , al 90% de la reactancia del transformador.

$$Z_C = 0,9 * Z_T$$

$$Z_C = 0,9 * 0,037 = 0,033 \text{ pu}$$

El ajuste de este parámetro en ohmios es:

$$P_{slip} Z_c = Z_C * Z_{base}$$

$$P_{slip} Z_c = 0,033 * 9,45$$



$$Pslip Zc = 0,311 \text{ Ohmios}$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 54,78 mOhm; por consiguiente, se ajusta en **0,3287 A**.

- Zone1 Slip Count

Parámetro para el ajuste del número de deslizamientos de polo permitidos en la zona 1 de la lente. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **1**.

- Zone2 Slip Count

Parámetro para el ajuste del número de deslizamientos de polo permitidos en la zona 2 de la lente. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **2**.

- Pslip Reset Time

Parámetro para ajuste de tiempo de reposición de la función. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **30 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **78 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos de los parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.61. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 78.**

Función de protección 78			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Pslip Function	Enabled	Enabled	-
Pole Slip Mode	Generating	Generating	-
Pslip Za Forward	11,39	0,4382	Ohm
Pslip Zb Reverse	4,383	3,95	Ohm
Lens Angle	90	90	grado
PSlip Timer T1	15	15	ms
PSlip Timer T2	15	15	ms
Blinder Angle	80	80	grado
PSlip Zc	3,232	3,08	Ohm
Zone1 Slip Count	1	1	-
Zone2 Slip Count	2	2	-
Pslip Reset Time	30	30	s

#### ✓ PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTÁNEA/TEMPORIZADA 50/51

El IED incorpora cuatro etapas para el disparo de la protección, en donde los ajustes son independientes en cada etapa, pero se aplica para las tres fases. Las dos primeras etapas pueden tener características temporizadas de tiempo definido o inverso, mientras que las dos últimas etapas tienen únicamente características de tiempo definido.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros



- I>1 Function

Parámetro para ajustar la característica de la curva de actuación de la primera etapa. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda utilizar una curva **ANSI E. Inverse**.

- I>1 Direction

Parámetro para ajustar la dirección de funcionamiento de la protección en la etapa 1. Este parámetro se ajusta en **Non-Directional**.

- I>1 Current Set

Parámetro para ajustar la corriente de arranque para actuación de la protección en esta etapa. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque de la protección entre un valor del 75-100% de la corriente nominal a plena carga. Se elige un ajuste al 100%.

$$I_{N > 1 \text{ Current Set}} = 385 \text{ A}$$

- I>1 Time Dial

Parámetro que ajusta el DIAL de la curva seleccionada en esta etapa. Según la coordinación realizada en el software DIGSILENT PowerFactory, este parámetro se ajusta en **1,8**.

- I>1 Reset Char

Parámetro para ajuste del tipo de reposición de curva característica IEEE/US. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **DT**.

- I>1 tRESET

Parámetro para ajuste del tiempo de reposición o liberación de la característica para, una actuación de tiempo definido. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0 s**.

- I>3 Function

Parámetro para ajustar la característica de la curva de actuación de la etapa 3. Para una actuación instantánea de la protección se recomienda ajustar este parámetro en **DT**.

- I>3 Direction

Parámetro para ajustar la dirección de funcionamiento de la protección en la etapa 3. Este parámetro se ajusta en **Non-Directional**.

- I>3 Current Set

Parámetro para ajustar la corriente de arranque para actuación de la protección en esta etapa. Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, la unidad instantánea debe actuar cuando la corriente supere a la máxima corriente admisible que soporta el devanado de armadura del generador en condiciones de sobrecarga. De acuerdo con la norma, la unidad instantánea se ajusta a un **430%** de la corriente nominal.

$$I > 3Function = 4,3 * 385$$

$$I > 3Function = 1655 \text{ A}$$

- I>3 Time Delay

Parámetro para ajustar el tiempo de retardo para la actuación de la protección en la etapa 3. Para que la etapa arranque de manera instantánea como protección 50, se recomienda ajustar en **0 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **50/51 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos de los parámetros no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.62. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 50/51.**

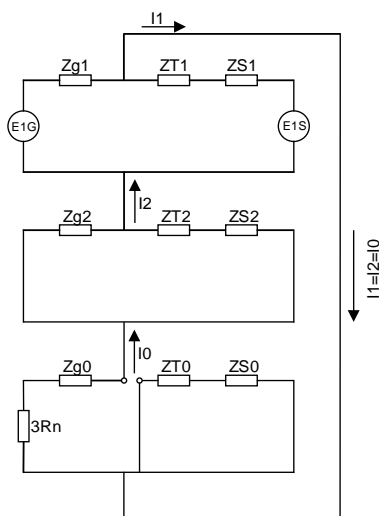
Función de protección 50/51			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
I>1 Function	IEC S Inverse	ANSI E. Inverse	-
I>1 Direction	Non-Directional	Non-Directional	
I>1 Current Set	500	385	A
I>1 Time Dial	1	1,8	-
I>1 Reset Char	DT	DT	-
I>1 tRESET	0	0	s
I>3 Function	Enabled	Enabled	-
I>3 Direction	Non-Directional	Non-Directional	
I>3 Current Set	5000	1655	A
I>3 Time Delay	0	0	s

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA/TEMPORIZADA RESIDUAL 50N/51N**

El IED ofrece una protección de fallas a tierra o residuales no direccionales de dos etapas.

La máxima corriente de falla, cuando se produce una falla en los terminales del generador se calcula mediante el método de las componentes simétricas, el cual se basa en la unión de los diagramas de secuencias: positiva, negativa y cero, de los generadores, transformador y línea de transmisión de Saymirín V.

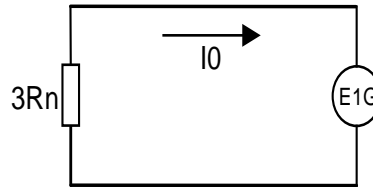
El diagrama de secuencias y su circuito equivalente, son:



**Figura E.12. Diagrama de secuencias para el cálculo de falla a tierra en los terminales del generador Say-U7.**

Fuente: IEEE Guide for generator ground protection.

De la figura anterior se puede obtener una reducción del circuito, debido a que: "Las impedancias equivalentes de secuencia positiva y negativa del sistema y la impedancia de secuencia cero del generador son extremadamente pequeñas, en comparación con la resistencia del circuito equivalente del neutro y la capacitancia distribuida de secuencia cero, por lo tanto, pueden despreciarse". [17]



**Figura E.13. Reducción aproximada del diagrama de secuencias.**

Fuente: IEEE Guide for generator ground protection.

La resistencia de puesta a tierra de los generadores tiene un valor igual a:

$$R_n = 14,5 \text{ ohm}$$

Por lo tanto, la corriente que circula por el neutro del generador cuando se produce una falla a tierra es:

$$I_n = 3I_0 = \frac{3 E_g}{3 R_n} = \frac{6300}{\sqrt{3} * 14,5} = 250,84 \text{ A}$$

El TC que envía la señal de corriente de secuencia cero se instala directamente en el neutro del generador. En este tipo de sistemas de puesta a tierra se selecciona un TC con una relación de transformación de 5/5 A [10].

Por lo tanto, la corriente que circula por el IED cuando se produce una falla a tierra en los terminales del generador es:

$$I_r = 250,84 * \frac{5}{5} = 250,84 \text{ A}$$

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- IN>1 Function

Parámetro para ajustar la característica de la curva de actuación de la primera etapa. Se recomienda dejar la curva seteada actualmente, es decir una curva **DT**.

- IN>1 Current

Parámetro para ajustar la corriente de arranque para actuación de la protección en esta etapa. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro con un valor menor al 33% de la contribución de la máquina a la falla a tierra o de la corriente nominal que circula por el neutro. Se ajusta con un valor del 30% de la corriente de cortocircuito, por lo que:

$$IN > 1 \text{ Current} = 0,3 * 250,84 = 75 \text{ A}$$



- IN>1 IDG Is

Parámetro para ajuste de un umbral efectivo de intensidad, el cual se multiplica por la corriente de arranque dando una señal de disparo para el elemento. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **1,5**.

- IN>1 Time Delay

Parámetro que se ajusta cuando se elige una característica de tiempo definido, se recomienda ajustar en un **1s**.

- IN>1 TMS

Parámetro para ajustar el tiempo de retardo para el funcionamiento de esta etapa. Puesto que se elige una curva *DT*, se recomienda ajustar este parámetro en **1**.

- IN>1 Time Dial

Parámetro que se ajusta cuando se elige una curva *IEEE/US*, por lo que el ajuste no influye en esta configuración y se da un ajuste predeterminado.

- IN>1 k (RI)

Parámetro que se ajusta cuando se elige una curva *RI*, por lo que el ajuste no influye en esta configuración y se da un ajuste predeterminado.

- IN>1 IDG Time

Parámetro de ajuste del tiempo mínimo de funcionamiento en altos niveles de corriente de falla. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **1,2 s**.

- IN>1 Reset Char

Parámetro de ajuste del tipo de característica de reposición. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **DT**.

- IN>1 tRESET

Parámetro para ajuste de tiempo de reposición. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **50N/51N NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos de los parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.63. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 50N/51N.**

Función de protección 50N/51N			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
IN> Input	Measured	Measured	
IN>1 Function	DT	DT	-
IN>1 Current	5	75	A
IN>1 IDG Is	1,5	1,5	-
IN>1 Time Delay	1	1	s
IN>1 TMS	0,5	1	e <sup>-3</sup>
IN>1 Time Dial	1	1	-
IN>1 k (RI)	1	1	-
IN>1 IDG Time	1,2	1,2	s



IN>1 Reset Char	DT	DT	-
IN>1 tRESET	0	0	s

✓ **PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA DEL DEVANADO DE CAMPO 64F**

El IED realiza la medida de resistencia del rotor a través de una salida analógica, la protección de falla tierra del rotor incluye dos umbrales o niveles para el ajuste.

Todos los parámetros de esta función se ajustan con valores de los elementos mecánicos externos al IED, por lo que no se propone una actualización de esta protección.

✓ **PROTECCIÓN DEL 100% DE FALLA A TIERRA DEL ESTATOR 27TH/59THD/64S**

El IED realiza la protección de falla del 100% del estator mediante la medida de tensión del tercer armónico.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- 100%St EF Status

Parámetro que activa o desactiva función de protección. El parámetro se ajusta en **VN3H<Enabled** para el funcionamiento por el método de tercer armónico de esta función.

- 100% St EF VN3H<

Parámetro para el ajuste del nivel de arranque del elemento de protección de mínima tensión de tercer armónico. En base a literatura especializada se recomienda un ajuste a la mitad del 5% de la tensión fase neutro del generador para la protección de mínima tensión de tercer armónico.

$$100\% St EF VN3H < = 0,05 * \frac{6300}{\sqrt{3}}$$

$$100\% St EF VN3H < = \frac{181,86}{2}$$

$$100\% St EF VN3H < = 90,93 V$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 5,478 V; por consiguiente, se ajusta en **93,11 V**.

- VN3H< Delay

Parámetro para ajuste de tiempo de retardo para la actuación de la función. El IED recomienda ajustar este parámetro en **5 s**.

- V< Inhibit set

Parámetro para ajuste del arranque de inhibición de la función. Se recomienda un nivel alto para el ajuste de este parámetro, el ajuste a **4383 V** es un nivel aceptable.





- P< Inhibit; P< Inhibit set; Q< Inhibit; Q< Inhibit set; S< Inhibit; S< Inhibit set; 100% St EF VN3H>; VN3H> Delay

Todos estos parámetros no influyen en la actuación de la función de protección, por lo que quedan deshabilitados y ajustados con valores predeterminados.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **27TH/59THD/64S NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.64. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 27TH/59THD/64S.**

Función de protección 27TH/59THD/64S			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
100%St EF Status	VN3H< Enabled	VN3H< Enabled	-
100% St EF VN3H<	54,78	90,11	V
VN3H< Delay	5	5	s
V< Inhibit set	4383	4383	V
P< Inhibit	Disabled	Disabled	-
P< Inhibit set	109,6	109,6	kW
Q< Inhibit	Disabled	Disabled	-
Q< Inhibit set	109,6	109,6	kW
S< Inhibit	Disabled	Disabled	-
S< Inhibit set	109,6	109,6	kW
100% St EF VN3H>	1095	1095	V
VN3H> Delay	5	5	s



### E.2.3 IED RET670 DEL TRANSFORMADOR T111 DE SAYMIRÍN III Y IV

Los principios de operación, curvas, etapas de las funciones y criterios de ajuste para los parámetros de cada función, son los mismos que se vieron en el ajuste de la unidad T201 de Saucay.

Del estudio de cortocircuitos del capítulo 5, se obtuvo valores de corrientes de cortocircuito necesarios para el ajuste de funciones de protección de sobrecorriente.

Para cada función de protección, se han omitido los parámetros que tienen el mismo ajuste y definición que las funciones del IED del transformador T201 de Saucay.

*Nota: Las celdas en amarillo de todas las tablas, indican los valores propuestos para actualizar los parámetros de cada protección.*

#### ✓ PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR 87T

Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- Valores nominales y conexión del transformador de potencia

$$\text{RatedVoltageW1} = \text{Tensión nominal línea - línea en la bobina 1} = \mathbf{69 \text{ kV}} = U_{\text{Base}}$$

$$\text{RatedCurrentW1} = \text{Corriente nominal en la bobina 1} = I_{\text{Base}}$$

$$I_{\text{Base}} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} = \mathbf{84 \text{ A}}$$

$$\text{RatedVoltageW2} = \text{Tensión nominal línea-línea en la bobina 2} = \mathbf{2,4 \text{ kV}}$$

$$\text{RatedCurrentW2} = \text{Corriente nominal en la bobina 2} = I$$

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 2,4 \text{ kV}} = \mathbf{2405,6 \text{ A}}$$

Es necesario ingresar información sobre la conexión de las bobinas, esto se hace con los siguientes parámetros:

$$\text{ConnectTypeW1} = \text{Tipo de conexión de la bobina 1} = \mathbf{WYE(Y)}$$

$$\text{ConnectTypeW2} = \text{Tipo de conexión de la bobina 2} = \mathbf{Delta(D)}$$

- ClockNumberW2

Este parámetro configura el sentido de rotación de los fasores entre el devanado primario y secundario del transformador. El transformador T111 de Saymirín III y IV tiene un grupo de conexión YNd5, por lo que el parámetro se ajusta en **5**.

- IdMin

Esta es una constante de sensibilidad para la sección 1, normalmente es múltiplo de la corriente base. El valor se elige de tal forma de que exista una buena combinación de seguridad y sensibilidad.



El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0,30**. Con este valor se evita una actuación no deseada de la protección, cuando existan corrientes de magnetización o armónicos al momento de energizar el transformador.

- EndSection1

En la sección 1 se asume que existe una falsa corriente diferencial con valores de un rango no muy alto. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **1,25** veces la corriente nominal.

- EndSection2

La sección 2 presenta una pendiente para hacer frente a las falsas corrientes diferenciales. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **3** veces la corriente nominal.

- SlopeSection2

Parámetro para ajustar la pendiente de la sección 2, este valor se considera como gradiente de esta sección en la característica de operación-restricción. El manual del IED recomienda ajustar en **40%**.

- SlopeSection3

Parámetro para ajustar la pendiente de la sección 3, este valor se considera como gradiente de esta sección en la característica de operación-restricción. El manual del IED recomienda ajustar en **80%**, con el objetivo de evitar el disparo de la unidad ante falsas corrientes diferenciales relacionadas con la saturación de los TC's.

- IdUnre

Este parámetro se usa para ajustar un nivel de funcionamiento no restringido y garantizar la actuación de la protección cuando una falla ponga en riesgo al equipo. El transformador T111 tiene una conexión radial estándar, por lo que resulta aceptable ajustar este parámetro en **10** veces la corriente nominal.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **87T NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos de los parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.65. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 87T.**

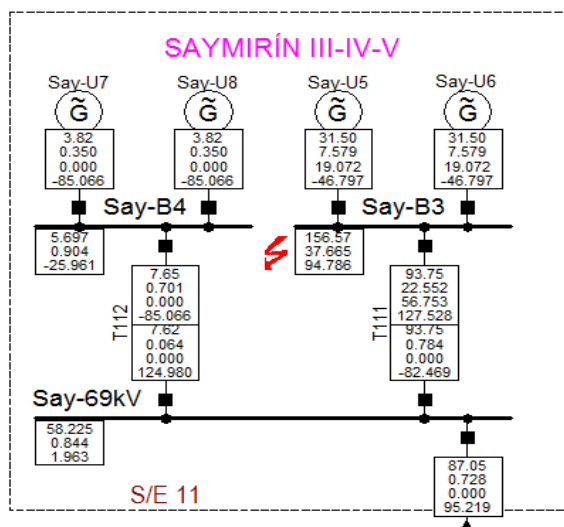
Función de protección 87T			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
RatedVoltageW1	69	69	kV
RatedVoltageW2	2,4	2,4	kV
RatedCurrentW1	104	84	A
RatedCurrentW2	3007	2405,6	A
ConnectTypeW1	WYE(Y)	WYE(Y)	-
ConnectTypeW2	Delta(D)	Delta(D)	-
ClockNumberW2	5	5	-
SOTFMode	Off	On	-
IDiffAlarm	0,1	0,2	%IB
tAlarmDelay	10	10	s
IdMin	0,4	0,3	IB
EndSection1	1	1,25	IB
EndSection2	3	3	IB
SlopeSection2	40	40	%
SlopeSection3	80	80	%

IdUnre	50	10	IB
I2/I1Ratio	55	15	%
I5/I1Ratio	45	25	%
CrossBlockEn	Off	On	-
NegSeqDiffEn	Off	On	-
IMinNegSeq	0,04	0,04	IB
NegSeqROA	60	60	Grados
OpenCTEnable	Off	On	-
tOCTAlarmDelay	3	3	s
tOCTResetDelay	0,5	0,25	s
tOCTUnrstDelay	10	10	s

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTÁNEA 50**

**Análisis de corrientes de cortocircuito**

Para ajustar esta función es necesario realizar una falla trifásica en la barra del lado de baja tensión del transformador T111, con el fin de obtener la corriente que circula por el devanado de alta tensión del transformador. Con la ayuda del software DlgSILENT PowerFactory se obtuvo que para una falla en la barra Say-B3, la corriente de cortocircuito que circula por el devanado de alta del transformador es de 779 A, como se observa en la siguiente figura.



**Figura E.14. Simulación para una falla en la barra Say-B3.**

Fuente: Modelo eléctrico de Elecaustro S.A. DlgSILENT PowerFactory 15.1.

Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- IBase

Parámetro con el que se ajusta la corriente de referencia base. En base a los valores nominales del transformador este parámetro se ajusta en:

$$IBase = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{10 MVA}{\sqrt{3} * 69 kV} = 84 A$$



- IP>>

La corriente de arranque de la protección de sobrecorriente instantánea se ajusta entre 125-200% de la máxima corriente de falla realizada en la barra del lado de baja tensión del transformador para permitir sobrecargas en el transformador y no tener disparos innecesarios de la protección, según el estándar IEEE Std.C37.91-2008. Se recomienda ajustar la protección al 125% de la máxima corriente de falla, como medida conservadora para la protección de respaldo del transformador.

$$I_{arranque} = 1,25 * 784 A = 980 A$$

Por lo tanto, el ajuste de este parámetro se expresa en % de la  $I_{Base}$  y siguiendo la recomendación del manual, es:

$$84 = 100\%$$

$$980 = I2 >$$

$$I2 > = \frac{980 * 100}{84}$$

$$I2 > = \mathbf{1166}$$

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **50 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.66. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 50.**

Función de protección 50			
Parámetros	Valor actual	Valor calculado	Unidad
Operation	On	On	-
I <sub>Base</sub>	104	84	A
IP>>	260	1166	%IB

#### ✓ PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE TEMPORIZADA 51

La protección de sobrecorriente temporizada se encuentra activa en la etapa 1 (Step 1) de la función de protección de sobrecorriente de fase de cuatro etapas 51/67 disponible en el IED.

La protección de sobrecorriente de fase del transformador T111 se coordina con la protección de sobrecorriente de fase de la línea Saymirín(11)-Ricaurte(07).

Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- Characterist1

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1, para la protección de sobrecorriente temporizada se elige una característica de tiempo inverso, **ANSI Very. Inv.**

- I1>

Parámetro que determina la corriente de arranque para la etapa 1. La corriente de arranque de la protección temporizada se calibra para permitir que el transformador trabaje no solo en condiciones

a plena carga, sino también sobrecargado, pero sin sobrepasar los límites de capacidad de daño del transformador. Según [15] recomienda que el ajuste se realice al 125% de la corriente nominal.

$$I_{arranque} = 1,25 * 84 = 105 A$$

Por lo tanto, el ajuste de este parámetro se expresa en % de la  $I_{Base}$  y siguiendo la recomendación del manual, es:

$$I1> = 125$$

- t1

Retardo de tiempo definido para actuación de la etapa 1. Para una curva de tiempo inverso se ajusta en **0 s**.

- k1

Ajuste de multiplicador de tiempo (DIAL) para retardo de operación de la curva en la etapa 1. Este multiplicador de retardo de tiempo inverso se elige para impedir que el transformador trabaje por encima de su curva de capacidad de daño y se coordina con las protecciones de sobrecorriente de fase de las líneas.

Este parámetro se ajusta en **1** de acuerdo con el estudio de coordinación de curvas realizado en DigSILENT PowerFactory, para protección del transformador T111 de Saymirín III y IV.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **51 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.67. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 51.**

Función de protección 51			
Step1			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
Ibase	104	84	A
Ubase	69	69	kV
DirMode1	Non-directional	Non-directional	-
Characterist1	IEC Norm. Inv	ANSI Very. Inv	-
I1>	100	125	%IB
t1	0	0	-
k1	0,5	1	-
I1Mult	2	1	-
t1Min	0	0	S
ResetTypeCrv1	Instantaneous	Instantaneous	-
tReset1	0,02	0,02	S
tPCrv1	1000	1000	-
tACrv1	13500	13500	-
tBCrv1	0	0	-
tCCrv1	1	1	-
tPRCrv1	0,5	0,5	-
tTRCrv1	13500	13500	-
tCRCrv1	1	1	-
HarmRestrain	Off	Off	-



✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA RESIDUAL 51N**

La protección de sobrecorriente temporizada residual se encuentra activa en la etapa 1 (Step 1) de la función de protección de sobrecorriente residual de cuatro etapas 51N/67N disponible en el IED.

La protección de sobrecorriente residual del transformador T111 se coordina con la protección de sobrecorriente residual de la línea Saymirín(20)-Ricaurte(07).

Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- Operation

Este parámetro activa o desactiva la función de protección, se ajusta en **On**.

- IBase

Parámetro con el que se ajusta la corriente de referencia base. En base a los valores nominales del transformador este parámetro se ajusta en:

$$I_{Base} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} = \mathbf{84 \text{ A}}$$

- UBase

Tensión base o nivel de tensión fase-fase de referencia, este parámetro se ajusta a la tensión nominal fase-fase del lado de alta tensión del transformador, **69 kV**.

- DirMode1

Los ajustes posibles para el modo direccional de la etapa 1 son: *Off/Non-directional/Forward/Reverse*, puesto que esta etapa se ajusta para realizar el funcionamiento de protección de sobrecorriente temporizada residual, es correcto ajustar el parámetro en modo **Non-directional**.

- Characterist1

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1, para la protección de sobrecorriente temporizada residual se elige una característica de tiempo inverso, **ANSI Mod. Inv**.

- IN1>

Parámetro que determina la corriente de arranque para la etapa 1. La corriente de arranque de la protección temporizada residual se ajusta en un 40% de la corriente base para facilitar la coordinación con la protección de sobrecorriente residual de la línea que sale desde la S/E Saymirín. [18].

$$I_{arranque} = 0,4 * 84 = 33,6 \text{ A}$$

El parámetro se ajusta de la siguiente manera:

$$IN1> = \mathbf{40}$$



- t1

Retardo de tiempo definido para actuación de la etapa 1. Para una curva de tiempo inverso se ajusta en **0 s**.

- k1

Ajuste de multiplicador de tiempo (DIAL) para retardo de operación de la curva en la etapa 1. Este multiplicador de retardo de tiempo inverso se elige para impedir que el transformador trabaje por encima de su curva de capacidad de daño y se coordina con las protecciones de sobrecorriente residuales de las líneas.

Este parámetro se ajusta en **1,4** de acuerdo con el estudio de coordinación de curvas realizado en DlgSILENT PowerFactory, para protección del transformador T111 de Saymirín III y IV.

- I1Mult; t1Min; ResetTypeCrv1; tReset1; tPCrv1; tACrv1; tBCrv1; tCCrv1; tPRCrv1; tCRCrv1; HarmRestrain

Todos estos parámetros tienen ajuste por defecto.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **51N NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.68. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 51N.**

Función de protección 51N			
Step1			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
I <sub>Base</sub>	150	84	A
U <sub>Base</sub>	69	69	kV
DirMode1	Non-directional	Non-directional	-
Characterist1	IEC Norm. Inv	ANSI Mod. Inv	-
IN1>	50	40	%IB
t1	0,2	0	-
k1	0,05	1,4	-
IN1Mult	2	1	-
t1Min	0	0	s
ResetTypeCrv1	Instantaneous	Instantaneous	-
tReset1	0,02	0,02	s
HarmRestrain	On	Off	-
tPCrv1	1000	1000	-
tACrv1	13500	13500	-
tBCrv1	0	0	-
tCCrv1	1	1	-
tPRCrv1	0,5	0,5	-
tTRCrv1	13500	13500	-
tCRCrv1	1	1	-





#### E.2.4 IED MiCOM P643 DEL TRANSFORMADOR T112 DE SAYMIRÍN V

A continuación, se realiza un análisis de todas las funciones de protección que dispone y se encuentran activas en el IED MiCOM P643, con el objetivo de conocer que funciones necesitan actualizarse.

Del estudio de cortocircuitos del capítulo 5, se obtuvo valores de corrientes de cortocircuito necesarios para el ajuste de funciones de protección de sobrecorriente.

Las protecciones dispositivo térmico 26 y switch de presión 63, son protecciones mecánicas externas al IED por lo que no se propone un ajuste para actualizar dichas protecciones.

Antes de realizar el análisis de las funciones se procede a verificar que los datos del transformador T112 estén ingresados correctamente en la carpeta *SYSTEM CONFIG* del IED. Los parámetros que contiene esta carpeta son:

- Winding Config

Este parámetro indica si el transformador a ser protegido es de 2 o 3 devanados. Como el transformador T112 es de dos devanados el parámetro se configura en **HV+LV**.

- Winding Type

Parámetro que define el tipo de devanado del transformador. El transformador T112 tiene un devanado **Conventional**.

- HV CT Terminals

Parámetro que define el número de entradas de corriente al IED en el lado de alta tensión. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **001** cuando se tiene un IED MiCOM P643.

- LV CT Terminals

Parámetro que define el número de entradas de corriente al IED en el lado de baja tensión. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **110** cuando se tiene un IED MiCOM P643.

- Ref Power S

Potencia nominal del transformador que utiliza la función diferencial como referencia para calcular la corrección de la relación de transformación de los TC's. La potencia nominal del transformador T112 es de 8,61 MVA, pero el IED permite configurar la potencia en pasos de 100 kVA por consiguiente, el valor de la potencia se ajusta en **8,6 MVA**.

- HV Connection

Define el tipo de conexión que tiene el devanado de alta tensión. El transformador T112 tiene un grupo de conexión YNd1, por lo tanto, este parámetro se ajusta en **Y-Wye**.

- HV Grounding

Parámetro que define si el devanado de alta tensión está o no aterrado. El transformador T112 tiene una conexión YN en su lado de alta tensión, por lo tanto, este parámetro se ajusta en **Grounded**.

- HV Nominal

Tensión nominal del devanado de alta tensión. El transformador T112 tiene una relación de transformación de 6,3kV/69kV, por lo tanto, este parámetro se ajusta en **69 kV**.



- HV Rating

Potencia nominal del devanado de alta tensión. La potencia nominal del transformador T112 es de 8,61 MVA, pero el IED permite configurar la potencia en pasos de 100 kVA por consiguiente, el valor de la potencia se ajusta en **8,6 MVA**.

- % Reactance

Parámetro que define la reactancia del transformador. La reactancia del transformador T112 es de **7,7%**.

- LV Vector Group

Parámetro que configura la corrección del vector para el desplazamiento de fase entre los devanados de alta y baja tensión. El transformador T112 tiene un grupo de conexión YNd1, por lo tanto, este parámetro se ajusta en **1**.

- LV Connection

Define el tipo de conexión que tiene el devanado de baja tensión. El transformador T112 tiene un grupo de conexión YNd1, por lo tanto, este parámetro se ajusta en **D-Delta**.

- LV Grounding

Parámetro que define si el devanado de baja tensión está o no aterrado. El transformador T112 tiene una conexión d1 en su lado de baja tensión, por lo tanto, este parámetro se ajusta en **Ungrounded**.

- LV Nominal

Tensión nominal del devanado de baja tensión. El transformador T112 tiene una relación de transformación de 6,3kV/69kV, por lo tanto, este parámetro se ajusta en **6300 V**.

- LV Rating

Potencia nominal del devanado de baja tensión. La potencia nominal del transformador T112 es de 8,61 MVA, pero el IED permite configurar la potencia en pasos de 100 kVA por consiguiente, el valor de la potencia se ajusta en **8,6 MVA**.

Del análisis anterior, se concluye que la carpeta **SYSTEM CONFIG NECESITA SER ACTUALIZADA**.

**Tabla E.69. Valores actuales y propuestos para actualizar SYSTEM CONFIG.**

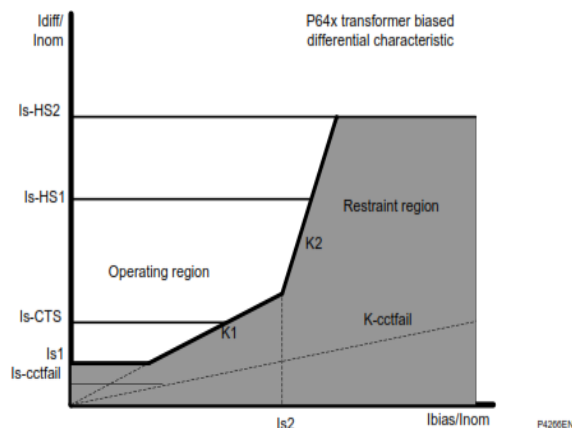
SYSTEM CONFIG			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Winding Config	HV+LV	HV+LV	-
Winding Type	Conventional	Conventional	-
HV CT Terminals	001	001	-
LV CT Terminals	110	110	-
Ref Power S	8,6	8,6	MVA
HV Connection	Y-Wye	Y-Wye	-
HV Grounding	Grounded	Grounded	-
HV Nominal	69	69	kV
HV Rating	8,6	8,6	MVA
% Reactance	7,7	7,7	%
LV Vector Group	11	1	-

LV Connection	D-Delta	D-Delta	-
LV Grounding	Ungrounded	Ungrounded	-
LV Nominal	6300	6300	V
LV Rating	8,6	8,6	MVA

✓ **PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR 87T**

El IED MiCOM P643 permite configurar una característica de operación diferencial de dos pendientes, esto hace que el IED sea muy sensible para fallas internas.

Las zonas de actuación que se observan en la figura E.15, proporcionan selectividad en la actuación de la protección, la actuación se restringe para que no actúe cuando se energiza el transformador o cuando suceden transitorios en la red, puesto que en estos eventos se forman altas corrientes de magnetización y hacen que la función actúe de forma errónea.



**Figura E.15. Característica diferencial de dos pendientes del IED MiCOM P643.**

Fuente: MiCOM P64x. Technical Manual.

Para la protección diferencial del transformador T112 de Saymirín V se realiza la medición mediante tres TC's, dos ubicados en el lado de baja tensión y uno en el lado de alta tensión.

Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- Trans Diff

Parámetro que activa o desactiva la protección diferencial. Se ajusta en **Enabled**.

- Is1

Corriente mínima de arranque para actuación de la protección que depende del elemento a ser protegido y de la cantidad de corriente diferencial que sea vista durante condiciones normales de operación. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0,2 PU**.

- K1

Parámetro para ajustar la pendiente inicial de la protección. El manual del IED recomienda ajustar en **30%** con este valor se obtiene una alta sensibilidad para detectar fallas internas entre fases.



- Is2

Corriente de arranque para la segunda pendiente de la característica diferencial que se ajusta de acuerdo con la máxima corriente de operación. El manual del IED recomienda ajustar en **1 PU**.

- K2

Parámetro para ajustar la segunda pendiente de la protección. El manual del IED recomienda ajustar en **80%** con este valor se proporciona estabilidad para fallas externas al transformador.

- tDIFF LS

tiempo de retardo de la característica diferencial. El manual del IED recomienda ajustar en **0 s**.

### Corrección de la relación de transformación de los TC's.

Para asegurar una correcta operación de la protección, es importante que bajo condiciones de carga y de falla las corrientes que sienta el IED sean corrientes balanceadas. Esta corrección es necesaria para asegurar que las señales de corriente que se utilizan para el algoritmo de la función diferencial sean las correctas.

El factor de corrección para cada devanado del transformador es calculado por el IED en función de los ajustes de potencia de referencia, tensiones nominales en el lugar de instalación del primario de los TP's y las intensidades nominales en el primario de los TC's, con la siguiente formula:

$$K_{amp,n} = \frac{I_{primCT,nom,n}}{\frac{S_{prim,ref}}{\sqrt{3} V_{primCT,nom,n}}}$$

Donde:

$I_{primCT,nom,n}$ : corriente nominal primaria para el respectivo TC

$V_{primCT,nom,n}$ : tensión nominal primaria para el respectivo TP

$S_{prim,ref}$ : potencia de referencia

Considerando la potencia nominal del transformador como referencia, los ajustes para estos valores en cada TC son los siguientes:

Para el TC en lado de alta tensión:

$$I_{primTC,nom} = \frac{2 * 4.2 * 10^3 \text{ KVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} = 70 \text{ A}$$

$$V_{primTP,nom} = 69 \text{ kV}$$

$$S_{prim,ref} = 8,6 \text{ MVA}$$

$$K_{amp,n} = \frac{70}{\frac{8,6 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}}} = \mathbf{0,973}$$

Para los TC's en lado de baja tensión:

$$I_{primTC,nom} = \frac{4.2 * 10^3 \text{ KVA}}{\sqrt{3} * 6,3 \text{ kV}} = 385 \text{ A}$$

$$V_{primTP,nom} = 6,3 \text{ kV}$$

$$S_{prim,ref} = 8,6 \text{ MVA}$$

$$K_{amp,n} = \frac{385}{\frac{8,6 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 6,3 \text{ kV}}} = 0,488$$

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **87T NO NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que los parámetros actuales cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.70. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 87T.**

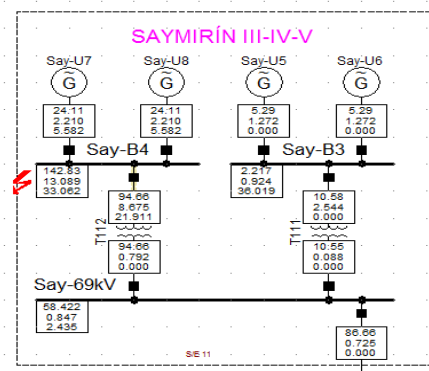
Función de protección 87T			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Trans Diff	Enabled	Enabled	-
Set Mode	Simple	Simple	-
Is1	0,2	0,2	PU
K1	30	30	%
Is2	1	1	PU
K2	80	80	%
tDIFF LS	0	0	s

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTÁNEA 50**

La protección de sobrecorriente instantánea para el devanado de alta tensión se encuentra activa en la etapa 3 ( $I > 3 \text{ Status}$ ) de la función de protección **OVERCURRENT T1**.

**Análisis de corrientes de cortocircuito**

Para ajustar esta función es necesario realizar una falla trifásica en la barra del lado de baja tensión del transformador T112, con el fin de obtener la corriente que circula por el devanado de alta tensión. Con la ayuda del software DlgSILENT PowerFactory se obtiene la corriente que circula por el devanado de alta tensión del transformador, la cual es de 792 A.



**Figura E.16. Simulación para una falla en la barra Say-B4.**

Fuente: Modelo eléctrico de Elecaustro S.A. DlgSILENT PowerFactory 15.1.



Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

### Ajuste de parámetros

- I>3 Status

Parámetro que activa o desactiva la etapa 3 del elemento *OVERCURRENT T1*. Como se va a activar esta etapa se ajusta en **Enabled**.

- I>3 Direction

Parámetro que define la direccionalidad de la etapa 3 del elemento *OVERCURRENT T1*. En el T112 no se utiliza la direccionalidad por lo que el parámetro se ajusta en **Non-Directional**.

- I>3 Current Set

Parámetro que determina la corriente de arranque para la etapa 3. La corriente de arranque se ajusta entre 125-200% de la máxima corriente de falla realizada en la barra del lado de baja tensión del transformador T112, con el fin de permitir sobrecargas y no tener disparos innecesarios según el estándar IEEE Std.C37.91-2008. Se recomienda ajustar la protección al 125% de la máxima corriente de falla que circula por el TC en el lado de alta tensión.

$$I_{arranque} = 1,25 * 792 A$$

$$I > 3 Current Set = 990 A$$

- I>3 Time Delay

Tiempo de retardo de actuación de la etapa 3. Se ajusta en **0 s** debido a que la característica de la función en la etapa 3 es instantánea.

- I> Char Angle

Parámetro que ajusta la característica del ángulo de operación del IED para la decisión de dirección. El parámetro se ajusta en **30°** con esto se logra una alta sensibilidad para la conexión en cuadratura de los TC's.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **50 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos de los parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.71. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 50.**

Función de protección 50			
OVERCURRENT T1			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
I>3 Status	Enabled	Enabled	-
I>3 Direction	Non-Directional	Non-Directional	-
I>3 Current Set	1160	990	A
I>3 Time Delay	0	0	s
I> Char Angle	30	30	deg



✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE TEMPORIZADA 51**

La protección de sobrecorriente temporizada para el devanado de alta tensión se encuentra activa en la etapa 1 (*I>1 Status*) de la función de protección *OVERCURRENT T1*.

La protección de sobrecorriente de fase temporizada del transformador T112 se coordina con la protección de sobrecorriente de fase de la línea Saymirín(11)-Ricaurte(07).

Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- *I>1 Status*

Parámetro que activa o desactiva la etapa 1 del elemento *OVERCURRENT T1*. Como se va a activar esta etapa se ajusta en **Enabled**.

- *I>1 Char*

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. Para la protección de sobrecorriente temporizada se elige una característica de tiempo inverso, **ANSI V. Inverse**.

- *I>1 Direction*

Parámetro que define la direccionalidad de la etapa 1 del elemento *OVERCURRENT T1*. En el T112 no se utiliza la direccionalidad por lo que el parámetro se ajusta en **Non-Directional**.

- *I>1 Current Set*

Parámetro que determina la corriente de arranque para la etapa 1. La corriente de arranque de la protección temporizada se calibra para permitir que el transformador trabaje no solo en condiciones a plena carga, sino también sobrecargado, pero sin sobrepasar los límites de capacidad de daño del transformador. Según [15] recomienda que el ajuste se realice al 125% de la corriente nominal.

$$I_{nom} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{8,6 MVA}{\sqrt{3} * 69 kV} = 72 A$$

$$I_{arranque} = 1,25 * 72 A$$

$$I > 1 Current Set = 90 A$$

- *I>1 Time Delay*

Tiempo de retardo de actuación de la etapa 1 cuando se utiliza una curva de tiempo definido. Como se utiliza una curva IEC este parámetro no afecta a la función, por lo tanto, se ajusta en **1 s**.

- *I>1 TMS*

Ajuste del multiplicador de tiempo (DIAL) de la etapa 1 cuando se utilizan curvas IEC. Como se utiliza una curva ANSI este parámetro no afecta a la función, por lo tanto, se ajusta en **1**.



- I>1 Time Dial

Ajuste del multiplicador de tiempo (DIAL) de la etapa 1 cuando se utilizan curvas IEEE/US, de acuerdo con el estudio de coordinación de curvas realizado en DigSILENT PowerFactory, para protección del transformador T112 de Saymirín V, este parámetro se ajusta en **0,9**.

- I>1 tRESET

Parámetro que determina el tiempo de reinicio de la característica de tiempo definido, por defecto se ajusta en **0 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **51 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.72. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 51.**

Función de protección 51			
OVERCURRENT T1			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
I>1 Status	Enabled	Enabled	-
I>1 Char	IEC V Inverse	ANSI V Inverse	-
I>1 Direction	Directional Fwd	Non-Directional	-
I>1 Current Set	90	90	A
I>1 Time Delay	1	1	s
I>1 TMS	1	1	-
I>1 Time Dial	1	0,9	-
I>1 tRESET	0	0	s

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA RESIDUAL 51N**

La protección de sobrecorriente temporizada residual para el devanado de alta tensión se encuentra activa en la etapa 1 (*IN>1 Status*) de la función de protección *EARTH FAULT 1*.

La protección 51N del transformador T112 se coordina con la protección de sobrecorriente residual de la línea Saymirín(11)-Ricaurte(07).

Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- IN>1 Status

Parámetro que activa o desactiva la etapa 1 del elemento *EARTH FAULT 1*. Como se va a activar esta etapa se ajusta en **Enabled**.

- IN>1 Char

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. Para la protección de sobrecorriente temporizada residual se elige una característica de tiempo inverso, **ANSI Mod. Inv.**





- IN>1 Direction

Parámetro que define la direccionalidad de la etapa 1 del elemento *EARTH FAULT 1*. En el T112 no se utiliza la direccionalidad por lo que el parámetro se ajusta en **Non-Directional**.

- IN>1 Current

Parámetro que determina la corriente residual de arranque para la etapa 1. La corriente de arranque de la protección temporizada residual se ajusta en un 40% de la corriente nominal para facilitar la coordinación con la protección de sobrecorriente residual de la línea de transmisión que sale de la S/E Saymirín [18].

$$I_{\text{arranque}} = 0,4 * 72 \text{ A}$$

$$I > 1 \text{ Current Set} = 28 \text{ A}$$

- IN>1 Time Delay

Tiempo de retardo de actuación de la etapa 1 cuando se utiliza una curva de tiempo definido. Como se utiliza una curva IEEE este parámetro no afecta a la función, por lo tanto, se ajusta en **1 s**.

- IN>1 TMS

Ajuste del multiplicador de tiempo (DIAL) de la etapa 1 cuando se utilizan curvas IEC. Como se utiliza una curva IEEE este parámetro no afecta a la función, por lo tanto, se ajusta en **0,2 s**.

- IN>1 Time Dial

Ajuste del multiplicador de tiempo (DIAL) de la etapa 1 cuando se utilizan curvas IEEE/US. Este parámetro se ajusta en **1,4** de acuerdo con el estudio de coordinación de curvas realizado en DigSILENT Power Factory, para protección del transformador T112 de Saymirín V.

- IN>1 tRESET

Parámetro que determina el tiempo de reinicio de la característica de tiempo definido, por defecto se ajusta en **0 s**.

- IN> Char Angle

Parámetro que ajusta la característica del ángulo de operación del IED para la decisión de dirección. El parámetro se ajusta en **-60 °** con esto se logra una alta sensibilidad para la conexión en cuadratura de los TC's.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **51N NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.73. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 51N.**

Función de protección 51N			
EARTH FAULT 1			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
IN>1 Status	Enabled	Enabled	-
IN>1 Char	ANSI Mod Inv.	ANSI Mod. Inv	-
IN>1 Direction	Directional Fwd	Non-Directional	-
IN>1 Current	28	28	A
IN>1 Time Delay	1	1	s



IN>1 TMS	0,2	0,2	-
IN>1 Time Dial	1,4	1,4	-
IN>1 tRESET	0	0	s
IN> Char Angle	-60	-60	deg

#### ✓ PROTECCIÓN CONTRA SOBREEXCITACIÓN 24

El IED MiCOM P643 incorpora dos elementos de sobreexcitación, uno para el devanado de alta (*Voltz/Hz W1*) y otro para el devanado de baja tensión (*Voltz/Hz W2*). Cada elemento consta de 4 etapas, la primera etapa opera con una característica de tiempo definido o inverso y se combina con las otras 3 etapas de tiempo definido para crear una característica combinada de disparo multi-etapa.

Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

##### Devanado de alta tensión

- V/Hz Alm Status

Parámetro que activa o desactiva la señal de alarma del elemento *Voltz/Hz W1* que incorpora el IED. Se ajusta en **Enabled**.

- V/Hz Alarm Set

Parámetro que determina el valor de arranque de la alarma. Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, una condición de sobreexcitación ocurre cuando la relación V/Hz (PU), excede el 1,05 (PU) en bases del transformador a carga nominal con un factor de potencia de 0,8. Por lo tanto, el ajuste para el arranque de la señal de alarma en el devanado de alta tensión es:

$$V/Hz Alarm Set = \frac{69000 V}{60 Hz} * 1,05 = 1206 V/Hz$$

- V/Hz Alarm Delay

Retardo de tiempo para la actuación de la alarma. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **10 s**.

- V/Hz>1 Status

Parámetro que activa o desactiva la etapa 1 del elemento *Voltz/Hz W1*. Como se va a activar esta etapa se ajusta en **Enabled**.

El mismo ajuste tienen los parámetros *V/Hz>2/3/4 Status*.

- V/Hz>1 Trip Func

Característica de disparo de la etapa 1. El IED permite configurar esta etapa como una característica de tiempo definido (DT) o inverso (IDMT). El parámetro se ajusta con una característica de tiempo definido **DT**.

- V/Hz>1 Trip Set

Parámetro que determina el valor de arranque del disparo de la etapa 1. Para ajustar este y los parámetros *V/Hz>2/3/4* es necesaria la curva límite de sobreexcitación del transformador, la cual es

proporcionada por el fabricante del equipo. Al no disponer de esta información se opta por dar un ajuste de 1,1; 1,18; 1,28 y 1,38 PU respectivamente, con esto se garantiza que la protección actúe cuando la relación V/Hz sea alta.

$$V/Hz > 1 \text{ Trip Set} = \frac{69000 \text{ V}}{60 \text{ Hz}} * 1,1 = \mathbf{1266 \text{ V/Hz}}$$

- V/Hz>1 Trip TMS

Ajuste del multiplicador del tiempo (DIAL) de la etapa 1 cuando se utiliza la característica de tiempo inverso (IDMT). Como se elige la característica *DT*, este parámetro no afecta en la operación de la función, por lo tanto, se ajuste en **0,1**.

- V/Hz>1 Delay

Tiempo de retardo de actuación de la función en la etapa 1 cuando se utiliza la característica *DT*. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **60 s**.

- V/Hz>1 tReset

Parámetro que determina el tiempo de reinicio de la característica *DT*. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **60 s**.

- V/Hz>2 Trip Set

Parámetro que determina el valor de arranque del disparo de la etapa 2.

$$V/Hz > 2 \text{ Trip Set} = \frac{69000 \text{ V}}{60 \text{ Hz}} * 1,2 = \mathbf{1380 \text{ V/Hz}}$$

- V/Hz>2 Delay

Tiempo de retardo de actuación de la etapa 2. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **3 s**.

- V/Hz>3 Trip Set

Parámetro que determina el valor de arranque del disparo de la etapa 3.

$$V/Hz > 3 \text{ Trip Set} = \frac{69000 \text{ V}}{60 \text{ Hz}} * 1,3 = \mathbf{1494 \text{ V/Hz}}$$

- V/Hz>3 Delay

Tiempo de retardo de actuación de la etapa 3. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **2 s**.

- V/Hz>4 Trip Set

Parámetro que determina el valor de arranque del disparo de la etapa 4.

$$V/Hz > 4 \text{ Trip Set} = \frac{69000 \text{ V}}{60 \text{ Hz}} * 1,4 = \mathbf{1614 \text{ V/Hz}}$$

- V/Hz>4 Delay

Tiempo de retardo de actuación de la etapa 4. El manual del IED recomienda ajustar en **1 s**.



### Devanado de baja tensión

- V/Hz Alm Status

Parámetro que activa o desactiva la señal de alarma del elemento *Voltz/Hz W2* que incorpora el IED. Se ajusta en **Enabled**.

- V/Hz Alarm Set

Parámetro que determina el valor de arranque de la alarma. Según la norma IEEE C37.91-2008 una condición de sobreexcitación ocurre cuando la relación V/Hz (PU), excede el 1,05 (PU) en bases del transformador a carga nominal con un factor de potencia de 0,8. Por lo tanto, el ajuste para el arranque de la señal de alarma en el devanado de baja tensión es:

$$V/Hz Alarm Set = \frac{115 V}{60 Hz} * 1,05 = 2,010 V/Hz$$

- V/Hz Alarm Delay

Retardo de tiempo para la actuación de la alarma. El manual del IED recomienda ajustar en **10 s**.

- V/Hz>1 Status

Parámetro que activa o desactiva la etapa 1 del elemento *Voltz/Hz W2*. Como se va a activar esta etapa se ajusta en **Enabled**.

El mismo ajuste tienen los parámetros *V/Hz>2/3/4 Status*.

- V/Hz>1 Trip Func

Característica de disparo de la etapa 1. El IED permite configurar esta etapa como una característica de tiempo definido (DT) o inverso (IDMT). El parámetro se ajusta con una característica de tiempo definido **DT**.

- V/Hz>1 Trip Set

Parámetro que determina el valor de arranque del disparo de la etapa 1. Para ajustar este y los parámetros *V/Hz>2/3/4* es necesaria la curva límite de sobreexcitación del transformador, la cual es proporcionada por el fabricante del equipo. Al no tener esta información se opta por dar un ajuste de 1,1; 1,2; 1,3 y 1,4 PU respectivamente, con esto se garantiza que la protección actúe cuando la relación V/Hz sea alta.

$$V/Hz > 1 Trip Set = \frac{115 V}{60 Hz} * 1,1 = 2,110 V/Hz$$

- V/Hz>1 Trip TMS

Ajuste del multiplicador del tiempo (DIAL) de la etapa 1 cuando se utiliza la característica de tiempo inverso (IDMT). Como se elige la característica **DT**, este parámetro no afecta en la operación de la función, por lo tanto, se ajuste en **0,1**.

- V/Hz>1 Delay

Tiempo de retardo de actuación de la etapa 1 cuando se utiliza la característica **DT**. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **60 s**.



- V/Hz>1 tReset

Parámetro que determina el tiempo de reinicio de la característica DT. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0 s**.

- V/Hz>2 Trip Set

Parámetro que determina el valor de arranque del disparo de la función en la etapa 2.

$$V/Hz > 2 \text{ Trip Set} = \frac{115 \text{ V}}{60 \text{ Hz}} * 1,2 = \mathbf{2,300 \text{ V/Hz}}$$

- V/Hz>2 Delay

Tiempo de retardo de actuación de la función en la etapa 2. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **3 s**.

- V/Hz>3 Trip Set

Parámetro que determina el valor de arranque del disparo de la etapa 3.

$$V/Hz > 3 \text{ Trip Set} = \frac{115 \text{ V}}{60 \text{ Hz}} * 1,3 = \mathbf{2,490 \text{ V/Hz}}$$

- V/Hz>3 Delay

Tiempo de retardo de actuación de la función en la etapa 3. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **2 s**.

- V/Hz>4 Trip Set

Parámetro que determina el valor de arranque del disparo de la función en la etapa 4.

$$V/Hz > 4 \text{ Trip Set} = \frac{115 \text{ V}}{60 \text{ Hz}} * 1,4 = \mathbf{2,680 \text{ V/Hz}}$$

- V/Hz>4 Delay

Tiempo de retardo de actuación de la función en la etapa 4. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **1 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **24 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que los parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.74. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 24.**

Función de protección 24			
Voltz/Hz W1			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
V/Hz Alm Status	Enabled	Enabled	-
V/Hz Alarm Set	1386	1206	V/Hz
V/Hz Alarm Delay	10	10	s
V/Hz>1 Status	Enabled	Enabled	-
V/Hz>1 Trip Func	DT	DT	-
V/Hz>1 Trip Set	1452	1266	V/Hz
V/Hz>1 Trip TMS	0,1	0,1	-
V/Hz>1 Delay	60	60	s



**UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA**



V/Hz>1 tReset	60	60	s
V/Hz>2 Status	Enabled	Enabled	-
V/Hz>2 Trip Set	1584	1380	V/Hz
V/Hz>2 Delay	3	3	s
V/Hz>3 Status	Enabled	Enabled	-
V/Hz>3 Trip Set	1716	1494	V/Hz
V/Hz>3 Delay	2	2	s
V/Hz>4 Status	Enabled	Enabled	-
V/Hz>4 Trip Set	1848	1614	V/Hz
V/Hz>4 Delay	1	1	s
Tpre-trip Alarm	200	200	s
<b>Voltz/Hz W2</b>			
<b>Parámetros</b>	<b>Valor actual</b>	<b>Valor propuesto</b>	<b>Unidad</b>
V/Hz Alm Status	Enabled	Enabled	-
V/Hz Alarm Set	2,310	2,010	V/Hz
V/Hz Alarm Delay	10	10	s
V/Hz>1 Status	Enabled	Enabled	-
V/Hz>1 Trip Func	DT	DT	-
V/Hz>1 Trip Set	2,420	2,110	V/Hz
V/Hz>1 Trip TMS	0,1	0,1	-
V/Hz>1 Delay	60	60	s
V/Hz>1 tReset	0	0	s
V/Hz>2 Status	Enabled	Enabled	-
V/Hz>2 Trip Set	2,640	2,300	V/Hz
V/Hz>2 Delay	3	3	s
V/Hz>3 Status	Enabled	Enabled	-
V/Hz>3 Trip Set	2,860	2,490	V/Hz
V/Hz>3 Delay	2	2	s
V/Hz>4 Status	Enabled	Enabled	-
V/Hz>4 Trip Set	3,080	2,680	V/Hz
V/Hz>4 Delay	1	1	s
Tpre-trip Alarm	200		s



### E.3 PROPUESTA DE AJUSTE PARA ACTUALIZAR LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LOS IED's DE EL DESCANSO

#### E.3.1 IED's REG670 DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DESC-U1, DESC-U2, DESC-U3 Y DESC-U4

Los principios de operación, curvas, etapas de las funciones y criterios de ajuste para los parámetros de cada función, son los mismos que se vieron en el ajuste de las unidades Sau-U1 y Sau-U2 de Saucay, a excepción de las funciones que protegen a los generadores contra fallas a tierra. Esto es debido a que las unidades Desc-U1, Desc-U2, Desc-U3 y Desc-U4 son sólidamente aterrados, mientras que en las unidades Sau-U1 y Sau-U2 el sistema de puesta a tierra es a través de un transformador de distribución.

Para cada función de protección, se han omitido los parámetros que tienen el mismo ajuste y definición que las funciones de los IED's de las unidades Sau-U1 y Sau-U2 de Saucay.

*Nota: Las celdas en amarillo de todas las tablas, indican los valores propuestos para actualizar los parámetros de cada protección.*

#### ✓ PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL GENERADOR 87G

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

##### Ajuste de parámetros

- IBase

Es la corriente nominal del generador, según el manual del IED la corriente base es:

$$IBase = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{6 MVA}{\sqrt{3} * 6,3 kV} = 550 A$$

Todas las funciones de protección que necesiten configurar este parámetro en el IED tendrán el mismo ajuste, por lo que en dichas funciones este parámetro no se configura.

- InvertCT2Curr

Si los secundarios de los TC's cuentan con conexión de puesta a tierra, este parámetro se setea en **No**, caso contrario en **Yes**. Los secundarios de los TC's de las unidades Desc-U1, Desc-U2, Desc-U3 y Desc-U4 están aterrados, por lo que el parámetro se ajusta en **No**.

Todas las funciones de protección que necesiten configurar este parámetro en el IED tendrán el mismo ajuste, por lo que en dichas funciones este parámetro no se configura.

- Operation

Este parámetro activa o desactiva la función de protección, como se va hacer uso de la función diferencial se configura en **On**.

Todas las funciones de protección que necesiten configurar este parámetro en el IED tendrán el mismo ajuste, por lo que en dichas funciones este parámetro no se configura.



- Iadmin

Es una constante de sensibilidad para la sección 1 que normalmente es múltiplo de la corriente base. El valor se elige de tal forma que exista una buena combinación de seguridad y sensibilidad.

El manual del IED recomienda ajustar esta constante en **0,1**. Con este valor se evita una actuación no deseada de la protección debida a los armónicos que circulan por los devanados del generador.

- EndSection1

En la sección 1 el riesgo de una falsa corriente diferencial es baja, por lo tanto, el manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **1.25** veces la I nominal.

- EndSection2

La sección 2 presenta una pendiente para hacer frente a las falsas corrientes diferenciales cuando circulan altas corrientes por los devanados primarios de los TC's. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **3** veces la I nominal.

- SlopeSection2

Parámetro para ajustar la pendiente de la sección 2, este valor se considera como gradiente de esta sección en la característica de operación-restricción. El manual del IED recomienda ajustar la pendiente de la sección 2 en un valor del **40%**.

- SlopeSection3

Parámetro para ajustar la pendiente de la sección 3. El manual del IED recomienda ajustar en **80%**, esto con el objetivo de evitar el disparo de la unidad ante falsas corrientes diferenciales relacionadas con la saturación de los TC's.

- IdUnre

Este parámetro se usa para ajustar un nivel de funcionamiento no restringido lo que garantiza la actuación de la protección diferencial contra fallas en el sistema. Normalmente este parámetro se ajusta con el valor de corriente de falla trifásica en la barra donde se conecta el generador. Del estudio de cortocircuitos del capítulo 5 se obtuvo que para una falla trifásica en la barra Descanso-6,3kV la corriente de cortocircuito que circula por el primario del TC es de 1845 A, con lo que el parámetro se ajusta en:

$$IdUnre = \frac{I_{CC}}{I_{nom}} = \frac{1845}{550} = 3,35$$

$$IdUnre = 4$$

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **87G NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.75. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 87G.**

Función de protección 87G			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Ibase	550	550	A
InvertCT2Curr	No	No	-
Operation	On	On	-
Iadmin	0,2	0,1	IB
EndSection1	1	1,25	IB





EndSection2	3	3	IB
SlopeSection2	10	40	%
SlopeSection3	100	80	%
IdUnre	50	4	IB
OpCrossBlock	No	Yes	-
OpNegSeqDiff	No	Yes	-
IMinNegSeq	0,04	0,04	IB
NegSeqROA	60	60	Deg
HarmDistimit	10	10	%
TempIdMin	1	1	Idmin
AddTripDelay	0	0	s
OperDCBissing	Off	Off	-

### ✓ PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE EXCITACIÓN 40

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- UBase

Se elige como base a la tensión fase-fase nominal del generador.

$$U_{Base} = 6,3 \text{ kV}$$

Todas las funciones de protección que necesiten configurar este parámetro en el IED tendrán el mismo ajuste, por lo que en dichas funciones este parámetro no se configura.

- MeasureMode

La cantidad de valores medidos de tensión y corriente usados para calcular la impedancia en terminales del generador se configuran con este parámetro. En cada unidad de generación existen 3 señales provenientes de los TP's y 3 de los TC's que alimentan al IED, por lo tanto, según el manual del IED cuando se tienen este número de entradas el parámetro se configura en **PosSeq**.

- OperationZ1; OperationZ2

Parámetro para activar las zonas de protección de la función, debido a que se utiliza las dos zonas de protección, estas se ajustan en **On**.

- XOffsetZ1; XOffsetZ2

Parámetro que define el desplazamiento de las 2 zonas de protección. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda que el desplazamiento tenga un valor igual a la mitad de la reactancia transitoria de eje directo del generador  $x'_d$ .

$$XOffsetZ1; XOffsetZ2 = \frac{-x'_d}{2} = \frac{0,403}{2} = 0,20$$

- Z1diameter

Parámetro con el que se ingresa el diámetro de impedancia de la zona 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda que el diámetro sea de **1 pu** (100%), con esto se consigue detectar pérdida de campo desde valores a plena carga hasta un 30% de carga nominal.



- tZ1

Tiempo de retardo para actuación de la protección en la zona 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda un tiempo de retardo de **0,1 s**, con el fin de evitar disparos innecesarios de la unidad contra eventos transitorios.

- Z2diameter

Parámetro con el que se ingresa el diámetro de impedancia de la zona 2. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda que el diámetro tenga un valor igual a la reactancia síncrona de la máquina  $x_d$ .

$$Z2diameter = x_d = 1,62$$

- tZ2

Tiempo de retardo para actuación de la protección en la zona 2. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores sugiere que se utilice un tiempo de retardo entre 0,5 - 0,6 s. Se elige un tiempo máximo de **0,5 s** con el fin de que la protección actué después de ese tiempo para evitar el daño de la máquina.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **40 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.76. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 40.**

Función de protección 40			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
IBase	550	550	A
UBase	6,3	6,3	kV
InvertCTcurr	No	No	-
MeasureMode	L1L2	PosSeq	-
Operation	On	On	-
Operation Z1	On	On	-
XOffsetZ1	-20	-20	%
Z1diameter	100	100	%
tZ1	0	0,1	s
Operation Z2	Off	On	-
XOffsetZ2	-20	-20	%
Z2diameter	190	162	%
tZ2	0,5	0,5	s
DirSuperv	Off	On	-

#### ✓ PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTÁNEA 50

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- IP>>

Parámetro que determina el nivel de corriente para el arranque de la función. Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, la unidad instantánea debe actuar cuando la corriente supere a la máxima corriente admisible que soporta el devanado de armadura del

generador en condiciones de sobrecarga. De acuerdo con la norma, la unidad instantánea se ajusta a un **250%** de la corriente nominal.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **50 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.77. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 50.**

Función de protección 50			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
IBase	550	550	A
OpMode	1 out of 3	1 out of 3	-
IP>>	225	250	%IB
StValMult	1	1	-

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE TEMPORIZADA 51**

La protección de sobrecorriente temporizada se encuentra activa en la etapa 1 de la función de sobrecorriente 51/67 de 4 etapas que incorpora el IED.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- Characterist1

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda utilizar una curva **ANSI Mod. Inv.**

- I1>

Parámetro que determina la corriente para el arranque de la función en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque de la protección entre un valor del 75-100% de la corriente nominal a plena carga. Se elige un valor del **100%**.

- t1

Retardo de tiempo cuando se utiliza una característica de tiempo definido. Debido a que se utiliza una curva de tiempo inverso el ajuste de este parámetro no afecta a la protección, por lo tanto, se ajusta en **0 s**.

- k1

Parámetro que define el multiplicador del tiempo (DIAL) para retardo de operación de la curva en la etapa 1. Para lograr una correcta coordinación con los elementos aguas arriba del generador, este parámetro se ajusta en **1,8**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **51 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.78. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 51.**

<b>Función de protección 51</b>			
<b>Parámetros</b>	<b>Valor actual</b>	<b>Valor propuesto</b>	<b>Unidad</b>
Operation	On	On	-
IBase	550	550	A
UBase	6,3	6,3	kV
AngleRCA	65	65	Deg
AngleROA	80	80	Deg
StartPhSel	1 out of 3	1 out of 3	-
2ndHarmStab	20	20	%IB
<b>Step 1</b>			
DirMode1	Non-directional	Non-directional	-
Characterist1	ANSI Def. time	ANSI Mod. Inv	-
I1>	125	100	%IB
t1	2,5	0	s
k1	0,05	1,8	-
t1Min	0	0	s
I1Mult	2	2	-
ResetTypeCrv1	Instantaneous	Instantaneous	-
tReset1	0,02	0,02	s
tPCrv1	1	1	-
tACrv1	13,5	13,5	-
tBCrv1	0	0	-
tCCrv1	1	1	-
tPRCrv1	0,5	0,5	-
tTRCrv1	13,5	13,5	%
tCRCrv1	1	1	%UB
HarmRestrain1	Off	Off	-

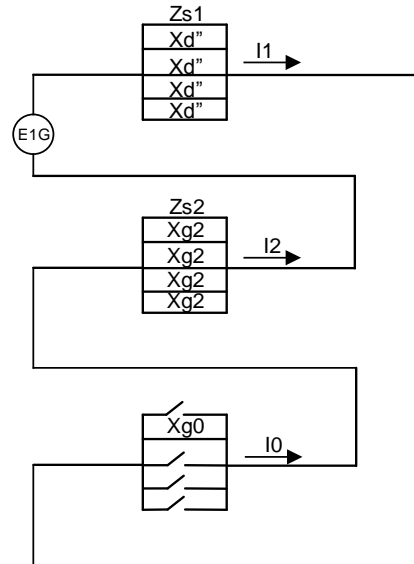
✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA/TEMPORIZADA RESIDUAL 50N/51N**

La función de protección se encuentra activa en la etapa 1 (Step 1) de la función de protección de sobrecorriente residual de cuatro etapas 51N/67N.

El sistema de puesta a tierra que utilizan los generadores de El Descanso es un sistema antiguo, en el cual solamente un generador es conectado a tierra para limitar la corriente de falla. Este modo de operación amplifica severamente el estrés mecánico y térmico sobre el generador aterrado cuando se produce una falla a tierra.

Un sistema sólidamente aterrado para generadores (como es el caso de El Descanso) es aplicable solamente si la reactancia de secuencia cero es lo suficientemente grande para limitar la corriente de falla por debajo del valor de corriente para una falla trifásica o cuando el generador es diseñado para soportar los efectos de corrientes altas [16].

Para actualizar esta función, en primera instancia se calcula la corriente que circula por el primario del TC conectado a tierra cuando se produce una falla a tierra, para esto se utiliza el diagrama de secuencias que se observa en la figura E.17.



**Figura E.17. Diagrama de secuencias para el cálculo de corriente de falla a tierra en los terminales del generador Desc-U1.**

Fuente: Protective relaying for power generator systems. Donald Reimert.

Las impedancias  $Z_{s1}$  y  $Z_{s2}$  son iguales y corresponden a la suma de la impedancia equivalente del sistema con la impedancia del transformador. Estas impedancias deben estar en las mismas bases del generador, por lo que se pasa a las bases del generador las impedancias del transformador y del sistema.

$$X_T = 0,12 * \frac{6 \text{ MVA}}{20 \text{ MVA}} = 0,036 \text{ pu}$$

$$Z_{sis} = \frac{6 \text{ MVA}}{227,89 \text{ MVA}} = 0,026 \text{ pu}$$

$$Z_{s1} = Z_{s2} = 0,036 + 0,026 = 0,062 \text{ pu}$$

La impedancia de secuencia positiva de la red de secuencias es:

$$Z_1 = \frac{X_d''/4 * Z_{s1}}{X_d''/4 + Z_{s1}} = \frac{(0,324/4) * 0,062}{(0,324/4) + 0,062} = 0,0351 \text{ pu}$$

La impedancia de secuencia negativa de la red de secuencias es:

$$Z_2 = \frac{X_{g2}/4 * Z_{s2}}{X_{g2}/4 + Z_{s2}} = \frac{(0,385/4) * 0,062}{(0,385/4) + 0,062} = 0,0377 \text{ pu}$$

En la red de secuencia, solamente un generador está conectado a tierra, por lo tanto, la impedancia de secuencia cero es:

$$Z_0 = X_{g0} = 0,18 \text{ pu}$$

Las corrientes de secuencia para una falla a tierra entonces son:

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = 3,96 \text{ pu}$$



Las corrientes de secuencia positiva y negativa para un solo generador se encuentran aplicando un divisor de corriente a la red de secuencias y son:

$$I_{g1} = \frac{1}{4} \left( I_1 \frac{Z_{s1}}{Z_{s1} + X_d''/4} \right) = 0,43$$

$$I_{g2} = \frac{1}{4} \left( I_2 \frac{Z_{s2}}{Z_{s2} + X_{g2}/4} \right) = 0,39$$

La corriente de secuencia cero circula a través de un solo generador y es igual a:

$$I_{g0} = I_0 = 3,96 pu$$

Por lo tanto, la corriente por la fase "a" del generador aterrado es:

$$I_a = I_{g1} + I_{g2} + I_{g0} = 4,78 pu$$

La corriente para una falla trifásica en un generador es:

$$I_g = \frac{1}{X_d''} = 3,09 pu$$

De lo anterior se concluye que la corriente para una falla a tierra es 1,55 veces más grande que para una falla trifásica.

La corriente en pu de la fase "a" en A, tomando como corriente base la corriente nominal del generador, es:

$$I_a = I_a pu * I_b = 4,78 * 550 = 2629 A$$

El cálculo anterior es necesario para encontrar la corriente base para el seteo de esta función.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

### Ajuste de parámetros

- Operation

Este parámetro activa o desactiva la función de protección, como se propone implementar esta función de protección, el parámetro se ajusta en **On**.

- IBase

La corriente base es igual a la corriente máxima de cortocircuito que circula por el neutro del generador, la cual es **2629 A** (de acuerdo al análisis hecho anteriormente). Esto es debido a que en condiciones normales esta corriente es cero, por lo tanto, no se ajusta la IBase con un valor de corriente igual a la nominal del generador.

- UBase

Se elige como base a la tensión fase-fase nominal del generador.

$$U_{Base} = 6,3 kV$$



- AngleRCA

Este parámetro define el ángulo característico del IED para la actuación de la protección. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **65°**.

- polMethod

Tipo de polarización que utiliza el IED para la medición. Según el manual del IED este parámetro por defecto se ajusta en **Voltage**.

- UPolMin

Nivel de tensión mínima en % de la *UBase* necesaria para la polarización. De acuerdo con el manual del IED por defecto se ajusta en **1%**.

- IPolMin

Nivel de corriente mínima en % de la *IBase* necesaria para la polarización. Según el manual del IED por defecto se ajusta en **5%**.

- IN>Dir

Nivel de corriente residual para la dirección del relanzamiento de la función. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en un **10%** de la *IBase*.

- 2ndHarmStab

Parámetro que define el porcentaje de operación de restricción de segundo armónico. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en un **20%** de la *IN*.

- BlkParTransf

Parámetro que habilita o deshabilita el bloqueo de transformadores en paralelo, por defecto el bloqueo esta deshabilitado debido a que solo existe un transformador para todas las unidades de generación, por lo tanto, se ajusta en **Off**.

- SOTF

El modo operación SOTF (Switch Onto Fault Feature) por defecto se encuentra deshabilitado, **Off**.

- ActivationSOTF; StepForSOTF; HarmResSOTF; tSOTF

Parámetros que se ajustan cuando el modo SOTF está habilitado, por lo tanto, estos parámetros se ajustan con los valores que por defecto incorpora el IED.

- DirMode1

Parámetro que ajusta el modo de dirección de la etapa 1 de la función 51N/67N. Como se va a utilizar solo la función de sobrecorriente y no la de dirección, este parámetro se ajusta en **Non-directional**.

- Characterist1

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. Se opta por dejar la curva seteada actualmente, es decir una curva **ANSI. Ext. Inv**, esto es debido a que esta función sirve como protección principal cuando se producen fallas a tierra en los devanados del generador.



- IN1>

Nivel de corriente para el arranque de la protección. Este parámetro se ajusta a un **5%** de la *I*Base, con esto se consigue que la protección actúe para una falla vista más allá de este porcentaje a partir del neutro del generador.

- t1

Retardo de tiempo de la característica de tiempo definido de la etapa 1. Se ajusta en **0,5 s** debido a que este parámetro no influye en la actuación de la protección.

- k1

Parámetro que define el multiplicador del tiempo (DIAL) para retardo de operación de la curva en la etapa 1. Puesto que no se coordina con ninguna otra protección este parámetro se ajusta con el valor actual, **0,5**.

- t1Min

Define el tiempo mínimo de operación para la característica de tiempo inverso en la etapa 1. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0 s**.

- ResetTypeCrv1

Reposición del temporizador de retardo. Por defecto este parámetro se configura en **Instantaneous**, aunque puede configurarse con otras características.

- tReset1

Tiempo de reposición del IED para el tipo de curva que se utiliza en la etapa 1. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **20 ms**.

- HarmRestraining1

Parámetro que habilita o deshabilita el bloqueo de restricción de armónico para la etapa 1. El manual del IED recomienda habilitar este parámetro, por lo tanto, se ajusta en **On**.

- tPCrv1,2; tACrv1,2; tBCrv1,2; tCCrv1; tPRCrv1; tTRCrv1; tCRCrv1

Parámetros que se ajustan para crear curvas programables, como se elige una curva inversa ANSI, estos parámetros se ajustan con los valores que por defecto incorpora el IED.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **50N/51N NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.79. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 50N/51N.**

Función de protección 50N/51N			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
I <sub>Base</sub>	300	2629	A
U <sub>Base</sub>	6,3	6,3	kV
AngleRCA	65	65	Deg
polMethod	Voltage	Voltage	-
UPolMin	1	1	%UB
IPolMin	5	5	%IB
RNPOL	5	5	ohm





**UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA**



XNPol	40	40	ohm
IN>Dir	10	10	%IB
2ndHarmStab	20	20	%
BlkParTransf	Off	Off	-
SOTF	Off	Off	-
ActivationSOTF	Open	Open	-
StepForSOTF	Step 2	Step 2	-
HarmResSOTF	Off	Off	-
tSOTF	0,200	0,200	s
ActUnderTime	CB position	CB position	-
<b>Step 1</b>			
DirMode1	Non-directional	Non-directional	-
Characterist1	ANSI Ext. Inv.	ANSI Ext. Inv.	-
IN1>	20	5	%IB
t1	0,5	0,5	s
k1	0,5	0,5	-
IN1Mult	1	1	-
t1Min	0,350	0	s
ResetTypeCrv1	Instantaneous	Instantaneous	-
tReset1	0,02	0,02	s
HarmRestrained1	Off	Off	-
tPCrv1	1	1	-
tACrv1	13,5	13,5	-
tBCrv1	0	0	-
tCCrv1	1	1	-
tPRCrv1	0,5	0,5	-
tTRCrv1	13,5	13,5	%
tCRCrv1	1	1	%UB

✓ **PROTECCIÓN CONTRA FALLA DEL BREAKER 50BF**

La función de protección **50BF NO NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que los parámetros actuales cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.80. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 50BF.**

Función de protección 50BF			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
IBase	550	550	A
FunctionMode	Current&Contact	Current&Contact	-
BuTripMode	1 out of 3	1 out of 3	-
RetripMode	CB Pos Check	CB Pos Check	-
IP>	10	10	%IB
I>BlkCont	20	20	%IB
IN>	10	10	%IB
t1	0,030	0,030	s
t2	0,150	0,150	s
t2MPH	0,150	0,150	s
t3	0,030	0,030	s
tCBAAlarm	5	5	s
tPulse	0,200	0,200	s



✓ **PROTECCIÓN CONTRA POTENCIA INVERSA 32**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- Mode

Este parámetro permite ajustar el modo de medición de las señales provenientes de los TP's y TC's para calcular la potencia que circula por el generador. El manual del IED permite configurar varias posibilidades de medición, pero el modo más empleado es el modo **L1, L2, L3**, el cual calcula la potencia de la siguiente manera:

$$\bar{S} = \bar{U}_{L1}\bar{I}_{L1}^* + \bar{U}_{L2}\bar{I}_{L2}^* + \bar{U}_{L3}\bar{I}_{L3}^*$$

- OpMode1; OpMode2

El IED permite configurar dos etapas para la función de potencia inversa, pero solo es necesaria activar una, por lo tanto, estos parámetros se ajustan en **OverPower** y **Off** respectivamente.

- Power 1

Parámetro que determina la potencia de arranque para activar la protección y se configura en porcentaje de la potencia nominal del generador. La guía IEEE C37.102-2006 recomienda que para generadores a diésel se consulte al fabricante para saber el rango de potencia negativa que soporta la máquina. Por lo tanto, este parámetro se ajusta con el valor actual, es decir **14%**.

- TripDelay1

Retardo de tiempo en la actuación de la etapa 1 de la protección. La temporización previene la actuación durante condiciones de oscilación causados por disturbios en el sistema o cuando el generador se sincroniza con la red. La guía IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, propone que el retardo máximo para que actúe la protección sea de 60 s, pero se elige un tiempo de **2 s** para evitar que el generador sufra daños consumiendo potencia activa de la red durante un tiempo prolongado.

Para brindar protección confiable contra una condición de potencia inversa es suficiente activar una sola etapa de la función, pero en caso que se desee utilizar la etapa 2 se pueden configurar los parámetros con los mismos valores de la etapa 1 o con otros valores dependiendo de la finalidad que necesite el usuario.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **32 NO NECESITA SER ACTUALIZADA** ya que los parámetros actuales cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.81. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 32.**

Función de protección 32			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
I <sub>Base</sub>	550	550	A
U <sub>base</sub>	6,3	6,3	kV
Mode	L1, L2, L3	L1, L2, L3	-
Operation	On	On	-
k	0	0	-
I <sub>AmpComp5</sub>	0	0	%
I <sub>AmpComp30</sub>	0	0	%
I <sub>AmpComp100</sub>	0	0	%



UAmpComp5	0	0	%
UAmpComp30	0	0	%
UAmpComp100	0	0	%
IANGComp5	0	0	Deg
IANGComp30	0	0	Deg
IANGComp100	0	0	%
<b>Step 1</b>			
OpMode1	OverPower	OverPower	-
Power1	14	14	%SB
Angle1	-180	-180	Deg
TripDelay1	2	2	s
DropDelay1	0,060	0,060	s
Histeresis1	0,5	0,5	pu
<b>Step 2</b>			
OpMode2	Off	Off	-

#### ✓ PROTECCIÓN DE SOBRECARGA TÉRMICA 49

Los generadores de El Descanso tienen un sistema de enfriamiento con circulación de aire forzado (OFAF) y para actualizar los parámetros de esta función se necesitan datos como la constante térmica de tiempo, la ubicación de los sensores y los límites de temperatura del generador.

Del análisis anterior, se concluye que la función **49 NO NECESITA SER ACTUALIZADA** debido a que para configurar se necesita información específica de los fabricantes.

#### ✓ PROTECCIÓN CONTRA SOBREENCITACIÓN 24

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

##### Ajuste de parámetros

- MeasuredU

Este parámetro selecciona el número de fases involucradas en la medición de tensión. En cada unidad de generación se utilizan 3 TP's para medir la tensión en terminales del generador, por lo que este parámetro se ajusta en **PosSeq**.

- V/Hz>

Es el nivel de operación de la característica de tiempo inverso que incorpora el IED. De acuerdo con la guía IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, cuando la relación V/Hz excede el 105% (en bases del generador) se considera que ha ocurrido una condición de sobreexcitación, pero la guía recomienda ajustar la función cuando la relación V/Hz excede el **110%**.

- V/Hz>>

Es el nivel de operación de la característica de tiempo definido que incorpora el IED para altas sobretensiones. La guía del IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda ajustar en un valor del **118%** para el arranque de la protección instantánea.



- tMin

Define el tiempo mínimo de operación cuando se producen altos valores de sobreexcitación  $V/Hz>>$ . La guía IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda que para un valor de sobreexcitación del 118%, el tiempo de operación de la protección sea de **2 s**.

- tMax

Define el tiempo máximo de operación cuando se producen valores de sobreexcitación cercanos a los valores configurados de  $V/Hz>$ . La guía IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda que para un valor de sobreexcitación del 110%, el tiempo de disparo de la protección sea de **6 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **24 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.82. Valores actuales y propuestos actualizar la protección 24.**

Función de protección 24			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
MeasuredU	PosSeq	PosSeq	-
Operation	On	On	-
IBase	550	550	A
UBase	6,3	6,3	kV
V/Hz>	105	110	%UB/f
V/Hz>>	125	118	%UB/f
Xleak	0	0	ohm
TrPulse	0,1	0,1	s
tMin	2	2	s
tMax	6	6	s
CurveType	IEEE	IEEE	-
kForIEEE	1	1	-
t1Tailor	7200	7200	s
t2Tailor	3600	3600	s
t3Tailor	1800	1800	s
t4Tailor	900	900	s
t5Tailor	450	450	s
t6Tailor	225	225	s
AlarmLevel	98	100	%
tAlarm	5	5	s

#### ✓ PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN 59

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- OperationStep1

La protección utiliza una unidad de tiempo inverso y una instantánea para discriminar la cantidad de sobretensión, este parámetro activa la unidad temporizada por lo que se ajusta en **On**.



- Characteristic1

Este parámetro configura el tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda utilizar una unidad temporizada con una **Inverse curve A**.

- U1>

Parámetro que determina la tensión de arranque para la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque de la unidad de tiempo inverso al **110%** de la tensión nominal del generador.

- t1

Tiempo de retardo de actuación de la unidad y depende altamente de la aplicación de la protección. Se elige un tiempo de **1 s** con el objetivo de darle un tiempo al regulador de tensión para que actúe y evitar que la unidad salga de operación.

- OperationStep2

Debido a que la protección utiliza una unidad instantánea además de la unidad de tiempo inverso, con el fin de discriminar una condición de sobretensión, este parámetro se ajusta en **On**.

- Characteristic2

Este parámetro proporciona el tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 2. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda utilizar además de la unidad de tiempo inverso una unidad de tiempo definido, **Definite time**.

- U2>

Parámetro que determina la tensión de arranque para la etapa 2. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque de la unidad instantánea entre un 130 - 150% de la tensión nominal. Se elige un valor del **130%** para evitar que los equipos conectados al generador (como los equipos de los servicios auxiliares) sufran daños por tensiones elevadas.

- t2

Tiempo de retardo de actuación de la unidad. Al utilizar un tiempo definido para la actuación de la protección, el retardo de tiempo es de **0 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **59 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.83. Valores actuales y propuestos actualizar la protección 59.**

Función de protección 59			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
ConnType	PhPhRMS	PhPhRMS	-
Operation	On	On	-
UBase	6,3	6,3	kV
Step 1			
OperationStep1	On	On	-
Characterist1	Inverse curve A	Inverse curve A	-
OpMode1	1 out of 3	1 out of 3	-
U1>	110	110	%UB
t1	5	1	s

tReset1	0,025	0,025	s
t1Min	5	5	s
ResetTypeCrv1	Instantaneous	Instantaneous	-
tlReset1	0,025	0,025	s
k1	0,20	0,05	-
ACrv1	1	1	-
BCrv1	1	1	-
CCrv1	0	0	-
DCrv1	0	0	-
PCrv1	1	1	-
CrvSat1	0	0	%
HystAbs1	0,5	0,5	%UB
<b>Step 2</b>			
OperationStep2	On	On	-
Characterist2	Definite time	Definite time	-
OpMode2	1 out of 3	1 out of 3	-
U2>	130	130	%UB
t2	0	0	s
tReset2	0,025	0,025	s
t2Min	5	5	s
ResetTypeCrv2	Instantaneous	Instantaneous	-
tlReset2	0,025	0,025	s
k2	0,05	0,05	-
ACrv2	1	1	-
BCrv2	1	1	-
CCrv2	0	0	-
DCrv2	0	0	-
PCrv2	1	1	-
CrvSat2	0	0	%
HystAbs2	0,5	0,5	%UB

### ✓ PROTECCIÓN DE SUBTENSIÓN 27

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- OperationStep1

El IED permite activar dos etapas para la operación de la protección, por lo general una etapa es temporizada y otra instantánea. En este caso se activa la operación de la etapa 1 debido a que solo se utiliza una unidad instantánea, **On**.

- Characteristic1

Este parámetro configura el tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda utilizar una unidad temporizada o una unidad de tiempo definido, en este caso se utiliza una unidad de tiempo definido, **Definite time**.

- U1<

Parámetro que determina la tensión de arranque para la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque de la unidad instantánea en un valor menor al 95% de la tensión nominal, se elige un valor del **90%**.



- t1

Tiempo de retardo para actuación de la unidad en caso que se presenten efectos transitorios en el generador o en el sistema. Este retardo de tiempo se da con el fin de evitar falsos disparos de la protección y se ajusta en **5 s** debido a que las subtensiones no afectan en gran medida al generador como las sobretensiones.

- OperationStep2

El IED permite activar dos etapas para la operación de la protección, por lo general una etapa es temporizada y otra instantánea. En este caso solo se utiliza una unidad instantánea por lo que la etapa 2 de la función se encuentra desactivada **Off**.

Si es necesario activar la etapa 2 se pueden dar valores para el ajuste de los parámetros, pero como se dijo anteriormente las subtensiones no producen mayores esfuerzos en el generador, por lo que con una sola etapa activa se garantiza la protección del generador contra esta condición.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **27 NO NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que los parámetros actuales cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.84. Valores actuales y propuestos actualizar la protección 27.**

Función de protección 27			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
ConnType	PhPhRMS	PhPhRMS	-
Operation	On	On	-
UBase	6,3	6,3	kV
Step 1			
OperationStep1	On	On	-
Characterist1	Definite time	Definite time	-
OpMode1	1 out of 3	1 out of 3	-
U1<	90	90	%UB
t1	5	5	s
tReset1	0,025	0,025	s
t1Min	5	5	s
ResetTypeCrv1	Instantaneous	Instantaneous	-
tlReset1	0,025	0,025	s
k1	0,05	0,05	-
ACrv1	1	1	-
BCrv1	1	1	-
CCrv1	0	0	-
DCrv1	0	0	-
PCrv1	1	1	-
CrvSat1	0	0	%
HystAbs1	0,5	0,5	%UB
Step 2			
OperationStep2	Off	Off	-

✓ **PROTECCIÓN DE SECUENCIA NEGATIVA O DESBALANCE DE CARGA 46**

La protección de secuencia negativa se encuentra activa en el módulo GF01 de GAPC y utiliza una etapa de sobrecorriente (OC\_1).

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:



## Ajuste de parámetros

- CurrentInput

Con este parámetro se seleccionan las señales de corriente provenientes de los TC's que alimentan al IED. Como se va a utilizar la protección de secuencia negativa, este parámetro se ajusta en **NegSeq**.

- VoltageInput

Para el ajuste de la protección solo se necesitan las señales provenientes de los TC's por lo que el ajuste de este parámetro no tiene ningún efecto sobre la actuación de la protección, se ajusta en **MaxPh**.

- Operation\_OC1

Para el ajuste de la protección se utiliza solamente la etapa OC1 de sobrecorriente, por lo que este parámetro se ajusta en **On**.

- StartCurr\_OC1

Parámetro que determina la corriente de arranque para la etapa OC1. La capacidad del generador para soportar corrientes de secuencia negativa está dada en términos de  $I_2^2 t = k$ , y depende del tipo de rotor del generador. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda que para el caso de rotores de polos salientes (como los rotores de los generadores de El Descanso) el valor permisible para que circule corrientes de secuencia negativa es del **10%** de la corriente nominal.

- CurveType\_OC1

Este parámetro configura el tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. Para activar la protección de secuencia negativa el fabricante del IED recomienda que el tipo de curva que se elija sea una curva **Programmable**.

- tDef\_OC1

Parámetro que define el retardo de tiempo de la unidad de la etapa OC1. El manual del IED recomienda ajustar en un valor de **0,5 s**.

- k\_OC1

Este parámetro es una constante que depende del diseño y la capacidad del generador para soportar corriente de secuencia negativa. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, sugiere que para generadores con polos salientes este valor se ajuste en **40**.

- P\_OC1; A\_OC1; B\_OC1; C\_OC1; PR\_OC1; TR\_OC1; CR\_OC1

Parámetros que sirven para definir la característica de la curva programable elegida en el parámetro *CurveType\_OC1*, el manual del IED recomienda utilizar los siguientes valores:

$$P_{OC1} = 2$$

$$A_{OC1} = \frac{1}{x_2} = \frac{1}{0,385} = 2,6$$

$$B_{OC1} = 0$$

$$C_{OC1} = 0$$



$$PR_{OC1} = 0,5$$

$$TR_{OC1} = 13,5$$

$$CR_{OC1} = 1$$

Donde  $x_2$  es la reactancia de secuencia negativa del generador.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **46 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.85. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 46.**

<b>Función de protección 46</b>			
<b>GF01</b>			
<b>Parámetros</b>	<b>Valor actual</b>	<b>Valor propuesto</b>	<b>Unidad</b>
Operation	On	On	-
CurrentInput	NegSeq	NegSeq	-
IBase	550	550	A
VoltageInput	MaxPh	MaxPh	-
UBase	6,3	6,3	kV
OperHarmRestr	Off	Off	-
I <sub>2nd</sub> /I <sub>fund</sub>	20	20	%
EnRestrInCurr	Off	Off	-
RestrCurrInput	PosSeq	PosSeq	-
RestrCurrCoeff	0	0	-
RCADir	-75	-75	Deg
ROADir	75	75	Deg
<b>OC1</b>			
Operation_OC1	On	On	-
StartCurr_OC1	10	10	%IB
CurrMult_OC1	2	2	-
CurveType_OC1	Programmable	Programmable	-
tDef_OC1	0,5	0,5	s
k_OC1	1	40	-
tMin_OC1	0,05	0,05	s
ResCrvType_OC1	Instantaneous	Instantaneous	-
tResetDef_OC1	0	0	s
P_OC1	0,02	2	-
A_OC1	0,14	2,6	-
B_OC1	0	0	-
C_OC1	1	0	-
PR_OC1	0,5	0,5	-
TR_OC1	13,5	13,5	-
CR_OC1	1	1	-
VCntrlMode_OC1	Off	Off	-
VDepMode_OC1	Step	Step	-
VDepFact_OC1	1	1	-
ULowLimit_OC1	1	50	%UB
UHighLimit_OC1	100	100	%UB
HarmRestr_OC1	Off	Off	-
DirMode_OC1	Non-directional	Non-directional	-
DirPrinc_OC1	IcosPhi&U	I&U	-
ActLowVolt1_VM	Non-directional	Non-directional	-
Operation_OC2	Off	Off	-



Operation_UC1	Off	Off	-
Operation_UC2	Off	Off	-
Operation_OV1	Off	Off	-
Operation_OV2	Off	Off	-
Operation_UV1	Off	Off	-
Operation_UV2	Off	Off	-

✓ **PROTECCIÓN DE SUBFRECUENCIA 81U**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- StartFrequency

Parámetro que define la frecuencia de arranque para actuación de la protección. Según el manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (versión 2.0) emitido por el CENACE, la banda de variación permitida de la frecuencia para operación continua del sistema en condiciones normales se encuentra entre 59 y 61 Hz es decir  $\pm 2\%$  de la frecuencia nominal. Por lo tanto, la frecuencia de arranque para la operación de la protección tomando una frecuencia fundamental de 60 Hz es de **58,9 Hz**.

- TimeDlyOperate

Es el tiempo de retardo para que la protección contra subfrecuencia actúe. El tiempo del retardo de actuación de la protección debe ser corto para evitar que el generador se dañe y lo suficientemente grande para permitir que actúe el regulador de velocidad. No existe ninguna norma o regla que indique el tiempo de retardo, pero se considera aceptable ajustar un tiempo de **10 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **81U NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.86. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 81U.**

Función de protección 81U			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
UBase	6,30	6,3	kV
StartFrequency	57	58,9	Hz
TimeDlyOperate	5	10	s
TimeDlyReset	0	0	s
TimeDlyRestore	0	0	s
RestoreFreq	59,9	59,9	Hz
TimerOperation	Definite timer	Definite timer	-
UNom	100	100	%UB
UMin	90	90	%UB
Exponent	1	1	-
tMax	1	5	s
tMin	1	5	s



✓ **PROTECCIÓN DE SOBREFRECUENCIA 810**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- StartFrequency

Parámetro que define la frecuencia de arranque para actuación de la protección. Según el manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (versión 2.0) emitido por el CENACE, la banda de variación permitida de la frecuencia para operación continua del sistema en condiciones normales se encuentra entre 59 y 61 Hz es decir  $\pm 2\%$  de la frecuencia nominal. Por lo tanto, la frecuencia de arranque para la operación de la protección tomando una frecuencia fundamental de 60 Hz es de **61,1 Hz**.

- TimeDlyOperate

Es el tiempo de retardo para que actué la protección contra una condición de sobrefrecuencia. No existe ninguna norma o regla que indique el tiempo de retardo, pero se considera un tiempo de **20 s**, debido a que la condición de sobrefrecuencia no implica desconectar carga.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **810 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.87. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 810.**

Función de protección 810			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
Ubase	6,3	6,3	kV
StarFrequency	63	61,1	Hz
TimeDlyOperate	5	20	s
TimeDlyReset	0	0	s

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEPENDIENTE DE LA TENSIÓN 51V**

La protección 51V se encuentra activa en el módulo GF03 de GAPC y utiliza una etapa de sobrecorriente (OC\_1).

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- CurrentInput

Con este parámetro se seleccionan las señales de corriente provenientes de los TC's que alimentan al IED. El manual del IED recomienda que se ajuste en **MaxPh** para la configuración de la protección.

- VoltagelInput

Con este parámetro se seleccionan las señales de tensión provenientes de los TP's que alimentan al IED. El manual del IED recomienda que se ajuste en **MinPh-Ph**, debido a que se asume que la mínima tensión fase-fase se usa para la restricción de la función.



- Operation\_OC1

Para el ajuste de la protección se utiliza la etapa de sobrecorriente OC1, por lo que este parámetro se ajusta en **On**.

- StartCurr\_OC1

Parámetro que determina la corriente de arranque para la etapa OC1. El ajuste típico de la corriente de arranque esta entre el 125-175% de la corriente nominal al 100% de la tensión nominal del generador [16]. Se elige un valor de corriente de arranque del **150%** de la I nominal.

- CurveType\_OC1

Este parámetro configura el tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa OC1. Para activar la protección de sobrecorriente con restricción de tensión el fabricante del IED recomienda que el tipo de curva que se elija sea **IEC Norm. Inv**.

- k\_OC1

Este parámetro es el multiplicador del tiempo (DIAL) de la característica de tiempo inverso de la unidad temporizada en la etapa OC1. Debido a que no se cuenta con la curva de daño del generador, no se establece un valor exacto del DIAL, por lo que el ajuste actual de este parámetro no se modifica.

- VCtrIMode\_OC1

Parámetro que activa la función de protección de sobrecorriente con restricción de tensión, la cual es necesaria para el ajuste de la función, por lo tanto, se configura en **Voltage control**.

- VDepMode\_OC1

Este parámetro define si el modo dependiente de tensión de la etapa OC1 es por *slope* o *step*. Como se va a usar el modo de sobrecorriente con restricción de tensión se ajusta en **Slope**.

- VDepFact\_OC1

Es un factor multiplicador para la I de arranque en el modo de sobrecorriente con restricción de tensión. El manual del IED recomienda ajustar en un valor de **0,25**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **51V NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.88. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 51V.**

Función de protección 51V			
GF03			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
CurrentInput	MaxPh	MaxPh	-
IBase	550	550	A
VoltageInput	MinPh-Ph	MinPh-Ph	-
UBase	6,3	6,3	kV
OperHarmRestr	Off	Off	-
I_2nd/I_fund	20	20	%
EnRestrInCurr	Off	Off	-
RestrCurrInput	PosSeq	PosSeq	-
RestrCurrCoeff	0	0	-



RCADir	-75	-75	Deg
ROADir	75	75	Deg
<b>OC1</b>			
Operation_OC1	On	On	-
StartCurr_OC1	110	150	%IB
CurrMult_OC1	2	1	-
CurveType_OC1	ANSI Norm. Inv.	IEC Norm. Inv.	-
tDef_OC1	0,5	0,5	s
k_OC1	4	4	-
tMin_OC1	0,05	0,05	s
ResCrvType_OC1	Instantaneous	Instantaneous	-
tResetDef_OC1	0	0	s
P_OC1	0,020	0,020	-
A_OC1	0,140	0,140	-
B_OC1	0	0	-
C_OC1	1	1	-
PR_OC1	0,5	0,5	-
TR_OC1	13,5	13,5	-
CR_OC1	1	1	-
VCntrlMode_OC1	Voltage control	Voltage control	-
VDepMode_OC1	Slope	Slope	-
VDepFact_OC1	0,25	0,25	-
ULowLimit_OC1	25	25	%UB
UHighLimit_OC1	100	100	%UB
HarmRestr_OC1	Off	Off	-
DirMode_OC1	Non-directional	Non-directional	-
DirPrinc_OC1	I&U	I&U	-
ActLowVolt1_VM	Non-directional	Non-directional	-
Operation_OC2	Off	Off	-
Operation_UC1	Off	Off	-
Operation_UC2	Off	Off	-
Operation_OV1	Off	Off	-
Operation_OV2	Off	Off	-
Operation_UV1	Off	Off	-
Operation_UV2	Off	Off	-

### ✓ PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE TENSIÓN 60

La protección de pérdida de tensión no está disponible en el IED, pero dispone de una función de supervisión de falla del fusible (SDDRFUF) que cumple con los mismos principios de protección que la función 60.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- IBase

De acuerdo con el manual del IED, el valor de la corriente base debe ser la misma que la corriente nominal en el primario del TC. Para los generadores de El Descanso están instalados 3 TC's en sus terminales, todos con una relación de 750/5 A, por lo que la *IBase* es de **750 A**.



- UBase

De acuerdo con el manual del IED, el valor de la tensión base debe ser el mismo que la tensión fase-fase en el primario del TP. Para los generadores de El Descanso están instalados 3 TP's en sus terminales, todos con una relación de 6600/110 V, por lo que la *UBase* es de 6600 V. Pero el IED permite configurar la tensión base en pasos de 0,05%, por consiguiente, el valor de la tensión puede configurarse entre 4,15 y 4,20 kV. Se elige un valor de **4,20 kV**.

- OpMode

Parámetro que permite configurar el tipo de algoritmo que se utiliza para la detección de falla del fusible. Se elige el modo **UNsINs** el cual utiliza el algoritmo de secuencia negativa y es el modo que el manual del IED recomienda usar cuando se tiene un sistema de aterramiento mediante una alta impedancia.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **60 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.89. Valores actuales y propuestos la actualizar la protección 60.**

Función de protección 60			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	On	-
Ibase	3000	750	A
UBase	400	6,3	kV
OpMode	UZsIZs	UNsINs	-
3U0>	30	30	%UB
3I0<	10	10	%IB
3U2>	30	30	%UB
3I2<	10	10	%IB
OpDUDI	Off	Off	-
DU>	60	60	%UB
DI<	15	15	%IB
Uph>	70	70	%UB
Iph>	10	10	%IB
Sealln	On	On	-
USealln<	70	70	%UB



### E.3.2 IED RET670 DEL TRANSFORMADOR T121

Los principios de operación, curvas, etapas de las funciones y criterios de ajuste para los parámetros de cada función, son los mismos que se vieron en el ajuste de la unidad T201 de Saucay.

Del estudio de cortocircuitos del capítulo 5, se obtuvo valores de corrientes de cortocircuito necesarios para el ajuste de funciones de protección de sobrecorriente.

Para cada función de protección, se han omitido los parámetros que tienen el mismo ajuste y definición que las funciones del IED del transformador T201 de Saucay.

*Nota: Las celdas en amarillo de todas las tablas, indican los valores propuestos para actualizar los parámetros de cada protección.*

#### ✓ PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR 87T

Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- Valores nominales y conexión del transformador de potencia

$$\text{RatedVoltageW1} = \text{Tensión nominal línea - línea en la bobina 1} = \mathbf{22 \text{ kV}} = U_{\text{Base}}$$

$$\text{RatedCurrentW1} = \text{Corriente nominal en la bobina 1} = I_{\text{Base}}$$

$$I_{\text{Base}} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{20 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 22 \text{ kV}} = \mathbf{525 \text{ A}}$$

$$\text{RatedVoltageW2} = \text{Tensión nominal línea-línea en la bobina 2} = \mathbf{6,3 \text{ kV}}$$

$$\text{RatedCurrentW2} = \text{Corriente nominal en la bobina 2} = I$$

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{20 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 6,3 \text{ kV}} = \mathbf{1833 \text{ A}}$$

Es necesario ingresar información sobre la conexión de las bobinas, esto se hace con los siguientes parámetros:

$$\text{ConnectTypeW1} = \text{Tipo de conexión de la bobina 1} = \mathbf{WYE(Y)}$$

$$\text{ConnectTypeW2} = \text{Tipo de conexión de la bobina 2} = \mathbf{Delta(D)}$$

- ClockNumberW2

Este parámetro configura el sentido de rotación de los fasores entre el devanado primario y secundario del transformador. El transformador T121 tiene un grupo de conexión YNd11, por lo que el parámetro se ajusta en **11**.

- IdMin

Constante de sensibilidad para la sección 1 que normalmente es múltiplo de la corriente base. El valor se elige de tal forma de que exista una buena combinación de seguridad y sensibilidad. El manual del IED recomienda ajustar en **0,30**. Con este valor se evita una actuación no deseada de la



protección, cuando existan corrientes de magnetización o armónicos al momento de energizar el transformador.

- EndSection1

En la sección 1 se asume que existe una falsa corriente diferencial con valores de corriente en un rango no muy alto. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **1,25** veces la corriente nominal.

- EndSection2

La sección 2 presenta una pendiente para hacer frente a las falsas corrientes diferenciales. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **3** veces la corriente nominal.

- SlopeSection2

Parámetro para ajustar la pendiente de la sección 2, este valor se considera como gradiente de esta sección en la característica de operación-restricción. El manual del IED recomienda ajustar en **40%**.

- SlopeSection3

Parámetro para ajustar la pendiente de la sección 3, este valor se considera como gradiente de esta sección en la característica de operación-restricción. El manual del IED recomienda ajustar en **80%**, con el objetivo de evitar el disparo de la unidad ante falsas corrientes diferenciales relacionadas con la saturación de los TC's.

- IdUnre

Este parámetro se usa para ajustar un nivel de funcionamiento no restringido y garantizar la actuación de la protección cuando una falla ponga en riesgo al equipo. El transformador T121 tiene una conexión radial estándar, por lo que resulta aceptable ajustar este parámetro en **10** veces la corriente nominal.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **87T NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.90. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 87T.**

Función de protección 87T			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	unidad
RatedVoltageW1	22	22	kV
RatedVoltageW2	6,3	6,3	kV
RatedCurrentW1	525	525	A
RatedCurrentW2	1833	1833	A
ConnectTypeW1	WYE(Y)	WYE(Y)	-
ConnectTypeW2	Delta(D)	Delta(D)	-
ClockNumberW2	11	11	-
SOTFMode	Off	On	-
IDiffAlarm	0,2	0,2	%IB
tAlarmDelay	10	10	s
IdMin	0,25	0,3	IB
EndSection1	1	1,25	IB
EndSection2	3	3	IB
SlopeSection2	25	40	%
SlopeSection3	100	80	%
IdUnre	10	10	IB





I2/I1Ratio	15	15	%
I5/I1Ratio	35	25	%
CrossBlockEn	Off	On	-
NegSeqDiffEn	Off	On	-
IMinNegSeq	0,04	0,04	IB
NegSeqROA	60	60	Grados
OpenCTEnable	Off	On	-
tOCTAlarmDelay	3	3	s
tOCTResetDelay	0,25	0,25	s
tOCTUnrstDelay	10	10	s

#### ✓ PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE TEMPORIZADA 51

La protección de sobrecorriente temporizada se encuentra activa en la etapa 1 (Step 1) de la función de protección de sobrecorriente de fase de cuatro etapas 51/67 disponible en el IED.

La protección de sobrecorriente de fase del transformador se coordina con las protecciones de sobrecorriente de fase de los alimentadores 1221, 1222 y 1223 y con las protecciones de sobrecorriente de fase de los transformadores T122 y T123.

Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- Characterist1

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1, para la protección de sobrecorriente temporizada se elige una característica de tiempo inverso, **ANSI Mod. Inv.**

- I1>

Parámetro que determina la corriente de arranque de la función en la etapa 1. La corriente de arranque de la protección temporizada se calibra para permitir que el transformador trabaje en condiciones a plena carga y sobrecargado, pero sin sobrepasar los límites de capacidad de daño del mismo. Según [15] recomienda que el ajuste se realice al 125% de la corriente nominal.

$$I_{arranque} = 1,25 * 525 = 656,25 A$$

Por lo tanto, el ajuste de este parámetro se expresa en % de la *I*Base y siguiendo la recomendación del manual, es:

$$I1> = 125$$

- t1

Retardo de tiempo definido para actuación de la función en etapa 1. Para una curva de tiempo inverso se ajusta en **0 s**.

- k1

Ajuste de multiplicador de tiempo (DIAL) para retardo de operación de la curva en la etapa 1. Este multiplicador de retardo de tiempo inverso se elige para impedir que el transformador trabaje por encima de su curva de capacidad de daño y se coordina con las protecciones de sobrecorriente de fase de las líneas.

Este parámetro se ajusta en **1** de acuerdo con el estudio de coordinación de curvas realizado en DigSILENT PowerFactory, para protección del transformador T121.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **51 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.91. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 51.**

Función de protección 51			
Step1			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
I <sub>Base</sub>	525	525	A
U <sub>Base</sub>	22	22	kV
DirMode1	Non-directional	Non-directional	-
Characterist1	ANSI Def. Time	ANSI Mod. Inv	-
I <sub>1&gt;</sub>	125	125	%IB
t <sub>1</sub>	2,5	0	-
k <sub>1</sub>	0,05	1	-
I <sub>1Mult</sub>	2	2	-
t <sub>1Min</sub>	0	0	s
ResetTypeCrv1	Instantaneous	Instantaneous	-
tReset1	0,02	0,02	s
tPCrv1	1000	1000	-
tACrv1	13500	13500	-
tBCrv1	0	0	-
tCCrv1	1	1	-
tPRCrv1	0,5	0,5	-
tTRCrv1	13500	13500	-
tCRCrv1	1	1	-
HarmRestrain	Off	Off	-

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA RESIDUAL 51N**

La protección de sobrecorriente temporizada residual se encuentra activa en la etapa 1 (Step 1) de la función de protección de sobrecorriente residual de cuatro etapas 51N/67N disponible en el IED.

Actualmente la función está configurada con los valores nominales del devanado de baja tensión del transformador, pero se propone reconfigurar la función con los valores nominales del devanado de alta tensión. Esto es debido a que el devanado de alta tiene una conexión YN y el devanado de baja una conexión en D, y por ende no circula corriente de secuencia cero cuando se presente una falla a tierra.

La protección de sobrecorriente residual del transformador se coordina con las protecciones de sobrecorriente residuales de los alimentadores 1221, 1222 y 1223 y con las protecciones de sobrecorriente residuales de los transformadores T122 y T123.

Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- I<sub>Base</sub>

Parámetro con el que se ajusta la corriente de referencia base. En base a los valores nominales del transformador este parámetro se ajusta en:



$$I_{Base} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{20 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 22 \text{ kV}} = 525 \text{ A}$$

- UBase

Tensión base o nivel de tensión fase-fase de referencia, este parámetro se ajusta con un valor igual a la tensión nominal fase-fase en el lado de alta del transformador, es decir **22 kV**. En concordancia con el ajuste del parámetro anterior.

- Characterist1

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1, para la protección de sobrecorriente temporizada residual se elige una característica de tiempo inverso, **ANSI Mod. Inv.**

- IN1>

Parámetro que determina la corriente de arranque de la función en la etapa 1. La corriente de arranque de la protección temporizada residual se ajusta en un 30% de la corriente base para facilitar la coordinación con la protección de sobrecorriente residual de los transformadores T122 y T123 [18].

$$I_{arranque} = 0,3 * 525 = 157,5 \text{ A}$$

Por lo tanto, el parámetro se ajusta de la siguiente manera:

$$IN1> = 30 \%$$

- t1

Retardo de tiempo definido para actuación de la función en etapa 1. Para una curva de tiempo inverso este parámetro se ajusta en **0 s**.

- k1

Ajuste de multiplicador de tiempo (DIAL) para retardo de operación de la curva en la etapa 1. Este multiplicador de retardo de tiempo inverso se elige para impedir que el transformador trabaje por encima de su curva de capacidad de daño y se coordina con las protecciones de sobrecorriente residuales de los transformadores T122 y T123.

Este parámetro se ajusta en **0,8** de acuerdo con el estudio de coordinación de curvas realizado en DigSILENT PowerFactory, para protección del transformador T121.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **51N NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.92. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 51N.**

Función de protección 51N			
Step1			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
I <sub>Base</sub>	3000	525	A
U <sub>Base</sub>	6,3	22	kV
DirMode1	Non-directional	Non-directional	-
Characterist1	ANSI Def. Time	ANSI Mod. Inv	-
IN1>	78	30	%IB
t1	0,3	0	-



**UNIVERSIDAD DE CUENCA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**



k1	0,05	0,8	-
IN1Mult	2	1	-
t1Min	0	0	s
ResetTypeCrv1	Instantaneous	Instantaneous	-
tReset1	0,02	0,02	s
HarmRestrain	On	Off	-
tPCrv1	1000	1000	-
tACrv1	13500	13500	-
tBCrv1	0	0	-
tCCrv1	1	1	-
tPRCrv1	0,5	0,5	-
tTRCrv1	13500	13500	-
tCRCrv1	1	1	-



## E.4 PROPUESTA DE AJUSTE PARA ACTUALIZAR LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LOS IED's DE OCAÑA

### E.4.1 IED MICOM P343 DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN OCAÑA 1 Y OCAÑA 2

Los principios de operación, curvas, etapas de las funciones y criterios de ajuste para los parámetros de cada función, son los mismos que se vieron en el ajuste de las unidades Say-U7 y Say-U8 de Saymirín V, a excepción de las funciones que protegen a los generadores contra fallas a tierra. Esto es debido a que en las unidades Say-U7 y Say-U8 el sistema de puesta a tierra es a través de una resistencia, mientras que en las unidades Ocaña 1 y Ocaña 2 es a través de un transformador de distribución.

Para cada función de protección, se han omitido los parámetros que tienen el mismo ajuste y definición que las funciones de los IED's de las unidades Say-U7 y Say-U8 de Saymirín V.

*Nota: Las celdas en amarillo de todas las tablas, indican los valores propuestos para actualizar los parámetros de cada protección.*

#### ✓ PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL GENERADOR 87G

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- Gen Diff Func

Parámetro para selección del tipo de funcionamiento de la protección diferencial del generador. Se recomienda un ajuste en **Porcentage Bias**, para obtener un funcionamiento como elemento diferencial de restricción, el cual resulta conveniente para protección de generadores de más de 1 MVA.

- Gen Diff Is1

Parámetro para el ajuste de la intensidad mínima de funcionamiento de la protección diferencial. Este valor de umbral se elige de tal forma que exista una buena combinación de seguridad y sensibilidad para actuación de la protección. Se realiza un ajuste al 5% de la corriente nominal del generador [7].

$$Gen\ Diff\ Is1 = 5\% * I_{nom} = 0,05 * 606,6$$

$$Gen\ Diff\ Is1 = 30,33\ A$$

El parámetro se ajusta en **40 A**, puesto que es el menor valor de corriente que permite ingresar el IED.

- Gen Diff k1

Parámetro para ajustar el ángulo de la primera pendiente de la característica de restricción. Es recomendable ajustar la pendiente en **0%** por ser la sección de baja impedancia y el riesgo de una falsa corriente diferencial es mínima.

- Gen Diff Is2

Parámetro que ajusta el umbral de funcionamiento de la corriente de restricción para la segunda pendiente. El valor del punto de discontinuidad del ajuste del umbral *Is2* típicamente se establece en

un valor por encima de la corriente nominal. Según [7] un ajuste al 120% de la corriente nominal es conveniente para lograr selectividad cuando existan falsas corrientes diferenciales.

$$Gen\ Diff\ Is2 = 120\% * I_{nom} = 1,2 * 606,6$$

$$Gen\ Diff\ Is2 = 727,92\ A$$

El parámetro se ajusta en **800 A**, puesto que es el menor valor de corriente que permite ingresar el IED.

- Gen Diff k2

Parámetro para ajuste del ángulo de la segunda pendiente de la característica de restricción. Se recomienda ajustar la pendiente en **150%** por haber mayor riesgo de producirse falsas corrientes diferenciales.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **87G NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.93. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 87G.**

Función de protección 87G			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Gen Diff Func	Percentage Bias	Percentage Bias	-
Gen Diff Is1	64	40	A
Gen Diff k1	0	0	%
Gen Diff Is2	800	800	A
Gen Diff k2	150	150	%

✓ **PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE EXCITACIÓN 40**

Para el caso de las dos unidades de generación de la central Ocaña, no es posible aplicar la recomendación de la norma IEEE, la cual establece una zona de actuación mediante dos umbrales de impedancia, por la razón de que en las unidades el valor de la reactancia  $X_d$  tiene un valor inferior a la unidad, el cual produce un traslape de las zonas de actuación, que se fijan mediante los umbrales de impedancia, por lo tanto, se utiliza un criterio que consta de un único elemento de impedancia, al que se ajusta con un diámetro igual a  $X_d$  y un desplazamiento  $\frac{x'_d}{2}$  como se muestra en la figura E.9 de Saymirín V.

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- FFail1 Status

Parámetro que activa o desactiva el primer umbral o zona 1 de protección. Se ajusta en **Enabled**, en concordancia con esta configuración.

- FFail1 -Xa1

Parámetro para ajuste del desplazamiento negativo de impedancia de la zona 1 de la función. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda que el desplazamiento tenga un valor igual a la mitad de la reactancia transitoria de eje directo del generador  $x'_d$ .



$$-\frac{x'_d}{2} = -\frac{0,2865}{2} = -0,14325 pu$$

El IED permite ingresar valores en ohmios, por lo que se realiza el siguiente cálculo:

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}}$$

$$V_{base} = 13,8 kV$$

$$S_{base} = 14,5 MVA$$

$$Z_{base} = \frac{13800^2}{14,5 * 10^6}$$

$$Z_{base} = 13,13 Ohm$$

El valor a configurar en el IED es:

$$FFail1 - X_{d1} = 0,14325 * 13,13 = 1,88 Ohm$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 74,99 mohmios; por consiguiente, se ajusta en **1,875 Ohm**.

- FFail1 Xb1

Parámetro para ajustar el diámetro de la característica circular de impedancia de la primera zona de la función. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda que el diámetro tenga un valor igual a la reactancia síncrona de la máquina  $x_d$ .

$$x_d = 0,9937 pu$$

El IED permite ingresar valores en ohmios, por lo que se realiza el siguiente cálculo:

$$Z_{base} = 13,13 Ohm$$

El valor a configurar en el IED es:

$$FFail1 X_{b1} = 0,9937 * 13,13 = \mathbf{13,04 Ohm}$$

- FFail2 Status

Parámetro que activa o desactiva el segundo umbral o zona 2 de la protección. La zona 2 no se utiliza debido a que se produce un traslape en la actuación de la protección, por lo tanto, este parámetro se ajusta en **Disabled**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **40 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.94. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 40.**

Función de protección 40			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
FFail Alm Status	Disabled	Disabled	-
FFail Alm Angle	15	15	grados
FFail Alm Delay	5	5	s
FFail1 Status	Enabled	Enabled	-



**UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA**



FFail1 -Xa1	1,95	1,875	Ohm
FFail1 Xb1	24,60	13,04	Ohm
FFail1 TimeDelay	5	5	s
FFail1 DO Timer	0	0	s
FFail2 Status	Disabled	Disabled	-

✓ **PROTECCIÓN CONTRA FALLA DEL BREAKER 50BF**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- CB Fail 1 Status

Parámetro que activa o desactiva el primer umbral de la función de protección. El parámetro se ajusta en **Enabled**, para el uso de esta etapa.

- CB Fail 2 Status

Parámetro que activa o desactiva el segundo umbral o etapa 2 de la función de protección. Se recomienda ajustar este parámetro en **Enabled**, para la opción de redisparo en esta etapa.

- I< Current Set

Parámetro para el ajuste de mínima corriente de falla entre fases cuando se produce también un fallo del interruptor. El manual del IED recomienda ajustar a un 5% de la corriente nominal del generador.

$$I < Current Set = 0,05 * 606,6 A$$

$$I < Current Set = 30,33 A$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 8 A; por consiguiente, se ajusta en **32 A**.

- IN< Current Set

Parámetro para el ajuste de mínima corriente de falla a tierra cuando se produce también un fallo del interruptor. Este elemento de mínima intensidad se usa cuando se produce un fallo externo. Se recomienda ajustar con un valor igual a la mitad de la corriente de cortocircuito cuando se produce una falla monofásica a tierra en la barra de generación. La corriente de cortocircuito monofásica a tierra en la barra Ocaña-13,8kV, calculada con el software DigSILENT PowerFactory es:

$$I_{cc1} = 5 A$$

Refiriendo al secundario del TC, se tiene:

$$I_{cc2} = 5 * \frac{5}{800} = 0,0312 A$$

$$IN < Current Set = \frac{0,0312 A}{2}$$

$$IN < Current Set = 0,015 A$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 20 mA; por consiguiente, se ajusta en **0,020 A**.





Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **50BF NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.95. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 50BF.**

Función de protección 50BF			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
CB Fail 1 Status	Disabled	Enabled	-
CB Fail 1 Timer	350	140	ms
CB Fail 2 Status	Enabled	Enabled	-
CB Fail 2 Timer	350	280	ms
CBF Non I Reset	CB Open & I<	CB Open & I<	-
CBF Ext Reset	CB Open & I<	CB Open & I<	-
I< Current Set	64	32	A
IN< Current Set	0,02	0,02	A

✓ **PROTECCIÓN CONTRA POTENCIA INVERSA 32**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- Operating Mode

Parámetro que selecciona el funcionamiento de la protección. Este parámetro se ajusta en **Motoring**, así la función percibe cuando la potencia activa fluye desde la red hacia el generador.

- Power1 Function

Parámetro que selecciona el modo de funcionamiento del primer umbral. El funcionamiento de protección de potencia inversa, implica que este parámetro se ajuste en **Reverse**.

- -P>1 Setting

Parámetro para ajustar el arranque del elemento de potencia inversa. La guía IEEE C37-10-2006 recomienda que para generadores hidráulicos el valor de potencia inversa sea de un 0,2 - 2% de la potencia nominal del generador. Se elige un valor del 2% con el fin de tener un mayor valor para el arranque de la función.

$$P = \cos\varphi * S$$

$$P = 0,9 * 14,5 \text{ MVA}$$

$$P = 13,05 \text{ MW} = 13050 \text{ kW}$$

$$-P > 1 \text{ Setting} = 0,02 * 13050 \text{ kW}$$

$$-P > 1 \text{ Setting} = 261 \text{ kW}$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 19,20 kW; por consiguiente, se ajusta en **268,7 kW**.



- Power1 TimeDelay

Parámetro para ajuste de tiempo de funcionamiento del primer umbral. La guía IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, propone que el retardo máximo para que actúe la protección sea de 60 s, pero se elige un tiempo de **1 s** para evitar que el generador sufra daños consumiendo potencia activa de la red durante un tiempo prolongado.

- Power2 Function

Parámetro que selecciona el modo de funcionamiento del segundo umbral. Este parámetro se ajusta en **Disabled**, en concordancia con esta configuración.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **32 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.96. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 32.**

Función de protección 32			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Operating Mode	Generating	Motoring	-
Power1 Function	Reversse	Reversse	-
-P>1 Setting	96	268,7	kW
P<1 Setting	960	960	kW
P>1 Setting	11,52	11,52	MW
Power1 TimeDelay	15	1	s
Power1 DO Timer	0	0	s
P1 Poleddead	Enabled	Enabled	-
Power2 Function	Disabled	Disabled	-

#### ✓ PROTECCIÓN DE SOBRECARGA TÉRMICA 49

El IED permite configurar esta función de protección a través de dos modos: un modo de sobrecorriente y un modo de protección por medio de RTD's. Si la temperatura del generador alcanza valores altos, una señal de alarma advierte al operador para que tome acciones preventivas, pero si la temperatura sigue incrementándose hasta alcanzar el valor de disparo de la unidad, la protección actúa para prevenir daños. Las señales de alarma y disparo están disponibles para los dos modos de protección.

El modo que recomienda utilizar el manual del IED es través de RTD's, puesto que además de detectar elevadas corrientes debido a sobrecargas, permite detectar fallas en el sistema de enfriamiento y ubicar puntos calientes en los devanados del estator por fallas en su aislamiento.

El IED permite tomar la entrada de señales de 10 RTD's tipo A PT100 de 3 hilos. Estos sensores están localizados en áreas del elemento a proteger las cuales son susceptibles a sufrir calentamiento.

Para cada RTD es necesario contar con la siguiente información para la configuración del IED:

- Ajuste de la temperatura del elemento de alarma del RTD.
- Ajuste de la temporización de funcionamiento del elemento de alarma del RTD.
- Ajuste de la temperatura del elemento de disparo del RTD.
- Ajuste de la temporización de funcionamiento del elemento de disparo del RTD.



Debido a que no se dispone de la información anteriormente descrita y la ubicación de los RTD's, se concluye que la función de protección **49 NO NECESITA SER ACTUALIZADA**, además, los sensores ubicados no requieren actualizarse sino un proceso de mantenimiento para el correcto funcionamiento de la protección térmica.

#### ✓ PROTECCIÓN CONTRA SOBREEXCITACIÓN 24

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- V/Hz Alarm Set

Parámetro para ajustar el arranque del elemento de potencia inversa De acuerdo con la guía IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, cuando la relación V/Hz excede el 105% se considera que ha ocurrido una condición de sobreexcitación, por ello el ajuste en esta etapa es de 1,05.

$$V/Hz Alarm Set = \frac{1,05 * V_{primario}}{f}$$

$$V/Hz Alarm Set = 1,05 * 13800V/60Hz$$

$$V/Hz Alarm Set = 241,5$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 1,199 V/Hz; por consiguiente, se ajusta en **241,1 V/Hz**.

- V/Hz>1 Status

Parámetro que activa o desactiva la etapa 1 de disparo de la función. Este parámetro se ajusta en **Enabled**.

El mismo ajuste tienen los parámetros *V/Hz>2/3/4 Status*.

- V/Hz>1 Trip Func

Parámetro para ajustar la característica de disparo del primer umbral o etapa 1. El IED permite configurar esta etapa como una característica de tiempo definido (DT) o inverso (IDMT). El parámetro se ajusta con una característica de tiempo definido **DT**.

- V/Hz>1 Trip Set

Parámetro que determina el valor de arranque para actuación de la protección en etapa 1. El manual del IED recomienda un ajuste del 110% para esta etapa.

$$V/Hz > 1 Trip Set = 1,1 * 13800V/60Hz$$

$$V/Hz > 1 Trip Set = 253$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 1,199 V/Hz; por consiguiente, se ajusta en **253,1 V/Hz**.



- V/Hz>1 Trip Delay

Tiempo de retardo de actuación de la función en la etapa 1. El tiempo aceptable para evitar daños graves del generador en esta etapa es de **5 s**.

- V/Hz>2 Trip Set

Parámetro que determina el valor de arranque para actuación de la protección en la etapa 2. La guía del IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda ajustar en un valor del 118% para el arranque de la protección instantánea.

$$V/Hz > 2 \text{ Trip Set} = 1,18 * 13800V/60Hz$$

$$V/Hz > 2 \text{ Trip Set} = 271,4$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 1,199 V/Hz; por consiguiente, el parámetro se ajusta en **271,1 V/Hz**.

- V/Hz>2 Trip Delay

Tiempo de retardo de actuación de la función en la etapa 2. El tiempo aceptable para evitar daños graves del generador en esta etapa es de **3 s**.

- V/Hz>3 Trip Set

Parámetro que determina el valor de arranque para actuación de la protección en la etapa 3. La guía del IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda ajustar en un valor del 118% para el arranque de la protección instantánea, al ser esta la tercera etapa se aumenta un 10% para el ajuste de la etapa.

$$V/Hz > 3 \text{ Trip Set} = 1,28 * 13800V/60Hz$$

$$V/Hz > 3 \text{ Trip Set} = 294,4$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 1,199 V/Hz; por consiguiente, se ajusta en **294,1 V/Hz**.

- V/Hz>3 Trip Delay

Tiempo de retardo de actuación de la función en la etapa 3. El tiempo aceptable para evitar daños graves del generador en esta etapa es de **2 s**.

- V/Hz>4 Trip Set

Parámetro que determina el valor de arranque para actuación de la protección en la etapa 4. La guía del IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda ajustar en un valor del 118% para el arranque de la protección instantánea, al ser esta la cuarta etapa se aumenta un 20% para el ajuste de la etapa.

$$V/Hz > 4 \text{ Trip Set} = 1,38 * 13800V/60Hz$$

$$V/Hz > 4 \text{ Trip Set} = 317,4$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 1,199 V/Hz; por consiguiente, se ajusta en **317,9 V/Hz**.



- V/Hz>4 Trip Delay

Tiempo de retardo de actuación de la función en la etapa 4. El tiempo aceptable para evitar daños graves del generador en esta etapa es de **1 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **24 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.97. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 24.**

Función de protección 24			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
V/Hz alm Status	Enabled	Enabled	-
V/Hz Alarm Set	243,6	241,1	V/Hz
V/Hz Alarm Delay	5	10	s
V/Hz>1 Status	Enabled	Enabled	-
V/Hz>1 Trip Func	IDMT	DT	-
V/Hz>1 Trip Set	243,6	253,1	V/Hz
V/Hz>1 Trip TMS	4	1	-
V/Hz>1 Trip Delay	60	5	s
V/Hz>2 Status	Disabled	Enabled	-
V/Hz>2 Trip Set	316,8	271,1	V/Hz
V/Hz>2 Trip Delay	3	3	s
V/Hz>3 Status	Disabled	Enabled	-
V/Hz>3 Trip Set	343,2	294,1	V/Hz
V/Hz>3 Trip Delay	2	2	s
V/Hz>4 Status	Disabled	Enabled	-
V/Hz>4 Trip Set	369,6	317,9	V/Hz
V/Hz>4 Trip Delay	1	1	s

#### ✓ POTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN 59

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- V>1 Function

Parámetro para ajuste de la característica de disparo de la función en la etapa 1. El manual del IED recomienda ajustar en **DT**, es decir una característica de tiempo definido.

- V>1 Voltage Set

Parámetro que determina la tensión de arranque para actuación de la protección en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque de la unidad temporizada al 110% de la tensión nominal del generador.

$$V > 1 \text{ Voltage Set} = 1,1 * 13800 \text{ V}$$

$$V > 1 \text{ Voltage Set} = 15180 \text{ V}$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 119,9 V; por consiguiente, se ajusta en **15,23 kV**.



- V>1 Time Delay

Tiempo de retardo de funcionamiento de la función en la etapa 1. Se elige un tiempo de **1 s** con el objetivo de darle un tiempo al regulador de tensión para que actúe y evitar que la unidad salga de operación.

- V>2 Status

Parámetro que activa o desactiva la etapa 2 de la función. Este parámetro se ajusta en **Enabled**.

- V>2 Voltage Set

Parámetro que determina la tensión de arranque para actuación de la protección en la etapa 2. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque de la unidad instantánea entre un 130 - 150% de la tensión nominal. Se elige un valor del 130% para evitar que los equipos conectados al generador (como los equipos de los servicios auxiliares) sufran daños por tensiones elevadas.

$$V > 2 \text{ Voltage Set} = 1,3 * 13800 \text{ V}$$

$$V > 2 \text{ Voltage Set} = 17940 \text{ V}$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 119,9 V; por consiguiente, se ajusta en **17,99 kV**.

- V>2 Time Delay

Tiempo de retardo de funcionamiento de la función en la etapa 2. Para una actuación se recomienda ajustar este parámetro en **0 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **59 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.98. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 59.**

Función de protección 59			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
V> Measur't Mode	Phase-Phase	Phase-Phase	-
V> Operate Mode	Any Phase	Any Phase	-
V>1 Function	DT	DT	-
V>1 Voltage Set	15840	15230	V
V>1 Time Delay	2	1	s
V>1 TMS	1	1	-
V>2 Status	Enabled	Enabled	-
V>2 Voltage Set	17880	17990	V
V>2 Time Delay	0	0	s

#### ✓ PROTECCIÓN DE SUBTENSIÓN 27

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros



- V<1 Function

Parámetro para ajustar la característica de disparo de la función en la etapa 1. El manual del IED recomienda ajustar en **DT**, es decir una característica de tiempo definido.

- V<1 Voltage Set

Parámetro que determina la tensión de arranque para actuación de la protección en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque de la unidad temporizada en un valor menor al 95% de la tensión nominal, se elige un valor del 90%.

$$V < 1 \text{ Voltage Set} = 0,9 * 13800 \text{ V}$$

$$V < 1 \text{ Voltage Set} = 12420 \text{ V}$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 119,9 V; por consiguiente, se ajusta en **12,47 kV**.

- V<1 Time Delay

Tiempo de retardo de funcionamiento de la función en la etapa 1. Este retardo de tiempo se da con el fin de evitar falsos disparos de la protección y se ajusta en **5 s** debido a que las subtensiones no afectan en gran medida al generador como las sobretensiones.

- V<2 Status

Parámetro que activa o desactiva la etapa 2 de la función. Como se utiliza las dos etapas para implementar la función, este parámetro se ajusta en **Enabled**.

- V<2 Voltage Set

Parámetro que determina la tensión de arranque para actuación de la protección en la etapa 2. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque de la unidad instantánea en un valor menor al 95% de la tensión nominal, se elige un valor del 80% con el fin de brindar mayor confiabilidad en la actuación de la protección.

$$V < 2 \text{ Voltage Set} = 0,8 * 13800 \text{ V}$$

$$V < 2 \text{ Voltage Set} = 11040 \text{ V}$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 119,9 V; por consiguiente; se ajusta en **11,03 kV**.

- V<2 Time Delay

Tiempo de retardo de funcionamiento de la función en la etapa 2. Este retardo de tiempo se da para brindar respaldo a la función el ajuste en **2 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **27 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.99. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 27.**

Función de protección 27			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
V< Measur't Mode	Phase-Phase	Phase-Phase	-
V< Operate Mode	Any Phase	Any Phase	-
V<1 Function	DT	DT	-



V<1 Voltage Set	11040	12470	V
V<1 Time Delay	3	5	s
V<1 TMS	1	1	-
V<1 Poleddead Inh	Enabled	Enabled	-
V<2 Status	Enabled	Enabled	-
V<2 Voltage Set	9600	11030	V
V<2 Time Delay	0,15	2	s
V<2 Poleddead Inh	Enabled	Enabled	-

✓ **PROTECCIÓN DEL 95% DE FALLA A TIERRA DEL ESTATOR 59N**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- VN>1 Status

Parámetro que activa o desactiva la etapa 1 de la función. Este parámetro se ajusta en **Enabled**.

- VN>1 Function

Parámetro para ajustar la característica de disparo de la función en la etapa 1. El manual del IED recomienda ajustar en **DT**, característica de tiempo definido.

- VN>1 Voltage Set

Parámetro para ajustar el arranque para actuación de la protección en la etapa 1. La unidad protege al 95% del estator medido desde terminales del generador hacia el neutro, por lo que este parámetro se ajusta para que una falla más allá del 5% (a partir del neutro), sea vista por esta protección. El manual del IED recomienda que la tensión de arranque sea:

$$VN > 1 \text{ Voltage Set} = (\%) \frac{U_{Base}(kV)}{\sqrt{3}}$$

Donde la tensión base es igual a la tensión nominal del generador, entonces para el ajuste de la tensión de arranque se elige un 5% de la tensión nominal, por lo que:

$$VN > 1 \text{ Voltage Set} = (0,05) \frac{13800}{\sqrt{3}} = 398,37 \text{ V}$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 119,9 V; por consiguiente, se ajusta en **359,7 V**.

- VN>1 Time Delay

Parámetro para ajustar el retardo de tiempo de funcionamiento de la función en la etapa 1. Según [15] el tiempo de retardo debe estar entre 25 ms a 4 s, pero se elige un retardo de tiempo de **0,5 s** con lo que se garantiza que la protección no actué durante eventos transitorios.

- VN>2 Status

Parámetro que activa o desactiva la etapa 2 de la función. El parámetro se ajusta en **Disabled**, puesto que se utiliza una sola etapa de derivada.





- VN>3 Status

Parámetro que activa o desactiva la etapa 3 de la función. El parámetro se ajusta en **Enabled**. Esta etapa está habilitada para la protección de sobretensión de neutro, medida en la entrada Vneutro/VN1.

- VN>3 Function

Parámetro para ajustar la característica de disparo de la etapa 3. El manual del IED recomienda ajustar en **DT**.

- VN>3 Voltage Set

Parámetro para el ajuste del arranque para actuación de la protección en la etapa 3. La unidad protege al 95% del estator medido desde terminales del generador hacia el neutro, por lo que este parámetro se ajusta para una falla más allá del 5% (a partir del neutro), sea vista por esta protección. El manual del IED recomienda que la tensión de arranque sea:

$$VN > 3 \text{ Voltage Set} = (\%) \frac{U_{Base}(kV)}{\sqrt{3}}$$

Donde la tensión base es igual a la tensión nominal del generador, entonces para el ajuste de la tensión de arranque se elige un 5% de la tensión nominal, por lo que:

$$VN > 3 \text{ Voltage Set} = (0,05) \frac{13800}{\sqrt{3}} = 398,37 \text{ V}$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 119,9 V; por consiguiente, se ajusta en **359,7 V**.

- VN>3 Time Delay

Parámetro para ajustar el retardo de tiempo de funcionamiento de la función en la etapa 3. Según [15] el tiempo de retardo debe estar entre 25 ms a 4 s, pero se elige un tiempo de retardo de **0,5 s** con lo que se garantiza que la protección no actué durante eventos transitorios.

- VN>4 Status

Parámetro que activa o desactiva la etapa 4 de la función. Se ajusta en **Disabled**, puesto que no se utiliza la cuarta etapa de medición.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **59N NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.100. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 59N.**

Función de protección 59N			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
VN>1 Status	Disabled	Enabled	-
VN>1 Input	Derived	Derived	-
VN>1 Function	DT	DT	-
VN>1 Voltage Set	600	359,7	V
VN>1 Time Delay	5	0,5	s
VN>1 TMS	1	1	-
VN>1 tReset	0	0	s
VN>2 Status	Disabled	Disabled	-
VN>3 Status	Enabled	Enabled	-



VN>3 Input	VN1	VN1	-
VN>3 Function	DT	DT	-
VN>3 Voltage Set	402,5	359,7	V
VN>3 Time Delay	0,5	0,5	s
VN>3 TMS	1	1	-
VN>3 tReset	0	0	s
VN>4 Status	Disabled	Disabled	-

✓ **PROTECCIÓN DE SECUENCIA NEGATIVA O DESBALANCE DE CARGA 46**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- $I_{2therm>1}$  Set

Parámetro que ajusta el nivel de arranque de la alarma térmica. El ajuste típico de este parámetro es al 70% del nivel de disparo térmico ( $I_{2therm>2}$  Set que se calcula más adelante), para proporcionar el nivel de alarma antes del límite térmico de la máquina.

$$I_{2therm > 1 Set} = 0,7 * I_{2therm > 2 Set}$$

$$I_{2therm > 1 Set} = 0,7 * 40$$

$$I_{2therm > 1 Set} = 28$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 8 A; por consiguiente, se ajusta en **32 A**.

- $I_{2therm>2}$  Set

Parámetro que determina el arranque del disparo de la protección de secuencia negativa. Este parámetro se ajusta considerando los límites de daño térmico de la máquina, los cuales son proporcionados por los fabricantes.

Las normas IEC60034-1 y ANSI C50.13-1977 especifican los niveles máximos de corriente de secuencia negativa que soportan los generadores. Para las unidades de Ocaña se toman los valores para un generador con rotor de polos salientes refrigerado indirectamente, a continuación, se muestra una tabla con los valores según la norma mencionada.

Tipo de generador	$I_2/I_n$ , máximo para funcionamiento continuo	$(I_2/I_n)^2t$ , máximo para funcionamiento bajo condiciones de falla, $K_G$
Polos salientes:		
Refrigerado indirectamente	0,08	20

Según el manual del IED y considerando que los ajustes se realizan en amperios secundarios, el parámetro se ajusta de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$I_{2therm > 2 Set} = I_{2cmr} * \left(\frac{I_{flc}}{I_s}\right) * I_n$$



Donde:

$I_{2cmr}$ : Máxima corriente de secuencia negativa  $I_2$ , soportada por el generador en por unidad ( $I_2/I_n$ )

$I_{flc}$ : Corriente de carga total primaria del generador

$I_s$ : Corriente secundaria nominal del TC

$I_n$ : Corriente nominal del IED, el manual indica que se tiene disponible un tap de 1-5A, se toma 3,8 A.

$$I_{2therm} > 2 Set = 0,08 * \left(\frac{606,6}{5}\right) * 3,8$$

$$I_{2therm} > 2 Set = 36,88$$

El parámetro se ajusta en **40 A**, puesto que es el menor valor de corriente que permite ingresar el IED.

- $I_{2therm} > 2 kSet$

Parámetro para el ajuste de la constante de capacidad térmica en función del tiempo, cuando la temperatura del generador se eleva por la característica de secuencia negativa. Este parámetro se ajusta considerando los límites de daño térmico de la máquina que vienen dados en los manuales del fabricante.

Las normas IEC60034-1 y ANSI C50.13-1977 especifican los niveles máximos de intensidad de secuencia negativa que soportan los generadores. Para las unidades de Ocaña se toman los valores para un generador con rotor de polos salientes refrigerado indirectamente.

Según el manual del IED y considerando que los ajustes se realizan en amperios primarios para este caso, el parámetro se ajusta de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$I_{2therm} > 2 kSet = K_G * \left(\frac{I_{flc}}{I_p}\right)^2$$

Donde:

$K_G$ : Constante de capacidad térmica del generador ( $(I_2/I_n)^2 t$ ).

$I_{flc}$ : Corriente de carga total primaria del generador.

$I_p$ : Corriente primaria nominal del TC.

$$I_{2therm} > 2 kSet = 20 * \left(\frac{606,6}{800}\right)^2$$

$$I_{2therm} > 2 kSet = 11,49 s$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 100 ms; por consiguiente, se ajusta en **11,50 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **46 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.101. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 46.**

Función de protección 46			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
$I_{2therm} > 1$ Alarm	Enabled	Enabled	-
$I_{2therm} > 1$ Set	32	32	A
$I_{2therm} > 1$ Delay	20	20	s



I2therm>2 Trip	Enabled	Enabled	-
I2therm>2 Set	48	40	A
I2therm>2 kSet	11,50	11,50	s
I2therm>2 kRESET	15	15	s
I2therm>2 tMAX	1000	1000	s
I2therm>2 tMIN	1	0,25	s

### ✓ PROTECCIÓN DE SUBFRECUENCIA 81U

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- F<1 Status

Parámetro que activa o desactiva el primer umbral o etapa 1 de la función. Se ajusta en **Enabled**.

- F<1 Setting

Parámetro que define la frecuencia de arranque para actuación de la protección en la etapa 1. Según el manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (versión 2.0) emitido por el CENACE, la banda de variación permitida de la frecuencia para operación continua del sistema en condiciones normales se encuentra entre 59 y 61 Hz es decir  $\pm 2\%$  de la frecuencia nominal. Por lo tanto, la frecuencia de arranque para la operación de la protección tomando una frecuencia fundamental de 60 Hz es de **58,9 Hz**.

- F<1 Time Delay

Tiempo de retardo para el funcionamiento de la función en la etapa 1. El tiempo del retardo de actuación de la protección debe ser corto para evitar que el generador se dañe y lo suficientemente grande para permitir que actué el regulador de velocidad. No existe ninguna norma o regla que indique el tiempo de retardo, pero se considera aceptable ajustar un tiempo de **10 s**.

- F<2 Status

Parámetro que activa o desactiva el segundo umbral o etapa 2 de la función. Este parámetro se ajusta en **Enabled**.

- F<2 Setting

Parámetro que define la frecuencia de arranque para actuación de la protección en la etapa 2, el cual proporciona un nivel de confiabilidad para la protección, puesto que la etapa 1 configura ya un ajuste basado en el manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (versión 2.0) emitido por el CENACE, para esta etapa se recomienda un ajuste de **57,9 Hz** como respaldo, de tal forma que se aproveche las etapas de la función.

- F<2 Time Delay

Tiempo de retardo para el funcionamiento de la función en la etapa 2. No existe ninguna norma o regla que indique el tiempo de retardo, pero se considera aceptable ajustar un tiempo de **5 s**.

- F<3 Status

Parámetro que activa o desactiva el tercer umbral o etapa 3 de la función. Este parámetro se ajusta en **Enabled**.



- F<3 Setting

Parámetro que define la frecuencia de arranque para actuación de la protección en la etapa 3, el cual proporciona un nivel de confiabilidad para la protección, puesto que la etapa 1 configura ya un ajuste basado en el manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (versión 2.0) emitido por el CENACE, para esta etapa se recomienda un ajuste de **57,5 Hz** como respaldo, de tal forma que se aproveche las etapas de la función.

- F<3 Time Delay

Tiempo de retardo para el funcionamiento de la función en la etapa 3. No existe ninguna norma o regla que indique el tiempo de retardo, pero se considera aceptable ajustar un tiempo de **2 s**.

- F<4 Status

Parámetro que activa o desactiva el cuarto umbral o etapa 4 de la función. El ajuste es **Enabled**.

- F<4 Setting

Parámetro que define la frecuencia de arranque para actuación de la protección en la etapa 4, el cual proporciona un nivel de confiabilidad para la protección, puesto que la etapa 1 configura ya un ajuste basado en el manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (versión 2.0) emitido por el CENACE, para esta etapa se recomienda un ajuste de **57 Hz** como respaldo, de tal forma que se aproveche las etapas de la función.

- F<4 Time Delay

Tiempo de retardo para el funcionamiento de la función en la etapa 4. No existe ninguna norma o regla que indique el tiempo de retardo, pero se considera aceptable ajustar un tiempo de **1 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **81U NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.102. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 81U.**

Función de protección 81U			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
F<1 Status	Enabled	Enabled	-
F<1 Setting	58,2	58,9	Hz
F<1 Time Delay	10	10	s
F<2 Status	Enabled	Enabled	-
F<2 Setting	56,4	57,9	Hz
F<2 Time Delay	2	5	s
F<3 Status	Disabled	Enabled	-
F<3 Setting	48,5	57,5	Hz
F<3 Time Delay	2	2	s
F<4 Status	Disabled	Enabled	-
F<4 Setting	48	57	Hz
F<4 Time Delay	1	1	s

#### ✓ PROTECCIÓN DE SOBREFRECUENCIA 81O

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros



- F>1 Status

Parámetro que activa o desactiva el primer umbral o etapa 1 de la función. Se ajusta en **Enabled**.

- F>1 Setting

Parámetro que define la frecuencia de arranque para actuación de la protección en la etapa 1. Según el manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (versión 2.0) emitido por el CENACE, la banda de variación permitida de la frecuencia para operación continua del sistema en condiciones normales se encuentra entre 59 y 61 Hz es decir  $\pm 2\%$  de la frecuencia nominal. Por lo tanto, la frecuencia de arranque para la operación de la protección tomando una frecuencia fundamental de 60 Hz es de **61,1 Hz**.

- F>1 Time Delay

Tiempo de retardo para el funcionamiento de la función en la etapa 1. No existe ninguna norma o regla que indique el tiempo de retardo, pero se considera un tiempo de **20 s**, debido a que la condición de sobrefrecuencia no implica desconectar carga.

- F>2 Status

Parámetro que activa o desactiva el segundo umbral o etapa 2 de la función. Este parámetro se ajusta en **Enabled**.

- F>2 Setting

Parámetro que define la frecuencia de arranque para actuación de la protección en la etapa 2, el cual proporciona un nivel de confiabilidad para la protección, puesto que la etapa 1 configura ya un ajuste basado en el manual de PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (versión 2.0) emitido por el CENACE, para esta etapa se recomienda un ajuste de **63 Hz** como respaldo, de tal forma que se aproveche las etapas de la función.

- F>2 Time Delay

Tiempo de retardo para el funcionamiento de la función en la etapa 2. No existe ninguna norma o regla que indique el tiempo de retardo, pero se considera aceptable ajustar un tiempo de **5 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **810 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.103. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 810.**

Función de protección 810			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
F>1 Status	Enabled	Enabled	-
F>1 Setting	61,8	61,1	Hz
F>1 Time Delay	5	20	s
F>2 Status	Enabled	Enabled	-
F>2 Setting	63,6	63	Hz
F>2 Time Delay	0	5	s

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEPENDIENTE DE LA TENSIÓN 51V**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**



- Backup Function

Parámetro con el cual se selecciona el funcionamiento de la función. Este parámetro se ajusta en **Volt controlled**.

- Vector Rotation

Parámetro con el que se selecciona el desfase vectorial. En caso de tener un transformador elevador con conexión YNd o Dyn se recomienda un ajuste en **Delta-Star** de manera que se mejore la sensibilidad ante fallas de fase en el lado de alta del transformador.

- V Dep OC Char

Parámetro que selecciona la característica de la función de sobrecorriente de tensión controlada. El manual del IED recomienda que el tipo de curva que se elija sea una **IEC E Inverse**.

- V Dep OC I > Set

Parámetro que determina la corriente de arranque para actuación de la protección. El ajuste típico esta entre el 125-175% de la corriente nominal, al 100% de la tensión nominal del generador [16]. Se elige un valor de corriente de arranque del 150% de la I nominal, como medida conservadora puesto que es una protección de respaldo para el generador.

$$V Dep OC I > Set = 1,5 * 606,6 A$$

$$V Dep OC I > Set = 909,9 A$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 8 A; por consiguiente, se ajusta en **912 A**.

- V Dep OC T Dial

Este parámetro es el multiplicador del tiempo (DIAL) de la característica de tiempo inverso. Debido a que no se cuenta con la curva de daño del generador, no se establece un valor exacto del DIAL, por lo que el ajuste actual de este parámetro no se modifica.

- V Dep OC V < 1 Set

Parámetro para ajustar el nivel de mínima tensión para la característica de sobrecorriente controlada por tensión. El valor del 30% de la tensión nominal del generador, permite obtener una rápida actuación de la función en caso de que se produzca un cortocircuito en la barra de la S/E Ocaña.

$$V Dep OC V < 1 Set = 30\% * V_n$$

$$V Dep OC V < 1 Set = 0,3 * 13800$$

$$V Dep OC V < 1 Set = 4140 V$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 119,9 V; por consiguiente, se ajusta en **4197 V**.

- V Dep OC k Set

Parámetro para ajustar el factor de multiplicación para la protección de sobrecorriente de tensión controlada. Según la literatura el parámetro se ajusta con un valor menor al 50% de la intensidad de falla mínima en régimen permanente, en el caso de una falla multifásica en el terminal remoto de un alimentador, siendo el generador la única fuente, esto asegura que el elemento proporcione adecuada protección de respaldo para una falla no despejada en aquel alimentador.

La función de protección 51V, debe proveer respaldo hasta el terminal remoto más lejano equivalente al extremo de la línea que conecta a la S/E Cañar(18) con la S/E Ocaña. Por lo tanto, es necesario realizar la simulación de un cortocircuito trifásico y bifásico en la barra Cañar-69kV, y obtener la corriente de cortocircuito de estado estable en el generador, cuando únicamente un generador de Ocaña se encuentra alimentando a dicha falla.

$$\text{Falla trifásica: } I_A = I_B = I_C = 236 \text{ A}$$

$$\text{Falla fase - fase: } I_A = 0, I_B = 45 \text{ A}, I_C = 45 \text{ A}$$

Comparando las intensidades de cortocircuito de estado estable tanto para la falla trifásica y la falla bifásica, se observa que la intensidad menor es de 45 A, este nivel de corriente relativamente bajo se debe a la doble línea de transmisión. Tomando un valor de 20 A, lo cual significa un porcentaje inferior al 50% de 45 A, se calcula el factor k de la siguiente manera:

$$V \text{ Dep OC } k \text{ Set} = \frac{20}{1,5 * I_{nom}} = \frac{20}{909,9}$$

$$V \text{ Dep OC } k \text{ Set} = 0,022$$

El IED permite configurar este parámetro en un valor mínimo de 0,1; por consiguiente, se ajusta con ese valor.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **51V NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.104. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 51V.**

Función de protección 51V			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Backup Function	Volt controlled	Volt controlled	-
Vector Rotation	None	Delta-Star	-
V Dep OC Char	IEC S Inverse	IEC E Inverse	-
V Dep OC I> Set	912	912	A
V Dep OC T Dial	1	1	-
V Dep OC Reset	DT	DT	-
V Dep OC Delay	1	0,5	s
V Dep OC TMS	0,1	0,1	-
V Dep OC K (RI)	1	1	-
V Dep OC tRESET	10	0	s
V Dep OC V<1 Set	4800	4197	V
V Dep OC k Set	0,2	0,10	-

✓ **PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE TENSIÓN 60**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**





- VTS Status

Parámetro que determina el estado del modo de operación de la función. Se recomienda ajustar en **Blocking**, para activar el bloqueo opcional de los elementos de protección que dependen de la tensión.

- VTS I2> Inhibit

Parámetro para el ajuste de sobrecorriente de secuencia negativa. Este ajuste sirve para inhibir la función de supervisión en caso de que se produzca una circulación de corriente de secuencia negativa mayor al nivel establecido para este ajuste. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **25 A**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **60 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.105. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 60.**

Función de protección 60			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
VTS Status	Blocking	Blocking	-
VTS Reset Mode	Auto	Auto	-
VTS Time Mode	1	5	s
VTS I2> Inhibit	48	25	A

✓ **PROTECCIÓN CONTRA DESLIZAMIENTO DE POLO O PÉRDIDA DE SINCRONISMO 78**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- Pslip Function

Parámetro que activa o desactiva la protección contra deslizamiento de polo. Este parámetro se ajusta en **Enabled**.

- Pole Slip Mode

Parámetro para ajuste del modo de funcionamiento de la función. Se recomienda ajustar este parámetro en **Generating**, para una configuración en modo generador.

- Pslip Za Forward

Parámetro que ajusta el alcance de la impedancia vista hacia adelante de la característica de deslizamiento de polo. Este parámetro se ajusta con el valor de la impedancia equivalente de la red y del transformador elevador, el mismo que determina el alcance hacia adelante de la lente.

Los valores base y la impedancia en por unidad del generador son:

$$V_{base} = 13,8 \text{ kV}$$

$$S_{base} = 14,5 \text{ MVA}$$

$$I_{base} = 606,6 \text{ A}$$

$$Z_{base} = 13,13 \Omega$$



$$x'_d = 0,2865 pu$$

Los valores base y la impedancia en por unidad del transformador son:

$$V_b = 69 kV$$

$$S_b = 15 MVA$$

$$Z_T = 0,085 pu \text{ en bases del transformador}$$

$$Z_T = 0,085 \left( \frac{69 kV}{69 kV} \right)^2 \left( \frac{14,5 MVA}{15 MVA} \right)$$

$$Z_T = 0,082 pu \text{ en bases del generador}$$

Los valores base y la impedancia en por unidad del sistema equivalente son:

$$V_b = 69 kV$$

$$S_b = 14,5 MVA$$

La impedancia equivalente del sistema se calcula dividiendo la potencia base para la potencia de cortocircuito cuando se produce una falla en la barra Ocaña-69kV. Con la ayuda del software DigSILENT PowerFactory se obtiene que el valor de la potencia de cortocircuito en dicha barra es de 348,51 MVA, entonces:

$$Z_{SIS} = \left( \frac{14,5 MVA}{348,51 MVA} \right)$$

$$Z_{SIS} = 0,0416 pu \text{ en bases del generador}$$

El alcance de la impedancia hacia adelante en pu es:

$$Z_A = Z_T + Z_{SIS}$$

$$Z_A = 0,082 + 0,0416 = 0,123 pu$$

El ajuste de este parámetro en ohmios es:

$$Pslip Za Forward = Z_A * Z_{base}$$

$$Pslip Za Forward = 0,123 * 13,13$$

$$Pslip Za Forward = 1,62 Ohm$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 74,99 mOhm; por consiguiente, se ajusta en **1,650 Ohm**.

- Pslip Zb Reverse

Parámetro que ajusta el alcance de la impedancia vista hacia atrás de la característica de deslizamiento de polo. Este parámetro se ajusta con el valor de la impedancia transitoria del generador, el mismo que determina el alcance inverso de la lente.

Como impedancia del generador se utiliza el valor de la reactancia síncrona de eje directo, la cual está dada en pu:

$$Z_G = x'_d = 0,2865 pu$$



El alcance de la impedancia hacia atrás  $Z_B$  en pu, es:

$$Z_B = 2 * Z_G$$

$$Z_B = 2 * 0,2865 = 0,573 \text{ pu}$$

El ajuste de este parámetro en ohmios es:

$$Pslip Zb Reverse = Z_B * Z_{base}$$

$$Pslip Zb Reverse = 0,573 * 13,13$$

$$Pslip Zb Reverse = 7,5 \text{ Ohmios}$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 74,99 mOhm; por consiguiente, se ajusta en **7,944 Ohm**.

- PSlip Zc

Parámetro para ajustar el alcance de la impedancia vista hacia adelante de la línea de reactancia que divide a la lente en dos zonas. La línea de reactancia permite distinguir el deslizamiento del polo dentro del generador o dentro de la red. El manual del IED recomienda ajustar el alcance de la impedancia hacia adelante de la línea de reactancia  $Z_C$ , al 90% de la reactancia del transformador.

$$Z_C = 0,9 * Z_T$$

$$Z_C = 0,9 * 0,082 = 0,0738 \text{ pu}$$

El ajuste de este parámetro en ohmios es:

$$Pslip Zc = Z_C * Z_{base}$$

$$Pslip Zc = 0,0738 * 13,13$$

$$Pslip Zc = 0,968 \text{ Ohmios}$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 74,99 mOhm; por consiguiente, se ajusta en **0,9749 ohm**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **78 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.106. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 78.**

Función de protección 78			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Pslip Function	Enabled	Enabled	-
Pole Slip Mode	Generating	Generating	-
Pslip Za Forward	15	1,62	Ohm
Pslip Zb Reverse	22,5	7,944	Ohm
Lens Angle	120	90	grado
PSlip Timer T1	15	15	ms
PSlip Timer T2	15	15	ms
Blinder Angle	75	80	grado
PSlip Zc	7,5	0,9749	Ohm
Zone1 Slip Count	1	1	-



Zone2 Slip Count	2	2	-
Pslip Reset Time	30	30	s

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTÁNEA/TEMPORIZADA 50/51**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- I>1 Function

Parámetro para ajustar la característica de la curva de actuación de la primera etapa. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda utilizar una curva **IEC E. Inverse**.

- I>1 Direction

Parámetro para ajustar la dirección de funcionamiento de la protección en la etapa 1. Este parámetro se ajusta en **Non-Directional**.

- I>1 Current Set

Parámetro para ajustar la corriente de arranque para actuación de la protección en esta etapa. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque de la protección entre un valor del 75-100% de la corriente nominal a plena carga. Se elige un ajuste al 100%.

$$I_{N > 1 \text{ Current Set}} = 1 * 606,6 = \mathbf{606,6 \text{ A}}$$

- I>1 Time Dial

Parámetro que ajusta el DIAL de la curva seleccionada en esta etapa. Según la coordinación realizada en el software DigSILENT PowerFactory, este parámetro se ajusta en **0,09**.

- I>3 Function

Parámetro para ajustar la característica de la curva de actuación de la etapa 3. Para una actuación instantánea de la protección se recomienda ajustar este parámetro en **DT**.

- I>3 Direction

Parámetro para ajustar la dirección de funcionamiento de la protección en la etapa 3. Este parámetro se ajusta en **Non-Directional**.

- I>3 Current Set

Parámetro para ajustar la corriente de arranque para actuación de la protección en esta etapa. Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, la unidad instantánea debe actuar cuando la corriente supere a la máxima corriente admisible que soporta el devanado de armadura del generador en condiciones de sobrecarga. De acuerdo con la norma, la unidad instantánea se ajusta a un **380%** de la corriente nominal.

$$I > 3 \text{ Function} = 3,8 * 606,6$$

$$I > 3 \text{ Function} = \mathbf{2305 \text{ A}}$$

- I>3 Time Delay

Parámetro para ajustar el tiempo de retardo para la actuación de la protección en la etapa 3. Para que la etapa arranque de manera instantánea como protección 50, se recomienda ajustar en **0 s**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **50/51 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

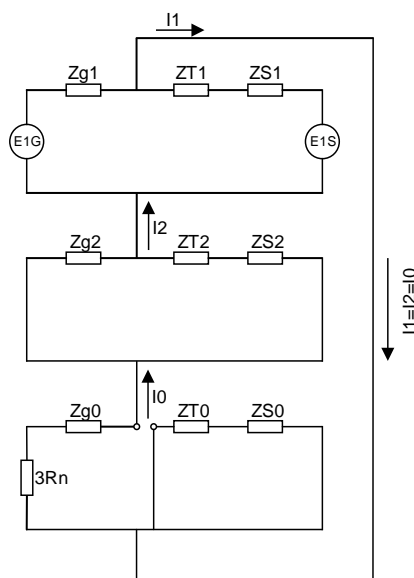
**Tabla E.107. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 50/51.**

Función de protección 50/51			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
I>1 Function	IEC S Inverse	IEC E Inverse	-
I>1 Direction	Non-Directional	Non-Directional	
I>1 Current Set	664	606,6	A
I>1 Time Dial	1	0,09	-
I>1 Reset Char	DT	DT	-
I>1 tRESET	0	0	s
I>3 Function	Enabled	Enabled	-
I>3 Direction	Non-Directional	Non-Directional	
I>3 Current Set	2648	2305	A
I>3 Time Delay	0	0	s

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA/TEMPORIZADA RESIDUAL 50N/51N**

La máxima corriente de falla cuando se produce una falla en los terminales del generador, se calcula mediante el método de las componentes simétricas, el cual se basa en la unión de los diagramas de secuencias: positiva, negativa y cero, de los generadores, transformadores y líneas de transmisión de Ocaña.

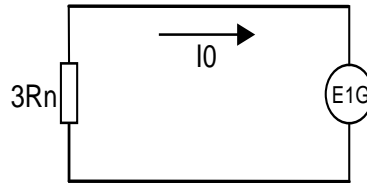
El diagrama de secuencias y su circuito equivalente, son:



**Figura E.18. Diagrama de secuencias para el cálculo de falla a tierra en los terminales del generador Ocaña 1.**

Fuente: IEEE Guide for generator ground protection.

De la figura anterior se puede obtener una reducción del circuito, debido a que: "Las impedancias equivalentes de secuencia positiva y negativa del sistema y la impedancia de secuencia cero del generador son extremadamente pequeñas, en comparación con la resistencia del circuito equivalente del neutro y la capacitancia distribuida de secuencia cero, por lo tanto, pueden desprejarse" [17].



**Figura E.19. Reducción aproximada del diagrama de secuencias.**

Fuente: IEEE Guide for generator ground protection.

La resistencia de puesta a tierra del generador de Ocaña, referida al lado primario del transformador de distribución es:

$$R_n = 0,45 * \left( \frac{13800}{240} \right)^2 = 1487,81 \text{ ohm}$$

Por lo tanto, la corriente que circula por el neutro del generador al producirse una falla a tierra es:

$$I_n = 3I_0 = \frac{3 E_g}{3 R_n} = \frac{13800}{\sqrt{3} * 1487,81} = 5,35 \text{ A}$$

La corriente de falla referida al lado secundario del transformador de puesta a tierra que utilizan las unidades de Ocaña, es:

$$I_s = 5,35 * \frac{13800}{240} = 308 \text{ A}$$

Existen dos maneras de enviar la señal de corriente de secuencia cero al IED: mediante un TC conectado en el secundario del transformador de puesta a tierra o un TC conectado directamente en el neutro del generador. Se recomienda instalar el TC en el secundario del transformador de puesta a tierra puesto que facilita su dimensionamiento.

Para el TC se selecciona una relación de transformación igual a la relación de transformación del transformador de puesta a tierra, de esta manera se asegura que la corriente de falla que circula por el primario del transformador sea igual a la que circula por el IED en el secundario del TC [14].

La relación de transformación del transformador de puesta a tierra es de  $13800/240 = 58$ , entonces la relación que debe tener el TC es de aproximadamente  $60/1$ . Por lo tanto, se elige un TC de  $300/5$  ya que este es un valor estándar.

La corriente que circula por el IED cuando se produce una falla a tierra en los terminales del generador es:

$$I_r = 308 * \frac{5}{300} = 5,13 \text{ A}$$

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros



- IN>1 Function

Parámetro para ajustar la característica de la curva de actuación de la primera etapa. Se recomienda ajustar este parámetro con una curva **IEC S Inverse**.

- IN>1 Current

Parámetro para ajustar la corriente de arranque para actuación de la protección en esta etapa. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro con un valor menor al 33% de la contribución de la máquina a la falla a tierra o de la corriente nominal que circula por el neutro. Se ajusta con un valor del 30% de la corriente de cortocircuito, por lo que:

$$IN > 1 \text{ Current} = 0,3 * 5,13 = 1,54 \text{ A}$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 10 mA; por consiguiente, se ajusta en **1,1 A**.

- IN>1 TMS

Parámetro para ajustar el tiempo de retardo para el funcionamiento de esta etapa. Puesto que se elige una curva IEC, se recomienda ajustar este parámetro en **1**.

- IN>1 Time Dial

Parámetro que se ajusta cuando se elige una curva **IEEE/US**, por lo que el ajuste no influye en esta configuración y se da un ajuste predeterminado.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **50N/51N NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.108. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 50N/51N.**

Función de protección 50N/51N			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
IN> Input	Measured	Measured	
IN>1 Function	IEC S Inverse	IEC S Inverse	-
IN>1 Current	1	1,1	A
IN>1 IDG Is	1,5	1,5	-
IN>1 Time Delay	1	1	s
IN>1 TMS	1	1	e <sup>-3</sup>
IN>1 Time Dial	1	1	-
IN>1 k (RI)	1	1	-
IN>1 IDG Time	1,2	1,2	sx
IN>1 Reset Char	DT	DT	-
IN>1 tRESET	0	0	s

✓ **PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA DEL DEVANADO DE CAMPO 64F**

El IED realiza la medida de resistencia del rotor a través de una salida analógica, la protección de falla tierra del rotor incluye dos umbrales o niveles para el ajuste.

Todos los parámetros de esta función se ajustan con valores de los elementos mecánicos externos al IED, por lo que no se propone una actualización de esta protección.



✓ **PROTECCIÓN DEL 100% DE FALLA A TIERRA DEL ESTATOR 27TH/59THD/64S**

Según la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- 100%St EF Status

Parámetro que activa o desactiva la función de protección. El parámetro se ajusta en **VN3H<Enabled** para el funcionamiento de la función por el método de tercer armónico.

- 100% St EF VN3H<

Parámetro para el ajuste del nivel de arranque del elemento de protección de mínima tensión de tercer armónico. En base a la literatura especializada se recomienda ajustar el parámetro con un valor igual a la mitad del 5% de la tensión fase-neutro del generador.

$$100\% \text{ St EF VN3H} <= 0,05 * \frac{13800}{\sqrt{3}}$$

$$100\% \text{ St EF VN3H} <= \frac{398,37}{2}$$

$$100\% \text{ St EF VN3H} <= 199,18 \text{ V}$$

El IED permite configurar este parámetro en pasos de 5,749 V; por consiguiente, se ajusta en **201,2 V**.

- V< Inhibit set

Parámetro para ajuste del arranque de inhibición de la función. Se recomienda un nivel alto para el ajuste de este parámetro, el ajuste en **11040 V** es un nivel aceptable.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **27TH/59THD/64S NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.109. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 27TH/59THD/64S.**

Función de protección 27TH/59THD/64S			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
100%St EF Status	VN3H< Enabled	VN3H< Enabled	-
100% St EF VN3H<	23	201,2	V
VN3H< Delay	10	5	s
V< Inhibit set	11040	11040	V
P< Inhibit	Disabled	Disabled	-
P< Inhibit set	109,6	109,6	kW
Q< Inhibit	Disabled	Disabled	-
Q< Inhibit set	109,6	109,6	kW
S< Inhibit	Disabled	Disabled	-
S< Inhibit set	109,6	109,6	kW
100% St EF VN3H>	1095	1095	V
VN3H> Delay	5	5	s





#### E.4.2 IED's 7UT613 Y 7SJ641 DE LOS TRANSFORMADORES T OCAÑA1 Y T OCAÑA2

Para la protección de los transformadores T Ocaña1 y T Ocaña2 se utilizan dos tipos de IED's. El IED 7UT613 actúa como protección principal y el IED 7SJ641 brinda protección de respaldo.

Del estudio de cortocircuitos del capítulo 5, se obtuvo valores de corrientes de cortocircuito necesarios para el ajuste de funciones de protección de sobrecorriente.

Las funciones de protección del IED 7UT613 son:

- Protección diferencial del transformador 87T
- Protección de sobrecarga térmica 49

Las funciones de protección del IED 7SJ641 son:

- Protección de sobrecorriente de fase instantánea 50
- Protección de sobrecorriente de fase temporizada 51
- Protección de sobrecorriente temporizada residual 51N

Las protecciones dispositivo térmico 26 y switch de presión 63, son protecciones mecánicas externas al IED por lo que no se propone un ajuste para actualizar dichas protecciones.

*Nota: Las celdas en amarillo de todas las tablas, indican los valores propuestos para actualizar los parámetros de cada protección.*

Antes de realizar el análisis de las funciones se procede a verificar que los datos nominales de los transformadores estén ingresados correctamente en la carpeta *GROUP POWER SYSTEM DATA* del IED 7UT613. Los parámetros que contiene esta carpeta son:

- Rated Frequency

Parámetro que define la frecuencia de operación del transformador. Se ajusta en **60 Hz**.

- Phase Sequence

Secuencia de fases de los fasores de tensión. Los fasores tienen un sentido horario, por lo tanto, este parámetro se ajusta en **A B C**.

- Unit of temperatura measurement

Parámetro que define la unidad de medida de temperatura de los puntos calientes del transformador. Se elige la unidad de medida grados **Celsius**.

- Rated Primary Voltage Side 1

Tensión nominal del devanado de alta tensión. Los transformadores tienen una relación de transformación de 13,8kV/69kV, por lo tanto, este parámetro se ajusta en **69 kV**.

- Rated Apparent Power of Transf. Side 1

Parámetro que define la potencia nominal del transformador. Los transformadores tienen una potencia de **15 MVA** cada uno.

- Starpoint of Side 1 is

Parámetro que indica si el devanado de alta tensión está aterrado o aislado. El devanado de alta de los transformadores se encuentra aterrado a través de un transformador de distribución, por lo tanto, este parámetro se ajusta en **Grounded**.



- Transf. Winding Connection Side 1

Define el tipo de conexión que tiene el devanado de alta tensión. Los transformadores tienen un grupo de conexión YNd5, por lo tanto, este parámetro se ajusta en **Y (Wye)**.

- Rated Primary Voltage Side 2

Tensión nominal del devanado de baja tensión. Los transformadores tienen una relación de transformación de 13,8kV/69kV, por lo tanto, este parámetro se ajusta en **13,8 kV**.

- Rated Apparent Power of Transf. Side 2

Parámetro que define la potencia nominal del transformador. Los transformadores tienen una potencia de **15 MVA** cada uno.

- Starpoint of Side 2 is

Parámetro que indica si el devanado de baja tensión esta aterrado o aislado. El devanado de baja de los transformadores se encuentra aislado por tener una conexión en delta. Por lo tanto, este parámetro se ajusta en **Isolated**.

- Transf. Winding Connection Side 2

Define el tipo de conexión que tiene el devanado de baja tensión. Los transformadores tienen un grupo de conexión YNd5, por lo tanto, este parámetro se ajusta en **D (Delta)**.

- Vector Group Numeral of Side 2

Parámetro que configura la corrección del vector para el desplazamiento de fase entre los devanados de alta y baja tensión. Los transformadores tienen un grupo de conexión YNd5, por lo tanto, este parámetro se ajusta en **5**.

Del análisis anterior, se concluye que la carpeta **GROUP POWER SYSTEM DATA** del IED 7UT613 **NECESITA SER ACTUALIZADA**.

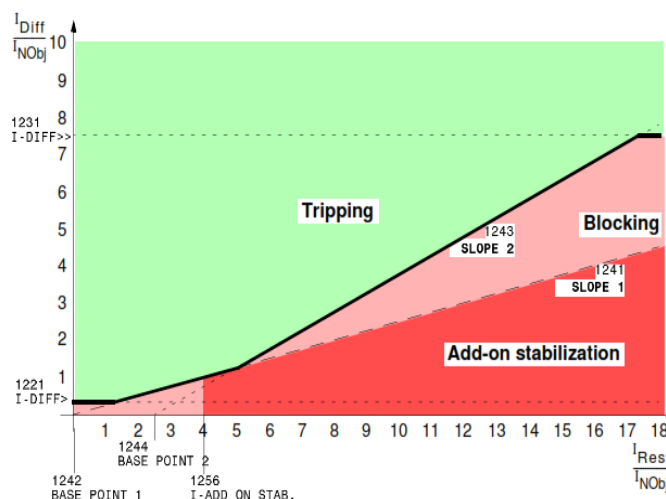
**Tabla E.110. Valores actuales y propuestos para actualizar GROUP POWER SYSTEM DATA.**

GROUP POWER SYSTEM DATA 1			
Group Power System			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Rated Frequency	60	60	Hz
Phase Sequence	A B C	A B C	-
Unit of temperature measurment	Celsius	Celsius	Degree
Group Transf			
Rated Primary Voltage Side 1	69	69	kV
Rated Apparent Power of Transf. Side 1	15	15	MVA
Starpoint of Side 1 is	Grounded	Grounded	-
Transf. Winding Connection Side 1	Y (Wye)	Y (Wye)	-
Rated Primary Voltage Side 2	13,8	13,8	kV
Rated Apparent Power of Transf. Side 2	15	15	MVA
Starpoint of Side 2 is	Isolated	Isolated	-
Transf. Winding Connection Side 2	D (Delta)	D (Delta)	-
Vector Group Numeral of Side 2	7	5	-

✓ PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR 87T

El IED SIPROTEC 7UT613 permite configurar una característica de operación diferencial de dos pendientes, esto hace que el IED sea muy sensible para fallas internas.

Las zonas de actuación que se observan en la figura E.20, proporcionan selectividad en la actuación de la protección, la actuación se restringe para que no actúe cuando se energiza el transformador o cuando suceden transitorios en la red, puesto que en estos eventos se forman altas corrientes de magnetización y hacen que la función actúe de forma errónea.



**Figura E.20. Característica diferencial de dos pendientes del IED SIPROTEC 7UT613.**  
Fuente: SIPROTEC 7UT6. Technical Manual.

Para la protección diferencial de los transformadores T Ocaña1 y T Ocaña 2 se realiza la medición mediante dos TC's, uno ubicado en el lado de alta tensión y otro en la conexión al neutro del generador.

Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- Differential Protection

Este parámetro activa o desactiva la función de protección diferencial. Se ajusta en **On**.

- Inrush with 2. Harmonic Restraint

Parámetro que activa o desactiva la restricción de la función cuando la relación entre la frecuencia de segundo armónico y la fundamental supera un valor establecido. Se ajusta en **On**.

- n-th Harmonic Restraint

Además de la restricción de la función por la presencia de armónicos de segundo orden, el IED permite seleccionar la restricción por tercer o quinto armónico. Las corrientes de tercer armónico no entran en un devanado conectado en triángulo, mientras que las corrientes de quinto armónico causan una operación innecesaria de la función, por lo que el propósito de este parámetro es bloquear la operación del IED cuando se presenten estos armónicos. El parámetro se ajusta en **5. Harmonic**.



- Pickup Value of Differential Curr.

Parámetro que determina el valor de arranque de la protección diferencial, como un múltiplo de la corriente nominal del transformador. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0,30**. Con este valor se evita una actuación no deseada de la protección, cuando existan corrientes de magnetización o armónicos al momento de energizar el transformador.

- T I-Diff> Time Delay

Tiempo de retardo de actuación de la protección cuando el valor de la corriente de arranque sobrepasa el valor configurado en el parámetro *Pickup Value of Differential Curr.* Se ajusta en **0 s**.

- Pickup Value of High Set Trip

Este parámetro se usa para ajustar un nivel de funcionamiento no restringido y garantizar la actuación de la protección cuando una falla ponga en riesgo al equipo. Este parámetro por lo general se ajusta en **3**, con esto se garantiza que la función actúe sin importar el contenido de armónico en la señal de corriente.

- T I-Diff>> Time Delay

Tiempo de retardo de actuación de la protección cuando el valor de la corriente de arranque sobrepasa el valor configurado en el parámetro *Pickup Value of High Set Trip.* Se ajusta en **0 s**.

- Slope 1 of Tripping Characteristic

Parámetro para ajustar la pendiente de la sección 1. Esta sección cubre errores que se presentan en la medición de corriente de los TC's cuando se energiza el transformador. El manual del IED recomienda ajustar la pendiente en **0,25**.

- Base Point for Slope 1 of Charac

Parámetro que determina el punto base o de inicio de la pendiente de la sección 1. El manual del IED recomienda que el inicio de la pendiente 1 sea en **0**.

- Slope 2 of Tripping Characteristic

Parámetro para ajustar la pendiente de la sección 2. Se recomienda ajustar este parámetro en **0,8** o con valores más altos, con el objetivo de evitar el disparo de la unidad ante falsas corrientes diferenciales relacionadas con la saturación de los TC's.

- Base Point for Slope 2 of Charac

Parámetro que determina el punto base o de inicio de la pendiente de la sección 2. El manual del IED recomienda que el inicio de la pendiente 2 sea en **2,5**.

- I-RESTRAINT for Start Detection

Parámetro que determina el valor de corriente para restricción de la función. El manual del IED recomienda ajustar en un valor de **0,1**.

- Factor for Increas. of Char. at Start

Parámetro que determina el valor del factor por el cual el parámetro *Pickup Value of Differential Curr* se va a incrementar. El manual del IED recomienda ajustar en **2**.

- 2nd Harmonic Content in I-DIFF

Las corrientes de magnetización (inrush) que se dan en un transformador contienen muchos armónicos de segundo orden que percibe la protección diferencial como una corriente diferencial, en esta situación este parámetro se ajusta para bloquear momentáneamente la protección y evitar una actuación innecesaria. El manual del IED recomienda ajustar en **15%**.

Cuando la relación del segundo armónico con el armónico fundamental de la corriente diferencial, supera el límite ajustable el funcionamiento del IED se restringe.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **87T NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.111. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 87T.**

Función de protección 87T			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Differential Protection	On	On	-
Inrush with 2. Harmonic Restraint	On	On	-
n-th Harmonic Restraint	5. Harmonic	5. Harmonic	-
Pickup Value of Differential Curr.	0,3	0,3	I/InO
T I-Diff> Time Delay	0	0	sec
Pickup Value of High Set Trip	3	3	I/InO
T I-Diff>> Time Delay	0	0	sec
Slope 1 of Tripping Characteristic	0,25	0,25	-
Base Point for Slope 1 of Charac.	0	0	I/InO
Slope 2 of Tripping Characteristic	0,95	0,8	-
Base Point for Slope 2 of Charac.	8,85	2,5	I/InO
I-RESTRAINT for Start Detection	0,10	0,1	I/InO
Factor for Increas. of Char. at Start	1	2	
Maximum Permissible Starting Time	5	5	sec
2nd Harmonic Conten in I-DIFF	15	15	%
Time for Cross-blocking 2nd Harm.	3	3	Cycle

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECARGA TÉRMICA 49**

El IED SIPROTEC 7UT613 permite configurar esta función de protección a través de dos métodos: el primero es a través de un cálculo de sobrecarga el cual usa una réplica térmica de la temperatura del transformador y el segundo a través de un cálculo de la temperatura y la determinación del envejecimiento de los puntos calientes.

El método utilizado para conocer la temperatura en estos transformadores es través de una réplica térmica.

La ecuación diferencial que utiliza el IED para estimar la temperatura del transformador es la siguiente:

$$\frac{d\theta}{dt} + \frac{1}{\tau_{th}} \cdot \theta = \frac{1}{\tau_{th}} \cdot \left( \frac{1}{k I_{Nobj}} \right)^2$$

Donde:

$\theta$  : aumento válido de la temperatura referida al aumento final con una máxima corriente permitida en el lado del objeto protegido.

$\tau$  : constante térmica de tiempo para calentamiento del objeto protegido



$k$  : factor que establece la máxima corriente permitida, referida a la corriente nominal del objeto protegido

$I$ : corriente RMS asignada al objeto protegido

$I_b$ : corriente nominal del objeto protegido

Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

### Ajuste de parámetros

- Thermal Overload Protection

Parámetro que activa o desactiva la protección. Se ajusta en **On**.

- K-Factor

Factor que determina la relación entre la máxima corriente térmica permitida y la corriente nominal del transformador. Este parámetro es proporcionado por los fabricantes de la máquina, pero si no se dispone de este dato y el método que se utiliza para la estimación de temperatura es el de réplica térmica, se configura en **1,1** veces la corriente nominal del objeto protegido.

- Time Constant

Parámetro que configura la constante térmica del transformador, la cual debe ser proporcionada por el fabricante de la máquina. Al no disponer de esta información se deja el valor que actualmente está ingresado en el IED, es decir **1 min**.

- Thermal Alarm Stage

Parámetro que ajusta el nivel de arranque de la etapa de alarma. Esta alarma se utiliza para tomar acciones preventivas (como reducción de la carga) cuando la temperatura está a punto de llegar al límite permitido y evitar que la protección actué. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **90%**.

- Current Overload Alarm Setpoint

Parámetro que establece el punto fijo de alarma para una corriente de sobrecarga carga. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **1 I/InS**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **49 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.112. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 49.**

Función de protección 49			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Thermal Overload Protection	Off	On	-
K-Factor	1,10	1,10	-
Time Constant	1	1	min
Thermal Alarm Stage	90	90	%
Current Overload Alarm Setpoint	1	1	I/InS
Kt-Factor when Motor Stops	1	1	-

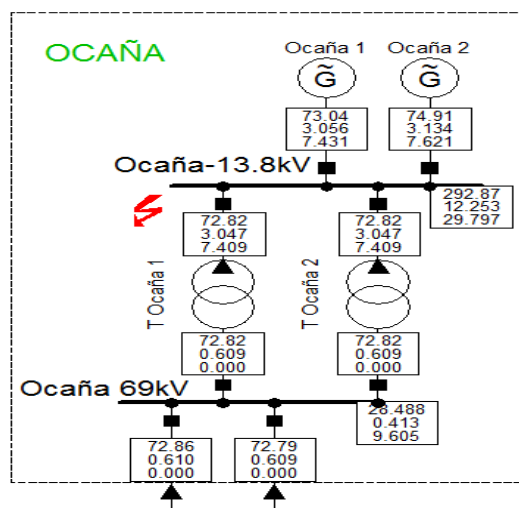
✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTÁNEA 50**

El IED SIPROTEC 7SJ641 dispone de cuatro etapas o escalones para ajustar la función de sobrecorriente. Tres etapas son destinadas para el ajuste de sobrecorrientes de tiempo definido y una de tiempo inverso.

La protección de sobrecorriente de fase instantánea se encuentra activa en la etapa 1 de la función de protección *GROUP 50*.

**Análisis de corrientes de cortocircuito**

Para ajustar esta función es necesario realizar una falla trifásica en la barra del lado de baja tensión del transformador T Ocaña1 o T Ocaña2, con el fin de obtener la corriente que circula por el lado de alta tensión del transformador. Con la ayuda del software DlgSILENT PowerFactory se obtuvo que par una falla en la barra Ocaña 13,8kV, la corriente que circula por el devanado de alta de cada transformador es de 609 A, como se observa en la siguiente figura.



**Figura E.21 Simulación para una falla en la barra Ocaña-13,8kV.**  
Fuente: Modelo eléctrico de Elecaustro S.A. DlgSILENT PowerFactory 15.1.

Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- Phase Time Overcurrent

Este parámetro activa o desactiva la función de protección. Se ajusta en **On**.

- Manual Close Mode

Parámetro que permite anular temporalmente la temporización de las etapas de sobrecorriente, con el objetivo de desconectar una línea lo más rápido posible cuando se produce una falla. Se ajusta en **Instantaneously**.

- 50-1 measurement of

Parámetro que selecciona el procedimiento de medida de la corriente para cada una de las etapas de la función. El IED permite tener tres opciones: *Fundamental component/Effective value/Instantaneous value*. Se selecciona la opción **Fundamental component**, el cual es un procedimiento estándar.



- 50-1 Pickup

Parámetro que determina la corriente de arranque para la etapa 1. La corriente de arranque de la protección de sobrecorriente instantánea se ajusta entre 125-200% de la máxima corriente de falla realizada en la barra del lado de baja tensión del transformador para permitir sobrecargas en el transformador y no tener disparos innecesarios de la protección, según el estándar IEEE Std.C37.91-2008. Se recomienda ajustar la protección al 125% de la máxima corriente de falla, como medida conservadora para la protección de respaldo del transformador.

$$I_{arranque} = 1,25 * 609 A = 761,25 A$$

Refiriendo la corriente de arranque al secundario del respectivo TC, se tiene:

$$Pickup = \frac{I_{arranque}}{RTC}$$

$$Pickup = 761,25 * \frac{5}{150}$$

$$Pickup = 25 A$$

- Time Delay

Retardo de tiempo definido para actuación de la etapa 1. Se ajusta en **0 s** debido a que la característica de la función en la etapa 3 es instantánea.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **50 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.113. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 50.**

Función de protección 50			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Phase Time Overcurrent	On	On	-
Manual Close Mode	50-2 Instantaneously	50-2 Instantaneously	-
Group 50			
50-1 measurement of	Fundamental component	Fundamental component	-
50-1 Pickup	16,50	25	A
50-1 Time Delay	0	0	sec

#### ✓ PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE TEMPORIZADA 51

El IED SIPROTEC 7SJ641 dispone de cuatro etapas o escalones para ajustar la función de sobrecorriente. Tres etapas son destinadas para el ajuste de sobrecorrientes de tiempo definido y una de tiempo inverso.

La protección de sobrecorriente de fase temporizada se encuentra activa en la etapa 1 de la función de protección *GROUP 51*.

Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

#### Ajuste de parámetros

- Phase Time Overcurrent; Manual Close Mode; measurement of

Parámetros que fueron definidos en la función de protección 50, por ende, tienen el mismo ajuste.





- Pickup

Parámetro que determina la corriente de arranque para la etapa 1. La corriente de arranque de la protección temporizada se calibra para permitir que el transformador trabaje no solo en condiciones a plena carga, sino también sobrecargado, pero sin sobrepasar los límites de capacidad de daño del transformador. Según [15] recomienda que el ajuste se realice al 125% de la corriente nominal.

$$I_{nom} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{15 MVA}{\sqrt{3} * 69 kV} = 126 A$$

$$I_{arranque} = 1,25 * 126 = 157,5 A$$

Refiriendo la corriente de arranque al secundario del respectivo TC, se tiene:

$$Pickup = \frac{I_{arranque}}{RTC}$$

$$Pickup = 157,5 * \frac{5}{150}$$

$$Pickup = 5,25 A$$

- Time Delay

Ajuste del multiplicador de tiempo (DIAL) de la etapa 1. Este parámetro se ajusta en **1,3** de acuerdo con el estudio de coordinación de curvas realizado en DigSILENT PowerFactory, para protección de los transformadores de Ocaña.

- Drop-out characteristic

Reposición del temporizador de retardo, para una reposición instantánea el parámetro se ajusta en **Instantaneous**.

- Curve

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. Para la protección de sobrecorriente temporizada se elige una característica de tiempo inverso, **ANSI Definite Inverse**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **51 NECESITA SER ACTUALIZADA**, ya que algunos parámetros actuales no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.114. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 51.**

Función de protección 51			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Phase Time Overcurrent	On	On	-
Manual Close Mode	50-2 Instantaneously	50-2 Instantaneously	-
Drop-out Time Delay	0	0	sec
Group 51			
measurement of	Fundamental component	Fundamental component	-
Pickup	5,40	5,25	A
Time Delay	0,25	1,3	sec
Drop-out characteristic	Instantaneous	Instantaneous	-
Curve	Normal Inverse	ANSI Definite Inverse	-



✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA RESIDUAL 51N**

El IED SIPROTEC 7SJ641 dispone de cuatro etapas o escalones para ajustar la función de sobrecorriente residual. Tres etapas son destinadas para el ajuste de sobrecorrientes de tiempo definido y una de tiempo inverso.

La protección de sobrecorriente de fase temporizada se encuentra activa en la etapa 1 de la función de protección *GROUP 51N*.

Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Ajuste de parámetros**

- Ground Time Overcurrent

Parámetro que activa o desactiva la función de protección. Se ajusta en **On**.

- Manual Close Mode; measurement of

Parámetros que fueron definidos en la función de protección 50 y tienen el mismo ajuste.

- Pickup

Parámetro que determina la corriente residual de arranque para la etapa 1. La corriente de arranque de la protección temporizada residual se ajusta en un 40% de la corriente nominal para facilitar la coordinación con la protección de sobrecorriente residual de la línea de transmisión que sale de la S/E Ocaña [18].

$$I_{nom} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{15 MVA}{\sqrt{3} * 69 kV} = 126 A$$

$$I_{arranque} = 0,4 * 126 = 50,4 A$$

Refiriendo la corriente de arranque al secundario del respectivo TC, se tiene:

$$Pickup = \frac{I_{arranque}}{RTC}$$

$$Pickup = 50,4 * \frac{5}{150}$$

$$Pickup = 1,68 A$$

- Time Delay

Ajuste del multiplicador de tiempo (DIAL) de la etapa 1 cuando se utilizan curvas IEC. Este parámetro se ajusta en **1** de acuerdo con el estudio de coordinación de curvas realizado en DlgSILENT PowerFactory, para protección de los transformadores de Ocaña.

- Drop-out characteristic

Reposición del temporizador de retardo, para una reposición instantánea el parámetro se ajusta en **Instantaneous**.



- Curve

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. Para la protección de sobrecorriente temporizada residual se elige una característica de tiempo inverso, **ANSI Inverse**.

Del análisis anterior, se concluye que la función de protección **51N NECESITA SER ACTUALIZADA** ya que algunos de los parámetros no cumplen con lo que establece la norma IEEE y el manual del IED.

**Tabla E.115. Valores actuales y propuestos para actualizar la protección 51N.**

Función de protección 51N			
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad
Ground Time Overcurrent	On	On	-
Manual Close Mode	50N-2 Instantaneously	50N-2 Instantaneously	-
Drop-out Time Delay	0	0	sec
Group 51N			
measurement of	Fundamental component	Fundamental component	-
Pickup	1	1,68	A
Time Dial	0,1	1	sec
Drop-out Characteristic	Instantaneous	Instantaneous	-
Curve	IEC Long Inverse	ANSI Inverse	-



## ANEXO F

### PROPUESTA DE AJUSTE PARA ACTIVAR LAS NUEVAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LOS IED's DE ELECAUSTRO

#### F.1 PROPUESTA DE AJUSTE PARA ACTIVAR LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LOS IED's DE SAUCAY

##### F.1.1 IED's REG670 DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN SAU-U1 Y SAU-U2

A continuación, se realiza una propuesta de ajuste para implementar las nuevas funciones de protección que no están activas ni disponibles en los IED's REG670 con el fin de proteger de manera más confiable a los generadores.

#### ✓ PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE TEMPORIZADA 51

La protección de sobrecorriente temporizada protege los devanados del generador contra sobrecargas y al igual que la 50, actúa como protección de respaldo para el generador.

El IED no tiene una librería para activar directamente la protección 51, pero dispone de la función 51/67 de 4 etapas. Para activar esta protección se propone utilizar la etapa 1 de función 51/67.

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE Std. C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada.

#### Ajuste de parámetros

- Operation

Este parámetro activa o desactiva la función de protección, como se propone implementar esta función de protección, el parámetro se ajusta en **On**.

- IBase

Se define como corriente base a la corriente nominal del generador, la cual es:

$$IBase = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{5 MVA}{\sqrt{3} * 4,16 kV} = 694 A$$

- UBase

Se elige como base a la tensión fase-fase nominal del generador.

$$UBase = 4,16 kV$$

El IED permite configurar la tensión base en pasos de 0,05%, por consiguiente, el valor de la tensión puede configurarse entre 4,15 y 4,20 kV. Se elige un valor de **4,20 kV**.

- AngleRCA

Este parámetro define el ángulo característico del IED para la actuación de la protección. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **65°**.



- AngleROA

Este parámetro define el ángulo de operación del IED para la actuación de la protección. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **80°**.

- 2ndHarmStab

Parámetro que define el nivel de operación para restricción de corriente de 2° armónico. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en un **20%** de la corriente nominal.

- DirMode1

Parámetro que ajusta el modo de dirección para la actuación de la función en la etapa 1. Como se va a utilizar solo la función de sobrecorriente y no la de dirección, este parámetro se ajusta en **Non-directional**.

- Characterist1

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores, recomienda utilizar una curva **ANSI Ext. Inv.**

- I1>

Parámetro que determina la corriente para el arranque de la función en la etapa 1. La norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores recomienda ajustar el arranque de la protección entre un valor del 75-100% de la corriente nominal a plena carga. Se elige un valor del **100%**.

- t1

Retardo de tiempo cuando se utiliza una característica de tiempo definido. Debido a que se utiliza una curva de tiempo inverso el ajuste de este parámetro no afecta a la protección, por lo tanto, se ajusta en **0 s**.

- k1

Parámetro que define el multiplicador del tiempo (DIAL) para retardo de operación de la curva en la etapa 1. Para lograr una correcta coordinación con los elementos aguas arriba del generador, este parámetro se ajusta en **1,3**.

- t1Min

Define el tiempo mínimo de operación para la característica de tiempo inverso en la etapa 1. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro por defecto en **0 s**.

- ResetTypeCrv1

Reposición del temporizador de retardo. Por defecto este parámetro se configura en **Instantaneous**, aunque puede configurarse con otras características.

- tReset1

Tiempo de reposición del IED para el tipo de curva que se utiliza en la etapa 1. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **20 ms**.

- tPCrv1,2; tACrv1,2; tBCrv1,2; tCCrv1; tPRCrv1; tTRCrv1; tCRCrv1

Parámetros que se ajustan para crear curvas programables, como se elige una curva de tiempo inverso, estos parámetros se ajustan con los valores que por defecto incorpora el IED.

- HarmRestraining1

Parámetro que habilita o deshabilita el bloqueo de restricción de armónico para la etapa 1. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **Off**.

**Tabla F.1. Valores propuestos para activar la protección 51.**

Función de protección 51		
Parámetros	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	-
IBase	694	A
UBase	4,20	kV
AngleRCA	65	Deg
AngleROA	80	Deg
StartPhSel	1 out of 3	-
2ndHarmStab	20	%IB
Step 1		
DirMode1	Non-directional	-
Characterist1	ANSI Ext. Inv	-
I1>	100	%IB
t1	0	s
k1	1,3	-
t1Min	0	s
I1Mult	2	-
ResetTypeCrv1	Instantaneous	-
tReset1	0,02	s
tPCrv1	1	-
tACrv1	13,5	-
tBCrv1	0	-
tCCrv1	1	-
tPRCrv1	0,5	-
tTRCrv1	13,5	%
tCRCrv1	1	%UB
HarmRestraining1	Off	-

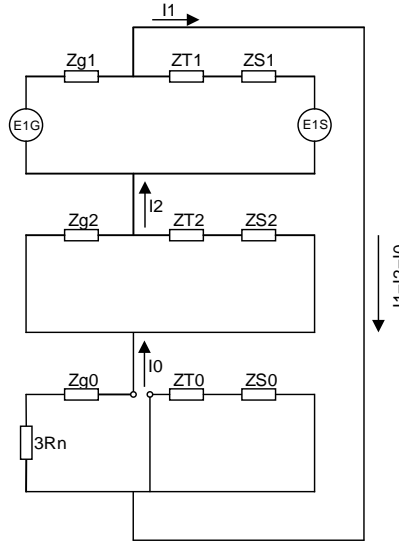
✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA/TEMPORIZADA RESIDUAL 50N/51N**

El IED no dispone de esta función de protección, pero Elecaustro debe actualizar el firmware para adquirir la función de protección 51N/67N y utilizar una etapa de dicha función para implementarla. Para activar esta protección se propone utilizar la etapa 1 de la función 51N/67N.

Para dar una propuesta de ajuste de la función en primera instancia se debe conocer la máxima corriente que circula por el IED cuando se produce una falla a tierra en los terminales del generador, con esto se obtiene el porcentaje del devanado del estator que cubre la función.

La máxima corriente de falla cuando se produce una falla en los terminales del generador se calcula mediante el método de las componentes simétricas, el cual se basa en la unión de los diagramas de secuencias: positiva, negativa y cero, del generador, transformador y línea de Saucay.

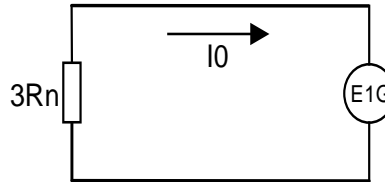
El diagrama de secuencias es el siguiente:



**Figura F.1. Diagrama de secuencias para el cálculo de falla a tierra en los terminales del generador Sau-U1.**

Fuente: IEEE Guide for generator ground protection.

De la figura anterior se puede obtener una reducción del circuito, debido a que: "Las impedancias equivalentes de secuencia positiva y negativa del sistema y la impedancia de secuencia cero del generador son extremadamente pequeñas, en comparación con la resistencia del circuito equivalente del neutro y la capacitancia distribuida de secuencia cero, por lo tanto, pueden despreciarse" [17].



**Figura F.2. Reducción aproximada del diagrama de secuencias.**

Fuente: IEEE Guide for generator ground protection.

La resistencia de puesta a tierra referida al lado primario del transformador de distribución es:

$$R_n = 3,81 * \left( \frac{4160}{240} \right)^2 = 1145 \text{ ohm}$$

La corriente que circula por el neutro al producirse una falla a tierra es:

$$I_n = 3I_0 = \frac{3 E_g}{3 R_n} = \frac{4160}{\sqrt{3} * 1145} = 2.1 \text{ A}$$

La corriente de falla referida al lado secundario del transformador de puesta a tierra es:

$$I_s = 2,1 * \frac{4160}{240} = 36,4 \text{ A}$$

Existen dos maneras de enviar la señal de corriente de secuencia cero al IED: mediante un TC conectado en el secundario del transformador de puesta a tierra o un TC conectado directamente en



El neutro del generador. Se recomienda instalar el TC en el secundario del transformador de puesta a tierra puesto que facilita su dimensionamiento.

Para el TC se selecciona una relación de transformación igual a la relación de transformación del transformador de puesta a tierra, de esta manera se asegura que la corriente de falla que circula por el primario del transformador sea igual a la que circula por el IED en el secundario del TC [14].

La relación de transformación del transformador de puesta a tierra es de  $4160/240 = 18$ , entonces la relación que debe tener el TC es de aproximadamente 20/1. Por lo tanto, se recomienda instalar un TC de 100/5 en el secundario del transformador de puesta a tierra.

Por lo tanto, la corriente que circula por el IED cuando se produce una falla a tierra en los terminales del generador es:

$$I_r = 36,4 * \frac{5}{100} = 1,82 A$$

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE Std. C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada.

### Ajuste de parámetros

- Operation

Este parámetro activa o desactiva la función de protección, como se propone implementar esta función de protección, el parámetro se ajusta en **On**.

- IBase

La corriente base es igual a la corriente máxima de cortocircuito que circula por el primario del transformador de puesta a tierra, la cual es **2,1 A** (de acuerdo al análisis hecho anteriormente). Esto es debido a que en condiciones normales esta corriente es cero, por lo tanto, no se ajusta la *IBase* con un valor de corriente igual a la nominal del generador.

- UBase

Se elige como base a la tensión fase-fase nominal del generador.

$$U_{Base} = 4,16 kV$$

El IED permite configurar la tensión base en pasos de 0,05%, por consiguiente, el valor de la tensión puede configurarse entre 4,15 y 4,20 kV. Se elige un valor de **4,20 kV**.

- AngleRCA

Este parámetro define el ángulo característico del IED para la actuación de la protección. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **65°**.

- polMethod

Tipo de polarización que utiliza el IED para la medición. Según el manual del IED este parámetro por defecto se ajusta en **Voltage**.

- UPolMin

Nivel de tensión mínima en % de la *UBase* necesaria para la polarización. De acuerdo con el manual del IED por defecto se ajusta en **1%**.





- IPolMin

Nivel de corriente mínima en % de la  $I_{Base}$  necesaria para la polarización. Según el manual del IED por defecto se ajusta en **5%**.

- IN>Dir

Nivel de corriente residual para la dirección del relanzamiento de la función. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en un **10%** de la  $I_{Base}$ .

- 2ndHarmStab

Parámetro que define el nivel de operación para restricción de corriente de 2° armónico. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en un **20%** de la  $I_N$ .

- BlkParTransf

Parámetro que habilita o deshabilita el bloqueo de transformadores en paralelo, por defecto el bloqueo esta deshabilitado debido a que solo existe un transformador para las unidades de generación Sau-U1 y Sau-U2 de Saucay, por lo tanto, se ajusta en **Off**.

- SOTF

El modo de operación SOTF (Switch Onto Fault Feature) por defecto se encuentra deshabilitado, **Off**.

- ActivationSOTF; StepForSOTF; HarmResSOTF; tSOTF

Parámetros que se ajustan cuando el modo SOTF está habilitado, por lo tanto, estos parámetros se ajustan con los valores que por defecto incorpora el IED.

- DirMode1

Parámetro que ajusta el modo de dirección para la actuación de la función en la etapa 1. Como se va a utilizar solo la función de sobrecorriente y no la de dirección, este parámetro se ajusta en **Non-directional**.

- Characterist1

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. El manual del IED recomienda utilizar una unidad de tiempo definido (**ANSI Def. Time**) para la actuación de la protección.

- IN1>

La unidad instantánea protege al 95% del estator medido desde los terminales del generador hacia el neutro, por lo que este parámetro se ajusta para que una falla más allá del 5% a partir del neutro deba ser visto por esta protección.

Como ya se calculó la corriente que circula por el IED, entonces la corriente mínima de arranque para proteger el 95% del devanado del estator (desde los terminales al neutro) es:

$$I_{arranque} = 0,05 * 1,82 = 0,091 A$$

Pero [16] recomienda que la corriente mínima de arranque sea de 0,7 A para evitar problemas con los armónicos que circulan por el neutro del generador. Con esta corriente de arranque el porcentaje de devanado del estator que queda sin proteger es:

$$\frac{0,7}{1,82} * 100 \% = 38,5 \%$$

Por lo tanto, el parámetro se ajusta en:

$$IN1 > = 39 \%$$

- t1

Retardo de tiempo de la característica de tiempo definido de la etapa 1. Se ajusta en **1 s** debido a que esta protección debe actuar como respaldo de la protección 59N.

- k1

Parámetro que define el multiplicador del tiempo (DIAL) para retardo de operación de la curva en la etapa 1. Como se elige una característica de tiempo definido el multiplicador no influye en la actuación de la protección y se ajusta en un valor de **0,05**.

- t1Min

Define el tiempo mínimo de operación para la característica de tiempo definido en la etapa 1. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro por defecto en **0 s**.

- ResetTypeCrv1

Reposición del temporizador de retardo. Por defecto este parámetro se configura en **Instantaneous**, aunque puede configurarse con otras características.

- tReset1

Tiempo de reposición del IED para el tipo de curva que se utiliza en la etapa 1. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **20 ms**.

- HarmRestrain1

Parámetro que habilita o deshabilita el bloqueo de restricción de armónico para la etapa 1. El manual del IED recomienda habilitar este parámetro, por lo tanto, se ajusta en **On**.

- tPCrv1,2; tACrv1,2; tBCrv1,2; tCCrv1; tPRCrv1; tTRCrv1; tCRCrv1

Parámetros que se ajustan para crear curvas programables, como se elige una curva de tiempo definido, estos parámetros se ajustan con los valores que por defecto incorpora el IED.

**Tabla F.2. Valores propuestos para activar la protección 50N/51N.**

<b>Función de protección 50N/51N</b>		
<b>Parámetros</b>	<b>Valor propuesto</b>	<b>Unidad</b>
Operation	On	-
IBase	2,1	A
UBase	4,20	kV
AngleRCA	65	Deg
polMethod	Voltage	-
UPolMin	1	%UB
IPolMin	5	%IB
RNPol	5	ohm
XNPol	40	ohm
IN>Dir	10	%IB
2ndHarmStab	20	%



## UNIVERSIDAD DE CUENCA FACULTAD DE INGENIERÍA



BlkParTransf	Off	-
SOTF	Off	-
ActivationSOTF	Open	-
StepForSOTF	Step 2	-
HarmResSOTF	Off	-
tSOTF	0,200	s
ActUnderTime	CB position	-
<b>Step 1</b>		
DirMode1	Non-directional	-
Characterist1	ANSI Def.Time	-
IN1>	39	%IB
t1	1	s
k1	0,05	-
IN1Mult	2	-
t1Min	0	s
ResetTypeCrv1	Instantaneous	-
tReset1	0,02	s
HarmRestrained1	On	-
tPCrv1	1	-
tACrv1	13,5	-
tBCrv1	0	-
tCCrv1	1	-
tPRCrv1	0,5	-
tTRCrv1	13,5	%
tCRCrv1	1	%UB

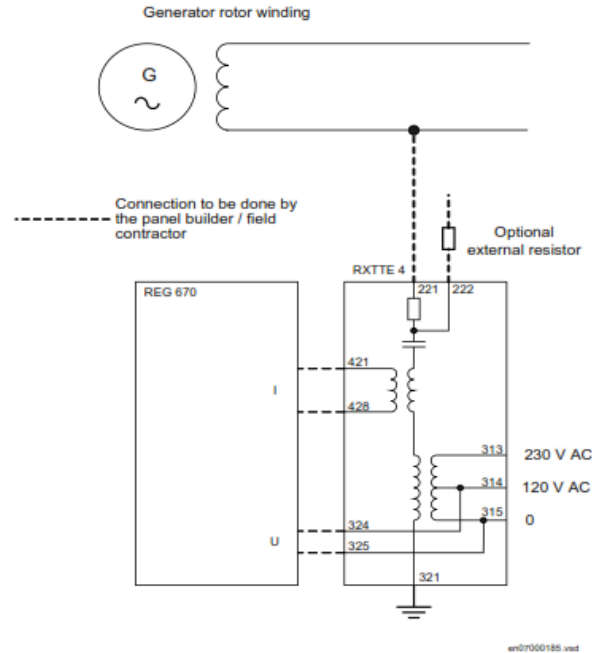
### ✓ PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA DEL DEVANADO DE CAMPO 64F

Para implementar esta función de protección el IED necesita un TC, un TP (para la inyección de señales) y un equipo auxiliar denominado *RXTTE4* como se muestra en la figura F.3. El propósito de este equipo es medir la resistencia del devanado a través de una inyección de tensión AC al devanado de campo del generador, y dependiendo del valor medido, el IED proporciona una señal de alarma o disparo.

Además, el IED no dispone de esta función de protección, por lo que Elecaustro puede implementarla a través de dos maneras: actualizando el firmware o utilizando un módulo de la función de protección multipropósito (GAPC).

Para evitar que Elecaustro actualice el firmware se utiliza el módulo disponible (GF02) de GAPC, con esto se consigue aprovechar de mejor manera al IED.

En el módulo GF02 se activan las dos etapas de sobrecorriente (OC1, OC2) para proporcionar señales de alarma y disparo, y también se activa una etapa de subtensión (UV1).



**Figura F.3. Equipo auxiliar para activar la función 64F.**  
Fuente: Generator protection REG670. Application manual.

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE Std. C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada.

### Ajuste de parámetros

- Operation

Parámetro que activa o desactiva el módulo GF02 de la función multipropósito, debido a que se va a utilizar este módulo se ajusta en **On**.

- CurrentInput

Parámetro que selecciona la señal de corriente proveniente del TC que alimenta al IED. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **Phase1**.

- IBase

Corriente base que sirve de referencia para la actuación de la protección. Debido a la baja señal de corriente inyectada, el manual del IED recomienda utilizar un TC de 1000/1 A, con esta relación se consigue que el valor de la corriente en el primario corresponda al valor de corriente (en mA) inyectado en el interior del devanado de campo. Por lo tanto, el ajuste de la corriente base es la misma que el primario del TC **1000 A**.

- VoltageInput

Parámetro que selecciona la señal de tensión proveniente del TP que alimenta al IED. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **Phase1**.

- UBase

Tensión base que sirve de referencia para la actuación de la protección. El manual del IED recomienda utilizar un TP de 100 kV/100 V, con esta relación se consigue que el valor de tensión en



el primario corresponda al valor de tensión inyectado en el interior del devanado de campo. Por lo tanto, el ajuste de la tensión base es la misma que el primario del TP **100 kV**.

- OperHarmRestr

La posibilidad de la función de restringir los armónicos se utiliza ya que esto podría bloquear la función en una condición de falla. Por lo tanto, el parámetro debe estar desactivado, **Off**.

- I<sub>2nd</sub>/I<sub>fund</sub>

Parámetro que relaciona la corriente de segundo armónico con la fundamental. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **20%**.

- EnRestrainedCurr

Parámetro que habilita o deshabilita la función de restricción de corriente. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **Off**.

- RestrCurrInput

Parámetro que selecciona el tipo de señal de corriente que se utiliza para la operación de restricción de corriente. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **PosSeq**.

- RestrCurrCoeff

Este parámetro es un coeficiente de restricción de corriente, y es aceptable el ajuste que incorpora por defecto el IED.

- RCADir y ROADir

El parámetro *RCDADir* es el ángulo característico del IED y *ROADir* el ángulo de operación del IED. El manual del IED recomienda ajustar estos parámetros en un valor de **0°** y **90°** respectivamente.

- Operation\_OC1

Parámetro que activa o desactiva la operación de la etapa de sobrecorriente OC1, la cual es necesaria para proporcionar la señal de alarma con una alta sensibilidad cuando se presente una falla a tierra en el devanado de campo. Por lo tanto, se ajusta en **On**.

- StartCurr\_OC1

Parámetro que define la corriente de arranque para actuación de la función en la etapa OC1. El manual del IED recomienda que la corriente primaria de arranque sea de 30 mA, con esto se logra una buena sensibilidad de 10 – 20 kohm. Por lo tanto, el parámetro se ajusta en un **3%** de la *I<sub>Base</sub>*.

El IED mide la resistencia del devanado de campo en condiciones normales y para valores inferiores a 20 kohm se activa la señal de alarma.

- CurrMult\_OC1

La entrada binaria *ENMULTOC1* no se utiliza para la aplicación de esta función, por lo tanto, su ajuste se configura por defecto.

- CurveType\_OC1

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa OC1. El manual del IED recomienda que el retardo de la señal de alarma sea constante por lo que se elige una curva **IEC Definite time**, con un retardo de tiempo (*tDef\_OC1*) de **10 s**.



- k\_OC1

Este parámetro define el tiempo de retardo o DIAL de la característica de tiempo inverso en la etapa OC1. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0,30** debido a que se utiliza una curva de tiempo definido.

- tMin\_OC1

Tiempo mínimo de funcionamiento para las curvas IEC de tiempo en la etapa OC1. El manual del IED recomienda ajustar en un valor de **0,05 s**.

- ResCrvType\_OC1

La señal de alarma debe ser inmediatamente reiniciada cuando se produce una falla a tierra en el devanado de campo, por lo que este parámetro se ajusta en **Instantaneous**.

- tResetDef\_OC1

Retardo de tiempo de reinicio que utiliza la curva IEC de tiempo definido. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0 s**.

- P\_OC1; A\_OC1; B\_OC1; C\_OC1; PR\_OC1; TR\_OC1; CR\_OC1

Parámetros que se ajustan para crear curvas programables. En la etapa se utiliza una curva ya definida, por lo tanto, estos parámetros no se utilizan y se ajustan con los valores que por defecto incorpora el IED.

- VCntrlMode\_OC1

Para la etapa de sobrecorriente OC1 no se utiliza la restricción o control de tensión, por lo tanto, este parámetro se ajusta en **Off**.

- VDepMode\_OC1

Este parámetro define si el modo dependiente de tensión de la etapa OC1 es por *slope* o *step*. Como el parámetro *VCntrlMode\_OC1* esta deshabilitado, por defecto se ajusta en **Slope**.

- VDepFact\_OC1

Este parámetro es un factor multiplicador para la corriente de arranque que depende de la tensión. Es aceptable el ajuste que incorpora por defecto el IED puesto que el parámetro *VCntrlMode\_OC1* esta deshabilitado.

- ULowLimit\_OC1

Parámetro que define el límite de tensión mínima en % de la *UBase*. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en un **50%**.

- UHighLimit\_OC1

Parámetro que define el límite de tensión máxima en % de la *UBase*. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en un **100%**.

- HarmRestr\_OC1

Parámetro de restricción de armónico para la etapa OC1, es aceptable el ajuste que incorpora por defecto el IED.



- DirMode\_OC1; DirPrinc\_OC1

La medición de corriente de la función es sensible para la componente activa de la corriente inyectada (en fase con la tensión inyectada), por lo tanto, el manual del IED recomienda ajustar *DirMode\_OC1* en **Forward** y *DirPrinc\_OC1* en **IcosPhi&U**.

- ActLowVolt1\_VM

Si la tensión inyectada es insuficiente, la función se bloquea para evitar enviar una señal no deseada al IED, para activar este parámetro el manual del IED recomienda ajustar en **Block**.

- Operation\_OC2

Parámetro que activa o desactiva la operación de la segunda etapa de sobrecorriente OC2, la cual es necesaria para proporcionar la señal de disparo con menor sensibilidad que la etapa de alarma cuando se presente una falla a tierra en el devanado de campo. Por lo tanto, se ajusta en **On**.

- StartCurr\_OC2

Parámetro que define la corriente de arranque para actuación de la función en la etapa OC2. El manual del IED recomienda que la corriente primaria de arranque sea de 70 mA, con esto se logra una sensibilidad de 3 – 5 kohm. Por lo tanto, el parámetro se ajusta en un **7%** de la *IBase*.

El IED mide la resistencia del devanado de campo en condiciones normales y para valores inferiores a 5 kohm se activa la señal de disparo.

- CurrMult\_OC2

La entrada binaria *ENMULTOC1* no se utiliza para la aplicación de esta función, por lo tanto, su ajuste se configura por defecto.

- CurveType\_OC2

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa OC2. El manual del IED recomienda que el retardo de la señal de alarma sea constante por lo que se elige una curva **IEC Definite time**, con un retardo de tiempo (*tDef\_OC2*) de **0,5 s**.

- k\_OC2

Este parámetro define el tiempo de retardo o DIAL de la característica de tiempo inverso en la etapa OC2. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0,30** debido a que se utiliza una curva de tiempo definido.

- tMin\_OC2

Tiempo mínimo de funcionamiento para las curvas IEC de tiempo en la etapa OC2. El manual del IED recomienda ajustar en un valor de **0,05 s**.

- ResCrvType\_OC2

La señal de disparo debe ser inmediatamente reiniciada cuando se detecta una falla a tierra en el devanado de campo, por lo que este parámetro se ajusta en **Instantaneous**.

- tResetDef\_OC2

Retardo de tiempo de reinicio que utiliza la curva IEC de tiempo definido. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0 s**.



- P\_OC2; A\_OC2; B\_OC2; C\_OC2; PR\_OC2; TR\_OC2; CR\_OC2

Parámetros que se ajustan para crear curvas programables. En la etapa se utiliza una curva ya definida, por lo tanto, estos parámetros no se utilizan y se ajustan con los valores que por defecto incorpora el IED.

- VCntrlMode\_OC2

Para la etapa de sobrecorriente OC2 no se utiliza la restricción o control de tensión, por lo tanto, este parámetro se ajusta en **Off**.

- VDepMode\_OC2

Este parámetro define si el modo dependiente de tensión de la etapa OC2 es por *slope* o *step*. Como el parámetro VCntrlMode\_OC2 esta deshabilitado, por defecto se ajusta en **Slope**.

- VDepFact\_OC2

Este parámetro es un factor multiplicador para la corriente de arranque que depende de la tensión. Es aceptable el ajuste que incorpora por defecto el IED puesto que el parámetro VCntrlMode\_OC2 esta deshabilitado.

- ULowLimit\_OC2

Parámetro define el límite de tensión mínima en % de la UBase. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en un **50%**.

- UHighLimit\_OC2

Parámetro define el límite de tensión máxima en % de la UBase. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en un **100%**.

- HarmRestr\_OC2

Parámetro de restricción de armónico para la etapa OC2, es aceptable el ajuste que incorpora por defecto el IED.

- DirMode\_OC2 y DirPrinc\_OC2

La medición de corriente de la función es sensible para la componente activa de la corriente inyectada (en fase con la tensión inyectada), por lo tanto, el manual del IED recomienda ajustar DirMode\_OC2 en **Forward** y DirPrinc\_OC2 en **IcosPhi&U**.

- ActLowVolt2\_VM

Si la tensión inyectada es insuficiente, la función se bloquea para evitar enviar una señal no deseada al IED, para activar este parámetro el manual del IED recomienda ajustar en **Block**.

- Operation\_UV1

Parámetro que activa o desactiva la operación de la etapa UV1, la cual es necesaria para proporcionar una señal de alarma en caso de que la tensión inyectada por el equipo auxiliar sea demasiada baja. Por lo tanto, se ajusta en **On**.





- StartVolt\_UV1

Parámetro que define la tensión de arranque para actuación de la función en la etapa UV1. Cuando la tensión inyectada al devanado de campo es inferior al 80% de la tensión nominal, el manual del IED recomienda dar una señal de alerta, por lo tanto, el parámetro se ajusta en **80%** de la *UBase*.

- CurveType\_UV1

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa UV1. El manual del IED recomienda que el retardo de la señal de alarma sea constante por lo que se elige una curva **IEC Definite time**, con un retardo de tiempo (*tDef\_UV1*) de **10 s**.

- ResCrvType\_UV1

La señal de alarma debe ser inmediatamente reiniciada cuando se produce una falla a tierra en el devanado de campo, por lo que este parámetro se ajusta en **Instantaneous**.

- tResetDef\_UV1

Retardo de tiempo de reinicio que utiliza la curva IEC de tiempo definido. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0 s**.

- tMin\_UV1

Tiempo mínimo de funcionamiento para las curvas IEC de tiempo en la etapa UV1. El manual del IED recomienda ajustar en un valor de **0,05 s**.

- k\_UV1

Este parámetro define el tiempo de retardo o DIAL de la característica de tiempo inverso en la etapa UV1. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0,30** debido a que se utiliza una curva de tiempo definido.

- A\_UV1; B\_UV1; C\_UV1; D\_UV1; P\_UV1

Parámetros que se ajustan para crear curvas programables. En la etapa se utiliza una curva ya definida, por lo tanto, estos parámetros no se utilizan y se ajustan con los valores que por defecto incorpora el IED.

- EnBikLowV\_UV1

Parámetro que activa el bloqueo interno de bajo nivel de tensión cuando la señal inyectada al devanado de campo es baja, por lo tanto, se ajusta en **On**.

- BikLowVolt\_UV1

Parámetro que se ajusta en % de la *UBase* y bloquea la función para un bajo nivel de tensión, el manual del IED recomienda bloquear la función de protección para un valor inferior al **0,5 %** de la *UBase*.

Las etapas UC1, UC2, OV1, OV2 y UV2 no son necesarias para activar la función de protección, por lo tanto, están desactivadas.

**Tabla F.3. Valores propuestos para activar la protección 64F.**

Función de protección 64F		
GF02		
Parámetros	Valor propuesto	Unidad



**UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA**



Operation	On	-
CurrentInput	Phase 1	-
IBase	1000	A
VoltageInput	Phase 1	
UBase	100	kV
OperHarmRestr	Off	-
I_2nd/I_fund	20	%
EnRestrainedCurr	Off	-
RestrCurrInput	PosSeq	-
RestrCurrCoeff	0	-
RCADir	0	Deg
ROADir	90	Deg
<b>OC1</b>		
Operation_OC1	On	-
StartCurr_OC1	3	%IB
CurrMult_OC1	1	-
CurveType_OC1	IEC Definite time	-
tDef_OC1	10	s
k_OC1	0,30	-
tMin_OC1	0,05	s
ResCrvType_OC1	Instantaneous	-
tResetDef_OC1	0	s
P_OC1	0,02	-
A_OC1	0,140	-
B_OC1	0	-
C_OC1	1	-
PR_OC1	0,5	-
TR_OC1	13,5	-
CR_OC1	1	-
VCntrlMode_OC1	Off	-
VDepMode_OC1	Slope	-
VDepFact_OC1	1	-
ULowLimit_OC1	50	%UB
UHighLimit_OC1	100	%UB
HarmRestr_OC1	Off	-
DirMode_OC1	Forward	-
DirPrinc_OC1	IcosPhi&U	-
ActLowVolt1_VM	Block	-
<b>OC2</b>		
Operation_OC2	On	-
StartCurr_OC2	7	%IB
CurrMult_OC2	1	-
CurveType_OC2	IEC Definite time	-
tDef_OC2	0,5	s
k_OC2	0,30	-
tMin_OC2	0,05	s



**UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA**

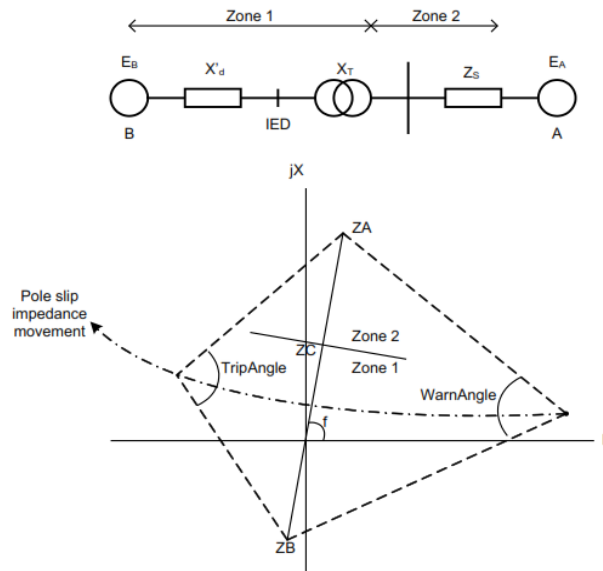


ResCrvType_OC2	Instantaneous	-
tResetDef_OC2	0	s
P_OC2	0,02	-
A_OC2	0,140	-
B_OC	0	-
C_OC2	1	-
PR_OC2	0,5	-
TR_OC2	13,5	-
CR_OC2	1	-
VCntrlMode_OC2	Off	-
VDepMode_OC2	Slope	-
VDepFact_OC2	1	-
ULowLimit_OC2	50	%UB
UHighLimit_OC2	100	%UB
HarmRestr_OC2	Off	-
DirMode_OC2	Forward	-
DirPrinc_OC2	IcosPhi&U	-
ActLowVolt2_VM	Block	-
<b>UV1</b>		
Operation_UV1	On	-
StartVolt_UV1	80	%UB
CurveType_UV1	Definite time	-
tDef_UV1	10	s
ResCrvType_UV1	Instantaneous	-
tResetDef_UV1	0	s
tMin_UV1	0,05	s
k_UV1	0,30	-
A_UV1	0,140	-
B_UV1	1	-
C_UV1	1	-
D_UV1	0	-
P_UV1	0,02	-
EnBlkLowV_UV1	On	-
BlkLowVolt_UV1	0,5	%UB
Operation_UC1	Off	-
Operation_UC2	Off	-
Operation_OV1	Off	-
Operation_OV2	Off	-
Operation_UV2	Off	-

✓ **PROTECCIÓN CONTRA DESLIZAMIENTO DE POLO O PÉRDIDA DE SINCRONISMO 78**

Para la detección de esta condición anormal el IED utiliza un esquema de detección de impedancia, el cual analiza las variaciones de la impedancia aparente en el tiempo vista desde los terminales del generador.

La protección detecta condiciones de fuera de paso (pérdida de sincronismo) y dispara el generador lo más rápido posible si el centro de deslizamiento de polos está en el interior del generador. Si el centro de deslizamiento de polos está fuera del generador (situada en la red eléctrica), lo primero que debe hacerse es dividir la red en dos partes, después de que la protección de línea se haya activado, si esto no sucede la protección de deslizamiento de polos del generador actúa para evitar mayores daños en el generador [19].



**Figura F.4. División de la red eléctrica en dos partes y trayectoria de impedancia de pérdida de sincronismo.**

Fuente: Generator protection REG670. Application manual.

El IED no dispone de esta función de protección, por lo que Elecaustro debe actualizar el firmware para adquirir la función de protección.

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE Std. C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada.

### Ajuste de parámetros

- Operation

Parámetro que activa o desactiva la función de protección, puesto que se propone implementar esta función, este parámetro se ajusta en **On**.

- IBase

Se elige como corriente base a la corriente nominal del generador, la cual es:

$$I_{Base} = \frac{S}{\sqrt{3}V_{L-L}} = \frac{5MVA}{\sqrt{3} * 4,16 kV} = 694 A$$

- UBase

Se elige como base a la tensión fase-fase nominal del generador.

$$U_{Base} = 4,16 kV$$

El IED permite configurar la tensión base en pasos de 0,05%, por consiguiente, el valor de la tensión puede configurarse entre 4,15 y 4,20 kV. Se elige un valor de **4,20 kV**.

- MeasureMode

La cantidad de valores medidos de tensión y corriente usados para calcular la impedancia en terminales del generador se configuran con este parámetro. En las unidades Sau-U1 y Sau-U2 existen 3 señales provenientes de los TP's y 3 de los TC's las cuales alimentan al IED, por lo tanto, de acuerdo con el manual del IED este parámetro se configura en **PosSeq**.

- InverCTcurr

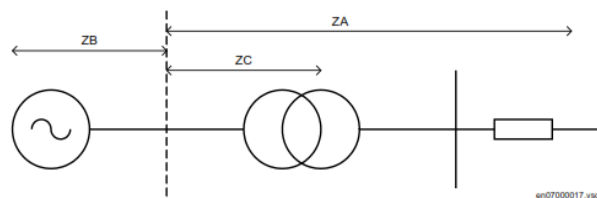
Si los secundarios de los TC's cuentan con conexión de puesta a tierra, este parámetro se configura en **No**, caso contrario en **Yes**. Los secundarios de los TC's de las unidades Sau-U1 y Sau-U2 están aterrados, por lo que este parámetro se ajusta en **No**.

- OperationZ1; OperationZ2

Parámetro que activa o desactiva las 2 zonas en las que se divide la red cuando el centro de deslizamiento de polos está fuera de la zona de protección del generador, por lo tanto, se configuran en **On**.

### Determinación de las impedancias para el ajuste de la protección

Para determinar las impedancias, en primera instancia se representa al sistema como se observa en la figura F.5. Las reactancias del transformador y del sistema deben estar en las bases del generador.



**Figura F.5. Esquema simplificado del sistema para el ajuste de la protección 78.**

Fuente: Generator protection REG670. Application manual.

Los valores base y la impedancia en por unidad del generador son:

$$V_b = 4,16 \text{ kV}$$

$$S_b = 5 \text{ MVA}$$

$$x'_d = 0,3 \text{ pu}$$

Los valores base y la impedancia en por unidad del transformador son:

$$V_b = 69 \text{ kV}$$

$$S_b = 5 \text{ MVA}$$

$$Z_T = 0,09 \text{ pu en bases del transformador}$$

$$Z_T = 0,09 \left( \frac{69 \text{ kV}}{69 \text{ kV}} \right)^2 \left( \frac{5 \text{ MVA}}{10 \text{ MVA}} \right)$$

$$Z_T = 0,045 \text{ pu en bases del generador}$$



Los valores base y la impedancia equivalente en por unidad del sistema son:

$$V_b = 69 \text{ kV}$$

$$S_b = 5 \text{ MVA}$$

La impedancia equivalente del sistema se calcula dividiendo la potencia base del generador para la potencia de cortocircuito cuando se produce una falla en la barra Saucay-69kV. Con la ayuda del software DIGSILENT PowerFactory se obtiene que el valor de la potencia de cortocircuito en dicha barra es de 570,30 MVA, entonces:

$$Z_{SIS} = \left( \frac{5 \text{ MVA}}{570,30 \text{ MVA}} \right)$$

$$Z_{SIS} = 0,00877 \text{ (en bases del generador)}$$

- ImpedanceZA

Parámetro para ajustar el valor de la impedancia vista hacia adelante del IED, como se observa en la figura F.5, y es igual a la suma de la impedancia del transformador y la impedancia equivalente del sistema externo.

$$Z_A = Z_T + Z_{SIS} = j0,045 + j0,00877 = 0,05377 \angle 90^\circ \text{ pu}$$

$$\text{ImpedanceZA} = \mathbf{0,05377}$$

- ImpedanceZB

Parámetro para ajustar el valor de la impedancia vista hacia atrás del IED, como se observa en la figura F.5, y es igual a la reactancia transitoria del generador.

$$Z_B = jx'_d = j0,3 = 0,3 \angle 90^\circ \text{ pu}$$

$$\text{ImpedanceZB} = \mathbf{0,3}$$

- ImpedanceZC

Parámetro para ajustar el valor de la impedancia vista hacia adelante del IED, dando un límite entre las zonas 1 y 2 como se observa en la figura F.5, y se ajusta con un valor igual al de la reactancia del transformador.

$$Z_C = Z_T = j0,045 = 0,045 \angle 90^\circ \text{ pu}$$

$$\text{ImpedanceZC} = \mathbf{0,045}$$

- AnglePhi

Es el ángulo de impedancia entre la línea ZA – ZB. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **90°**.

- StartAngle

El ángulo de arranque se elige para que no cruce el área de actuación de la protección bajo condiciones normales de oscilación. El manual del IED recomienda que el margen del ángulo sea grande, por lo que se ajusta en un valor de **110°**.



- TripAngle

El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **90°** para asegurar que no se exceda el límite de estrés para el breaker cuando se produzca una anomalía.

- N1Limit

Este parámetro proporciona el número de deslizamiento de polos que deben ocurrir antes que la protección actué. Si el centro de deslizamiento de polos está dentro del bloque generador este parámetro se ajusta en **1**, con el fin de conseguir el disparo cuando se produce el primer deslizamiento de polos.

- N2Limit

Este parámetro proporciona el número de deslizamiento de polos que deben ocurrir antes que la protección actué. Si el centro de deslizamiento de polos está dentro de la red este parámetro se ajusta en **3**, para conseguir activar la división del sistema antes que la protección del generador actué.

- ResetTime

El ajuste de este parámetro proporciona el tiempo para que la función se reinicie cuando una condición de deslizamiento de polos ha sido detectada. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **5 s**.

**Tabla F.4. Valores propuestos para activar la protección 78.**

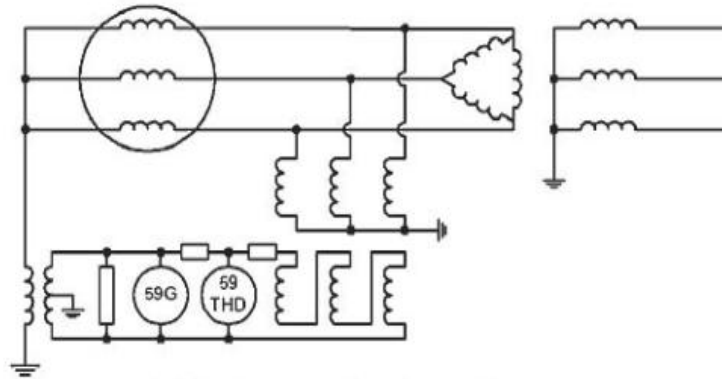
Función de protección 78		
Parámetros	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	-
IBase	694	A
UBase	4,20	kV
MeasureMode	PosSeq	-
InvertCTcurr	No	-
Operation Z1	On	-
Operation Z2	On	-
ImpedanceZA	0,05377	%
ImpedanceZB	0,3	%
ImpedanceZC	0,045	%
AnglePhi	90	Deg
StartAngle	110	Deg
TripAngle	90	Deg
N1Limit	1	-
N2Limit	3	-
ResetTime	5	s

✓ **PROTECCIÓN DE 100% DE FALLA A TIERRA DEL ESTATOR 27TH/59THD/64S**

La protección del 100% del devanado del estator se consigue con las funciones de protección 27TH/59THD/64S, las cuales se basan en la medición o inyección de tensión de tercera armónica.

El IED no dispone de estas funciones de protección. Para implementar la función 64S se debe actualizar el firmware y adquirir equipo auxiliar, mientras que para implementar la función 59THD basta con actualizar el firmware. Por lo tanto, para proteger al 100% del devanado del estator contra fallas a tierra se opta por dar una propuesta de ajuste para la función 59THD, para evitar que Elecaustro adquiera equipo auxiliar.

La función de protección 59THD utiliza un principio diferencial de tensión de tercera armónica para determinar su actuación. Este principio se basa en la medición instantánea de tensión de tercera armónica en el neutro y en las terminales del generador, en condiciones normales de operación las tensiones son iguales, pero al momento de producirse una falla a tierra existe una diferencia entre los valores haciendo que la protección actúe, el esquema que se implementa para activar la función se observa en la figura F.6.



**Figura F.6. Esquema diferencial de tercera armónica para protección de falla a tierra del estator.**

Fuente: IEEE Guide for AC protection generator.

Para garantizar un funcionamiento fiable de la protección, es necesario que la tensión de tercera armónica generada por el generador sea al menos el 1% de la tensión nominal del generador.

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE Std. C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada.

#### Ajuste de parámetros

- Operation

Parámetro que activa o desactiva la función de protección, puesto que se propone implementar esta función, este parámetro se configura en **On**.

- GenRatedVolt

Parámetro que se ajusta en un valor igual a la tensión nominal fase-fase del generador.

$$GenRatedVolt = 4,16$$

El IED permite configurar la tensión base en pasos de 0,05%, por consiguiente, el valor de la tensión puede configurarse entre 4,15 y 4,20 kV. Se elige un valor de **4,20 kV**

- TVoltType

La función de protección siempre se alimenta desde un TP en el neutro del generador, por lo tanto, este parámetro define cómo la función de protección se alimenta desde los TP's en el lado de alta tensión del generador. Existen 3 alternativas de ajuste, pero el manual del IED recomienda utilizar el modo **OpenDeltaVoltage**, debido a que para activar esta función se propone que los secundarios de los TP's (en terminales del generador) estén conectados en delta abierta, como se observa en la figura F.6.





- Beta

El ajuste de este parámetro proporciona la tensión de tercera armónica en el punto neutro del generador para utilizar como cantidad de restricción, esto se realiza debido a que *Beta* se configura de modo que la función de protección no actúe en condiciones normales de operación. Por otro lado, si *Beta* se establece en un valor alto, esto limita la porción del devanado del estator cubierto por la protección. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **3** ya que brinda una aceptable sensibilidad para detectar fallas a tierra cercanas al neutro del generador.

Una posibilidad para asegurar el mejor rendimiento de la función es hacer mediciones de tensión de tercera armónica durante el funcionamiento normal del generador.

- CBexists

Este parámetro se configura en *Yes* si existe un breaker entre el generador y el transformador, caso contrario en *No*. Existe un breaker entre las unidades de generación Sau-U1, Sau-U2 y el transformador T201, por lo tanto, este parámetro se ajusta en **Yes**.

- FactorCBopen

Parámetro que proporciona una constante que es multiplicada con *Beta* si el breaker está abierto. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **1**.

- UN3rdH<

Este parámetro proporciona un nivel de operación de subtensión si la medición de la tensión es hecha en el neutro del generador. Puesto que no se eligió esta forma de medición de la tensión, este parámetro se configura por defecto en un valor del **2 %**.

- UNFund>

El ajuste de este parámetro se da en % de la tensión nominal entre fase-tierra del generador y proporciona el nivel de operación de la tensión residual de frecuencia fundamental para la protección contra fallas a tierra. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en un valor del **5 %**.

- UT3BlkLevel

Parámetro que proporciona un nivel de tensión para la tensión de tercera armónica en el lado del IED. Si este nivel es menor que un nivel ajustado, la función se bloquea. El ajuste se da en % de la tensión nominal entre fase-tierra del generador. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **1 %**.

- t3rdH

Parámetro que proporciona un retardo de tiempo para el disparo de la protección de falla a tierra de tercera armónica. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **1 s**.

- tUNFund

Parámetro que proporciona un retardo de tiempo para el disparo de la protección de falla a tierra del estator de frecuencia fundamental. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0,5 s**.

**Tabla F.5. Valores propuestos para activar la protección 59THD.**

Función de protección 59THD		
Parámetros	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	-
GenRatedVolt	4,20	kV
TVoltType	OpenDeltaVoltage	-



**UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA**



Beta	3	-
CBexists	Yes	-
FactorCBopen	1	-
UN3rdH<	2	%
UNFund>	5	%
UT3BlkLevel	1	%
t3rdH	1	s
tUNFund	0,5	s



F.1.2 IED's REG670 DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN SAU-U3 Y SAU-U4

Los principios de operación, curvas, etapas de las funciones y criterios de ajuste para los parámetros de cada función, son los mismos que se vieron en el ajuste de las unidades Sau-U1 y Sau-U2, a excepción de las funciones que protegen a los generadores contra fallas a tierra. Esto es debido a que en las unidades Sau-U3 y Sau-U4 el sistema de puesta a tierra es a través de una resistencia, mientras que en las unidades Sau-U1 y Sau-U2 es a través de un transformador de distribución.

Para cada función de protección, se han omitido los parámetros que tienen el mismo ajuste y definición que las funciones de los IED's de las unidades Sau-U1 y Sau-U2.

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEPENDIENTE DE LA TENSIÓN 51V**

El IED no dispone de esta función de protección, pero Elecaustro puede implementarla a través de dos maneras: actualizando el firmware o utilizando un módulo de la función de protección multipropósito (GAPC).

Para evitar que Elecaustro actualice el firmware se utiliza la etapa de sobrecorriente OC2 del módulo GF01 de GAPC, con esto se consigue aprovechar de mejor manera al IED.

Cabe señalar que la función de protección multipropósito en los IED's de las unidades Sau-U3 y Sau-U4 solamente tienen dos módulos disponibles (GF01 y GF02) en comparación con los tres módulos (GF01, GF02 y GF03) que disponen los IED's de las unidades Sau-U1 y Sau-U2. En el módulo 1 esta implementada la función 46 la cual ocupa la etapa de sobrecorriente OC1 y en el módulo 2 se va a activar la función 64F la cual utiliza dos etapas de sobrecorriente (OC1 y OC2) y una de subtensión (UV1), por esta razón se propone utilizar la etapa de sobrecorriente OC2 de GF01 para implementar la protección 51V.

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE Std. C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada.

**Ajuste de parámetros**

- Operation

Este parámetro activa o desactiva la función de protección, como se propone implementar esta función de protección se ajusta en **On**.

- CurrentInput

Con este parámetro se seleccionan las señales de corriente provenientes de los TC's que alimentan al IED. El manual del IED recomienda que se ajuste en **NegSeq** para la configuración de la protección.

- IBase

Es la corriente nominal del generador. Según el manual del IED REG670 la corriente base es:

$$IBase = \frac{S}{\sqrt{3}V_{L-L}} = \frac{10MVA}{\sqrt{3} * 4,16 kV} = 1388 A$$

- VoltageInput

Con este parámetro se seleccionan las señales de tensión provenientes de los TP's que alimentan al IED. El manual del IED recomienda que se ajuste en **PosSeq**.



- UBase

Se elige como base a la tensión fase-fase nominal del generador.

$$UBase = 4,16$$

El IED permite configurar la tensión base en pasos de 0,05%, por consiguiente, el valor de la tensión puede configurarse entre 4,15 y 4,20 kV. Se elige un valor de **4,20 kV**.

- OperHarmRestr

Parámetro que bloquea la actuación de la etapa cuando existen armónicos. La restricción de segundo armónico no se utiliza, por lo tanto, se ajusta en **Off**.

- I\_2nd/I\_fund

Este parámetro relaciona la corriente de segundo armónico con la corriente fundamental. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **20%**.

- EnRestrainedCurr

Parámetro que activa o desactiva la función de restricción de corriente. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **Off**.

- RestrCurrInput

Parámetro que selecciona la señal de corriente que se utiliza para la restricción de corriente, debido a que *EnRestrainedCurr* está deshabilitado. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **PosSeq**.

- RestrCurrCoeff

Coefficiente de restricción de corriente. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0**.

- RCADir

Ángulo característico del IED. El manual del IED recomienda un valor de **-75°** por defecto.

- ROADir

Ángulo de operación del IED. El manual del IED recomienda un valor de **75°** por defecto.

- Operation\_OC2

Para el ajuste de la protección se utiliza la etapa de sobrecorriente OC2, por lo que este parámetro se ajusta en **On**.

- StartCurr\_OC2

Parámetro que determina la corriente de arranque para actuación de la función en la etapa OC2. El ajuste típico de la corriente de arranque esta entre el 125-175% de la corriente nominal al 100% de la tensión nominal del generador [16]. Se elige un valor de corriente de arranque del **150%** de la I nominal.



- CurveType\_OC2

Este parámetro configura el tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa OC1. Para activar la protección de sobrecorriente con restricción de tensión el fabricante del IED recomienda que el tipo de curva que se elija sea **IEC Norm. Inv.**

- tDef\_OC2

Parámetro que define el retardo de tiempo de la unidad en la etapa OC2. El manual del IED recomienda ajustar en un valor de **0,5 s.**

- k\_OC2

Este parámetro es el multiplicador del tiempo (DIAL) de la característica de tiempo inverso de la unidad temporizada en la etapa OC2. Debido a que no se cuenta con la curva de daño del generador, no se establece un valor exacto del DIAL, por lo que este parámetro se ajusta por defecto.

- tMin\_OC2

Es el tiempo mínimo de funcionamiento para las curvas de tiempo IEC en la etapa OC2. El manual del IED recomienda ajustar en un valor de **0,05 s.**

- ResCrvType\_OC2

Parámetro que selecciona el tipo de reinicio de la curva en la etapa OC2, por defecto este parámetro se configura en **Instantaneous**, ya que, si la protección actúa esta se debe reiniciar inmediatamente.

- tResetDef\_OC2

El tiempo de retardo para el reinicio de la curva IEC de tiempo definido es de **0 s.**

- P\_OC2; A\_OC2; B\_OC2; C\_OC2; PR\_OC2; TR\_OC2; CR\_OC2

Parámetros que sirven para definir una curva programable. Como se eligió una curva IEC estos parámetros no afectan a la curva y por lo tanto se ajustan con los valores que por defecto incorpora el IED.

- VCntrlMode\_OC2

Parámetro que activa la función de protección de sobrecorriente con restricción de tensión, la cual es necesaria para el ajuste de la función, por lo tanto, se configura en **Voltage control.**

- VDepMode\_OC2

Este parámetro define si el modo dependiente de tensión de la etapa OC2 es por *slope* o *step*. Como se va a usar el modo de sobrecorriente con restricción de tensión se ajusta en **Slope.**

- VDepFact\_OC2

Es un factor multiplicador para la I de arranque en el modo de sobrecorriente con restricción de tensión. El manual del IED recomienda ajustar en un valor de **0,25.**

- ULowLimit\_OC2

Parámetro que define el límite de tensión mínima en % de la *UBase*. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **25%.**



- UHighLimit\_OC2

Parámetro que define el límite de tensión máxima en % de la *UBase*. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **100%**.

- HarmRestr\_OC2

El parámetro de restricción de armónicos para la etapa OC2 esta desactivado, **Off**.

- DirMode\_OC2

Parámetro que indica el modo de dirección de actuación de la función en la etapa OC2. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro como **Non-directional**.

- DirPrinc\_OC2

Este parámetro permite realizar la medición de *I* y *U*, o de *Icosphi* y *U* para la etapa OC2. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **I&U**.

- Operation\_UC1; Operation\_UC2; Operation\_OV1; Operation\_OV2; Operation\_UV1; Operation\_UV2

Los parámetros de todas estas etapas están desactivados (**Off**) debido a que, para realizar el ajuste de la función sobrecorriente con restricción de tensión 51V solo se necesita la etapa de sobrecorriente OC2.

**Tabla F.6. Valores propuestos para activar la protección 51V.**

Función de protección 51V		
GF01		
Parámetros	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	-
CurrentInput	NegSeq	-
IBase	1388	A
VoltageInput	PosSeq	-
UBase	4,20	kV
OperHarmRestr	Off	-
I_2nd/I_fund	20	%
EnRestrainedCurr	Off	-
RestrCurrInput	PosSeq	-
RestrCurrCoeff	0	-
RCADir	-75	Deg
ROADir	75	Deg
OC2		
Operation_OC2	On	-
StartCurr_OC2	150	%IB
CurrMult_OC2	1	-
CurveType_OC2	IEC Norm.Inv.	-
tDef_OC2	0,5	s
k_OC2	0,30	-
tMin_OC2	0,05	s
ResCrvType_OC2	Instantaneous	-
tResetDef_OC2	0	s



## UNIVERSIDAD DE CUENCA FACULTAD DE INGENIERÍA



P_OC2	0,020	-
A_OC2	0,140	-
B_OC2	0	-
C_OC2	1	-
PR_OC2	0,5	-
TR_OC2	13,5	-
CR_OC2	1	-
VCntrlMode_OC2	Voltage control	-
VDepMode_OC2	Slope	-
VDepFact_OC2	0,25	-
ULowLimit_OC2	25	%UB
UHighLimit_OC2	100	%UB
HarmRestr_OC2	Off	-
DirMode_OC2	Non-directional	-
DirPrinc_OC2	I&U	-
ActLowVolt1_VM	Non-directional	-
Operation_UC1	Off	-
Operation_UC2	Off	-
Operation_OV1	Off	-
Operation_OV2	Off	-
Operation_UV1	Off	-
Operation_UV2	Off	-

### ✓ PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA/TEMPORIZADA RESIDUAL 50N/51N

El IED no dispone de esta función de protección, pero Elecaustro debe actualizar el firmware para adquirir la función de protección 51N/67N y utilizar alguna etapa de dicha función para implementarla. Para activar esta protección se propone utilizar la etapa 1 de función 51N/67N.

Para dar una propuesta de ajuste de la función en primera instancia se debe conocer la máxima corriente que circula por el IED cuando se produce una falla a tierra en los terminales del generador, con esto se logra obtener el porcentaje del devanado del estator que cubre la función.

La máxima corriente de falla cuando se produce una falla en los terminales del generador se calcula mediante el método de las componentes simétricas, el cual se basa en la unión de los diagramas de secuencias: positiva, negativa y cero, del generador, transformador y línea de Saucay.

El diagrama de secuencias y su circuito equivalente, son los mismos que se muestran en las figuras F.1 y F.2, para activar la función 51N de Sau-U1 y Sau-U2, por lo que a continuación, solamente se procede a realizar los cálculos.

Por lo tanto, la corriente que circula por el neutro al producirse una falla a tierra es:

$$I_n = 3I_0 = \frac{3 E_g}{3 R_n} = \frac{4160}{\sqrt{3} * 123} = 19,5 \text{ A}$$

El TC que envía la señal de corriente de secuencia cero se instala directamente en el neutro del generador. En este tipo de sistemas de puesta a tierra se selecciona un TC con una relación de transformación de 5/5 A [10].



Por lo tanto, la corriente que circula por el IED cuando se produce una falla a tierra en los terminales del generador es:

$$I_r = 19,5 * \frac{5}{5} = 19,5 A$$

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE Std. C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada.

### Ajuste de parámetros

- IBase

La corriente base es igual a la corriente máxima de cortocircuito que circula por el neutro del generador, la cual es **19,5 A** (de acuerdo al análisis hecho anteriormente). Esto es debido a que en condiciones normales esta corriente es cero, por lo tanto, no se ajusta la *IBase* con un valor de corriente igual a la nominal del generador.

- UBase

Se elige como base a la tensión fase-fase nominal del generador.

$$U_{Base} = 4,16 kV$$

El IED permite configurar la tensión base en pasos de 0,05%, por consiguiente, el valor de la tensión puede configurarse entre 4,15 y 4,20 kV. Se elige un valor de **4,20 kV**.

- BlkParTransf

Parámetro que habilita o deshabilita el bloqueo de transformadores en paralelo, por defecto el bloqueo esta deshabilitado debido a que solo existe un transformador para cada unidad de generación, por lo tanto, se ajusta en **Off**.

- DirMode1

Parámetro que ajusta el modo de dirección para la actuación de la función en la etapa 1. Como se va a utilizar solo la función de sobrecorriente y no la de dirección, este parámetro se ajusta en **Non-directional**.

- Characterist1

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. El manual del IED recomienda utilizar una unidad de tiempo definido (**ANSI Def. Time**) para la actuación de la protección.

- IN1>

La unidad instantánea protege al 95% del estator medido desde los terminales del generador hacia el neutro, por lo que este parámetro se ajusta para que una falla más allá del 5% a partir del neutro deba ser visto por esta protección.

Como ya se calculó la corriente que circula por el IED, entonces la corriente mínima de arranque para proteger el 95% del devanado del estator (desde los terminales al neutro) es:

$$I_{arranque} = 0,05 * 19,5 = 0,975 A$$



Según [16] recomienda que la corriente mínima de arranque sea de 0,7 A para evitar problemas con los armónicos que circulan por el neutro. Con esta corriente de arranque el porcentaje de devanado del estator que queda sin proteger es:

$$\frac{0,7}{19,5} * 100 \% = 3,58 \%$$

Por lo tanto, el parámetro se ajusta en:

$$IN1 > = 4 \%$$

- t1

Retardo de tiempo de la característica de tiempo definido en la etapa 1. Se ajusta en **1 s** debido a que esta protección debe actuar como respaldo de la protección 59N.

**Tabla F.7. Valores propuestos para activar la protección 50N/51N.**

<b>Función de protección 50N/51N</b>		
<b>Parámetros</b>	<b>Valor propuesto</b>	<b>Unidad</b>
Operation	On	-
IBase	19,5	A
UBase	4,20	kV
AngleRCA	65	Deg
polMethod	Voltage	-
UPolMin	1	%UB
IPolMin	5	%IB
RNPOL	5	ohm
XNPOL	40	ohm
IN>Dir	10	%IB
2ndHarmStab	20	%
BlkParTransf	Off	-
SOTF	Off	-
ActivationSOTF	Open	-
StepForSOTF	Step 2	-
HarmResSOTF	Off	-
tSOTF	0,200	s
ActUnderTime	CB position	-
<b>Step 1</b>		
DirMode1	Non-directional	-
Characterist1	ANSI Def. Time	-
IN1>	4	%IB
t1	1	s
k1	0,05	-
IN1Mult	2	-
t1Min	0	s
ResetTypeCrv1	Instantaneous	-
tIReset1	0,02	s
HarmRestrained1	On	-
tPCrv1	1	-
tACrv1	13,5	-
tBCrv1	0	-
tCCrv1	1	-
tPRCrv1	0,5	-
tTRCrv1	13,5	%
tCRCrv1	1	%UB

✓ **PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA DEL DEVANADO DE CAMPO 64F**

En la tabla F.8 se muestran los valores propuestos de los parámetros para activar esta protección. Los cálculos y consideraciones necesarias para activar la función son los mismos que se hicieron para los IED's de las unidades Sau-U1 y Sau-U2, por lo tanto, se obvian y se muestran solo los resultados.

**Tabla F.8. Valores propuestos para activar la protección 64F.**

<b>Función de protección 64F</b>		
<b>GF02</b>		
<b>Parámetros</b>	<b>Valor propuesto</b>	<b>Unidad</b>
Operation	On	-
CurrentInput	Phase 1	-
IBase	1000	A
VoltageInput	Phase 1	
UBase	100	kV
OperHarmRestr	Off	-
I_2nd/I_fund	20	%
EnRestrainedCurr	Off	-
RestrCurrInput	PosSeq	-
RestrCurrCoeff	0	-
RCADir	0	Deg
ROADir	90	Deg
<b>OC1</b>		
Operation_OC1	On	-
StartCurr_OC1	3	%IB
CurrMult_OC1	1	-
CurveType_OC1	IEC Definite time	-
tDef_OC1	10	s
k_OC1	0,30	-
tMin_OC1	0,05	s
ResCrvType_OC1	Instantaneous	-
tResetDef_OC1	0	s
P_OC1	0,02	-
A_OC1	0,140	-
B_OC1	0	-
C_OC1	1	-
PR_OC1	0,5	-
TR_OC1	13,5	-
CR_OC1	1	-
VCntrlMode_OC1	Off	-
VDepMode_OC1	Slope	-
VDepFact_OC1	1	-
ULowLimit_OC1	50	%UB
UHighLimit_OC1	100	%UB
HarmRestr_OC1	Off	-
DirMode_OC1	Forward	-



**UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA**



DirPrinc_OC1	IcosPhi&U	-
ActLowVolt1_VM	Block	-
<b>OC2</b>		
Operation_OC2	On	-
StartCurr_OC2	7	%IB
CurrMult_OC2	1	-
CurveType_OC2	IEC Definite time	-
tDef_OC2	0,5	s
k_OC2	0,30	-
tMin_OC2	0,05	s
ResCrvType_OC2	Instantaneous	-
tResetDef_OC2	0	s
P_OC2	0,02	-
A_OC2	0,140	-
B_OC	0	-
C_OC2	1	-
PR_OC2	0,5	-
TR_OC2	13,5	-
CR_OC2	1	-
VCntrlMode_OC2	Off	-
VDepMode_OC2	Slope	-
VDepFact_OC2	1	-
ULowLimit_OC2	50	%UB
UHighLimit_OC2	100	%UB
HarmRestr_OC2	Off	-
DirMode_OC2	Forward	-
DirPrinc_OC2	IcosPhi&U	-
ActLowVolt2_VM	Block	-
<b>UV1</b>		
Operation_UV1	On	-
StartVolt_UV1	80	%UB
CurveType_UV1	Definite time	-
tDef_UV1	10	s
ResCrvType_UV1	Instantaneous	-
tResetDef_UV1	0	s
tMin_UV1	0,05	s
k_UV1	0,30	-
A_UV1	0,140	-
B_UV1	1	-
C_UV1	1	-
D_UV1	0	-
P_UV1	0,02	-
EnBlkLowV_UV1	On	-
BlkLowVolt_UV1	0,5	%UB
Operation_UC1	Off	-
Operation_UC2	Off	-
Operation_OV1	Off	-



## UNIVERSIDAD DE CUENCA FACULTAD DE INGENIERÍA



Operation_OV2	Off	-
Operation_UV2	Off	-

### ✓ PROTECCIÓN CONTRA DESLIZAMIENTO DE POLO O PÉRDIDA DE SINCRONISMO 78

El IED no dispone de esta función de protección, por lo que Elecaustro debe actualizar el firmware para adquirir la función de protección.

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE Std. C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada.

#### Ajuste de parámetros

- IBase

Se elige como corriente base a la corriente nominal del generador, la cual es

$$I_{Base} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 4,16 \text{ kV}} = \mathbf{1388 \text{ A}}$$

- UBase

Se elige como tensión base a la tensión fase-fase nominal del generador.

$$U_{Base} = 4,16 \text{ kV}$$

El IED permite configurar la tensión base en pasos de 0,05%, por consiguiente, el valor de la tensión puede configurarse entre 4,15 y 4,20 kV. Se elige un valor de **4,20 kV**.

- MeasureMode

La cantidad de valores medidos de tensión y corriente usados para calcular la impedancia en terminales del generador se configuran con este parámetro. En las unidades Sau-U3 y Sau-U4 existen 3 señales provenientes de los TP's y 3 de los TC's las cuales alimentan al IED, por lo tanto, de acuerdo con el manual del IED este parámetro se configura en **PosSeq**.

- InverCTcurr

Si los secundarios de los TC's cuentan con conexión de puesta a tierra, este parámetro se configura en **No**, caso contrario en **Yes**. Los secundarios de los TC's de las unidades Sau-U3 y Sau-U4 están aterrados, por lo que este parámetro se ajusta en **No**.

- OperationZ1; OperationZ2

Parámetro que activa o desactiva las 2 zonas en las que se divide la red cuando el centro de deslizamiento de polos está fuera de la zona de protección del generador, por lo tanto, se configuran en **On**.

#### Determinación de las impedancias para el ajuste de la protección

Para determinar las impedancias, primero se representa al sistema como se observa en la figura F.5, en donde las reactancias del transformador y del sistema deben estar en las bases del generador.

Los valores base y la impedancia en por unidad del generador son:

$$V_b = 4,16 \text{ kV}$$



$$S_b = 10 \text{ MVA}$$

$$x'_d = 0,28 \text{ pu}$$

Los valores base y la impedancia en por unidad del transformador son:

$$V_b = 69 \text{ kV}$$

$$S_b = 10 \text{ MVA}$$

$$Z_T = 0,09 \text{ pu en bases del transformador}$$

$$Z_T = 0,09 \left( \frac{69 \text{ kV}}{69 \text{ kV}} \right)^2 \left( \frac{10 \text{ MVA}}{10 \text{ MVA}} \right)$$

$$Z_T = 0,09 \text{ pu en bases del generador}$$

Los valores base y la impedancia equivalente en por unidad del sistema son:

$$V_b = 69 \text{ kV}$$

$$S_b = 10 \text{ MVA}$$

La impedancia equivalente del sistema se calcula dividiendo la potencia base del generador para la potencia de cortocircuito cuando se produce una falla en la barra Saucay-69kV. Con la ayuda del software DIGSILENT PowerFactory se obtiene que el valor de la potencia de cortocircuito en dicha barra es de 570,30 MVA, entonces:

$$Z_{SIS} = \left( \frac{10 \text{ MVA}}{570,30 \text{ MVA}} \right)$$

$$Z_{SIS} = 0,01755 \text{ pu en bases del generador}$$

- ImpedanceZA

Parámetro para ajustar el valor de la impedancia vista hacia adelante del IED, como se observa en la figura F.5, y es igual a la suma de la impedancia del transformador y la impedancia equivalente del sistema externo.

$$Z_A = Z_T + Z_{SIS} = j0,09 + j0,01755 = 0,1075 \angle 90^\circ \text{ pu}$$

$$\text{ImpedanceZA} = \mathbf{0,1075}$$

- ImpedanceZB

Parámetro para ajustar el valor de la impedancia vista hacia atrás del IED, como se observa en la figura F.5, y es igual a la reactancia transitoria del generador.

$$Z_B = jx'_d = j0,28 = 0,28 \angle 90^\circ \text{ pu}$$

$$\text{ImpedanceZB} = \mathbf{0,28}$$

- ImpedanceZC

Parámetro para ajustar el valor de la impedancia vista hacia adelante del IED, dando un límite entre las zonas 1 y 2 como se observa en la figura F.5, y se ajusta con un valor igual al de la reactancia del transformador.



$$Z_C = Z_T = j0,09 = 0,09 \angle 90^\circ pu$$

$$\text{ImpedanceZC} = 0,09$$

**Tabla F.9. Valores propuestos para activar la protección 78.**

Función de protección 78		
Parámetros	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	-
IBase	1388	A
UBase	4,20	kV
MeasureMode	PosSeq	-
InvertCTcurr	No	-
Operation Z1	On	-
Operation Z2	On	-
ImpedanceZA	0,1075	%
ImpedanceZB	0,28	%
ImpedanceZC	0,09	%
AnglePhi	90	Deg
StartAngle	110	Deg
TripAngle	90	Deg
N1Limit	1	-
N2Limit	3	-
ResetTime	5	s

✓ **PROTECCIÓN DE 100% DE FALLA A TIERRA DEL ESTATOR 27TH/59THD/64S**

El IED actualmente no dispone de estas funciones de protección. Para implementar la función 64S se debe actualizar el firmware y adquirir equipo auxiliar, mientras que para implementar la función 59THD basta con actualizar el firmware. Por lo tanto, para proteger al 100% del devanado del estator contra fallas a tierra se opta por dar una propuesta de ajuste para la función 59THD, para evitar que Elecaustro adquiera equipo auxiliar.

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE Std. C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada.

**Ajuste de parámetros**

- GenRatedVolt

Este parámetro se ajusta en un valor igual a la tensión nominal fase-fase del generador.

$$\text{GenRatedVolt} = 4,16$$

El IED permite configurar la tensión base en pasos de 0,05%, por consiguiente, el valor de la tensión puede configurarse entre 4,15 y 4,20 kV. Se elige un valor de **4,20 kV**.

- TVoltType

La función de protección siempre se alimenta desde un TP en el neutro del generador, por lo tanto, este parámetro define cómo la función de protección se alimenta desde los TP's en el lado de alta tensión del generador. Existen 3 alternativas de ajuste, pero el manual del IED recomienda utilizar **OpenDeltaVoltage**, debido a que para activar esta función se propone que los secundarios de los TP's estén conectados en delta abierta, como se observa en la figura F.6.



- CBexists

Este parámetro se configura en **Yes** si existe un breaker entre el generador y el transformador, caso contrario en **No**. Debido a que no existe un breaker entre la unidad de generación Sau-U3 y el transformador T202, este parámetro se ajusta en **No**. El mismo ajuste tiene la unidad Sau-U4.

**Tabla F.10. Valores propuestos para activar la protección 59THD.**

Función de protección 59THD		
Parámetros	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	-
GenRatedVolt	4,20	kV
TVoltType	OpenDeltaVoltage	-
Beta	3	-
CBexists	No	-
FactorCBopen	1	-
UN3rdH<	2	%
UNFund>	5	%
UT3BIkLevel	1	%
t3rdH	1	s
tUNFund	0,5	s



### F.1.3 IED RET670 DEL TRANSFORMADOR T201

A continuación, se realiza una propuesta de ajuste para implementar las nuevas funciones de protección que no están activas ni disponibles en el IED con el fin de proteger de manera más confiable al transformador.

Las protecciones dispositivo térmico 26 y switch de presión 63, son protecciones mecánicas externas al IED, por lo que no se propone un ajuste para activar dichas protecciones.

#### ✓ PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA RESIDUAL 51N

La propuesta para implementar la protección de sobrecorriente temporizada residual 51N se realiza en la etapa 1 (Step 1) de la función 51N/67N del IED, la cual actualmente se encuentra deshabilitada.

La protección 51N del transformador T201 se coordina con las protecciones de sobrecorriente residuales de las líneas Saucay(20)-P.Industrial(04) y Saucay(20)-Ricaurte(07).

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada.

#### Ajuste de parámetros

- Operation

El modo de operación se encuentra actualmente en *Off*, se recomienda activar la protección de sobrecorriente, ajustando en **On**.

- IBase

Es la corriente nominal del devanado primario del transformador, según el manual del IED la corriente base es:

$$IBase = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{10 MVA}{\sqrt{3} * 69 kV} = 84 A$$

- UBase

Tensión base o nivel de tensión fase-fase de referencia, este parámetro se ajusta a la tensión nominal fase-fase del lado de alta tensión del transformador, **69 kV**.

- DirMode1

Los ajustes posibles para el modo direccional de la etapa 1 son: *Off/Non-directional/Forward/Reverse*, puesto que esta etapa se ajusta para realizar el funcionamiento de protección de sobrecorriente temporizada residual, es correcto ajustar el parámetro en el modo **Non-directional**.

- Characterist1

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1, para la protección de sobrecorriente temporizada residual se elige una característica de tiempo inverso, **ANSI Inv**.





- IN1>

La corriente de arranque de la protección temporizada residual se ajusta en un 40% de la corriente base para facilitar la coordinación con la protección de sobrecorriente residual de las líneas de transmisión que salen de la S/E Saucay [18].

$$I_{arranque} = 0,4 * 84 = 33,6 A$$

Así, el parámetro se ajusta de la siguiente manera:

$$IN1> = 40 \%$$

- t1

Retardo de tiempo definido para actuación de la etapa 1. Para la característica de tiempo inverso se ajusta en **0 s**.

- k1

Ajuste de multiplicador de tiempo (DIAL) para retardo de operación de la curva en la etapa 1. Este multiplicador de retardo de tiempo inverso se elige para impedir que el transformador trabaje por encima de su curva de capacidad de daño y se coordina con las protecciones de sobrecorriente residuales de las líneas.

Este parámetro se ajusta en **1,3** de acuerdo con el estudio de coordinación de curvas realizado en DlgSILENT PowerFactory, para protección del transformador T201 de Saucay.

- I1Mult; t1Min; ResetTypeCrv1; tReset1; tPCrv1; tACrv1; tBCrv1; tCCrv1; tPRCrv1; tCRCrv1; HarmRestrain

Todos estos parámetros tienen ajuste por defecto, y no influyen en gran medida en el funcionamiento de la protección.

**Tabla F.11. Valores propuestos para activar la protección 51N.**

Función de protección 51N		
Step 1		
Parámetros	Valor propuesto	Unidad
IBase	84	A
UBase	69	kV
DirMode1	Non-directional	-
Characterist1	ANSI Inv.	-
IN1>	40	%IB
t1	0	-
k1	1,3	-
IN1Mult	1	-
t1Min	0	s
ResetTypeCrv1	Instantaneous	-
tReset1	0,02	s
HarmRestrain	Off	-
tPCrv1	1000	-
tACrv1	13500	-
tBCrv1	0	-
tCCrv1	1	-
tPRCrv1	0,5	-
tTRCrv1	13500	-



### ✓ PROTECCIÓN CONTRA SOBREEXCITACIÓN 24

El IED no dispone de esta función de protección, por lo que Elecaustro debe actualizar el firmware para adquirir la función de protección.

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada.

#### Ajuste de parámetros

- Operation

Parámetro que activa o desactiva la función de protección. Se ajusta en **On**.

- MeasuredU; MeasuredI

Estos parámetros seleccionan el número de fases involucradas en la medición de tensión y corriente. El ajuste recomendado por el manual del IED es **L1L2** para los dos parámetros.

- IBase

Corriente primaria base de referencia para ajustes de sobrecorriente.

$$IBase = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{10 MVA}{\sqrt{3} * 69 kV} = 84 A$$

- UBase

Tensión base o nivel de tensión fase-fase de referencia, este parámetro se ajusta a la tensión nominal fase-fase del lado de alta tensión del transformador, **69 kV**.

- V/Hz>

Es el nivel de operación de la característica de tiempo inverso que incorpora el IED. Según el manual del IED depende de la curva de capacidad de daño del transformador y se ajusta en **110%** ya que este transformador es de categoría III.

- V/Hz>>

Es el nivel de operación de la característica de tiempo definido que incorpora el IED. Según el manual del IED depende de la curva de capacidad de daño del transformador y se ajusta en **140%** para el disparo instantáneo de la protección cuando se presentan sobretensiones elevadas.

- XLeak

Es la reactancia de dispersión del transformador en la que se basa la compensación de la medición de la tensión con corriente de carga, se ajusta en **0** puesto que no se utiliza una compensación de corriente.

- TrPulse

Parámetro para ajuste de la longitud de impulso de disparo. El manual del IED recomienda ajustar en **0,1 s**.



- tMin

Define el tiempo mínimo de operación cuando se producen altos valores de sobrecarga  $V/Hz >>$ . Según el manual del IED el ajuste de tiempo mínimo es de **7 s**.

- tMax

Define el tiempo máximo de operación cuando se producen valores de sobrecarga cercanos a los configurados en  $V/Hz >$ . Según el manual del IED el ajuste de tiempo máximo es de **1800 s**.

- CurveType

Selecciona el tipo de curva para la característica de tiempo inverso, se recomienda elegir una curva **IEEE** puesto que no se dispone de la curva de capacidad de daño del transformador que proporciona el fabricante.

- kForIEEE

Parámetro que define el DIAL para la característica inversa, el ajuste para una curva **IEEE** es **1**.

- t1Tailor; t2Tailor; t3Tailor; t4Tailor; t5Tailor; t6Tailor

Estos parámetros se utilizan como retardos de tiempo, cuando en el IED se construyen nuevas curvas. Debido a que la función utiliza una curva IEEE ya definida estos parámetros se ajustan con los valores que por defecto incorpora el IED.

- AlarmLevel

La configuración del nivel de alarma se da en porcentaje del nivel de disparo ajustado. El manual del IED recomienda ajustar este valor a un **98%** del nivel de disparo.

- tAlarm

El ajuste del tiempo de alarma se da de cuando se ha alcanzado el nivel de alarma. El ajuste típico que recomienda el IED es de **5 s**.

**Tabla F.12. Valores propuestos para activar la protección 24.**

Función de protección 24		
Parámetros	Valor propuesto	Unidad
MeasuredI	L1L2	-
MeasuredU	L1L2	-
Operation	On	-
IBase	84	A
UBase	69	kV
$V/Hz >$	110	%UB/f
$V/Hz >>$	140	%UB/f
Xleak	0	ohm
TrPulse	0,1	s
tMin	7	s
tMax	1800	s
CurveType	IEEE	-
kForIEEE	1	-
t1Tailor	7200	s
t2Tailor	3600	s
t3Tailor	1800	s
t4Tailor	900	s



t5Tailor	450	s
t6Tailor	225	s
AlarmLevel	98	%
tAlarm	5	s

#### ✓ PROTECCIÓN DE SOBRECARGA TÉRMICA 49

La protección térmica contra sobrecargas que utiliza el IED estima continuamente el calor contenido en la máquina, para realizar esta estimación se utiliza un modelo térmico el cual se basa en la medición de la corriente que circula por los devanados.

Si la temperatura de la máquina alcanza valores altos, una señal de alarma advierte al operador para que tome acciones preventivas, pero si la temperatura sigue incrementándose hasta alcanzar el valor de disparo de la unidad, la protección actúa para prevenir daños.

La fórmula del modelo que se utiliza para estimar el tiempo de actuación de la protección en base a la medición de corriente, es:

$$t = \tau \ln \left( \frac{I^2 - I_p^2}{I^2 - I_b^2} \right)$$

Donde:

$\tau$  : constante térmica de tiempo

$I$  : corriente medida

$I_p$  : corriente antes que fluya la sobrecarga

$I_b$  : corriente base

El nivel de carga permisible de un transformador depende mucho del sistema de refrigeración. El transformador T201 de Saucay dispone de una refrigeración natural (ONAN).

El IED del transformador T201 de Saucay posee la protección de sobrecarga térmica 49, pero actualmente se encuentra desactivada.

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada.

#### Ajuste de parámetros

- IBase

Corriente primaria base, que sirve de referencia para ajustes de sobrecorriente.

$$IBase = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{10 MVA}{\sqrt{3} * 69 kV} = 84 A$$

- IRef

Nivel de referencia de la corriente que se expresa en % de IBase como referencia de nivel de calor. Cuando la corriente que circula a través del transformador es igual a IRef el contenido de calor en estado permanente es igual a 1, este parámetro se ajusta en **100 %**.



- IRefMult

Es un factor de multiplicación para la corriente de referencia, en caso de que el valor de temperatura ambiente (temperatura estándar de 20°C) se desvíe del valor de referencia. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **1**.

- IBase1

Cuando se dispone de un transformador con refrigeración natural (ONAN) se debe ajustar este parámetro en % de *IBase*. El manual del IED sugiere ajustar en **100%**.

- IBase2

Para el caso de una refrigeración natural (ONAN) la *IBase2* es igual a la *IBase1*, como recomienda el manual del IED.

- Tau1

Constante de tiempo que se expresa en minutos y se relaciona con *IBase1*. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **60 min** para un transformador con enfriamiento natural ONAN cuando no se posee el valor de esta constante.

- Tau2

Constante de tiempo que se expresa en minutos y se relaciona con *IBase2* para transformadores con refrigeración forzada ONAF, por tanto, no aplica para este caso. El ajuste por defecto recomendado por el manual del IED es de **60 min**.

- IHighTau1; Tau1High; ILowTau1; Tau1Low; IHighTau2; Tau2High; ILowTau2; Tau2Low

Estos parámetros se utilizan para el ajuste de constantes de tiempo, son aceptables los valores que por defecto incorpora el IED.

- ITrip

Parámetro de la corriente de régimen permanente que el transformador puede soportar, se ajusta este parámetro en porcentaje de la *IBase1*. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **110%**.

- Alarm1

Nivel de contenido de calor para activar la señal de alarma. Se ajusta en porcentaje del nivel de contenido de calor para disparo (%Itr). El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **80%**.

- ResLo

Nivel de reposición de bloqueo de contenido de calor para liberar la señal de bloqueo. Este bloqueo impide el reenganche del transformador mientras su temperatura es elevada. Se ajusta en porcentaje del nivel de contenido de calor para disparo (%Itr). El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **60%**.

- Warning

Señal de advertencia expresada en minutos, para proporcionar el disparo cuando el factor de tiempo esté por debajo de este ajuste. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **30%**.



- tPulse

Parámetro para ajuste de la longitud de impulso de disparo. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **0,1 s**.

**Tabla F.13. Valores propuestos para activar la protección 49.**

Función de protección 49		
Parámetros	Valor propuesto	Unidad
IBase	84	A
Iref	100	%IB
IRefMult	1	-
IBase1	100	%IB
IBase2	100	%IB
Tau1	60	Min
Tau2	60	Min
IHighTau1	100	%IB1
Tau1High	100	-
ILowTau1	100	%IB1
Tau1Low	100	-
IHighTau2	100	%IB2
Tau2High	100	-
ILowTau2	100	%IB2
Tau2Low	100	-
ITrip	110	%IB
Alarm1	80	%Itr
Alarm2	90	%Itr
ResLo	60	%Itr
Thetalnit	50	%
Warning	30	Min
tPulse	0,1	s



F.1.4 IED's RET670 DE LOS TRANSFORMADORES T202 Y T203

Para cada función de protección, se han omitido los parámetros que tienen el mismo ajuste y definición que las funciones del IED del transformador T201.

Las protecciones dispositivo térmico 26 y switch de presión 63, son protecciones mecánicas externas al IED, por lo que no se propone un ajuste para activar dichas protecciones.

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE RESIDUAL TEMPORIZADA 51N**

La propuesta para implementar la protección de sobrecorriente residual temporizada 51N se realiza en la etapa 1 (Step 1) de la función 51N/67N del IED RET670, la cual actualmente se encuentra deshabilitada.

La protección 51N de los transformadores T202 y T203 se coordina con las protecciones de sobrecorriente residuales de las líneas Saucay(20)-P.Industrial(04) y Saucay(20)-Ricaurte(07).

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada.

**Ajuste de parámetros**

- IBase

Es la corriente nominal del devanado primario del transformador, según el manual del IED la corriente base es:

$$I_{Base} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} = 84 \text{ A}$$

- UBase

Tensión base o nivel de tensión fase-fase de referencia, este parámetro se ajusta a la tensión nominal fase-fase del lado de alta tensión del transformador, **69 kV**.

- DirMode1

Los ajustes posibles para el modo direccional de la etapa 1 son: *Off/Non-directional/Forward/Reverse*, puesto que esta etapa se ajusta para realizar el funcionamiento de protección de sobrecorriente temporizada residual, es correcto ajustar el parámetro en modo **Non-directional**.

- Characterist1

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1, para la protección de sobrecorriente temporizada residual se elige una característica de tiempo inverso, **ANSI Inv**.

- IN1>

La corriente de arranque de la protección temporizada residual se ajusta en un 40% de la corriente base para facilitar la coordinación con la protección de sobrecorriente residual de las líneas de transmisión que salen de la S/E Saucay [18].

$$I_{arranque} = 0,4 * 84 = 33,6 \text{ A}$$

Así, el parámetro se ajusta de la siguiente manera:

$$IN1 > = 40 \%$$

- k1

Ajuste de multiplicador de tiempo (DIAL) para retardo de operación de la curva en la etapa 1. Este multiplicador de retardo de tiempo inverso se elige para impedir que el transformador trabaje por encima de su curva de capacidad de daño y se coordina con las protecciones de sobrecorriente residuales de las líneas.

Este parámetro se ajusta en **1,2** de acuerdo con el estudio de coordinación de curvas realizado en DigSILENT PowerFactory, para protección de los transformadores T202 y T203 de Saucay.

**Tabla F.14. Valores propuestos para activar la protección 51N.**

Función de protección 51N		
Step 1		
Parámetros	Valor propuesto	Unidad
I <sub>Base</sub>	84	A
U <sub>Base</sub>	69	kV
DirMode1	Non-directional	-
Characterist1	ANSI Inv.	-
IN1>	40	%IB
t1	0,2	-
k1	1,2	-
IN1Mult	1	-
t1Min	0	s
ResetTypeCrv1	Instantaneous	-
tReset1	0,02	s
HarmRestrain	Off	-
tPCrv1	1000	-
tACrv1	13500	-
tBCrv1	0	-
tCCrv1	1	-
tPRCrv1	0,5	-
tTRCrv1	13500	-
tCRCrv1	1	-

✓ **PROTECCIÓN CONTRA SOBREENCITACIÓN 24**

El IED no dispone de esta función de protección, por lo que Elecaustro debe actualizar el firmware para adquirir la función de protección.

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada.

**Ajuste de parámetros**

- I<sub>Base</sub>

Corriente primaria base de referencia para ajustes de sobrecorriente.

$$I_{Base} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} = 84 \text{ A}$$





- UBase

Tensión base o nivel de tensión fase-fase de referencia, este parámetro se ajusta a la tensión nominal fase-fase del lado de alta tensión del transformador, **69 kV**.

- V/Hz>

Es el nivel de operación de la característica de tiempo inverso que incorpora el IED. Según el manual del IED depende de la curva de capacidad de daño del transformador y se ajusta en **110%** ya que este transformador es de categoría III.

- V/Hz>>

Es el nivel de operación de la característica de tiempo definido que incorpora el IED. Según el manual del IED depende de la curva de capacidad de daño del transformador y se ajusta en **140%** para el disparo instantáneo de la protección cuando se presentan sobretensiones elevadas.

- tMin

Define el tiempo mínimo de operación cuando se producen altos valores de sobrecitación V/Hz>>. Según el manual del IED el ajuste de tiempo mínimo es de **7 s**.

- tMax

Define el tiempo máximo de operación cuando se producen valores de sobrecitación cercanos a los configurados en V/Hz>. Según el manual del IED el ajuste de tiempo máximo es de **1800 s**.

**Tabla F.15. Valores propuestos para activar la protección 24.**

Función de protección 24		
Parámetros	Valor propuesto	Unidad
MeasuredI	L1L2	-
MeasuredU	L1L2	-
Operation	On	-
IBase	84	A
UBase	69	kV
V/Hz>	110	%UB/f
V/Hz>>	140	%UB/f
Xleak	0	Ohm
TrPulse	0,1	s
tMin	7	s
tMax	1800	s
CurveType	IEEE	-
kForIEEE	1	-
t1Tailor	7200	s
t2Tailor	3600	s
t3Tailor	1800	s
t4Tailor	900	s
t5Tailor	450	s
t6Tailor	225	s
AlarmLevel	98	%
tAlarm	5	s



✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECARGA TÉRMICA 49**

El nivel de carga permisible de un transformador depende mucho del sistema de refrigeración. Los transformadores T202 y T203 de Saucay disponen de una refrigeración natural (ONAN).

Los IED's de los transformadores T202 y T203 de Saucay, poseen la protección de sobrecarga térmica 49, pero actualmente se encuentra desactivada.

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada.

**Ajuste de parámetros**

- IBase

Corriente primaria base de referencia para ajustes de sobrecorriente.

$$I_{Base} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} = 84 \text{ A}$$

**Tabla F.16. Valores propuestos para activar la protección 49.**

Función de protección 49		
Parámetros	Valor propuesto	Unidad
IBase	84	A
Iref	100	%IB
IRefMult	1	-
IBase1	100	%IB
IBase2	100	%IB
Tau1	60	Min
Tau2	60	Min
IHighTau1	100	%IB1
Tau1High	100	-
ILowTau1	100	%IB1
Tau1Low	100	-
IHighTau2	100	%IB2
Tau2High	100	-
ILowTau2	100	%IB2
Tau2Low	100	-
ITrip	110	%IB
Alarm1	80	%Itr
Alarm2	90	%Itr
ResLo	60	%Itr
Thetalnit	50	%
Warning	30	Min
tPulse	0,1	s



## F.2 PROPUESTA DE AJUSTE PARA ACTIVAR LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LOS IED'S DE SAYMIRÍN

### F.2.1 IED's REG670 DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN SAY-U5 Y SAY-U6 DE SAYMIRÍN III Y IV

Los principios de operación, curvas y criterios de ajuste para los parámetros son los mismos que se vieron en el ajuste de las unidades Sau-U1 y Sau-U2 de Saucay, a excepción de las funciones que protegen a los generadores contra fallas a tierra. Esto es debido a que en las unidades Say-U5 y Say-U6 el sistema de puesta a tierra es a través de una resistencia, mientras que en las unidades Sau-U1 y Sau-U2 es a través de un transformador de distribución.

Para cada función de protección, se han omitido los parámetros que tienen el mismo ajuste y definición que las funciones de los IED's de las unidades de Saucay.

#### ✓ PROTECCIÓN CONTRA FALLA DEL BREAKER 50BF

El IED de la unidad Say-U5 dispone de esta función de protección, pero actualmente está desactivada.

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE Std. C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada.

#### Ajuste de parámetros

- Operation

Este parámetro activa o desactiva la función de protección, como se propone implementar esta función de protección se ajusta en **On**.

- IBase

Se define como corriente base a la corriente nominal del generador, la cual es:

$$I_{Base} = \frac{S}{\sqrt{3}V_{L-L}} = \frac{5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 2,40 \text{ kV}} = 1203 \text{ A}$$

- FunctionMode

De acuerdo con el manual del IED, la función de protección tiene 3 modos de funcionamiento: en el modo *Current* se utiliza la medición de la corriente para la detección de falla del breaker, en el modo *Contact* la larga duración de la señal de posición del breaker se utiliza como indicador de fallo del mismo, y el modo *Current&Contact* significa que ambos modos son utilizados para la detección de falla del breaker. Para asegurar una correcta detección de falla del breaker se utiliza el modo **Current&Contact**.

- BuTripMode

Este parámetro proporciona un criterio sobre las corrientes que circulan por el breaker para detectar una condición de falla en el mismo. Según el manual del IED para el modo *Current* en la mayoría de las aplicaciones se selecciona la operación **1 out of 3**, que significa que al menos una de las corrientes de las 3 fases debe ser alta para indicar una falla del breaker. Sin embargo, si se va a medir la corriente residual que circula por el neutro cuando se produce una falla a tierra el parámetro debe ajustarse en *1 out of 4*.



- RetripMode

Parámetro de re-disparo el cual se configura en uno de los tres modos siguientes: el modo *Retrip off* significa que la función de re-disparo no está activa, el modo *CB Pos Check and Current* significa que una corriente de fase debe ser mayor que la corriente de funcionamiento para permitir el re-disparo y el modo *CB Pos Check and Contact* significa que el re-disparo se realiza cuando el interruptor está cerrado. El modo *No CB Pos Check* significa que el re-disparo se hace sin comprobación de la posición del interruptor. Se elige el modo **CB Pos Check**.

- IP>

Parámetro de nivel de corriente que se utiliza para medir una falla del breaker. De acuerdo con el manual del IED este parámetro se configura típicamente en un **10%** de la *I*Base.

- I>BlkCont

Parámetro que bloquea el modo *Contact* para aumentar la seguridad de la función de falla del breaker. Si el parámetro *FunctionMode* está configurado en el modo *Current&Contact* se detecta de manera segura el fallo del breaker para altas corrientes de falla. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **20%**.

- IN>

El valor de la corriente residual se configura en porcentaje de la *I*Base. En los generadores que utilizan un sistema de puesta a tierra con alta impedancia (como es el caso de la unidad Say-U5) la corriente residual de falla monofásica a tierra es mucho más pequeña que la corriente de cortocircuito. Con el fin de detectar fallas en el breaker para fallas monofásicas a tierra en estos sistemas, es necesario medir la corriente residual por separado. De acuerdo con el manual del IED el arranque de la corriente residual se ajusta a un **10%** de la *I*Base.

- t1

Es el tiempo de retardo para el re-disparo de la función. Se elige un tiempo de **30 ms** con el fin de proporcionar un retardo de tiempo suficiente para que la función de re-disparo no actúe innecesariamente.

- t2

Es el tiempo de retardo del disparo de respaldo, la elección de esta configuración se hace lo más corto posible y al mismo tiempo se debe evitar el funcionamiento no deseado de la función.

Típicamente la configuración de esta temporización es de **150 ms**, pero también se calcula de la siguiente manera:

$$t2 = t1 + t_{cbopen} + t_{BFP\_reset} + t_{margin}$$

En donde:

$t_{cbopen}$ : máximo tiempo de apertura del breaker

$t_{BFP\_reset}$ : máximo tiempo que la protección de falla de breaker para detectar una correcta función del breaker

$t_{margin}$ : tiempo de margen de seguridad.



- t2MPh

Es el tiempo de retardo del disparo de respaldo para múltiples fases. El tiempo de despeje crítico por lo general es más corto para fallas múltiples que para fallas monofásicas a tierra y típicamente se ajusta en **150 ms**.

- t3

Tiempo adicional de retardo de  $t2$  para un segundo disparo de respaldo. El manual del IED recomienda ajustar por defecto en **30 ms**.

- tCBAlarm

Tiempo de retardo para iniciar una señal de alarma en caso de indicar una falla en el breaker, de acuerdo con el manual del IED este parámetro por defecto se ajusta en **5 s**.

- tPulse

Es el tiempo de duración del pulso de disparo, el cual generalmente es de **200 ms**.

**Tabla F.17. Valores propuestos para activar la protección 50BF.**

Función de protección 50BF		
Parámetros	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	-
IBase	1203	A
FunctionMode	Current&Contact	-
BuTripMode	1 out of 3	-
RetripMode	CB Pos Check	-
IP>	10	%IB
I>BlkCont	20	%IB
IN>	10	%IB
t1	0,030	s
t2	0,150	s
t2MPh	0,150	s
t3	0,030	s
tCBAlarm	5	s
tPulse	0,200	s

#### ✓ PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEPENDIENTE DE LA TENSIÓN 51V

El IED no dispone de esta función de protección, pero Elecaustro puede implementarla a través de dos maneras: actualizando el firmware o utilizando un módulo de la función de protección multipropósito (GAPC).

Para evitar que Elecaustro actualice el firmware se utiliza la etapa de sobrecorriente OC2 del módulo GF01 de GAPC, con esto se consigue aprovechar de mejor manera al IED.

Cabe recalcar que la función de protección multipropósito en los IED's de las unidades Say-U5 y Say-U6 tienen dos módulos disponibles (GF01 y GF02). En el módulo 1 está implementada la función 46 la cual ocupa la etapa de sobrecorriente OC1 y en el módulo 2 se va a activar la función 64F la cual utiliza dos etapas de sobrecorriente (OC1 y OC2) y una de subtensión (UV1), por esta razón se propone utilizar la etapa de sobrecorriente OC2 de GF01 para implementar la protección 51V.

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE Std. C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada.



## Ajuste de parámetros

- IBase

Se define como corriente base a la corriente nominal del generador, la cual es:

$$IBase = \frac{S}{\sqrt{3}V_{L-L}} = \frac{5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 2,40 \text{ kV}} = 1203 \text{ A}$$

- UBase

Se elige como tensión base a la tensión fase-fase nominal del generador.

$$UBase = 2,40$$

- Operation\_OC2

Para el ajuste de la protección se utiliza la etapa de sobrecorriente OC2, por lo que este parámetro se ajusta en **On**.

- StartCurr\_OC2

Parámetro que determina la corriente de arranque para actuación de la función en la etapa OC2. El ajuste típico de la corriente de arranque esta entre el 125-175% de la corriente nominal al 100% de la tensión nominal del generador [16]. Se elige un valor de corriente de arranque del **150%** de la I nominal.

- CurveType\_OC2

Este parámetro configura el tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa OC1. Para activar la protección de sobrecorriente con restricción de tensión el fabricante del IED recomienda que el tipo de curva que se elija sea **IEC Norm. Inv**.

- k\_OC2

Este parámetro es el multiplicador del tiempo (DIAL) de la característica de tiempo inverso de la unidad temporizada en la etapa OC2. Debido a que no se cuenta con la curva de daño del generador, no se establece un valor exacto del DIAL, por lo que este parámetro se ajusta por defecto.

- VCntrlMode\_OC2

Parámetro que activa la función de protección de sobrecorriente con restricción de tensión, la cual es necesaria para el ajuste de la función, por lo tanto, se configura en **Voltage control**.

- VDepMode\_OC2

Este parámetro define si el modo dependiente de tensión de la etapa OC2 es por *slope* o *step*. Como se va a usar el modo de sobrecorriente con restricción de tensión se ajusta en **Slope**.

- VDepFact\_OC2

Es un factor multiplicador para la I de arranque en el modo de sobrecorriente con restricción de tensión. El manual del IED recomienda ajustar en un valor de **0,25**.



**UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA**



**Tabla F.18. Valores propuestos para activar la protección 51V.**

<b>Función de protección 51V</b>		
<b>GF01</b>		
<b>Parámetros</b>	<b>Valor propuesto</b>	<b>Unidad</b>
Operation	On	-
CurrentInput	NegSeq	-
IBase	1203	A
VoltageInput	PosSeq	-
UBase	2,40	kV
OperHarmRestr	Off	-
I_2nd/I_fund	20	%
EnRestrainedCurr	Off	-
RestrCurrInput	PosSeq	-
RestrCurrCoeff	0	-
RCADir	-75	Deg
ROADir	75	Deg
<b>OC2</b>		
Operation_OC2	On	-
StartCurr_OC2	150	%IB
CurrMult_OC2	1	-
CurveType_OC2	IEC Norm. Inv.	-
tDef_OC2	0,5	s
k_OC2	0,30	-
tMin_OC2	0,05	s
ResCrvType_OC2	Instantaneous	-
tResetDef_OC2	0	s
P_OC2	0,020	-
A_OC2	0,140	-
B_OC2	0	-
C_OC2	1	-
PR_OC2	0,5	-
TR_OC2	13,5	-
CR_OC2	1	-
VCntrlMode_OC2	Voltage control	-
VDepMode_OC2	Slope	-
VDepFact_OC2	0,25	-
ULowLimit_OC2	25	%UB
UHighLimit_OC2	100	%UB
HarmRestr_OC2	Off	-
DirMode_OC2	Non-directional	-
DirPrinc_OC2	I&U	-
ActLowVolt1_VM	Non-directional	-
Operation_UC1	Off	-
Operation_UC2	Off	-
Operation_OV1	Off	-
Operation_OV2	Off	-
Operation_UV1	Off	-
Operation_UV2	Off	-



✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA/TEMPORIZADA RESIDUAL 50N/51N**

El IED no dispone de esta función de protección, pero Elecaustro debe actualizar el firmware para adquirir la función de protección 51N/67N y utilizar alguna etapa de dicha función para implementarla. Para activar esta protección se propone utilizar la etapa 1 de función 51N/67N.

Para dar una propuesta de ajuste de la función en primera instancia se debe conocer la máxima corriente que circula por el IED cuando se produce una falla a tierra en los terminales del generador, con esto se logra obtener el porcentaje del devanado del estator que cubre la función.

La máxima corriente de falla cuando se produce una falla en los terminales del generador se calcula mediante el método de las componentes simétricas, el cual se basa en la unión de los diagramas de secuencias: positiva, negativa y cero, del generador, transformador y línea de Saymirín.

El diagrama de secuencias y su circuito equivalente, son los mismos que se muestran en las F.1 y F.2, para activar la función 51N de Sau-U1 y Sau-U2, por lo que a continuación, solamente se procede a realizar los cálculos.

Por lo tanto, la corriente que circula por el neutro al producirse una falla a tierra es:

$$I_n = 3I_0 = \frac{3 E_g}{3 R_n} = \frac{2400}{\sqrt{3} * 67} = 20,7 \text{ A}$$

El TC que envía la señal de corriente de secuencia cero se instala directamente en el neutro del generador. En este tipo de sistemas de puesta a tierra se selecciona un TC con una relación de transformación de 5/5 A [10].

Por lo tanto, la corriente que circula por el IED cuando se produce una falla a tierra en los terminales del generador es:

$$I_r = 20,7 * \frac{5}{5} = 20,7 \text{ A}$$

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE Std. C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada.

### Ajuste de parámetros

- IBase

La corriente base es igual a la corriente máxima de cortocircuito que circula por el neutro del generador, la cual es **20,7 A** (de acuerdo al análisis hecho anteriormente). Esto es debido a que en condiciones normales esta corriente es cero, por lo tanto, no se ajusta la IBase con un valor de corriente igual a la nominal del generador.

- UBase

Se elige como tensión base a la tensión fase-fase nominal del generador.

$$U_{Base} = 2,40 \text{ kV}$$

- BlkParTransf

Parámetro que habilita o deshabilita el bloqueo de transformadores en paralelo, por defecto el bloqueo está deshabilitado debido a que solo existe un transformador para las dos unidades de generación, por lo tanto, se ajusta en **Off**.





- DirMode1

Parámetro que ajusta el modo de dirección para la actuación de la función en la etapa 1. Como se va a utilizar solo la función de sobrecorriente y no la de dirección, este parámetro se ajusta en **Non-directional**.

- Characterist1

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 1. El manual del IED recomienda utilizar una unidad de tiempo definido (**ANSI Def. Time**) para la actuación de la protección.

- IN1>

La unidad instantánea protege al 95% del estator medido desde los terminales del generador hacia el neutro, por lo que este parámetro se ajusta para que una falla más allá del 5% a partir del neutro deba ser visto por esta protección.

Como ya se calculó la corriente que circula por el IED, entonces la corriente mínima de arranque para proteger el 95% del devanado del estator (desde los terminales al neutro) es:

$$I_{arranque} = 0,05 * 20,7 = 1,035 A$$

Según [16] recomienda que la corriente mínima de arranque sea de 0,7 A para evitar problemas con los armónicos que circulan por el neutro. Con esta corriente de arranque el porcentaje de devanado del estator que queda sin proteger es:

$$\frac{0,7}{20,7} * 100 \% = 3,38 \%$$

Por lo tanto, el parámetro se ajusta en:

$$IN1> = 4 \%$$

- t1

Retardo de tiempo de la característica de tiempo definido en la etapa 1. Se ajusta en **1 s** debido a que esta protección debe actuar como respaldo de la protección 59N.

**Tabla F.19. Valores propuestos para activar la protección 50N/51N.**

Función de protección 50N/51N		
Parámetros	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	-
IBase	20,7	A
UBase	2,40	kV
AngleRCA	65	Deg
polMethod	Voltage	-
UPolMin	1	%UB
IPolMin	5	%IB
RNPOL	5	ohm
XNPOL	40	ohm
IN>Dir	10	%IB
2ndHarmStab	20	%
BlkParTransf	Off	-
SOTF	Off	-
ActivationSOTF	Open	-
StepForSOTF	Step 2	-



**UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA**



HarmResSOTF	Off	-
tSOTF	0,200	s
ActUnderTime	CB position	-
<b>Step 1</b>		
DirMode1	Non-directional	-
Characterist1	ANSI Def. Time	-
IN1>	4	%IB
t1	1	s
k1	0,05	-
IN1Mult	2	-
t1Min	0	s
ResetTypeCrv1	Instantaneous	-
tReset1	0,02	s
HarmRestrained1	On	-
tPCrv1	1	-
tACrv1	13,5	-
tBCrv1	0	-
tCCrv1	1	-
tPRCrv1	0,5	-
tTRCrv1	13,5	%
tCRCrv1	1	%UB

✓ **PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA DEL DEVANADO DE CAMPO 64F**

En la tabla F.20 se muestran los valores propuestos de los parámetros para activar esta protección. Los cálculos y consideraciones necesarias para activar la función son los mismos que se hicieron en los IED's de las unidades Sau-U1 y Sau-U2, por lo tanto, se obvian y se muestran solo los resultados.

**Tabla F.20. Valores propuestos para activar la protección 64F.**

<b>Función de protección 64F</b>		
<b>GF02</b>		
<b>Parámetros</b>	<b>Valor propuesto</b>	<b>Unidad</b>
Operation	On	-
CurrentInput	Phase 1	-
IBase	1000	A
VoltageInput	Phase 1	
UBase	100	kV
OperHarmRestr	Off	-
I_2nd/I_fund	20	%
EnRestrainedCurr	Off	-
RestrCurrInput	PosSeq	-
RestrCurrCoeff	0	-
RCADir	0	Deg
ROADir	90	Deg
<b>OC1</b>		
Operation_OC1	On	-
StartCurr_OC1	3	%IB
CurrMult_OC1	1	-
CurveType_OC1	IEC Definite time	-
tDef_OC1	10	s



**UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA**



k_OC1	0,30	-
tMin_OC1	0,05	s
ResCrvType_OC1	Instantaneous	-
tResetDef_OC1	0	s
P_OC1	0,02	-
A_OC1	0,140	-
B_OC1	0	-
C_OC1	1	-
PR_OC1	0,5	-
TR_OC1	13,5	-
CR_OC1	1	-
VCntrlMode_OC1	Off	-
VDepMode_OC1	Slope	-
VDepFact_OC1	1	-
ULowLimit_OC1	50	%UB
UHighLimit_OC1	100	%UB
HarmRestr_OC1	Off	-
DirMode_OC1	Forward	-
DirPrinc_OC1	IcosPhi&U	-
ActLowVolt1_VM	Block	-
<b>OC2</b>		
Operation_OC2	On	-
StartCurr_OC2	7	%IB
CurrMult_OC2	1	-
CurveType_OC2	IEC Definite time	-
tDef_OC2	0,5	s
k_OC2	0,30	-
tMin_OC2	0,05	s
ResCrvType_OC2	Instantaneous	-
tResetDef_OC2	0	s
P_OC2	0,02	-
A_OC2	0,140	-
B_OC	0	-
C_OC2	1	-
PR_OC2	0,5	-
TR_OC2	13,5	-
CR_OC2	1	-
VCntrlMode_OC2	Off	-
VDepMode_OC2	Slope	-
VDepFact_OC2	1	-
ULowLimit_OC2	50	%UB
UHighLimit_OC2	100	%UB
HarmRestr_OC2	Off	-
DirMode_OC2	Forward	-
DirPrinc_OC2	IcosPhi&U	-
ActLowVolt2_VM	Block	-
<b>UV1</b>		



**UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA**



Operation_UV1	On	-
StartVolt_UV1	80	%UB
CurveType_UV1	Definite time	-
tDef_UV1	10	s
ResCrvType_UV1	Instantaneous	-
tResetDef_UV1	0	s
tMin_UV1	0,05	s
k_UV1	0,30	-
A_UV1	0,140	-
B_UV1	1	-
C_UV1	1	-
D_UV1	0	-
P_UV1	0,02	-
EnBlkLowV_UV1	On	-
BlkLowVolt_UV1	0,5	%UB
Operation_UC1	Off	-
Operation_UC2	Off	-
Operation_OV1	Off	-
Operation_OV2	Off	-
Operation_UV2	Off	-

✓ **PROTECCIÓN CONTRA DESLIZAMIENTO DE POLO O PÉRDIDA DE SINCRONISMO 78**

El IED no dispone de esta función de protección, por lo que Elecaustro debe actualizar el firmware para adquirir la función de protección.

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE Std. C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada.

**Ajuste de parámetros**

- IBase

Se elige como corriente base a la corriente nominal del generador, la cual es

$$IBase = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{5 MVA}{\sqrt{3} * 2,40 kV} = 1203 A$$

- UBase

Se elige como base a la tensión fase-fase nominal del generador.

$$UBase = 2,40 kV$$

- MeasureMode

La cantidad de valores medidos de tensión y corriente usados para calcular la impedancia en terminales del generador se configuran con este parámetro. En las unidades Say-U5 y Say-U6 existen 3 señales provenientes de los TP's y 3 de los TC's las cuales alimentan al IED, por lo tanto, de acuerdo con el manual del IED este parámetro se configura en **PosSeq**.



- InverCTcurr

Si los secundarios de los TC's cuentan con conexión de puesta a tierra, este parámetro se configura en *No*, caso contrario en *Yes*. Los secundarios de los TC's de las unidades Say-U5 y Say-U6 están aterrados, por lo que este parámetro se ajusta en **No**.

- OperationZ1; OperationZ2

Parámetro que activa o desactiva las 2 zonas en las que se divide la red cuando el centro de deslizamiento de polos está fuera de la zona de protección del generador, por lo tanto, se configuran en **On**.

### Determinación de las impedancias para el ajuste de la protección

Para determinar las impedancias, primero se representa al sistema como se observa en la figura F.5, en donde las reactancias del transformador y del sistema deben estar en las bases del generador.

Los valores base y la impedancia en por unidad del generador son:

$$V_b = 2,40 \text{ kV}$$

$$S_b = 5 \text{ MVA}$$

$$x'_d = 0,25 \text{ pu}$$

Los valores base y la impedancia en por unidad del transformador son:

$$V_b = 69 \text{ kV}$$

$$S_b = 10 \text{ MVA}$$

$$Z_T = 0,09 \text{ pu en bases del transformador}$$

$$Z_T = 0,09 \left( \frac{69 \text{ kV}}{69 \text{ kV}} \right)^2 \left( \frac{5 \text{ MVA}}{10 \text{ MVA}} \right)$$

$$Z_T = 0,045 \text{ pu en bases del generador}$$

Los valores base y la impedancia equivalente en por unidad del sistema son:

$$V_b = 69 \text{ kV}$$

$$S_b = 5 \text{ MVA}$$

La impedancia equivalente del sistema se calcula dividiendo la potencia base del generador para la potencia de cortocircuito cuando se produce una falla en la barra Say-69kV. Con la ayuda del software DigSILENT PowerFactory se obtiene que el valor de la potencia de cortocircuito en dicha barra es de 637,77 MVA, entonces:

$$Z_{SIS} = \left( \frac{5 \text{ MVA}}{637,77 \text{ MVA}} \right)$$

$$Z_{SIS} = 0,00783 \text{ en bases del generador}$$



- ImpedanceZA

Parámetro para ajustar el valor de la impedancia vista hacia adelante del IED, como se observa en la figura F.5, y es igual a la suma de la impedancia del transformador y la impedancia equivalente del sistema externo.

$$Z_A = Z_T + Z_{SIS} = j0,045 + j0,00783 = 0,0528 \angle 90^\circ pu$$

$$\text{ImpedanceZA} = \mathbf{0,0528}$$

- ImpedanceZB

Parámetro para ajustar el valor de la impedancia vista hacia atrás del IED, como se observa en la figura F.5, y es igual a la reactancia transitoria del generador.

$$Z_B = jx'_d = j0,25 = 0,25 \angle 90^\circ pu$$

$$\text{ImpedanceZB} = \mathbf{0,25}$$

- ImpedanceZC

Parámetro para ajustar el valor de la impedancia vista hacia adelante del IED, dando un límite entre las zonas 1 y 2 como se observa en la figura F.5, y se ajusta con un valor igual al de la reactancia del transformador.

$$Z_C = Z_T = j0,045 = 0,045 \angle 90^\circ pu$$

$$\text{ImpedanceZC} = \mathbf{0,045}$$

**Tabla F.21. Valores propuestos para activar la protección 78.**

Función de protección 78		
Parámetros	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	-
IBase	1203	A
UBase	2,40	kV
MeasureMode	PosSeq	-
InvertCTcurr	No	-
Operation Z1	On	-
Operation Z2	On	-
ImpedanceZA	0,0528	%
ImpedanceZB	0,25	%
ImpedanceZC	0,045	%
AnglePhi	90	Deg
StartAngle	110	Deg
TripAngle	90	Deg
N1Limit	1	-
N2Limit	3	-
ResetTime	5	s

✓ **PROTECCIÓN DE 100% DE FALLA A TIERRA DEL ESTATOR 27TH/59THD/64S**

El IED no dispone de estas funciones de protección. Para implementar la función 64S se debe actualizar el firmware y adquirir equipo auxiliar, mientras que para implementar la función 59THD basta con actualizar el firmware. Por lo tanto, para proteger al 100% del devanado del estator contra fallas a tierra se opta por dar una propuesta de ajuste para la función 59THD, para evitar que Elecaustro adquiera equipo auxiliar.



A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE Std. C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada.

### Ajuste de parámetros

- GenRatedVolt

Este parámetro se ajusta en un valor igual a la tensión nominal fase-fase del generador.

$$GenRatedVolt = 2,40 \text{ kV}$$

- TVoltType

La función de protección siempre se alimenta desde un TP en el neutro del generador, por lo tanto, este parámetro define cómo la función de protección se alimenta desde los TP's en el lado de alta tensión del generador. Existen 3 alternativas de ajuste, pero el manual del IED recomienda utilizar **OpenDeltaVoltage**, debido a que para activar esta función se propone que los secundarios de los TP's estén conectados en delta abierta, como se observa en la figura F.6.

- CBexists

Este parámetro se configura en *Yes* si existe un breaker entre el generador y el transformador, caso contrario en *No*. Debido a que si existe un breaker entre las unidades de generación Say-U5, Say-U6 y el transformador T111, este parámetro se ajusta en **Yes**.

**Tabla F.22. Valores propuestos para activar la protección 59THD.**

Función de protección 59THD		
Parámetros	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	-
GenRatedVolt	2,40	kV
TVoltType	OpenDeltaVoltage	-
Beta	3	-
CBexists	Yes	-
FactorCBopen	1	-
UN3rdH<	2	%
UNFund>	5	%
UT3BlkLevel	1	%
t3rdH	1	s
tUNFund	0,5	s



F.2.2 IED RET670 DEL TRANSFORMADOR T111 DE SAYMIRÍN III Y IV

Para cada función de protección, se han omitido los parámetros que tienen el mismo ajuste y definición que las funciones del IED del transformador T201 de Saucay.

Las protecciones dispositivo térmico 26 y switch de presión 63, son protecciones mecánicas externas al IED, por lo que no se propone un ajuste para activar dichas protecciones.

✓ **PROTECCIÓN CONTRA SOBREEXCITACIÓN 24**

El IED no dispone de esta función de protección, por lo que Elecaustro debe actualizar el firmware para adquirir la función de protección.

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada.

**Ajuste de parámetros**

- IBase

Corriente primaria base de referencia para ajustes de sobrecorriente.

$$IBase = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} = \mathbf{84 \text{ A}}$$

- UBase

Tensión base o nivel de tensión fase-fase de referencia, este parámetro se ajusta a la tensión nominal fase-fase del lado de alta tensión del transformador, **69 kV**.

- V/Hz>

Es el nivel de operación de la característica de tiempo inverso que incorpora el IED. Según el manual del IED depende de la curva de capacidad de daño del transformador, se ajusta en **110%** ya que este transformador es de categoría III.

- V/Hz>>

Es el nivel de operación de la característica de tiempo definido que incorpora el IED. Según el manual del IED depende de la curva de capacidad de daño del transformador, se ajusta en **140%** para el disparo instantáneo de la protección que se utiliza para sobretensiones elevadas.

- tMin

Define el tiempo mínimo de operación cuando se producen altos valores de sobreexcitación V/Hz>>. Según el manual del IED el ajuste de tiempo mínimo es de **7 s**.

- tMax

Define el tiempo máximo de operación cuando se producen valores de sobreexcitación cercanos a los configurados en V/Hz>. Según el manual del IED el ajuste de tiempo máximo es de **1800 s**.



**Tabla F.23. Valores propuestos para activar la protección 24.**

Función de Protección 24		
Parámetros	Valor propuesto	Unidad
MeasuredI	L1L2	-
MeasuredU	L1L2	-
Operation	On	-
IBase	84	A
UBase	69	kV
V/Hz>	110	%UB/f
V/Hz>>	140	%UB/f
Xleak	0	ohm
TrPulse	0,1	s
tMin	7	s
tMax	1800	s
CurveType	IEEE	-
kForIEEE	1	-
t1Tailor	7200	s
t2Tailor	3600	s
t3Tailor	1800	s
t4Tailor	900	s
t5Tailor	450	s
t6Tailor	225	s
AlarmLevel	98	%
tAlarm	5	s

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECARGA TÉRMICA 49**

El nivel de carga permisible de un transformador depende mucho del sistema de refrigeración. El transformador T111 tiene una refrigeración forzada (ONAF) y los ajustes de los parámetros para este tipo de refrigeración son los mismos que para un transformador con enfriamiento natural (ONAN), puesto que el manual indica que estos ajustes son aceptables para estos dos tipos de enfriamiento.

El IED del transformador T111 de Saymirín III y IV, posee la protección de sobrecarga térmica 49, pero actualmente se encuentra desactivada.

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada.

**Ajuste de parámetros**

- IBase

Corriente primaria base de referencia para ajustes de sobrecorriente.

$$I_{Base} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} = 84 \text{ A}$$

**Tabla F.24. Valores propuestos para activar la protección 49.**

Función de protección 49		
Parámetros	Valor propuesto	Unidad
IBase	84	A
Iref	100	%IB
IRefMult	1	-
IBase1	100	%IB



**UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA**



I <sub>Base2</sub>	100	%IB
Tau1	60	Min
Tau2	60	Min
I <sub>HighTau1</sub>	100	%IB1
Tau1 <sub>High</sub>	100	-
I <sub>LowTau1</sub>	100	%IB1
Tau1 <sub>Low</sub>	100	-
I <sub>HighTau2</sub>	100	%IB2
Tau2 <sub>High</sub>	100	-
I <sub>LowTau2</sub>	100	%IB2
Tau2 <sub>Low</sub>	100	-
I <sub>Trip</sub>	110	%IB
Alarm1	80	%I <sub>tr</sub>
Alarm2	90	%I <sub>tr</sub>
ResLo	60	%I <sub>tr</sub>
Thetalnit	50	%
Warning	30	Min
tPulse	0,1	s



*F.2.3 IED MICOM P643 DEL TRANSFORMADOR T112 DE SAYMIRÍN V*

A continuación, se realiza una propuesta de ajuste para implementar las nuevas funciones de protección que no están activas en el IED con el fin proteger de manera más confiable al transformador.

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECARGA TÉRMICA 49**

El IED permite configurar esta función de protección a través de dos modos: un modo de sobrecorriente y un modo de protección por medio de RTD's. Si la temperatura del transformador alcanza valores altos, una señal de alarma advierte al operador para que tome acciones preventivas, pero si la temperatura sigue incrementándose hasta alcanzar el valor de disparo de la unidad, la protección actúa para prevenir daños. Las señales de alarma y disparo están disponibles para los dos modos de protección.

El modo que recomienda implementar el manual del IED es través de RTD's ya que además de detectar elevadas corrientes debido a sobrecargas, permite detectar fallas en el sistema de enfriamiento y ubicar puntos calientes en los devanados del estator por fallas en su aislamiento.

El IED permite tomar la entrada de señales de 10 RTD's tipo A PT100 de 3 hilos. Estos sensores están localizados en áreas del elemento a proteger las cuales son susceptibles a sufrir calentamiento.

Para cada RTD es necesario contar con la siguiente información para la configuración del IED:

- Ajuste de la temperatura del elemento de alarma del RTD.
- Ajuste de la temporización de funcionamiento del elemento de alarma del RTD.
- Ajuste de la temperatura del elemento de disparo del RTD.
- Ajuste de la temporización de funcionamiento del elemento de disparo del RTD.

Debido a que no se dispone de la información anteriormente descrita y la ubicación de los RTD's no es posible dar una propuesta de ajuste para activar esta función de protección.

**F.3 PROPUESTA DE AJUSTE PARA ACTUALIZAR LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LOS IED's DE EL DESCANSO**

**F.3.1 IED's REG670 DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DESC-U1, DESC-U2, DESC-U3 Y DESC-U4**

Los principios de operación, curvas, etapas de las funciones y criterios de ajuste para los parámetros de cada función, son los mismos que se vieron en el ajuste de las unidades Sau-U1 y Sau-U2 de Saucay, a excepción de las funciones que protegen a los generadores contra fallas a tierra. Esto es debido a que las unidades Desc-U1, Desc-U2, Desc-U3 y Desc-U4 son sólidamente aterrados, mientras que en las unidades Sau-U1 y Sau-U2 el sistema de puesta a tierra es a través de un transformador de distribución.

Para cada función de protección, se han omitido los parámetros que tienen el mismo ajuste y definición que las funciones de los IED's de las unidades Sau-U1 y Sau-U2 de Saucay.

✓ **PROTECCIÓN DEL 95% DE FALLA A TIERRA DEL ESTATOR 59N**

Al estar los generadores sólidamente aterrados, no es posible obtener la caída de tensión en el neutro cuando se producen fallas a tierra en el devanado estatórico del generador, y por ende no es posible instalar un TP, porque no se mediría ninguna tensión para el arranque de la protección. Por esta razón no es posible activar esta función.

✓ **PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA DEL DEVANADO DE CAMPO 64F**

En la tabla F.25 se muestran los valores propuestos de los parámetros para activar esta protección. Los cálculos y consideraciones necesarias para activar la función de protección son los mismos que se utilizan para activar la protección en los IED's de las unidades Sau-U1 y Sau-U2 de Saucay, por lo tanto, se obvian y se muestran solo los resultados.

**Tabla F.25. Valores propuestos para activar la protección 64F.**

<b>Función de protección 64F</b>		
<b>GF02</b>		
<b>Parámetros</b>	<b>Valor propuesto</b>	<b>Unidad</b>
Operation	On	-
CurrentInput	Phase 1	-
Ibase	1000	A
VoltageInput	Phase 1	
Ubase	100	kV
OperHarmRestr	Off	-
I_2nd/I_fund	20	%
EnRestrInCurr	Off	-
RestrCurrInput	PosSeq	-
RestrCurrCoeff	0	-
RCADir	0	Deg
ROADir	90	Deg
<b>OC1</b>		
Operation_OC1	On	-
StartCurr_OC1	3	%IB
CurrMult_OC1	1	-
CurveType_OC1	IEC Definite time	-
tDef_OC1	10	s



**UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA**



k_OC1	0,30	-
tMin_OC1	0,05	s
ResCrvType_OC1	Instantaneous	-
tResetDef_OC1	0	s
P_OC1	0,02	-
A_OC1	0,140	-
B_OC1	0	-
C_OC1	1	-
PR_OC1	0,5	-
TR_OC1	13,5	-
CR_OC1	1	-
VCntrlMode_OC1	Off	-
VDepMode_OC1	Slope	-
VDepFact_OC1	1	-
ULowLimit_OC1	50	%UB
UHighLimit_OC1	100	%UB
HarmRestr_OC1	Off	-
DirMode_OC1	Forward	-
DirPrinc_OC1	IcosPhi&U	-
ActLowVolt1_VM	Block	-
<b>OC2</b>		
Operation_OC2	On	-
StartCurr_OC2	7	%IB
CurrMult_OC2	1	-
CurveType_OC2	IEC Definite time	-
tDef_OC2	0,5	s
k_OC2	0,30	-
tMin_OC2	0,05	s
ResCrvType_OC2	Instantaneous	-
tResetDef_OC2	0	s
P_OC2	0,02	-
A_OC2	0,140	-
B_OC	0	-
C_OC2	1	-
PR_OC2	0,5	-
TR_OC2	13,5	-
CR_OC2	1	-
VCntrlMode_OC2	Off	-
VDepMode_OC2	Slope	-
VDepFact_OC2	1	-
ULowLimit_OC2	50	%UB
UHighLimit_OC2	100	%UB
HarmRestr_OC2	Off	-
DirMode_OC2	Forward	-
DirPrinc_OC2	IcosPhi&U	-
ActLowVolt2_VM	Block	-
<b>UV1</b>		
Operation_UV1	On	-
StartVolt_UV1	80	%UB
CurveType_UV1	Definite time	-
tDef_UV1	10	s
ResCrvType_UV1	Instantaneous	-
tResetDef_UV1	0	s
tMin_UV1	0,05	s



k_UV1	0,30	-
A_UV1	0,140	-
B_UV1	1	-
C_UV1	1	-
D_UV1	0	-
P_UV1	0,02	-
EnBlkLowV_UV1	On	-
BlkLowVolt_UV1	0,5	%UB
Operation_UC1	Off	-
Operation_UC2	Off	-
Operation_OV1	Off	-
Operation_OV2	Off	-
Operation_UV2	Off	-

✓ **PROTECCIÓN CONTRA DESLIZAMIENTO DE POLO O PÉRDIDA DE SINCRONISMO 78**

El IED no dispone de esta función de protección, por lo que Elecaustro debe actualizar el firmware para adquirir la función de protección.

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE Std. C37.102-2006 para protección de generadores, el manual del IED y la literatura especializada.

**Ajuste de parámetros**

- IBase

Se elige como corriente base a la corriente nominal del generador, la cual es

$$IBase = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{6 MVA}{\sqrt{3} * 6,3 kV} = 550 A$$

- UBase

Se elige como base a la tensión fase-fase nominal del generador.

$$UBase = 6,3 kV$$

- MeasureMode

La cantidad de valores medidos de tensión y corriente usados para calcular la impedancia en terminales del generador se configuran con este parámetro. En cada unidad de generación existen 3 señales provenientes de los TP's y 3 de los TC's las cuales alimentan al IED, por lo tanto, de acuerdo con el manual del IED este parámetro se configura en **PosSeq**.

- InverCTcurr

Si los secundarios de los TC's cuentan con conexión de puesta a tierra, este parámetro se setea en **No**, caso contrario en **Yes**. Los secundarios de los TC's de las unidades Desc-U1, Desc-U2, Desc-U3 y Desc-U4 están aterrados, por lo que el parámetro se ajusta en **No**.

- OperationZ1; OperationZ2

Parámetro que activa o desactiva las 2 zonas en las que se divide la red cuando el centro de deslizamiento de polos está fuera de la zona de protección del generador, por lo tanto, se configuran en **On**.

### Determinación de las impedancias para el ajuste de la protección

Para determinar las impedancias, primero se representa al sistema como se observa en la figura F.5, en donde las reactancias del transformador y del sistema deben estar en las bases del generador.

Los valores base y la impedancia en por unidad del generador son:

$$V_b = 6,3 \text{ kV}$$

$$S_b = 6 \text{ MVA}$$

$$x'_d = 0,403 \text{ pu}$$

Los valores base y la impedancia en por unidad del transformador son:

$$V_b = 22 \text{ kV}$$

$$S_b = 20 \text{ MVA}$$

$$Z_T = 0,12 \text{ pu en bases del transformador}$$

$$Z_T = 0,12 \left( \frac{22 \text{ kV}}{22 \text{ kV}} \right)^2 \left( \frac{6 \text{ MVA}}{20 \text{ MVA}} \right)$$

$$Z_T = 0,036 \text{ pu en bases del generador}$$

Los valores base y la impedancia equivalente en por unidad del sistema son:

$$V_b = 22 \text{ kV}$$

$$S_b = 6 \text{ MVA}$$

La impedancia equivalente del sistema se calcula dividiendo la potencia base del generador para la potencia de cortocircuito cuando se produce una falla en la barra Descanso-22kV. Con la ayuda del software DIGSILENT PowerFactory se obtiene que el valor de la potencia de cortocircuito en dicha barra es de 227.89 MVA, entonces:

$$Z_{SIS} = \left( \frac{6 \text{ MVA}}{227,89 \text{ MVA}} \right)$$

$$Z_{SIS} = 0,02633 \text{ en bases del generador}$$

- ImpedanceZA

Parámetro para ajustar el valor de la impedancia vista hacia adelante del IED, como se observa en la figura F.5, y es igual a la suma de la impedancia del transformador y la impedancia equivalente del sistema externo.

$$Z_A = Z_T + Z_{SIS} = j0,036 + j0,02633 = 0,06233 \angle 90^\circ \text{ pu}$$

$$\text{ImpedanceZA} = \mathbf{0,06233}$$

- ImpedanceZB

Parámetro para ajustar el valor de la impedancia vista hacia atrás del IED, como se observa en la figura F.5, y es igual a la reactancia transitoria del generador.

$$Z_B = jx'_d = j0,403 = 0,403 \angle 90^\circ \text{ pu}$$



$$\text{ImpedanceZB} = 0,403$$

- ImpedanceZC

Parámetro para ajustar el valor de la impedancia vista hacia adelante del IED, dando un límite entre las zonas 1 y 2 como se observa en la figura F.5, y se ajusta con un valor igual al de la reactancia del transformador.

$$Z_C = Z_T = j0,036 = 0,036 \angle 90^\circ pu$$

$$\text{ImpedanceZC} = 0,036$$

**Tabla F.26. Valores propuestos para activar la protección 78.**

Función de protección 78		
Parámetros	Valor propuesto	Unidad
Operation	On	-
IBase	550	A
UBase	6,3	kV
MeasureMode	PosSeq	-
InvertCTcurr	No	-
Operation Z1	On	-
Operation Z2	On	-
ImpedanceZA	0,06233	%
ImpedanceZB	0,403	%
ImpedanceZC	0,036	%
AnglePhi	90	Deg
StartAngle	110	Deg
TripAngle	90	Deg
N1Limit	1	-
N2Limit	3	-
ResetTime	5	s

✓ **PROTECCIÓN DE 100% DE FALLA A TIERRA DEL ESTATOR 27TH/59THD/64S**

Al estar los generadores sólidamente aterrados, no es posible obtener la caída de tensión en el neutro cuando se producen fallas a tierra en el devanado estatórico del generador, y por ende no es posible instalar un TP, porque no se mediría ninguna tensión en el neutro para el arranque de la protección 59THD.

El manual del IED solamente proporciona una guía para el ajuste de la protección 59THD y no para las funciones 27TH y 64S. Por esta razón no es posible activar esta función.



*F.3.2 IED RET670 DEL TRANSFORMADOR T121*

Para cada función de protección, se han omitido los parámetros que tienen el mismo ajuste y definición que las funciones del IED del transformador T201 de Saucay.

Las protecciones dispositivo térmico 26 y switch de presión 63, son protecciones mecánicas externas al IED, por lo que no se propone un ajuste para activar dichas protecciones.

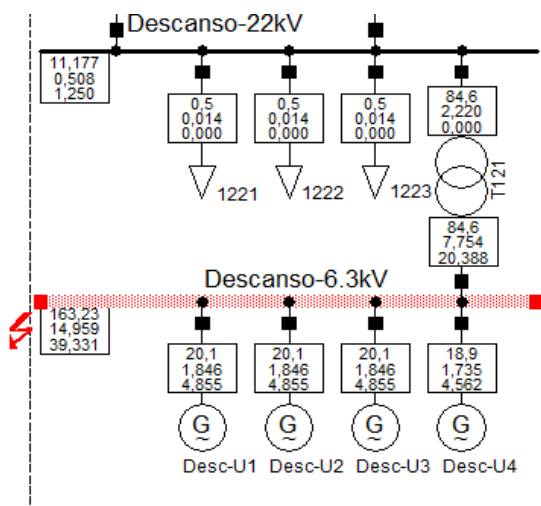
✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTÁNEA 50**

La propuesta para implementar la protección de sobrecorriente de fase instantánea 50 se realiza en la etapa 2 (Step 2) de la función 51/67 del IED, la cual actualmente se encuentra deshabilitada.

Las protecciones de sobrecorriente de fase del transformador T121 se coordinan con las protecciones de sobrecorriente de fase de los alimentadores 1221, 1222 y 1223 y con las protecciones de sobrecorriente de fase de los transformadores T122 y T123.

**Análisis de corrientes de cortocircuito**

Para ajustar esta función es necesario realizar una falla trifásica en la barra del lado de baja tensión del transformador T121 con el fin de obtener la corriente que circula por el devanado de alta tensión. Con la ayuda del software DlgSILENT PowerFactory, se obtuvo que para una falla en la barra Descanso-6,3kV, la corriente de cortocircuito que circula por el devanado de alta del transformador es de 2220 A, como se observa en la siguiente figura.



**Figura F.7. Simulación para una falla en la barra Descanso-6.3kV.**

Fuente: Modelo eléctrico de Elecaustro S.A. DlgSILENT PowerFactory 15.1.

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada.

**Ajuste de parámetros**

- Operation

El modo de operación se encuentra actualmente en *Off*, se recomienda activar la protección de sobrecorriente, ajustando en **On**.



- IBase

Es la corriente nominal del devanado primario del transformador, según el manual del IED la corriente base es:

$$I_{Base} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{20 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 22 \text{ kV}} = 525 \text{ A}$$

- DirMode2

Los ajustes posibles para el modo direccional de la etapa 2 son: *Off/Non-directional/Forward/Reverse*, puesto que esta etapa se ajusta para realizar el funcionamiento de protección de sobrecorriente instantánea, es correcto ajustar el parámetro en modo **Non-directional**.

- Characterist2

Parámetro que permite configurar un tipo de curva de actuación de retardo de tiempo en la etapa 2, para la protección de sobrecorriente instantánea se elige una característica de tiempo definido, **ANSI Def. Time**.

- I2>

La corriente de arranque de la protección de sobrecorriente instantánea se ajusta entre 125-200% de la máxima corriente de falla realizada en la barra del lado de baja tensión del transformador para permitir sobrecargas en el transformador y no tener disparos innecesarios según el estándar IEEE Std.C37.91-2008. Se recomienda ajustar la protección al 125% de la máxima corriente de falla, como medida conservadora para la protección de respaldo del transformador.

$$I_{arranque} = 1,25 * 2220 \text{ A} = 2775 \text{ A}$$

Por lo tanto, el ajuste de este parámetro se expresa en % de la *IBase* y siguiendo la recomendación del manual, es:

$$525 = 100\%$$

$$2775 = I2 >$$

$$I2 > = \frac{2775 * 100}{525}$$

$$I2 > = 528,5$$

- t2

Retardo de tiempo definido para actuación de la función en la etapa 2. El tiempo se ajusta en **0 s**, basado en la coordinación de curvas realizado en DIGSILENT PowerFactory para protección del transformador T121.

- k2

Ajuste de multiplicador de tiempo (DIAL) para retardo de operación de la curva en la etapa 2. Al ajustar una sobrecorriente instantánea con una curva de tiempo definido, el parámetro se ajusta en **0,05**.



- I2Mult

Multiplicador para ajuste de corriente, en el caso de que se active la señal de entrada binaria el nivel de funcionamiento de la corriente aumenta mediante esta constante. El manual del IED recomienda ajustar en **2**.

- t2Min

Tiempo mínimo de operación para la curva en la etapa, este tiempo puede ser muy corto cuando las corrientes son altas, con el objetivo de que la protección opere de forma inmediata, por lo que se recomienda ajustar en **0 s**.

- ResetTypeCrv2

Reposición del temporizador de retardo, existen diferentes maneras de realizar este ajuste, para una reposición instantánea el ajuste debe ser en **Instantaneous**.

- tPCrv2, tACrv2, tBCrv2, tCCrv2

Parámetros de curva de tiempo inverso, los ajustes están dados por defecto.

- tPRCrv2, tTRCrv2, tCRCrv2

Parámetros para la curva característica de tiempo de reposición inversa, los ajustes están dados por defecto.

- HarmRestrained

Parámetro que bloquea la actuación de la etapa cuando existen armónicos. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **Off**.

**Tabla F.27. Valores propuestos para activar la protección 50.**

Función de protección 50		
Step2		
Parámetros	Valor propuesto	unidad
IBase	525	A
UBase	22	kV
DirMode2	Non-directional	-
Characterist2	ANSI Def. Time	-
I2>	528,5	%IB
t2	0	-
k2	0,05	-
I2Mult	2	-
t2Min	0	s
ResetTypeCrv2	Instantaneous	-
tReset2	0,02	s
tPCrv2	1000	-
tACrv2	13500	-
tBCrv2	0	-
tCCrv2	1	-
tPRCrv2	0,5	-
tTRCrv2	13500	-
tCRCrv2	1	-
HarmRestrained	Off	-



✓ **PROTECCIÓN CONTRA SOBREEXCITACIÓN 24**

El IED no dispone de esta función de protección, por lo que Elecaustro debe actualizar el firmware para adquirirla.

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada.

**Ajuste de parámetros**

- IBase

Corriente primaria base que sirve de referencia para ajustes de sobrecorriente.

$$I_{Base} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} = 525 \text{ A}$$

- UBase

Tensión base o nivel de tensión fase-fase de referencia, este parámetro se ajusta con un valor igual a la tensión nominal fase-fase del lado de alta tensión del transformador, es decir **22 kV**.

- V/Hz>

Es el nivel de operación de la característica de tiempo inverso que incorpora el IED. Según el manual del IED depende de la curva de capacidad de daño del transformador, se ajusta en **110%** ya que este transformador es de categoría III.

- V/Hz>>

Es el nivel de operación de la característica de tiempo definido que incorpora el IED. Según el manual del IED depende de la curva de capacidad de daño del transformador, se ajusta en **140%** para el disparo instantáneo de la protección cuando se presentan sobretensiones elevadas.

- tMin

Define el tiempo mínimo de operación cuando se producen altos valores de sobreexcitación V/Hz>>. Según el manual del IED el ajuste de tiempo mínimo es de **7 s**.

- tMax

Define el tiempo máximo de operación cuando se producen valores de sobreexcitación cercanos a los configurados en V/Hz>. Según el manual del IED el ajuste de tiempo máximo es de **1800 s**.

**Tabla F.28. Valores propuestos para activar la protección 24.**

Función de protección 24		
Parámetros	Valor propuesto	Unidad
MeasuredI	L1L2	-
MeasuredU	L1L2	-
Operation	On	-
IBase	525	A
UBase	22	kV
V/Hz>	110	%UB/f
V/Hz>>	140	%UB/f
Xleak	0	ohm
TrPulse	0,1	s
tMin	7	s

tMax	1800	s
CurveType	IEEE	-
kForIEEE	1	-
t1Tailor	7200	s
t2Tailor	3600	s
t3Tailor	1800	s
t4Tailor	900	s
t5Tailor	450	s
t6Tailor	225	s
AlarmLevel	98	%
tAlarm	5	s

✓ **PROTECCIÓN DE SOBRECARGA TÉRMICA 49**

El nivel de carga permisible de un transformador depende mucho del sistema de refrigeración. El transformador T121 de El Descanso dispone de una refrigeración natural (ONAN).

El IED del transformador dispone de la protección de sobrecarga térmica 49, pero actualmente se encuentra desactivada.

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada.

**Ajuste de parámetros**

- IBase

Corriente primaria base de referencia para ajustes de sobrecorriente.

$$I_{Base} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = \frac{20 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 22 \text{ kV}} = 525 \text{ A}$$

**Tabla F.29. Valores propuestos para activar la protección 49.**

<b>Función de protección 49</b>		
<b>Parámetros</b>	<b>Valor propuesto</b>	<b>Unidad</b>
IBase	525	A
Iref	100	%IB
IRefMult	1	-
IBase1	100	%IB
IBase2	100	%IB
Tau1	60	Min
Tau2	60	Min
IHighTau1	100	%IB1
Tau1High	100	-
ILowTau1	100	%IB1
Tau1Low	100	-
IHighTau2	100	%IB2
Tau2High	100	-
ILowTau2	100	%IB2
Tau2Low	100	-
ITrip	110	%IB
Alarm1	80	%Itr
Alarm2	90	%Itr
ResLo	60	%Itr



**UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA**



Thetalnit	50	%
Warning	30	Min
tPulse	0,1	s



## F.4 PROPUESTA DE AJUSTE PARA ACTIVAR LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LOS IED'S DE OCAÑA

### F.4.1 IED's 7UT613 Y 7SJ641 DE LOS TRANSFORMADORES T OCAÑA1 Y T OCAÑA2

A continuación, se realiza una propuesta de ajuste para implementar las nuevas funciones de protección que no están activas ni disponibles en el IED SIPROTEC 7UT613 con el fin proteger de manera más confiable al transformador.

Las protecciones dispositivo térmico 26 y switch de presión 63, son protecciones mecánicas externas al IED, por lo que no se propone un ajuste para activar dichas protecciones.

#### ✓ PROTECCIÓN CONTRA SOBREEXCITACIÓN 24

El IED SIPROTEC 7UT613 no dispone de esta función de protección, por lo que Elecaustro debe actualizar el firmware para adquirir la función de protección.

El IED incorpora dos etapas de tiempo definido para una condición de sobreexcitación y una característica térmica de 8 etapas. El propósito de esta característica térmica es simular la temperatura límite del núcleo de hierro debido a un sobreflujo.

A continuación, se propone un ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual del IED y la literatura especializada.

#### Ajuste de parámetros

- Overexcitation Protection

Parámetro que activa o desactiva la función de protección. Se ajusta en **On**.

- U/f> Pickup

Es el nivel de operación de la etapa 1 de tiempo definido que incorpora el IED, el cual debe ser proporcionado por el fabricante del equipo. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **1,10** ya que son transformadores de categoría III.

- T U/f Time Delay

Retardo de tiempo para actuación de la etapa 1 de la función. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **10 s**.

- U/f>> Pickup

Es el nivel de operación de la etapa 2 de tiempo definido que incorpora el IED, el cual debe ser proporcionado por el fabricante del equipo. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **1,40** ya que son transformadores de categoría III.

- T U/f Time Delay

Retardo de tiempo para actuación de la etapa 2 de la función. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **1 s**.



- $U/f = 1,05$  Time Delay;  $U/f = 1,10$  Time Delay;  $U/f = 1,15$  Time Delay;  $U/f = 1,20$  Time Delay;  
 $U/f = 1,25$  Time Delay;  $U/f = 1,30$  Time Delay;  $U/f = 1,35$  Time Delay;  $U/f = 1,40$  Time Delay

Parámetros que determinan la curva de  $U/f$  para una réplica de temperatura del transformador. Estos parámetros deben ser proporcionados por el fabricante del transformador, pero si no están disponibles el manual del IED recomienda ajustar con los valores que por defecto están incorporados en el mismo.

- Timer for Cooling

Parámetro que define el tiempo necesario para que la réplica térmica enfríe el transformador desde el 100% al 0%. El manual del IED recomienda ajustar este parámetro en **3600 s**.

**Tabla F.30. Valores propuestos para activar la protección 24.**

Función de protección 24		
Parámetros	Valor propuesto	Unidad
Overexcitation Protection	On	-
$U/f >$ Pickup	1,10	-
T $U/f >$ Time Delay	10	sec
$U/f >>$ Pickup	1,40	-
T $U/f >>$ Time Delay	1	sec
$U/f = 1,05$ Time delay	20000	sec
$U/f = 1,10$ Time delay	6000	sec
$U/f = 1,15$ Time delay	240	sec
$U/f = 1,20$ Time delay	60	sec
$U/f = 1,25$ Time delay	30	sec
$U/f = 1,30$ Time delay	19	sec
$U/f = 1,35$ Time delay	13	sec
$U/f = 1,40$ Time delay	10	sec
Timer for Cooling	3600	sec



ANEXO G

AJUSTES DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMADORES  
PERTENECIENTES A LA EERCS

Tabla G.1. Ajuste de los relés de las líneas del CHM.

RELÉ DE LA LÍNEA SAUCAY(20)-P.INDUSTRIAL(04) UBICADO EN LA S/E P. INDUSTRIAL												
SISTEMA			PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE (67P)					PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE NEUTRO (67N)				
			AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (67P)					AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (67N)				
MARCA-MODELO		RCT	PICKUP 51 (A/prim)	Tipo de Curva	TD	PICKUP 50 (A/prim)	TD (seg)	PICKUP 51 (A/prim)	Tipo de Curva	TD	PICKUP 50 (A/prim)	TD (seg)
ABB	RXPE-42 (FASE) RXPE-47 (Tierra)	60.00	300.00	Ver Manual	0.10	2580.00	0.00	90.00	Ver Manual	0.10	1800.00	0.00

RELÉ DE LA LÍNEA SAYMIRÍN(11)-RICAURTE(07) UBICADO EN LA S/E RICAURTE												
SISTEMA			PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE (67P)					PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE NEUTRO (67N)				
			AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (67P)					AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (67N)				
MARCA-MODELO		RCT	PICKUP 51 (A/prim)	Tipo de Curva	TD	PICKUP 50 (A/prim)	TD (seg)	PICKUP 51 (A/prim)	Tipo de Curva	TD	PICKUP 50 (A/prim)	TD (seg)
ABB	RXPE-42 (FASE) RXPE-47 (Tierra)	60.00	300.00	Ver Manual	0.10	1500.00	0.00	90.00	Ver Manual	0.10	1500.00	0.00

Tabla G.2. Ajuste de los relés de los transformadores de 69kV de El Descanso.

RELÉ DEL TRANSFORMADOR T202 y TRANSFORMADOR T203																											
SISTEMA				PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE (51/50)						PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE NEUTRO (51N/50N)						PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE (51P/50P)						PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE NEUTRO (51N/50N)					
				AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (51P/50P)						AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (51N/50N)						AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (51P/50P)						AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (51N/50N)					
MARCA-MODELO		RPT	RCT W1	RCT W2	EN DEVANADO	PICKUP 51 (A/prim)	Tipo de Curva	TD	PICKUP 50 (A/prim)	TD (seg)	PICKUP 51 (A/prim)	Tipo de Curva	TD	PICKUP 50 (A/prim)	TD (seg)	EN DEVANADO	PICKUP 51 (A/prim)	Tipo de Curva	TD	PICKUP 50 (A/prim)	TD (seg)	PICKUP 51 (A/prim)	Tipo de Curva	TD	PICKUP 50 (A/prim)	TD (seg)	
ABB-TPU588V0412-61111 V2.60		627.00	30.00	100.00	1.00	126.00	ANSI-INV	3.40	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	2.00	390.00	ANSI-INV	2.50	N/A	N/A	170.00	ANSI-VI	5.50	N/A	N/A	

**Tabla G.3. Ajuste de los relés de los alimentadores de El Descanso.**

<b>RELÉ DEL ALIMENTADOR 1221</b>													
SISTEMA				PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE (51/50)					PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE NEUTRO (51/50)				
				AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (51/50)					AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (51N/50N)				
MARCA-MODELO	SERIE	RPT	RCT	PICKUP 51 (A/prim)	Tipo de Curva	TD	PICKUP 50 (A/prim)	TD(seg)	PICKUP 51 (A/prim)	Tipo de Curva	TD	PICKUP 50 (A/prim)	TD(seg)
ABB-DPU587R0428-61011 V6.10	257026	200.00	100.00	300.00	ANSI-INV	1.60	8010.00	0.00	100.00	ANSI-EI	7.30	N/A	N/A
<b>RELÉ DEL ALIMENTADOR 1222</b>													
SISTEMA				PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE (51/50)					PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE NEUTRO (51/50)				
				AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (51/50)					AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (51N/50N)				
MARCA-MODELO	SERIE	RPT	RCT	PICKUP 51 (A/prim)	Tipo de Curva	TD	PICKUP 50 (A/prim)	TD(seg)	PICKUP 51 (A/prim)	Tipo de Curva	TD	PICKUP 50 (A/prim)	TD(seg)
ABB-DPU587R0428-61011 V6,10	257022	200.00	60.00	300.00	ANSI-VI	1.30	3000.00	0.00	102.00	ANSI-EI	4.20	N/A	N/A
<b>RELÉ DEL ALIMENTADOR 1223</b>													
SISTEMA				PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE (51/50)					PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE NEUTRO (51/50)				
				AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (51/50)					AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (51N/50N)				
MARCA-MODELO	SERIE	RPT	RCT	PICKUP 51 (A/prim)	Tipo de Curva	TD	PICKUP 50 (A/prim)	TD(seg)	PICKUP 51 (A/prim)	Tipo de Curva	TD	PICKUP 50 (A/prim)	TD(seg)
ABB-DPUR0428-61011 V6,1	257027	200.00	60.00	300.00	ANSI-INV	1.40	1860.00	0.00	90.00	ANSI-VI	3.70	N/A	N/A

*Tabla G.4. Ajuste de los relés de las líneas de Ocaña.*

<b>RELÉ DE LA LÍNEA CAÑAR(18)-AZOGUES(09) UBICADO EN LA S/E CAÑAR</b>											
SISTEMA		PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE (67P)					PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE NEUTRO (67N)				
		AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (67P)					AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (67N)				
MARCA-MODELO	RCT	PICKUP 51 (A/prim)	Tipo de Curva	TD	PICKUP 50 (A/prim)	TD(seg)	PICKUP 51 (A/prim)	Tipo de Curva	TD	PICKUP 50 (A/prim)	TD(seg)
ABB	60.00	456.00	ANSI-Mod Inv	0.35	N/A	N/A	120.00	ANSI-Mod Inv	0.53	N/A	N/A
<b>RELÉ DE LA LÍNEA CAÑAR(18)-SININCAY UBICADO EN LA S/E CAÑAR</b>											
SISTEMA		PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE (67P)					PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE NEUTRO (67N)				
		AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (67P)					AJUSTES PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (67N)				
MARCA-MODELO	RCT	PICKUP 51 (A/prim)	Tipo de Curva	TD	PICKUP 50 (A/prim)	TD(seg)	PICKUP 51 (A/prim)	Tipo de Curva	TD	PICKUP 50 (A/prim)	TD(seg)
ABB	60.00	300.00	ANSI-Mod Inv	0.25	N/A	N/A	90.00	ANSI-Mod Inv	0.35	N/A	N/A

ANEXO H

CONTRASTE ENTRE LAS CURVAS DE COORDINACIÓN DE LAS FUNCIONES DE SOBRECORRIENTE PARA LOS SETEOS ACTUALES Y PROPUESTOS

H.1. CONTRASTE DE LAS CURVAS DE SOBRECORRIENTE DE FASE

- Curvas del CHM.

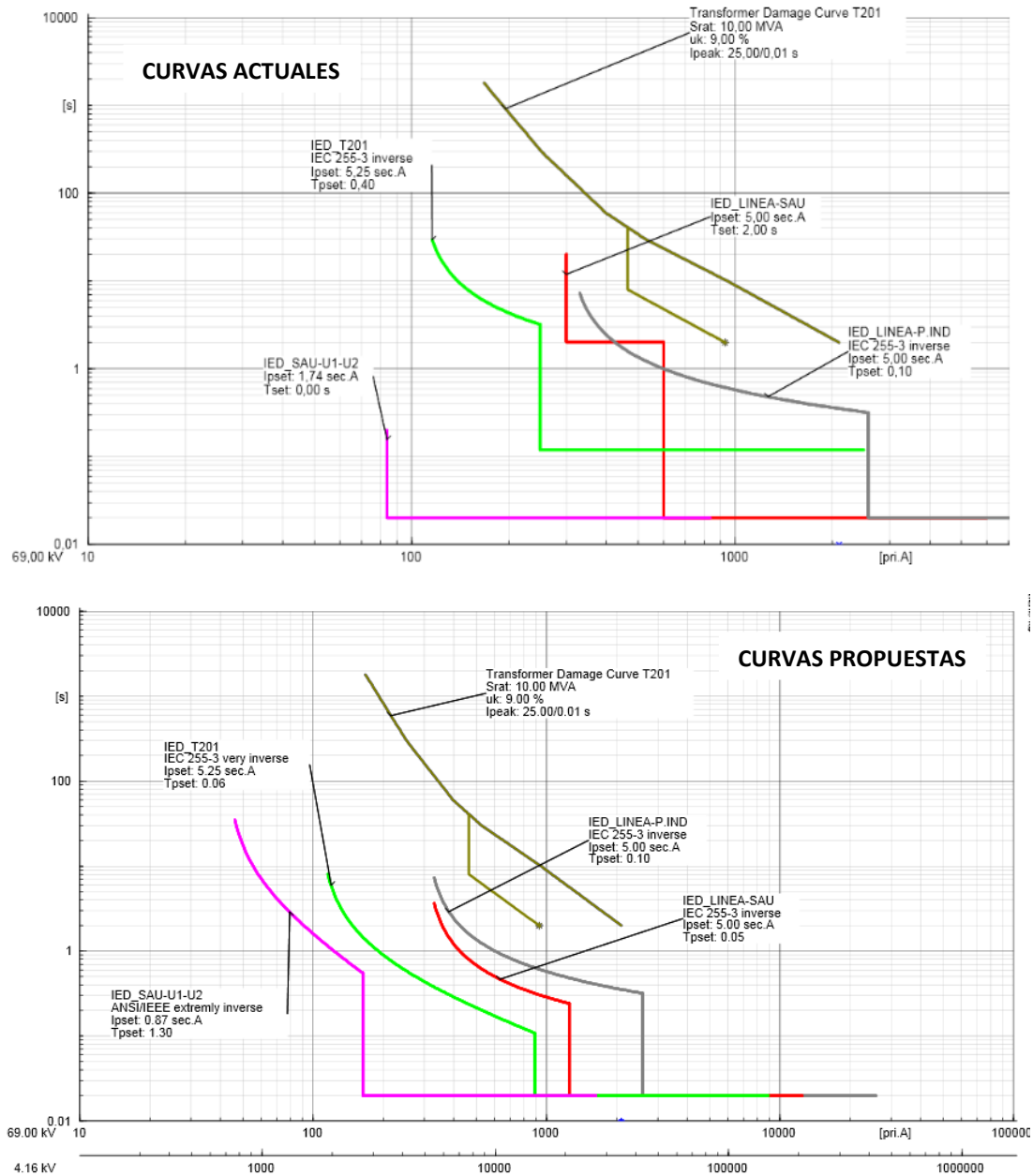
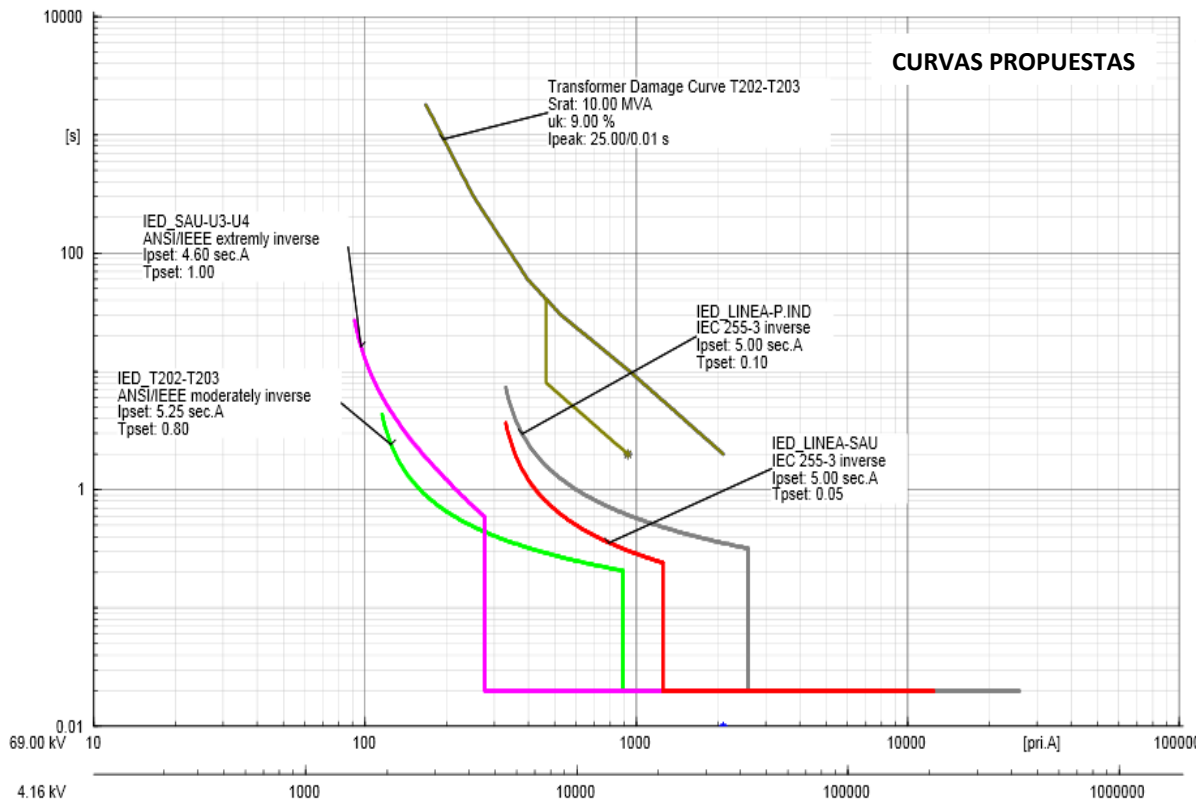
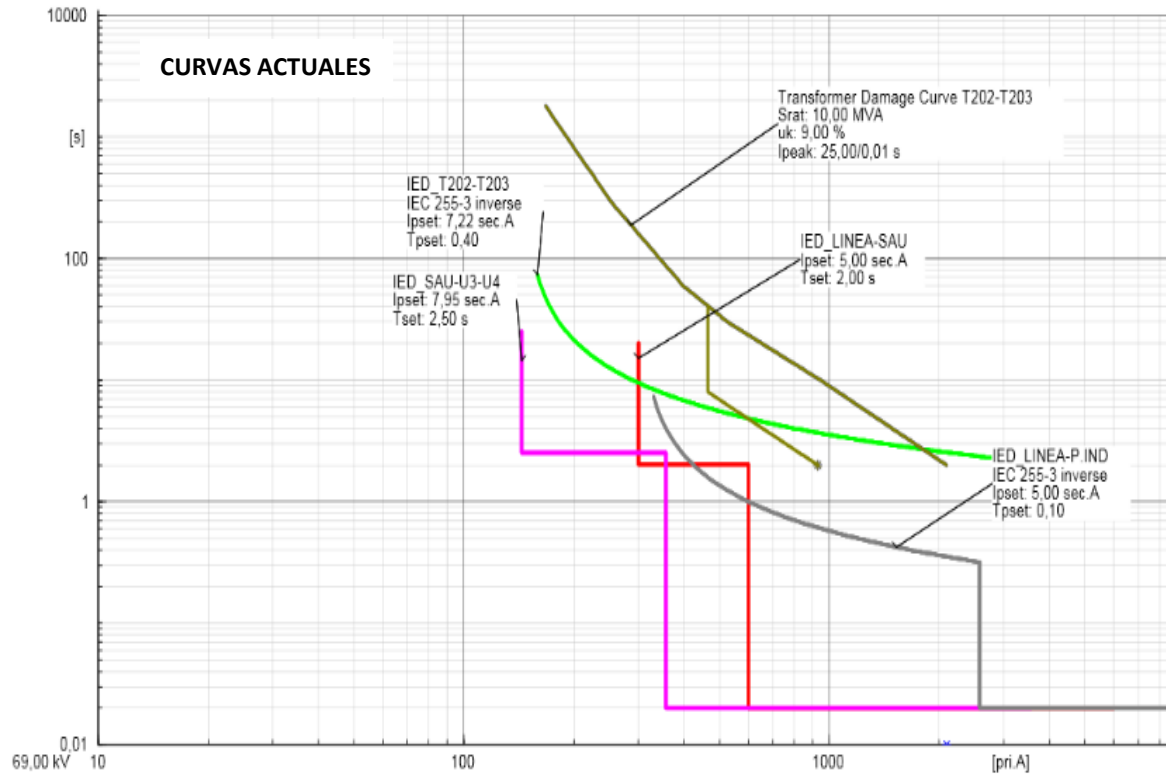
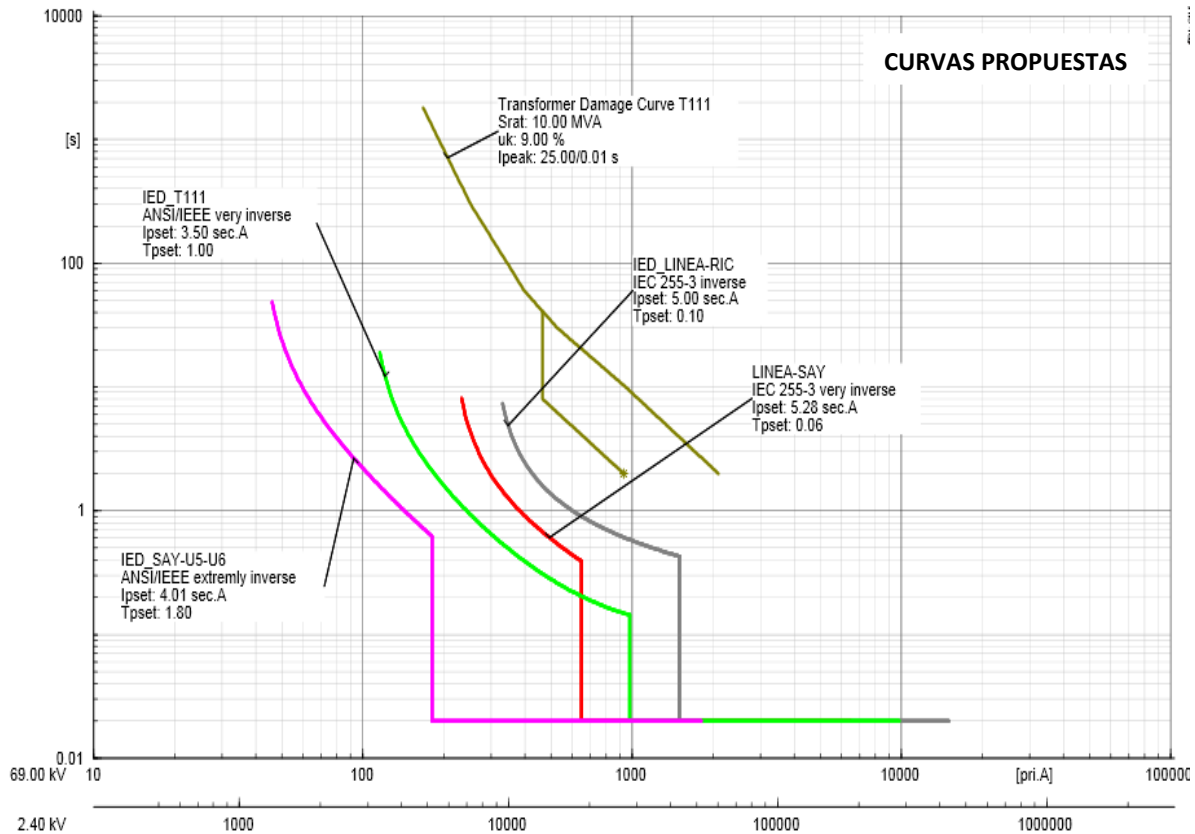
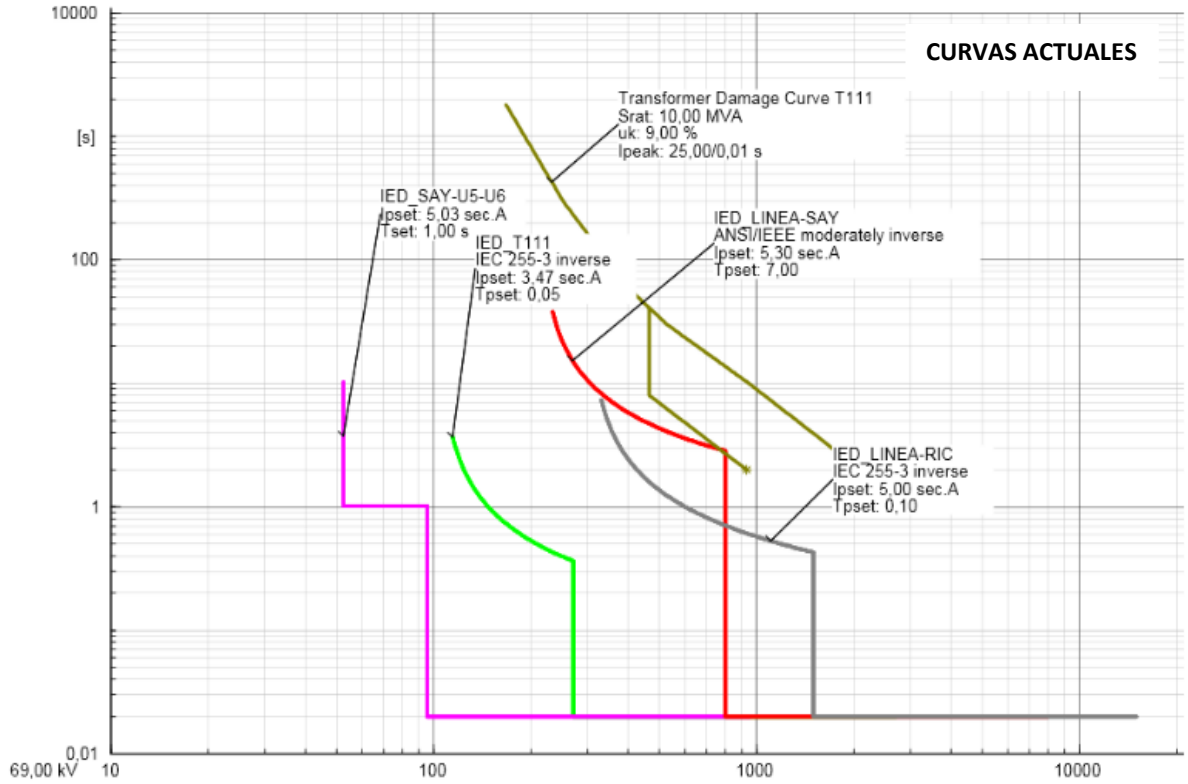


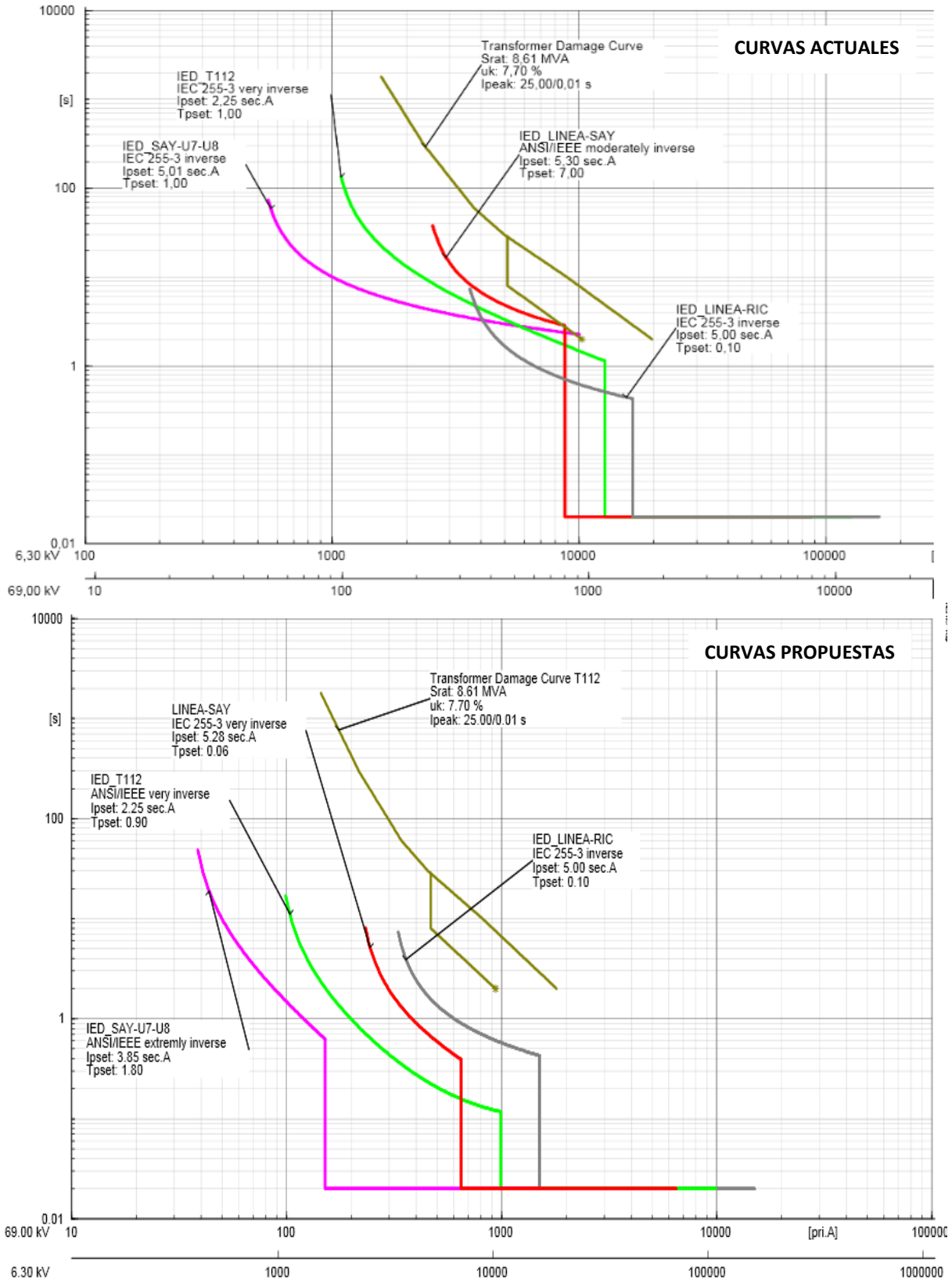
Figura H.1. Curvas de coordinación de las unidades Sau-U1, Sau-U2, T201 y línea Saucay(20)-P.Industrial(04) de Saucay.



**Figura H.2. Curvas de coordinación de las unidades Sau-U3, Sau-U4, T202, T203 y línea Saucay(20)-P.Industrial(04) de Saucay.**

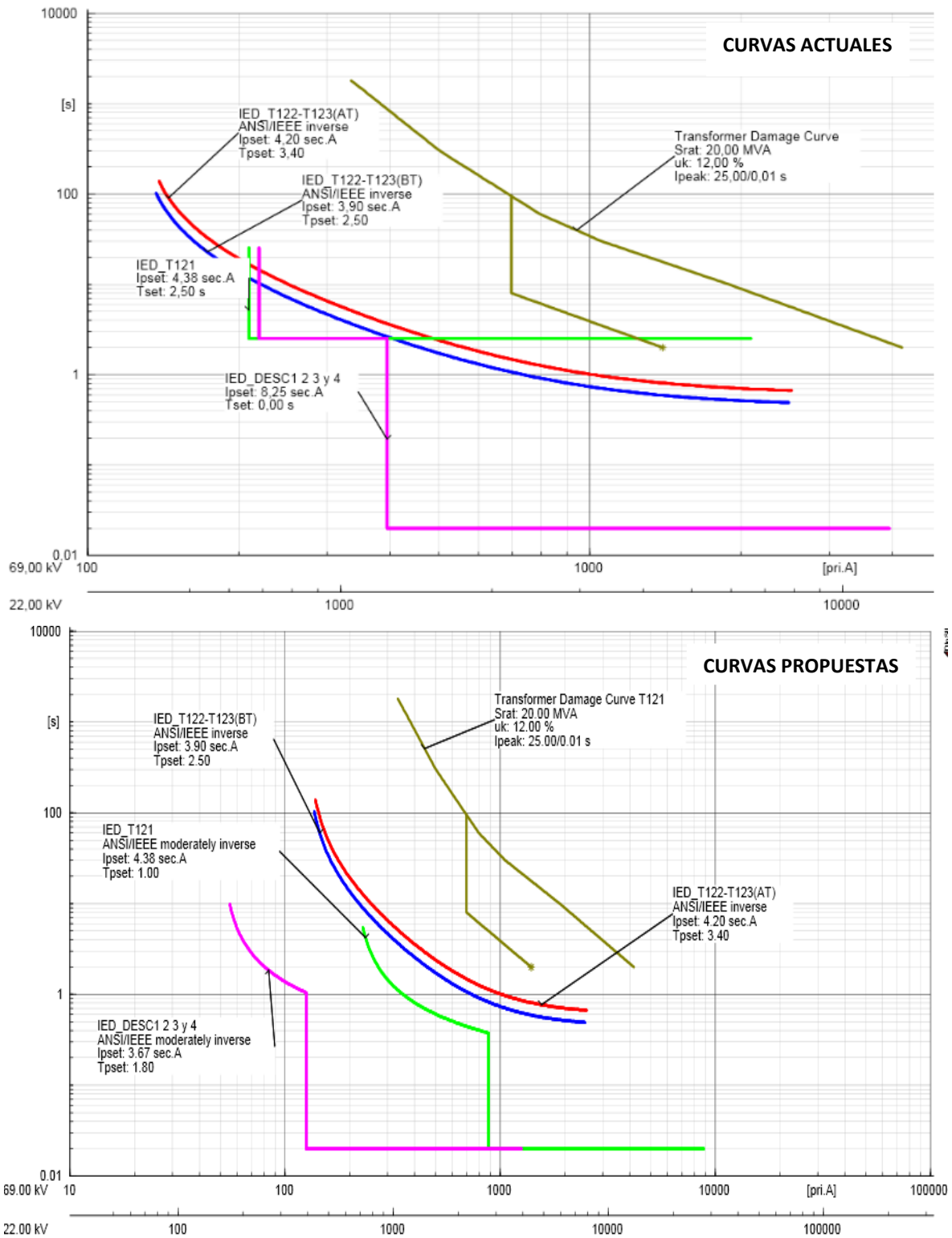


**Figura H.3. Curvas de coordinación de las unidades Say-U5, Say-U6, T111 y línea Saymirín(11)-Ricaurte(07) de Saymirín III y IV.**



**Figura H.4. Curvas de coordinación de las unidades Say-U7, Say-U8, T112 y línea Saymirín(11)-Ricaurte(07) de Saymirín V.**

- **Curvas de El Descanso.**



**Figura H.5. Curvas de coordinación de las unidades Desc1, 2, 3 y 4, T121, T122-T123(BT) y T122-T123(AT) de El Descanso.**



• Curvas de Ocaña.

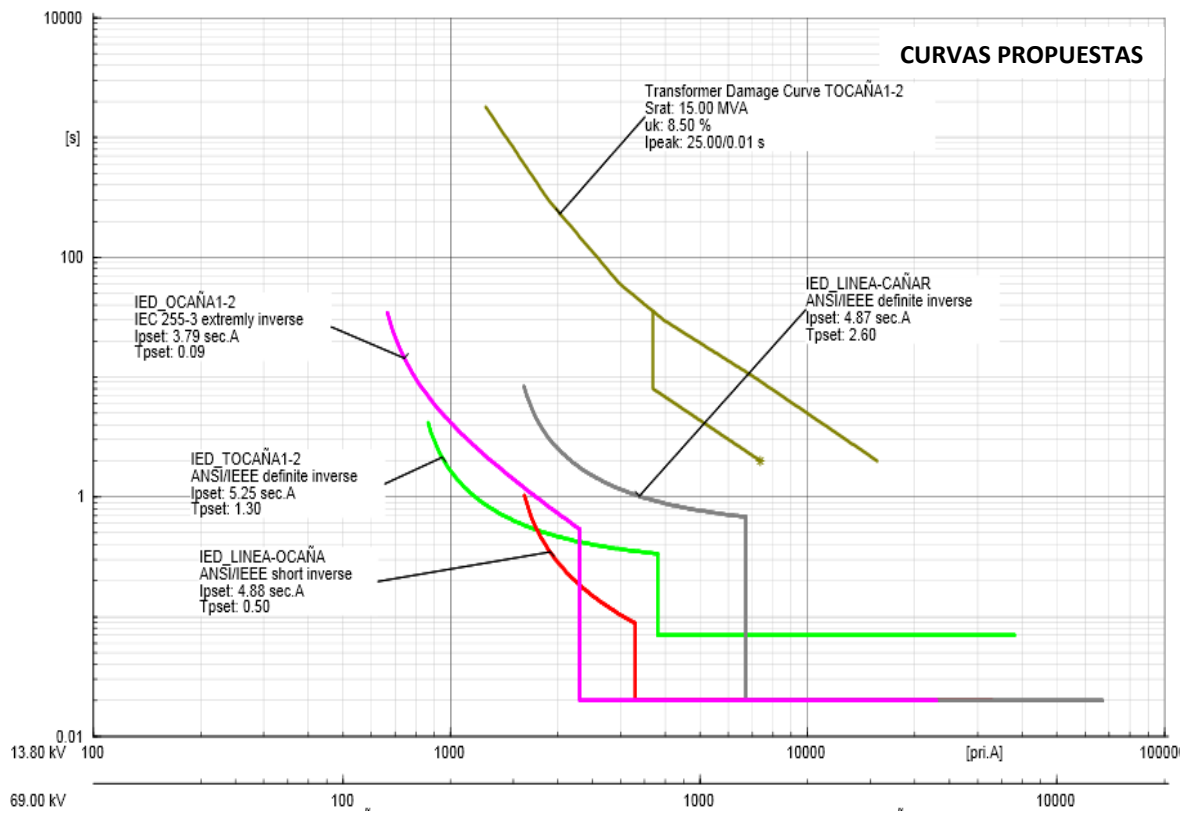
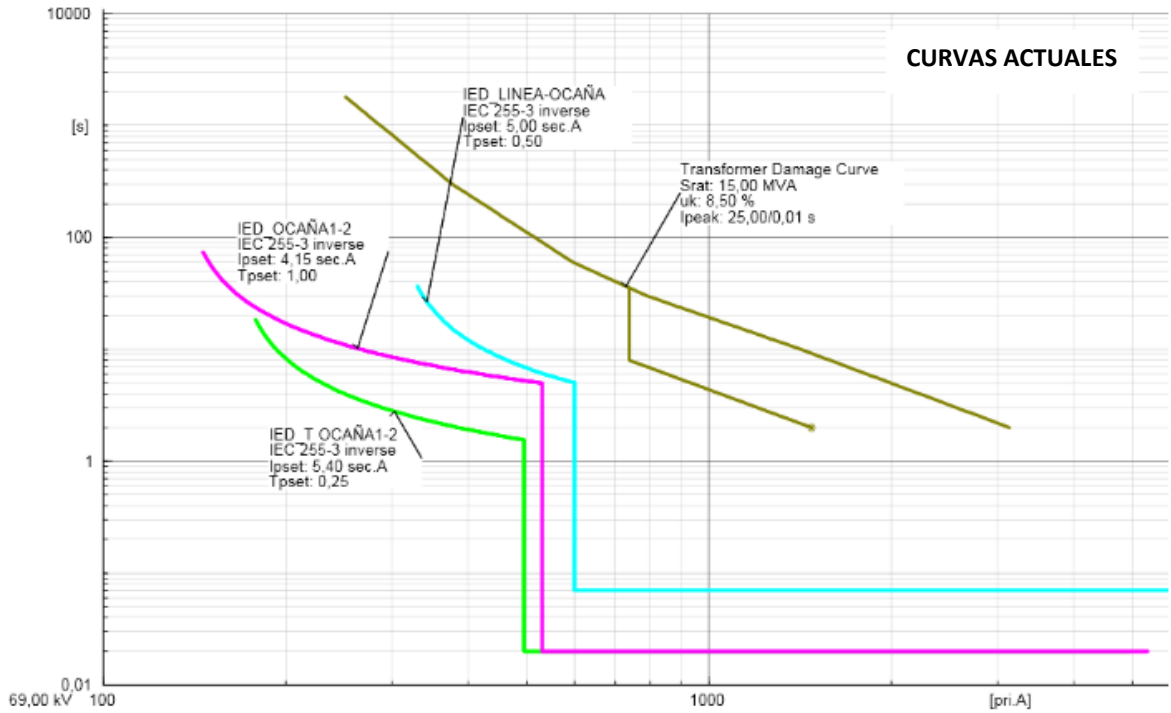
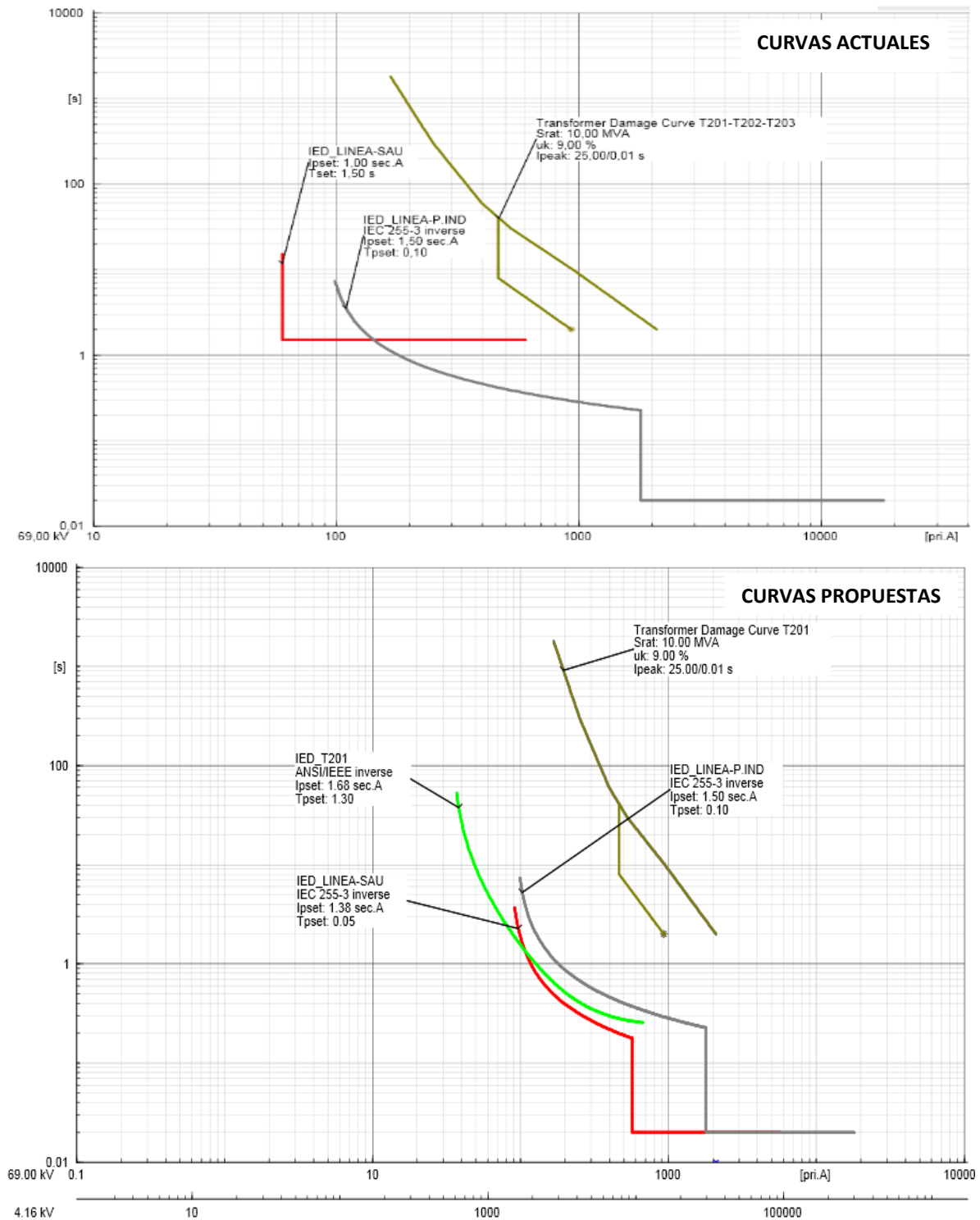


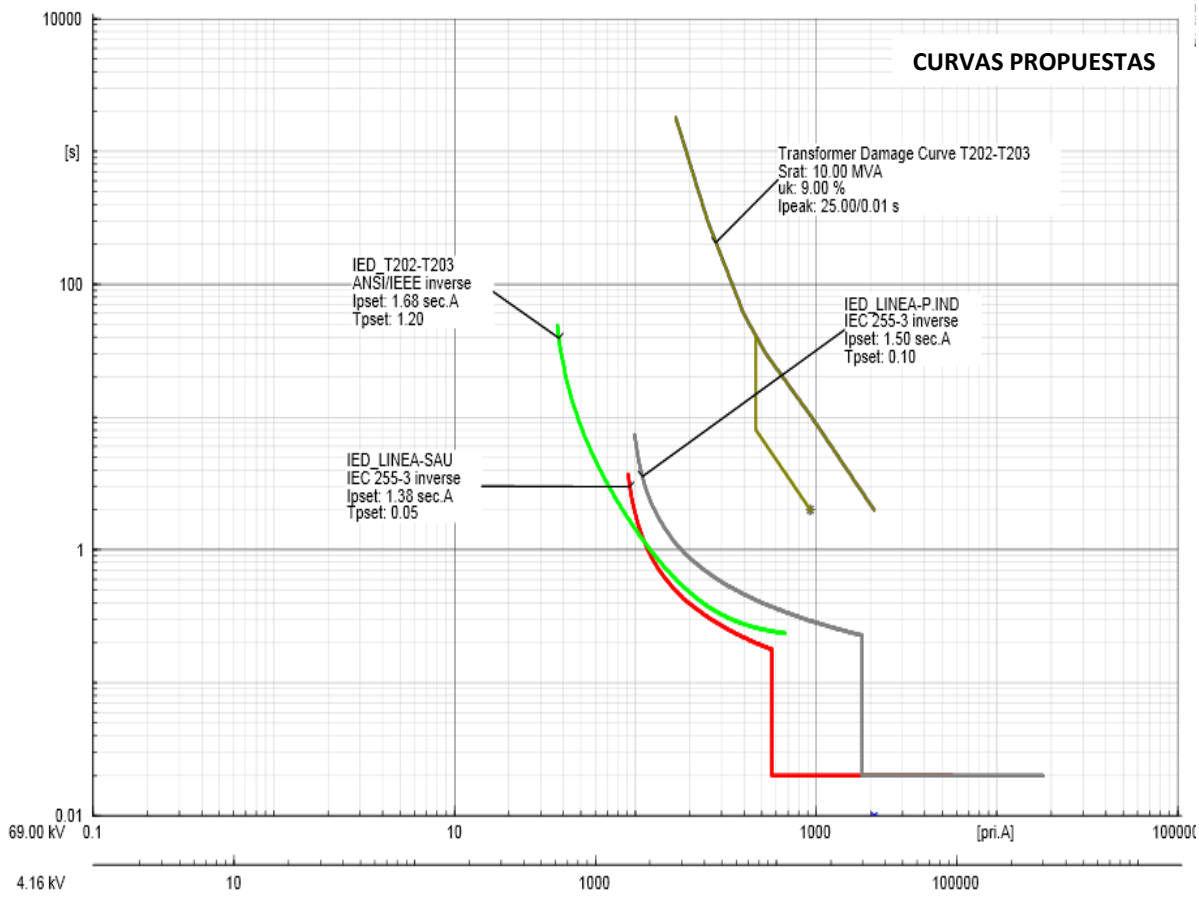
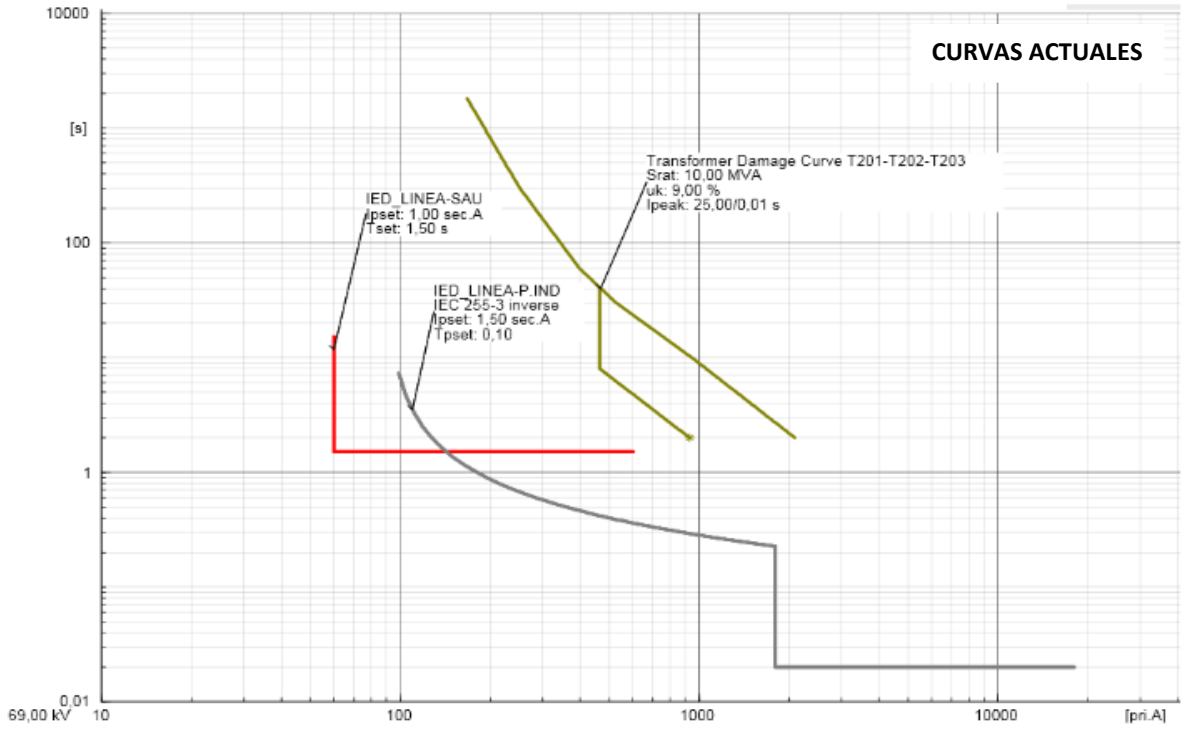
Figura H.6. Curvas de coordinación de las unidades Ocaña1-2, TOcaña1-2 y línea Ocaña-Cañar(18) de Ocaña.

## H.2. CONTRASTE DE LAS CURVAS DE SOBRECORRIENTE RESIDUALES

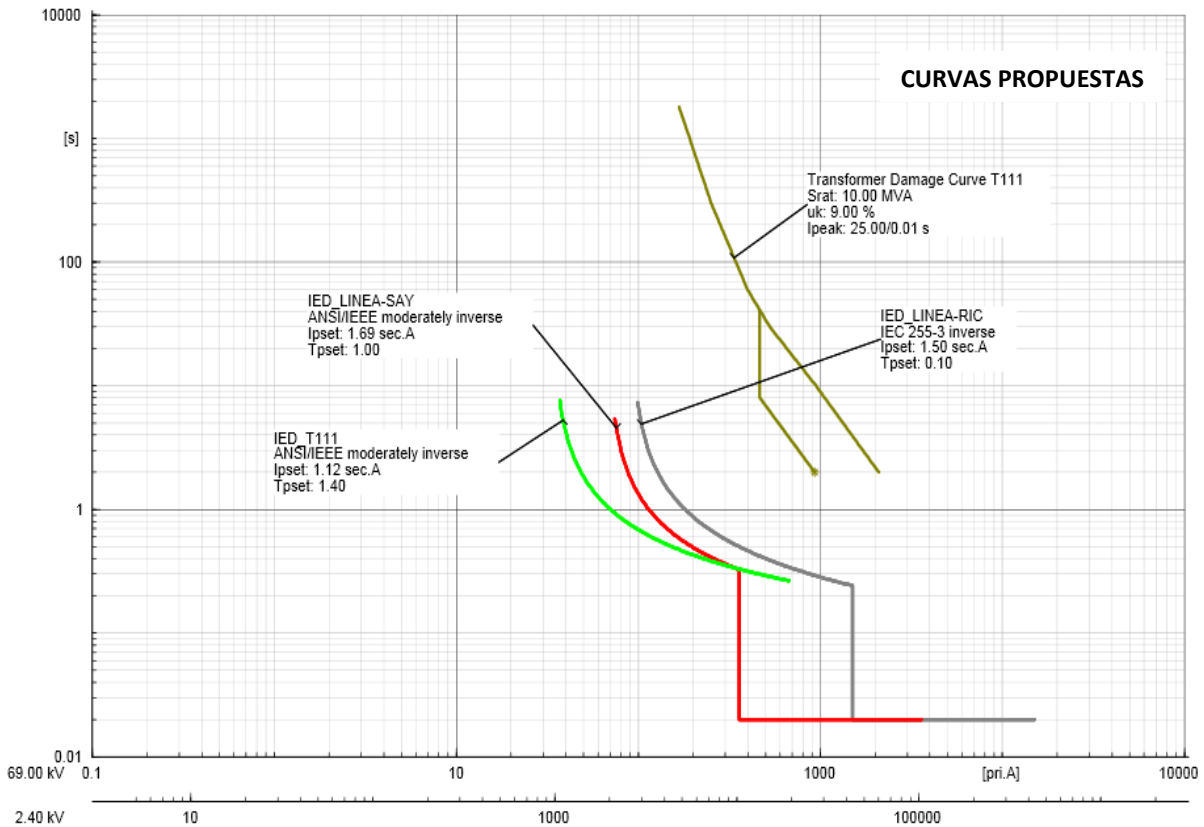
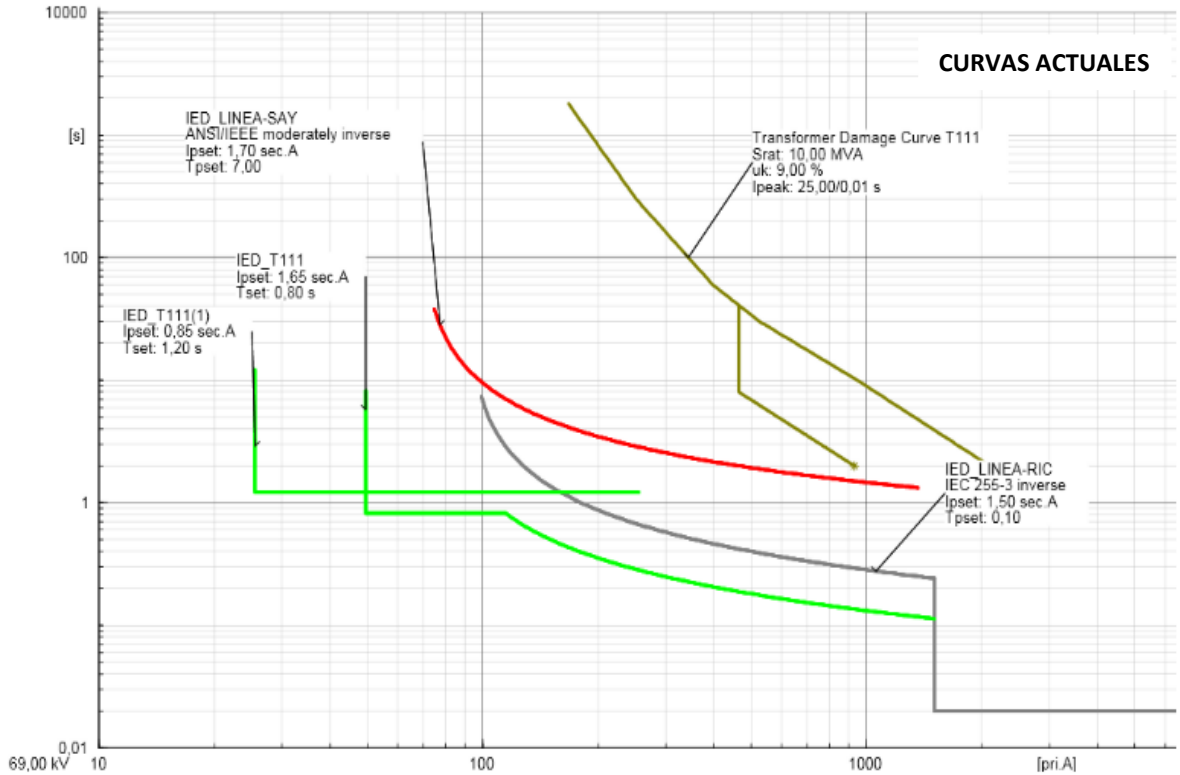
- Curvas del CHM.



**Figura H.7. Curvas de coordinación de las unidades T201 y línea Saucay(20)-P.Industrial(04) de Saucay.**



**Figura H.8. Curvas de coordinación de las unidades T202, T203 y línea Saucay(20)-P.Industrial(04) de Saucay.**



**Figura H.9. Curvas de coordinación de las unidades T111 y línea Saymirín(11)-Ricaurte(07) de Saymirín III y IV.**

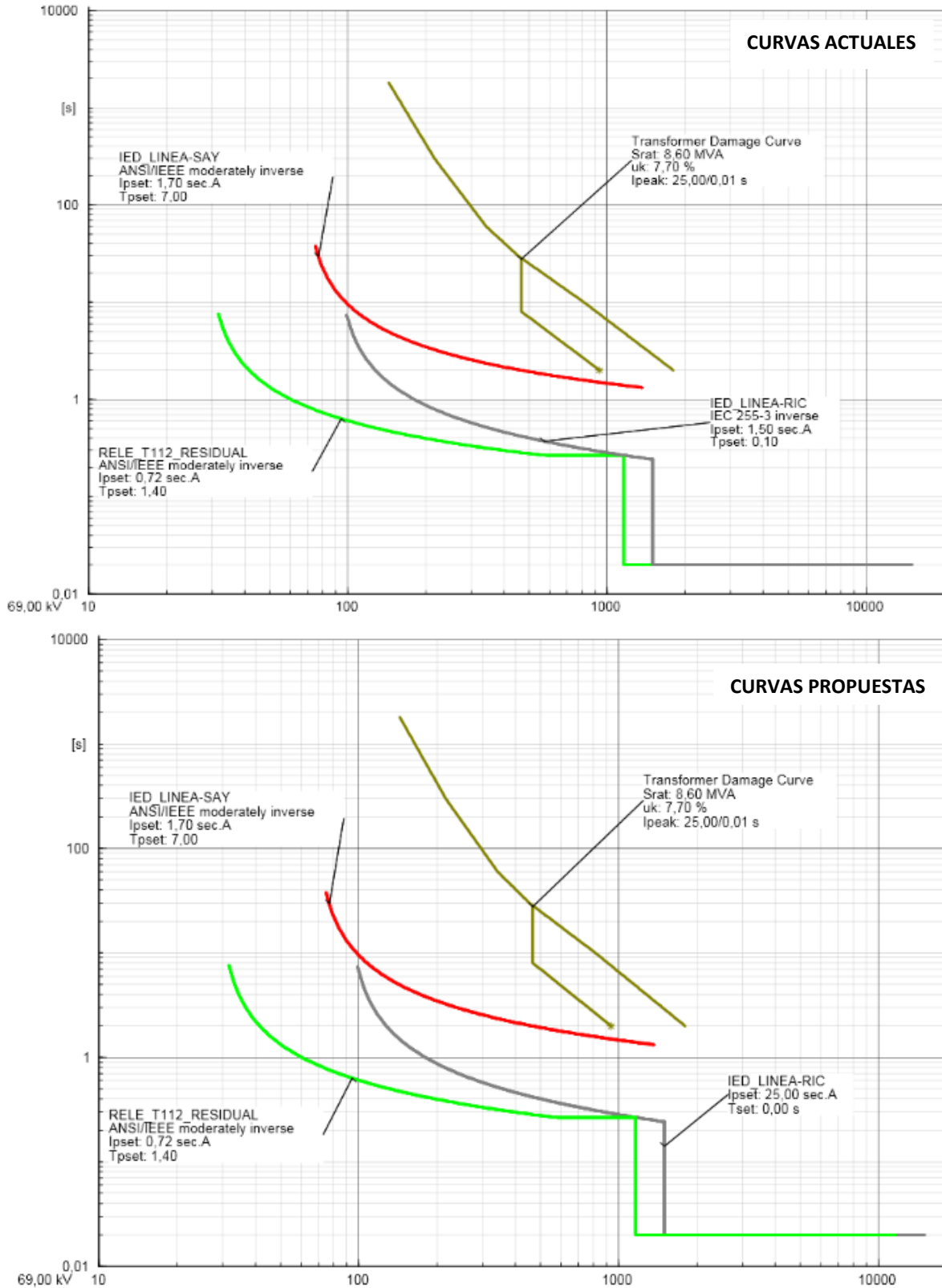
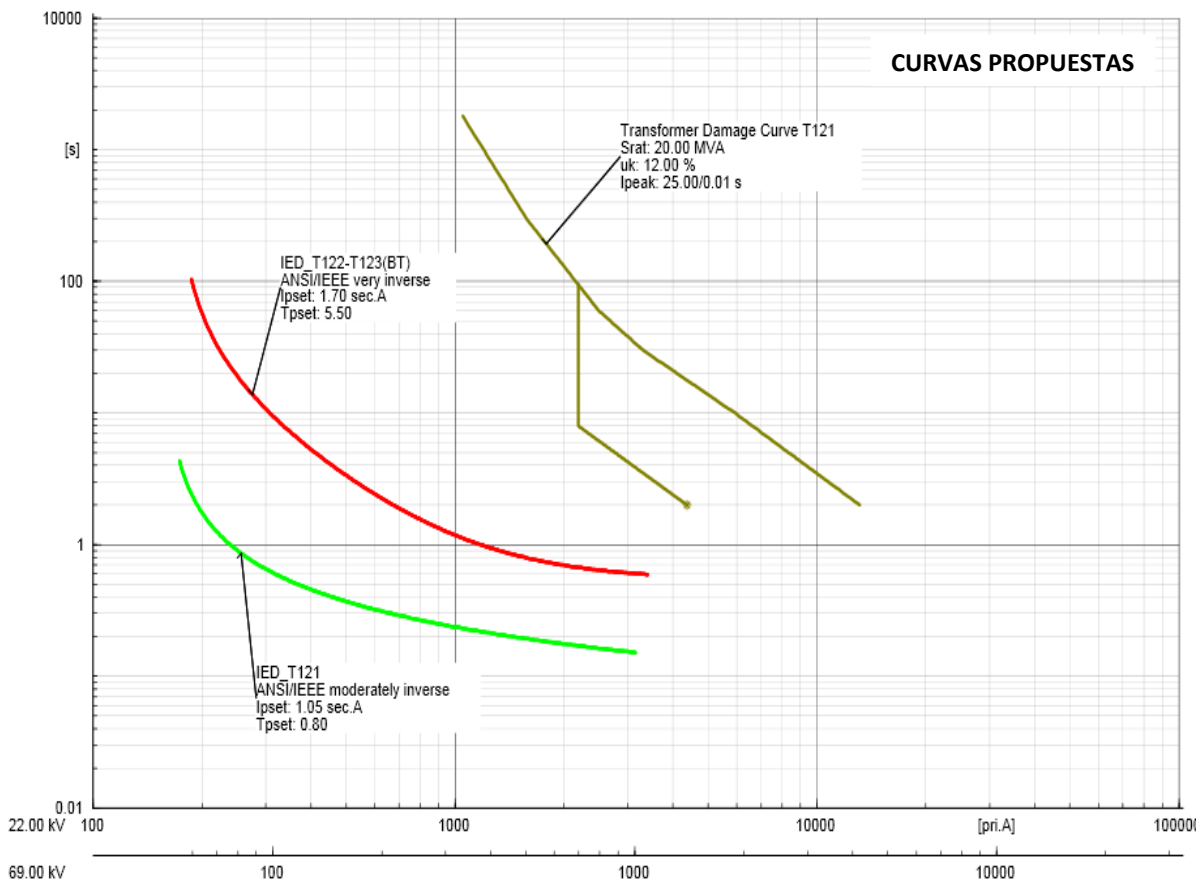
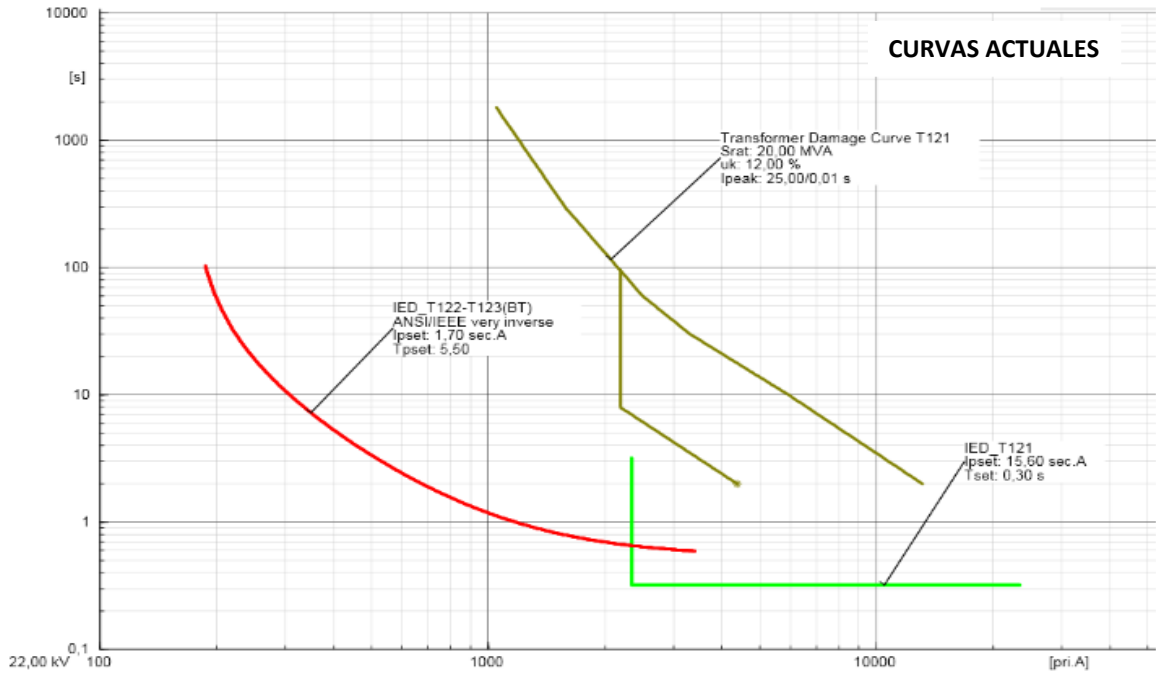


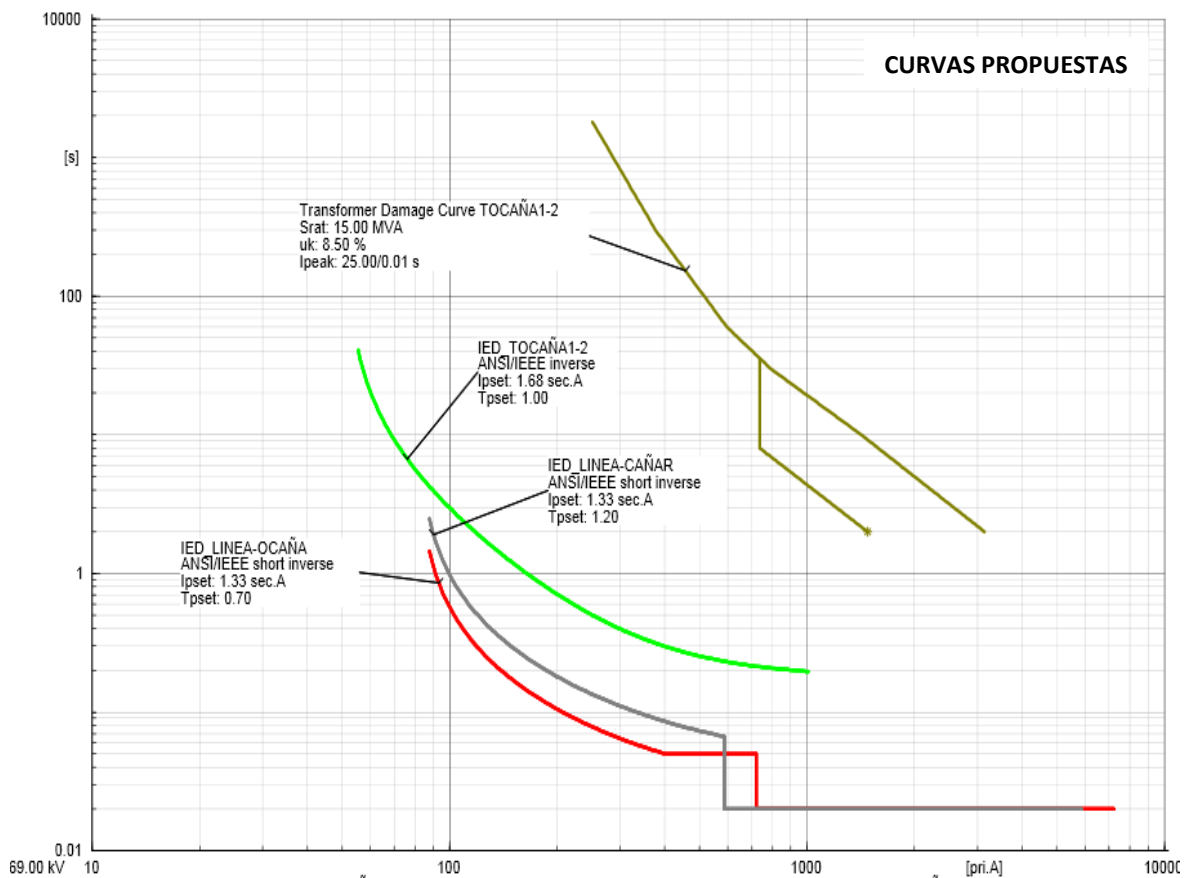
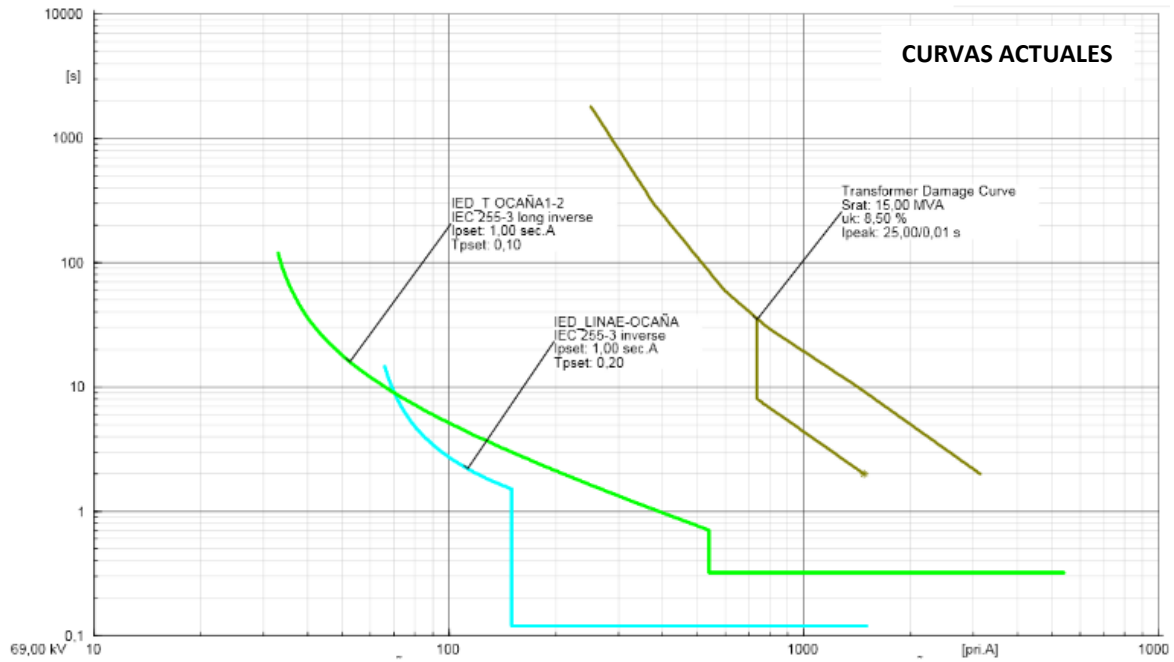
Figura H.10. Curvas de coordinación de las unidades T112 y línea Saymirín(11)-Ricaurte(07) de Saymirín V.

- Curvas de El Descanso.



**Figura H.11. Curvas de coordinación de las unidades T121 y T122-T123(BT) de El Descanso.**

- **Curvas de Ocaña.**



**Figura H.12. Curvas de coordinación de las unidades TOcaña1-2 y línea Ocaña-Cañar(18) de Ocaña.**



## ANEXO I

### ANÁLISIS DE LOS TIEMPOS DE ACTUACIÓN DE LAS PROTECCIONES PARA UNA FALLA REAL EN LA LÍNEA SAUCAY(20)-P.INDUSTRIAL(04)

El 30 de mayo del 2016 aproximadamente a las 16:18, se produjo una falla bifásica en la línea Saucay(20)-P.Industrial(04).

A continuación, se resumen los eventos registrados por los IED's de Saucay:

- A las 16:18:02.864 arranca la unidad 50 que protege a la línea.
- A las 16:18:02.872 arranca la unidad 50 que protege al transformador T202, pero esta unidad no llega a disparar.
- A las 16:18:02.880 dispara la unidad 50 que protege a la línea.
- A las 16:18:02.927 disparan las unidades 50 que protegen a los generadores Sau-U1 y Sau-U2.
- A las 16:18:58.153 disparan las unidades 81O que protegen a los generadores Sau-U3 y Sau-U4.

Analizando los eventos, se observa que para una falla en la línea el sistema de protecciones de Saucay no actúa selectivamente, debido a que las unidades instantáneas 50 de los generadores Sau-U1 y Sau-U2 actúan prácticamente en el mismo tiempo que la unidad instantánea 50 de la línea.

Por otra parte, las unidades 81O de los generadores Sau-U3 y Sau-U4, disparan aproximadamente 56 segundos después de que actúa la unidad 50 de la línea, este hecho se produce debido a que el interruptor de línea se abre y las unidades continúan generando, produciéndose un desbalance entre generación y demanda, lo que provoca que las unidades empiecen a embalsarse aumentando su frecuencia, hasta producirse el disparo de la protección 81O. La unidad instantánea 50 del transformador T202 arranca, pero no dispara.

A continuación, con la ayuda del software DIgSILENT PowerFactory, se procede a verificar la secuencia y los tiempos de actuación de las protecciones para los seteos actuales y propuestos. Debido a que los reportes del sistema SCADA no proporcionan la distancia a la cual se produjo la falla, se asume que la falla bifásica fue al 50% de la línea.

De la tabla I.1 se comprueba que efectivamente al momento de producirse la falla, con los seteos actuales las protecciones actúan de manera no selectiva, de la siguiente forma:

- La protección de la línea dispara instantáneamente debido a que la falla se produce dentro de su zona de protección.
- Las protecciones de las unidades Sau-U1 y Sau-U2 también disparan instantáneamente al producirse la falla, lo que provoca un sobrealcance en



la actuación de estas protecciones, debido a que la falla se produjo en una zona fuera de su zona de protección.

- Las protecciones de las unidades Sau-U3 y Sau-U4 disparan 2,52 seg después de haberse producido la falla, el cual es un tiempo alto de disparo.
- Las protecciones de los transformadores T202 y T203 disparan 23,4 seg después de haberse producido la falla. Este tiempo de disparo es demasiado alto, por eso en la falla real solo se produjo el arranque de la protección, pero no el disparo.

**Tabla I.1. Tiempos de actuación actuales y propuestos de las protecciones.**

	Tiempo actual (seg)	Tiempo propuesto (seg)
IED_SAU-P.IND	0,02	0,449
IED_T201	0,120	0,545
IED_SAU-U1	0,02	0,706
IED_SAU-U2	0,02	0,706
IED_T202	23,4	0,682
IED_T203	23,4	0,682
IED_SAU-U3	2,52	1,053
IED_SAU-U4	2,52	1,053

En contraste, con los seteos propuestos se produce una actuación selectiva de las protecciones, de la siguiente manera:

- La protección de la línea dispara en 0,449 seg, este retardo de tiempo en la actuación es debido a que, para setear el arranque de la protección, se consideran todas las topologías del CHM.
- Las protecciones de las unidades Sau-U1 y Sau-U2 disparan 0,707 seg después de haberse producido la falla. Con esta temporización se garantiza que disparen antes las protecciones que estén más cercanas a la falla.
- Las protecciones de las unidades Sau-U3 y Sau-U4 actúan 1,054 seg después de haberse producido la falla. Con esta temporización se garantiza que primero disparen las protecciones que se encuentran aguas abajo de los generadores, es decir las protecciones de los transformadores T202 y T203 actúan 0,372 seg antes que las protecciones de las unidades Sau-U3 y Sau-U4.

A continuación, se presentan las curvas de actuación de los IED's para los seteos actuales y propuestos, cuando sucede una falla al 50% de la línea Saucay(20)-P.Industrial(04).

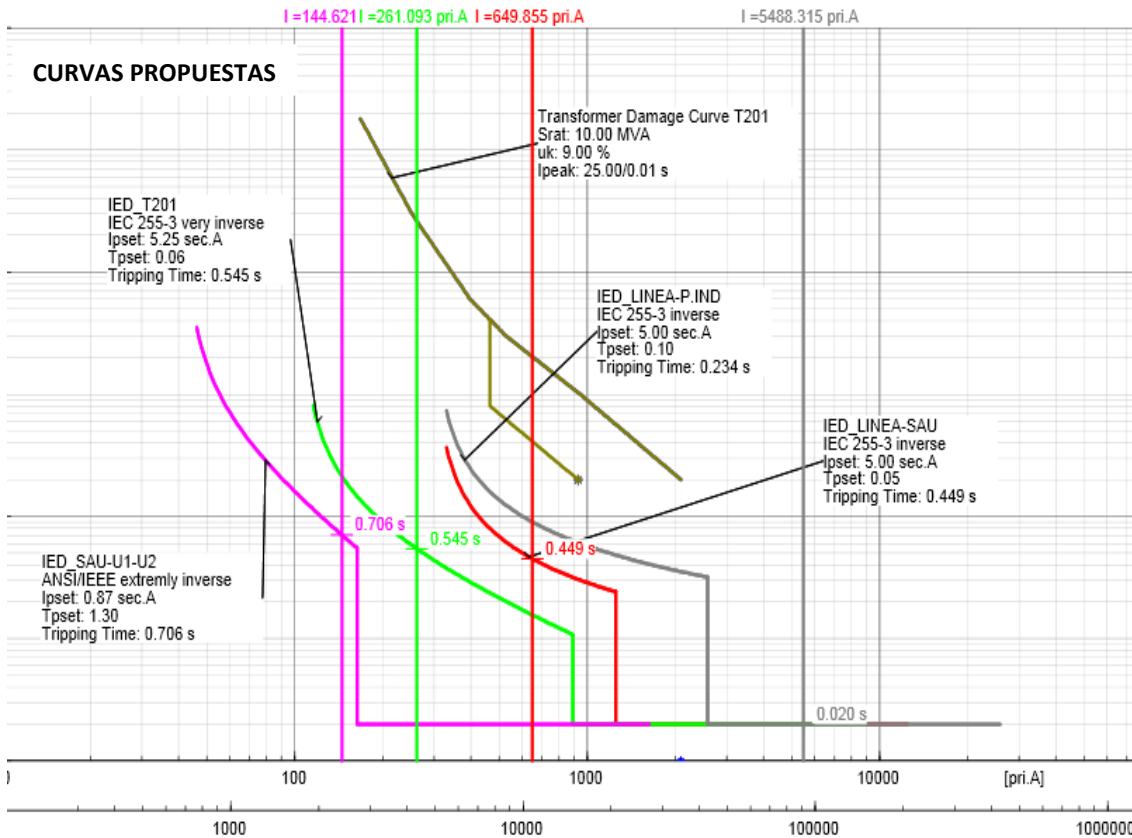
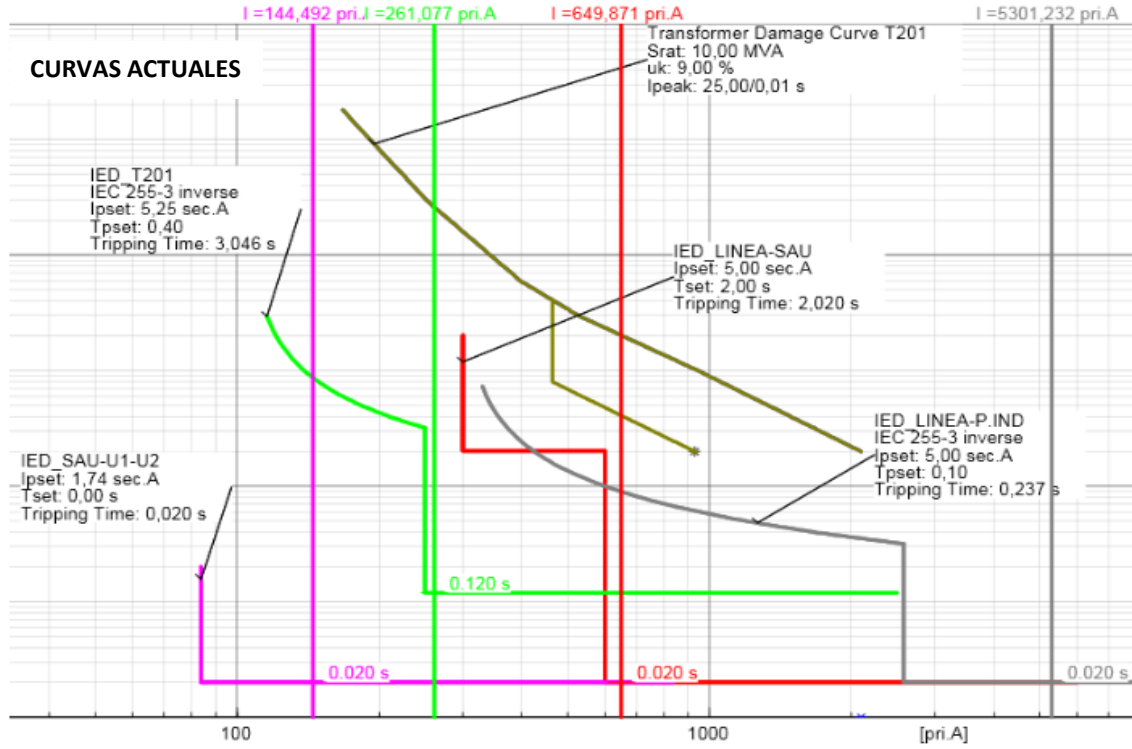


Figura I.1. Tiempos de actuación de las unidades Sau-U1, T201 y línea Saucay(20)-P.Industrial(04) de Saucay.

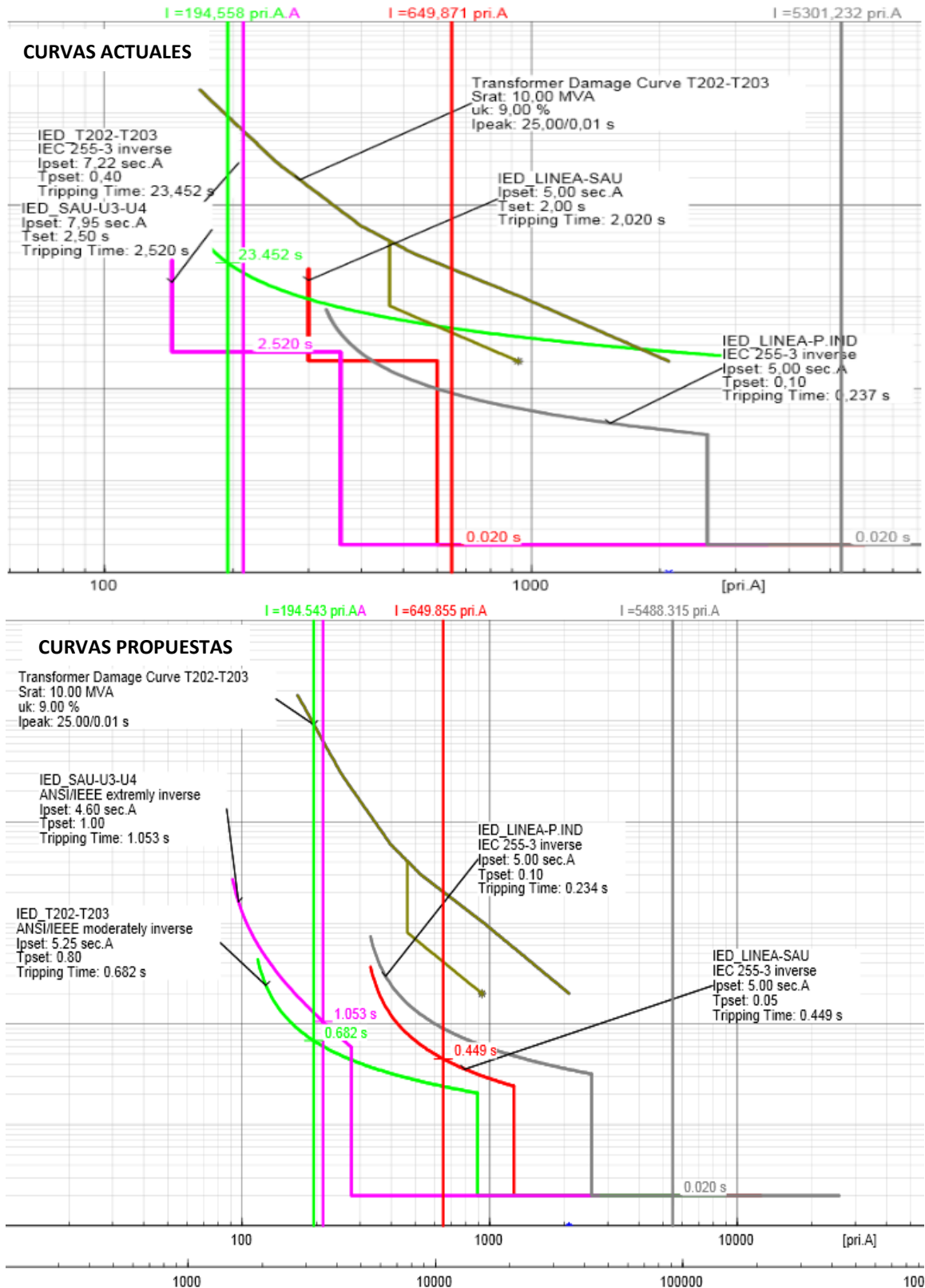


Figura I.2. Tiempos de actuación de las unidades Sau-U3, T202 y línea Saucay(20)-P.Industrial(04) de Saucay