

Índice

1.	OBJETO	3
2.	CONDICIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE 220 KV CONSIDERADAS	3
3.	ESTUDIO DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE GENERADORES DE LA CENTRAL	3
3.1.	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA CENTRAL	3
3.2.	FUNCIONES DE PROTECCIÓN DEL RELÉ REG 670	4
	PROTECCIÓN DE CORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA DE GENERADORES	6
3.3.	PROTECCIÓN DIFERENCIAL	7
3.3.1.	DIFERENCIAL DE GENERADOR (87G)	7
3.3.2.	DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR DE UNIDAD GENERADOR-TRANSFORMADOR (87T)	12
3.3.3.	RESTRICTED EARTH FAULT PROTECTION, LOW IMPEDANCE (REFPDIF, 87 REF)	15
3.4.	PROTECCIÓN DE DISTANCIA	17
3.4.1.	BACK UP DEL SISTEMA CON CARACTERÍSTICAS MHO (PDIS, 21)	17
3.4.1.1.	ZONA 1	19
3.4.1.2.	ZONA 2	20
3.4.1.3.	ZONA 3	22
3.4.2.	DIRECCIONAL	23
3.5	PROTECCIÓN PARA PÉRDIDA DE SINCRONISMO (POLE SLIP PROTECTION, PSPPPAM,78)	23
3.6	PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE EXCITACIÓN (LEXPDIS, 40)	26
3.7	PROTECCIÓN DE MÁXIMA CORRIENTE	31
3.7.1	PROTECCIÓN DE POTENCIA INVERSA (GOPPDOP, 32)	31
3.7.2	PROTECCIÓN DE MÍNIMA POTENCIA O SUB-POTENCIA (GUPPDUP, 37)	34
3.7.3	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA (OC4PTOC1)-ENERGIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR (51,EXCT)	34
3.7.4	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA (CVGAPC-1)- PROTECCIÓN DEL TRAF0 DE EXCITACIÓN (51) 35	35
3.7.5	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE RESIDUAL EF4PTOC_51N (TEF2)	38
3.7.6	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE RESIDUAL (CVGAPC-3)	40
3.7.7	PROTECCIÓN DE SOBRECARGA DEL GENERADOR CVGAPC-2 (GF02, 51)	43
3.7.8	PROTECCIÓN DE CORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA PARA MÁQUINAS (CVGAPC-4, 46)	47
3.7.9	PROTECCIÓN FALLA TIERRA ROTOR GVGAPC3 (GF03, 64R)	61
3.8	PROTECCIÓN POR ENERGIZACIÓN INADVERTIDA O ACCIDENTAL (AEGGAPC, 50/27)	61
3.9	PROTECCIÓN DE TENSIÓN	63
3.9.1	PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN CON DOS ETAPAS OV2PTOV (PTOV, 59)	63
3.9.2	PROTECCIÓN DE FALLA TIERRA ESTATOR 95% Y 100% 3RD HARMONIC _ (STEFHIZ, 59THD)	66

3.9.3	PROTECCIÓN DE SOBREENCITACIÓN OEXPVPH (OEX1, 24)	66
3.9.4	PROTECCIÓN DE SUBTENSIÓN UV2PTUV (PTUV, 27)	69
3.9.5	PROTECCIÓN DE SOBREENSIÓN RESIDUAL DE TIERRA ROV2PTOV (PTOV, 59N).....	71
3.9.6	SISTEMA DE SUPERVISIÓN SECUNDARIA SUPERVISIÓN DE FALLA FUSIBLE (RFUF).....	74
3.10	PROTECCIÓN DE FRECUENCIA	77
3.10.1	PROTECCIÓN DE SUB FRECUENCIA SPTUF (PTUF , 81U).....	77
3.10.2	PROTECCIÓN DE SOBRE FRECUENCIA SAPTOF (PTOF, 81O)	81
4.	BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA	83

1. OBJETO

El objetivo de este informe es brindar los resultados de ajustes de las funciones protección de los nuevos relés de los grupos generadores (Generador-Transformador de Elevación) de la central hidráulica del SIC (Sistema Interconectado Central).

Las nuevas protecciones son relés integrales de grupos generadores ABB REG 670, que protegen a los dos grupos de la central y reemplazarán al actual sistema de protecciones Siemens en servicio, convirtiéndose debido a su gran capacidad de ajuste en las protecciones principales de los grupos.

2. CONDICIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE 220 kV CONSIDERADAS.

Se consideraron para el presente estudio las condiciones del Sistema Interconectado Central que se encuentran disponibles en las bases de datos DigSilent de máxima y de mínima demanda del Sistema Interconectado Central, considerando todos los proyectos que el CDEC consideran que entrarán en servicio en el año 2013.

Por experiencia previa, los escenarios de Estudio a considerar fueron:

1. **Escenario Nº 1:** Alta Demanda del sistema en día hábil, Hidrología húmeda.
2. **Escenario Nº 2:** Alta Demanda del sistema en día hábil, Hidrología seca.
3. **Escenario Nº 3:** Baja Demanda del sistema en día hábil, Hidrología húmeda.
4. **Escenario Nº 4:** Baja Demanda del sistema en día hábil, Hidrología seca.

Para la determinación de los ajustes se tuvieron en cuenta los ajustes actuales de los generadores y transformadores de la central y los ajustes de las líneas de 220 kV que salen de la misma, a los fines de lograr la correcta coordinación de todas las protecciones y de cumplir con ciertos requisitos especiales que los fabricantes de los generadores indican para la protección de los mismos.

Se considero que la barra de 220 kV de la SE en todos los escenarios estará conectada a la SE Anco (barra de 220 kV) mediante una interconexión de muy corta longitud (117 metros), la cual condicionó varios de los ajustes de las funciones de conexión de la central.

3. ESTUDIO DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE GENERADORES DE LA CENTRAL

3.1. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA CENTRAL

La CH consta de dos unidades de generación conectadas a la red de transmisión a través de sendos transformadores elevadores, constituyendo lo que se denomina conexión en unidad generador-transformador, con puesta a tierra del generador a través de alta impedancia (Fig. 1).

A continuación se dan las características técnicas principales del equipamiento existente:

Generador

- Tensión Nominal: 13.8 kV
- Potencia Nominal: 220 MVA

- Corriente Nominal: 9204 A
- Potencia Activa Máxima = 239 kW
- CosFi nominal = 0.95
- Corriente Máxima = 10525 A
- Características: rotor de polos salientes, arrollamiento de amortiguamiento, puesta a tierra de alta impedancia (a través de un transformador de puesta a tierra)

Transformador

- Potencia Nominal: 240 MVA
- Tensión Nominal: 220/ 13.8 kV
- Grupo de conexión: YN / Δ (rígidamente puesto a tierra)

Conexión de la unidades generador y transformador de la CH

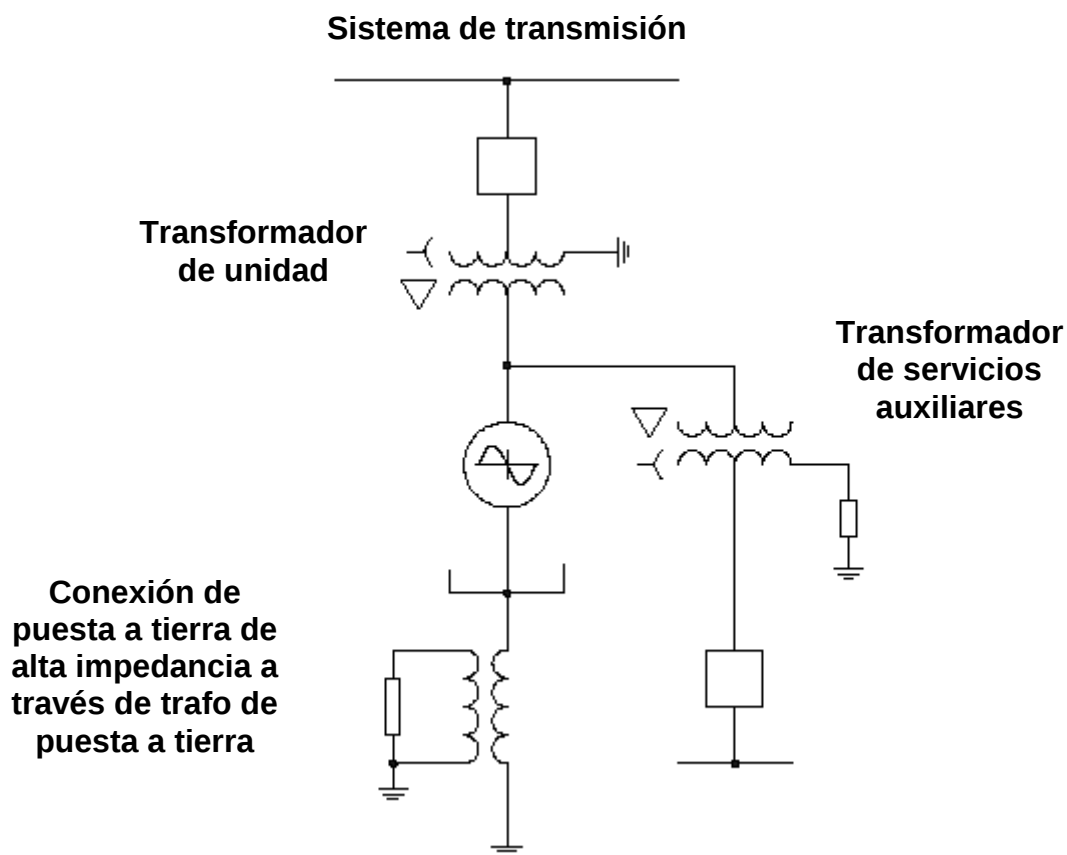


Fig. 1. Conexión de las unidades generador y transformador de la CH

3.2. FUNCIONES DE PROTECCIÓN DEL RELÉ REG 670

Este estudio de ajustes se realizó teniendo en cuenta fundamentalmente los requerimientos de protección de unidades de generación especificados en la norma ANSI-IEEE C37.102 "Guide for AC Generator Protection" C37.102 [1], la guía de ajustes la publicación "Generator protection REG670 Application manual, ABB Co." [6], norma ANSI / IEEE C37.91 "Guide for Protective Relay Applications for Power Transformers" [2], y las recomendaciones de autores expertos en las publicaciones "Gers, JM.,

Generator Protection. Relay Setting Calculations. Beckwith Co. "[3], "TUTORIAL IEEE DE PROTECCIÓN DE GENERADORES SINCRÓNICOS" del The Power Engineering Education Committee. Power System Relaying Committee [4] y "Reimert, Donald, Protective relaying for power generation systems" [5].

En la tabla 1 se detalla las funciones de protección del relé REG 670, resaltando las funciones habilitadas y no habilitadas.

TABLA 1 – FUNCIONES DE PROTECCIÓN DEL REG 670

FUNCIONES DE PROTECCIÓN	NOMBRE DE LA FUNCIÓN	FUNCIONES HABILITADAS	OBSERVACIONES
GRUPO: DIFFERENTIAL PROTECTION			
Generator differential protection	GENPDIF (87G)	SI	-
Transformer differential protection	T2WPDIF and T3WPDIF (87T)	SI	-
Restricted earth fault protection, low impedance	REFPDIF (7 REF)	SI	-
1Ph High impedance differential protection	HZPDIF	NO	Esta función se habilita y ajusta solo en sistemas con puestas a tierra de alta impedancia del sistema. No aplica en este caso.
GRUPO: IMPEDANCE PROTECTION			
Full-scheme distance measuring, Mho characteristic	ZMHPDIS (21)	SI	-
Directional impedance element for mho characteristic	ZDMRDIR (67)	SI	-
Pole slip protection	PSPPPAM (78)	SI	-
Loss of excitation	LEXPDIS (40)	SI	-
Sensitive rotor earth fault protection, injection based	ROTIPHIZ	NO	El modelo REG 670 adquirido no tiene incorporado el equipo de inyección de corriente, el cual se suministra en forma adicional.
100% stator earth fault protection, injection based	STTIPHIZ (64S)	NO	El modelo REG 670 adquirido no tiene incorporado el equipo de inyección de corriente, el cual se suministra en forma adicional.
GRUPO: CURRENT PROTECTION			
Instantaneous phase overcurrent protection	PHPIOC (50)	NO	-
Phase overcurrent protection	OC4PTOC (51)	SI	-
Energización de Trafo	OC4PTOC:1	SI	-
Residual overcurrent protection	EF4PTOC (51N)	SI	-
Directional negative phase	NS4PTOC (46)	NO	-

sequence overcurrent protection			
Thermal overload protection, two time constants	TRPTTR	NO	-
Breaker failure protection	CCRBFR (50BF)	NO	A partir de la información suministrada se deduce que la PFI no está implementada desde este relé.
Directional underpower protection	GUPPDUP (37)	NO	-
Directional overpower protection	GOPPDOP (32)	SI	-
Negative sequence time overcurrent protection for machines	NS2PTOC (46)	No	-
Accidental energizing protection for synchronous generator	AEGGAPC (51/27)	SI	-
GRUPO: VOLTAGE PROTECTION			
Undervoltage protection	UV2PTUV (27)	SI	-
Overvoltage protection	OV2PTOV (59)	SI	-
Residual Overvoltage protection	ROV2PTOV (59N)	SI	-
Overexcitation protection	OEXPVPH (24)	SI	-
100% Stator earth fault protection, 3rd harmonic based	STEFPHIZ (59 THD)	NO	-
GRUPO: FREQUENCY PROTECTION			
Underfrequency protection	SAPTUF (81U)	SI	-
Overfrequency protection	SAPTOF (81O)	SI	-
Rate-of-change frequency protection	SAPFRC (81RF)	No	Esta función se habilita y ajusta solo si está previsto realizar maniobras de desconexión automática de carga (DAC) o de generación (DAG). No aplica en la actual situación.
GRUPO: MULTIPURPOSE PROTECTION			
Sobrecarga del Generador (51)	CVGAPC-2	SI	-
Protección del Trafo de excitación	CVGAPC-1	SI	-
Corriente Residual-Fallas en el Sistema	CVGAPC-3	SI	-
Protección de corriente de secuencia negativa de generadores	CVGAPC-4	SI	
GRUPO: SECONDARY SYSTEM SUPERVISION			

Fuse failure supervision	SDDRFUF (60FL)	SI	-
--------------------------	-------------------	----	---

En los siguientes puntos se dan las tablas con los ajustes asignados a las funciones de protección habilitadas, organizadas por grupo de funciones de protección.

3.3. PROTECCIÓN DIFERENCIAL

3.3.1. DIFERENCIAL DE GENERADOR (87G)

La función 87G toma las corrientes en las tres fases medidas tanto del lado del neutro como del lado de los terminales del generador. La corriente diferencial en cada fase se calcula como el módulo de la suma vectorial de las corrientes en cada fase; así por ejemplo para la fase 1 es:

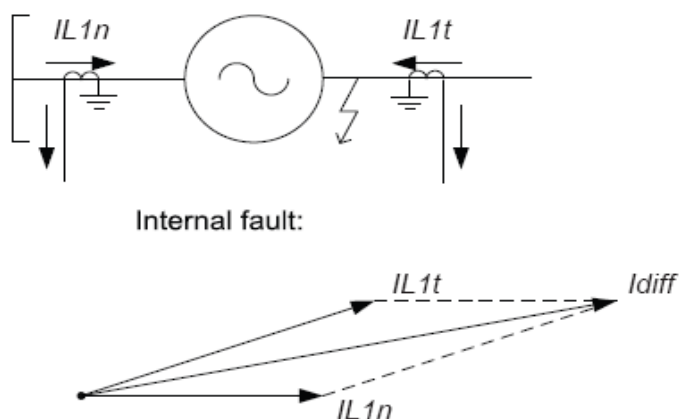
$$I_{diff_L1} = \text{SQRT} [(Re (IL1n + IL1t)) **2 + (Im(IL1n + IL1t))**2]$$

Como corriente de restricción o bias se toma directamente la máxima de las corrientes de fase medidas:

$$I_{bias} = \text{Max} (IL1n, IL2n, IL3n, IL1t, IL2t, IL3t)$$

En la fig. 2 se muestra el principio de funcionamiento:

• Fallas Internas



• Fallas externas

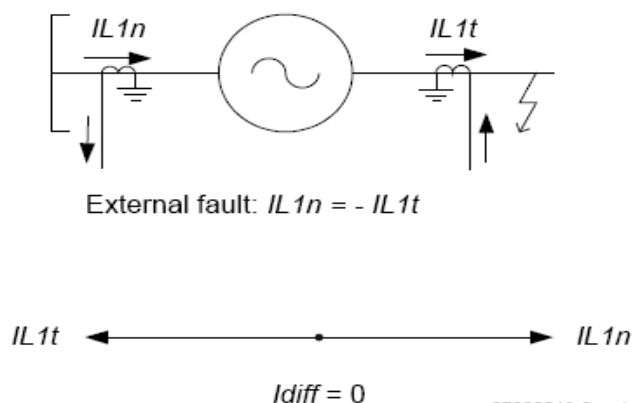


Fig. 2 - Principio de funcionamiento de la función 87G

Para una falla externa se cumple teóricamente $IL1n = -IL1t = 0$.

Los TI en este caso son de relación de transformación $N = 10000/5$ y clase 10P20 (fig. 3).

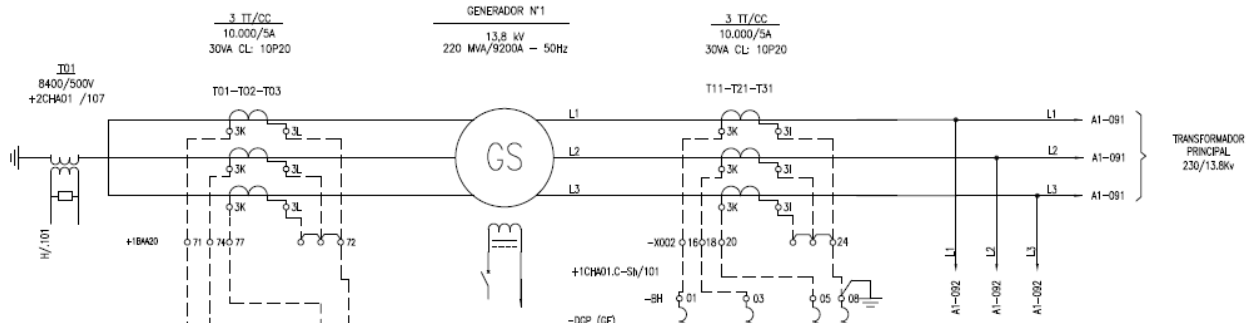


Fig. 3 - Esquema de conexión de los TI del lado de neutro y terminales

Dado que la corriente máxima de falla que pasa por los TI a la salida del generador para un cortocircuito trifásico interno es de aprox. 65 kA (< a 20 veces 10000) y para un cortocircuito trifásico externo entre el generador y transformador elevador es de aprox. 47 kA (< a 20 veces 10000), luego los TI no saturarán durante el período de medición y cálculo de los fasores, y los errores de medición estarán dentro de los límites establecidos por las normas.

La característica de protección diferencial de restricción se muestra en la fig. 4. La característica se define por los ajustes de:

- IdMin
- EndSection1
- EndSection2
- SlopeSection2
- SlopeSection3

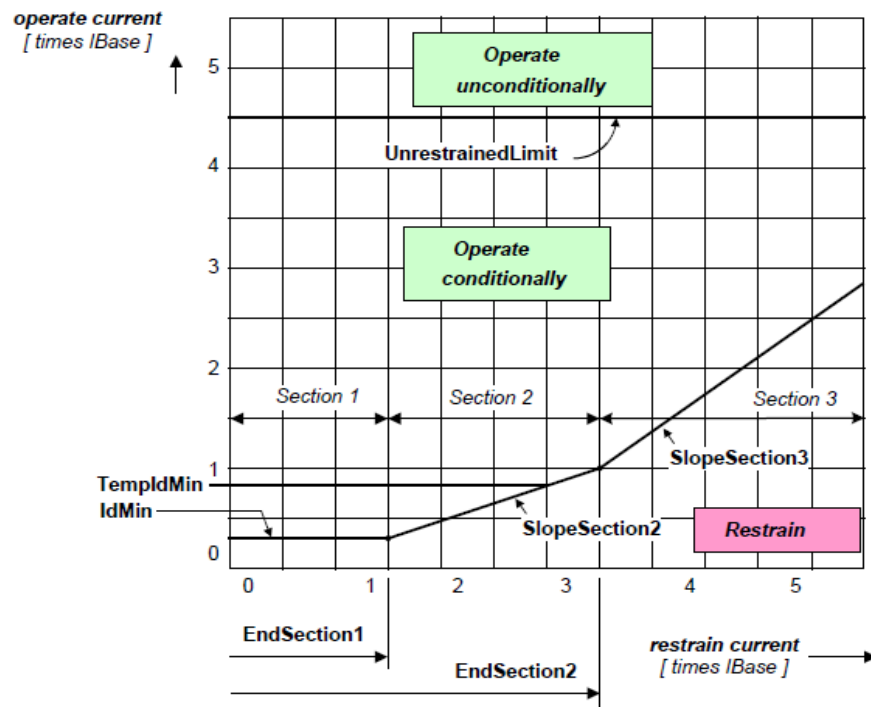


Fig.4 - Parámetros a ajustar de la función 87G

Para que esta función tenga el mismo comportamiento de la función ajustada en el relé DGP, se asignaron valores idénticos de corriente mínima de arranque y pendiente de la característica corriente de operación vs. corriente de restricción. En la tabla siguiente se dan los criterios y cálculos de ajuste que se realizaron para el relé DGP [10]:

3.1. Protección diferencial.

El criterio de ajuste de esta protección debe considerar que no debe operar, debido a problemas de saturación o errores de medición en los transformadores de corriente para fallas externas máximas, aunque puede tener partida, pero debe operar para toda falla interna al área protegida..

TT/CC: 10.000/5 Clase 10P20.

C.C. 3φ externo máximo : 43,7 kA. = 21,85 Amp.sec.

Por sus características, los TT/CC no se saturan para esta falla y el máximo error que pueden presentar, de acuerdo con el nivel de cortocircuito existente, es de 4,2%, por lo tanto, la mayor diferencia de corrientes que pueden aparecer, considerando errores máximos y opuestos, será de:

Falla externa máxima = $21,85 \times 0,042 \times 2 = 1,84$ Amp, por lo que el pick up para la partida de la medición de la protección deberá ser inferior a este valor.

Por otra parte, considerando que los TT/CC son de idénticas características, basta una pendiente de la característica de la protección (slope) de un 15% para quedar a cubierto de los errores de medición, esta pendiente de 15% conduce a un valor del factor K1 de 2%.

La partida de la medición está determinada por el pick up = $|I_1 - I_2|$ y la operación por el cumplimiento de la desigualdad $|I_1 - I_2|^2 \geq K |I_1 * I_2|$, en que $K = K1$ si $I_1 * I_2 < 81$ y $K = 15 * K1$ si $I_1 * I_2 > 81$.

Con los valores de ajuste de pickup = 0,75 Amp. y $K1 = 2\%$, se cumple con la condición de tener partida pero no operación para falla externa máxima, puesto que $|I_1 - I_2| > \text{pick up}$ y la desigualdad $|I_1 - I_2|^2 \geq 15K1 |I_1 * I_2|$ no se cumple.

Por otra parte, en el caso que la falla sea interna, las corrientes de cortocircuito resultan ser $I_1 = 21,85$ e $I_2 = -20,4$, por lo que se tiene partida ya que $|I_1 - I_2| > 0,75$ y además se cumple con la desigualdad $|I_1 - I_2|^2 \geq 15K1 |I_1 * I_2|$ y se tiene operación.

STATOR DIFFERENTIAL: 87G			
201	TRIP	Configure Trip Output	1110
202	ALARM	Configure Alarm Output	1000
203	K1	K Factor	0.02
204	PICKUP	Pickup Level	0,75 Amps

Partiendo de estos valores se ajustó:

- **IdMin** = 0,75 A
- **EndSection1:** Teniendo en cuenta lo recomendado por ABB en el manual de aplicación [6], en la Sección 1 el riesgo de corriente diferencial falsa es muy bajo, por lo menos hasta 1.25 veces la corriente nominal del generador, luego el ajuste de EndSection1 se ajustó en ese valor.
- **EndSection2:** El valor de EndSection2 se ajustó en 10 veces la corriente nominal.
- **SlopeSection2:** se ajustó en 15% en correspondencia con el DGP
- **IdUnre:** Adicionalmente se ajustó el parámetro IdUnre con el cual se especifica la sensibilidad de la etapa de protección diferencial sin restricciones. La elección del valor de ajuste se basó en el cálculo de la

corriente de cortocircuito máxima a la salida del generador en el lado de baja tensión del transformador. IdUnre se establece como un múltiplo de la corriente nominal del generador. Si bien el valor de la corriente de falla máxima es de 64 kA, igual a 7 veces la corriente nominal del generador, IdUnre se ajustó en 5.

El resto de los parámetros se ajustaron siguiendo las recomendaciones de ABB en [6].

A continuación se muestra la tabla con los valores ajustados.

BASIC PARAMETER GROUP SETTINGS FOR THE GENPDIF_87G (GDP1-) FUNCTION

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
IBase	100.0 - 100000.0	0.1	5000.0	A	Rated current of protected generator, Amperes	9204
InvertCT2Curr	No Yes	-	No	-	Invert CT 2 curr., yes (1) or no (0). Default is no (0).	No
Operation	Off On	0.05	Off	-	Operation Off / On	On
IdMin	0.05 - 1.00	0.01	0.25	IB	Section 1 sensitivity, multiple of generator rated current	0,16 (corresponde a 0,75 A en el secundario)
IdUnre	1.00 - 50.00	0.01	10.00	IB	Unrestr. prot. limit, multiple of generator rated current	5,00
OpNegSeqDiff	No Yes	-	Yes	-	Negative Sequence Differential Enable Off/On	Yes
IMinNegSeq	0.02 - 0.20	0.01	0.04	IB	Neg. sequence curr. Limit, as multiple of gen. rated curr.	0,05
EndSection1	0.20 - 1.50	0.01	1.25	IB	End of section 1, Multiple of generator rated current	1,25
EndSection2	1.00 - 10.00	0.1	3.00	IB	End of section 2, multiple of generator rated current	10,0
SlopeSection2	10.0 - 50.0	0.1	40.0	%	Slope in section 2 of operate-restrain characteristic, in %	15,0
SlopeSection3	30.0 - 100.0	0.1	80.0	%	Slope in section 3 of operate-restrain characteristic, in %	--
OpCrossBlock	No Yes	-	Yes	-	Operation On / Off for cross-block logic between phases	yes
NegSeqROA	30.0 - 120.0	0.1	60.0	Deg	Operate Angle of int/ext neg. seq. fault discriminator, deg	60
HarmDistLimit	5.0 - 100.0	0.1	10.0	%	(Total) relative harmonic distortion limit, percent	30
TempIdMin	1.0 - 5.0	0.1	2.0	IdMin	Temp. Id pickup when input raisePickUp=1, multiple of IdMin	2,5
AddTripDelay	0.000 - 60.000	0.001	0.100	s	Additional trip delay, when input raisePickUp=1	0,10

OperDCBiasing	Off On	-	Off	-	Operation DC biasing On / Off	On
---------------	-----------	---	-----	---	-------------------------------	----

3.3.2. DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR DE UNIDAD GENERADOR-TRANSFORMADOR (87T)

El ajuste de esta función abarca al transformador de unidad elevador y al transformador de servicios auxiliares en forma de un solo bloque.

Del mismo modo que para la función 87G, la característica de protección diferencial de restricción es la misma mostrada en la fig. 4 y los mismos parámetros de ajuste; para que esta función tenga el mismo comportamiento de la función ajustada en el relé TPU2000R (actualmente funcionando como diferencial larga), se ha tomado como base los valores de ajuste de esta. El resto de los valores ajustados están basados en lo recomendado por ABB en [6] y especialistas en [7]:

En la tabla siguiente se muestran los criterios y cálculos de ajuste que se realizaron para el relé TPU2000R [10]:

1.0 PROTECTION CRITERIA The the two (2) Colbun generator/transformers will be protected by a high speed current differential relaying system as overall protection and Step Distance relay will be used to as a secondary systemn to protect the high voltage cable between the Colbun Substation and the Step Up Trasformer. This protection systems are in accordance with the Protection Application Document approved by COLBUN. 2.0 SETTING CALCULATIONS 2.1 Overral Differential Protection, DEVICE 87G1, G2 The overral differential relaying system will consist of the TPU2000R with three windings. The relalay will be installed at the COLBUN Power Plant and its trip output will send the signal to the existing Generators Matrix Tripping. 2.1.1 Setings: Step Up Transformer: 240 MVA, 230 / 13.8 kV, (D, Y) X = 14.1 % Taps: + 5 %, - 2.5 %

	HIGH SIDE	LOW SIDE
Rated Current, I fl	20MVA / [1.732 x 220 kV] = 630 Amps	20MVA / [1.732 x 13.8 kV] = 10, 041 Amps
CT Ratio	1000:1	10000:5 x5 x:1 = 10000:1
Sec. Current, I sec	0.63 Amps	1.0041
CT Connection	Star	Star
Relay Current, I ry	0.63	1.0041
Tap Setting	I th = 0.6	I tl = 1.0

$$\text{Mismatch Calculation} = [I_{th} / I_{tl} - I_{rh} / I_{rl}] / [I_{th} / I_{tl}]$$

$$= [.627 - .6] / 0.06 = 4.6 \%$$

$$\text{Transformer Taps} = + 5\%, - 2.5 \%$$

$$\text{Overall Mismatch} = 4.57 + 5 = 9.57 \% \text{ use } 25 \%$$

$$\text{Settings} = \text{Winding 1} = 1.0 \text{ Amps, } 13.8 \text{ kV side}$$

$$\text{Winding 2} = 0.6 \text{ Amps, } 220 \text{ kV side}$$

$$\text{Winding 3} = -0.6 \text{ Amps, } 220 \text{ kV side}$$

$$\text{Slope} = 25 \%$$

$$87 \text{ H (HI set differential)} = 10 \times I \text{ operating current}$$

All other protective functions of the TPU will be disabled

- **IdMin**

Ajustado por arriba de la corriente de magnetización y errores de los TI. **En el estudio de [10] no figura la corriente mínima de operación ajustada en la TPU2000R.** Debido a ello y dado que los valores típicos de ajuste varían entre 0.3 y 0.4 pu. de la corriente IB, tomada como la corriente nominal del arrollamiento primario, se adoptó un valor de ajuste de 0.3 pu, según lo recomendado por ABB en [6] y especialista en [7].

- **EndSection1**

Ajustada normalmente para una corriente de restricción < 2 x IB. En este caso se ajustó en 1.

- **EndSection2**

Típicamente se ajusta en 2 x IB, y se adoptó ese valor. Este ajuste asume que cualquier corriente por arriba de este valor es una condición de falla y se utiliza para desensibilizar el elemento contra reproducción errónea de las corrientes debido a la saturación del TI.

- **SlopeSection2**

Ajustada para contrarrestar los errores de los TI. **Se ajustó en 25% coincidente con el valor que se ajustó en la TPU2000R.**

- **SlopeSection3**

Normalmente se ajusta entre 60% a 100%. Previene la operación errónea del relé para fallas atravesantes con saturación del TI.

Adicionalmente se ajustan los parámetros:

- ***I2/I1Ratio (Inrush Restraint)***

Normalmente ajustado entre 10 y 15%; en este caso se ajustó en 15%.

- ***I5/I1Ratio (Overexcitation Restraint)***

Normalmente es ajustado en 30% y ese fue el valor ajustado.

- ***IdUnr***

Normalmente ajustada en 10 x IB. Este valor debe ser ajustado por arriba del máximo valor posible de corriente posible inrush. La C37.91 [2], sección 5.2.3, establece 10 p.u. como valor aceptable, del mismo modo que ABB [6]. Para un ajuste más fino, se puede usar datos capturados durante maniobras de energización.

El resto de los parámetros se ajustaron siguiendo las recomendaciones de ABB en [6].

A continuación se muestra la tabla con los valores ajustados.

BASIC GENERAL SETTINGS FOR THE T3WPDIF_87T (T3D1-) FUNCTION

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
RatedVoltageW1	0.05 - 2000.00	0.05	400.00	kV	Rated voltage of transformer winding 1 (HV winding) in kV	220,0
RatedVoltageW2	0.05 - 2000.00	0.05	231.00	kV	Rated voltage of transformer winding 2 in kV	13,8
RatedVoltageW3	0.05 - 2000.00	0.05	10.50	kV	Rated voltage of transformer winding 3 in kV	13,8
RatedCurrentW1	1 - 99999	1	577	A	Rated current of transformer winding 1 (HV winding) in A	630,0 (240 MVA)
RatedCurrentW2	1 - 99999	1	1000	A	Rated current of transformer winding 2 in A	10041,0 (240 MVA)
RatedCurrentW3	1 - 99999	1	7173	A	Rated current of transformer winding 3 in A	84 (2 MVA)
ConnectTypeW1	WYE (Y) DELTA (D)	-	WYE (Y)	-	Connection type of winding 1: Y-wye or D-delta	WYE (Y)
ConnectTypeW2	WYE (Y) DELTA (D)	-	WYE (Y)	-	Connection type of winding 2: Y-wye or D-delta	D-delta
ConnectTypeW3	WYE (Y) DELTA (D)	-	DELTA (D)	-	Connection type of winding 3: Y-wye or D-delta	D-delta
ClockNumberW2	0 [0 deg] 1 [30 deg lag]	-	0 [0 deg]	-	Phase displacement between W2 & W1=HV winding, hour notation	1 [30 deg lag]
ClockNumberW3	0 [0 deg] 1 [30 deg lag]	-	5 [150 deg lag]	-	Phase displacement between W3 & W1=HV winding, hour notation	1 [30 deg lag]

BASIC PARAMETER GROUP SETTINGS FOR THE T3WPDIF_87T (T3D1-) FUNCTION

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
Operation	Off ON	-	Off	-	Operation Off / On	On

SOTFMode	Off ON	-	On	-	Operation mode for switch onto fault feature	Off
tAlarmDelay	0.000 - 60.000	0.001	10	S	Time delay for diff currents alarm level	10,00
IDiffAlarm	5 - 100	1	20	%IB	Diff. current alarm pickup level set as % of W1 base current	20
IdMin	0.10 - 0.60	0.01	0.3	IB	Section1 sensitivity, multi. of base curr, usually W1 curr.	0,3
IdUnre	1.00 - 50.00	0.01	10	IB	Unrestr. prot. limit, multi. of base curr. usually W1 curr.	10,00
CrossBlockEn	Off ON	-	On	-	Operation Off/On for cross-block logic between phases	On
NegSeqDiffEn	Off ON	-	On	-	Operation Off/On for neg. seq. differential protections	On
IMinNegSeq	0.02 - 0.20	0.01	0.04	IB	Neg. seq. curr. limit, mult. of base curr, usually W1 curr.	0,04
NegSeqROA	30.0 - 120.0	0.1	60	Deg	Operate Angle for int. /ext. neg. seq. fault discriminator	60,0
EndSection1	0.20 - 1.50	0.01	1.25	IB	End of section 1, multi. Of base current, usually W1curr.	1,00
EndSection2	1.00 - 10.00	0.01	3.00	IB	End of section 2, multi. Of base current, usually W1 curr.	2,00
SlopeSection2	10.0 - 50.0	0.1	40.0	%	Slope in section 2 of operate-restrain characteristic, in %	25,0
SlopeSection3	30.0 - 100.0	0.1	80.0	%	Slope in section 3 of operate-restrain characteristic, in %	60,00
I2/I1Ratio	5.0 - 100.0	1	15.0	%	Max. ratio of 2nd harm. To fundamental harm dif. curr. in %	15,0
I5/I1Ratio	5.0 - 100.0	1	25.0	%	Max. ratio of 5th harm. To fundamental harm dif. curr. in %	25,0
OpenCTEnable	Off ON	-	On	-	Open CT detection feature. Open CTEnable Off/On	On
tOCTAlarmDelay	0.100 - 10.000	0.001	3	S	Open CT: time in s to alarm after an open CT is detected	3,0
tOCTResetDelay	0.100 - 10.000	0.001	0.25	S	Reset delay in s. After delay, diff. function is activated	10,0
tOCTUnrstDelay	0.10 - 6000.00	0.01	10	S	Unrestrained diff. protection blocked after this delay, in s	0,5

3.3.3. RESTRICTED EARTH FAULT PROTECTION, LOW IMPEDANCE (REFPDIF, 87 REF)

Con esta función se logra una detección rápida y sensible de fallas a tierra de cualquier arrollamiento conectado en estrella con el centro de estrella conectado a tierra en forma rígida. La función REFPDIF se utiliza como protección de unidad. En este caso se conecta al arrollamiento de 220 kV del transformador elevador. El esquema de conexión de la REFPDIF se muestra en la fig. 6.

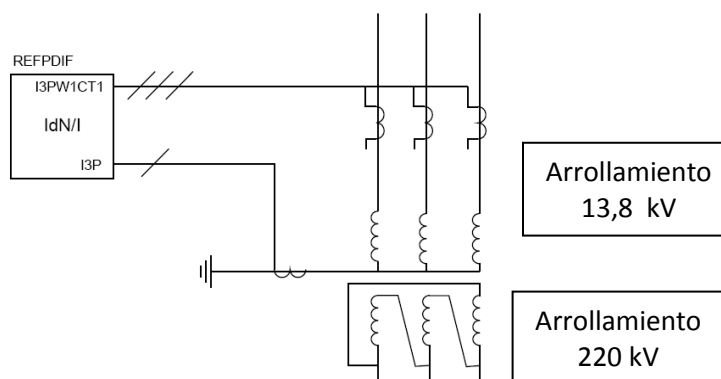


Fig. 6 - Conexión de la REFPDIF

Hay que tener en cuenta que las fallas fase-tierra son las más comunes en transformadores de este tipo y por lo tanto es deseable una protección sensible de fallas a tierra. La REFPDIF puede detectar fallas tales como:

- Fallas a tierra en el devanado del transformador cuando la red está conectado a tierra a través de una impedancia
- Defectos a tierra en el devanado del transformador en la red sólidamente conectado a tierra cuando el punto de la falla se encuentra cerca del punto de estrella de bobinado.

La REFPDIF no se ve afectada, como la protección diferencial 87T, con los siguientes fenómenos relacionados con transformador de potencia:

- las corrientes inrush
- corrientes de sobreexcitación
- cambios del TAP
- fallas externas e internas de fase sin contacto a tierra
- las condiciones de sobrecarga

El ajuste principal de esta función es la corriente diferencial mínima de operación I_{dMin} , dada en % de la I_{Base} tomada como la corriente nominal del arrollamiento protegido. Si bien las recomendaciones del Application Manual REG670 de ABB [6] es ajustar I_{dMin} en 30% de I_{base} , se ajustó la misma en 24% de I_{Base} :

$$I_{dMin} = 0.24 \times 630 \text{ A} = 150 \text{ A/p}$$

Con este ajuste se logra una sensibilidad adecuada hasta para fallas de alta impedancia en espiras cerca del neutro.

Por ejemplo:

Para una falla monofásica con $R_f = 15 \text{ Ohm}$ en los bornes del transformador en 220 kV (100% del arrollamiento), la corriente de neutro es de aprox. 1500 A.

Suponiendo una variación lineal de la corriente de neutro con el número de espiras del arrollamiento, este ajuste sería sensible hasta para fallas de $R_f = 15 \text{ Ohm}$ al 10% del arrollamiento.

El resto de los parámetros se ajustaron siguiendo las recomendaciones de ABB en [6].

A continuación se muestra la tabla con los valores ajustados.

REFPDIF GROUP SETTINGS (BASIC)

NAME	VALUES (RANGE)	UNIT	STEP	DEFAULT	DESCRIPTION	SETTING
Operation	Off On	-	-	Off	Operation Off / On	On
I _{Base}	1 – 99999	A	1	3000	Base current	630,0
I _{dMin}	4.0 – 100.0	%I _B	0.1	10.0	Maximum sensitivity in % of I _{base}	24
CTFactorPri1	1.0 – 10.0	-	0.1	1.0	CT factor for HV side CT1 (CT _{1rated} / H _v rated current)	1,6
CTFactorPri2	1.0 – 10.0	-	0.1	1.0	CT factor for HV side CT2 (CT _{2rated} / H _v rated current)	1,6
CTFactorSec1	1.0 – 10.0	-	0.1	1.0	CT factor for MV side CT1 (CT _{1rated} / M _v rated current)	-
CTFactorSec2	1.0 – 10.0	-	0.1	1.0	CT factor for MV side CT2 (CT _{2rated} / M _v rated current)	-
ROA	60 – 90	Deg	1	60	Relay operate angle for zero sequence directional feature	60

3.4. PROTECCIÓN DE DISTANCIA

3.4.1. BACK UP DEL SISTEMA CON CARACTERÍSTICAS MHO (PDIS, 21).

Esta función con característica Mho se utiliza comúnmente como respaldo ante fallas en el sistema de transmisión. Esta función está alimentada desde los TI de fase conectados del lado del neutro de los arrollamientos y TV conectado del lado de los terminales del generador. Dado que hay un transformador con conexionado Delta/Estrella a tierra entre el generador y el sistema de transmisión, tanto fallas fase-fase y fase-tierra en el sistema se verán como fallas fase-fase del lado del generador, y por lo tanto se ajustó solamente las unidades de fase de la función.

Se definieron 3 zonas de actuación siguiendo los lineamientos de la norma C37.102 [1] y especialistas en [3, 5,6], y tomado los valores de impedancia calculadas que figuran en la siguiente tabla:

LUGAR DE FALLA	FALLA TRIFÁSICA					
	U [kV]		I [A]		Z VISTA [Ω]	
	Mod	Ang [Gra]	Mod	Ang [Gra]	Mod	Ang [Gra]
COLBUN 220	3,32	-29,19	29730	-117,67	0,112	88,48
ANCOA 220	3,35	-29,18	29576	-117,69	0,113	88,51
ANCOA 500	5,78	-29,38	17346	-118,35	0,333	88,97
MACHICURA 220	4,91	-31,84	20433	-114,54	0,240	82,7
MACHICURA 13.2	8,52	0,09	1443	-90,16	5,904	90,25
CANDELARIA 220	6,33	-31,71	12141	-111,88	0,521	80,17

- Zona 1 se ajustó para alcanzar el 80% de la impedancia del transformador de unidad ($0,8 \times 0,112 \text{ Ohm} = 0,09 \text{ Ohm}$), con funciones de respaldo de la 87G y 87T, con un tiempo de actuación $T1 = 0,4 \text{ s}$

- Zona 2 se ajustó con el menor valor de los dos casos siguientes:

1. 120% del transformador de unidad ($1,2 \times 0,112 = 0,134 \text{ Ohm}$)
2. 60% de la impedancia vista para una falla en Machicura 220 ($0,6 \times 0,240 = 0,144 \text{ Ohm}$)

Finalmente se ajustó en $0,134 \text{ Ohm}$, con un tiempo de actuación de $T2 = 0,8 \text{ s}$; con este ajuste se cubre al mismo tiempo parte de la estación de interconexión Ancoa 220/ 500 kV con un tiempo adecuado de coordinación con los relés de estación.

- Zona 3 se ajustó en 120% de la impedancia vista para una falla en la subestación en el extremo de la línea más alejada que es la línea -Candelaria ($1,2 \times 0,240 = 0,288 \text{ Ohm}$) con un tiempo de actuación $T3 = 1,2 \text{ s}$.

- Ajustes actuales

Esta función de protección **no fue reemplazada por la DGP**, por lo tanto quedó ajustada y habilitada en el relé Siemens 7SL14; en la fig. siguiente se muestra el ajuste existente en el 7SL14 [10]:

AJUSTES ACTUALES DE LA FUNCION DE DISTANCIA DEL RELE 7SL14

1. PROTECCION DE DISTANCIA			
-	Relés	7SL14	
-	TT/CC : 10.000/5	:	TT/PP 14.400 / $\frac{120}{\sqrt{3}}$
1.1	Módulo 7TJ1510 - 0 (J > JN)		
	Valor de ajuste	:	1,2
	Clavija base	:	0,5
	Clavijas activas	:	0,1 + 0,2 + 0,4
	Corriente de operación	:	6,0 A
1.2	Módulo de medida 7TL2517 - 0		
	Valor de ajuste (r)	:	12,5
	Clavija base	:	0,1
	Clavijas activas	:	0,02 + 0,08 + 0,3 + 4 + 8
	Alcance de la 1ª Zona	:	2,5 ohm sec a 90°

1.3 Módulo de Tiempo 7TT1522 – 4E	
1.3.1 Ajuste de tiempo de la 1ª Zona (t1)	
Valor de ajuste (I)	: 0,8
Clavija base	: 0,1
Clavijas activas	: 0,1 + 0,2 + 0,4
Tiempo de operación	: 0,8 s
1.3.2 Ajuste de tiempo (t4)	
Valor de ajuste (II)	: 3,6
Clavija base	: 0,1
Clavijas activas	: 0,1 + 0,2 + 3,2
Tiempo de operación	: 3,6 s
1.3.3 Ajuste de tiempo (t5, t6)	
Valor de ajuste (III,IV)	: 3,6
Clavija base	: 0,2
Clavijas activas	: 0,2 + 3,2
Tiempo de operación	: 3,6 s
1.4 Módulo 7TL2704 – 0	
Clavija [en posición	: 
Posición de la clavija t1	: 
Posición de la clavija t4	: 

El relé solo tiene ajustado una zona de actuación (1ra Zona) por medio del módulo de medición 7TL2517-0; esta zona está ajustada en 2,5 Ohm/sec, que equivale a un ajuste de 0,15 Ohm/prim. = $2,5 * 120(TV)/2000(TI)$. El tiempo de actuación está ajustado en el módulo 7TT1522-4E con un valor Tiempo de Operación = 0,8 s.

3.4.1.1. ZONA 1

A continuación se detallan los ajustes de los parámetros de Zona 1 con los valores calculados anteriormente; el resto de los parámetros fueron ajustados siguiendo las recomendaciones del Application Manual REG670 de ABB [6].

AJUSTES BÁSICOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN ZMHPDIS_21 (ZMH1)

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
Operation	Off On	-	On	-	Operation Off / On	On
IBase	1 - 99999	1	3000	A	Base current	9204
UBase	0.05 - 2000.00	0.05	400.00	kV	Base voltage	13,8
DirMode	Off offset Forward Reverse	-	Forward	-	Direction mode	Offset
LoadEnchMode	Off ON	-	Off	-	Load enchroachment mode Off/On	Off
ReachMode	OverReach Underreach	-	OverReach	-	Reach mode Over/Underreach	Undereach

OffsetMhoDir	Non-directional Forward Reverse	-	Non-directional	-	Direction mode for offset mho	Non-Directional
OpModePE	Off ON	-	ON	-	Operation mode Off / On of Phase-Earth loops	Off
ZPE	0.005 - 3000.000	0.001	30.000	ohm/p	Positive sequence impedance setting for Phase-Earth loop	-
ZAngPE	10 - 90	1	80	Deg	Angle for positive sequence line Impedance for Phase-Earth loop	-
KN	0.00 - 3.00	0.01	0.80	-	Magnitud of earth return compensation factor KN	-
KNAng	-180 - 180	1	-15	Deg	Angle for earth return compensation factor KN	-
ZRevPE	0.005 - 3000.000	0.001	30.000	ohm/p	Reverse reach of the phase to earth loop(magnitude)	-
OpModetPE	Off ON	-	ON	-	Operation mode Off / On of Zone timer, Ph-E	Off
tPE	0.000 - 60.000	0.001	0.000	s	Delay time for Operation of phase to earth elements	-
IMinOpPE	10 - 30	1	20	%IB	Minimum operation phase to earth current	-
OpModePP	Off ON	-	On	-	Operation mode Off / On of Phase-Phase loops	On
ZPP	0.005 - 3000.000	0.001	30	ohm/p	Impedance setting reach for phase to phase elements	0,09
ZAngPP	10 - 90	1	85	Deg	Angle for positive sequence line impedance for Phase-Phase elements	88
ZRevPP	0.005 - 3000.000	0.001	30.000	ohm/p	Reverse reach of the phase to phase loop(magnitude)	0,09
OpModetPP	Off ON	-	ON	-	Operation mode Off / On of Zone timer, Ph-ph	On
tPP	0.000 - 60.000	0.001	0	S	Delay time for Operation of phase to phase	0,400
IMinOpPP	10 - 30	1	20	%IB	Minimum operation phase to phase current	13

3.4.1.2. ZONA 2

A continuación se detallan los ajustes de los parámetros de Zona 2 con los valores calculados anteriormente; el resto de los parámetros fueron ajustados siguiendo las recomendaciones del Application Manual REG670 de ABB [6].

AJUSTES BÁSICOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN ZMHPDIS_21 (ZMH2)

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
-----------	-------	------	---------	------	-------------	---------

Operation	Off On	-	On	-	Operation Off / On	On
IBase	1 - 99999	1	3000	A	Base current	9204
UBase	0.05 - 2000.00	0.05	400.00	kV	Base voltage	13,8
DirMode	Off offset Forward Reverse	-	Forward	-	Direction mode	Offset
LoadEnchMode	Off ON	-	Off	-	Load enchroachment mode Off/On	Off
ReachMode	OverReach Underreach	-	OverReach	-	Reach mode Over/Underreach	Overreach
OffsetMhoDir	Non- directional Forward Reverse	-	Non- directional	-	Direction mode for offset mho	Non- directional
OpModePE	Off ON	-	ON	-	Operation mode Off / On of Phase- Earth loops	Off
ZPE	0.005 - 3000.000	0.001	30.000	ohm/p	Positive sequence impedance setting for Phase-Earth loop	-
ZAngPE	10 - 90	1	80	Deg	Angle for positive sequence line Impedance for Phase-Earth loop	-
KN	0.00 - 3.00	0.01	0.80	-	Magnitud of earth return compensation factor KN	-
KNAng	-180 - 180	1	-15	Deg	Angle for earth return compensation factor KN	-
ZRevPE	0.005 - 3000.000	0.001	30.000	ohm/p	Reverse reach of the phase to earth loop(magnitude)	-
OpModetPE	Off ON	-	ON	-	Operation mode Off / On of Zone timer, Ph-E	-
tPE	0.000 - 60.000	0.001	0.000	s	Delay time for Operation of phase to earth elements	-
IMinOpPE	10 - 30	1	20	%IB	Minimum operation phase to earth current	-
OpModePP	Off ON	-	On	-	Operation mode Off / On of Phase- Phase loops	On
ZPP	0.005 - 3000.000	0.001	30	ohm/p	Impedance setting reach for phase to phase elements	0,134
ZAngPP	10 - 90	1	85	Deg	Angle for positive sequence line impedance for Phase-Phase elements	88,0
ZRevPP	0.005 - 3000.000	0.001	30.000	ohm/p	Reverse reach of the phase to phase loop(magnitude)	0,134
OpModetPP	Off	-	ON	-	Operation mode Off / On of Zone timer, Ph-ph	On

	ON					
tPP	0.000 - 60.000	0.001	0	S	Delay time for Operation of phase to phase	0,800
IMinOpPP	10 - 30	1	20	%UB	Minimum operate delta current for Phase-Phase loops	13

3.4.1.3. ZONA 3

A continuación se detallan los ajustes de los parámetros de Zona 3 con los valores calculados anteriormente; el resto de los parámetros fueron ajustados siguiendo las recomendaciones del Application Manual REG670 de ABB [6].

AJUSTES BÁSICOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN ZMHPDIS_21 (ZMH3)

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
Operation	Off On	-	On	-	Operation Off / On	On
IBase	1 - 99999	1	3000	A	Base current	9204
UBase	0.05 - 2000.00	0.05	400.00	kV	Base voltage	13,8
DirMode	Off offset Forward Reverse	-	Forward	-	Direction mode	Offset
LoadEnchMode	Off ON	-	Off	-	Load encroachment mode Off/On	Off
ReachMode	OverReach Underreach	-	OverReach	-	Reach mode Over/Underreach	Overreach
OffsetMhoDir	Non-directional Forward Reverse	-	Non-directional	-	Direction mode for offset mho	Non-directional
OpModePE	Off ON	-	ON	-	Operation mode Off / On of Phase-Earth loops	Off
ZPE	0.005 - 3000.000	0.001	30.000	ohm/p	Positive sequence impedance setting for Phase-Earth loop	-
ZAngPE	10 - 90	1	80	Deg	Angle for positive sequence line Impedance for Phase-Earth loop	-
KN	0.00 - 3.00	0.01	0.80	-	Magnitud of earth return compensation factor KN	-
KNAng	-180 - 180	1	-15	Deg	Angle for earth return compensation factor KN	-
ZRevPE	0.005 - 3000.000	0.001	30.000	ohm/p	Reverse reach of the phase to earth loop(magnitude)	-
OpModetPE	Off ON	-	ON	-	Operation mode Off / On of Zone timer, Ph-E	Off

tPE	0.000 - 60.000	0.001	0.000	s	Delay time for Operation of phase to earth elements	-
IMinOpPE	10 - 30	1	20	%IB	Minimum operation phase to earth current	-
OpModePP	Off ON	-	On	-	Operation mode Off / On of Phase-Phase loops	On
ZPP	0.005 - 3000.000	0.001	30	ohm/p	Impedance setting reach for phase to phase elements	0,288
ZAngPP	10 - 90	1	85	Deg	Angle for positive sequence line impedance for Phase-Phase elements	88
ZRevPP	0.005 - 3000.000	0.001	30.000	ohm/p	Reverse reach of the phase to phase loop(magnitude)	0,288
OpModetPP	Off ON	-	ON	-	Operation mode Off / On of Zone timer, Ph-ph	On
tPP	0.000 - 60.000	0.001	0	s	Delay time for Operation of phase to phase	1,2
IMinOpPP	10 - 30	1	20	%UB	Minimum operate delta current for Phase-Phase loops	13

3.4.2. DIRECCIONAL

Los parámetros de esta función fueron ajustados siguiendo las recomendaciones del Application Manual REG670 de ABB [6].

AJUSTES DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN ZDMRDIR (ZDM1)

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
IBase	1 - 99999	1	3000	A	Base setting for current level	9204
UBase	0.05 - 2000.00	0.05	400.00	kV	Base setting for voltage level	13,8
DirEvalType	Impedance Comparator Imp/Comp	-	Comparator	-	Directional evaluation mode Impedance / Comparator	Imp/Comp
ArgNegRes	90 - 175	1	115	Deg	Angle to blinder in sec-ond quadrant for forward direction	115
ArgDir	5 - 45	1	15	Deg	Angle to blinder in fourth quadrant for forward direction	15
IMinOpPE	5 - 30	1	5	%IB	Minimum operate phase current for Phase-Earth loops	5
IMinOp	1 - 99999	1	10	%IB	Minimum operate cur-rent in % of IBase	10

3.5 PROTECCIÓN PARA PÉRDIDA DE SINCRONISMO (POLE SLIP PROTECTION, PSPPPAM,78)

Normalmente, el generador opera en forma sincrónica con el sistema de potencia, esto es, todos los generadores del sistema tienen la misma velocidad angular y aproximadamente la misma diferencia de fase. Si el ángulo entre generadores se torna muy elevado puede haber problemas con la estabilidad del

sistema. En tal caso el generador pierde el sincronismo (pole slip) con respecto al sistema de potencia externo. Esta situación puede ser causada por diferentes razones; un cortocircuito cerca del generador despejado en un tiempo demasiado largo puede acelerar al generador, perdiendo su sincronismo.

La función PSPPPAM es la encargada de detectar esta situación y desconectar el generador tan rápido como sea posible, si la trayectoria del pole slip cae dentro de la zona del generador y prevenir daños mayores al bloque generador. Los parámetros principales a ajustar son los siguientes (fig. 7):

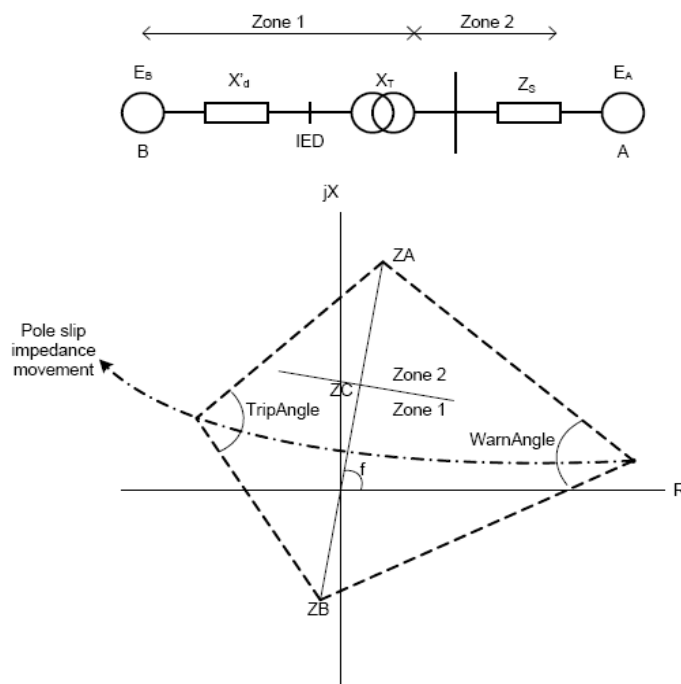


Fig. 7- Ajustes de la PSPPPAM

- **ImpedanceZA**: Es la impedancia hacia adelante. ZA es la suma de la impedancia del transformador XT y la impedancia equivalente del sistema externo ZS. Está expresada en % de la impedancia base acorde a la siguiente ecuación:

$$Z_{Base} = \frac{U_{Base}/\sqrt{3}}{I_{Base}}$$

Donde UBase es la tensión nominal del generador, 13,8 kV y la IBase la corriente nominal del generador, 9204 A.

- **ImpedanceZB**: Es la impedancia en reversa mostrada en la fig. 7. ZB es igual a la reactancia transitoria del generador X'd. Está expresada en % de la impedancia base acorde a la ecuación anterior.

- **ImpedanceZC**: Es la impedancia hacia adelante, definiendo la línea divisoria entre la zona 1 y zona 2. ZC es igual a la reactancia del transformador ZT. Está expresada en % de la impedancia base acorde a la ecuación anterior.

- **AnglePhi**: Angulo de impedancia de ZB – ZA expresado en grados.

Los siguientes parámetros se ajustaron con los valores recomendados por ABB [6]:

- **StartAngle**: se genera una alarma cuando el rotor se acelera y excede el ángulo ajustado en *StartAngle*. El valor recomendado de ajuste es 110°.

- **TripAngle**: Si se detecta un pole slip, se libera un comando trip cuando el ángulo del rotor supera el valor ajustado de *TripAngle*. El valor recomendado de ajuste es 90°.

- **N1Limit**: Establece el número de pole slips que debe ocurrir antes del trip, si el cruce de la línea de slip ZA – ZB cae dentro de zona 1, es decir, dentro del bloque generador-transformador. El valor recomendado de ajuste es 1 para minimizar el estrés en el generador y turbina en este estado.

- **N2Limit**: Establece el número de pole slips que debe ocurrir antes del trip, si el cruce de la línea de slip ZA – ZB cae dentro de zona 2, es decir, en la red externa. El valor recomendado de ajuste es 3, dando la posibilidad a las protecciones externas de separar la red y limitar las consecuencias en el sistema.

- **ResetTime**: The setting *ResetTime* gives the time for (PSPPPAM) function to reset after start when no pole slip been detected. The default value 5s is recommended

- **Valores de ajuste calculados de las impedancias**

Partiendo de:

UBase = 13,8 kV - Ibase = 9204 A = 9,2 kA

luego, ZBase = $(U_n/\sqrt{3})/I_{base} = 0,866 \text{ ohm}$

Las impedancias a ajustar son:

- **ZA = ZT + ZS**

- Impedancia del trafo **ZT = 0,113 Ohm/p @90° = 0.130 pu%@90° = 13%@90°**

- Impedancia del sistema **ZS = 6.93 Ohm@85,4°** en el nivel de 220 kV; referido al nivel de 13,8 kV se multiplica este valor por la relación $(13,8/220)^2$, luego en el nivel de 13,8 kV **ZS = 0,027 Ohm/p @85,4° = 0.0315 pu = 3,15%@85,4°**

- luego la impedancia ajustada **ZA = ZC+ZS = 16,112%@89.11°**

- **ZB**

ZB = X'd = 0,297 pu = 29,7 %@90°

- **ZC**

Es igual a la impedancia del transformador calculada anteriormente, **ZC = ZT = 0,113 Ohm/p @90° = 0.130 pu%@90° = 13%@90°**

- **AnglePhi**

Es el ángulo de la diferencia de impedancias ZB - ZA, o ángulo de la línea de pole slip.

AnglePhi = @ZB-ZA = 88,94°

A continuación se detallan los ajustes de los parámetros de la función.

AJUSTES DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN PSPPPAM

Name	Values (Range)	Unit	Step	Default	Description	Setting
Operation	Off On	-	-	Off	Operation On / Off	On
OperationZ1	Off On	-	-	On	Operation Zone1 On / Off	On
OperationZ2	Off On	-	-	On	Operation Zone2 On / Off	On
ImpedanceZA	0.00 - 1000.00	%	0.01	10.00	Forward impedance in % of Zbase	16,11
ImpedanceZB	0.00 - 1000.00	%	0.01	10.00	Reverse impedance in % of Zbase	29,7
ImpedanceZC	0.00 - 1000.00	%	0.01	10.00	Impedance of zone1 limit in % of Zbase	13,0
AnglePhi	72.00 - 90.00	Deg	0.01	85.00	Angle of the slip impedance line	88,94
StartAngle	0.0 - 180.0	Deg	0.1	110.0	Rotor angle for the start signal	110,0
TripAngle	0.0 - 180.0	Deg	0.1	90.0	Rotor angle for the trip1 and trip2 signals	90
N1Limit	1 - 20	-	1	1	Count limit for the trip1 signal	1
N2Limit	1 - 20	-	1	3	Count limit for the trip2 signal	3
ResetTime	0.000 - 60.000	s	0.001	5.000	Time without slip to reset all signals	5,00

3.6 PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE EXCITACIÓN (LEXPDIS, 40)

Una reducción en la corriente de excitación debilita el acoplamiento entre el rotor y el sistema externo. La máquina pierde el sincronismo y comienza a operar como máquina de inducción, incrementando el consumo de reactivo. Aún si la máquina no pierde el sincronismo, puede no ser aceptable trabajar en ese estado por un tiempo prolongado. La pérdida de excitación incrementa la generación de calor, pudiendo dañar la aislación del arrollamiento del estator y también el núcleo de hierro.

La función LEXPDIS se implementa por medio de dos círculos de impedancia y una restricción direccional como se muestra en la fig. 8, siguiendo las recomendaciones de la norma C37.102 [1] y también de especialistas [3,5].

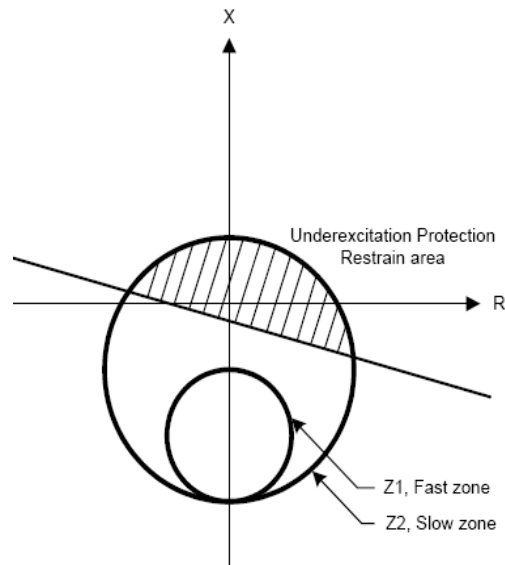


Fig. 8 - Característica de protección por subexcitación LXPDIS

La zona Z1 permite un disparo rápido en caso de alcanzar el límite de estabilidad. La zona 2 Z2 permite un disparo con retardo si el generador alcanza el límite estático de estabilidad. Existe también un criterio direccional aplicado a prevenir disparos para fallas externas cercanas.

- **Parámetros a ajustar**

- **IBase**: Corriente nominal del generador
- **UBase**: Tensión de línea nominal del generador
- **OperationZ1, OperationZ2**: Habilitación de zona 1 y zona 2 (*On* or *Off*)

Para las dos zonas hay que definir los ajustes de impedancias mostrados en la fig. 9

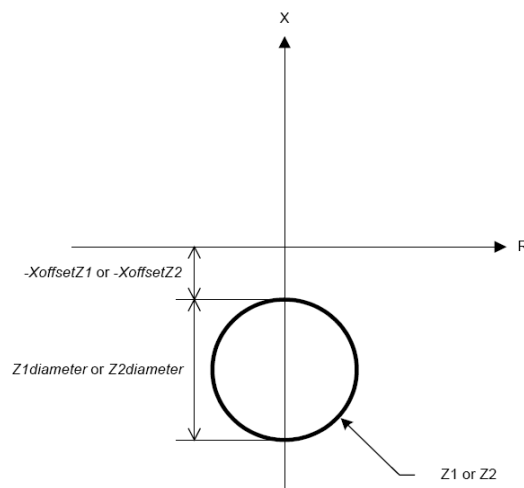


Fig. 9 - Ajustes de impedancias de zona 1 y zona 2

Los ajustes de esta función se realizaron a partir de los valores actuales en ajustados en la DGP.

- **Ajustes del DGP existente:**

Tabla con el criterio y valores de ajuste

3.3. Protección contra pérdida de excitación.

Cuando una máquina síncrona pierde la excitación, pasa a comportarse como un generador de inducción, absorbiendo su corriente de magnetización desde el sistema. Para detectar esta situación anómala se utiliza un relé de impedancia, cuya zona de operación se ubica sobre el eje negativo de las reactancias en un plano R-X, lugar por el que pasa el punto de carga de la máquina, cuando ésta comienza a absorber grandes cantidades de potencia reactiva para su excitación.

Los ajustes de este relé de impedancia dependen de las características de la unidad:

P. máxima = 262 MVA $X_d = 1,085 \text{ } \Omega$ T/C=2000
Tensión = 13,8 kV $X'_d = 0,297 \text{ } \Omega$ T/P=120

$$Z_b = \text{kV}^2/\text{MVA} * \text{TC/TP} = 12,11 \text{ } \Omega \text{ sec}$$

$$X_d = 1,085 * 12,11 = 13,14 \text{ } \Omega \text{ sec}$$

$$X'_d = 0,297 * 12,11 = 3,6 \text{ } \Omega \text{ sec}$$

Ajuste zona 1

$$\text{Centro} = (Z_b + X'_d)/2 = 7,86 \text{ } \Omega \text{ sec}$$

$$\text{Radio} = Z_b/2 = 6,06 \text{ } \Omega \text{ sec}$$

$$\text{Tiempo} = 1.0 \text{ seg.}$$

Ajuste zona 2

$$\text{Centro} = (X_d + X'_d)/2 = 8,37 \text{ } \Omega \text{ sec}$$

$$\text{Radio} = X_d/2 = 6,57 \text{ } \Omega \text{ sec}$$

$$\text{Tiempo} = 2.0 \text{ seg.}$$

Los ajustes especificados corresponden a los criterios generales utilizados para esta protección, no obstante los tiempos de retardo para cada zona debieran intercambiarse, es decir la zona de operación más grande (zona 2) que corresponde a una menor absorción de reactivos, debe tener un tiempo de operación mayor.

LOSS OF EXCITATION - ZONE 1: 40-1

601	TRIP	Configure Trip Output	1110
602	ALARM	Configure Alarm Output	1000
603	CENTER	Center of Characteristic	7,85 Ohms
604	RADIUS	Radius of Characteristic	6,06 Ohms
605	TL12	Timer TL12 setting	1,0 Sec

LOSS OF EXCITATION - ZONE 2: 40-2

701	TRIP	Configure Trip Output	0110
702	ALARM	Configure Alarm Output	0001
703	CENTER	Center of Characteristic	8,37 Ohms
704	RADIUS	Radius of Characteristic	6,57 Ohms
705	TL13	Timer TL13 setting	2,0 Sec

Equivalencias de parámetros respecto al REG 670:

ZONE 1: 40-1

- CENTER (Ohm) = XoffsetZ1 (%)
- RADIUS (Ohm) = Z1diameter (%) / 2
- TL12 (s) = tZ1 (s)

ZONE 1: 40-2

- CENTER (Ohm) = XoffsetZ2 (%)
- RADIUS (Ohm) = Z2diameter (%) / 2
- TL12 (s) = tZ2 (s)

Las impedancias están expresadas en pu, aplicando la ZBase de la siguiente ecuación:

$$Z_{Base} = \frac{U_{Base} / \sqrt{3}}{I_{Base}}$$

Así se ajustó los parámetros en los siguientes valores:

- **XoffsetZ1(%)**: $X_{offsetZ1} = -X_d' / 2 = -14,84\%$
- **Z1diameter (%)**: $Z1diameter = 1. \text{ pu } \text{ ó } 100\% \text{ de } Z_{Base}$
- **tZ1 (s)**: $tZ1 = 0.1 \text{ s}$ siguiendo las recomendaciones mencionadas.
- **XoffsetZ2 (%)**: $X_{offsetZ2} = -X_d' / 2 = -14,84\%$
- **Z2diameter(%)**: $Z2diameter = X_d = 108,5\%$
- **tZ2 (s)**: $tZ2 = 0.5 \text{ s}$; se sugiere este valor para prevenir operaciones erróneas durante condiciones de oscilaciones de potencia en el sistema, siguiendo las recomendaciones mencionadas.

Finalmente la característica ajustada de la función LEXPDIS queda como se muestra en la fig. 10:

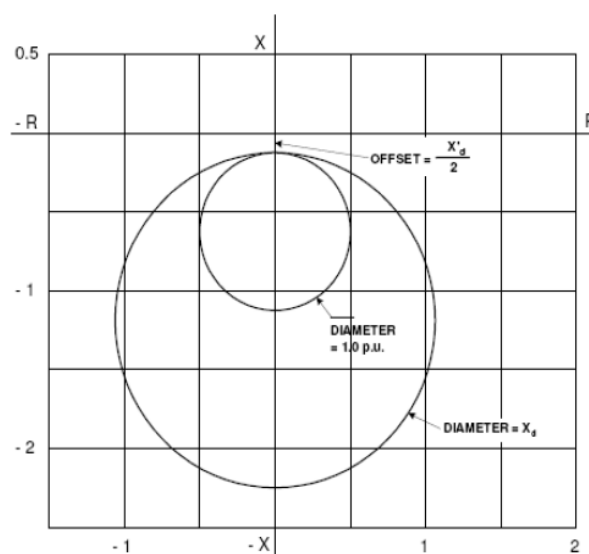


Fig. 10 - Característica de la función LEXPDIS, recomendada por la norma C37.102 [1]

DirSuperv: La característica de restricción direccional permite el ajuste de impedancia con valores positivos de X sin el riesgo de operación indeseada de la función de sub-excitación. Para habilitar la opción de restricción direccional el parámetro DirSuperv debe estar ajustado en On. El valor ajustado en este caso es en Off, dado que todos los valores de X ajustados tanto para zona 1 y zona 2 son negativos.

A continuación se detallan los ajustes de los parámetros de la función.

AJUSTES BÁSICOS DE PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN LEXPDIS (UEX1-, 40)

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
Operation	Off On	-	On	-	Operation Off / On	On
IBase	1 - 99999	1	3000	A	Base current (A)	9204
UBase	0.05 - 2000.00	0.05	400.00	kV	Base voltage L-L(kV)	13,8
InvertCTcurrent	No Yes	-	No	-	Invert CT current	No
MeasureMode	PosSeq L1L2 L2L3 L3L1	-	PosSeq	-	Measuring mode (Pos-Seq, L1L2, L2L3, L3L1)	PosSeq
OperationZ1	Off On	-	On	-	Operation Off/On zone Z1	On
XoffsetZ1	-1000.00 - 1000.00	0.01	-10.00	%	Offset of Z1 circle top point along X axis in % of Zbase	-14,84
Z1diameter	0.01 - 3000.00	0.01	100.00	%	Diameter of imedance circle for Z1 in % of Zbase	100

tZ1	0.00 - 6000.00	0.01	0.01	s	Trip time delay for Z1	0,1
OperationZ2	Off On	-	On	-	Operation Off/On zone Z2	On
XoffsetZ2	-1000.00 - 1000.00	0.01	-10.00	%	Offset of Z2 circle top point along X axis in % of Zbase	-14,84
Z2diameter	0.01 - 3000.00	0.01	200.00	%	Diameter of impedance circle for Z2 in % of Zbase	108,50
tZ2	0.00 - 6000.00	0.01	1.00	s	Trip time delay for Z2	0,5
DirSuperv	Off On	-	Off	-	Operation Off/On for additional directional criterion	Off
XoffsetDirLine	-1000.00- 3000.00	0.01	0.00	%	Offset of directional line along X axis in % of Zbase	0,00
DirAngle	-180.0 - 180.0	0.1	-13.0	-13.0	Angle between directional line and R-axis in degrees	-13,0

3.7 PROTECCIÓN DE MÁXIMA CORRIENTE

3.7.1 PROTECCIÓN DE POTENCIA INVERSA (GOPPDOP, 32)

La protección contra potencia inversa (también denominada de anti motorización) sirve para separar el generador de la red cuando falle su energía motriz. Es decir, cuando éste pase a funcionar como motor síncrono para mover a la turbina.

Esta protección es, en realidad, una protección de la turbina, ya que es ésta la que, bajo estas condiciones de funcionamiento, puede estar sometida a esfuerzos anormales de presión en los álabes, calentamientos por ausencia de ventilación, dilataciones, e incluso, en turbinas de vapor, rozamientos de la corona fija con la móvil. En turbinas hidráulicas, aparece el fenómeno de la cavitación, y en los grupos Diesel, existe peligro de explosión.

La capacidad para soportar la motorización del generador depende del tipo de turbina. Las turbinas de vapor y de gas son las que peor soportan esta situación de motorización, pudiendo llegar a requerir, en algún caso, un ajuste de muy baja potencia activa generada. Entre las hidráulicas, las turbinas Kaplan son las menos robustas en este sentido, las Francis pueden soportarla algunas veces y las Pelton son insensibles al fenómeno.

La función de protección de potencia inversa GOPPDOP mirando hacia el generador puede detectar esta condición. El tipo de máquina de impulso determina el requerimiento de sensibilidad de la función. en este caso se ajustó esta función con los valores que tiene la función en el relé DGP.

- Valores ajustados en el DGP

3.4. Protección contra potencia inversa.

Los generadores no tienen problemas con el eventual “motoreo”, puesto que siendo una máquina sincrónica le es indiferente trabajar como generador o como motor. Esta protección tiene por objeto proteger la máquina motriz. En este sentido, las turbinas hidráulicas no tienen mayores problemas, excepto en el caso de turbinas Francis que trabajan con el rodete sumergido.

Generalmente, en turbinas hidráulicas se especifican ajustes que no superan el 2% de la potencia nominal de la máquina. Los ajustes especificados para esta protección, producen desenganches a los 15 o 20 segundos para potencias inversas de 5,7 y 7,8% de la potencia nominal de la unidad. De acuerdo a lo anterior, se estima conveniente reducir los valores de ajuste de la etapa 1 a un 3% con un tiempo de 20 segundos y la de la etapa 2 a un 6% con tiempos de 5 segundos, este último valor tendría por objeto acelerar el desenganche en aquellos casos que pudiera haber otro tipo de problemas.

Etapas 1

Pickup : 27,5 watt TL1: 20 s.

Etapas 2

Pickup : 55 watt TL1: 5 s.

ANTI-MOTORING#1:32-1			
801	TRIP	Configure Trip Output	1110
802	ALARM	Configure Alarm Output	1000
803	SQ TR EN	Enable Sequential Trip	NO
804	REV PWR	Reverse Power Pickup	27,5 Watts
805	TL1	Timer TL1 setting	20 Sec
ANTI-MOTORING#2:32-2			
901	TRIP	Configure Trip Output	1110
902	ALARM	Configure Alarm Output	0100
903	REV PWR	Reverse Power Pickup	55 Watts
904	TL2	Timer TL2 setting	5 Sec

- Parámetros ajustados

La función tiene 2 etapas con los mismos parámetros de ajuste. La primera etapa, con un tiempo de disparo mayor, tiene en cuenta posibles oscilaciones de potencia activa producida por perturbaciones en el sistema, proceso de arranque de la unidad, etc. La segunda etapa, con un tiempo de disparo menor, tiene en cuenta la máxima tolerancia de la turbina en estado de motorización.

- **OpMode1(2):** Activa o no las etapas 1 y 2 (On, Off)

- **Power1**: Este ajuste define el pick up de potencia del primer escalón; la función opera si la componente de potencia, en la dirección definida por el ajuste de este Angle1, es mayor que el pick up. Teniendo en cuenta el ajuste en la DGP este parámetro se ajustó en el 3% de SN.
- **Angle1**: Esto ajuste define la característica de máxima sensibilidad del primer escalón de protección Power1. El ajuste se da en grados. Debe ser ajustado en 0° o 180°. Para la protección de potencia inversa se ajustó en 180°, es decir, mirando hacia el generador.

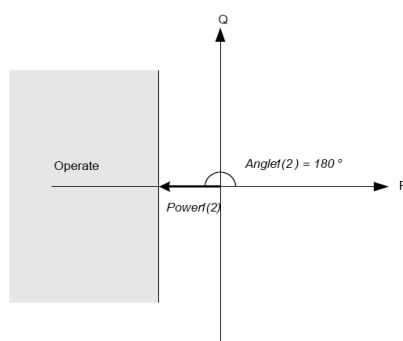


Fig. 11 - Característica de disparo de la función GOPPDOP

- **TripDelay1**: Tiempo de retardo de actuación, en segundos, hasta el trip de la etapa 1 luego de su pick up. Se ajustó en 20 s de acuerdo al ajuste en la DGP.
-
- **Power2**: Este ajuste define el pick up de potencia del segundo escalón; la función opera si la componente de potencia, en la dirección definida por el ajuste de este Angle2, es mayor que el pick up. Este ajuste se definió en 6% de acuerdo al ajuste de la DGP.
- **Angle2**: Esto ajuste define la característica de máxima sensibilidad del segundo escalón de protección Power2. El ajuste se da en grados. Debe ser ajustado en 0° o 180°. Para la protección de potencia inversa se ajustó en 180°, es decir, mirando hacia el generador.
- **TripDelay2**: Tiempo de retardo de actuación, en segundos, hasta el trip de la etapa 2 luego de su pick up. Se ajustó en 5 s de acuerdo al ajuste de la DGP.

El resto de los parámetros fueron ajustados siguiendo las recomendaciones del Application Manual REG670 de ABB [6]. A continuación se detallan los ajustes de los parámetros de la función.

AJUSTES BÁSICOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN GOPPDOP_32 (GOP1)

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
IBase	1 - 99999	1	3000	A	Base current	9204
UBase	0.05 - 2000.00	0.05	400.00	kV	Select operation mode 2 out of 3 / 1 out of 3	13,8
Mode	L1, L2, L3 Arone Pos Seq	-	Pos Seq	-	Selection of measured current and voltage	Pos Seq

	L1L2					
--	------	--	--	--	--	--

AJUSTES AVANZADOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN GOPPDOP_32 (GOP1)

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
Operation	Off On	-	Off	-	Operation Off / On	On
OpMode1	Off OverPower	-	OverPower	-	Operation mode 1	OverPower
Power1	0.0 - 500.0	0.1	120.0	%SB	Power setting for stage 1 in % of Sbase	3
Angle1	-180.0 - 180.0	0.1	0.0	Deg	Angle for stage 1	180,0
TripDelay1	0.010 - 6000.000	0.001	1.000	s	Trip delay for stage 1	20,00
DropDelay1	0.010 - 6000.000	0.001	0.060	s	Drop delay for stage 1	1,000
Hysteresis1	0.2 - 5.0	0.1	0.5	pu	Absolute hysteresis of stage 1 in % of Sbase	0,5
OpMode2	Off OverPower	-	OverPower	-	Operation mode 2	OverPower
Power2	0.0 - 500.0	0.1	120.0	%SB	Power setting for stage 1 in % of Sbase	6,0
Angle2	-180.0 - 180.0	0.1	0.0	Deg	Angle for stage 1	180,0
TripDelay2	0.010 - 6000.000	0.001	1.000	s	Trip delay for stage 1	5,0
DropDelay2	0.010 - 6000.000	0.001	0.060	s	Drop delay for stage 1	1,0
Hysteresis2	0.2 - 5.0	0.1	0.5	pu	Absolute hysteresis of stage 1 in % of Sbase	0,5

3.7.2 PROTECCIÓN DE MÍNIMA POTENCIA O SUB-POTENCIA (GUPPDUP, 37)

Esta función no ha sido ajustada en este estudio.

3.7.3 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA (OC4PTOC1)-ENERGIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR (51,EXCT)

Esta función ha sido ajustada para proteger al trafo elevador del generador, durante la maniobra de energización del lado de 220 kV; la curva de tiempo-corriente ajustada define fundamentalmente el tiempo máximo que puede estar conectado el trafo durante la maniobra de energización.

Se ajustó una sola etapa con Pickup = 115% de la In del trafo del lado de alta = 620 A (tomada como IBase), y una característica de disparo Definite Time, con tiempo de actuación $t_{1>} = 0,3$ s; este tiempo lo definió como máximo tiempo de actuación.

AJUSTES GENERALES DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN OC4PTOC_51_67 (TOC1-)

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
MeasType	DFT RMS	-	DFT	-	Selection between DFT and RMS measurement	DFT

AJUSTES BÁSICOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN OC4PTOC_51_67 (TOC1-)

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
-----------	-------	------	---------	------	-------------	---------

Operation	Off On	-	Off	-	Operation Off / On	On
IBase	1 – 99999	1	3000	A	Base current	630
UBase	0.05 – 2000.00	0.05	400.00	kV	Base voltage	220
AngleRCA	40 - 65	1	55	Deg	Relay characteristic angle (RCA)	-
AngleROA	40 - 89	1	80	Deg	Relay operation angle (ROA)	-
StartPhSel	Not Used 1 out of 3 2 out of 3 3 out of 3	-	1 out of 3	%IB	Number of phases required for op (1 of 3, 2 of 3, 3 of 3)	1 out of 3
DirMode1	Off Non- directional Forward Reverse	-	Non- directional	-	Directional mode of step 1 (off, nodir, forward, reverse)	Non-directional
Characterist1	ANSI Ext. inv. ANSI Very inv. ANSI Norm. inv. ANSI Def. Time L.T.E. inv. L.T.V. inv. IEC Norm. inv. IEC Very inv. IEC inv. IEC Ext. inv.	-	ANSI Def. Time	-	Selection of time delay curve type for step 1	IEC Def. Time
I1>	1 - 2500	1	1000	%IB	Phase current operate level for step1 in % of IBase	115
t1	0.000 - 60.000	0.001	0.000	s	Definitive time delay of step 1	0,3
k1	0.05 - 999.00	0.01	0.05	-	Time multiplier for the inverse time delay for step 1	-
t1Min	0.000 - 60.000	0.001	0.000	s	Minimum operate time for inverse curves for step 1	-
I1Mult	1.0 - 10.0	0.1	2.0	-	Multiplier for current operate level for step 1	-

3.7.4 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA (CVGAPC-1)- PROTECCIÓN DEL TRAFEO DE EXCITACIÓN (51)

Esta función tiene como objetivo la protección del Trafo de Excitación o de Servicios Auxiliares; actualmente esta función **no está habilitada en la DGP**; la misma se ajustó de acuerdo a los valores ajustados en la protección Siemens 7TJ50 [10].

- Ajustes actuales en el 7TJ50

5. PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DEL TRANSFORMADOR DE EXCITACION	
-	Relés : 7TJ50 TT/CC : 150/5
5.1	Módulo 7TJ5031 - 1
5.1.1.	Ajuste de la Unidad de sobrecorriente
Valor de ajuste	: 8,0
Clavija base	: 2,5
Clavijas activas	: 0,5 + 1,0 + 4,0
Corriente de operación	: 8,0 A
<i>MODIFICACION MAYO/95 REEMP. TRANSF. EXCITACION (TRANSF. 2570 kVA → 1830 kVA) → 5,75 A</i>	
5.1.2	Ajuste de la Unidad de tiempo
Valor de ajuste	: 0,1
Clavija base	: 0,05
Clavijas activas	: 0,05
Tiempo de operación	: 0,1s

Estos ajustes corresponden a una corriente de operación de 173 A y un tiempo de actuación de 0,1 s.

A continuación se detallan los ajustes de los parámetros de la función.

AJUSTES BÁSICOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN CVGAPC-1

Name Operation	Values (Range) Off On	Unit -	Step -	Default Off	On
----------------	--------------------------	--------	--------	-------------	----

CurrentInput	phase1 phase2 phase3 PosSeq NegSeq 3*ZeroSeq MaxPh MinPh UnbalancePh phase1-phase2 phase2-phase3 phase3-phase1 MaxPh-Ph MinPh- Ph UnbalancePh-Ph	-	-	MaxPh	MaxPh
IBase	1 - 99999	A	1	3000	77
VoltageInput	phase1 phase2 phase3 PosSeq - NegSeq -3*ZeroSeq MaxPh MinPh UnbalancePh phase1-phase2 phase2-phase3 phase3-phase1 MaxPh-Ph MinPh- Ph UnbalancePh-Ph	-	-	MaxPh	MaxPh
UBase	0.05 - 2000.00	kV	0.05	400.00	Base Voltage
OperHarmRestr	Off On	-	-	Off	Off
I_2nd/I_fund	10.0 - 50.0	%	1.0	20.0	-
EnRestrainedCurr	Off On	-	-	Off	-
RestrCurrInput	PosSeq NegSeq 3*ZeroSeq Max	-	-	PosSeq	-
RestrCurrCoeff	0.00 - 5.00	-	0.01	0.00	-
RCADir	-180 - 180	Deg	1	-75	-
ROADir	1 - 90	Deg	1	75	-
LowVolt_VM	0.0 - 5.0	%UB	0.1	0.5	-
Operation_OC1	Off On	-	-	Off	On

CurveType_OC1	ANSI Ext. inv. ANSI Very inv. ANSI Norm. inv. ANSI Mod. inv. ANSI Def. Time L.T.E. inv. L.T.V. inv. L.T. inv. IEC Norm. inv. IEC Very inv. IEC inv. IEC Ext. inv. IEC S.T. inv. IEC L.T. inv. IEC Def. Time Programmable RI type RD type	-	-	ANSI Def. Time	ANSI Def. Time
tDef_OC1	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.50	0,1
k_OC1	0.05 - 999.00	-	0.01	0.30	-
IMin1	1 - 10000	%IB	1	100	224,0
tMin_OC1	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.05	-
VCntrlMode_OC1	Voltage control Input control Volt/Input control Off	-	-	Off	Off
Operation_OC2	Off On	-	-	Off	Off

3.7.5 **PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE RESIDUAL EF4PTOC 51N (TEF2)**

Esta función ofrece protección contra contactos a tierra en los arrollamientos del generador, en la conexión desde el generador al transformador elevador, en el arrollamiento de baja tensión del transformador elevador y en el arrollamiento de alta tensión del transformador de excitación o servicios auxiliares. También ofrece protección de respaldo a las funciones 87G y 87T. **Esta función actualmente no se encuentra habilitada en la DGP ni en la Siemens.**

La función recibe los valores medidos por los TI de fase del lado del neutro del generador y calcula la corriente residual $I_N = 3I_o = I_{L1} + I_{L2} + I_{L3}$.

- Ajuste de parámetros

Dado que para fallas a tierra en la zona definida de protección el generador debe ser desconectado rápidamente, se ajustó un solo escalón rápido no-direccional de disparo, con característica de tiempo Definite Time. Luego se ajustaron los siguientes parámetros del primer escalón:

- IBase: Corriente base, en este caso se tomó la corriente nominal del secundario TI del lado de neutro, 5A, (10000/5)

- UBase: Tensión de línea nominal del generador, 13,8 kV

- **DirMode1**: Modo direccional del escalón. Se ajustó en Non-directional

- **Characterist1**: Tipo de característica de actuación. Se ajustó en Def. Time

- **IN1>**: Nivel de corriente residual de actuación en % de IBase.

Para una falla en los bornes del generador (100% de la tensión en terminales) la corriente residual es de aproximadamente $IN = 3I_0 = 35 \text{ A}$, independientemente del valor de resistencia de falla R_f . Suponiendo una variación lineal de la tensión en el arrollamiento del generador, para una falla al 1% del arrollamiento la corriente residual sería $IN = 0,01 \times 35 \text{ A} = 0,35 \text{ A}$. La función se ajustó en 0,7 A (14% de IBase), es decir, sería sensible a fallas a partir de aprox. el 2% del arrollamiento.

- **t1**: Retardo de tiempo según la característica Def. Time. Se ajustó en 0,1 s

A continuación se detallan los ajustes de los parámetros de la función.

AJUSTES BÁSICOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN EF4PTOC_51N (TEF1-)

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
Operation	Off On	-	Off	-	Operation mode Off / On	On
IBase	1 - 99999	1	3000	A	Base value for current settings	5
UBase	0.05 - 2000.00	0.05	400.00	kV	Base value for voltage settings	13,8
AngleRCA	-180 - 180	1	65	Deg	Relay characteristic angle (RCA)	-
polMethod	Voltage Current Dual	-	Voltage	-	Type of polarization	-
UPolMin	1 – 100	1	1	%UB	Minimum voltage level for polarization in % of UBase	-
IPolMin	2 – 100	1	5	%IB	Minimum current level for polarization in % of IBase	-
RNPol	0.50 – 1000.00	0.01	5.00	ohm	Real part of source Z to be used for current polarization	-
XNPol	0.50 – 3000.00	0.01	10.00	ohm	Imaginary part of source Z to be used for current polarization	-
IN>Dir	1 - 100	1	10	%IB	Residual current level for Direction release in % of IBase	-
2ndHarmStab	5 – 100	1	20	%	Second harmonic restrain operation in % of IN amplitude	20
BlkParTransf	Off On	-	Off	-	Enable blocking at parallel transformers	Off
UseStartValue	IN1> IN2> IN3> IN4>	-	IN4>	-	Current level blk at parallel transf (step1, 2, 3 or 4)	IN4>
SOTF	Off SOTF UnderTime SOTF	-	Off	-	SOTF operation mode (Off/SOTF/Undertime/SOTF+undertime)	Off

	+UnderTime					
DirMode1	Off Non-directional Forward Reverse	-	Non-directional	-	Directional mode of step 1 (off, nodir, forward, reverse)	Non-directional
Characterist1	ANSI Ext. inv. ANSI Very inv. ANSI Norm. inv. ANSI Mod. inv. ANSI Def. Time L.T.E. inv. L.T.V. inv. L	-	ANSI Def. Time	-	Time delay curve type for step 1	ANSI Def. Time
IN1>	1 - 2500	1	100	%IB	Operate residual current level for step 1 in % of IBase	14
t1	0.000 - 60.000	0.001	0.000	s	Independent (definite) time delay of step 1	0,1
k1	0.05 - 999.00	0.01	0.05	-	Time multiplier for the dependent time delay for step 1	-
IN1Mult	1.0 - 10.0	0.1	2.0	-	Multiplier for scaling the current setting value for step 1	-

3.7.6 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE RESIDUAL (CVGAPC-3)

Esta función tiene como objetivo la protección respaldo en caso de fallas a tierra en el sistema; actualmente esta función no está habilitada en la DGP; la misma se ajustó de acuerdo a los valores ajustados en la protección Siemens 7SJ30 [10]. Esta función es alimentada por la corriente que proviene del TI de neutro del lado de 220 kV del transformador de potencia elevador de relación 600/5 A.

- Ajustes actuales en el 7SJ30

2. PROTECCION DE SOBRECORRIENTE RESIDUAL

- Relés : 7SJ30
TT/CC : 600/5

2.1 Módulo 7TJ1030 - 1

Valor de ajuste	:	2,5
Clavija base	:	2,5
Clavijas activas	:	No hay
Corriente de operación	:	2,5 A

2.2 Módulo de tiempo 7TT1122 - 1

2.2.1 Ajuste de t1

		t^*
Valor de ajuste (I)	:	3,7
Clavija base	:	0,1
Clavijas activas	:	0,4 + 3,2
Tiempo de operación	:	3,7 s

2.2.2 Ajuste de t2

Valor de ajuste (II)	:	∞
Clavija base	:	0,1
Clavija activa	:	∞
Tiempo de operación	:	∞

Estos ajustes corresponden a una corriente de operación de 300 A y un tiempo de actuación de 3,7 s.

A continuación se detallan los ajustes de los parámetros de la función.

AJUSTES BÁSICOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN CVGAPC-3

Name Operation	Values (Range) Off On	Unit -	Step -	Default Off	On
CurrentInput	phase1 phase2 phase3 PosSeq NegSeq 3*ZeroSeq MaxPh MinPh UnbalancePh phase1-phase2 phase2-phase3 phase3-phase1 MaxPh-Ph MinPh- Ph UnbalancePh-Ph	-	-	MaxPh	3*ZeroSeq
IBase	1 - 99999	A	1	3000	600
VoltageInput	phase1 phase2 phase3 PosSeq - NegSeq -3*ZeroSeq MaxPh MinPh UnbalancePh phase1-phase2 phase2-phase3 phase3-phase1 MaxPh-Ph MinPh- Ph UnbalancePh-Ph	-	-	MaxPh	-
UBase	0.05 - 2000.00	kV	0.05	400.00	-
OperHarmRestr	Off On	-	-	Off	Off
I _{2nd} /I _{fund}	10.0 - 50.0	%	1.0	20.0	-
EnRestrainedCurr	Off On	-	-	Off	-
RestrCurrInput	PosSeq NegSeq 3*ZeroSeq Max	-	-	PosSeq	-
RestrCurrCoeff	0.00 - 5.00	-	0.01	0.00	-
RCADir	-180 - 180	Deg	1	-75	-
ROADir	1 - 90	Deg	1	75	-
LowVolt_VM	0.0 - 5.0	%UB	0.1	0.5	-
Operation_OC1	Off On	-	-	Off	On

CurveType_OC1	ANSI Ext. inv. ANSI Very inv. ANSI Norm. inv. ANSI Mod. inv. ANSI Def. Time L.T.E. inv. L.T.V. inv. L.T. inv. IEC Norm. inv. IEC Very inv. IEC inv. IEC Ext. inv. IEC S.T. inv. IEC L.T. inv. IEC Def. Time Programmable RI type RD type	-	-	ANSI Def. Time	ANSI Def. Time
tDef_OC1	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.50	3,7
k_OC1	0.05 - 999.00	-	0.01	0.30	-
IMin1	1 - 10000	%IB	1	100	50
tMin_OC1	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.05	-
VCntrlMode_OC1	Voltage control Input control Volt/Input control Off	-	-	Off	Off
Operation_OC2	Off On	-	-	Off	Off

3.7.7 **PROTECCIÓN DE SOBRECARGA DEL GENERADOR CVGAPC-2 (GF02, 51)**

Se han definido dos etapas de protección de sobrecarga con actuación según característica Define Time con control de tensión, para el caso de fallas externas con altos valores de corriente de falla, teniendo en cuenta las recomendaciones de la norma C37.102 [1]:

- **Etapas 1**

- **StartCurr_OC1**: el Pick up de la primera etapa se ajustó en 105% de la corriente máxima de operación o Full Load Ampere (FLA) que se tomo como IBase = 10525 A.

- **tDef_OC1**: tiempo de actuación de 6 s; este tiempo máximo de actuación fue suministrado por

- **VDepMode_OC1**: Tipo de característica de restricción de tensión; se ajustó en Step

- **VDepFact_OC1**: Factor por el cual se multiplica la corriente pick up **StartCurr_OC1** cuando la opción de restricción está activa, es decir cuando la tensión cae por debajo del valor **UHighLimit_OC1**. En este caso se ajustó en 5.

- **UHighLimit_OC1**: Ajuste límite superior de la tensión de restricción, por debajo de la cual se activa la restricción de tensión. Se ajustó en 92% teniendo en cuenta que el límite inferior de la tensión en operación normal es de 95% de nominal.

Cuando la corriente supera **StartCurr OC1** y la tensión se mantiene por arriba de **UHighLimit OC1**, significa una situación real de sobrecarga del generador y la función actúa en el tiempo ajustado **tDef OC1**.

Cuando la corriente supera **StartCurr OC1** y la tensión cae por debajo de **UHighLimit OC1**, significa una situación de falla externa; el valor de **StartCurr OC1** se multiplica por el factor **VDepFact OC1** llevando el pick up en este caso a $5 \times 1.05 \times 10525 \text{ A} = 55256 \text{ A}$; esta corriente es mayor que la máxima corriente que aporta el generador para una falla externa en el sistema que es de aprox. 30 kA, con lo cual la función no actúa.

- Etapa 2

- **StartCurr OC2**: el Pick up de la segunda etapa se ajustó en 115% de la FLA, con actuación instantánea.

- **tDef OC2**: tiempo de actuación 0,00 s; instantáneo.

- **VDepMode OC2**: Tipo de característica de restricción de tensión; se ajustó en Step

- **VDepFact OC2**: Factor por el cual se multiplica la corriente pick up **StartCurr OC2** cuando la opción de restricción está activa, es decir cuando la tensión cae por debajo del valor **UHighLimit OC2**. En este caso se ajustó en 5.

- **UHighLimit OC2**: Ajuste límite superior de la tensión de restricción, por debajo de la cual se activa la restricción de tensión. Se ajustó en 92% teniendo en cuenta que el límite inferior de la tensión en operación normal es de 95% de nominal.

Cuando la corriente supera **StartCurr OC2** y la tensión se mantiene por arriba de **UHighLimit OC2**, significa una situación real de sobrecarga del generador y la función actúa en el tiempo ajustado **tDef OC2**.

Cuando la corriente supera **StartCurr OC2** y la tensión cae por debajo de **UHighLimit OC2**, significa una situación de falla externa; el valor de **StartCurr OC2** se multiplica por el factor **VDepFact OC2** llevando el pick up en este caso a $5 \times 1.15 \times 10525 \text{ A} = 60519 \text{ A}$; esta corriente es mayor que la máxima corriente que aporta el generador para una falla externa en el sistema que es de aprox. 30 kA, con lo cual la función no actúa.

A continuación se detallan los ajustes de los parámetros de la función.

AJUSTES BÁSICOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN GVGAPC2 (GF02).

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
Operation	Off On	-	Off	-	Operation Off / On	On
CurrentInput	phase3 PosSeq NegSeq 3*ZeroSeq	-	MaxPh	-	Select current signal which will be measured inside function	MaxPh
IBase	0 – 99999	1	3000	A	Base current in A	10525,0
VoltageInput	MaxPh MinPh UnbalancePh phase1-phase2	-	MaxPh	-	Select voltage signal which will be measured inside function	MaxPh

UBase	0.05 - 2000.00	0.05	400.00	kV	Base Voltage	13,8
OperHarmRestr	Off On	-	Off	-	Operation of 2nd harmonic restrain Off / On	Off
I_2nd/I_fund	10.0 - 50.0	1.0	20.0	%	Ratio of second to fundamental current harmonic in %	-
BlkLevel2nd	10 - 5000	1	10 - 5000	%IB	Harm analyse disabled above this current level in % of Ibase	-
EnRestrainingCurr	Off On	-	Off	-	Enable current restrain function On / Off	-
RestrCurrInput	PosSeq NegSeq	-	PosSeq	-	Select current signal which will be used for curr restrain	-
Operation_OC1	Off On	-	Off	-	Operation OC1 Off / On	On
StartCurr_OC1	2.0 - 5000.0	1.0	120	%IB	Operate current level for OC1 in % of Ibase	105,0
CurveType_OC1	ANSI Ext. inv. ANSI Very inv.	-	ANSI Def. Time	-	Selection of time delay curve type for OC1	Def. Time
tDef_OC1	0.00 - 6000.00	0.01	0.50	s	Independent (definitive) time delay of OC1	6,00
k_OC1	0.05 - 999.00	0.01	0.30	-	Time multiplier for the dependent time delay for OC1	-
tMin_OC1	0.00 - 6000.00	0.01	0.05	s	Minimum operate time for IEC IDMT curves for OC1	-
VCntrlMode_OC1	Voltage control Input control Volt/Input control Off	-	Off	-	Control mode for voltage controlled OC1 function	Voltage control
VDepMode_OC1	Step Slope	-	Step	-	Voltage dependent mode OC1 (step, slope)	Step
VDepFact_OC1	0.02 - 5	-	0.1	1,0	Multiplying factor for I pickup when OC1 is U dependent	5
ULowLimit_OC1	1.0 - 200.0	%UB	0.1	50.0	Voltage low limit setting OC1 in % of Ubase	-
UHighLimit_OC1	1.0 - 200.0	%UB	0.1	100.0	Voltage high limit setting OC1 in % of Ubase	92%
HarmRestr_OC1	Off On	-	-	Off	Enable block of OC1 by 2nd harmonic restrain	Off
DirMode_OC1	Non-directional Forward Reverse	-	-	Non-directional	Directional mode of OC1 (nondir, forward,reverse)	Non-directional
DirPrinc_OC1	I&U IcosPhi&U	-	-	I&U	Measuring on IandU or IcosPhiandU for OC1	-

ActLowVolt1_VM	Non-directional Block Memory	-	-	Non-directional	Low voltage level action for Dir_OC1 (Nodir, Blk, Mem)	-
Operation_OC2	Off On	-	Off	-	Operation OC2 Off / On	On
StartCurr_OC2	2.0 - 5000.0	1.0	120	%IB	Operate current level for OC2in % of Ibase	115,0
CurveType_OC2	ANSI Ext. inv. ANSI Very inv.	-	ANSI Def. Time	-	Selection of time delay curve type for OC2	Def. Time
tDef_OC2	0.00 - 6000.00	0.01	0.50	s	Independent (definitive) time delay of OC2	00,0
k_OC2	0.05 - 999.00	0.01	0.30	-	Time multiplier for the dependent time delay for OC2	-
tMin_OC2	0.00 - 6000.00	0.01	0.05	s	Minimum operate time for IEC IDMT curves for OC2	0,05
VCntrlMode_OC2	Voltage control Input control Volt/Input control Off	-	Off	-	Control mode for voltage controlled OC1 function	Voltage control
VDepMode_OC2	Step Slope	-	Step	-	Voltage dependent mode OC2 (step, slope)	Step
VDepFact_OC2	0.02 - 5	-	0.1	1,0	Multiplying factor for I pickup when OC2 is U dependent	5
ULowLimit_OC2	1.0 - 200.0	%UB	0.1	50.0	Voltage low limit setting OC2 in % of Ubase	-
UHighLimit_OC2	1.0 - 200.0	%UB	0.1	100.0	Voltage high limit setting OC2 in % of Ubase	92%
HarmRestr_OC2	Off On	-	-	Off	Enable block of OC2 by 2nd harmonic restrain	Off
DirMode_OC2	Non-directional Forward Reverse	-	-	Non-directional	Directional mode of OC2 (nondir, forward,reverse)	Non-directional
DirPrinc_OC2	I&U IcosPhi&U	-	-	I&U	Measuring on landU or IcosPhiandU for OC2	-
ActLowVolt2_VM	Non-directional Block Memory	-	-	Non-directional	Low voltage level action for Dir_OC2 (Nodir, Blk, Mem)	-

- **Ajustes actuales**

Actualmente esta función **no está habilitada en la DGP**; está ajustada en el relé Siemens 7ST30 [10]; en la siguiente tabla se muestra los ajustes actuales:

4. PROTECCION CONTRA SOBRECARGA DEL GENERADOR			
-	Relés :	7ST30	
	TT/CC :	10.000/5	
4.1 Módulo 7TJ1030 - 1			
	Valor de ajuste	:	5,5
	Clavija base	:	2,5
	Clavijas activas	:	1 + 2
	Corriente de operación	:	5,5 A
<i>MODIFICACION MAYO/95</i> <i>PROY. AUMENTO POT.</i> <i>(239 MVA → 262 MVA)</i> <i>→ 5,75 A</i>			
4.2 Módulo de Tiempo 7TT1020 - 1			
	Valor de ajuste	:	6,0
	Clavija base	:	0,1
	Clavijas activas	:	0,1 + 0,2 + 0,8 + 1,6 + 3,2
	Tiempo de operación	:	6,0 s

Estos ajustes corresponden a una corriente pickup = 11000 A y tiempo de actuación de 6,0 s.

3.7.8 **PROTECCIÓN DE CORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA PARA MÁQUINAS (CVGAPC-4, 46)**

Existen numerosas condiciones del sistema que pueden causar corrientes trifásicas desbalanceadas en un generador, entre otros motivos, por:

- Cargas desbalanceadas
- Fallas fase-fase y fase-tierra
- Conductores rotos o caídos (fases abiertas)
- Malfuncionamiento de uno o más polos de un interruptor

Estas condiciones del sistema producen componentes de corriente de secuencia negativa la cual induce una corriente de doble frecuencia en la superficie del rotor. Estas corrientes en el rotor pueden causar grandes elevaciones de la temperatura en un tiempo muy corto tiempo que podría dañar a la máquina. Es práctica común proporcionar al generador protección para condiciones de desbalance externo.

Se ajustó la función CVGAPC1 (multifunción ajustada como protección de secuencia negativa para generadores) sirve como protección de respaldo, esto es, proteger al generador antes fallas de la protección de línea del sistema (demoras de disparo de la protección principal de línea o falla del

interruptor al abrir). Para ello, la función mide directamente la corriente de secuencia negativa, respondiendo según una característica tiempo-corriente, la cual se ajusta de acuerdo a las capacidades de corriente de secuencia negativa del generador $K=I_2^2t$, donde:

- I_2 es la corriente de secuencia negativa expresada en pu de la corriente nominal del generador
- t es la corriente de operación en segundos
- K es una constante la cual depende del, tamaño y diseño del generador

Esta función se ajustó en los valores determinados para la protección DGP en el estudio realizado en [10], donde se adopta los criterios de las normas ASA C50.1 e IEC; se ajustaron los 2 siguientes parámetros:

- StartCurr_OC1, que es el pickup de corriente de sec. negativa (I_2/I_n) el cual está ajustado en la DGP en 8%.
- k_{OC1} , que es la energía específica I^2t máxima capaz de tolerar el generador; en la tabla siguiente se muestra los valores de energía específica para distintos tipos de máquinas; luego K_{OC1} se ajustó en 20, que es el valor recomendado por la norma IEC.

En la siguiente tabla se muestra el criterio y valores de ajuste de la función 46 para la DGP [10]:

CRITERIOS Y AJUSTE DE LA FUNCIÓN 46 EN LA DGP

3.2. Protección contra carga desequilibrada.

El criterio de ajuste de esta protección debe considerar la característica de calentamiento I_2^2t del generador, concentrado principalmente en los polos y el cuerpo macizo del rotor. Para determinar el ajuste es necesario conocer la capacidad máxima de circulación de corriente de secuencia negativa I_2/I_N y la característica de calentamiento I_2^2t de la máquina.

Debido a que no se tienen esos antecedentes en el caso de la unidad de Colbún, se utilizarán valores típicos indicados en las normas. Por ejemplo las normas ASA e IEC, indican que la máxima circulación permitida de corriente de secuencia negativa está en torno al 8% de la corriente nominal de la máquina ($I_2/I_N = 0,08$). Por otra parte, el valor máximo de I_2^2t , utilizado por la norma ASA C50.1, varía entre 10 y 40, siendo este último valor el máximo para generadores accionados por turbinas hidráulicas, sin embargo la norma IEC considera valores del orden de 20 en condiciones de falla.

Por lo tanto, el valor máximo de I_2 que puede circular es:

$$I_2 \text{ máx} = 0,08 \times 262000 / 13,8\sqrt{3} = 877 \text{ Amp.} = 0,44 \text{ Amp. sec.}$$

El valor del pick up de la etapa de alarma conviene ajustarlo a lo más en un 70% del I_2 máx., esto es 0,30 Amp. sec. y el de la etapa de desenganche, en 0,44 Amp. sec.

Sobre la base de lo anterior, se tiene que los valores adoptados se ajustan a los criterios habituales, siendo conveniente reducir el valor de K2 a 20 en vez de 30, para ajustarse a la norma IEC.

CURRENT UNBALANCE - TRIP: 46T			
401	TRIP	Configure Trip Output	0100
402	ALARM	Configure Alarm Output	0001
403	PICKUP	Pickup Level	0,44 Amps
404	K2	K Factor	20 Sec

Equivalencias de parámetros respecto al REG 670:

- PICKUP = StartCurr_OC1
- K2 = k_OC1

Se verificó que estos ajustes satisfagan los requerimientos exigidos por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en cuyo el Artículo 3-4 literal g) [9], especifica que: "Cada unidad generadora conectada al SI deberá soportar, sin desconectarse del SI, la circulación de la corriente de

secuencia negativa correspondiente a una falla asimétrica cercana, durante el tiempo que transcurre desde el origen de la falla hasta la operación de la última protección de respaldo".

Para corroborar que los ajustes satisfacen esta especificación, se simularon distintos tipos de fallas asimétricas en la barra de 220 kV de salida de la central; continuación se dan los valores de corriente máxima de secuencia negativa que aporta cada generador:

- Falla unipolar a tierra sin resistencia de falla: $I_2 = 9102 \text{ A}$
- Falla bifásica aislada sin resistencia de falla: $I_2 = 13132 \text{ A}$
- Falla bifásica a tierra sin resistencia de falla: $I_2 = 8147 \text{ A}$

Tomando el valor máximo de 13132 A y teniendo en cuenta el valor de energía específica $K1 = I_2^2 \cdot t = 20$ adoptado (I_2 es la corriente de secuencia negativa en pu. referida a la corriente nominal del generador de 9204 A, luego $I_2 = 13132/9204 = 1,41$), implica que la unidad generadora puede soportar hasta, despejando t de la ec. de energía específica, un tiempo máximo $t_{\max} = 10 \text{ s}$; este tiempo es ampliamente mayor que los tiempos de actuación de cualquier protección de respaldo y por lo tanto la unidad no será desconectada del SI. Para valores de corriente de secuencia negativa I_2 menores, el $t_{\max}$ es aún mayor.

Los parámetros de la función fueron ajustados siguiendo las recomendaciones del Application Manual REG670 de ABB [6]. A continuación se describe el procedimiento de ajuste para $k_{OC1} = 20$ y $StartCurr_{OC1} = 8\%$ de la I_n del generador.

La curva de capacidad de tolerancia de corrientes de secuencia negativa utilizada internacionalmente es la siguiente:

$$t_{op} = \frac{k}{\left(\frac{I_{NS}}{I_r} \right)^2}$$

donde:

t_{op} : es el tiempo de operación en segundos

k : constante de capacidad en segundos

I_{NS} : corriente de secuencia negativa medida

I_r : corriente nominal del generador

Si se define el parámetro x como la máxima corriente de secuencia negativa tolerada en forma continua con la siguiente fórmula:

$x = 8\% = 0,08 \text{ pu}$

Luego, la ec. de t_{op} puede ser reescrita como :

$$t_{op} = \frac{k \cdot \frac{1}{x^2}}{\left(\frac{I_{NS}}{x \cdot I_r} \right)^2}$$

Con el objeto de llevar a cabo tal protección funcionalmente con la CVGAPC-4, debe realizarse lo siguiente:

1. Conectar las corrientes del generador a la función CVGAPC-4
2. Ajustar el parámetro **CurrentInput** en el valor **NegSeq**
3. Ajustar el valor de la corriente base igual a la corriente nominal del generador en amp primarios
4. Habilitar una etapa de corriente, en este caso OC1.
5. Seleccionar el parámetro **CurveType_OC1** en el valor **Programmable**, el cual corresponde a la siguiente curva:

$$t_{op} = k \cdot \left(\frac{A}{M^P - C} + B \right)$$

donde:

t_{op} es el tiempo de operación

k es el multiplicador de tiempo

M es la relación entre la magnitud del valor medido y el nivel de ajuste del pickup

A, B, C y P son coeficientes ajustables los cuales determinan el tipo de curva de tiempo inverso.

Para que esta última curva sea igual a la anterior, hay que ajustar:

1. $k_{OC1} = 20$
2. $A_{OC1} = 1/0.08^{**2} = 156,25$
3. $B_{OC1} = 0.0$, $C_{OC1} = 0.0$ and $P_{OC1} = 2.0$
4. $SartCurr_{OC1} = 8\%$

A continuación se detallan los ajustes de los parámetros de la función.

AJUSTES BÁSICOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN CVGAPC-4 (46)

NAME	VALUES (RANGE)	UNIT	STEP	DEFAULT	DESCRIPTION	SETTING
Operation Off / On	Off On	-	-	Off		On

CurrentInput	phase1 phase2 phase3 PosSeq NegSeq 3*ZeroSeq MaxPh MinPh UnbalancePh phase1- phase2- phase3- phase3- phase1 MaxPh-Ph MinPh-Ph UnbalancePh- Ph	-	-	MaxPh	Select current signal which will be measured inside function	NegSeq
IBase	1 - 99999	A	1	3000	Base Current	9204
VoltageInput	phase1 phase2 phase3 PosSeq - NegSeq - 3*ZeroSeq MaxPh MinPh UnbalancePh phase1- phase2- phase3- phase3- phase1 MaxPh-Ph MinPh-Ph UnbalancePh- Ph	-	-	MaxPh	Select voltage signal which will be measured inside function	-
UBase	0.05 - 2000.00	kV	0.05	400.00	Base Voltage	-
OperHarmRestr	Off On	-	-	Off	Operation of 2nd harmonic restrain Off / On	Off
I_2nd/I_fund	10.0 - 50.0	%	1.0	20.0	Ratio of second to fundamental current harmonic in %	-
EnRestrainingCurr	Off On	-	-	Off	Enable current restrain function On / Off	Off
RestrCurrInput	PosSeq NegSeq 3*ZeroSeq Max	-	-	PosSeq	Select current signal which will be used for curr restrain	-
RestrCurrCoeff	0.00 - 5.00	-	0.01	0.00	Restraining current coefficient	-
RCADir	-180 - 180	Deg	1	-75	Relay Characteristic Angle	-

ROADir	1 - 90	Deg	1	75	Relay Operate Angle	-
LowVolt_VM	0.0 - 5.0	%UB	0.1	0.5	Below this level in % of Ubase setting ActLowVolt takes over	-
Operation_OC1	Off On	-	-	Off	Operation OC1 Off / On	On
StartCurr_OC1	2.0 - 5000.0	%IB	1.0	120.0	Operate current level for OC1 in % of Ibase	8%
CurveType_OC1	ANSI Ext. inv. ANSI Very inv. ANSI Norm. inv. ANSI Mod. inv. ANSI Def. Time L.T.E. inv. L.T.V. inv. L.T. inv. IEC Norm. inv. IEC Very inv. IEC inv. IEC Ext. inv. IEC S.T. inv. IEC L.T. inv. IEC Def. Time Programmable RI type RD type	-	-	ANSI Def. Time	Selection of time delay curve type for OC1	Programmable
tDef_OC1	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.50	Independent (definitive) time delay of OC1	-
k_OC1	0.05 - 999.00	-	0.01	0.30	Time multiplier for the dependent time delay for OC1	20
IMin1	1 - 10000	%IB	1	100	Minimum operate current for step1 in % of IBase	-
tMin_OC1	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.05	Minimum operate time for IEC IDMT curves for OC1	-
VCntrlMode_OC1	Voltage control Input control Volt/Input control Off	-	-	Off	Control mode for voltage controlled OC1 function	Off
VDepMode_OC1	Step Slope	-	-	Step	Voltage dependent mode OC1 (step, slope)	-
VDepFact_OC1	0.02 - 5.00	-	0.01	1.00	Multiplying factor for I pickup when OC1 is U dependent	-
ULowLimit_OC1	1.0 - 200.0	%UB	0.1	50.0	Voltage low limit setting OC1 in % of Ubase	-
UHighLimit_OC1	1.0 - 200.0	%UB	0.1	100.0	Voltage high limit setting OC1 in % of Ubase	-

HarmRestr_OC1	Off On	-	-	Off	Enable block of OC1 by 2nd harmonic restrain	-
DirMode_OC1	Non-directional Forward Reverse	-	-	Non-directional	Directional mode of OC1 (nondir, forward,reverse)	-
DirPrinc_OC1	I&U IcosPhi&U	-	-	I&U	Measuring on landU or IcosPhiandU for OC1	-
ActLowVolt1_VM	Non-directional Block Memory	-	-	Non-directional	Low voltage level action for Dir_OC1 (Nodir, Blk, Mem)	-
Operation_OC2	Off On	-	-	Off	Operation OC2 Off / On	off
StartCurr_OC2	2.0 - 5000.0	%IB	1.0	120.0	Operate current level for OC2 in % of Ibase	-
CurveType_OC2	ANSI Ext. inv. ANSI Very inv. ANSI Norm. inv. ANSI Mod. inv. ANSI Def. Time L.T.E. inv. L.T.V. inv. L.T. inv. IEC Norm. inv. IEC Very inv. IEC inv. IEC Ext. inv. IEC S.T. inv. IEC L.T. inv. IEC Def. Time Programmable RI type RD type	-	-	ANSI Def. Time	Description Selection of time delay curve type for OC2	-
tDef_OC2	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.50	Independent (definitive) time delay of OC2	-
k_OC2	0.05 - 999.00	-	0.01	0.30	Time multiplier for the dependent time delay for OC2	-
IMin2	1 - 10000	%IB	1	50	Minimum operate current for step2 in % of IBase	-
tMin_OC2	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.05	Minimum operate time for IEC IDMT curves for OC2	-
VCntrlMode_OC2	Voltage control Input control Volt/Input control Off	-	-	Off	Control mode for voltage controlled OC2 function	-
VDepMode_OC2	Step Slope	-	-	Step	Voltage dependent mode OC2 (step, slope)	-
VDepFact_OC2	0.02 - 5.00	-	0.01	1.00	Multiplying factor for I pickup when OC2 is U	-

					dependent	
ULowLimit_OC2	1.0 - 200.0	%UB	0.1	50.0	Voltage low limit setting OC2 in % of Ubase	-
UHighLimit_OC2	1.0 - 200.0	%UB	0.1	100.0	Voltage high limit setting OC2 in % of Ubase	-
HarmRestr_OC2	Off On	-	-	Off	Enable block of OC2 by 2nd harmonic restrain	off
DirMode_OC2	Non-directional Forward Reverse	-	-	Non-directional	Directional mode of OC2 (nondir, forward,reverse)	-
DirPrinc_OC2	I&U IcosPhi&U	-	-	I&U	Measuring on landU or IcosPhiandU for OC2	-
ActLowVolt2_VM	Non-directional Block Memory	-	-	Non-directional	Low voltage level action for Dir_OC2 (Nodir, Blk, Mem)	-
Operation_UC1	Off On	-	-	Off	Operation UC1 Off / On	off
EnBlkLowI_UC1	Off On	-	-	Off	Enable internal low current level blocking for UC1	-
BlkLowCurr_UC1	0 - 150	%IB	1	20	Internal low current blocking level for UC1 in % of Ibase	-
StartCurr_UC1	2.0 - 150.0	%IB	1.0	70.0	Operate undercurrent level for UC1 in % of Ibase	-
tDef_UC1	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.50	Independent (definitive) time delay of UC1	
tResetDef_UC1	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.00	Reset time delay used in IEC Definite Time curve UC1	-
HarmRestr_UC1	Off On	-	-	Off	Enable block of UC1 by 2nd harmonic restrain	off
Operation_UC2	Off On	-	-	Off	Operation UC2 Off / On	off
EnBlkLowI_UC2	Off On	-	-	Off	Enable internal low current level blocking for UC2	off
BlkLowCurr_UC2	0 - 150	%IB	1	20	Internal low current blocking level for UC2 in % of Ibase	
StartCurr_UC2	2.0 - 150.0	%IB	1.0	70.0	Operate undercurrent level for UC2 in % of Ibase	
tDef_UC2	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.50	Independent (definitive) time delay of UC2	
HarmRestr_UC2	Off On	-	-	Off	Enable block of UC2 by 2nd harmonic restrain	off

Operation_OV1	Off On	-	-	Off	Operation OV1 Off / On	off
StartVolt_OV1	2.0 - 200.0	%UB	0.1	150.0	Operate voltage level for OV1 in % of Ubase	-
CurveType_OV1	Definite time Inverse curve A Inverse curve B Inverse curve C Prog. inv. curve	-	-	Definite time	Selection of time delay curve type for OV1	-
tDef_OV1	0.00 - 6000.00	s	0.01	1.00	Operate time delay in sec for definite time use of OV1	-
tMin_OV1	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.05	Minimum operate time for IDMT curves for OV1	-
k_OV1	0.05 - 999.00	-	0.01	0.30	Time multiplier for the dependent time delay for OV1	-
Operation_OV2	Off On	-	-	Off	Operation OV2 Off / On	off
StartVolt_OV2	2.0 - 200.0	%UB	0.1	150.0	Operate voltage level for OV2 in % of Ubase	-
CurveType_OV2	Definite time Inverse curve A Inverse curve B Inverse curve C Prog. inv. curve	-	-	Definite time	Selection of time delay curve type for OV2	-
tDef_OV2	0.00 - 6000.00	s	0.01	1.00	Operate time delay in sec for definite time use of OV2	-
tMin_OV2	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.05	Minimum operate time for IDMT curves for OV2	-
k_OV2	0.05 - 999.00	-	0.01	0.30	Time multiplier for the dependent time delay for OV2	-
Operation_UV1	Off On	-	-	Off	Operation UV1 Off / On	off
StartVolt_UV1	2.0 - 150.0	%UB	0.1	50.0	Operate undervoltage level for UV1 in % of Ubase	-
CurveType_UV1	Definite time Inverse curve A Inverse curve B Prog. inv. curve	-	-	Definite time	Selection of time delay curve type for UV1	-
tDef_UV1	0.00 - 6000.00	s	0.01	1.00	Operate time delay in sec for definite time use of UV1	-

tMin_UV1	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.05	Minimum operate time for IDMT curves for UV1	-
k_UV1	0.05 - 999.00	-	0.01	0.30	Time multiplier for the dependent time delay for UV1	-
EnBlkLowV_UV1	Off On	-	-	On	Enable internal low voltage level blocking for UV1	-
BlkLowVolt_UV1	0.0 - 5.0	%UB	0.1	0.5	Internal low voltage blocking level for UV1 in % of Ubase	-
Operation_UV2	Off On	-	-	Off	Operation UV2 Off / On	off
StartVolt_UV2	2.0 - 150.0	%UB	0.1	50.0	Operate undervoltage level for UV2 in % of Ubase	-
CurveType_UV2	Definite time Inverse curve A	-	-	Definite time	Selection of time delay curve type for UV2	-
	Inverse curve B					-
	Prog. inv. curve					-
tDef_UV2	0.00 - 6000.00	s	0.01	1.00	Operate time delay in sec for definite time use of UV2	-
tMin_UV2	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.05	Minimum operate time for IDMT curves for UV2	-
k_UV2	0.05 - 999.00	-	0.01	0.30	Time multiplier for the dependent time delay for UV2	-
EnBlkLowV_UV2	Off On	-	-	On	Enable internal low voltage level blocking for UV2	-
BlkLowVolt_UV2	0.0 - 5.0	%UB	0.1	0.5	Internal low voltage blocking level for UV2 in % of Ubase	-

AJUSTES AVANZADOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN CVGAPC-4 (46)

NAME	VALUES (RANGE)	UNIT	STEP	DEFAULT	DESCRIPTION	SETTING
CurrMult_OC1	1.0 - 10.0	-	0.1	2.0	Description Multiplier for scaling the current setting value for OC1	1,0
ResCrvType_OC1	Instantaneous IEC Reset ANSI reset	-	-	Instantaneous	Selection of reset curve type for OC1	-
tResetDef_OC1	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.00	Reset time delay used in IEC Definite Time curve	0.

					OC1	
P_OC1	0.001 - 10.000	-	0.001	0.020	Parameter P for customer programmable curve for OC1	2.
A_OC1	0.000 - 999.000	-	0.001	0.140	Parameter A for customer programmable curve for OC1	156.25
B_OC1	0.000 - 99.000	-	0.001	0.000	Parameter B for customer programmable curve for OC1	0.
C_OC1	0.000 - 1.000	-	0.001	1.000	Parameter C for customer programmable curve for OC1	0.
PR_OC1	0.005 - 3.000	-	0.001	0.500	Parameter PR for customer programmable curve for OC1	-
TR_OC1	0.005 - 600.000	-	0.001	13.500	Parameter TR for customer programmable curve for OC1	-
CR_OC1	0.1 - 10.0	-	0.1	1.0	Parameter CR for customer programmable curve for OC1	-
CurrMult_OC2	1.0 - 10.0	-	0.1	2.0	Multiplier for scaling the current setting value for OC2	-
ResCrvType_OC2	Instantaneous IEC Reset ANSI reset	-	-	Instantaneous	Selection of reset curve type for OC2	-
tResetDef_OC2	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.00	Reset time delay used in IEC Definite Time curve OC2	-
P_OC2	0.001 - 10.000	-	0.001	0.020	Parameter P for customer programmable curve for OC2	-
A_OC2	0.000 - 999.000	-	0.001	0.140	Parameter A for customer programmable curve for OC2	-
B_OC2	0.000 - 99.000	-	0.001	0.000	Parameter B for customer programmable curve for OC2	-
C_OC2	0.000 - 1.000	-	0.001	1.000	Parameter C for customer programmable curve for OC2	-
PR_OC2	0.005 - 3.000	-	0.001	0.500	Parameter PR for customer programmable curve for OC2	-
TR_OC2	0.005 - 600.000	-	0.001	13.500	Parameter TR for customer programmable curve for OC2	-
CR_OC2	0.1 - 10.0	-	0.1	1.0	Parameter CR for customer programmable curve for OC2	-

tResetDef_UC2	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.00	Reset time delay used in IEC Definite Time curve UC2	-
ResCrvType_OV1	Instantaneous Frozen timer Linearly decreased	-	-	Instantaneous	Selection of reset curve type for OV1	-
tResetDef_OV1	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.00	Reset time delay in sec for definite time use of OV1	-
tResetIDMT_OV1	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.00	Reset time delay in sec for IDMT curves for OV1	-
A_OV1	0.005 - 999.000	-	0.001	0.140	Parameter A for customer programmable curve for OV1	-
B_OV1	0.500 - 99.000	-	0.001	1.000	Parameter B for customer programmable curve for OV1	-
C_OV1	0.000 - 1.000	-	0.001	1.000	Parameter C for customer programmable curve for OV1	-
D_OV1	0.000 - 10.000	-	0.001	0.000	Parameter D for customer programmable curve for OV1	-
P_OV1	0.001 - 10.000	-	0.001	0.020	Parameter P for customer programmable curve for OV1	-
ResCrvType_OV2	Instantaneous Frozen timer Linearly decreased	-	-	Instantaneous	Selection of reset curve type for OV2	-
tResetDef_OV2	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.00	Reset time delay in sec for definite time use of OV2	-
tResetIDMT_OV2	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.00	Reset time delay in sec for IDMT curves for OV2	-
A_OV2	0.005 - 999.000	-	0.001	0.140	Parameter A for customer programmable curve for OV2	-
B_OV2	0.500 - 99.000	-	0.001	1.000	Parameter B for customer programmable curve for OV2	-
C_OV2	0.000 - 1.000	-	0.001	1.000	Parameter C for customer programmable curve for OV2	-
D_OV2	0.000 - 10.000	-	0.001	0.000	Parameter D for customer programmable curve for OV2	-
P_OV2	0.001 - 10.000	-	0.001	0.020	Parameter P for customer programmable curve for OV2	-

ResCrvType_UV1	Instantaneous Frozen timer Linearly decreased	-	-	Instantaneous	Selection of reset curve type for UV1	-
tResetDef_UV1	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.00	Reset time delay in sec for definite time use of UV1	-
tResetIDMT_UV1	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.00	Reset time delay in sec for IDMT curves for UV1	-
A_UV1	0.005 - 999.000	-	0.001	0.140	Parameter A for customer programmable curve for UV1	-
B_UV1	0.500 - 99.000	-	0.001	1.000	Parameter B for customer programmable curve for UV1	-
C_UV1	0.000 - 1.000	-	0.001	1.000	Parameter C for customer programmable curve for UV1	-
D_UV1	0.000 - 10.000	-	0.001	0.000	Parameter D for customer programmable curve for UV1	-
P_UV1	0.001 - 10.000	-	0.001	0.020	Parameter P for customer programmable curve for UV1	-
ResCrvType_UV2	Instantaneous Frozen timer Linearly decreased	-	-	Instantaneous	Selection of reset curve type for UV2	-
tResetDef_UV2	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.00	Reset time delay in sec for definite time use of UV2	-
tResetIDMT_UV2	0.00 - 6000.00	s	0.01	0.00	Reset time delay in sec for IDMT curves for UV2	-
A_UV2	0.005 - 999.000	-	0.001	0.140	Parameter A for customer programmable curve for UV2	-
B_UV2	0.500 - 99.000	-	0.001	1.000	Parameter B for customer programmable curve for UV2	-
C_UV2	0.000 - 1.000	-	0.001	1.000	Parameter C for customer programmable curve for UV2	-
D_UV2	0.000 - 10.000	-	0.001	0.000	Parameter D for customer programmable curve for UV2	-
P_UV2	0.001 - 10.000	-	0.001	0.020	Parameter P for customer programmable curve for UV2	-

3.7.9 PROTECCIÓN FALLA TIERRA ROTOR GVGAPC3 (GF03, 64R)

Esta función no fue ajustada debido a que no se dispone de información referente a las características técnicas del tipo de excitación existente.

3.8 PROTECCIÓN POR ENERGIZACIÓN INADVERTIDA O ACCIDENTAL (AEGGAPC, 50/27)

Cuando un generador es energizado mientras está fuera de servicio y girando, o girando hasta la posición de parada, se convierte en un motor de inducción y puede sufrir daños en unos pocos segundos. También pueden ocurrir daños en la turbina. Errores de operación, descargas de arco (flasheo) entre contactos del interruptor, mal funcionamiento del circuito de control o una combinación de estas causas pueden dar como resultado que el generador llegue a ser energizado accidentalmente.

Respuesta del generador a energización trifásica:

- Se convierte en un motor de inducción
- la corriente del estator induce corrientes de grandes magnitudes en el rotor, causándole rápido calentamiento térmico
- Esta corriente del rotor es inicialmente a 50 Hz, pero disminuye en su frecuencia según se incrementa la velocidad del rotor debido a la acción de motor de inducción.

Respuesta del generador debido a energización monofásica:

- Provoca un desbalance de corriente significativo, que origina corriente de secuencia negativa y calentamiento térmico del rotor similar al causado por la energización trifásica.
- El par de aceleración no es significativo si la tensión aplicada al generador es monofásica y la unidad está esencialmente en reposo.
- El flasheo del interruptor es la causa más frecuente de la energización inadvertida monofásica.

Debido a las severas limitaciones de los relés convencionales de generadores para detectar la energización inadvertida, han sido desarrollados e instalados esquemas de protección dedicados. A diferencia de los esquemas convencionales de protección, los cuales protegen cuando el equipo está en servicio, estos esquemas deben proporcionar protección cuando el equipo está fuera de servicio; el más utilizado de estos esquemas es la de Sobrecorriente Supervisada por Tensión, como es la función de protección contra energización accidental del generador sincrónico AEGGAPC. Esta monitorea la máxima corriente de fase y la máxima tensión de línea del generador. Cuando la tensión cae por debajo de un cierto nivel ajustado por un tiempo mayor a un tiempo de retardo definido, luego se habilita una etapa de protección por sobrecorriente. Esta etapa es la que produce el trip del generador en caso de una energización accidental. Cuando la tensión sube nuevamente, esta etapa de sobrecorriente es deshabilitada en forma automática.

- **Ajustes de Parámetros de la función**
- **I_{Base}**: corriente nominal del generador

- **UBase**: tensión nominal del generador.
- **I>**: Nivel de corriente de disparo cuando la función está armada, esto es, cuando el generador se encuentra parado, en % de *IBase*. La norma C37.102 [1] y autores en [3, 5,6] recomiendan un ajuste bajo no menor al 125%. En este caso fue ajustado en 125%.
- **tOC**: Tiempo de disparo en caso que se detecte una corriente mayor que *I>* debido a la energización accidental. En este caso fue ajustado sin tiempo de retardo en 0,00 s.
- **ArmU<**: Valor de tensión, dado en % de *UBase*, para la activación (armado) de la función. Esta tensión debe ser menor a la menor tensión permitida de operación. En este caso se ajustó en el valor recomendado por la norma C37.102 [1] y ABB [6] de 50%.
- **tArm**: Tiempo de retardo para la activación o armado. Este retardo de tiempo debe ser mayor que el mayor tiempo de despeje de falla del sistema por los sistemas de protección correspondientes. En este caso se ajustó en 1,5 s, que es un tiempo mayor al despeje de fallas en primera y segunda zona de los relés de distancia de las líneas que salen de .
- **DisarmU>**: Valor de tensión, expresado en % de *UBase*, para la desactivación (desarmado) de la función. Este valor de tensión debe ser mayor que **ArmU<** y menor que el menor nivel de tensión de operación permitido. Aquí se adoptó el valor de 80% recomendado por ABB [6].
- **tDisarm**: Tiempo de retardo de *DisarmU>* para la desactivación de la función. Este tiempo debe ser mayor que *tOC*. Se adoptó 0.5s recomendado por ABB [6].

A continuación se detallan los ajustes de los parámetros de la función.

AJUSTES DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN AEGGAPC (50/27)

NAME	VALUES (RANGE)	UNIT	STEP	DEFAULT	DESCRIPTION	SETTING
Operation	Off On	-	-	Off	Operation Off / On	On
IBase	1 - 99999	A	1	3000	Base current (primary phase current in A)	9204,0
UBase	0.05 - 2000.00	kV	0.05	20.00	Base voltage (primary phase-to-phase voltage in kV)	13,8
I>	2 - 900	%IB	1	120	Operate phase current level in % of IBase	125,0
tOC	0.000 - 60.000	s	0.001	0.030	Trip time delay for over current level	0,00
ArmU<	2 - 200	%UB	1	50	Under-voltage level to arm protection in % of UBase	50,0
tArm	0.000 - 60.000	s	0.001	5.000	Time delay to arm protection with U< level	1,5
DisarmU>	2 - 200	%UB	1	80	Over-voltage level to disarm protection in % of UBase	80,0
tDisarm	0.000 - 60.000	s	0.001	0.500	Time delay to disarm protection with U> level	0,5

3.9 PROTECCIÓN DE Tensión

3.9.1 PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN CON DOS ETAPAS OV2PTOV (PTOV, 59)

La sobretensión del generador es usualmente causada por:

- El despeje repentino de carga
- Falla del regulador de tensión o ajuste erróneo bajo control manual
- Diferentes clases de fallas, donde aparece tensiones elevadas en ciertas partes del sistema, como conexiones metálicas a niveles de alta tensión (conductores rotos cayendo sobre una línea aérea, fallas de descarga en transformadores desde el arrollamiento AT al arrollamiento BT, etc.).
- Carga baja comparada con la generación de potencia reactiva
- Fallas a tierra de en sistemas aterrados a través de alta impedancia causan, a demás de las sobretensiones en el neutro, tensiones elevadas en las fases sanas.

Los generadores son normalmente diseñados para operar en forma continua con una tensión máxima de 105% de su tensión nomina, entregando al mismo tiempo potencia nominal a frecuencia nominal. Sobretensiones sostenidas por arriba de la admisible puede producir sobreflujo (debido a la alta relación V/Hz) y estrés eléctrico excesivo en la aislación del sistema.

La función de sobretensión OV2PTOV protege a los generadores contra sobretensiones que se puedan producir por los motivos mencionados. Los valores de ajuste dados son los mismos que los ajustados en el DGP para la misma función [10]. En la tabla siguiente se muestran el criterio y valores asignados al DGP:

Criterios y valores a de ajuste en el DGP

3.7. Protección contra sobre voltajes.

Los criterios normales consideran que la máquina no soporta en forma permanente un valor mayor que el 110% de la tensión nominal y que para un valor cercano al 150% de la tensión nominal se requiere una operación muy rápida.

Por lo tanto, sobre la base del criterio anteriormente expuesto se sugieren los siguientes ajustes:

$V_{nom} = 13,8 \text{ kV} = 115 \text{ V sec}$

INV PU : $1,1 * 115 = 126,5 \Rightarrow 126 \text{ V sec}$

Time Fac: menor tiempo posible para 150% $\Rightarrow K = 0,5$

OVERVOLTAGE:59

1501	TRIP	Configure Trip Output	0110
1502	ALARM	Configure Alarm Output	0010
1503	PICKUP	Pickup Voltage	126 Volts
1504	TIME FAC	Time Factor	0,5 Sec

De acuerdo a esto se ajusto la función OV2PTOV_59 en dos etapas:

- El pick up de la primera etapa se ajustó a 110% de la tensión nominal con un retardo de según la Inverse Curve A, coincidente con la del DGP, con un $K1 = 0,5$.
- El pick up de la segunda etapa se ajustó a 150% de la tensión nominal con un retardo de tiempo de 2 ciclos ($= 0,1 \text{ s}$) según una característica de actuación Definite Time.

A continuación se detallan los ajustes de los parámetros de la función.

AJUSTES GENERALES DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN OV2PTOV_59 (TOV1-)

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
ConnType	PhG PhPh PhG RMS PhPh RMS	-	PhG	-	TBD	PhG DFT

AJUSTES BÁSICOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN OV2PTOV_59 (TOV1-)

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
Operation	Off On	-	Off	-	Operation Off / On	On
UBase	0.05 - 2000.00	0.05	400.00	kV	Base voltage	13,8
OperationStep1	Off On	-	On	-	Enable execution of step 1	On

Characterist1	Definite time Inverse curve A Inverse curve B Prog. inv. curve	-	Definite time	-	Selection of time delay curve type for step 1	Inverse curve A
OpMode1	1 out of 3 2 out of 3 3 out of 3	-	1 out of 3	-	Number of phases required for op (1 out of 3, 2 of 3, 3 of 3) from step 1	1 out of 3
U1>	1 - 200	1	120	%UB	Voltage setting/start val (DT & IDMT) in % of UBase, step 1	110
t1	0.00 - 6000.00	0.01	5.00	s	Definitive time delay of step 1	-
t1Min	0.000 - 60.000	0.001	5.000	s	Minimum operate time for inverse curves for step 1	-
k1	0.05 - 1.10	0.01	0.05	-	Time multiplier for the inverse time delay for step 1	0,5
HystAbs1	0.0 - 100.0	0.1	0.5	%UB	Absolute hysteresis in % of UBase, step 1	0,5
OperationStep2	Off On	-	On	-	Enable execution of step 2	On
Characterist2	Definite time Inverse curve A Inverse curve B Prog. inv. curve	-	Definite time	-	Selection of time delay curve type for step 2	Definite time
OpMode2	1 out of 3 2 out of 3 3 out of 3	-	1 out of 3	-	Number of phases required for op (1 out of 3, 2 of 3, 3 of 3) from step 2	1 out of 3
U2>	1 - 200	1	120	%UB	Voltage setting/start val (DT & IDMT) in % of UBase, step 2	150,0
t2	0.00 - 6000.00	0.01	5.00	s	Definitive time delay of step 2	0,1
t2Min	0.000 - 60.000	0.001	5.000	s	Minimum operate time for inverse curves for step 2	-
k2	0.05 - 1.10	0.01	0.05	-	Time multiplier for the inverse time delay for step 2	-

3.9.2 PROTECCIÓN DE FALLA TIERRA ESTATOR 95% Y 100% 3RD HARMONIC (STEFHIZ, 59THD)

Esta función no fue ajustada debido a que se requiere mediciones y/o estimaciones de los 3ros armónicos de la tensión en el neutro y bornes de salida del generador en estado de funcionamiento normal y falla.

3.9.3 PROTECCIÓN DE SOBREEXCITACIÓN OEXPVPH (OEX1, 24)

Cuando el núcleo laminado de un transformador de potencia está sujeto a una densidad de flujo más allá de sus límites de diseño, comenzará a circular flujo de dispersión en los componentes no laminados que no están diseñados para hacer circular flujo magnético, causando la circulación de corrientes de Eddy. Estas pueden causar calentamiento excesivo y daños severos en la aislación y partes adyacentes en un tiempo relativamente corto.

Situaciones de sobretensión, o subfrecuencia, o ambas juntas, pueden resultar en un nivel de densidad de flujo excesiva, la cual es denominada sobreflujo o sobreexcitación. Esta puede ocurrir:

- Durante el arranque o parada si la corriente de campo no está ajustada apropiadamente.
- Una pérdida de carga o despeje de carga puede resultar en una sobreexcitación si el control de la tensión y regulador de frecuencia no está funcionando apropiadamente.
- Un bajo valor de frecuencia en un sistema aislado de la red principal puede resultar en sobreexcitación si el sistema de regulación de tensión mantiene la tensión normal.

De acuerdo a las normas ANSI/IEEE, los generadores o transformadores deben ser capaces de entregar la corriente nominal a un nivel de tensión de 105% de la tensión nominal (a frecuencia nominal) y operar en forma continua en vacío, con una tensión de salida de 110% de la tensión nominal. La capacidad del transformador o generador de resistir la sobreexcitación puede ser ilustrada en la forma de una curva de capacidad térmica, es decir, un diagrama el cual muestra el tiempo permitido en función del nivel de sobreexcitación.

El calor acumulado en partes críticas durante un período de sobreexcitación se reducirá gradualmente cuando la excitación retorna a los valores normales. Si se presenta un nuevo período de sobreexcitación luego de un intervalo de tiempo corto, el calentamiento comenzará a partir de un nivel mayor, por lo tanto la función OEXPVPH requiere de memoria térmica. En esta función la constante de tiempo de enfriamiento es ajustable dentro de un amplio rango.

La experiencia general es que las características de sobreexcitación para una gran cantidad de transformadores o generadores no están en concordancia con las curvas de tiempo inversas estándares. Con el objeto de lograr ajustes óptimos, la función OEXPVPH tiene la posibilidad de ajustar una característica adaptada al transformador. La característica de operación de la función de protección puede ser ajustada para corresponderse muy aproximadamente, ajustando el tiempo de operación para 6 figuras

diferentes de sobreexcitación en el rango de 100% a 180% del valor nominal de V/Hz. En la fig. 12 se muestra la posibilidad de ajuste de la característica de operación en relación con la curva de capacidad.

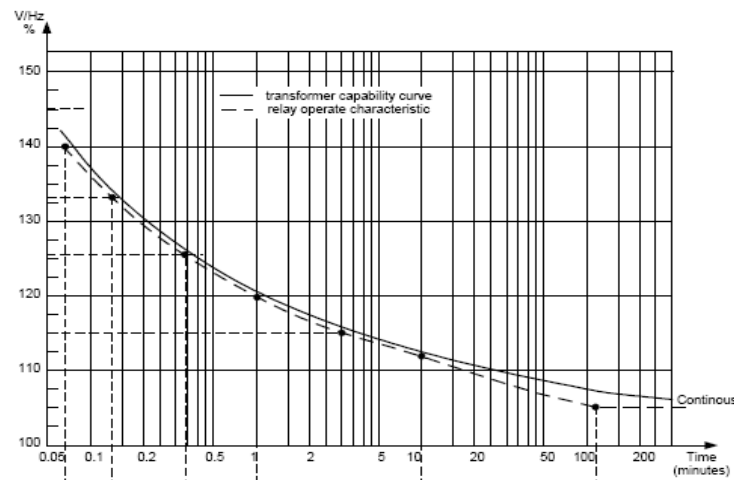


Fig. 12 - Ajuste de las características de operación

- Ajuste de parámetros

En general los ajustes se han asignado de acuerdo a la característica de capacidad V/Hz suministrada.

- **UBase**: Tensión nominal

- **IBase**: Corriente nominal

- **V/Hz>**: Pick up de la característica de operación. Se ajusta como un factor porcentaje de la relación entre tensión nominal y frecuencia nominal. El ajuste normal está entre 108-110%, dependiendo de la curva de capacidad del conjunto transformador/generador. En este caso se ajustó en 110% partiendo de la información suministrada por .

- **V/Hz>>**: Pick up de la característica de Definite Time *tMin* (ver más abajo), usada en casos de sobretensiones elevadas. Se ajusta como un factor porcentaje de la relación entre tensión nominal y frecuencia nominal. El ajuste normal está entre 110-180%, dependiendo de la curva de capacidad del conjunto transformador/generador. El ajuste debe estar por arriba del codo donde la característica comienza a ser recta. En este caso se ajustó en 118 % partiendo de la información suministrada por .

- **TrPulse**: Largo del pulso de disparo. Se ajustó en el valor recomendado por ABB [6] de 60 ms.

- **CurveType**: Selección del tipo de curva de retardo de tiempo inverso. En este caso ajustó en curva IEEE, que es la que mejor se adapta la curva de capacidad.

- **kForIEEE**: Constante de tiempo de la característica inversa IEEE. Se ajustó en 4 para adaptarla la curva de capacidad.

- **tCooling**: Constante de tiempo de enfriamiento que da el tiempo de reset cuando la tensión cae por debajo del valor de ajuste. Se ajustó en el valor suministrado de 30 s.

- **tMin**: Tiempo de operación a tensiones mayores que las ajustadas con $V/Hz \gg$. Ajuste típico está entre 1-10 s. En este caso se ajustó en 2 s según la información suministrada.

- **tMax**: Para sobretensiones cerca del valor pick up, los valores de tiempo pueden resultar extremadamente largos para valores altos de Kfor IEEE. Se ajusta luego un tiempo máximo. En este caso se ajustó en 45 s.

- **AlarmLevel**: Pick up del nivel de alarma. Se ajustó en este caso en el valor recomendado de 98% del nivel de disparo.

- **tAlarm**: Tiempo de alarma una vez alcanzado el nivel de alarma. Se ajustó en el valor típico recomendado de 5 s.

A continuación se detallan los ajustes de los parámetros de la función.

AJUSTES BÁSICOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN OEXPVPH_24 (OEX1-)

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
MeasuredU	PosSeq L1L2	-	L1L2	-	Selection of measured voltage	L1L2
MeasuredI	L3L1 PosSeq	-	L1L2	-	Selection of measured current	L1L2
Operation	Off On	-	Off	-	Operation Off / On	On

AJUSTES AVANZADOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN OEXPVPH_24 (OEX1-)

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
IBase	1 - 99999	1	3000	A	Base current (rated phase current) in A	9200
UBase	0.05 - 2000.00	0.05	400.00	kV	Base voltage (main voltage) in kV	13,8
V/Hz>	100.0 - 180.0	0.1	110.0	%UB/f	Operate level of V/Hz at no load and rated freq in % of (Ubase/frated)	110,0
V/Hz>>	100.0 - 200.0	0.1	140.0	%UB/f	High level of V/Hz above which tMin is used, in % of (Ubase/frated)	118,0
XLeak	0.000 - 200.000	0.001	0.000	ohm	Winding leakage reactance in primary ohms	0,000
TrPulse	0.000 - 60.000	0.001	0.100	S	Length of the pulse for trip signal (in sec)	0,6
tMin	0.000 - 60.000	0.001	7.000	S	Minimum trip delay for V/Hz inverse curve, in sec	2,0
tMax	0.00 - 9000.00	0.01	1800.00	S	Maximum trip delay for V/Hz inverse curve, in sec	45,0
tCooling	0.10 - 9000.00	0.01	1200.00	S	Transformer magnetic core cooling time constant, in sec	30,0
CurveType	IEEE Tailor made	-	IEEE	-	Inverse time curve selection, IEEE/Tailor made	IEEE
kForIEEE	1 - 60	1	1	-	Time multiplier for IEEE inverse type curve	4

AlarmLevel	50.0 - 120.0	1	100	%	Alarm operate level as % of operate level	98,0
tAlarm	0.00 - 9000.00	0.1	5.00	S	Alarm time delay, in sec	2,0
t1Tailor	0.00 - 9000.00	0.01	7200.00	S	Time delay t1 (longest) for tailor made curve, in sec	-
t2Tailor	0.00 - 9000.00	0.01	3600.00	S	Time delay t2 for tailor made curve, in sec	-
t3Tailor	0.00 - 9000.00	0.01	1800.00	S	Time delay t3 for tailor made curve, in sec	-
t4Tailor	0.00 - 9000.00	0.01	900.00	S	Time delay t4 for tailor made curve, in sec	-
t5Tailor	0.00 - 9000.00	0.01	450.00	S	Time delay t5 for tailor made curve, in sec	-
t6Tailor	0.00 - 9000.00	0.01	225.00	S	Time delay t6 (shortest) for tailor made curve, in sec	-

Ajustes del DGP existente:

OVEREXCITATION - TRIP:24T			
1401	TRIP ON	Configure Trip Output (on-line)	0110
1402	TRIP OFF	Configure Trip Output (off-line)	0110
1403	ALARM	Configure Alarm Output	0001
1404	CURVE #	Curve Number (Inverse Characteristic)	4
1405	INV PU	Pickup (V/Hz) (Inverse Characteristic)	1,1 Per Unit
1406	TIME FAC	Time Factor	45 Sec
1407	INST PU	Pickup (V/Hz) (Instantaneous)	1,18 Per Unit
1408	TL7	Timer TL7 setting	2 Sec
1409	RESET	Reset Time	30 Sec

Equivalencias de parámetros respecto al REG 670:

- CURVE = CurveType
- INV PU (pu) = $V/Hz > (\%UB/f)$
- INST PU (pu) = $V/Hz >> (\%UB/f)$

3.9.4 PROTECCIÓN DE SUBTENSIÓN UV2PTUV (PTUV, 27)

Esta función ha sido ajustada teniendo en cuenta las máximas caídas de tensión permitidas, según las normas de protección de generadores. Los generadores son normalmente diseñados para operar en forma continua a una tensión mínima de 95% de su tensión nominal, entregando potencia nominal a frecuencia nominal.

La operación del generador con tensión por debajo del 95% de su tensión nominal puede resultar en efectos indeseables tales como reducción de los límites de estabilidad, importación de reactivo en forma excesiva desde la red, y el funcionamiento defectuoso de dispositivos y equipos sensibles a la tensión.

La función de subtensión UV2PTUV protege a los generadores contra subteniones que se puedan producir por los motivos mencionados. Esta provee dos etapas de protección, las cuales fueron ajustadas siguiendo las recomendaciones de la norma C37.102 [1]:

- El pick up de la primera etapa se ajustó al 90% de la tensión nominal con un retardo de actuación de 15 s según una característica de actuación Definite Time.

- El pick up de la segunda etapa se ajustó a 80% de la tensión nominal con un retardo de tiempo de 2 s según una característica de actuación Definite Time.

A continuación se detallan los ajustes de los parámetros de la función.

AJUSTES BÁSICOS DE LA FUNCIÓN UV2PTUV

NAME	VALUES (RANGE)	UNIT	STEP	DEFAULT	DESCRIPTION	SETTING
Operation	Off On	-	-	Off	Operation Off / On	On
UBase	0.05 - 2000.00	kV	0.05	400.00	Base voltage	13,8
OperationStep1	Off On	-	-	On	Enable execution of step 1	On
Characterist1	Definite time Inverse curve A Inverse curve B Prog. inv. curve	-	-	Definite time	Selection of time delay curve type for step 1	Definite Time
OpMode1	1 out of 3 2 out of 3 3 out of 3	-	-	1 out of 3	Number of phases required for op (1 of 3, 2 of 3, 3 of 3) from step 1	1 out of 3
U1<	1 - 100	%UB	1	70	Voltage setting/start val (DT & IDMT) in % of UBase, step 1	90
t1	0.00 - 6000.00	s	0.01	5.00	Definitive time delay of step 1	15,00
t1Min	0.000 - 60.000	s	0.001	5.000	Minimum operate time for inverse curves for step 1	-
k1	0.05 - 1.10	-	0.01	0.05	Time multiplier for the inverse time delay for step 1	-
IntBlkSel1	Off Block of trip Block all	-	-	Off	Internal (low level) blocking mode, step 1	Off
IntBlkStVal1	1 - 100	%UB	1	20	Voltage setting for internal blocking in % of UBase, step 1	20
tBlkUV1	0.000 - 60.000	s	0.001	0.000	Time delay of internal (low level) blocking for step 1	0,00
HystAbs1	0.0 - 100.0	%UB	0.1	0.5	Absolute hysteresis in % of UBase, step 1	0,5
OperationStep2	Off On	-	-	On	Enable execution of step 2	On
Characterist2	Definite time Inverse curve A Inverse curve B	-	-	Definite time	Selection of time delay curve type for step 2	Definite time

	Prog. inv. curve					
OpMode2	1 out of 3 2 out of 3 3 out of 3	-	-	1 out of 3	Number of phases required for op (1 of 3, 2 of 3, 3 of 3) from step 2	1 out of 3
U2<	1 - 100	%UB	1	50	Voltage setting/start val (DT & IDMT) in % of UBase, step 2	80
t2	0.000 - 60.000	s	0.001	5.000	Definitive time delay of step 2	2
t2Min	0.000 - 60.000	s	0.001	5.000	Minimum operate time for inverse curves for step 2	-
k2	0.05 - 1.10	-	0.01	0.05	Time multiplier for the inverse time delay for step 2	-
IntBlkSel2	Off Block of trip Block all	-	-	Off	Internal (low level) blocking mode, step 2	Off
IntBlkStVal2	1 - 100	%UB	1	20	Voltage setting for internal blocking in % of UBase, step 2	20
tBlkUV2	0.000 - 60.000	s	0.001	0.000	Time delay of internal (low level) blocking for step 2	0,000
HystAbs2	0.0 - 100.0	%UB	0.1	0.5	Absolute hysteresis in % of UBase, step 2	0,5

3.9.5 PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN RESIDUAL DE TIERRA ROV2PTOV (PTOV, 59N)

La función ROV2PTOV brinda protección de sobretensión residual de dos etapas. Es principalmente utilizada en sistemas con puesta a tierra de alta impedancia, como es el caso de las unidades de generación de . Su aplicación es normalmente como protección back up de la protección principal de fallas a tierra. Debido a las bajas corrientes de falla a tierra que circulan para fallas en el generador a la salida del mismo hasta del transformador elevador, sirve como backup de la función de sobrecorriente de tierra en caso que la falla sea de alta impedancia.

En esta aplicación la función se aplica como protección de fallas a tierra del estator basada en la medición de la tensión residual. El contacto accidental entre arrollamientos del estator en las ranuras y el hierro del estator es la falla más común en los generadores. La falla e inicia normalmente por daño térmico o mecánico del material aislante. Fallas entre espiras, las cuales son comúnmente difíciles de detectar, rápidamente se desarrollan fallas a tierra y son despejadas por la protección de fallas a tierra del estator.

Aquí, como en muchas otras aplicaciones, la puesta a tierra es de alta impedancia, lo cual limita la corriente de falla máxima a corrientes de algunos ampere A primarios (en este caso a aprox. 35 A). Las tensiones transitorias en el estator durante fallas a tierra intermitentes se mantienen en valores aceptables, y fallas a tierra, las cuales son despejadas dentro del segundo desde la ocurrencia de la falla, solamente causan daños despreciables a la laminación del núcleo del estator.

La función ROV2PTOV es alimentada por medio de un transformador de medición de tensión conectado a la salida del generador (fig. 13). En este caso la tensión residual es calculada internamente por el relé.

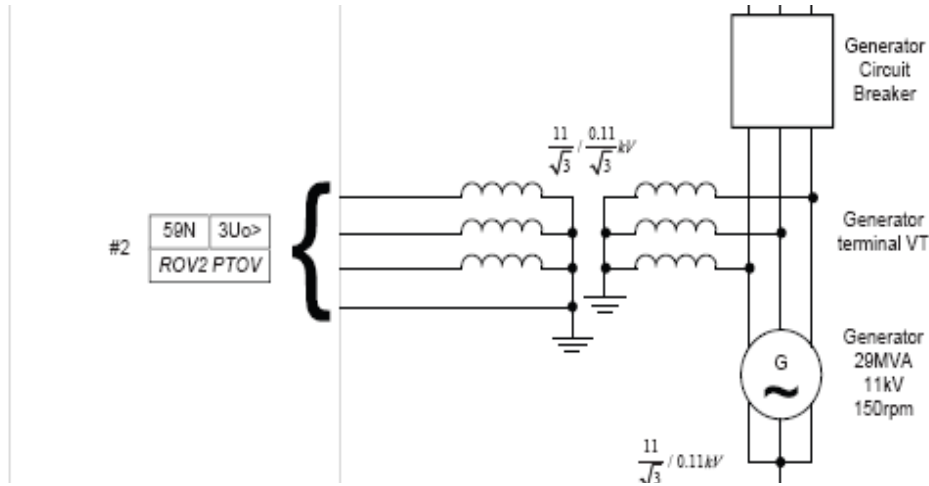


Fig. 13 - señales de tensión a la función ROV2PTOV

Dependiendo del ajuste de pick up y resistencia de falla, la función puede proteger entre 80-95% del arrollamiento del estator (5% o más a partir del centro de estrella, normalmente con un tiempo de 0,5 s). La función también cubre la barra del generador, el arrollamiento de baja tensión del transformador de unidad y el arrollamiento de alta tensión del transformador de servicios auxiliares.

- Ajuste de los parámetros de la función

Si bien la función tiene dos etapas, solo se ajustó la primera.

- **UBase**: tensión de referencia, 13,8 Kv

- **Characteristic1**: Tipo de característica de retardo de tiempo utilizada. En este caso se ajustó en Definite time.

- **U1>**: Ajuste de del pick up de la función, dado como % de la tensión residual correspondiente a:

$$U > (\%) \cdot U_{Base}(kV) / \sqrt{3}$$

ROV2PTOV calcula internamente la tensión $3U_o = U_{L1} + U_{L2} + U_{L3}$ en los terminales del generador. La máxima tensión $3U_o$ se presenta para una falla monofásica en los terminales del generador y su valor es $3U_{oMax}$, donde $U_{oMax} = U_{ph-ph} / \sqrt{3} = 7,97$ kV.

ROV2PTOV divide internamente la U_{base} ajustada en $\sqrt{3}$. Por eso la U_{base} utilizada es 7,97 kV. Esta es 3 veces menor que la máxima tensión $3U_o$. Por lo tanto, si se quiere comenzar a proteger a partir del 5% desde el punto neutro del generador, el valor pick up de la ROV2PTOV se ajusta en $U_{1>} = 3 \cdot 5\% = 15\%$, es decir, 3 veces la cobertura deseada. Luego $U_{1>}$ se ajustó en 15%.

- **tn**: tiempo de retardo de la etapa en s. Aquí se ajustó en 0,5 s para coordinar con la función principal de protección de fallas a tierra del estator STEFPHZ (59 THD) y protección de sobrecorriente residual (TEF1, 51N).

- **tResetn**: Tiempo de reset de la etapa 1 cuando se utiliza la característica de retardo Definite Time. Se ajustó en el valor recomendado por ABB [6] de 25 ms.

A continuación se detallan los ajustes de los parámetros de la función.

AJUSTES BÁSICOS DE LA FUNCIÓN ROV2PTOV

NAME	VALUES (RANGE)	UNIT	STEP	DEFAULT	DESCRIPTION	SETTING
Operation	Off On	-	-	Off	Operation Off / On	On
UBase	0.05 - 2000.00	kV	0.05	400.00	Base voltage	13,8
OperationStep1	Off On	-	-	On	Enable execution of step 1	On
Characterist1	Definite time Inverse curve A Inverse curve B Inverse curve C Prog. inv. curve	-	-	Definite time	Selection of time delay curve type for step 1	Definite Time
U1>	1 - 200	%UB	1	30	Voltage setting/start val (DT & IDMT), step 1 in % of UBase	15
t1	0.00 - 6000.00	s	0.01	5.00	Definitive time delay of step 1	0,4
t1Min	0.000 - 60.000	s	0.001	5.000	Minimum operate time for inverse curves for step 1	-
k1	0.05 - 1.10	-	0.01	0.05	Time multiplier for the inverse time delay for step 1	-
HystAbs1	0.0 - 100.0	%UB	0.1	0.5	Absolute hysteresis in % of UBase, step 1	0,5
OperationStep2	Off On	-	-	On	Enable execution of step 2	Off
Characterist2	Definite time Inverse curve A Inverse curve B Inverse curve C Prog. inv. curve	-	-	Definite time	Selection of time delay curve type for step 2	-
U2>	1 - 100	%UB	1	45	Voltage setting/start val (DT & IDMT), step 2 in % of UBase	-
t2	0.000 - 60.000	s	0.001	5.000	Definitive time delay of step 2	-
t2Min	0.000 - 60.000	s	0.001	5.000	Minimum operate time for inverse curves for step 2	-

k2	0.05 - 1.10	-	0.01	0.05	Time multiplier for the inverse time delay for step 2	-
HystAbs2	0.0 - 100.0	%UB	0.1	0.5	Absolute hysteresis in % of UBase, step 2	-

3.9.6 **SISTEMA DE SUPERVISIÓN SECUNDARIA SUPERVISIÓN DE FALLA FUSIBLE (RFUF)**

Diferentes funciones de protección operan en base a las mediciones de tensión, por ejemplo:

- Funciones de distancia
- Funciones de sub- y sobretensión

Estas funciones pueden funcionar en forma errónea si ocurre una falla en los circuitos secundarios entre el TV y el relé.

Es posible utilizar diferentes medidas para prevenir tales operaciones inesperadas. La función SDDRFUF puede operar en base a señales binarias externas desde los miniature circuit breaker o desde el desconector de línea. El primer caso influye en la operación de todas las funciones dependientes de la tensión, mientras que el segundo no afecta las funciones de medición de impedancia.

En la activación de la función SDDRFUF hay varias posibilidades de seleccionar distintos tipos de algoritmos de detección. El algoritmo de detección de secuencia negativa basado en las magnitudes de medición de secuencia negativa (un elevado valor de tensión 3U2 sin la presencia de corrientes de secuencia negativa 3I2, es recomendada para su uso en sistemas aislados o con puesta a tierra de alta impedancia, como es el caso de las unidades de generación de .

Corrientes y tensiones de secuencia negativa existen siempre debido a las asimetrías en el sistema primario y diferencia de tensiones y corrientes en los TV y TI. El valor mínimo de operación de los elementos que miden tensión y corriente debe ser siempre ajustado con un margen de seguridad de 10 a 20%, dependiendo de las condiciones de operación del sistema.

Los ajustes para el algoritmo de de secuencia negativa están en % de UBase e IBase respectivamente, con UBase = la tensión nominal del lado primario del TV e IBase igual a la corriente nominal primaria del TI.

- Ajuste de Parámetros

- **Operation mode selector OpMode**: se ajustó en UNsINs por las razones expuestas anteriormente.

- **Relay setting value 3U2>** : se expresa en % de UBase y no debe ser ajustada por debajo del valor de la siguiente ec.:

$$3U2 \geq \frac{3U2}{UBase} \cdot 100$$

Donde:

3U2 es la tensión máxima de secuencia negativa durante la condición de operación normal

UBase es el ajuste de tensión base

En este caso se ajustó 3U2> en 20% considerando que es un valor lo suficientemente mayor a la tensión máxima de secuencia negativa durante la condición de operación normal.

- **Current limit 3I2<**: expresado en % de IBase. El ajuste de 3I2< debe ser mayor que la corriente de desbalance normal que pueda existir en el sistema y puede ser calculada de acuerdo a la siguiente ec.:

$$3I2 \leq \frac{3I2}{IBase} \cdot 100$$

Donde:

3I2 es la máxima corriente de secuencia negativa durante condiciones de operación normal.

IBase es el ajuste de corriente base

En este caso se ajustó 3I2< en 10% considerando que es un valor lo suficientemente mayor a la corriente máxima de secuencia negativa durante la condición de operación normal.

- **Voltage thresholds UPh>**: es utilizado para identificar condición de baja tensión en el sistema. Se ajusta por debajo de la tensión mínima de operación que pueda ocurrir durante condiciones de emergencia. En este caso se ajustó en el valor encomendado por ABB [6] de 70% de UBase.

- **Current threshold IPh>**: debe ser ajustado en un valor menor a la IMinOp de las funciones de protección de distancia que en este caso es de 13%. En este caso se ajustó en 10%, estando dentro del rango de los valores recomendados por ABB [6] de entre 5 y 10%.

- Detección de línea muerta

La condición de operación de la detección de línea muerta se ajusta por los parámetros IDLD< para el umbral de corriente y UDLD< para el umbral de tensión.

- **IDLD<**: se ajustó en un valor de 5% que es un valor lo suficientemente menor a la mínima corriente de carga esperada que corresponde a una potencia aprox. de 100 MW.

- **UDLD<**: se ajustó en un valor de 80% que es un valor menor a la mínima tensión de operación esperada.

A continuación se detallan los ajustes de los parámetros de la función.

AJUSTES BÁSICOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN SDDRFUF (FSD1-)

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
Operation	Off On	-	On	-	Operation Off / On	On
IBase	1 - 99999	1	3000	A	Base value for current settings in A	10000,0
UBase	0.05 - 2000.00	0.05	400.00	kV	Base value for voltage	13,8
OpMode	Off UNsINs UZsIZs UZsIZs OR UNsINs UZsIZs AND	-	UZsIZs	-	Operating mode selection	UNsINs

	UNsINs OptimZsNs					
3U0>	1 - 100	1	30	%UB	Operate level of residual overvoltage element in % of UBase	-
3I0<	1 - 100	1	10	%IB	Operate level of residual undercurrent element in % of IBase	-
3U2>	1 - 100	1	30	%UB	Operate level of neg seq overvoltage element in % of UBase	20
3I2<	1 - 100	1	10	%IB	Operate level of neg seq undercurrent element in % of IBase	10
OpDUDI	Off On	-	Off	-	Operation of change based function Off/On	Off
DU>	1 - 100	1	60	%UB	Operate level of change in phase voltage in % of UBase	60
DI<	1 - 100	1	15	%IB	Operate level of change in phase current in % of IBase	15
UPh>	1 - 100	1	70	%UB	Operate level of phase voltage in % of UBase	70
IPh>	1 - 100	1	10	%IB	Operate level of phase current in % of IBase	10
Stalin	Off On	-	On	-	Seal in functionality Off/On	On
USealln<	1 - 100	1	70	%UB	Operate level of seal-in phase voltage in % of UBase	70
IDLD<	1 - 100	1	5	%IB	Operate level for open phase current detection in % of IBase	5
UDLD<	1 - 100	1	60	%UB	Operate level for open phase voltage detection in % of UBase	80

3.10 PROTECCIÓN DE FRECUENCIA

3.10.1 PROTECCIÓN DE SUB FRECUENCIA SAPTUF (PTUF , 81U)

Se tomó como referencia la normativa exigida en el documento "**NORMA TECNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO**" emitida por la **Comisión Nacional de Energía de Chile** [6] , la cual, en su artículo 3-10, establece los tiempos mínimos de operación en función de los valores de sub-frecuencia, para cada tipo de unidades de generación; estos valores se encuentran resaltados en la siguiente tabla:

Límite Inferior (mayor que)	Límite Superior (menor o igual que)	Tiempo Mínimo de Operación		
		Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Eólicas
49,0 Hz	50,0 Hz	Permanente	Permanente	Permanente
48,0 Hz	49,0 Hz	90 segundos	90 segundos	90 segundos
47,5 Hz	48,0 Hz	15 segundos	15 segundos	15 segundos
47,0 Hz	47,5 Hz	5 segundos	Desconexión	Desconexión
50,0 Hz	51,0 Hz	Permanente	Permanente	Permanente
51,0 Hz	51,5 Hz	90 segundos	90 segundos	Desconexión
51,5 Hz	52,0 Hz		5 segundos	Desconexión
52,0 Hz	52,5 Hz	15 segundos	Desconexión	Desconexión
52,5 Hz	53,0 Hz	5 segundos	Desconexión	

En función de los valores de la tabla, a continuación se detallan los ajustes de la función SAPTUF para cada escalón.

- Escalón 1

AJUSTES BÁSICOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN SAPTUF_81 (TUF1-1)

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
Operation	Off On	-	Off	-	Operation Off / On	On
UBase	0.05 - 2000.00	0.05	400.00	kV	Base voltage	13,8
StartFrequency	35.00 - 75.00	0.01	48.80	Hz	Frequency setting/start value.	49
IntBlockLevel	0 - 100	1	50	%UB	Internal blocking level in % of UBase.	80
TimeDlyOperate	0.000 - 60.000	0.001	0.200	S	Operate time delay in over/under- frequency mode.	90
TimeDlyReset	0.000 - 60.000	0.001	0.000	S	Time delay for reset.	0,00
TimeDlyRestore	0.000 - 60.000	0.001	0.000	S	Restore time delay.	0,00
RestoreFreq	45.00 - 65.00	0.01	50.10	Hz	Restore frequency if frequency is above frequency value.	49
TimerOperation	Definite timer Volt based timer	-	Definite timer	-	Setting for choosing timer mode.	Definite Timer

UNom	50 - 150	1	100	%UB	Nominal voltage in % of UBase for voltage based timer.	100
UMin	50 - 150	1	90	%UB	Lower operation limit in % of UBase for voltage based timer.	90
Exponent	0.0 - 5.0	0.1	1.0	-	For calculation of the curve form for voltage based timer.	-
TMax	0.000 - 60.000	0.001	1.000	S	Maximum time operation limit for voltage based timer.	1,0
TMin	0.000 - 60.000	0.001	1.000	S	Minimum time Operation limit for voltage based timer.	1,0

- Escalón 2

AJUSTES BÁSICOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN SAPTUF_81 (TUF1-2)

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
Operation	Off On	-	Off	-	Operation Off / On	On
UBase	0.05 - 2000.00	0.05	400.00	kV	Base voltage	13,8
StartFrequency	35.00 - 75.00	0.01	48.80	Hz	Frequency setting/start value.	48,0
IntBlockLevel	0 - 100	1	50	%UB	Internal blocking level in % of UBase.	80
TimeDlyOperate	0.000 - 60.000	0.001	0.200	S	Operate time delay in over/under-frequency mode.	15,0
TimeDlyReset	0.000 - 60.000	0.001	0.000	S	Time delay for reset.	0,00
TimeDlyRestore	0.000 - 60.000	0.001	0.000	S	Restore time delay.	0,00
RestoreFreq	45.00 - 65.00	0.01	50.10	Hz	Restore frequency if frequency is above frequency value.	49,0
TimerOperation	Definite timer Volt based timer	-	Definite timer	-	Setting for choosing timer mode.	Definite Timer
UNom	50 - 150	1	100	%UB	Nominal voltage in % of UBase for voltage based timer.	100
UMin	50 - 150	1	90	%UB	Lower operation limit in % of UBase for voltage based timer.	90
Exponent	0.0 - 5.0	0.1	1.0	-	For calculation of the curve form for voltage based timer.	-
TMax	0.000 - 60.000	0.001	1.000	S	Maximum time operation limit for voltage based timer.	-
TMin	0.000 - 60.000	0.001	1.000	S	Minimum time Operation limit for voltage based timer.	-

- Escalón 3

AJUSTES BÁSICOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN SAPTUF_81 (TUF1-3)

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
Operation	Off On	-	Off	-	Operation Off / On	On
UBase	0.05 - 2000.00	0.05	400.00	kV	Base voltage	13,8
StartFrequency	35.00 - 75.00	0.01	48.80	Hz	Frequency setting/start value.	47,5
IntBlockLevel	0 - 100	1	50	%UB	Internal blocking level in % of UBase.	80
TimeDlyOperate	0.000 - 60.000	0.001	0.200	S	Operate time delay in over/under-frequency mode.	5,00
TimeDlyReset	0.000 - 60.000	0.001	0.000	S	Time delay for reset.	0,00
TimeDlyRestore	0.000 - 60.000	0.001	0.000	S	Restore time delay.	0,00
RestoreFreq	45.00 - 65.00	0.01	50.10	Hz	Restore frequency if frequency is above frequency value.	49,0
TimerOperation	Definite timer Volt based timer	-	Definite timer	-	Setting for choosing timer mode.	Definite Timer
UNom	50 - 150	1	100	%UB	Nominal voltage in % of UBase for voltage based timer.	100
UMin	50 - 150	1	90	%UB	Lower operation limit in % of UBase for voltage based timer.	90
Exponent	0.0 - 5.0	0.1	1.0	-	For calculation of the curve form for voltage based timer.	-
TMax	0.000 - 60.000	0.001	1.000	S	Maximum time operation limit for voltage based timer.	-
TMin	0.000 - 60.000	0.001	1.000	S	Minimum time Operation limit for voltage based timer.	-

- Escalón 4

AJUSTES BÁSICOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN SPTUF_81 (TUF1-4)

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
Operation	Off On	-	Off	-	Operation Off / On	On
UBase	0.05 - 2000.00	0.05	400.00	kV	Base voltage	13,8
StartFrequency	35.00 - 75.00	0.01	48.80	Hz	Frequency setting/start value.	47
IntBlockLevel	0 - 100	1	50	%UB	Internal blocking level in % of UBase.	80
TimeDlyOperate	0.000 - 60.000	0.001	0.200	S	Operate time delay in over/under-frequency mode.	0,00
TimeDlyReset	0.000 - 60.000	0.001	0.000	S	Time delay for reset.	0,00
TimeDlyRestore	0.000 - 60.000	0.001	0.000	S	Restore time delay.	0,00
RestoreFreq	45.00 - 65.00	0.01	50.10	Hz	Restore frequency if frequency is above frequency value.	49,0
TimerOperation	Definite timer Volt based timer	-	Definite timer	-	Setting for choosing timer mode.	Definite Timer
UNom	50 - 150	1	100	%UB	Nominal voltage in % of UBase for voltage based timer.	100
UMin	50 - 150	1	90	%UB	Lower operation limit in % of UBase for voltage based timer.	90
Exponent	0.0 - 5.0	0.1	1.0	-	For calculation of the curve form for voltage based timer.	-
TMax	0.000 - 60.000	0.001	1.000	S	Maximum time operation limit for voltage based timer.	-
TMin	0.000 - 60.000	0.001	1.000	S	Minimum time Operation limit for voltage based timer.	-

- Ajustes actuales de la función 81U en la DGP

- Escalón 1

Data Description	Data Value	Unit	Min	Max
Select 81-2U - TRIP	1101	Binary	0000	1111
Select 81-2U - ALARM	0100	Binary	0000	1111
81-2U Set Point	46.00	Hz	40.00	65.00
81-2U Timer TL9	0.0	SEC	0.05	99.99

- Escalón 2

Data Description	Data Value	Unit	Min	Max
Select 81-3U - TRIP	1110	Binary	0000	1111
Select 81-3U - ALARM	0010	Binary	0000	1111
81-3U Set Point	45.80	Hz	40.00	65.00
81-3U Timer TL10	0.0	SEC	0.05	99.99

3.10.2 PROTECCIÓN DE SOBRE FRECUENCIA SAPTOF (PTOF, 81O)

Se tomó como referencia la normativa exigida en el documento "NORMA TECNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO" emitida por la Comisión Nacional de Energía de Chile [9] , la cual, en su artículo 3-10, establece los tiempos mínimos de operación en función de los valores de sobre-frecuencia, para cada tipo de unidades de generación; estos valores se encuentran resaltados en la siguiente tabla:

Límite Inferior (mayor que)	Límite Superior (menor o igual que)	Tiempo Mínimo de Operación		
		Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Eólicas
49,0 Hz	50,0 Hz	Permanente	Permanente	Permanente
48,0 Hz	49,0 Hz	90 segundos	90 segundos	90 segundos
47,5 Hz	48,0 Hz	15 segundos	15 segundos	15 segundos
47,0 Hz	47,5 Hz	5 segundos	Desconexión	Desconexión
50,0 Hz	51,0 Hz	Permanente	Permanente	Permanente
51,0 Hz	51,5 Hz	90 segundos	90 segundos	Desconexión
51,5 Hz	52,0 Hz		5 segundos	Desconexión
52,0 Hz	52,5 Hz	15 segundos	Desconexión	Desconexión
52,5 Hz	53,0 Hz	5 segundos	Desconexión	

En función de los valores de la tabla, a continuación se detallan los ajustes de la función SAPTOF para cada escalón.

- Escalón 1

AJUSTES BÁSICOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN SAPTOF_81 (TOF1-1)

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
Operation	Off On	-	Off	-	Operation Off / On	On
UBase	0.05 - 2000.00	0.05	400.00	kV	Base voltage	13,8
StartFrequency	35.00 - 75.00	0.01	48.80	Hz	Frequency setting/start Value.	51
IntBlockLevel	0 - 100	1	50	%UB	Internal blocking level in % of UBase.	80
TimeDlyOperate	0.000 - 60.000	0.001	0.200	S	Operate time delay in over/under-frequency mode.	90,0
TimeDlyReset	0.000 - 60.000	0.001	0.000	S	Time delay for reset.	0,00

- Escalón 2

AJUSTES BÁSICOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN SAPTOF_81 (TOF1-2)

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
Operation	Off On	-	Off	-	Operation Off / On	On
UBase	0.05 - 2000.00	0.05	400.00	kV	Base voltage	13,8
StartFrequency	35.00 - 75.00	0.01	48.80	Hz	Frequency Setting/start value.	52
IntBlockLevel	0 - 100	1	50	%UB	Internal blocking level in % of UBase.	80
TimeDlyOperate	0.000 - 60.000	0.001	0.200	S	Operate time delay in over/under-frequency mode.	15,0
TimeDlyReset	0.000 - 60.000	0.001	0.000	S	Time delay for reset.	0,00

- Escalón 3

AJUSTES BÁSICOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN SAPTOF_81 (TOF1-3)

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
Operation	Off On	-	Off	-	Operation Off / On	On
UBase	0.05 - 2000.00	0.05	400.00	kV	Base voltage	13,8
StartFrequency	35.00 - 75.00	0.01	48.80	Hz	Frequency Setting/start value.	52,5
IntBlockLevel	0 - 100	1	50	%UB	Internal blocking level in % of UBase.	80
TimeDlyOperate	0.000 - 60.000	0.001	0.200	S	Operate time delay in over/under-frequency mode.	0,00
TimeDlyReset	0.000 - 60.000	0.001	0.000	S	Time delay for reset.	0,00

- Escalón 4

AJUSTES BÁSICOS DE LOS PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN SAPTOF_81 (TOF1-4)

PARAMETER	RANGE	STEP	DEFAULT	UNIT	DESCRIPTION	SETTING
Operation	Off On	-	Off	-	Operation Off / On	On
UBase	0.05 - 2000.00	0.05	400.00	kV	Base voltage	13,8
StartFrequency	35.00 - 75.00	0.01	48.80	Hz	Frequency Setting/start value.	53,0

IntBlockLevel	0 - 100	1	50	%UB	Internal blocking level in % of UBase.	80
TimeDlyOperate	0.000 - 60.000	0.001	0.200	S	Operate time delay in over/under-frequency mode.	0,00
TimeDlyReset	0.000 - 60.000	0.001	0.000	S	Time delay for reset.	0,00

- Ajustes actuales de la función 81O en la protección DGP

- Escalón 1

Data Description	Data Value	Unit	Min	Max
Select 81-2O - TRIP	1101	Binary	0000	1111
Select 81-2O - ALARM	0100	Binary	0000	1111
81-2O Set Point	52.50	Hz	45.00	79.99
81-2O Timer TL16	99.6	SEC	0.05	99.99

- Escalón 2

Data Description	Data Value	Unit	Min	Max
Select 81-1O - TRIP	1101	Binary	0000	1111
Select 81-1O - ALARM	0100	Binary	0000	1111
81-1O Set Point	55.00	Hz	45.00	79.99
81-1O Timer TL15	0.4	SEC	0.05	99.99

4. BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

- [1] Norma ANSI-IEEE C37.102 "Guide for AC Generator Protection"
- [2] Norma ANSI / IEEE C37.91 "Guide for Protective Relay Applications for Power Transformers"
- [3] Gers, JM., "Generator Protection. Relay Setting Calculations. Beckwith Co."
- [4] TUTORIAL IEEE DE PROTECCIÓN DE GENERADORES SINCRÓNICOS The Power Engineering Education Committee. Power System Relaying Committee.
- [5] Reimert, Donald, Protective relaying for power generation systems
- [6] Generator protection REG670 Application manual, ABB Co.
- [7] Gers, JM., "Transformer Protection Detailed Calculations and Settings. Differential Protection Transformer Setting Calculations. Beckwith Co.
- [8] Standard IEC 60034 Rotating electrical Machines
- [9] Gobierno de Chile, Comisión Nacional de Energía, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
- [10] ANEXO CLBC015: INFORME DE AJUSTES DE ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE GENERADORES EN CENTRAL COLBUN

