



Farfilho
Comércio e Representações Ltda.

*30 anos de Experiência
em Proteção de Sistemas Elétricos*

- *Estudos Elétricos*
- *Treinamentos*
- *Engenharia de Aplicação*
- *Vendas*

Fone/Fax: 11.3021.8060
Celular: 11.9907.5541
www.farfilho.com.br

Estudo de Curto – Circuito e Seletividade para as Proteções do Fornecimento EFACEC/ANDE conforme Ordem de Serviço EFACEC CN 7200428 emitido em 07.01.2010

Parte I – Subestação COV – Coronel Oviedo

Revisão Final de acordo com o documento ANDE SGT /DEL2/036/2010.

São Paulo / Setembro de 2010

Relatório Técnico FARFILHO – 008/2010



1 - Introdução.

O presente trabalho tem por objetivo apresentar os ajustes para as proteções que fazem parte do fornecimento EFACEC para a ANDE em que fazem parte as SE's COV(Coronel Oviedo no setores de 220 e 66 kV), KM 30(Nos Setores de 220,66 e 23 kV) e ACARAY(Nos setores de 220 e 66 kV). . Se seguir são listados os documentos e desenhos tomados como referência para o estudo em pauta :

• Desenhos :

ANDE :

- DIAGRAMA DE SECUENCIA NEGATIVA / **Ultima Actualización 06/ 2009**
- DIAGRAMA DE SECUENCIA POSITIVA / **Ultima Actualización 06/ 2009**
- DIAGRAMA DE SECUENCIA ZERO / **Ultima Actualización 06/ 2009**
- FLUJO MÁXIMO 220 kV / **Ultima Actualización 06/ 2009**
- FLUJO LEVE 220 kV / **Ultima Actualización 06/ 2009**



- **Documentações Diversas :**

ANDE :

→ Planilha EXCEL → Contribución_cortocircuito (2011,2012 e 2022).

→ Ajuste de Protecciones de Equipos y Lineas de Transmisión correspondientes a las locales:

- CH-ACY
- ES-COV
- SE-K30



Para tal o presente relatório está dividido nas seguintes partes descritas a seguir :

1- Introdução.....	2
2- Dados do Sistema e Principais Condições Operativas.....	5
3- Estudo de Curto – Circuito.....	9
4- Grupos de Ajustes.....	29
4.1 - Proteção das Linhas de 220 kV.....	29
4.1.1 – Linha COV – KM30.....	29
4.1.2 – Linha COV – ACY1.....	84
4.1.3 – Linha COV – GUA1.....	100
4.1.4 – Linha COV – CYO1.....	115
4.1.5 – Linha COV – CAP1.....	131
4.2 – Proteção dos Transformadores de 220 / 66 kV.....	146
4.3 – Proteção dos Transformadores de 220 / 23 kV.....	183
4.4 – Proteção do Reator Shunt de 220 kV.....	216
4.5 – Proteção da Barra de 220 kV.....	233
4.6 – Regulação de Tensão	243
5 - Comentários	245

2 – Dados do Sistema e Principais Condições Operativas.:

Para a execução dos estudos foi adotado como referência o diagrama Unifilar indicado na figura 1 a seguir.

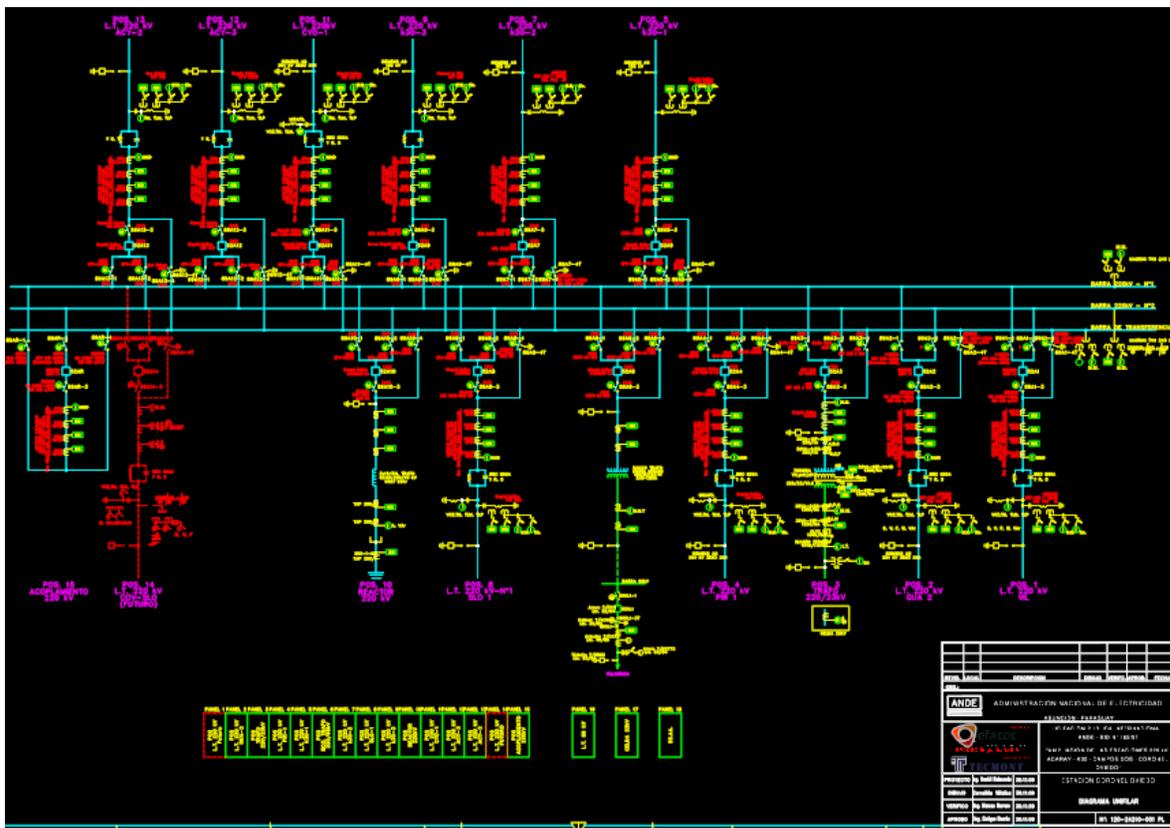


Figura 1 – Diagrama Unifilar da SE COV



Na tabela 1 abaixo estão listados os relés que fazem parte do fornecimento e que deverão ser parametrizados.:

SE CORONEL OVIEDO

Painel	Quant	BAY	Relé Proteção (Codigo)
P2	2	Linha CARAYAO - 220kV	SEL - 42126111A2B3H223XX2X
P3	2	Linha ACY3 - 220kV	SEL - 42126111A2B3H223XX2X
P4	2	Linha GUA 1 - 220kV	SEL - 42126111A2B3H223XX2X
P5	2	Linha ACY1 - 220kV	SEL - 42126111A2B3H223XX2X
P6	2	Linha KM30 1 - 220kV	SEL - 42126111A2B3H223XX2X
P7	2	Linha SLO 1 - 220kV	SEL - 42126111A2B3H223XX2X
P8	2	Linha KM30 2 - 220kV	SEL - 42126111A2B3H223XX2X
P9	2	Linha ACY2 - 220kV	SEL - 42126111A2B3H223XX2X
P10	2	Linha PYU - 220kV	SEL - 42126111A2B3H223XX2X
P11	2	Linha VIL - 220kV	SEL - 42126111A2B3H223XX2X
P12	2	Reactor	SEL - 487E0264811A2B3H623XXX
P13	1	Regulador de Tensão - Reactor	TPU TC420-Ed1-S-5A-5A-110V-50Hz-C-1-0-850F-0-1-ES
P14	2	Banco de Trafo 220/66kV	SEL - 487E0264811A2B3H623XXX
P15	1	Regulador de Tensão - Bco de Trafo 220/66kV	TPU TC420-Ed1-S-5A-5A-110V-50Hz-C-1-0-850F-0-1-ES
P16	2	Banco de Trafo 220/23kV	SEL - 487E0264811A2B3H623XXX
P17	1	Regulador de Tensão - Trafo 220/23KV	TPU TC420-Ed1-S-5A-5A-110V-50Hz-C-1-0-850F-0-1-ES
P18	2	Acoplamento de Barras 220kV	TPU S420-Ed1-S-5A-5A-110V-110V-50Hz-C-1-0-850F-0-1-ES
P19	3	Proteção de Barras 220kV	SEL - 487B06121ADDDXX7
P20		Sistema de medição 23kV	NADA CONSTA
P21	1	Painel Serviço auxiliar	TPU S420-Ed1-S-5A-5A-110V-110V-50Hz-C-1-0-850F-0-1-ES

Tabela 1 – Lista de Relés que fazem parte do projeto.



Para a realização dos estudos serão adotados as seguintes relações de Tc's(RTC) e Tp's(RTP) para os circuitos e equipamentos :

Tabela 2 – Relação dos Tc's e Tp's do Projeto

SE CORONEL OVIEDO

Painel	Quant	BAY	RTC			RTP
P2	2	Linha CARAYAO - 220kV	1000-800-600-500-400-300-200-100/1A – 30 VA - 10P20			245 kV / 110 V
P3	2	Linha ACY3 - 220kV	1000-800-600-500-400-300-200-100/1A – 30 VA - 10P20			245 kV / 110 V
P4	2	Linha GUA 1 - 220kV	1000-800-600-500-400-300-200-100/1A – 30 VA - 10P20			245 kV / 110 V
P5	2	Linha ACY1 - 220kV	1000-800-600-500-400-300-200-100/1A – 30 VA - 10P20			245 kV / 110 V
P6	2	Linha KM30 1 - 220kV	1000-800-600-500-400-300-200-100/1A – 30 VA - 10P20			245 kV / 110 V
P7	2	Linha SLO 1 - 220kV	1000-800-600-500-400-300-200-100/1A – 30 VA - 10P20			245 kV / 110 V
P8	2	Linha KM30 2 - 220kV	1000-800-600-500-400-300-200-100/1A – 30 VA - 10P20			245 kV / 110 V
P9	2	Linha ACY2 - 220kV	1000-800-600-500-400-300-200-100/1A – 30 VA - 10P20			245 kV / 110 V
P10	2	Linha PYU - 220kV	1000-800-600-500-400-300-200-100/1A – 30 VA - 10P20			245 kV / 110 V
P11	2	Linha VIL - 220kV	1000-800-600-500-400-300-200-100/1A – 30 VA - 10P20			245 kV / 110 V
P12	2	Reator – 220 kV	400 /1 – 10P20			
P13	1	Regulador de Tensão - Reator				
P14	2	Banco de Trafo 220/66kV	220 kV	Terciário	66 kV	
			400 /1 – 10P20	400/1 – 10P20	600/1 – 10P20	
P15	1	Regulador de Tensão - Bco de Trafo 220/66kV				
P16	2	Banco de Trafo 220/23kV	220 kV	Terciário	23 kV	
			400/1 A – 10PN10	1200/5A -10PN10	1200/5A – 10PN10	
P17	1	Regulador de Tensão - Trafo 220/23KV				
P18	2	Acoplamento de Barras 220kV				
P19	3	Proteção de Barras 220kV				
P20		Sistema de medição 23kV				
P21	1	Painel Serviço auxiliar				

**** Alteração conforme solicitação ANDE SGT / DEL2 / 036 / 2010(item 4.5)**

Tabela 3 – Desempenho dos Tc's

Setor	RTC	Classe Precisão	Bitola do cabo	R(Ω) /km	Distância Ida/Volta(km)	Icc(3F) A	Vsec Volts	Carga do Relé
220 kV	400 /1A	10P20	4 mm ²	6.49	0.480	7804	62.72	0.1 Ω
66 kV	3000 /5A	10P20	300 mm ²	0.0607	0.240	15611	22.82	0.1 Ω

Para o correto dimensionamento das relações dos Tc's a serem usados no projeto vamos levar em consideração a maior corrente de defeito 3F na barra de 220 kV nos anos de 2011 e 2022 além da maior corrente de carga nas mesmas nesses horizontes.

Pcc – 3 F – Ano de 2011 : 2974 MVA (Carga Pesada) - **Icc(3F) = 7804 A.**

Pcc – 3F – Ano de 2022 : 4281 MVA(Carga Pesada) - **Icc(3F) = 11234 A.**

Maior Corrente de carga em 2011 : 214 MVA na linha de COV → SE PIR.

Entende-se aqui a classe especificada de 30 VA 10P20(Norma IEC 60044-1) como uma carga aceitável máxima de 20 x In ou 20 A em seu secundário.

Na pior condição de maior distância dada na tabela 1 temos :

Como o Tc segundo a norma IEC suporta até 20 A sem saturar para se manter essa relação dada a corrente de Icc obtida temos :

RTC = 7804 / 20 = 390 /1 → **400 /1 no ano de 2011.**

RTC = 11324 / 20 = 567 /1 → **600 /1 no ano de 2022.**



3. Estudo de Curto – Circuito

3.1.1. Objetivos	10
3.1.2 . Introdução	11
3.2. Metodologia	11
3.2.1 Descrição da metodologia	11
3.2.2 Descrição do arquivo de simulação no ATPDraw	12
3.2.2.1 -Centrais de geração de energia elétrica	12
3.2.2.2 - Linhas de transmissão	14
3.2.2.3 -Transformadores	16
3.2.2.4 -Cargas	16
3.2.3 Descrição dos casos de simulação	19
3.3 Resultados	26
3.4 ANEXO 1: Casos de simulação do ATP	



3.1.1 – Objetivos

O objetivo deste relatório é apresentar a modelagem efetuada no ATP para simulações de diversas condições de curto-circuito no sistema ANDE, com o intuito de viabilizar a especificação e os estudos de coordenação e seletividade das proteções das subestações KM30, Acaray e Coronel Oviedo.



3.1.2 – Introdução

Para que seja possível determinar os níveis de curto-circuito no sistema de potência da empresa ANDE foi utilizado o *software* ATP – *Alternative Transient Program*. Este *software* é amplamente empregado para estudos de transitórios eletromagnéticos em sistemas de potência e, desta forma, foi utilizado para a simulação dos eventos em questão.

3.2 - Metodologia

Neste capítulo é apresentada a metodologia utilizada para o cálculo de curto-circuito no sistema de potência da empresa ANDE. Detalhes da metodologia são apresentados nos itens a seguir.

3.2.1 - Descrição da metodologia

A metodologia adotada para a análise das solicitações impostas ao sistema de potência da empresa ANDE, particularmente nas subestações KM30, Acaray e Coronel Oviedo, devido às condições de curto-circuito, consistiu na elaboração de arquivos de simulação no ambiente ATPDraw, para simulação no *software* ATP – *Alternative Transient Program*.



Neste contexto, foi efetuada a modelagem completa do sistema de potência da empresa ANDE em um arquivo de simulação do ATPDraw, a partir dos dados fornecidos nos arquivos <DIAGRAMA DE SECUENCIAS CERO 06-2009.pdf>, <DIAGRAMA DE SECUENCIAS POS 06-2009.pdf>, <FLUJO LEVE EN LTS 06-2009.pdf> e <FLUJO MAX EN LTS 06-2009.pdf>. A seguir são apresentados detalhes desse arquivo.

3.2.2 - Descrição do arquivo de simulação no ATPDraw

O arquivo de simulação em formato ATPDraw contém os dados fornecidos nos quatro arquivos descritos no item anterior e foi utilizado como base para a análise das solicitações impostas ao sistema de potência da empresa ANDE, quando da ocorrência de curtos-circuitos.

Centrais de geração de energia elétrica

Os modelos equivalentes que representam as barras de Itaipu, Acaray, Yacyretá e PJC são compostos de fontes de tensão trifásicas ideais, implantadas no ATPDraw a partir do modelo *TYPE 14* do ATP, em série impedâncias trifásicas conectadas em estrela, também implantadas no ATPDraw, para representar as reatâncias subsíncronas das máquinas.

Os dados desses terminais estão apresentados nas tabelas a seguir.

Tabela 4: Dados dos terminais de Itaipu, Acaray, Yacyretá e PJC para carga leve

Terminal	Tensão de fase [kV]	Reatância subsíncrona [Ω]
Itaipu	14976 \angle -16°	0,00533
Acaray	11505 \angle -17°	0,28500
Yacyretá	10778 \angle -15°	0,25253
PJC	310 \angle -10°	0,03301

Tabela 5: Dados dos terminais de Itaipu, Acaray, Yacyretá e PJC para carga pesada

Terminal	Tensão de fase [kV]	Reatância subsíncrona [Ω]
Itaipu	16167 \angle -16°	0,00533
Acaray	12327 \angle -17°	0,14250
Yacyretá	10778 \angle -15°	0,25253
PJC	310 \angle -10°	0,03301



Linhas de transmissão

O sistema de potência da empresa ANDE está interligado através de linhas de transmissão de circuito simples e de circuito duplo nos níveis de tensão de 500 [kV], 220 [kV], 69 [kV] e 23 [kV]. A modelagem no ATP considerou que as linhas são idealmente transpostas e que não há efeito das indutâncias mútuas entre os circuitos para o caso de linhas de circuito duplo.

Essas linhas de transmissão foram implantadas no ATPDraw utilizando o modelo de linhas idealmente transpostas, de parâmetros concentrados conforme o modelo π -nominal fornecido nos arquivos enviados pela empresa ANDE. Estas linhas estão detalhadas na tabela a seguir.

Tabela 6: Dados das linhas de transmissão utilizadas nas simulações – SE Acaray

Linha		Comp. [km]	Dados			
DE	PARA		R0 [Ω /km]	X0 [Ω /km]	R1 [Ω /km]	X1 [Ω /km]
ACY 220 [kV]	BA 220 [kV]	4,8	0,1279	0,7404	0,0315	0,3015
ACY 220 [kV]	BA 220 [kV]	4,8	0,1279	0,7404	0,0315	0,3015
ACY 220 [kV]	COV 220 [kV]	189,01	0,3029	1,3075	0,0977	0,4028
ACY 220 [kV]	COV 220 [kV]	189,01	0,3029	1,3075	0,0977	0,4028
ACY 220 [kV]	K30 220 [kV]	30	0,2769	1,2200	0,0346	0,2918
ACY 220 [kV]	K30 220 [kV]	30	0,2769	1,2200	0,0346	0,2918
ACY 220 [kV]	PFO 220 [kV]	9,742	0,2459	1,3514	0,0687	0,4125
ACY 66 [kV]	K15 66 [kV]	14	0,2990	1,4230	0,0995	0,3584

Tabela 7: Dados dos linhas de transmissão utilizadas nas simulações – SE Coronel Oviedo

Linha		Comp. [km]	Dados			
DE	PARA		R0 [Ω/km]	X0 [Ω/km]	R1 [Ω/km]	X1 [Ω/km]
COV 220 [kV]	ACY 220 [kV]	189,01	0,3029	1,3075	0,0977	0,4028
COV 220 [kV]	ACY 220 [kV]	189,01	0,3029	1,3075	0,0977	0,4028
COV 220 [kV]	CYO 220 [kV]	47,7	0,278	1,334	0,0993	0,4128
COV 220 [kV]	CZU 220 [kV]	45	0,2936	1,3428	0,0688	0,4043
COV 220 [kV]	CDO 220 [kV]	88,97	0,2936	1,3428	0,0688	0,4043
COV 220 [kV]	K30 220 [kV]	159,01	0,2804	1,3087	0,1008	0,4091
COV 220 [kV]	CAP 220 [kV]	102,93	0,2804	1,3087	0,1007	0,4091
COV 220 [kV]	GUA 220 [kV]	102,27	0,3029	1,3075	0,0977	0,4028
COV 220 [kV]	PIR 220 [kV]	76,703	0,3030	1,3070	0,0977	0,4028
COV 66 [kV]	VIL 66 [kV]	38,82	0,4390	1,4120	0,1590	0,3790

Tabela 8: Dados dos linhas de transmissão utilizadas nas simulações – SE K30

Linha		Comp. [km]	Dados			
DE	PARA		R0 [Ω/km]	X0 [Ω/km]	R1 [Ω/km]	X1 [Ω/km]
K30 220 [kV]	CZU 220 [kV]	113,8	0,2936	1,3428	0,0688	0,4043
K30 220 [kV]	CDO 220 [kV]	70,04	0,2936	1,3428	0,0688	0,4043
K30 220 [kV]	COV 220 [kV]	159,01	0,2804	1,3087	0,1008	0,4091
K30 220 [kV]	ACY 220 [kV]	30	0,2769	1,2200	0,0346	0,2918
K30 220 [kV]	ACY 220 [kV]	30	0,2769	1,2200	0,0346	0,2918
K30 66 [kV]	WM 66 [kV]					



ATENÇÃO: Não há linhas de 23 [kV] nos dados fornecidos no quatro arquivos mencionados anteriormente. Portanto não há como modelar as mesmas no ATP.

Transformadores

Para a modelagem dos transformadores do sistema de potência da empresa ANDE, foi implantado o modelo *General saturable transformer* do ATP no arquivo base do ATPDraw. Os transformadores implantados a partir desse modelo são trifásicos e possuem dois ou três enrolamentos, dependendo do transformador. É importante ressaltar que os enrolamentos em estrela estão configurados com a estrela aterrada e não há nenhuma curva de saturação dos transformadores ANDE implantada nos casos de simulação do ATP, embora seja possível implantar as curvas de cada transformador.

Cargas

Os eventos de curto-circuito foram efetuados considerando o carregamento leve e o carregamento pesado, conforme apresentado nos arquivos <FLUJO LEVE EN LTS 06-2009.pdf> e <FLUJO MAX EN LTS 06-2009.pdf> fornecidos pela empresa ANDE. As tabelas a seguir apresentam as cargas empregadas nos arquivos de simulação e as barras onde foram conectadas.

Tabela 9: Dados das cargas conectadas ao sistema de potência para carga leve

Barra	P [MW]	Q [MVar]	Vlinha [kV]	Rcarga	Xcarga
IRY 23b kV	6,500000	1,700000	23,000000	76,174125	19,922463
CUR 23 kV	4,325000	0,175000	23,000000	122,112216	4,940957
CAT 23b kV	4,325000	0,175000	23,000000	122,112216	4,940957
CAT 23 kV	4,325000	0,175000	23,000000	122,112216	4,940957
INP 23 kV	4,325000	0,175000	23,000000	122,112216	4,940957
SES 23 kV	6,640000	0,560000	23,000000	79,106010	6,671591
SPN 23 kV	6,640000	0,560000	23,000000	79,106010	6,671591
CON 23 kV	6,640000	0,560000	23,000000	79,106010	6,671591
HOR 23 kV	6,640000	0,560000	23,000000	79,106010	6,671591
YBY 23 kV	6,640000	0,560000	23,000000	79,106010	6,671591
VMI1 23 kV	6,640000	0,560000	23,000000	79,106010	6,671591
CBV 23 kV	6,640000	0,560000	23,000000	79,106010	6,671591
CCO 23 kV	6,640000	0,560000	23,000000	79,106010	6,671591
FIL 23 kV	6,640000	0,560000	23,000000	79,106010	6,671591
MES 23 kV	6,640000	0,560000	23,000000	79,106010	6,671591
CYO 23 kV	4,000000	1,500000	23,000000	115,945205	43,479452
LIM 23 kV	11,000000	0,100000	23,000000	48,086935	0,437154
ACE 13,8 kV	4,250000	1,050000	13,800000	42,231672	10,433707
VHA 23 kV	4,250000	1,050000	23,000000	117,310201	28,982520
LIM 11,8 kV	0,000000	-68,900000	11,800000	0,000000	-2,020900
ACY 23a kV	11,000000	0,200000	23,000000	48,075017	0,874091
ACY 23b kV	9,800000	6,400000	23,000000	37,840876	24,712409
K30 23 kV	9,428571	3,571429	23,000000	49,066051	18,585625
APR 23 kV	14,142857	5,357143	23,000000	32,710701	12,390417
ACY 23b kV	4,714286	1,785714	23,000000	98,132102	37,171251
ACY 23c kV	4,714286	1,785714	23,000000	98,132102	37,171251
CDO 23 kV	12,500000	0,900000	23,000000	42,101745	3,031326
CZU 23 kV	11,000000	3,700000	23,000000	43,202910	14,531888
COV 23 kV	12,200000	1,800000	23,000000	42,436875	6,261178
CZA 23 kV	7,333333	3,600000	23,000000	58,127997	28,535562
VIL 23 kV	7,333333	3,600000	23,000000	58,127997	28,535562
VIL 23b kV	7,333333	3,600000	23,000000	58,127997	28,535562
CAP 23 kV	15,300000	2,700000	23,000000	33,530947	5,917226
PAR 23 kV	5,233333	2,233333	23,000000	85,509987	36,491523
QUI 23 kV	5,233333	2,233333	23,000000	85,509987	36,491523
CAU 23 kV	5,233333	2,233333	23,000000	85,509987	36,491523
CLO 220 kV	32,700000	8,400000	220,000000	1388,498487	356,678510
TBO 23 kV	14,592000	12,280000	23,000000	21,222547	17,859983
CAE 23 kV	14,592000	12,280000	23,000000	21,222547	17,859983
VAU 23 kV	14,592000	12,280000	23,000000	21,222547	17,859983
BPA 23 kV	21,888000	18,420000	23,000000	14,148365	11,906656
BCP 23 kV	14,592000	12,280000	23,000000	21,222547	17,859983

Barra	P [MW]	Q [MVar]	Vlinha [kV]	Rcarga	Xcarga
VCE 66 kV	65,664000	55,260000	66,000000	38,834453	32,681406
SMI 23 kV	21,888000	18,420000	23,000000	14,148365	11,906656
CEN 23 kV	14,592000	12,280000	23,000000	21,222547	17,859983
PFO 23 kV	2,192000	0,468000	23,000000	230,810878	49,278965
PBU 23 kV	1,992727	0,468000	23,000000	251,588605	59,086594
NAR 23 kV	4,384000	0,936000	23,000000	115,405439	24,639482
ELD 132 kV	39,456000	8,424000	132,000000	422,353365	90,173985
CAL 23 kV	2,192000	0,468000	23,000000	230,810878	49,278965
NAT 23 kV	2,192000	0,468000	23,000000	230,810878	49,278965
ENC 33 kV	3,288000	0,702000	33,000000	316,765023	67,630489

Tabela 10: Dados das cargas conectadas ao sistema de potência para carga pesada

Barra	P [MW]	Q [MVar]	Vlinha [kV]	Rcarga	Xcarga
IRY 23b kV	17,300000	5,700000	23,000000	27,583640	9,088251
CUR 23 kV	12,825000	1,625000	23,000000	40,595825	5,143721
CAT 23b kV	12,825000	1,625000	23,000000	40,595825	5,143721
CAT 23 kV	12,825000	1,625000	23,000000	40,595825	5,143721
INP 23 kV	12,825000	1,625000	23,000000	40,595825	5,143721
SES 23 kV	15,380000	1,540000	23,000000	34,053893	3,409818
SPN 23 kV	15,380000	1,540000	23,000000	34,053893	3,409818
CON 23 kV	15,380000	1,540000	23,000000	34,053893	3,409818
HOR 23 kV	15,380000	1,540000	23,000000	34,053893	3,409818
YBY 23 kV	15,380000	1,540000	23,000000	34,053893	3,409818
VMI1 23 kV	15,380000	1,540000	23,000000	34,053893	3,409818
CBV 23 kV	15,380000	1,540000	23,000000	34,053893	3,409818
CCO 23 kV	15,380000	1,540000	23,000000	34,053893	3,409818
FIL 23 kV	15,380000	1,540000	23,000000	34,053893	3,409818
MES 23 kV	15,380000	1,540000	23,000000	34,053893	3,409818
CYO 23 kV	11,400000	4,400000	23,000000	40,387088	15,587999
LIM 23 kV	26,300000	11,300000	23,000000	16,979546	7,295394
ACE 13,8 kV	11,550000	5,750000	13,800000	13,213480	6,578140
VHA 23 kV	11,550000	5,750000	23,000000	36,704112	18,272610
LIM 11,8 kV	0,000000	-231,100000	11,800000	0,000000	-0,602510
ACY 23a kV	38,200000	21,600000	23,000000	10,493198	5,933326
ACY 23b kV	19,600000	12,200000	23,000000	19,452908	12,108443
K30 23 kV	21,400000	3,485714	23,000000	24,080737	3,922363
APR 23 kV	32,100000	5,228571	23,000000	16,053824	2,614909
ACY 23b kV	10,700000	1,742857	23,000000	48,161473	7,844726
ACY 23c kV	10,700000	1,742857	23,000000	48,161473	7,844726
CDO 23 kV	28,700000	10,900000	23,000000	16,108541	6,117878



Barra	P [MW]	Q [MVar]	Vlinha [kV]	Rcarga	Xcarga
CZU 23 kV	26,400000	13,800000	23,000000	15,737661	8,226504
COV 23 kV	28,700000	14,000000	23,000000	14,889133	7,262992
CZA 23 kV	19,466667	3,900000	23,000000	26,126034	5,234154
VIL 23 kV	19,466667	3,900000	23,000000	26,126034	5,234154
VIL 23b kV	19,466667	3,900000	23,000000	26,126034	5,234154
CAP 23 kV	40,000000	10,700000	23,000000	12,341863	3,301448
PAR 23 kV	14,666667	5,700000	23,000000	31,335347	12,178055
QUI 23 kV	14,666667	5,700000	23,000000	31,335347	12,178055
CAU 23 kV	14,666667	5,700000	23,000000	31,335347	12,178055
CLO 220 kV	70,500000	13,200000	220,000000	663,272744	124,187237
TBO 23 kV	43,768000	5,576000	23,000000	11,893420	1,515210
CAE 23 kV	43,768000	5,576000	23,000000	11,893420	1,515210
VAU 23 kV	43,768000	5,576000	23,000000	11,893420	1,515210
BPA 23 kV	65,652000	8,364000	23,000000	7,928946	1,010140
BCP 23 kV	43,768000	5,576000	23,000000	11,893420	1,515210
VCE 66 kV	196,956000	25,092000	66,000000	21,763384	2,772634
SMI 23 kV	65,652000	8,364000	23,000000	7,928946	1,010140
CEN 23 kV	43,768000	5,576000	23,000000	11,893420	1,515210
PFO 23 kV	6,100000	3,136000	23,000000	68,592509	35,263296
PBU 23 kV	5,545455	3,136000	23,000000	72,278737	40,874218
NAR 23 kV	12,200000	6,272000	23,000000	34,296254	17,631648
ELD 132 kV	109,800000	56,448000	132,000000	125,515214	64,527166
CAL 23 kV	6,100000	3,136000	23,000000	68,592509	35,263296
NAT 23 kV	6,100000	3,136000	23,000000	68,592509	35,263296
ENC 33 kV	9,150000	4,704000	33,000000	94,136411	48,395374

Descrição dos casos de simulação

Para a análise das solicitações impostas ao sistema de potência da empresa ANDE, devido aos curtos-circuitos, foram elaborados oito casos-base de simulação. Quatro deles considerando carga leve (curtos-circuitos fase-terra sem resistência de falta, fase-terra com resistência de falta de 50 [ohms], dupla-fase e trifásico) e quatro deles considerando carga pesada (curtos-circuitos fase-terra sem resistência de falta, fase-terra com resistência de falta de 50 [ohms], dupla-fase e trifásico). A partir desses oito casos-base de simulação foram produzidos duzentos e oito casos de curto-circuito para a análise em questão. A tabela a seguir apresenta os casos de simulação gerados para o estudo.

Tabela 11: Casos de simulação do ATP para carga leve.

Nome do Arquivo	Barra de curto-circuito	Tipo de curto-circuito	Resistência de falta [Ω]
CL-CASO001	ACY 220 kV	3F	0.001
CL-CASO002		2F	0.001
CL-CASO003		1F	0.001
CL-CASO004		1F	50
CL-CASO005	ACY 66 kV	3F	0.001
CL-CASO006		2F	0.001
CL-CASO007		1F	0.001
CL-CASO008		1F	50
CL-CASO009	ACY 23a KV	3F	0.001
CL-CASO010		2F	0.001
CL-CASO011		1F	0.001
CL-CASO012		1F	50
CL-CASO013	ACY 23b KV	3F	0.001
CL-CASO014		2F	0.001
CL-CASO015		1F	0.001
CL-CASO016		1F	50
CL-CASO017	ACY 66bKV	3F	0.001
CL-CASO018		2F	0.001
CL-CASO019		1F	0.001
CL-CASO020		1F	50
CL-CASO021	PFO 220 kV	3F	0.001

Nome do Arquivo	Barra de curto-circuito	Tipo de curto-circuito	Resistência de falta [Ω]
CL-CASO022		2F	0.001
CL-CASO023		1F	0.001
CL-CASO024		1F	50
CL-CASO025	S.A 66 kV	3F	0.001
CL-CASO026		2F	0.001
CL-CASO027		1F	0.001
CL-CASO028		1F	50
CL-CASO029		3F	0.001
CL-CASO030	APR 66 kV	2F	0.001
CL-CASO031		1F	0.001
CL-CASO032		1F	50
CL-CASO033	K30 220 kV	3F	0.001
CL-CASO034		2F	0.001
CL-CASO035		1F	0.001
CL-CASO036		1F	50
CL-CASO037	K30 66 kV	3F	0.001
CL-CASO038		2F	0.001
CL-CASO039		1F	0.001
CL-CASO040		1F	50
CL-CASO041	K30 23 kV	3F	0.001
CL-CASO042		2F	0.001
CL-CASO043		1F	0.001
CL-CASO044		1F	50
CL-CASO045	WM 66 kV	3F	0.001
CL-CASO046		2F	0.001
CL-CASO047		1F	0.001
CL-CASO048		1F	50
CL-CASO049	CDO 220 kV	3F	0.001
CL-CASO050		2F	0.001
CL-CASO051		1F	0.001
CL-CASO052		1F	50
CL-CASO053	CZU 220 kV	3F	0.001
CL-CASO054		2F	0.001
CL-CASO055		1F	0.001
CL-CASO056		1F	50
CL-CASO057	K15 66 kV	3F	0.001
CL-CASO058		2F	0.001
CL-CASO059		1F	0.001
CL-CASO060		1F	50
CL-CASO061	COV 220 kV	3F	0.001
CL-CASO062		2F	0.001
CL-CASO063		1F	0.001

Nome do Arquivo	Barra de curto-circuito	Tipo de curto-circuito	Resistência de falta [Ω]
CL-CASO064		1F	50
CL-CASO065	COV 66 kV	3F	0.001
CL-CASO066		2F	0.001
CL-CASO067		1F	0.001
CL-CASO068		1F	50
CL-CASO069		3F	0.001
CL-CASO070	COV 23 kV	2F	0.001
CL-CASO071		1F	0.001
CL-CASO072		1F	50
CL-CASO073		3F	0.001
CL-CASO074	CYO 220 kV	2F	0.001
CL-CASO075		1F	0.001
CL-CASO076		1F	50
CL-CASO077		3F	0.001
CL-CASO078	SLO 220 kV	2F	0.001
CL-CASO079		1F	0.001
CL-CASO080		1F	50
CL-CASO081		3F	0.001
CL-CASO082	LAM 220 kV	2F	0.001
CL-CASO083		1F	0.001
CL-CASO084		1F	50
CL-CASO085		3F	0.001
CL-CASO086	PIR 220 kV	2F	0.001
CL-CASO087		1F	0.001
CL-CASO088		1F	50
CL-CASO089		3F	0.001
CL-CASO090	PIR 66 kV	2F	0.001
CL-CASO091		1F	0.001
CL-CASO092		1F	50
CL-CASO093		3F	0.001
CL-CASO094	SLO 66 kV	2F	0.001
CL-CASO095		1F	0.001
CL-CASO096		1F	50
CL-CASO097		3F	0.001
CL-CASO098	SLO 23b kV	2F	0.001
CL-CASO099		1F	0.001
CL-CASO100		1F	50
CL-CASO101		3F	0.001
CL-CASO102	VIL 66 kV	2F	0.001
CL-CASO103		1F	0.001
CL-CASO104		1F	50

Tabela 12: Casos de simulação do ATP para carga pesada.

Nome do Arquivo	Barra de curto-circuito	Tipo de curto-circuito	Resistência de falta [Ω]
CP-CASO001	ACY 220 kV	3F	0.001
CP-CASO002		2F	0.001
CP-CASO003		1F	0.001
CP-CASO004		1F	50
CP-CASO005	ACY 66 kV	3F	0.001
CP-CASO006		2F	0.001
CP-CASO007		1F	0.001
CP-CASO008		1F	50
CP-CASO009	ACY 23a KV	3F	0.001
CP-CASO010		2F	0.001
CP-CASO011		1F	0.001
CP-CASO012		1F	50
CP-CASO013	ACY 23b KV	3F	0.001
CP-CASO014		2F	0.001
CP-CASO015		1F	0.001
CP-CASO016		1F	50
CP-CASO017	ACY 66bKV	3F	0.001
CP-CASO018		2F	0.001
CP-CASO019		1F	0.001
CP-CASO020		1F	50
CP-CASO021	PFO 220 kV	3F	0.001
CP-CASO022		2F	0.001
CP-CASO023		1F	0.001
CP-CASO024		1F	50
CP-CASO025	S.A 66 kV	3F	0.001
CP-CASO026		2F	0.001
CP-CASO027		1F	0.001
CP-CASO028		1F	50
CP-CASO029	APR 66 kV	3F	0.001
CP-CASO030		2F	0.001
CP-CASO031		1F	0.001
CP-CASO032		1F	50
CP-CASO033	K30 220 kV	3F	0.001
CP-CASO034		2F	0.001
CP-CASO035		1F	0.001
CP-CASO036		1F	50
CP-CASO037	K30 66 kV	3F	0.001
CP-CASO038		2F	0.001
CP-CASO039		1F	0.001
CP-CASO040		1F	50
CP-CASO041	K30 23 kV	3F	0.001

Nome do Arquivo	Barra de curto-circuito	Tipo de curto-circuito	Resistência de falta [Ω]
CP-CASO042		2F	0.001
CP-CASO043		1F	0.001
CP-CASO044		1F	50
CP-CASO045	WM 66 kV	3F	0.001
CP-CASO046		2F	0.001
CP-CASO047		1F	0.001
CP-CASO048		1F	50
CP-CASO049	CDO 220 kV	3F	0.001
CP-CASO050		2F	0.001
CP-CASO051		1F	0.001
CP-CASO052		1F	50
CP-CASO053	CZU 220 kV	3F	0.001
CP-CASO054		2F	0.001
CP-CASO055		1F	0.001
CP-CASO056		1F	50
CP-CASO057	K15 66 kV	3F	0.001
CP-CASO058		2F	0.001
CP-CASO059		1F	0.001
CP-CASO060		1F	50
CP-CASO061	COV 220 kV	3F	0.001
CP-CASO062		2F	0.001
CP-CASO063		1F	0.001
CP-CASO064		1F	50
CP-CASO065	COV 66 kV	3F	0.001
CP-CASO066		2F	0.001
CP-CASO067		1F	0.001
CP-CASO068		1F	50
CP-CASO069	COV 23 kV	3F	0.001
CP-CASO070		2F	0.001
CP-CASO071		1F	0.001
CP-CASO072		1F	50
CP-CASO073	CYO 220 kV	3F	0.001
CP-CASO074		2F	0.001
CP-CASO075		1F	0.001
CP-CASO076		1F	50
CP-CASO077	SLO 220 kV	3F	0.001
CP-CASO078		2F	0.001
CP-CASO079		1F	0.001
CP-CASO080		1F	50
CP-CASO081	LAM 220 kV	3F	0.001
CP-CASO082		2F	0.001
CP-CASO083		1F	0.001

Nome do Arquivo	Barra de curto-circuito	Tipo de curto-circuito	Resistência de falta [Ω]
CP-CASO084		1F	50
CP-CASO085	PIR 220 kV	3F	0.001
CP-CASO086		2F	0.001
CP-CASO087		1F	0.001
CP-CASO088		1F	50
CP-CASO089		3F	0.001
CP-CASO090	PIR 66 kV	2F	0.001
CP-CASO091		1F	0.001
CP-CASO092		1F	50
CP-CASO093		3F	0.001
CP-CASO094	SLO 66 kV	2F	0.001
CP-CASO095		1F	0.001
CP-CASO096		1F	50
CP-CASO097		3F	0.001
CP-CASO098	SLO 23b kV	2F	0.001
CP-CASO099		1F	0.001
CP-CASO100		1F	50
CP-CASO101		3F	0.001
CP-CASO102	VIL 66 kV	2F	0.001
CP-CASO103		1F	0.001
CP-CASO104		1F	50

ATENÇÃO: O Anexo 1 apresenta um caso base de simulação do ATP, a partir dos dados descritos nas tabelas acima.

3.3 - Resultados

Os resultados obtidos a partir das simulações efetuadas com os casos descritos no capítulo anterior estão compilados em dois arquivos Excel. Cada um dos arquivos apresenta tensões e correntes medidas nas barras de interesse, durante os casos de curto-circuito descritos no capítulo anterior. A seguir são apresentados os sinais de tensões e correntes obtidos a partir de um curto-circuito fase-terra na barra ACY 220 kV com resistência de falta nula.

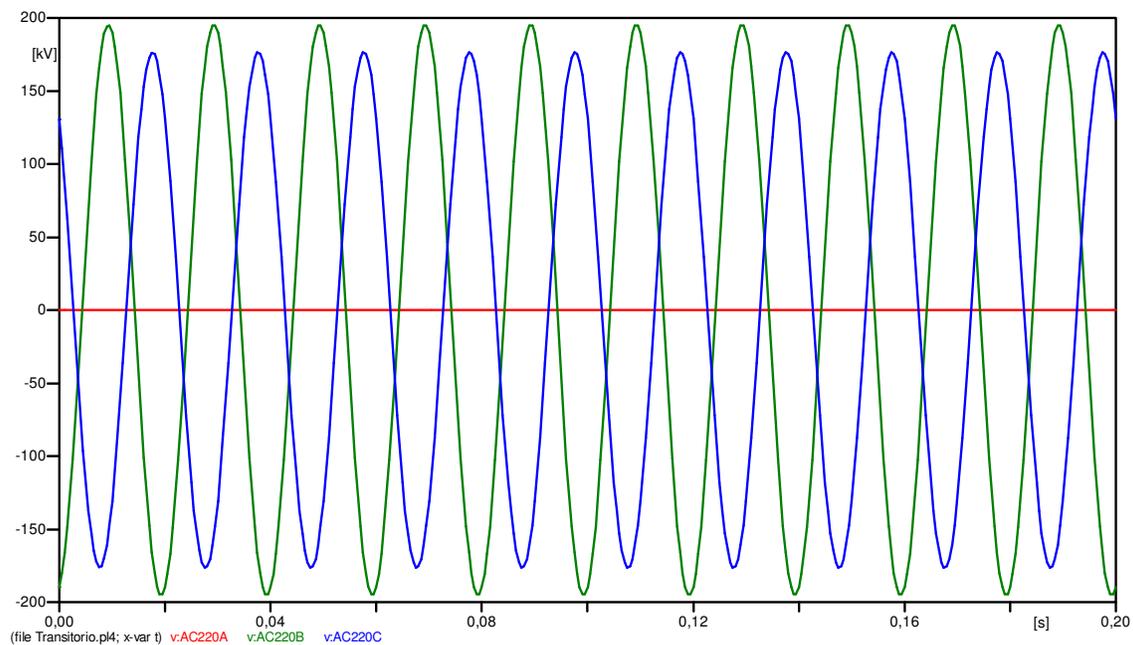


Figura 2: Tensões na barra ACY 220 kV

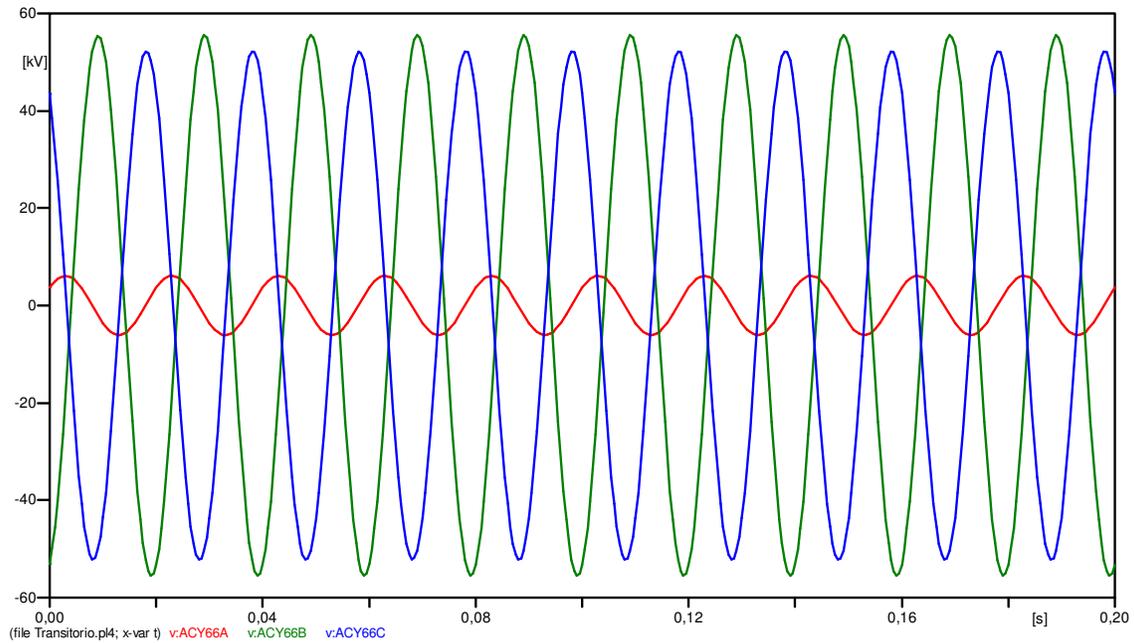


Figura 3: Tensões na barra ACY 66 kV

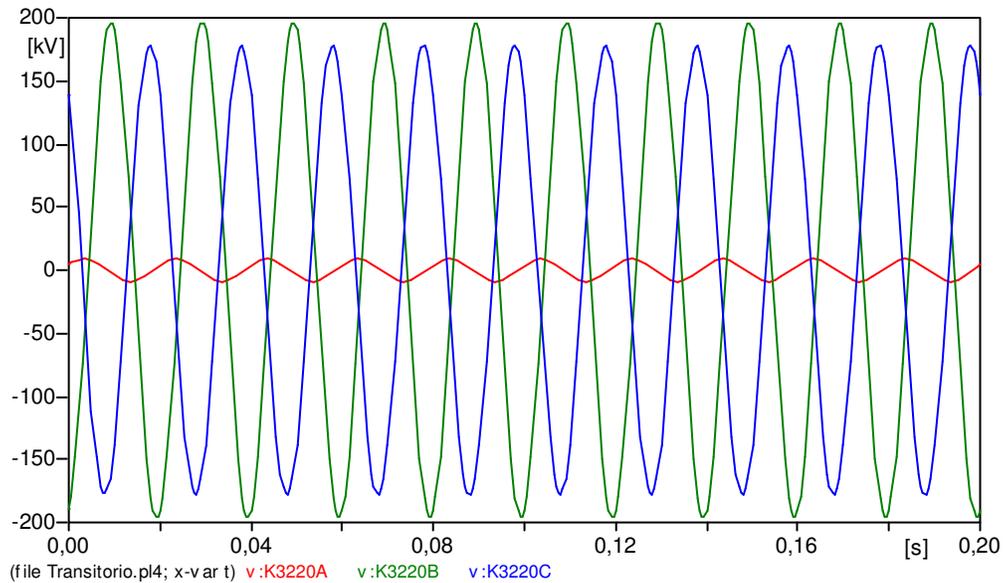


Figura 4: Tensões na barra K30 - 220 kV

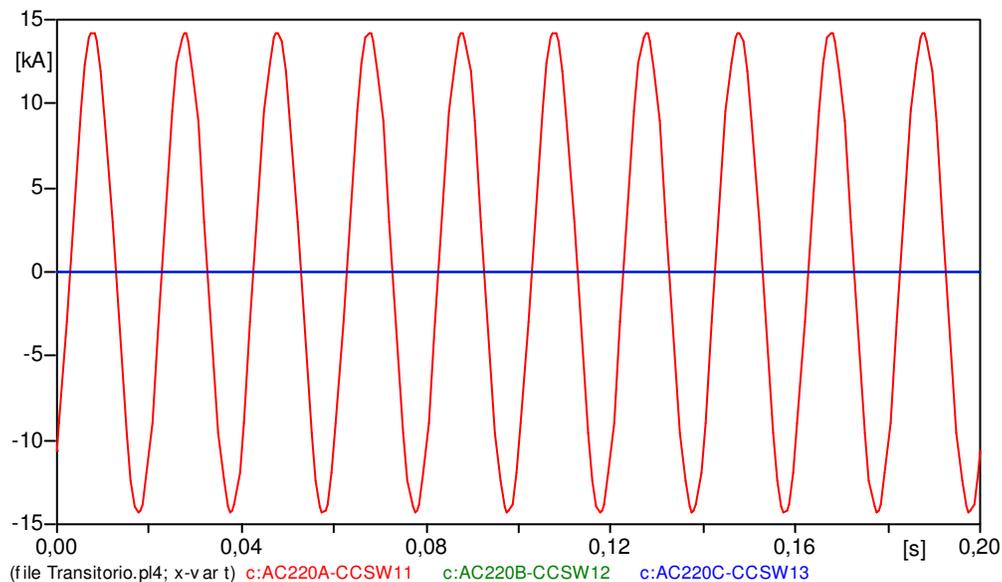


Figura 5: Correntes de curto-circuito na barra ACY 220 kV

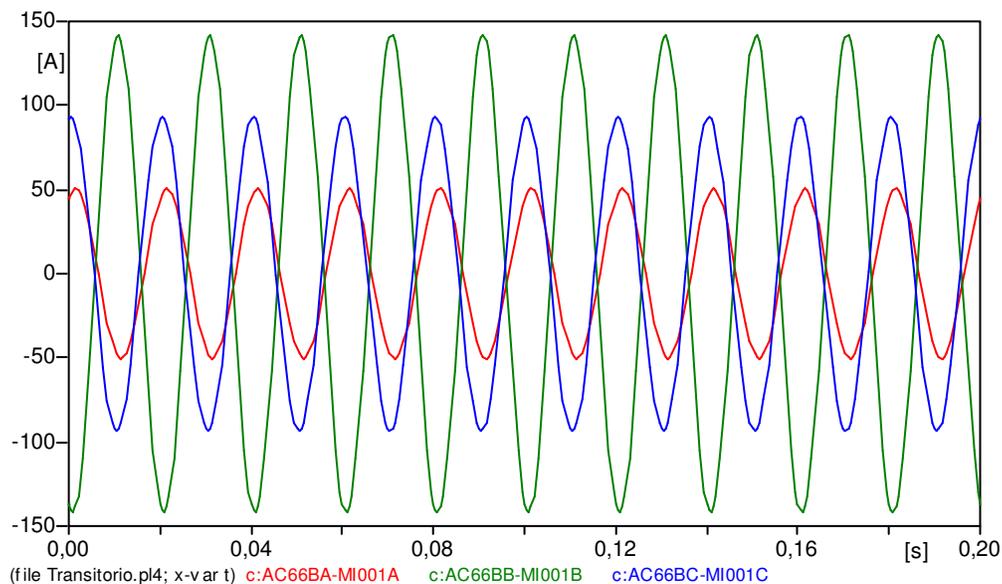


Figura 6: Correntes em um dos transformadores que conecta a barra ACY 220 kV à barra ACY 66 kV

4 – GRUPO DE AJUSTES :

4.1 – PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO – 220 kV

4.1.1 – Linha COV – KM 30 (Circuitos I,II e III).

Primeiramente será apresentado para a Proteção desse circuito o diagrama básico do mesmo e seu respectivo diagrama de conexões. O relé em questão é o SEL – 421 conforme diagrama a seguir e código definido abaixo.

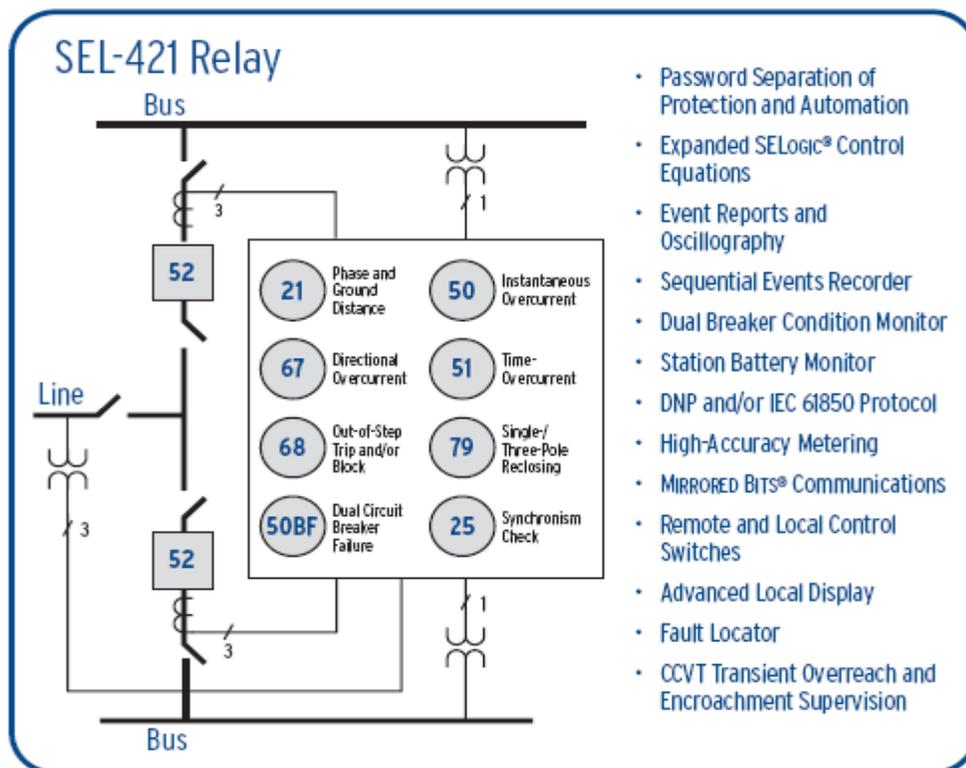


Figura 7 – Diagrama Básico das Funções ANSI



A seguir a tabela 13 abaixo são apresentadas as funções e grupos de ajustes disponíveis no produto.

Função	Modelo [nota]	Ajuste	Faixa
21 - Fase (5 zonas MHO)	5A	Alcance (Ω secundário)	OFF, 0.05 - 64.0
	1A	Alcance (Ω secundário)	OFF, 0.25 - 320.0
	Ambos	Tempo de atraso/delay (ciclos)	0.00 - 16,000.00
21 - Terra (5 zonas MHO e quadrilat.)	5A	Alcance MHO (Ω secundário)	OFF, 0.05 - 64.0
		Alcance Reatância (Ω secundário)	OFF, 0.05 - 64.0
		Alcance Resistência (Ω secundário)	OFF, 0.05 - 50.0
	1A	Alcance MHO (Ω secundário)	OFF, 0.25 - 320.0
		Alcance Reatância (Ω secundário)	OFF, 0.25 - 320.0
		Alcance Resistência (Ω secundário)	OFF, 0.25 - 250.0
Ambos	Tempo de atraso/delay (ciclos)	0.00 - 16,000.00	
50 - P/G/Q (4 níveis)	5A	Pickup (A secundário)	0.25 - 100.00
	1A	Pickup (A secundário)	0.05 - 20.00
	Ambos	Tempo de atraso/delay (ciclos)	0.00 - 16,000.00
51 (3 níveis)*	5A	Pickup (A secundário)	0.50 - 16.00
	1A	Pickup (A secundário)	0.10 - 3.20
	Ambos	Dial US	0.50 - 15.00
		Dial IEC	0.05 - 1.00
27 / 59	Ambos	PP (V)	1.0 - 300.0
		Demais elementos (V)	1.0 - 200.0
50/62BF ¹	5A	Pickup para falha de disjuntor (A)	0.50 - 50.00
	1A	Pickup para falha de disjuntor (A)	0.10 - 10.00
25	Ambos	Escorregamento de freq. (Hz)	0.005 - 0.500
		Ângulo de fase (°)	03 - 80
78	5A	Alcance Blinders R1 (Ω secundário)	0.05 - 70 (-0.05) - (-70)
		1A	Alcance Blinders R1 (Ω secundário)
	5A	Alcance Blinders X1 (Ω secundário)	0.05 - 96 (-0.05) - (-96)
		1A	Alcance Blinders X1 (Ω secundário)

[nota] - referente ao valor nominal das entradas de corrente do relé

* - Usuário seleciona a grandeza de atuação

¹ - ajustável para até 2 disjuntores

Q - Sequencia Negativa / G - Residual / N - Neutro / PN - Fase e Neutro / PP - Fase e Fase / P - Fase

Tabela 13 – Funções Disponíveis no Relé SEL -421



De posse das informações acima e das documentações disponibilizadas pela ANDE a EFACEC irá propor os ajustes das seguintes funções ANSI listadas e descritas a seguir :

21 – P (Defeitos entre fases) :

1 - Zona, 2- Zona e 4- Zona(Sentido Direto) e a 3- Zona em sentido Reverso.

21 – N (Defeitos a Terra) :

1 -Zona, 2- Zona e 4- Zona(Sentido Direto) e a 3- Zona em sentido Reverso.

50/67 : (Defeitos entre fases).

Sobrecorrente com Supervisão Direcional no sentido Direto.

01 Unidade Instantânea com subalcance.

01 Unidade Temporizada com Curva em sobrealcance.

01 Unidade Reversa em forma de retaguarda das linhas adjacentes.

50/67 N : (Defeitos à terra).

Sobrecorrente com Supervisão Direcional no sentido Direto.

01 Unidade Instantânea com subalcance.

01 Unidade Temporizada com Curva em sobrealcance.

01 Unidade Reversa em forma de retaguarda das linhas adjacentes.



50/67 Q : (Defeitos Assimétricos – Sequencia Negativa).

Sobrecorrente com Supervisão Direcional no sentido Direto.

01 Unidade Instantânea com subalcance.

01 Unidade Temporizada com Curva em sobrealcance.

01 Unidade Reversa em forma de retaguarda das linhas adjacentes.

27/59:

01 unidade de subtensão para proteção de retaguarda temporizada do sistema de 220 kV.

01 unidade de sobretensão para a proteção contra rejeição de carga no sistema de 220 kV.



8.2.1 – Unidades de Distância :

Para essa função de distância o relé SEL – 421 possui até cinco unidades de medida, e para tal escolhe-se para os defeitos entre fases a unidade de medição com a característica **MHO**. Vão ser usados nesse caso 03 zonas no sentido direto e uma zona reversa. Para a verificação dos Tc's em questão

- **Defeitos entre Fases :**

Primeira Zona : (Z1P)

Impedância total de Sequência Positiva :

Ajuste da Zona 1 :

Impedâncias da Linhas :

Linha COV – KM 30 – 220 kV / Impedâncias

Comprimento (Km)	R _o (Ω/Km)	X _o (Ω/Km)	R ₁ (Ω/Km)	X ₁ (Ω/Km)
159,01	0,2804	1,3087	0,1008	0,4091

$$\text{COV} \rightarrow \text{KM 30} = 159,01 \times (0,1008 + j0,4091) = (16,02 + j.65,05) \Omega$$

Vai-se ajustar a Zona 1 para 80 % do valor obtido acima.



Ajuste da Zona 1 : $Z1P = 66.99 \times 0,8 \times 400/2227.27 \rightarrow 9.61 \Omega$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da Linha que é de :

$\text{Arc}(\text{tg}) \rightarrow (65,05 / (16,02)) = 76,16 \text{ graus.}$

Para essa condição não haverá temporização.

Segunda Zona : (Z2P)

Vai-se ajustar a Zona 2 para 130 % do valor obtido acima.

Ajuste da Zona 2 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

Ajuste da Zona 2 : $Z2P = 66.99 \times 1.3 \times 400/2227.27 \rightarrow 15.61 \Omega$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da Linha que é de :

$\text{Arc}(\text{tg}) \rightarrow (65,05 / (16,02)) = 76,16 \text{ graus.}$

Para essa condição haverá uma temporização de 400 ms(20 ciclos). Essa temporização se baseia nos valores já usados pela ANDE em outras linhas da SE.



Quarta Zona :(Z4P)

Vai-se ajustar a Zona 4 para 180 % do valor obtido acima.

Ajuste da Zona 4 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

Ajuste da Zona 4 : $Z4P = 66.99 \times 1.8 \times 400/2227.27 \rightarrow 21.62 \Omega$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da Linha que é de :

$\text{Arc}(\text{tg}) \rightarrow (65,05 / (16,02)) = 76,16 \text{ graus.}$

Para essa condição haverá uma temporização de 800 ms(40 ciclos). Essa temporização se baseia nos valores já usados pela ANDE em outras linhas da SE.

Terceira Zona :(Z3P - R)

Ajusta-se a Zona 3 de forma reversa para enxergar internamente defeitos entre fases em forma de retaguarda das demais proteções existentes na planta. Inclui-se aqui portanto enxergar até no máximo a menor reversa partindo de COV e adotando 50 % de seu comprimento.



Vai-se ajustar a Zona 3 para 50 % do valor obtido acima no sentido reverso.

Ajuste da Zona 3 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

Ajuste da Zona 3 : $Z_{3PR} = 66.99 \times 0.5 \times 400/2227.27 \rightarrow 6.00 \Omega$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da Linha que é de :

$\text{Arc}(\text{tg}) \rightarrow (65,05 / (16,02)) = 76,16 \text{ graus.}$

Para essa condição haverá uma temporização de 1s(50 ciclos). Essa temporização se baseia nos valores já usados pela ANDE em outras linhas da SE.

• Defeitos entre Fase e Terra :

Para essa função de distância o relé SEL – 421 possui até cinco unidades de medida, e para tal escolhe-se para os defeitos entre fases a unidade de medição com a característica Quadrilateral. Vão ser usados nesse caso 03 zonas no sentido direto e uma zona reversa.



→ E21XG Enable Quadrilateral Ground Distance Elements

Este ajuste define o número de zonas de distância quadrilateral de terra que serão habilitadas no relé para operação. Neste caso serão utilizadas quatro zonas de distância de fase: Zona 1 (instantânea), Zonas 2 (assistida por comunicação - POTT) e zonas 3 e 4 (temporizada).

AJUSTES
E21XG = 4

●● Primeira Zona Quadrilateral (Z1FT)

XG1 Zone 1 Reactance (Ohms secondary) :

Este ajuste define o alcance da reatância para a unidade de distância quadrilateral de terra de Zona 1.

Range de XG1: (0,25 a 320)Ω ou OFF.

Impedância total de Sequência Positiva :

Ajuste da Zona 1 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

COV → KM 30 = (16,02 + j65,05)Ω



Ajustam-se os alcances reativos e resistivos para 80 % do valor obtido acima.

Ajuste da Zona 1 :

$$XG1 = 65,05 \times 0,8 \times 400 / 2227.27 \rightarrow \mathbf{9.32 \Omega}$$

RG1 Zone 1 Resistance (Ohms secondary)

Este ajuste define o alcance da resistência para a unidade de distância quadrilateral de terra de Zona 1.

Range RG1: (0,25 a 250) Ω ou OFF.

Ver Appendix A—Quadrilateral Reactive Reach Versus Resistive Reach Setting Guideline no artigo TP6083 (Digital Communications for Power System Protection: Security, Availability, and Speed) no site www.selinc.com.br, onde está demonstrada a equação abaixo.

$$m = 1 - \frac{R}{X_{L1} \times 20}$$

Onde:

m = Alcance de XG1 em pu

R = RG1 (resistência de zona 1)

X_{L1} = Reatância de seqüência positiva da linha de transmissão.



Obs : Ao valor resistivo obtido acima adiciona-se o valor de resistência de falta de 50 Ω primários para cobrir os defeitos de alta impedância.

Logo :

$$Z1_{L1} = (66,02 + j65,05) [\Omega] \text{ ou } 92,68 \text{ ang } 44.57^\circ [\Omega]$$

$$RG1 = ((1 - m) \times 20 \times XL1 \times RTC / RTP) [\Omega]$$

$$RG1 = ((1 - 0,8) \times 20 \times 65,05 \times 400 / 2227.27) [\Omega] = \mathbf{46.67 \Omega}$$

Nota 3 : Para se manter a mesma proporcionalidade vamos usar a relação XG1/RG1 dada acima para as demais unidades quadrilaterais para defeitos fase-terra.

$$\mathbf{XG1 / RG1 = 9.32 / 46.67 = 0.199}$$

●● **Segunda Zona Quadrilateral (Z2FT)**

XG2 Zone 2 Reactance (Ohms secondary) :

Este ajuste define o alcance da reatância para a unidade de distância quadrilateral de terra de Zona 2.

Range de XG2: (0,25 a 320) Ω ou OFF.



Impedância total de Sequência Positiva :

Ajuste da Zona 2 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

COV → KM 30 = $(16,02 + j65,05) \Omega$

Ajustam-se os alcances reativos e resistivos para 130 % do valor obtido acima.

Ajuste da Zona 2 :

$XG2 = 65,05 \times 1,3 \times 400 / 2227.27 \rightarrow 15.16 \Omega$

RG2 Zone 2 Resistance (Ohms secondary)

Este ajuste define o alcance da resistência para a unidade de distância quadrilateral de terra de Zona 2.

Range de RG2: (0,25 a 250) Ω ou OFF.

Obs : Ao valor resistivo obtido acima adiciona-se o valor de resistência de falta de 50 Ω primários para cobrir os defeitos de alta impedância.

Usa-se a relação dada pela nota 3 : **$RG2 = XG2 / 0.199 = 76.18 \Omega$**



Para essa condição haverá uma temporização de 400 ms(20 ciclos). Essa temporização se baseia nos valores já usados pela ANDE em outras linhas da SE.

●● **Quarta Zona Zona Quadrilateral (Z4FT)**

XG4 Zone 4 Reactance (Ohms secondary) :

Este ajuste define o alcance da reatância para a unidade de distância quadrilateral de terra de Zona 4.

Range de XG4: (0,25 a 320) Ω ou OFF.

Impedância total de Sequência Positiva :

Ajuste da Zona 4 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

COV \rightarrow KM 30 = (16,02 + j65,05) Ω

Ajustam-se os alcances reativos e resistivos para 180 % do valor obtido acima.

Ajuste da Zona 4 :

XG4 = 65,05 x 1,8 x 400 / 2227.27 \rightarrow **20.99 Ω**



RG4 Zone 4 Resistance (Ohms secondary)

Este ajuste define o alcance da resistência para a unidade de distância quadrilateral de terra de Zona 4.

Range de RG4: (0,25 a 250) Ω ou OFF.

Obs : Ao valor resistivo obtido acima adiciona-se o valor de resistência de falta de 50 Ω primários para cobrir os defeitos de alta impedância.

Usa-se a relação dada pela nota 3 : **$RG4 = XG4 / 0.199 = 105.47 \Omega$**

Para essa condição haverá uma temporização de 800 ms(40 ciclos). Essa temporização se baseia nos valores já usados pela ANDE em outras linhas da SE.

•• Terceira Zona Quadrilateral (Z3FT-R) - Reversa

XG3 Zone 3 Reactance (Ohms secondary) :

Este ajuste define o alcance da reatância para a unidade de distância quadrilateral de terra de Zona 3.

Range de XG3: (0,25 a 320) Ω ou OFF.



Impedância total de Sequência Positiva :

Ajuste da Zona 3 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

COV → KM 30 = $(16,02 + j65,05) \Omega$

Ajustam-se os alcances reativos e resistivos para 50 % do valor obtido acima.

Ajuste da Zona 3 :

$XG3 = 65,05 \times 0,5 \times 400 / 2227.27 \rightarrow 5.83 \Omega$

RG3 Zone3 Resistance (Ohms secondary)

Este ajuste define o alcance da resistência para a unidade de distância quadrilateral de terra de Zona 3.

Range de RG3: (0,25 a 250) Ω ou OFF.

Obs : Ao valor resistivo obtido acima adiciona-se o valor de resistência de falta de 50 Ω primários para cobrir os defeitos de alta impedância.

Usa-se a relação dada pela nota 3 : **$RG3 = XG4 / 0.199 = 29.32 \Omega$**



Para essa condição haverá uma temporização de 1s(50 ciclos). Essa temporização se baseia nos valores já usados pela ANDE em outras linhas da SE.

●● Ajustes das Unidades Direcionais :

●●● De Fase (Função 50/67) :

Enxergar até a barra do KM 30 em subalcance direto : (Defeitos 2F).

Do estudo de curto – circuito com geração Mínima e máxima dos casos CL-CASO034 e CP – CASO034 temos a menor corrente para : (tabelas 8 e 9 do capítulo 3 / Curto – Circuito).

● Unidade Instantânea : (67-I)

Enxergar no máximo até a barra da SE Km 30. Para evitarmos a atuação indevida dessa proteção aplica-se um deflador positivo para garantir que essa unidade não alcance o outro terminal.

50P1P :

Defeito 2F = 3152 A x Deflador Positivo de 30 % → 4097 A

Pick – Up : 4097 / 400 → **10.24 A**

Timer(67P1D) → **3 ciclos.**



- **Unidade Temporizada : (67- T)**

Essa unidade deverá enxergar o sistema em sobrealcance e trabalhando em conjunto com o esquema de teleproteção POTT + Weak – Infeed. O objetivo dessa unidade é enxergar até o outro terminal da linha em forma de retaguarda das proteções da linha subseqüentes.

50P2P :

Do estudo de Curto – Circuito têm-se para um defeito na Barra ACY 66 :
(Caso CL – 006 do estudo de curto –circuito).

Do documento ANDE de fluxo de cargas tira-se que em carga pesada temos na linha COV – Km 30 um carregamento de 426 A. Devido a esse fato vamos aplicar um deflator de 30 % na corrente de defeito para garantir a sua não operação para essa condição.

Defeito 2F = 478 x 1.3 → 621.4 A.

Pick – Up : 612.4 / 400 → **1.55 A**

Timer(67P2D) → **30 ciclos.**

- **Unidade Temporizada : (67- TR)**

Essa unidade deverá enxergar o sistema em forma reversa para auxiliar um defeito com fonte fraca.



50P3P :

Do estudo de Curto – Circuito têm-se para um defeito na Barra de menor distância reversa partindo de COV(PIR 220) : (CL – 086)

Aplica-se aqui um deflator positivo de 30 % para garantir o que não haja sobrealcance na barra de PIR 220 kV.

Defeito 2F = 1983 A x 1.3 → 2578 A.

Pick – Up : 2578 / 400 → **6.44 A**

Timer(67P3D) → **72 ciclos.**

Obs : Essa unidade deverá ser Reversa.

●●● De Neutro (Função 50N/67N) :

Enxergar até a barra do KM 30 em subalcance direto : (Defeitos 1F).

Do estudo de curto – circuito com geração Mínima e máxima dos casos CL-CASO035 e CP – CASO035.

● Unidade Instantânea : (67-I)

Enxergar no máximo até a barra da SE Km 30. Para evitarmos a atuação indevida dessa proteção aplica-se um deflator positivo para garantir que essa unidade não alcance o outro terminal. (CL-CASO035).



50G1P :

Defeito 1F = 3A (3lo) .

Pick – Up : 42.6 A / 400 → **0.106 A**

Timer(67G1D) → **3 ciclos.**

Conforme solicitação do documento ANDE SGT / DEL 2 / 036 / 2010 vamos alterar os ajustes respeitando o valor de até 10 % de In. O máximo carregamento encontrado na linha COV – Km 30 é de 426 A em carga pesada.

- **Unidade Temporizada : (67- T)**

Essa unidade deverá enxergar o sistema em sobrealcance e trabalhando em conjunto com o esquema de teleproteção POTT + Weak – Infeed. O objetivo dessa unidade é enxergar até o outro terminal da linha em forma de retaguarda das proteções da linha subseqüentes.

50G2P :

Para essa condição devido a baixa contribuição de defeito vamos adotar o ajuste mínimo disponível na proteção.

Pick – Up : 0.075 A.

Timer(67G2D) → **30 ciclos.**



- **Unidade Temporizada : (67- TR)**

Essa unidade deverá enxergar o sistema em forma reversa para auxiliar um defeito com fonte fraca.

50G3P :

Do estudo de Curto – Circuito têm-se para um defeito na Barra de menor distância reversa partindo de COV(PIR 220) : (CL - CASO087)

Aplica-se aqui um deflator positivo de 30 % para garantir o que não haja sobrealcance na barra de PIR 220 kV.

Defeito 1F(3I0) = 1470 A x 1.3 → 1911 A.

Pick – Up : 1911 / 400 → **4.77 A**

Timer(67G3D) → **72 ciclos.**

Obs : Essa unidade deverá ser Reversa.

- **De Sequencia Negativa(Função 50Q/67Q) :**

Enxergar até a barra do KM 30 em subalcance direto : (Defeitos 1F com impedância).

Do estudo de curto – circuito com geração Mínima e máxima dos casos CL-CASO035 e CP – CASO035.



- **Unidade Instantânea : (67-I)**

Enxergar no máximo até a barra da SE Km 30. Para evitarmos a atuação indevida dessa proteção aplica-se um deflator positivo para garantir que essa unidade não alcance o outro terminal. (CL-CASO036).

50Q1P :

Defeito $1F(I_2) = 54 \text{ A} \times 1.3 = 70.2 \text{ A}$

Pick – Up : $70.2 \text{ A} / 400 \rightarrow 0.175 \text{ A}$

Timer(67Q1D) $\rightarrow 3$ ciclos.

- **Unidade Temporizada : (67- T)**

Essa unidade deverá enxergar o sistema em sobrealcance e trabalhando em conjunto com o esquema de teleproteção POTT + Weak – Infeed. O objetivo dessa unidade é enxergar até o outro terminal da linha em forma de retaguarda das proteções da linha subseqüentes(ACY 66). (CL – CASO007)

50Q2P :

Para essa condição devido a baixa contribuição de defeito vamos adotar o ajuste mínimo disponível na proteção mais um deflator de 30 %.

Defeito $1F(I_2) = 35 \text{ A} \times 1.3 = 45.5 \text{ A}$

Pick – Up : $45.5 \text{ A} / 400 \rightarrow 0.113 \text{ A}$

Timer(67Q2D) $\rightarrow 39$ ciclos.



- **Unidade Temporizada : (67- TR)**

Essa unidade deverá enxergar o sistema em forma reversa para auxiliar um defeito com fonte fraca.

50Q3P :

Do estudo de Curto – Circuito têm-se para um defeito na Barra de menor distância reversa partindo de COV(PIR 220) : (CL - CASO088)

Aplica-se aqui um deflator positivo de 30 % para garantir o que não haja sobrealcance na barra de PIR 220 kV.

Defeito $1F(I_2) = 137 \text{ A} \times 1.3 \rightarrow 179 \text{ A}$.

Pick – Up : $179 / 400 \rightarrow 0.45 \text{ A}$

Timer(67Q3D) $\rightarrow 80 \text{ ciclos}$.

Obs : Essa unidade deverá ser Reversa.



●●● Bloqueio e Trip por Oscilação de Potência.

Toma-se como referência para esses ajustes as informações contidas no documento “ SEL-321-5 Relay Out – Of – Step Logic “ Application Guide AG97-13. Neste documento define-se duas zonas de complemento que devem abranger as quatro zonas de distância definidas acima.

O primeiro passo é calcular os ajustes máximos de load-flow direto para a linha em questão :

- Sentido Direto : Exportação de até 162 MW (Fluxo Máximo) e 212 MW (Fluxo Reverso) em 2009.

$$z_{1LF} = \frac{(220 \text{ KV})^2}{162 \text{ MW}} = 298,76 \text{ ohms / primários} \times \frac{400}{2227,27} = 53,65 \text{ ohms / secundários.}$$

- Sentido Reverso : Considera-se o fluxo de carga máximo nas linhas reversas.

$$z_{1LR} = \frac{(220 \text{ KV})^2}{212 \text{ MW}} = 228,3 \text{ ohms / primários} \times \frac{400}{2227,27} = 41 \text{ ohms / secundários.}$$



- Ajustes de R1R5, R1L5, R1R6 e R1L6 :

Onde :

Z1S → Impedância equivalente no terminal COV.

Dos dados fornecidos pela ANDE temos :

$$\mathbf{Z1S = (2.6 + j16.05) \Omega}$$

Z1L → Impedância da linha de conexão entre COV e KM 30.

Do estudo de curto – circuito temos :

$$\mathbf{Z1L = (16.02 + j65.05)\Omega}$$

Z1R → Impedância equivalente no terminal de KM30.

Dos dados fornecidos pela ANDE temos :

$$\mathbf{Z1R = (1.38 + j10.99) \Omega}$$

Fslip(Hz) → Máxima frequência de escorregamento admissível em caso de oscilação. O valor escolhido aqui é de 4 Hz/s conforme indicado no manual.

OSBD → Tempo de oscilação em ciclos. O valor escolhido aqui é de 02 ciclos.

Na figura abaixo é apresentado o gráfico típico para a determinação desses ajustes.

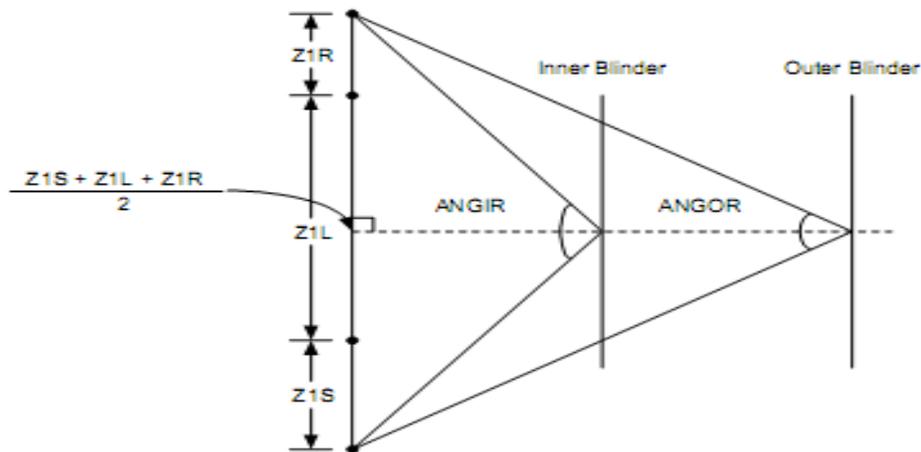


Figura 8 – Esquema de Bloqueio por Oscilação.

E os ajustes a serem definidos são apresentados na figura seguinte.

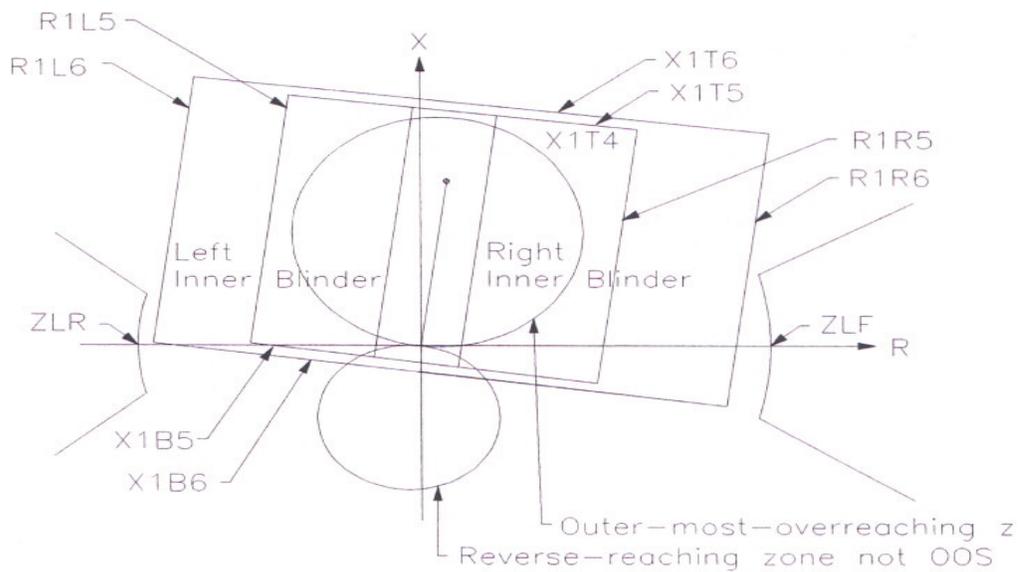


Figura 9 – Funções de Ajustes da Proteção.

$$R1R6 < \frac{Z1LF}{C1} = \frac{53.65}{1.2} \times \frac{400}{2227.27} = 8.02 \text{ ohms.}$$

$$R1L6 < \frac{Z1LR}{C1} = \frac{41}{1.2} \times \frac{400}{2227.27} = 6.13 \text{ ohms.}$$

$$AngR6 = 2 \times a \tan\left[\frac{Z1S + Z1L + Z1R}{2 \times R1R6}\right] = 93.06 \text{ graus.}$$

$$AngL6 = 2 \times a \tan\left[\frac{Z1S + Z1L + Z1R}{2 \times R1L6}\right] = 108.15 \text{ graus.}$$

$$AngR5 = \frac{360(\text{deg}) \times Fslip(\text{Hz}) \times OSBD}{50(\text{Hz})} + AngR6 = \frac{360 \times (4) \times 2}{50} + (93.06) = 150.66 \text{ graus}$$

$$AngL5 = \frac{360(\text{deg}) \times Fslip(\text{Hz}) \times OSBD}{50(\text{Hz})} + AngL6 = \frac{360 \times (4) \times 2}{50} + (108.15) = 165.75 \text{ graus}$$

$$R1R5 = \left(\frac{Z1S + Z1L + Z1R}{2 \times \tan\left(\frac{angR5}{2}\right)} \right) = 2.21 \text{ ohms.}$$

$$R1L5 = \left(\frac{Z1S + Z1L + Z1R}{2 \times \tan\left(\frac{angL5}{2}\right)} \right) = 1.05 \text{ ohms.}$$



Para os ajustes da reatância das unidades o fabricante recomenda que se ajuste da seguinte forma :

X1T5 → Com o valor de 110 % reatância da maior zona a ser ajustada. Nesse caso é a Zona 3 que apresenta um ajuste para essa unidade de 21.62 Ω.

Logo :

X1T5 = **23.78 Ω**.

X1B5 → Aplica-se o mesmo procedimento para a quarta Zona reversa que apresenta um ajuste definido de 6 Ω.

Logo :

X1B5 = **6.6 Ω**.

A abaixo seguem outras definições do fabricante :

XIT4 = 1.5 x Z1L = 1.5 x 53.65 Ω = **80.47 Ω**

XIT6 = XIT5 + 0.5 Ω = 23.78 + 0.5 = **24.28 Ω**



A supervisão por corrente 50(A,B,C) é dada pela maior corrente de carga acrescida de 15 %. Logo do estudo de flow em carga pesada temos :

$$I_{\text{carga}} = (425.79 \text{ A}) \times 1.15 / 400 = \mathbf{1.22 \text{ A}}$$

●●● Load Encroachment

Seja a figura abaixo :

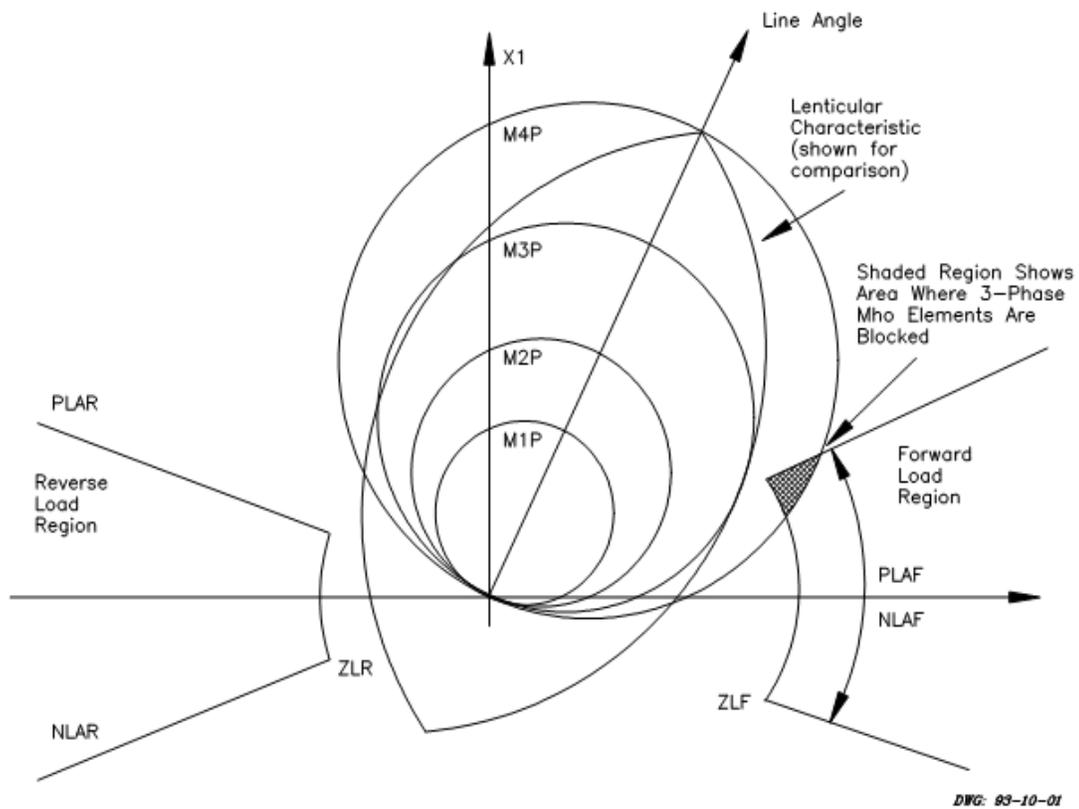


Figura 10 – Esquema de Load Encroachment



Os ajustes de Load Encroachment são dados pelos parâmetros a seguir :

Onde :

MVA f = Máximo Carregamento da linha no sentido direto.

MVA r = Máximo Carregamento da linha no sentido reverso.

PF f = Fator de Potência no sentido direto.

PF r = Fator de Potência no sentido reverso.

PLAF = Máximo Ângulo de Carga Positivo no sentido direto = $\arccos(\text{PF f})$

PLAR = Máximo Ângulo de Carga Negativo no sentido direto = $-\arccos(\text{PF f})$.

NLAF = Máximo Ângulo de Carga Positivo no sentido reverso = $180 - \arccos(\text{PF r})$

NLAR = Máximo Ângulo de Carga Negativo no sentido reverso = $180 + \arccos(\text{PF r})$

Do estudo de Load – Flow temos :

Carga Pesada : 162 MW e 9 MVAR no sentido direto.

212 MW e 27 MVAR no sentido reverso nas linhas reversas.

PLAF = 3.17 graus.

PLAR = - 3.17 graus.

NLAF = 172.74 graus.

NLAR = 187.25 graus.

$$Z_{LF} = 0.9 \times \left[\frac{220^2 \times 400}{163 \times 2227.27} \right] = 48.21 \text{ ohms.}$$



$$Z_{LR} = 0.9 \times \left(\frac{220^2 \times 400}{214 \times 2227.27} \right) = 36.06 \text{ ohms.}$$

Logo das equações acima obtemos :

$$Z_{LF} = 48.21 \ \Omega.$$

$$Z_{LR} = 36.06 \ \Omega.$$



● Esquemas de Teleproteção :

Para essa função a EFACEC indica o uso do esquema POTT(Permissive Overreaching Transfer – Trip) em conjunto com a lógica de Weak – Infeed(Fonte Fraca) para possibilitar a detecção de defeitos internos na linha. Somente para recapitular seguem abaixo os ajustes propostos ao longo do relatório que deverão ser usados nesse esquema :

Unidades de Distância :

Defeitos entre Fases → Segunda Zona MHO – **Z2P**.

Defeitos à Terra → Segunda Zona Quadrilateral – **Z2FT**.

Unidades Direcionais :

Defeitos entre Fases → **50P2P + 67P2D**.

Defeitos à Terra :

Unidade de Sequencia Zero → **50G2P + 67G2D**.

Unidade de Sequencia Negativa → **50Q2P + 67Q2D**.

Nas figuras 11A e 11B a seguir abaixo são apresentadas os diagramas básicos para o esquema proposto :

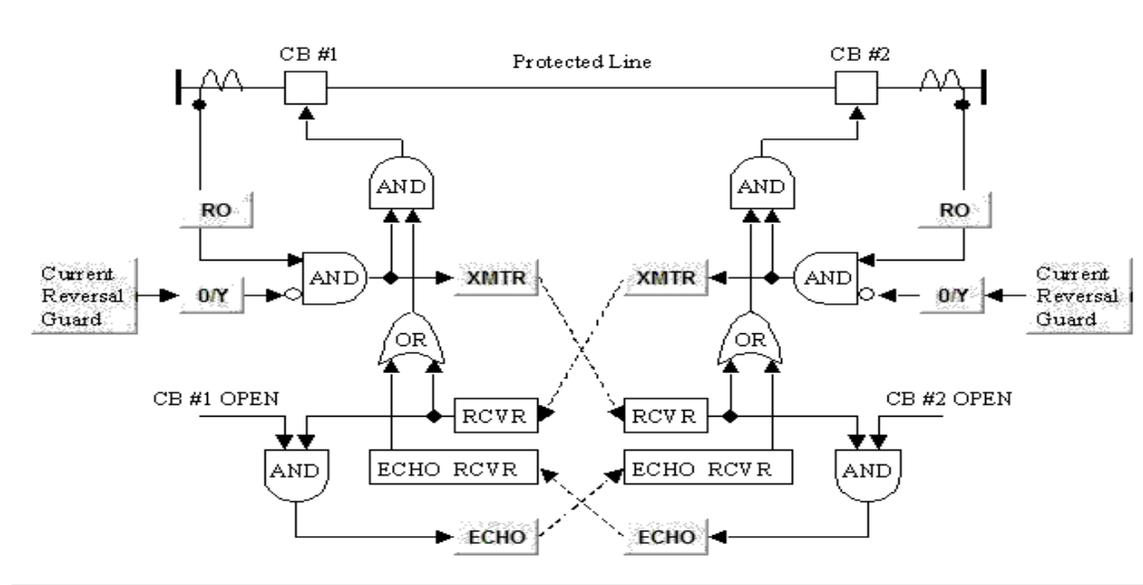


Figura 11A – Esquema de Teleproteção – POTT + ECO + Weak - Infeed

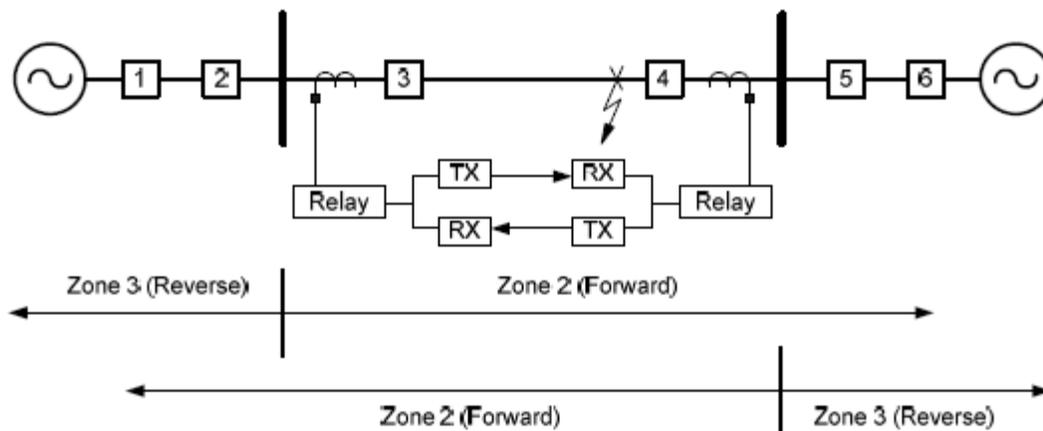


Figura 11B – Esquema de Teleproteção – POTT / Documento SEL(1)

No diagramas acima pode-se entender que a Zona 2 envia sinal de Carrier para o terminal remoto e desde que haja atuação também da zona 2 local está discriminada sua localização, ou seja, a falta foi dentro da linha protegida. Esse esquema está representado na figura 11 C abaixo de forma simplificada onde PT é o sinal recebido do terminal remoto e KEY é a partida do mesmo.

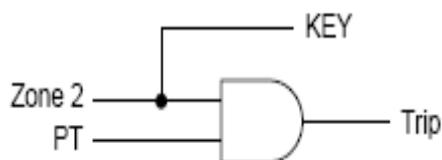


Figure 2 Basic POTT Logic

Figura 11C – Esquema de Teleproteção – POTT / Documento SEL(2)

Para complementar esquema apresentado adiciona-se ao esquema proposto lógica adicionais para complementar a teleproteção da linha. Esses esquemas estão apresentados a seguir e abaixo.

→ **Lógica de Reversão de Corrente em Linhas Paralelas.**

A lógica de Corrente reversa (Current Reverse Guard) nas linhas paralelas se torna necessária para evitar aberturas indevidas nas mesmas conforme apresentado nas figuras a seguir.

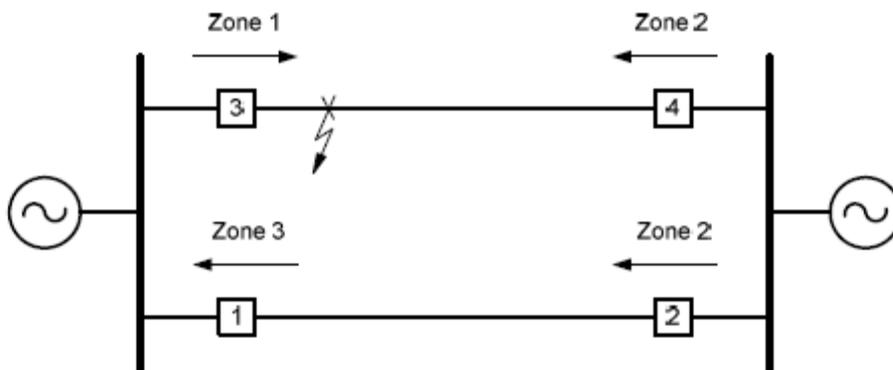


Figura 12 A – Defeito na Linha com atuação dos disjuntores 3 e 4 .

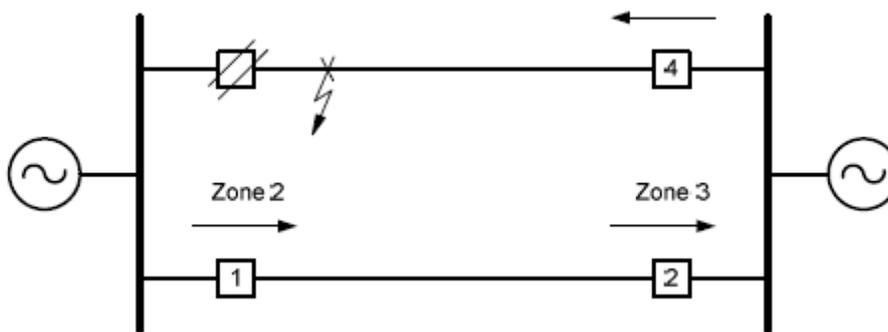


Figura 12 B – Reversão de Corrente no disjuntor 1.

Para se evitar a atuação indevida no disjuntor 1 para um defeito na linha adjacente é apresentado pelo fabricante o esquema lógico apresentado a seguir.

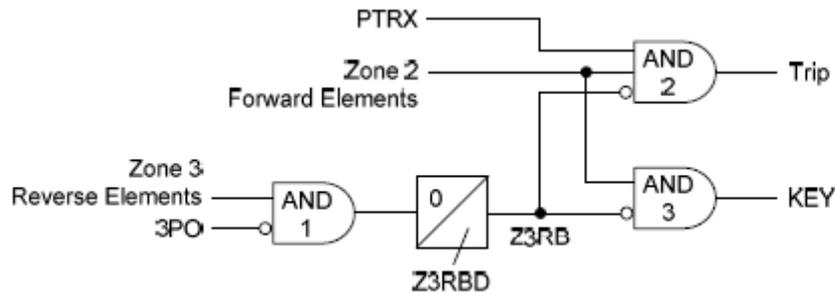


Figura 12 – Esquema POTT em linhas Paralelas – Parte 1

Nomenclatura :

PTRX → Recebimento de Sinal Permissivo do Terminal Remoto.

Zone 2 → Z2P + Z2FT + (50P2P + 67P2D) + (50G2P + 67G2D) + (50Q2P + 67Q2D).

Zone 3 Reverse Elements → Z3P-R + Z3FT-R + (50P3P + 67P3D) + (50G3P + 67G3D) + (50Q3P + 67Q3D).

3PO → Abertura Tripolar do Disjuntor.

Z3RBD → Tempo de dropout da ZONA 3 reversa.

Esse esquema funciona da seguinte forma para o relé localizado no disjuntor 1 :

Primeiramente ocorre a atuação da Zona 3 reversa que em conjunto com a informação de disjuntor fechado (3PO) tem uma temporização no drop-out dada por Z3RBD. Essa temporização deve ser maior do que o tempo máximo em zona 1 do disjuntor do terminal 3 para essa condição. Aqui vamos supor um tempo máximo somado de disjuntor + proteção para esse terminal de 7 ciclos. Ao mesmo tempo através de Z3RB essa unidade bloqueia automaticamente a atuação da Zona 2 no sentido direto.

→ **Lógica de ECO :**

Seja a figura a seguir .

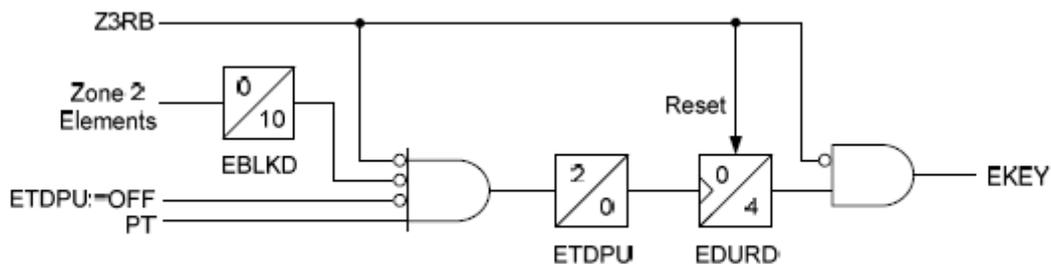


Figure 3 SEL-421 Echo Logic

Figura 13 – Esquema de Lógica de ECO



Nomenclatura :

- **PTRX** – Recebimento de Sinal Permissivo do Terminal Remoto.
- **Zone 2 Elements** = $Z2P + Z2FT + (50P2P + 67P2D) + (50G2P + 67G2D) + (50Q2P + 67Q2D)$.
- **Z3RB** = $Z3P-R + Z3FT-R + (50P3P + 67P3D) + (50G3P + 67G3D) + (50Q3P + 67Q3D)$.
- **ETDPU** – Temporizador conforme tabela abaixo.
- **PT** – Recebimento de sinal do terminal remoto.

Esse esquema funciona da seguinte forma :

Ocorrendo a atuação da Zona 3 reversa a mesma bloqueia automaticamente a atuação do circuito. Uma vez recebido o sinal permissivo do terminal remoto e não havendo atuação de Zona 2 local nem temporização ETDPU fica caracterizado que esse terminal está aberto devendo liberar o re-envio para o outro terminal. O tempo de drop-out da unidade Z3RB deverá ser maior do que o tempo total de atuação do relé do disjuntor 3 somado ao tempo de disjuntor mais uma pequena folga. Na tabela 9 abaixo são apresentados esses valores.

Setting	Setting Name	Default Setting	Description
EBLKD	Echo block time delay (dropout timer)	10 cycles	Prevents echoing of received permissive trip for a settable delay after dropout of local permissive elements.
ETDPU	Echo time-delay pickup	2 cycles	Sets minimum time requirement for received permissive trip before echo begins. Set to 0 to disable echo logic.
EDURD	Echo duration	4 cycles	Limits echo duration to prevent channel lockup.

Tabela 9 – Funções da Lógica de ECO

→ **Lógica de WEAK - INFEEED :**

Seja a figura a seguir.

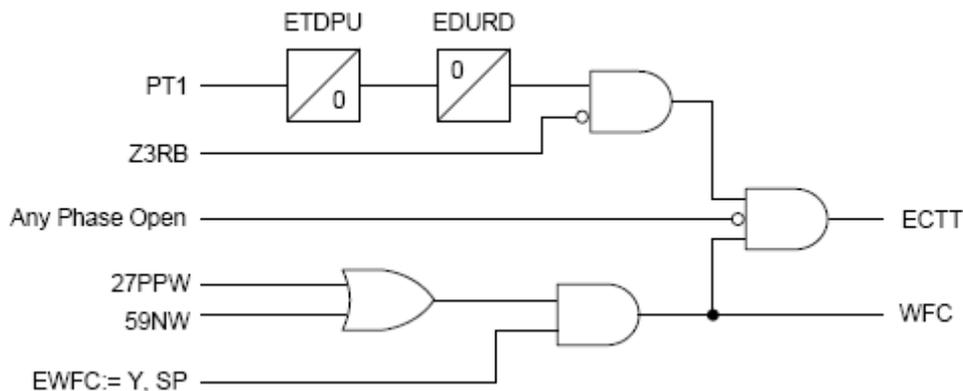


Figura 14 – Esquema POTT + Weak Infeed(SEL)



Nomenclatura :

→ **PT1** – Recebimento de Sinal Permissivo do Terminal Remoto.

→ **Zone 2 Elements** = Z2P + Z2FT + (50P2P + 67P2D) + (50G2P + 67G2D) + (50Q2P + 67Q2D).

→ **27PPW** = Ajuste da unidade de subtensão para o menor defeito na barra da fonte fraca.

→ **59NW** = Ajuste da unidade de sobretensão de sequencia zero para o menor defeito 1F na barra da fonte fraca.

→ **ETDPU** – Temporizador conforme tabela abaixo.

Zone 3 Reverse Elements(Z3RB) → Z3P-R + Z3FT-R + (50P3P + 67P3D) + (50G3P + 67G3D) + (50Q3P + 67Q3D).

Esse esquema funciona da seguinte forma :

Não pode haver atuação das unidades reversas indicadas por Z3RB. Havendo atuação das unidades 27PPW e 59NW com os critérios de ajustes apresentados em seguida ocorre liberação de abertura local e re-envio de sinal permissivo para o terminal remoto.

A seguir são definidos os ajustes a serem feitos no relé para as lógicas de teletproteção definidas acima .



→ **Weak – Infeed :**

Este ajuste define se a função de weak-infeed do relé estará habilitada para operação.

EWFC: Y, N.

O relé 421 possui uma lógica adicional para terminais fracos (weak-infeed), para permitir uma eliminação rápida de faltas, pela abertura de ambos os terminais da linha para faltas próximas ao terminal fraco. O terminal forte pode operar via um sinal permissivo ecoado do terminal fraco. A lógica de fonte fraca gera operação do terminal fraco se todas as condições abaixo forem verdadeiras:

- Um sinal permissivo PT for recebido durante o tempo ETDPU.
- O elemento de subtensão de fase ou de sobretensão residual esteja operado.
- Nenhum elemento reverso esteja operado.
- O disjuntor esteja fechado.

Após estas quatro condições serem confirmadas, a lógica de fonte fraca ativa o sinal de conversão de eco em trip ECTT. O bit ECTT está incluído na lógica de trip, envia um sinal de trip ao disjuntor local.

AJUSTES
EWFC = Y



→ **27PPW WIF Phase-Phase Undervoltage (Volts secondary)**

Este ajuste define o nível de subtensão fase-fase para o esquema de weak-infeed.

27PPW: 0,0 a 260,0 V.

Um ajuste típico da função de subtensão 27PPW é entre 70 e 80% da menor tensão entre fases de operação do sistema no local. Para o terminal de COV vamos adotar a menor tensão entre fases para um defeito 1F na barra com uma R_f de 50 Ω (CL - CASO064). Do estudo de curto – Circuito temos :

Ajuste : $171\ 129 / 245000 = 0.698 \times 110 = 76.83\ V$

AJUSTES
27PPW = 76.83 V

→ **59NW WIF Zero-Sequence (3V0) Overvoltage (Volts secondary)**

Este ajuste define o nível de sobretensão de seqüência zero para a função de weak-infeed.

59NW: 0,0 a 150,0V.



O ajuste de sobretensão residual deve ser ajustado em aproximadamente duas vezes a tensão $3V_o$ esperada em condição normal. Com o ajuste do elemento 59NW em duas vezes a tensão $3V_0$ de regime, o relé medirá somente tensões de seqüência zero resultantes de curtos-circuitos. Do estudo de curto – circuito e em complemento ao ajuste acima temos do Caso CL – CASO064 :

$$\text{Ajuste : } 3V_o = (3 \times 20316) / 245000 = 0.248 \times 110 = 27.36 \text{ V}$$

AJUSTES
59NW = 27.36 V

→ **Z3RBD Zone 3 Reverse Block Time Delay (cycles in 0,25 increments)**

Este ajuste define o tempo que controlará a duração do bloqueio reverso em caso de operação de zona 3.

Z3RBD: 0,00 a 16000,00 ciclos.

Os fatores que influenciam o ajuste do temporizador Z3RBD são:

- Tempo de reset da zona 2 do terminal remoto.
- Tempo de reset do canal de comunicação.



Conservativamente deve-se adicionar uma margem de segurança aos tempos acima. A margem de segurança pode ser o tempo máximo esperado para a abertura do disjuntor operando numa linha paralela sob falta. Considerando o tempo de reset do canal de comunicação de 1 ciclo, 1 ciclo para o reset da zona 2 e 3 ciclos para abertura do disjuntor, uma falta próxima de um terminal numa linha paralela, poderia ser eliminada em 5 ciclos. Para esse exemplo, o tempo adotado será 5,00 ciclos.

AJUSTES
Z3RBD = 5

→ **EBLKD Echo Block Time Delay (cycles in 0,25 increments)**

Este ajuste define o tempo de bloqueio de sinal de eco.

EBLKD: 0,00 a 16000,00 ciclos ou OFF.

No esquema POTT está incluída uma lógica para “ecoar” o sinal permissivo recebido do terminal remoto, caso o disjuntor local esteja aberto, permitindo a eliminação de faltas no final da linha. Este sinal ecoado permite uma rápida e segura eliminação de faltas internas quando um terminal está aberto. Nessa lógica, as seguintes condições devem ser verificadas, antes de um sinal recebido ser repetido ou ecoado ao terminal de origem:



- Uma falta reversa não deve ter sido detectada pelo elemento de bloqueio reverso.
- A recepção de sinal permissivo PT deve estar ativa durante certo intervalo de tempo.

O primeiro requisito assegura que as faltas não estão atrás do relé antes da transmissão de sinal permissivo para o terminal remoto (supõem-se que o elemento de zona 2 do terminal remoto detectou a falta e enviou sinal permissivo). O segundo requisito previne o relé de enviar um sinal permissivo para o terminal remoto devido a ruídos no canal de comunicação. Isto também proporciona tempo para a operação dos elementos de bloqueio reverso.

O temporizador de bloqueio de sinal de eco EBLKD bloqueia a lógica de eco após a equação lógica MTCS voltar para estado de repouso (nenhum sinal permissivo ativo). Este bloqueio evita que o sinal de conversão de eco para trip ECTT seja ativado e também o fechamento de anel de comunicação, que seguiria com a detecção de uma falta em sentido direto.

O ajuste de EBLKD deve ser maior do que a soma dos seguintes tempos:

- Partida da zona 2 do terminal remoto: 1 ciclo
- Tempo de interrupção do disjuntor remoto: 3 ciclos
- Tempo de reset do canal de comunicação: 1 ciclo.



O ajuste típico é de 10 ciclos.

AJUSTES
EBLKD = 10

→ **ETDPU Echo Time Delay Pickup (cycles in 0,25 increments)**

Este ajuste define o tempo de espera para envio de sinal de eco.

ETDPU: 0,00 a 16000,00 ciclos ou OFF.

O ajuste do temporizador de retardo de partida do sinal de eco ETDPU, determina o tempo de qualificação do sinal permissivo (diferenciar o sinal permissivo de um ruído). O ajuste típico é de 2 ciclos.

AJUSTES
ETDPU = 2

→ **EDURD Echo Duration Time Delay (cycles in 0,25 increments)**

Este ajuste define o tempo de duração de sinal de eco.

EDURD: 0,00 a 16000,00 ciclos.



Uma vez que o sinal permissivo foi ecoado para o terminal remoto, a sua duração deve ser limitada para prevenir a situação onde ambos os terminais mantém os canais de sinal permissivo num contínuo “trip chaveado” ou constantemente no estado “ligado”. O temporizador de duração de eco EDURD limita o eco do sinal permissivo em um tempo ajustável. O ajuste de EDURD deve ser maior do que o tempo de operação do canal de comunicação adicionado ao tempo de atuação do disjuntor remoto. É desejável manter o sinal permissivo ecoado para o terminal remoto até que a falta seja eliminada. Considerando-se que o tempo de interrupção do disjuntor é de 3 ciclos e que o tempo de operação do canal de comunicação é de 0,5 ciclo, com uma margem de segurança de 0,5 ciclo, pode-se ajustar o tempo EDURD para 4,0 ciclos.

AJUSTES
EDURD = 4



●● **Esquemas de Religamento Automático e Check de Sincronismo :**

→ **E79 Enable Reclosing Relay Elements**

Este ajuste ativa o esquema de religamento automático e define o número de tentativas feitas pelo relé.

E79: N, 1 a 4.

AJUSTES
E79 = 1

→ **79OI1 Open Interval 1 (cycles in 0,25 increments)**

Este ajuste define o tempo morto do primeiro religamento.

79OI1: 0,00 a 999999,00 ciclos.

Nesse exemplo será adotado 0,8 seg. (40 ciclos), tempo normalmente usado para linhas de 220 kV de estudos anteriores feitos pela ANDE em projetos anteriores(**LT 220 KV ACY-COV I**)

AJUSTES
79OI1 = 40



→ **79RSD Reset Time from Reclose Cycle (cycles in 0,25 increments)**

Este ajuste define que um novo ciclo de religamento poderá ser iniciado partindo-se de uma tentativa de religamento bem sucedida.

79RSD: 0,00 a 999999,00 ciclos.

O tempo de ajuste adotado será 20 seg(1000 ciclos),tempo normalmente usado para linhas de 220 kV de estudos anteriores feitos pela ANDE em projetos anteriores(LINHA LI 220KV-MD ACY2)

AJUSTES
79RSD = 1000

→ **79RSLD Reset Time from Lockout (cycles in 0,25 increments)**

Este ajuste define o tempo de reset a partir do bloqueio, ou seja,define quando um novo ciclo de religamento poderá ser iniciado,partindo-se de uma condição de bloqueio do esquema dereligamento (disjuntor aberto manualmente, tentativa de religamento mal sucedida). Esta temporização começará a ser contada a partir do instante de fechamento do disjuntor.

79RSLD: 0,00 a 999999,00 ciclos.

O tempo de ajuste adotado será 30 seg. (1500 ciclos).

AJUSTES
79RSLD = 1500



●● Synchronism Check

O relé SEL- 421 possui dois elementos de check de sincronismo com ajustes separados do ângulo máximo. A função de check de sincronismo deverá compensar o tempo de fechamento do disjuntor e permitir fontes diferentes para a tensão de sincronismo (VA, VB, VC, VAB, VBC, VCA).

→ E25 Enable Synchronism Check Elements

Este ajuste define se a função de verificação de sincronismo do relé estará habilitada para operação.

E25: Y, N.

AJUSTES
E25 = Y

→ 25VLO Voltage Window-Low Threshold (Volts secondary)

Este ajuste define o limite inferior da janela de tensão.

25VLO: 0,00 a 150,00 V.

Como limite inferior de tensão, podemos considerar um valor de 95% da tensão nominal fase-terra do TP de sincronismo:

$$25VLO = 0.95 \times 110 / \text{raiz}(3) = 60.33 \text{ V}$$



AJUSTES
25VLO = 60.33 V

→ **25VHI Voltage Window-High Threshold (Volts secondary)**

Este ajuste define o limite superior da janela de tensão.

25VHI: 0,00 a 150,00 V.

Como limite superior de tensão, podemos considerar um valor de 105% da tensão nominal fase-terra do TP de sincronismo:

$$25VHI = 1.05 \times 110 / \text{raiz}(3) = 66.68 \text{ V}$$

AJUSTES
25VHI = 66.68 V

→ **25SF Maximum Slip Frequency (Hz)**

Este ajuste define a diferença de frequência máxima admissível para haver liberação da unidade de sincronismo.

25SF: 0,005 Hz a 0,500 Hz.

Será ajustado em 50mHz.

AJUSTES
25SF = 0.05 Hz



→ **25ANG1 Maximum Angle 1 (degrees)**

Este ajuste define o ângulo máximo 1.

25ANG1: 0,00° a 80,00°.

Para esse caso consideramos que o ângulo de fechamento é a diferença angular máxima admitida entre as tensões de barra e linha para permitir o fechamento do disjuntor. Será ajustado em 10°.

AJUSTES
25ANG1 = 10

→ **TCLOSD Breaker Close Time for Angle Compensation (cycles)**

Este ajuste define o tempo de fechamento do disjuntor para compensação de ângulo.

TCLOSD: 1,00 a 60,00 ciclos ou OFF.

Para esse caso vamos considerar um tempo de fechamento de 07 ciclos.

AJUSTES
TCLOSD = 07



●● **Switch on to Fault :**

Estes ajustes definem as grandezas que controlarão o funcionamento do elemento de chaveamento sob falta. Para maiores informações ver Technical Papers TP_6268 (Distance Relay Response to Transformer Energization: Problems and Solutions) no site www.selinc.com.br

→ **3.2.187. ESOTF Enable Switch-Onto-Fault Elements**

Este ajuste define se a função de chaveamento sob falta do relé estará habilitada para operação.

ESOTF: Y, N.

AJUSTES
ESOTF = Y

→ **CLOEND Close Enable Time Delay (cycles in 0,25 increments)**

Este ajuste define o tempo, a partir da não detecção de corrente no circuito em que a função SOTF será ativada, dependendo do comando de fechamento.

CLOEND: 0,00 a 16000,00 ciclos ou OFF.

O tempo de ajuste adotado será 0,2 seg. (12 ciclos).

AJUSTES
CLOEND = 12



→ **52AEND 52A Enable Time Delay (cycles in 0,25 increments)**

Este ajuste define o tempo, a partir da detecção de contato de disjuntor indicando a posição aberta, em que a função SOTF é ativada.

52AEND: 0,00 a 16000,00 ciclos ou OFF.

O tempo de ajuste adotado será 0,4 seg. (20 ciclos).

AJUSTES
52AEND = 20

→ **SOTFD SOTF Duration (cycles in 0,25 increments)**

Este ajuste define o tempo máximo de habilitação da função SOTF, a partir da detecção de disjuntor fechado ou corrente no circuito protegido.

SOTFD: 0,50 a 16000,00 ciclos.

O tempo de ajuste adotado será 0,5 seg. (25 ciclos).

AJUSTES
SOFTD = 25



4.1.2 - Linha COV – ACY (Circuitos I e II).

Neste item serão apresentados de forma abreviada e seguindo a mesma filosofia os ajustes da linha citada. Serão aplicados aqui todos os procedimentos adotados anteriormente.

Linha COV – ACY 220 kV / Impedâncias

Comprimento (Km)	Ro(Ω/Km)	Xo(Ω/Km)	R1(Ω/Km)	X1(Ω/Km)
189,01	0,3029	1,3075	0,0977	0,4028

$$\text{COV} \rightarrow \text{ACY} = 189,01 \times (0,0977 + j0,4028) = (18,46 + j76,13)\Omega$$

Ajustes das Unidades de Distância de Fase :

→ **Z1P :**

$$\text{Ajuste da Zona 1 : } Z1P = 76,13 \times 0,8 \times 400/2227.27 \rightarrow \mathbf{10.93 \Omega}$$

$$\text{Arc(tg)} \rightarrow (76,13 / (18,46)) = \mathbf{76,36 \text{ graus.}}$$

AJUSTES
Z1P = 10.93 Ω
Z1PD = 0



→ **Z2P :**

Ajuste da Zona 2 : $Z2P = 76,13 \times 1.3 \times 400/2227.27 \rightarrow 17.77 \Omega$

AJUSTES
Z2P = 17.77 Ω
Z2PD = 20

→ **Z4P :**

Ajuste da Zona 4 : $Z4P = 76,13 \times 1.8 \times 400/2227.27 \rightarrow 24.61 \Omega$

AJUSTES
Z4P = 24.61 Ω
Z4PD = 40

→ **Z3PR :**

Ajuste da Zona 3 : $Z3R = 76,13 \times 0,5 \times 400/2227.27 \rightarrow 6.83 \Omega$

AJUSTES
Z3PR = 6.83 Ω
Z3PD = 50



- Defeitos entre Fase e Terra :

→ Z1F- T :

Ajuste da Zona 1 :

$$XG1 = 76,13 \times 0,8 \times 400 / 2227.27 \rightarrow \mathbf{10,93 \Omega}$$

$$Z1_{L1} = (68,46 + j76,13) [\Omega] \text{ ou } 102,38 \text{ ang } 48.03^\circ [\Omega]$$

$$RG1 = ((1 - m) \times 20 \times XL1 \times RTC / RTP) [\Omega]$$

$$RG1 = ((1 - 0,8) \times 20 \times 76,13 \times 400 / 2227.27) [\Omega] = \mathbf{54.68 \Omega}$$

AJUSTES
XG1 = 10.93 Ω
RG1 = 54.68 Ω
Z1FTD = 0



→ **Z2F- T :**

Ajuste da Zona 2 :

$$XG2 = 76,13 \times 1,3 \times 400 / 2227.27 \rightarrow \mathbf{17,77 \Omega}$$

$$RG2 = (RG1 / XG1) \times (XG2) = (54.68 / 10.93) \times 17.77 = \mathbf{88.89 \Omega}$$

AJUSTES
XG2 = 17.77 Ω
RG2 = 88.89 Ω
Z2FTD = 20

→ **Z4F- T :**

Ajuste da Zona 4 :

$$XG4 = 76,13 \times 1,8 \times 400 / 2227.27 \rightarrow \mathbf{24.61 \Omega}$$

$$RG4 = (RG1 / XG1) \times (XG4) = (54.68 / 10.93) \times 24.61 = \mathbf{123.11 \Omega}$$

AJUSTES
XG4 = 24.61 Ω
RG4 = 123.11 Ω
Z4FTD = 40



→ **Z3FT - R:**

Ajuste da Zona 3 :

$$XG3 = 76,13 \times 0,5 \times 400 / 2227.27 \rightarrow \mathbf{6.83 \Omega}$$

$$RG3 = (RG1 / XG1) \times (XG3) = (54.68 / 10.93) \times 6.83 = \mathbf{34.19 \Omega}$$

AJUSTES
XG3 = 6.83 Ω
RG3 = 34.19 Ω
Z3FTD = 50

●● Ajustes das Unidades Direcionais :

●●● De Fase (Função 50/67) :

Enxergar até a barra ACY em subalcance direto : (Defeitos 2F).

● **Unidade Instantânea : (67-I)**

50P1P : (CP – Caso002)

Defeito 2F = 498 A x Deflator Positivo de 70 % → 847 A

Pick – Up : 847 / 400 → **2.11 A**

Timer(67P1D) → **3 ciclos.**



50P2P : (CP – Caso006)

Defeito 2F = 492 x 1.3 → 640 A.

Pick – Up : 640 / 400 → **1.59 A**

Timer(67P2D) → **30 ciclos.**

50P3P :

Defeito 2F = 1983 A x 1.3 → 2578 A.

Pick – Up : 2578 / 400 → **6.44 A**

Timer(67P3D) → **72 ciclos.**

Obs : Essa unidade deverá ser Reversa.

●●● De Neutro (Função 50N/67N) :

● Unidade Instantânea : (67-I)

50G1P : (CL – Caso003)

Defeito 1F = 159 A x 1.3 = 207 A (3lo) .

Pick – Up : 207 A / 400 → **0.51 A**

Timer(67G1D) → **3 ciclos.**



50G2P :

Pick – Up : $(159 \times 0.7) A / 400 \rightarrow 0.27A.$

Timer(67G1D) $\rightarrow 30$ ciclos.

• Unidade Temporizada : (67- TR)

Essa unidade deverá enxergar o sistema em forma reversa para auxiliar um defeito com fonte fraca.

50G3P :

Defeito $1F(3I0) = 15 A (3I0) (Enxergar até ACY 66 kV).$

Para não ficarmos com um valor baixo dentro do erro do tc adotamos :

Pick – Up : $45 / 400 \rightarrow 0.11 A$

Timer(67G3D) $\rightarrow 72$ ciclos.

Obs : Essa unidade deverá ser Reversa.

••• De Sequencia Negativa(Função 50Q/67Q) :

50Q1P :

Defeito $1F(I_2) = 45 A \times 1.3 = 59 A$

Pick – Up : $59 A / 400 \rightarrow 0.15 A$

Timer(67Q1D) $\rightarrow 3$ ciclos.



- **Unidade Temporizada : (67- T)**

50Q2P :

Defeito 1F(I₂) = 45 A

Pick – Up : 45 A / 400 → **0.11 A**

Timer(67Q2D) → **39 ciclos.**

50Q3P :

Defeito 1F(I₂) = 65 A.

Pick – Up : 65 / 400 → **0.16 A**

Timer(67Q3D) → **80 ciclos.**

Obs : Essa unidade deverá ser Reversa.



●●● Bloqueio e Trip por Oscilação de Potência.

Toma-se como referência para esses ajustes as informações contidas no documento “ SEL-321-5 Relay Out – Of – Step Logic “ Application Guide AG97-13. Neste documento define-se duas zonas de complemento que devem abranger as quatro zonas de distância definidas acima.

O primeiro passo é calcular os ajustes máximos de load-flow direto para a linha em questão :

- Sentido Direto : Exportação de até 173 MW (Fluxo Máximo) e 212 MW (Fluxo Reverso) em 2009.

$$z_{1LF} = \frac{(220 \text{ KV})^2}{173 \text{ MW}} = 279,76 \text{ ohms / primários} \times \frac{400}{2227,27} = 50,24 \text{ ohms / secundários.}$$

- Sentido Reverso : Considera-se o fluxo de carga máximo nas linhas reversas.

$$z_{1LR} = \frac{(220 \text{ KV})^2}{212 \text{ MW}} = 228,3 \text{ ohms / primários} \times \frac{400}{2227,27} = 41 \text{ ohms / secundários.}$$



- Ajustes de R1R5, R1L5, R1R6 e R1L6 :

Onde :

Z1S → Impedância equivalente no terminal COV.

Dos dados fornecidos pela ANDE temos :

$$\mathbf{Z1S = (2.6 + j16.05) \Omega}$$

Z1L → Impedância da linha de conexão entre COV e ACY.

Do estudo de curto – circuito temos :

$$\mathbf{Z1L = (18.46 + j76.13) \Omega}$$

Z1R → Impedância equivalente no terminal de ACY.

Dos dados fornecidos pela ANDE temos :

$$\mathbf{Z1R = (0.209 + j6.08) \Omega}$$

Fslip(Hz) → Máxima frequência de escorregamento admissível em caso de oscilação. O valor escolhido aqui é de 4 Hz/s conforme indicado no manual.

OSBD → Tempo de oscilação em ciclos. O valor escolhido aqui é de 02 ciclos.

$$R1R6 < \frac{Z1LF}{C_1} = \frac{50.24}{1.2} \times \frac{400}{2227.27} = 7.51 \text{ ohms.}$$

$$R1L6 < \frac{Z1LR}{C_1} = \frac{41}{1.2} \times \frac{400}{2227.27} = 6.13 \text{ ohms.}$$

$$AngR6 = 2 \times a \tan\left[\frac{Z1S + Z1L + Z1R}{2 \times R1R6}\right] = 100.47 \text{ graus.}$$

$$AngL6 = 2 \times a \tan\left[\frac{Z1S + Z1L + Z1R}{2 \times R1L6}\right] = 111.62 \text{ graus.}$$

$$AngR5 = \frac{360(\text{deg}) \times Fslip(\text{Hz}) \times OSBD}{50(\text{Hz})} + AngR6 = \frac{360 \times (4) \times 2}{50} + (101) = 158.6 \text{ graus}$$

$$AngL5 = \frac{360(\text{deg}) \times Fslip(\text{Hz}) \times OSBD}{50(\text{Hz})} + AngL6 = \frac{360 \times (4) \times 2}{50} + (112) = 169.6 \text{ graus}$$

$$R1R5 = \left(\frac{Z1S + Z1L + Z1R}{2 \times \tan\left(\frac{angR5}{2}\right)} \right) = 1.705 \text{ ohms.}$$

$$R1L5 = \left(\frac{Z1S + Z1L + Z1R}{2 \times \tan\left(\frac{angL5}{2}\right)} \right) = 0.821 \text{ ohms.}$$



Para os ajustes da reatância das unidades o fabricante recomenda que se ajuste da seguinte forma :

X1T5 → Com o valor de 110 % reatância da maior zona a ser ajustada. Nesse caso é a Zona 4 que apresenta um ajuste para essa unidade de 24.61 Ω.

Logo :

X1T5 = **27.07 Ω**.

X1B5 → Aplica-se o mesmo procedimento para a terceira Zona reversa que apresenta um ajuste definido de 6.83 Ω.

Logo :

X1B5 = **7.51 Ω**.

A abaixo seguem outras definições do fabricante :

XIT4 = 1.5 x Z1L = 1.5 x 76.13 Ω = **114.19 Ω**

XIT6 = XIT5 + 0.5 Ω = 27.07 + 0.5 = **27.57 Ω**



A supervisão por corrente 50(A,B,C) é dada pela maior corrente de carga acrescida de 15 %. Logo do estudo de flow em carga pesada temos :

$$I_{\text{carga}} = (454 \text{ A}) \times 1.15 / 400 = \mathbf{1.3 \text{ A}}$$

→ **27PPW WIF Phase-Phase Undervoltage (Volts secondary)**

Este ajuste define o nível de subtensão fase-fase para o esquema de weak-infeed.

27PPW: 0,0 a 260,0 V.

Um ajuste típico da função de subtensão 27PPW é entre 70 e 80% da menor tensão entre fases de operação do sistema no local. Para o terminal de COV vamos adotar a menor tensão entre fases para um defeito 1F na barra com uma R_f de 50 Ω (CL - CASO064). Do estudo de curto – Circuito temos :

$$\text{Ajuste} : 171\ 129 / 245000 = 0.698 \times 110 = 76.83 \text{ V}$$

AJUSTES
27PPW = 76.83 V



→ **59NW WIF Zero-Sequence (3V0) Overvoltage (Volts secondary)**

Este ajuste define o nível de sobretensão de seqüência zero para a função de weak-infeed.

59NW: 0,0 a 150,0V.

O ajuste de sobretensão residual deve ser ajustado em aproximadamente duas vezes a tensão $3V_0$ esperada em condição normal. Com o ajuste do elemento 59NW em duas vezes a tensão $3V_0$ de regime, o relé medirá somente tensões de seqüência zero resultantes de curtos-circuitos. Do estudo de curto – circuito e em complemento ao ajuste acima temos do Caso CL – CASO064 :

$$\text{Ajuste : } 3V_0 = (3 \times 20316) / 245000 = 0.248 \times 110 = 27.36 \text{ V}$$

AJUSTES
59NW = 27.36 V

Nota 3 : Os demais ajustes e temporizações apresentadas para a linha COV – KM30 ficam mantidas também para a linhas COV – ACY.



• **Load Encroachment :**

Os ajustes de Load Encroachment são dados pelos parâmetros a seguir :

Onde :

MVA f = Máximo Carregamento da linha no sentido direto.

MVA r = Máximo Carregamento da linha no sentido reverso.

PF f = Fator de Potência no sentido direto.

PF r = Fator de Potência no sentido reverso.

PLAF = Máximo Ângulo de Carga Positivo no sentido direto = $\arccos(\text{PF f})$

PLAR = Máximo Ângulo de Carga Negativo no sentido direto = $-\arccos(\text{PF f})$.

NLAF = Máximo Ângulo de Carga Positivo no sentido reverso = $180 - \arccos(\text{PF r})$

NLAR = Máximo Ângulo de Carga Negativo no sentido reverso = $180 + \arccos(\text{PF r})$

Do estudo de Load – Flow temos :

Carga Pesada : 172 MW e 74 MVAR no sentido direto.

212 MW e 27 MVAR no sentido reverso.

PLAF = 23.27 graus.

PLAR = - 23.27 graus.

NLAF = 172.74 graus.

NLAR = 187.25 graus.



$$Z_{LF} = 0.9 \times \left(\frac{220^2 \times 400}{187 \times 2227.27} \right) = 41.83 \text{ ohms.}$$

$$Z_{LR} = 0.9 \times \left(\frac{220^2 \times 400}{214 \times 2227.27} \right) = 36.55 \text{ ohms.}$$

Logo das equações acima obtemos :

$$Z_{LF} = 41.83 \ \Omega.$$

$$Z_{LR} = 36.55 \ \Omega.$$

4.1.3 - Linha COV – GUA1.

Neste item serão apresentados de forma abreviada e seguindo a mesma filosofia os ajustes da linha citada. Serão aplicados aqui todos os procedimentos adotados anteriormente.

Obs : Para essa linha o escopo EFACEC inclui somente o terminal de COV devendo o mesmo ser coordenado com a outra extremidade.

Linha COV – GUA1 / Impedâncias

Comprimento (Km)	R _o (Ω/Km)	X _o (Ω/Km)	R ₁ (Ω/Km)	X ₁ (Ω/Km)
102,27	0,3029	1,3075	0,0977	0,4028

$$\text{COV} \rightarrow \text{GUA1} = 102,27 \times (0,0977 + j0,4028) = (9,99 + j41,19)\Omega$$

Ajustes das Unidades de Distância de Fase :

→ **Z_{1P}** :

$$\text{Ajuste da Zona 1 : } Z_{1P} = 42,38 \times 0,8 \times 400/2227.27 \rightarrow \mathbf{6.08 \Omega}$$

$$\text{Arc(tg)} \rightarrow (41,19 / (9,99)) = \mathbf{76,36 \text{ graus.}}$$

AJUSTES
Z_{1P} = 6.08 Ω
Z_{1PD} = 0



→ **Z2P :**

Ajuste da Zona 2 : $Z2P = 42,38 \times 1.3 \times 400/2227.27 \rightarrow 9.89 \Omega$

AJUSTES
Z2P = 9.89 Ω
Z2PD = 20

→ **Z4P :**

Ajuste da Zona 4 : $Z4P = 42.38 \times 1.8 \times 400/2227.27 \rightarrow 13.7 \Omega$

AJUSTES
Z4P = 13.7 Ω
Z4PD = 40

→ **Z3PR :**

Ajuste da Zona 3 : $Z3R = 42.38 \times 0,5 \times 400/2227.27 \rightarrow 3.80 \Omega$

AJUSTES
Z3PR = 3.80 Ω
Z3PD = 50



- Defeitos entre Fase e Terra :

→ Z1F- T :

Ajuste da Zona 1 :

$$XG1 = 41,19 \times 0,8 \times 400 / 2227.27 \rightarrow 5,91 \Omega$$

$$Z1_{L1} = (69,99 + j41,19) [\Omega] \text{ ou } 81,21 \text{ ang } 30,47^\circ [\Omega]$$

$$RG1 = ((1 - m) \times 20 \times XL1 \times RTC / RTP) [\Omega]$$

$$RG1 = ((1 - 0,8) \times 20 \times 41,19 \times 400 / 2227.27) [\Omega] = 29,58 \Omega$$

AJUSTES
XG1 = 5.91 Ω
RG1 = 29.58 Ω
Z1FTD = 0

→ **Z2F- T :**

Ajuste da Zona 2 :

$$XG2 = 41,19 \times 1,3 \times 400 / 2227.27 \rightarrow \mathbf{9.61 \Omega}$$

$$RG2 = (RG1 / XG1) \times (XG2) = (29,58 / 5,91) \times 9,61 = \mathbf{48.09 \Omega}$$

AJUSTES
XG2 = 9.61 Ω
RG2 = 48.09 Ω
Z2FTD = 20

→ **Z4F- T :**

Ajuste da Zona 4 :

$$XG4 = 41,19 \times 1,8 \times 400 / 2227.27 \rightarrow \mathbf{13.31 \Omega}$$

$$RG4 = (RG1 / XG1) \times (XG4) = 5 \times 13.31 = \mathbf{66.55 \Omega}$$

AJUSTES
XG4 = 13.31 Ω
RG4 = 66.55 Ω
Z4FTD = 40

→ **Z3FT - R:**

Ajuste da Zona 3 :

$$XG3 = 41.19 \times 0,5 \times 400 / 2227.27 \rightarrow \mathbf{3.69 \Omega}$$

$$RG3 = (RG1 / XG1) \times (XG3) = 5 \times 3.69 = \mathbf{18.49 \Omega}$$

AJUSTES
XG3 = 3.69 Ω
RG3 = 18.49 Ω
Z3FTD = 50

●● Ajustes das Unidades Direcionais :

●●● De Fase (Função 50/67) :

Enxergar até a barra GUA1 em subalcance direto : (Defeitos 2F).

● **Unidade Instantânea : (67-I)**

50P1P :

Defeito 2F = 1243 A x Deflator Positivo de 30 % → 1616 A

Pick – Up : 1616 / 400 → **4.03 A**

Timer(67P1D) → **3 ciclos.**



50P2P :

Defeito 2F = 1243 x Deflador negativo de 30 % para sobrealcançar o terminal de GUA1.

Pick – Up : 870 / 400 → **2.17 A**

Timer(67P2D) → **30 ciclos.**

50P3P :

Defeito 2F = 1983 A x 1.3 → 2578 A.

Pick – Up : 2578 / 400 → **6.44 A**

Timer(67P3D) → **72 ciclos.**

Obs : Essa unidade deverá ser Reversa.

●●● De Neutro (Função 50N/67N) :

● Unidade Instantânea : (67-I)

50G1P :

Defeito 1F = 567 A x 1.3 = 312 A (3lo) .

Pick – Up : 567 A / 400 → **1.41 A**

Timer(67G1D) → **3 ciclos.**



50G2P :

Defeito 1F → Sobrealcançar o terminal de GUA1 .

Pick – Up : $(567 \times 0.7) A / 400 \rightarrow 0.98 A$.

Timer(67G2D) → **30 ciclos.**

• Unidade Temporizada : (67- TR)

Essa unidade deverá enxergar o sistema em forma reversa para auxiliar um defeito com fonte fraca.(Enxergar até

50G3P :

Defeito 1F(3I0) = $1470 A \times 1.3 \rightarrow 1911 A$.

Pick – Up : $1911 / 400 \rightarrow 4.77 A$

Timer(67G3D) → **72 ciclos.**

Obs : Essa unidade deverá ser Reversa.

••• De Sequencia Negativa(Função 50Q/67Q) :

50Q1P :

Defeito 1F(I_2) = $235 A \times 1.3 = 305 A$

Pick – Up : $305 A / 400 \rightarrow 0.76 A$

Timer(67Q1D) → **3 ciclos.**



- **Unidade Temporizada : (67- T)**

50Q2P :

Defeito 1F(I₂) = 235 A x 0.7 = 165A

Pick – Up : 165 A / 400 → **0.41 A**

Timer(67Q2D) → **39 ciclos.**

50Q3P :

Defeito 1F(I₂) = 137 A x 1.3 → 179 A.

Pick – Up : 179 / 400 → **0.45 A**

Timer(67Q3D) → **80 ciclos.**

Obs : Essa unidade deverá ser Reversa.

- **Bloqueio e Trip por Oscilação de Potência.**

Toma-se como referência para esses ajustes as informações contidas no documento “ *SEL-321-5 Relay Out – Of – Step Logic* “ Application Guide AG97-13. Neste documento define-se duas zonas de complemento que devem abranger as quatro zonas de distância definidas acima.

O primeiro passo é calcular os ajustes máximos de load-flow direto para a linha em questão :

- Sentido Direto : Exportação de até 203 MW(Fluxo Máximo) e 173 MW (Fluxo Reverso) em 2009.

$$z_{1LF} = \frac{(220 \text{ KV})^2}{203 \text{ MW}} = 238,42 \text{ ohms / primários} \times \frac{400}{2227,27} = 42.81 \text{ ohms / secundários.}$$

- Sentido Reverso : Considera-se o fluxo de carga máximo nas linhas reversas.

$$z_{1LR} = \frac{(220 \text{ KV})^2}{173 \text{ MW}} = 279.76 \text{ ohms / primários} \times \frac{400}{2227.27} = 50.24 \text{ ohms / secundários.}$$

- Ajustes de R1R5,R1L5,R1R6 e R1L6 :

Onde :

Z1S → Impedância equivalente no terminal COV.

Dos dados fornecidos pela ANDE temos :

$$\mathbf{Z1S = (2.6 + j16.05) \Omega}$$

Z1L → Impedância da linha de conexão entre COV e GUA.

Do estudo de curto – circuito temos :

$$\mathbf{Z1L = (9,99 + j41,19) \Omega}$$

Z1R → Impedância equivalente no terminal de GUA.

Não temos esses dados e para tal vamos considerar a potência de curto – circuito 3F na barra em pauta para estimarmos esse valor.

$$Z_{1R} = (0.209 + j6.08) \Omega$$

Fslip(Hz) → Máxima frequência de escorregamento admissível em caso de oscilação. O valor escolhido aqui é de 4 Hz/s conforme indicado no manual.

OSBD → Tempo de oscilação em ciclos. O valor escolhido aqui é de 02 ciclos.

$$R_{1R6} < \frac{Z_{1LF}}{C_1} = \frac{50.24}{1.2} \times \frac{400}{2227.27} = 7.51 \text{ ohms.}$$

$$R_{1L6} < \frac{Z_{1LR}}{C_1} = \frac{41}{1.2} \times \frac{400}{2227.27} = 6.13 \text{ ohms.}$$

$$AngR6 = 2 \times a \tan \left[\frac{Z_{1S} + Z_{1L} + Z_{1R}}{2 \times R_{1R6}} \right] = 75.3 \text{ graus.}$$

$$AngL6 = 2 \times a \tan \left[\frac{Z_{1S} + Z_{1L} + Z_{1R}}{2 \times R_{1L6}} \right] = 43.4 \text{ graus.}$$

$$AngR5 = \frac{360(\text{deg}) \times F_{slip}(\text{Hz}) \times OSBD}{50(\text{Hz})} + AngR6 = \frac{360 \times (4) \times 2}{50} + (75.3) = 132.9 \text{ graus}$$

$$AngL5 = \frac{360(\text{deg}) \times F_{\text{slip}}(\text{Hz}) \times OSBD}{50(\text{Hz})} + AngL6 = \frac{360 \times (4) \times 2}{50} + (43.4) = 101 \text{ graus}$$

$$R1R5 = \left(\frac{Z1S + Z1L + Z1R}{2 \times \tan\left(\frac{angR5}{2}\right)} \right) = 2.52 \text{ ohms.}$$

$$R1L5 = \left(\frac{Z1S + Z1L + Z1R}{2 \times \tan\left(\frac{angL5}{2}\right)} \right) = 4.7 \text{ ohms.}$$

Para os ajustes da reatância das unidades o fabricante recomenda que se ajuste da seguinte forma :

X1T5 → Com o valor de 110 % reatância da maior zona a ser ajustada. Nesse caso é a Zona 4 que apresenta um ajuste para essa unidade de 24.61 Ω.

Logo :

$$X1T5 = \mathbf{27.07 \Omega.}$$

X1B5 → Aplica-se o mesmo procedimento para a terceira Zona reversa que apresenta um ajuste definido de 6.83 Ω.

Logo :

$$X1B5 = \mathbf{7.51 \Omega.}$$



A abaixo seguem outras definições do fabricante :

$$\text{XIT4} = 1.5 \times \text{Z1L} = 1.5 \times 76.13 \, \Omega = \mathbf{114.19 \, \Omega}$$

$$\text{XIT6} = \text{XIT5} + 0.5 \, \Omega = 27.07 + 0.5 = \mathbf{27.57 \, \Omega}$$

A supervisão por corrente 50(A,B,C) é dada pela maior corrente de carga acrescida de 15 %. Logo do estudo de flow em carga pesada temos :

$$I_{\text{carga}} = (493 \text{ A}) \times 1.15 / 400 = \mathbf{1.41 \text{ A}}$$

→ **27PPW WIF Phase-Phase Undervoltage (Volts secondary)**

Este ajuste define o nível de subtensão fase-fase para o esquema de weak-infeed.

27PPW: 0,0 a 260,0 V.

Um ajuste típico da função de subtensão 27PPW é entre 70 e 80% da menor tensão entre fases de operação do sistema no local. Para o terminal de COV vamos adotar a menor tensão entre fases para um defeito 1F na barra com uma Rf de 50 Ω (CL - CASO064). Do estudo de curto – Circuito temos :

$$\text{Ajuste} : 171 \, 129 / 245000 = 0.698 \times 110 = 76.83 \text{ V}$$

AJUSTES
27PPW = 76.83 V



→ **59NW WIF Zero-Sequence (3V0) Overvoltage (Volts secondary)**

Este ajuste define o nível de sobretensão de seqüência zero para a função de weak-infeed.

59NW: 0,0 a 150,0V.

O ajuste de sobretensão residual deve ser ajustado em aproximadamente duas vezes a tensão $3V_0$ esperada em condição normal. Com o ajuste do elemento 59NW em duas vezes a tensão $3V_0$ de regime, o relé medirá somente tensões de seqüência zero resultantes de curtos-circuitos. Do estudo de curto – circuito e em complemento ao ajuste acima temos do Caso CL – CASO064 :

Ajuste : $3V_0 = (3 \times 20316) / 245000 = 0.248 \times 110 = 27.36 \text{ V}$

AJUSTES
59NW = 27.36 V

Nota 3 : Os demais ajustes e temporizações apresentadas para a linha COV – KM30 ficam mantidas também para a linhas COV – ACY.



• **Load Encroachment :**

Os ajustes de Load Encroachment são dados pelos parâmetros a seguir :

Onde :

MVA f = Máximo Carregamento da linha no sentido direto.

MVA r = Máximo Carregamento da linha no sentido reverso.

PF f = Fator de Potência no sentido direto.

PF r = Fator de Potência no sentido reverso.

PLAF = Máximo Ângulo de Carga Positivo no sentido direto = $\arccos(\text{PF f})$

PLAR = Máximo Ângulo de Carga Negativo no sentido direto = $-\arccos(\text{PF f})$.

NLAF = Máximo Ângulo de Carga Positivo no sentido reverso = $180 - \arccos(\text{PF r})$

NLAR = Máximo Ângulo de Carga Negativo no sentido reverso = $180 + \arccos(\text{PF r})$

Do estudo de Load – Flow temos :

Carga Pesada : 194 MW e 0.6 MVAR no sentido direto.

212 MW e 27 MVAR no sentido reverso.

PLAF = 0.17 graus.

PLAR = - 0.17 graus.

NLAF = 172.7 graus.

NLAR = 187.25 graus.



$$Z_{LF} = 0.9 \times \left(\frac{220^2 \times 400}{194 \times 2227.27} \right) = 40.32 \text{ ohms.}$$

$$Z_{LR} = 0.9 \times \left(\frac{220^2 \times 400}{214 \times 2227.27} \right) = 36.55 \text{ ohms.}$$

Logo das equações acima obtemos :

$$Z_{LF} = 40.32 \ \Omega.$$

$$Z_{LR} = 36.55 \ \Omega.$$

4.1.4 - Linha COV – CYO1.

Neste item serão apresentados de forma abreviada e seguindo a mesma filosofia os ajustes da linha citada. Serão aplicados aqui todos os procedimentos adotados anteriormente.

Obs : Para essa linha o escopo EFACEC inclui somente o terminal de COV devendo o mesmo ser coordenado com a outra extremidade.

Linha COV – CYO1 / Impedâncias

Comprimento (Km)	R _o (Ω/Km)	X _o (Ω/Km)	R ₁ (Ω/Km)	X ₁ (Ω/Km)
47,7	0,278	1,334	0,0993	0,4128

$$\text{COV} \rightarrow \text{CYO1} = 47.7 \times (0,0993 + j0,4128) = (4,73 + j19,69)\Omega$$

Ajustes das Unidades de Distância de Fase :

→ **Z_{1P}** :

$$\text{Ajuste da Zona 1 : } Z_{1P} = 20.25 \times 0,8 \times 400/2227.27 \rightarrow \mathbf{2.90 \Omega}$$

$$\text{Arc(tg)} \rightarrow (19,69 / (4,73)) = \mathbf{76,49 \text{ graus.}}$$

AJUSTES
Z_{1P} = 2.9 Ω
Z_{1PD} = 0



→ **Z2P :**

Ajuste da Zona 2 : $Z2P = 20.25 \times 1.3 \times 400/2227.27 \rightarrow 4.72 \Omega$

AJUSTES
Z2P = 4.72 Ω
Z2PD = 20

→ **Z4P :**

Ajuste da Zona 4 : $Z4P = 20.25 \times 1.8 \times 400/2227.27 \rightarrow 6.54 \Omega$

AJUSTES
Z4P = 6.54 Ω
Z4PD = 40

→ **Z3PR :**

Ajuste da Zona 3 : $Z3R = 20.25 \times 0,5 \times 400/2227.27 \rightarrow 1.81 \Omega$

AJUSTES
Z3PR = 1.81 Ω
Z3PD = 50



• Defeitos entre Fase e Terra :

→ Z1F- T :

Ajuste da Zona 1 :

$$XG1 = 19.69 \times 0,8 \times 400 / 2227.27 \rightarrow 2.82 \Omega$$

$$Z1_{L1} = (54,73 + j19,69) [\Omega] \text{ ou } 58,16 \text{ ang } 19,78^\circ [\Omega]$$

$$RG1 = ((1 - m) \times 20 \times XL1 \times RTC / RTP) [\Omega]$$

$$RG1 = ((1 - 0,8) \times 20 \times 19,69 \times 400 / 2227.27) [\Omega] = 14,14 \Omega$$

AJUSTES
XG1 = 2.82 Ω
RG1 = 14.14 Ω
Z1FTD = 0

→ **Z2F- T :**

Ajuste da Zona 2 :

$$XG2 = 19,69 \times 1,3 \times 400 / 2227.27 \rightarrow 4.59 \Omega$$

$$RG2 = (RG1 / XG1) \times (XG2) = (5.01) \times 4.59 = 23.03 \Omega$$

AJUSTES
XG2 = 4.59 Ω
RG2 = 23.03 Ω
Z2FTD = 20

→ **Z4F- T :**

Ajuste da Zona 4 :

$$XG4 = 19.69 \times 1,8 \times 400 / 2227.27 \rightarrow 6.36 \Omega$$

$$RG4 = (RG1 / XG1) \times (XG4) = 5.01 \times 6.36 = 31.88 \Omega$$

AJUSTES
XG4 = 6.36 Ω
RG4 = 31.88 Ω
Z4FTD = 40

→ **Z3FT - R:**

Ajuste da Zona 3 :

$$XG3 = 19.69 \times 0,5 \times 400 / 2227.27 \rightarrow \mathbf{1.76 \Omega}$$

$$RG3 = (RG1 / XG1) \times (XG3) = 5.01 \times 1.76 = \mathbf{8.85 \Omega}$$

AJUSTES
XG3 = 1.76 Ω
RG3 = 8.85 Ω
Z3FTD = 50

●● Ajustes das Unidades Direcionais :

●●● De Fase (Função 50/67) :

Enxergar até a barra CYO1 em subalcance direto : (Defeitos 2F).

● **Unidade Instantânea : (67-I)**

50P1P :

Defeito 2F = 2069 A x Deflator Positivo de 30 % → 2690 A

Pick – Up : 2690 / 400 → **6.72 A**

Timer(67P1D) → **3 ciclos.**



50P2P : (CL – Caso074)

Aplica-se aqui um deflator negativo de 50 % no valor encontrado para um defeito 2F na barra de CYO em carga leve, para se sobrealcançar esse terminal de forma efetiva.

Defeito 2F = 2069 x (0,7) → 1449 A.

Pick – Up : 1449 / 400 → **3.62 A**

Timer(67P2D) → **30 ciclos.**

50P3P : (CL – Caso066)

Defeito 2F = 631 A (Enxergar até a barra de COV 66).

Pick – Up : 631 / 400 → **1.57 A**

Timer(67P3D) → **72 ciclos.**

Obs : Essa unidade deverá ser Reversa.

●●● **De Neutro (Função 50N/67N) :**

● **Unidade Instantânea : (67-I)**

50G1P :

Defeito 1F (3lo)= (599 x 3) A x 1.3 = 2336 A (3lo) .

Pick – Up : 2336 A / 400 → **5.84 A**

Timer(67G1D) → **3 ciclos.**



50G2P :

Aplica-se aqui um deflator negativo de 30 % no valor encontrado para um defeito 1F na barra de CYO em carga leve, para se sobrealcançar esse terminal de forma efetiva.

Defeito 1F (3lo) = $(599 \times 3) A \times 0.7 = 1258 A$ (3lo) .

Pick – Up : $1258 A / 400 \rightarrow 3.14 A$

Timer(67G2D) $\rightarrow 30$ ciclos.

- **Unidade Temporizada : (67- TR)**

50G3P : (CL – Caso067)

Defeito 1F(3lo) = $(36 \times 3) = 108 A$ (Enxergar até a barra de COV 66).

Pick – Up : $108 / 400 \rightarrow 0.27 A$

Timer(67G3D) $\rightarrow 72$ ciclos.

Obs : Essa unidade deverá ser Reversa.

- **De Sequencia Negativa(Função 50Q/67Q) :**

50Q1P :

Defeito 1F(I_2) = $529 A \times 1.3 = 688 A$

Pick – Up : $688 A / 400 \rightarrow 1.71 A$

Timer(67Q1D) $\rightarrow 3$ ciclos.



• **Unidade Temporizada : (67- T)**

50Q2P :

Defeito 1F(I_2) = $529 \times 0.7 = 370$ A

Pick – Up : 370 A / 400 → **0.92 A**

Timer(67Q2D) → **39 ciclos.**

50Q3P :

Defeito 1F(I_2) = 69 A – Enxergar até PIR 220.

Pick – Up : 69 / 400 → **0.172 A**

Timer(67Q3D) → **80 ciclos.**

Obs : Essa unidade deverá ser Reversa.



●●● Bloqueio e Trip por Oscilação de Potência.

Toma-se como referência para esses ajustes as informações contidas no documento “ *SEL-321-5 Relay Out – Of – Step Logic* ” Application Guide AG97-13. Neste documento define-se duas zonas de complemento que devem abranger as quatro zonas de distância definidas acima.

O primeiro passo é calcular os ajustes máximos de load-flow direto para a linha em questão :

- Sentido Direto : Exportação de até 109 MW(Fluxo Máximo) e 212 MW (Fluxo Reverso) em 2009.

$$z_{1LF} = \frac{(220 \text{ KV})^2}{109 \text{ MW}} = 444,03 \text{ ohms / primários} \times \frac{400}{2227,27} = 79,74 \text{ ohms / secundários.}$$

- Sentido Reverso : Considera-se o fluxo de carga máximo nas linhas reversas.

$$z_{1LR} = \frac{(220 \text{ KV})^2}{212 \text{ MW}} = 228,03 \text{ ohms / primários} \times \frac{400}{2227,27} = 41 \text{ ohms / secundários.}$$



- Ajustes de R1R5, R1L5, R1R6 e R1L6 :

Onde :

Z1S → Impedância equivalente no terminal COV.

Dos dados fornecidos pela ANDE temos :

$$\mathbf{Z1S = (2.6 + j16.05) \Omega}$$

Z1L → Impedância da linha de conexão entre COV e CYO.

Do estudo de curto – circuito temos :

$$\mathbf{Z1L = (4.73 + j19.69)\Omega}$$

Z1R → Impedância equivalente no terminal de CYO.

Como não temos esse valor vamos considerar um valor estimativo de 70 % da impedância equivalente de COV.

$$\mathbf{Z1R = (1.82 + j11.23) \Omega}$$

Fslip(Hz) → Máxima frequência de escorregamento admissível em caso de oscilação. O valor escolhido aqui é de 4 Hz/s conforme indicado no manual.

OSBD → Tempo de oscilação em ciclos. O valor escolhido aqui é de 02 ciclos.

$$R1R6 < \frac{Z1LF}{C1} = \frac{79.74}{1.2} \times \frac{400}{2227.27} = 11.93 \text{ ohms.}$$

$$R1L6 < \frac{Z1LR}{C1} = \frac{41}{1.2} \times \frac{400}{2227.27} = 6.13 \text{ ohms.}$$

$$AngR6 = 2 \times a \tan\left[\frac{Z1S + Z1L + Z1R}{2 \times R1R6}\right] = 39.61 \text{ graus.}$$

$$AngL6 = 2 \times a \tan\left[\frac{Z1S + Z1L + Z1R}{2 \times R1L6}\right] = 70.05 \text{ graus.}$$

$$AngR5 = \frac{360(\text{deg}) \times F_{\text{slip}}(\text{Hz}) \times OSBD}{50(\text{Hz})} + AngR6 = \frac{360 \times (4) \times 2}{50} + (40) = 97.6 \text{ graus}$$

$$AngL5 = \frac{360(\text{deg}) \times F_{\text{slip}}(\text{Hz}) \times OSBD}{50(\text{Hz})} + AngL6 = \frac{360 \times (4) \times 2}{50} + (70) = 127.6 \text{ graus}$$

$$R1R5 = \left(\frac{Z1S + Z1L + Z1R}{2 \times \tan\left(\frac{angR5}{2}\right)} \right) = 3.75 \text{ ohms.}$$

$$R1L5 = \left(\frac{Z1S + Z1L + Z1R}{2 \times \tan\left(\frac{angL5}{2}\right)} \right) = 2.11 \text{ ohms.}$$



Para os ajustes da reatância das unidades o fabricante recomenda que se ajuste da seguinte forma :

X1T5 → Com o valor de 110 % reatância da maior zona a ser ajustada. Nesse caso é a Zona 4 que apresenta um ajuste para essa unidade de 6.36 Ω.

Logo :

X1T5 = **6.99 Ω**.

X1B5 → Aplica-se o mesmo procedimento para a terceira Zona reversa que apresenta um ajuste definido de 1.76 Ω.

Logo :

X1B5 = **1.93 Ω**.

A abaixo seguem outras definições do fabricante :

XIT4 = 1.5 x Z1L = 1.5 x 20.25 Ω = **30.37 Ω**

XIT6 = XIT5 + 0.5 Ω = 6.99 + 0.5 = **7.49 Ω**

A supervisão por corrente 50(A,B,C) é dada pela maior corrente de carga acrescida de 15 %. Logo do estudo de flow em carga pesada temos :



$$I_{carga} = (286 \text{ A}) \times 1.15 / 400 = \mathbf{0.821 \text{ A}}$$

→ **27PPW WIF Phase-Phase Undervoltage (Volts secondary)**

Este ajuste define o nível de subtensão fase-fase para o esquema de weak-infeed.

27PPW: 0,0 a 260,0 V.

Um ajuste típico da função de subtensão 27PPW é entre 70 e 80% da menor tensão entre fases de operação do sistema no local. Para o terminal de COV vamos adotar a menor tensão entre fases para um defeito 1F na barra com uma R_f de 50Ω (CL - CASO064). Do estudo de curto – Circuito temos :

$$\text{Ajuste} : 171\ 129 / 245000 = 0.698 \times 110 = 76.83 \text{ V}$$

AJUSTES
27PPW = 76.83 V

→ **59NW WIF Zero-Sequence (3V0) Overvoltage (Volts secondary)**

Este ajuste define o nível de sobretensão de seqüência zero para a função de weak-infeed.

59NW: 0,0 a 150,0V.



O ajuste de sobretensão residual deve ser ajustado em aproximadamente duas vezes a tensão $3V_0$ esperada em condição normal. Com o ajuste do elemento 59NW em duas vezes a tensão $3V_0$ de regime, o relé medirá somente tensões de seqüência zero resultantes de curtos-circuitos. Do estudo de curto – circuito e em complemento ao ajuste acima temos do Caso CL – CASO064 :

$$\text{Ajuste : } 3V_0 = (3 \times 20316) / 245000 = 0.248 \times 110 = 27.36 \text{ V}$$

AJUSTES
59NW = 27.36 V

Nota 3 : Os demais ajustes e temporizações apresentadas para a linha COV – KM30 ficam mantidas também para a linha COV – CYO.



● **Load Encroachment :**

Os ajustes de Load Encroachment são dados pelos parâmetros a seguir :

Onde :

MVA f = Máximo Carregamento da linha no sentido direto.

MVA r = Máximo Carregamento da linha no sentido reverso.

PF f = Fator de Potência no sentido direto.

PF r = Fator de Potência no sentido reverso.

PLAF = Máximo Ângulo de Carga Positivo no sentido direto = $\arccos(\text{PF f})$

PLAR = Máximo Ângulo de Carga Negativo no sentido direto = $-\arccos(\text{PF f})$.

NLAF = Máximo Ângulo de Carga Positivo no sentido reverso = $180 - \arccos(\text{PF r})$

NLAR = Máximo Ângulo de Carga Negativo no sentido reverso = $180 + \arccos(\text{PF r})$

Do estudo de Load – Flow temos :

Carga Pesada : 109 MW e 27 MVAR no sentido direto.

212 MW e 27 MVAR no sentido reverso.

PLAF = 14 graus.

PLAR = - 14 graus.

NLAF = 172.7 graus.

NLAR = 187.25 graus.



$$Z_{LF} = 0.9 \times \left(\frac{220^2 \times 400}{113 \times 2227.27} \right) = 69.23 \text{ ohms.}$$

$$Z_{LR} = 0.9 \times \left(\frac{220^2 \times 400}{214 \times 2227.27} \right) = 36.55 \text{ ohms.}$$

Logo das equações acima obtemos :

$$Z_{LF} = 69.23 \ \Omega.$$

$$Z_{LR} = 36.55 \ \Omega.$$

4.1.5 - Linha COV – CAP1.

Neste item serão apresentados de forma abreviada e seguindo a mesma filosofia os ajustes da linha citada. Serão aplicados aqui todos os procedimentos adotados anteriormente.

Obs : Para essa linha o escopo EFACEC inclui somente o terminal de COV devendo o mesmo ser coordenado com a outra extremidade.

Linha COV – CAP1 / Impedâncias

Comprimento (Km)	Ro(Ω/Km)	Xo(Ω/Km)	R1(Ω/Km)	X1(Ω/Km)
102,93	0,2804	1,3087	0,1007	0,4091

$$\text{COV} \rightarrow \text{CAP1} = 102.93 \times (0,1007 + j0,4091) = (10.36 + j42.10)\Omega$$

Ajustes das Unidades de Distância de Fase :

→ **Z1P :**

$$\text{Ajuste da Zona 1 : } Z1P = 43.35 \times 0,8 \times 400/2227.27 \rightarrow \mathbf{6.22 \Omega}$$

$$\text{Arc(tg)} \rightarrow (42.10 / (10.36)) = \mathbf{76,17 \text{ graus.}}$$

AJUSTES
Z1P = 6.22 Ω
Z1PD = 0

→ **Z2P :**

Ajuste da Zona 2 : $Z2P = 43.35 \times 1.3 \times 400/2227.27 \rightarrow 10.12 \Omega$

AJUSTES
Z2P = 10.12 Ω
Z2PD = 20

→ **Z4P :**

Ajuste da Zona 4 : $Z4P = 43.35 \times 1.8 \times 400/2227.27 \rightarrow 14.01 \Omega$

AJUSTES
Z4P = 14.01 Ω
Z4PD = 40

→ **Z3PR :**

Ajuste da Zona 3 : $Z3R = 43.35 \times 0,5 \times 400/2227.27 \rightarrow 3.89 \Omega$

AJUSTES
Z3PR = 3.89 Ω
Z3PD = 50

- Defeitos entre Fase e Terra :

→ Z1F- T :

Ajuste da Zona 1 :

$$XG1 = 42.1 \times 0,8 \times 400 / 2227.27 \rightarrow \mathbf{6.04 \Omega}$$

$$Z1_{L1} = (60.36 + j42.1) [\Omega] \text{ ou } 73.59 \text{ ang } 34.89^\circ [\Omega]$$

$$RG1 = ((1 - m) \times 20 \times XL1 \times RTC / RTP) [\Omega]$$

$$RG1 = ((1 - 0,8) \times 20 \times 42.1 \times 400 / 2227.27) [\Omega] = \mathbf{30.24 \Omega}$$

AJUSTES
XG1 = 6.04 Ω
RG1 = 30.24 Ω
Z1FTD = 0

→ **Z2F- T :**

Ajuste da Zona 2 :

$$XG2 = 42.1 \times 1,3 \times 400 / 2227.27 \rightarrow \mathbf{9.82 \Omega}$$

$$RG2 = (RG1 / XG1) \times (XG2) = (5.01) \times 9.82 = \mathbf{49.16 \Omega}$$

AJUSTES
XG2 = 9.82 Ω
RG2 = 49.16 Ω
Z2FTD = 20

→ **Z4F- T :**

Ajuste da Zona 4 :

$$XG4 = 42.1 \times 1,8 \times 400 / 2227.27 \rightarrow \mathbf{13.6 \Omega}$$

$$RG4 = (RG1 / XG1) \times (XG4) = 5.01 \times 13.6 = \mathbf{68.04 \Omega}$$

AJUSTES
XG4 = 6.36 Ω
RG4 = 31.88 Ω
Z4FTD = 40

→ **Z3FT - R:**

Ajuste da Zona 3 :

$$XG3 = 19.69 \times 0,5 \times 400 / 2227.27 \rightarrow \mathbf{1.76 \Omega}$$

$$RG3 = (RG1 / XG1) \times (XG3) = 5.01 \times 1.76 = \mathbf{8.81 \Omega}$$

AJUSTES
XG3 = 1.76 Ω
RG3 = 8.81 Ω
Z3FTD = 50

●● Ajustes das Unidades Direcionais :

●●● De Fase (Função 50/67) :

Enxergar até a barra CAP1 em subalcance direto : (Defeitos 2F).

● **Unidade Instantânea : (67-I)**

50P1P :

Defeito 2F = 1237 A x Deflator Positivo de 30 % → 1608 A

Pick – Up : 1608 / 400 → **4.02 A**

Timer(67P1D) → **3 ciclos.**



50P2P :

Aplica-se aqui um deflator negativo de 30 % no valor encontrado para um defeito 2F na barra de CAP em carga leve, para se sobrealcançar esse terminal de forma efetiva.

Defeito 2F = $1237 \times (0,7) \rightarrow 866 \text{ A.}$

Pick – Up : $866 / 400 \rightarrow 2.16 \text{ A}$

Timer(67P2D) $\rightarrow 30 \text{ ciclos.}$

50P3P :

Defeito 2F = 631 A (Enxergar até a barra de COV 66).

Pick – Up : $631 / 400 \rightarrow 1.57 \text{ A}$

Timer(67P3D) $\rightarrow 72 \text{ ciclos.}$

Obs : Essa unidade deverá ser Reversa.



●●● De Neutro (Função 50N/67N) :

● Unidade Instantânea : (67-I)

50G1P :

Defeito 1F (3lo)= (148 x 3) A x 1.3 = 577 A (3lo) .

Pick – Up : 577 A / 400 → **1.44 A**

Timer(67G1D) → **3 ciclos.**

50G2P :

Aplica-se aqui um deflator negativo de 30 % no valor encontrado para um defeito 1F na barra de CAP em carga leve, para se sobrealcançar esse terminal de forma efetiva.

Defeito 1F (3lo)= (148 x 3) A x 0.7 = 310 A (3lo) .

Pick – Up : 310 A / 400 → **0.77 A**

Timer(67G2D) → **30 ciclos.**



- **Unidade Temporizada : (67- TR)**

50G3P :

Defeito 1F(3Io) = (265 x 3) = 795 A (Enxergar até a barra de COV 66).

Pick – Up : 795 / 400 → **1.98 A**

Timer(67G3D) → **72 ciclos.**

Obs : Essa unidade deverá ser Reversa.

- **De Sequencia Negativa(Função 50Q/67Q) :**

50Q1P :

Defeito 1F(I_2) = 274 A x 1.3 = 357 A

Pick – Up : 357 A / 400 → **0.89 A**

Timer(67Q1D) → **3 ciclos.**

- **Unidade Temporizada : (67- T)**

50Q2P :

Defeito 1F(I_2) = 274 x 0.7 = 192 A

Pick – Up : 192 A / 400 → **0.47 A**

Timer(67Q2D) → **39 ciclos.**



50Q3P :

Defeito 1F(I_2) = 128 A – Enxergar até a barra de PIR 220.

Pick – Up : 128 / 400 → **0.32 A**

Timer(67Q3D) → **80 ciclos.**

Obs : Essa unidade deverá ser Reversa.

●●● Bloqueio e Trip por Oscilação de Potência.

Toma-se como referência para esses ajustes as informações contidas no documento “ *SEL-321-5 Relay Out – Of – Step Logic* “ Application Guide AG97-13. Neste documento define-se duas zonas de complemento que devem abranger as quatro zonas de distância definidas acima.

O primeiro passo é calcular os ajustes máximos de load-flow direto para a linha em questão :

- Sentido Direto : Exportação de até 199 MW(Fluxo Máximo) e 212 MW (Fluxo Reverso) em 2009.

$$z_{1LF} = \frac{(220 \text{ KV})^2}{199 \text{ MW}} = 243,21 \text{ ohms / primários} \times \frac{400}{2227,27} = 43,67 \text{ ohms / secundários.}$$



- Sentido Reverso : Considera-se o fluxo de carga máximo nas linhas reversas.

$$z_{1LR} = \frac{(220 \text{ KV})^2}{212 \text{ MW}} = 228.03 \text{ ohms / primários} \times \frac{400}{2227.27} = 41 \text{ ohms / secundários.}$$

- Ajustes de R1R5, R1L5, R1R6 e R1L6 :

Onde :

Z1S → Impedância equivalente no terminal COV.

Dos dados fornecidos pela ANDE temos :

$$\mathbf{Z1S = (2.6 + j16.05) \Omega}$$

Z1L → Impedância da linha de conexão entre COV e CYO.

Do estudo de curto – circuito temos :

$$\mathbf{Z1L = (4.73 + j19.69)\Omega}$$

Z1R → Impedância equivalente no terminal de CAP.

Como não temos esse valor vamos considerar um valor estimativo de 70 % da impedância equivalente de COV.

$$\mathbf{Z1R = (1.82 + j11.23) \Omega}$$

Fslip(Hz) → Máxima frequência de escorregamento admissível em caso de oscilação. O valor escolhido aqui é de 4 Hz/s conforme indicado no manual.

OSBD → Tempo de oscilação em ciclos. O valor escolhido aqui é de 02 ciclos.

$$R1R6 < \frac{Z1LF}{C1} = \frac{243.21}{1.2} \times \frac{400}{2227.27} = 36.39 \text{ ohms.}$$

$$R1L6 < \frac{Z1LR}{C1} = \frac{41}{1.2} \times \frac{400}{2227.27} = 6.13 \text{ ohms.}$$

$$AngR6 = 2 \times a \tan\left[\frac{Z1S + Z1L + Z1R}{2 \times R1R6}\right] = 13.46 \text{ graus.}$$

$$AngL6 = 2 \times a \tan\left[\frac{Z1S + Z1L + Z1R}{2 \times R1L6}\right] = 70.05 \text{ graus.}$$

$$AngR5 = \frac{360(\text{deg}) \times Fslip(\text{Hz}) \times OSBD}{50(\text{Hz})} + AngR6 = \frac{360 \times (4) \times 2}{50} + (13.46) = 71.06 \text{ graus}$$

$$AngL5 = \frac{360(\text{deg}) \times Fslip(\text{Hz}) \times OSBD}{50(\text{Hz})} + AngL6 = \frac{360 \times (4) \times 2}{50} + (70) = 127.6 \text{ graus}$$

$$R1R5 = \left(\frac{Z1S + Z1L + Z1R}{2 \times \tan\left(\frac{angR5}{2}\right)} \right) = 5.2 \text{ ohms.}$$



$$R_{1L5} = \left(\frac{Z_{1S} + Z_{1L} + Z_{1R}}{2 \times \tan\left(\frac{\text{ang}L5}{2}\right)} \right) = 2.11 \text{ ohms.}$$

Para os ajustes da reatância das unidades o fabricante recomenda que se ajuste da seguinte forma :

X1T5 → Com o valor de 110 % reatância da maior zona a ser ajustada. Nesse caso é a Zona 4 que apresenta um ajuste para essa unidade de 6.36 Ω.

Logo :

$$X1T5 = 6.99 \Omega.$$

X1B5 → Aplica-se o mesmo procedimento para a terceira Zona reversa que apresenta um ajuste definido de 1.76 Ω.

Logo :

$$X1B5 = 1.93 \Omega.$$

A abaixo seguem outras definições do fabricante :

$$XIT4 = 1.5 \times Z1L = 1.5 \times 20.25 \Omega = 30.37 \Omega$$



$$XIT6 = XIT5 + 0.5 \Omega = 6.99 + 0.5 = 7.49 \Omega$$

A supervisão por corrente 50(A,B,C) é dada pela maior corrente de carga acrescida de 15 %. Logo do estudo de flow em carga pesada temos :

$$I_{carga} = (523 \text{ A}) \times 1.15 / 400 = 1.5 \text{ A.}$$

→ **27PPW WIF Phase-Phase Undervoltage (Volts secondary)**

Este ajuste define o nível de subtensão fase-fase para o esquema de weak-infeed.

27PPW: 0,0 a 260,0 V.

Um ajuste típico da função de subtensão 27PPW é entre 70 e 80% da menor tensão entre fases de operação do sistema no local. Para o terminal de COV vamos adotar a menor tensão entre fases para um defeito 1F na barra com uma Rf de 50 Ω (CL - CASO064). Do estudo de curto – Circuito temos :

$$\text{Ajuste} : 171\,129 / 245000 = 0.698 \times 110 = 76.83 \text{ V}$$

AJUSTES
27PPW = 76.83 V



→ **59NW WIF Zero-Sequence (3V0) Overvoltage (Volts secondary)**

Este ajuste define o nível de sobretensão de seqüência zero para a função de weak-infeed.

59NW: 0,0 a 150,0V.

O ajuste de sobretensão residual deve ser ajustado em aproximadamente duas vezes a tensão $3V_0$ esperada em condição normal. Com o ajuste do elemento 59NW em duas vezes a tensão $3V_0$ de regime, o relé medirá somente tensões de seqüência zero resultantes de curtos-circuitos. Do estudo de curto – circuito e em complemento ao ajuste acima temos do Caso CL – CASO064 :

$$\text{Ajuste : } 3V_0 = (3 \times 20316) / 245000 = 0.248 \times 110 = 27.36 \text{ V}$$

AJUSTES
59NW = 27.36 V

Nota 3 : Os demais ajustes e temporizações apresentadas para a linha COV – KM30 ficam mantidas também para a linha COV – CYO.



• **Load Encroachment :**

Os ajustes de Load Encroachment são dados pelos parâmetros a seguir :

Onde :

MVA f = Máximo Carregamento da linha no sentido direto.

MVA r = Máximo Carregamento da linha no sentido reverso.

PF f = Fator de Potência no sentido direto.

PF r = Fator de Potência no sentido reverso.

PLAF = Máximo Ângulo de Carga Positivo no sentido direto = $\arccos(\text{PF f})$

PLAR = Máximo Ângulo de Carga Negativo no sentido direto = $-\arccos(\text{PF f})$.

NLAF = Máximo Ângulo de Carga Positivo no sentido reverso = $180 - \arccos(\text{PF r})$

NLAR = Máximo Ângulo de Carga Negativo no sentido reverso = $180 + \arccos(\text{PF r})$

Do estudo de Load – Flow temos :

Carga Pesada : 199 MW e 9.4 MVAR no sentido direto.

212 MW e 27 MVAR no sentido reverso.

PLAF = 2.7 graus.

PLAR = - 2.7 graus.

NLAF = 172.7 graus.

NLAR = 187.25 graus.



$$Z_{LF} = 0.9 \times \left(\frac{220^2 \times 400}{199.2 \times 2227.27} \right) = 43.61 \text{ ohms.}$$

$$Z_{LR} = 0.9 \times \left(\frac{220^2 \times 400}{214 \times 2227.27} \right) = 36.55 \text{ ohms.}$$

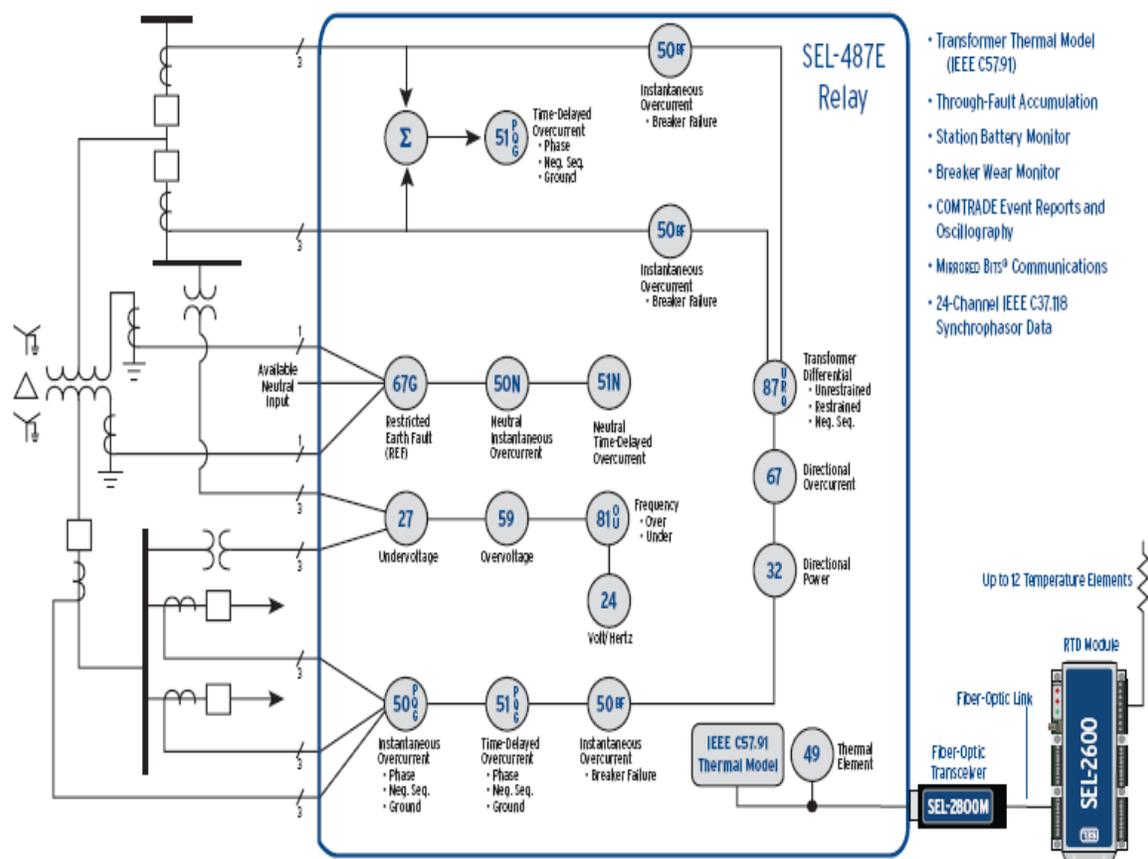
Logo das equações acima obtemos :

$$\mathbf{Z_{LF} = 43.61 \ \Omega.}$$

$$\mathbf{Z_{LR} = 36.55 \ \Omega.}$$

4.2 – PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES de 220 / 66kV(I e II).

A seguir abaixo são apresentadas as faixas de ajustes disponíveis no relé 487-E para a proteção dos transformadores de 220/ 66 kV e 220 / 23 kV da SE de Coronel Oviedo bem como seu respectivo diagrama unifilar.



Função	Modelo [nota]	Ajuste	Faixa
87	Ambos	Elemento irrestrito (pu)	1.0 - 20.0 • TAP
		Elemento restrito (pu)	0.10 - 1.00 • TAP
		Inclinação/Slope 1 (%)	5 - 100
		Inclinação/Slope 2	OFF, 25 - 200 %
		Faixa da I _R dentro do Slope 1 (pu)	1 - 20 • TAP
		Bloqueio por 2º harmônico	OFF, 5 - 100%
		Bloqueio por 4º harmônico	OFF, 5 - 100%
	Bloqueio por 5º harmônico	OFF, 5 - 100%	
50 - P ²	5A	TAPn ¹ (A secundário)	0.5 - 155.0
	1A	TAPn ¹ (A secundário)	0.1 - 31.0
	Ambos	Pickup (A secundário)	0.25 - 100.00
51 - P	5A	Pickup (A secundário)	0.05 - 20.00
	1A	Pickup (A secundário)	0.25 - 100.00
	Ambos	Tempo de atraso/delay (ciclos) ³	0.50 - 16.00
		Dial US	0.10 - 3.20
50 - Q ⁴	5A	Dial IEC	0.50 - 15.00
	1A	Pickup (A secundário)	0.05 - 1.00
	Ambos	Pickup (A secundário)	0.25 - 100.00
51 - Q	5A	Pickup (A secundário)	0.05 - 20.00
	1A	Pickup (A secundário)	0.50 - 16.00
	Ambos	Dial US	0.10 - 3.20
		Dial IEC	0.50 - 15.00
50 - G ⁴	5A	Pickup (A secundário)	0.05 - 1.00
	1A	Pickup (A secundário)	0.25 - 100.00
	Ambos	Tempo de atraso/delay (ciclos) ³	0.05 - 20.00
51 - G	5A	Pickup (A secundário)	0.50 - 16.00
	1A	Pickup (A secundário)	0.10 - 3.20
	Ambos	Dial US	0.50 - 15.00
		Dial IEC	0.05 - 1.00
51 - P/G combinado*	5A	Pickup (A secundário)	0.05 - 1.00
	1A	Pickup (A secundário)	0.50 - 16.00
	Ambos	Dial US	0.10 - 3.20
		Dial IEC	0.50 - 15.00
24 - tempo definido	Ambos	Pickup (%)	100 - 200
		Tempo de atraso/delay (s)	0.00 - 400.00

24 - tempo definido	Ambos	Pickup (%)	100 - 200
		Tempo de atraso/delay (s)	0.00 - 400.00
24 - tempo inverso	Ambos	Pickup (%)	100 - 200
		Curva	0.5, 1.0 ou 2.0
		Dial (s)	0.1 - 10.0
		Tempo de reset (s)	0.00 - 400.00
24 - tempo composto	Ambos	Tempo Inverso	
		Pickup (%)	100 - 200
		Curva	0.5, 1.0 ou 2.0
		Dial (s)	0.1 - 10.0
		Tempo Definido	
		Pickup (%)	100 - 200
		Tempo de atraso/delay (s)	0.00 - 400.00
		Tempo de reset (s)	0.00 - 400.00
27 / 59	Ambos	Pickup (V)	0.0 - 300.0
81 - (6 níveis)	Ambos	Bloqueio por subtensão (V)	20.00 - 150.00
		Frequência (Hz)	40.10 - 65.00
		Tempo de atraso/delay (s)	0.04 - 300.00

[nota] - referente ao valor nominal das entradas de corrente do relé

n = 1, 2, 3 ou 4

¹ - TAPmax/TAPmin ≤ 7.5

² - 1 nível com tempo definido e 3 níveis instantâneos. Valores para os 3 enrolamentos

³ - apenas para o nível de tempo definido

⁴ - 1 nível com tempo definido e 1 nível instantâneo. Valores para os 3 enrolamentos

* - utiliza elementos combinados dos enrolamentos 1-2 e 3-4.

P - Fase

Q - Sequencia Negativa

G - Residual

N - Neutro

PN - Fase / Neutro

PP - Fase / Fase



4.2.1 → ECTTERM Enable the Following Current Terminals

Este ajuste habilita as entradas analógicas de corrente (TCs) para os terminais (enrolamentos). O relé SEL-487E possui cinco conjuntos de entradas de corrente trifásica para a proteção diferencial, não sendo necessário utilizá-las todas e podendo configurar qualquer uma das entradas.

ECTTERM: OFF, S, T, U, W, X.

Nesse projeto será usado um transformador trifásico de 220/66 kV (3 x 20 MVA)

AJUSTES
ECTTERM = S,T

4.2.2 → EPTTERM Enable the Following Voltage Terminals

Este ajuste habilita as entradas analógicas de tensão (TPs), para os terminais que utilizarão os elementos de tensão.

AJUSTES
EPTTERM = V

4.2.3 → E87 Include the Following Terminals in the Differential Element

Este ajuste habilita os terminais (enrolamentos), que serão incluídos nos cálculos diferenciais. Depende do ajuste ECTTERM.

E87: OFF, S, T, U, W, X.



AJUSTES
E87 = S,T

4.2.4 → EREF Enable the Following Number of Restricted Earth Fault

Este ajuste habilita o número de elementos para a função de proteção de Falta à Terra Restrita (REF). O ajuste EREF = N desabilita todos os elementos de REF, menos o elemento de neutro.

EREF: N, 1 a 3.

AJUSTES
EREF = N

4.2.5 → E50 Enable Definite Time Overcurrent Elements for the Following Terminals

Este ajuste define se nos terminais selecionados no ECTTERM, será habilitado o elemento de sobrecorrente instantâneo/tempo definido. Depende do ajuste ECTTERM.

AJUSTES
E50 = S,T



4.2.6 → E51 Enable the Following Number of Inverse Time Overcurrent Elements

Este ajuste define o número de elementos de sobrecorrente de tempo inverso, que serão habilitados.

E51: N, 1 a 10.

Serão usados oito elementos de sobrecorrente: três para fase e neutro do terminal S e T.

AJUSTES
E51 = 8

4.2.7 → E46 Enable Current Unbalance Elements for the Following Terminals

Este ajuste define se nos terminais selecionados no ECTTERM, será habilitado o elemento de seqüência negativa. Depende do ajuste ECTTERM.

E46: OFF, S, T, U, W, X.

AJUSTES
E46 = =S,T

4.2.10 → CTRS Current Transformer Ratio For Terminal S

Este ajuste define a relação dos TCs do terminal S, nesse exemplo se refere ao enrolamento primário do transformador.

CTRS: 1 a 50000.

AJUSTES
CTRS = 400

4.2.11 → CTCONS Current Transformer Connection For Terminal S

Este ajuste determina o tipo de ligação dos TCs do terminal S, nesse exemplo se refere ao enrolamento primário do autotransformador.

CTCONS: Y, D.

AJUSTES
CTCONS = Y

4.2.12 → CTRS Current Transformer Ratio For Terminal T

Este ajuste define a relação dos TCs do terminal T, nesse exemplo se refere ao enrolamento secundário do transformador.

CTRS: 1 a 50000.

AJUSTES
CTRT = 600

4.2.13 → CTCONS Current Transformer Connection For Terminal T

Este ajuste determina o tipo de ligação dos TCs do terminal S, nesse exemplo se refere ao enrolamento secundário do transformador.

CTCONS: Y, D.

AJUSTES
CTCONT= Y

4.2.14 → MVA Enter Transformer Maximum MVA Rating

Este ajuste define qual a potência máxima do transformador a ser protegido.

MVA: OFF, 1 a 5000 MVA.

(Quando o ajuste é diferente de OFF, o relé calcula os valores de cada TAP automaticamente).

AJUSTES
MVA = 60

4.2.15 → VTERMS Terminal S Nominal Line-to-Line Voltage

Este ajuste define a tensão fase-fase do terminal S.

VTERMS: 1,00 a 1000,00 KV.

AJUSTES
VTERMS = 220



4.2.16 → VTERMS Terminal S Nominal Line-to-Line Voltage

Este ajuste define a tensão fase-fase do terminal T.

VTERMS: 1,00 a 1000,00 KV.

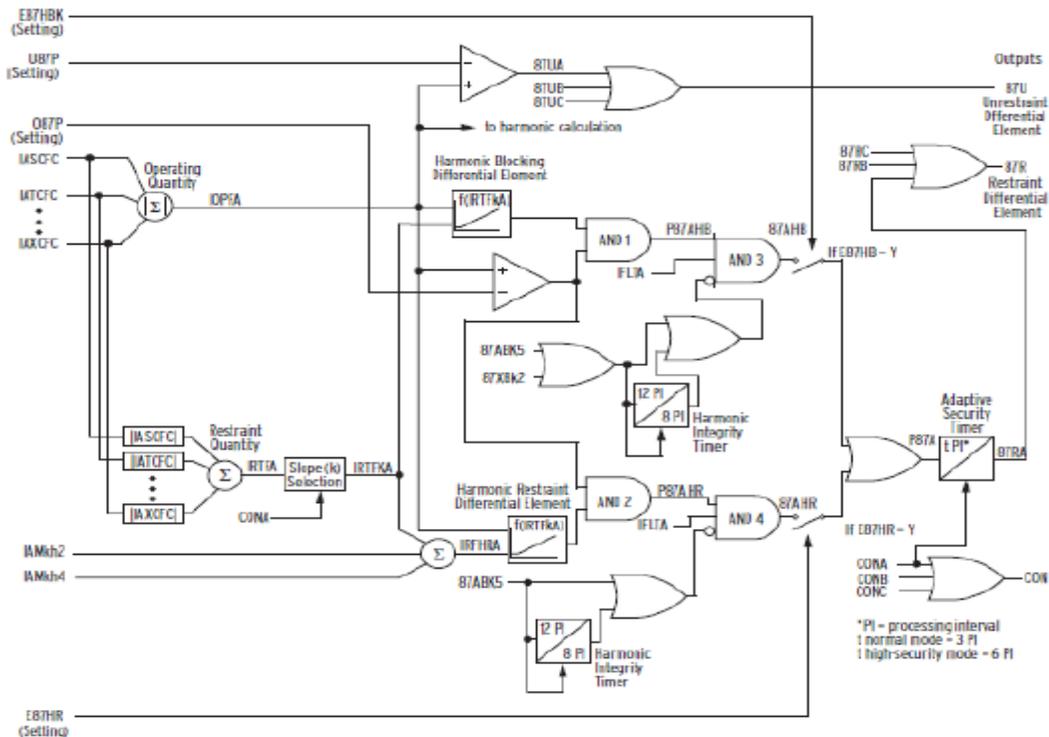
AJUSTES
VTERMT = 66

4.2.17 → O87P Differential Element Operating Current Pickup

Este ajuste define o pickup da corrente de operação em múltiplos do TAP. O ajuste da função **O87P** deve ser de tal forma que evite operações indesejadas causadas por erros em TCs ou corrente de excitação do transformador. O ajuste deve também gerar uma corrente operacional maior ou igual a $0,1 \times I_{nom}$, quando multiplicado pelo menor valor entre TAPS e TAPT.

O87P: 0,10 a 4,00 x TAP.

Na figura abaixo é apresentado o diagrama lógico básico da função em pauta.



Para se calcular o ajuste dessa função precisamos definir o TAP já calculado automaticamente pelo relé ao especificarmos a potência nominal do transformador.

- **TAP do Lado de 220 kV(S)**

Onde:

MVA = Potência máxima do transformador.

VTERMS = Tensão fase-fase do terminal S.

CTRS = Relação de TC do terminal S.

C = 1 se a ligação dos TCs for estrela (CTCONS = Y).

C = 3 se a ligação dos TCs for delta (CTCONS = D).

$$TAPS = \left(\frac{60 \times 1000}{220 \times 400 / 1 \times \sqrt{3}} \times 1 \right) = 0.393 \text{ A}$$

• **TAP do Lado de 66 kV(T)**

Onde:

MVA = Potência máxima do transformador.

VTERMS = Tensão fase-fase do terminal T.

CTRS = Relação de TC do terminal T.

C = 1 se a ligação dos TCs for estrela (CTCONT = Y).

C = 3 se a ligação dos TCs for delta (CTCONT = D).

$$TAPT = \left(\frac{60 \times 1000}{66 \times 600 / 1 \times \sqrt{3}} \times 1 \right) = 0.874 \text{ A}$$

Para o ajuste dessa função a seguinte equação abaixo dever ser respeitada :

$$0.87 P \geq \frac{0,1 \times Inom}{TAPk}$$



Onde :

TAP_k = O menor TAP encontrado(Que é o do lado de alta tensão).

Dos valores encontrados temos :

$$O_{87P} \geq \frac{0.1 \times 1}{0.393} = 0.211$$

Vamos escolher o valor de :

AJUSTES
O_{87P} = 0.3

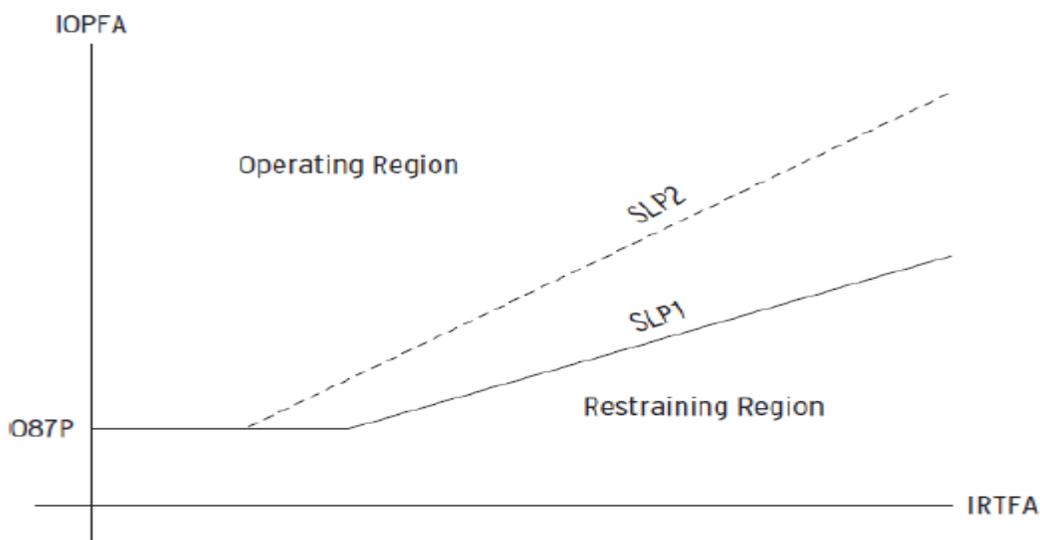
4.2.18 → SLP1 Slope 1 Setting

Este ajuste define o slope inicial da característica de restrição percentual.

SLP1: 5,00 a 100,00 %.

O Relé SEL-487E tem três elementos diferenciais. Esses elementos usam as grandezas de operação e restrição calculadas a partir das correntes de entrada dos enrolamentos. Os elementos diferenciais são ajustados com característica diferencial percentual com inclinação simples ou dupla. A *Figura abaixo* apresenta um exemplo de um ajuste com inclinação dupla. A inclinação 1 (“Slope 1”) considera as correntes diferenciais resultantes dos erros dos TCs e alterações de

tap. A inclinação 2 (“Slope 2”) evita a operação indesejada do relé devido à saturação dos TCs quando de faltas externas de alta intensidade.



Exemplos de definição de slopes para transformadores:

Considerando os erros dos TCs em $\pm 10\%$ ($e = 0,1$). Considerando também que a variação da relação de tensão do transformador na mudança de TAP com carga, (LTC), está entre 90% e 110% ($a = 0,1$). Considerando a pior condição de operação, onde uma corrente diferencial aparece quando todas as correntes de entrada são medidas com erro positivo máximo nos TCs e todas as correntes de saída são medidas com erro negativo máximo nos TCs, sendo compensada pela variação máxima de LTC. Então, a corrente diferencial máxima esperada para essas condições é:

$$Idmáx = (1 + e) \times \sum_{"IN"} IWn - \frac{(1 - e)}{1 + a} \times \sum_{"OUT"} IWn$$

$$(1 + e) - \frac{(1 - e)}{(1 + a)} = \frac{(2 \times e) + a + (e \times a)}{(1 + a)} \times 100\%$$

$$(1 + 0,1) - \frac{(1 - 0,1)}{(1 + 0,1)} = \frac{(2 \times 0,1) + 0,1 + (0,1 \times 0,1)}{(1 + 0,1)} \times 100\% = 28,18\%$$

Além do erro calculado acima, deve-se considerar os erros adicionais, como o da corrente de excitação de transformador ($\pm 2\%$) e o erro de medição do relé ($\pm 5\%$). Assim, o erro total máximo vai para aproximadamente 35% ($28,18 + 2 + 5$). Então, um ajuste conservador seria mais ou menos 35% (SLP1 = 35).

AJUSTES
SLP1 = 35,0



4.2.19 → SLP2 Slope 2 Setting

Este ajuste define o segundo slope da característica de restrição percentual. A aplicação do slope 2 é eficaz principalmente na condição de falta externa e deve ser ajustado entre 50% e 75%, para evitar problemas com saturação dos TCs para altas correntes.

SLP2: 5,00 a 100,00 %.

AJUSTES
SLP2 = 75,0

4.2.20 → U87P Unrestrained Element Current Pickup

Este ajuste define o pickup da corrente do elemento instantâneo sem restrição. Esse elemento de corrente diferencial sem restrição, compara o valor da corrente diferencial de operação com um valor de ajuste, normalmente de 10 vezes o ajuste do TAP. Esse valor de pick-up somente é ultrapassado para faltas internas. O propósito desse elemento é reagir rapidamente para níveis muito pesados de corrente, que normalmente indicam uma falta interna. O ajuste do pickup (U87P) é mais ou menos 8 vezes o TAP. O elemento de corrente diferencial sem restrição só responde para a componente fundamental de frequência da corrente de operação diferencial. Não é afetado pelos ajustes SLP1, SLP2, PCT2, PCT4, PCT5, então não existe nenhum bloqueio/restrrição de harmônico para este elemento durante condições de inrush. Deste modo, deve-se fixar o pickup do elemento, alto suficiente que não responda para grandes correntes de inrush.



U87P: 1,00 a 20,00 x TAP.

Para esse ajuste vamos definir como limite o valor de corrente para um defeito franco 3F na barra de 66 kV (Caso de curto CP – CASO065).

$I_{cc}(3F) = 1063 \text{ A.}$

Como esse valor em relação ao maior TAP é muito alto vamos adotar o valor de 15 x TAP como uma corrente de defeito sem restrição.

AJUSTES
U87P = 15

4.2.21 → E87HR Enable Harmonic Restraint of Differential Element

Este ajuste define se a restrição por harmônica será habilitada, durante condições de inrush.

E87HR: Y, N.

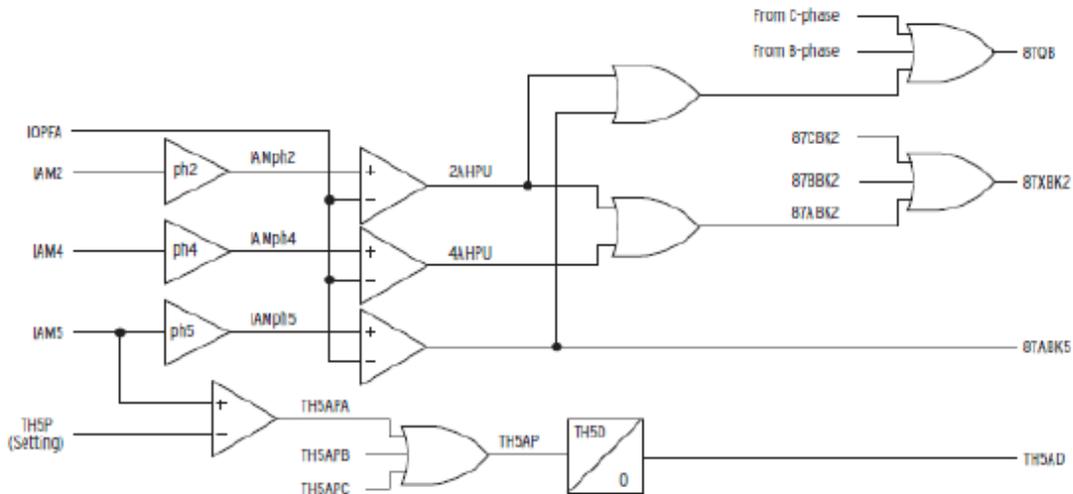
AJUSTES
E87HR = Y

O Relé SEL-487E propiciam segurança nas situações que possam causar operações incorretas do relé em função de ocorrências no sistema e no transformador. O elemento de quinta harmônica é usado para evitar a operação indevida do relé durante condições admissíveis de sobreexcitação. Os elementos

162



de harmônicas pares (segunda e quarta harmônicas) proporcionam segurança quando da ocorrência de correntes de inrush durante a energização do transformador, sendo complementados pelo elemento dc, o qual mede a assimetria da corrente de energização. O elemento das harmônicas pares permite a escolha entre o bloqueio por harmônicas e a restrição por harmônicas. No modo bloqueio, o usuário seleciona o bloqueio tendo como base uma fase individual ou considerando uma base comum, de acordo com a aplicação e filosofia. Os valores limites da segunda, quarta e quinta harmônicas são ajustados independentemente, assim como as funções de restrição por harmônica e bloqueio por componente dc, que também são habilitadas independentemente. Uma função adicional de alarme para a corrente de quinta harmônica utiliza um valor limite separado e um temporizador ajustável para alarme de sobreexcitação. Isso pode ser útil para aplicações de transformadores em, ou perto de, estações de geração. Para maiores informações ver Artigo Técnico TP6100 (Performance Analysis of Traditional and Improved Transformer Differential Protective Relays) no site www.selinc.com.br



where:

- ph2 = the second harmonic setting $100/PCT2$
- ph4 = the fourth harmonic setting $100/PCT4$
- ph5 = the fifth harmonic setting $100/PCT5$

4.2.22 → Ajustes para Bloqueio e Restrição por Harmônicas :

Para essas funções o fabricante define uma série de ajustes baseados nas porcentagens das harmônicas pares e impares para se evitar a operação indevida da proteção para as condições de energização e outras condições operativas. Esses ajustes estão apresentados abaixo :

→ E87HB Enable Harmonic Blocking of Differential Element

AJUSTES
E87HB = Y



→ **E87HR Enable Harmonic Restraint of Differential Element**

AJUSTES
E87HR = Y

→ **PCT2 Second-Harmonic Percentage**

AJUSTES
PCT2 = 15

→ **PCT4 Fourth-Harmonic Percentage**

AJUSTES
PCT4 = 15

→ **PCT5 Fifth-Harmonic Percentage**

AJUSTES
PCT5 = 35



4.2.23 – Proteções de Sobrecorrente :

Lado de 220 kV :

4.2.23.1 → 50SP1P Phase Instantaneous Overcurrent Pickup Level 1

Este ajuste define a grandeza de operação do elemento de sobrecorrente de fase instantâneo de nível 1, que também pode ser utilizado como unidade de sobrecorrente de tempo definido.

50SP1P: OFF, 0,25 A a 100,00 A.

Essa função será usada para a proteção de sobrecorrente de fase instantânea do terminal S (enrolamento primário de 220 kV) do transformador, e não deverá atuar para defeitos entre fases ou monofásicos no terminal T(lado de 66 KV). Esse elemento não deverá atuar também, para defeitos entre fases ou monofásicos nas linhas do lado de 220 kV. Para esse ajuste toma-se a maior corrente de defeito 2F no lado de 66 kV com um fator positivo de 20 % para garantir que a unidade não enxergue esse terminal.

$$I_{cc}(2F) = 1249 \text{ A} \times 1.2 = 1498 \text{ A} / 400 = 3.74 \text{ (Caso de curto CP – CASO066)}$$

AJUSTES
50SP1P = 3.74 A



Para essa unidade não haverá retardo .

AJUSTES
67SP1D = 0

4.2.23.2 → 50SQ1P Negative Sequence Instantaneous Overcurrent Pickup Level 1

Este ajuste define a grandeza de operação do elemento de sobrecorrente de seqüência negativa instantâneo de nível 1, que também pode ser utilizado como unidade de sobrecorrente de tempo definido. Vamos usar essa função como retaguarda da função 87 para defeitos 1F com alta impedância no transformador. Para essa condição vamos tomar um defeito 1F com R_f de 50 Ω mais um deflato positivo de 30 % para garantir que a unidade não sobrealcance a barra de 66 kV.

50SQ1P: OFF, 0,25 A a 100,00 A.

$I_{cc}(1F)(I_{_2}) = 117 \text{ A} \times 1.3 = 153 \text{ A} / 400 = 0.38 \text{ A}$ (Caso de curto CL – CASO068)

AJUSTES
50SQ1P = 0.38 A

Para essa unidade se usará uma temporização de 10 ciclos.

AJUSTES
67SQ1D = 10



4.2.23.3 - 50SG1P Zero Sequence Instantaneous Overcurrent Pickup Level 1

Aplica-se aqui os mesmos critérios usados para o elemento de Sequencia Negativa. Essa unidade não deverá atuar para defeitos 1F na barra de 66 kV e também para nenhum defeito nas linhas de 220 kV.

Do estudo de curto – circuito temos para um defeito 1F na barra de 66 kV com contribuição do 220 kV : (Caso de Carga Leve CL – CASO067).

$$I_{cc(3I_0)} = (183 \times 3) \times 1.3 = 708 \text{ A} / 400 = 1.78 \text{ A}$$

AJUSTES
50SG1P = 1.78 A

A temporização para essa unidade será nula.

AJUSTES
67SG1D = 0

4.2.23.4 → 51P01 Inverse Time Overcurrent Element 01 Pickup Value

Este ajuste define a grandeza de operação do elemento 01 de sobrecorrente de tempo inverso. O pickup (51P01) é uma variável matemática, em vez de ajuste fixo. Porém, se a instalação onde o relé está instalado não exige pickup adaptativo, é possível usar o elemento de sobrecorrente temporizado convencional 51, entrando simplesmente com o ajuste numérico do pickup.

- **Pickup do Elemento 51P01**

Essa função será usada para a proteção de sobrecorrente de fase temporizada do terminal S (enrolamento primário) do autotransformador, e deverá atender as seguintes condições:

- **Ser sensível para defeitos entre fases no lado de 220 kV.**

Não existe contribuição do setor de 66 kV para defeitos entre fases no setor de 220 kV.

- **Ser sensível para defeitos entre fases no lado de 66 kV.**

$$51P01 \leq 0,85 \times \frac{I\phi\phi_{MÍN}}{CTRS} \quad [A]sec$$



Do estudo de curto – circuito temos no caso de carga leve para defeitos 2F :

$$51P01 \leq 0.85 \times \frac{1249 \text{ A}}{400} = 2.65 \text{ A}$$

- **Liberar 140% da potência do transformador.**

$$51P01 = \frac{KVA \times 1,4}{CTRS \times KV \times \sqrt{3}}$$

$$51P01 = \left(\frac{60 \times 1000 \times 1,4}{400 \times 220 \times \sqrt{3}} \right) = 0.551 \text{ A}$$

Adota-se para a partida da unidade o menor valor encontrado.

→ **51C01 Inverse Time Overcurrent Element 01 Curve Selection**

Este ajuste define característica de da curva utilizada no elemento 01 de sobrecorrente de tempo inverso.

51C01: U1 a U5; C1 a C5.

Será adotada a curva com característica **Muito Inversa (C2)** padrão IEC, para a função de sobrecorrente de fase temporizada de tempo inverso. A seguir é apresentada a equação da curva escolhida.



$$T = TD \times \frac{13,5}{(M - 1,0)} = [seg]$$

Onde M é a relação entre a corrente de defeito e a corrente de partida definida acima. Para a definição do TD da equação acima admite-se que para um defeito entre fases mínimo no setor de 66 kV a unidade deverá ter um tempo de atuação de 1.7 s para dar tempo de haver coordenação com as demais proteções desse setor. Logo da equação acima temos :

$$M = ((1249 \times 0.85)/400) / 0.551 = 4.81$$

Substituindo na equação obtemos TD = 0.48

AJUSTES
51PO1 = 0.55 A

AJUSTES
51CO1 = C2

AJUSTES
51TD01 = 0.48



→ **51C02 Inverse Time Overcurrent Element 02 Curve Selection**

Este ajuste define característica de da curva utilizada no elemento 02 de sobrecorrente de tempo inverso para defeitos à terra no setor de 66 kV.

51C02: U1 a U5; C1 a C5.

Será adotada a curva com característica **Muito Inversa (C2)** padrão IEC, para a função de sobrecorrente de fase temporizada de tempo inverso. A seguir é apresentada a equação da curva escolhida.

$$T = TD \times \frac{13,5}{(M - 1,0)} = [seg]$$

Onde M é a relação entre a corrente de defeito e a corrente de partida definida acima. Para a definição do TD da equação acima admite-se que para um defeito 1F mínimo no setor de 220 kV a unidade deverá ter um tempo de atuação de 2s para dar tempo de haver coordenação com as demais proteções desse setor. Logo da equação acima temos :

A corrente de partida da unidade será a medição de 20 % da corrente Nominal do transformador no lado de 220 kV.

$$M = ((183 \times 3) \times 0.5) / 400 / 0.0787 = 8.71$$

Substituindo na equação obtemos TD = 1.14

AJUSTES
51O02 = 3IoTM

AJUSTES
51PO2 = 0.078 A

AJUSTES
51CO4 = C2

AJUSTES
51TD04 = 1.14

Lado de 66 kV :

4.2.23.5 → 50TP1P Phase Instantaneous Overcurrent Pickup Level 1

Este ajuste define a grandeza de operação do elemento de sobrecorrente de fase instantâneo de nível 1, que também pode ser utilizado como unidade de sobrecorrente de tempo definido.

50TP1P: OFF, 0,25 A a 100,00 A.

Como não há contribuição do setor de 66 kV para defeitos no 220 kV essa unidade deverá servir de retaguarda para um defeito 2F máximo na barra de 66 kV.

$$I_{cc}(3F) = 3275 \times 0.7 = 2292 \text{ A} / 600 = 3.82 \text{ A (Caso de curto CP – CASO066)}$$



AJUSTES
50TP1P = 3.82 A

Para essa unidade haverá um retardo de 10 ciclos para se obter coordenar com as demais proteções das linhas de 66 kV para um defeito logo na saída das mesmas.

AJUSTES
67TP1D = 10

4.2.23.5 → 50TQ1P Negative Sequence Instantaneous Overcurrent Pickup Level 1

Conforme o item anterior para essa condição vamos tomar um defeito 1F com R_f de 50 Ω sem o deflador.

50TQ1P: OFF, 0,25 A a 100,00 A.

$I_{cc}(1F)(I_{_2}) = 117 \text{ A} = 153 \text{ A} / 600 = 0.25 \text{ A}$ (Caso de curto CL – CASO068)

AJUSTES
50TQ1P = 0.25 A



Para essa unidade se usará uma temporização de 15 ciclos pelas mesmas razões do item anterior.

AJUSTES
67TQ1D = 15

4.2.23.6 – 50TG1P Zero Sequence Instantaneous Overcurrent Pickup Level 1

Aplica-se aqui os mesmos critérios usados para o elemento de sequencia Negativa.

Do estudo de curto – circuito temos para um defeito 1F na barra de 66 kV com contribuição do 220 kV : (Caso de Carga Leve CL – CASO067).

$$I_{cc(3I_0)} = 3020 \text{ A} / 600 = 5.03 \text{ A.}$$

AJUSTES
50TG1P = 5.03 A

A temporização para essa unidade será de 15 ciclos.

AJUSTES
67TG1D = 15



→ **51P03 Inverse Time Overcurrent Element 03 Pickup Value**

Este ajuste define a grandeza de operação do elemento 03 de sobrecorrente de tempo inverso. O pickup (51P03) é uma variável matemática, em vez de ajuste fixo. Porém, se a instalação onde o relé está instalado não exige pickup adaptativo, é possível usar o elemento de sobrecorrente temporizado convencional 51, entrando simplesmente com o ajuste numérico do pickup.

- **Pickup do Elemento 51P03**

Essa função será usada para a proteção de sobrecorrente de fase temporizada do terminal T (enrolamento secundário) do transformador, e deverá atender as seguintes condições:

- **Ser sensível para defeitos entre fases no lado de 66 kV.**

Não existe contribuição do setor de 66 kV para defeitos entre fases no setor de 220 kV.

- **Ser sensível para defeitos entre fases no lado de 66 kV.**



→ 51C03 Inverse Time Overcurrent Element 03 Curve Selection

Este ajuste define característica de da curva utilizada no elemento 03 de sobrecorrente de tempo inverso.

51C03: U1 a U5; C1 a C5.

Será adotada a curva com característica **Muito Inversa (C2)** padrão IEC, para a função de sobrecorrente de fase temporizada de tempo inverso. A seguir é apresentada a equação da curva escolhida.

$$T = TD \times \frac{13,5}{(M - 1,0)} = [seg]$$

Onde M é a relação entre a corrente de defeito e a corrente de partida definida acima. Para a definição do TD da equação acima admite-se que para um defeito entre fases mínimo no setor de 66 kV a unidade deverá ter um tempo de atuação de 0.85 s para dar tempo de haver coordenação com as demais proteções desse setor.

Logo da equação acima temos :

Para essa condição vamos adotar a partida da unidade como 1.45 vezes a corrente nominal do transformador no lado de 66 kV.

$$M = ((3275 \times 0.7) \times 0.5) / 600 / 1.26 = 1.51$$

Substituindo na equação obtemos $TD = 0.03$

AJUSTES
51PO3 = 1.26 A

AJUSTES
51CO3 = C2

AJUSTES
51TD03 = 0.03

→ **51C04 Inverse Time Overcurrent Element 04 Curve Selection**

Este ajuste define característica de da curva utilizada no elemento 04 de sobrecorrente de tempo inverso para defeitos à terra no setor de 66 kV.

51C03: U1 a U5; C1 a C5.

Será adotada a curva com característica **Muito Inversa (C2)** padrão IEC, para a função de sobrecorrente de fase temporizada de tempo inverso. A seguir é apresentada a equação da curva escolhida.

$$T = TD \times \frac{13,5}{(M - 1,0)} = [seg]$$



Onde M é a relação entre a corrente de defeito e a corrente de partida definida acima. Para a definição do TD da equação acima admite-se que para um defeito 1F mínimo no setor de 66 kV a unidade deverá ter um tempo de atuação de 1.5 s para dar tempo de haver coordenação com as demais proteções desse setor. Logo da equação acima temos :

A corrente de partida da unidade será a media de 20 % da corrente Nominal do transformador no lado de 66 kV.

$$M = ((3020 \text{ A}) \times 0.5) / 600 / 0.253 = 9.94$$

Substituindo na equação obtemos TD = 0.99

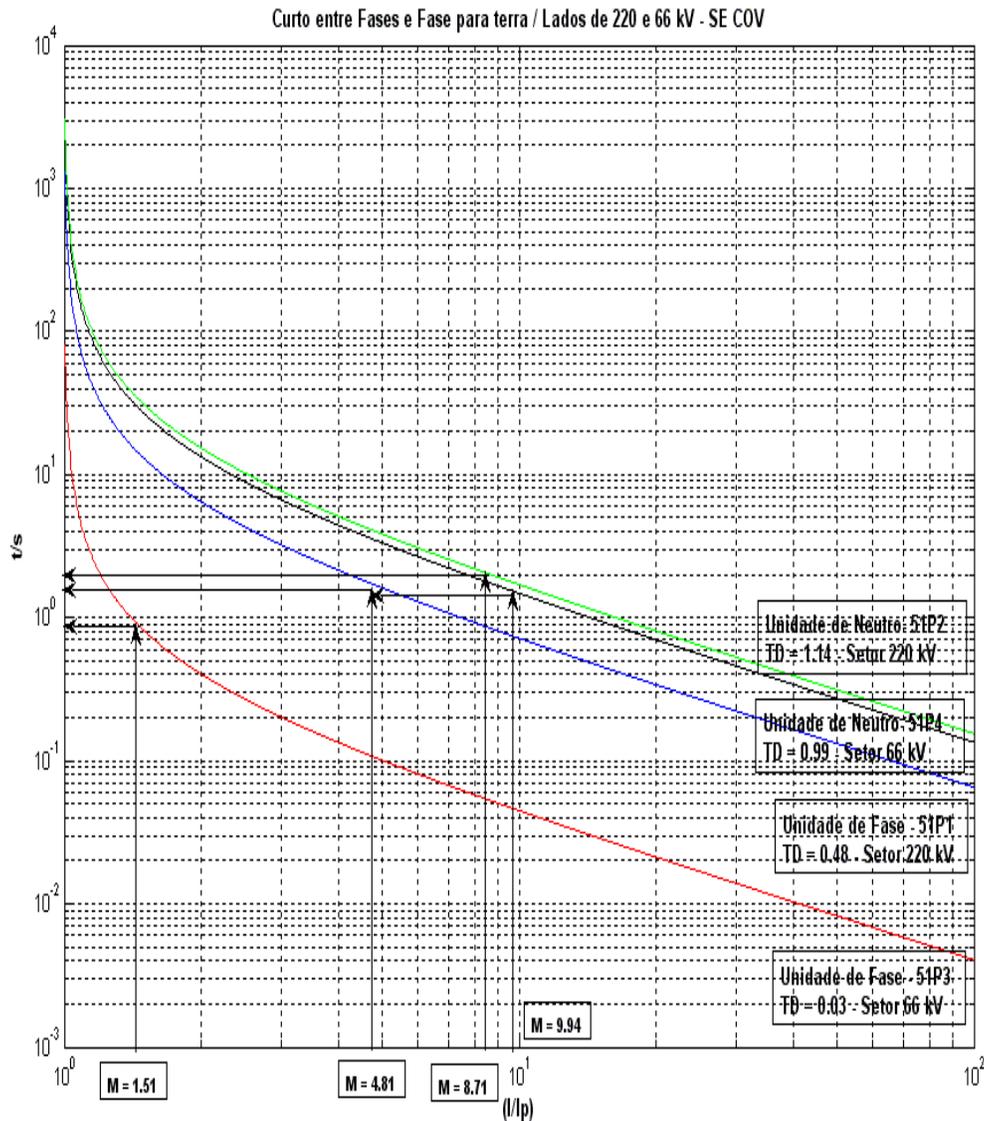
AJUSTES
51O04 = 3IoTM

AJUSTES
51PO4 = 0.253 A

AJUSTES
51CO4 = C2

AJUSTES
51TD04 = 0.99

Na figura a seguir é apresentado no MATLAB as curvas das unidades de corrente ANSI 51 tanto para o lado de 220 como de 66 kV do respectivo transformador.





●● **Testes de ajustes para a Proteção Diferencial proposta :**

→ Para o ajuste de I_{dmin} procura-se manter uma boa sensibilidade para defeitos entre fases de relativa impedância que pode ocorrer no transformador principalmente no lado estrela do mesmo.

Ajuste proposto para a função 087P = 0.7

Para esse ajuste vamos tomar como referência a máxima corrente de carga do transformador.

Corrente de Carga no Transformador :

$$I_c = \frac{60 \text{ MVA} \times 1000}{\sqrt{3} \times 220 \text{ kV}} = 157.45 \text{ A}$$

Como teste vamos admitir uma corrente de defeito 2F franco e 1F com 50 Ω na barra de 230 kV para a verificação da sensibilidade da corrente de partida dessas unidades.

Defeito na barra de saída de 220 kV de COV a UHE deslocada para a malha interna :



Defeito 2F:

Contribuição do sistema de 220 kV(Primário do Trafo)(CL – CASO062) → 1383 A
Contribuição do 66 kV – Não há contribuição desse sistema para um defeito no setor de 220 kV.

$I_{diff\ total(1)} = 1383\ A.$

$I_{restricao} = 1383\ A.$

$Slope\ 1 = 1383 / 1383 = 45\ \%$

$I_{diff\ total}\ (1383 / 400) \gg (0.157 \times 0.7)$

Defeito 1F com resistência de 50 Ω :

Contribuição do sistema de 220 kV(Primário do Trafo)

$I_{diff\ total(1)} = (3 \times 76) = 228\ A.$

$I_{restricao} = 228\ A.$

$Slope\ 2 = I_{diff} / I_{restricao} = 45\ \%$

$I_{diff\ total}\ (228 / 400) > (0.157 \times 0.7)$

Como teste de estabilidade da malha diferencial e do ajuste proposto acima vamos considerar um defeito 3F externo máximo na barra de 220 kV de maior potência de curto circuito e vamos supor uma perda de 70 % do valor da corrente devido a saturação AC.(CP – CASO061). As condições acima ficam mantidas pois não existe contribuição do sistema de 66 kV para defeitos no setor de 220 kV da SE COV, principalmente porque para essa condição o ajuste do slope 2 está em 75 % mantendo assim a estabilidade da malha para essas condições.



4.3 – PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES de 220 / 23 kV.

4.3.1 → ECTTERM Enable the Following Current Terminals

Este ajuste habilita as entradas analógicas de corrente (TCs) para os terminais (enrolamentos). O relé SEL-487E possui cinco conjuntos de entradas de corrente trifásica para a proteção diferencial, não sendo necessário utilizá-las todas e podendo configurar qualquer uma das entradas.

ECTTERM: OFF, S, T, U, W, X.

Nesse projeto será usado um transformador trifásico de 220/23 kV (41.66 MVA)

AJUSTES
ECTTERM = S,T

4.3.2 → EPTTERM Enable the Following Voltage Terminals

Este ajuste habilita as entradas analógicas de tensão (TPs), para os terminais que utilizarão os elementos de tensão.

AJUSTES
EPTTERM = V



4.3.3 → E87 Include the Following Terminals in the Differential Element

Este ajuste habilita os terminais (enrolamentos), que serão incluídos nos cálculos diferenciais. Depende do ajuste ECTTERM.

E87: OFF, S, T, U, W, X.

AJUSTES
E87 = S,T

4.3.4 → EREF Enable the Following Number of Restricted Earth Fault

Este ajuste habilita o número de elementos para a função de proteção de Falta à Terra Restrita (REF). O ajuste EREF = N desabilita todos os elementos de REF, menos o elemento de neutro.

EREF: N, 1 a 3.

AJUSTES
EREF = N

4.3.5 → E50 Enable Definite Time Overcurrent Elements for the Following Terminals

Este ajuste define se nos terminais selecionados no ECTTERM, será habilitado o elemento de sobrecorrente instantâneo/tempo definido. Depende do ajuste ECTTERM.

AJUSTES
E50 = S,T



4.3.6 → E51 Enable the Following Number of Inverse Time Overcurrent Elements

Este ajuste define o número de elementos de sobrecorrente de tempo inverso, que serão habilitados.

E51: N, 1 a 10.

Serão usados oito elementos de sobrecorrente: três para fase e neutro do terminal S e T.

AJUSTES
E51 = 8

4.3.7 → E46 Enable Current Unbalance Elements for the Following Terminals

Este ajuste define se nos terminais selecionados no ECTTERM, será habilitado o elemento de seqüência negativa. Depende do ajuste ECTTERM.

E46: OFF, S, T, U, W, X.

AJUSTES
E46 = =S,T

4.3.10 → CTRS Current Transformer Ratio For Terminal S

Este ajuste define a relação dos TCs do terminal S, nesse exemplo se refere ao enrolamento primário do transformador.

CTRS: 1 a 50000.

AJUSTES
CTRS = 400

4.3.11 → CTCONS Current Transformer Connection For Terminal S

Este ajuste determina o tipo de ligação dos TCs do terminal S, nesse exemplo se refere ao enrolamento primário do autotransformador.

CTCONS: Y, D.

AJUSTES
CTCONS = Y

4.3.12 → CTRS Current Transformer Ratio For Terminal T

Este ajuste define a relação dos TCs do terminal T, nesse exemplo se refere ao enrolamento secundário do transformador.

CTRS: 1 a 50000.

AJUSTES
CTRT = 240

4.3.13 → CTCONS Current Transformer Connection For Terminal T

Este ajuste determina o tipo de ligação dos TCs do terminal S, nesse exemplo se refere ao enrolamento secundário do transformador.

CTCONS: Y, D.

AJUSTES
CTCONT= Y

4.3.14 → MVA Enter Transformer Maximum MVA Rating

Este ajuste define qual a potência máxima do transformador a ser protegido.

MVA: OFF, 1 a 5000 MVA.

(Quando o ajuste é diferente de OFF, o relé calcula os valores de cada TAP automaticamente).

AJUSTES
MVA = 41.66

4.3.15 → VTERMS Terminal S Nominal Line-to-Line Voltage

Este ajuste define a tensão fase-fase do terminal S.

VTERMS: 1,00 a 1000,00 KV.

AJUSTES
VTERMS = 220



4.3.16 → VTERMS Terminal S Nominal Line-to-Line Voltage

Este ajuste define a tensão fase-fase do terminal T.

VTERMS: 1,00 a 1000,00 KV.

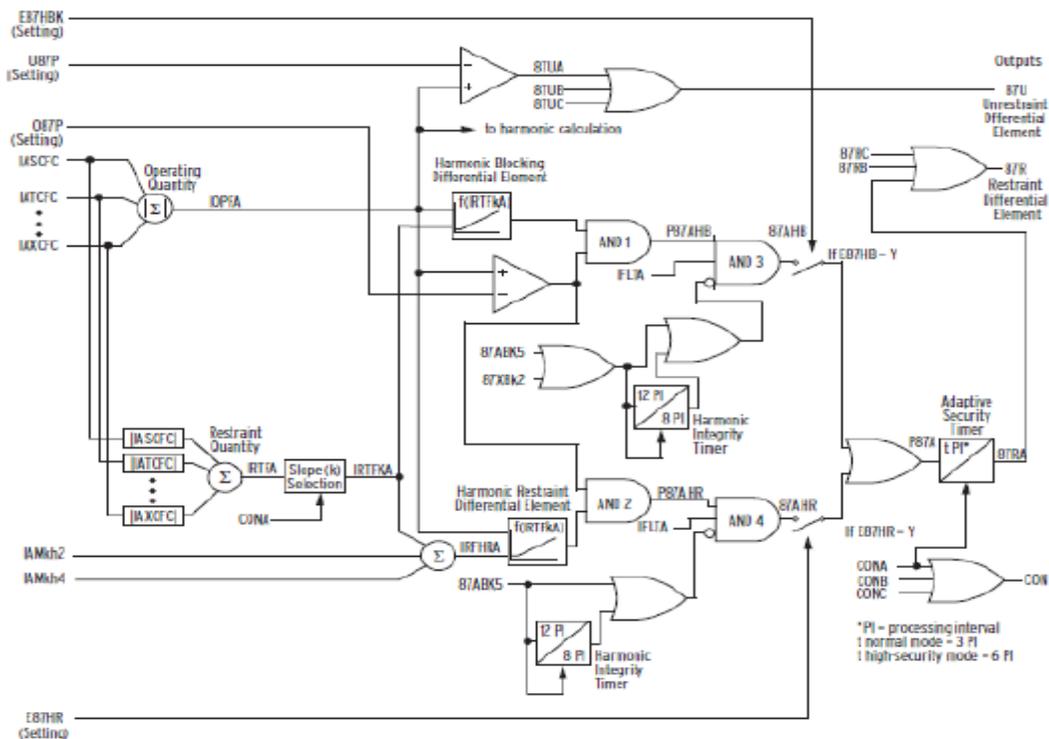
AJUSTES
VTERMT = 23

4.3.17 → O87P Differential Element Operating Current Pickup

Este ajuste define o pickup da corrente de operação em múltiplos do TAP. O ajuste da função **O87P** deve ser de tal forma que evite operações indesejadas causadas por erros em TCs ou corrente de excitação do transformador. O ajuste deve também gerar uma corrente operacional maior ou igual a $0,1 \times I_{nom}$, quando multiplicado pelo menor valor entre TAPS e TAPT.

O87P: 0,10 a 4,00 x TAP.

Na figura abaixo é apresentado o diagrama lógico básico da função em pauta.



Para se calcular o ajuste dessa função precisamos definir o TAP já calculado automaticamente pelo relé ao especificarmos a potência nominal do transformador.

- **TAP do Lado de 220 kV(S)**

Onde:

MVA = Potência máxima do transformador.

VTERMS = Tensão fase-fase do terminal S.

CTRS = Relação de TC do terminal S.

C = 1 se a ligação dos TCs for estrela (CTCONS = Y).

C = 3 se a ligação dos TCs for delta (CTCONS = D).

$$TAPS = \left(\frac{41.66 \times 1000}{220 \times 400 / 1 \times \sqrt{3}} \times 1 \right) = 0.273 \text{ A}$$

• **TAP do Lado de 23 kV(T)**

Onde:

MVA = Potência máxima do transformador.

VTERMS = Tensão fase-fase do terminal T.

CTRS = Relação de TC do terminal T.

C = 1 se a ligação dos TCs for estrela (CTCONT = Y).

C = 3 se a ligação dos TCs for delta (CTCONT = D).

$$TAPT = \left(\frac{41.66 \times 1000}{23 \times 240 / 1 \times \sqrt{3}} \times 1 \right) = 4.35 \text{ A}$$

Para o ajuste dessa função a seguinte equação abaixo dever ser respeitada :

$$0.87 P \geq \frac{0.1 \times Inom}{TAPk}$$

Onde :

TAPk = O menor TAP encontrado(Que é o do lado de alta tensão).



Dos valores encontrados temos :

$$O87P \geq \frac{0.1 \times 1}{0.273} = 0.366$$

Vamos escolher o valor de :

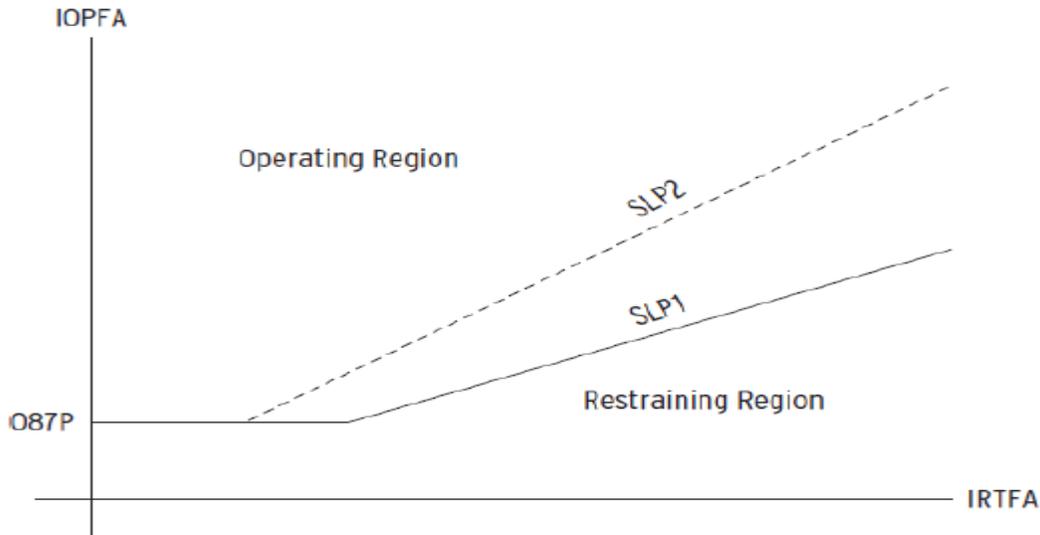
AJUSTES
O87P = 0.4

4.3.18 → SLP1 Slope 1 Setting

Este ajuste define o slope inicial da característica de restrição percentual.

SLP1: 5,00 a 100,00 %.

O Relé SEL-487E tem três elementos diferenciais. Esses elementos usam as grandezas de operação e restrição calculadas a partir das correntes de entrada dos enrolamentos. Os elementos diferenciais são ajustados com característica diferencial percentual com inclinação simples ou dupla. A *Figura abaixo* apresenta um exemplo de um ajuste com inclinação dupla. A inclinação 1 (“Slope 1”) considera as correntes diferenciais resultantes dos erros dos TCs e alterações de tap. A inclinação 2 (“Slope 2”) evita a operação indesejada do relé devido à saturação dos TCs quando de faltas externas de alta intensidade.



Exemplos de definição de slopes para transformadores:

Considerando os erros dos TCs em $\pm 10\%$ ($e = 0,1$). Considerando também que a variação da relação de tensão do transformador na mudança de TAP com carga, (LTC), está entre 90% e 110% ($a = 0,1$). Considerando a pior condição de operação, onde uma corrente diferencial aparece quando todas as correntes de entrada são medidas com erro positivo máximo nos TCs e todas as correntes de saída são medidas com erro negativo máximo nos TCs, sendo compensada pela variação máxima de LTC. Então, a corrente diferencial máxima esperada para essas condições é:

$$I_{dm\acute{a}x} = (1 + e) \times \sum_{"IN"} IW_n - \frac{(1 - e)}{1 + a} \times \sum_{"OUT"} IW_n$$

$$(1 + e) - \frac{(1 - e)}{(1 + a)} = \frac{(2 \times e) + a + (e \times a)}{(1 + a)} \times 100\%$$

$$(1 + 0,1) - \frac{(1 - 0,1)}{(1 + 0,1)} = \frac{(2 \times 0,1) + 0,1 + (0,1 \times 0,1)}{(1 + 0,1)} \times 100\% = 28,18\%$$

Além do erro calculado acima, deve-se considerar os erros adicionais, como o da corrente de excitação de transformador ($\pm 2\%$) e o erro de medição do relé ($\pm 5\%$). Assim, o erro total máximo vai para aproximadamente 35% (28,18 + 2 + 5). Então, um ajuste conservador seria mais ou menos 35% (SLP1 = 35).

AJUSTES
SLP1 = 35,0

4.3.19 → SLP2 Slope 2 Setting

Este ajuste define o segundo slope da característica de restrição percentual. A aplicação do slope 2 é eficaz principalmente na condição de falta externa e deve ser ajustado entre 50% e 75%, para evitar problemas com saturação dos TCs para altas correntes.

SLP2: 5,00 a 100,00 %.

AJUSTES
SLP2 = 75,0



4.3.20 → U87P Unrestrained Element Current Pickup

Este ajuste define o pickup da corrente do elemento instantâneo sem restrição. Esse elemento de corrente diferencial sem restrição, compara o valor da corrente diferencial de operação com um valor de ajuste, normalmente de 10 vezes o ajuste do TAP. Esse valor de pick-up somente é ultrapassado para faltas internas. O propósito desse elemento é reagir rapidamente para níveis muito pesados de corrente, que normalmente indicam uma falta interna. O ajuste do pickup (U87P) é mais ou menos 8 vezes o TAP. O elemento de corrente diferencial sem restrição só responde para a componente fundamental de frequência da corrente de operação diferencial. Não é afetado pelos ajustes SLP1, SLP2, PCT2, PCT4, PCT5, então não existe nenhum bloqueio/restrrição de harmônico para este elemento durante condições de inrush. Deste modo, deve-se fixar o pickup do elemento, alto suficiente que não responda para grandes correntes de inrush.

U87P: 1,00 a 20,00 x TAP.

Para esse ajuste vamos definir como limite o valor de corrente para um defeito franco 3F na barra de 23 kV (Caso de curto CP – CASO069).

$I_{cc}(3F) = 745 \text{ A.}$

Como esse valor em relação ao maior TAP é muito alto vamos adotar o valor de 18 x TAP como uma corrente de defeito sem restrição.



AJUSTES
U87P = 18

4.3.21 → E87HR Enable Harmonic Restraint of Differential Element

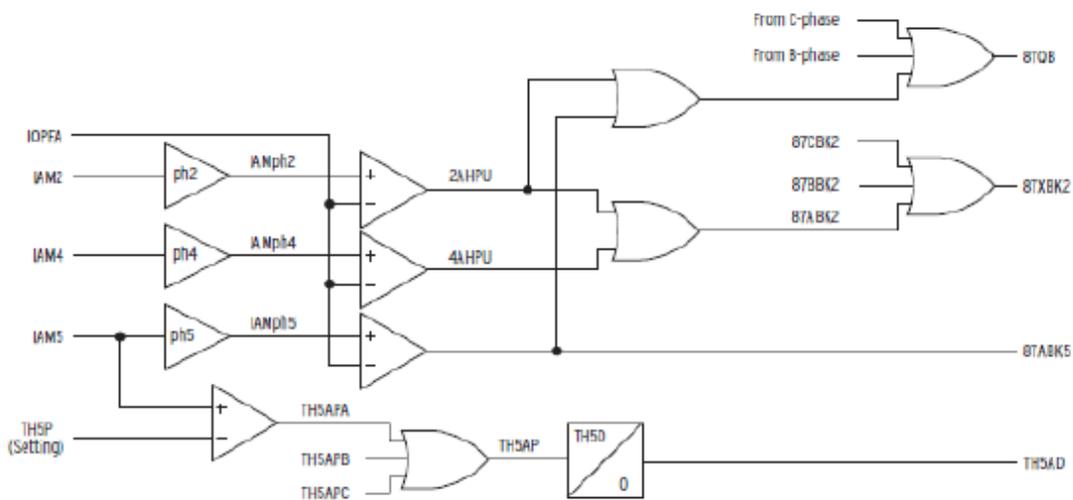
Este ajuste define se a restrição por harmônica será habilitada, durante condições de inrush.

E87HR: Y, N.

AJUSTES
E87HR = Y

O Relé SEL-487E propiciam segurança nas situações que possam causar operações incorretas do relé em função de ocorrências no sistema e no transformador. O elemento de quinta harmônica é usado para evitar a operação indevida do relé durante condições admissíveis de sobreexcitação. Os elementos de harmônicas pares (segunda e quarta harmônicas) proporcionam segurança quando da ocorrência de correntes de inrush durante a energização do transformador, sendo complementados pelo elemento dc, o qual mede a assimetria da corrente de energização. O elemento das harmônicas pares permite a escolha entre o bloqueio por harmônicas e a restrição por harmônicas. No modo bloqueio, o usuário seleciona o bloqueio tendo como base uma fase individual ou considerando uma base comum, de acordo com a aplicação e filosofia. Os valores limites da segunda, quarta e quinta harmônicas são ajustados

independentemente, assim como as funções de restrição por harmônica e bloqueio por componente dc, que também são habilitadas independentemente. Uma função adicional de alarme para a corrente de quinta harmônica utiliza um valor limite separado e um temporizador ajustável para alarme de sobreexcitação. Isso pode ser útil para aplicações de transformadores em, ou perto de, estações de geração. Para maiores informações ver Artigo Técnico TP6100 (Performance Analysis of Traditional and Improved Transformer Differential Protective Relays) no site www.selinc.com.br



where:

- ph2 = the second harmonic setting $100/PCT2$
- ph4 = the fourth harmonic setting $100/PCT4$
- ph5 = the fifth harmonic setting $100/PCT5$

4.3.22 → Ajustes para Bloqueio e Restrição por Harmônicas :

Para essas funções o fabricante define uma série de ajustes baseados nas porcentagens das harmônicas pares e ímpares para se evitar a operação indevida da proteção para as condições de energização e outras condições operativas. Esses ajustes estão apresentados abaixo :

→ E87HB Enable Harmonic Blocking of Differential Element

AJUSTES
E87HB = Y

→ E87HR Enable Harmonic Restraint of Differential Element

AJUSTES
E87HR = Y

→ PCT2 Second-Harmonic Percentage

AJUSTES
PCT2 = 15

→ PCT4 Fourth-Harmonic Percentage

AJUSTES
PCT4 = 15

→ PCT5 Fifth-Harmonic Percentage

AJUSTES
PCT5 = 35



4.3.23 – Proteções de Sobrecorrente :

Lado de 220 kV :

4.3.23.1 → 50SP1P Phase Instantaneous Overcurrent Pickup Level 1

Este ajuste define a grandeza de operação do elemento de sobrecorrente de fase instantâneo de nível 1, que também pode ser utilizado como unidade de sobrecorrente de tempo definido.

50SP1P: OFF, 0,25 A a 100,00 A.

Essa função será usada para a proteção de sobrecorrente de fase instantânea do terminal S (enrolamento primário de 220 kV) do transformador, e não deverá atuar para defeitos entre fases ou monofásicos no terminal T (lado de 23 KV). Esse elemento não deverá atuar também, para defeitos entre fases ou monofásicos nas linhas do lado de 220 kV. Para esse ajuste toma-se a maior corrente de defeito 2F no lado de 23 kV com um fator positivo de 20 % para garantir que a unidade não enxergue esse terminal.

$$I_{cc}(2F) = 602 \text{ A} \times 1.2 = 723 \text{ A} / 400 = 1.805 \text{ (Caso de curto CP – CASO070)}$$

AJUSTES
50SP1P = 1.805 A

Para essa unidade não haverá retardo.

AJUSTES
67SP1D = 0

4.3.23.2 → 50SQ1P Negative Sequence Instantaneous Overcurrent Pickup Level 1

Este ajuste define a grandeza de operação do elemento de sobrecorrente de seqüência negativa instantâneo de nível 1, que também pode ser utilizado como unidade de sobrecorrente de tempo definido. Vamos usar essa função como retaguarda da função 87 para defeitos 1F com alta impedância no transformador. Para essa condição vamos tomar um defeito 1F com R_f de 50 Ω mais um deflador positivo de 30 % para garantir que a unidade não sobrealcance a barra de 23 kV.

50SQ1P: OFF, 0,25 A a 100,00 A.

$I_{cc}(1F)(I_2) = 75 \text{ A} \times 1.3 = 225 \text{ A} / 400 = 0.56 \text{ A}$ (Caso de curto CL – CASO070)

AJUSTES
50SQ1P = 0.56 A

Para essa unidade se usará uma temporização de 10 ciclos.

AJUSTES
67SQ1D = 10



4.3.23.3 - 50SG1P Zero Sequence Instantaneous Overcurrent Pickup Level 1

Aplica-se aqui os mesmos critérios usados para o elemento de Sequencia Negativa. Essa unidade não deverá atuar para defeitos 1F na barra de 23 kV e também para nenhum defeito nas linhas de 220 kV.

Do estudo de curto – circuito temos para um defeito 1F na barra de 23 kV com contribuição do 220 kV : (Caso de Carga Leve CL – CASO067).

$$I_{cc(3I_0)} = (183 \times 3) \times 1.3 = 708 \text{ A} / 400 = 1.78 \text{ A}$$

Do estudo de curto – circuito temos para um defeito 1F na barra de 220 kV com contribuição do 23 kV : (Caso de Carga Leve CL – CASO063).

$$I_{cc(3I_0)} = (74 \times 3) \times 1.3 = 289 \text{ A} / 400 = 0.72 \text{ A}$$

AJUSTES
50SG1P = 0.72 A

A temporização para essa unidade será nula.

AJUSTES
67SG1D = 0

4.3.23.4 → 51P01 Inverse Time Overcurrent Element 01 Pickup Value

Este ajuste define a grandeza de operação do elemento 01 de sobrecorrente de tempo inverso. O pickup (51P01) é uma variável matemática, em vez de ajuste fixo. Porém, se a instalação onde o relé está instalado não exige pickup adaptativo, é possível usar o elemento de sobrecorrente temporizado convencional 51, entrando simplesmente com o ajuste numérico do pickup.

- **Pickup do Elemento 51P01**

Essa função será usada para a proteção de sobrecorrente de fase temporizada do terminal S (enrolamento primário) do autotransformador, e deverá atender as seguintes condições:

- **Ser sensível para defeitos entre fases no lado de 220 kV.**

Não existe contribuição do setor de 23 kV para defeitos entre fases no setor de 220 kV.

- **Ser sensível para defeitos entre fases no lado de 23 kV.**

$$51P01 \leq 0,85 \times \frac{I\phi\phi_{MÍN}}{CTRS} \quad [A]sec$$

Do estudo de curto – circuito temos no caso de carga leve para defeitos 2F na barra de 23 kV da SE COV medido no lado de 220 kV:

$$51P01 \leq 0.85 \times \frac{602 \text{ A}}{400} = 1.27 \text{ A}$$

- **Liberar 140% da potência do transformador.**

$$51P01 = \frac{KVA \times 1,4}{CTRS \times KV \times \sqrt{3}}$$

$$51P01 = \left(\frac{41.66 \times 1000 \times 1.4}{220 \times 400 \times \sqrt{3}} \right) = 0.382 \text{ A}$$

Adota-se para a partida da unidade o menor valor.

→ **51C01 Inverse Time Overcurrent Element 01 Curve Selection**

Este ajuste define característica de da curva utilizada no elemento 01 de sobrecorrente de tempo inverso.

51C01: U1 a U5; C1 a C5.



Será adotada a curva com característica **Muito Inversa (C2)** padrão IEC, para a função de sobrecorrente de fase temporizada de tempo inverso. A seguir é apresentada a equação da curva escolhida.

$$T = TD \times \frac{13,5}{(M - 1,0)} = [seg]$$

Onde M é a relação entre a corrente de defeito e a corrente de partida definida acima. Para a definição do TD da equação acima admite-se que para um defeito entre fases mínimo no setor de 23 kV a unidade deverá ter um tempo de atuação de 1.3 s para dar tempo de haver coordenação com as demais proteções desse setor. Logo da equação acima temos :

$$M = ((683 \times 0.85) / 400) / 0.382 = 3.79$$

Substituindo na equação obtemos TD = 0.26

AJUSTES
51PO1 = 0.765 A

AJUSTES
51CO1 = C2

AJUSTES
51TD01 = 0.26



→ 51C02 Inverse Time Overcurrent Element 02 Curve Selection

Este ajuste define característica de da curva utilizada no elemento 02 de sobrecorrente de tempo inverso para defeitos à terra no setor de 220 kV.

51C02: U1 a U5; C1 a C5.

Será adotada a curva com característica **Muito Inversa (C2)** padrão IEC, para a função de sobrecorrente de fase temporizada de tempo inverso. A seguir é apresentada a equação da curva escolhida.

$$T = TD \times \frac{13,5}{(M - 1,0)} = [seg]$$

Onde M é a relação entre a corrente de defeito e a corrente de partida definida acima. Para a definição do TD da equação acima admite-se que para um defeito 1F mínimo no setor de 220 kV a unidade deverá ter um tempo de atuação de 2s para dar tempo de haver coordenação com as demais proteções desse setor. Logo da equação acima temos :

A corrente de partida da unidade será a medição de 20 % da corrente Nominal do transformador no lado de 220 kV.

$$M = ((107 \times 3) \times 0.5) / 400 / 0.0764 = 5.25$$



Substituindo na equação obtemos $TD = 0.62$

AJUSTES
51O02 = 3IoTM

AJUSTES
51PO2 = 0.06 A

AJUSTES
51CO4 = C2

AJUSTES
51TD04 = 0.62



Lado de 23 kV :

4.3.23.5 → 50TP1P Phase Instantaneous Overcurrent Pickup Level 1

Este ajuste define a grandeza de operação do elemento de sobrecorrente de fase instantâneo de nível 1, que também pode ser utilizado como unidade de sobrecorrente de tempo definido.

50TP1P: OFF, 0,25 A a 100,00 A.

Como não há contribuição do setor de 23 kV para defeitos no 220 kV essa unidade deverá servir de retaguarda para um defeito 2F máximo na barra de 23 kV.

$I_{cc}(2F) = 602 \text{ A} = 602 \text{ A} / 240 = 2.5$ (Caso de curto CP – CASO070)

AJUSTES
50TP1P = 2.5 A

Para essa unidade haverá um retardo de 10 ciclos para se obter coordenar com as demais proteções das linhas de 23 kV para um defeito logo na saída das mesmas.

AJUSTES
67TP1D = 10



4.3.23.5 → 50TQ1P Negative Sequence Instantaneous Overcurrent Pickup Level 1

Conforme o item anterior para essa condição vamos tomar um defeito 1F com R_f de 50 Ω sem o deflator na barra de 23 kV.

50TQ1P: OFF, 0,25 A a 100,00 A.

$I_{cc}(1F)(I_{_2}) = 75 \text{ A} = 75 \text{ A} / 240 = 0.31 \text{ A}$ (Caso de curto CL – CASO072)

AJUSTES
50TQ1P = 0.31 A

Para essa unidade se usará uma temporização de 15 ciclos pelas mesmas razões do item anterior.

AJUSTES
67TQ1D = 15

4.3.23.6 – 50TG1P Zero Sequence Instantaneous Overcurrent Pickup Level 1

Aplica-se aqui os mesmos critérios usados para o elemento de sequencia Negativa.



Do estudo de curto – circuito temos para um defeito 1F na barra de 23 kV com contribuição do 220 kV : (Caso de Carga Leve CL – CASO071).

$$I_{cc(3Io)} = 107 \times 3 = 549 \text{ A} / 240 = 1.33 \text{ A.}$$

AJUSTES
50TG1P = 1.33 A

A temporização para essa unidade será de 20 ciclos.

AJUSTES
67TG1D = 20

→ **51P03 Inverse Time Overcurrent Element 03 Pickup Value**

Este ajuste define a grandeza de operação do elemento 03 de sobrecorrente de tempo inverso. O pickup (51P03) é uma variável matemática, em vez de ajuste fixo. Porém, se a instalação onde o relé está instalado não exige pickup adaptativo, é possível usar o elemento de sobrecorrente temporizado convencional 51, entrando simplesmente com o ajuste numérico do pickup.

- **Pickup do Elemento 51P03**

Essa função será usada para a proteção de sobrecorrente de fase temporizada do terminal T (enrolamento secundário) do transformador, e deverá atender as seguintes condições:



- Ser sensível para defeitos entre fases no lado de 23 kV.

Não existe contribuição do setor de 23 kV para defeitos entre fases no setor de 220 kV.

- Ser sensível para defeitos entre fases no lado de 23 kV.

→ **51C03 Inverse Time Overcurrent Element 03 Curve Selection**

Este ajuste define característica de da curva utilizada no elemento 03 de sobrecorrente de tempo inverso.

51C03: U1 a U5; C1 a C5.

Será adotada a curva com característica **Muito Inversa (C2)** padrão IEC, para a função de sobrecorrente de fase temporizada de tempo inverso. A seguir é apresentada a equação da curva escolhida.

$$T = TD \times \frac{13,5}{(M - 1,0)} = [seg]$$



Onde M é a relação entre a corrente de defeito e a corrente de partida definida acima. Para a definição do TD da equação acima admite-se que para um defeito entre fases máximo no setor de 23 kV(CP – Caso070 para um defeito 2F) a unidade deverá ter um tempo de atuação de 0.85 s para dar tempo de haver coordenação com as demais proteções desse setor.

Logo da equação acima temos :

Para essa condição vamos adotar a partida da unidade como 1.4 vezes a corrente nominal do transformador no lado de 23 kV.

$$M = ((6890 \times 0.5)/240) / 6.31 = 2.27$$

Substituindo na equação obtemos TD = 0.14

AJUSTES
51PO3 = 6.31 A

AJUSTES
51CO3 = C2

AJUSTES
51TD03 = 0.14



→ 51C04 Inverse Time Overcurrent Element 04 Curve Selection

Este ajuste define característica de da curva utilizada no elemento 04 de sobrecorrente de tempo inverso para defeitos à terra no setor de 23 kV.

51C04: U1 a U5; C1 a C5.

Será adotada a curva com característica **Muito Inversa (C2)** padrão IEC, para a função de sobrecorrente de fase temporizada de tempo inverso. A seguir é apresentada a equação da curva escolhida.

$$T = TD \times \frac{13,5}{(M - 1,0)} = [seg]$$

Onde M é a relação entre a corrente de defeito e a corrente de partida definida acima. Para a definição do TD da equação acima admite-se que para um defeito 1F mínimo no setor de 23 kV a unidade deverá ter um tempo de atuação de 2 s para dar tempo de haver coordenação com as demais proteções desse setor. Logo da equação acima temos :

A corrente de partida da unidade será a mediação de 20 % da corrente Nominal do transformador no lado de 23 kV.

$$M = (((9205)) \times 0.5) / 240 / 1.26 = 15.21$$

Substituindo na equação obtemos TD = 2.1



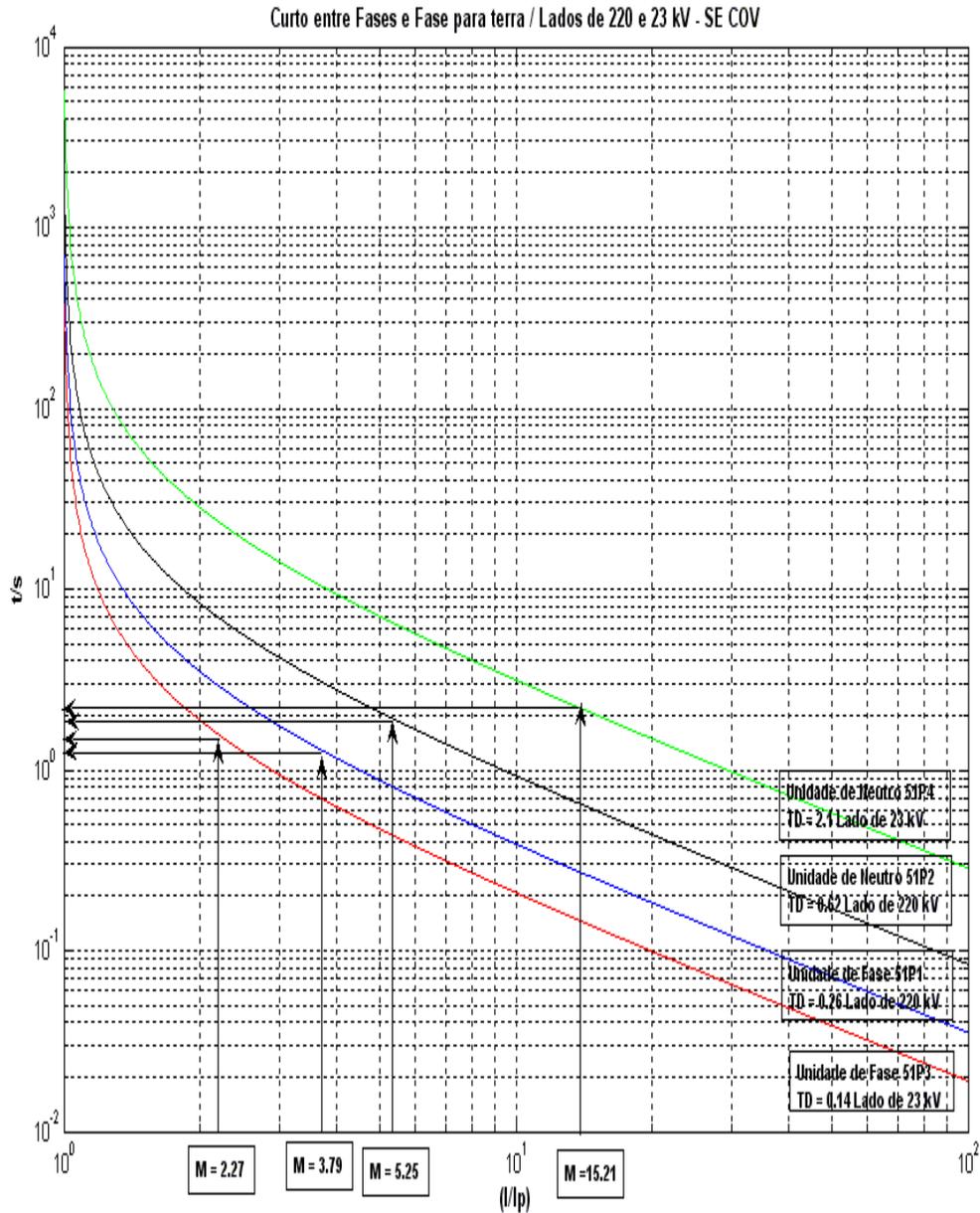
AJUSTES
51O04 = 3IoTM

AJUSTES
51PO4 = 1.26 A

AJUSTES
51CO4 = C2

AJUSTES
51TD04 = 2.1

Na figura a seguir é apresentado no MATLAB as curvas das unidades de corrente ANSI 51 tanto para o lado de 220 como de 23 kV do respectivo transformador.





●● **Testes de ajustes para a Proteção Diferencial proposta :**

→ Para o ajuste de Idmin procura-se manter uma boa sensibilidade para defeitos entre fases de relativa impedância que pode ocorrer no transformador principalmente no lado estrela do mesmo.

Ajuste proposto para a função 087P =0.3

Para esse ajuste vamos tomar como referência a máxima corrente de carga do transformador.

Corrente de Carga no Transformador :

$$I_c = \frac{41.66 \text{ MVA} \times 1000}{\sqrt{3} \times 220 \text{ kV}} = 31.49 \text{ A}$$

Como teste vamos admitir uma corrente de defeito 2F franco e 1F com 50 Ω na barra de 230 kV para a verificação da sensibilidade da corrente de partida dessas unidades.

Defeito na barra de saída de 220 kV de COV a UHE deslocada para a malha interna :



Defeito 2F:

Contribuição do sistema de 220 kV(Primário do Trafo)(CL – CASO062) → 1383 A
Contribuição do 23 kV – Não há contribuição desse sistema para um defeito no setor de 220 kV.

$I_{diff\ total(1)} = 1383\ A.$

$I_{restricao} = 1383\ A.$

$Slope\ 1 = 1383 / 1383 = 45\ \%$

$I_{diff\ total}\ (1383 / 400) \gg (0.157 \times 0.7)$

Defeito 1F com resistência de 50 Ω:

Contribuição do sistema de 220 kV(Primário do Trafo)

$I_{diff\ total(1)} = (3 \times 76) = 228\ A.$

$I_{restricao} = 228\ A.$

$Slope\ 2 = I_{diff} / I_{restricao} = 45\ \%$

$I_{diff\ total}\ (228 / 400) > (0.157 \times 0.7)$

Como teste de estabilidade da malha diferencial e do ajuste proposto acima vamos considerar um defeito 3F externo máximo na barra de 220 kV de maior potência de curto circuito e vamos supor uma perda de 70 % do valor da corrente devido a saturação AC.(CP – CASO061). As condições acima ficam mantidas pois não existe contribuição do sistema de 23 kV para defeitos no setor de 220 kV da SE COV, principalmente porque para essa condição o ajuste do slope 2 está em 75 % mantendo assim a estabilidade da malha para essas condições.



4.4 – PROTEÇÃO DO REATOR DE 220 kV.

4.4.1 → ECTTERM Enable the Following Current Terminals

Este ajuste habilita as entradas analógicas de corrente (TCs) para os terminais (enrolamentos). O relé SEL-487E possui cinco conjuntos de entradas de corrente trifásica para a proteção diferencial, não sendo necessário utilizá-las todas e podendo configurar qualquer uma das entradas.

ECTTERM: OFF, S, T, U, W, X.

Nesse projeto será usado um reator trifásico de 220 kV(20 MVAR)

AJUSTES
ECTTERM = S,T

4.4.2 → EPTTERM Enable the Following Voltage Terminals

Este ajuste habilita as entradas analógicas de tensão (TPs), para os terminais que utilizarão os elementos de tensão.

AJUSTES
EPTTERM = N



4.4.3 → E87 Include the Following Terminals in the Differential Element

Este ajuste habilita os terminais (enrolamentos), que serão incluídos nos cálculos diferenciais. Depende do ajuste ECTTERM.

E87: OFF, S, T, U, W, X.

AJUSTES
E87 = S,T

4.4.4 → EREF Enable the Following Number of Restricted Earth Fault

Este ajuste habilita o número de elementos para a função de proteção de Falta à Terra Restrita (REF). O ajuste EREF = N desabilita todos os elementos de REF, menos o elemento de neutro.

EREF: N, 1 a 3.

AJUSTES
EREF = N

4.4.5 → E50 Enable Definite Time Overcurrent Elements for the Following Terminals

Este ajuste define se nos terminais selecionados no ECTTERM, será habilitado o elemento de sobrecorrente instantâneo/tempo definido. Depende do ajuste ECTTERM.

AJUSTES
E50 = S,T

4.4.6 → E51 Enable the Following Number of Inverse Time Overcurrent Elements

Este ajuste define o número de elementos de sobrecorrente de tempo inverso, que serão habilitados.

E51: N, 1 a 10.

Serão usados quatro elementos de sobrecorrente: três para fase e neutro do terminal S e T.

AJUSTES
E51 = 4

4.4.7 → E46 Enable Current Unbalance Elements for the Following Terminals

Este ajuste define se nos terminais selecionados no ECTTERM, será habilitado o elemento de seqüência negativa. Depende do ajuste ECTTERM.

E46: OFF, S, T, U, W, X.

AJUSTES
E46 = =S,T

4.4.10 → CTRS Current Transformer Ratio For Terminal S

Este ajuste define a relação dos TCs do terminal S, nesse exemplo se refere ao enrolamento primário do reator.

CTRS: 1 a 50000.



AJUSTES
CTRS = 400

4.4.11 → CTCONS Current Transformer Connection For Terminal S

Este ajuste determina o tipo de ligação dos TCs do terminal S, nesse exemplo se refere ao enrolamento primário do reator.

CTCONS: Y, D.

AJUSTES
CTCONS = Y

4.4.12 → CTRS Current Transformer Ratio For Terminal T

Este ajuste define a relação dos TCs do terminal T, nesse exemplo se refere ao enrolamento secundário do Reator.

CTRS: 1 a 50000.

AJUSTES
CTRT = 400

4.4.13 → CTCONS Current Transformer Connection For Terminal T

Este ajuste determina o tipo de ligação dos TCs do terminal T, nesse exemplo se refere ao enrolamento secundário do reator.

CTCONS: Y, D.



AJUSTES
CTCONT= Y

4.4.14 → MVA Enter Transformer Maximum MVA Rating

Este ajuste define qual a potência máxima do reator a ser protegido.

MVA: OFF, 1 a 5000 MVA.

(Quando o ajuste é diferente de OFF, o relé calcula os valores de cada TAP automaticamente).

AJUSTES
MVA = 20

4.4.15 → VTERMS Terminal S Nominal Line-to-Line Voltage

Este ajuste define a tensão fase-fase do terminal S.

VTERMS: 1,00 a 1000,00 KV.

AJUSTES
VTERMS = 220

4.3.16 → VTERMS Terminal S Nominal Line-to-Line Voltage

Este ajuste define a tensão fase-fase do terminal T.

VTERMS: 1,00 a 1000,00 KV.

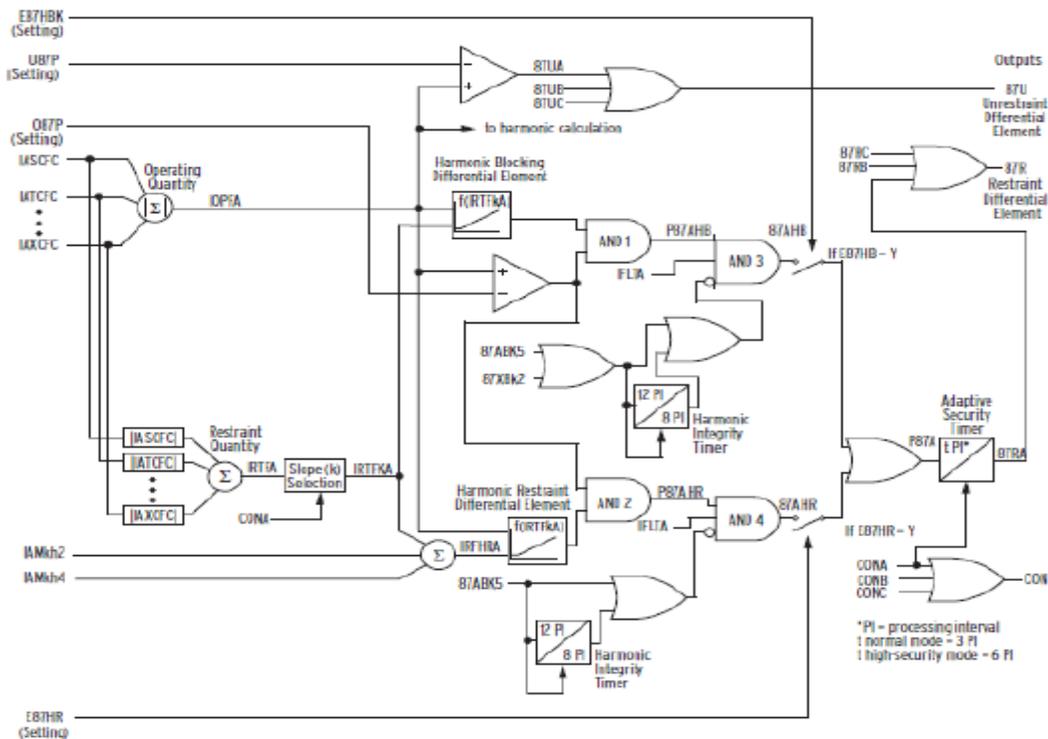
AJUSTES
VTERMT = 220

4.3.17 → O87P Differential Element Operating Current Pickup

Este ajuste define o pickup da corrente de operação em múltiplos do TAP. O ajuste da função **O87P** deve ser de tal forma que evite operações indesejadas causadas por erros em TCs ou corrente de excitação do reator. O ajuste deve também gerar uma corrente operacional maior ou igual a $0,1 \times I_{nom}$, quando multiplicado pelo menor valor entre TAPS e TAPT.

O87P: 0,10 a 4,00 x TAP.

Na figura abaixo é apresentado o diagrama lógico básico da função em pauta.





Para se calcular o ajuste dessa função precisamos definir o TAP já calculado automaticamente pelo relé ao especificarmos a potência nominal do transformador.

• **TAP do Lado de 220 kV(S)**

Onde:

MVA = Potência máxima do reator.

VTERMS = Tensão fase-fase do terminal S.

CTRS = Relação de TC do terminal S.

C = 1 se a ligação dos TCs for estrela (CTCONS = Y).

C = 3 se a ligação dos TCs for delta (CTCONS = D).

$$TAPS = \left(\frac{20 \times 1000}{220 \times 400 / 1 \times \sqrt{3}} \times 1 \right) = 0.131 \text{ A}$$

Para o ajuste dessa função a seguinte equação abaixo dever ser respeitada :

$$0.87 P \geq \frac{0.1 \times Inom}{TAPk}$$

Onde :

TAPk = O menor TAP encontrado(Que é o do lado de alta tensão).



Dos valores encontrados temos :

$$O87P \geq \frac{0.1 \times 1}{0.131} = 0.763$$

Vamos escolher o valor de :

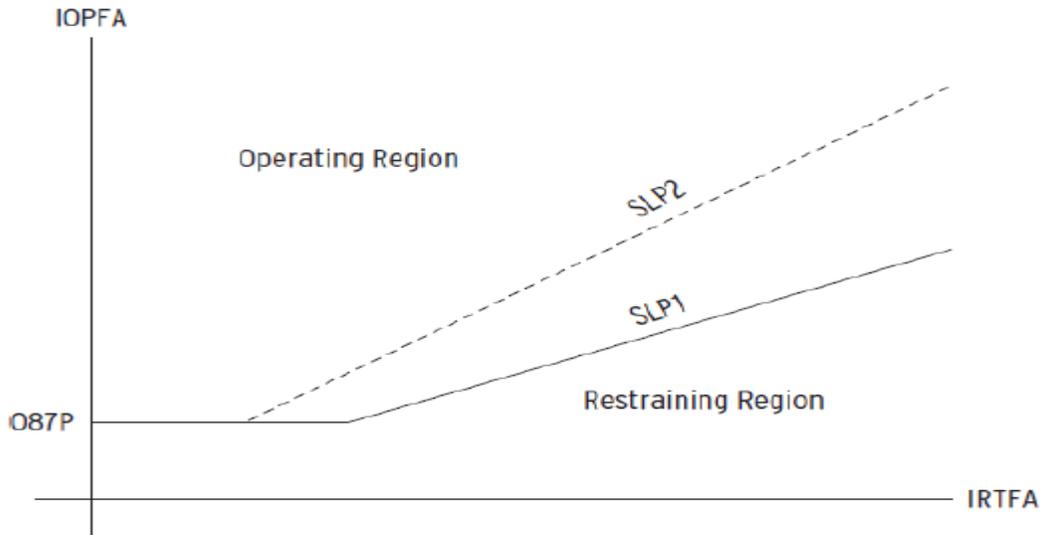
AJUSTES
O87P = 0.8

4.3.18 → SLP1 Slope 1 Setting

Este ajuste define o slope inicial da característica de restrição percentual.

SLP1: 5,00 a 100,00 %.

O Relé SEL-487E tem três elementos diferenciais. Esses elementos usam as grandezas de operação e restrição calculadas a partir das correntes de entrada dos enrolamentos. Os elementos diferenciais são ajustados com característica diferencial percentual com inclinação simples ou dupla. A *Figura abaixo* apresenta um exemplo de um ajuste com inclinação dupla. A inclinação 1 (“Slope 1”) considera as correntes diferenciais resultantes dos erros dos TCs e alterações de tap. A inclinação 2 (“Slope 2”) evita a operação indesejada do relé devido à saturação dos TCs quando de faltas externas de alta intensidade.



Exemplos de definição de slopes para transformadores:

Considerando os erros dos TCs em $\pm 10\%$ ($e = 0,1$). Considerando também que a variação da relação de tensão do transformador na mudança de TAP com carga, (LTC), está entre 90% e 110% ($a = 0,1$). Considerando a pior condição de operação, onde uma corrente diferencial aparece quando todas as correntes de entrada são medidas com erro positivo máximo nos TCs e todas as correntes de saída são medidas com erro negativo máximo nos TCs, sendo compensada pela variação máxima de LTC. Então, a corrente diferencial máxima esperada para essas condições é:

$$I_{d\text{máx}} = (1 + e) \times \sum_{\text{"IN"}} IW_n - \frac{(1 - e)}{1 + a} \times \sum_{\text{"OUT"}} IW_n$$

$$(1 + e) - \frac{(1 - e)}{(1 + a)} = \frac{(2 \times e) + a + (e \times a)}{(1 + a)} \times 100\%$$

$$(1 + 0,1) - \frac{(1 - 0,1)}{(1 + 0,1)} = \frac{(2 \times 0,1) + 0,1 + (0,1 \times 0,1)}{(1 + 0,1)} \times 100\% = 28,18\%$$

Além do erro calculado acima, deve-se considerar os erros adicionais, como o da corrente de excitação de transformador ($\pm 2\%$) e o erro de medição do relé ($\pm 5\%$). Assim, o erro total máximo vai para aproximadamente 35% (28,18 + 2 + 5). Então, um ajuste conservador seria mais ou menos 35% (SLP1 = 35).

AJUSTES
SLP1 = 35,0

4.3.19 → SLP2 Slope 2 Setting

Este ajuste define o segundo slope da característica de restrição percentual. A aplicação do slope 2 é eficaz principalmente na condição de falta externa e deve ser ajustado entre 50% e 75%, para evitar problemas com saturação dos TCs para altas correntes.

SLP2: 5,00 a 100,00 %.

AJUSTES
SLP2 = 75,0



4.3.20 → U87P Unrestrained Element Current Pickup

Este ajuste define o pickup da corrente do elemento instantâneo sem restrição. Esse elemento de corrente diferencial sem restrição, compara o valor da corrente diferencial de operação com um valor de ajuste, normalmente de 10 vezes o ajuste do TAP. Esse valor de pick-up somente é ultrapassado para faltas internas. O propósito desse elemento é reagir rapidamente para níveis muito pesados de corrente, que normalmente indicam uma falta interna. O ajuste do pickup (U87P) é mais ou menos 8 vezes o TAP. O elemento de corrente diferencial sem restrição só responde para a componente fundamental de frequência da corrente de operação diferencial. Não é afetado pelos ajustes SLP1, SLP2, PCT2, PCT4, PCT5, então não existe nenhum bloqueio/restrrição de harmônico para este elemento durante condições de inrush. Deste modo, deve-se fixar o pickup do elemento, alto suficiente que não responda para grandes correntes de inrush.

U87P: 1,00 a 20,00 x TAP.

Para esse ajuste vamos definir como limite o valor de corrente para um defeito franco 3F na barra de 220 kV.

$I_{cc}(3F) = 7800 \text{ A.}$

Como esse valor em relação ao maior TAP é muito alto vamos adotar o valor de 18 x TAP como uma corrente de defeito sem restrição.



AJUSTES
U87P = 18

4.3.21 → E87HR Enable Harmonic Restraint of Differential Element

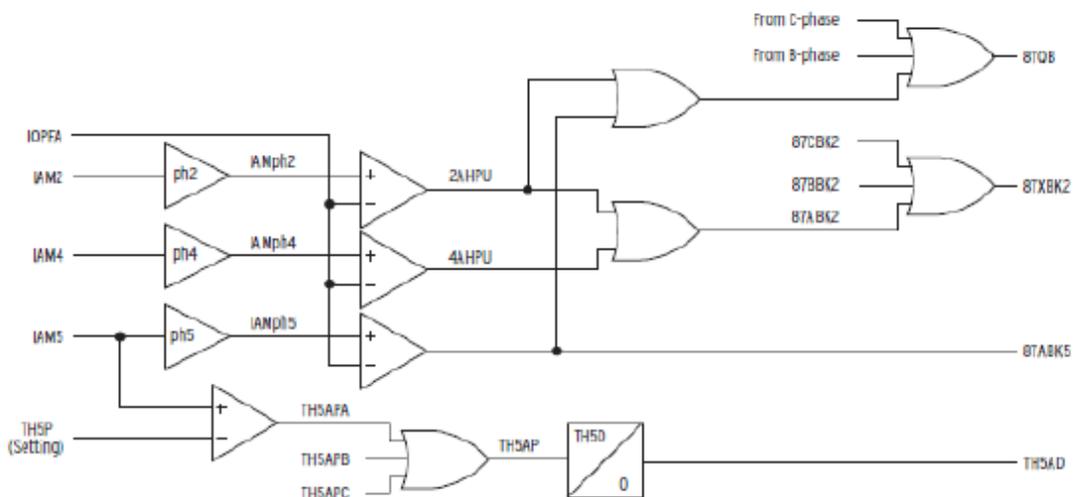
Este ajuste define se a restrição por harmônica será habilitada, durante condições de inrush.

E87HR: Y, N.

AJUSTES
E87HR = Y

O Relé SEL-487E propiciam segurança nas situações que possam causar operações incorretas do relé em função de ocorrências no sistema e no transformador. O elemento de quinta harmônica é usado para evitar a operação indevida do relé durante condições admissíveis de sobreexcitação. Os elementos de harmônicas pares (segunda e quarta harmônicas) proporcionam segurança quando da ocorrência de correntes de inrush durante a energização do transformador, sendo complementados pelo elemento dc, o qual mede a assimetria da corrente de energização. O elemento das harmônicas pares permite a escolha entre o bloqueio por harmônicas e a restrição por harmônicas. No modo bloqueio, o usuário seleciona o bloqueio tendo como base uma fase individual ou considerando uma base comum, de acordo com a aplicação e filosofia. Os valores limites da segunda, quarta e quinta harmônicas são ajustados

independentemente, assim como as funções de restrição por harmônica e bloqueio por componente dc, que também são habilitadas independentemente. Uma função adicional de alarme para a corrente de quinta harmônica utiliza um valor limite separado e um temporizador ajustável para alarme de sobreexcitação. Isso pode ser útil para aplicações de transformadores em, ou perto de, estações de geração. Para maiores informações ver Artigo Técnico TP6100 (Performance Analysis of Traditional and Improved Transformer Differential Protective Relays) no site www.selinc.com.br



where:

- ph2 = the second harmonic setting $100/PCT2$
- ph4 = the fourth harmonic setting $100/PCT4$
- ph5 = the fifth harmonic setting $100/PCT5$

4.4.22 → Ajustes para Bloqueio e Restrição por Harmônicas :

Para essas funções o fabricante define uma série de ajustes baseados nas porcentagens das harmônicas pares e ímpares para se evitar a operação indevida da proteção para as condições de energização e outras condições operativas. Esses ajustes estão apresentados abaixo :

→ E87HB Enable Harmonic Blocking of Differential Element

AJUSTES
E87HB = Y

→ E87HR Enable Harmonic Restraint of Differential Element

AJUSTES
E87HR = Y

→ PCT2 Second-Harmonic Percentage

AJUSTES
PCT2 = 15

→ PCT4 Fourth-Harmonic Percentage

AJUSTES
PCT4 = 15

→ PCT5 Fifth-Harmonic Percentage

AJUSTES
PCT5 = 35



4.4.23 – Proteções de Sobrecorrente :

Lado de 220 kV :

4.4.23.1 → 50SP1P Phase Instantaneous Overcurrent Pickup Level 1

Este ajuste define a grandeza de operação do elemento de sobrecorrente de fase instantâneo de nível 1, que também pode ser utilizado como unidade de sobrecorrente de tempo definido.

50SP1P: OFF, 0,25 A a 100,00 A.

Essa função será usada para a proteção de sobrecorrente de fase instantânea do terminal S (enrolamento primário de 220 kV) do reator. Para esse ajuste toma-se a maior corrente de defeito 3F com um deflator de 40 % para garantir uma boa sensibilidade.

$$I_{cc}(2F) = 7800 \text{ A} \times 0.6 = 4680 \text{ A} / 400 = 11.7$$

AJUSTES
50SP1P = 11.7 A

Para essa unidade não haverá retardo .

AJUSTES
67SP1D = 0



4.3.23.2 → 50SQ1P Negative Sequence Instantaneous Overcurrent Pickup Level 1

Este ajuste define a grandeza de operação do elemento de sobrecorrente de seqüência negativa instantâneo de nível 1, que também pode ser utilizado como unidade de sobrecorrente de tempo definido. Vamos usar essa função como retaguarda da função 87 para defeitos 1F com alta impedância no reator.

50SQ1P: OFF, 0,25 A a 100,00 A.

$I_{cc}(1F)(I_{2}) = 1342 \text{ A} \times 0.7 = 939 \text{ A} / 400 = 2.34 \text{ A}$ (Caso de curto CL – CASO064)

AJUSTES
50SQ1P = 2.34 A

Para essa unidade se usará uma temporização de 05 ciclos.

AJUSTES
67SQ1D = 05



4.3.23.3 - 50SG1P Zero Sequence Instantaneous Overcurrent Pickup Level 1

Aplica-se aqui os mesmos critérios usados para o elemento de Sequencia Negativa.

Do estudo de curto – circuito temos para um defeito 1F na barra de 220 kV :

$$I_{cc(3I_0)} = 3927 \text{ A} \times 0.6 = 2356 \text{ A} / 400 = 5.89 \text{ A}$$

AJUSTES
50SG1P = 5.89 A

A temporização para essa unidade será nula.

AJUSTES
67SG1D = 0

4.5 – PROTEÇÃO DE BARRAS DE 220 kV e do ACOPLAMENTO.

Primeiramente para essa aplicação estão apresentadas abaixo o respectivo diagrama unifilar e suas funções disponíveis para ajuste.

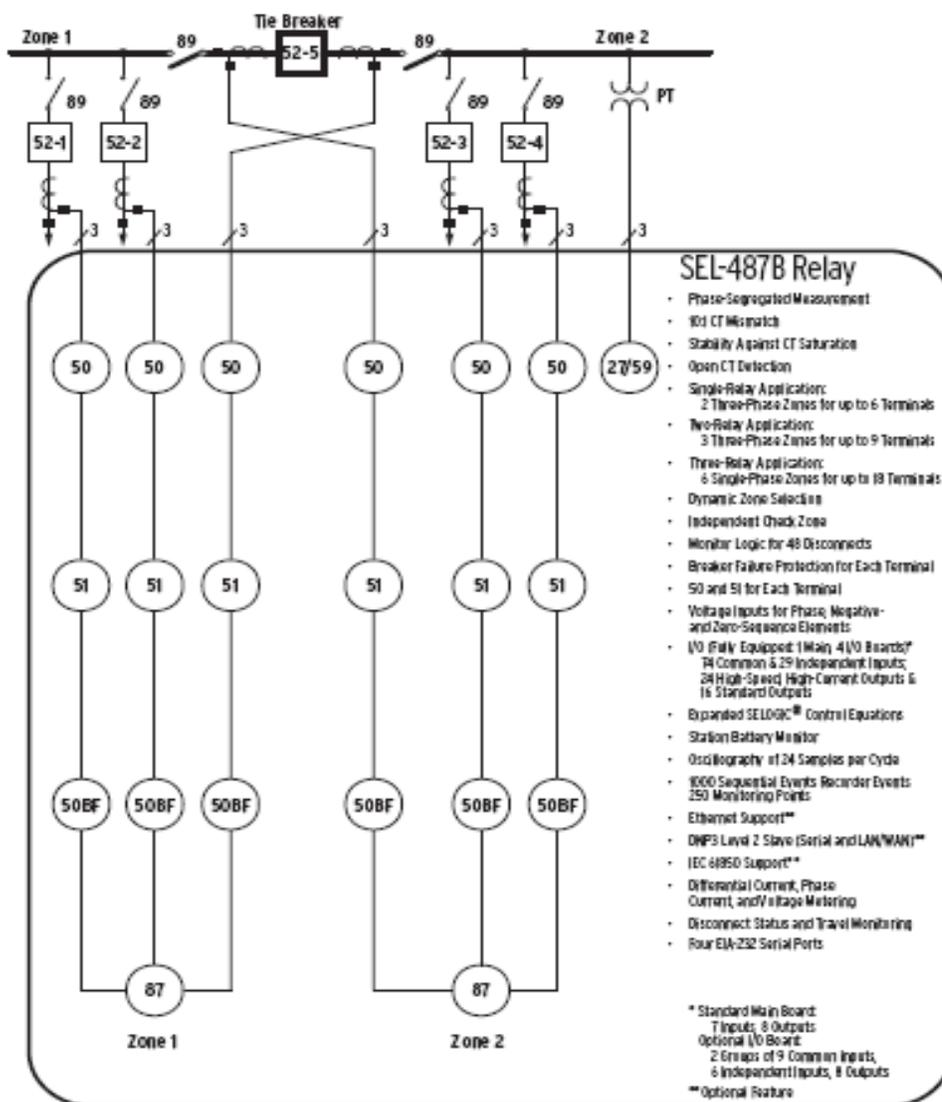


Figure 1 SEL-487B Relay Basic Functions in a Double-Bus Application

Função	Modelo [nota]	Ajuste	Faixa
87	Ambos	Número de zonas (3 relés)	6
		Número de zonas (1 relé)	2
		Número de Terminais (3 relés)	18
		Número de Terminais (1 relé)	6
		6 elementos restritos (pu)	0.10 - 4.00
		Inclinação/Slope 1 (%)	15 - 90
		Inclinação/Slope 2	50 - 90 %
		Corrente incremental de restrição (pu)	0.10 - 10
		Corrente incremental de operação (pu)	0.10 - 10
		6 elementos sensíveis 87S (pu)	0.05 - 1.00
		Tempo de atraso/delay dos 87S (ciclos)	50 - 6000
50 - P (18 níveis)	5A	Pickup (A secundário)	OFF, 0.25 - 100.00
	1A	Pickup (A secundário)	OFF, 0.05 - 20.00
	Ambos	Tempo de atraso/delay (ciclos)	0.00 - 99,999.00
51 - P (18 níveis)	5A	Pickup (A secundário)	0.50 - 16.00
	1A	Pickup (A secundário)	0.10 - 3.20
	Ambos	Dial US	0.50 - 15.00
		Dial IEC	0.05 - 1.00
27 / 59 ¹	Ambos	Pickup (V_{LN} secundário)	1.0 - 200
50/62BF	5A	Pickup para falha de disjuntor (A)	0.50 - 50.00
	1A	Pickup para falha de disjuntor (A)	0.10 - 10.00
	Ambos	Tempo de atraso/delay (ciclos)	0 - 6000

[nota] - referente ao valor nominal das entradas de corrente do relé

n = 1 ou 2

¹ - 2 níveis por fase para subtensão e 2 níveis por fase para sobretensão

P - Fase

Q - Sequencia Negativa

G - Residual

N - Neutro

PN - Fase / Neutro

PP - Fase / Fase



Das planilhas fornecidas pela ANDE vamos tomar como referência os defeitos na barra da SE COV 3F e 1F para o ano de 2011 conforme valores apresentados a seguir.

Ano de 2011 :

Defeitos 3F → 2974 MVA.

Defeitos 1F → 2944 MVA.

Esses valores deverão nortear todos os ajustes a serem definidos a seguir e admite-se que todos os vãos de linha conectados a barra terão uma relação de 400/1 e os transformadores e reatores uma relação de 200/1 conforme apresentado na tabela 2 do relatório.

Para o cálculo do respectivo TAP para cada vão da barra toma-se como referência a seguinte equação abaixo :

$$K_{nn} = \left(\frac{CTR_{m\acute{a}x} \times I_{nom}}{CTR_{nn}} \right)$$

Onde :

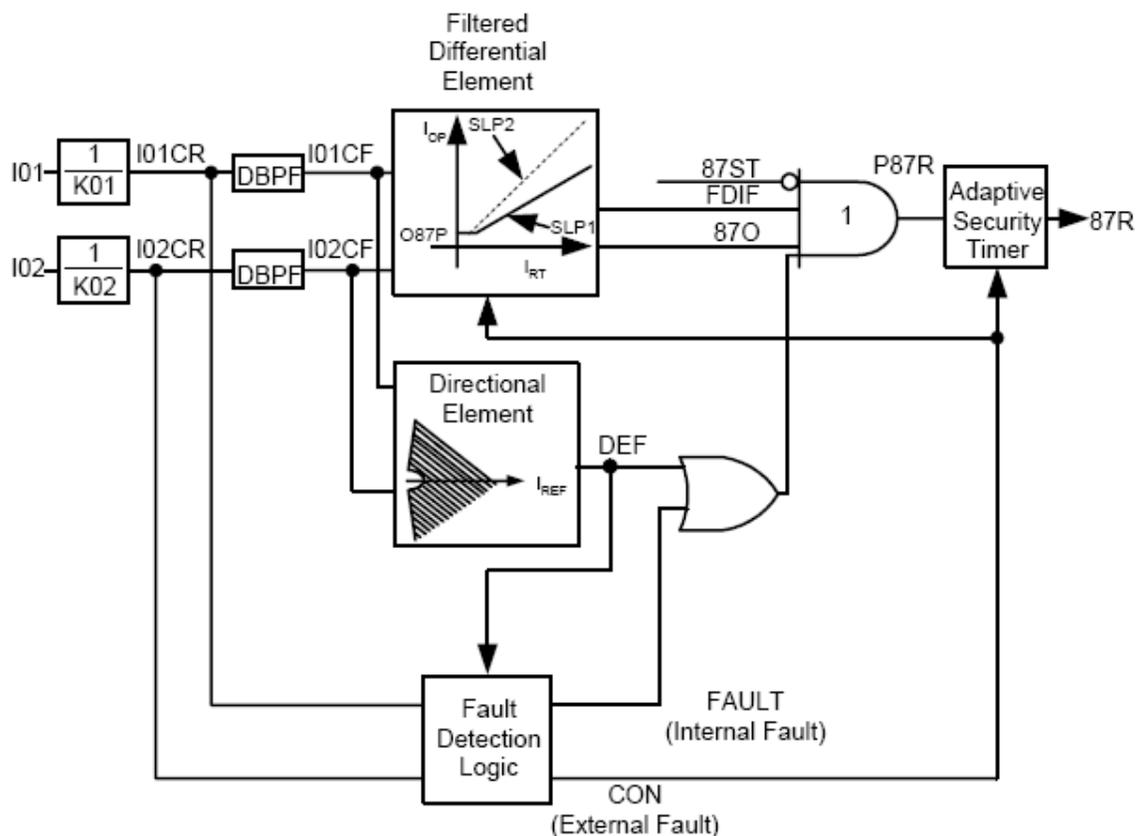
K = Fator de Normalização para cada Terminal.

CTR Max = Máxima relação de TC nos vãos da barra.

Inom = Corrente nominal do Tc.

CTR nn = Relação de Transformação do vão nn.

Para as linhas de 220 kV teremos o fator K_{nn} igual a 1 e para os transformadores e reatores o valor de K_{nn} igual a 2 . E para o valor de I_{nn} teremos o valor de 1 para as linhas e de 0.5 para os transformadores e reatores.(Para o cálculo de I_{nn} ver manual do relé na pag. 41). Na figura a seguir é apresentado o diagrama lógico geral da proteção em pauta.



Para o desenvolvimento da curva após a passagem do sinal de corrente pelo filtro DBPF objetiva-se achar dois slopes SLP1 e SLP2 onde o primeiro tem o objetivo de detectar faltas internas e o segundo faltas externas. Na figura a seguir temos o diagrama dos filtros em questão onde se apresentam as variáveis apresentadas.

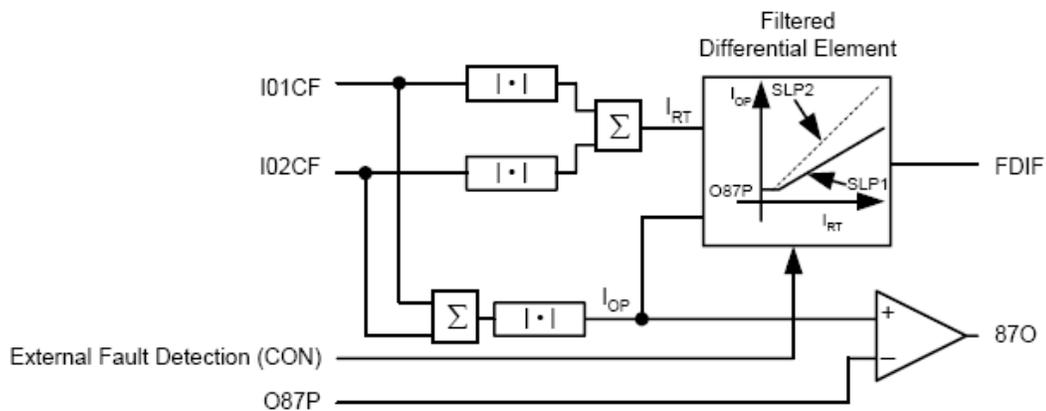


Figure 5 Filtered Differential Element

$$I_{RT} = |I01CF| + |I02CF| \quad (4)$$

$$I_{OP} = |I01CF + I02CF| \quad (5)$$

Where:

$I01CF, I02CF$ = Filtered per-unit current values from Terminals I01 and I02

Temos portanto para essa função três ajustes a definir conforme a tabela abaixo:

Table 1.1 Restraint Filtered Differential Element Default Settings

Setting	Restrained Differential Element	Range	Default
O87P	Restrained Diff Element Pickup	0.1–4 pu	1.00 pu
SLP1	Restrained Slope 1 Percentage	15–90%	60%
SLP2	Restrained Slope 2 Percentage	15–90%	80%

Para a função 087P entendemos que o ajuste 0.1 pu atende a uma boa sensibilidade e respeitando a região de erros dos tc's do circuito. Para o slope 1 para defeitos internos assume-se o valor de 35 % e para o slope 2 para defeitos externos assume-se o valor de 75 %.

AJUSTES
087P = 0.1

AJUSTES
SLP1 = 35

AJUSTES
SLP2 = 75

Para se testar a precisão dos ajustes propostos vamos obter a corrente diferencial para um defeito 1F na barra com uma Rf igual a 50 Ω em regime de Carga Leve.

Do estudo de curto – circuito (CL – Caso063) temos :

Contribuição das Linhas e Transformadores :

Linha – Trafo	Contribuição/ Defeito(3lo)	Ângulo
KM 30 → COV	219 A	-90 graus
CZU → COV	345 A	-93 graus
CDO → COV	279 A	-93 graus
ACY 1 → COV	213 A	-89 graus
ACY 2 → COV	213 A	-89 graus
CAP → COV	321 A	-90 graus
PIR → COV	357 A	-91 graus
GUA → COV	336 A	-90 graus
CYO → COV	612 A	-90 graus
Trafo (220 / 66 kV)	330 A	-81 graus
Trafo (220 / 23 kV)	252 A	-81 graus

Dos valores acima obtemos para :

IRT(Restrição) = 3477 A.

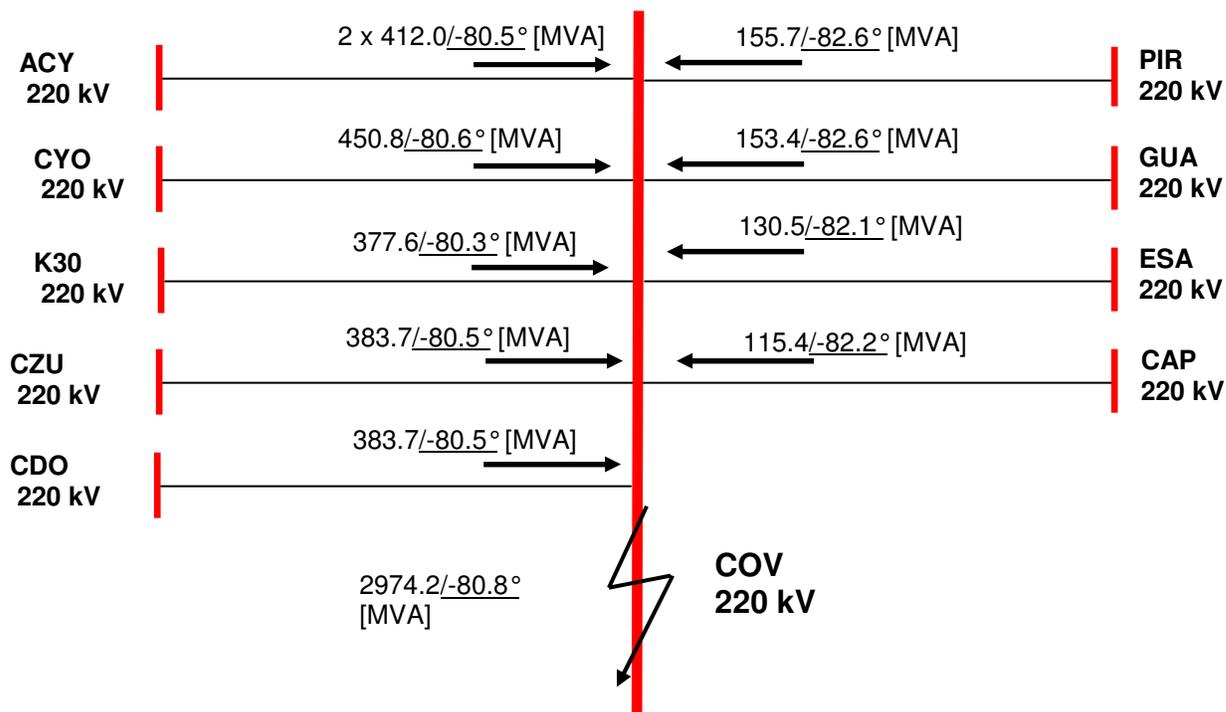
Já para corrente de operação temos :

$I_{op} = 3346$ A ângulo 88 graus.

Para essas condições temos $SLP1 = 96,2$ % e $I_{op1} = 8.36$ o que a principio garantiria a correta operação da proteção para essa condição.

Para a condição de defeito externo vamos considerar a condição dada pela figura abaixo :

CURTO CIRCUITO TRIFÁSICO



Esses valores nos levam a tabela seguinte :

Linha – Trafo	Contribuição/ Defeito	Ângulo
KM 30 → COV	991 A	-80 graus
CZU → COV	1005 A	-80 graus
CDO → COV	687 A	-90 graus
ACY 1 → COV	1082 A	-80 graus
ACY 2 → COV	1082 A(***)	100 graus
CAP → COV	302 A	-82 graus
PIR → COV	409 A	-83 graus
GUA → COV	403 A	-83 graus
CYO → COV	403 A	-83 graus
ESA → COV	403 A	-83 graus

Vamos admitir um defeito 3F logo na saída do ramal com a maior contribuição que é um dos circuitos para ACY indicando sua alteração em vermelho.

Irestrição = 7170 A.

Iop = 5000 A com ângulo de 83 graus.

Através da condição de detecção de falta externa chaveia-se o SLP1 para o valor de SLP2 conforme indicado no diagrama de blocos acima. Logo temos dos valores acima o valor de slope igual a 70 % mantendo-se assim a estabilidade da malha diferencial para essa condição.



Para o ajuste da função direcional vamos tomar como referência a menor corrente obtida para o defeito 1F com Rf de 50Ω acima mais um deflador de 50 % para garantir uma boa sensibilidade para a condição de defeito interno.

Nesse caso é a contribuição de KM 30 com um valor de 3lo igual a 219 A.

$$I_{op} = 0.5 \times I_{nn} = 0.5 \times 219 / 400 = 0.27 \text{ A} \rightarrow 0.27 / 2 = 0.13 \text{ pu}$$

AJUSTES
50DSP = 0.13

Para a lógica de detecção de falta externa vamos adotar os ajustes default indicados no manual do relé.

AJUSTES
RTD1 = 1.2

AJUSTES
OPD1 = 1.2



4.6 – Regulação de Tensão

Para a função de regulação de tensão dos transformadores e reatores de COV estão indicados os relés do tipo TPU TC 420 de fabricação EFACEC. No projeto em pauta serão usados a princípio somente as funções de regulação de tensão. Tomam-se aqui como valores de referência as tensões obtidas no estudos de fluxo de potência fornecidos pela ANDE com o objetivo de se manterem fixas as tensões de 66 e 23 kV respectivamente para os transformadores e que a mesma fique na faixa operativa entre 0.95 e 1.05 pu para o reator de 220 kV. Na tabela a seguir são apresentados os valores de tensão obtidos na barra de 220 kV da SE COV para as condições de Carga leve e Carga Pesada :

Condição de Carga Leve	Condição de Carga Pesada
1.026 pu	1.008 pu

Dos valores acima obtem-se a informação de que a banda morta de operação de tensão na barra de COV 220 kV é de 1,8 % para os casos de carga leve e pesada. Toma-se como referência aqui o valor da metade do valor adotado na maior tensão em carga leve que seria então em 1,3 %. Portanto os comandos de regulação se iniciarão nesse valor.



Transformadores de 220/ 66 kV,220/23 kV e Reator de 220 kV :

Parâmetro	Faixa	Unidade	Ajuste
REG U > Estado	ON/OFF		ON
REG U > Prioridade	ON/OFF		ON
REG U > Operação			C / I CIRC
REG U > U Ref		pu	1
REG U > Max Desvio		pu	0.013



5 – Comentários .

5.1 – O relé do serviço auxiliar não foi ajustado devido ao fato de que não foram disponibilizados os diagramas unifilares dos mesmos.

5.2 – Não foram encontradas na documentação da ANDE informações sobre a linha COV – VIL 220 kV . Portanto não foi possível se determinar os ajustes para a mesma.

5.3 – Entende-se aqui como a linha COV – SLO a linha COV – CAP pois nos diagramas fornecidos pela ANDE não existe indicação da mesma.(Parâmetros, comprimento e demais informações).

5.4 – Nas planilhas em EXCEL fornecidas pela ANDE existe uma conexão COV – ESA . Entretanto nos diagramas de impedâncias não possível localizar essa conexão.