

ALSTOM	Pedido 542-003589	Nº: Farfilho – 006 / 2012
	CLIENTE: ALSTOM	FOLHA: 1 de 55
	PROGRAMA:	
	ÁREA: Engenharia Elétrica	
TÍTULO: TABELAS DE AJUSTES SE AÇU II 230 KV LT MIASSABA III - 230KV		

Farfilho Consultoria Comércio e Representações LTDA
 CNPJ : 03.760.184/0001-86
 End : Rua Aldo de Azevedo 78 – São Paulo – CEP 05453-030
 Tel / Fax : 00551130218060 – 00551199075541 – website : www.farfilho.com.br

ÍNDICE DE REVISÕES

REV.	DESCRIÇÃO E/OU FOLHAS ATINGIDAS
------	---------------------------------

Farfilho
Comércio e Representações Ltda.

30 anos de Experiência em Proteção de Sistemas Elétricos

- Estudos Elétricos
- Treinamentos
- Engenharia de Aplicação
- Vendas

Alteração RTDS

Fax: 11.3021.8060
 11.9907.5541
www.farfilho.com.br

	REV. 0	REV. A	REV. B	REV. C	REV. D	REV. E	REV. F	REV. G	REV. H
DATA	30.10.2012	05.12.2012	28.07.2013	12.08.2013					
PROJETO	Farfilho	Farfilho	Farfilho	Farfilho					
EXECUÇÃO	Farfilho	Farfilho	Farfilho	Farfilho					
VERIFICAÇÃO	M.Vercosa	M.Vercosa	M.Vercosa	M.Vercosa					
APROVAÇÃO	M.Vercosa	M.Vercosa	M.Vercosa	M.Vercosa					

AS INFORMAÇÕES DESTA DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA FARFILHO CONSULTORIA COMÉRCIO E REPRESENTAÇÕES LTDA

INDICE

1. INTRODUÇÃO.....	4
2. CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	4
2.1. DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	4
3. DADOS DO SISTEMA DE POTÊNCIA.....	5
3.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA SE AÇU II.....	5
3.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA REGIÃO	7
3.3. TRANSFORMADORES DE CORRENTE	8
3.3.1. RELAÇÕES DOS TC's.....	8
3.4. ASPECTOS GERAIS DA PROTEÇÃO DA LINHA DE 230KV	10
3.4.1. DADOS DOS RELÉS DE PROTEÇÃO	10
4. Dados do Sistema e Principais Condições Operativas:	16
4.1. Dados da Linha de Transmissão.....	16
4.2. Curtos circuitos simulados no sistema.....	17
5. PROTEÇÃO DA LINHA DE 230 KV – SE AÇU II BAY MIASSABA IIII – P545	
17	
5.1. System Data	17
5.2. CB Control.....	18
5.3. Date and Time	18
5.4. Configuration	18
5.5. CT and VT Ratios.....	20
5.6. Record Control	21
5.7. Distrurb Recorder	21
5.8. Measure't Setup.....	26
5.9. CB Monitor Setup	26
5.10. Opto Config	27
5.11. CTRL I/P Config.....	27
5.12. Function Keys	27
5.13. Prot. Comms. / IM64	27

5.14.	CTRL I/P Labels	28
5.15.	Gropu 1	28
5.15.1.	DISTANCE ELEMENT	28
5.15.2.	Line Parameters	30
5.15.3.	Line Parameters	32
5.15.4.	Dist Elements	38
5.15.5.	Phase Diff	39
5.15.6.	Scheme Logic.....	41
5.15.7.	Earth Fault	43
5.15.8.	Aided Def	45
5.15.9.	Power Swing Blk	46
5.15.10.	Volt Protection	47
5.15.11.	CB Fail & P.Dead.....	48
5.15.12.	Supervision	49
5.15.13.	System Check	50
5.15.14.	Autoreclose	51
5.15.15.	Input Labels.....	52
5.15.16.	Output Labels.....	53

1. INTRODUÇÃO.

A conexão das CGE's Miassaba III e Galinhos serão realizadas nos barramentos de 230kV das SE Miassaba III e Galinhos com linhas de transmissão conectando-se a SE Açú II. As unidades de aerogeradores das CGE's Miassaba III, Galinhos I e Galinhos III são interligadas através de circuitos e se interligam no barramento de 34,5kV da respectivas subestações.

O objetivo deste relatório é apresentar os estudos de ajustes e parametrização da proteção diferencial de linha da LT Açú II – Miassaba III - 230kV.

2. CONSIDERAÇÕES GERAIS

Na SE Açú II estão instalados 2 relés multifunção para proteção diferencial de linha, modelos P545 da Alstom.

Este relatório não contempla a configuração da lógica do relé realizada através do software Micom S1 Agile (PSL), pois essa parametrização não faz parte do escopo.

Dependendo das lógicas no software PSL alguns ajustes poderão sofrer alterações.

2.1. DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

- ✓ Estudo de curto circuito – Deck horizonte dezembro de 2013 com as correções dos equipamentos das CGE's.
- ✓ Diagrama Unifilar de Proteção:
 - Unifilar Geral – Setor 230kV – ACD-4-GER-5 – Rev. 0
 - Unifilar Geral – Setor 230kV – 15.284/109 – Rev. 23
 - Unifilar Geral – Setor 230kV – MIA-091-566000 – Rev. B
 - Unifilar Geral – Setor 34,5kV – MIA-091-563000 – Rev. B
 - Unifilar Geral – Setor 230kV – RDV-091-566000 – 0001 – Rev. A
 - Unifilar Geral – Setor 34,5kV – RDV-091-566000 – 0002 – Rev. B
 - Unifilar Geral – Setor 230kV – RDV-091-563000 – 0001 – Rev. A
 - Unifilar Geral – Setor 34,5kV – RDV-091-563000 – 0002 – Rev. A
- ✓ Manual Técnico do P545
- ✓ Manual de Aplicação do P545

Nota: O deck de curto circuito BR1312PT não está representada a CGE Miassaba e Galinhos, assim foi acrescentada as linhas, transformadores, circuitos de distribuição e aerogeradores.

3. DADOS DO SISTEMA DE POTÊNCIA

3.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA SE AÇU II

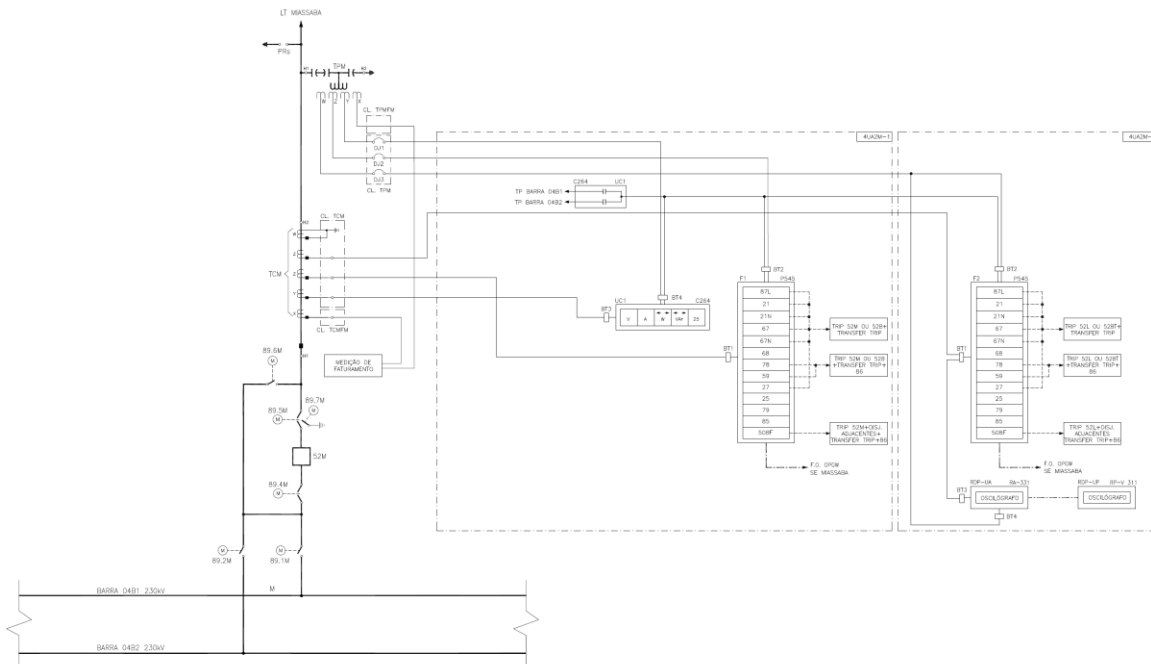


Figura 1. Diagrama Unifilar da SE Açu II – Setor 230kV.

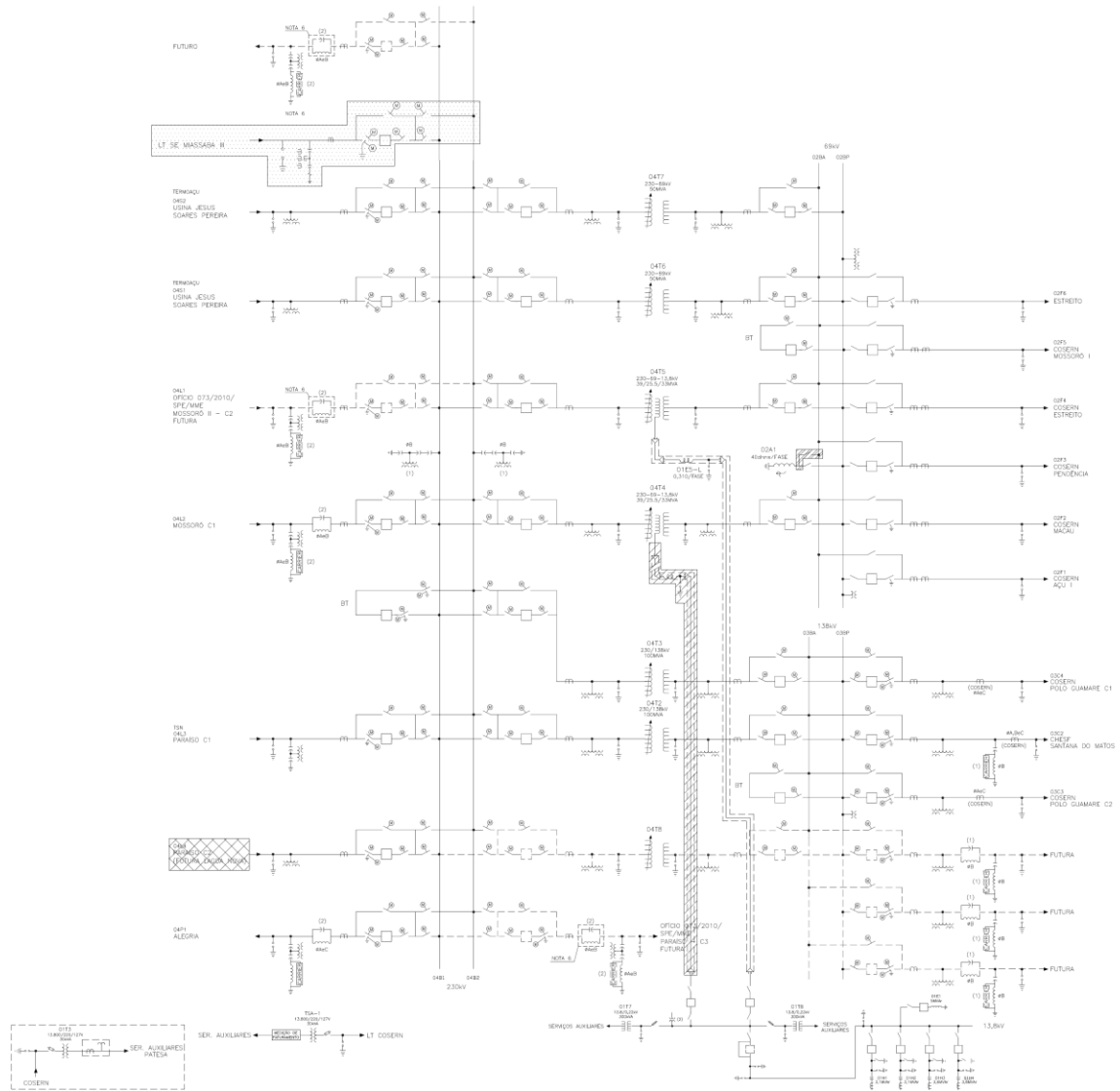


Figura 2. Diagrama Unifilar Geral da SE Açú II – Vários Setores.

3.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA REGIÃO

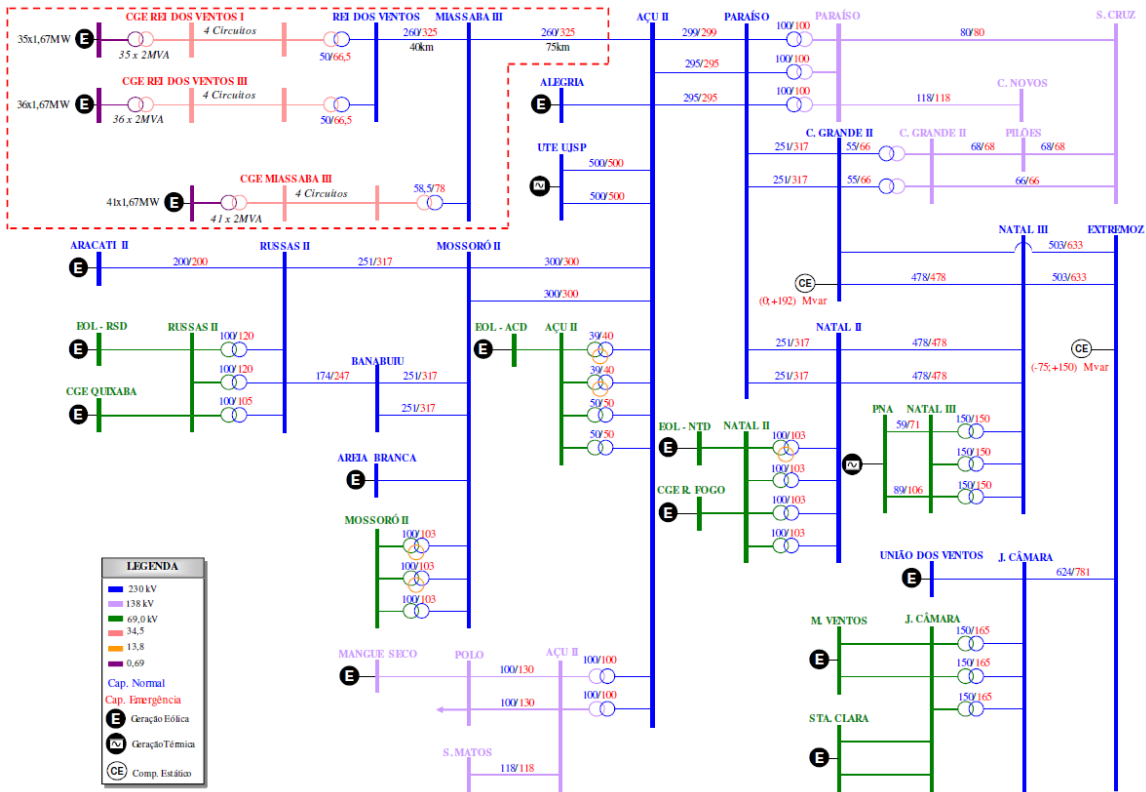


Figura 3. Diagrama Unifilar da Região de influência da SE Miassaba e Galinhos.

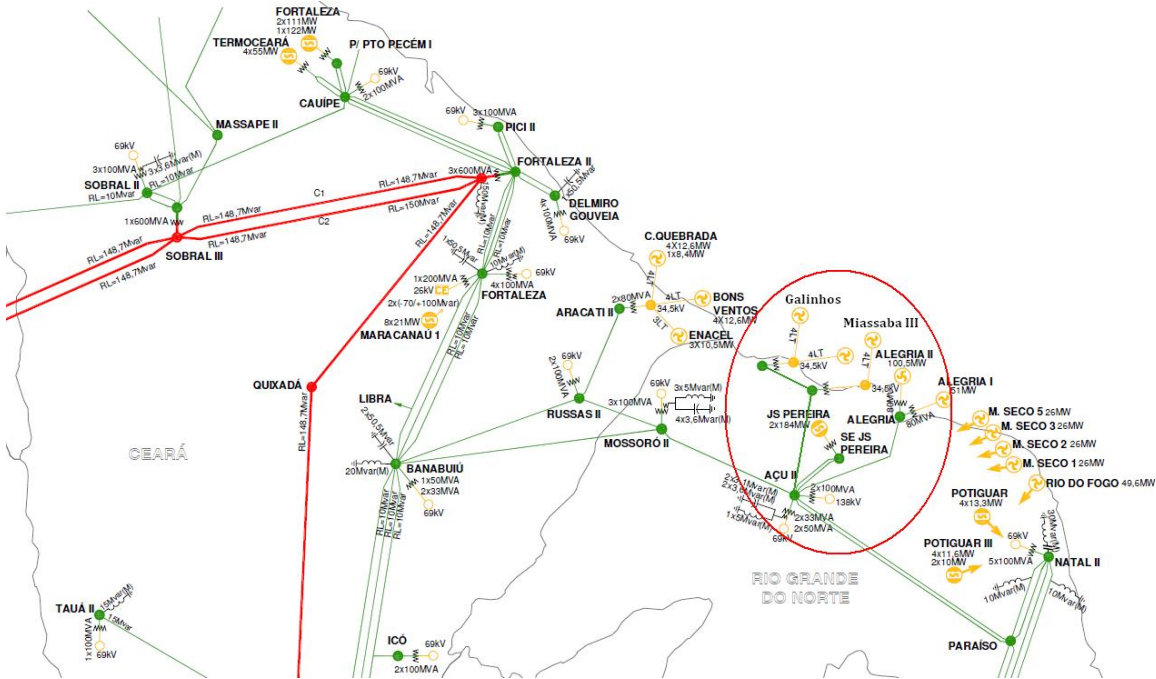


Figura 4. Diagrama Unifilar ONS.

3.3. TRANSFORMADORES DE CORRENTE

O relé de proteção microprocessado utilizado na SE Açú II possibilita o uso de transformadores de corrente com características e relações de transformação diferentes para a função diferencial de linha.

3.3.1. RELAÇÕES DOS TC's

LT Açú – Miassaba III 230kV				
Bay	Primário	Secundário	Relação	Classe
LT Miassaba III	<u>1200</u> -600-300	5 A	240:1	10B400

Observações:

A máxima corrente de curto-circuito para uma falta “close-in” externa às barras é de 11.806 A. Partindo da corrente de curto-circuito, os TC's conectados à proteção de barras deverão ser de, no mínimo, 600/5 A.

Assim adotaremos a relação máxima existente de 1.200/5 A.

Avaliação para saturação:

A situação mais crítica ocorre para curto-circuito nas saídas do disjuntor paralelo, após os TC's, com corrente de 11.806 A e X/R = 9,93.

Considerando $Z_{conectado} = 0,5 \Omega$ (100 m de cablagem entre TC's e casa de relés)

Considerando a menor classe dos TC's o burden máximo será: $Z_{burden} = 4 \Omega$

$$n = \frac{I_{cc \max}}{I_{TC}} \cdot \frac{Z_{conectado}}{Z_{burden}} \cdot \left(1 + \frac{X}{R}\right)$$

$$n = \frac{11.806}{1200} \cdot \frac{0,5}{4} \cdot (1 + 9,93) = 13,44 < 20 \rightarrow \text{Não há risco de ocorrer saturação do TC}$$

3.4. NÍVEIS DE CURTO CIRCUITO

LOCAL DO CURTO	TRIFÁSICO	BIFÁSICO	MONOFÁSICO
	I (A)	I (A)	I (A)
Máxima Geração nas CGE's Miassaba III e Galinhos I e III			
Açu II 230kV (7520)	12.903	11.174	11.605
Açu II 138kV (7515)	7.670	6.642	7.121
Açu II 69kV (7522)	8.686	7.522	2.430
C. Açu II 230kV (8510)	12.903	11.174	11.605
Mossoró II 230kV (8000)	7.852	6.800	8.444
Paraíso 230kV (7481)	11.950	10.349	8.666
UJSP 230kV (7580)	10.421	9.025	9.739
Alegria 230kV (8083)	3.287	2.847	3.293
Miassaba 230kV (95000)	4.267	3.695	3.994
Miassaba 34,5 kV (95001)	14.648	12.686	2.630
Galinhos 230kV (95004)	3.303	2.861	3.431
Galinhos - 34,5 A (95005)	12.237	10.598	2.570
Galinhos - 34,5 B (95008)	12.568	10.885	2.579
Sem Geração nas CGE's Miassaba III e Galinhos I e III			
Açu II 230kV (7520)	11.806	10.224	10.993
Açu II 138kV (7515)	7.486	6.483	7.014
Açu II 69kV (7522)	8.527	7.384	2.422
C. Açu II 230kV (8510)	11.806	10.224	10.993
Mossoró II 230kV (8000)	7.660	6.634	8.295
Paraíso 230kV (7481)	11.774	10.196	8.604
UJSP 230kV (7580)	9.842	8.523	9.395
Alegria 230kV (8083)	3.244	2.809	3.264
Miassaba 230kV (95000)	2.675	2.316	2.913
Miassaba 34,5 kV (95001)	6.533	5.657	2.290
Galinhos 230kV (95004)	1.892	1.639	2.265
Galinhos - 34,5 A (95005)	5.226	4.526	2.164
Galinhos - 34,5 B (95008)	5.235	4.534	2.165

3.5. ASPECTOS GERAIS DA PROTEÇÃO DA LINHA DE 230kV

3.5.1. DADOS DOS RELÉS DE PROTEÇÃO

Funções de Proteção : Relé P545 - Fabricação Alstom

- Proteção diferencial de Linha (87L);
- Proteção de distância (21/21N);
- Oscilação de potência (68):
- Função de Religamento Automático(79);
- Função de check de Sincronismo (25);
- Proteção contra sobretensão (59);
- Proteção de sobrecorrente direcional de neutro (67N);
- Teleproteção (85);

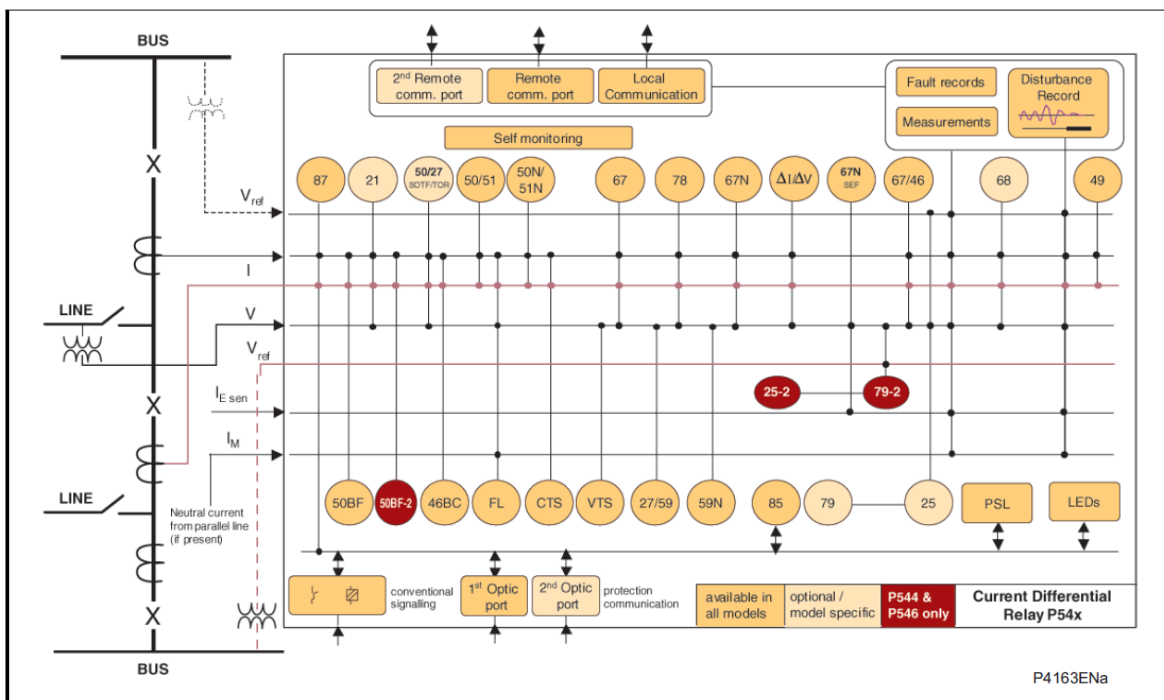


Figura 5 : Bloco de funções do relé P545

Descrição sucinta do funcionamento do relé P545:

FUNÇÃO DIFERENCIAL PARA 2 OU 3 TERMINAIS

A proteção diferencial de linha se baseia na comparação das correntes que entram e que saem em cada uma das fases da linha protegida, com o intuito de distinguir as faltas internas ou externas à linha protegida. Para isso, deve ser instalado um relé em cada terminal da linha, conforme figura a seguir:

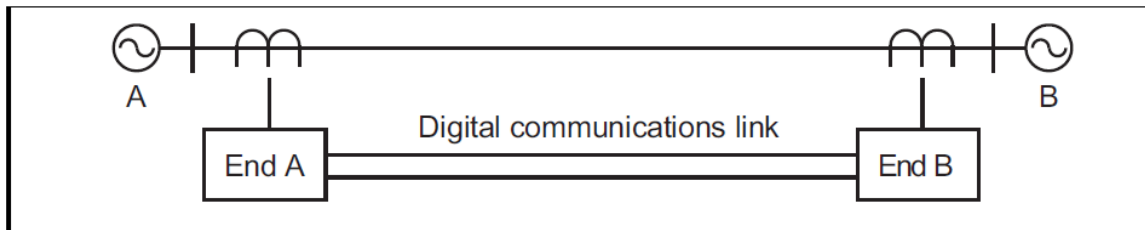


Figura 6: Exemplo de aplicação para linha com dois terminais

A função diferencial é desenvolvida com característica percentual, com corrente diferencial mínima de atuação, duas inclinações, para possibilitar maior estabilidade para faltas externas, com correntes de curto-circuito elevadas, onde pode ocorrer maior erro proveniente dos TCs. Possui também uma unidade de sobrecorrente sem restrição, de alta velocidade, que pode atuar independente da função diferencial percentual, no caso de ocorrer faltas com correntes diferenciais muito altas.

Permite diferentes relações de TC's em cada extremidade da linha.

As correntes de operação (diferencial) e de restrição são monitoradas continuamente durante a operação normal e mostradas como correntes medidas.

A corrente de operação é obtida independentemente para cada uma das fases, através da soma vetorial das correntes que entram e que saem da respectiva fase, sendo que a corrente de restrição, por outro lado, é considerada a soma aritmética dividida por 2 da linha.

Possibilita alta estabilidade durante faltas externas, mesmo com diferentes níveis de saturação dos TC's.

A figura a seguir mostra a característica de operação da função diferencial percentual.

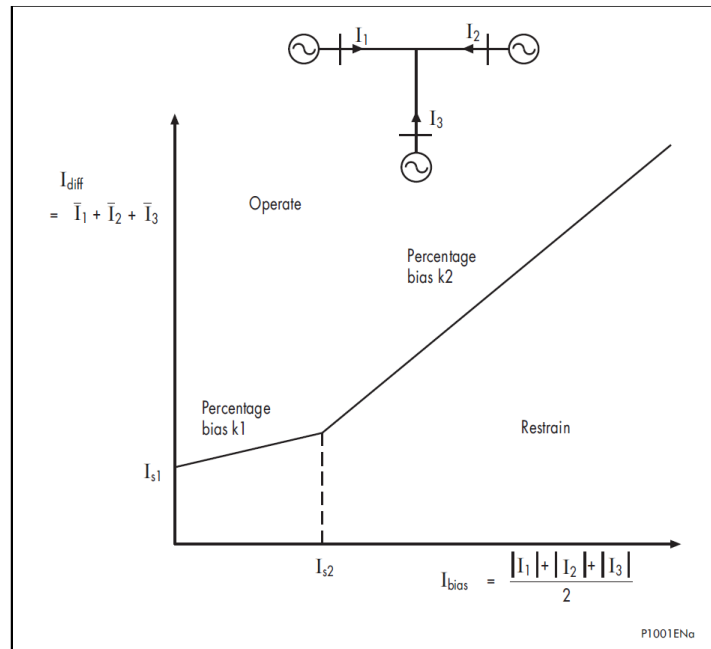


Figura 7: Característica de Operação da Função Diferencial.

FUNÇÃO DE DISTÂNCIA

A função de proteção de distancia é composta de até 5 zonas. Para cada zona independente há um esquema completo que permite medição contínua da impedância, separadamente em 3 loops de medição fase-fase e também em 3 loops de medição fase-terra, todos os loops independentes entre si. Os ajustes são independentes para os alcances na direção reativa e resistiva, para cada zona separadamente. Os ajustes para a função de proteção de distancia são feitos em valores primários ou secundários.

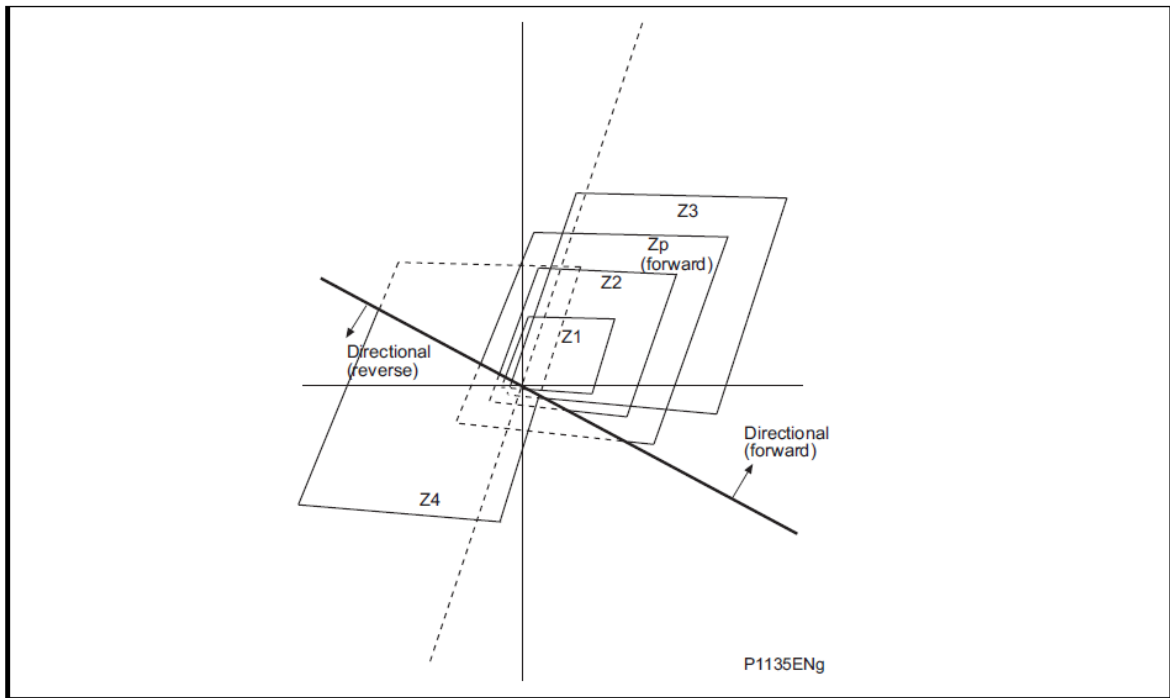


Figura 8: Zona de proteção de distância

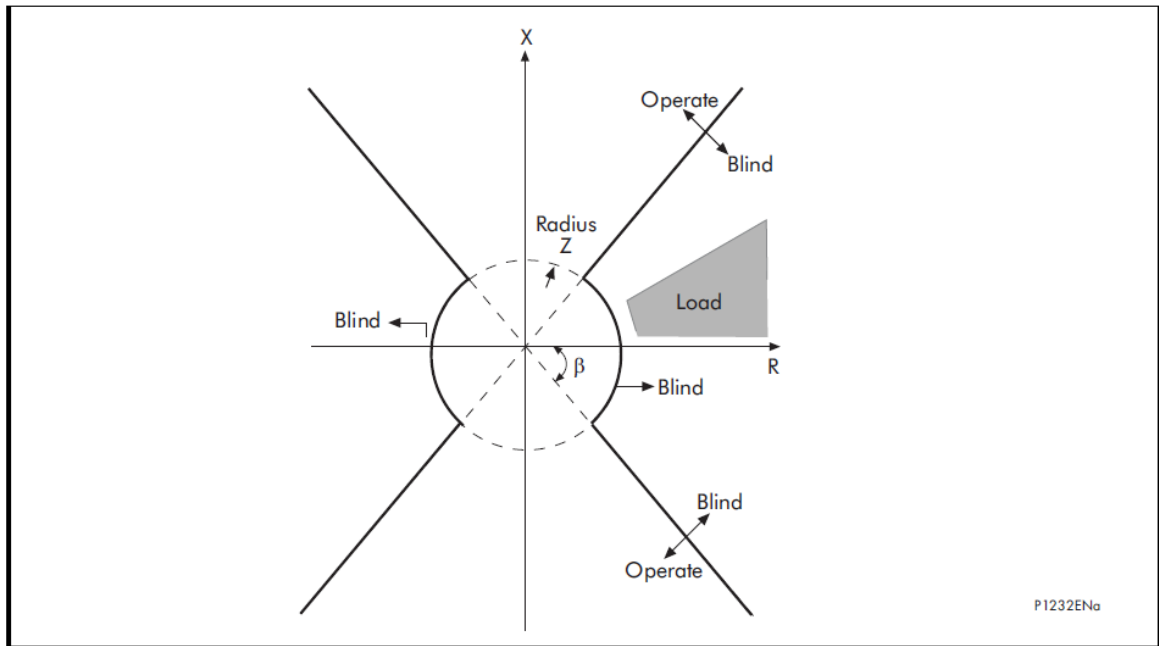


Figura 9: Função "load encroachment"

OSCILAÇÃO DE POTENCIA

A oscilação de potência é necessária em sistemas de extra alta tensão onde o sistema de proteção está sujeito a severas condições de oscilações de potência podendo levar o mesmo a operação indevida.

O princípio de operação da função do relé é baseado na medição do tempo que a oscilação de potencia leva para passar através das características de impedância externa e interna.

A medição de impedância utiliza o mesmo princípio das zonas de proteção de distância. A medição é feita nas três fases separadamente.

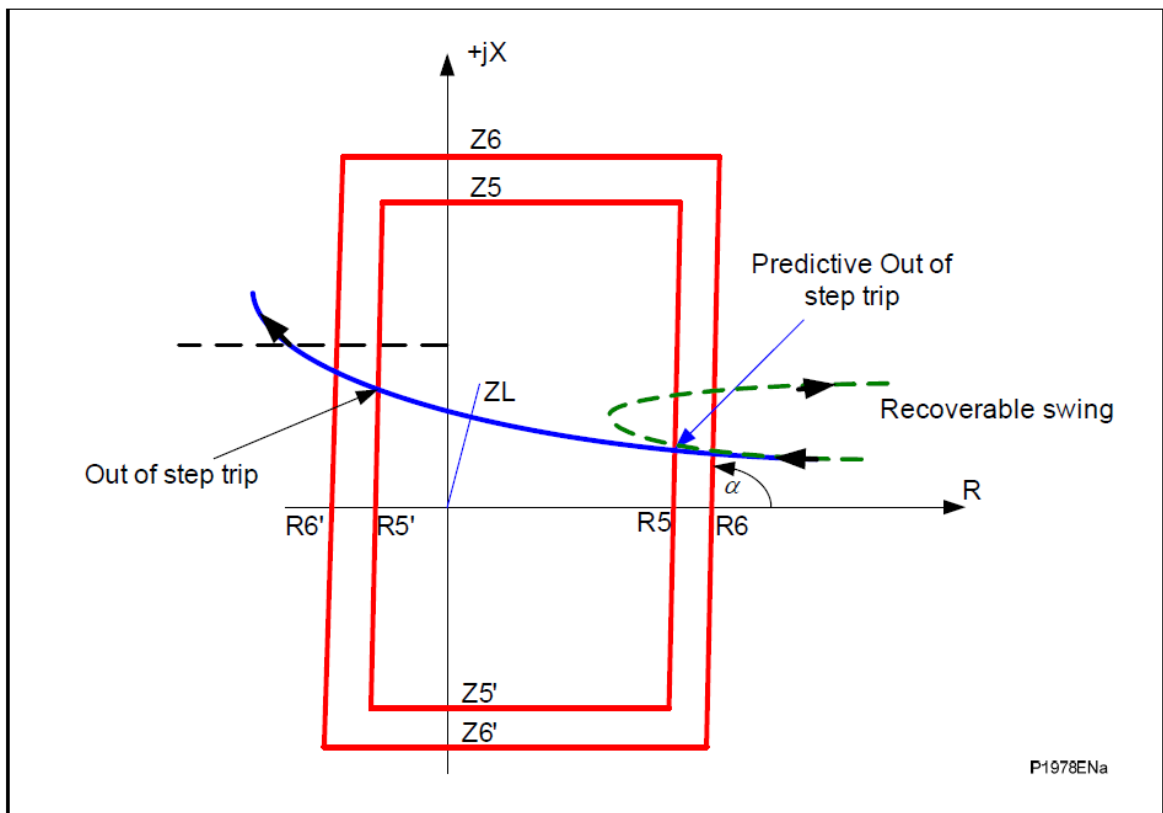


Figura 10: Característica da função Oscilação de Potencia

FALHA DE DISJUNTOR

A função de falha de disjuntor é iniciada pelo trip das diferentes funções de proteção tanto internas como externas ao terminal de proteção. Quando um sinal de trip é enviado para a proteção de falha de disjuntor, um sinal de re-trip com um pequeno retardo de tempo pode ser enviado para o disjuntor. Se a corrente de falta continua a passar pelo disjuntor mesmo após um

tempo ajustado, é emitido um sinal de desligamento para todos os disjuntores conectados ao mesmo ponto elétrico do disjuntor que falhou na abertura.

ESQUEMA COMUNICAÇÃO

O relé possui as seguintes opções de esquemas de teleproteção:

- Intertrip
- Permissive UR
- Permissive OR
- Blocking
- Unblocking

SUPERVISÃO DE POTENCIAL

A função de supervisão de falha fusível supervisiona continuamente os circuitos de tensão AC entre os transformadores de potencial e o relé.

Diferentes medidas podem ser usadas para bloquear a operação indesejada da proteção de distância e outras funções dependentes de tensão, como a função de verificação de sincronismo, proteção de subtensão, sobretensão, etc., quando de faltas nos circuitos secundários de tensão AC, como o uso de minidisjuntores no secundário dos TP's.

SINCRONISMO

O objetivo principal da função de verificação de sincronismo (synchrocheck) é viabilizar o fechamento controlado dos disjuntores. A função synchrocheck mede as condições através do disjuntor e compara com os limites ajustados. A saída é dada somente quando todas as condições medidas estiverem simultaneamente dentro dos limites ajustados.

A função de verificação de energização (energizing check) mede as tensões da barra e da linha e as compara com os limites máximo e mínimo. A saída é dada somente quando as condições medidas são exatamente iguais às condições ajustadas.

A função de verificação do faseamento mede as condições através do disjuntor e também determina a mudança angular durante o tempo de fechamento do disjuntor através do escorregamento de frequência medido. A saída é dada somente quando todas as condições de medida estão simultaneamente dentro dos limites ajustados. O sinal de saída é temporizado de forma que o fechamento ocorra no melhor instante.

RELIGAMENTO AUTOMÁTICO

A função AR é uma função lógica. Ela opera em conjunto com os sinais de saída de trip das funções de proteção das linhas, com o sinal de permissão de fechamento dado pelas funções de verificação de sincronismo e de energização e com os sinais de entradas binárias (para indicação da posição do disjuntor ou outras funções de proteção externas).

4. Dados do Sistema e Principais Condições Operativas:

Para a realização dos estudos foram adotados as seguintes relações de TC's(RTC) e TP's(RTP) para os circuitos e equipamentos :

LT 230kV – Miassaba III	TC	TP	CLASSE
52-L	$\frac{1200}{600/300-5} = 240/1 \text{ A}$	$230.000 / \sqrt{3} : 115 / \sqrt{3} \text{ V} =$ 2000:1	TC = 10B400 TP = 1,2R

As relações dos TC's indicados acima estão presentes no documento ACD-4-GER-05 Rev. 0.

4.1. Dados da Linha de Transmissão.

IMPEDÂNCIAS DA LINHA DE TRANSMISSÃO	
Dados em P.U	
Sequência Positiva	0,01488 + j 0,07113
Sequência Zero	0,06918 + j 0,23812
Dados em Ω primários	
Sequência Positiva	7,86940 + j 37,6294 \rightarrow 38,4435 /78,19°
Sequência Zero	36,5941 + j 125,965 \rightarrow 131,1728 /73,80°

4.2. Curtos circuitos simulados no sistema

TABELA DE CURTO CIRCUITO					
LOCAL DO CURTO	TRIFÁSICO		MONOFÁSICO		
	I (A)	Z(Ω)	2I ₁ +I ₀ (A)	3I ₀ (A)	Z(Ω)
Close-in	11806	0	10605	10724	0
30% da LT Miassaba III	5837	11,53	4117	3753	11,53
60% da LT Miassaba III	3874	23,06	2674	2089	23,06
90% da LT Miassaba III	2899	34,60	2107	1249	34,60
Miassaba III 230 kV	2675	38,44	2010	1026	38,44
Miassaba III 34,5kV	798	155,0	82	0	1593
Galinhos 230 kV	1769	63,88	1345	370	71,44
Galinhos 34,5kV	576	219,0	70	0	1889
Reverso Trafo 230/138kV	337	272,8	315	320	154,0

5. PROTEÇÃO DA LINHA DE 230 KV – SE AÇU II BAY MIASSABA III – P545

5.1. System Data

SYSTEM DATA	
Parâmetro	Ajustes
Language	English
Password	****
Sys Fn Links	0
Description	LT ACD-MIA 230KV
Plant Reference	CHESF_BRASVENTOS
Model Number	P545216S6M0710M
Serial Number	204794U
Frequency	60 Hz

Alteração
RTDS

Frequência do sistema em 60Hz.

5.2. CB Control

CB CONTROL	
Parâmetro	Ajustes
CB Control by	Disabled
CB mon LO reset	No
Rst CB mon LO by	CB Close
CB mon LO RstDly	5.000 s
CB Status Input	52A 3 pole
CB Status Time	5.000 s

Alteração RTDS

5.3. Date and Time

DATE AND TIME	
Parâmetro	Ajustes
Date/Time	2012-12-11 12:06:26.953
Battery Status	Healthy
Battery Alarm	Disabled
LocalTime Enable	Flexible

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

5.4. Configuration

CONFIGURATION	
Parâmetro	Ajustes
Restore Defaults	No Operation
Setting Group	Select via Menu
Active Settings	Group 1
Setting Group 1	Enabled
Setting Group 2	Disabled
Setting Group 3	Disabled
Setting Group 4	Disabled
Distance	Enabled
Directional E/F	Enabled
Current Diff	Enabled
Overcurrent	Disabled
Neg Sequence O/C	Disabled
Broken Conductor	Disabled
Earth Fault	Enabled

Sensitive E/F	Disabled
Residual O/V NVD	Disabled
Thermal Overload	Disabled
PowerSwing Block	Disabled
Volt Protection	Enabled
Freq Protection	Disabled
df/dt Protection	Disabled
CB Fail	Enabled
Supervision	Enabled
System Checks	Disabled
Auto-Reclose	Disabled
Input Labels	Visible
Output Labels	Visible
CT & VT Ratios	Visible
Record Control	Visible
Disturb Recorder	Visible
Measure't Setup	Visible
Comms Settings	Visible
Commission Tests	Visible
Setting Values	Primary
Control Inputs	Visible
Ctrl I/P Config	Visible
Ctrl I/P Labels	Visible
Direct Access	Enabled
Function Key	Visible
RP1 Ready only	Disabled
LCD Contrast	11

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Funções habilitadas:

- Diferencial de linha (87)
- Distância (21)
- Oscilação de Potência (68)
- Sobrecorrente Direcional de Neutro (67N)
- Sobretensão (59)
- Sincronismo (25)

Religamento Automático (79)

Falha de Disjuntor (50BF)

5.5. CT and VT Ratios

CT AND VT RATIOS	
Parâmetro	Ajustes
Main VT Primary	230.0 kV
Main VT Sec'y	115.0 V
CS VT Primary	230.0 kV
CS VT Secondary	115.0 V
Phase CT Primary	1200 A
Phase CT Sec'y	5.000 A
SEF CT Primary	1200 A
SEF CT Secondary	5.000 A
MComp CT Primary	1200 A
MComp CT Sec'y	5.000 A
CS Input	A-N
Main VT Location	Line
CT Polarity	Standard
SEF CT Polarity	Standard
M CT Polarity	Standard
VT Connected	Yes
CS VT Ph Shift	0 deg
CS VT Mag	1.000

TC = 1200/5 A

TP = 230.000 : $\sqrt{3}$ / 115: $\sqrt{3}$ V

CT Polarity: Standard

Os TC's estão aterrados do lado da linha.

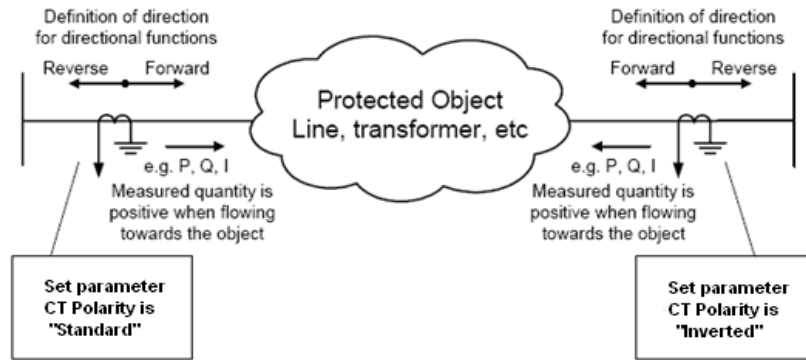


Figura 14: Polaridades dos TC's.

Nota.: Recomenda-se verificar durante o comissionamento a relação / fechamento do TC bem como a tensão para sincronismo.

5.6.Record Control

RECORD CONTROL	
Parâmetro	Ajustes
Alarm Event	Enabled
Relay O/P Event	Enabled
Opto Input Event	Enabled
General Event	Enabled
Fault Rec Event	Enabled
Maint Rec Event	Enabled
Protection Event	Enabled
Flt Rec Extended	Disabled

5.7.Distrurb Recorder

DISTRUB RECORDER	
Parâmetro	Ajustes
Duration	1.500 s
Trigger Position	33.30%
Trigger Mode	Single
Analog Channel 1	VA
Analog Channel 2	VB
Analog Channel 3	VC
Analog Channel 4	IA

Analog Channel 5
 Analog Channel 6
 Analog Channel 7
 Analog Channel 8
 Digital Input 1
 Input 1 Trigger
 Digital Input 2
 Input 2 Trigger
 Digital Input 3
 Input 3 Trigger
 Digital Input 4
 Input 4 Trigger
 Digital Input 5
 Input 5 Trigger
 Digital Input 6
 Input 6 Trigger
 Digital Input 7
 Input 7 Trigger
 Digital Input 8
 Input 8 Trigger
 Digital Input 9
 Input 9 Trigger
 Digital Input 10
 Input 10 Trigger
 Digital Input 11
 Input 11 Trigger
 Digital Input 12
 Input 12 Trigger
 Digital Input 13
 Input 13 Trigger
 Digital Input 14
 Input 14 Trigger
 Digital Input 15
 Input 15 Trigger
 Digital Input 16

IB
 IC
 IN
 IN Sensitive
 Relay 1
 No Trigger
 Relay 2
 No Trigger
 Relay 3
 Trigger L/H
 Pole Dead A
 No Trigger
 Pole Dead B
 No Trigger
 Pole Dead C
 No Trigger
 Aided 2 Send
 No Trigger
 Aided 2 Receive
 No Trigger
 Aid2 Trip Enable
 No Trigger
 Aid2 DEF Trip3Ph
 No Trigger
 SOTF Trip Zone 1
 No Trigger
 SOTF Active
 No Trigger
 SOTF Trip Zone 2
 No Trigger
 SOTF Trip CNV
 No Trigger
 Relay 15
 No Trigger
 Relay 16

Alteração
RTDS

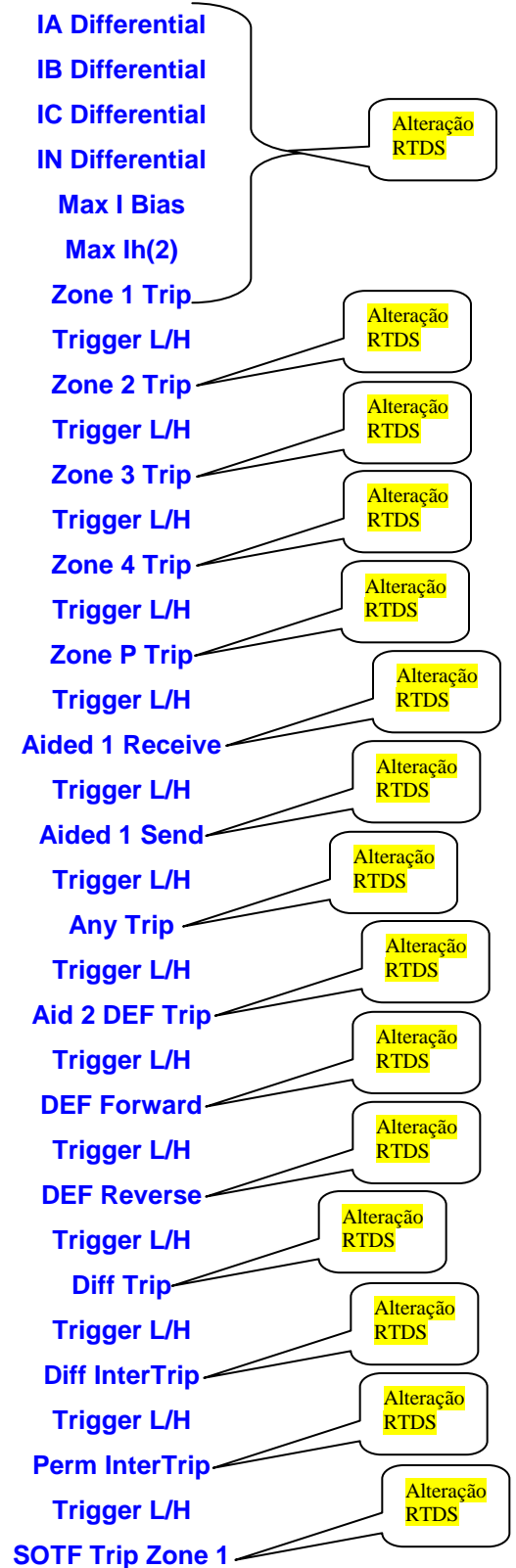
Alteração
RTDS

Input 16 Trigger
 Digital Input 17
 Input 17 Trigger
 Digital Input 18
 Input 18 Trigger
 Digital Input 19
 Input 19 Trigger
 Digital Input 20
 Input 20 Trigger
 Digital Input 21
 Input 21 Trigger
 Digital Input 22
 Input 22 Trigger
 Digital Input 23
 Input 23 Trigger
 Digital Input 24
 Input 24 Trigger
 Digital Input 25
 Input 25 Trigger
 Digital Input 26
 Input 26 Trigger
 Digital Input 27
 Input 27 Trigger
 Digital Input 28
 Input 28 Trigger
 Digital Input 29
 Input 29 Trigger
 Digital Input 30
 Input 30 Trigger
 Digital Input 31
 Input 31 Trigger
 Digital Input 32
 Input 32 Trigger
 Analog Channel 9
 Analog Channel 10

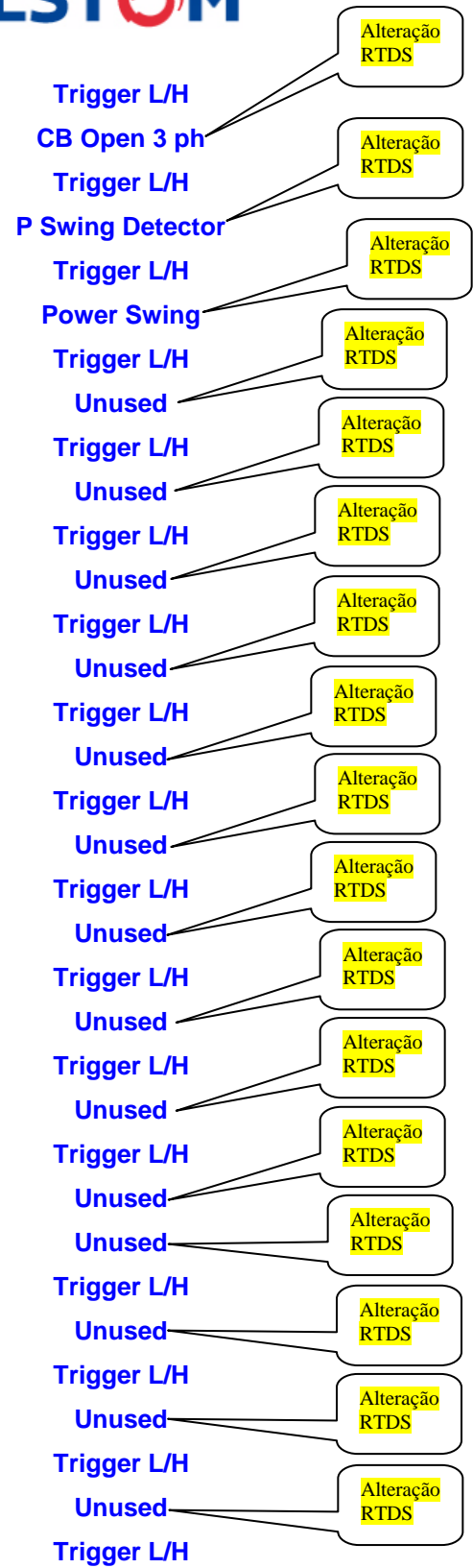
No Trigger
 Opto 1
 No Trigger
 Opto 2
 No Trigger
 Opto 3
 No Trigger
 Opto 4
 No Trigger
 Opto 5
 No Trigger
 Opto 6
 No Trigger
 Opto 7
 No Trigger
 Opto 8
 No Trigger
 Opto 9
 No Trigger
 Opto 10
 No Trigger
 Opto 11
 No Trigger
 Opto 12
 No Trigger
 Opto 13
 No Trigger
 Opto 14
 No Trigger
 Opto 15
 No Trigger
 Opto 16
 No Trigger
 V Checksync
 IM

Alteração
RTDS

Analog Channel11
 Analog Channel12
 Analog Channel13
 Analog Channel14
 Analog Channel15
 Analog Channel16
 Digital Input 33
 Input 33 Trigger
 Digital Input 34
 Input 34 Trigger
 Digital Input 35
 Input 35 Trigger
 Digital Input 36
 Input 36 Trigger
 Digital Input 37
 Input 37 Trigger
 Digital Input 38
 Input 38 Trigger
 Digital Input 39
 Input 39 Trigger
 Digital Input 40
 Input 40 Trigger
 Digital Input 41
 Input 41 Trigger
 Digital Input 42
 Input 42 Trigger
 Digital Input 43
 Input 43 Trigger
 Digital Input 44
 Input 44 Trigger
 Digital Input 45
 Input 45 Trigger
 Digital Input 46
 Input 46 Trigger
 Digital Input 47



Input 47 Trigger
 Digital Input 48
 Input 48 Trigger
 Digital Input 49
 Input 49 Trigger
 Digital Input 50
 Input 50 Trigger
 Digital Input 51
 Input 51 Trigger
 Digital Input 52
 Input 52 Trigger
 Digital Input 53
 Input 53 Trigger
 Digital Input 54
 Input 54 Trigger
 Digital Input 55
 Input 55 Trigger
 Digital Input 56
 Input 56 Trigger
 Digital Input 57
 Input 57 Trigger
 Digital Input 58
 Input 58 Trigger
 Digital Input 59
 Input 59 Trigger
 Digital Input 60
 Digital Input 61
 Input 61 Trigger
 Digital Input 62
 Input 62 Trigger
 Digital Input 63
 Input 63 Trigger
 Digital Input 64
 Input 64 Trigger



Recomenda que a partida da oscilografia seja através do trip das funções de proteção.

Todas as funções de proteção configuradas, canais analógicos bem como as binárias de entrada e saída devem se configurados na oscilografia.

5.8. Measure't Setup

MEASURE'T SETUP	
Parâmetro	Ajustes
Local Values	Primary
Remote Values	Primary
Measurement Ref	VA
Measurement Mode	0
Fix Dem Period	30.00 min
Roll Sub Period	30.00 min
Num Sub Periods	1
Distance Unit	Kilometres
Fault Location	Distance

Define que as medições dos valores analógicos serão apresentadas em valores primários tanto para local como para remoto. O comprimento da linha será em quilometros e a localização das faltas será apresentada também em quilometros.

5.9. CB Monitor Setup

CB MONITOR SETUP	
Parâmetro	Ajustes
Broken I [^]	2.000
I [^] Maintenance	Alarm Disabled
I [^] Lockout	Alarm Disabled
No. CB Ops Maint	Alarm Disabled
No. CB Ops Lock	Alarm Disabled
CB Time Maint	Alarm Disabled
CB Time Lockout	Alarm Disabled
Fault Freq Lock	Alarm Disabled

A condição de monitoramento de abertura do disjuntor disponibiliza informação de quando deverá ser executado à manutenção no circuito de abertura do disjuntor. Essa informação é realizada através de um contador por fase, este contador é incrementado toda vez que o relé executa um comando de trip disjuntor.

Função desabilitada.

5.10. Opto Config

OPTO CONFIG	
Parâmetro	Ajustes
Global Nominal V	110/125V
Opto Filter Cntl	11111111011011111111011
Characteristic	Standard 60%-80%

Alteração
RTDS

5.11. CTRL I/P Config

Definido conforme comissionamento.

5.12. Function Keys

Definido conforme comissionamento.

5.13. Prot. Comms. / IM64

PROT. COMMS. / IM64	
Parâmetro	Ajustes
Scheme Setup	2 Terminal
Address	0-0
Comms Mode	Standard
Baud Rate Ch1	64kbits/s
Clock Source Ch1	Internal
Comm Delay Tol	1.000 ms
Comm Fail Timer	10.00 s
GPS Sync	GPS Disabled
Char Mod Time	500.0 ms
Alarm Level	25.00%
Prop Delay Stats	Enabled
MaxCh1 PropDelay	15.00 ms
IM1 Cmd Type	Permissive
IM1 Fallbck Mode	Default
IM1 Default Val	0
IM2 Cmd Type	Permissive
IM2 Fallbck Mode	Default
IM2 Default Val	0
IM3 Cmd Type	Permissive

Alteração
RTDS

IM3 Fallbck Mode	Default	
IM3 Default Val	0	
IM4 Cmd Type	Permissive	
IM4 Fallbck Mode	Default	
IM4 Default Val	0	
IM5 Cmd Type	Permissive	
IM5 Fallbck Mode	Default	
IM5 Default Val	0	
IM6 Cmd Type	Permissive	
IM6 Fallbck Mode	Default	
IM6 Default Val	0	
IM7 Cmd Type	Permissive	
IM7 Fallbck Mode	Default	
IM7 Default Val	0	
IM8 Cmd Type	Permissive	
IM8 Fallbck Mode	Default	
IM8 Default Val	0	
Char Mod Reset	Enabled	

Definido o endereço 0-0 para o relé instalado na SE Açú II

5.14. CTRL I/P Labels

Definido conforme comissionamento.

5.15. Gropu 1

5.15.1. DISTANCE ELEMENT

A operação do relé de distância é baseada no uso combinado de dois algoritmos de detecção de faltas.

Cálculo da superposição dos valores de corrente e tensão, que são características na falta (algoritmos "Delta")

Medida dos valores de impedância (algoritmos "Convencionais")

Estes algoritmos oferecem detecção confiável de todos os tipos de faltas na rede. Os cálculos de impedância são realizados em cada amostra para todos os 06 "loops" AN, BN, CN, AB, BC e CA.

O algoritmo convencional utiliza o critério de medida de impedância com características quadrilaterais. A seleção de fase é melhorada para altas correntes de faltas utilizando seleção de fase.

Ambos os algoritmos trabalham em paralelo, independentemente, monitorando o sistema, medindo os loops de impedâncias e calculando os valores delta continuamente.

O relé possui ajuste de 5 zonas de proteção quadrilaterais, tanto para faltas fase-fase como para fase-terra, com ajustes independentes, conforme figura a seguir. Os ajustes para a função de proteção de distância serão feitos em valores primários ou secundários.

Todas as zonas são quadrilaterais e as direções de operação das 5 zonas são:

Zonas 1, 2 e 3: zonas direcionais no sentido da Linha (forward). A Zona 1 ainda possui uma extensão da Zona (Zona 1X) quando necessário em alguns esquemas de trip;

Zona P: zona programável, no sentido da Linha (forward) ou reversa (reverse)

Zona 4: zona direcional reversa.

A proteção de faltas a terra (F21N) utiliza os elementos de faltas fase-fase usando a Compensação Residual (kZ0) correspondente, para garantir o correto alcance dos elementos de falta a terra, ou seja, a proteção obtém as características de falta a terra a partir dos elementos de faltas entre fases.

Neste relé, a compensação residual é efetuada para cada zona de proteção (kZ1, kZ2, kZ3/4 e kZP), o que permite um alcance mais preciso para faltas a terra, dando cobertura para circuitos que podem ter diferentes impedâncias de seqüência zero e positiva.

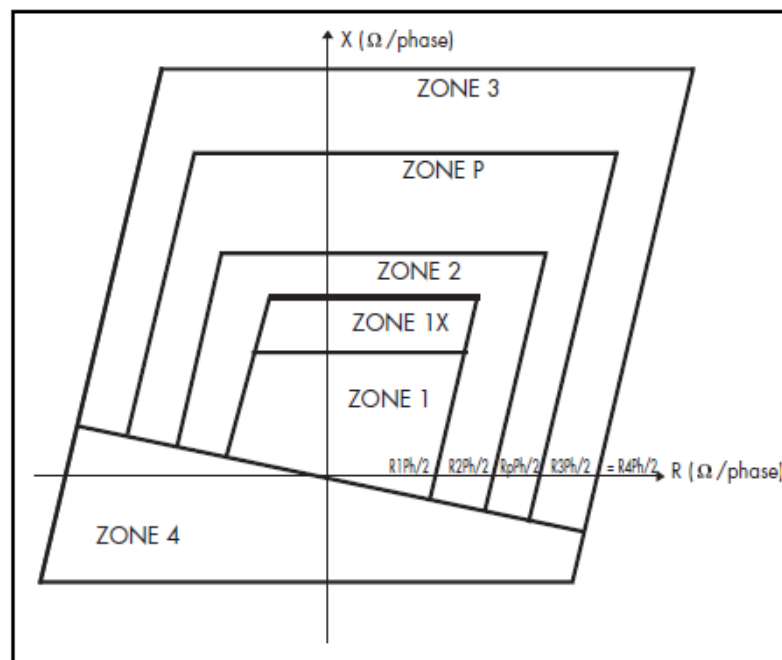


Figura 11: Característica Quadrilateral Para Faltas Fase-Fase

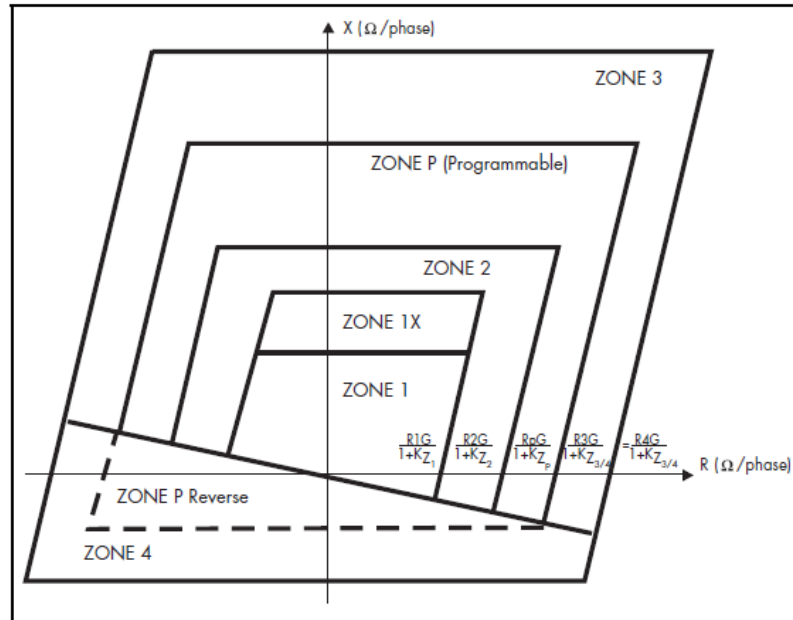


Figura 12: Característica Quadrilateral Para Faltas Fase-Terra

Observa-se que os alcances são calculados na forma polar $Z \angle \theta$.

Alcances resistivos:

Os relés P545 possuem elementos com ajustes independentes de resistência de fase (RPh) e de terra (RG).

Os alcances resistivos podem ser ajustados com diferentes valores para cada zona, R1Ph/R1G, R2Ph/R2G, RpPh/RpG, e com o mesmo valor para R3Ph e R4Ph.

O alcance da resistência de terra deve ser ajustado para cobrir a resistência de falta à terra (resistência de arco + resistência de pé de torre), mas evitando a região de carga.

Os valores de RG para qualquer zona não deve ser maior que 10 vezes o alcance da impedância.

Em casos de resistência de falta muito elevada, localizando fora da característica quadrilateral, utiliza-se a proteção de sobrecorrente direcional (DEF).

5.15.2. Line Parameters

LINE PARAMETERS	
Parâmetro	Ajustes
Line Length	75.01 km
Line Impedance	38.32 Ohm
Line Angle	78.00 deg
kZN Res Comp	800.0e-3
kZN Res Angle	-6.000 deg

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Mutual Comp
Phase Sequence
Tripping Mode
Line Charging Y

Disabled
Standard ABC
3 Pole
1.440 mS

Memorial de cálculo:

Comprimento da Linha de Transmissão = 75 km

$$Z_{LT} = 7,87 + j 37,63 \Omega_{\text{prim.}} = 38,44 / 78,20^\circ \Omega_{\text{prim.}}$$

COMPENSAÇÃO RESIDUAL PARA FALTAS A TERRA (KZ0):

$$Z_1 = 7,87 + j 37,63 \Omega_{\text{prim.}} = 38,44 / 78,20^\circ \Omega_{\text{prim.}}$$

$$Z_0 = 36,59 + j 125,97 \Omega_{\text{prim.}} = 131,18 / 73,80^\circ \Omega_{\text{prim.}}$$

$$KZN = \frac{Z_0 - Z_1}{3 * Z_1} = \frac{(131,18 / 73,80) - (38,44 / 78,20)}{3 * (38,44 / 78,20)}$$

$$KZN = 0,80 \angle - 6,20$$

COMPENSAÇÃO DE MÚTUA (kZm):

Não há compensação mútua para este bay pois trata-se de circuito único, portanto o ajuste adotado será zero.

$$KZm = \frac{Z_M}{3 * Z_1} = 0,00$$

SUCEPTÂNCIA DA LINHA:

$$I_{ch} = 2,5 \text{ A/km} * 75 \text{ km}$$

$$I_{ch} = 187,50 \text{ A}$$

$$B = \omega * C = I_{ch} / V$$

$$B = \frac{187,50}{(230.000 / \sqrt{3})}$$

$$B = 1,440 \text{ mS}$$

5.15.3. Line Parameters

LINE PARAMETERS

Parâmetro	Ajustes
Setting Mode	Simple

PHASE DISTANCE

Phase Chars.	Quad
Quad Resistance	Proportional
Fault Resistance	38.32 Ohm
Zone 1 Ph Status	Enabled
Zone 1 Ph Reach	80.00%
Zone 2 Ph Status	Enabled
Zone 2 Ph Reach	130.00%
Zone 3 Ph Status	Disabled
Zone 3 Ph Offset	Disabled
Zone P Ph Status	Disabled
Zone 4 Ph Status	Enabled
Zone 4 Ph Reach	100.00%

Alteração RTDS

GROUND DISTANCE

Ground Chars.	Quad
Quad Resistance	Proportional
Fault Resistance	31.27 Ohm
Zone 1 Gnd Stat.	Enabled
Zone 1 Gnd Reach	80.00%
Zone 2 Gnd Stat.	Enabled
Zone 2 Gnd Reach	130.00%
Zone 3 Gnd Stat.	Enabled
Zone 3 Gnd Reach	160.00%
Zone3 Gnd Offset	10.00 %
Zone P Gnd Stat.	Disabled
Zone 4 Gnd Stat.	Enabled
Zone 4 Gnd Reach	100.00%
Digital Filter	Standard
CVT Filters	Disabled
Load Blinders	Enabled
Z< Blinder Imp	79.97 Ohm

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Load/B Angle
Load Blinder V<
Dist. Polarizing

45.00 deg

30.00 kV

1.000

Alteração
RTDS

Alteração
RTDS

DELTA DIRECTIONAL

Dir. Status	Enabled
AidedDeltaStatus	Disabled
Dir. Char Angle	60.00 deg

Memorial de cálculo:

AJUSTE DOS ALCANCES:

A linha de transmissão tem os seguintes **valores primários**:

$$Z_1 = 7,87 + j 37,63 \Omega_{\text{prim.}} = 38,44 / 78,20^\circ \Omega_{\text{prim.}}$$

$$Z_0 = 36,59 + j 125,97 \Omega_{\text{prim.}} = 131,18 / 73,80^\circ \Omega_{\text{prim.}}$$

Primeira Zona

A primeira zona deverá ser ajustada em 80 % da impedância da LT, em função dos erros dos TP's e TC's, eventuais imprecisões nos parâmetros de linhas e considerando o efeito do carregamento.

Valor da impedância medida pelo relé na SE Açú II bay Miassaba III para as seguintes condições de curto circuito:

- Trifásico na barra 230kV Miassaba III:
38,44 Ω_{prim} – C/GER MÁX
38,44 Ω_{prim} – C/GER MIN
- Monofásico na barra 230kV Miassaba III:
38,44 Ω_{prim} C/GER MÁX
38,44 Ω_{prim} – C/GER MIN

$$Z_1 = 0,80 \times 38,44 / 78,20^\circ \Omega_{\text{prim.}} = 30,75 / 78,20^\circ \Omega_{\text{prim}}$$

Segunda Zona

O objetivo do ajuste da segunda zona é de se garantir o alcance de 100 % da LT protegida, com adequada margem de segurança. Limita-se também o alcance desta zona ao menor valor calculado (impedância vista pelo relé), para faltas a 50% das LT's conectadas à barra remota (com Infeed), quando de falha dos respectivos disjuntores da barra remota.

Caso haja transformadores conectados à barra remota, é recomendado que o alcance desta zona não alcance o barramento de baixa tensão dos mesmos, a fim de evitar descoordenação entre as proteções da linha com as proteções do transformador.

A temporização desta zona deverá ser ajustada em 0,40 segundos.

Valor da impedância medida pelo relé na SE Açú II bay Miassaba III para as seguintes condições de curto circuito:

- Trifásico na barra 230kV Miassaba III:
38,44 Ω_{prim} – C/GER MÁX
38,44 Ω_{prim} – C/GER MIN
- Monofásico na barra 230kV Miassaba III:
38,44 Ω_{prim} C/GER MÁX
38,44 Ω_{prim} – C/GER MIN

- Trifásico a 50% da LT Miassaba III – Galinhos 230kV:
51,15 Ω_{prim} – C/GER MÁX
40,70 Ω_{prim} – C/GER MIN
- Monofásico a 50% da LT Miassaba III – Galinhos 230kV:
56,20 Ω_{prim} C/GER MÁX
48,71 Ω_{prim} – C/GER MIN

- Trifásico na barra 34,5kV Miassaba III:
154,83 Ω_{prim} – C/GER MÁX
124,26 Ω_{prim} – C/GER MIN
- Monofásico na barra 34,5kV Miassaba III:
1584 Ω_{prim} C/GER MÁX
659 Ω_{prim} – C/GER MIN

$$Z_2 = 1,30 \times 38,44 / 78,20^\circ \Omega_{\text{prim.}} = 49,98 / 78,20^\circ \Omega_{\text{prim}}$$

Terceira Zona

O alcance da terceira zona deverá estar limitado ao menor valor calculado (impedância vista pelo relé), para faltas a 100% da menor LT conectada à barra remota (com Infeed), quando de falha dos respectivos disjuntores da barra remota.

Novamente, caso haja transformadores conectados à barra remota, é recomendado, preferencialmente, que o alcance desta zona não alcance o barramento de baixa tensão dos mesmos, a fim de evitar descoordenação entre as proteções da linha com as proteções do transformador.

A temporização desta zona deverá ser ajustada em 1,5 segundo.

Valor da impedância medida pelo relé na SE Açú II bay Miassaba III para as seguintes condições de curto circuito:

- Trifásico a 100% da LT Miassaba III – Galinhos 230kV com disjuntor aberto em Galinhos:
63,85 Ω_{prim} – C/GER MÁX
58,96 Ω_{prim} – C/GER MIN
- Monofásico a 100% da LT Miassaba III – Galinhos 230kV com disjuntor aberto em Galinhos:
76,74 Ω_{prim} C/GER MÁX
58,98 Ω_{prim} – C/GER MIN
- Trifásico na barra 34,5kV Miassaba III:
154,83 Ω_{prim} – C/GER MÁX
124,26 Ω_{prim} – C/GER MIN
- Monofásico na barra 34,5kV Miassaba III:
1584 Ω_{prim} C/GER MÁX
659 Ω_{prim} – C/GER MIN

$$Z_3 = 1,60 \times 38,44 \frac{78,20^\circ}{78,20^\circ} \Omega_{\text{prim.}} = 61,51 \frac{78,20^\circ}{78,20^\circ} \Omega_{\text{prim}}$$

Quarta Zona (reversa)

O objetivo da quarta zona reversa é de se garantir como retaguarda a barra local. Assim, limitamos o alcance desta zona ao menor valor calculado (impedância vista pelo relé), para faltas a 50% da menor LT na direção reversa (com Infeed).

A temporização desta zona deverá ser ajustada em 2,0 segundos.

Valor da impedância medida pelo relé na SE Açú II bay Miassaba III para as seguintes condições de curto circuito:

- Trifásico a 50% da LT Açu II – UJSP 230kV:
40,78 Ω_{prim}
- Monofásico a 50% da LT Açu II – UJSP 230kV:
55,83 Ω_{prim}

$$Z_4 = 1,00 \times 38,44 \angle 78,20^\circ \Omega_{prim.} = 38,44 \angle 78,20^\circ \Omega_{prim}$$

ALCANCES RESISTIVOS:

Para Faltas Entre Fases:

Para a determinação dos alcances resistivos deve ser considerada a resistência de arco e também deve ser considerada a impedância para a máxima carga na linha, que é o limite da blindagem da carga.

Impedância mínima de carga:

Considerando para o cálculo da carga máxima a corrente da relação do TC e com 90% de tensão, temos o limite da blindagem para carga, em:

$$Z_{\min_Carga} = \frac{0,9 * kV}{\sqrt{3} * RTC} = \frac{0,9 * 230000}{\sqrt{3} * 1200} = 99,59 \Omega_{prim.}$$

$$Z_{carga} = 80 \text{ ohms prim.}$$

Para Faltas Fase Terra:

As resistências de faltas a terra podem ter valores diversos, não exatamente previstos e com muita chance de serem muito maiores que as resistências de arco em isoladores (“flash overs”). Essas resistências de falta podem ser causadas por árvores, queda de condutores, fogo sob a linha, etc. Valores de 60 ohms a 100 ohms primários podem ser possíveis.

O valor para trás pode ser reduzido para evitar partidas nas fases boas para curtos-circuitos fase-terra para frente, sendo então adotado 100 ohms prim.

Apresentação gráfica dos ajustes adotados elaborado no software da Areva Z- Graphf:

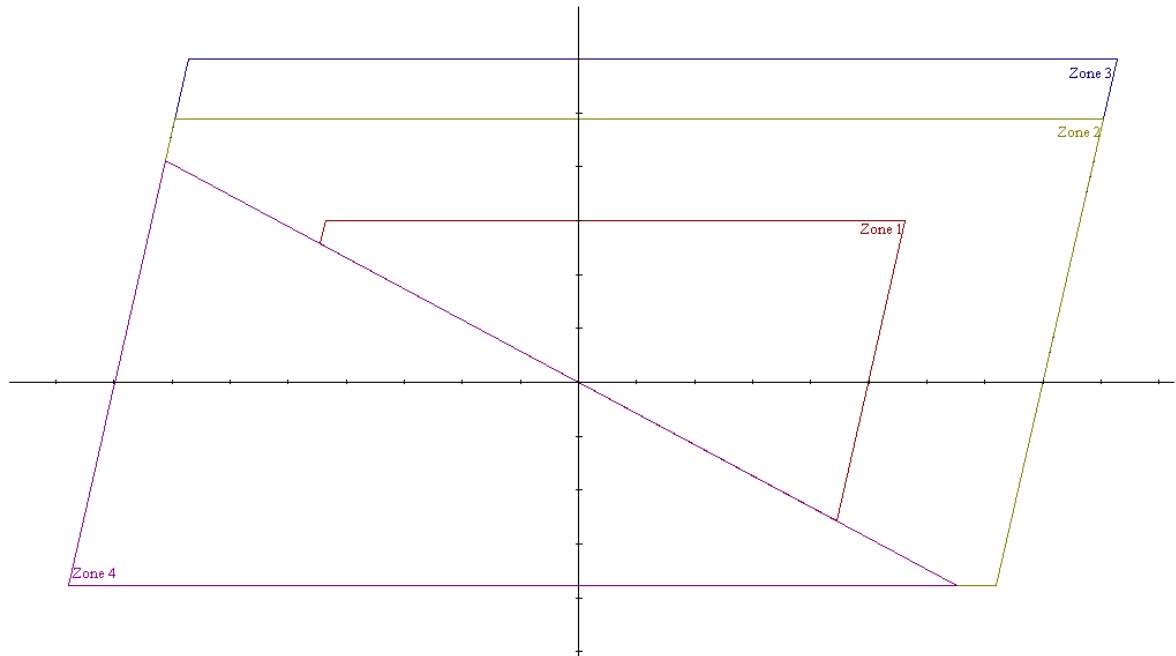


Figura 13: Loop de Fases – Alcances de impedância

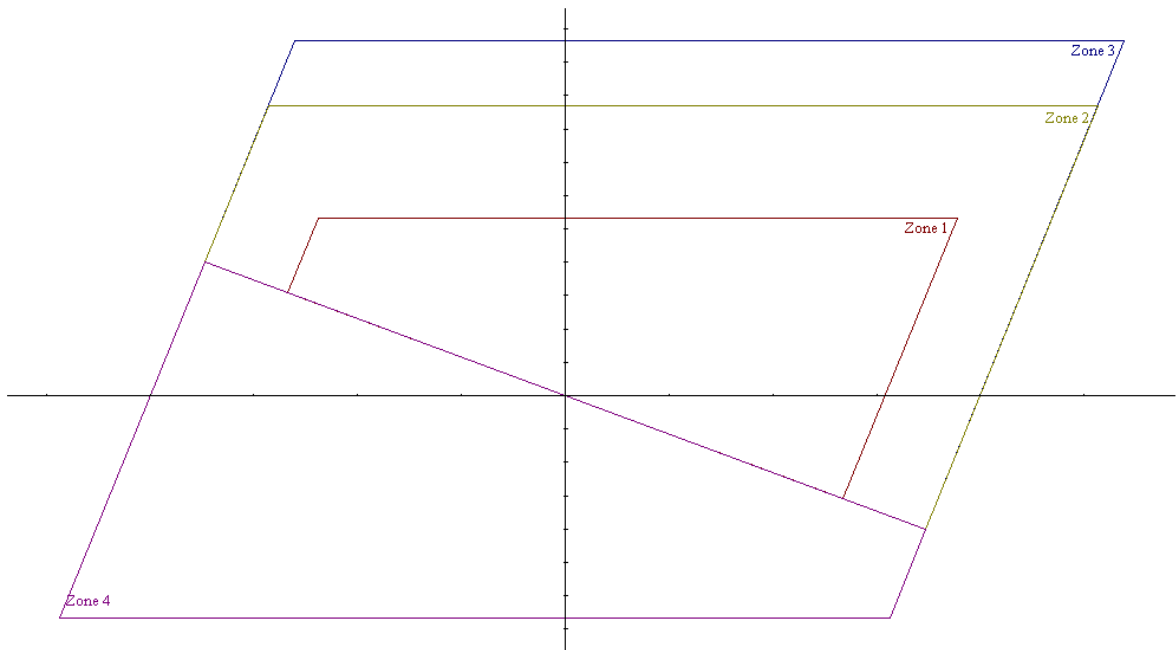


Figura 14: Loop Fase Terra – Alcances de impedância

5.15.4. Dist Elements

PHASE DISTANCE	
Parâmetro	Ajustes
Z1 Ph. Reach	30.65 Ohm
Z1 Ph. Angle	78.00 deg
R1 Ph. Resistive	30.65 Ohm
Z1 Tilt Top Line	-3.000 deg
Z1 Sensit. Iph>1	90.00 A
Z2 Ph. Reach	49.81 Ohm
Z2 Ph. Angle	78.00 deg
R2 Ph. Resistive	49.81 Ohm
Z2 Tilt Top Line	-3.000 deg
Z2 Sensit. Iph>2	90.00 A
Z4 Ph. Reach	38.32 Ohm
Z4 Ph. Angle	78.00 deg
R4 Ph. Resistive	38.32 Ohm
Z4 Tilt Top Line	-3.000 deg
Z4 Sensit. Iph>4	60.00 A
GROUND DISTANCE	
Z1 Gnd. Reach	30.65 Ohm
Z1 Gnd. Angle	78.00 deg
Z1 Dynamic Tilt	Enabled
Z1 Tilt Top Line	-3.000 deg
kZN1 Res. Comp.	0.800
kZN1 Res. Angle	-6.000 deg
R1 Gnd Resistive	25.01 Ohm
Z1 Sensit Ignd>1	90.00 A
Z2 Gnd. Reach	49.81 Ohm
Z2 Gnd. Angle	78.00 deg
Z2 Dynamic Tilt	Enabled
Z2 Tilt Top Line	-3.000 deg
kZN2 Res. Comp.	0.800
kZN2 Res. Angle	-6.000 deg
R2 Gnd Resistive	81.25 Ohm
Z2 Sensit Ignd>2	90.00 A

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Z3 Gnd. Reach	61.31 Ohm	Alteração RTDS
Z3 Gnd. Angle	78.00 deg	
Z3 Dynamic Tilt	Enabled	
Z3 Tilt Top Line	-3.000 deg	
kZN3 Res. Comp.	0.800	Alteração RTDS
kZN3 Res. Angle	6.000 deg	
R3 Gnd. Res. Fwd	100.00 Ohm	
Z3 Sensit Ignd>3	60.00 A	Alteração RTDS
Z4 Gnd. Reach	38.32 Ohm	
Z4 Gnd. Angle	78.00 deg	
Z4 Dynamic Tilt	Enabled	
Z4 Tilt Top Line	-3.000 deg	Alteração RTDS
kZN4 Res. Comp.	0.800	
kZN4 Res. Angle	-6.000 deg	Alteração RTDS
R4 Gnd Resistive	31.27 Ohm	
Z4 Sensit Ignd>4	60.00 A	
Mem Volt Dura	16	

Nota: Os ajustes descritos acima são calculados automaticamente pelo software Micom S1 Agile.

5.15.5. Phase Diff

PHASE DIFF	
Parâmetro	Ajustes
Phase Diff	Enabled
Phase Is1	240.0 A
Phase Is2	2400.0 A
Phase k1	30.00%
Phase k2	150.00%
Phase Char	DT
Phase Time Delay	0 s
PIT Time	200.0 ms
Ph CT Corr'tion	1.000
Compensation	None
PIT I selection	Remote
Transient Bias	Disabled

NEUTRAL DIFF

In Diff

Disabled

Ph Diff Stub Bus

Disabled

Memorial de cálculo:

$I_{s1} = 20\% \text{ TC}$

$I_{s1} = 240 \text{ A}$

$I_{s2} = 200\% \text{ TC}$

$I_{s1} = 2400 \text{ A}$

O catalogo do relé recomenda o ajuste de 30% e 150% de inclinação da curva diferencial para linhas de 2 terminais.

$K_1 = 30\%$

$K_2 = 150\%$

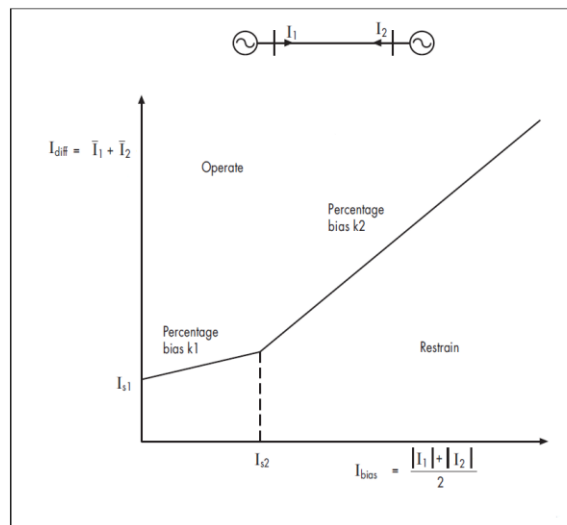


Figura 15: Característica da função diferencial de linha.

5.15.6. Scheme Logic

BASIC SCHEME	
Parâmetro	Ajustes
Basic Scheme Mode	Standard
Zone1 Tripping	Phase And Ground
tZ1 Ph. Delay	0 s
tZ1 Gnd. Delay	0 s
Zone2 Tripping	Phase And Ground
tZ2 Ph. Delay	400.0 ms
tZ2 Gnd. Delay	400.0 ms
Zone3 Tripping	Ground Only
tZ3 Gnd. Delay	1.500 s
ZoneP Tripping	Disabled
Zone4 Tripping	Phase And Ground
tZ4 Ph. Delay	1.000 s
tZ4 Gnd. Delay	1.000 s
AIDED SCHEME 1	
Aid. 1 Selection	POR
Aid 1 Distance	Phase And Ground
Aid.1 Dist. Dly	50.00 ms
AIDED SCHEME 2	
Aid. 2 Selection	POR
Aid 2 Distance	Disabled
Aid. 2 DEF	Enabled
Aid. 2 DEF Dly.	0 s
Aid. 2 Delta	Disabled
Aid. 2 Delta Dly	20.00 ms
tRev. Guard	20.00 ms
Send On Trip	Aided / Z1
Weak Infeed	Disabled
TRIP ON CLOSE	
SOTF Status	Enabled PoleDead
SOTF Tripping	100011
TOR Status	Disabled
TOR Tripping	000011

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

TOC Reset Delay	500.0 ms
SOTF Pulse	500.0 ms
TOC Delay	200.0 ms

Z1 EXTENSION	
Z1 Ext Scheme	En. Any Ch Fail
LOSS OF LOAD	
LOL Scheme	Disabled

Alteração RTDS

Memorial de cálculo:

Ajuste da temporização de zonas:

- 1ª Zona = 0,00 s
- 2ª Zona = 0,40 s
- 3ª Zona = 1,50 s
- 4ª Zona = 2,00 s

Esquema de teleproteção para função 21 :

A função de distância será associada ao esquema de teleproteção permissível por sub alcance PUTT.

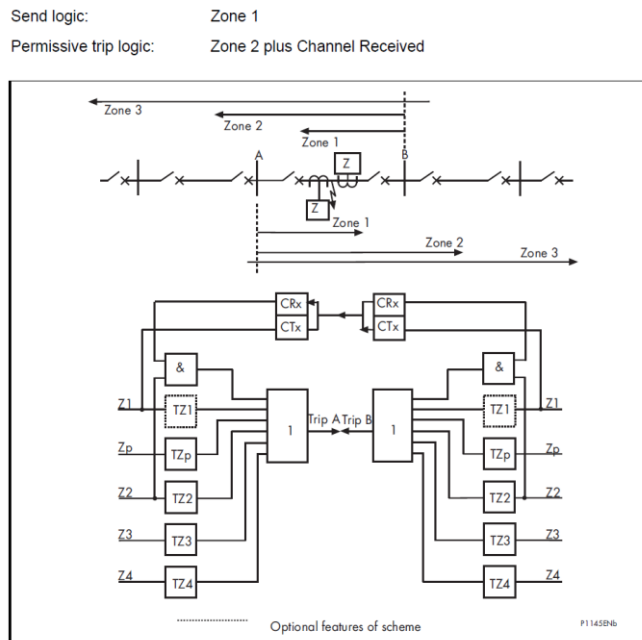


Figura 16: Esquema de teleproteção PUTT para função de distância.

Esquema de teleproteção para função 67N :

A função de sobrecorrente direcional de neutro será associada ao esquema de teleproteção permissível por sobre alcance POTT.

Send logic: IN> Forward pickup
Permissive trip logic: IN> Forward plus Channel Received

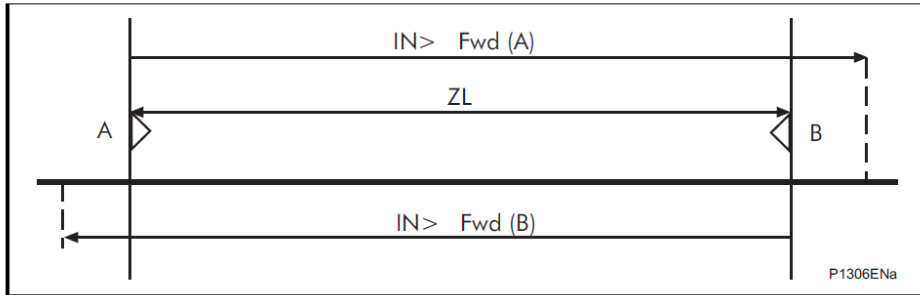


Figura 17: Esquema de teleproteção POTT para função de direcional de neutro.

5.15.7. Earth Fault

EARTH FAULT	
Parâmetro	Ajustes
IN>1 Status	Enabled
IN>1 Function	IEC S Inverse
IN>1 Directional	Directional Fwd
IN>1 Current Set	120.0 A
IN>1 TMS	190.0e-3
IN>1 tRESET	0 s
IN>2 Status	Disabled
IN>3 Status	Disabled
IN>4 Status	Disabled
IN> Blocking	001111
IN> DIRECTIONAL	
IN> Char Angle	-60.00 deg
IN> Polarisation	Zero Sequence
IN> VNpol Set	2000 V

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Memorial de Cálculo:

O estágio IN>1 será parametrizado como proteção de sobrecorrente direcional de terra de retaguarda com característica de tempo inverso.

Esta função quando ativada em VTS Block opera quando de faltas no circuito de medição de tensão (ficando, portanto a função de distância bloqueada). Sendo ativada, ela serve de proteção de retaguarda por sobrecorrente não direcional. Deve operar para faltas dentro da linha, e como não é direcional deve ter temporização suficiente para não descoordenar para faltas fora da linha e na direção reversa.

Esta unidade deverá ser ajustada para partir para curtos até o final da linha, ou seja, curto circuito na barra de 230kV da SE Miassaba III e acima de 10% da corrente nominal do TC.

$$CC_{FT SE MIA} = \mathbf{1026 A} \text{ (Ger. Máx)} \text{ e } \mathbf{748 A} \text{ (Ger. Min)}$$

$$CC_{FT SE GAL} = \mathbf{370 A} \text{ (Ger. Máx)} \text{ e } \mathbf{224A} \text{ (Ger. Min)}$$

$$CC_{FT SE ACD} = \mathbf{884 A} \text{ (Ger. Máx)} \text{ e } \mathbf{0 A} \text{ (Ger. Min)} - \text{ (reverso)}$$

$$CC_{FT CLOSE IN} = \mathbf{10724 A} \text{ (Ger. Máx)} \text{ e } \mathbf{10158 A} \text{ (Ger. Min)}$$

Com base nos valores de curto circuito citados adota-se o ajuste da unidade temporizada de neutro em 120 Aprim. Com esse ajuste a proteção temporizada de neutro terá sensibilidade para curto circuito fase terra até 100% do comprimento da LT mesmo em condições de contingências.

$$IN>1 \text{ Current Set} = 120 \text{ A}$$

A curva normal inversa definida pela norma IEC é:

$$t = k \cdot \left[\frac{0,14}{M^{0,02} - 1} \right]$$

onde:

t = tempo de operação em s

M = I / I_S = múltiplo da corrente de tap (I curto / I pick up)

Considera-se que o tempo máximo de atuação para curto circuito na barra de 230kV da SE Miassaba III (1026 Aprim) o relé deverá atuar acima de 0.5 seg.

Logo a partir da equação da característica, temos:

$$0,50 = k \cdot \left[\frac{0,14}{\left(\frac{1026}{120} \right)^{0,02} - 1} \right] \rightarrow k = 0,16$$

$$IN>1 \text{ TMS} = 0,16$$

Curto-circuito	GERAÇÃO MÁXIMA	
	I _{CC} 310 (A)	(67N) Tempo (s)
SE Miassaba III	1026	0,510
SE Galinhos	370	0,983
SE Açú II (reverso)	884	Não Opera
Close-in	10724	0,238

Curto-circuito	GERAÇÃO MÍNIMA	
	I _{CC} 310 (A)	(67N) Tempo (s)
SE Miassaba III	748	0,600
SE Galinhos	224	1,783
SE Açú II (reverso)	0	Não opera
Close-in	10158	0,241

Nota: Não foram fornecidas os ajustes das proteções conectadas nas adjacências da barra da SE Açú II de 230kV.

5.15.8. Aided Def

AIDED DEF	
Parâmetro	Ajustes
DEF Status	Enabled
DEF Polarizing	Zero Sequence
DEF Char. Angle	-60.00 deg
DEF VNpol Set	2000 V
DEF FWD Set	120.00 A
DEF REV Set	60.00 A
Virtual I Pol	Enabled

Alteração
RTDS

Memorial de Cálculo:

Será parametrizada uma proteção de sobrecorrente direcional de terra associada ao esquema de teleproteção.

Esta função deve funcionar no esquema de sobre alcance POTT, a partida da função será em 10% da corrente nominal do TC.

DEF FWD Set = 120 A

5.15.9. Power Swing Blk

POWER SWING BLK	
Parâmetro	Ajustes
PSB Status	Blocking
Zone 1 Ph. PSB	Blocking
Zone 2 Ph. PSB	Blocking
Zone 3 Ph. PSB	Blocking
Zone P Ph. PSB	Blocking
Zone 4 Ph. PSB	Blocking
Zone 1 Gnd. PSB	Blocking
Zone 2 Gnd. PSB	Blocking
Zone 3 Gnd. PSB	Blocking
Zone P Gnd. PSB	Blocking
Zone 4 Gnd. PSB	Blocking
WI Trip PSB	Inhibit Trip
PSB Unblocking	Enabled
PSB Unblock dly	7.000 s
PSB Reset Delay	200.0 ms
OST Mode	OST Disabled
Z5	73.49 Ohm
Z6	77.16 Ohm
Z5'	-46.14 Ohm
Z6'	-48.44 Ohm
R5	120.00 Ohm
R6	126.00 Ohm
R5'	-120.00 Ohm
R6'	-126.00 Ohm
Blinder Angle	78.00 deg
Delta T	40 ms
Tost	0 s
Slow Swing	Disabled

Memorial de Cálculo:

A função de oscilação de potência bloqueará a atuação de todas as zonas de distância, caso a oscilação persista por um tempo superior a 7 segundos será liberada a atuação das zonas de distância.

O alcance reativo e resistivo será ajustado em 20% acima dos alcances das maiores zonas à frente e reversa.

$$Z_5 = 1,2 * 61,25 = 73,49 \text{ ohms prim}$$

$$Z_6 = 1,05 * 73,49 = 77,16 \text{ ohms prim}$$

$$Z'_5 = 1,2 * -38,45 = -46,14 \text{ ohms prim}$$

$$Z'_6 = 1,05 * -46,14 = -48,44 \text{ ohms prim}$$

$$R_5 = 1,2 * 100,0 = 120,0 \text{ ohms prim}$$

$$R_6 = 1,05 * 120,0 = 126,0 \text{ ohms prim}$$

$$R'_5 = 1,2 * -100,0 = -120,0 \text{ ohms prim}$$

$$R'_6 = 1,05 * -120,0 = -126,0 \text{ ohms prim}$$

5.15.10. Volt Protection

UNDER VOLTAGE	
Parâmetro	Ajustes
V< Measur't Mode	V<1 & V<2 Ph-Ph
V< Operate Mode	V<1 & V<2 Any Ph
V<1 Function	Disabled
V<2 Status	Disabled
OVER VOLTAGE	
V> Measur't Mode	V>1 & V>2 Ph-Ph
V> Operate Mode	V>1 3Ph V>2AnyPh
V>1 Function	DT
V>1 Voltage Set	288.0 kV
V>1 Time Delay	50.00 ms
V>2 Status	Enabled
V>2 Voltage Set	276.0 kV
V>2 Time Delay	4.000 s
COMP OVERVOLTAGE	
V1>1 Cmp Funct	Disabled
V1>2 Cmp Status	Disabled

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Memorial de Cálculo:

Função de Subtensão

Não será habilitada a função de subtensão.

Função de Sobretensão

A filosofia da função de sobretensão temporizada, é utilizada com o objetivo de abrir os disjuntores da linha quando de ocorrência de sobretensões sistêmicas, para proteger os equipamento.

Esses ajustes poderão sofrer alteração após a elaboração dos estudos pré operacionais.

Ajuste em 125% da tensão com temporização em 0,05 seg com lógica “AND” de atuação.

Tensão primária de atuação = 287,5 kV

Ajuste em 120% da tensão com temporização em 4 seg com lógica “OR” de atuação.

Tensão primária de atuação = 276 kV

V>1 Voltage Set = 166 kV

V>1 time delay = 0,050 s

V>2 Voltage Set = 160 kV

V>2 time delay = 4,0 s

5.15.11. CB Fail & P.Dead

BREAKER FAIL	
Parâmetro	Ajustes
CB Fail 1 Status	Enabled
CB Fail 1 Timer	250.0 ms
CB Fail 2 Status	Disabled
CB Fail 2 Timer	250 ms
Volt Prot Reset	Prot Reset & I<
Ext Prot Reset	CB Open & I<
WI Prot Reset	Disabled
ExtTrip Only Ini	Enabled
UNDER CURRENT	
I< Current Set	60.00 A
ISEF< Current	24.00 A

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

Alteração RTDS

POLEDEAD VOLTAGE

V<

76.20 kV

Memorial de Cálculo:

A função de falha de disjuntor será ativada com emissão de retrip em 0,1 segundo e trip de falha de disjuntor em 0,25 segundo. O reset desta função será pelo reser do trip e corrente menor.

5.15.12. Supervision

SUPERVISION

Parâmetro	Ajustes
VTS Mode	Measured + MCB
VTS Status	Blocking
VTS Reset Mode	Auto
VTS Time Delay	5.000 s
VTS I> Inhibit	396.0 A
VTS I2> Inhibit	60.00 A

Alteração RTDS

Alteração RTDS

INRUSH DETECTION

I>2nd Harmonic	20.00%
----------------	---------------

WEAK INFEEED BLK

WI Inhibit	Enabled
I0/I2 Setting	3.000

Alteração RTDS

CT SUPERVISION

CTS Mode	Standard
CTS Status	Restrain
CTS Reset Mode	Auto
CTS Time Delay	5.000 s
CTS VN< Inhibit	7000 V
CTS IN> Set	120.0 A

Alteração RTDS

5.15.13. System Check

VOLTAGE MONITORS	
Parâmetro	Ajustes
Live Line	105.9 kV
Dead Line	26.98 kV
Live Bus	105.9 kV
Dead Bus	26.98 kV
CS UV	105.9 kV
CS OV	26.98 kV
CHECK SYSNC.	
System Checks	Enabled
CS Voltage Block	V< V> and Vdiff
CS1 Status	Enabled
CS1 Angle	20.00 deg
CS1 VDiff	26.98 kV
CS1 Slip Ctrl	Enabled
CS1 Slip Freq	200.00 mHz
CS2 Status	Disabled

Memorial de Cálculo:

Para o religamento automático utilizará a confirmação de sincronismo, com as seguintes condições

Linha viva tensão superior à 80% Vn.

Linha morta tensão inferior à 80% Vn.

Defasagem angular máxima 20°.

Escorregamento de frequência 0,20 Hz

Mínima tensão para sincronismo 80% Vn.

Máxima diferença de tensão 20% Vn.

5.15.14. Autoreclose

AUTORECLOSE	
Parâmetro	Ajustes
AR Mode	AR 3P
AR Shot	1
AR Skip Shot 1	Disabled
Mult Phase AR	Allow Autoclose
CB IS Time	5.000 s
CB IS Memory Time	0.500 s
DT Start by Prot	Protection Op
DT Start by CB Op	Disabled
3P AR DT Shrt 1	0.500 s
3P AR DT Shrt 2	60.00 s
3P AR DT Shrt 3	60.00 s
3P AR DT Shrt 4	60.00 s
3P AR Reclaim Time	30.00 s
AR CBHealthyTime	5.000 s
AR CheckSyncTime	5.000 s
Z1 AR	Initiate AR
Diff AR	Initiate AR
Dist Aided AR	Initiate AR
Z2T AR	Block AR
Z3T AR	Block AR
Z4T AR	Block AR
DEF Aided AR	Initiate AR
Dir Aided AR	Initiate AR
TOR AR	Block AR
IN>1 AR	No Action
AR SYS CHECKS	
CB SC All	Enabled
CB SC Short 1	Enabled
CB SC ClsNoDly	Disabled
CB SC CS1	Enabled
CB SC CS2	Disabled
CB SC DLLB	Enabled

CB SC LLDB
CB SC DLDB

Disabled
Disabled

Memorial de Cálculo:

A função de religamento automático é uma função lógica. Ela opera em conjunto com os sinais de saída de trip das funções de proteção das linhas, com o sinal de permissão de fechamento dado pelas funções de verificação de sincronismo e de energização e com os sinais de entradas binárias para indicação da posição do disjuntor ou outras funções de proteção externas.

O religamento automático deve ser tripolar para faltas monopolares, com tempo morto da ordem de 0,5 s.

A partida do religamento deve ocorrer pela proteção diferencial de linha, primeira zona da função de distância, segunda zona da função de distância com recepção Carrier e pela função de sobrecorrente direcional neutro com recepção Carrier para qualquer tipo de falta

O religamento deve ser bloqueado por atuação da 2ª, 3ª, 4ª e 5ª zonas, 67N sem recepção Carrier e SOTF.

NOTA: Recomenda-se confirmar e/ou adequar os ajustes das temporizações quando da realização dos ensaios, para colocação em operação do religamento automático.

O terminal Líder é a SE Açú II e o terminal Seguidor a SE Miassaba III, onde deverá ser religado com verificação de sincronismo.

5.15.15. Input Labels

INPUT LABELS	
Parâmetro	Ajustes
Opto Input 1	Input L1
Opto Input 2	Input L2
Opto Input 3	Input L3
Opto Input 4	Input L4
Opto Input 5	Input L5
Opto Input 6	Input L6
Opto Input 7	Input L7
Opto Input 8	Input L8
Opto Input 9	Input L9
Opto Input 10	Input L10
Opto Input 11	Input L11
Opto Input 12	Input L12
Opto Input 13	Input L13

Alteração
RTDS

Opto Input 14
Opto Input 15
Opto Input 16
Opto Input 17
Opto Input 18
Opto Input 19
Opto Input 20
Opto Input 21
Opto Input 22
Opto Input 23
Opto Input 24

Input L14
Input L15
Input L16
Input L17
Input L18
Input L19
Input L20
Input L21
Input L22
Input L23
Input L24

Alteração
RTDS

5.15.16. Output Labels

OUTPUT LABELS	
Parâmetro	Ajustes
Relay 1	Output R1
Relay 2	Output R2
Relay 3	Output R3
Relay 4	Output R4
Relay 5	Output R5
Relay 6	Output R6
Relay 7	Output R7
Relay 8	Output R8
Relay 9	Output R9
Relay 10	Output R10
Relay 11	Output R11
Relay 12	Output R12
Relay 13	Output R13
Relay 14	Output R14
Relay 15	Output R15
Relay 16	Output R16
Relay 17	Output R17
Relay 18	Output R18
Relay 19	Output R19
Relay 20	Output R20

Alteração
RTDS

Relay 21
Relay 22
Relay 23
Relay 24

Output R21
Output R22
Output R23
Output R24

Alteração
RTDS

6. Curva de Seletividade

6.1. Função de Neutro

