	Pedido OC – 079 / 2013	Nº: Farfilho – 010 / 2013
	CLIENTE: ELECNOR	
	PROGRAMA:	
	ÁREA: Engenharia Elétrica	
TÍTULO: TABELAS DE AJUSTES SE CAMPOS 345 KV LT PORTO DE AÇU - 345KV		FOLHA: 1 de 97

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								
	  <p>30 anos de Experiência em Proteção de Sistemas Elétricos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Estudos Elétricos • Treinamentos • Engenharia de Aplicação • Vendas <p>Fone/Fax: 11.3021.8060 Celular: 11.9907.5541 www.farfilho.com.br</p>								
	REV. 0	REV. A	REV. B	REV. C	REV. D	REV. E	REV. F	REV. G	REV. H
DATA	01.06.2012								
PROJETO	N.F								
EXECUÇÃO	N.F								
VERIFICAÇÃO	Farfilho								
APROVAÇÃO	Farfilho								

AS INFORMAÇÕES DESTE 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 E LOCALIZAÇÃO	5
3.2. TRANSFORMADORES DE CORRENTE	8
3.2.1. RELAÇÕES DOS TC's.....	8
3.2.2. DECK DE CURTO CIRCUITO	9
3.3. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	10
3.3.1. RELAÇÕES DOS TP's.....	10
3.4. ASPECTOS GERAIS DA PROTEÇÃO DA LINHA DE 345kV	12
3.4.1. DADOS DOS RELÉS DE PROTEÇÃO	12
4. Dados do Sistema e Principais Condições Operativas:	24
4.1. Dados da Linha de Transmissão.....	24
4.2. Curtos circuitos simulados no sistema.....	25
5. Proteção da Linha de 345 kV – SE Campo bay Porto de Açu	25
5.1. Grupo de ajuste	25
5.2. Ajustes Gerais.....	25
5.3. Modulo Analogico.....	26
5.4. Canal de Referência	28
5.5. Função 87 L – Diferencial de Linha.....	28
5.6. Proteção de Distância (PDIS 21).....	33
5.7. Seleção de Fases (PDIS, 21)	39
5.8. Impedância Direcional (RDIR).....	42
5.9. Oscilação de Potência (RPSB,78)	43
5.10. Proteção de Escorregamento de pólo (PSP1 - 78).....	47
5.11. Proteção Sobrecorrente Instantânea (PHPIOC).....	47
5.12. Proteção Contra Energização Inadvertida (SOFT).....	47

5.13. Proteção STUB (STBPTOC).....	49
5.14. Proteção Condutor Aberto (BRCPTOC).....	50
5.15. Sobrecorrente de Fase (PTOC – 51/67) – TOC.	50
5.16. Sobrecorrente de Neutro (PEFM – 51N/67N) - TEF.	56
5.17. Supervisão de perda de potencial (SDDRFUF).	62
5.18. Proteção de Sobretensão (POVM – 59).....	64
5.19. Loss of Voltage (PTUV – 27).....	66
5.20. Multipurpose Protection / GeneralCurrentVoltage CVGAPC [1].....	67
5.21. Multipurpose Protection / GeneralCurrentVoltage CVGAPC [2].....	72
5.22. Multipurpose Protection / GeneralCurrentVoltage CVGAPC [3].....	78
5.23. Sincronismo (RSYN – 25).....	84
5.24. Religamento Automático (RREC – 79) – AR01.....	87
5.25. Religamento Automático (RREC – 79) – AR02.....	90
5.26. General Settings - Monitoring - Disturbance Report	93
5.27. Localização de Falhas.....	94
6. Proteção Contra Falha de Disjuntor 52-11 – 345 kV – SE Campo bay	
Porto de Açu	96
6.1. Grupo de ajuste	96
6.2. Ajustes Gerais.....	96
6.3. Modulo Analogico.....	96
6.4. Canal de Referência	98
6.5. Função contra Falha de Disjuntor (RBRF, 50BF).....	98
6.6. Sincronismo (RSYN – 25).....	100

1. INTRODUÇÃO.

A conexão do Porto de Açu realizada no barramento de 345kV da SE Campos de Furnas através de uma linha de transmissão.

O objetivo deste relatório é apresentar os estudos de ajustes e parametrização da proteção diferencial de linha da LT Campos – Porto de Açu – 345kV.

2. CONSIDERAÇÕES GERAIS

Na SE Campos estão instalados 2 relés multifunção de proteção diferencial de linha, modelo RED670 e um relé multifunção de proteção contra falha de disjuntor de fabricação ABB.

Este relatório não contempla toda a configuração do relé realizada através do software PCM600, pois essa parametrização não faz parte do escopo.

Dependendo da configuração alguns ajustes poderão sofrer alterações.

2.1. DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

- ✓ Estudo de curto circuito – Deck horizonte dezembro de 2013 com a inclusão da linha de transmissão.
- ✓ Diagrama Unifilar de Proteção - Setor 345kV:
 - Unifilar Geral – Setor 345kV - 1HBR33E9001273-401 – Rev. 2
 - Unifilar de Relés – Setor 345kV – SCM-DE-E1-DU-011 – Rev. 6
 - Unifilar de Relés – Setor 345kV – SCM-DE-E1-DU-012 – Rev. 6
 - Unifilar de Relés – Setor 345kV – SCM-PE-E-001 – Rev. 0
 - Diagrama lógico – Setor 345kV - 1HBR33E9001273-501 – Rev. 2
- ✓ Manuais Técnico do RED 670 e REC670
- ✓ Manuais de Aplicação do RED 670 e REC670

3. DADOS DO SISTEMA DE POTÊNCIA

3.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO E LOCALIZAÇÃO

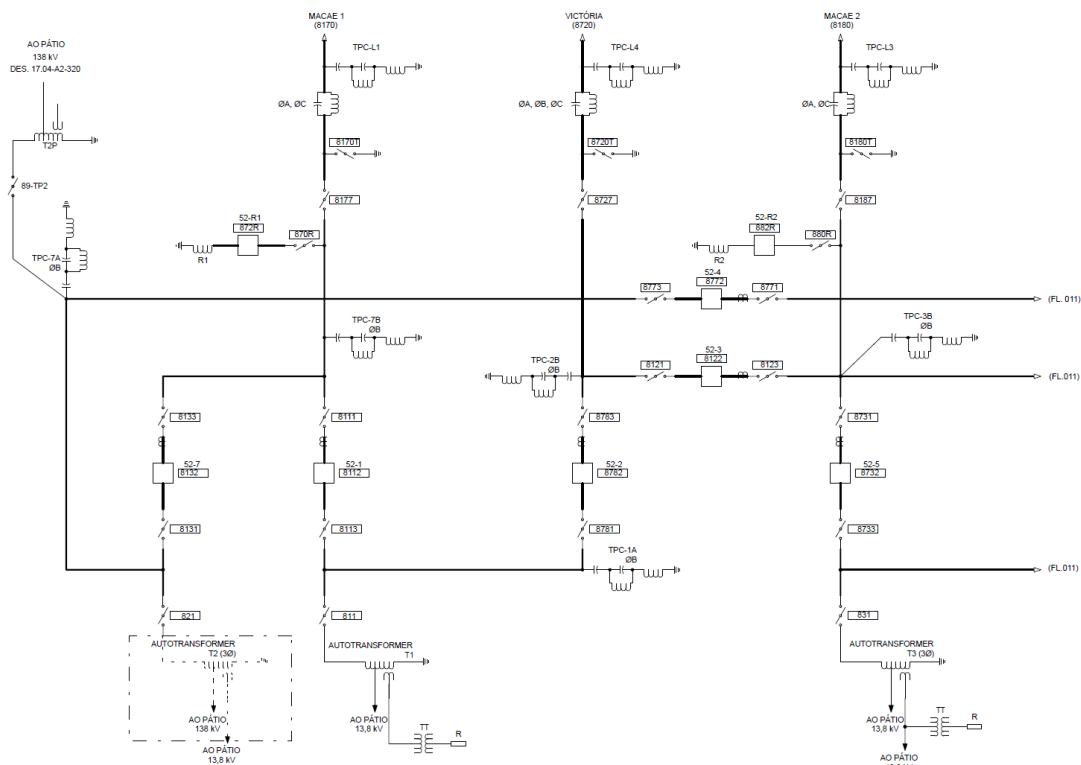


Figura 1. Diagrama Unifilar da SE Campos – Setor 345kV.

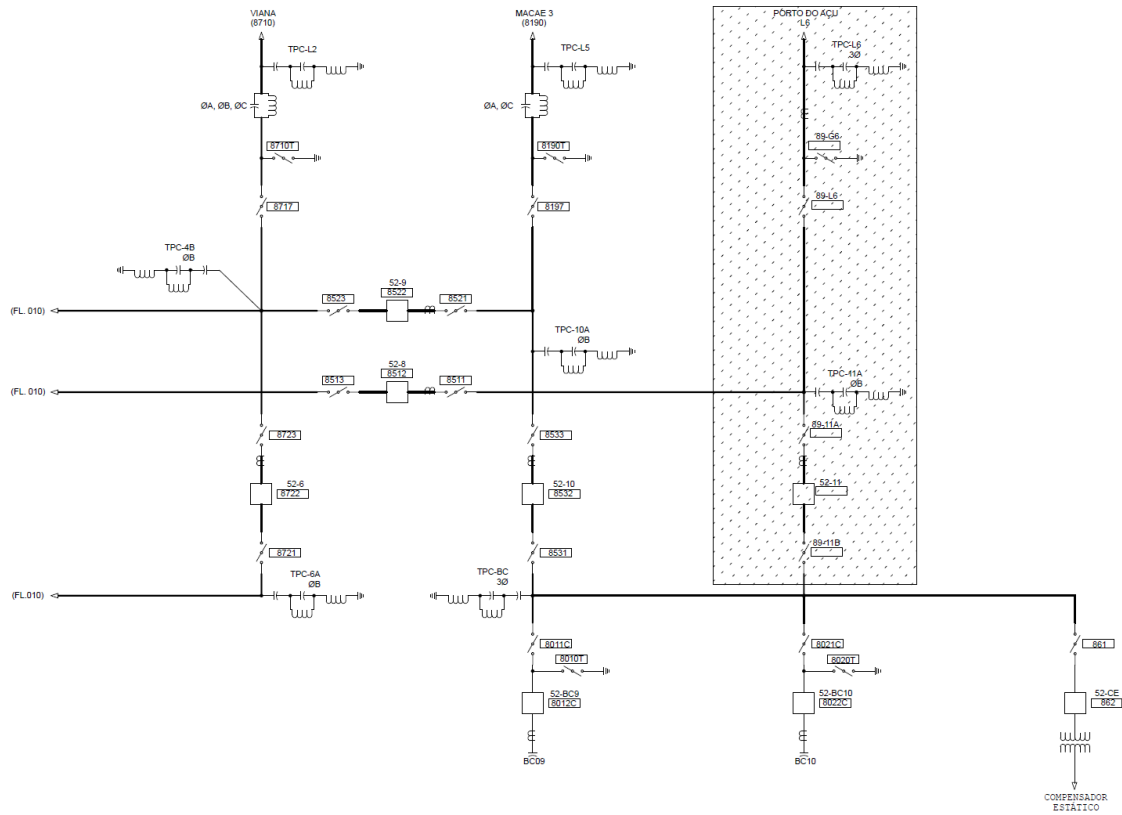


Figura 2. Diagrama Unifilar da SE Campos – Setor 345kV.

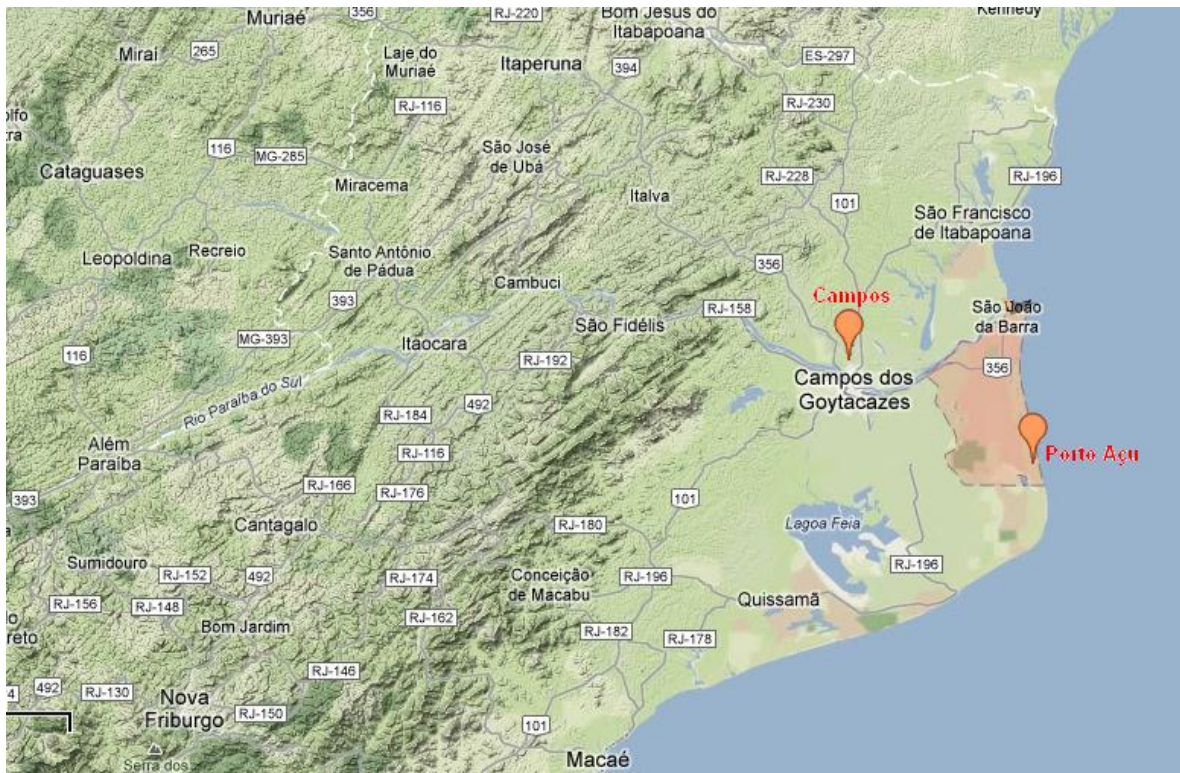


Figura 3. Localização da SE Campos e SE Porto de Açu.

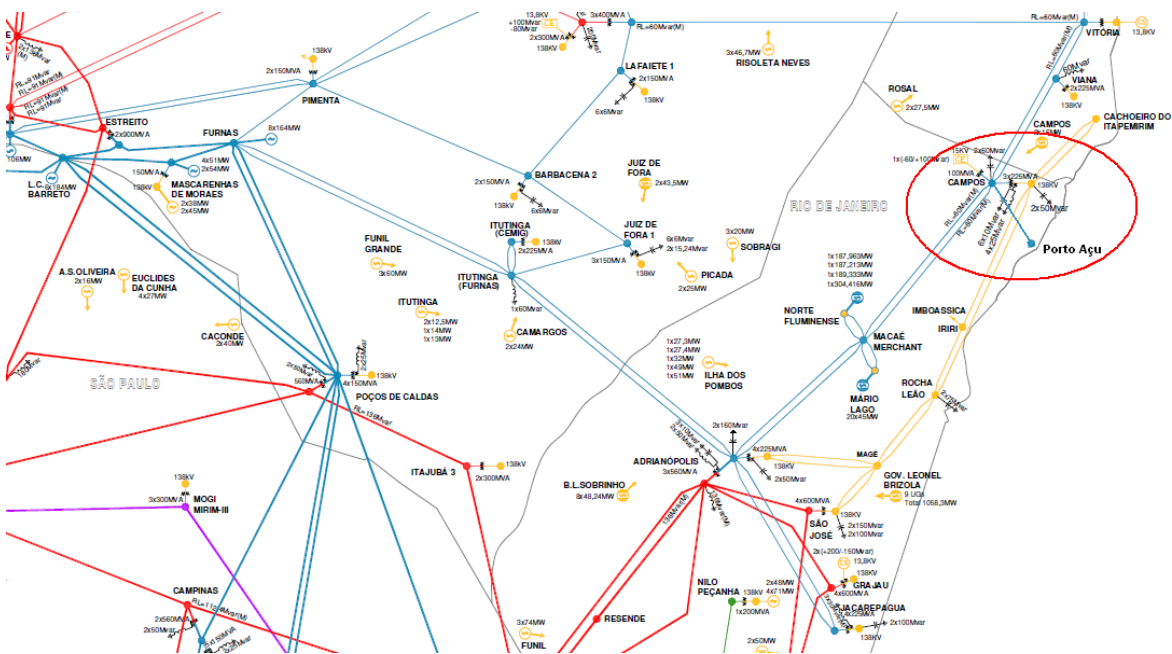



Figura 4. Diagrama Unifilar ONS.

3.2. TRANSFORMADORES DE CORRENTE

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

3.2.1. RELAÇÕES DOS TC's

LT Campos – Porto de Açu 345kV			
Bay	Primário	Secundário	Relação Ligada
LT Porto de Açu	300-500-800-1000-1200- 1500-2000-2200-2500-3000 A	5 A	600:1


TRENCH

TRANSFORMADOR DE CORRENTE IOSK 362 USO EXTERNO

ANO:

TEMP. : +10/+50°C

U_m : 362 kV

I_d : 104 kA CRISTA

MASSA : 950 kg

No. SER.:

TIPO DE ÓLEO: MINERAL NAFTÊNICO

NÍVEL ISOL.: 450/1175/950 kV

I_{t/t}: 40 kA EFICAZ 1 s

MANUAL DE INSTRUÇÕES NO: 0MWB.17.253

USO : EXTERNO

VOL.: 230 L f_N : 60 Hz

FATOR TÉRMICO: (M) 2.0 I_{pn} / I_{sn}

(P) 0.8 I_{pn} / I_{sn}

ABNT NBR 6856/92

I _{pn} (A)	P1 - P2 (M) 600/1200-5-5A; (P) MR3000-5-5-5-5A											
Núcleo	181-182	181-183	383-384	384-385	383-385	381-382	382-383	382-384	382-385	381-383	381-384	381-385
	281-282	281-283	483-484	484-485	483-485	481-482	482-483	482-484	482-485	481-483	481-484	481-485
			583-584	584-585	583-585	581-582	582-583	582-584	582-585	581-583	581-584	581-585
			683-684	684-685	683-685	681-682	682-683	682-684	682-685	681-683	681-684	681-685
Kn (A)	600/5	1200/5	300/5	500/5	800/5	1000/5	1200/5	1500/5	2000/5	2200/5	2500/5	3000/5
Classe	0.3 C50	0.3 C50	---	---	---	---	---	---	---	---	---	10B400
ALF/FS	FS10	FS10	---	---	---	---	---	---	---	---	---	ALF 20




MWB (SHANGHAI) CO., LTD. P. R. CHINA


Figura 5. Placa do TC.

Observações:

A máxima corrente de curto-circuito para uma falta “close-in” externa às barras é de 14.007 A. Partindo da corrente de curto-circuito, os TC's conectados à proteção da linha deverão ser de, no mínimo, 1000/5 A.

Assim adotaremos a relação de 3000/5 A.

Avaliação para saturação:

A situação mais crítica ocorre para curto-circuito nas saídas da linha, após os TC's, com corrente de 14.007 A e $X/R = 12,72$.

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: $Z_{burden} = 4 \Omega$

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

$$n = \frac{14007}{3000} \cdot \frac{0,5}{4} \cdot (1 + 12,72) = 8,00 < 20 \rightarrow \text{Não ocorrerá saturação do TC}$$

3.2.2. DECK DE CURTO CIRCUITO


```
(=====
(= EMPREENDIMENTO : PORTO DE AÇU
(= PREVISAO       : PREVISÃO 2013
(= DESCRIÇÃO      : LT CAMPOS - PORTO DE AÇU
(=====
DBAR
(-----Dados de Barra-----)
(NB CEM BN VPRE ANG VBAS DISJUN DDMMAAADMMMAAA IA SA
(-----
99000 PORTO AÇU345 345
99999
DLIN
(-----Dados de Circuitos-----)
(BF CE BT NCT R1 X1 R0 X0 CN S1 S0 TAP TB TCIA DEF KM
(=====
120 99000 0.05580.59130.59241.9500 20.0
99999
```

3.3. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

O relé de proteção microprocessado utilizado na SE Campos utiliza a tensão para executar a de distância, função de retaguarda da função diferencial.

3.3.1. RELAÇÕES DOS TP's

LT Campos – Porto de Açu 345kV			
Bay	Primário	Secundário	Relação Ligada
LT Porto de Açu	345.000 : $\sqrt{3}$ V	115 – 115 : $\sqrt{3}$ V	3000:1


TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO
TRENCH

IEC 60044-5

TIPO TEMP. FREQUÊNCIA NOMINAL Hz No. SER.

kV FATOR CONT./30s, 2 CONT./1,5 Un 30s

TENSÃO PRIMÁRIA VOLTS

TERMINAIS SECUNDÁRIOS	TENSÃO RELAÇÃO NOMINAL EXATIDÃO VA/P.F. SECUNDÁRIA (A 1) (NOM)
1a1-1n	<input type="text" value="~115"/> <input type="text" value="1800"/> <input type="text" value="0.2"/> <input type="text" value="100"/>
1a2-1n	<input type="text" value="115/<math>\sqrt{3}</math>"/> <input type="text" value="3000"/> <input type="text" value="0.2"/> <input type="text" value="100"/>
2a1-2n , 3a1-3n	<input type="text" value="~115"/> <input type="text" value="1800"/> <input type="text" value="0.5/3F"/> <input type="text" value="200"/>
2a2-2n , 3a2-3n	<input type="text" value="115/<math>\sqrt{3}</math>"/> <input type="text" value="3000"/> <input type="text" value="0.5/3F"/> <input type="text" value="200"/>

CARGA DE EXATIDÃO SIMULTÂNEA VA PARA

POTÊNCIA TÉRMICA VA TEMP: +10° /+50°C

EQUIPADO COM AS UNIDADES CAPACITIVAS TECP No.

CAPACITÂNCIA TOTAL pFC₁ pFC₂ pF

ÓLEO DA UNIDADE: CAPACITIVA MASSA kg

ELETROMAGNETICA MASSA kg

TOTAL MASSA kg ANO

LEIA O MANUAL DE INSTRUÇÕES No. ANTES DE INSTALAR E OPERAR

ATENÇÃO

FECHAR AS CHAVES DE ATERRAMENTO DE POTENCIAL E DE ATERRAMENTO CARRIER ANTES DE ABRIR ESTA CAIXA

⊕MWB(Shanghai) Co., Ltd. P.R.China⊕

Figura 6. Placa do TP.

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 – webmail : www.farfilho.com.br

3.4. ASPECTOS GERAIS DA PROTEÇÃO DA LINHA DE 345kV

3.4.1. DADOS DOS RELÉS DE PROTEÇÃO

Funções de Proteção Disponíveis: Relé RED 670 - Fabricação ABB

- Proteção diferencial de Linha (87L);
- Proteção de distância (21/21N);
- Oscilação de potência (68);
- Perda de sincronismo (78);
- Função de Religamento Automático (79);
- Função de check de Sincronismo (25);
- Proteção contra sobretensão (59);
- Proteção de sobrecorrente direcional de neutro (67N);
- Proteção de sobrecorrente de emergência (50/51-FN);
- Teleproteção (85);

Descrição sucinta do funcionamento do relé RED 670:

Função diferencial para 2 ou 3 terminais (pdif, 87I)

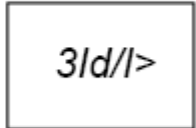
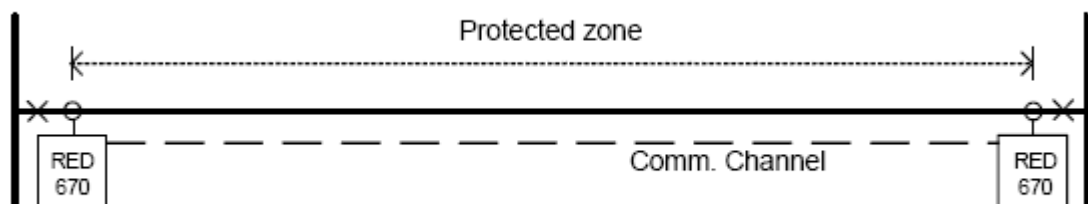
Function block name: L3D--	IEC 60617 graphical symbol: 
ANSI number: 87L	
IEC 61850 logical node name: L3CPDIF	

Figura 7 : Bloco da função 87L

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:



en05000039.vsd

Figura 8: Exemplo de aplicação para linha com dois terminais

A função diferencial é desenvolvida com característica percentual, com corrente diferencial mínima de atuação ($I_{diff>}$), duas inclinações, para possibilitar maior estabilidade para faltas externas, com correntes de curto-circuito elevadas, onde pode ocorrer maior erro proveniente dos TCs. Possuem 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 maior corrente de fase dos terminais da linha, e é comum para as três fases.

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.

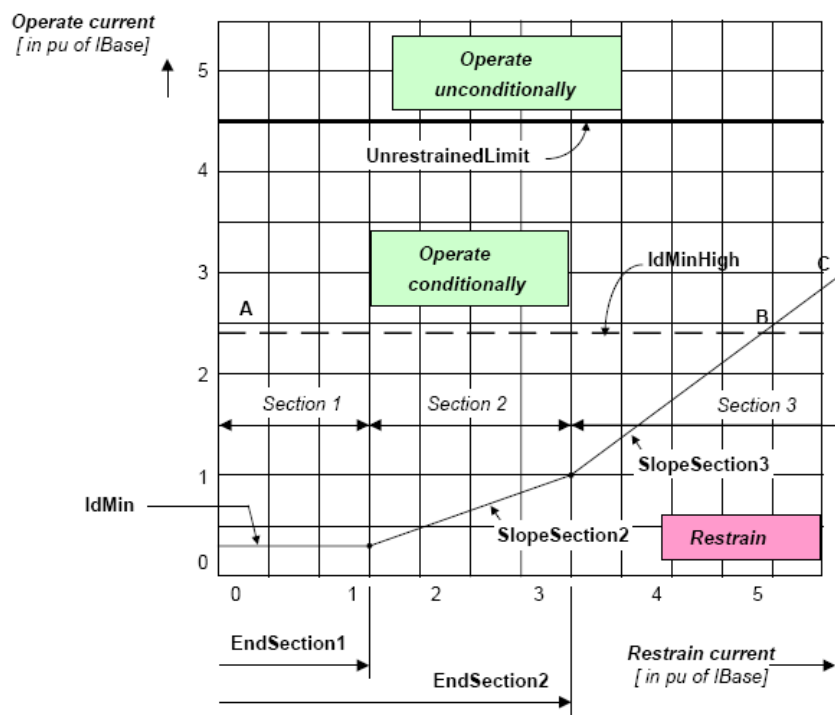


Figura 9: Característica de Operação da Função Diferencial.

Onde “Slope” é definido como:

$$slope = \frac{\Delta I_{operate}}{\Delta I_{restrain}} \cdot 100\%$$

E a característica de restrição percentual é definida pelos seguintes ajustes:

1. IdMin
2. EndSection1
3. EndSection2
4. SlopeSection2
5. SlopeSection3

Para haver o processamento, as medidas das correntes de cada extremidade da linha, são transmitidas para a outra extremidade, digitalmente via canal de comunicação confiável de 64 kbit/s, no caso link de fibra óptica. O link de comunicação é monitorado continuamente, sendo possível chavear para outro link “standby”, no caso de se detectar falha de comunicação.

A figura abaixo mostra o princípio de funcionamento da função diferencial percentual

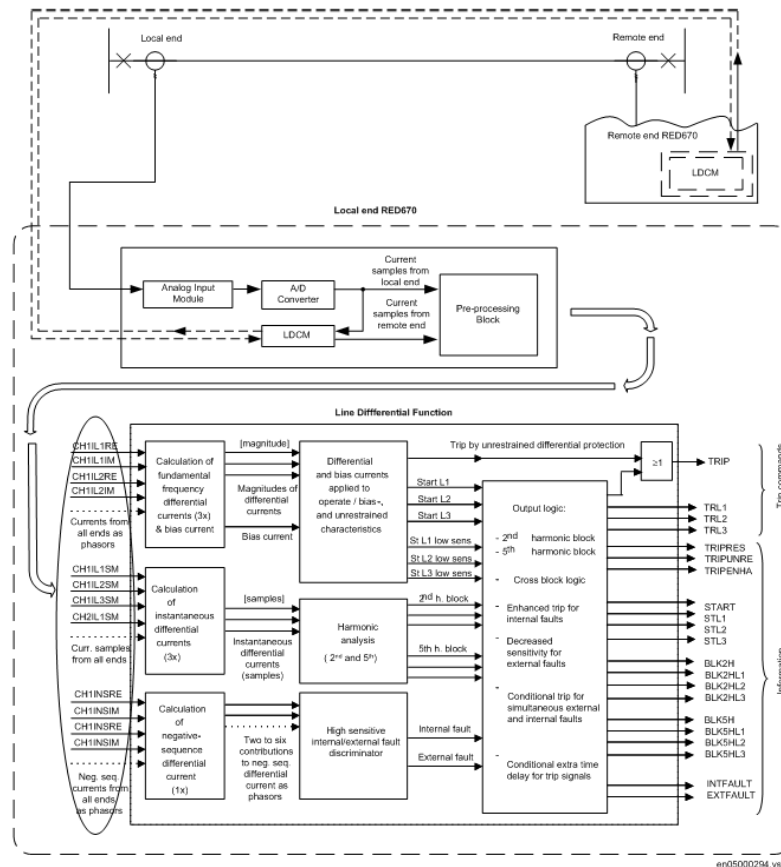


Figura 10: Princípio de Funcionamento da Função Diferencial Percentual.

DISTANCE ZONES (PDIS, 21) - Primary Values

A função de proteção de distancia é composta de até 5 zonas (nesta aplicação 4 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. A relação de TC ajustada na entrada analógica é utilizada para converter automaticamente os valores primários em secundários.

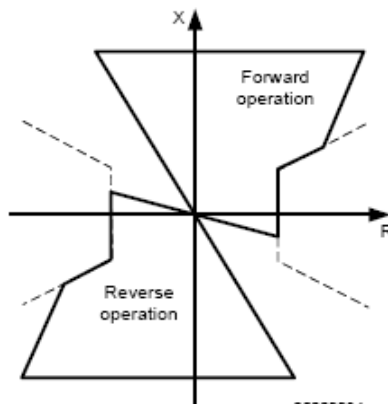


Figura 11: Zona de proteção de distância com função "load encroachment"

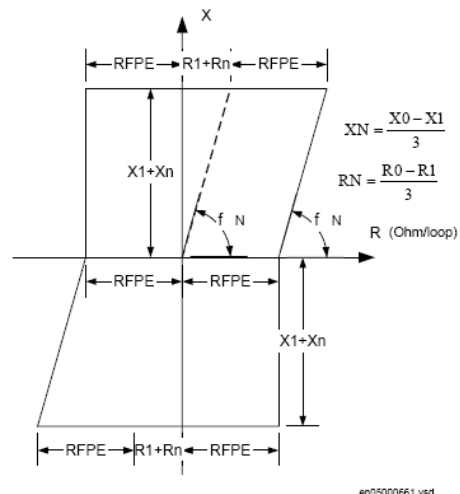


Figura 12: Característica do loop de medida fase terra

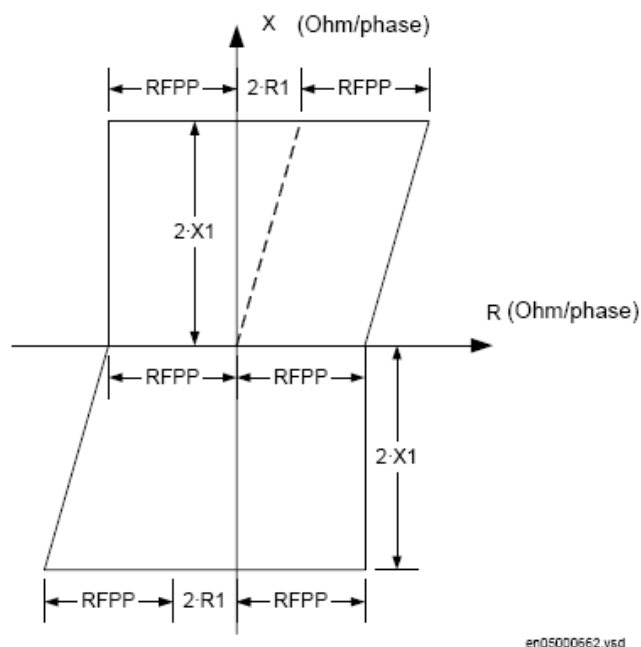


Figura 13 Característica do loop de medida fase fase

PHASE SELECTION (PDIS, 21) - Primary Values

A proteção de distância incorpora uma lógica de seleção de fase com função de medição independente dos demais elementos de partida das funções de distância, baseado nos critérios de impedância e de corrente. O principal objetivo é melhorar a seleção de fase em sistemas com transferência de cargas pesadas, visando desligamento e religamento monopolar.

A função possui algoritmo específico para o limite de blindagem de carga ("load encroachment") que possibilita o ajuste resistivo de PHS e zonas de medição sem interferir com a carga.

Devem detectar as faltas que ocorrem na própria LT, para fins de religamento, com uma margem de segurança de 10 a 15%.

No relé REL 670, a função PHS além de seleção de fases, engloba também a função de partida por subimpedância (GFC).

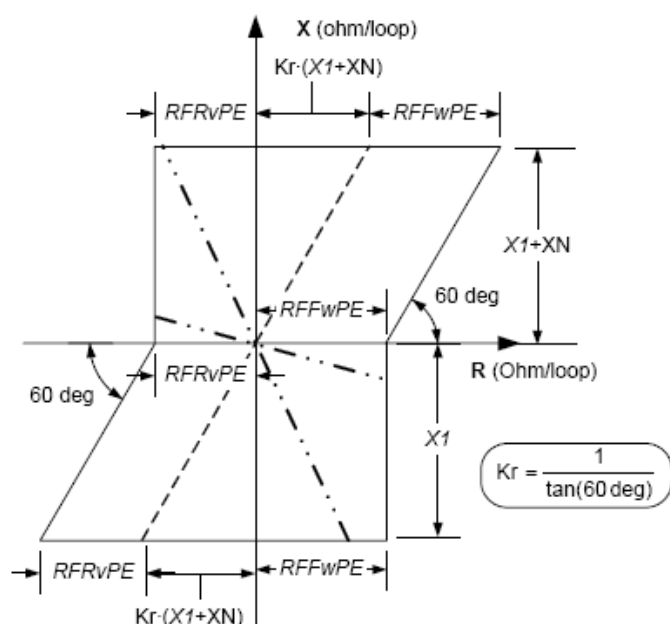


Figura 14: Característica da função PHS para falta fase terra

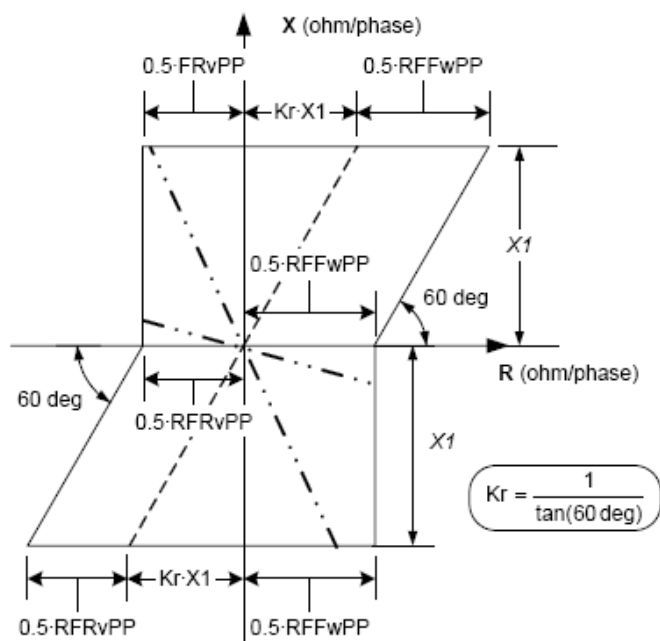


Figura 15: Característica da função PHS para falta fase fase

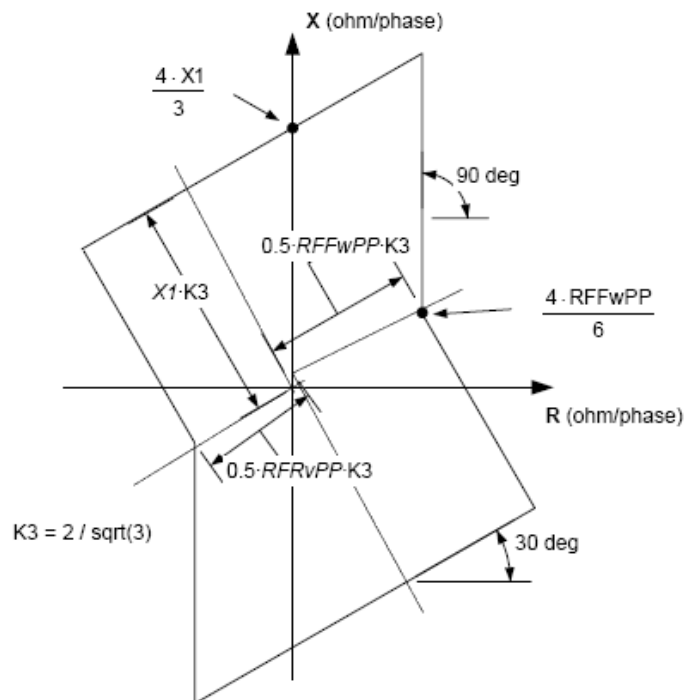


Figura 16: Característica da função PHS para falta trifásica

POWER SWING DETECTION (RPSB,78) - Primary Values

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 REL 670 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 distancia. A medição é feita nas três fases separadamente.

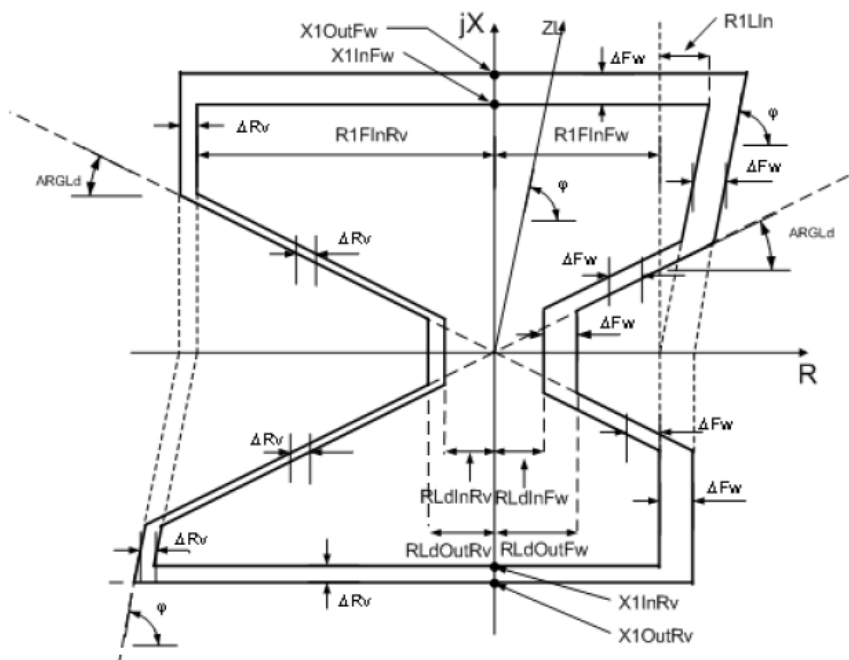


Figura 17: Característica da função Oscilação de Potencia

BREAKER FAILURE PROTECTION (RBRF, 50BF)

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.

Através do software PCM600 faz-se a configuração das funções relacionadas com a falha de disjuntor.

ZCOM – SCHEME COMMUNICATION LOGIC FOR DISTANCE PROTECTION (PSCH, 85)

O relé possui as seguintes opções de esquemas de teleproteção:

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

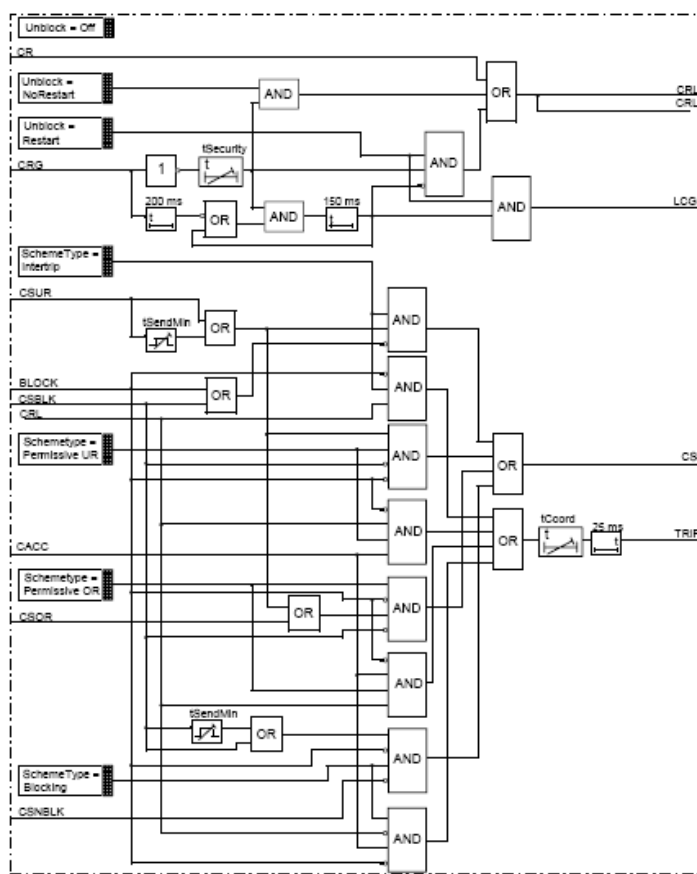


Figure 213: Scheme communication logic for distance protection, simplified logic diagram

Figura 18: Característica lógica da teleproteção

No esquema permissivo por subalcance ou sobrealcance, um elemento de medida de sub ou sobrealcance na direção à frente (normalmente zonas 1 ou 2) envia um sinal permissivo CS para o terminal remoto, se ocorrer falta na direção à frente. O sinal de recepção CR é usado para permitir

uma zona de sobrealcance dar trip após a temporização de tCoord. O tCoord no esquema permissivo geralmente é zero.

ZCAL - CURRENT REVERSAL AND WEI LOGIC FOR DISTANCE PROTECTION (PSCH, 85)

Em sistemas interconectados, com linhas de circuitos paralelos, a direção do fluxo da corrente de falta no circuito sem defeito pode mudar quando da abertura do disjuntor do circuito em falta. Isso pode levar a uma operação indesejada da proteção de distância do circuito sem falta quando são usados esquemas permissivos. A função principal da lógica de corrente reversa é evitar essa operação indesejada.

Essa lógica deve ser ativada quando existe possibilidade de reversão de corrente após eliminação de defeitos em outras linhas.

Se a corrente de “infeed” no terminal local para faltas na linha for tão pequena que não consiga operar os elementos de medição, não ocorrerá nenhum trip no terminal local e nenhum sinal de teleproteção será enviado para o terminal remoto. Isso pode levar a uma abertura temporizada do terminal remoto com uma grande corrente de “infeed”.

A função principal da lógica de “weak-end infeed” é reforçar a operação dos esquemas de comunicação permissivos e evitar trip seqüencial para uma falta na linha, quando o “infeed” inicial da corrente de falta de um terminal é tão baixo que não opera os elementos de medição.

FUSE FAILURE SUPERVISION (RFUF) - Primary Values

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

Diferentes medidas podem ser usados 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.

A função FUSE pode ser baseada no princípio de medição de seqüência zero (para sistemas solidamente aterrados) ou seqüência negativa (para sistemas isolados).

SYNCHROCHECK (RSYN, 25) - Primary Values

O objetivo principal da função de verificação de sincronismo (synchrocheck) é viabilizar 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 as 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.

AUTOMATICA RECLOSING FUNCTION (RREC,79)

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).

Na figura abaixo, é apresentado o diagrama unifilar das proteções citadas acima:

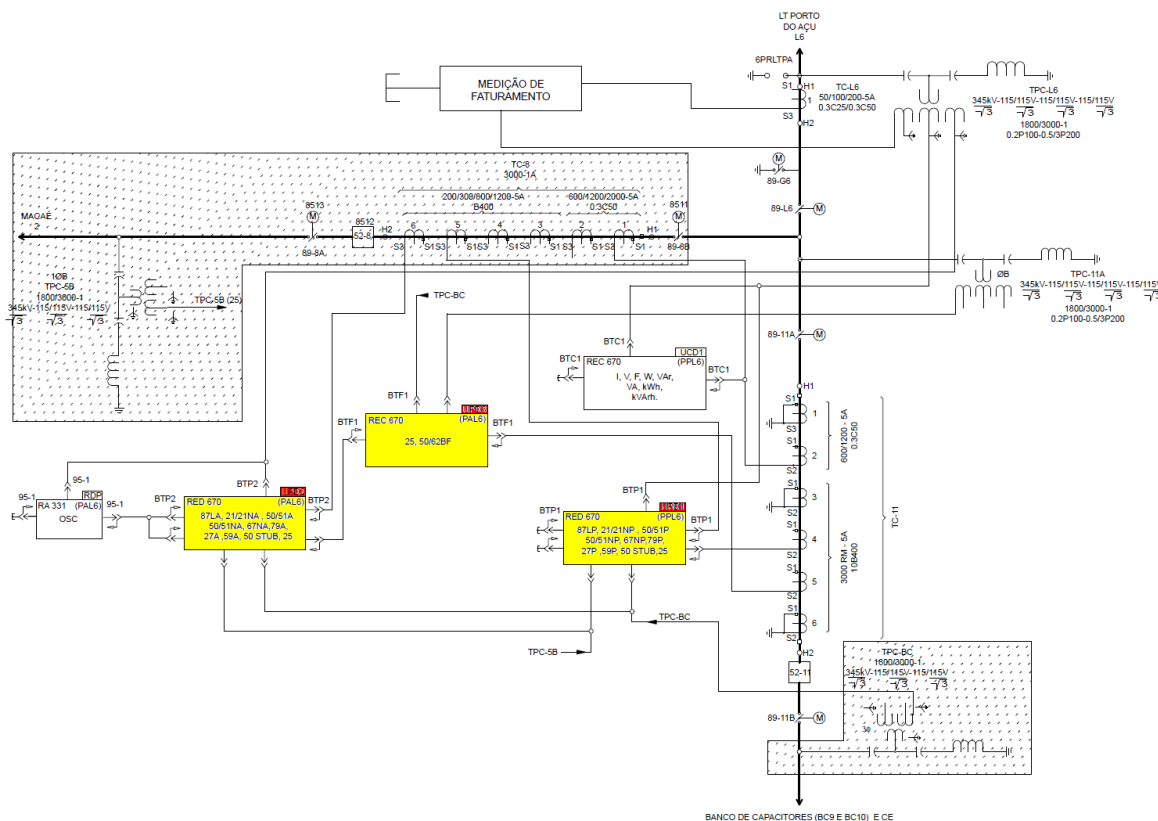


Figura 19 - Digrama Unifilar Detalhado com a Proteção

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 345 kV Porto de Açu	TC	TP	CLASSE
52-8	3000-5 = 600/1 A	$345.000 / \sqrt{3} : 115 / \sqrt{3} \text{ V} =$	TC = 10B400
52-11		3000:1	TP = 3P200

As relações dos TC's indicados acima estão presentes no documento 1HBR33E9001273-401.

4.1.Dados da Linha de Transmissão.

IMPEDÂNCIAS DA LINHA DE TRANSMISSÃO	
Dados em P.U	
Sequência Positiva	0,0006 + j 0,0059
Sequência Zero	0,0059 + j 0,0195
Dados em Ω primários	
Sequência Positiva	$0,6639 + j 7,0383 \rightarrow 7,0696 / 84,61^\circ$
Sequência Zero	$7,0516 + j 23,2099 \rightarrow 24,2574 / 73,10^\circ$
Comprimento	
20 Km	

Nota: Não foi fornecido pelo cliente os parâmetros da LT 345kV Campos – Porto de Açu, foi adotado uma linha típica de 345kV com comprimento de 20km.

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	14007	0	11142	11142	0
30% da LT Campos – Porto de Açu	12089	2,12	9193	9193	2,12
60% da LT Campos – Porto de Açu	10789	4,24	7821	7821	4,24
90% da LT Campos – Porto de Açu	9677	6,36	6804	6804	6,36
Porto de Açu 345 kV	9356	7,06	6522	6522	7,06

5. Proteção da Linha de 345 kV – SE Campo bay Porto de Açu

5.1. Grupo de ajuste

Activate Setting Group (SGC)	
Parametro	Ajustes
ActiveSetGrp	SettingGroup1
NoOfSetGrp	Nº 1

5.2. Ajustes Gerais

Power System	
Parametro	Ajustes
Identifiers	
StationName	SE CAMPOS
StationNumber	0
ObjectName	LT PORTO DE AÇU
ObjectNumber	0
UnitName	UPD1
	UPD2
UnitNumber	1
Primary Values	
Frequency	60 Hz

5.3. Modulo Analogico

Analog Input 6IAND6U	
Parametro	Ajustes
NameCH1	TC8 - IC
ChannelType1	Current
CTStarPoint1	To Object
CTsec1	1
CTprim1	3000 A
NameCH2	TC8 – IB
ChannelType2	Current
CTStarPoint1	To Object
CTsec2	1
CTprim2	3000 A
NameCH3	TC8 – IA
ChannelType3	Current
CTStarPoint3	To Object
CTsec3	1
CTprim3	3000 A
NameCH4	TC11 – IC
ChannelType4	Current
CTStarPoint4	To Object
CTsec4	1
CTprim4	3000 A
NameCH5	TC11 – IB
ChannelType5	Current
CTStarPoint5	To Object
CTsec5	1
CTprim5	3000 A
NameCH6	TC11 – IA
ChannelType6	Current
CTStarPoint6	To Object
CTsec6	1
CTprim6	3000 A
NameCH7	V FASE C
ChannelType7	Voltage

VTsec7	115.000 V
VTprim7	345.00 kV
NameCH8	V FASE B
ChannelType8	Voltage
VTsec8	115.000 V
VTprim8	345.00 kV
NameCH9	V FASE A
ChannelType9	Voltage
VTsec9	115.000 V
VTprim9	345.00 kV
NameCH10	V syn 1
ChannelType10	Voltage
VTsec10	115.000 V
VTprim10	345.00 kV
NameCH11	V syn 2
ChannelType11	Voltage
VTsec11	115.000 V
VTprim11	345.00 kV
NameCH12	VAGO
ChannelType12	Voltage
VTsec12	115.000 V
VTprim12	345.00 kV

Comentários:

TC = 3000/5 A

CTStarPoint: To Object (TC's aterrados do lado da linha)

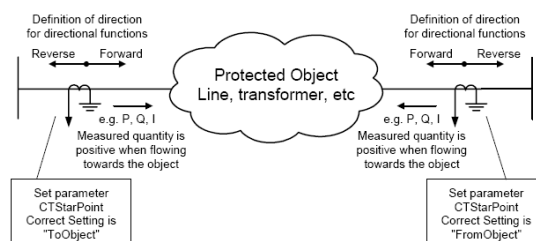


Figura 20 – Fechamento dos TC's

NOTA: Recomenda-se verificar o lado de aterramento dos TC's.

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 – webmail : www.farfilho.com.br

5.4. Canal de Referência

Reference Channel Service Values	
Parametro	Ajustes
PhaseAngleRef	TRM40-CH7

5.5. Função 87 L – Diferencial de Linha.

Unidade LineDiff3Terminal(PDIF,87L)	
Parametro	Ajustes
Operation	On
NoOfTerminals	2
ChanIsLocal	Yes
Ibase	3000 A
Operation	On
Idmin	0.20 x IB
IdminHigh	0.80 x IB
tIdminHigh	1.00 s
IdUnre	2.50 x IB
SeqNegDiffEn	On
NegSeqROA	60 graus
Iminnegseq	0.20 x IB
OpCrossBlockEn	No
ChargCurEnable	Off
AddDelay	Off
ImaxAddDelay	1s
TdefTime	0.0
tminInv	0.0
CurveType	IEC Definite Time
k	1.00
IdiffAlarm	0.05
talarmDelay	10s
EndSection1	0.50 x IB
EndSection2	2.00 x IB
SlopeSection2	40 %

SlopeSection3	80 %
I2/I1 Ratio	15 %
I5/I1 Ratio	25 %
p	0.02
a	0.14
b	1.00
c	1.00
OpenCTEnable	On
tOCTAlarmDelay	1s
tOCTResetDelay	0.25

Comentários:

Corrente Diferencial Mínima - "IdMin": O valor mínimo de corrente diferencial secundária para atuar a proteção é configurado no endereço IdMin. Está representado na região 1 da figura abaixo, abrangendo a corrente de restrição entre 0 e 125% da corrente de base IB (Section 1).

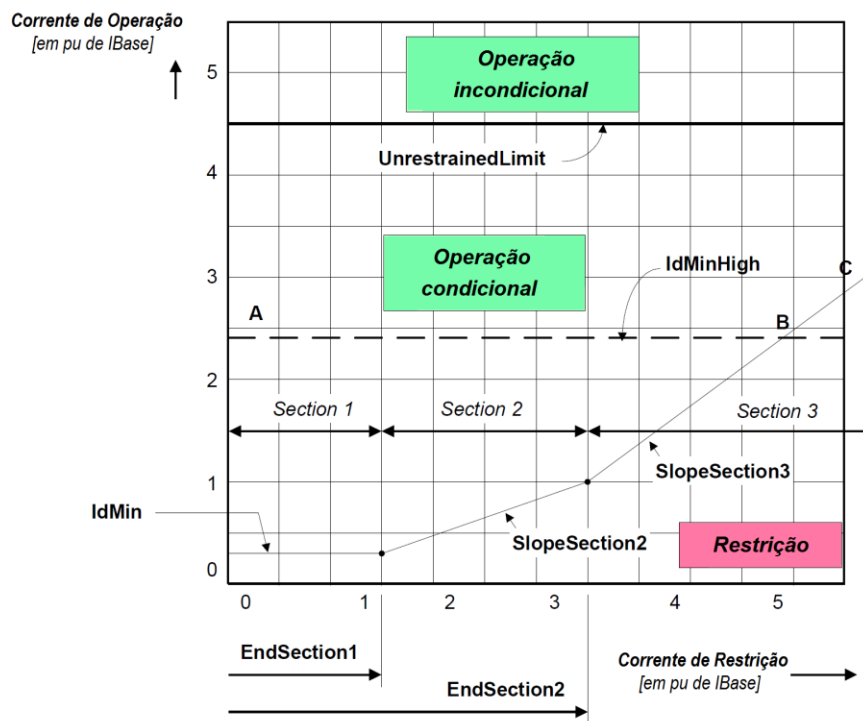


Figura 21 – Curva característica da função diferencial

Esse valor mínimo deve ser maior que a corrente resultante dos erros nos TC's, acrescido da corrente capacitiva total da LT através desse terminal, com margem de segurança. A corrente capacitiva total dessa LT pode ser estimada através de:

$$I_{charging} = \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot X_{C1}} = \frac{345000}{\sqrt{3} \cdot \frac{345^2}{7,5}} = 12,55 \text{ A}$$

Onde: $U_N = 345$ (em kV)

X_{C1} = reatância capacitiva de sequência positiva.

Vamos considerar um erro total máximo da ordem de 8% da relação de transformação dos TCs (3000-5 A), para a região 1 da curva da figura. Observamos que para esta região as correntes de restrição não são muito superiores à corrente nominal dos TCs. Portanto, os erros dos TCs são bem inferiores ao limite de 10% garantido pela norma para correntes até $20 \times I_N$.

Desta forma, para uma corrente de restrição equivalente a 1500 A (final da região 1 considerando o parâmetro End Section 1 = 0,50) , teremos:

$$I_{erroTC} = 1500 \cdot 0,08 = 120 \text{ A}$$

Desta forma IdMin deverá ser maior que Icharging mais os erros do TC, que correspondem a 120 A.

Adotaremos o ajuste de IdMin = 0,20 IB (sensibilidade de 600 A_{PR}).

IDMin = 0,20 IB

- Corrente Diferencial Mínima, ajuste alto, e temporização - "IdMinHigh" E "tIdMinHigh":

Representa um nível de corrente diferencial com menor sensibilidade, que é usado temporariamente para evitar atuações indevidas nas seguintes situações:

- Energização da Linha;
- Quando a falta é classificada como externa;

- Na eventual aplicação com transformadores internos à zona diferencial da LT, e estes forem energizados junto com a linha (não é o presente caso).

Foram adotados os valores sugeridos pelo fabricante do relé.

IdMinHigh = 0,80 IB

tIdMinHigh = 1,00 s

- **Corrente Diferencial sem Restrição - “IdUnre”**: Representa um nível de corrente diferencial que possibilita a atuação do relé sem considerar a característica percentual, portanto sua operação só depende do valor da corrente de operação. Esta função é de alta velocidade e deve atuar nos casos de faltas internas de alta intensidade.

Foi adotado o valor de $2,5 \times I_{Base}$, que corresponde a $7500 A_{PR}$.

IdUnre = 2,50 IB

- **Deteção de Falta Usando Componente de Seq. Negativa - “NegSeqDiffEn”**: O relé possui um algoritmo que utiliza também componentes de sequência negativa para comparação entre as correntes locais e remotas com o objetivo de melhorar a detecção das faltas internas/externas. A corrente mínima ajustada para detecção de falta por sequência negativa é $600A_{prim} = 0,20 IB$.

NegSeqDiffEn = On

NegSeqROA = 60°

IMinNegSeq = 0,20 x IB

- **Bloqueio Cruzado para Restrição por Harmônicos - “CrossBlockEn”**: Conforme recomendação do fabricante, como não há transformador de potência dentro da zona de proteção diferencial da LT, o bloqueio cruzado não deverá ser ativado. Ajuste = No

CrossBlockEn = No

- **Compensação para Correntes Capacitivas - “ChargCurEnable”**: Esta função não será habilitada.

ChargCurEnable = Off

- **Temporização para Atuação da Prot. Diferencial - “AddDelay”**: Não haverá temporização intencional para atuação da proteção diferencial de linha.

AddDelay = Off

tDefTime = 0,00 s

- **Limite Final da Região 1 - “EndSection1”**: Representa o final da região 1, onde o valor da corrente de operação é constante (IdMin), em relação à corrente de restrição. Adotaremos o valor 0,50, que representa uma corrente de restrição de $0,50 \times I_{base} = 0,50 \times 3000 = 1500 A_{PRI}$.

EndSection1 = 0,50 x IB

- **Limite Final da Região 2 - “EndSection2”**: Representa o final da região 2, onde a restrição é percentual, com slope ajustado em *SlopeSection2*.

Adotaremos o valor 2,0, que representa uma corrente de restrição de $2 \times I_{base} = 2 \times 3000 = 6000 A_{PRI}$.

EndSection2 = 2,00 x IB

- **Restrição Percentual da Região 2 - “SlopeSection2”**: Representa o valor de restrição percentual “slope” válido para a região 2, lembrando que o slope é definido como:

$$slope = \frac{\Delta I_{OPERAÇÃO}}{\Delta I_{RESTRIÇÃO}} \cdot 100\%$$

SlopeSection2 = 40,0%

- **Restrição Percentual da Região 3 - “SlopeSection3”**: Representa o valor de restrição percentual “slope” válido para a região 3.

SlopeSection3 = 80,0%

Bloqueio por 2° e 5° Harmônicos - “I2/I1Ratio” E “I5/I1Ratio”: O relé RED-670 possui um algoritmo que analisa o nível das componentes de 2° e 5° harmônicos existentes na corrente

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 – webmail : www.farfilho.com.br

diferencial, possibilitando o bloqueio do trip nos casos em que estes componentes ultrapassem os valores ajustados. Foram adotados os valores sugeridos pelo fabricante do relé.

I2/I1Ratio = 15,0%

I5/I1Ratio = 25,0%

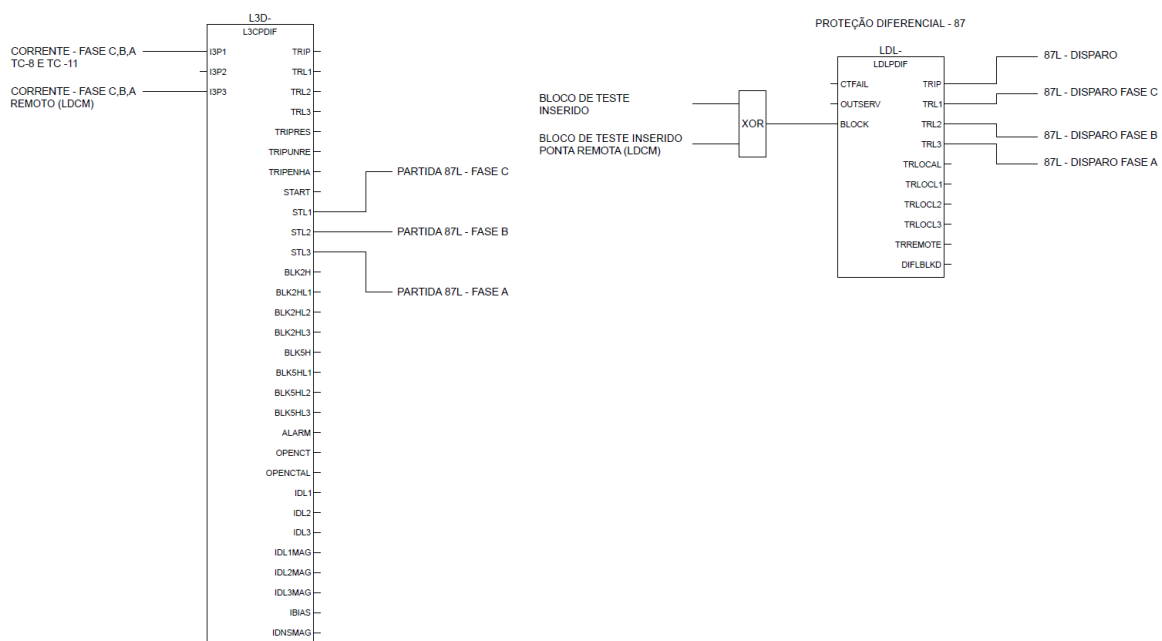


Figura 22 – Lógica da função diferencial de linha – 87L

5.6. Proteção de Distância (PDIS 21).

ZM01 Primeira Zona (PDIS21)	
Parametro	Ajustes
Operation	On
IBase	3000 A
UBase	345.00 kV
OperationDir	Forward
X1	5.63 Ohm/phase
R1	0.53 Ohm/phase
X0	18.57 Ohm/phase
R0	5.64 Ohm/phase

RFPP	15.00 Ohm/loop PP
RFPE	25.00 Ohm/loop PE
OperationPP	On
Timer tPP	On
tPP	0.000 s
OperationPE	On
Timer tPE	On
tPE	0.000 s
IMinOpPP	10 %
IMinOpPE	10 %
IMinOpIN	5 %

ZM02 Segunda Zona (PDIS21)

Parametro	Ajustes
Operation	On
IBase	3000 A
UBase	345.00 kV
OperationDir	Forward
X1	9.85 Ohm/phase
R1	0.93 Ohm/phase
X0	32.49 Ohm/phase
R0	9.87 Ohm/phase
RFPP	25.0 Ohm/loop PP
RFPE	40.0 Ohm/loop PE
OperationPP	On
Timer tPP	On
tPP	0.400 s
OperationPE	On
Timer tPE	On
tPE	0.400 s
IMinOpPP	10 %
IMinOpPE	10 %

Comentários:

Adotado $I_{MinOpPP} = 10 \% I_{Base} (300 A_{PRI})$.

$I_{MinOpPE}$ é a corrente de fase mínima de operação para loop fase-terra.

Adotado $I_{MinOpPE} = 10 \% I_{Base} (300 A_{PRI})$.

$I_{MinOpIN}$ é a corrente residual mínima de operação para loop fase terra.

Adotado $I_{MinOpIN} = 5 \% I_{Base} (150 A_{PRI})$.

Ajuste dos alcances:

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

$$Z_1 = 0,6639 + j7,0383 = 7,0696 \angle 84,61^\circ \Omega_{PRI}$$

$$Z_0 = 7,0516 + j23,2099 = 24,2574 \angle 73,10^\circ \Omega_{PRI}$$

Primeira Zona

A primeira zona será ajustada para atuar para curto circuito até 80% da LT instantaneamente, mantendo margem para não operar indevidamente para curtos além da barra de Porto de Açu.

$$Z1 = 7,0696 / 84,61^\circ \times 0,8 = 5,6557 / 84,61^\circ \Rightarrow 0,5311 + j 5,6307 \text{ ohms prim.}$$

$$Z0 = 24,2574 / 73,10^\circ \times 0,8 = 19,4059 / 73,10^\circ \Rightarrow 5,6413 + j 18,5679 \text{ ohms prim.}$$

Ajustes

$$R1 = 0,53 \qquad X1 = 5,63$$

$$R0 = 5,64 \qquad X0 = 18,57$$

Segunda Zona

Não esta configurada uma zona adicional para garantir proteção de retaguarda na eventualidade de perda do canal de comunicação da função diferencial, assim recomenda-se implementar a 2ª zona.

A segunda zona será ajustada para detectar falta na barra da SE Porto de Açu com margem de segurança de pelo menos 40% além da impedância da LT, operando com tempo de 0,4 segundos,

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 – webmail : www.farfilho.com.br

ressalta-se que o ajuste adotado não deve detectar curtos circuitos na barra de baixa tensão da SE Porto de Açu.

$CC_{3\phi}$ barra 345 kV Porto de Açu = 7,07 Ω_{pri}

$Z1 = 7,0696 / 84,61^\circ \times 1,4 = 9,8974 / 84,61^\circ \Rightarrow 0,9295 + j 9,8537$ ohms prim.

$Z0 = 24,2574 / 73,10^\circ \times 1,4 = 33,9604 / 73,10^\circ \Rightarrow 9,8722 + j 32,4938$ ohms prim.

Ajustes

R1 = 0,93 X1 = 9,85

R0 = 9,87 X0 = 32,49

Alcances resistivos para faltas entre fases

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

Impedância mínima de carga

Considerando para o cálculo da carga 90% de tensão nominal da LT, temos o limite da blindagem para carga, em:

$$Z_{MÍN.CARGA} = \frac{0,90 \cdot 345000}{\sqrt{3} \cdot 3000} = 60 \ \Omega_{PRI}$$

Considerando ainda uma margem de segurança de 80%, temos.

$$Z_{MÍN.CARGA} = 0,8 \cdot 60 = 48 \ \Omega_{PRI}$$

Pelo catálogo do fabricante do relé, os limites adequados para os ajustes dos alcances resistivos devem ser:

RFPP < 3 X1

Para a primeira zona X1(1) = 5,63

RFPP < 3 X1 < 16,89

Para a segunda zona X1(2) = 9,85

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 – webmail : www.farfilho.com.br

$$RFPP < 3 X1 < 29,55$$

Portanto, será adotado ajuste para as resistências de faltas fase-fase em:

$$RFPP (Z1) = 15,00$$

$$RFPP (Z2) = 25,00$$

Alcances resistivos para falta a 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.

Pela documentação do fabricante do relé, o limite adequado para os ajustes dos alcances resistivos deve ser:

$$RFPE < 4,5 X1$$

$$\text{Para a primeira zona } X1(1) = 5,63$$

$$RFPE < 4,5 X1 < 25,33$$

$$\text{Para a segunda zona } X1(2) = 9,85$$

$$RFPE < 4,5 X1 < 44,42$$

Adotamos as resistências de falta para curtos fase-terra em:

$$RFPE (Z1) = 25$$

$$RFPE (Z2) = 40$$

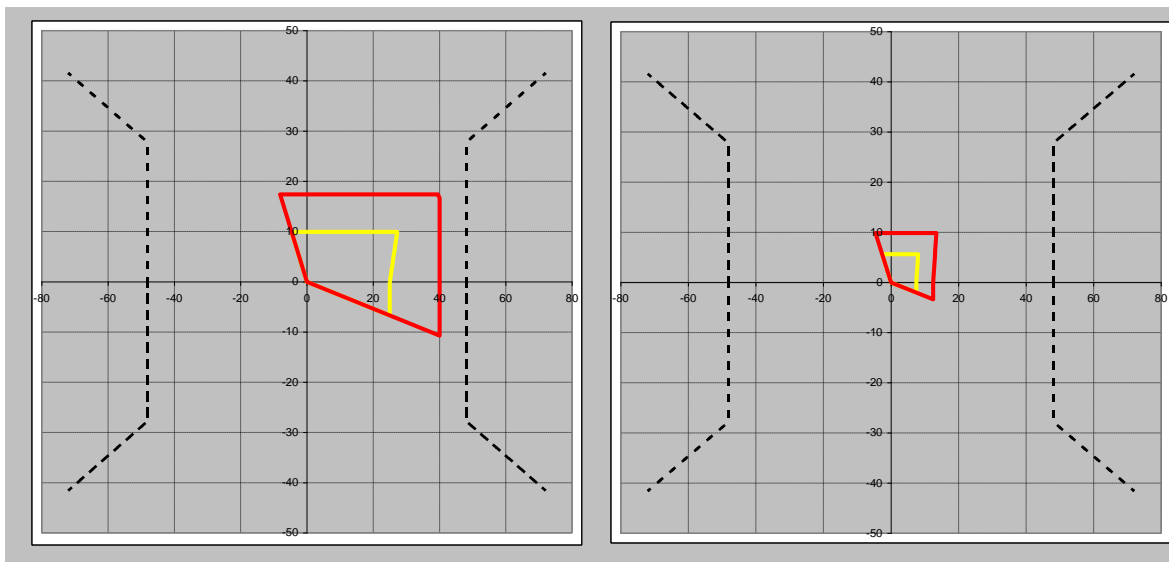


Figura 23 - Digrama R/X – Alcances da Função de Distância

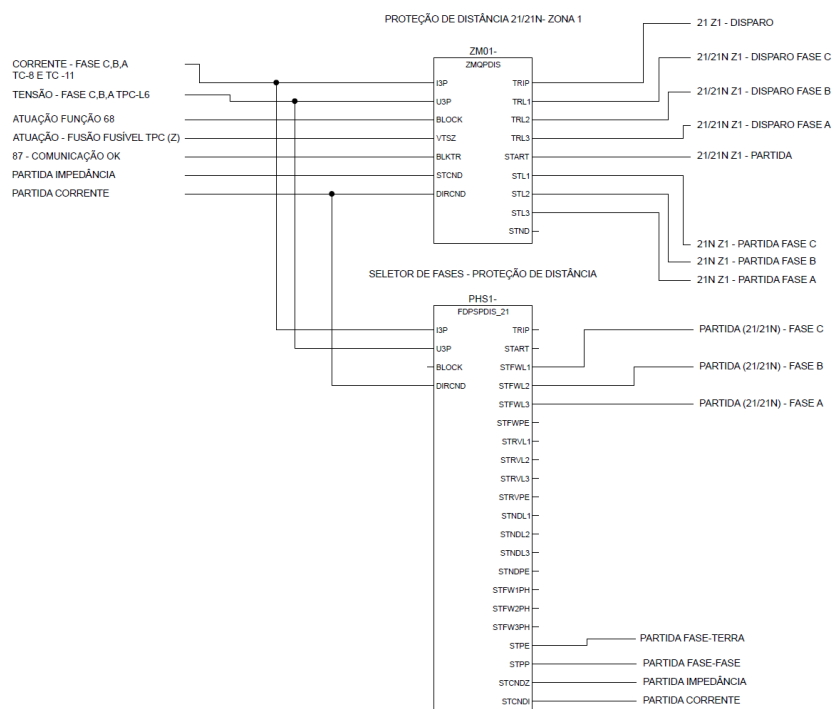


Figura 24 – Lógica da função de distância – 21

5.7. Seleção de Fases (PDIS, 21)

PHS (PDIS21)	
Parametro	Ajustes
IBase	3000 A
UBase	345.00 kV
INBlockPP	20 %I _{Ph}
INReleasePE	10 %I _{Ph}
RLdFw	40.00 ohm/phase
RLdRv	40.00 ohm/phase
ArgLd	30 Deg
X1PHS	12.00 ohm/phase
X0PHS	40.00 ohm/phase
RFFwPP	55.00 ohm/loop
RFRvPP	55.00 ohm/loop
RFFwPE	50.00 ohm/loop
RFRvPE	50.00 ohm/loop
TimerPP	Off
tPP	3.000 s
TimerPE	Off
tPE	3.000 s
IMinOpPP	10 %I _B
IMinOpPE	10 %I _B

Comentários:

Ajustes das correntes residuais para bloqueio dos loops fase-fase e para liberação do loop fase terra

O ajuste INBlockPP se refere ao nível de corrente residual, abaixo do qual a operação dos elementos dos loops fase-fase é permitida (em %).

O ajuste de INBlockPP deve ser o dobro de INReleasePE.

INBlockPP = 20%

O ajuste INReleasePE é referente à corrente residual mínima necessária para possibilitar operação do loop de falta fase-terra (em %).

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 – webmail : www.farfilho.com.br

InReleasePE = 10%

Região de Carga

Considerando para o cálculo da carga máxima 90% de tensão, temos o limite da blindagem para carga, em:

$$Z_{MÍN.CARGA} = \frac{0,90 \cdot 345000}{\sqrt{3} \cdot 3000} = 60 \Omega_{PRI}$$

Considerando ainda uma margem de segurança de 80%, temos

$$Z_{MÍN.CARGA} = 0,8 \cdot 60 = 48 \Omega_{PRI}$$

Os ajustes dos alcances resistivos da blindagem de carga são RLdFw e RLdRv.

RLdFw = 40 Ω/fase

RLdRv = 40 Ω/fase

O ajuste do ângulo de carga é ArgLd. Adotamos o valor de 30°.

ArgLd = 30°

Alcance Reativo

Conforme a documentação da ABB, para ocorrer partida por subimpedância o PHS deve englobar a zona 2, as demais zonas devem ter partida por sobrecorrente e não por subimpedância. Portanto foram adotados os ajustes de X1PHS e X0PHS, para valores da 2ª zona.

$$X1_{PHS} = 1,2 \cdot X1(2) = 1,2 \cdot 9,85 = 11,82 \Omega_{PRI}$$

$$X1_{PHS} = 12 \Omega$$

$$X0_{PHS} = 1,2 \cdot X0(2) = 1,2 \cdot 32,49 = 38,98 \Omega_{PRI}$$

$$X0_{PHS} = 40 \Omega$$

Alcance resistivo do PHS para faltas a terra

O alcance resistivo total para faltas à terra, para $X = X1_{PHS} + X_N$ é:

$$\frac{(X1_{PHS} + X_N)}{\tan 60} + RFFwPE \quad \text{ou} \quad R1_{PHS} + R_N + RFFwPE$$

Mantendo-se o critério de englobar a 2ª zona, conforme o fabricante do relé teremos:

$$\frac{(X1_{PHS} + X_N)}{\tan 60} + RFFwPE > (R1_{PHS} + R_N)_{2ª Zona} + RFFwPE_{2ª Zona}$$

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 – webmail : www.farfilho.com.br

Para $X=0$, teremos que $RFFwPE_{PHS} > RFFwPE_{3^a Zona}$.

Considerando uma margem de 10 %:

$$RFPE_{PHS} = 1,1 \cdot RFPE_{ZM02} = 1,1 \cdot 40 = 44$$

Verificando para $X = X1_{PHS} + X_N$, teremos:

$$X1_{PHS} = 12 \Omega / \text{fase}$$

$$X0_{PHS} = 40 \Omega / \text{fase}$$

$$R1_{ZM2} = 0,93 \Omega / \text{fase}$$

$$R0_{ZM2} = 9,87 \Omega / \text{fase}$$

$$RFPE_{ZM2} = 40 \Omega / \text{loop}$$

$$\frac{1/3 \cdot (2 \cdot X1_{PHS} + X0_{PHS})}{\tan 60} + RFFwPE > 1/3 \cdot (2 \cdot R1_{PHS} + R0_{PHS})_{2^a Zona} + RFFwPE_{2^a Zona}$$

$$\frac{1/3 \cdot (2 \cdot 12 + 40)}{\tan 60} + 44 > 1/3 \cdot (2 \cdot 0,93 + 9,87)_{2^a Zona} + 40$$

$$56 > 44 \rightarrow \text{OK}$$

$$RFFwPE \text{ e } RFRvPE = 55,00 \Omega$$

Alcance resistivo do PHS para faltas entre fases

O alcance resistivo total para faltas à terra, para $X = X1_{PHS}$ é:

$$\frac{(X1_{PHS})}{\tan 60} + RFFwPP_{PHS}$$

Mantendo-se o critério de englobar a 2ª zona:

$$\frac{(X1_{PHS})}{\tan 60} + \frac{RFFwPP}{2} > \left(R1 + \frac{RFPP}{2} \right)_{2^a Zona}$$

Para $X=0$, teremos que $RFFwPP_{PHS} > RFPP_{2^a Zona}$.

Considerando uma margem de 20 %:

$$RFFwPP_{PHS} = 1,2 \cdot RFPP2 = 1,2 \cdot 40 = 48$$

Para que haja cobertura total da 2ª Zona para faltas trifásicas, a seguinte relação deverá ser satisfeita:

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 – webmail : www.farfilho.com.br

$$\frac{RFFwPP}{2} > \left(R1 + \frac{RFPP}{2} \right)_{2^a Zona}$$

onde:

$$R1_{ZM2} = 0,93 \, \Omega/\text{fase}$$

$$RFPP_{ZM2} = 40 \, \Omega/\text{loop}$$

teremos:

$$\frac{48}{2} > \left(10,93 + \frac{40}{2} \right)$$

$$24 > 21 \rightarrow \text{condição satisfeita}$$

RFFwPP e RFRvPP = 50,00 Ω

Ajuste Corrente mínima de operação: O ajuste de IminOpPP se refere à corrente mínima para operação das zonas de proteção de fase. O valor ajustado normalmente deve ser o dobro de IminOpPE (10% de IB = 60 A_{PR}).

O ajuste IminOpPE é a corrente mínima de operação para zonas de proteção de terra. Adotamos o valor de 10% de IB, que equivale a 60 A_{PR}.

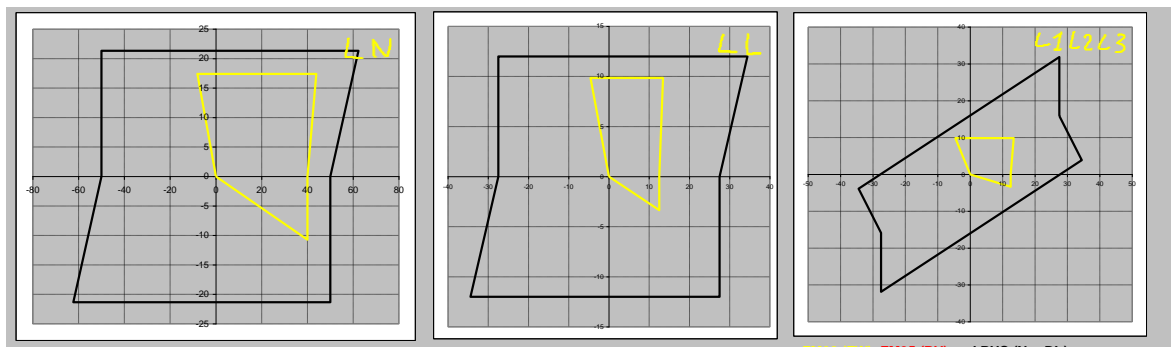


Figura 25 - Digrama R/X – Alcances da Função de Seleção de Fase

5.8. Impedância Direcional (RDIR)

ZD01 (RDIR)	
Parametro	Ajustes
ArgNegRes	115 Deg
ArgDir	15 Deg

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 – webmail : www.farfilho.com.br

IMinOp	10 %IB
IBase	3000 A
UBase	345.00 kV

Comentários:

ArgDir: ângulo no segundo quadrante.

ArgNegRes: ângulo no quarto quadrante.

5.9. Oscilação de Potência (RPSB,78)

Power Swing Detection (RPSB)	
Parametro	Ajustes
Operation	On
X1InFw	38.0 ohm
R1LIn	1.00 ohm
R1FInFw	55.0 ohm
X1InRv	38.0 ohm
R1FInRv	50.0 ohm
OperationLdCh	On
RLdOutFw	50.0 ohm
ArgLd	30 Deg
RLdOutRv	25.0 ohm
kLdRFw	0.90 Mult
kLdRRv	0.90 Mult
tP1	0.045 s
tP2	0.015 s
tW	0.250 s
tH	0.500 s
tEF	3.000 S
tR1	0.300 s
tR2	7.000 S
IMinOpPE	10 %IB
IBase	3000 A

Comentários:

O ajuste dessa função é definido pelo ONS, através do relatório pré operacional, como não foi elaborado até essa data será sugerido alguns valores.

X1InFw:

Alcance reativo à frente do polígono interno da característica de oscilação de potencia.

Adotado alcance da característica interna em 120% da maior zona para frente (2ª zona).

$$X1(2) = 9,85 \Omega_{pri} \times 1,2 = 11,82 \Omega_{pri}$$

Porem para melhor desempenho da função de oscilação, ajustaremos em $38 \Omega_{pri}$.

$$X1InFw = 38 \Omega_{pri}$$

R1Lln:

Valor da parte resistiva da impedancia da linha.

$$Z1 = 0,66 + j 7,04 \Omega_{pri}$$

$$R1Lln = 1,00 \Omega_{pri}$$

R1FlnFw:

Ajuste em 110% do ajuste resistivo da maior zona à frente (2ª zona) da característica de medida loop fase terra.

$$R1FlnFw = 1,1 (RFPE + R1 + RN), \text{ onde } RN = (R0 - R1)/3$$

$$RFPE(2) = 40$$

$$R1(2) = 0,93$$

$$R0(2) = 9,87$$

$$RN = (9,87 - 0,93)/3 = 2,98$$

$$R1FlnFw = 1,1 (40 + 0,93 + 9,87) = 55,8$$

$$R1FlnFw = 55,00$$

X1InRv:

Alcance reativo da direção reversa do polígono interno da característica de oscilação de potencia.

Adotado alcance da característica como mesmo valor da direção à frente, $38 \Omega_{pri}$.

$$X1InRv = 38,00$$

R1FlnRv:

Porem para melhor desempenho da função de oscilação, ajustaremos em $50 \Omega_{pri}$.

$$R1FlnRv = 50,00$$

OperationLdCh:

Ativa Load Encroachment para a função Oscilação de Potencia (PSD).

$$\text{OperationLdCh} = \text{On}$$

RLdOutFw:

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 – webmail : www.farfilho.com.br

Alcance resistivo da característica externa com “load encroachment”. Adotado igual ao valor de 50 ohms.

RIdOutFw = 50.00

ArgLd:

Angulo da região de carga. Adotado 30 graus.

ArgLd = 30

RLdOutRv:

Alcance resistivo da característica externa com “load encroachment”. Adotado igual ao valor de 25 ohms.

RIdOutRv = 25,00

KLdRFw:

Relação entre as características interna e externa da função PSD. Valor menor que 1.

Adotado característica interna 90% da externa.

KLdRFw = 0,90

KLdRRv:

Relação entre as características interna e externa da função PSD. Direção reversa

Valor menor que 1.

Adotado característica reversa interna 90% da externa.

KLdRRv = 0,90

Temporizadores:

tP1 = 0.045 s (tempo para detectar 1ª oscilação)

tP2 = 0.015 s (tempo para detectar uma 2ª oscilação)

tW = 0.250 s (tempo de espera para ativar o temporizador tP2)

tH = 0.500 s (tempo de espera para saída do sinal de partida)

tEF = 3,000 s (tempo morto)

tR1 = 0.300 s (temporização para inibir a função quando de falta fase terra durante uma oscilação)

tR2 = 7,000 s (tempo para liberar trip durante oscilação)

IMinOpPE:

Corrente mínima de operação

IMinOpPE = 10% IB

IBase = 3000 A

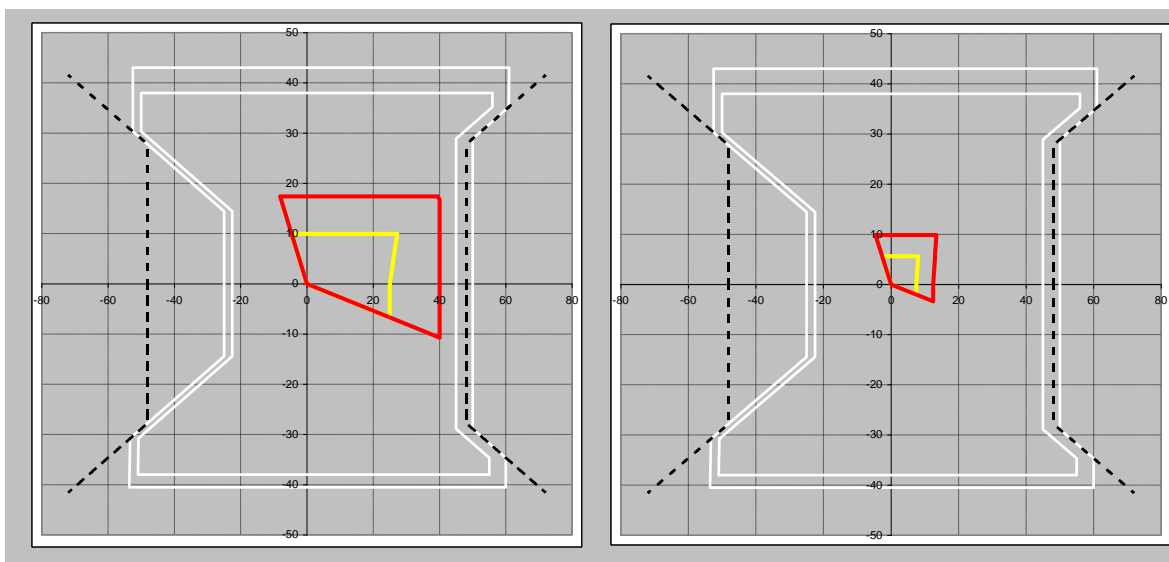


Figura 26 - Digrama R/X – Alcances da Função de Oscilação de Potência

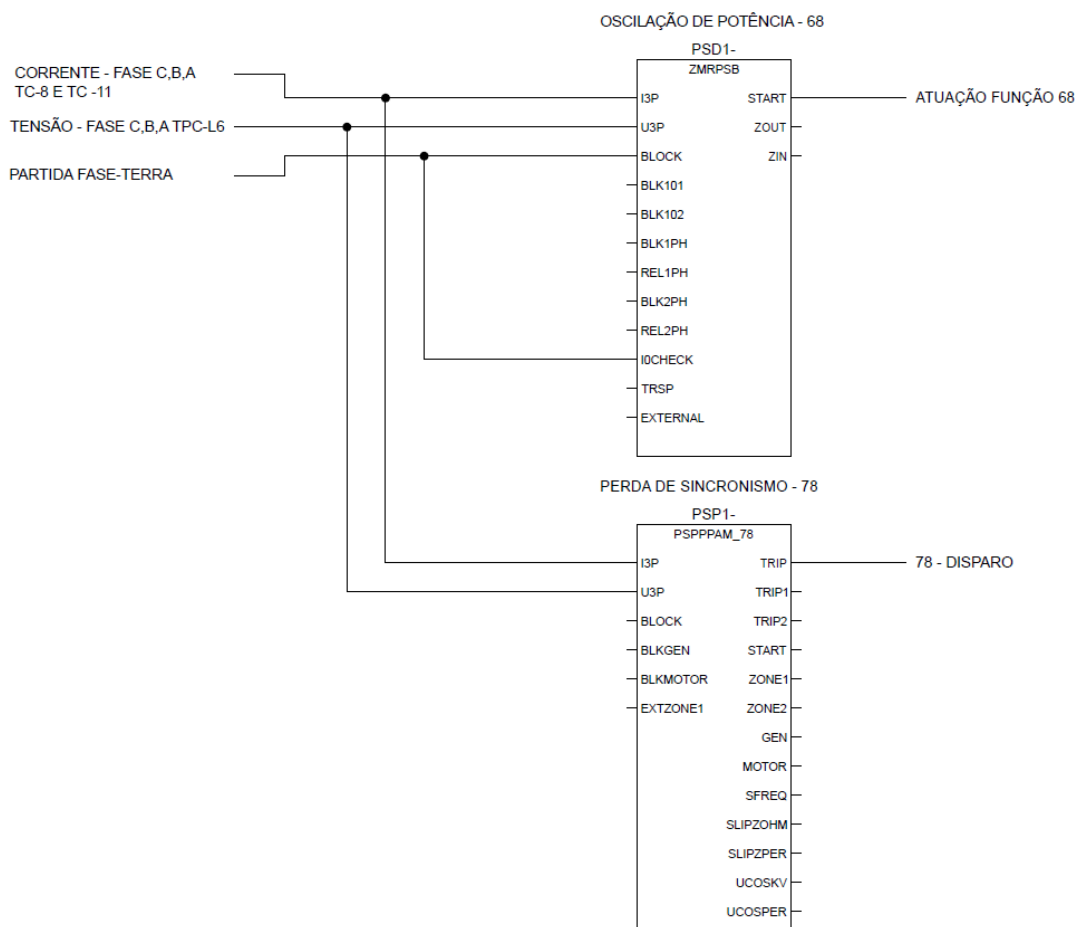


Figura 27 – Lógica da função de oscilação de potencia e perda de sincronismo – 68/78

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 – webmail : www.farfilho.com.br

5.10. Proteção de Escorregamento de pólo (PSP1 - 78).

Pole Slip Protection (PSP1)	
Parametro	Ajustes
IBase	3000 A
UBase	345 kV
MeasureMode	PosSeq
InvertCTcurr	No

5.11. Proteção Sobrecorrente Instantânea (PHPIOC).

Instantaneous phase overcurrent protection (PHPIOC-2)	
Parametro	Ajustes
Operation	On
IBase	3000 A
OpMode	1 out of 3
IP>>	150 %I _b

Comentários:

O ajuste dessa função é para partir a função de fechamento sobre falta, o ajuste deve detectar falta em toda a linha.

$$I_{CC\ 3F} = 9356\ A$$

$$I_{CC\ FT} = 6522\ A$$

$$IP>> = 150\% IB$$

5.12. Proteção Contra Energização Inadvertida (SOFT).

Unidade AutomaticSOTF(PSOF)	
Parametro	Ajustes
Operation	On
UBase	345.00 kV
Mode	UILvl&Imp

AutoInit	On
IPh<	10 %IB
UPh<	40 %UB
tDuration	Off
tSoft	0.500 s
tDLD	0.200 s

Comentários:

IPh< é o nível de corrente, em % da corrente base, para detectar linha morta.

UPh< é o nível de tensão, em % da tensão base, para detectar linha morta.

Mode: UILvI&Imp. Detecção de linha morta por valores de tensão e corrente abaixo de UPh e IPh em pelo menos uma das fases, e impedancia.

AutoInit = On

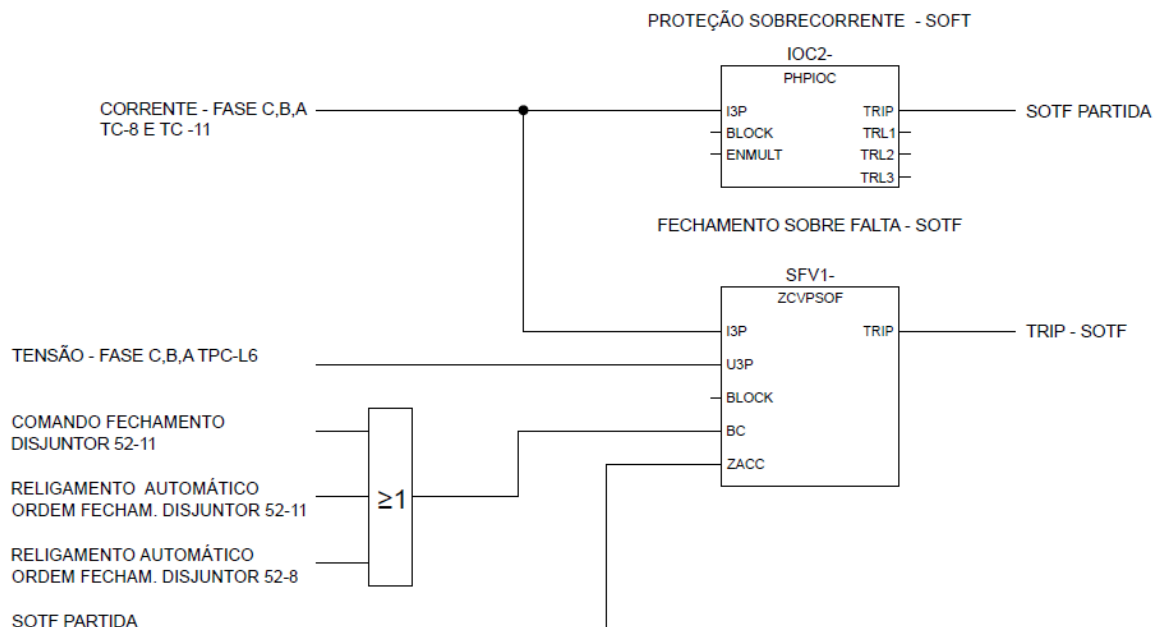


Figura 28 – Lógica da função de oscilação de potencia e perda de sincronismo – 68/78

5.13. Proteção STUB (STBPTOC).

Stub protection (STBPTOC)	
Parametro	Ajustes
Operation	On
IBase	3000 A
ReleaseMode	Release
I>	200 %Ib
t	0.050 s

Comentários:

A função STUB tem a finalidade de detectar faltas no trecho inicial da linha na situação que a seccionadora de saída de linha estiver aberta. O ajuste deve ser sensível para detectar todos os curtos circuitos no trecho inicial.

$I_{CC\ 3F} = 14007\ A$

$I_{CC\ FT} = 11142\ A$

I> = 200 %Ib

t = 0,050 s

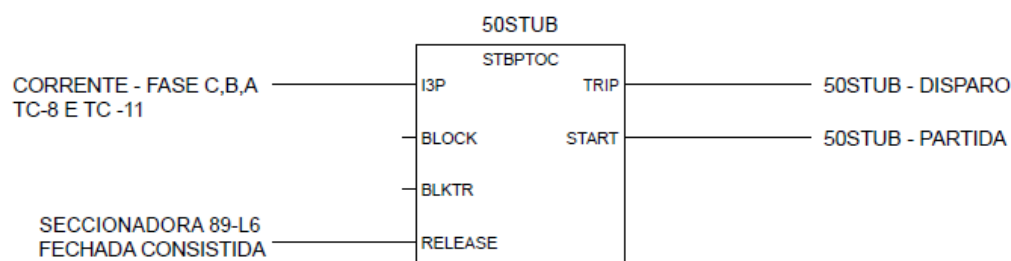


Figura 29 – Lógica da função STUB – 50

5.14. Proteção Condutor Aberto (BRCPTOC).

Broken conductor check (BRCPTOC)	
Parametro	Ajustes
Operation	On
IBase	3000 A
Iub>	50 %Im
IP>	20 %Ib
tOper	5.000 s
tReset	0.100 s

Comentários:

A função de proteção contra condutor aberto tem a finalidade de detectar faltas que não envolvam valores de correntes elevados.

Iub> = 50 %Im

IP> = 20 %Ib

tOper = 5,000 s

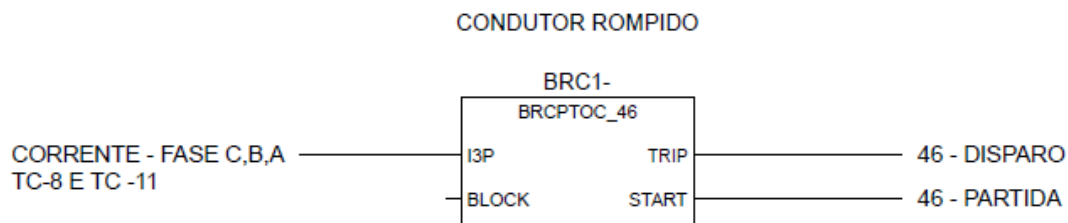


Figura 30 – Lógica da função condutor aberto – 46

5.15. Sobrecorrente de Fase (PTOC – 51/67) – TOC.

PHASEOVERCURRENT4STEP (PTOC,51/67) – TOC1	
Parâmetro	Ajustes
GENERAL	
Operation	On
IBase	3000 A
UBase	345 KV

AngleROA	80.0 deg
AngleRCA	65.0 deg
IMinOpPhSel	10 %Ib
StartPhSel	1 out of 3
2ndHarmStab	20 %Ib

STEP 1 – Sobrecorrente de Emergência

DirMode1	Non-directional
Characterist1	IEC Norm. Inv.
I1>	50 %Ib
t1	1.000 s
k1	0.14
t1Min	0.000 s
I1Mult	1.0
ResetTypeCrv1	Instantaneous
tReset1	0.020
tPCrv1	1.000
tACrv1	13.500
tBCrv1	0.00
tCCrv1	1.0
tPRCrv1	0.500
tTRCrv1	13.500
tCRCrv1	1.0
HarmRestrained1	Off

STEP 2 – Sobrecorrente Direcional Instantâneo

DirMode2	Forward
Characterist2	IEC Def. Time
I2>	400 %Ib
t2	0.030 s
k2	0.14
t2Min	0.000 s
I2Mult	1.0
ResetTypeCrv2	Instantaneous
tReset2	0.020
tPCrv2	1.000
tACrv2	13.500

tBCrv2	0.00
tCCrv2	1.0
tPRCrv2	0.500
tTRCrv2	13.500
tCRCrv2	1.0
HarmRestrained2	Off

STEP 3 - – Sobrecorrente Direcional Temporizado

DirMode3	Forward
Characterist3	IEC Norm. Inv.
I3>	50 %Ib
t3	1.000 s
k3	0.14
t3Min	0.000 s
I3Mult	1.0
ResetTypeCrv3	Instantaneous
tReset3	0.020
tPCrv3	1.000
tACrv3	13.500
tBCrv3	0.00
tCCrv3	1.0
tPRCrv3	0.500
tTRCrv3	13.500
tCRCrv3	1.0
HarmRestrained3	Off

STEP 4

DirMode2	Off
Characterist2	IEC Def. Time
I2>	100 %Ib
t2	5.000 s
k2	0.05
t2Min	0.000 s
I2Mult	1.0
ResetTypeCrv2	Instantaneous
tReset2	0.020
tPCrv2	1.000

tACrv2	13.500
tBCrv2	0.00
tCCrv2	1.0
tPRCrv2	0.500
tTRCrv2	13.500
tCRCrv2	1.0
HarmRestrained2	Off

Comentários:

- Sobrecorrente de Emergência de Fase**

O ajuste desta função será ajustado acima do máximo carregamento da linha, assim será adotada a partida em 1500 A. Curva de tempo normal inversa com temporização de 0,5 s para faltas na barra de 345kV da SE Porto de Açu.

$$I_1 = 50 \times I_b$$

Característica de tempo normal inversa: Characterist1 = IEC normal inv.

O dial time deverá ser ajustado, para na pior situação de curto circuito na barra de Porto de Açu o relé atuará em 0,5 segundos.

A pior situação de curto circuito é quando ocorre falta na barra de Porto de Açu, sendo a corrente de 9356 A.

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

$$M = I_f / I_p$$

I_f = corrente de curto-circuito

I_p = corrente de partida

$$0,5 = k \cdot \left[\frac{0,14}{(9356/1500)^{0,02} - 1} \right]$$

$$K1 = 0,14$$

- **Verificação dos tempos de atuação:**

Função I> - Ajuste = 1500 A – Curva 0,14		
Condição de curto	Contribuição da Linha	Tempo de atuação
CC _{3F} Close-in	14007	428 ms
CC _{FT} Close-in	11142	478 ms
CC _{3F} SE Porto de Açu 345kV	9356	525 ms
CC _{FT} SE Porto de Açu 345kV	6522	657 ms

Nota: A função de sobrecorrente de emergência de fase somente será habilitada na situação de perda de potencial do transformador de potencial do relé de proteção da linha.

- **Sobrecorrente Direcional de Fase Instantâneo**

O ajuste desta função não deve atuar para faltas na barra da SE Porto de Açu, assim será ajustado em 130% do máximo curto.

$$I_{CC\ 3F} = 9356\ A$$

$$I_2 = 1,3 \cdot 9356 = 12162\ A$$

$$I_2 = 12162 / 3000 = 4,05$$

$$I_2 = 400 \times I_b$$

$$t_2 = 0,03\ s$$

- **Sobrecorrente Direcional de Fase Temporizado**

O ajuste desta função será ajustado acima do máximo carregamento da linha, assim será adotada a partida em 1500 A. Curva de tempo normal inversa com temporização de 0,5 s para faltas na barra de 345kV da SE Porto Açu.

$$I_3 = 50 \times I_b$$

Característica de tempo normal inversa: Characterist3 = IEC normal inv.

O dial time deverá ser ajustado, para na pior situação de curto circuito na barra de Porto de Açu o relé atuará em 0,5 segundos.

A pior situação de curto circuito é quando ocorre falta na barra de Porto de Açu, sendo a corrente de 9356 A.

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

$$M = I_f / I_p$$

I_f = corrente de curto-circuito

I_p = corrente de partida

$$0,5 = k \cdot \left[\frac{0,14}{(9356/1500)^{0,02} - 1} \right]$$

K3 = 0,14

• **Verificação dos tempos de atuação:**

Função I> - Ajuste = 1500 A – Curva 0,14		
Condição de curto	Contribuição da Linha	Tempo de atuação
CC _{3F} Close-in	14007	428 ms
CC _{FT} Close-in	11142	478 ms
CC _{3F} SE Porto de Açu 345kV	9356	525 ms
CC _{FT} SE Porto de Açu 345kV	6522	657 ms

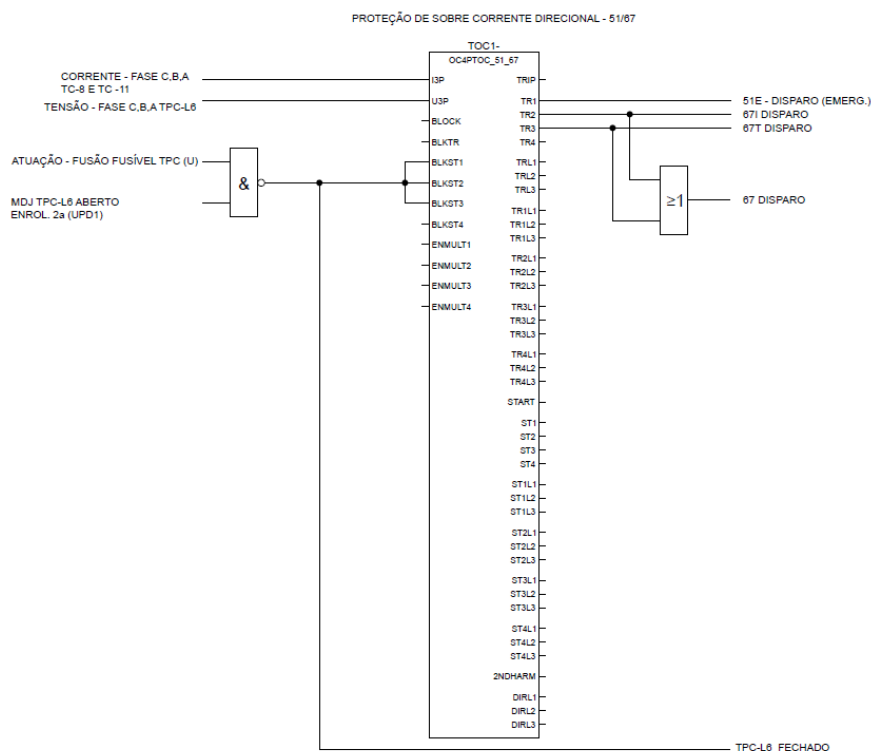


Figura 31 – Lógica da função de sobrecorrente de fase – 67/51E

5.16. Sobrecorrente de Neutro (PEFM – 51N/67N) - TEF.

Four Step Overcurrent Protection (TEF)	
Parametro	Ajustes
General	
Operation	On
IBase	3000 A
UBase	345.00 kV
IMinOpFund	5 %IB
AngleRCA	65 Deg
3U0>Dir	5 %UB
IN>DirCmp	20 %IB
tDirCmp	10 s
2ndHarmStab	20 %
UseStartValue	IN1>
BlkParTransf	Off
ActivationSOTF	Open
SOTF	Off
tSOTF	0.200 s
HarmResSOTF	Disabled
t4U	1.000 s
ActUnderTime	CB position
tUnderTime	0.3 s
Step 1 Sobrecorrente de Emergência Instantâneo	
DirMode1	Non-directional
Characterist1	IEC Def. Time
IN1>	280 %IB
t1	0.030 s
k1	0.20
IN1Mult	1.0
t1Min	0.000 s
ResetTypeCrv1	Instantaneous
tReset1	0 s

HarmRestraining1	Off
tPCrv1	1 s
tACrv1	13.5 s
tBCrv1	0 s
tCCrv1	1 s
tPRCrv1	0.5 s
tTRCrv1	13.5 s
tCRCrv1	1 s

Step 2 Sobrecorrente de Emergência Temporizado

DirMode2	Non-Directional
Characterist2	IEC Norm. Inv.
IN2>	10 %IB
t2	2.000 s
k2	0.23
IN2Mult	1.0
t2Min	0.000 s
ResetTypeCrv2	Instantaneous
tReset2	0 s
HarmRestraining2	Off
tPCrv2	1 s
tACrv2	13.5 s
tBCrv2	0 s
tCCrv2	1 s
tPRCrv2	0.5 s
tTRCrv2	13.5 s
tCRCrv2	1 s

Step 3 Sobrecorrente Direcional Instantâneo

DirMode3	Forward
Characterist3	IEC Def. Time
IN3>	280%IB
t3	0.030 s
k3	0.05
IN3Mult	1.0
t3Min	0.000 s
ResetTypeCrv3	Instantaneous

tReset3	0.02 s
HarmRestraining3	Off
tPCrv3	1 s
tACrv3	13.5 s
tBCrv3	0 s
tCCrv3	1 s
tPRCrv3	0.5 s
tTRCrv3	13.5 s
tCRCrv3	1 s

Step 4 Sobrecorrente Direcional Temporizado

DirMode4	Forward
Characterist4	IEC Norm. Inv.
IN4>	10 %IB
t4	2.000 s
k4	0.23
IN4Mult	2.0
t4Min	0.000 s
ResetTypeCrv4	Instantaneous
tReset4	0 s
HarmRestraining4	Off
tPCrv4	1 s
tACrv4	13.5 s
tBCrv4	0 s
tCCrv4	1 s
tPRCrv4	0.5 s
tTRCrv4	13.5 s
tCRCrv4	1 s

Comentários:

- Sobrecorrente de Emergência de Neutro Instantâneo**

O ajuste desta função não deve atuar para faltas na barra da SE Porto de Açú, assim será ajustado em 130% do máximo curto.

$$I_{CC\ FT} = 6522\ A$$

$$I1 = 1,3 \cdot 6522 = 8478 \text{ A}$$

$$I1 = 8478 / 3000 = 2,82$$

$$I1 = 280 \times Ib$$

$$t1 = 0,03 \text{ s}$$

- Sobrecorrente de Emergência de Neutro Temporizado**

O ajuste desta função será ajustado em 10% da corrente nominal do TC, assim será em 300 A.

Curva de tempo normal inversa com temporização de 0,5 s para faltas na barra de 345kV da SE Porto de Açu.

$$I2 = 10 \times Ib$$

Característica de tempo normal inversa: Characterist2 = IEC normal inv.

O dial time deverá ser ajustado, para na pior situação de curto circuito na barra de Porto de Açu o relé atuará em 0,5 segundos.

A pior situação de curto circuito é quando ocorre falta na barra de Porto de Açu, sendo a corrente de 6522 A.

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

$$M = I_f / I_p$$

I_f = corrente de curto-circuito

I_p = corrente de partida

$$0,5 = k \cdot \left[\frac{0,14}{(6522/300)^{0,02} - 1} \right]$$

$$K1 = 0,23$$

- Verificação dos tempos de atuação:**

Função I> - Ajuste = 300 A – Curva 0,23		
Condição de curto	Contribuição da Linha	Tempo de atuação
CC _{FT} Close-in	11142	429 ms
CC _{FT} SE Porto de Açu 345kV	6522	506 ms

Nota: A função de sobrecorrente de emergência de fase somente será habilitada na situação de perda de potencial do transformador de potencial do relé de proteção da linha.

- **Sobrecorrente Direcional de Fase Instantâneo**

O ajuste desta função não deve atuar para faltas na barra da SE Porto de Açu, assim será ajustado em 130% do máximo curto.

$$I_{CC FT} = 6522 \text{ A}$$

$$I3 = 1,3 * 6522 = 8478 \text{ A}$$

$$I3 = 8478 / 3000 = 2,82$$

$$I3 = 280 \times I_b$$

$$t3 = 0,03 \text{ s}$$

- **Sobrecorrente Direcional de Neutro Temporizado**

O ajuste desta função será ajustado em 10% da corrente nominal do TC, assim será em 300 A.

Curva de tempo normal inversa com temporização de 0,5 s para faltas na barra de 345kV da SE Porto de Açu.

$$I4 = 10 \times I_b$$

Característica de tempo normal inversa: Characterist2 = IEC normal inv.

O dial time deverá ser ajustado, para na pior situação de curto circuito na barra de Porto de Açu o relé atuará em 0,5 segundos.

A pior situação de curto circuito é quando ocorre falta na barra de Porto de Açu, sendo a corrente de 6522 A.

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

$$M = I_f / I_p$$

I_f = corrente de curto-circuito

I_p = corrente de partida

$$0,5 = k \cdot \left[\frac{0,14}{(6522/300)^{0,02} - 1} \right]$$

$$K4 = 0,23$$

- **Verificação dos tempos de atuação:**

Função I> - Ajuste = 300 A – Curva 0,23		
Condição de curto	Contribuição da Linha	Tempo de atuação
CC _{FT} Close-in	11142	429 ms
CC _{FT} SE Porto de Açu 345kV	6522	506 ms

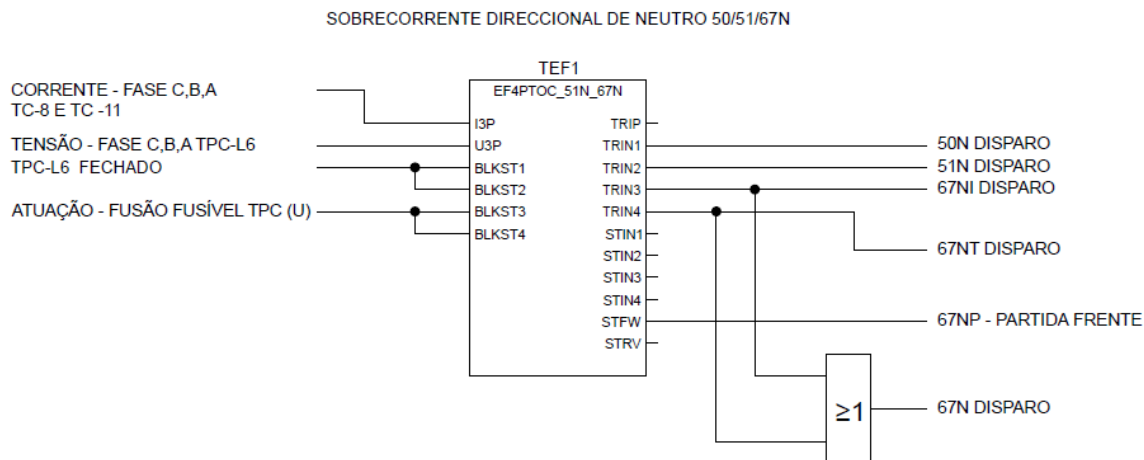


Figura 32 – Lógica da função de sobrecorrente de fase – 67N/51E

5.17. Supervisão de perda de potencial (SDDRFUF).

Fuse Failure Supervision	
Parametro	Ajustes
Operation	On
IBase	3000 A
UBase	345.00 kV
OpMode	UZsIZs
3U0>	30 %Ub
3I0<	10 %Ib
3U2>	30 %Ub
3I2<	10 %Ib
OperationDUDI	Off
DU>	60 %Ub
DI<	15 %Ib

UPh>	70 %Ub
IPh>	10 %Ib
Sealln	On
USealln<	70
IDLD<	5 %Ib
UDLD<	40 %Un

Comentários:

OpMode: UZsIZs

Adotado o princípio de medição de sequência zero, que é apropriado para sistema diretamente aterrado.

3U0> = 30%UB

Nível de operação do elemento de sobretensão residual. Deve ser ajustado acima da máxima tensão de sequência zero durante operação normal.

3I0< = 10%IB

Nível de operação do elemento de subcorrente residual. O limite de corrente 3I0 deve ser ajustado acima do desbalanço de corrente normal do sistema.

UDLD< = 40%UB

Tensão de detecção de linha aberta.

IDLD< = 5%IB

Corrente de detecção de linha aberta.

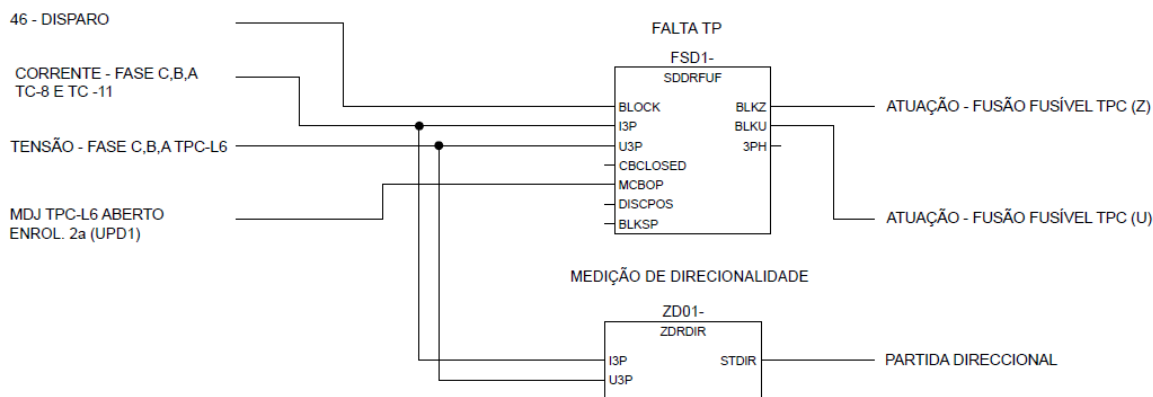


Figura 33 – Lógica da função de perda de potencial

5.18. Proteção de Sobretensão (POVM – 59).

Time Delayed Overvoltage Protection (TOV)	
Parametro	Ajustes
General	
Operation	On
UBase	345.00 kV
Step 1	
OperationStep1	On
Characterist1	Definite time
OpMode1	1 out of 3
U1>	120 %UB
t1	4.000 s
t1Min	0.025 s
ResetTypeCrv1	5.0000
tIReset1	Instantaneous
k1	0.05
ACrv2	1
BCrv2	1
CCrv2	0
DCrv2	0
PCrv2	1
CrvSat2	0 %
HystAbs1	0.5 %UB
Step 2	
OperationStep2	On
Characterist2	Definite time
OpMode2	3 out of 3
U2>	125 %UB
t2	0.100 s
t2Min	0.025 s
ResetTypeCrv2	5.000
tIReset2	Instantaneous
k2	0.05

ACrv2	1
BCrv2	1
CCrv2	0
DCrv2	0
PCrv2	1
CrvSat2	0%
HystAbs2	0.5 %UB

Comentários:

- **Função Temporizada**

A função de sobretensão temporizada, será ajustada em 120% VN - temporização de 4,0 seg.

UB = 345 kV

U1> = 120% UB

Tempo definido.

t1 = 4.000 s.

Nota: Esse ajuste é de responsabilidade do ONS nas linhas da rede básica, assim os ajustes acima são sugeridos onde serão definidos nos estudos pré-operacionais.

- **Função Instantânea**

A função de sobretensão instantânea, será ajustada em 125% VN - temporização de 0,10 seg.

UB = 345 kV

U1> = 125% UB

Tempo definido.

t1 = 0.100 s.

Nota: Esse ajuste é de responsabilidade do ONS nas linhas da rede básica, assim os ajustes acima são sugeridos onde serão definidos nos estudos pré-operacionais.

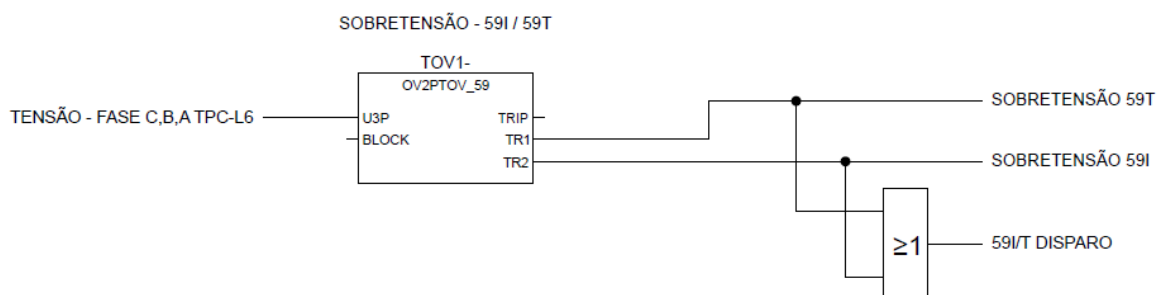


Figura 34 – Lógica da função de sobretensão instantânea e temporizada – 59I/59T

5.19. Loss of Voltage (PTUV – 27).

Loss of Voltage (LOV)	
Parametro	Ajustes
General	
Operation	On
UBase	345.00 kV
UPE	50 %UB
tTrip	5.000 s
tPulse	0.150 s
tBlock	10.000 s
tRestore	3.000 s

Comentários:

- Função Temporizada**

A função de subtensão temporizada, será ajustada em 50% Vn - temporização de 5,0 seg.

UB = 345 kV

UPE > = 50% UB

Tempo definido.

tTrip = 5.000 s.

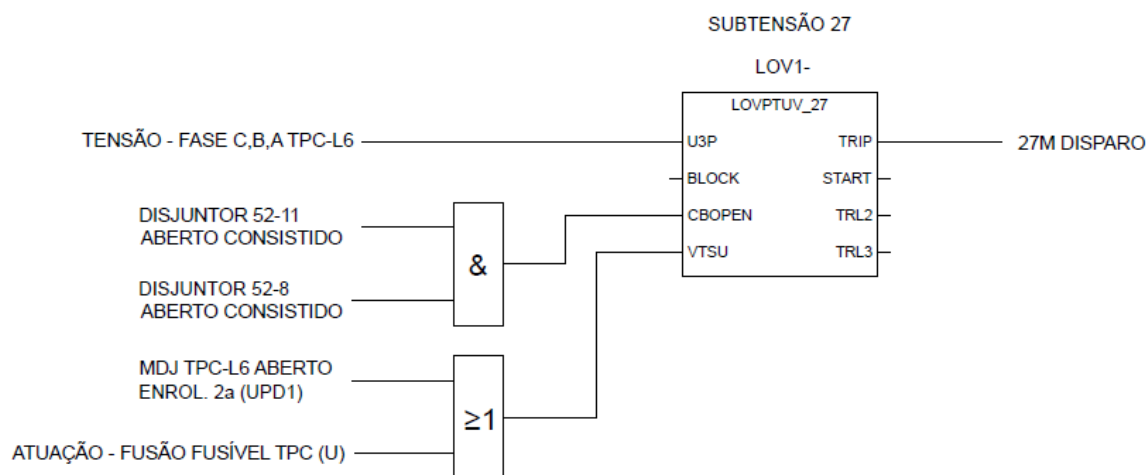


Figura 35 – Lógica da função de subtensão temporizada – 27M

5.20. Multipurpose Protection / GeneralCurrentVoltage CVGAPC [1]

General Current Voltage (GAPC)	
Parametro	Ajustes
General	
Operation	On
CurentInput	Phase1
IBase	3000 A
VoltageInput	MaxPh
UBase	345.00 kV
OperHarmRestr	Off
I_2nd/I_fund	20.0 %
BkrLevel2nd	5000 %Ib
EnRestrainedCurr	Off
RestrCurrInput	PosSeq
RestrCurrCoeff	0.00
RCADir	-75 deg
ROADir	75 deg
LowVolt_VM	0.5 %Ub
OC1	
Operation_OC1	On

StartCurr_OC1	50.0 %Ib
CurrMult_OC1	1.0
CurveType_OC1	IEC Def. Time
tDef_OC1	0.00 s
k_OC1	0.30
IMin1	100
tMin_OC1	0.05
ResCrvType_OC1	Instantaneous
tResetDef_OC1	0.00
P_OC1	0.020
A_OC1	0.140
B_OC1	0.000
C_OC1	1.000
PR_OC1	0.500
TR_OC1	13.500
CR_OC1	1.0
VCntrlMode_OC1	Off
VDepMode_OC1	Step
VDepFact_OC1	1.00
ULowLimit_OC1	50.0 %Ub
UHighLimit_OC1	100.0 %Ub
HarmRestr_OC1	Off
DirMode_OC1	Forward
DirPrinc_OC1	I&U
ActLowVolt1_VM	Non-directional

OC2

Operation_OC2	On
StartCurr_OC2	100.0 %Ib
CurrMult_OC2	1.0
CurveType_OC2	IEC Def. Time
tDef_OC2	0.00 s
k_OC2	0.30
IMin2	100
tMin_OC2	0.05
ResCrvType_OC2	Instantaneous

tResetDef_OC2	0.00
P_OC2	0.020
A_OC2	0.140
B_OC2	0.000
C_OC2	1.000
PR_OC2	0.500
TR_OC2	13.500
CR_OC2	1.0
VCntrlMode_OC2	Off
VDepMode_OC2	Step
VDepFact_OC2	1.00
ULowLimit_OC2	50.0 %Ub
UHighLimit_OC2	100.0 %Ub
HarmRestr_OC2	Off
DirMode_OC2	Forward
DirPrinc_OC2	I&U
ActLowVolt2_VM	Non-directional

UC1

Operation_UC1	Off
EnBlkLowI_UC1	Off
BlkLowCurr_UC1	20 %Ib
StartCurr_UC1	70.0 %Ib
tDef_UC1	0.50 s
tResetDef_UC1	0.00 s
HarmRestr_UC1	Off

UC2

Operation_UC2	Off
EnBlkLowI_UC2	Off
BlkLowCurr_UC2	20 %Ib
StartCurr_UC2	70.0 %Ib
tDef_UC2	0.50 s
tResetDef_UC2	0.00 s
HarmRestr_UC2	Off

OV1

Operation_OV1	Off
StartVolt_OV1	150.0 %Ub
CurveType_OV1	Definite time
ResCrvType_OV1	Instantaneous
tDef_OV1	1.00 s
tResetDef_OV1	0.00 s
tMin_OV1	0.05 s
tResetDMT_OV1	0.00 s
k_OV1	0.30
A_OV1	0.140
B_OV1	1.000
C_OV1	1.000
D_OV1	0.000
P_OV1	0.020

OV2

Operation_OV2	Off
StartVolt_OV2	150.0 %Ub
CurveType_OV2	Definite time
ResCrvType_OV2	Instantaneous
tDef_OV2	1.00 s
tResetDef_OV2	0.00 s
tMin_OV2	0.05 s
tResetDMT_OV2	0.00 s
k_OV2	0.30
A_OV2	0.140
B_OV2	1.000
C_OV2	1.000
D_OV2	0.000
P_OV2	0.020

UV1

Operation_UV1	Off
StartVolt_UV1	50.0 %Ub
CurveType_UV1	Definite time
ResCrvType_UV1	Instantaneous

tDef_UV1	1.00 s
tResetDef_UV1	0.00 s
tMin_UV1	0.05 s
tResetDMT_UV1	0.00 s
k_UV1	0.30
A_UV1	0.140
B_UV1	1.000
C_UV1	1.000
D_UV1	0.000
P_UV1	0.020
EnBlkLowV_UV1	On
BlkLowVolt_UV1	0.5 %Ub

UV1

Operation_UV2	Off
StartVolt_UV2	50.0 %Ub
CurveType_UV2	Definite time
ResCrvType_UV2	Instantaneous
tDef_UV2	1.00 s
tResetDef_UV2	0.00 s
tMin_UV2	0.05 s
tResetDMT_UV2	0.00 s
k_UV2	0.30
A_UV2	0.140
B_UV2	1.000
C_UV2	1.000
D_UV2	0.000
P_UV2	0.020
EnBlkLowV_UV2	On
BlkLowVolt_UV2	0.5 %Ub

Comentários:

- **Função sobrecorrente direcional de neutro fase C**

Essa função deve identificar a fase em falta para possibilitar o desligamento monofásico pela função 67N instantânea.

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 – webmail : www.farfilho.com.br

O estágio de partida será ajustado na corrente máxima prevista na linha, 1500 A e o estágio de atuação inferior ao curto circuito monofásico no fim da linha com resistência de falta, 3000 A.

StartCurr_OC1 = 50 %Ib

tDef_OC1 = 0,00 s

StartCurr_OC2 = 100 %Ib

tDef_OC2 = 0,00 s

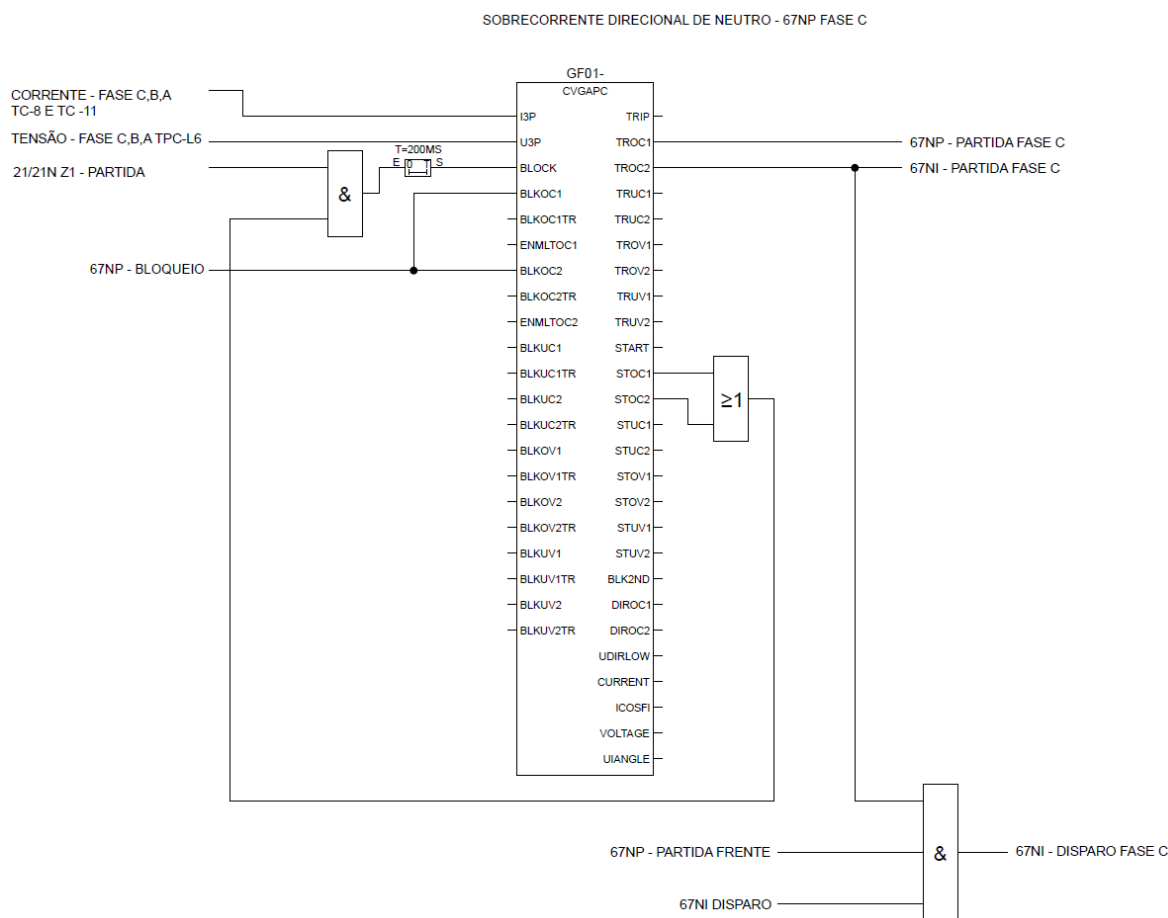


Figura 36 – Lógica da função de sobrecorrente de neutro fase C – 67N

5.21. Multipurpose Protection / GeneralCurrentVoltage CVGAPC [2]

General Current Voltage (GAPC)	
Parametro	Ajustes
General	

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 – webmail : www.farfilho.com.br

Operation	On
CurentInput	Phase2
IBase	3000 A
VoltageInput	MaxPh
UBase	345.00 kV
OperHarmRestr	Off
I_2nd/I_fund	20.0 %
BkrLevel2nd	5000 %Ib
EnRestrainedCurr	Off
RestrCurrInput	PosSeq
RestrCurrCoeff	0.00
RCADir	-75 deg
ROADir	75 deg
LowVolt_VM	0.5 %Ub

OC1

Operation_OC1	On
StartCurr_OC1	50.0 %Ib
CurrMult_OC1	1.0
CurveType_OC1	IEC Def. Time
tDef_OC1	0.00 s
k_OC1	0.30
IMin1	100
tMin_OC1	0.05
ResCrvType_OC1	Instantaneous
tResetDef_OC1	0.00
P_OC1	0.020
A_OC1	0.140
B_OC1	0.000
C_OC1	1.000
PR_OC1	0.500
TR_OC1	13.500
CR_OC1	1.0
VCntrlMode_OC1	Off
VDepMode_OC1	Step
VDepFact_OC1	1.00

ULowLimit_OC1	50.0 %Ub
UHighLimit_OC1	100.0 %Ub
HarmRestr_OC1	Off
DirMode_OC1	Forward
DirPrinc_OC1	I&U
ActLowVolt1_VM	Non-directional

OC2

Operation_OC2	On
StartCurr_OC2	100.0 %Ib
CurrMult_OC2	1.0
CurveType_OC2	IEC Def. Time
tDef_OC2	0.00 s
k_OC2	0.30
IMin2	100
tMin_OC2	0.05
ResCrvType_OC2	Instantaneous
tResetDef_OC2	0.00
P_OC2	0.020
A_OC2	0.140
B_OC2	0.000
C_OC2	1.000
PR_OC2	0.500
TR_OC2	13.500
CR_OC2	1.0
VCntrlMode_OC2	Off
VDepMode_OC2	Step
VDepFact_OC2	1.00
ULowLimit_OC2	50.0 %Ub
UHighLimit_OC2	100.0 %Ub
HarmRestr_OC2	Off
DirMode_OC2	Forward
DirPrinc_OC2	I&U
ActLowVolt2_VM	Non-directional

UC1

Operation_UC1	Off
EnBlkLowI_UC1	Off
BlkLowCurr_UC1	20 %Ib
StartCurr_UC1	70.0 %Ib
tDef_UC1	0.50 s
tResetDef_UC1	0.00 s
HarmRestr_UC1	Off

UC2

Operation_UC2	Off
EnBlkLowI_UC2	Off
BlkLowCurr_UC2	20 %Ib
StartCurr_UC2	70.0 %Ib
tDef_UC2	0.50 s
tResetDef_UC2	0.00 s
HarmRestr_UC2	Off

OV1

Operation_OV1	Off
StartVolt_OV1	150.0 %Ub
CurveType_OV1	Definite time
ResCrvType_OV1	Instantaneous
tDef_OV1	1.00 s
tResetDef_OV1	0.00 s
tMin_OV1	0.05 s
tResetDMT_OV1	0.00 s
k_OV1	0.30
A_OV1	0.140
B_OV1	1.000
C_OV1	1.000
D_OV1	0.000
P_OV1	0.020

OV2

Operation_OV2	Off
StartVolt_OV2	150.0 %Ub
CurveType_OV2	Definite time

ResCrvType_OV2	Instantaneous
tDef_OV2	1.00 s
tResetDef_OV2	0.00 s
tMin_OV2	0.05 s
tResetDMT_OV2	0.00 s
k_OV2	0.30
A_OV2	0.140
B_OV2	1.000
C_OV2	1.000
D_OV2	0.000
P_OV2	0.020

UV1

Operation_UV1	Off
StartVolt_UV1	50.0 %Ub
CurveType_UV1	Definite time
ResCrvType_UV1	Instantaneous
tDef_UV1	1.00 s
tResetDef_UV1	0.00 s
tMin_UV1	0.05 s
tResetDMT_UV1	0.00 s
k_UV1	0.30
A_UV1	0.140
B_UV1	1.000
C_UV1	1.000
D_UV1	0.000
P_UV1	0.020
EnBlkLowV_UV1	On
BlkLowVolt_UV1	0.5 %Ub

UV1

Operation_UV2	Off
StartVolt_UV2	50.0 %Ub
CurveType_UV2	Definite time
ResCrvType_UV2	Instantaneous
tDef_UV2	1.00 s

tResetDef_UV2	0.00 s
tMin_UV2	0.05 s
tResetDMT_UV2	0.00 s
k_UV2	0.30
A_UV2	0.140
B_UV2	1.000
C_UV2	1.000
D_UV2	0.000
P_UV2	0.020
EnBlkLowV_UV2	On
BlkLowVolt_UV2	0.5 %Ub

Comentários:

- **Função sobrecorrente direcional de neutro fase B**

Essa função deve identificar a fase em falta para possibilitar o desligamento monofásico pela função 67N instantânea.

O estágio de partida será ajustado na corrente máxima prevista na linha, 1500 A e o estágio de atuação inferior ao curto circuito monofásico no fim da linha com resistência de falta, 3000 A.

StartCurr_OC1 = 50 %Ib

tDef_OC1 = 0,00 s

StartCurr_OC2 = 100 %Ib

tDef_OC2 = 0,00 s

SOBRECORRENTE DIRECIONAL DE NEUTRO - 67NP FASE B

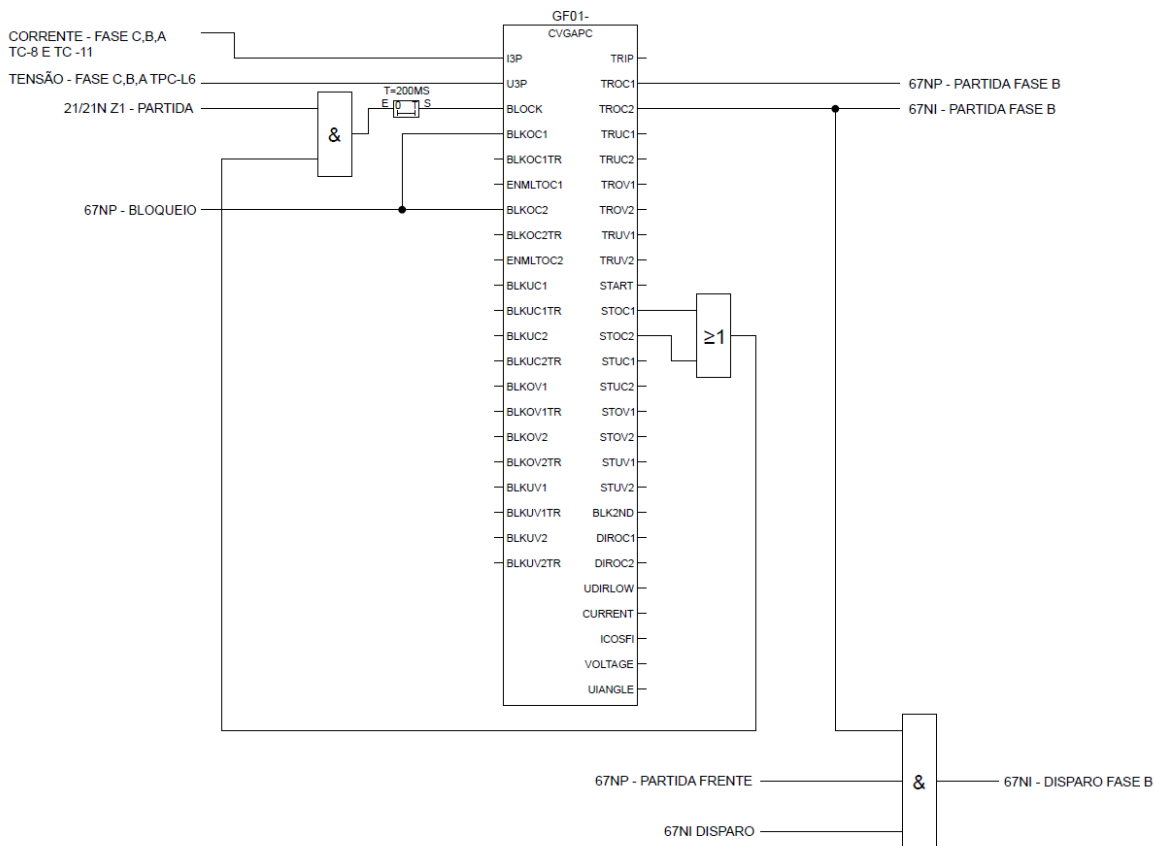


Figura 37 – Lógica da função de sobrecorrente de neutro fase B – 67N

5.22. Multipurpose Protection / GeneralCurrentVoltage CVGAPC [3]

General Current Voltage (GAPC)	
Parametro	Ajustes
General	
Operation	On
CurentInput	Phase3
IBase	3000 A
VoltageInput	MaxPh
UBase	345.00 kV
OperHarmRestr	Off
I_2nd/I_fund	20.0 %

BkrLevel2nd	5000 %Ib
EnRestrainingCurr	Off
RestrCurrInput	PosSeq
RestrCurrCoeff	0.00
RCADir	-75 deg
ROADir	75 deg
LowVolt_VM	0.5 %Ub

OC1

Operation_OC1	On
StartCurr_OC1	50.0 %Ib
CurrMult_OC1	1.0
CurveType_OC1	IEC Def. Time
tDef_OC1	0.00 s
k_OC1	0.30
IMin1	100
tMin_OC1	0.05
ResCrvType_OC1	Instantaneous
tResetDef_OC1	0.00
P_OC1	0.020
A_OC1	0.140
B_OC1	0.000
C_OC1	1.000
PR_OC1	0.500
TR_OC1	13.500
CR_OC1	1.0
VCntrlMode_OC1	Off
VDepMode_OC1	Step
VDepFact_OC1	1.00
ULowLimit_OC1	50.0 %Ub
UHighLimit_OC1	100.0 %Ub
HarmRestr_OC1	Off
DirMode_OC1	Forward
DirPrinc_OC1	I&U
ActLowVolt1_VM	Non-directional

OC2

Operation_OC2	On
StartCurr_OC2	100.0 %Ib
CurrMult_OC2	1.0
CurveType_OC2	IEC Def. Time
tDef_OC2	0.00 s
k_OC2	0.30
IMin2	100
tMin_OC2	0.05
ResCrvType_OC2	Instantaneous
tResetDef_OC2	0.00
P_OC2	0.020
A_OC2	0.140
B_OC2	0.000
C_OC2	1.000
PR_OC2	0.500
TR_OC2	13.500
CR_OC2	1.0
VCntrlMode_OC2	Off
VDepMode_OC2	Step
VDepFact_OC2	1.00
ULowLimit_OC2	50.0 %Ub
UHighLimit_OC2	100.0 %Ub
HarmRestr_OC2	Off
DirMode_OC2	Forward
DirPrinc_OC2	I&U
ActLowVolt2_VM	Non-directional

UC1

Operation_UC1	Off
EnBlkLowI_UC1	Off
BlkLowCurr_UC1	20 %Ib
StartCurr_UC1	70.0 %Ib
tDef_UC1	0.50 s
tResetDef_UC1	0.00 s

HarmRestr_UC1	Off
UC2	
Operation_UC2	Off
EnBlkLowI_UC2	Off
BlkLowCurr_UC2	20 %Ib
StartCurr_UC2	70.0 %Ib
tDef_UC2	0.50 s
tResetDef_UC2	0.00 s
HarmRestr_UC2	Off
OV1	
Operation_OV1	Off
StartVolt_OV1	150.0 %Ub
CurveType_OV1	Definite time
ResCrvType_OV1	Instantaneous
tDef_OV1	1.00 s
tResetDef_OV1	0.00 s
tMin_OV1	0.05 s
tResetDMT_OV1	0.00 s
k_OV1	0.30
A_OV1	0.140
B_OV1	1.000
C_OV1	1.000
D_OV1	0.000
P_OV1	0.020
OV2	
Operation_OV2	Off
StartVolt_OV2	150.0 %Ub
CurveType_OV2	Definite time
ResCrvType_OV2	Instantaneous
tDef_OV2	1.00 s
tResetDef_OV2	0.00 s
tMin_OV2	0.05 s
tResetDMT_OV2	0.00 s
k_OV2	0.30

A_OV2	0.140
B_OV2	1.000
C_OV2	1.000
D_OV2	0.000
P_OV2	0.020

UV1

Operation_UV1	Off
StartVolt_UV1	50.0 %Ub
CurveType_UV1	Definite time
ResCrvType_UV1	Instantaneous
tDef_UV1	1.00 s
tResetDef_UV1	0.00 s
tMin_UV1	0.05 s
tResetDMT_UV1	0.00 s
k_UV1	0.30
A_UV1	0.140
B_UV1	1.000
C_UV1	1.000
D_UV1	0.000
P_UV1	0.020
EnBlkLowV_UV1	On
BlkLowVolt_UV1	0.5 %Ub

UV1

Operation_UV2	Off
StartVolt_UV2	50.0 %Ub
CurveType_UV2	Definite time
ResCrvType_UV2	Instantaneous
tDef_UV2	1.00 s
tResetDef_UV2	0.00 s
tMin_UV2	0.05 s
tResetDMT_UV2	0.00 s
k_UV2	0.30
A_UV2	0.140
B_UV2	1.000

C_UV2	1.000
D_UV2	0.000
P_UV2	0.020
EnBlkLowV_UV2	On
BlkLowVolt_UV2	0.5 %Ub

Comentários:

- **Função sobrecorrente direcional de neutro fase A**

Essa função deve identificar a fase em falta para possibilitar o desligamento monofásico pela função 67N instantânea.

O estágio de partida será ajustado na corrente máxima prevista na linha, 1500 A e o estágio de atuação inferior ao curto circuito monofásico no fim da linha com resistência de falta, 3000 A.

StartCurr_OC1 = 50 %Ib

tDef_OC1 = 0,00 s

StartCurr_OC2 = 100 %Ib

tDef_OC2 = 0,00 s

SOBRECORRENTE DIRECIONAL DE NEUTRO - 67NP FASE C

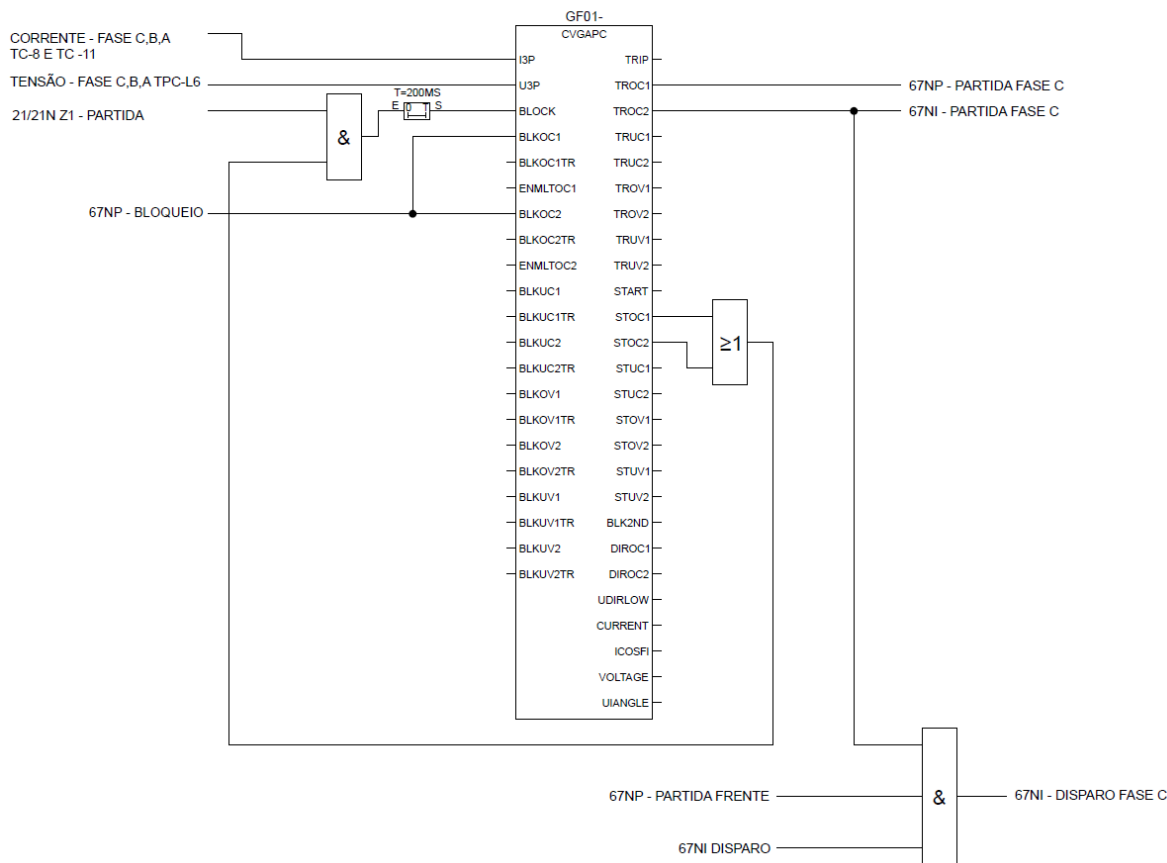


Figura 38 – Lógica da função de sobrecorrente de neutro fase A – 67N

5.23. Sincronismo (RSYN – 25).

Syncrochech (RSYN-25)	
Parametro	Ajustes
Operation	On
SelPhaseBus1	Phase2
SelPhaseBus2	Phase2
SelPhaseLine1	Phase2
SelPhaseLine2	Phase2
CBConfig	No voltage sel.
Ubase	345.00 %UB
PhaseShift	0

URatio	1
OperationSync	Off
UHighBusSync	80.0 %UB
UHighLineSync	80.0 %UB
UDiff	20.0 %UB
FreqDiffM	0.200 Hz
FreqDiffA	0.200 Hz
PhaseDiffM	30.0 Deg
PhaseDiffA	30.0 Deg
tSyncM	0.300 s
tSyncA	0.300 s
OperationSC	On
UHighBusEnergy	80.0 %UB
UHighLineEnergy	80.0 %UB
ULowBusEnergy	20.0 %UB
ULowLineEnergy	20.0 %UB
AutoEnergy	DLLB
ManEnergy	Off
ManEnergyDBDL	Off
tAutoEnergy	0.100 s
tManEnergy	0.100 s
UMaxEnergy	115.0 %UB

Comentários:

As condições de sincronismo e religamento automático são definidas no estudo pré-operacional elaborado pelo ONS, como esse relatório não está disponível será sugerido algumas condições de sincronismo e religamento automático.

A filosofia de religamento sugerida é definir os terminais líder e seguidor:

Terminal LIDER: Campos

Terminal SEGUIDOR: Porto de Açu

Portanto no terminal Campos (Líder) o religamento será feito sem verificação de sincronismo somente com Barra Viva / Linha Morta, e no terminal Porto de Açu (seguidor) o religamento será feito com verificação de sincronismo (barra viva linha viva).

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 – webmail : www.farfilho.com.br

Operation = On: função synchrocheck e energizing check em operação para permitir religamento com verificação de tensão na barra e sincronismo desta com a tensão na linha.

Note-se que o parâmetro OperationSync está ajustado em Off (função verificação de sincronismo fora de operação).

SelPhaseBus1 = phase2: seleção das tensões de entrada da barra 1, a fase selecionada para a verificação de sincronismo: Φ B-N.

SelPhaseBus2 = phase2: seleção das tensões de entrada da barra 2, Essa entrada não está sendo utilizada. Ajuste sem efeito

SelPhaseLine1 = phase2: seleção das tensões de entrada da linha. A fase selecionada para a verificação de sincronismo é Φ B-N.

SelPhaseLine2 = phase2: seleção das tensões de entrada da linha. A fase selecionada para a verificação de sincronismo é Φ B-N.

CBConfig = No voltage sel.: arranjo das barras para seleção da tensão.

Ubase = 345 kV

Phase Shift = 0: defasagem angular entre a tensão de barra e tensão de linha.

URatio = 1.00: relação entre a tensão de barra e tensão de linha.

OperationSync = Off: função de sincronização entre redes assíncronas fora de operação

UHighBusSync = 80%UB: limite de tensão para se considerar barra viva.

UHighLineSync = 80%UB: limite de tensão para se considerar linha viva.

UHighEnergy = 80%UB: limite de tensão para se considerar barra ou linha viva, para energização.

ULowEnergy = 20%UB: limite de tensão para se considerar barra ou linha morta, para energização.

AutoEnergy = DLLB: Em Campos será feita a verificação de sincronismo, será religado com verificação das tensões da barra viva e linha morta.

ManEnergy = Off: condição de energização para fechamento manual desativada.

tAutoEnergy = 0.100 s: tempo para verificação do atendimento às condições de AutoEnergy para liberação do sinal de permissão para fechamento do disjuntor através do religamento automático.

tManEnergy = 0.100 s: tempo para verificação do atendimento às condições de ManEnergy ou ManDBDL para liberação do sinal de permissão para fechamento do disjuntor através do comando manual.

ManEnergyDBDL = Off: condição de energização barra morta - linha morta desativada para fechamento manual.

UMaxEnergy = 115 %: máxima tensão permissível para energização.

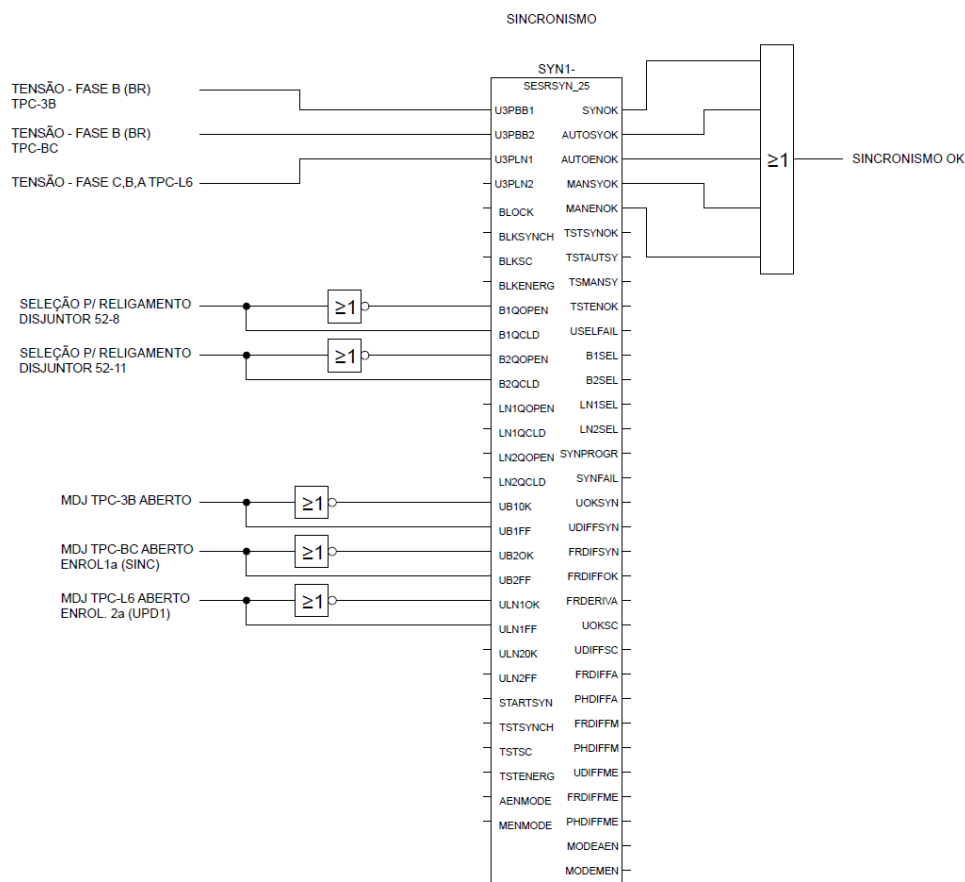


Figura 39 – Lógica da função de sincronismo - 25

5.24. Religamento Automático (RREC – 79) – AR01.

Automatic Reclosing Function (AR-01)	
Parametro	Ajustes
Operation	External Ctrl
NoOfShots	1
FirstShot	1 phase
StartByCBOpen	Off
CBAuxContType	NormOpen
CBReadyType	CO
t1 1Ph	0.500 s
t1 2Ph	0.500 s
t1 3Ph	0.500 s

t1 3PhHS	30.000 s
t2 3Ph	15.00 s
t3 3Ph	30.00 s
t4 3Ph	30.00 s
t5 3Ph	30.00 s
tReclaim	60.00 s
tSync	5.00 s
Extended t1	Off
tExtended t1	0.400 s
tInhibit	5.00 s
tTrip	0.400 s
CutPulse	Off
tPulse	0.300 s
Follow CB	Off
tCBClosedMin	30.00 s
AutoCont	Off
t AutoContWait	2.000 s
UnsucCIByCBChk	NoCBCheck
BlockByUnsucCI	Off
tUnsucCI	30.00 s
Priority	Master
tWaitForMaster	10.00 s

Comentários:

As condições de sincronismo e religamento automático são definidas no estudo pré-operacional elaborado pelo ONS, como esse relatório não esta disponível será sugerido algumas condições de sincronismo e religamento automático.

Esse bloco efetua o religamento automático do disjuntor 52-11. O religamento automático deverá ter um ciclo rápido de religamento automático monopolar em 0,5 s, para faltas monofásicas.

A partida do religamento deve ocorrer pela função diferencial, primeira zona da função de distância, sobrecorrente direcional de neutro instantânea para faltas monofásicas.

O religamento deve ser bloqueado pela atuação das demais funções de proteção habilitadas no relé.

NOTA: Recomenda-se confirmar e/ou adequar os ajustes das temporizações nos ensaios de comissionamento para validar o religamento automático.

Operation = External Ctrl: religamento automático em operação controlado por chave externa.

NoOfShots = 1: ajustado para se ter uma tentativa de religamento automático.

AR Mode = 1phase: Esta seleção permite que a tentativa de religamento automático seja monopolar.

StartByCBOpen = Off: se ajustado em "On" o religamento é iniciado com a posição "Aberto" do contato do disjuntor, sem o sinal de trip da proteção.

CB Ready = CO: sinal indicativo de disjuntor "pronto" para o ciclo Close / Open.

t1 1Ph = 0.500 s: tempo morto para tentativa de religamento automático monopolar.

tReclaim = 60.0 s: tempo de guarda.

tSync = 5.0 s: máximo tempo de espera para condições de sincronismo OK.

Extended t1 = Off: opção de estender o tempo de abertura quando de perda de canal carrier. Não está sendo considerada a possibilidade de ocorrer atraso na abertura de uma extremidade por perda da teleproteção.

tInhibit = 5.000 s: bloqueio do tempo de reset

tTrip = 0.400 s: bloqueio do religamento automático devido a um sinal de trip de longa duração, como no caso de um sinal de trip permanente ou falha de disjuntor.

CutPulse = Off: interrupção do pulso de fechamento do disjuntor no caso de novo trip. Utilizado quando o disjuntor não tenha sistema de anti bombeamento.

tPulse = 0.300 s: tempo de duração do sinal para fechamento do disjuntor.

Priority = Master: seleção de prioridade para Master/Slave.

tWaitForMaster = 10.0 s: tempo máximo de espera pelo Master.

Follow CB = Off: Se ativado, avança para a próxima tentativa de religamento, se o disjuntor for fechado durante o tempo morto.

UnsucCIByCBChk = NoCBCheck: verificação de religamento não sucedido através de contato de disjuntor. Sem verificação.

BlockByUnsucCI = Off: Bloqueio da função 79 quando religamento não sucedido

tUnsucCI = 30.0 s: tempo de espera do disjuntor antes da indicação de religamento com sucesso ou não.

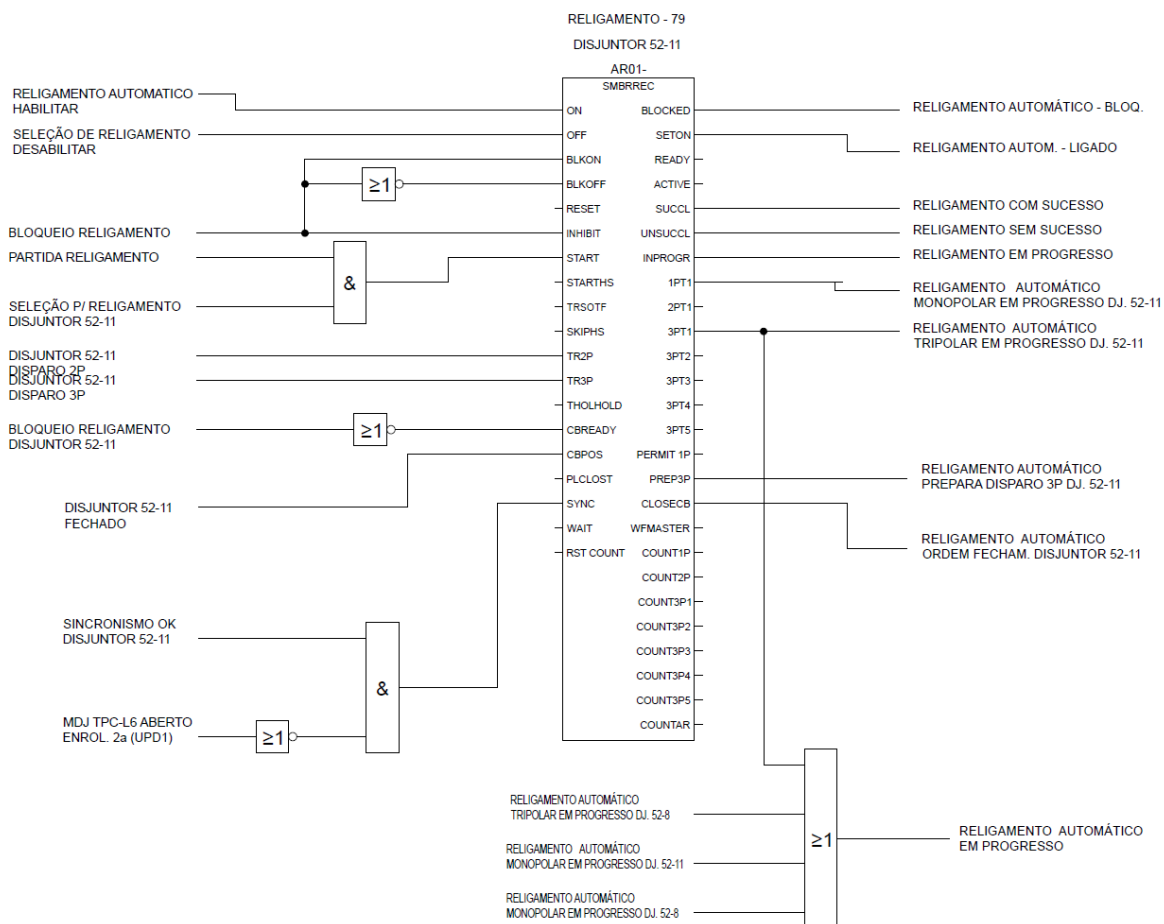


Figura 40 – Lógica da função de religamento automático – 79.1

5.25. Religamento Automático (RREC – 79) – AR02.

Automatic Reclosing Function (AR-02)	
Parametro	Ajustes
Operation	External Ctrl
NoOfShots	1
FirstShot	1 phase
StartByCBOpen	Off
CBAuxContType	NormOpen
CBReadyType	CO
t1 1Ph	0.500 s
t1 2Ph	0.500 s

t1 3Ph	0.500 s
t1 3PhHS	30.000 s
t2 3Ph	15.00 s
t3 3Ph	30.00 s
t4 3Ph	30.00 s
t5 3Ph	30.00 s
tReclaim	60.00 s
tSync	5.00 s
Extended t1	Off
tExtended t1	0.400 s
tInhibit	5.00 s
tTrip	0.400 s
CutPulse	Off
tPulse	0.300 s
Follow CB	Off
tCBClosedMin	30.00 s
AutoCont	Off
t AutoContWait	2.000 s
UnsucCIByCBChk	NoCBCheck
BlockByUnsucCI	Off
tUnsucCI	30.00 s
Priority	Slaver
tWaitForMaster	10.00 s

Comentários:

As condições de sincronismo e religamento automático são definidas no estudo pré-operacional elaborado pelo ONS, como esse relatório não esta disponível será sugerido algumas condições de sincronismo e religamento automático.

Esse bloco efetua o religamento automático do disjuntor 52-8. O religamento automático deverá ter um ciclo rápido de religamento automático monopolar em 0,5 s, para faltas monofásicas.

A partida do religamento deve ocorrer pela função diferencial, primeira zona da função de distância, sobrecorrente direcional de neutro instantânea para faltas monofásicas.

O religamento deve ser bloqueado pela atuação das demais funções de proteção habilitadas no relé.

NOTA: Recomenda-se confirmar e/ou adequar os ajustes das temporizações nos ensaios de comissionamento para validar o religamento automático.

Operation = External Ctrl: religamento automático em operação controlado por chave externa.

NoOfShots = 1: ajustado para se ter uma tentativa de religamento automático.

AR Mode = 1phase: Esta seleção permite que a tentativa de religamento automático seja monopolar.

StartByCBOpen = Off: se ajustado em "On" o religamento é iniciado com a posição "Aberto" do contato do disjuntor, sem o sinal de trip da proteção.

CB Ready = CO: sinal indicativo de disjuntor "pronto" para o ciclo Close / Open.

t1 1Ph = 0.500 s: tempo morto para tentativa de religamento automático monopolar.

tReclaim = 60.0 s: tempo de guarda.

tSync = 5.0 s: máximo tempo de espera para condições de sincronismo OK.

Extended t1 = Off: opção de estender o tempo de abertura quando de perda de canal carrier. Não está sendo considerada a possibilidade de ocorrer atraso na abertura de uma extremidade por perda da teleproteção.

tInhibit = 5.000 s: bloqueio do tempo de reset

tTrip = 0.400 s: bloqueio do religamento automático devido a um sinal de trip de longa duração, como no caso de um sinal de trip permanente ou falha de disjuntor.

CutPulse = Off: interrupção do pulso de fechamento do disjuntor no caso de novo trip. Utilizado quando o disjuntor não tenha sistema de anti bombeamento.

tPulse = 0.300 s: tempo de duração do sinal para fechamento do disjuntor.

Priority = Slave: seleção de prioridade para Master/Slave.

tWaitForMaster = 10.0 s: tempo máximo de espera pelo Master.

Follow CB = Off: Se ativado, avança para a próxima tentativa de religamento, se o disjuntor for fechado durante o tempo morto.

UnsucCIByCBChk = NoCBCheck: verificação de religamento não sucedido através de contato de disjuntor. Sem verificação.

BlockByUnsucCI = Off: Bloqueio da função 79 quando religamento não sucedido

tUnsucCI = 30.0 s: tempo de espera do disjuntor antes da indicação de religamento com sucesso ou não.

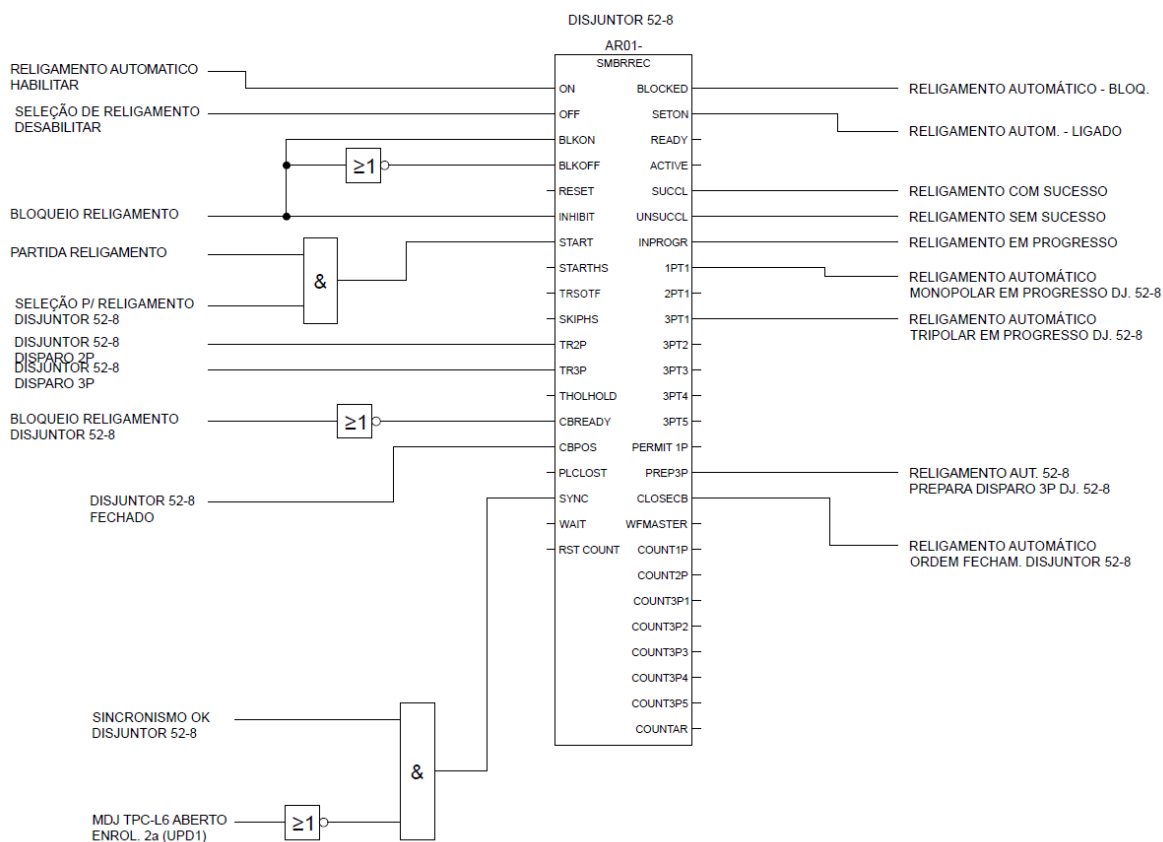


Figura 41 – Lógica da função de religamento automático – 79.2

5.26. General Settings - Monitoring - Disturbance Report

Monitoring - Disturbance Report (RDRE)	
Parametro	Ajustes
Operation	On
PreFaultRecT	0.50 s
PostFaultRecT	2.0 s
TimeLimit	2.5 s
PostRetrig	Off
ZeroAngleRef	1 Ch
OpModeTest	Off

Comentários:

A partida da oscilografia deverá ser estabelecida pelos canais de trip e deverão ser registrados os sinais de todas as funções de proteção configuradas e os canais analógicos.

5.27. Localização de Faltas

Fault Locator (RFLO)	
Parametro	Ajustes
R1A	1.114 ohm/p
X1A	14.177 ohm/p
R1B	0.001 ohm/p
X1B	0.001 ohm/p
R1L	0.664 ohm/p
X1L	7.038 ohm/p
R0L	7.052 ohm/p
X0L	23.210 ohm/p
R0M	0.00 ohm/p
X0M	0.00 ohm/p
LineLength	20.0 km

Comentários:

Impedância da fonte, calculadas pelo programa de curto circuito.

$$Z_A = Z_{\text{Campos}} = 1,114 + j14,177 \ \Omega_{PRI}$$

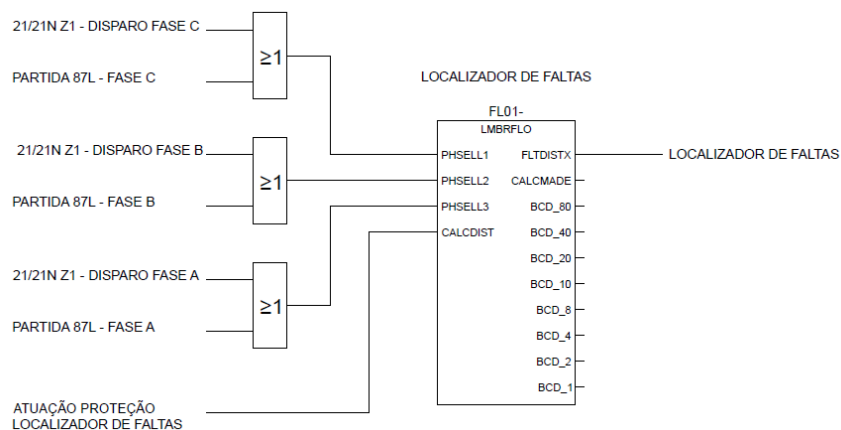


Figura 42 – Lógica da função de localização de faltas

6. Proteção Contra Falha de Disjuntor 52-11 – 345 kV – SE Campo bay Porto de Açu

6.1. Grupo de ajuste

Activate Setting Group (SGC)	
Parametro	Ajustes
ActiveSetGrp	SettingGroup1
NoOfSetGrp	Nº 1

6.2. Ajustes Gerais

Power System	
Parametro	Ajustes
Identifiers	
StationName	SE CAMPOS
StationNumber	0
ObjectName	LT PORTO DE AÇU
ObjectNumber	0
UnitName	UP3
UnitNumber	1
Primary Values	
Frequency	60 Hz

6.3. Modulo Analogico

Analog Input 6IAND6U	
Parametro	Ajustes
NameCH1	TC11 - IC
ChannelType1	Current
CTStarPoint1	To Object
CTsec1	1
CTprim1	3000 A
NameCH2	TC11 – IB
ChannelType2	Current
CTStarPoint1	To Object
CTsec2	1
CTprim2	3000 A

NameCH3	TC11 – IA
ChannelType3	Current
CTStarPoint3	To Object
CTsec3	1
CTprim3	3000 A
NameCH4	VAGO
ChannelType4	Current
CTStarPoint4	To Object
CTsec4	1
CTprim4	3000 A
NameCH5	VAGO
ChannelType5	Current
CTStarPoint5	To Object
CTsec5	1
CTprim5	3000 A
NameCH6	VAGO
ChannelType6	Current
CTStarPoint6	To Object
CTsec6	1
CTprim6	3000 A
NameCH7	VAGO
ChannelType7	Voltage
VTsec7	115.000 V
VTprim7	345.00 kV
NameCH8	VAGO
ChannelType8	Voltage
VTsec8	115.000 V
VTprim8	345.00 kV
NameCH9	VAGO
ChannelType9	Voltage
VTsec9	115.000 V
VTprim9	345.00 kV
NameCH10	VAGO
ChannelType10	Voltage
VTsec10	115.000 V

VTprim10	345.00 kV
NameCH11	V TPC 11A
ChannelType11	Voltage
VTsec11	115.000 V
VTprim11	345.00 kV
NameCH12	V TPC BC
ChannelType12	Voltage
VTsec12	115.000 V
VTprim12	345.00 kV

Comentários:

TC = 3000/5 A

CTStarPoint: To Object (TC's aterrados do lado da linha)

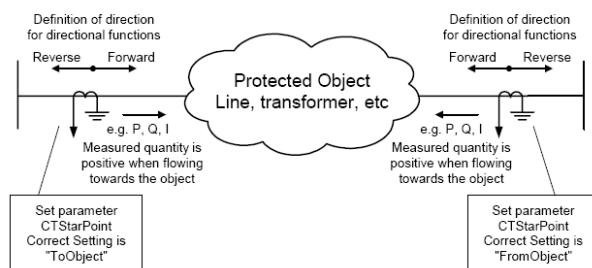


Figura 43 – Fechamento dos TC's

NOTA: Recomenda-se verificar o lado de aterramento dos TC's.

6.4. Canal de Referência

Reference Channel Service Values	
Parametro	Ajustes
PhaseAngleRef	TRM40-CH1

6.5. Função contra Falha de Disjuntor (RBRF, 50BF)

Breaker Failure Protection (BRP1)	
Parametro	Ajustes
Operation	On
IBase	3000 A
FunctionMode	Current

BuTripMode

RetripMode

IP>

I>BlkCont

IN>

t1

t2

t2MPH

t3

tCArm

tPulse

1 out of 3

CBPosCheck

10%IB

10%IB

10%IB

0.100 s

0.250 s

0.250 s

0.300 s

5.000 s

0.150 s

Comentários:

A função contra falha de disjuntor será ajustada para partida de corrente em 10% da corrente nominal do TC e com temporização de 100ms para a função retrip e 250ms para o trip de falha de disjuntor.

IP> = 10 %Ib

IN> = 10 %Ib

t1 = 0,100 s

t2 = 0,250 s

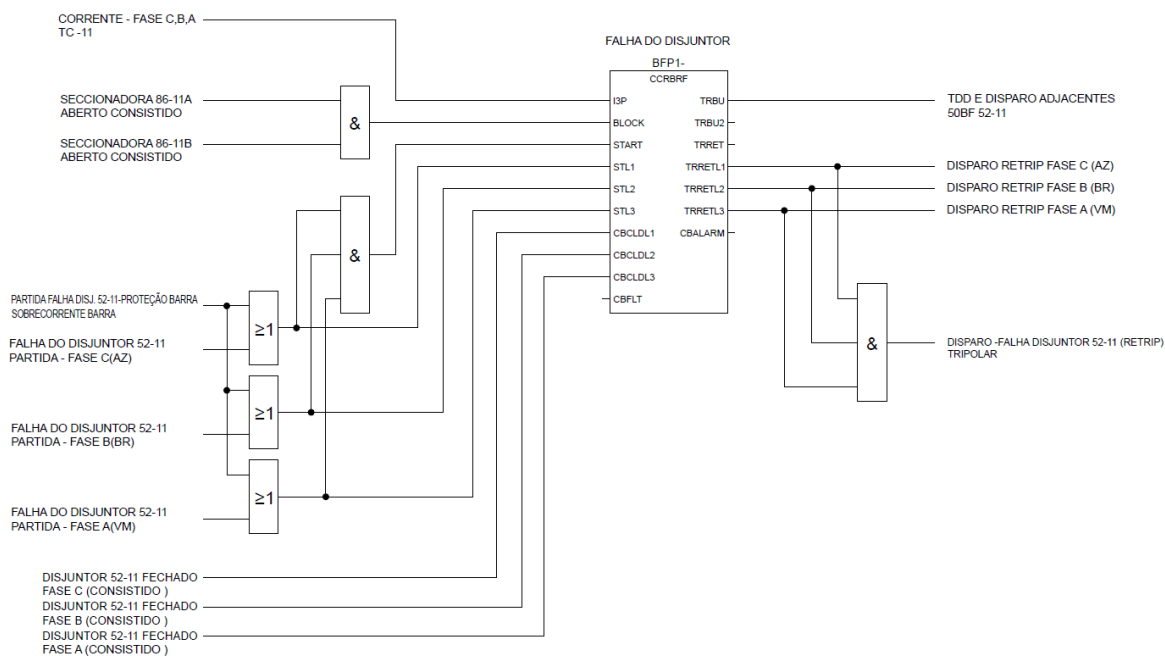


Figura 44 – Lógica da função contra falha de disjuntor – 50BF

6.6. Sincronismo (RSYN – 25).

Syncrochech (RSYN-25)	
Parametro	Ajustes
Operation	On
SelPhaseBus1	Phase2
SelPhaseBus2	Phase2
SelPhaseLine1	Phase2
SelPhaseLine2	Phase2
CBConfig	No voltage sel.
Ubase	345.00 %UB
PhaseShift	0
URatio	1
OperationSync	Off
UHighBusSync	80.0 %UB
UHighLineSync	80.0 %UB
UDiff	20.0 %UB
FreqDiffM	0.200 Hz
FreqDiffA	0.200 Hz
PhaseDiffM	30.0 Deg
PhaseDiffA	30.0 Deg
tSyncM	0.300 s
tSyncA	0.300 s
OperationSC	On
UHighBusEnerg	80.0 %UB
UHighLineEnerg	80.0 %UB
ULowBusEnerg	20.0 %UB
ULowLineEnerg	20.0 %UB
AutoEnerg	DLLB
ManEnerg	On
ManEnergDBDL	On
tAutoEnerg	0.100 s
tManEnerg	0.100 s
UMaxEnerg	115.0 %UB

Comentários:

As condições de sincronismo e religamento automático são definidas no estudo pré-operacional elaborado pelo ONS, como esse relatório não está disponível será sugerido algumas condições de sincronismo.

Essa função tem a finalidade de permitir o fechamento emergencial do disjuntor 11.

Operation = On: função synchrocheck e energizing check em operação para permitir o ligar com verificação de tensão na barra e sincronismo desta com a tensão na linha.

Note-se que o parâmetro OperationSync está ajustado em Off (função verificação de sincronismo fora de operação).

SelPhaseBus1 = phase2: seleção das tensões de entrada da barra 1, a fase selecionada para a verificação de sincronismo: $\Phi B-N$.

SelPhaseBus2 = phase2: seleção das tensões de entrada da barra 2, Essa entrada não está sendo utilizada. Ajuste sem efeito

SelPhaseLine1 = phase2: seleção das tensões de entrada da linha. A fase selecionada para a verificação de sincronismo é $\Phi B-N$.

SelPhaseLine2 = phase2: seleção das tensões de entrada da linha. A fase selecionada para a verificação de sincronismo é $\Phi B-N$.

CBConfig = No voltage sel.: arranjo das barras para seleção da tensão.

Ubase = 345 kV

Phase Shift = 0: defasagem angular entre a tensão de barra e tensão de linha.

URatio = 1.00: relação entre a tensão de barra e tensão de linha.

OperationSync = Off: função de sincronização entre redes assíncronas fora de operação

UHighBusSync = 80%UB: limite de tensão para se considerar barra viva.

UHighLineSync = 80%UB: limite de tensão para se considerar linha viva.

UHighEnergy = 80%UB: limite de tensão para se considerar barra ou linha viva, para energização.

ULowEnergy = 20%UB: limite de tensão para se considerar barra ou linha morta, para energização.

AutoEnergy = DLLB: Em Campos será feita a verificação de sincronismo, será religado com verificação das tensões da barra viva e linha morta.

ManEnergy = On: condição de energização para fechamento manual.

tAutoEnergy = 0.100 s: tempo para verificação do atendimento às condições de AutoEnergy para liberação do sinal de permissão para fechamento do disjuntor através do religamento automático.

tManEnergy = 0.100 s: tempo para verificação do atendimento às condições de ManEnergy ou ManDBDL para liberação do sinal de permissão para fechamento do disjuntor através do comando manual.

ManEnergyDBDL = On: condição de energização barra morta - linha morta para fechamento manual.

UMaxEnergy = 115 %: máxima tensão permissível para energização.

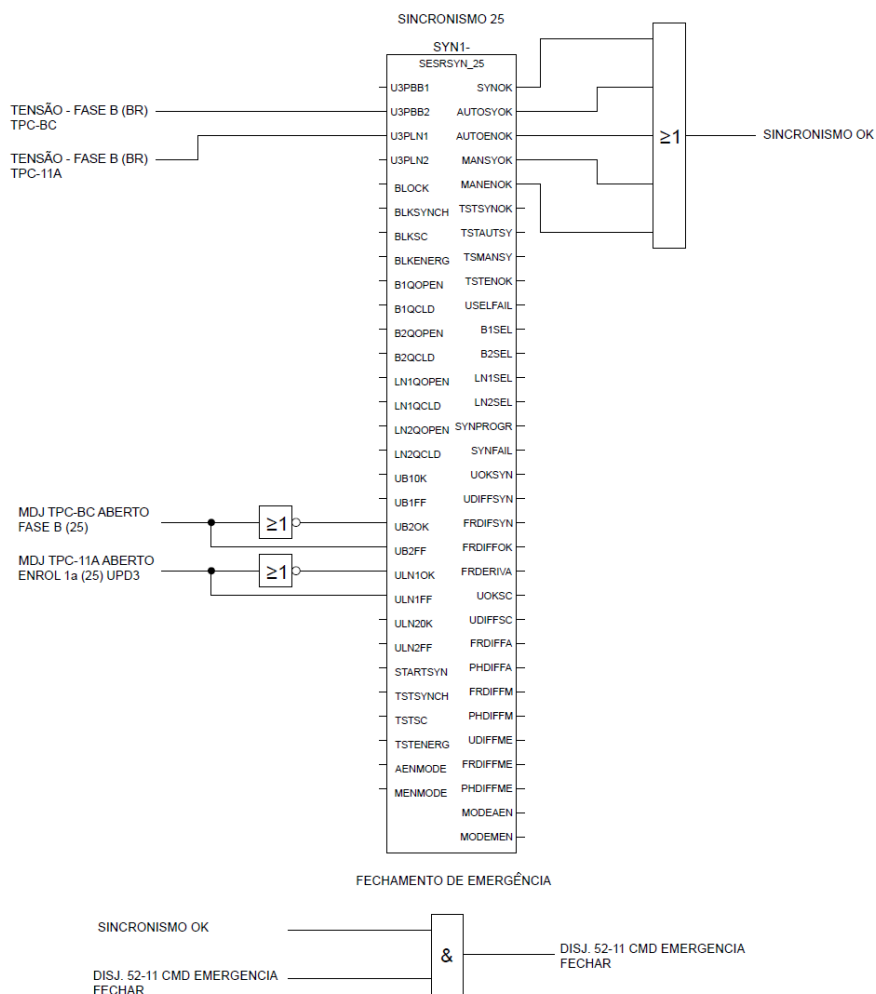


Figura 45 – Lógica da função de sincronismo - 25