

<b>ABB</b>	<b>Pedido 542-003589</b>	Nº: <b>Farfilho – 006 / 2012</b>
	CLIENTE: <b>ABB</b>	FOLHA: 1 de 87
	PROGRAMA:	
	ÁREA: <b>Engenharia Elétrica</b>	
	TÍTULO: <b>TABELAS DE AJUSTES SE FAÍSA 230 / 34,5 KV TRANSFORMADOR 1 – 230/34,5KV</b>	

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](http://www.farfilho.com.br)

## ÍNDICE DE REVISÕES

REV.	DESCRIÇÃO E/OU FOLHAS ATINGIDAS								
									
	REV. 0	REV. A	REV. B	REV. C	REV. D	REV. E	REV. F	REV. G	REV. H
DATA	13.11.2012	21.02.2013	27.05.2013						
PROJETO	Farfilho	Farfilho	Farfilho						
EXECUÇÃO	Farfilho	Farfilho	Farfilho						
VERIFICAÇÃO	A.Bandeira	A.Bandeira	A.Bandeira						
APROVAÇÃO	A,Arcon	A,Arcon	A,Arcon						

AS INFORMAÇÕES DESTES DOCUMENTOS SÃO PROPRIEDADE DA FARFILHO CONSULTORIA COMÉRCIO E REPRESENTAÇÕES LTDA

## INDICE

<b>1. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>4</b>
<b>2. CONSIDERAÇÕES GERAIS.....</b>	<b>4</b>
<b>2.1. DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA .....</b>	<b>4</b>
<b>3. DADOS DO SISTEMA DE POTÊNCIA.....</b>	<b>5</b>
<b>3.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA SE FAÍSA.....</b>	<b>5</b>
<b>3.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA REGIÃO .....</b>	<b>7</b>
<b>3.3. TRANSFORMADORES DE CORRENTE .....</b>	<b>8</b>
<b>3.3.1. RELAÇÕES DOS TC's.....</b>	<b>8</b>
<b>3.4. Curtos circuitos simulados no sistema.....</b>	<b>12</b>
<b>3.5. PROTEÇÃO DO TRANSFORMADOR DE 230/34,5 KV – RET670.....</b>	<b>13</b>
<b>3.5.1. GENERAL SETTINGS \ POWER SYSTEM.....</b>	<b>13</b>
<b>3.5.2. GENERAL SETTINGS \ ANALOG MODULES .....</b>	<b>13</b>
<b>3.5.3. Reference Channel Service Values.....</b>	<b>17</b>
<b>3.5.4. FUNÇÃO 87T – DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR. ....</b>	<b>18</b>
<b>3.5.5. Sobrecorrente de fase – Lado 230 kV.....</b>	<b>24</b>
<b>3.5.6. Sobrecorrente de Neutro – Lado 230 kV. ....</b>	<b>28</b>
<b>3.5.7. Sobrecorrente de Neutro – Aterramento 230 kV. ....</b>	<b>32</b>
<b>3.5.8. Sobrecorrente de Fase – Lado 34,5 kV.....</b>	<b>37</b>
<b>3.5.9. Sobrecorrente de Neutro – Lado 34,5 kV. ....</b>	<b>41</b>
<b>3.5.10. Proteção de Subfrequência (PTUF – 81).....</b>	<b>45</b>
<b>3.5.11. Proteção de Sobrefrequência (PTOF – 81) .....</b>	<b>47</b>
<b>3.5.12. General Settings - Monitoring - Disturbance Report.....</b>	<b>48</b>
<b>4. ASPECTOS GERAIS DA PROTEÇÃO DE RETAGUARDA DO TRANSFORMADOR.....</b>	<b>50</b>
<b>4.1. CONFIGURATION .....</b>	<b>51</b>
<b>4.2. SYSTEM.....</b>	<b>51</b>
<b>4.3. TIME .....</b>	<b>52</b>
<b>4.4. TRIP LOGIC .....</b>	<b>52</b>

4.5. FAULT RECORD .....	52
4.6. ANALOG INPUTS .....	53
4.7. APPLICATION CONFIGURATION - SETTINGS .....	53
4.8. CURRENT PROTECTION.....	58
4.9. VOLTAGE PROTECTION.....	79
4.10. OTHER PROTECTION.....	81
4.11. SETTING GROUP .....	84
5. CURVAS DE SELETIVIDADE .....	85
5.1. FASE E NEUTRO LADO DE ALTA .....	85
5.2. FASE LADO DE BAIXA.....	86
5.3. NEUTRO LADO DE BAIXA .....	87

## **1. INTRODUÇÃO.**

A conexão das CGE Faísa I, II, III, IV, V e Embuaca serão realizadas no barramento de 230 kV da SE Pecem II através de uma linha de aproximadamente 60,5 km. As unidades de aerogeradores da CGE Faísa I, II, III, IV, V e Embuaca são interligadas através de cabos subterrâneos e se interligam no barramento de 34,5 kV da SE Faísa.

O objetivo deste relatório é apresentar os estudos de ajustes e parametrização da proteção diferencial do transformador 1 de 230/34,5kV na SE Faísa.

## **2. CONSIDERAÇÕES GERAIS**

Na SE Faísa estão instalados 1 relé multifunção de proteção diferencial de transformador e 1 relé multifunção de proteção de sobrecorrente, modelos RET630 e REF615 da ABB.

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

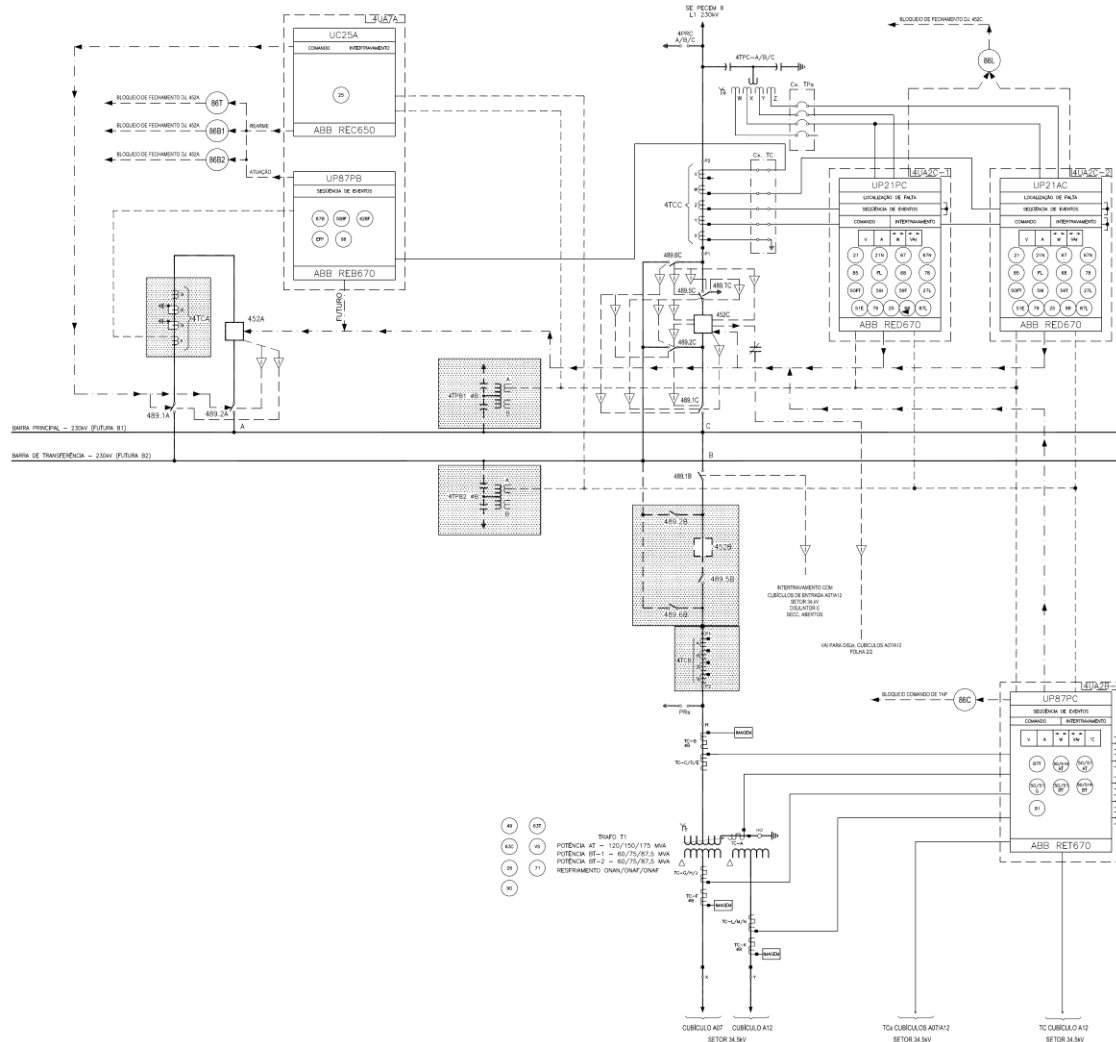
Dependendo da configuração alguns ajustes poderão sofrer alterações.

### **2.1. DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA**

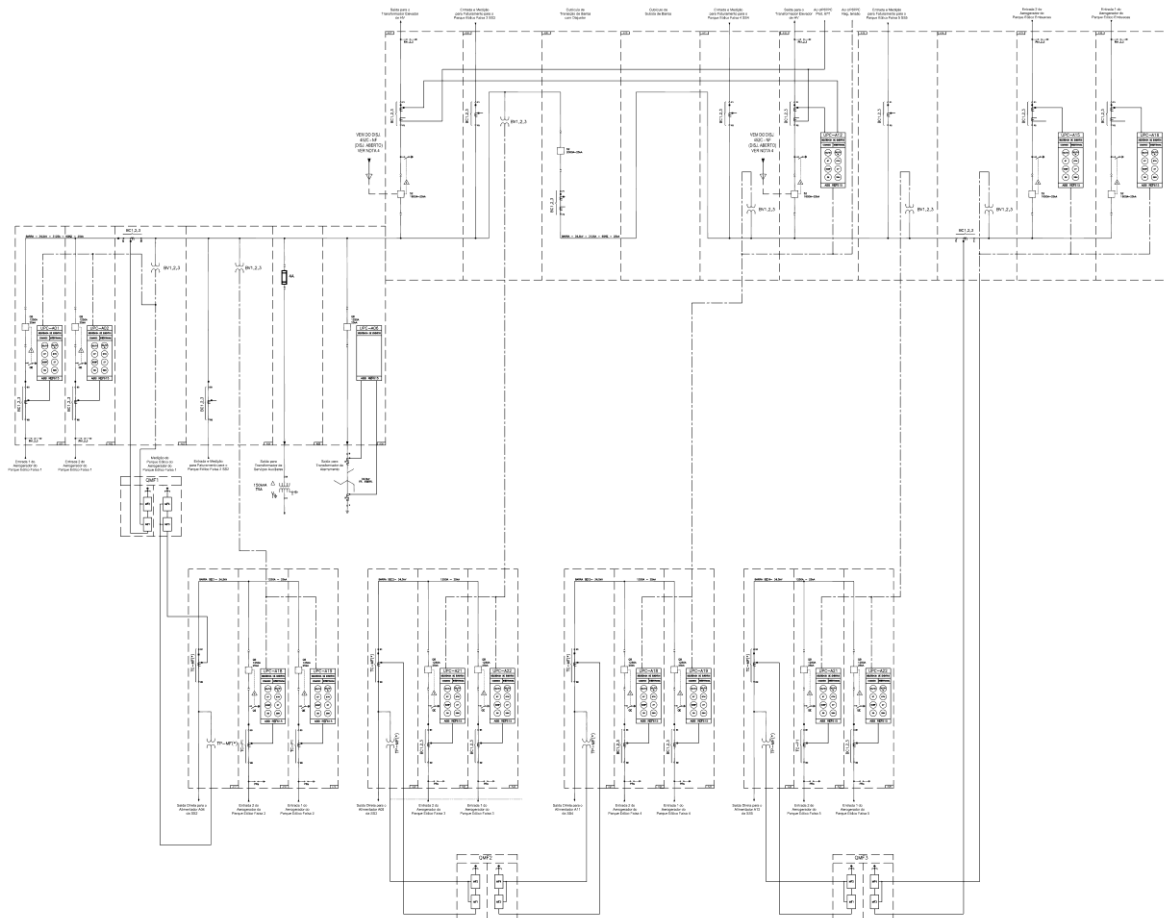
- ✓ Estudo de curto circuito – Deck horizonte dezembro de 2012 com as correções dos equipamentos das CGE's.
- ✓ Diagrama Unifilar de Proteção:
  - Unifilar Geral – Setor 230/34,5kV - 1HBR31520029-001 – Fl. 1-2 – Rev. 4
  - Unifilar Geral – Setor 230kV – PED-ELT-001 – Fl. 1 – Rev. 6 (SE Pecem II)
- ✓ Manual Técnico do RET 630
- ✓ Manual de Aplicação do RET 630
- ✓ Manual Técnico do REF615
- ✓ Manual de Aplicação do REF615

### 3. DADOS DO SISTEMA DE POTÊNCIA

### 3.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA SE FAÍSA



**Figura 1. Diagrama Unifilar da SE Faísa – Setor 230kV.**



**Figura 2. Diagrama Unifilar da SE Faísa – Setor 34,5kV.**

### 3.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA REGIÃO

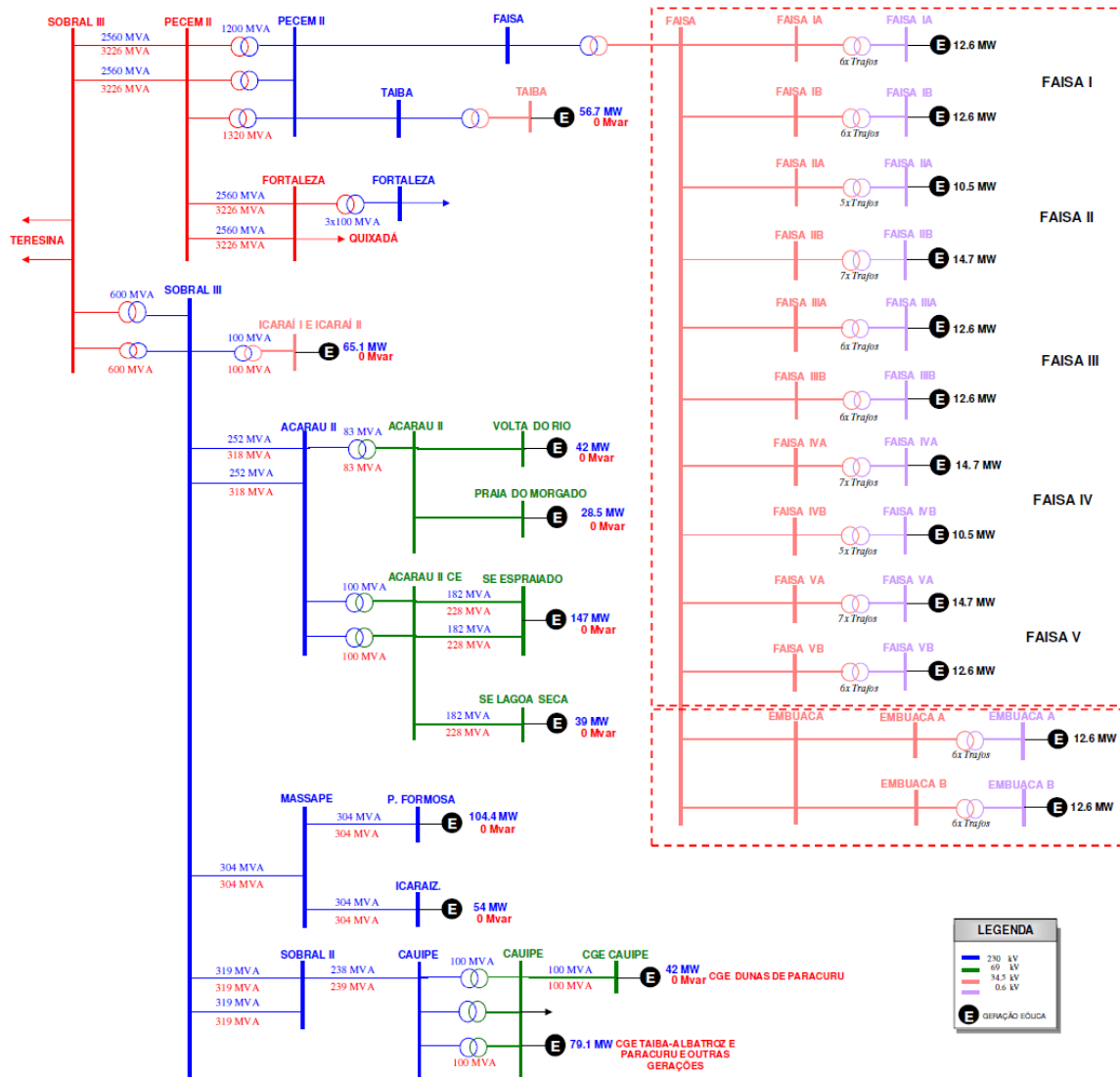


Figura 3. Diagrama Unifilar da Região de influência da SE Faísas.

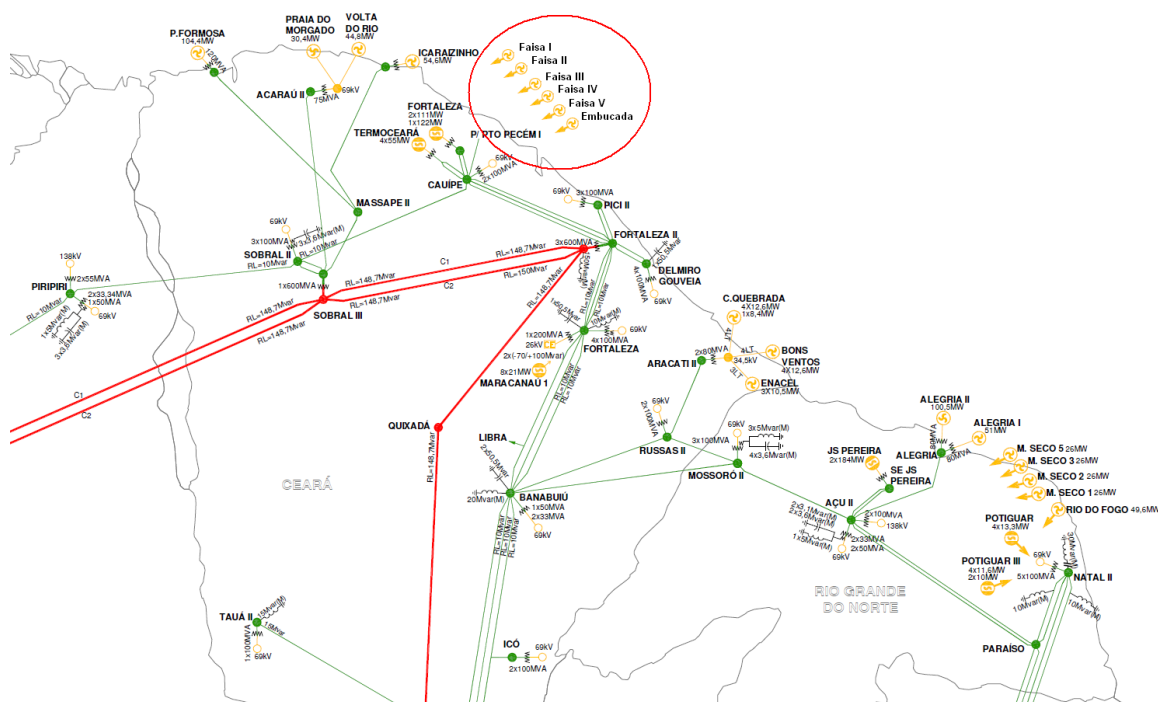


Figura 4. Diagrama Unifilar ONS.

### 3.3. TRANSFORMADORES DE CORRENTE

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

#### 3.3.1. RELAÇÕES DOS TC's

Transformador 1 – 230/34,5kV			
Bay	Primário	Secundário	Relação
Lado 230kV (Bucha)	600	5 A	120:1
Neutro Lado 230kV (TR)	600	5 A	120:1
Lado 34,5kV (Pedestal)	1600-2000	5 A	400:1



- ✓ TC's do Bay Transformador 230/34,5kV (Bucha 230kV)

Relação: 600 / 5 A

CE: 10B200

- ✓ TC's do Bay Transformador 230/34,5kV (Neutro 230kV)

Relação: 600 / 5 A

CE: 10B200

- ✓ TC's do Bay Transformador 230/34,5kV (Bucha 34,5kV)

Relação: 1600-2000 / 5 A

CE: 10P20

#### **Observações:**

A máxima corrente de curto-circuito para uma falta "close-in" externa às barras são de 3.141 A para à barra de 230kV e 4.990 A para à barra de 34,5kV. Partindo da corrente de curto-circuito, os TC's conectados à proteção do transformador deverá ser de no mínimo, 500/5 A no lado de 230kV e 2000/5 no lado de 34,5kV.

Assim adotaremos as relações de 600/5 A máxima existente no lado de 230kV e 2000/5 A máxima existente no lado de 34,5kV.

#### Avaliação para saturação lado 230kV:

A situação mais crítica ocorre para curto-circuito nas saídas do disjuntor do transformador, após os TC's, com corrente de 3.037 A e  $X/R = 6,14$ .

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:  $Z_{burden} = 2 \Omega$

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

$$n = \frac{3037}{600} \cdot \frac{0,5}{2} \cdot (1 + 6,14) = 9,03 < 20 \rightarrow \text{Não há risco de ocorrer saturação do TC}$$

Avaliação para saturação lado 34,5kV:

A situação mais crítica ocorre para curto-circuito no transformador, após os TC's, com corrente de 4.618 A e  $X/R = 14,17$ .

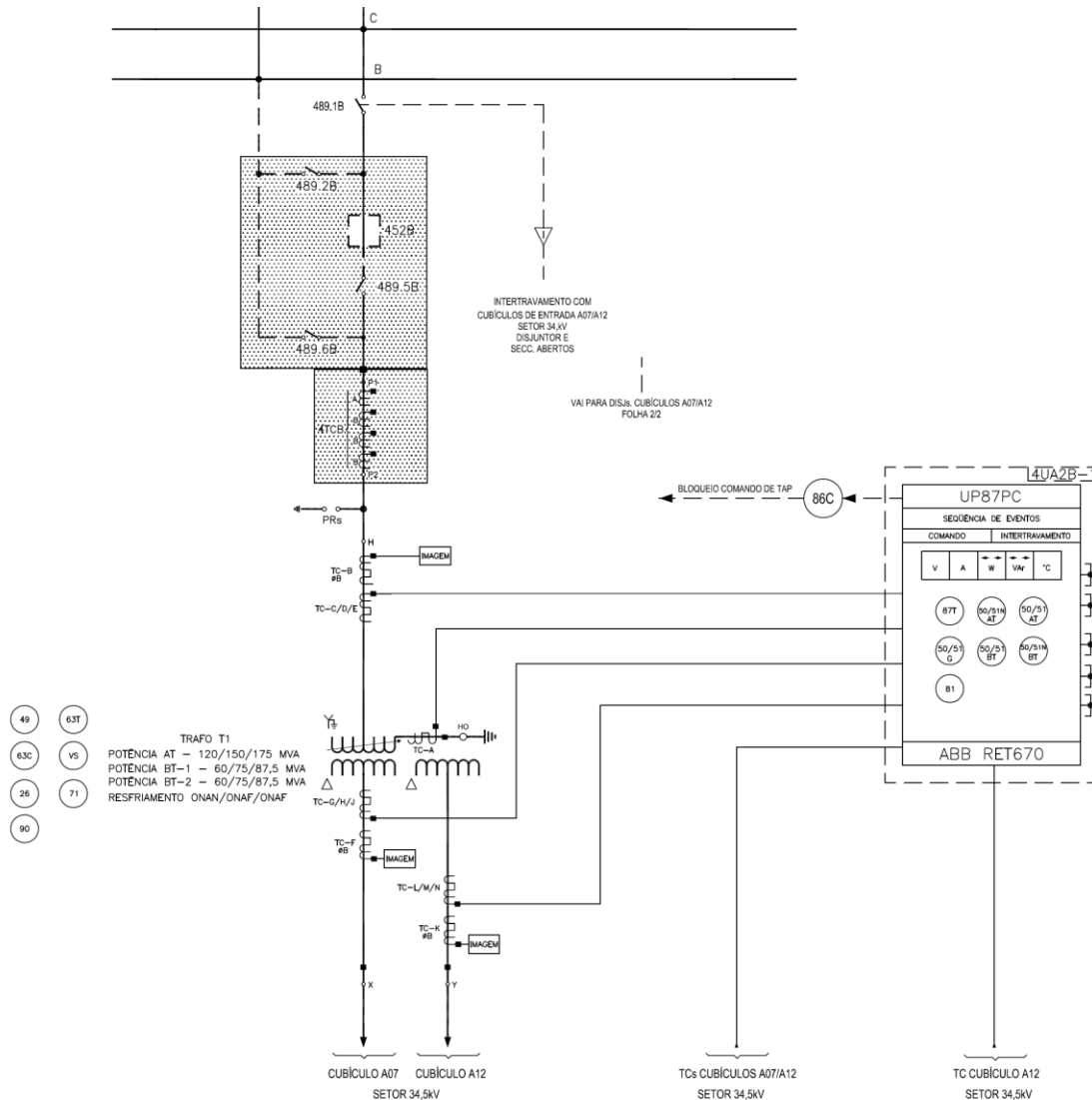
Considerando  $Z_{conectado} = 0,5 \Omega$  (100 m de cablagem entre TC's e casa de relés)

Considerando a menor classe dos TC's o burden máximo será:  $Z_{burden} = 1 \Omega$

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

$$n = \frac{4618}{2000} \cdot \frac{0,5}{1,0} \cdot (1 + 14,17) = 17,51 < 20 \rightarrow \quad \textbf{\underline{Não há risco de ocorrer saturação do TC}}$$

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



**Figura 5 - Digrama unifilar de proteções – Lado 230kV**

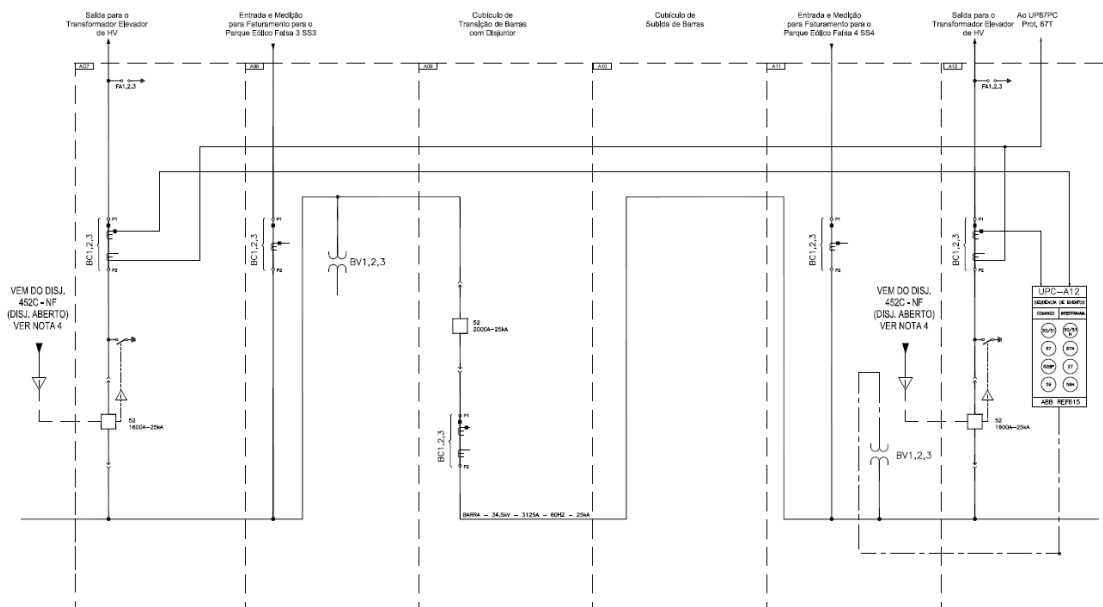


Figura 6 - Diagrama unifilar de proteções – Lado 34,5kV

### 3.4. Curtos circuitos simulados no sistema

TABELA DE CURTO CIRCUITO – TRANSFORMADOR				
CONTRIBUIÇÃO	LOCAL DO CURTO	TRIFÁSICO	MONOFÁSICO	
		3ø (A)	2I <sub>1</sub> +I <sub>0</sub> (A)	3I <sub>0</sub> (A)
CURTO CIRCUITO – COM GERAÇÃO SEM REATOR				
ALTA	Close-in 230 kV	3037	2453	1720
	Barra 230 kV	615	1297	2045
	Barra 34,5 kV	1347	21	0
BAIXA	Close-in 34,5 kV	4367	1419	1494
	Barra 230 kV	4104	4105	0
	Barra 34,5 kV	8985	145	0
CURTO CIRCUITO – SEM GERAÇÃO COM REATOR				
ALTA	Close-in 230 kV	3037	2549	1433
	Barra 230 kV	0	568	1704
	Barra 34,5 kV	1347	198	0
BAIXA	Close-in 34,5 kV	4586	1471	2206
	Barra 230 kV	0	0	0
	Barra 34,5 kV	8985	1321	0

### 3.5. PROTEÇÃO DO TRANSFORMADOR DE 230/34,5 KV – RET670.

#### 3.5.1. GENERAL SETTINGS \ POWER SYSTEM

IDENTIFIERS	
Parâmetro	Ajustes
StationName	SE FAISA
StationNumber	0
ObjectName	TR-01
ObjectNumber	0
UnitName	0
UnitNumber	0

PRIMARY VALUES	
Parâmetro	Ajustes
Frequency	60.0 Hz

#### 3.5.2. GENERAL SETTINGS \ ANALOG MODULES

ANALOGINPUTS9IAND3U (P40 - X401)	
Parâmetro	Ajustes
NAMECH1	IA_AT
RatedTrans1	5.0 A
CTStarPoint1	ToObject
CTsec1	5 A
CTprim1 1	600 A
NAMECH2	IB_AT
RatedTrans2	5.0 A
CTStarPoint2	ToObject
CTsec2	5 A
CTprim2	600 A
NAMECH3	IC_AT
RatedTrans3	5.0 A
CTStarPoint3	ToObject
CTsec3	5 A
CTprim3	600 A

NAMECH4	IG_AT
RatedTrans4	5.0 A
CTStarPoint4	ToObject
CTsec4	5 A
CTprim4	600 A
NAMECH5	IA_BT1
RatedTrans5	5.0 A
CTStarPoint5	ToObject
CTsec5	5 A
CTprim5	2000 A
NAMECH6	IB_BT1
RatedTrans6	5.0 A
CTStarPoint6	ToObject
CTsec6	5 A
CTprim6	2000 A
NAMECH7	IV_BT1
RatedTrans7	5.0 A
CTStarPoint7	ToObject
CTsec7	5 A
CTprim7	2000 A
NAMECH8	VAGO
RatedTrans8	5.0 A
CTStarPoint8	ToObject
CTsec8	5 A
CTprim8	2000 A
NAMECH9	VAGO
RatedTrans9	5.0 A
CTStarPoint9	ToObject
CTsec9	5 A
CTprim9	2000 A
NAMECH10	VA_BT
RatedTrans10	115.0 V
VTsec10	115.000 V
VTprim10	34.50 KV
NAMECH11	VB_BT

RatedTrans11	115.0 V
VTsec11	115.000 V
VTprim11	34.50 KV
NAMECH12	VC_BT
RatedTrans12	115.0 V
VTsec12	115.000 V
VTprim12	34.50 KV

ANALOGINPUTS9IAND3U (P41 - X411)	
Parâmetro	Ajustes
NAMECH1	IA_BT2
RatedTrans1	5.0 A
CTStarPoint1	ToObject
CTsec1	5 A
CTprim1 1	2000 A
NAMECH2	IB_BT2
RatedTrans2	5.0 A
CTStarPoint2	ToObject
CTsec2	5 A
CTprim2	2000 A
NAMECH3	IC_AT
RatedTrans3	5.0 A
CTStarPoint3	ToObject
CTsec3	5 A
CTprim3	2000 A
NAMECH4	IA_BT1-2
RatedTrans4	5.0 A
CTStarPoint4	ToObject
CTsec4	5 A
CTprim4	2000 A
NAMECH5	IB_BT1-2
RatedTrans5	5.0 A
CTStarPoint5	ToObject
CTsec5	5 A
CTprim5	2000 A

NAMECH6	IC_BT1-2
RatedTrans6	5.0 A
CTStarPoint6	ToObject
CTsec6	5 A
CTprim6	2000 A
NAMECH7	VAGO
RatedTrans7	5.0 A
CTStarPoint7	ToObject
CTsec7	5 A
CTprim7	2000 A
NAMECH8	VAGO
RatedTrans8	5.0 A
CTStarPoint8	ToObject
CTsec8	5 A
CTprim8	2000 A
NAMECH9	VAGO
RatedTrans9	5.0 A
CTStarPoint9	ToObject
CTsec9	5 A
CTprim9	2000 A
NAMECH10	VA_BT
RatedTrans10	115.0 V
VTsec10	115.000 V
VTprim10	34.50 KV
NAMECH11	VB_BT
RatedTrans11	115.0 V
VTsec11	115.000 V
VTprim11	34.50 KV
NAMECH12	VC_BT
RatedTrans12	115.0 V
VTsec12	115.000 V
VTprim12	34.50 KV



### Comentários:

TC Lado 230 kV (AT) = 600/5 A

TC Lado 230 kV (G-AT) = 600/5 A

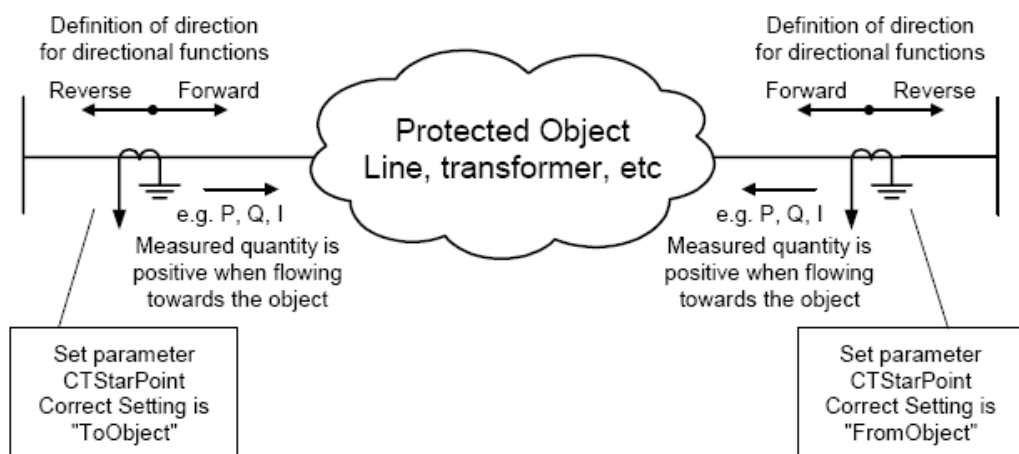
TC Lado 34,5 kV (BT1) = 2000/5 A

TC Lado 34,5 kV (BT2) = 2000/5 A

TP Lado 34,5 kV (BT) =  $34500:\sqrt{3} / 115:\sqrt{3}$  V

CTStarPoint: To Object

**Nota:** Recomenda-se confirmar no comissionamento as relações dos TC's e TP's e o lado de aterramento dos TC's.



### 3.5.3. Reference Channel Service Values

REFERENCE CHANNEL SERVICE VALUES	
Parâmetro	Ajustes
PhaseAngleRef	TRM40-CH10

Sugere-se o uso da tensão da fase A, do lado de 34,5kV (TRM40-CH10 da placa 401-Slot P40) como grandeza de referência para indicação das defasagens angulares.

### 3.5.4. FUNÇÃO 87T – DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR.

DIFFERENTIAL PROTECTION – TRANSFORMERDIFF3WIND (T3D1)	
Parâmetro	Ajustes
RatedVoltageW1	230.00 kV
RatedVoltageW2	34.50 kV
RatedVoltageW3	34.50 kV
RatedCurrentW1	439 A
RatedCurrentW2	2929 A
RatedCurrentW3	2929 A
ConnectTypeW1	Wye Y
ConnectTypeW2	Delta D
ConnectTypeW3	Delta D
ClockNumberW2	1
ClockNumberW3	1
ZSCurrSubtrW1	On
ZSCurrSubtrW2	Off
ZSCurrSubtrW3	Off
TconfigForW1	No
CT1RatingW1	600 A
CT2RatingW1	600 A
TconfigForW2	No
CT1RatingW2	2000 A
CT2RatingW2	2000 A
TconfigForW3	No
CT1RatingW3	2000 A
CT2RatingW3	2000 A
Operation	On
SOTFMode	Off
IDiffAlarm	0.15 %Ib
tAlarmDelay	10 s
IdMin	0.25 Ib
EndSection1	1.50 Ib
EndSection2	4.00 Ib
SlopeSection2	30%

SlopeSection3	50%
IdUnre	10.00 lb
I2/I1Ratio	15.0 %
I5/I1Ratio	40.0 %
CrossBlockEn	Off
NegSeqDiffEn	Off
IMinNeqSeq	0.04 lb
NegSeqROA	60.0 Deg
OpenCTEnabled	On
tOCTAlarmDelay	3.000 s
tOCTResetDelay	0.250 s
tOCTUnrstDelay	10.00 s

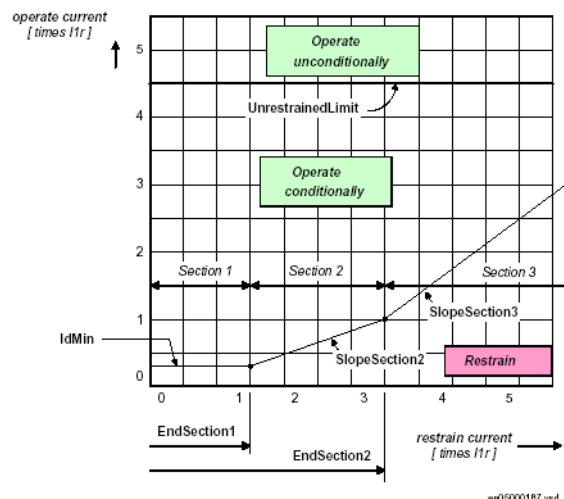
#### **Comentários:**

- **Tapes**

O relé faz acerto automático de tapes das entradas de corrente. Há filtros de frequência fundamental e filtros de harmônicas. As correntes fundamentais (60Hz) são utilizadas para a função diferencial propriamente dita. As harmônicas são usadas para restrição ou bloqueio.

## • Correntes de Operação e de Restrição

As figuras a seguir mostram a curva de atuação e a equação do relé:



where:

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

Figure 42: Description of the restrained-, and the unrestrained operate characteristics

$$\begin{bmatrix} IDL1 \\ IDL2 \\ IDL3 \end{bmatrix} = A \cdot \begin{bmatrix} IL1\_W1 \\ IL2\_W1 \\ IL3\_W1 \end{bmatrix} + \frac{Ur\_W2}{Ur\_W1} \cdot B \cdot \begin{bmatrix} IL1\_W2 \\ IL2\_W2 \\ IL3\_W2 \end{bmatrix} \quad (\text{Equation 1})$$

where:

1. is Differential Currents
2. is Differential current contribution from W1 side
3. is Differential current contribution from W2 side

and where, for equation 1 :

- IDL1 is the fundamental frequency differential current in phase L1 (in W1 side primary amperes)
- IDL2 is the fundamental frequency differential current in phase L2 (in W1 side primary amperes)
- IDL3 is the fundamental frequency differential current in phase L3 (in W1 side primary amperes)
- IL1\_W1 is the fundamental frequency phase current in phase L1 on W1 side
- IL2\_W1 is the fundamental frequency phase current in phase L2 on W1 side
- IL3\_W1 is the fundamental frequency phase current in phase L3 on W1 side
- IL1\_W2 is the fundamental frequency phase current in phase L1 on W2 side
- IL2\_W2 is the fundamental frequency phase current in phase L2 on W2 side
- IL3\_W2 is the fundamental frequency phase current in phase L3 on W2 side
- Ur\_W1 is transformer rated phase-to-phase voltage on W1 side (setting parameter)
- Ur\_W2 is transformer rated phase-to-phase voltage on W2 side (setting parameter)
- A, B & C are three by three matrices with numerical coefficients

## Figura 7 – Curva de Atuação e Equações da Função Diferencial 87

O princípio utilizado é o percentual, onde se compara o módulo da soma das correntes dos enrolamentos dividido pela máxima corrente dos enrolamentos, para frequência fundamental.

## • Ajustes da função diferencial

Nota-se que como a função diferencial 87T está conectada aos TC's 230 e 34,5kV com ligação estrela aterrada, não havendo defasamento de corrente para as seqüências positiva e negativa, de um lado para o outro. A função diferencial só detectará curtos internos ao transformador. Não está sendo habilitada a função de terra restrita (87N).

Fechamento dos enrolamentos do TC:

AT: Estrela aterrada

BT1: Estrela aterrada

BT2: Estrela aterrada

Fechamento dos enrolamentos do Transformador YNd1d1:

AT: Estrela aterrada

BT1: Delta

BT2: Delta

**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](http://www.farfilho.com.br)**

- **Corrente de base, tensão de base, RTC e RTP**

$$V_{N\ TR\ (lado\ 230kV)} = 230,0\ kV$$

$$I_{N\ TR\ (lado\ 230kV)} = 439\ A$$

$$V_{N\ TR\ (lado\ 34,5kV)} = 34,5\ kV$$

$$I_{N\ TR\ (lado\ 34,5kV)} = 2929\ A$$

Conexão dos enrolamentos de alta é estrela aterrada e os enrolamentos de baixa tensão são delta.

$$TC_{(lado\ 230kV)} = 600/5\ A \Rightarrow RTC = 120$$

$$TC_{(lado\ 34,5kV\ BT1)} = 2000/5\ A \Rightarrow RTC = 400$$

$$TC_{(lado\ 34,5kV\ BT2)} = 2000/5\ A \Rightarrow RTC = 400$$

- **Compensação na conexão dos TC's**

O equipamento é um transformador estrela/delta/delta existe defasagem angular entre primário e secundário de 30° adiantado do lado AT (230 KV).

Como o enrolamento do lado 230 KV (Estrela aterrada) é definido como referência (W1), então a corrente do lado 34,5 KV (W2 e W3), está atrasada de 30°, logo:

$$\text{ClockNumberW2} = 1$$

$$\text{ClockNumberW3} = 1$$

<b><u>Nota:</u></b> Verificar no comissionamento o grupo de ligação do trafo.
---

- **Compensação de sequência zero**

Quando em "On" é compensada a corrente de sequência zero para o elemento diferencial.

O lado de 230kV esta conectado em estrela aterrada, sendo fonte de sequência zero para o sistema de 230kV, assim há a necessidade de habilitar o filtro de sequência zero.

$$\text{ZSCurrSubtrW1} = \text{On}$$

$$\text{ZSCurrSubtrW2} = \text{Off}$$

$$\text{ZSCurrSubtrW3} = \text{Off}$$

- **Corrente de pick up (Idmin)**

A proteção não deve operar para os erros envolvidos (precisão de TC's, de relé, etc).

Erro de precisão de TC's para baixas corrente: 2%.

Erro devido à excitação do transformador: 2%

Erro de relé: 4%

Erro de comutação de tapes: 10%

$$Idmin \geq 0,02 + 0,02 + 0,04 + 0,1 = 0,18$$

$$In_{230} = \frac{175MVA \cdot}{V_{FF} \cdot \sqrt{3} \cdot} = \frac{175MVA \cdot}{230000 \cdot \sqrt{3}} = 439/120 = 3,66 A_{sec}$$

$$Id_{min} 87 = 0,30 \cdot 3,66 = 1,10 A_{sec} \Rightarrow \frac{1,10}{5} \cdot 100\% = 22\% \text{ da } In \text{ do TC}$$

$$Idmin = 0,25 Ib$$

- **Elemento de alta intensidade (IdUnre)**

É um elemento de pick-up de corrente instantâneo sem restrição, previsto para atuar rapidamente para altas correntes que indicam faltas internas. Ele responde apenas à componente fundamental da corrente diferencial de operação e não é influenciado pelos ajustes de slope, e harmônicas. A documentação recomenda ajuste da ordem de 10 vezes a corrente nominal do transformador:

$$IdUnre = 10,0 Ib$$

- **Slope 1 (section2)**

A proteção não deve operar para curto-circuito passante:

Erro de precisão de TC's para baixas correntes de curto-circuito: 4% (e)

Erro devido à excitação do Transformador: 2%

Erro de relé: 4%

Erro de comutação de tapes: 10% (a)

Devido aos erros teremos:

$$(1+e) - \frac{(1-e)}{(1+a)} = \frac{2e+a+ea}{1+a} \times 100 = \frac{2 \times 0,04 + 0,1 + 0,04 \times 0,1}{1+0,1} \times 100 = 16,73\%$$

Acrescentando-se 4% de erro de relé e 2% devido à corrente de excitação, tem-se cerca de 22,7%.

$$Slope_{section2} = 30\%$$

**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](http://www.farfilho.com.br)**

O início dessa curva se dá a 1,50 lb.

- **Slope 2 (section3)**

A proteção não deve operar para curto-circuito passante:

Erro de precisão de TC's para altas correntes de cc: 10% (e)

Erro devido à excitação do Transformador: 2%

Erro de relé: 4%

Erro de comutação de tapes: 10%

Devido aos erros teremos:

$$(1+e) - \frac{(1-e)}{(1+a)} = \frac{2e+a+ea}{1+a} \times 100 = \frac{2 \times 0,10 + 0,1 + 0,10 \times 0,1}{1 + 0,1} \times 100 = 28,2\%$$

Acrescentando-se 4% de erro de relé e 2% devido à corrente de excitação, tem-se cerca de 34,2%.

**Slope section3 = 50%**

O início dessa curva se dá a 4,0 lb.

- **Bloqueio de 2ª e 5ª harmônicas**

O relé bloqueia a função diferencial quando a porcentagem dessa harmônica sobre a fundamental ultrapassa o valor ajustado.

**I2/I1 Ratio = 15%**

Principalmente para transformadores elevadores de grupos geradores, há risco de sobrefluxo (V/Hz) – cujo valor permitido em regime é de cerca de 1,05 pu a plena carga ou 1,1 pu em vazio. Com a atuação do elemento de 5ª. Harmônica há bloqueio da proteção. No nosso caso, essa função será ativada considerando condição excepcional de sobretensão:

**I5/I1 Ratio = 40%**

- **Bloqueio independente de Harmônica (Bloqueio Cruzado)**

Quando em "Off", bloqueia apenas a fase com harmônica (2ª ou 5ª.). Quando "On" o bloqueio se dá nas 3 fases (bloqueio cruzado) independentemente do nível nas outras fases.

**OpCrossBlock = Off**

**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](http://www.farfilho.com.br)**

- **Função diferencial de sequência negativa**

Essa função fica bloqueada.

**OpNegSeqDiff = Off**

### 3.5.5. Sobrecorrente de fase – Lado 230 kV.

PHASE OVERCURRENT PROTECTION (POCM, 51/67) - TOC1	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
IBase	439
UBase	230.00 kV
AngleRCA	55.0 Deg
AngleROA	80.0 Deg
StartPhSel	1 out of 3
IMinOpPhSel	5 % IB
2ndHarmStab	20 % IB
Step 1 (Sobrecorrente instantâneo de fase lado de alta)	
DirMode1	Off
Characterist1	IEC Def. Time
I1>	1200 %IB
t1	0.03 s
k1	0.50
t1Min	0.000 s
I1Mult	1.0
ResetTypeCrv1	Instantaneous
tReset1	0,02 s
tPCrv1	1 s
tACrv1	13,5 s
tBCrv1	0 s
tCCrv1	1 s
tPRCrv1	0,5 s
tTRCrv1	13,5 s
tCRCrv1	1 s



HarmRestraining1

On

**Step 2 (Sobrecorrente temporizado de fase lado de alta)**

DirMode2	Non-directional
Characterist2	IEC Norm. inv.
I2>	150 %IB
t2	0.500 s
k2	0.11
I2Mult	1.0
t2Min	0.000 s
ResetTypeCrv2	Instantaneous
tReset2	0,02 s
tPCrv2	1 s
tACrv2	13,5 s
tBCrv2	0 s
tCCrv2	1 s
tPRCrv2	0,5 s
tTRCrv2	13,5 s
tCRCrv2	1 s
HarmRestraining2	On

**Step 3**

DirMode3	Off
Characterist3	IEC Def. Time
I3>	1000 %IB
t3	1000 s
k3	0.50
t3Min	0.0 s
I3Mult	1.0
ResetTypeCrv3	Instantaneous
tReset3	0,02 s
tPCrv3	1 s
tACrv3	13,5 s
tBCrv3	0 s
tCCrv3	1 s
tPRCrv3	0,5 s
tTRCrv3	13,5 s

tCRCrv3	1 s
HarmRestrains3	Off

#### Step 4

DirMode4	Off
Characterist4	IEC Norm. inv.
I4>	1000 %IB
t4	0.400 s
k4	0.10
t4Min	0.000 s
I4Mult	1.0
ResetTypeCrv4	Instantaneous
tReset4	0,02 s
tPCrv4	1 s
tACrv4	13,5 S
tBCrv4	0 S
tCCrv4	1 S
tPRCrv4	0,5 S
tTRCrv4	13,5 S
tCRCrv4	1 S
HarmRestrains4	Off

#### Comentários:

- Sobrecorrente instantânea de fase 50 (lado de 230kV)**

Ajuste superior a máxima contribuição para curto circuito na barra de 230kV ou 34,5kV, também superior a corrente de inrush (3500 A) e inferior ao curto circuito entre TC e transformador.

Contribuições de corrente para os curtos circuitos:

CC <sub>3F</sub> Barra 230kV = 615 A	CC <sub>FT 2I1+I0</sub> Barra 230kV = 1297 A
CC <sub>3F</sub> Close-in = 3037 A	CC <sub>FT 2I1+I0</sub> Close-in = 2453 A
CC <sub>3F</sub> Barra 34,5kV = 1347 A	CC <sub>FT 2I1+I0</sub> Close-in = 21 A

Contribuições de corrente para os curtos circuitos na situação de sem geração e com reator:

CC <sub>3F</sub> Barra 230kV = 0 A	CC <sub>FT 2I1+I0</sub> Barra 230kV = 568 A
CC <sub>3F</sub> Close-in = 3037 A	CC <sub>FT 2I1+I0</sub> Close-in = 2549 A
CC <sub>3F</sub> Barra 34,5kV = 1347 A	CC <sub>FT 2I1+I0</sub> Close-in = 198 A

**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](http://www.farfilho.com.br)**

A máxima corrente de curto circuito é 3037 A e a máxima corrente de inrush é de 3500 A, não há condições de deixar o elemento instantâneo em serviço.

- **Sobrecorrente temporizado de fase 51 (lado de 230kV)**

A partida do relé foi admitida 50% de sobrecarga no transformador.

$$I_{\text{nominal}} = 439 \text{ A}$$

$$T_{\text{ape}} = 1,5 \times 439 = 659 \text{ A}$$

$$T_{\text{ape}} = 659 / 439 = 1,50$$

$$I_{2>} = 150 \% I_B$$

Definido o tipo de curva como normal inversa ( IEC Normal Inverse ).

A característica normalmente inversa definida pela norma IEC é:

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

Onde:

tp = tempo de operação em segundos

TD = dial de tempo (ajustável)

M = múltiplos da corrente de partida

O elemento temporizado deve operar para a máxima contribuição para curto circuito na alta ou na baixa do transformador em tempo de 1,0 segundo. A máxima contribuição para curto circuito é 1347 A para faltas na barra de 34,5kV.

$$1,0 = TD \cdot \left[ \frac{0,14}{\left( \frac{1347}{658,5} \right)^{0,02} - 1} \right] \longrightarrow TD = 0,11$$

### Verificação dos tempos de atuação:

Ajuste do transformador = 658,5 A # 0,11				
Local do curto	CC 3Φ (I <sub>1</sub> )	Tempo de Atuação	CC ΦT (2I <sub>1</sub> +I <sub>0</sub> )	Tempo de Atuação
Configuração: Com geração e sem Reator				
Barra 230 Kv	615 A	Não opera	1297 A	1128 ms
Barra 34,5 kV	1247 A	1198 ms	21 A	Não atua
Close-in	3037 A	496 ms	2453 A	578 ms
Configuração: Sem geração e com Reator				
Barra 230 Kv	558 A	Não opera	568 A	Não opera
Barra 34,5 kV	1347 A	1068 ms	198 A	Não atua
Close-in	3037 A	496 ms	2459 A	577 ms

### 3.5.6. Sobrecorrente de Neutro – Lado 230 kV.

RESIDUAL OVERCURRENT PROTECTION (PEFM, 51N/67N) – TEF1	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
IBase	439 A
UBase	230.00 kV
AngleRCA	65 Deg
polMethod	Voltage
UpolMin	1 %UB
IPolMin	5 %IB
RNPol	5.0 ohm
XNPol	40.0 ohm
IN>Dir	5 %IB
2ndHarmStab	20 %
BlkParTransf	Off
UseStartValue	IN2>
SOTF	Off
ActivationSOTF	Open
StepForSOTF	Step2
HarmResSOTF	Off

tSOTF	0.100 s
t4U	1000 s
ActUnderTime	CB position
tUnderTime	0.300 s

### Step 1 (Sobrecorrente instantâneo de neutro lado de alta)

DirMode1	Off
Characterist1	IEC Def. Time
IN1>	662 %IB
t1	0.03 s
k1	0.50
IN1Mult	1.0
t1Min	0.000 s
ResetTypeCrv1	Instantaneous
tReset1	0,02 s
HarmRestraining1	On
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 temporizado de neutro lado de alta)

DirMode2	Non-directional
Characterist2	IEC Norm. Inv.
IN2>	30 %IB
t2	0.500 s
k2	0.41
IN2Mult	1.0
t2Min	0.000 s
ResetTypeCrv2	Instantaneous
tReset2	0,02 S
HarmRestraining2	On
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

DirMode3	Off
Characterist3	IEC Norm. inv.
IN3>	200 %IB
t3	0.500 s
k3	0.25
IN3Mult	1.0
t3Min	0.000 s
ResetTypeCrv3	Instantaneous
tReset3	0,02 s
HarmRestraining3	Disabled
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

DirMode4	Off
Characterist4	IEC Def. Time
IN4>	800 %IB
t4	0.030 s
k4	0.05
IN4Mult	1.0
t4Min	0.000 s
ResetTypeCrv4	Instantaneous
tReset4	0,02 s
HarmRestraining4	Disabled
tPCrv4	1 s

tACrv4	13,5 s
tBCrv4	0 s
tCCrv4	1 s
tPRCrv4	0,5 s
tTRCrv4	13,5 s
tCRCrv4	1 s

### Comentário:

- **Sobrecorrente instantânea de neutro 50N (lado de 230kV)**

Ajuste superior a máxima contribuição para curto circuito nas barras de 230kV ou 34,5kV e inferior ao curto circuito entre TC e transformador.

Contribuições de corrente para os curtos circuitos:

$$CC_{FT \text{ Barra } 230kV} = 2045 \text{ A}$$

$$CC_{FT \text{ Barra } 34,5kV} = 0 \text{ A}$$

$$CC_{FT \text{ Close-in}} = 1720 \text{ A}$$

A máxima corrente passante de curto circuito é 2045 A e a máxima corrente interna de curto circuito é de 1720 A, não há condições de deixar o elemento instantâneo em serviço.

- **Sobrecorrente temporizado de neutro 51N (lado de 230kV)**

A partida do relé foi admitido um desbalanço máximo de 30% da corrente nominal do transformador.

$$I_{nominal} = 439 \text{ A}$$

$$Tape = 0,3 \times 439 = 131,7 \text{ A}$$

$$Tape = 131,7 / 439 = 0,30$$

$$IN > 2 = 30 \% IB$$

Definido o tipo de curva como normal inversa ( IEC Normal Inverse ).

A característica normalmente inversa definida pela norma IEC é:

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

Onde:

**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](http://www.farfilho.com.br)**

tp = tempo de operação em segundos

TD = dial de tempo (ajustável)

M = múltiplos da corrente de partida

O elemento temporizado deve operar para a máxima contribuição para curto circuito na alta ou na baixa do transformador em tempo de 1,0 segundo. A máxima contribuição para curto circuito é 2045 A para faltas na barra de 230kV.

$$1,0 = TD \cdot \left[ \frac{0,14}{\left( \frac{2045}{131,7} \right)^{0,02} - 1} \right] \rightarrow TD = 0,41$$

- Verificação dos tempos de atuação:**

Ajuste do transformador = 131,7 A # 0,41		
Condição	CC $\Phi T(3I_0)$	Tempo de Atuação
Configuração: Com geração e sem Reator		
Barra 230 kV	2045 A	1018 ms
Barra 34,5 kV	0 A	Não opera
Close-in 230 kV	1720 A	1088 ms
Configuração: Sem geração e com Reator		
Barra 230 kV	1704 A	1093 ms
Barra 34,5 kV	0 A	Não opera
Close-in 230 kV	1433 A	1174 ms

### 3.5.7. Sobrecorrente de Neutro – Aterramento 230 kV.

RESIDUAL OVERCURRENT PROTECTION (PEFM, 51N/67N) – TEF2	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
IBase	439 A
UBase	230.00 kV
AngleRCA	65 Deg



polMethod	Voltage
UpolMin	1 %UB
IPolMin	5 %IB
RNPol	5.0 ohm
XNPol	40.0 ohm
IN>Dir	5 %IB
2ndHarmStab	20 %
BlkParTransf	Off
UseStartValue	IN2>
SOTF	Off
ActivationSOTF	Open
StepForSOTF	Step2
HarmResSOTF	Off
tSOTF	0.100 s
t4U	1000 s
ActUnderTime	CB position
tUnderTime	0.300 s

### Step 1 (Instantâneo Bloqueado)

DirMode1	Off
Characterist1	IEC Def. Time
IN1>	662 %IB
t1	0.03 s
k1	0.57
IN1Mult	1.0
t1Min	0.000 s
ResetTypeCrv1	Instantaneous
tReset1	0,02 s
HarmRestraining1	On
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 temporizado de neutro lado de alta)**

DirMode2	<b>Non-directional</b>
Characterist2	<b>IEC Norm. Inv.</b>
IN2>	<b>30 %IB</b>
t2	<b>0.500 s</b>
k2	<b>0.41</b>
IN2Mult	<b>1.0</b>
t2Min	<b>0.000 s</b>
ResetTypeCrv2	<b>Instantaneous</b>
tReset2	<b>0,02 S</b>
HarmRestraining2	<b>On</b>
tPCrv2	<b>1 S</b>
tACrv2	<b>13,5 S</b>
tBCrv2	<b>0 S</b>
tCCrv2	<b>1 S</b>
tPRCrv2	<b>0,5 S</b>
tTRCrv2	<b>13,5 S</b>
tCRCrv2	<b>1 S</b>

**Step 3**

DirMode3	<b>Off</b>
Characterist3	<b>IEC Norm. inv.</b>
IN3>	<b>200 %IB</b>
t3	<b>0.500 s</b>
k3	<b>0.25</b>
IN3Mult	<b>1.0</b>
t3Min	<b>0.000 s</b>
ResetTypeCrv3	<b>Instantaneous</b>
tReset3	<b>0,02 s</b>
HarmRestraining3	<b>Disabled</b>
tPCrv3	<b>1 s</b>
tACrv3	<b>13,5 s</b>
tBCrv3	<b>0 s</b>
tCCrv3	<b>1 s</b>
tPRCrv3	<b>0,5 s</b>
tTRCrv3	<b>13,5 s</b>

tCRCrv3

1 s

**Step 4**

DirMode4

Off

Characterist4

IEC Def. Time

IN4&gt;

800 %IB

t4

0.030 s

k4

0.05

IN4Mult

1.0

t4Min

0.000 s

ResetTypeCrv4

Instantaneous

tReset4

0,02 s

HarmRestrained4

Disabled

tPCrv4

1 s

tACrv4

13,5 s

tBCrv4

0 s

tCCrv4

1 s

tPRCrv4

0,5 s

tTRCrv4

13,5 s

tCRCrv4

1 s

**Comentário:**

- **Sobrecorrente temporizado de neutro 51N (Aterramento de 230kV)**

A partida do relé foi admitido um desbalanço máximo de 30% da corrente nominal do transformador.

$$I_{\text{nominal}} = 439 \text{ A}$$

$$\text{Tape} = 0,3 \times 439 = 658,5 \text{ A}$$

$$\text{Tape} = 658,5 / 439 = 0,30$$

$$\text{IN} > 2 = 30 \% \text{IB}$$

Definido o tipo de curva como normal inversa ( IEC Normal Inverse ).

A característica normalmente inversa definida pela norma IEC é:

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

Onde:

tp = tempo de operação em segundos

TD = dial de tempo (ajustável)

M = múltiplos da corrente de partida

O elemento temporizado deve operar para a máxima contribuição para curto circuito na alta ou na baixa do transformador em tempo de 1,0 segundo. A máxima contribuição para curto circuito é 2045 A para faltas na barra de 230kV.

$$1,0 = TD \cdot \left[ \frac{0,14}{\left( \frac{2045}{131,7} \right)^{0,02} - 1} \right] \rightarrow TD = 0,41$$

- Verificação dos tempos de atuação:**

Ajuste do transformador = 131,7 A # 0,41		
Condição	CC $\Phi T(3I_0)$	Tempo de Atuação
<b>Configuração: Com geração e sem Reator</b>		
Barra 230 kV	2045 A	1018 ms
Barra 34,5 kV	0 A	Não opera
Close-in 230 kV	1720 A	1088 ms
<b>Configuração: Sem geração e com Reator</b>		
Barra 230 kV	1704 A	1093 ms
Barra 34,5 kV	0 A	Não opera
Close-in 230 kV	1433 A	1174 ms

### 3.5.8. Sobrecorrente de Fase – Lado 34,5 kV.

PHASE OVERCURRENT PROTECTION (POCM, 51/67) – TOC2	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
IBase	2929
UBase	34.50 kV
AngleRCA	55.0 Deg
AngleROA	80.0 Deg
StartPhSel	1 out of 3
IMinOpPhSel	5 % IB
2ndHarmStab	20 % IB
<b>Step 1 (Sobrecorrente instantâneo de fase lado de baixa)</b>	
DirMode1	Off
Characterist1	IEC Def. Time
I1>	1000 %IB
t1	0.03 s
k1	0.50
t1Min	0.000 s
I1Mult	1.0
ResetTypeCrv1	Instantaneous
tReset1	0,02 s
tPCrv1	1 s
tACrv1	13,5 s
tBCrv1	0 s
tCCrv1	1 s
tPRCrv1	0,5 s
tTRCrv1	13,5 s
tCRCrv1	1 s
HarmRestraining1	On
<b>Step 2 (Sobrecorrente temporizado de fase lado de baixa)</b>	
DirMode2	Non-directional
Characterist2	IEC Norm. inv.
I2>	150 %IB
t2	0.500 s

k2	0.11
I2Mult	1.0
t2Min	0.000 s
ResetTypeCrv2	Instantaneous
tReset2	0,02 s
tPCrv2	1 s
tACrv2	13.5 s
tBCrv2	0 s
tCCrv2	1 s
tPRCrv2	0,5 s
tTRCrv2	13,5 s
tCRCrv2	1 s
HarmRestraining2	On

### Step 3

DirMode3	Off
Characterist3	IEC Def. Time
I3>	1000 %IB
t3	1000 s
k3	0.50
t3Min	0.0 s
I3Mult	1.0
ResetTypeCrv3	Instantaneous
tReset3	0,02 s
tPCrv3	1 s
tACrv3	13,5 s
tBCrv3	0 s
tCCrv3	1 s
tPRCrv3	0,5 s
tTRCrv3	13,5 s
tCRCrv3	1 s
HarmRestraining3	Off

### Step 4

DirMode4	Off
Characterist4	IEC Norm. inv.
I4>	1000 %IB

t4	0.400 s
k4	0.10
t4Min	0.000 s
I4Mult	1.0
ResetTypeCrv4	Instantaneous
tReset4	0,02 s
tPCrv4	1 s
tACrv4	13,5 S
tBCrv4	0 S
tCCrv4	1 S
tPRCrv4	0,5 S
tTRCrv4	13,5 S
tCRCrv4	1 S
HarmRestrained4	Off

### Comentários:

- Sobrecorrente instantânea de Fase 50 (lado de 34,5kV)**

Ajuste superior a máxima contribuição para curto circuito, também superior a corrente de inrush (23.000 A) e inferior ao curto circuito close-in.

Contribuições de corrente para os curtos circuitos:

CC <sub>3F</sub> Barra 34,5kV = 8985 A	CC <sub>FT 2I1+I0</sub> Barra 34,5kV = 145 A
CC <sub>3F</sub> Close-in = 4367 A	CC <sub>FT 2I1+I0</sub> Close-in = 1419 A
CC <sub>3F</sub> Barra 230kV = 4104 A	CC <sub>FT 2I1+I0</sub> Barra 230kV = 4105 A

Contribuições de corrente para os curtos circuitos na configuração de sem geração e com reator:

CC <sub>3F</sub> Barra 34,5kV = 8985 A	CC <sub>FT 2I1+I0</sub> Barra 34,5kV = 1321 A
CC <sub>3F</sub> Close-in = 4586 A	CC <sub>FT 2I1+I0</sub> Close-in = 1471 A
CC <sub>3F</sub> Barra 230kV = 0 A	CC <sub>FT 2I1+I0</sub> Barra 230kV = 0 A

O elemento instantâneo não será possível manter em serviço, devido as contribuições de corrente não permitir seletividade.

- Sobrecorrente temporizado de fase 51 (lado de 34,5kV)**

A partida do relé foi admitida 50% de sobrecarga no transformador.

$$I_{\text{nominal}} = 2929 \text{ A}$$

$$\text{Tape} = 1,5 \times 2929 = 4393 \text{ A}$$

$$\text{Tape} = 4393 / 2929 = 1,50$$

$$I_{>2} = 150 \% I_B$$

Definido o tipo de curva como normal inversa ( IEC Normal Inverse ).

A característica normalmente inversa definida pela norma IEC é:

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

Onde:

tp = tempo de operação em segundos

TD = dial de tempo (ajustável)

M = múltiplos da corrente de partida

A máxima contribuição é de 8985 A, quando ocorre curto circuito no 34,5 kV, deverá atuar para essa corrente em 1,0 s.

$$1,0 = TD \cdot \left[ \frac{0,14}{\left( \frac{8985}{4393,5} \right)^{0,02} - 1} \right] \longrightarrow TD = 0,11$$

- Verificação dos tempos de atuação:**

Ajuste do transformador = 4393,5 A # 0,11				
Condição	CC 3Φ (I <sub>1</sub> ) A	Tempo de Atuação	CC ΦT (2I <sub>1</sub> +I <sub>0</sub> ) A	Tempo de Atuação
Configuração: Com geração e sem Reator				
Barra 34,5 kV	8985 A	1069 ms	145 A	Não Atua
Barra 230 kV	4104 A	Não Atua	4105 A	Não atua
Close in	4367 A	Não Atua	1419 A	Não atua



**Configuração: Sem geração e com Reator**

Barra 34,5 kV	8985 A	1069 ms	1321 A	Não Atua
Barra 230 kV	0 A	Não atua	0 A	Não atua
Close in	4586 A	Não atua	1471 A	Não atua

**3.5.9. Sobrecorrente de Neutro – Lado 34,5 kV.**
**RESIDUAL OVERCURRENT PROTECTION (PEFM, 51N/67N) – TEF3**

Parâmetro	Ajustes
Operation	On
IBase	2929 A
UBase	34.5 kV
AngleRCA	65 Deg
polMethod	Voltage
UpolMin	1 %UB
IPolMin	5 %IB
RNPol	5.0 ohm
XNPol	40.0 ohm
IN>Dir	5 %IB
2ndHarmStab	20 %
BlkParTransf	Off
UseStartValue	IN2>
SOTF	Off
ActivationSOTF	Open
StepForSOTF	Step2
HarmResSOTF	Off
tSOTF	0.100 s
t4U	1000 s
ActUnderTime	CB position
tUnderTime	0.300 s

**Step 1 (Sobrecorrente instantâneo de neutro lado de baixa)**

DirMode1	Non Directional
Characterist1	IEC Def. Time
IN1>	30 %IB

t1	0.03 s
k1	0.50
IN1Mult	1.0
t1Min	0.000 s
ResetTypeCrv1	Instantaneous
tReset1	0,02 s
HarmRestraining1	On
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 temporizado de neutro lado de baixa)

DirMode2	Non Directional
Characterist2	IEC Norm. Inv.
IN2>	30 %IB
t2	0.500 s
k2	0.14
IN2Mult	1.0
t2Min	0.000 s
ResetTypeCrv2	Instantaneous
tReset2	0,02 S
HarmRestraining2	On
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

DirMode3	Off
Characterist3	IEC Norm. inv.

IN3>	200 %IB
t3	0.500 s
k3	0.25
IN3Mult	1.0
t3Min	0.000 s
ResetTypeCrv3	Instantaneous
tReset3	0,02 s
HarmRestraining3	Disabled
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

DirMode4	Off
Characterist4	IEC Def. Time
IN4>	800 %IB
t4	0.030 s
k4	0.05
IN4Mult	1.0
t4Min	0.000 s
ResetTypeCrv4	Instantaneous
tReset4	0,02 s
HarmRestraining4	Disabled
tPCrv4	1 s
tACrv4	13,5 s
tBCrv4	0 s
tCCrv4	1 s
tPRCrv4	0,5 s
tTRCrv4	13,5 s
tCRCrv4	1 s

### Comentário:

- **Sobrecorrente instantânea de neutro 50N (lado de 34,5kV)**

Ajuste superior a máxima contribuição para curto circuito nas barras de 230kV ou 34,5kV e inferior ao curto circuito entre TC e transformador.

Contribuições de corrente para os curtos circuitos:

$$CC_{FT \text{ Barra } 230kV} = 0 \text{ A}$$

$$CC_{FT \text{ Barra } 34,5kV} = 0 \text{ A}$$

$$CC_{FT \text{ Close-in}} = 1494 \text{ A}$$

Contribuições de corrente para os curtos circuitos na configuração sem geração e com reator:

$$CC_{FT \text{ Barra } 230kV} = 0 \text{ A}$$

$$CC_{FT \text{ Barra } 34,5kV} = 0 \text{ A}$$

$$CC_{FT \text{ Close-in}} = 1433 \text{ A}$$

O elemento instantâneo será ajustado em 878 A, atuando para os curtos close-in.

$$Tape = 878 / 2929 = 0,30$$

$$IN1 > = 30 \% IB$$

$$t = 40 \text{ ms}$$

- **Sobrecorrente temporizado de neutro 51N (lado de 34,5kV)**

A partida do relé foi admitido um desbalanço máximo de 15% da corrente nominal do transformador.

$$I_{nominal} = 2929 \text{ A}$$

$$Tape = 0,15 \times 2929 = 439 \text{ A}$$

$$Tape = 439 / 2929 = 0,15$$

$$IN > 2 = 15 \% IB$$

Definido o tipo de curva como normal inversa ( IEC Normal Inverse ).

A característica normalmente inversa definida pela norma IEC é:

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

Onde:

tp = tempo de operação em segundos

TD = dial de tempo (ajustável)

M = múltiplos da corrente de partida

A máxima contribuição para curto no 230 kV é de 0 A, assim será adota a corrente de falta close-in que é de 1494 A para o cálculo do tempo de atuação será adotado a temporização de 0,8 s.

$$0,8 = TD \cdot \left[ \frac{0,14}{\left( \frac{1494}{439} \right)^{0,02} - 1} \right] \rightarrow TD = 0,14$$

- Verificação dos tempos de atuação:**

Ajuste do transformador = 439 A # 0,14		
Condição	CC $\Phi T(3I_0)$	Tempo de Atuação
Configuração: Com geração e sem Reator		
Barra 230 kV	0	Não opera
Barra 34,5 kV	0	Não opera
Close-in 34,5 kV	1494 A	790 ms
Configuração: Sem geração e com Reator		
Barra 230 kV	0	Não opera
Barra 34,5 kV	0	Não opera
Close-in 34,5 kV	1433 A	818 ms

### 3.5.10. Proteção de Subfrequência (PTUF – 81)

Time Delayed Underfrequency Protection (TUF1)	
Parametro	Ajustes
TUF1	
Operation	On
Ubase	34.50 kV
StartFrequency	58.50 Hz

IntBlockLevel	50 %Ub
TimeDelayOperate	10.000 s
TimeDelayReset	0.000 s
TimeDelayRestore	0.000 s
RestoreFreq	60.00 Hz
TimerOperation	Definite Timer
Unom	100 %Ub
Umin	90 %Ub
Exponent	1.0
Tmax	1.000 s
Tmin	1.000 s

## TUF2

Operation	On
Ubase	34.50 kV
StartFrequency	56.50 Hz
IntBlockLevel	50 %Ub
TimeDelayOperate	0.300 s
TimeDelayReset	0.000 s
TimeDelayRestore	0.000 s
RestoreFreq	60.00 Hz
TimerOperation	Definite Timer
Unom	100 %Ub
Umin	90 %Ub
Exponent	1.0
Tmax	1.000 s
Tmin	1.000 s

### Comentários:

Deve acomodar as subfrequências admissíveis do sistema durante as faltas, mais proteger os geradores eólicos para subfrequência severas ou duradoras.

Segundo o procedimento de rede submódulo 3.6, quadro 6 a operação em regime de frequência não nominal será:

- Operação entre 56,5 e 63 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos.
- Operação entre 58,5 e 61,5 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência temporizados.
- Operação abaixo de 58,5 Hz por até 10 segundos.
- Operação acima de 61,5 Hz por até 10 segundos

Para evitar o desligamento dos geradores quando de déficit de geração, antes que o esquema de alívio de carga atue completamente ou em condições de sobrefrequência controláveis, a subfrequência admissível no sistema é apresentada abaixo:

$F < 1 = 58,5 \text{ Hz}$

$T1 = 10,0 \text{ s}$

$F < 2 = 56,5 \text{ Hz}$

$T2 = 0,30 \text{ s}$

### 3.5.11. Proteção de Sobrefrequência (PTOF – 81)

Time Delayed Overfrequency Protection (TOF1)	
Parametro	Ajustes
<b>TOF1</b>	
Operation	On
Ubase	34.50 kV
StartFrequency	61.50 Hz
IntBlockLevel	50 %Ub
TimeDlyOperate	10.000 s
TimeDlyReset	0.000 s
<b>TOF2</b>	
Operation	On
Ubase	34.50 kV
StartFrequency	63.00 Hz
IntBlockLevel	50 %Ub
TimeDlyOperate	0.300 s
TimeDlyReset	0.000 s

**Comentários:**

Deve acomodar as sobrefrequências admissíveis do sistema durante as faltas, mais proteger os geradores eólicos para sobrefrequência severas ou duradoras.

Segundo o procedimento de rede submódulo 3.6, quadro 6 a operação em regime de frequência não nominal será:

- Operação entre 56,5 e 63 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos.
- Operação entre 58,5 e 61,5 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência temporizados.
- Operação abaixo de 58,5 Hz por até 10 segundos.
- Operação acima de 61,5 Hz por até 10 segundos

Para evitar o desligamento dos geradores quando de déficit de geração, antes que o esquema de alívio de carga atue completamente ou em condições de sobrefrequência controláveis, a subfrequência admissível no sistema é apresentada abaixo:

$F > 1 = 61,5 \text{ Hz}$

$T1 = 10,0 \text{ s}$

$F > 2 = 63,0 \text{ Hz}$

$T2 = 0,30 \text{ s}$

**3.5.12. General Settings - Monitoring - Disturbance Report**

Monitoring - Disturbance Report (RDRE)	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
PreFaultRecT	0.50 s
PostFaultRecT	2.0 s
TimeLimit	2.5 s
PostRetrig	Off



ZeroAngleRef

1 Ch

OpModeTest

Off

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.

#### 4. ASPECTOS GERAIS DA PROTEÇÃO DE RETAGUARDA DO TRANSFORMADOR

##### Funções de Proteção : Relé REF 615 - Fabricação ABB

- Proteção Sobrecorrente de Fase (50/51);
- Proteção Sobrecorrente de Neutro (50/51N);

##### Descrição sucinta do funcionamento do relé REF615:

O relé REF615 especificado para a proteção da linha possui as seguintes funções de proteção, conforme "Ordering information":

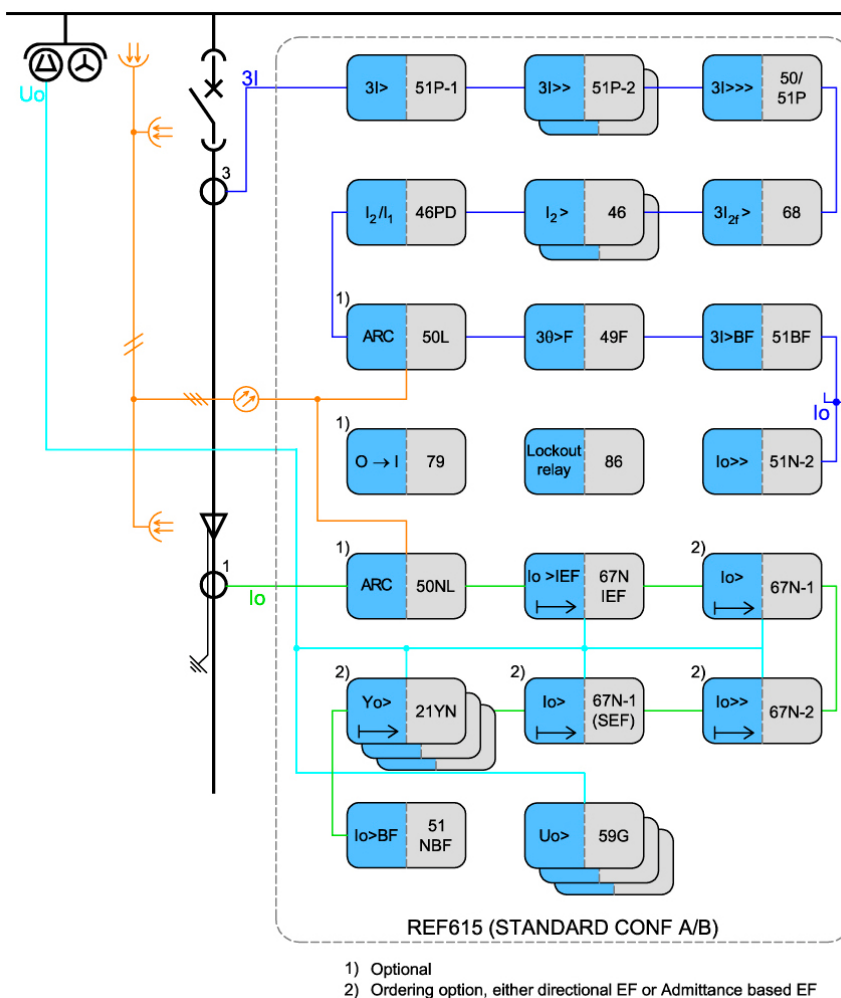


Figura 8 :Funções Disponíveis no Relé REF615.

**OBS.:** Este estudo não contempla configuração da matriz, configuração do relé ou lógicas.

#### 4.1. CONFIGURATION

DISTURBANCE RECORDER – GENERAL	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Record Length	120 cycle
Pre-trg Length	20 %
Operation mode	Overwrite
Exclusion time	0 ms
Storage rate	32 samples/cycle
Periodic trig time	0 s
Stor. Mode periodic	Waveform
Stor. Mode manual	Waveform

Tamanho do registro de oscilografia em 2,0 segundos.

Tamanho da pré falta de 0,4 segundos.

Modo de sobreposição dos oscilos registrados.

Resolução de 32 amostras por ciclo.

#### 4.2. SYSTEM

SYSTEM	
Parâmetro	Ajustes
Rated frequency	60 Hz
Phase rotation	ABC
Blocking mode	Freeze timer
Bay Name	TRAFO 1
SG follow input	False

Frequência do sistema em 60Hz.

Sequência de fase ABC.

#### 4.3. TIME

SYSTEM TIME	
Parâmetro	Ajustes
Time format	24H:MM:SS:MS
Date format	DD.MM.YYYY
Local time offset	0 ms

Formato de hora em hora, minuto, segundo e milissegundo

Formato de data em dia, mês e ano.

#### 4.4. TRIP LOGIC

TRPPTRC1 – MASTER TRIP (1)	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Trip pulse time	150 ms
Trip output mode	Non-latched
TRPPTRC2 – MASTER TRIP (2)	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Trip pulse time	150 ms
Trip output mode	Non-latched

Definido o pulso de trip em 0,15 segundos sem selo.

#### 4.5. FAULT RECORD

FLTMSTA:1 – FLTMSTA	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Trip mode	From all faults
A measurement mode	DFT

#### 4.6. ANALOG INPUTS

CURRENT (3I,CT)	
Parâmetro	Ajustes
Secondary current	5A
Primary currnet	2000.0 A
Amplitude corr. A	5.000
Amplitude corr. B	5.000
Amplitude corr. C	5.000

Define-se a relação dos TC para fase em 2000/5 A, sendo:

Corrente secundária do TC em 5 A.

Corrente primária do TC em 2000 A

CURRENT (I0,CT)	
Parâmetro	Ajustes
Secondary current	5A
Primary currnet	2000.0 A
Amplitude corr.	5.000

Define-se a relação dos TC para neutro em 2000/5 A, sendo:

Corrente secundária do TC em 5 A.

Corrente primária do TC em 2000 A

#### 4.7. APPLICATION CONFIGURATION - SETTINGS

CONTROL – DARREC1 – O->I	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Reclosing operation	Off
Manual close mode	False
Wait close time	250 ms
Max wait time	10000 ms
Max trip time	1000 ms
Close pulse time	300 ms
Max Thm block time	10000 ms
Cut-out-time	10000 ms

Reclaim time	30000 ms
Dsr time short 1	1000 ms
Dsr time short 2	0 ms
Dsr time short 3	0 ms
Dsr time short 4	0 ms
Teminal priority	None
Synchronization set	0
Auto wait time	2000 ms
Auto lockout reset	True
Protection crd limit	1
Protection crd mode	AR inop, CB man
Auto initiation cnd	Both
Tripping line	0
Control line	63
Enabled short jump	False
CB closed Pos status	True
Forth delay in SOTF	False
First reclose time	1000 ms
Second reclose time	25000 ms
Third reclose time	300000 ms
Fourth reclose time	300000 ms
Fifth reclose time	300000 ms
Sixth reclose time	300000 ms
Seventh reclose time	300000 ms
Init signals CBB1	1
Init signals CBB2	1
Init signals CBB3	0
Init signals CBB4	0
Init signals CBB5	0
Init signals CBB6	0
Init signals CBB7	0
Blk signals CBB1	0
Blk signals CBB2	0
Blk signals CBB3	0
Blk signals CBB4	0

Blk signals CBB5	0
Blk signals CBB6	0
Blk signals CBB7	0
Short number CBB1	1
Short number CBB2	2
Short number CBB3	0
Short number CBB4	0
Short number CBB5	0
Short number CBB6	0
Short number CBB7	0
Str 2 delay short 1	0 ms
Str 2 delay short 2	0 ms
Str 2 delay short 3	0 ms
Str 2 delay short 4	0 ms
Str 3 delay short 1	0 ms
Str 3 delay short 2	0 ms
Str 3 delay short 3	0 ms
Str 3 delay short 4	0 ms
Str 4 delay short 1	0 ms
Str 4 delay short 2	0 ms
Str 4 delay short 3	0 ms
Str 4 delay short 4	0 ms
Frq Op counter limit	10
Frq Op counter time	60 min
Frq Op recovery time	60 min
Auto init	0

Essa função não será utilizada segundo projeto.

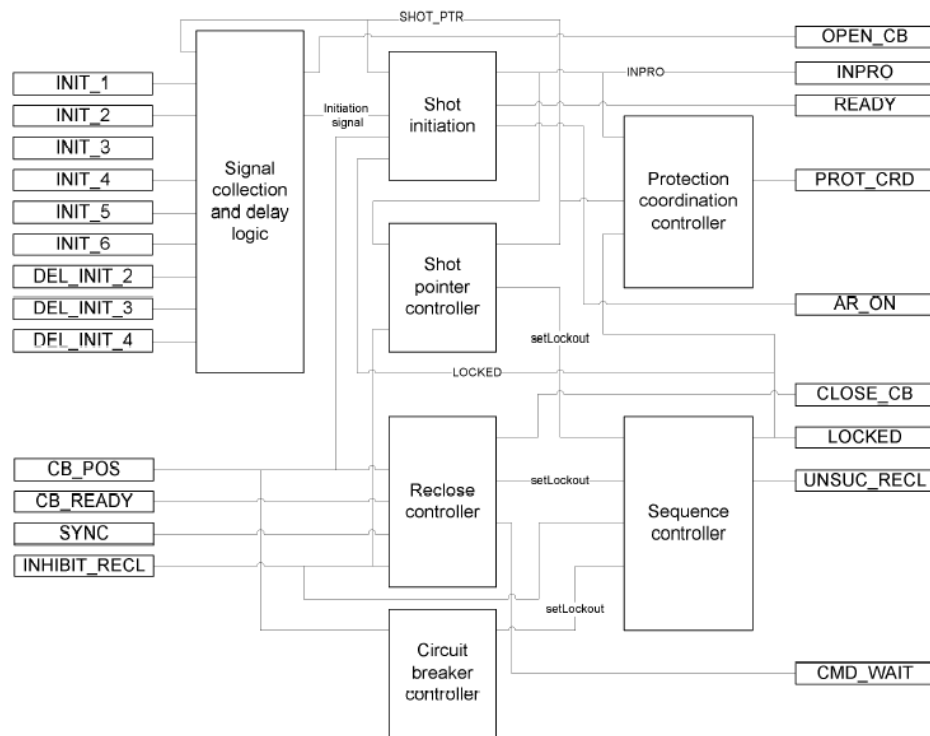


Figura 9. Lógica de Religamento Automático.



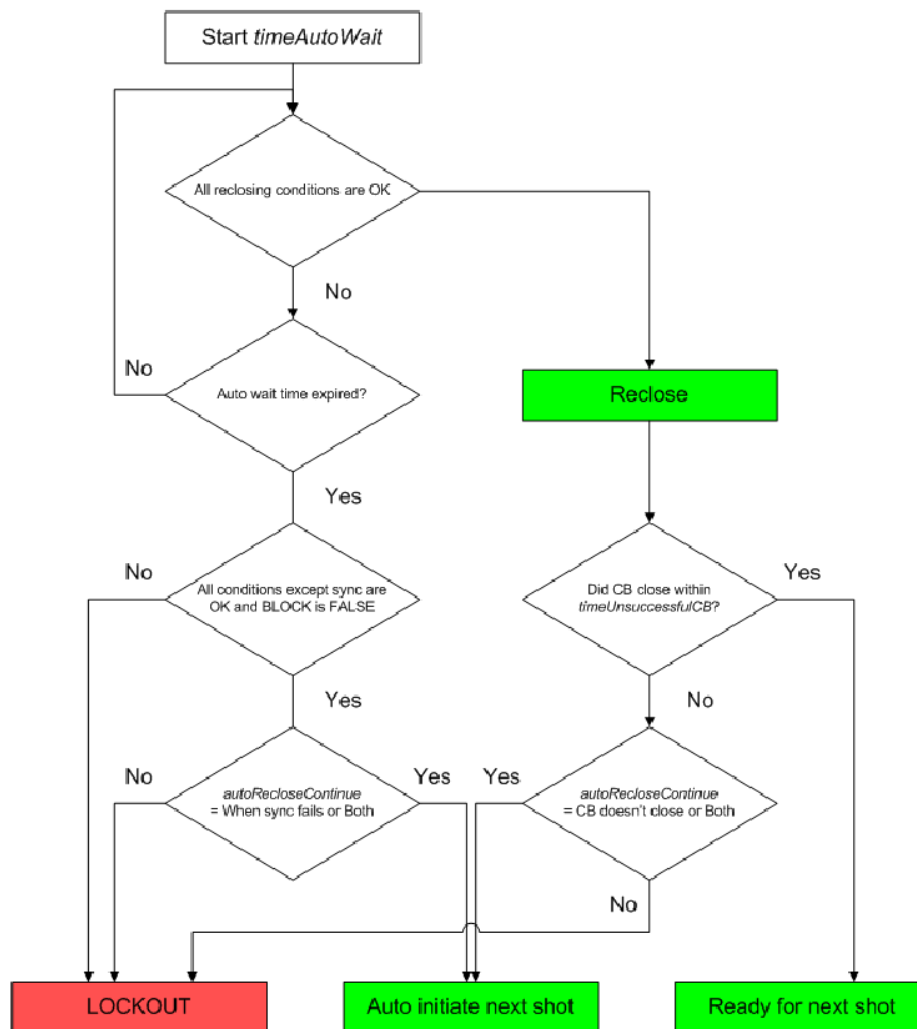


Figura 10. Fluxograma do religamento automático.

#### 4.8. CURRENT PROTECTION

INRPHAR1 – 3I2F>	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Reset delay time	20 ms
SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	20 %
Operation delay time	20 ms

Função de sobrecarga térmica não será habilitada segundo projeto.

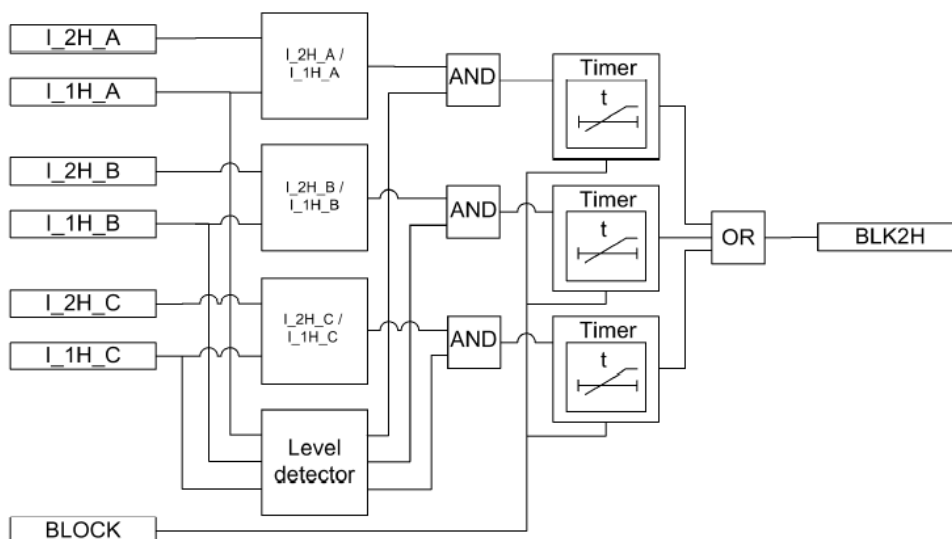


Figura 11 Lógica da função de sobrecarga térmica.

EFIPTOC1 – I0>>>	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Reset delay time	20 ms
SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	1,00 x In
Start value mult	1,0

Operation delay time

**20 ms**

Função de sobrecorrente instantânea de neutro não será habilitada.

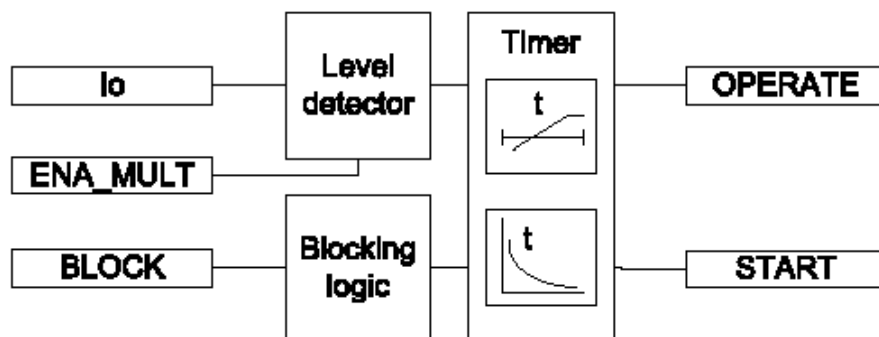


Figura 12. Lógica da função de sobrecorrente de neutro.

EFIPTOC1 – I0>>	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Minimum operate time	20 ms
Reset delay time	20 ms
Measurement mode	DFT
Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217
Curve parameter C	2.00
Curve parameter D	29.10
Curve parameter E	1.0
SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	0.44 x In
Start value mult	1.0
Time multiplier	1.00
Operation delay time	40 ms
Operating curve type	IEC Def. Time
Type of reset curve	Immediate

**Comentário:**

- **Sobrecorrente instantânea de neutro 50N (lado de 34,5kV)**

Ajuste superior a máxima contribuição para curto circuito nas barras de 230kV ou 34,5kV e inferior ao curto circuito entre TC e transformador.

Contribuições de corrente para os curtos circuitos:

$$CC_{FT \text{ Barra } 230kV} = 0 \text{ A}$$

$$CC_{FT \text{ Barra } 34,5kV} = 0 \text{ A}$$

$$CC_{FT \text{ Close-in}} = 1494 \text{ A}$$

Contribuições de corrente para os curtos circuitos na configuração sem geração e com reator:

$$CC_{FT \text{ Barra } 230kV} = 0 \text{ A}$$

$$CC_{FT \text{ Barra } 34,5kV} = 0 \text{ A}$$

$$CC_{FT \text{ Close-in}} = 2206 \text{ A}$$

O elemento instantâneo será ajustado em 880 A, atuando para os curtos close-in.

$$I_{0>>} = 880/2000 = 0,44 \times I_n$$

$$I_{0>>} = 0,44 \times I_n$$

$$T = 0,040 \text{ s}$$

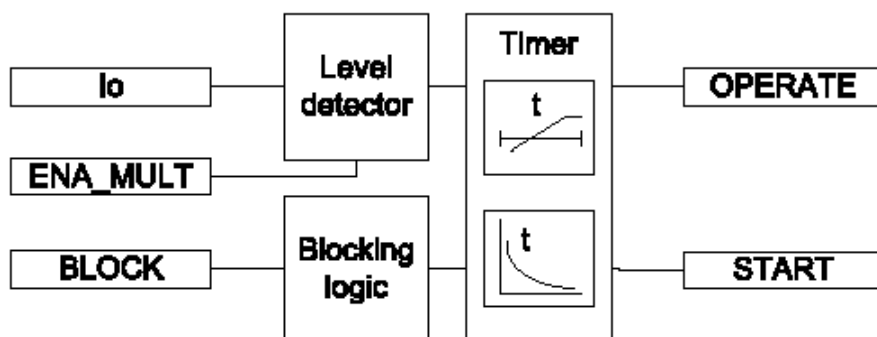


Figura 13. Lógica da função de sobrecorrente de neutro.

EFIPTOC1 – I0>	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Minimum operate time	20 ms
Reset delay time	20 ms
Measurement mode	DFT
Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217
Curve parameter C	2.00
Curve parameter D	29.10
Curve parameter E	1.0
SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	0.22 xIn
Start value mult	1.0
Time multiplier	0.18
Operation delay time	40 ms
Operating curve type	IEC Norm. inv.
Type of reset curve	Immediate

- **Sobrecorrente temporizado de neutro 51N (lado de 34,5kV)**

A partida do relé foi admitido um desbalanço máximo de 15% da corrente nominal do transformador.

$$I_{\text{nominal}} = 2929 \text{ A}$$

$$\text{Tape} = 0,3 \times 2929 = 439 \text{ A}$$

$$\text{Tape} = 439 / 2000 = 0,22$$

$$I_{0>} = 0,22 \times I_n$$

Definido o tipo de curva como normal inversa ( IEC Normal Inverse ).

A característica normalmente inversa definida pela norma IEC é:

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

**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](http://www.farfilho.com.br)**

Onde:

tp = tempo de operação em segundos

TD = dial de tempo (ajustável)

M = múltiplos da corrente de partida

A máxima contribuição para curto no 230 kV é de 0 A, assim será adota a corrente de falta close-in que é de 2206 A para o cálculo do tempo de atuação será adotado a temporização de 0,8 s.

$$0,8 = TD \cdot \left[ \frac{0,14}{\left( \frac{2206}{450} \right)^{0,02} - 1} \right] \rightarrow TD = 0,19$$

- Verificação dos tempos de atuação:**

Ajuste do transformador = 450 A # 0,19		
Condição	CC $\Phi T(3I_0)$	Tempo de Atuação
<b>Configuração: Com geração e sem Reator</b>		
Barra 230 kV	0	Não opera
Barra 34,5 kV	0	Não opera
Close-in 34,5 kV	1494 A	1095 ms
<b>Configuração: Sem geração e com Reator</b>		
Barra 230 kV	0	Não opera
Barra 34,5 kV	0	Não opera
Close-in 34,5 kV	2206 A	823 ms

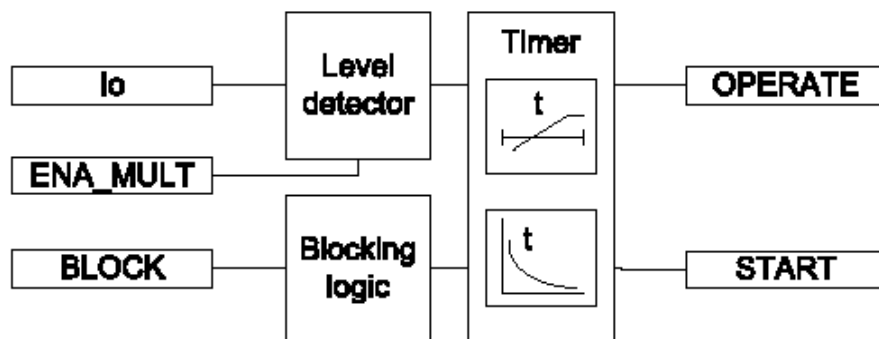


Figura 14. Lógica da função de sobrecorrente de neutro.

EFLPTOC1 – I0>(2)	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Minimum operate time	20 ms
Reset delay time	20 ms
Measurement mode	DFT
Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217
Curve parameter C	2.00
Curve parameter D	29.10
Curve parameter E	1.0

SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	0.010 x In
Start value mult	1.0
Time multiplier	1.00
Operation delay time	40 ms
Operating curve type	IEC Def. Time
Type of reset curve	Immediate

Função de sobrecorrente temporizada de neutro não será habilitada.

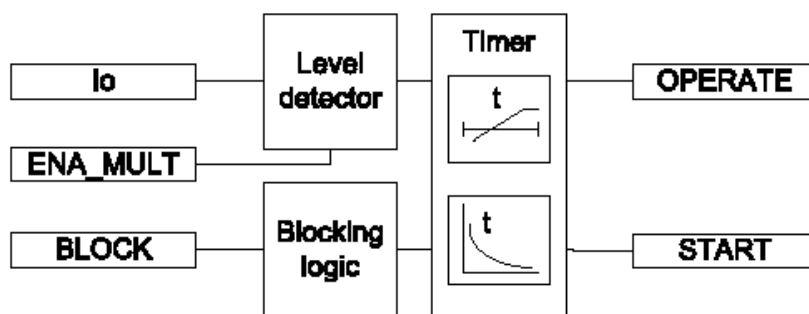


Figura 15. Lógica da função de sobrecorrente de neutro.

DEFLPDEF – I0>->	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Reset delay time	20 ms

Minimum operate time	60 ms
Allow Non Dir	True
Measurement mode	DFT
Min Operate current	0.005 xIn
Min Operate Voltage	0.01 xUn
Correction angle	0.0 deg
Pol Reversal	False
Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217
Curve parameter C	2.00
Curve parameter D	29.10
Curve parameter E	1.0
I0 Signal Sel	Measured I0
Pol Signal Sel	Measured I0

#### SETTING GROUP 1

Parâmetro	Ajustes
Start value	0.146 xIn
Start value mult	1.0
Directional Mode	Forward
Time multiplier	0.13
Operating curve type	IEC Norm. Inv.
Type of reset curve	Immediate
Operation delay time	40 ms
Operation Mode	Phase Angle
Characteristic angle	-90 deg
Max Forward Angle	80 deg
Max Reverse Angle	80 deg
Min Forward Angle	80 deg
Min Reverse Angle	80 deg
Voltage Start Value	0.010 xUn
Enabled voltage Limite	True

Como a ligação do transformador é delta para o lado de 34,5kV, assim não existe contribuição de corrente de sequência zero para faltas no setor de 34,5kV e para faltas internas ao transformador a função de sobrecorrente adirecional esta coordenada para a eliminação das faltas.



Função de sobrecorrente direcional temporizada de neutro não será habilitada.

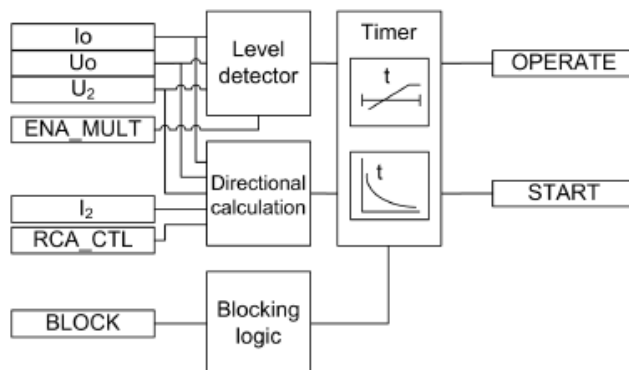


Figura 16. Lógica da função de sobrecorrente direcional de neutro.

DEFHPDEF – I0>>>	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Reset delay time	20 ms
Minimum operate time	40 ms
Allow Non Dir	True
Measurement mode	DFT
Min Operate current	0.005 xIn
Min Operate Voltage	0.01 xUn
Correction angle	0.0 deg
Pol Reversal	False
Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217
Curve parameter C	2.00
Curve parameter D	29.10
Curve parameter E	1.0
I0 Signal Sel	Measured I0
Pol Signal Sel	Measured I0
SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	2.00 xIn
Start value mult	1.0
Directional Mode	Forward

Time multiplier	1.00
Operating curve type	IEC Def Time
Type of reset curve	Immediate
Operation delay time	40 ms
Operation Mode	Phase Angle
Characteristic angle	-90 deg
Max Forward Angle	80 deg
Max Reverse Angle	80 deg
Min Forward Angle	80 deg
Min Reverse Angle	80 deg
Voltage Start Value	0.010 xUn
Enabled voltage Limite	True

Como a ligação do transformador é delta para o lado de 34,5kV, assim não existe contribuição de corrente de sequência zero para faltas no setor de 34,5kV e para faltas internas ao transformador a função de sobrecorrente adirecional esta coordenada para a eliminação das faltas.

Função de sobrecorrente direcional instantânea de neutro não será habilitada.

PHIPTOC1 – 3I>>>	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Num of start phases	1 out of 3
Reset delay time	20 ms
SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	1.00 x In
Start value mult	1.0
Operation delay time	20 ms

Função de sobrecorrente instantânea de fase não será habilitada.

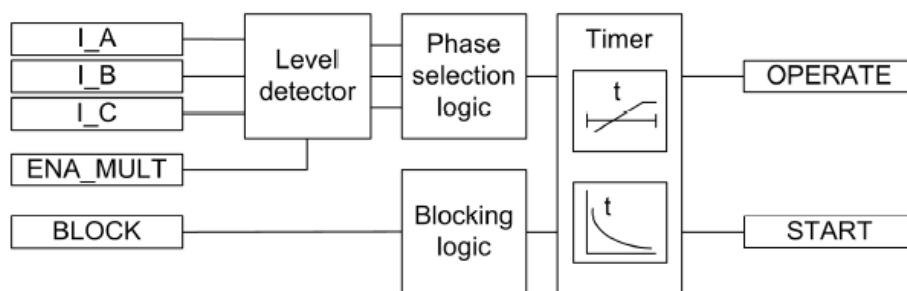


Figura 17. Lógica da função de sobrecorrente de fase.

PHIPTOC1 – 3I>> (1)	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Num of start phases	1 out of 3
Minimum operate time	20 ms
Reset delay time	20 ms
Measurement mode	DFT
Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217
Curve parameter C	2.00
Curve parameter D	29.10
Curve parameter E	1.0
SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	20.00 x I <sub>n</sub>
Start value mult	1.0
Time multiplier	1.00
Operation delay time	40 ms
Operating curve type	IEC Def. Time
Type of reset curve	Immediate

### Comentários:

- Sobrecorrente instantânea de Fase 50 (lado de 34,5kV)**

Ajuste superior a máxima contribuição para curto circuito, também superior a corrente de inrush (23.000 A) e inferior ao curto circuito close-in.

Contribuições de corrente para os curtos circuitos:

$CC_{3F}$ Barra 34,5kV = 9172 A	$CC_{FT\ 2I1+I0}$ Barra 34,5kV = 248 A
$CC_{3F}$ Close-in = 4990 A	$CC_{FT\ 2I1+I0}$ Close-in = 1984 A
$CC_{3F}$ Barra 230kV = 3410 A	$CC_{FT\ 2I1+I0}$ Barra 230kV = 3412 A

Contribuições de corrente para os curtos circuitos na configuração sem geração com reator:

$CC_{3F}$ Barra 34,5kV = 4586 A	$CC_{FT\ 2I1+I0}$ Barra 34,5kV = 1471 A
$CC_{3F}$ Close-in = 0 A	$CC_{FT\ 2I1+I0}$ Close-in = 735 A
$CC_{3F}$ Barra 230kV = 0 A	$CC_{FT\ 2I1+I0}$ Barra 230kV = 0 A

O elemento instantâneo não será possível manter em serviço, devido as contribuições de corrente não permitir seletividade.

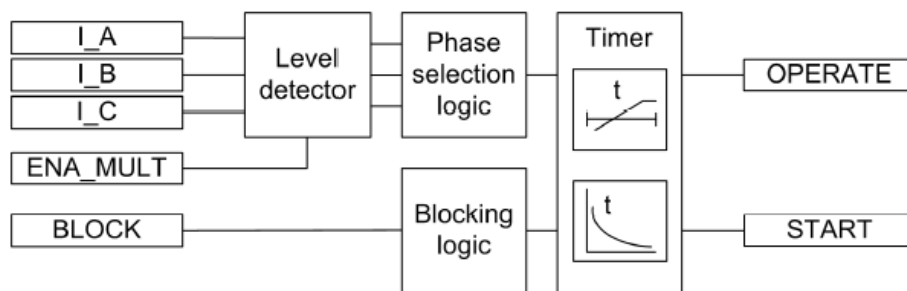


Figura 18. Lógica da função de sobrecorrente de fase.

PHIPTOC1 – 3I>> (2)	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Num of start phases	1 out of 3
Minimum operate time	20 ms
Reset delay time	20 ms

Measurement mode	DFT
Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217
Curve parameter C	2.00
Curve parameter D	29.10
Curve parameter E	1.0

#### SETTING GROUP 1

Parâmetro	Ajustes
Start value	0.10 x In
Start value mult	1.0
Time multiplier	1.00
Operation delay time	40 ms
Operating curve type	IEC Def. Time
Type of reset curve	Immediate

Função de sobrecorrente instantânea de fase não será habilitada.

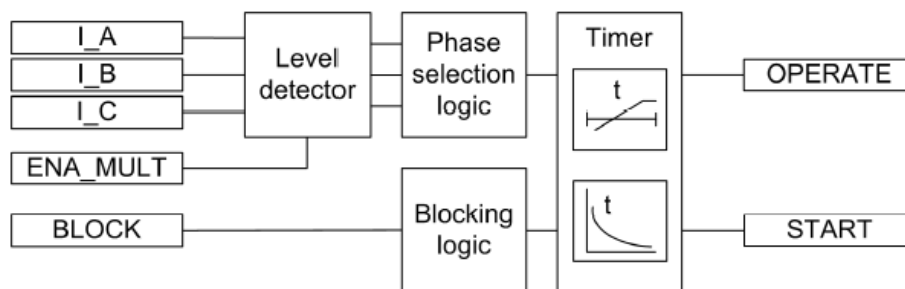


Figura 19. Lógica da função de sobrecorrente de fase.

#### PHIPTOC1 – 3I>

Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Num of start phases	1 out of 3
Minimum operate time	20 ms
Reset delay time	20 ms
Measurement mode	DFT
Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217

Curve parameter C	2.00
Curve parameter D	29.10
Curve parameter E	1.0

#### SETTING GROUP 1

Parâmetro	Ajustes
Start value	2.20 x In
Start value mult	1.0
Time multiplier	0.11
Operation delay time	40 ms
Operating curve type	IEC Norm. inv.
Type of reset curve	Immediate

- Sobrecorrente temporizado de fase 51 (lado de 34,5kV)**

A partida do relé foi admitida 50% de sobrecarga no transformador.

$$I_{\text{nominal}} = 2929 \text{ A}$$

$$\text{Tape} = 1,5 \times 2929 = 4393 \text{ A}$$

$$\text{Tape} = 4393 / 2000 = 2,20$$

$$3I > = 2,20 \text{ pu}$$

Definido o tipo de curva como normal inversa ( IEC Normal Inverse ).

A característica normalmente inversa definida pela norma IEC é:

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

Onde:

tp = tempo de operação em segundos

TD = dial de tempo (ajustável)

M = múltiplos da corrente de partida

A máxima contribuição é de 8985 A, quando ocorre curto circuito no 34,5 kV, deverá atuar para essa corrente em 1,0 s.

$$1,0 = TD \cdot \left[ \frac{0,14}{\left( \frac{8985}{4380} \right)^{0,02} - 1} \right] \rightarrow TD = 0,11$$

- Verificação dos tempos de atuação:

Ajuste do transformador = 4380 A # 0,11				
Condição	CC 3Φ (I <sub>1</sub> ) A	Tempo de Atuação	CC ΦT (2I <sub>1</sub> +I <sub>0</sub> ) A	Tempo de Atuação
Configuração: Com geração e sem Reator				
Barra 34,5 kV	8985 A	1064 ms	145 A	Não Atua
Barra 230 kV	4104 A	Não Atua	4105 A	Não atua
Close in	4367 A	Não Atua	1419 A	Não atua
Configuração: Sem geração e com Reator				
Barra 34,5 kV	8985 A	1064 ms	1321 A	Não Atua
Barra 230 kV	0 A	Não Atua	0 A	Não Atua
Close in	4586 A	16746 ms	1471 A	Não Atua

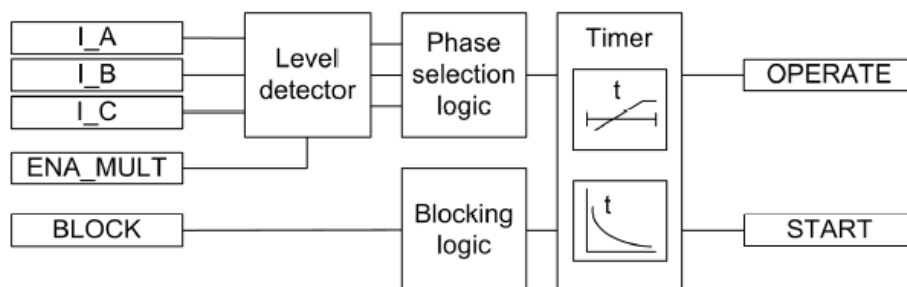


Figura 20. Lógica da função de sobrecorrente de fase.

DPHLPDOC – 3I>->	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Num of start phases	1 out of 3
Minimum operate time	20 ms
Reset delay time	20 ms
Measurement mode	DFT
Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217
Curve parameter C	2.00

Curve parameter D	29.10
Curve parameter E	1.0
Allow Non Dir	True
Min Operate Current	0.01 xIn
Min Operate Voltage	0.01 xUn

#### SETTING GROUP 1

Parâmetro	Ajustes
Start value	0.225 x In
Start value mult	1.0
Time multiplier	1.00
Operation delay time	1500 ms
Operating curve type	IEC Def. Time
Type of reset curve	Immediate
Voltage Mem Time	40 ms
Directional Mode	Forward
Characteristic angle	60 deg
Max Forward Angle	80 deg
Max Reverse Angle	80 deg
Mim Forward Angle	80 deg
Min Reverse Angle	80 deg
Pol Quantity	Cross pol

- **Sobrecorrente direcional temporizado de fase 67 (sentido de atuação do lado de 230kV para o lado de 34,5kV)**

Esse elemento terá a direcionalidade do lado de 230kV para 34,5kV para detectar faltas no setor de 34,5kV e efetuar a função de proteção de retaguarda para o setor de 34,5kV.

A partida deste elemento será baixa o suficiente para detectar faltas em todo setor de 34,5kV, como essa proteção é de retaguarda será utilizado com tempo definido e atuação em 1,5 segundos.

Tape = 450 A

Tape =  $450 / 2000 = 0,225$

$3I > = 0,225$  pu

Definido o tipo de curva como tempo definido

$t = 1,5$  s



- Verificação dos tempos de atuação:

Ajuste do transformador = 450 A # 1,5 s				
Condição	CC 3Φ (I <sub>1</sub> ) A	Tempo de Atuação	CC ΦT (2I <sub>1</sub> +I <sub>0</sub> ) A	Tempo de Atuação
Configuração: Com geração e sem Reator				
Barra 34,5 kV	8985 A	1,5 s	145 A	Não Atua
Barra 230 kV	4104 A	Não atua	4105 A	Não atua
Close in	4367 A	Não atua	1419 A	Não atua
Configuração: Sem geração e com Reator				
Barra 34,5 kV	8985 A	1,5 s	1321 A	1,5 s
Barra 230 kV	0 A	Não atua	0 A	Não atua
Close in	4586 A	Não atua	1471 A	Não atua

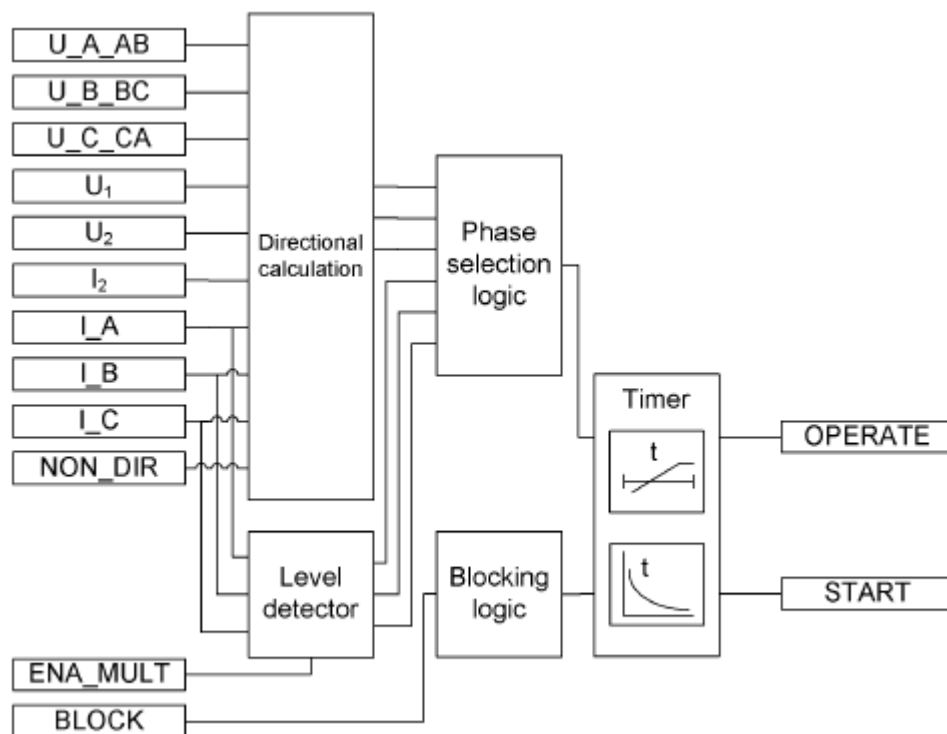


Figura 21. Lógica da função de sobrecorrente direcional de fase.

DPHHPDOC – 3I>>->	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Reset delay time	20 ms
Minimum operate time	20 ms
Aloow Non Dir	True
Measurement mode	DFT
Min Operate Current	0.01 xIn
Min Operate Voltage	0.01 xUn
Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217
Curve parameter C	2.00
Curve parameter D	29.10
Curve parameter E	1.0
Num of Start Phases	1 out of 3
SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	5.50 x In
Start value mult	1.0
Directional Mode	Forward
Time multiplier	1.00
Operating curve type	IEC DEF Time
Type of reset curve	Immediate
Operation delay time	40 ms
Characteristic angle	60 deg
Max Forward Angle	80 deg
Max Reverse Angle	80 deg
Mim Forward Angle	80 deg
Min Reverse Angle	80 deg
Voltage Mem Time	40 ms
Pol Quantity	Cross pol

Função de sobrecorrente direcional instantânea de fase não será habilitada.

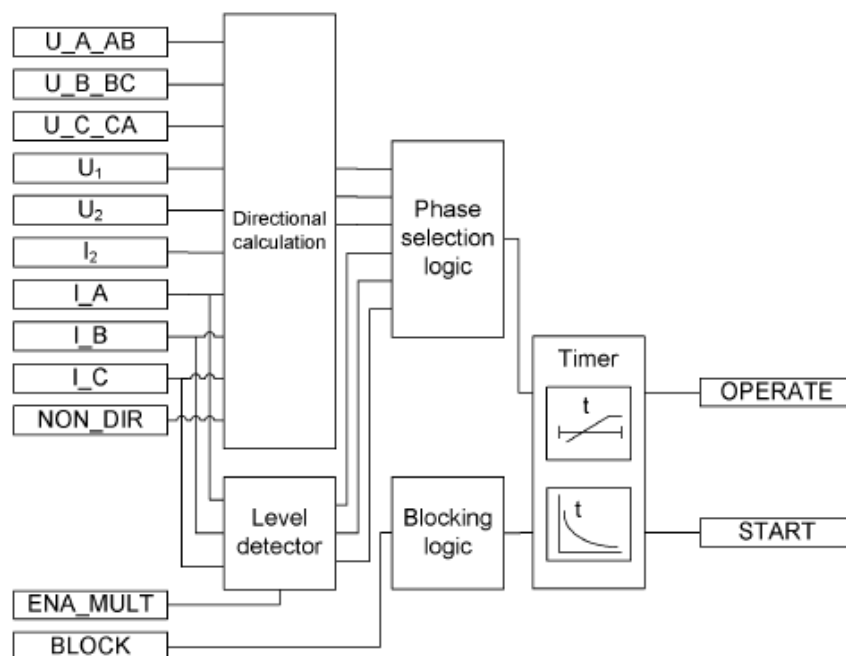


Figura 22. Lógica da função de sobrecorrente direcional de fase.

T1PTTR1 – 3lth>	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Initial temperature	0.0 °C
SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Env temperature set.	40 °C
Current multiplier	1
Current reference	1.00 x In
Temperature rise	75.0 °C
Time constant	2700 S
Maximum temperature	90.0 °C
Alarm value	80.0 °C
Reclose temperature	70.0 °C

Função de sobretensão não será habilitada.

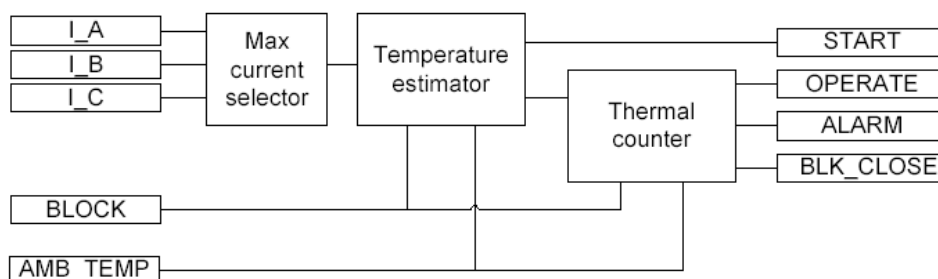


Figura 23. Lógica da função de sobretemperatura.

NSPTOC1 – I2> (1)	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Minimum operate time	20 ms
Reset delay time	20 ms
Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217
Curve parameter C	2.00
Curve parameter D	29.10
Curve parameter E	1.0
SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	0.60 xIn
Start value mult	1.0
Time multiplier	1.00
Operation delay time	1000 ms
Operating curve type	IEC Def. Time
Type of reset curve	Immediate

Função de sobrecorrente de sequência negativa não será habilitada.

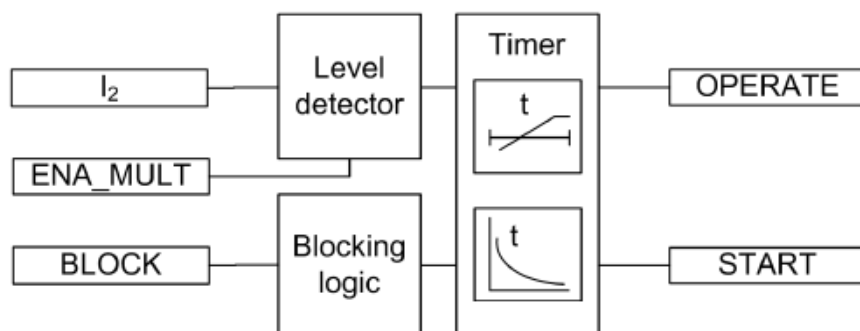


Figura 24. Lógica da função de sobrecorrente de sequência negativa.

NSPTOC1 – I2> (2)	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Minimum operate time	20 ms
Reset delay time	20 ms
Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217
Curve parameter C	2.00
Curve parameter D	29.10
Curve parameter E	1.0
SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	0.30 x In
Start value mult	1.0
Time multiplier	1.00
Operation delay time	40 ms
Operating curve type	IEC Def. Time
Type of reset curve	Immediate

Função de sobrecorrente de sequência negativa não será habilitada.

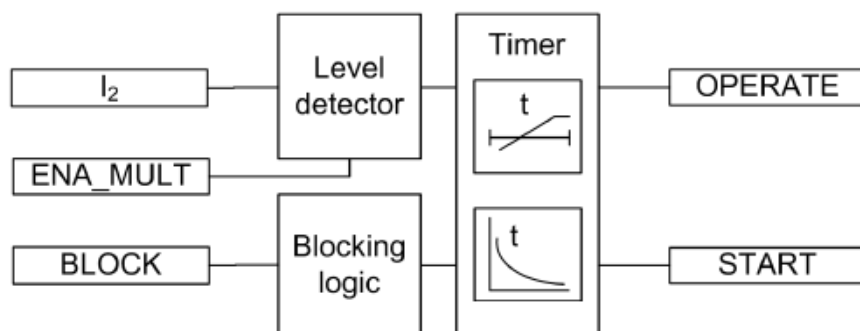


Figura 25. Lógica da função de sobrecorrente de sequência negativa.

PDNSPTOC1 – I2/I1>	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Reset delay time	20 ms
Min phase current	0.10 x In
SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	10 %
Operation delay time	100 ms

Função de relação de corrente de sequência negativa por positiva não será habilitada.

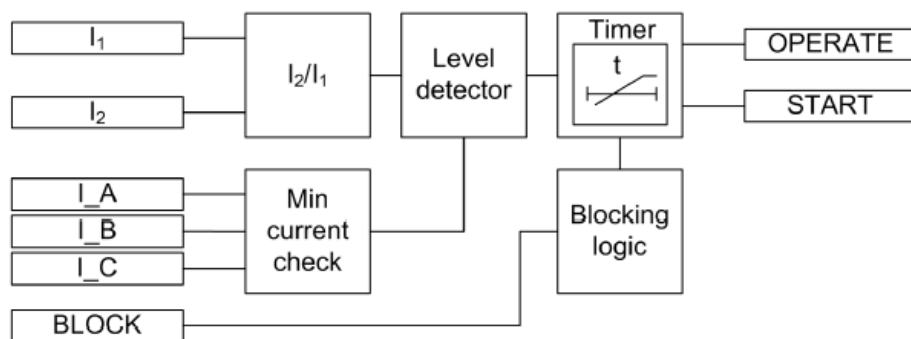


Figura 26. Lógica da função de relação de I2/I1.

#### 4.9. VOLTAGE PROTECTION

PHPTOV – V>	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Num of start phases	1 out of 3
Minimum operate time	40 ms
Reset delay time	20 ms
Curve parameter A	1.000
Curve parameter B	1.00
Curve parameter C	0.0
Curve parameter D	0.000
Curve parameter E	1.000
Curve Sat Relative	2.0
Voltage Selection	Phase-to-earth
Relative hysteresis	4.0
SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	1.20 x Un
Time multiplier	1.00
Operation delay time	4000 ms
Operating curve type	IEC Def. Time
Type of reset curve	Immediate

- Função Temporizada**

A função de sobretensão temporizada, será ajustada em 120% VN - temporização de 4,0 seg. Esta função tem como objetivo a proteger os equipamentos para sobretensão sistemicas ou provinientes da geração conectada à barra de 34,5kV.

Un = 34,5 kV

**U> = 120% Un**

Tempo definido.

**t = 4.000 s.**

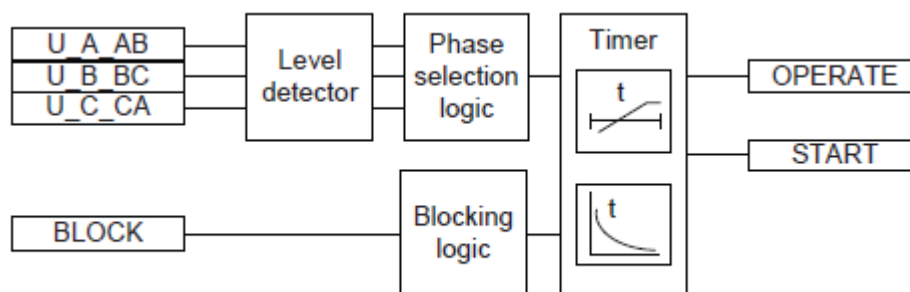


Figura 27. Lógica da função de sobretensão.

ROVPTOV – V <sub>0</sub> >	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Reset delay time	20 ms
U <sub>0</sub> signal Sel	Calculated U <sub>0</sub>
SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	0.80 x Un
Operation delay time	2000 ms

Deve acomodar as sobretensões residuais admissíveis do sistema durante as faltas, mais proteger os equipamentos para sobretensões residuais em condições de sistema isolado, sem o transformador de aterramento de 34,5kV.

A sobretensão residual que surge no sistema é apresentada abaixo:

CC Close in – Máximo não isolado = 19.379 V (V<sub>0</sub>)

CC Close in – Mínimo não isolado = 16799 V (V<sub>0</sub>)

CC Close in – Máximo isolado = 19.918 V (V<sub>0</sub>)

CC Close in – Mínimo isolado = 19.918 V (V<sub>0</sub>)

U<sub>0</sub>> = 0,80 x Un

Modo de medição = U<sub>0</sub> Calculado

T1 = 2,0 s



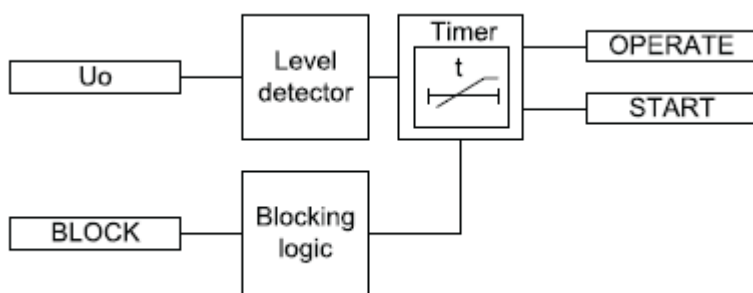


Figura 28. Lógica da função de sobretensão residual.

#### 4.10. OTHER PROTECTION

CCBRBRF1 – 3I>/I0>BF	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Current value	0.10 x In
Current value res	0.10 x In
CB failure trip mode	1 out of 3
CB failure mode	Current
CB fail retrip mode	Current check
Retrip time	100 ms
CB failure delay	250 ms
CB fault delay	5000 ms
Measurement mode	DFT
Trip pulse time	100 ms

#### Comentário:

Adotado ajuste do sensor de corrente em 10% da corrente nominal para o elemento de fase e neutro.

$I = 0,10 \times 2500 = 250 \text{ A prim.}$

Tempo de retrip = 100 ms

Tempo trip = 250 ms

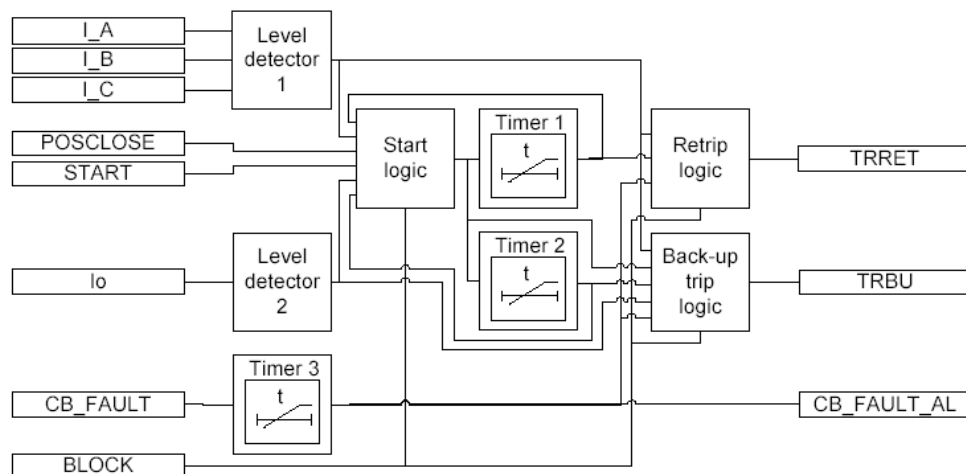


Figura 29. Lógica da função de falha de disjuntor.

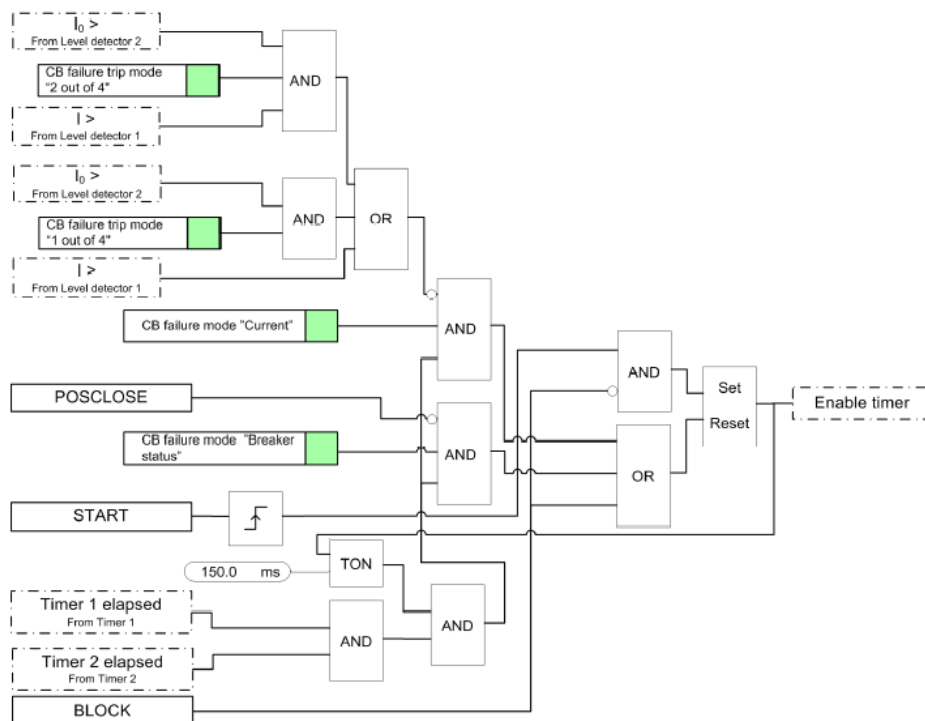


Figura 30. Detalhe da lógica de partida da função de falha de disjuntor.

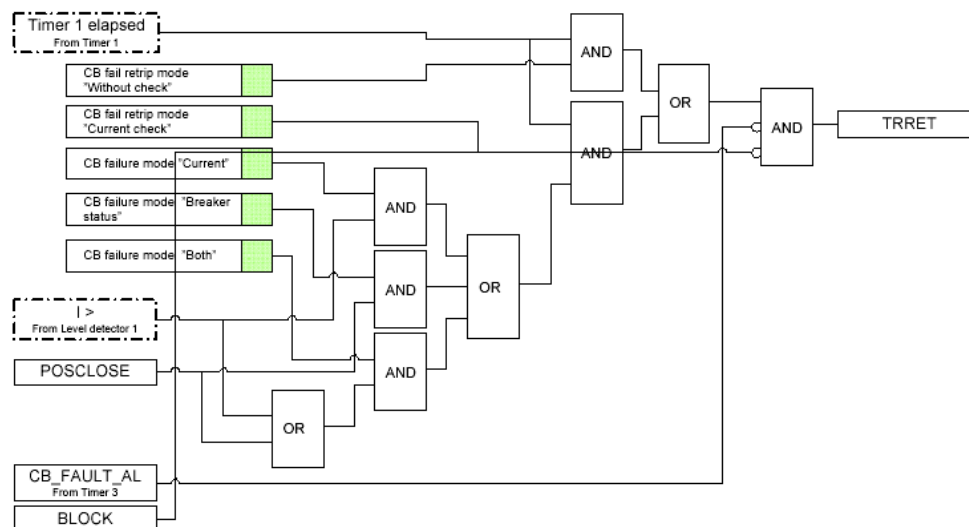


Figura 31. Detalhe da lógica de retrip da função de falha de disjuntor.

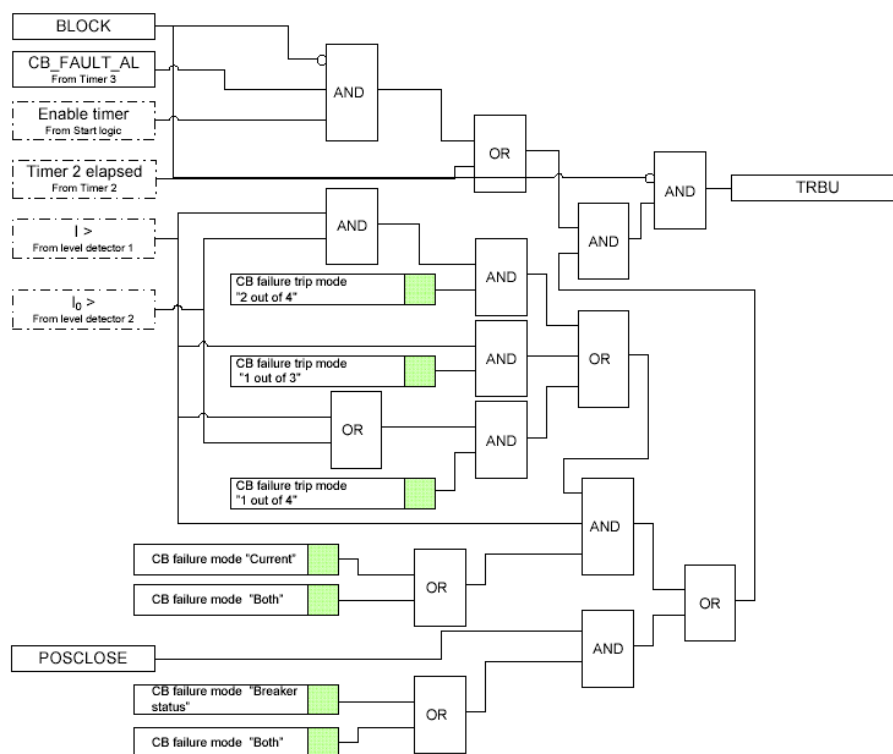


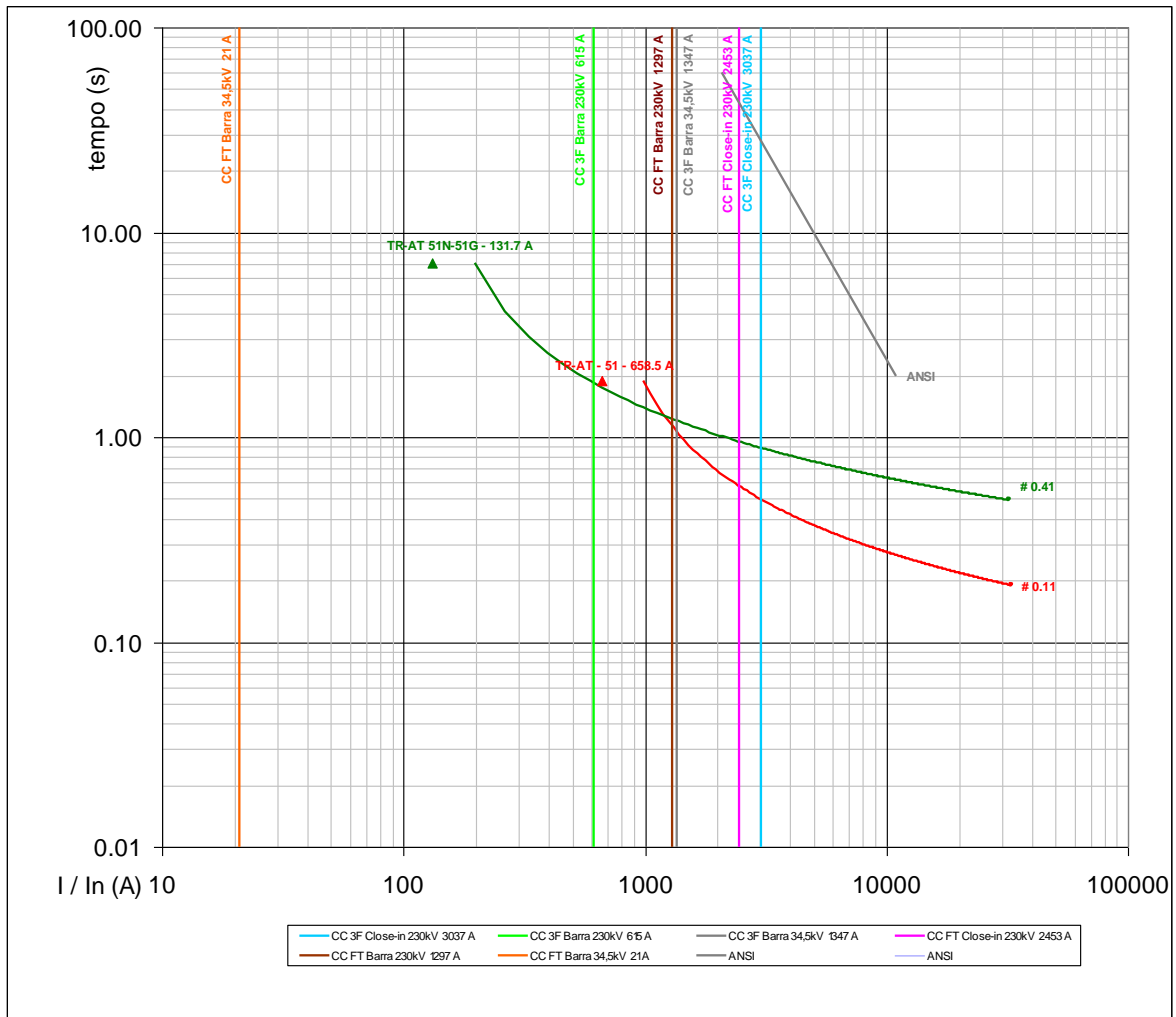
Figura 32. Detalhe da lógica de trip da função de falha de disjuntor.

#### 4.11. SETTING GROUP

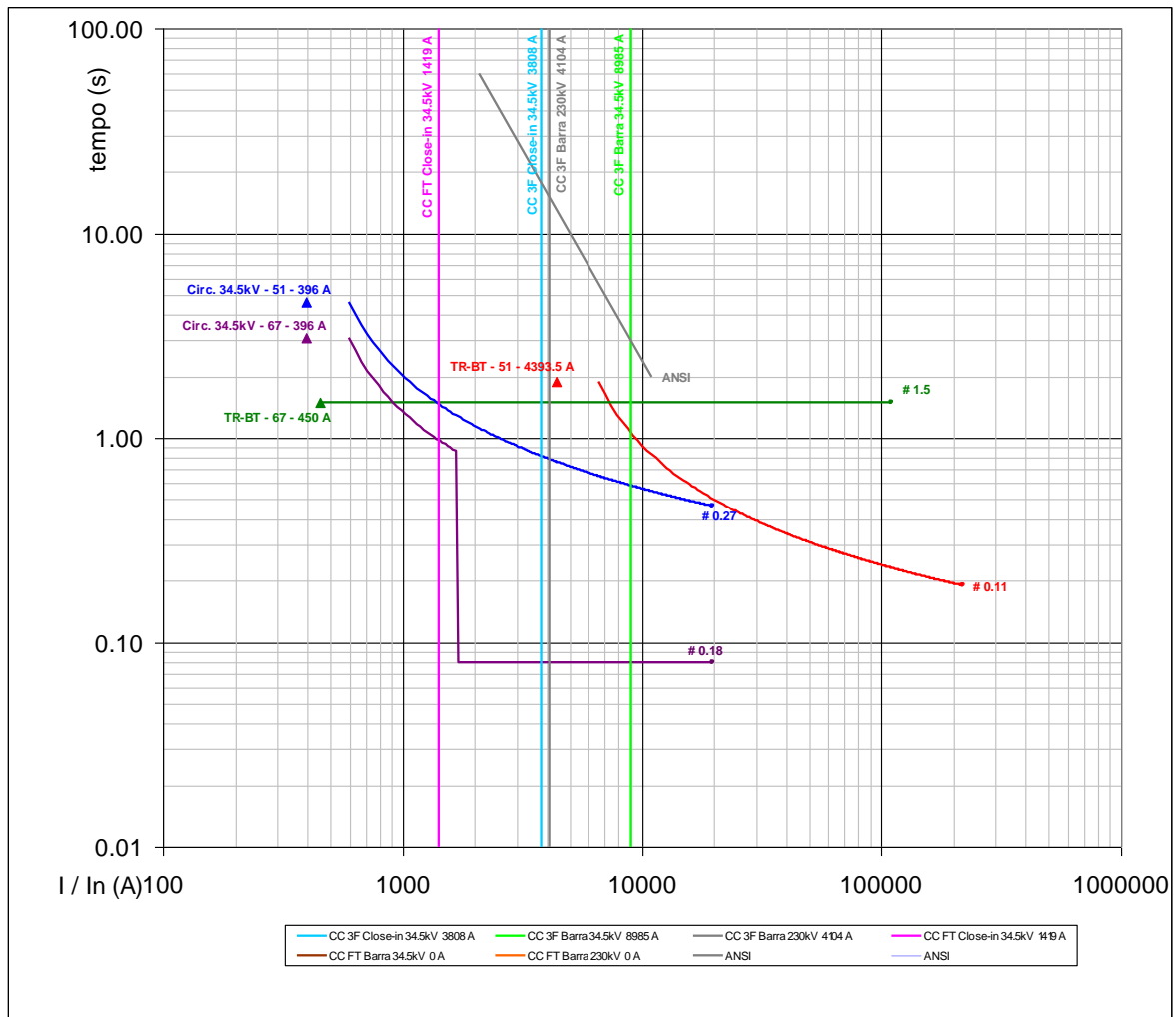
PROTECTION	
Parâmetro	Ajustes
Active group	1

## 5. CURVAS DE SELETIVIDADE

### 5.1. FASE E NEUTRO LADO DE ALTA



## 5.2. FASE LADO DE BAIXA



### 5.3. NEUTRO LADO DE BAIXA

