

1 - Introdução.

O presente trabalho tem por objetivo apresentar os ajustes para as proteções da planta da SE FOZ do IGUAÇU NORTE, tomando como referência os documentos ATE VII – SE FIN – R4, ATE VII – FI – 002, ATE VII – FI – 021 e ATE VII – FI -009. O estudo visa apresentar os ajustes da proteção do Transformador TFB(FIAT6 -02) de 230/138/13.8 kV da SE FOZ feita pelo relé tipo T- 60 de fabricação da **GEMULTILIN**, a verificação dos ajustes existentes das barras de 345 e 230 kV feitas pelo relé tipo DBN de fabricação **ZIV** devido a entrada em operação do transformador em pauta e dos relés de sincronismo dos disjuntores de 230 e 138 kV feitos pelos relés do tipo MLJ de fabricação da **GEMULTILIN**. Estarão indicadas também as partidas das funções de oscilografia através da função 96. Para tal o presente relatório está dividido nas seguintes partes descritas a seguir :

1 - Introdução.....	2
2 - Proteção do Transformador TFB de 230 / 138 / 13.8 kV – 150 MVA.....	3
2.1 – Cálculo da relação dos Transformadores de Corrente.....	5
2.2 – Unidade UPD1 – Proteção Primária.....	9
2.2.1 – Função 87 T + 50/87 T.....	9
2.3 - Unidade UPD2 – Proteção Alternada.....	14
2.3.1 – Unidades [(50/51) + (50/51) N] [W1] – Lado de 230 kV.....	14
2.3.2 – Unidades [(50/51) + (50/51) N] [W2] – Lado de 138 kV.....	17
2.3.3 – Unidades [(50/51) + (50/51) N] [W3] – Lado de 13.8 kV.....	20
2.3.4 – Unidade [51G] – Neutro Comum.....	23
2.3.5 – Unidade (50 + 51)OLT + 62 OLT.....	23
2.3.6 – Unidade 87 – TR	24
3 – Verificação dos Ajustes das Proteções de Barras.....	28
3.1 – Barra de 230 kV – Relé DBN.....	28
3.2 – Barra de 138 kV – Relé DBN.....	29
4 – Relés de Sincronismo dos Disjuntores de 230 e 138 kV.....	30
4.1 – Ajustes do Relé MLJ do Disjuntor 652- 4(FIDJ6-04) – 230 kV.....	30
4.2 - Ajustes do Relé MLJ do Disjuntor 552- 3(FIDJ5-08) – 138 kV.....	31
5 - Tabelas de Ajustes.....	32
5.1 – Proteção de Transformadores : (UPD - 1) – Proteção Primária.....	32
5.2 – Proteção de Transformadores : (UPD - 2) – Proteção Alternada.....	35
5.3 - Unidade Diferencial de Barras de 230 kV.....	40
5.4 - Unidade Diferencial de Barras de 138 kV.....	41
6 - Gráficos e Figuras.....	42
7 – Comentários e Conclusões.....	45

2 – Proteção do Transformador TFB (FIAT6 -2) de 230 / 138 / 13.8 kV .

Na figura 1 a seguir são apresentadas as funções disponíveis existentes no relé T -60 a ser ajustado :

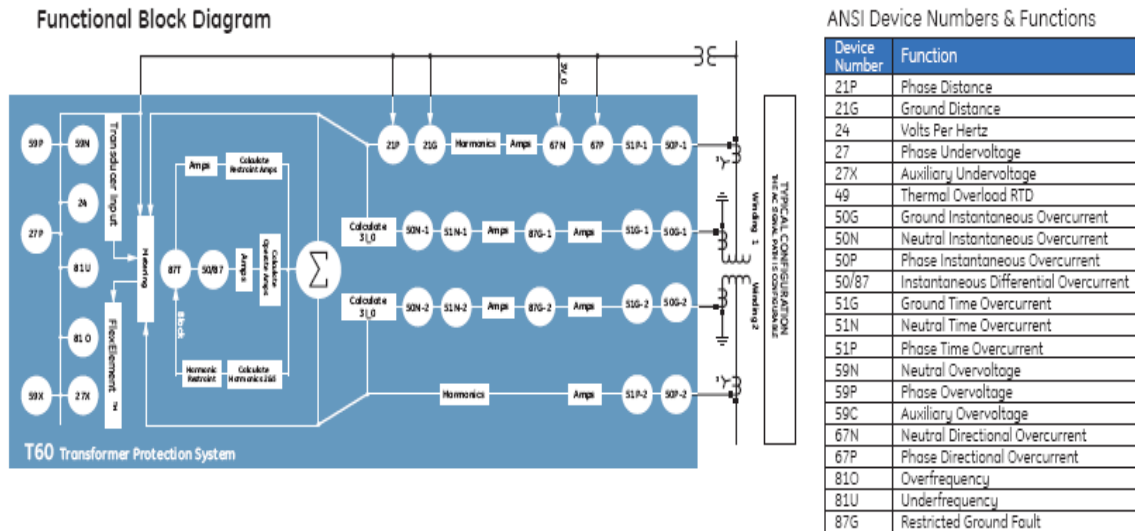


Figura 1 – Funções Disponíveis para Ajuste.

E na figura 2 abaixo é apresentado a diagrama Unifilar do transformador tomado como referência no estudo :

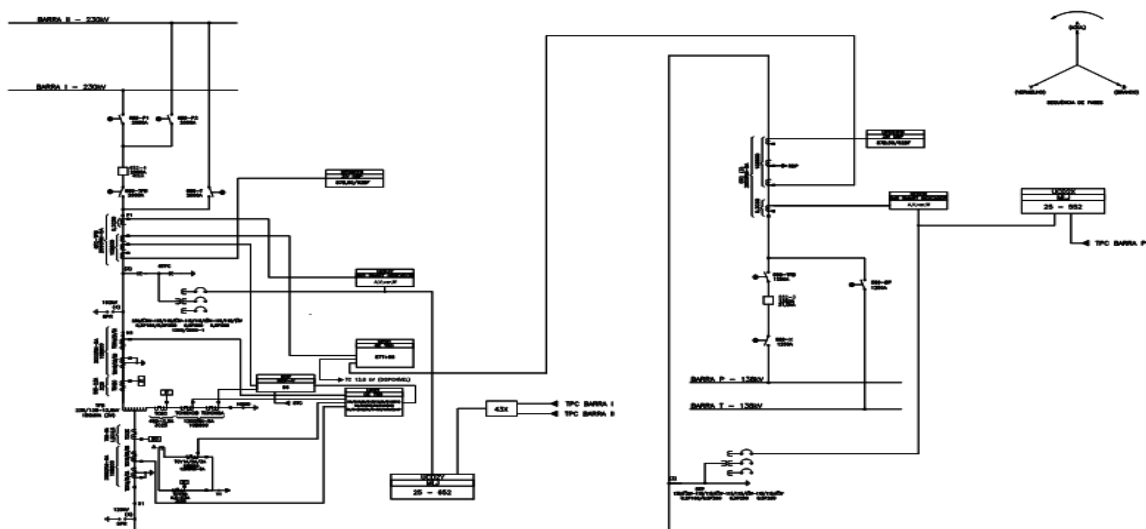


Figura 2 – Diagrama Unifilar do Transformador TFB

As funções a serem ajustadas de acordo com a solicitação apresentada nos diagramas Unifilares tomados como referência serão :

→ **Unidade UPD1 : (Tc's de Pedestal).**

- **87 T** – Enxergar defeitos 3F e 1F internos ao transformador.
- **50/87 - T** - Enxergar defeitos sem restrição nas barras de 230, 138 ou 13.8 kV.
- 96** – Funções de Partida do Oscilógrafo.

→ **Unidade UPD2 : (Tc's de Bucha).**

- **50 +51 (W1)** - Enxergar defeitos entre fases no setor de 230 kV em forma de retaguarda.
- **(50 +51)N (W1)** - Enxergar defeitos à terra no setor de 230 kV em forma de retaguarda.
- **50 +51 (W2)** - Enxergar defeitos entre fases no setor de 138 kV em forma de retaguarda.
- **(50 +51)N (W2)** - Enxergar defeitos à terra no setor de 138 kV em forma de retaguarda.
- **50 +51 (W3)** - Enxergar defeitos entre fases no setor de 13.8 kV em forma de retaguarda.
- **(50 +51)N (W3)** - Enxergar defeitos à terra no setor de 13.8 kV em forma de retaguarda.
- **(50 +51)G** - Enxergar defeitos à terra nos sistemas de 230/138/13.8 kV em forma de retaguarda das demais proteções existentes.
- **(50 +51)OLT + 62 OLT** - Enxergar sobregargas não programadas no Transformador em regime permanente e iniciar o esquema de alívio de cargas.

Nota 1 : No diagrama Unifilar tomado como referência para os estudos não estão contempladas as demais funções disponíveis no relé em pauta. Visando uma padronização e uniformização dessa funções vamos adotar a parametrização das mesmas funções ajustadas para o Autotransformador TFA e apresentadas no relatório **VIRTUS RT – 40 – 2009 de 23/03/2009**. Será incluso portanto na lista acima a função **87TR – Falha à Terra Restrita**.

2.1 – Cálculo da Relação dos Transformadores de Corrente.

Para a definição das relações dos Tc's vamos proceder da seguinte forma :

Adotam-se conforme a tabela I abaixo as seguinte relações tomadas como referência e usadas nos cálculos dos ajustes do transformador TFB :

TABELA I

Enrolamento	Relação	Exatidão
Lado de 230 kV(Pedestal)	2000 / 1600 / 1500 / 1200 / 1100 / 800 / 500 / 400 / 300 – 5A	10B800
Lado de 230 kV(Bucha)	2000 / 1600 / 1500 / 1200 / 1100 / 800 / 500 / 400 / 300 – 5A	10B800
Neutro de 13.8 kV	1200 / 5A	10B800
Terciário 13.8 kV(Pedestal)	2500 / 5A	10B800
Terciário 13.8 kV(Interno)	1200 / 5A	10B800
Lado de 138 kV(Pedestal)	1200 / 1000 / 900 / 800 / 600 / 500 / 400 / 300 / 200/100 – 5A	10B800
Lado de 138 kV(Bucha)	1200 / 1000 / 900 / 800 / 600 / 500 / 400 / 300 / 200/100 – 5A	10B800

Adotam-se como base os valores da tabela abaixo para a verificação da possibilidade de saturação AC dos transformadores em pauta.

Vamos primeiramente adotar ao critério da Norma ANSI / IEEE Standards (C57.13) para definirmos as relações dos Tc's em pauta. Do estudo de curto – circuito efetuado temos a maior corrente de defeito na barras com os dois transformadores em operação com os seguintes valores :

Barra de 230 kV(2F-T) → 4373 A.

Barra de 138 kV(2F-T) → 5984 A.

Para a pior condição citada acima o Tc não pode saturar de forma AC para uma corrente de $20 \times I_n$ ou 100 A . Logo :

No Setor de 230 kV : $4373 / 100 = 44 / 1$ ou $50 / 1$ ou $250 / 5$ A.

No setor de 138 kV : $5984 / 100 = 59.8 / 1$ ou $60 / 1$ ou com um pouco mais de folga $400 / 5$ A.

Para a verificação da classe de precisão usada nos tc's adotam-se valores estimativos típicos apresentados na tabela II a seguir onde supõe-se o uso de um cabo de 6 mm² e distâncias médias do pátio até os painéis da sala de controle.

TABELA II

Transformador (Tc's)	RTC	Precisão	Bitola do cabo	R(Ω) Ω/km	Ida Volta (km)	Icc (2F-T)	Volts	Carga do Relé	X/R
Lado de 230 kV(Pedestal)	300 / 5A	10B800	6 mm ²	4.32	0.245	4373 A	84.4 V	0.1Ω	7.02
Lado de 230 kV(Bucha)	300 / 5A	10B800	6 mm ²	4.32	0.245	4373 A	84.4 V	0.1 Ω	7.02
Lado de 138 kV(Pedestal)	400 / 5A	10B800	6 mm ²	4.32	0.2	5894 A	71 V	0.1Ω	7.02
Lado de 138 kV(Bucha)	400 / 5A	10B800	6 mm ²	4.32	0.2	5894 A	71 V	0.1Ω	7.02
Lado de 13.8 kV(Pedestal)	2500 / 5A	10B800	6 mm ²	4.32					
Lado de 13.8 kV(Interno)	2500 / 5A	10B800	6 mm ²						
Neutro do Transformador	1200 / 5A	10B800	6 mm ²	4.32	0.18			0.1Ω	7.02

Aplica-se nesse caso a equação listada abaixo :

$$\left(1 + \frac{X}{R}\right) \times \frac{I_{curto}}{TAP_{Prim}} \times \frac{Z_{TC}}{Z_{TAP}} \leq 20 \quad (01)$$

Onde :

Cálculo do X/R → Tangente do ângulo de defeito que é igual a 81.9 ° graus.

Icurto – Valores Indicados na tabela.

Da equação 01 acima podemos obter para os valores indicados na tabela :

Setor de 230 kV → ≥ 112 .

Setor de 138 kV → ≥ 71.8.

TAP (Prim) → Indicado na tabela.

Ztc – Carga total conectada ao TC. Da tabela acima temos :

Setor de 230 kV – 1.15 Ω.

Setor de 138 kV – 0.964 Ω.

Ztap – Carga do TC no tap escolhido. Nesse caso é de :

Setor de 230 kV – $(300 / 2000) \times 8 = 1.2 \Omega$

Setor de 138 kV – $(400 / 2000) \times 8 = 1.6 \Omega$

Pelos dois métodos apresentados acima as relações a principio propostas de 300 / 5A no setor de 230 kV e 400 / 5A para o setor de 138 kV se apresentaram indevidas. Vamos agora analisar através da equação 1 dada a melhor relação para o projeto em pauta. Nesse caso substituímos os valores já obtidos tendo como incógnita o valor TAPPrim na mesma. Esses valores são apresentados na tabela III(Lado 230 kV) e IV(Lado de 138 kV) abaixo.

TABELA III – Lado de 230 kV

TAPPrim	ZTAP	(Equação 01) ≤ 20
300	1.2 Ω	112
400	1.6 Ω	63
500	2 Ω	40.33
800	3.2 Ω	15.75
1100	4.4 Ω	8.33
1200	4.8 Ω	4.48
1500	6 Ω	4.48
1600	6.4 Ω	3.93
2000	8 Ω	2.52

TABELA IV – Lado de 138 kV

TAP Prim	ZTAP	≤ 20
100	0.66 Ω	690.42
200	1.33 Ω	171.3
300	2 Ω	75.94
400	2.66 Ω	42.82
500	3.33 Ω	27.36
600	4 Ω	18.98
800	5.33 Ω	10.68
900	6 Ω	8.43
1000	6.66 Ω	6.84
1200	8 Ω	4.74

Pelos valores apresentados nas tabelas acima podemos então obter que as relações que melhor se apresentam para os dois Tc's são as relações de 1100 / 5A para o lado de 230 kV e 800 / 5A para o lado de 138 kV para termos uma folga um pouco maior.

[TC do Lado de 230 kV \(Bucha + Pedestal\) → 1100 / 5 A.](#)

[TC do Lado de 138 kV \(Bucha + Pedestal\) → 800 / 5A.](#)

[TC do Lado de 13.8 kV\(Bucha + Pedestal\) → 1200 / 5A e 2500/5A.](#)

Nota 1 : *Não foram fornecidos nos desenhos da TELVENT maiores informações sobre os TC's da média tensão(13.8 kV). Tomou-se portanto como referência os valores usados no estudos anteriores feitos para o Autotransformador TFA. (RTC de 2500 / 5A para os tc's externos ao delta e 1200 / 5A para os tc's internos ao delta).*

2.2 – Unidade UPD1 :

Essa unidade será alimentada pelas seguintes entradas de corrente :

SRC1 → Conectado ao TC de pedestal do lado de 230 kV – 6TC - TFB.

SRC2 → Conectado ao TC de pedestal do lado de 138 kV – 5TC – TFB.

SRC3 → Conectado ao TC externo na ligação em delta do Autotransformador – TCY .

2.2.1 – Funções (87 + 50/87) - T.

Na figura 2 abaixo é apresentada uma curva típica da função 87 - T a ser ajustada.

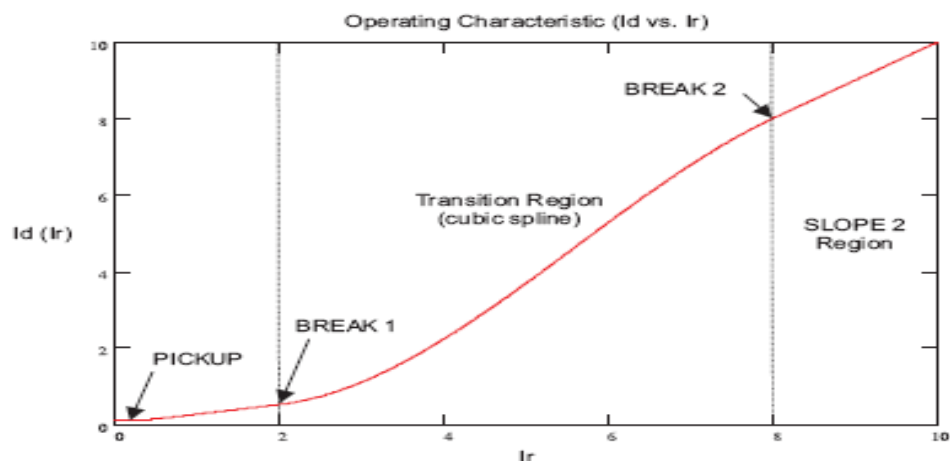


Figura 2 – Curva dos Ajustes da Função 87 – T.

Primeiramente devemos escolher o valor UNITÁRIO do TC a ser escolhido pois esses valores serão calculados em pu :

$$I_{nom}(230 \text{ kV}) = \frac{150 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 230 \text{ kV}} = 376.53 \text{ A}$$

$$I_{nom}(138 \text{ kV}) = \frac{150 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 138 \text{ kV}} = 627.55 \text{ A}$$

$$I_{nom}(13.8 \text{ kV}) = \frac{7500 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 13.8 \text{ kV}} = 313.77 \text{ A}$$

Dividimos agora a Corrente Primária dos tc's escolhidos pela corrente nominal :

$$\frac{TC(230)}{I_{nom}(230)} = \frac{1100}{376.53} = 2.92$$

$$\frac{TC(138)}{I_{nom}(138)} = \frac{800}{627.55} = 1.27$$

$$\frac{TC(13.8)}{I_{nom}(13.8)} = \frac{2500}{313.77} = 7.96$$

Pelos valores obtidos acima o valor de 800 A será o escolhido para ser a corrente base nos cálculos para os ajustes da proteção.

→ **Minimum Pick – UP** : Para esse ajuste adota-se um valor um pouco maior do que a máxima corrente de magnetização e do erro típico dos Tc's em regime permanente. Para o relé adota-se um erro típico de 4% , para a corrente de magnetização o valor de 3 % e para o LTC um valor típico de 10 % perfazendo um total de 17 %.

Percent Differential Pick – UP → 0.17 pu

→ **Break 1** : Esse ajuste está ligado a máxima corrente de carga do transformador em condições de regime permanente. Das informações obtidas para as condições de operação do transformador temos com o comutador sob Carga :

$$I_c = 697.3 \text{ A} \rightarrow 697.3 / 800 = 0.871 \rightarrow \mathbf{1 \text{ pu}}$$

Percent Differential Break 1 → 1 pu

→ **Slope 1** : O slope 1 expressa a característica de operação como função das correntes diferenciais (I_d) e de restrição (I_r) apresentadas abaixo :

$$I_d = \overrightarrow{I_{1(comp)}} + \overrightarrow{I_{2(comp)}}$$
$$I_r = \max(|\overrightarrow{I_{1(comp)}}|, |\overrightarrow{I_{2(comp)}}|)$$

E o declive do slope é dado pela expressão :

$$\text{Slope} = \frac{\Delta I_d}{\Delta I_r} \times 100\% \text{ (in pu)}$$

Leva-se em consideração nesse ajuste os erros de comutação no qual as correntes variam de 570,5 a 697.3 A , os erros dos Tc's para baixas correntes (+/- 6%) e os erros devido as correntes de excitação (+/- 3%). Adiciona-se aqui o valor de 4 % do erro do relé. A soma desses valores perfaz um total de 25 % que é um ajuste típico inclusive indicado no catálogo do fabricante.

Percent Differential Slope 1 → 25 %

→ **BREAK 2** : Esse ajuste está ligado a possibilidade da ocorrência de uma saturação AC nos tc's da proteção diferencial. Utilizam-se aqui valores estimados de parâmetros dos circuitos e dos tc's conforme acima. Como não temos as curvas de excitação dos tc's de 230,138 e 13.8 kV podemos avaliar as condições dadas pela maior corrente de defeito externo no Transformador dada pelo estudo de Curto – Circuito :

1 – Defeito na Barra de 230 kV com o dois Transformadores em paralelo :

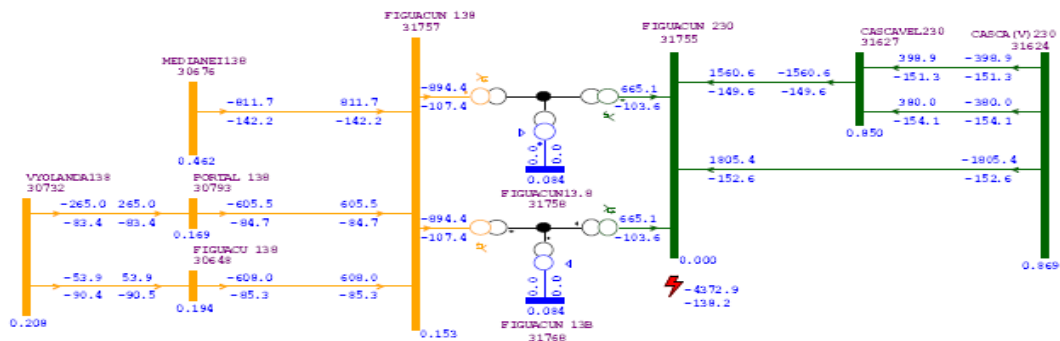


Figura 8 – Curto-circuito fase-fase-terra (fases B e C) - barra 31755 - Foz do Iguaçu Norte 230 kV – com 2 trafos: Corrente na fase C

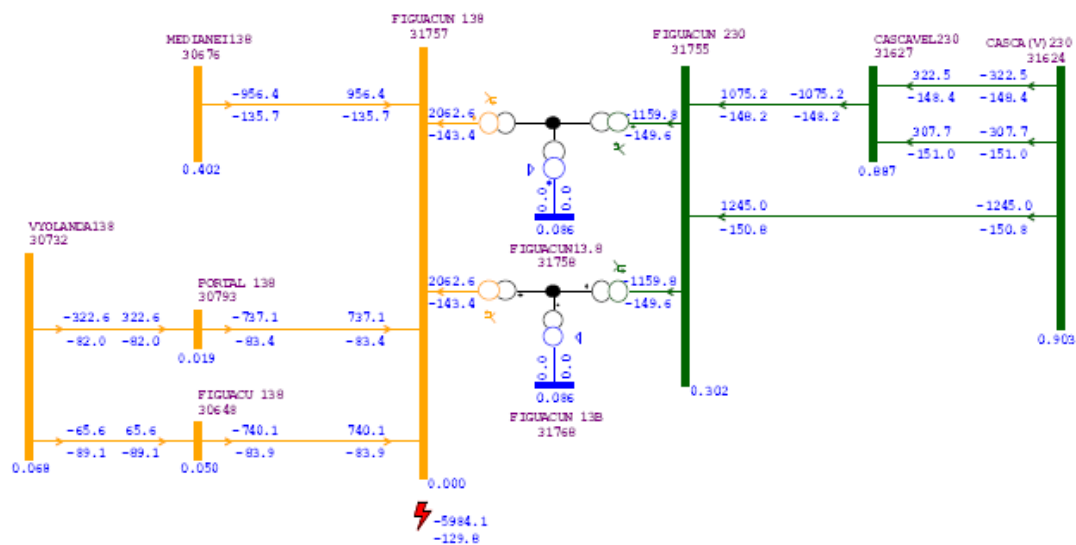


Figura 32 – Curto-circuito fase-fase-terra (fases B e C) - barra 31757 – Foz do Iguaçu Norte 138 kV – com 2 trafos: Corrente na fase C

Das equações do relé temos para a pior condição que é para um defeito 2F-T na barra de 138 kV :

$$I \rightarrow 2062.8 / 800 = 2.57 \text{ pu}$$

Percent Differential Break 2 → 2.57 pu

→ **Slope 2** : O slope 2 mantém a estabilidade da malha diferencial para a condição dada pela saturação externa. Vamos usar para esse cálculo as expressões abaixo considerando uma perda aproximada de 70 % do módulo de uma das correntes devido a esse efeito :

$$I_d = [2092.6 \text{ ang}(-143.4) \times 0.3] + [1159.8 \text{ ang}(-149.6)] \rightarrow 1785,08 \text{ ang}(-147.4) \text{ A}$$

$$I_r = \max(|2092.6 \times 0.3|, |1159.8|) = 1159.8 \text{ A}.$$

Percent Differential Slope 2 → 57 %

• **Função 50/87** : Escolhe-se esse valor logo acima da maior corrente diferencial expuria dada pela condição de saturação dos Tc's ou da corrente de inrush do Transformador. Da condição dada no cálculo do Slope 2 temos para um defeito 2F-T na barra de 138 kV e em seguida aplica-se um deflator positivo de 5 % na corrente para garantir que o defeito seja interno ao Transformador :

$$I_d = [2092.6 \text{ ang}(-143.4)] + [1159.8 \text{ ang}(-149.6)] \rightarrow 3258.2 \text{ ang}(-145) \text{ A}$$

$$I_d \rightarrow [(3258.2 \times 1.05) / 800] = 4.27 \text{ pu}$$

Instantaneous Differential Pick – UP → 4.27 pu

2.3 – Unidade UPD2 :

Essa unidade será alimentada pelas seguintes entradas de corrente :

SRC1 → Conectado ao TC de Bucha do lado de 230 kV – TCHA.

SRC2 → Conectado ao TC de Bucha do lado de 138 kV – TCXB.

SRC3 → Conectado ao TC interno na ligação em delta do Autotransformador – TCYA.

SRC4 → Conexão para a função 87 – TR associada aos Tc's TCHA + TCXB + TCH0X0B .

2.3.1 – Unidades [(50/51) + (50/51)N] [W1] – Lado de 230 kV.

Essas unidades terão as principais funções de proteção :

50 – Proteger o transformador em forma de retaguarda para defeitos internos entre fases não podendo enxergar além da barra de 138 kV. Do estudo de curto – circuito temos a menor corrente de defeito entre fases dada para um defeito 2F com os dois transformadores operando em paralelo :

$I_{cc}(2F) \rightarrow 1073 \text{ A.}$

Aplica-se aqui um deflator positivo de 20 % para garantir que o mesmo não sobrealcance a barra de 138 kV e usa-se uma temporização de 150 ms devido a corrente de Inrush do transformador $((8 \text{ a } 12) \times I_n)$. Verifica-se também aqui a maior corrente de contribuição que circulará pela unidade em caso de um defeito entre fases na barra de 230 kV. (Defeito 3F com uma contribuição total em torno de 692 A).

PHASE IOC1 → Pickup = $1073 \times 1.2 / 1100 = 1.17 \text{ pu}$

PHASE IOC1 → Delay = **0.15 s**

51 – Proteger o setor de 230 kV em forma de retaguarda das demais proteções existentes nesse setor. Usa-se nesse caso uma curva típica IEC – EI (Extremamente Inversa) dada pela equação abaixo para a devida coordenação e com uma corrente de partida de 130 % da corrente nominal do transformador medida no 230 kV.

Temos portanto :

$$I_{nom}(230 \text{ kV}) = \frac{150 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 230 \text{ kV}} = 376.53 \text{ A}$$

Logo :

$$PHASE \text{ TOC1} = 376.53 \times 1.3 = 489.48 / 1100 \rightarrow \mathbf{0.44 \text{ pu}}$$

E a equação IEC – Curva C (Extremamente Inversa) dada por :

$$T = TDM \cdot \frac{80}{\left(\frac{I}{I_{PICKUP}} \right)^2 - 1}$$

Procura-se aqui enxergar a menor corrente de defeito no setor de 230 kV dada pelo estudo de curto – circuito : (Barra de Cascavel 230(V) – 31624) . Como essa corrente é muito baixa vamos adotar um defeito que apresente um valor logo acima da máxima corrente de Inrush que é de $12 \times I_n$. Logo o valor de I na equação acima será de 4518 A para um tempo de atuação de 1 s para haver coordenação com as demais proteções .

TDM \rightarrow 1.05 s

50N – Proteger o transformador em forma de retaguarda para defeitos internos à terra não podendo enxergar além da barra de 138 kV. Do estudo de curto – circuito temos a menor corrente de defeito 1F com os dois transformadores operando em paralelo :

$$I_{cc}(3I_o) \rightarrow 353 \text{ A.}$$

Aplica-se aqui um deflatores positivo de 20 % para garantir que o mesmo não sobrealcance a barra de 138 kV e usa-se uma temporização de 80 ms. Verifica-se também aqui a maior corrente de contribuição que circulará pela unidade em caso de um defeito 1F fases na barra de 138 kV. (Defeito 2F-T na barra de FOZ do Iguaçu Norte com somente 01 Trafo em operação e com uma contribuição total em torno de 755.4 A(3I_o)).

Devido a essa condição operativa e para evitarmos uma operação indevida vamos adotar esse valor para ser uma retaguarda da função diferencial para esse tipo de defeito com um deflator de 15 %.

$$\text{NEUTRAL IOC1} \rightarrow \text{Pickup} = 755.4 \times 1.15 / 1100 = \mathbf{0.789 \text{ pu}}$$

$$\text{NEUTRAL IOC1} \rightarrow \text{Delay} = \mathbf{0.08 \text{ s}}$$

51 N – Proteger o setor de 230 kV em forma de retaguarda das demais proteções existentes nesse setor. Usa-se nesse caso uma curva típica IEC – NI(Normal Inversa) dada pela equação abaixo para a devida coordenação e com uma corrente de partida de 20 % da corrente nominal do transformador medida no 230 kV.

Temos portanto :

$$I_{\text{nom}}(230 \text{ kV}) = \frac{150 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 230 \text{ kV}} = 376.53 \text{ A}$$

Logo :

$$\text{NEUTRAL TOC1} = 376.53 \times 0.2 = 75.3 / 1100 \rightarrow \mathbf{0.068 \text{ pu}}$$

E a equação IEC – NI dada por :

$$T = \text{TDM} \cdot \frac{0.14}{\left(\frac{I}{I_{\text{PICKUP}}} \right)^{0.02} - 1}$$

Procura-se aqui enxergar a menor corrente de defeito no setor de 230 kV dada pelo estudo de curto – circuito : (Barra de Cascavel 230(V) – 31624) . Logo o valor de I na equação acima será de 374,3 A (3Io) para um tempo de atuação de 1.2 s para haver coordenação com as demais proteções .

$$\mathbf{\text{TDM} \rightarrow 0.27 \text{ s}}$$

2.3.2 – Unidades [(50/51) + (50/51)N] [W2] – Lado de 138 kV.

Essas unidades terão as principais funções de proteção :

50 – Proteger o transformador em forma de retaguarda para defeitos internos entre fases não podendo enxergar além da barra de 230 kV. Do estudo de curto – circuito temos a menor corrente de defeito entre fases dada para um defeito 3F com somente um transformador em operação :

$$I_{cc}(3F) \rightarrow 794 \text{ A.}$$

Aplica-se aqui um deflator positivo de 30 % para garantir que o mesmo não sobrealcance a barra de 230 kV e usa-se uma temporização de 200 ms devido a corrente de Inrush do transformador ((8 a 12) x I_n).

$$\text{PHASE IOC2} \rightarrow \text{Pickup} = 794 \times 1.3 / 800 = \mathbf{1.29 \text{ pu}}$$

$$\text{PHASE IOC2} \rightarrow \text{Delay} = \mathbf{0.2 \text{ s}}$$

51 – Proteger o setor de 138 kV em forma de retaguarda das demais proteções existentes nesse setor. Usa-se nesse caso uma curva típica IEC – B dada pela equação abaixo para a devida coordenação e com uma corrente de partida de 130 % da corrente nominal do transformador medida no 230 kV.

Temos portanto :

$$I_{nom}(138 \text{ kV}) = \frac{150 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 138 \text{ kV}} = 627.55 \text{ A}$$

Logo :

$$\text{PHASE TOC2} = 627.55 \times 1.3 = 815.82 / 800 \rightarrow \mathbf{1.01 \text{ pu}}$$

E a equação IEC – Curva B dada por :

$$T = TDM \cdot \frac{13,5}{\left(\frac{I}{I_{PICKUP}} \right) - 1}$$

Procura-se aqui enxergar a menor corrente de defeito no setor de 138 kV dada pelo estudo de curto – circuito : (Vila Iolanda 138 – 30732) . Como essa corrente é menor do que a corrente de Inrush do setor de 138 kV vamos adotar um defeito que apresente um valor logo acima da máxima corrente de Inrush que é de $12 \times I_n$. Logo o valor de I na equação acima será de 7580 A para um tempo de atuação de 1.4 s para haver coordenação com as demais proteções .

TDM → 0.85 s

50N – Proteger o transformador em forma de retaguarda para defeitos internos à terra não podendo enxergar além da barra de 230 kV. Do estudo de curto – circuito temos a maior corrente de defeito 1F com somente um transformador em operação :

$I_{cc}(3I_0) \rightarrow 3519 \text{ A}$.

Aplica-se aqui um deflator positivo de 15 % para garantir que o mesmo não sobrealcance a barra de 230 kV e usa-se uma temporização de 80 ms.

Devido a essa condição operativa e para evitarmos uma operação indevida vamos adotar esse valor para ser uma retaguarda da função diferencial para esse tipo de defeito.

NEUTRAL IOC2 → Pickup = $(3519 \times 1.15) / 800 = \mathbf{5.5 \text{ pu}}$

NEUTRAL IOC2 → Delay = **0.08 s**

51 N – Proteger o setor de 138 kV em forma de retaguarda das demais proteções existentes nesse setor. Usa-se nesse caso uma curva típica IEC – NI(Normal Inversa) dada pela equação abaixo para a devida coordenação e com uma corrente de partida de 20 % da corrente nominal do transformador medida no 138 kV.

Temos portanto :

$$I_{nom}(138 \text{ kV}) = \frac{150 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 138 \text{ kV}} = 627.55 \text{ A}$$

Logo :

$$NEUTRAL \text{ TOC2} = 627.55 \times 0.2 = 125.51 / 800 \rightarrow \mathbf{0.156 \text{ pu}}$$

E a equação IEC – NI dada por :

$$T = TDM \cdot \frac{0.14}{\left(\frac{I}{I_{PICKUP}} \right)^{0.02} - 1}$$

Procura-se aqui enxergar a menor corrente de defeito no setor de 138 kV dada pelo estudo de curto – circuito : (Medianeira 138 kV – 30676) . Logo o valor de I na equação acima será de 165.8 A(3Io) para um tempo de atuação de 1.2 s para haver coordenação com as demais proteções .

$$\mathbf{TDM \rightarrow 0.05 \text{ s}}$$

2.3.3 – Unidades [(50/51) + (50/51)N] [W3] – Lado de 13.8 kV.

Essas unidades terão as principais funções de proteção :

A função de sobrecorrente de fase associada ao lado de 13,8 kV do TFB será implementada através do elemento PHASE TOC3 e IOC3 do T60 (UPD2). É alimentada pelos TCYA (SRC 3), internos ao enrolamento Delta. Essa proteção medirá a corrente de sequência zero que circula dentro do delta para faltas a terra no Sistema Elétrico, seja do lado 230 kV ou do lado de 138 kV. Mede também a corrente para faltas no 13,8 kV externos ao delta. Deve ser ajustada com temporização adequada para coordenar com as proteções de terra dos lados de AT e MT da subestação.

Para tal precisamos da corrente nominal no 13.8 kV e dentro do Delta :

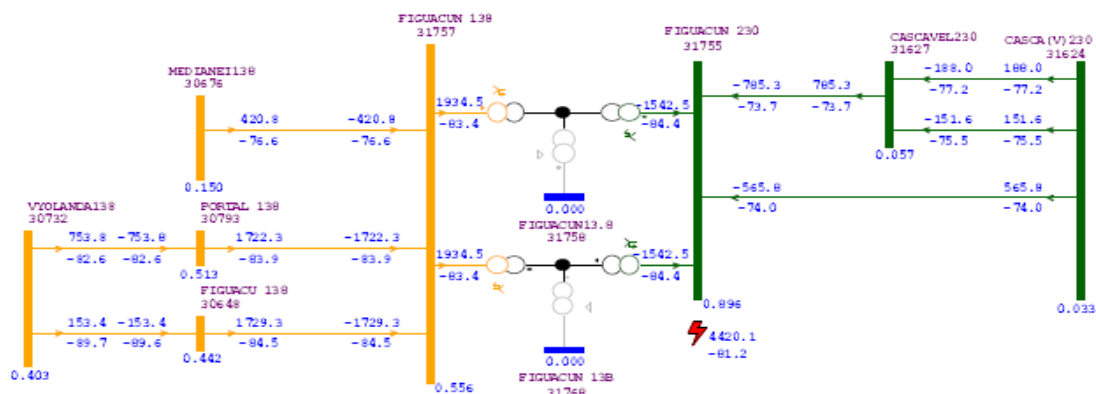
Logo :

$$I_{nom}(13.8 \text{ kV}) = \frac{7500 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 13.8 \text{ kV}} = 313.77 \text{ A}$$

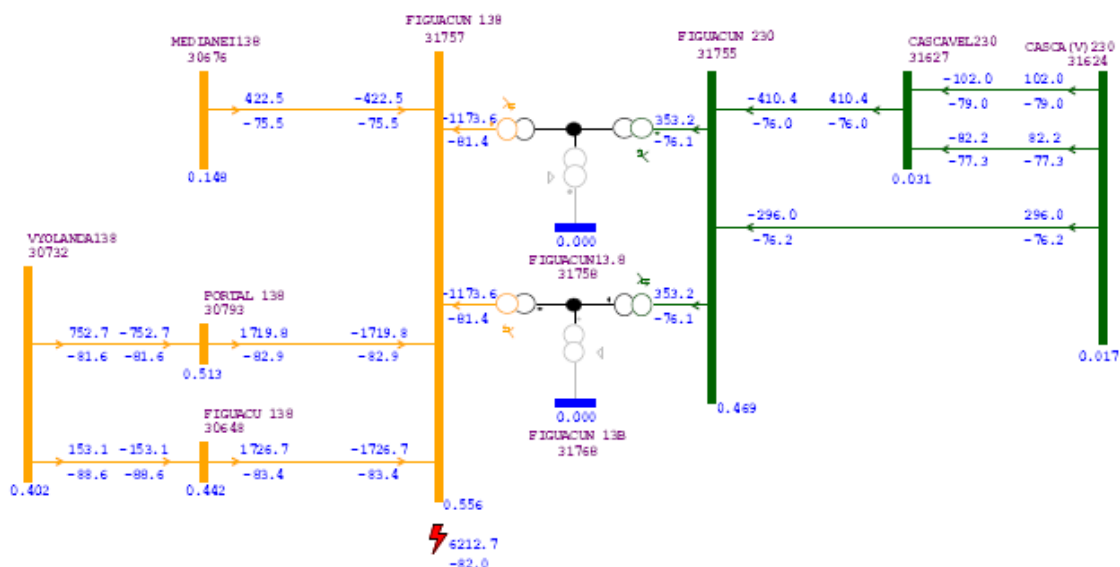
E dentro da conexão em delta temos $\rightarrow 313.77 / \text{raiz}(3) = 181.15 \text{ A}$

As contribuições de corrente de sequencia zero(3I₀) para um defeito 1F tanto nos lados de 230 kV como de 139 kV podem ser visualizadas nas figuras a seguir :

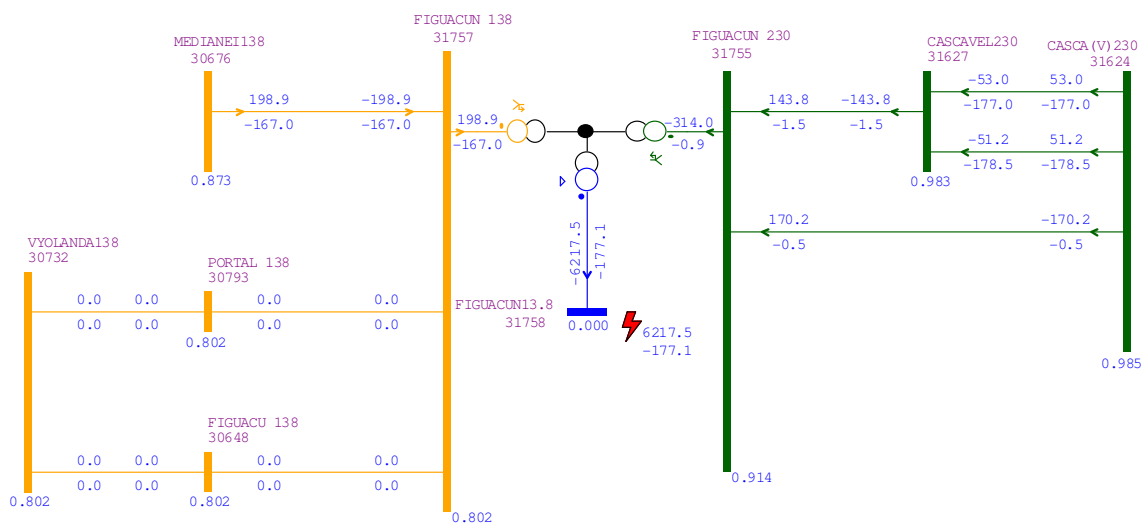
Defeito na Barra de 230 kV : (1F)



Defeito na Barra de 138 kV : (1F)



E para defeitos 2F na barra de 13.8 kV temos as correntes dadas na figura a seguir para a operação de somente 01 Transformador.



Podemos então montar a tabela a seguir onde se apresentam os valores mostrados :

Tipo	Defeito	Circulação Interna	Tempo de Atuação
1F	Barra de 230 kV	3476 A (3lo)	1.4 s
1F	Barra de 138 kV	1526 A (3lo)	2.54 s
2F	Barra de 13.8 kV	3589 A	1.4 s

Essa unidade deverá enxergar todos os defeitos tanto no setor de 13.8 Kv em forma de retaguarda como nos setores de 230 e 138 kV para defeitos 1F. Escolhe-se portanto os seguintes valores :

A corrente de partida deverá ser três vezes a corrente nominal que circula no delta em condições máximas de regime que é de 181.15 A . A curva deverá ser a IEC TIPO - A dada abaixo e o TAP deverá ser escolhido de forma que seu tempo de atuação seja de no mínimo 1.4 s para haver coordenação com as demais proteções envolvidas.

$$T = TDM \cdot \frac{0,14}{\left(\frac{I}{I_{PICKUP}} \right)^{0,02} - 1}$$

PHASE TOC3 → Pickup = (181.15 x 3) / 1200 = **0.452 pu**

TDM → 0.38 s

A unidade instântanea será ajustada com um deflato de 0.8 para se garantir uma boa sensibilidade :

PHASE IOC3 → Pickup = 3589 x 0.7 / 1200 = **2.09 pu**

PHASE IOC3 → Delay = **0.15 s**

2.3.4 – Unidade [51G] – Neutro Comum.

A função de sobrecorrente de neutro do neutro comum servirá de back – up para o menor defeito no sistema de 230 e/ou 138 kV em forma de retaguarda das demais proteções e com uma sensibilidade o suficiente para enxergar todos os defeitos à terra no sistema de transmissão. Do estudo de curto – circuito efetuado o menor valor de corrente se dá para um defeito (3lo) no setor de 138 kV com uma R_f de 80Ω e adota-se como partida 20 % da corrente Nominal do TC que é de 1200 / 5A. Usa-se para essa curva a do tipo IEC – TIPO A dada pela equação abaixo.

$$T = TDM \cdot \frac{0,14}{\left(\frac{I}{I_{PICKUP}} \right)^{0,02} - 1}$$

Para o maior valor de corrente encontrado nos dois sistemas (+/- 1173 A (3lo)) adota-se um tempo de atuação mínimo de 2 s para haver coordenação com as demais proteções.

NEUTRAL TOC4 = **0.2 pu**

TDM → 0.46 s

2.3.5 – Unidade [50 + 51] OLT + 62 OLT .

Serão usadas aqui as funções IOC 4(SRC1 e o lado de 230 kV) e IOC 5(SRC2 e o lado de 138 kV) das proteções para se fazer o esquema de alívio de cargas dos transformadores. O transformador na condição de uso em 150 MVA já está em condição de ventilação forçada e em sua capacidade máxima de uso. Vamos portanto considerar que a condição de 195 MVA (30 % acima da capacidade do mesmo) já será uma condição de alarme e/ou abertura de sua operação.

Logo :

PHASE IOC4 = $489.4 / 1100 = \mathbf{0.444 \text{ pu}}$ (Lado de 230 kV).

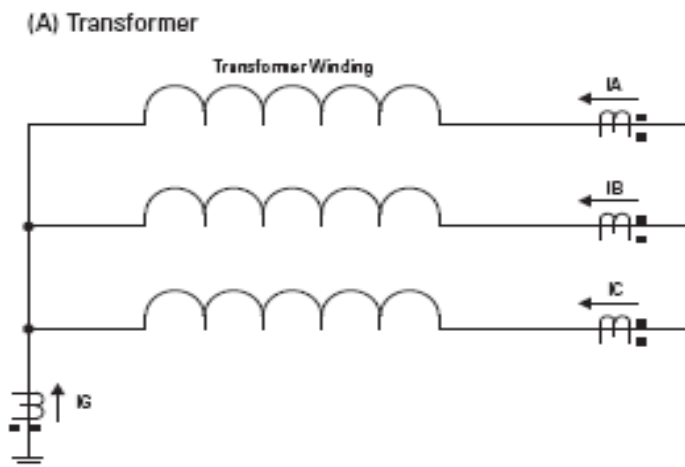
PHASE IOC4 → Delay = **20 s**

PHASE IOC5 = $815.2 / 800 = \mathbf{1.019 \text{ pu}}$ (Lado de 138 kV).

PHASE IOC5 → Delay = **20 s**

2.3.6 – Unidade 87 – TR

Seja o esquema típico das correntes do autotransformador dadas na figura a seguir :



Onde :

I_G = Corrente de Neutro medida.

I_N = Corrente de Neutro calculada através dos valores de $I_A + I_B + I_C$.

E a corrente diferencial é produzida pelo desbalanço entre essas duas grandezas citadas.

$I_{gd} = |I_G + I_N| = |I_G + I_A + I_B + I_C|$ e a corrente de restrição da malha diferencial é dada pela equação a seguir :

$I_{gr} = \text{Max} (I_{r0}, I_{r1}, I_{r2})$, onde as grandezas de sequencia positiva, negativa e zero são calculadas das correntes de fase indicadas.

Onde :

$$I_{r0} = |I_G - (I_A + I_B + I_C)|$$

$I_{r2} = |I_{-2}|$ ou $3 \times |I_{-2}|$ dependendo das condições operativas do transformador, ou seja, logo após a sua energização ou em operação de regime permanente.

$I_{r1} = |I_{-1}| / 8$ ou $I_{r1} = 0$ para condições de carga abaixo de 150 % da corrente normal de operação ou para condições de baixas correntes de defeito à terra para operação com a máxima carga do transformador.

Primeiramente então vamos adotar que temos para os TC's de fase as relações de 1100 / 5A (Lado de 230 kV), 800 / 5A (Lado de 138 kV) 1200 / 5A no neutro do transformador. O relé T60 adota para os tc's de fase a maior relação que é de 1100 / 5A que comparada com o Tc de neutro é menor . Logo o relé adotará a corrente base para os cálculos de 1200 A.

Temos para a correntes nominais os valores já calculados que são :

$$I_{nom} (230 \text{ kV}) = 376,5 \text{ A}$$

$$I_{nom} (138 \text{ kV}) = 627,55 \text{ A.}$$

E para detecção de faltas a 5% do neutro adota-se a menor corrente de defeito :

$$\text{Pickup} = 5\% \text{ de } [(627,55 - 376,5) / 1200] = 5\% \text{ de } 0,209 = \mathbf{0,0105 \text{ pu}}$$

Para o cálculo do slope adotam –se ao seguintes procedimentos :

Baseado nos valores acima temos :

$$I_G = 0.0105 \text{ pu} , I_A = I_B = I_C = 627.55 / 1200 = 0.522 \text{ pu e } I_{-1} = 0.522 \text{ pu e } I_{-2} = I_{-0} = 0.$$

Esses valores nos levam pelas equações acima a um valor da corrente diferencial de neutro de $I_{gd} = 0.0105 \text{ pu}$. E valor da corrente de restrição(I_{gr}) é dada por :

$$I_{r1} = |I_{-1}| / 8 \rightarrow 0.522 \text{ pu} / 8 = 0.065 \text{ pu} .$$

$$I_{r2} = 3 \times |I_{-2}| = 0.$$

$$I_{r0} = |I_G - I_N| = 0.0105 \text{ pu}$$

$$I_{gr} = \text{Max} (I_{r1}, I_{r2}, I_{r0}) \rightarrow \text{Max} (0.065 \text{ pu}, 0 , 0.0105 \text{ pu}) = 0.065 \text{ pu}.$$

Logo o Slope será dado por :

$$I_{gd} / I_{gr} \times 100 \% = (0.0105 / 0.065) \times 100 \% = \mathbf{20 \%}.$$

Vamos testar esses ajustes para a condição de um defeito externo 1F no lado de 138 kV com saturação do Tc de neutro do Transformador que responde com somente 5 % do valor de corrente esperado. Toma-se como referência a caso de curto – circuito da figura abaixo :

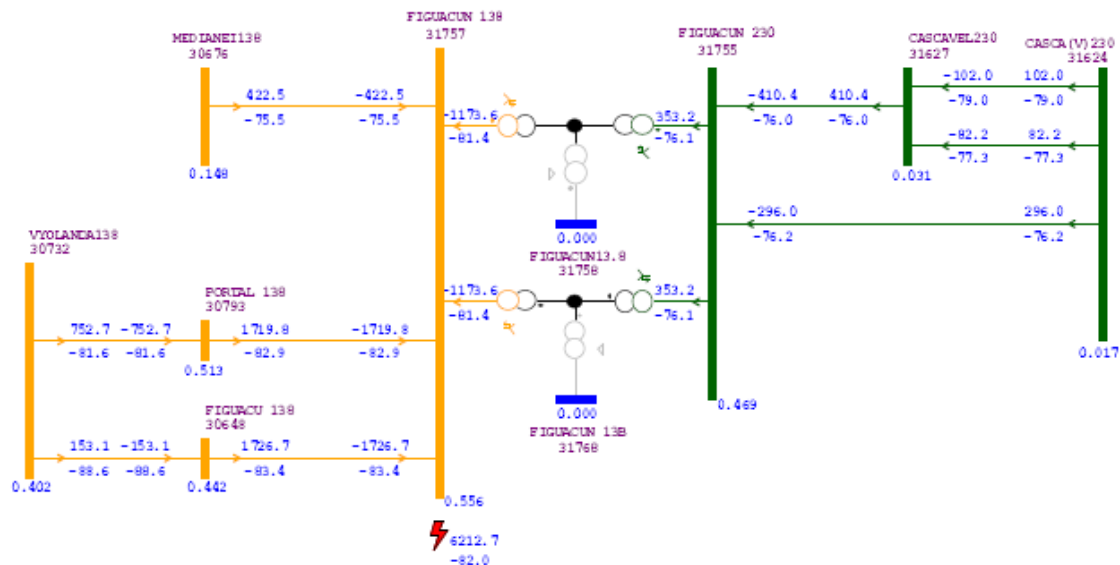


Figura 28 – Curto-circuito fase-terra - barra 31757 – Foz do Iguaçu Norte 138 kV – com 2 trafos:
Corrente 310

$$\text{Corrente IN} \rightarrow (1173.6 - 353.2) / 1200 = 0.683 \text{ pu}$$

$$I_{gd} = | I_N + I_G | = | 0.683 \text{ ang}(0^\circ) + (0.05 \times [0.683 \text{ ang}(180^\circ)] | = 0.648 \text{ pu}.$$

As grandezas de sequencia positiva, negativa e zero são tiradas da listagem de curto – circuito para a condição acima.

Logo :

$$IR1 = |I_{-1}| = 8 = (389 / 1200) / 8 = 0.0405 \text{ pu.}$$

$$IR2 = 3 \times |I_{-2}| = 3 \times (389 / 1200) = 0.972 \text{ pu.}$$

$$IRO = |IG - IN| = |(0.05 \times [0.683 \text{ ang}(180^\circ)]) - 0.683 \text{ ang}(0^\circ)| = 0.717 \text{ pu}$$

$$lgr = \text{Max} (Ir1, Ir2, Iro) \rightarrow \text{Max} (0.0405 \text{ pu}, 0.972 \text{ pu}, 0.717 \text{ pu}) = 0.972 \text{ pu.}$$

Logo o Slope será dado por :

$$lgr / lgr \times 100 \% = (0.648 / 0.972) \times 100 \% = \mathbf{67 \%}.$$

3 – Verificação dos Ajustes das Proteções de Barras.

3.1 – Barra de 230 kV – Relé DBN.

Vamos considerar aqui os ajustes definidos para os disjuntores de 230 kV do vão do Transformador TFA que constam no relatório **VIRTUS RT – 41 – 2009 de 16/03/2009**. Serão avaliados os principais ajustes da unidade central e os novos ajustes do vão de entrada do Transformador TFB. Primeiramente o TAP do transformador de corrente 6TC – TFB enrolamento 4s que alimenta o relé será mantido em **800 / 5A**. Primeiramente vamos analisar os efeitos de uma possível saturação dos Tc's devido a entrada em operação do autotransformador TFB. Do estudo de curto – circuito temos para um defeito 3F na barra na condição de maior corrente e usando a equação abaixo :

$$\left(1 + \frac{X}{R}\right) \times \frac{I_{curto}}{TAP_{Prim}} \times \frac{Z_{TC}}{Z_{TAP}} \leq 20 \quad (02)$$

I_{curto} → I_{cc} 2F-T na barra de 230 kV → **4373 A**

TAP Prim → **800**

X/R → tg (80.6°) → **6.04**

Z_{TAP} → (800 / 2000) × 8 Ω → **3.2 Ω**

Z_{TC} → 1.25 Ω . Valor obtido da tabela II da pág. 06.

O valor encontrado na equação acima foi de 15. Portanto não haverá saturação dos tc's devido a entrada em operação do Transformador TFB. Logo os ajustes da unidade Central tanto na partida como no slope serão mantidos. No item 5 são apresentados os respectivos ajustes devido a entrada do Transformador TFB.

3.2 – Barra de 138 kV – Relé DBN.

Vamos considerar aqui os ajustes definidos para os disjuntores de 138 kV do vão do Transformador TFA que constam no relatório **VIRTUS RT – 42 – 2009 de 19/03/2009**. Serão avaliados os principais ajustes da unidade central e os novos ajustes do vão de entrada do Transformador TFB. Primeiramente o TAP do transformador de corrente 5TC – TFB enrolamento 4s que alimenta o relé será mantido em **1200 / 5A**. Primeiramente vamos analisar os efeitos de uma possível saturação dos Tc's devido a entrada em operação do autotransformador TFB. Do estudo de curto – circuito temos para um defeito 2F-T na barra na condição de maior corrente e usando a equação abaixo :

$$\left(1 + \frac{X}{R}\right) \times \frac{I_{curto}}{TAP_{Prim}} \times \frac{Z_{TC}}{Z_{TAP}} \leq 20 \quad (02)$$

Icurto → Icc 2F-T na barra de 138 kV → **4080 A**

TAP Prim → **1200**

X/R → tg (82) → **7.11**

ZTAP → (1200 / 1200) x 8 Ω → **8 Ω**

ZTC → 1.06 Ω . Valor obtido da tabela II da pág. 06.

O valor encontrado na equação acima foi de 3.65. Portanto não haverá saturação dos tc's devido a entrada em operação do Transformador TFB. Logo os ajustes da unidade Central tanto na partida como no slope serão mantidos. No item 5 são apresentados os respectivos ajustes devido a entrada do Transformador TFB.

4 – Relés de Sincronismo dos Disjuntores de 230 e 138 kV

4.1 – Ajustes do Relé MLJ do Disjuntor 652- 4(FIDJ6-04) – 230 kV.

Vamos considerar aqui os mesmos ajustes definidos para os disjuntores de 230 e 138 kV do Transformador TFA que constam no relatório **VIRTUS RT – 40 – 2009 de 23/03/2009**. Logo para o fechamento do disjuntor 652-3 de 230 kV do autotransformador TFB, com Barra I ou Barra II de 230 kV com tensão e ATR desenergizado, deve-se verificar a condição de BARRA VIVA-LINHA MORTA. Considera-se que o trafo TFB não seja energizado pelo lado de 138 kV.

Descrição	FAIXA	AJUSTES
GENERAL		
0-1 Frequency	50/60 Hz	60 Hz
PROTECTION		
1-1 Voltage difference	2-90 V	10 V
1-2 Angle	2-60°	30°
1-3 Frequency slip	10-500 mHz	100 mHz
1-4 Continuous mode timing	0.1-99.0 s	1.1 s
1-5 Manual mode timing	0.1-99.0 s	10.1 s
2-1 Voltage supervision enable	OFF-ON	ON
2-2 Voltage supervision threshold	10-180 V	47 V
3-1 Level present of voltage in line (VL↑)	40-245 V	47 V
3-2 Level absent of voltage in line (VL↓)	10-180 V	20 V
3-3 Level present of voltage in bus (VB↑)	40-245 V	47 V
3-4 Level absent of voltage in bus (VB↓)	10-180 V	20 V
4-1 Synchronism unit enable	OFF-ON	OFF
4-2 (DLDB) dead line and bus enable	OFF-ON	OFF
4-3 (DLLB) dead line live bus enable	OFF-ON	ON
4-4 (LLDB) live line dead bus enable	OFF-ON	OFF
5-1 Configuration 1st auxiliary output	see table 2	25 Sem efeito – Não utilizado
5-2 Configuration 2nd auxiliary output	see table 2	F25 Sem efeito – Não utilizado
COMMUNICATIONS		
6-1 Unit number	1-255	NO CAMPO
6-2 Serial port baud-rate (kilobauds)	0.3-38.4	NO CAMPO

4.2 – Ajustes do Relé MLJ do Disjuntor 552- 3(FIDJ5-08) – 138 kV.

Vamos considerar aqui os mesmos ajustes definidos para os disjuntores de 230 e 138 kV do Transformador TFA que constam no relatório **VIRTUS RT – 40 – 2009 de 23/03/2009**. Para o autotransformador TFB da SE Foz do Iguaçu, vislumbram-se as seguintes situações para fechamento do disjuntor de 138 kV, 552-2: Barra P (P1) ou Barra T (P2), depende de qual barra de 138 kV está selecionada em operação, com e sem tensão. Supõe-se que o TFB é sempre energizado via lado de 230 kV. Portanto, para a situação de barra de 138 kV com tensão e ATR energizado deve-se verificar **SINCRONISMO** e para a situação de ATR energizado e barra sem tensão deve ser verificado **LINHA VIVA-BARRA MORTA**.

DESCRIÇÃO	FAIXA	AJUSTES
GENERAL		
0-1 Frequency	50/60 Hz	60 Hz
PROTECTION		
1-1 Voltage difference	2-90 V	10 V
1-2 Angle	2-60°	20°
1-3 Frequency slip	10-500 mHz	100 mHz
1-4 Continuous mode timing	0.1-99.0 s	1.1 s
1-5 Manual mode timing	0.1-99.0 s	10.1 s
2-1 Voltage supervision enable	OFF-ON	ON
2-2 Voltage supervision threshold	10-180 V	47 V
3-1 Level present of voltage in line (VL↑)	40-245 V	47 V
3-2 Level absent of voltage in line (VL↓)	10-180 V	20 V
3-3 Level present of voltage in bus (VB↑)	40-245 V	47 V
3-4 Level absent of voltage in bus (VB↓)	10-180 V	20 V
4-1 Synchronism unit enable	OFF-ON	ON
4-2 (DLDB) dead line and bus enable	OFF-ON	OFF
4-3 (DLLB) dead line live bus enable	OFF-ON	OFF
4-4 (LLDB) live line dead bus enable	OFF-ON	ON
5-1 Configuration 1st auxiliary output	see table 2	25 Sem efeito – Não utilizado
5-2 Configuration 2nd auxiliary output	see table 2	F25 Sem efeito – Não utilizado
COMMUNICATIONS		
6-1 Unit number	1-255	NO CAMPO
6-2 Serial port baud-rate (kilobauds)	0.3-38.4	NO CAMPO

5 - Tabelas de Ajustes :

5.1 – Proteção de Transformadores : (UPD - 1) – Proteção Primária

Relé Diferencial de Transformadores – Tipo T60	
POWER SYSTEM	
Nominal Frequency	60 Hz
Phase Rotation	ABC
Frequency And Phase Reference	SRC1
Frequency Tracking Function	Enabled
TRANSFORMER	
Number Of Windings	3
Reference Winding Selection	A.Selection
Phase Compensation	Internal
Load Loss At Rated Load	100 kW
Rated Winding Temperature Rise	65 °
No Load Loss	10 kW
Type Of Cooling	OA
Top-oil Rise Over Ambient	65 °
Thermal Capacity	100 kwh/°C
Winding Thermal Time Constant	2.00 min
WINDINGS	
WINDING 1: Source	SRC1
WINDING 1: Rated MVA	150 MVA
WINDING 1: Nominal Phs-phs Voltage	230 kV
WINDING 1: Connection	wye
WINDING 1: Grounding	Whitin zone
WINDING 1: Angle Wrt Winding 1	0.0 °
WINDING 1: Resistance	10 Ω
WINDING 2: Source	SRC2
WINDING 2: Rated MVA	150 MVA
WINDING 2: Nominal Phs-phs Voltage	138 kV
WINDING 2: Connection	wye
WINDING 2: Grounding	Whitin zone
WINDING 2: Angle Wrt Winding 1	0.0 °
WINDING 2: Resistance	10 Ω
WINDING 3: Source	SRC3
WINDING 3: Rated MVA	7.5 MVA
WINDING 3: Nominal Phs-phs Voltage	13.8 kV
WINDING 3: Connection	Delta
WINDING 3: Grounding	Not Whitin zone
WINDING 3: Angle Wrt Winding 1	-30 °
WINDING 3: Resistance	10 Ω

CURRENT AC INPUTS	
CT F1: Phase CT Primary	1100 A
CT F1: Phase CT Secondary	5 A
CT F1: Ground CT Primary	1100 A
CT F1: Ground CT Secondary	5 A
CT F5: Phase CT Primary	800 A
CT F5: Phase CT Secondary	5 A
CT F5: Ground CT Primary	800 A
CT F5: Ground CT Secondary	5 A
CT M1: Phase CT Primary	2500 A
CT M1: Phase CT Secondary	5A
CT M1: Ground CT Primary	2500 A
CT M1: Ground CT Secondary	5 A
SIGNAL SOURCES	
SOURCE 1: Name	SRC1
SOURCE 1: Phase CT	F1
SOURCE 2: Name	SRC2
SOURCE 2: Phase CT	F5
SOURCE 3: Name	SRC3
SOURCE 3: Phase CT	M1
PERCENT DIFFERENTIAL	
PERCENT DIFFERENTIAL FUNCTION	Enabled
PERCENT DIFF PICK UP	0.17
PERCENT DIFF SLOPE 1	25 %
PERCENT DIFF BREAK 1	1 pu
PERCENT DIFF BREAK 2	2.57 pu
PERCENT DIFF SLOPE 2	57 %
INRUSH INHIBIT FUNCTION	Adapt.2nd
INRUSH INHIBIT MODE	Per Phase
INRUSH INHIBIT LEVEL	15 %
PERCENT DIFFERENTIAL TARGET	Self - Reset
PERCENT DIFFERENTIAL EVENT	Enabled
INSTANTANEOUS DIFFERENTIAL	
INSTANTANEOUS DIFFERENTIAL FUNCTION	Enabled
INST DIFF PICK UP	4.27 pu
INSTANTANEOUS DIFFERENTIAL BLOCK	OFF
INSTANTANEOUS DIFFERENTIAL TARGET	Self - Reset
INSTANTANEOUS DIFFERENTIAL EVENT	Enabled

5.2 – Proteção de Transformadores : (UPD - 2) – Proteção Alternada.

Relé Diferencial de Transformadores – Tipo T60	
POWER SYSTEM	
Nominal Frequency	60 Hz
Phase Rotation	ABC
Frequency And Phase Reference	SRC1
Frequency Tracking Function	Enabled
TRANSFORMER	
Number Of Windings	3
Reference Winding Selection	A.Selection
Phase Compensation	Internal
Load Loss At Rated Load	100 kW
Rated Winding Temperature Rise	65 °
No Load Loss	10 kW
Type Of Cooling	OA
Top-oil Rise Over Ambient	65 °
Thermal Capacity	100 kwh/°C
Winding Thermal Time Constant	2.00 min
WINDINGS	
WINDING 1: Source	SRC1
WINDING 1: Rated MVA	150 MVA
WINDING 1: Nominal Phs-phs Voltage	230 kV
WINDING 1: Connection	wye
WINDING 1: Grounding	Whitin zone
WINDING 1: Angle Wrt Winding 1	0.0 °
WINDING 1: Resistance	10 Ω
WINDING 2: Source	SRC2
WINDING 2: Rated MVA	150 MVA
WINDING 2: Nominal Phs-phs Voltage	138 kV
WINDING 2: Connection	wye
WINDING 2: Grounding	Whitin zone
WINDING 2: Angle Wrt Winding 1	0.0 °
WINDING 2: Resistance	10 Ω
WINDING 3: Source	SRC3
WINDING 3: Rated MVA	7.5 MVA
WINDING 3: Nominal Phs-phs Voltage	13.8 kV
WINDING 3: Connection	Delta
WINDING 3: Grounding	Not Whitin zone
WINDING 3: Angle Wrt Winding 1	-30 °
WINDING 3: Resistance	10 Ω

CURRENT AC INPUTS	
CT F1: Phase CT Primary	1100 A
CT F1: Phase CT Secondary	5 A
CT F1: Ground CT Primary	1100 A
CT F1: Ground CT Secondary	5 A
CT F5: Phase CT Primary	800 A
CT F5: Phase CT Secondary	5 A
CT F5: Ground CT Primary	800 A
CT F5: Ground CT Secondary	5 A
CT M1: Phase CT Primary	1200 A
CT M1: Phase CT Secondary	5A
CT M1: Ground CT Primary	1200 A
CT M1: Ground CT Secondary	5 A
SIGNAL SOURCES	
SOURCE 1: Name	SRC1
SOURCE 1: Phase CT	F1
SOURCE 2: Name	SRC2
SOURCE 2: Phase CT	F5
SOURCE 3: Name	SRC3
SOURCE 3: Phase CT	M1
OVERCURRENT UNITS	
PHASE IOC 1 - 230 kV (W1)	
PHASE IOC1: Function	Enabled
PHASE IOC1: Source	SRC1
PHASE IOC1: Pickup	1.17 pu
PHASE IOC1: Delay	0.15 s
PHASE IOC1: Reset Delay	0.0 s
PHASE IOC1: Target	Latched
PHASE IOC1: Events	Enabled
PHASE TOC 1 - 230 kV (W1)	
PHASE TOC1: Function	Enabled
PHASE TOC1: Source	SRC1
PHASE TOC1: Input	Phasor
PHASE TOC1: Pickup	0.44 pu
PHASE TOC1: Curve	IEC Curve C
PHASE TOC1: TD Multiplier	1.05 s
PHASE TOC1: Reset	Instantaneous
PHASE TOC1: Target	Latched
PHASE TOC1: Events	Enabled

OVERCURRENT UNITS	
NEUTRAL IOC 1 - 230 kV (W1)	
NEUTRAL IOC1: Function	Enabled
NEUTRAL IOC1: Source	SRC1
NEUTRAL IOC1: Pickup	0.789 pu
NEUTRAL IOC1: Delay	0.08 s
NEUTRAL IOC1: Reset Delay	0.0 s
NEUTRAL IOC1: Target	Latched
NEUTRAL IOC1: Events	Enabled
NEUTRAL TOC 1 - 230 kV (W1)	
NEUTRAL TOC1: Function	Enabled
NEUTRAL TOC1: Source	SRC1
NEUTRAL TOC1: Input	Phasor
NEUTRAL TOC1: Pickup	0.44 pu
NEUTRAL TOC1: Curve	IEC Curve A
NEUTRAL TOC1: TD Multiplier	0.27 s
NEUTRAL TOC1: Reset	Instantaneous
NEUTRAL TOC1: Target	Latched
NEUTRAL TOC1: Events	Enabled
PHASE IOC 2 - 138 kV (W2)	
PHASE IOC2: Function	Enabled
PHASE IOC2: Source	SRC2
PHASE IOC2: Pickup	1.29 pu
PHASE IOC2: Delay	0.2 s
PHASE IOC2: Reset Delay	0.0 s
PHASE IOC2: Target	Latched
PHASE IOC2: Events	Enabled
PHASE TOC 2 - 138 kV (W2)	
PHASE TOC2: Function	Enabled
PHASE TOC2: Source	SRC2
PHASE TOC2: Input	Phasor
PHASE TOC2: Pickup	1.01 pu
PHASE TOC2: Curve	IEC Curve B
PHASE TOC2: TD Multiplier	0.85 s
PHASE TOC2: Reset	Instantaneous
PHASE TOC2: Target	Latched
PHASE TOC2: Events	Enabled

OVERCURRENT UNITS	
NEUTRAL IOC 2 - 138 kV (W2)	
NEUTRAL IOC2: Function	Enabled
NEUTRAL IOC2: Source	SRC2
NEUTRAL IOC2: Pickup	5.05 pu
NEUTRAL IOC2: Delay	0.08 s
NEUTRAL IOC2: Reset Delay	0.0 s
NEUTRAL IOC2: Target	Latched
NEUTRAL IOC2: Events	Enabled
NEUTRAL TOC 2 - 138 kV (W2)	
NEUTRAL TOC2: Function	Enabled
NEUTRAL TOC2: Source	SRC2
NEUTRAL TOC2: Input	Phasor
NEUTRAL TOC2: Pickup	0.156 pu
NEUTRAL TOC2: Curve	IEC Curve A
NEUTRAL TOC2: TD Multiplier	0.05 s
NEUTRAL TOC2: Reset	Instantaneous
NEUTRAL TOC2: Target	Latched
NEUTRAL TOC2: Events	Enabled
PHASE IOC 3 – 13.8 kV (W3)	
PHASE IOC3: Function	Enabled
PHASE IOC3: Source	SRC3
PHASE IOC3: Pickup	2.09 pu
PHASE IOC3: Delay	0.15 s
PHASE IOC3: Reset Delay	0.0 s
PHASE IOC3: Target	Latched
PHASE IOC3: Events	Enabled
PHASE TOC 3 – 13.8 kV (W3)	
PHASE TOC3: Function	Enabled
PHASE TOC3: Source	SRC3
PHASE TOC3: Input	Phasor
PHASE TOC3: Pickup	0.452 pu
PHASE TOC3: Curve	IEC Curve A
PHASE TOC3: TD Multiplier	0.38 s
PHASE TOC3: Reset	Instantaneous
PHASE TOC3: Target	Latched
PHASE TOC3: Events	Enabled

NEUTRAL TOC 4 – 51G (W4)	
NEUTRAL TOC4: Function	Enabled
NEUTRAL TOC4: Source	SRC4
NEUTRAL TOC4: Input	Phasor
NEUTRAL TOC4: Pickup	0.2 pu
NEUTRAL TOC4: Curve	IEC Curve A
NEUTRAL TOC4: TD Multiplier	0.46 s
NEUTRAL TOC4: Reset	Instantaneous
NEUTRAL TOC4: Target	Latched
NEUTRAL TOC4: Events	Enabled
PHASE IOC 4 – 230 kV (W1)	
PHASE IOC3: Function	Enabled
PHASE IOC3: Source	SRC1
PHASE IOC3: Pickup	0.444 pu
PHASE IOC3: Delay	20 s
PHASE IOC3: Reset Delay	0.0 s
PHASE IOC3: Target	Latched
PHASE IOC3: Events	Enabled
PHASE IOC 5 – 138 kV (W2)	
PHASE IOC3: Function	Enabled
PHASE IOC3: Source	SRC2
PHASE IOC3: Pickup	1.019 pu
PHASE IOC3: Delay	20 s
PHASE IOC3: Reset Delay	0.0 s
PHASE IOC3: Target	Latched
PHASE IOC3: Events	Enabled
RGF1	
RGF1: Function	Enabled
RGF1: Source	SRC4
RGF1: Pickup	0.0105 pu
RGF1: Slope	67 %
RGF1: Pickup Delay	0.0 s
RGF1: Reset Delay	Latched
RGF1: Block	OFF
RGF1: Target	Latched
RGF1: Events	Enabled

5.3 - Unidade Diferencial de Barras de 230 kV

Posição	Terminal	Disjuntor
1	Cascavel Oeste	652 - 1
2	TFA	652 -3
3	Disjuntor Amarre	652-2
4	TFB	652-4
5 a 14	Vagos	

Tipo - CORRENTE	Ajustes
Seletor de Posições	
Número de posição	2
Habilitação	SIM
Disjuntor	652- 4
Linha	TFB
Tempo Máximo da Seccionadora	60 s
Tempo 52	0.2 s

Outros Ajustes		
Lógica de Zonas de Proteção Dinâmica	Permissão	Sim
	TC	Entre 89-LIN e Linha
	Permissão de supervisão do 89-TR	Sim
Conexão de Posição	Nº. da Barra	0
Inverter Polaridade	Permissão	Não
Lógica de Transferência	Situação do TC respeito ao 89-TR	TC Lado Linha

Ajustes Falha de Disjuntor		
Permissão	Permissão	Sim
Reposições	Monofásica	0.50 (A)
	Trifásica	2.31 (A)
Temporizadores de falha	Monofásica	0.25(s)
	Trifásica	0.25(s)
	Trifásica sem carga	0.25(s)
Ajustes da função de re-disparo	Tipo redisparo	Sim
	Temporização	0.10(s)
Supervisão 50 do disparo por FD	Permissão	Não
	Partida	Não
Supervisão 50 do disparo por 87	Permissão	Sim
	Partida	0.30 A
Uso de teledisparo extremidade remota	Permissão	Sim

5.4 - Unidade Diferencial de Barras de 138 kV

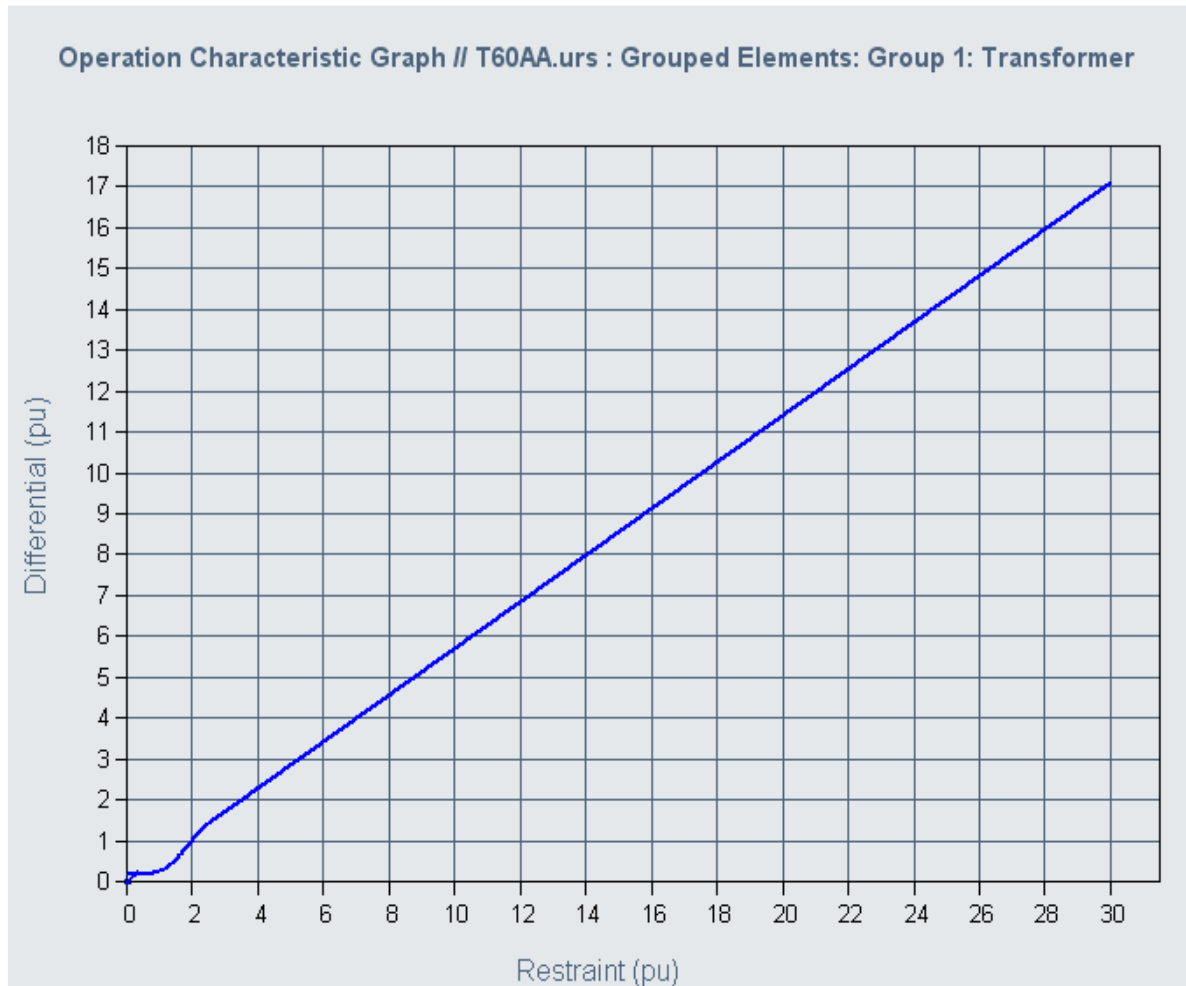
Posição	Terminal	Disjuntor
1	Disjuntor Amarre	652 - 1
2	TFA	652 -2
3	Medianeira 1	652-3
4	Medianeira 2	652-4
5	Foz do Iguaçu	652-5
6	Vila Yolanda	652-6
7	TFB	552-3

Tipo - CORRENTE	Ajustes
Seletor de Posições	
Número de posição	2
Habilitação	SIM
Disjuntor	552 -3
Linha	TFB
Tempo Máximo da Seccionadora	60 s
Tempo 52	0.2 s

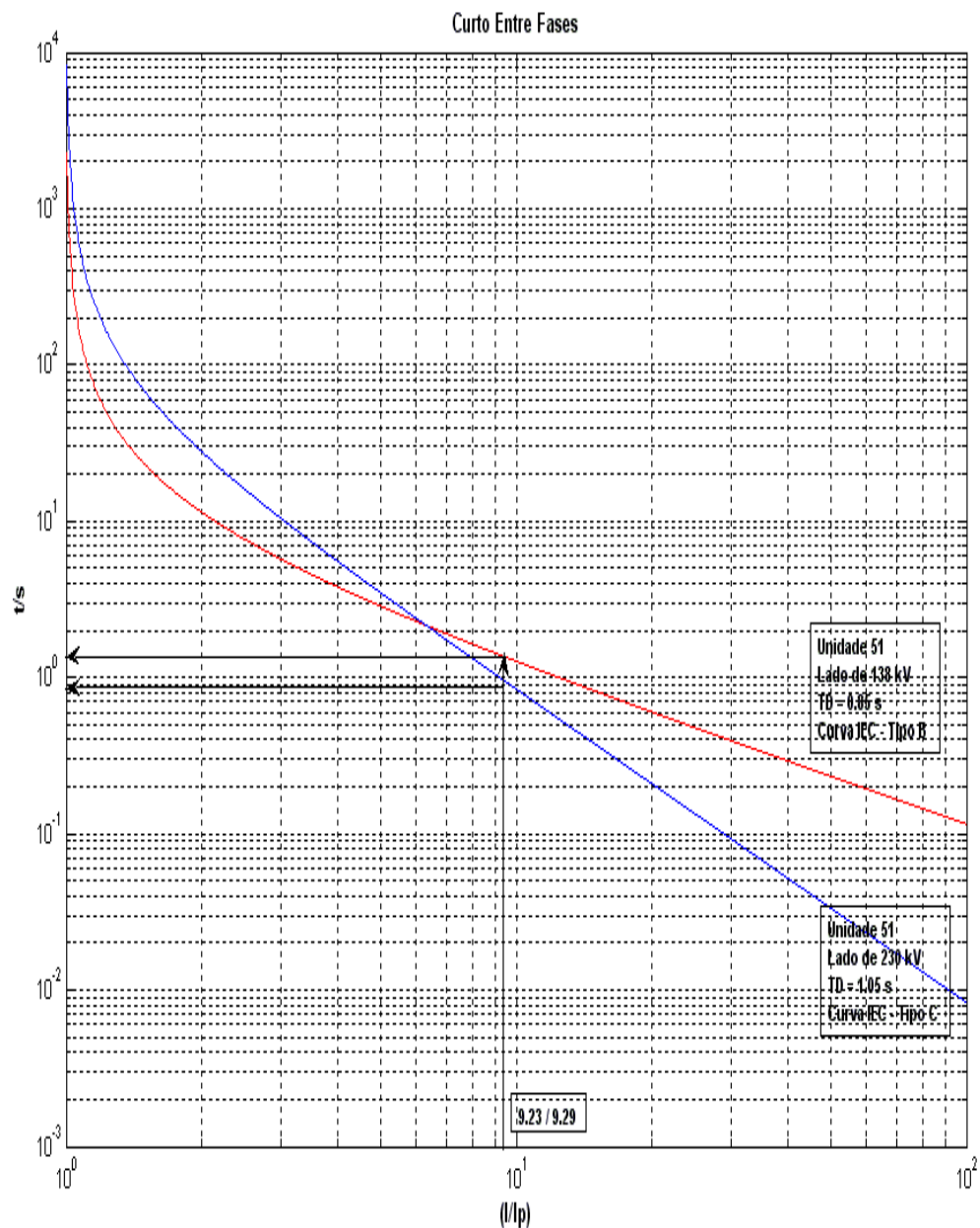
Ajustes Falha de Disjuntor		
Permissão	Permissão	Sim
Reposições	Monofásica	0.50 (A)
	Trifásica	2.62 (A)
Temporizadores de falha	Monofásica	0.25(s)
	Trifásica	0.25(s)
	Trifásica sem carga	0.25(s)
Ajustes da função de re-disparo	Tipo redisparo	Sim
	Temporização	0.10(s)
Supervisão 50 do disparo por FD	Permissão	Não

	Partida	Não
Supervisão 50 do disparo por 87	Permissão	Sim
	Partida	0.25 A
Uso de teledisparo extremidade remota	Permissão	Sim

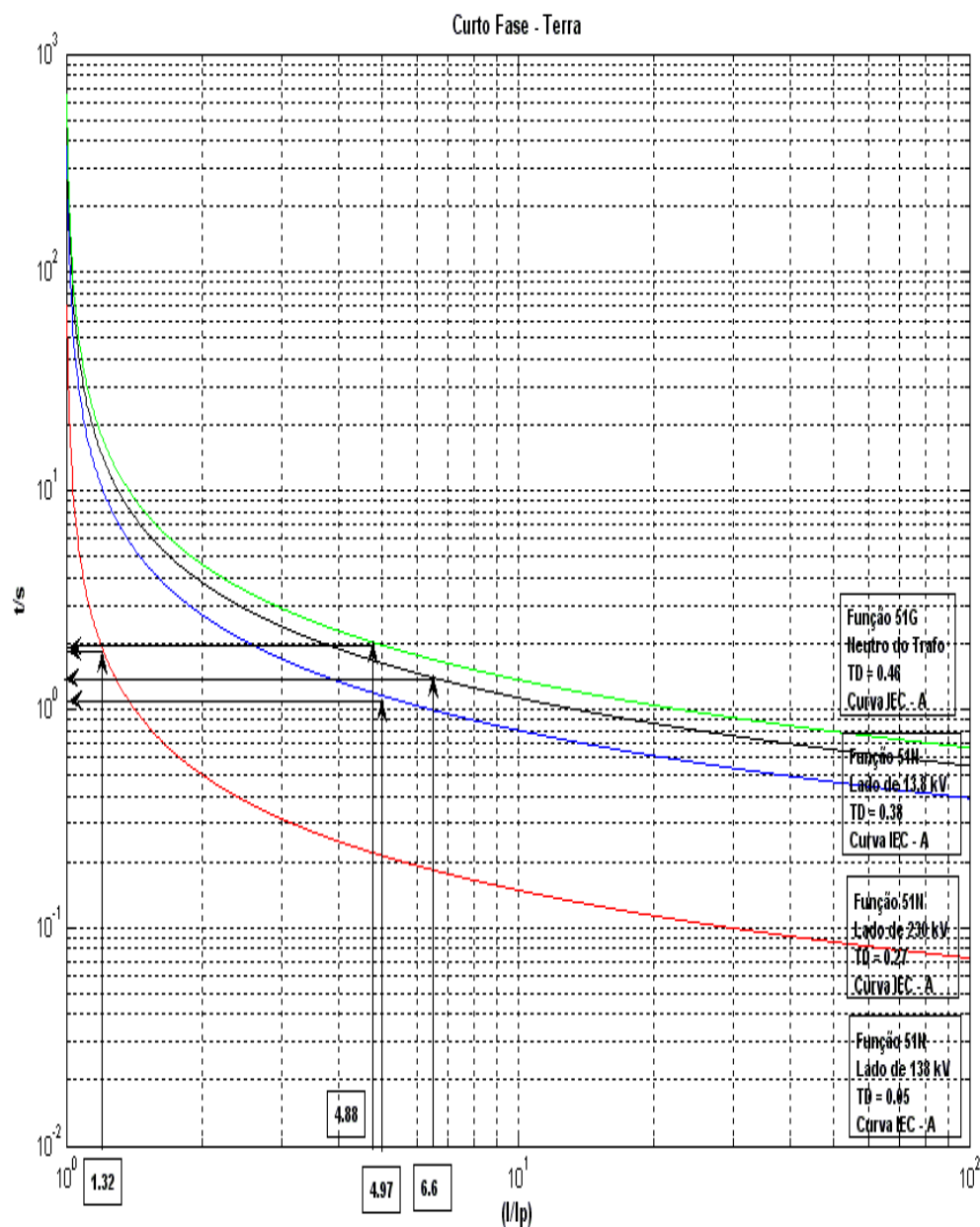
6 - Gráficos e Figuras.



Curva do Ajuste da Função Diferencial - 87 T



Curvas dos Ajustes das funções 51 dos Setores de 230 e 138 kV



Curvas dos Ajustes das funções 51N e 51G dos Setores de 230,138 e 13.8 kV

7 – Comentários e Conclusões.

7.1 - Visando uma padronização com o Transformador TFA já em operação esse estudo sugere e indica que os demais ajustes usados para o mesmo sejam mantidos tais como :

→ Posição e Indicação dos LEDS nos relés T- 60.

→ Partida dos oscilógrafos usando as mesmas funções do projeto do Transformador TFA.

7.2 – As demais funções não indicadas no estudo deverão ser consideradas desabilitadas ou fora de operação.