

8 - RESULTADOS DO ESTUDO DE SELETIVIDADE

8.1 - Introdução.

O presente trabalho tem por objetivo apresentar os ajustes para as proteções da planta da UTE Iguatemi / Infinity em 138 kV, tomando como referência o desenho “*Diagrama Unifilar – SINNER de n. 00671-001_r3*”, o documento “*Editais de Concorrência Infinity Bios-Energy de 31/08/2007*” e o documento “*Relatório Técnico Energias do Brasil código 00.00.00.006 de 09/05/2008*” que servem de referência para a conexão de autoprodutores em sua rede. O escopo de estudo visa apresentar os ajustes da proteção da interligação feita pelo Relé de distância de linhas do tipo D30 para enxergar todos os tipos de defeitos no sistema de 138 kV, do relé B30 para a proteção de barras de entrada em 138 kV, do relé de proteção da conexão Concessionária – Usina do tipo F650 no setor de 13.8 kV e da proteção de transformadores de 138/13.8 kV feita pelo relé do tipo T35 sendo todos de fabricação da GEMULTILIN. Para tal o presente relatório está dividido nas seguintes partes descritas a seguir :

8.1 - Introdução.

8.2 - Proteção da Linha de Transmissão de 138 kV.

8.3 – Proteção da Barra de Entrada de 138 kV.

8.4- Proteção do Paralelo Concessionária – Indústria.

8.5 – Proteção dos Transformadores de 138/13.8 kV

8.6 - Gráficos e Figuras.

8.7 - Tabelas de Ajustes.

8.8 - Comentários Finais.

Para tal será considerado um grupo de ajustes a ser analisado que é :

Grupo 1(Ano de 2011) : *Operação de 02 geradores (43,75 MVA) em paralelo com a concessionária com alimentação de duas linhas de 138 kV em operação normal. A demanda contratada aqui a ser considerada será de 41 MW para o ano de 2011.*

Grupo 2(Ano de 2012) : *Operação de 03 geradores (02 x 43,75 MVA) e (01 x 18,75 MVA) em paralelo com a concessionária com alimentação de duas linhas de 138 kV em operação normal. A demanda contratada aqui a ser considerada será de 57 MW no total para o ano de 2012.*

8.2 – Proteção da Linha de Transmissão de 138 kV :

8.2.1 – Unidades de Distância :

●● Linha(11-31) :

Para essa função vai-se adotar as seguintes informações a seguir :

Adotam-se para este item as seguintes relações de TC's e TP's listadas abaixo :

RTC = 800/5 A = 160/1.

RTP = 138000/ 115 V = 1200/1.

Para essa função de distância o relé D-30 possui até três unidades de medida, e para tal escolhe-se para os defeitos entre fases a unidade de medição com a característica **MHO**. Vão ser usados nesse caso 02 zonas no sentido direto e uma zona reversa para servir de back-up olhando para dentro da usina enxergando inclusive o gerador e a barra de 13.8 kV.

Logo :

8.2.2.1.1 - Defeito entre Fases :

Primeira Zona : (Z1P):

Ajuste da Zona 1 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$11 \rightarrow 31 = (4.36 + j.11.4)(\Omega)$$

$$\text{Total : } 12.20(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow \mathbf{1.627\Omega}$$

Vai-se ajustar a Zona 1 para 90 % da linha em questão.

$$\text{Ajuste da Zona 1 : } Z1P = 1.627 \times 0.9 \rightarrow \mathbf{1.46 \Omega}$$

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

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 11.4 / 4.36 = \mathbf{69.07 \text{ graus.}}$$

Para essa condição não haverá temporização devendo essa zona atuar em esquema de DTT(Direct Transfer-Trip) de forma direta também no disjuntor remoto da linha.

Segunda Zona : (Z2P)

Ajuste da Zona 2 : Z2P :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$11 \rightarrow 31 = (4.36 + j.11.4)(\Omega)$$

$$31 \rightarrow 8542 = (2.64 + j.6.95)(\Omega)$$

$$\text{Total : } 14.63(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow \mathbf{2.61\Omega}$$

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

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 18.35/7 = \mathbf{69.11 \text{ graus.}}$$

Para essa zona de sobrealcance adota-se uma temporização de **280 ms.**

Terceira Zona :(Z3R)

Ajusta-se a Zona 3 de forma reversa para enxergar internamente defeitos entre fases na outra linha de 138 kV.

Logo :

Ajuste de Z3R :

Impedâncias :

$$\text{Linha (11} \rightarrow \text{8618)} = (4.36 + j.11,4)(\Omega)$$

$$\text{Total : } 12.2(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow 1.62 \Omega$$

$$\text{Ajuste : } 50 \% \text{ do valor acima : } \mathbf{0.813 \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da de 69,2 graus.

A respectiva temporização será de **550 ms.** (Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos entre fases internos na planta).

8.2.1.1.2 - Defeitos entre Fase e Terra :

Para essa função de Proteção o relé D-30 possui até três unidades de medida de distância, mas devido ao esquema de ligação dos transformadores do tipo Dyn1 não haverá contribuição da Usina para defeitos à terra no circuito de 138 kV da Concessionária. Para manter-se a sensibilidade e garantir a abertura para esses defeitos também adotam-se aqui duas unidades quadrilaterais enxergando defeitos a frente e uma unidade quadrilateral para defeitos reversos tendo as unidades direcionais de seqüência negativa (67_2) como complemento para enxergar esse tipo de defeito. O critério aqui será o de enxergar a menor contribuição de seqüência negativa para a topologia apresentada no estudo de curto-circuito.

Primeira Zona : (Z1FT) : (Caracteristica Quadrilateral).

Ajuste da Zona 1 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$11 \rightarrow 31 = (4.36 + j.11.4)(\Omega)$$

Nota 1 : Admite-se aqui uma resistência de falta R_f de até 30 Ω para um defeito típico de alta impedância nas linhas de 138 kV.

Logo :

Impedância Total da Linha :

$$31 \rightarrow 11 = ((4.36 + 30) + j.11.4)(\Omega)$$

$$\text{Reach} \rightarrow \text{Total} : 12.20(\Omega) \times 160/1200 \times 0,9 \rightarrow \mathbf{1.46 \Omega}$$

RCA - $\text{Arc}(\text{tg}) = 11.4 / 4.36 = \mathbf{69.07 \text{ graus.}}$

Gnd Dist Z1 pol current : Vamos usar aqui a menor corrente de sequencia negativa para um defeito fase-terra no sistema de 138 kV modelado no estudo de curto circuito. A parcela de I₂ para um defeito na barra 8542 é de 467 A. Adota-se 10 % desse valor para se garantir uma polarização adequada.

Logo : $(0,1 \times 467) / 800 = \mathbf{0.058 \text{ pu}}$

Gnd Dist Z1 Quad Rgt Bld : Para esse ajuste adiciona-se ao valor resistivo da linha o valor de 30 Ω para cobrir os defeitos resistivos.

Logo : $((4,36 \times 0,9) + 30) \times 160 / 1200 = \mathbf{4,52 \Omega}$

Segunda Zona : (Z2FT) (Característica Quadrilateral)

Ajuste da Zona 2 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$11 \rightarrow 31 = (4.36 + j.11.4)(\Omega)$$

$$11 \rightarrow 8542 = (2.64 + j.6.95)(\Omega) .$$

$$\text{Total : } 19.63(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow \mathbf{2.61\Omega}$$

Nota 2 : Admite-se aqui uma resistência de falta R_f de até 30 Ω para um defeito típico de alta impedância nas linhas de 138 kV.

Logo :

Impedância Total da Linha :

$$\text{Reach} \rightarrow \text{Total : } 4: 19.63(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow \mathbf{2.61\Omega}$$

RCA - $\text{Arc}(\text{tg}) = 19.35 / 7 = \mathbf{69.11 \text{ graus.}}$

Gnd Dist Z2 pol current : Vamos usar aqui a menor corrente de sequencia negativa para um defeito fase-terra no sistema de 138 kV modelado no estudo de curto circuito. A parcela de I₂ para um defeito na barra 8542 é de 467 A. Adota-se 10 % desse valor para se garantir uma polarização adequada.

$$\text{Logo : } (0,1 \times 467) / 800 = \mathbf{0.058 \text{ pu}}$$

Gnd Dist Z2 Quad Rgt Bld : Para esse ajuste adiciona-se ao valor resistivo da linha o valor de 30 Ω para cobrir os defeitos resistivos.

$$\text{Logo : } ((7) + 30) \times 160 / 1200 = \mathbf{4.93 \Omega}$$

Terceira Zona :(Z3RFT)

A zona 3 será reversa como objetivo de servir de backup para a proteção da mesma.

Ajuste da Zona 3 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$11 \rightarrow 8618 = (4.36 + j.11.4)(\Omega)$$

$$\text{Total : } 12.2(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow 1.62 \Omega$$

Nota 3 : Admite-se aqui uma resistência de falta R_f de até 30 Ω para um defeito típico de alta impedância nas linhas de 138 kV.

Logo :

Impedância Total da Linha :

$$\text{Reach} \rightarrow \text{Total : } 1.62 \Omega$$

$$\text{Ajuste : } 50 \% \text{ do valor acima : } \mathbf{0.81 \Omega}$$

$$\text{RCA - Arc}(\text{tg}) = 11.4 / 4.36 = \mathbf{69.07 \text{ graus.}}$$

Gnd Dist Z3 pol current : Vamos usar aqui a menor corrente de sequencia negativa para um defeito fase-terra no sistema de 138 kV modelado no estudo de curto circuito. A parcela de I₂ para um defeito na barra 8618 é de 289 A. Adota-se 10 % desse valor para se garantir uma polarização adequada.

$$\text{Logo : } (0,1 \times 289) / 800 = \mathbf{0.036 \text{ pu}}$$

Gnd Dist Z3 Quad Rgt Bld : Para esse ajuste adiciona-se ao valor resistivo da linha o valor de 30 Ω para cobrir os defeitos resistivos.

$$\text{Logo : } ((0.28) + 30) \times 160 / 1200 = \mathbf{4.03 \Omega}$$

Para complementar as funções quadrilaterais acima vamos ajustar as funções de sobrecorrente direcional de sequencia negativa :

As unidades acima deverão possuir os seguintes ajustes :

Unidades Direcionais Forward :

→ (Enxergar até um defeito 1F até a barra 8542).

Unidade **Negative Seq Dir OC 1** :

$$\text{Defeito 1F(I}_2\text{)} = 467 \text{ A}$$

$$\text{Pick – Up : } 467 / 800 \rightarrow \mathbf{0.583}$$

$$\text{Timer da função(67}_2\text{)} \rightarrow \mathbf{350 \text{ ms.}}$$

→ (Enxergar até um defeito 1F até a barra 32).

Unidade **Negative Seq Dir OC 2** :

$$\text{Defeito 1F(I}_2\text{)} = 417 \text{ A}$$

$$\text{Pick – Up : } 417 / 800 \rightarrow \mathbf{0.521}$$

$$\text{Timer da função(67}_2\text{)} \rightarrow \mathbf{500 \text{ ms.}}$$

Unidades Direcionais Backward :

→ (Enxergar até um defeito 1F até a barra 8618).

Unidade **Negative Seq Dir OC 1** :

Defeito 1F(I_2) = 289 A

Pick – Up : 289 / 800 → **0.361**

Timer da função(67_2) → **450 ms.**

●● Linha(11 – 8618) :

Para essa função vai-se adotar as seguintes informações a seguir :

Adotam-se para este item as seguintes relações de TC's e TP's listadas abaixo :

RTC = 800/5 A = 160/1.

RTP = 138000/ 115 V = 1200/1.

Para essa função de distância o relé D-30 possui até três unidades de medida, e para tal escolhe-se para os defeitos entre fases a unidade de medição com a característica **MHO**. Vão ser usados nesse caso 02 zonas no sentido direto e uma zona reversa para servir de back-up olhando para dentro da usina enxergando inclusive o gerador e a barra de 13.8 kV.

Logo :

8.2.2.1.2 - Defeito entre Fases :

Primeira Zona : (Z1P):

Ajuste da Zona 1 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$11 \rightarrow 31 = (4.36 + j.11.4)(\Omega)$$

$$\text{Total : } 12.20(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow \mathbf{1.627\Omega}$$

Vai-se ajustar a Zona 1 para 90 % da linha em questão.

$$\text{Ajuste da Zona 1 : } Z1P = 1.627 \times 0.9 \rightarrow \mathbf{1.46 \Omega}$$

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

$$\text{Arc(tg)} = 11.4 / 4.36 = \mathbf{69.07 \text{ graus.}}$$

Para essa condição não haverá temporização devendo essa zona atuar em esquema de DTT(Direct Transfer-Trip) de forma direta também no disjuntor remoto da linha.

Segunda Zona : (Z2P)

Ajuste da Zona 2 :

$$\text{Trecho (11 - 8618) } \times 2 : \mathbf{3.254 \Omega}$$

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

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 11.4 / 4.36 = \mathbf{69.2 \text{ graus.}}$$

Para essa zona de sobrealcance adota-se uma temporização de **280 ms.**

Terceira Zona :(Z3R)

Ajusta-se a Zona 3 de forma reversa para enxergar internamente defeitos entre fases na outra linha de 138 kV.

Logo :

Ajuste de Z3R :

Impedâncias :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$31 \rightarrow 11 = (4.36 + j.11.4)(\Omega)$$

$$\text{Total : } 12.20(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow \mathbf{1.627\Omega}$$

$$\text{Ajuste : } 50 \% \text{ do valor acima : } \mathbf{0,813 \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da de 69,2 graus.

A respectiva temporização será de **550 ms.** (Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos entre fases internos na planta).

8.2.1.1.2 - Defeitos entre Fase e Terra :

Para essa função de Proteção o relé D-30 possui até três unidades de medida de distância, mas devido ao esquema de ligação dos transformadores do tipo Dyn1 não haverá contribuição da Usina para defeitos à terra no circuito de 138 kV da Concessionária. Para manter-se a sensibilidade e garantir a abertura para esses defeitos também adotam-se aqui duas unidades quadrilaterais enxergando defeitos a frente e uma unidade quadrilateral para defeitos reversos tendo as unidades direcionais de seqüência negativa (67_2) como complemento para enxergar esse tipo de defeito. O critério aqui será o de enxergar a menor contribuição de seqüência negativa para a topologia apresentada no estudo de curto-circuito.

Primeira Zona : (Z1FT) : (Característica Quadrilateral).

Ajuste da Zona 1 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$11 \rightarrow 8618 = (4.36 + j11.4)(\Omega)$$

Nota 4: Admite-se aqui uma resistência de falta R_f de até 30Ω para um defeito típico de alta impedância nas linhas de 138 kV.

Logo :

Impedância Total da Linha :

$$11 \rightarrow 8618 = (4.36 + j11.4)(\Omega)$$

$$\text{Reach} \rightarrow \text{Total} : 1.627(\Omega) \times 160/1200 \times 0,9 \rightarrow \mathbf{1.46 \Omega}$$

$$\text{RCA} - \text{Arc}(\text{tg}) = 11.4 / 4.36 = \mathbf{69.2 \text{ graus.}}$$

Gnd Dist Z1 pol current : Vamos usar aqui a menor corrente de sequencia negativa para um defeito fase-terra no sistema de 138 kV modelado no estudo de curto circuito. A parcela de I_2 para um defeito na barra 8618 é de 289 A. Adota-se 10 % desse valor para se garantir uma polarização adequada.

$$\text{Logo} : (0,1 \times 289) / 800 = \mathbf{0.036 \text{ pu}}$$

Gnd Dist Z1 Quad Rgt Bld : Para esse ajuste adiciona-se ao valor resistivo da linha o valor de 30Ω para cobrir os defeitos resistivos.

$$\text{Logo} : ((4.36 \times 0,9) + 30) \times 160 / 1200 = \mathbf{4.52 \Omega}$$

Segunda Zona : (Z2FT) (Característica Quadrilateral)

Ajuste da Zona 2 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

Adota-se o valor de 2 vezes o ajuste de Z1FT.

Nota 5 : Admite-se aqui uma resistência de falta R_f de até 30Ω para um defeito típico de alta impedância nas linhas de 138 kV.

Logo :

Impedância Total da Linha :

$$\text{Reach} \rightarrow 12.2 \times 2 \times 160/1200 \rightarrow \mathbf{3.25 \Omega}$$

$$\text{RCA} - \text{Arc}(\text{tg}) = 11.4 / 4.36 = \mathbf{69.2 \text{ graus.}}$$

Gnd Dist Z2 pol current : Vamos usar aqui a menor corrente de sequencia negativa para um defeito fase-terra no sistema de 138 kV modelado no estudo de curto circuito. A parcela de I_2 para um defeito na barra 8618 é de 289 A. Adota-se 10 % desse valor para se garantir uma polarização adequada.

$$\text{Logo : } (0,1 \times 289) / 800 = \mathbf{0.036 \text{ pu}}$$

Gnd Dist Z2 Quad Rgt Bld : Para esse ajuste adiciona-se ao valor resistivo da linha o valor de 30 Ω para cobrir os defeitos resistivos.

$$\text{Logo : } ((5,28) + 30) \times 160 / 1200 = \mathbf{4.704 \Omega}$$

Terceira Zona :(Z3RFT)

A zona 3 será reversa como objetivo de servir de backup para a proteção da mesma.

Ajuste da Zona 3 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$31 \rightarrow 11 = (4.36 + j.11.4)(\Omega)$$

$$\text{Total : } 12.20(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow \mathbf{1.627\Omega}$$

Nota 6 : Admite-se aqui uma resistência de falta R_f de até 30 Ω para um defeito típico de alta impedância nas linhas de 138 kV.

Logo :

Impedância Total da Linha :

$$\text{Reach} \rightarrow \text{Total : } 1.627 \Omega$$

$$\text{Ajuste : } 50 \% \text{ do valor acima : } \mathbf{0,813 \Omega}$$

$$\text{RCA - Arc(tg)} = 11,4/ 4,36 = \mathbf{69.07 \text{ graus.}}$$

Gnd Dist Z3 pol current : Vamos usar aqui a menor corrente de sequencia negativa para um defeito fase-terra no sistema de 138 kV modelado no estudo de curto circuito. A parcela de I₂ para um defeito na barra 8542 é de 403 A. Adota-se 10 % desse valor para se garantir uma polarização adequada.

$$\text{Logo : } (0,1 \times 403) / 800 = \mathbf{0.05 \text{ pu}}$$

Gnd Dist Z3 Quad Rgt Bld : Para esse ajuste adiciona-se ao valor resistivo da linha o valor de 30 Ω para cobrir os defeitos resistivos.

$$\text{Logo : } ((2,18) + 30) \times 160 / 1200 = \mathbf{4.29 \Omega}$$

Para complementar as funções quadrilaterais acima vamos ajustar as funções de sobrecorrente direcional de sequencia negativa :

As unidades acima deverão possuir os seguintes ajustes :

Unidades Direcionais Forward :

→ (Enxergar até um defeito 1F até a barra 8618).

Unidade IOC1 :

$$\text{Defeito 1F(I}_2\text{)} = 631 \text{ A}$$

$$\text{Pick – Up : } 631 / 800 \rightarrow \mathbf{0.788 \text{ pu}}$$

$$\text{Timer da função(67}_2\text{)} \rightarrow \mathbf{350 \text{ ms.}}$$

→ (Enxergar até um defeito 1F até a barra 12).

Nota 7: Como não temos a barra posterior a 8618 adota-se um valor de 40 % do valor obtido acima.

Unidade IOC2 :

Defeito 1F(I_2) = 252.4 A

Pick – Up : 252.4 / 800 → **0.315 pu**

Timer da função(67_2) → **500 ms.**

●● **Proteções Complementares :**

Função ANSI 27 : Essa função será ajustada em forma de retaguarda das demais funções de proteção e auxiliar nos esquemas de teleproteção e de lógica de Weak Infeed se for necessária. Para defeitos no setor de 138 kV modelados no estudo de curto-circuito o maior valor dá para um defeito 1F na barra 8618 e o menor valor para um defeito na barra 8542..

$V_{def}(8618) = 58,13 \text{ kV}.$

$Ajuste(UV1) = 58,13 \text{ kV} / 79,67 \rightarrow \mathbf{0,729 \text{ pu}}$

Timer da função(UV1) $\rightarrow \mathbf{750 \text{ ms}}.$

$V_{def}(8542) = 19,82 \text{ kV}.$

$Ajuste(UV2) = 19,82 \text{ kV} / 79,67 \rightarrow \mathbf{0,248 \text{ pu}}$

Timer da função(UV2) $\rightarrow \mathbf{550 \text{ ms}}.$

Função ANSI 59_2 : Essa função será ajustada em forma de retaguarda das demais funções de proteção para enxergar qualquer defeito assimétrico tanto no sistema de 138 como de 13.8 kV.

Defeito na Barra 8542 :

$V_{def}(8542) = 19,71 \text{ kV}.$

$Ajuste(Neg.Seq OV1) = 19,71 \text{ kV} / 79,67 \rightarrow \mathbf{0,247 \text{ pu}}$

Timer da função(Neg.Seq OV1) $\rightarrow \mathbf{1 \text{ s}}.$

Defeito na barra 8618 :

$V_{def}(8618) = 7,76 \text{ kV}.$

$Ajuste(Neg.Seq OV2) = 7,76 \text{ kV} / 79,67 \rightarrow \mathbf{0,097 \text{ pu}}$

Timer da função(Neg.Seq OV2) $\rightarrow \mathbf{1,4 \text{ s}}.$

Defeito na barra 12 :

$V_{def}(12) = 6,31 \text{ kV}$.

Ajuste(Neg.Seq OV3) = $6,31 \text{ kV} / 79,67 \rightarrow 0,079 \text{ pu}$

Timer da função(Neg.Seq OV3) $\rightarrow 1,8 \text{ s}$.

8.3 – Proteção da Barra de Entrada em 138 kV :

Será utilizada aqui a proteção do tipo B-30 diferencial de barras. Considera-se aqui também que as relações dos t_c 's dos três vãos de 138 kV será de 800/5A .

Pick –UP : Para esse ajuste adota-se como referência a menor corrente de carga da barra de 138 kV quando da alimentação de somente um transformador de 46,875 MVA da Usina na condição de alimentação somente pela concessionária. Em seguida toma-se 10 % a mais dessa corrente como a partida da proteção diferencial.

Logo :

$$I_p = \frac{46,875 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 138 \text{ kV}} \times 1.1 = 215,72 \text{ A}$$

Valor de Ajuste : $215,72 / 800 \rightarrow 0,269 \text{ pu}$

Low Slope : Para esse ajuste adota-se o valor de 20 % para se manter uma boa sensibilidade para baixas correntes de defeito internas.

High Slope : Para esse ajuste adota-se o valor de 50 % para se manter uma boa sensibilidade para altas correntes de defeito internas.

Low BPNT : Para esse ajuste adotam-se valores de corrente de até 10 % acima da maior corrente de carga da usina que ocorre quando da operação dos dois transformadores de 138/13.8 kV. Logo o ajuste será de **0,539 pu**.

High BPNT : Adota-se como ajuste aqui o valor de corrente na barra para defeitos 1F na condição de alimentação somente pela concessionária. Do estudo de curto circuito tem-se :

Icc(1F) total na barra → 4038 A.

Ajuste : $4038 / 800 \rightarrow 5,04 \text{ pu}$

High – SET : Para esse ajuste adota-se o valor total de corrente na barra para a condição de defeitos 3F com a operação das três máquinas em 2012.

Icc(3F) total na barra → 5175 A.

Ajuste : $5175 / 800 \rightarrow 6,46 \text{ pu}$

Para a proteção da barra interna de 138 kV ajustam-se as unidades 50 e 50N para defeitos na mesma, devendo essas saídas atuarem somente no disjuntor 3Q1. Em complemento a essa função as unidades 50 e 50 N da proteção de transformadores deverá enxergar a contribuição da usina para esses defeitos retirando os transformadores do circuito. Toma-se como referência aqui a condição da usina sendo alimentada somente pela concessionária.

Logo :

Icc(2F) total na barra → 3779 A.

Ajuste(Unidade 50P) : $3779 / 800 \rightarrow 4,72 \text{ pu}$

Timer(Unidade 50P) : **40 ms.**

Icc(1F) total na barra → 4038 A.

Ajuste(Unidade 50N) : $4038 / 800 \rightarrow 5,047 \text{ pu}$

Timer(Unidade 50N) : **50 ms.**

8.4 - Proteção do Paralelo Concessionária – Indústria.

8.4.1 - Ano de 2011 :

Avalia-se aqui o uso da função de sobretensão e sobrefrequência do relé F - 650 localizado no cubículo de 13.8 KV da entrada da barra B para abrir o paralelo entre os sistemas em caso de perda parcial ou total de alimentação de/para a concessionária.

Nota 9 : *Serão ajustados nesse relé somente as funções de proteção da conexão devendo as demais funções serem complementadas quando do estudo de curto-circuito da parte interna da Usina.*

Vai-ser adotar aqui os seguintes valores para o cálculo :

Fator de Potência da Planta antes da perda = 0.8

Fator de Potência da Planta depois da perda = 0.8

X'd(Gerador TG01 // TG02) = 0,125 pu.

H – Constante de Inércia Total(TG01 + TG02)(s) = 6,82 s

Admite-se que a usina em regime nominal de operação alimenta sua carga interna e exporta seu excedente de 41 MW em 2011. No caso de perda parcial ou total em 2011 considera-se portanto um degrau de energia de 41/56 ou de 73%.

Com os dados acima simula-se em software proprietário as condições operativas acima obtendo-se o gráfico da figura 1 e 2 a seguir. Nesse caso vamos ajustar somente a unidade sobretensão 59 para detectar essa condição operativa e função 81 de frequência por taxa de variação($\phi f/\phi t$), devendo esses ajustes serem feitos na proteção do cubículo de entrada da Barra B em 13.8 KV(Relé F650 de fabricação GE). Os respectivos ajustes estão apresentados nas tabelas do item 8.6.

8.4.2 - Ano de 2012 :

Avalia-se aqui o uso da função de sobretensão e sobrefrequência do relé F - 650 localizado no cubículo de 13.8 KV da entrada da barra B para abrir o paralelo entre os sistemas em caso de perda parcial ou total de alimentação de/para a concessionária.

Nota 10 : *Serão ajustados nesse relé somente as funções de proteção da conexão devendo as demais funções serem complementadas quando do estudo de curto-circuito da parte interna da Usina.*

Vai-ser adotar aqui os seguintes valores para o cálculo :

Fator de Potência da Planta antes da perda = 0.8

Fator de Potência da Planta depois da perda = 0.8

X'd(Gerador TG01 // TG02//TG03) = 0,105 pu.

H – Constante de Inércia Total(TG01 + TG02 + TG03)(s) = 11,36 s

Admite-se que a usina em regime nominal de operação alimenta sua carga interna e exporta seu excedente de 57 MW em 2012. No caso de perda parcial ou total em 2012 considera-se portanto um degrau de energia de 57/79 ou de 72 %.

Com os dados acima simula-se em software proprietário as condições operativas acima obtendo-se o gráfico da figura 3 e 4 a seguir. Nesse caso vamos ajustar somente a unidade sobretensão 59 para detectar essa condição operativa e função 81 de frequência por taxa de variação($\phi f/\phi t$), devendo esses ajustes serem feitos na proteção do cubículo de entrada da Barra B em 13.8 KV(Relé F650 de fabricação GE). Os respectivos ajustes estão apresentados nas tabelas do item 8.6.

8.5 – Proteção dos Transformadores de 138/ 13.8 kV :

Nota 11 : *Considera-se aqui também que as relações dos tc's será de 400/5A no lado de alta tensão e de 1500/5A para o lado de baixa tensão pois no desenho tomado como referência para o estudo não estão indicadas essas relações. Adotou-se aqui valores utilizados em projetos anteriores.*

As funções a serem ajustadas serão :

- 87 T – Enxergar defeitos 3F e 1F internos ao transformador.
- 50/87 T - Enxergar defeitos sem restrição na barra de 138 kV ou de 13.8 kV.
- 51P2/51NP2- Enxergar defeitos entre fases e a terra na barra B de entrada de 13.8 kV.
(Conexão no TC de 1500/5A do lado de 13.8 kV).

Para os cálculos abaixo usam-se as seguintes relações de Tc's e demais dados :

RTC(Lado de 138 kV) = 400 / 5A - Classe 10B200.

RTC(Lado de 13.8 kV) = 1500/ 5A - Classe 10B100.

RTC(Lado de 13.8 kV – Neutro do Estrela) = 400/ 5A - Classe 10B50.

Rtc(Resistência Secundária típica dos Tc's) = 0.61 Ω.

Bitola dos cabos secundários (Estimam-se aqui cabos de 4mm²) = 4.61Ω / km.

Distância estimada entre os painéis e os Tc's = 100m (Ida e Volta).

Nota : Os dados dos Tc's foram tirados da norma IEEE.std C37.110 - 1998

Para o relé T35 é usado como base para o cálculo do ajuste da função 87 o valor do maior primário dos TC's envolvidos no cálculo da função, como temos no lado de 138KV um TC de 400/5 e no lado de 13.8KV um TC de 1500/5 devemos usar como base para o cálculo o valor de 1500 A.

Minimum Pick –UP : Para esse ajuste adota-se como referência 5 % acima da máxima corrente de carga do transformador para se iniciar a verificação de corrente de defeito.

Logo :

$$I_p = \frac{46,875 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 138 \text{ kV}} \times 1,05 = 205,91 \text{ A}$$

Valor de Ajuste : $205,91 / 1500 \rightarrow \mathbf{0,137 \text{ pu}}$

Slope 1 : Escolhe-se aqui o valor de 10 % para se manter a sensibilidade para defeitos de alta impedância no transformador.

Break 1 : Esse ajuste está ligado a possibilidade da ocorrência de uma saturação DC nos tc's da proteção diferencial. Toma-se como exemplo a menor corrente de defeito 1F para a condição de alimentação somente com a concessionária. Aplica-se um fator de depreciação nessa corrente considerando-se o evento da saturação DC. Do estudo de curto circuito têm-se para um defeito na barra 32 :

$$I_{cc}(1F) \rightarrow ((105,7 \times 0,4)) / 1500 = \mathbf{0.028 \text{ pu}}$$

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.

$$TC \rightarrow 10 \text{ B200} \rightarrow V_{\text{sat}} = 800 \text{ V}$$

$$I_{\text{máx}} = V_{\text{sat}} / R_s = (800 / (1.532)) / 1500 \rightarrow \mathbf{0.348 \text{ pu}}$$

Slope 2 : Escolhe-se aqui o valor de 50 % para se manter a sensibilidade para correntes de defeitos elevadas externas ao transformador.

• **Função 50/87 :** Escolhe-se para esse item a menor corrente de defeito 2F obtida ou para um defeito na barra 31 ou 32 imediatamente externa ao transformador. Essa corrente atuará sem restrição de corrente.

$$I_{\text{cc}}(2F) \rightarrow (\text{Defeito 2F na barra 31}) \rightarrow 690 / 1500 = \mathbf{0.46 \text{ pu}}$$

Na figura abaixo é apresentada uma curva típica diferencial do relé T-035.

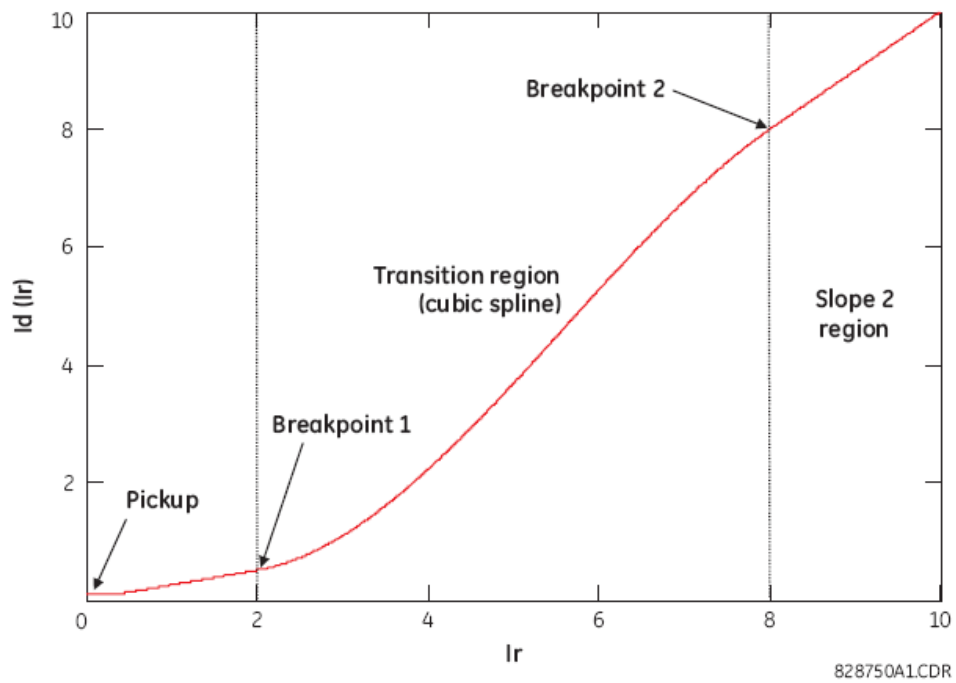


Figure 5-42: PERCENT DIFFERENTIAL OPERATING CHARACTERISTIC

8.5 - Gráficos e Figuras :

Taxa de Variação da Frequência(Df/Dt)- TG01 + TG02 - 2011 - Interligação em 13.8 kV

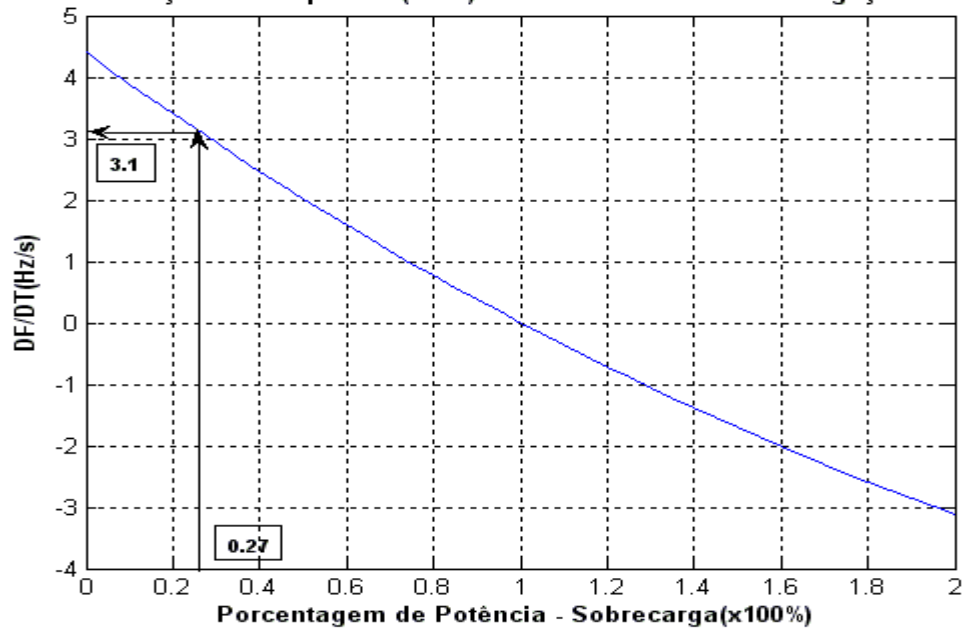


Figura 1 – Frequência na conexão em 13.8 kV – 2011.

Variação de Tensão - Na Interligação em 138 KV - Ano 2011 - TG01 + TG02

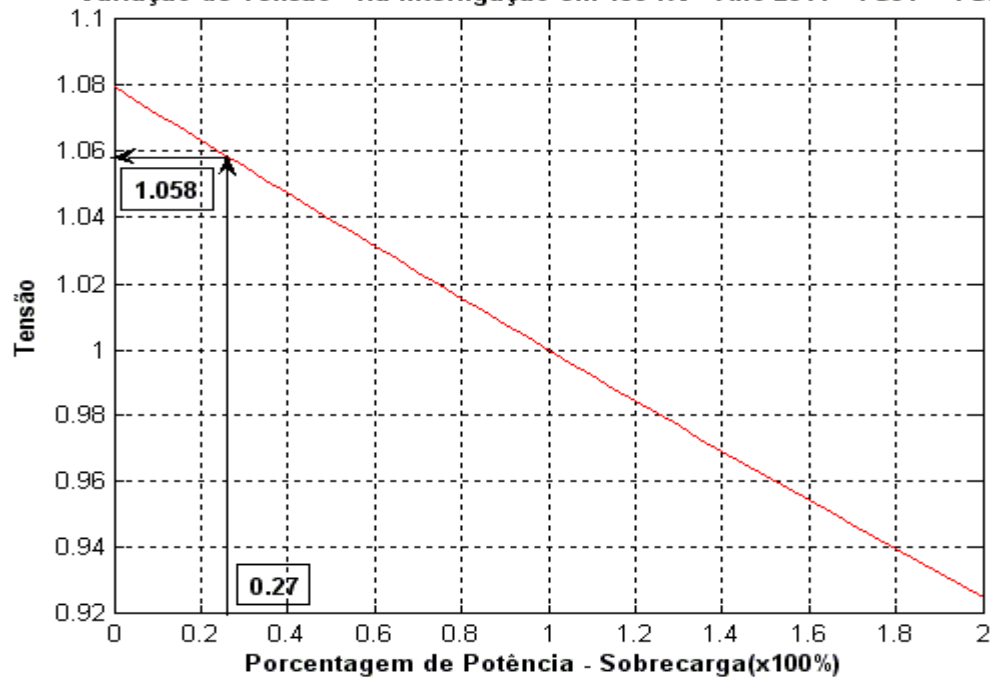


Figura 2 – Tensão na conexão em 13.8 kV – 2011.

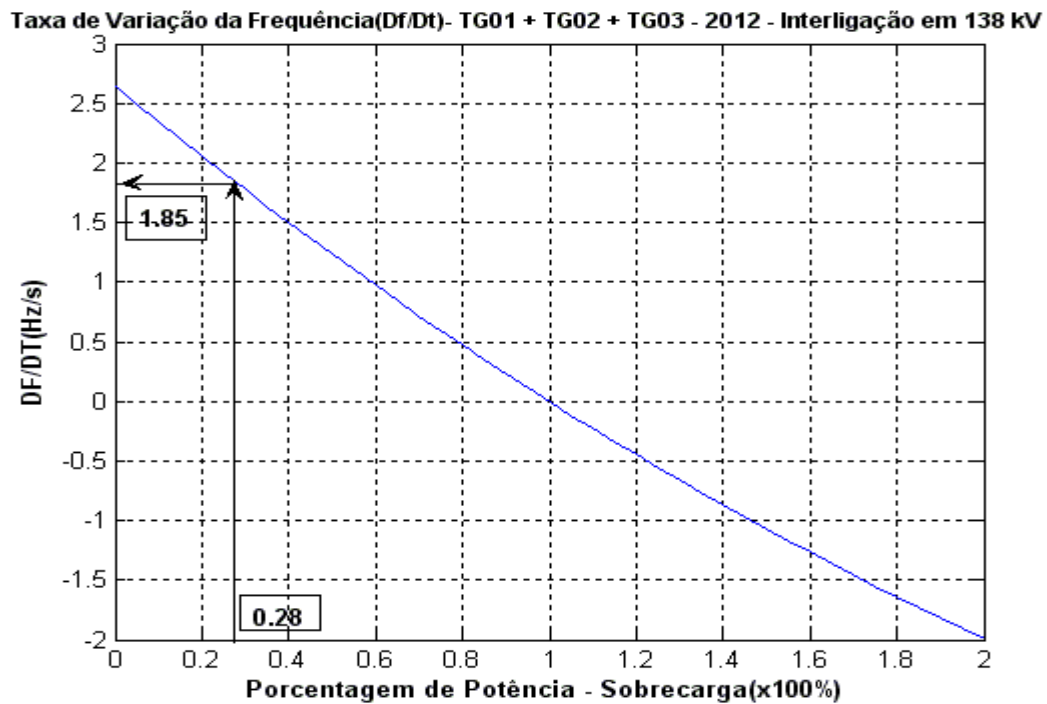


Figura 3 – Frequência na conexão em 13.8 kV – 2012.

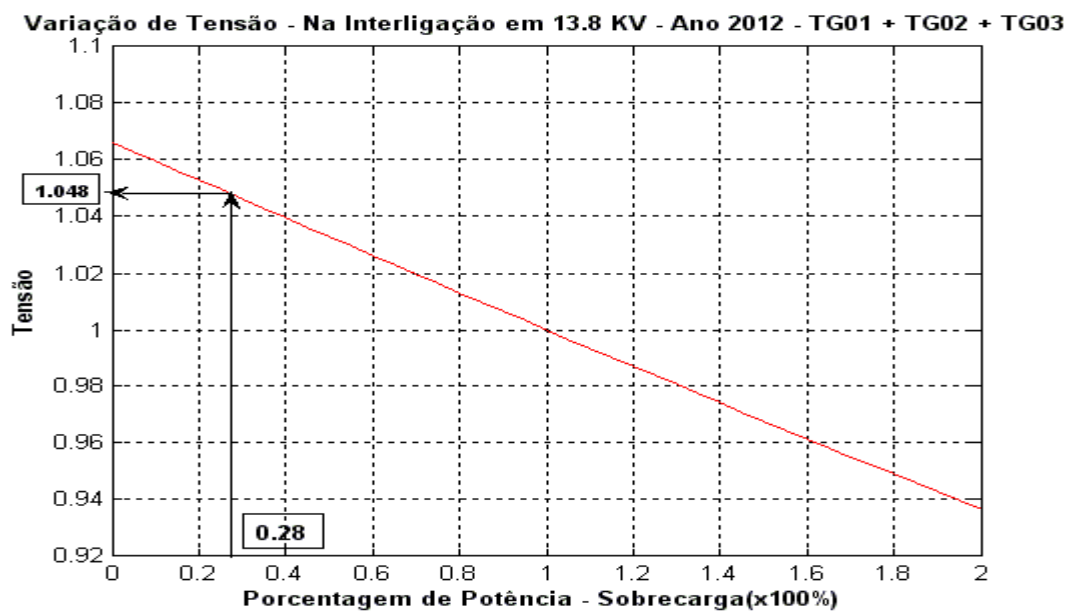


Figura 4 – Tensão na conexão em 13.8 kV – 2012.

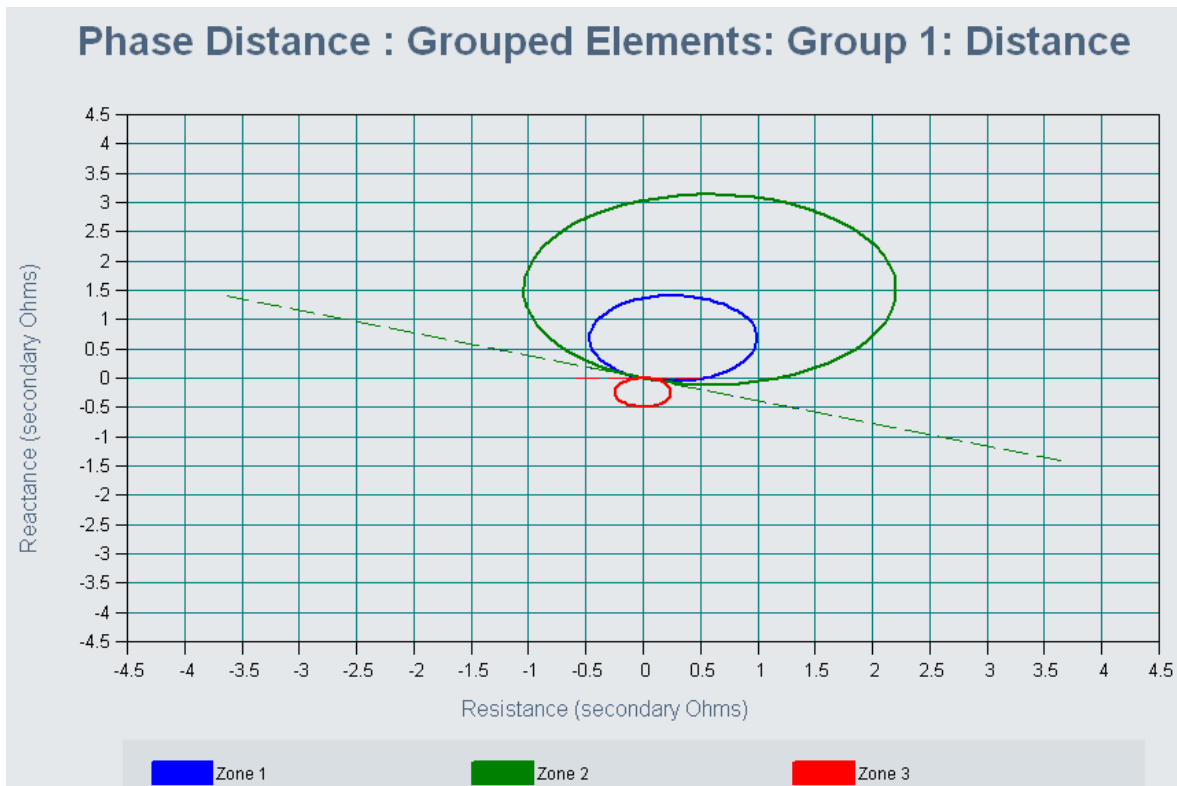


Figura 5 – Gráfico das Unidades de Distância de Fase – Linha 11-31

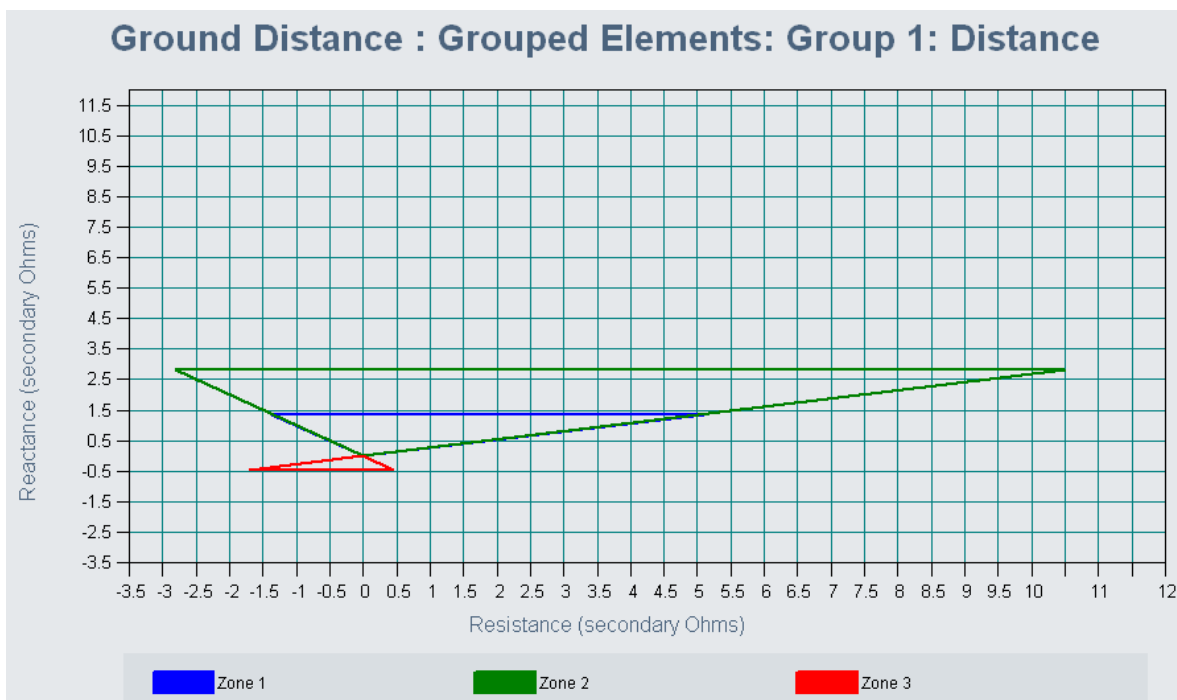


Figura 6 – Gráfico das Unidades de Distância de Neutro – Linha 11-31

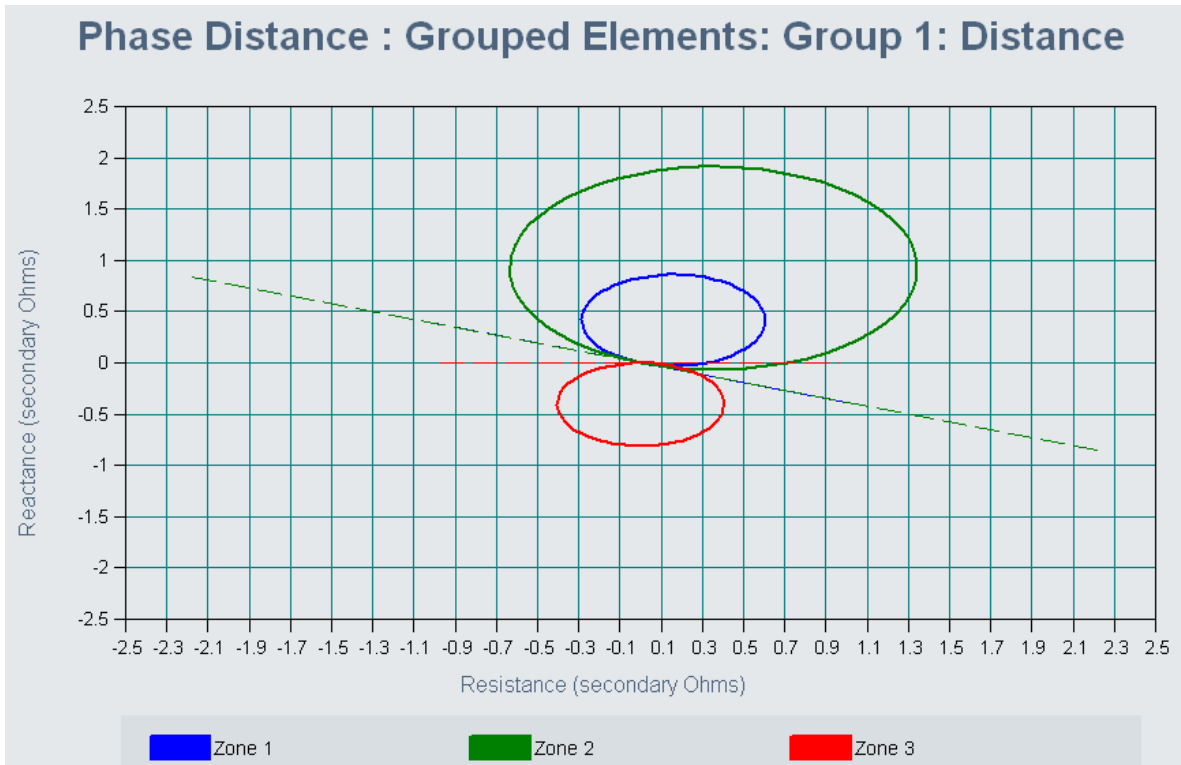


Figura 7 – Gráfico das Unidades de Distância de Fase – Linha 11-8618

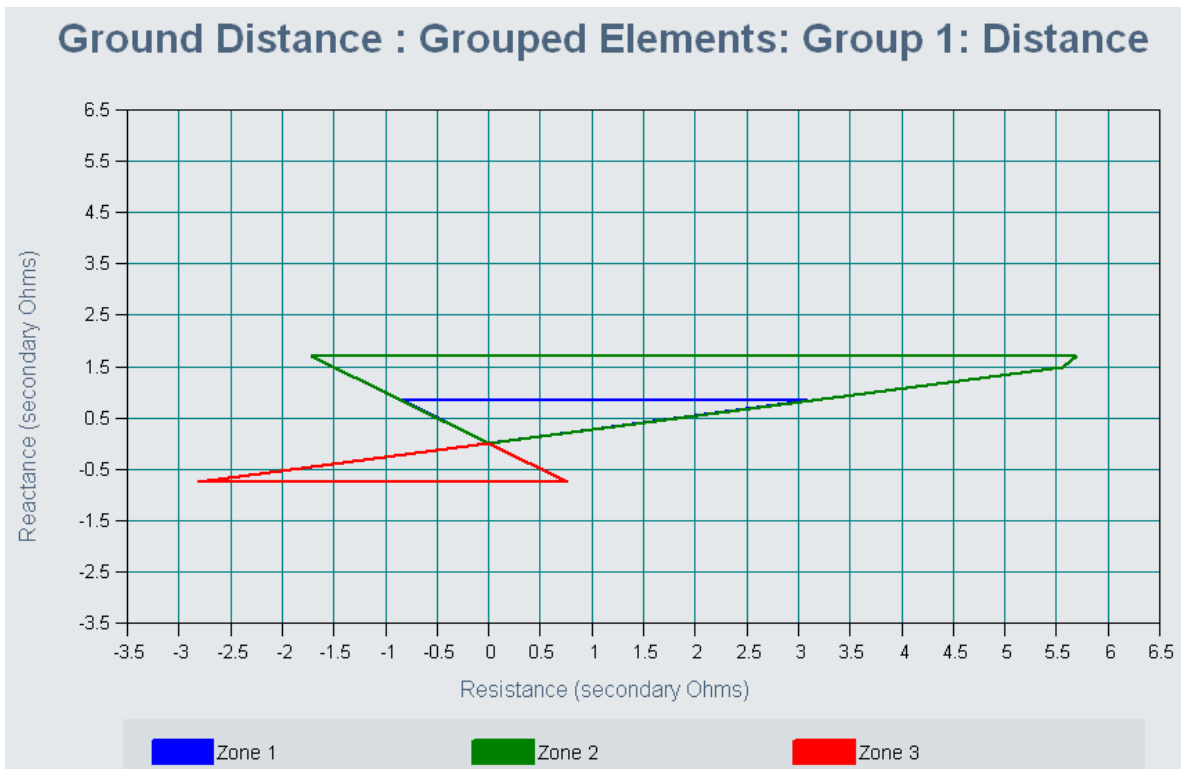


Figura 8 – Gráfico das Unidades de Distância de Neutro – Linha 11-8618

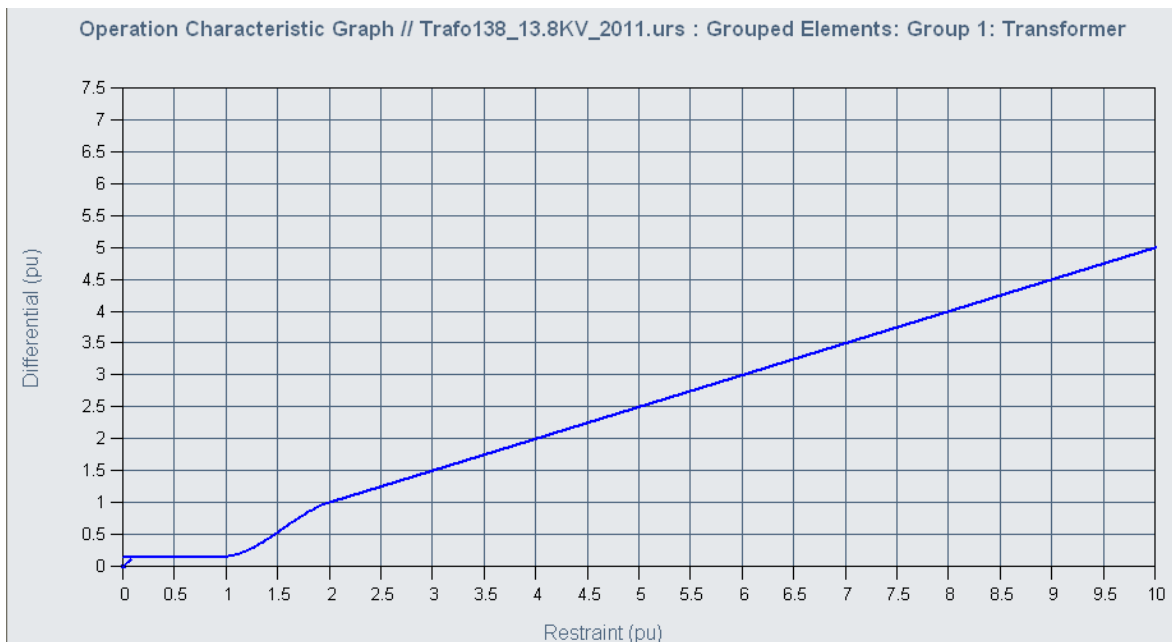


Figura 9 – Gráfico da Curva Diferencial do Transformador

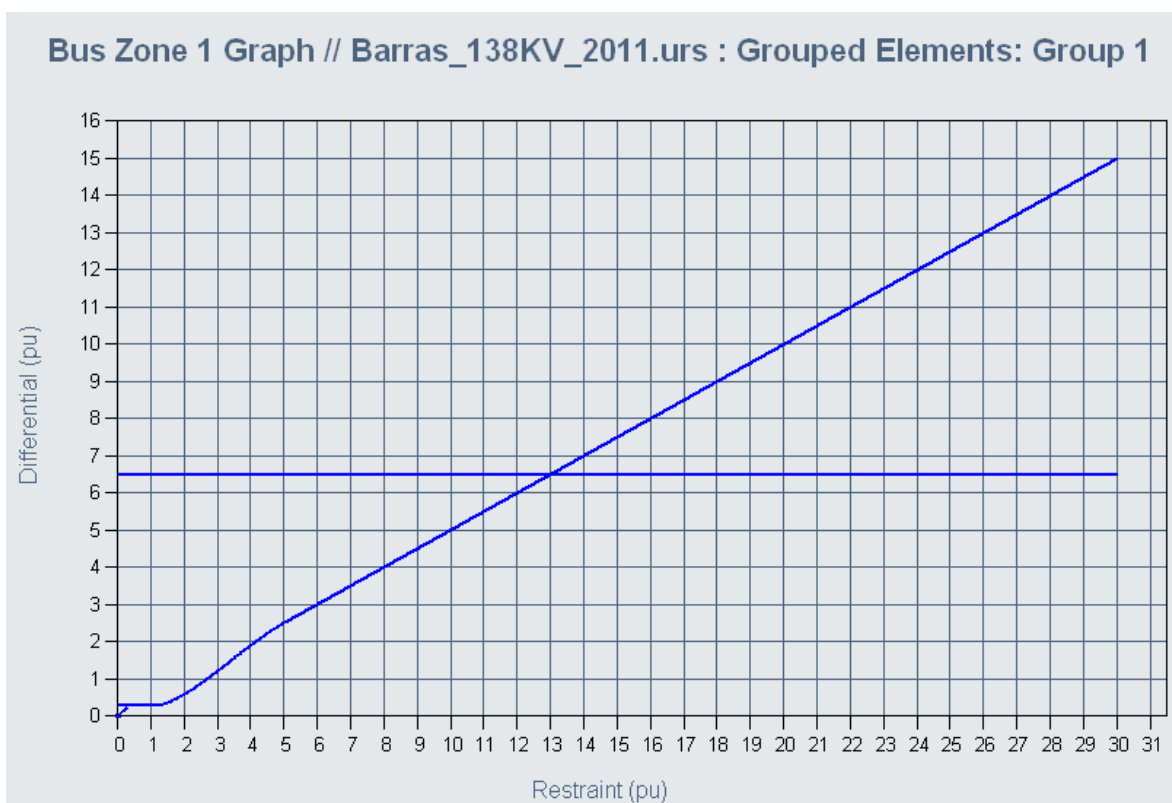


Figura 10 – Gráfico da Curva Diferencial da Barra de 138 kV

8.6 – Tabelas de Ajustes :

8.6.1 – Linha entre as barras [11 – 31] :

Unidade 21 – Zona 1 / Fase	2011	2012
Definição	Ajustes	Ajustes
PHS DIST Z1 FUNCTION	Enabled	Enabled
PHS DIST Z1 DIR	Forward	Forward
PHS DIST Z1 SHAPE	MHO	MHO
PHS DIST Z1 XFMR VOL CONNECTION	None	None
PHS DIST Z1 XFMR CUR CONNECTION	None	None
PHS DIST Z1 REACH	1.46	1.46
PHS DIST Z1 RCA	69	69
PHS DIST Z1 REV REACH	0	0
PHS DIST Z1 REV REACH RCA	0	0
PHS DIST Z1 COMP LIMIT	90	90
PHS DIST Z1 SUPV	0.26	0.26
PHS DIST Z1 VOLT LEVEL	0	0
PHS DIST Z1 DELAY	0	0
PHS DIST Z1 BLK	Off	Off
PHS DIST Z1 TARGET	Latched	Latched
PHS DIST Z1 EVENTS	Enabled	Enabled
Unidade 21 – Zona 2 / Fase		
PHS DIST Z2 FUNCTION	Enabled	Enabled
PHS DIST Z2 DIR	Forward	Forward
PHS DIST Z2 SHAPE	MHO	MHO
PHS DIST Z2 XFMR VOL CONNECTION	None	None
PHS DIST Z2 XFMR CUR CONNECTION	None	None
PHS DIST Z2 REACH	2.61	2.61
PHS DIST Z2 RCA	69.07	69.07
PHS DIST Z2 REV REACH	0	0
PHS DIST Z2 REV REACH RCA	0	0
PHS DIST Z2 COMP LIMIT	90	90
PHS DIST Z2 SUPV	0.26	0.26
PHS DIST Z2 VOLT LEVEL	0	0
PHS DIST Z2 DELAY	0.28	0.28
PHS DIST Z2 BLK	Off	Off
PHS DIST Z2 TARGET	Latched	Latched

Unidade 21 – Zona 3 / Fase	2011	2012
PHS DIST Z3 FUNCTION	Enabled	Enabled
PHS DIST Z3 DIR	Reverse	Reverse
PHS DIST Z3 SHAPE	MHO	MHO
PHS DIST Z3 XFMR VOL CONNECTION	None	None
PHS DIST Z3 XFMR CUR CONNECTION	None	None
PHS DIST Z3 REACH	0.813	0.813
PHS DIST Z3 RCA	69.11	69.11
PHS DIST Z3 REV REACH	0	0
PHS DIST Z3 REV REACH RCA	0	0
PHS DIST Z3 COMP LIMIT	90	90
PHS DIST Z3 SUPV	0.26	0.26
PHS DIST Z3 VOLT LEVEL	0	0
PHS DIST Z3 DELAY	0.55	0.55
PHS DIST Z3 BLK	Off	Off
PHS DIST Z3 TARGET	Latched	Latched
PHS DIST Z3 EVENTS	Enabled	Enabled
Unidade 21 – Zona 1 / Ground		
GND DIST Z1 FUNCTION	Enabled	Enabled
GND DIST Z1 DIR	Forward	Forward
GND DIST Z1 SHAPE	QUAD	QUAD
GND DIST Z1 Z0/Z1 MAG	0	0
GND DIST Z1 Z0/Z1 ANGLE	0	0
GND DIST Z1 ZOM/Z1 MAG	0	0
GND DIST Z1 ZOM/Z1 ANGLE	0	0
GND DIST Z1 REACH	1.46	1.46
GND DIST Z1 REACH RCA	69.07	69.07
GND DIST Z1 REV REACH	None	None
GND DIST Z1 REV REACH RCA	None	None
GND DIST Z1 POL CURRENT	Neg-Seq	Neg-Seq
GND DIST Z1 NON – HOMOGEN ANGLE	None	None
GND DIST Z1 COMP LIMIT	90	90
GND DIST Z1 DIR RCA	75	75
GND DIST Z1 DIR COMP LIMIT	60	60
GND DIST Z1 QUAD RGT BLD	4.52	4.52
GND DIST Z1 QUAD RGT BLD RCA	60	60
GND DIST Z1 QUAD LFT BLD	4.52	4.52
GND DIST Z1 QUAD LFT BLD RCA	60	60
GND DIST Z1 SUPV	0.1	0.1
GND DIST Z1 VOLT LEVEL	None	None
GND DIST Z1 DELAY	0	0

Unidade 21 – Zona 2 / Ground		
GND DIST Z2 FUNCTION	Enabled	Enabled
GND DIST Z2 DIR	Forward	Forward
GND DIST Z2 SHAPE	QUAD	QUAD
GND DIST Z2 Z0/Z2 MAG	0	0
GND DIST Z2 Z0/Z2 ANGLE	0	0
GND DIST Z2 ZOM/Z2 MAG	0	0
GND DIST Z2 ZOM/Z2 ANGLE	0	0
GND DIST Z2 REACH	2.61	2.61
GND DIST Z2 REACH RCA	69.11	69.11
GND DIST Z2 REV REACH	None	None
GND DIST Z2 REV REACH RCA	None	None
GND DIST Z2 POL CURRENT	Neg-Seq	Neg-Seq
GND DIST Z2 NON – HOMOGEN ANGLE	None	None
GND DIST Z2 COMP LIMIT	90	90
GND DIST Z2 DIR RCA	75	75
GND DIST Z2 DIR COMP LIMIT	60	60
GND DIST Z2 QUAD RGT BLD	4.93	4.93
GND DIST Z2 QUAD RGT BLD RCA	60	60
GND DIST Z2 QUAD LFT BLD	4.93	4.93
GND DIST Z2 QUAD LFT BLD RCA	60	60
GND DIST Z2 SUPV	0.1	0.1
GND DIST Z2 VOLT LEVEL	None	None
GND DIST Z2 DELAY	0.28	0.28
Unidade 21 – Zona 3 / Ground		
GND DIST Z3 FUNCTION	Enabled	Enabled
GND DIST Z3 DIR	reverse	reverse
GND DIST Z3 SHAPE	QUAD	QUAD
GND DIST Z3 Z0/Z3 MAG	0	0
GND DIST Z3 Z0/Z3 ANGLE	0	0
GND DIST Z3 ZOM/Z3 MAG	0	0
GND DIST Z3 ZOM/Z3 ANGLE	0	0
GND DIST Z3 REACH	0.81	0.81
GND DIST Z3 REACH RCA	69.07	69.07
GND DIST Z3 REV REACH	None	None
GND DIST Z3 REV REACH RCA	None	None
GND DIST Z3 POL CURRENT	Neg-Seq	Neg-Seq
GND DIST Z3 NON – HOMOGEN ANGLE	None	None
GND DIST Z3 COMP LIMIT	90	90
GND DIST Z3 DIR RCA	75	75
GND DIST Z3 DIR COMP LIMIT	60	60
GND DIST Z3 QUAD RGT BLD	4.03	4.03
GND DIST Z3 QUAD RGT BLD RCA	60	60
GND DIST Z1 QUAD LFT BLD	4.03	4.03

GND DIST Z1 QUAD LFT BLD RCA	60	60
GND DIST Z1 SUPV	0.1	0.1
GND DIST Z1 VOLT LEVEL	None	None
GND DIST Z1 DELAY	0.55	0.55
Unidade 67_2		
NEG. SEQ DIR OC1 FUNCTION	Enabled	Enabled
NEG. SEQ DIR OC1 SOURCE	SRC1	SRC1
NEG. SEQ DIR OC1 OFFSET	0	0
NEG. SEQ DIR OC1 TYPE	Neg Sequence	Neg Sequence
NEG. SEQ DIR OC1 PO SEQ RESTRAINT	0.125	0.125
NEG. SEQ DIR OC1 FWD ECA	73 graus	73 graus
NEG. SEQ DIR OC1 FWD LIMIT ANGLE	90 graus	90 graus
NEG. SEQ DIR OC1 FWD PICKUP	0.583	0.583
NEG. SEQ DIR OC1 REV LIMIT ANGLE	90 graus	90 graus
NEG. SEQ DIR OC1 REV PICKUP	0.361	0.361
NEG. SEQ DIR OC2 FUNCTION	Enabled	Enabled
NEG. SEQ DIR OC2 SOURCE	SRC1	SRC1
NEG. SEQ DIR OC2 OFFSET	0	0
NEG. SEQ DIR OC2 TYPE	Neg Sequence	Neg Sequence
NEG. SEQ DIR OC2 PO SEQ RESTRAINT	0.125	0.125
NEG. SEQ DIR OC2 FWD ECA	73 graus	73 graus
NEG. SEQ DIR OC2 FWD LIMIT ANGLE	90 graus	90 graus
NEG. SEQ DIR OC2 FWD PICKUP	0.521	0.521
NEG. SEQ DIR OC2 REV LIMIT ANGLE	90 graus	90 graus
NEG. SEQ DIR OC2 REV PICKUP	none	None
Unidade 27		
PHASE UV1 Function	Enabled	Enabled
PHASE UV1 Signal Source	SRC1	SRC1
PHASE UV1 Pickup	0.729	0.729
PHASE UV1 Pickup Delay	0.75	0.75
PHASE UV1 Reset Delay	0	0
PHASE UV1 BLOCK	Off	Off
PHASE UV1 Target	Latched	Latched
PHASE UV2 Function	Enabled	Enabled
PHASE UV2 Signal Source	SRC1	SRC1
PHASE UV2 Pickup	0.248	0.248
PHASE UV2 Pickup Delay	0.55	0.55
PHASE UV2 Reset Delay	0	0
PHASE UV2 BLOCK	Off	Off
PHASE UV2 Target	Latched	Latched

Unidade 59_2		
NEG. SEQ OV1 Function	Enabled	Enabled
NEG. SEQ OV1 Signal Source	SRC1	SRC1
NEG. SEQ OV1 PickUP	0.247	0.247
NEG. SEQ OV1 PickUP Delay	1	1
NEG. SEQ OV1 Reset Delay	0	0
NEG. SEQ OV1 BLOCK	Off	Off
NEG. SEQ OV1 Target	Latched	Latched
NEG. SEQ OV1 Events	Enabled	Enabled
NEG. SEQ OV2 Function	Enabled	Enabled
NEG. SEQ OV2 Signal Source	SRC1	SRC1
NEG. SEQ OV2 PickUP	0.097	0.097
NEG. SEQ OV2 PickUP Delay	1,4	1,4
NEG. SEQ OV2 Reset Delay	0	0
NEG. SEQ OV2 BLOCK	Off	Off
NEG. SEQ OV2 Target	Latched	Latched
NEG. SEQ OV2 Events	Enabled	Enabled
NEG. SEQ OV3 Function	Enabled	Enabled
NEG. SEQ OV3 Signal Source	SRC1	SRC1
NEG. SEQ OV3 PickUP	0.079	0.079
NEG. SEQ OV3 PickUP Delay	1,8	1,8
NEG. SEQ OV3 Reset Delay	0	0
NEG. SEQ OV3 BLOCK	Off	Off
NEG. SEQ OV3 Target	Latched	Latched
NEG. SEQ OV3 Events	Enabled	Enabled
Unidade 25 - Synchrocheck		
Definição		
Synchk1 FUNCTION	Enabled	Enabled
Synchk1 BLOCK	Off	Off
Synchk1 V1 SOURCE	SRC1	SRC1
Synchk1 V2 SOURCE	SRC2	SRC2
Synchk1 MAX VOLT DIFF	3983	3983
Synchk1 MAX ANGLE DIFF	10	10
Synchk1 MAX FREQ DIFF	0.48	0.48
Synchk1 MAX FREQ HYSTERESIS	0.06	0.06
Synchk1 DEAD SOURCE SELECT	none	none
Synchk1 DEAD V1 MAX VOLT	0.85	0.85
Synchk1 DEAD V2 MAX VOLT	0.85	0.85
Synchk1 LIVE V1 MIN VOLT	0.85	0.85
Synchk1 LIVE V2 MIN VOLT	0.85	0.85
Synchk1 TARGET	Self - Reset	Self - Reset
Synchk1 EVENTS	Enabled	Enabled

8.6.2 – Linha entre as barras [11 – 8618] :

Unidade Z1 – Zona 1 / Fase	2011	2012
Definição	Ajustes	Ajustes
PHS DIST Z1 FUNCTION	Enabled	Enabled
PHS DIST Z1 DIR	Forward	Forward
PHS DIST Z1 SHAPE	MHO	MHO
PHS DIST Z1 XFMR VOL CONNECTION	None	None
PHS DIST Z1 XFMR CUR CONNECTION	None	None
PHS DIST Z1 REACH	1.46	1.46
PHS DIST Z1 RCA	69	69
PHS DIST Z1 REV REACH	0	0
PHS DIST Z1 REV REACH RCA	0	0
PHS DIST Z1 COMP LIMIT	90	90
PHS DIST Z1 SUPV	0.26	0.26
PHS DIST Z1 VOLT LEVEL	0	0
PHS DIST Z1 DELAY	0	0
PHS DIST Z1 BLK	Off	Off
PHS DIST Z1 TARGET	Latched	Latched
PHS DIST Z1 EVENTS	Enabled	Enabled
Unidade Z1 – Zona 2 / Fase		
PHS DIST Z2 FUNCTION	Enabled	Enabled
PHS DIST Z2 DIR	Forward	Forward
PHS DIST Z2 SHAPE	MHO	MHO
PHS DIST Z2 XFMR VOL CONNECTION	None	None
PHS DIST Z2 XFMR CUR CONNECTION	None	None
PHS DIST Z2 REACH	3.25	3.25
PHS DIST Z2 RCA	69	69
PHS DIST Z2 REV REACH	0	0
PHS DIST Z2 REV REACH RCA	0	0
PHS DIST Z2 COMP LIMIT	90	90
PHS DIST Z2 SUPV	0.26	0.26
PHS DIST Z2 VOLT LEVEL	0	0
PHS DIST Z2 DELAY	0.28	0.28
PHS DIST Z2 BLK	Off	Off
PHS DIST Z2 TARGET	Latched	Latched

Unidade 21 – Zona 3 / Fase	2011	2012
PHS DIST Z3 FUNCTION	Enabled	Enabled
PHS DIST Z3 DIR	Reverse	Reverse
PHS DIST Z3 SHAPE	MHO	MHO
PHS DIST Z3 XFMR VOL CONNECTION	None	None
PHS DIST Z3 XFMR CUR CONNECTION	None	None
PHS DIST Z3 REACH	0.81	0.81
PHS DIST Z3 RCA	90	90
PHS DIST Z3 REV REACH	0	0
PHS DIST Z3 REV REACH RCA	0	0
PHS DIST Z3 COMP LIMIT	90	90
PHS DIST Z3 SUPV	0.26	0.26
PHS DIST Z3 VOLT LEVEL	0	0
PHS DIST Z3 DELAY	0.55	0.55
PHS DIST Z3 BLK	Off	Off
PHS DIST Z3 TARGET	Latched	Latched
PHS DIST Z3 EVENTS	Enabled	Enabled
Unidade 21 – Zona 1 / Ground		
GND DIST Z1 FUNCTION	Enabled	Enabled
GND DIST Z1 DIR	Forward	Forward
GND DIST Z1 SHAPE	QUAD	QUAD
GND DIST Z1 Z0/Z1 MAG	0	0
GND DIST Z1 Z0/Z1 ANGLE	0	0
GND DIST Z1 ZOM/Z1 MAG	0	0
GND DIST Z1 ZOM/Z1 ANGLE	0	0
GND DIST Z1 REACH	1.46	1.46
GND DIST Z1 REACH RCA	69	69
GND DIST Z1 REV REACH	None	None
GND DIST Z1 REV REACH RCA	None	None
GND DIST Z1 POL CURRENT	Neg-Seq	Neg-Seq
GND DIST Z1 NON – HOMOGEN ANGLE	None	None
GND DIST Z1 COMP LIMIT	90	90
GND DIST Z1 DIR RCA	75	75
GND DIST Z1 DIR COMP LIMIT	60	60
GND DIST Z1 QUAD RGT BLD	4.52	4.52
GND DIST Z1 QUAD RGT BLD RCA	60	60
GND DIST Z1 QUAD LFT BLD	4.52	4.52
GND DIST Z1 QUAD LFT BLD RCA	60	60
GND DIST Z1 SUPV	0.1	0.1
GND DIST Z1 VOLT LEVEL	None	None
GND DIST Z1 DELAY	0	0

Unidade 21 – Zona 2 / Ground		
GND DIST Z2 FUNCTION	Enabled	Enabled
GND DIST Z2 DIR	Forward	Forward
GND DIST Z2 SHAPE	QUAD	QUAD
GND DIST Z2 Z0/Z2 MAG	0	0
GND DIST Z2 Z0/Z2 ANGLE	0	0
GND DIST Z2 ZOM/Z2 MAG	0	0
GND DIST Z2 ZOM/Z2 ANGLE	0	0
GND DIST Z2 REACH	3.25	3.25
GND DIST Z2 REACH RCA	69	69
GND DIST Z2 REV REACH	None	None
GND DIST Z2 REV REACH RCA	None	None
GND DIST Z2 POL CURRENT	Neg-Seq	Neg-Seq
GND DIST Z2 NON – HOMOGEN ANGLE	None	None
GND DIST Z2 COMP LIMIT	90	90
GND DIST Z2 DIR RCA	75	75
GND DIST Z2 DIR COMP LIMIT	60	60
GND DIST Z2 QUAD RGT BLD	4.704	4.704
GND DIST Z2 QUAD RGT BLD RCA	60	60
GND DIST Z2 QUAD LFT BLD	4.704	4.704
GND DIST Z2 QUAD LFT BLD RCA	60	60
GND DIST Z2 SUPV	0.1	0.1
GND DIST Z2 VOLT LEVEL	None	None
GND DIST Z2 DELAY	0.28	0.28
Unidade 21 – Zona 3 / Ground		
GND DIST Z3 FUNCTION	Enabled	Enabled
GND DIST Z3 DIR	Reverse	Reverse
GND DIST Z3 SHAPE	QUAD	QUAD
GND DIST Z3 Z0/Z3 MAG	0	0
GND DIST Z3 Z0/Z3 ANGLE	0	0
GND DIST Z3 ZOM/Z3 MAG	0	0
GND DIST Z3 ZOM/Z3 ANGLE	0	0
GND DIST Z3 REACH	0.81	0.81
GND DIST Z3 REACH RCA	69	69
GND DIST Z3 REV REACH	None	None
GND DIST Z3 REV REACH RCA	None	None
GND DIST Z3 POL CURRENT	Neg-Seq	Neg-Seq
GND DIST Z3 NON – HOMOGEN ANGLE	None	None
GND DIST Z3 COMP LIMIT	90	90
GND DIST Z3 DIR RCA	75	75
GND DIST Z3 DIR COMP LIMIT	60	60
GND DIST Z3 QUAD RGT BLD	4.29	4.29
GND DIST Z1 QUAD RGT BLD RCA	60	60
GND DIST Z1 QUAD LFT BLD	4.29	4.29

GND DIST Z1 QUAD LFT BLD RCA	60	60
GND DIST Z1 SUPV	0.1	0.1
GND DIST Z1 VOLT LEVEL	None	None
GND DIST Z1 DELAY	0.55	0.55
Unidade 67_2		
NEG. SEQ DIR OC1 FUNCTION	Enabled	Enabled
NEG. SEQ DIR OC1 SOURCE	SRC1	SRC1
NEG. SEQ DIR OC1 OFFSET	0	0
NEG. SEQ DIR OC1 TYPE	Neg Sequence	Neg Sequence
NEG. SEQ DIR OC1 PO SEQ RESTRAINT	0.125	0.125
NEG. SEQ DIR OC1 FWD ECA	73 graus	73 graus
NEG. SEQ DIR OC1 FWD LIMIT ANGLE	90 graus	90 graus
NEG. SEQ DIR OC1 FWD PICKUP	0.788	0.788
NEG. SEQ DIR OC1 REV LIMIT ANGLE	None	None
NEG. SEQ DIR OC1 REV PICKUP	None	None
NEG. SEQ DIR OC2 FUNCTION	Enabled	Enabled
NEG. SEQ DIR OC2 SOURCE	SRC1	SRC1
NEG. SEQ DIR OC2 OFFSET	0	0
NEG. SEQ DIR OC2 TYPE	Neg Sequence	Neg Sequence
NEG. SEQ DIR OC2 PO SEQ RESTRAINT	0.125	0.125
NEG. SEQ DIR OC2 FWD ECA	73 graus	73 graus
NEG. SEQ DIR OC2 FWD LIMIT ANGLE	90 graus	90 graus
NEG. SEQ DIR OC2 FWD PICKUP	0.315	0.315
NEG. SEQ DIR OC2 REV LIMIT ANGLE	None	None
NEG. SEQ DIR OC2 REV PICKUP	None	None
Unidade 27		
PHASE UV1 Function	Enabled	Enabled
PHASE UV1 Signal Source	SRC1	SRC1
PHASE UV1 Pickup	0.729	0.729
PHASE UV1 Pickup Delay	0.75	0.75
PHASE UV1 Reset Delay	0	0
PHASE UV1 BLOCK	Off	Off
PHASE UV1 Target	Latched	Latched
PHASE UV2 Function	Enabled	Enabled
PHASE UV2 Signal Source	SRC1	SRC1
PHASE UV2 Pickup	0.248	0.248
PHASE UV2 Pickup Delay	0.55	0.55
PHASE UV2 Reset Delay	0	0
PHASE UV2 BLOCK	Off	Off
PHASE UV2 Target	Latched	Latched

Unidade 59_2		
NEG. SEQ OV1 Function	Enabled	Enabled
NEG. SEQ OV1 Signal Source	SRC1	SRC1
NEG. SEQ OV1 PickUP	0.247	0.247
NEG. SEQ OV1 PickUP Delay	1	1
NEG. SEQ OV1 Reset Delay	0	0
NEG. SEQ OV1 BLOCK	Off	Off
NEG. SEQ OV1 Target	Latched	Latched
NEG. SEQ OV1 Events	Enabled	Enabled
NEG. SEQ OV2 Function	Enabled	Enabled
NEG. SEQ OV2 Signal Source	SRC1	SRC1
NEG. SEQ OV2 PickUP	0.097	0.097
NEG. SEQ OV2 PickUP Delay	1,4	1,4
NEG. SEQ OV2 Reset Delay	0	0
NEG. SEQ OV2 BLOCK	Off	Off
NEG. SEQ OV2 Target	Latched	Latched
NEG. SEQ OV2 Events	Enabled	Enabled
NEG. SEQ OV3 Function	Enabled	Enabled
NEG. SEQ OV3 Signal Source	SRC1	SRC1
NEG. SEQ OV3 PickUP	0.079	0.079
NEG. SEQ OV3 PickUP Delay	1,8	1,8
NEG. SEQ OV3 Reset Delay	0	0
NEG. SEQ OV3 BLOCK	Off	Off
NEG. SEQ OV3 Target	Latched	Latched
NEG. SEQ OV3 Events	Enabled	Enabled
Unidade 25 - Synchrocheck		
Definição		
Synchk1 FUNCTION	Enabled	Enabled
Synchk1 BLOCK	Off	Off
Synchk1 V1 SOURCE	SRC1	SRC1
Synchk1 V2 SOURCE	SRC2	SRC2
Synchk1 MAX VOLT DIFF	3983	3983
Synchk1 MAX ANGLE DIFF	10	10
Synchk1 MAX FREQ DIFF	0.48	0.48
Synchk1 MAX FREQ HYSTERESIS	0.06	0.06
Synchk1 DEAD SOURCE SELECT	none	none
Synchk1 DEAD V1 MAX VOLT	0.85	0.85
Synchk1 DEAD V2 MAX VOLT	0.85	0.85
Synchk1 LIVE V1 MIN VOLT	0.85	0.85
Synchk1 LIVE V2 MIN VOLT	0.85	0.85
Synchk1 TARGET	Self - Reset	Self - Reset
Synchk1 EVENTS	Enabled	Enabled

8.6.3. – Proteção de Barras de 138 KV :

Relé Diferencial de Barras 138 kV – Tipo B30	2011	2012
BUS ZONE 1 DIFF PICK UP	0.269	0.269
BUS ZONE 1 DIFF LOW SLOPE	20 %	20 %
BUS ZONE 1 DIFF LOW BPNT	1	1
BUS ZONE 1 DIFF HIGH SLOPE	50 %	50 %
BUS ZONE 1 DIFF HIGH BPNT	5.04	5.04
BUS ZONE 1 DIFF HIGH SET	6.46	6.46
BUS ZONE 1 DIFF SEAL - IN	0	0
PHASE IOC PICK-UP	4.72	4.72
PHASE IOC PICK-UP DELAY	0.04	0.04
NEUTRAL IOC PICK-UP	5.047	5.047
NEUTRAL IOC PICK-UP DELAY	0.05	0.05

8.6.4. – Proteção do Paralelo em 13.8 kV:

Relé F650 – Conexão em 13.8 KV – Cubículos K23/K24		
81(df/dt)	2011	2012
Function	ENABLED	ENABLED
Freq. Rate Trend	Bi-Directional	Bi-Directional
Freq. Rate Pickup	3.1 Hz/s	1.85 Hz/s
Freq. Rate Min Volt	85 %	85 %
Freq. Rate Min Freq	45,00 Hz	45,00 Hz
Freq. Rate Max Freq	65,00 Hz	65,00 Hz
Freq. Rate Delay	0.15 s	0.15 s
Snapshot Events	ENABLED	ENABLED
59		
Function	ENABLED	ENABLED
Mode	-	-
PickUp Level	121 V	120 V
Trip Delay	0.25 s	0.25 s
Reset Delay	0	0
Logic	Any Phase	Any Phase
Snapshots Events	ENABLED	ENABLED
25		
Function	Enabled	Enabled
Dead Bus Level	80 V	80 V
Live Bus Level	92 V	92 V
Dead Line Level	80 V	80 V
Live Line Level	92 V	92 V
Max Voltage Diff	11.5 V	11.5 V
Max Angle Diff	6 graus	6 graus
Max Freq Diff	24 mhz	24 mhz
Time	0.16 s	0.16 s
DL-DB Function	Disabled	Disabled
LL – DB Function	Disabled	Disabled
DL – LB Function	Disabled	Disabled
Snapshots Events	Enabled	Enabled

8.6.5 – Proteção de Transformadores :

Relé Diferencial de Transformadores – Tipo T35	2011	2012
PERCENT DIFF PICK UP	0.137	0.137
PERCENT DIFF SLOPE 1	15 %	15 %
PERCENT DIFF BREAK 1	1	1
PERCENT DIFF BREAK 2	2	2
PERCENT DIFF SLOPE 2	50 %	50 %
INRUSH INHIBIT FUNCTION	Trad.2nd	Trad.2nd
INRUSH INHIBIT LEVEL	8%	8 %
INST DIFF PICK UP	2	2
PHASE TOC1 PICKUP	0.48	0.48
PHASE TOC1 CURVE	Def Time	Def Time
PHASE TOC1 TD MULTILPLIER	0.75	0.75
NEUTRAL TOC1 PICKUP	-	-
NEUTRAL TOC1 CURVE	-	-
NEUTRAL TOC1 TD MULTILPLIER	-	-

8.7 - Comentários Finais :

- Se ocorrer na entressafra da Usina a condição de importação e exportação de potência ativa entre os sistemas(Usina e Concessionária) com um valor menor do que 0.5 MW não haverá ajuste da proteção do paralelo para essa condição operativa conforme apresentado no item 8.4. Sugere-se portanto o uso de sinal de transfer-trip da concessionária sempre que houver uma atuação da proteção da linha de interligação ou dos circuitos adjacentes que impliquem de alguma forma em um degrau de energia nos geradores da usina.
- Sugere-se aqui também o uso de sinal de teleproteção de disparo permissivo(POTT) para a atuação conjunta com as funções 21 de fase e neutro(Zona 2) e da função 67_2 de sequência negativa do relé D30 que estão ajustadas para enxergar defeitos assimétricos além da barras 11 e 8542 respectivamente.
- As temporizações das funções 59 e 81 da proteção do paralelo feitas no relés F650 dos cubículos K23 e K24 em 13.8 kV estão ajustadas de forma que se houver o religamento automático(Função 79) nas proteções da linha [31 -11] e [31 – 8542] seu respectivo tempo morto deverá ser de no mínimo 200 ms ou 12 ciclos.
- As unidades de sobrecorrente do tipo 51 dos relés T35 e F650 deverão ser devidamente coordenadas no futuro quando da disponibilidade dos estudos de curto-circuito internos da planta.
- As respectivas temporizações da função direcional de sequencia negativa deverão ser implementadas via FLEX – LOGIC no relé D30.
- Os ajustes feitos através dos softwares que acompanham o relatório foram baseados em códigos dos relés tomados como referência, devendo os mesmos serem compatibilizados com os códigos a serem definidos posteriormente quando da compra dos mesmos.