

8 - RESULTADOS DO ESTUDO DE SELETIVIDADE – REV0

8.1 - Introdução.

O presente trabalho tem por objetivo apresentar os ajustes para as proteções da planta da UTE Sta Luzia em 138 kV, tomando como referência os desenhos “*Diagrama Unifilar Básico WEG de n. 120-0801355-DE-019*” e “*Diagrama Unifilar WEG de n. 120-0801356-DE-011*” para as respectivas definições das proteções a serem ajustadas. O escopo de estudo visa apresentar os ajustes da proteção da interligação feita pelo Relé de distância da marca SEL – 311C de fabricação Schweitzer para enxergar todos os tipos de defeitos no sistema de 138 kV, do relé SEL-387E do transformador de 138/13.8 kV e das funções 27,59 e 81 da proteção da conexão feita pelo relé SEL-351 no setor de 13.8 kV e que atuam nos disjuntores de média tensão respectivamente. 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 138 kV(Entrada).

8.4 – Proteção dos Transformadores de 138 / 13.8 kV.

8.5- Proteção do Paralelo Concessionária – Indústria.

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 2009) : *Operação de 01 gerador (62,5 MVA) em paralelo com a concessionária com alimentação de huma linha radial de 138 kV em operação normal. A demanda contratada aqui a ser considerada será de 25 MW.*

Grupo 2(Ano de 2010) : *Operação de 02 geradores (01 x 62,5 MVA + 01 x 37,5 MVA) em paralelo com a concessionária com alimentação de huma linha radial de 138 kV em operação normal. A demanda contratada aqui a ser considerada será de 38 MW.*

Grupo 3(Ano de 2012) : *Operação de 03 geradores (02 x 62,5 MVA + 01 x 37,5 MVA) em paralelo com a concessionária com alimentação de huma linha radial de 138 kV em operação normal. A demanda contratada aqui a ser considerada será de 75 MW.*

8.2 – Proteção das Linhas de Transmissão de 138 kV :

8.2.1 – Unidades de Distância :

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

8.2.1.1 – Linha 11991 - 11992 :

Nota 1 : *Na documentação tomada como referência(Diagrama Unifilar da WEG citado acima) não estão indicadas as respectivas relações dos Tc's e dos Tp's a serem usados no projeto. Tomam-se então valores típicos adotados em projetos semelhantes de outras usinas de mesmo porte para essas relações e nesse caso com a alimentação da Usina em 2012 com 03 transformadores de 138/13.8 kV e potência de 37,5 MVA .*

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

$$\mathbf{RTC = 400/5 \ A = 80/1.}$$

$$\mathbf{RTP = 138000/ 115 \ V = 1200 /1.}$$

Para essa função de distância o relé SEL – 311 C possui até quatro 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 03 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 :

8.2.1.1.1 - Defeito entre Fases :

Primeira Zona : (Z1P)

Impedância total de Sequência Positiva :

Ajuste da Zona 1 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$11991 \rightarrow 11992 = (2,14 + j10,36) \ \Omega$$

Vai-se ajustar a Zona 1 para 90 % do valor obtido acima.

$$\text{Ajuste da Zona 1 : } Z1P = 10,57 \times 0,9 \times 80/1200 \rightarrow \mathbf{0,634 \ \Omega}$$

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

$$\text{Arc}(\text{tg}) \rightarrow (10,36 / (2,14)) = \mathbf{78,32 \text{ graus.}}$$

Para essa condição não haverá temporização.

Segunda Zona : (Z2P)

Vai-se ajustar a Zona 2 para enxergar até a barra 11990 .

Ajuste da Zona 2 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$11992 \rightarrow 11991 = (2,14 + j9,24) \Omega$$

$$11991 \rightarrow 11990 = (1,49 + j10,36) \Omega$$

$$\text{Total} = (3,63 + j19,6) \Omega \rightarrow 19,93 \Omega$$

$$\text{Ajuste} : 19,93 \times 80/1200 \rightarrow \mathbf{1,32 \Omega}$$

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

$$\text{Arc}(\text{tg}) \rightarrow (19,6 / (3,63)) = \mathbf{79,5 \text{ graus.}}$$

Para essa condição haverá uma temporização de **650 ms.**

Terceira Zona :(Z3P)

Vai-se ajustar a Zona 3 para enxergar em sobrealcance até a barra 5329.

Ajuste da Zona 3 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$11992 \rightarrow 11991(\text{Linha de } 138 \text{ kV}) = (2,14 + j9,24) \Omega$$

$$11991 \rightarrow 11990(\text{Linha de } 138 \text{ kV}) = (1,49 + j10,36) \Omega$$

$$11990 \rightarrow 11689(\text{Transformador } 230/138 \text{ kV}) = j28,21\Omega$$

$$11689 \rightarrow 5329(\text{Linha de } 230 \text{ kV}) = (6,45 + j51,63) \Omega$$

Obs : Nessa etapa se faz a devida conversão em pu para se obter as respectivas impedâncias referidas as bases utilizadas nos estudos de curto-circuito.

Portanto a impedância total do trecho citado acima é de : $(5,926 + j48,18)(\Omega)$.

Ajuste da Unidade Z3P-R : $48,54 \times 80/1200 \rightarrow 3,23 \Omega$

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

$$\text{Arc}(\text{tg}) \rightarrow (48,18 / (5,926)) = 82,98 \text{ graus.}$$

Para essa condição haverá uma temporização de **1,5 s**.

Quarta Zona :(Z4P - R)

Ajusta-se a Zona 4 de forma reversa para enxergar internamente defeitos entre fases na usina em forma de retaguarda das demais proteções existentes na planta. Inclui-se aqui portanto o transformador de entrada e o geradores da Usina na condição de alimentação de somente hum que é o maior valor de impedância apresentado(Ano de 2009).

Logo :

Ajuste de Z4P – R :

Impedâncias :

Transformador (11192 → 11193) = $j176,33(\Omega)$

Gerador($X'd$ do gerador de 62,5 MVA → 11193) = $j0,649 (\Omega)$

Obs : Nessa etapa se faz a devida conversão em pu para se obter as respectivas impedâncias baseadas nas informações obtidas nos estudos de curto-circuito.

Portanto a impedância total do trecho citado acima é de : $j77,58 \Omega$.

Ajuste da Unidade Z4P-R : $77,58 \times 80/1200 \rightarrow 5,17 \Omega$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo de 90 graus pois considera-se aqui uma impedância desses circuitos como tipicamente indutiva. A respectiva temporização será de **850 ms** ou **51 ciclos** para dar tempo das demais proteções atuarem a contento.

8.2.1.1.2 - Defeitos entre Fase e Terra :

Para essa função de Proteção o relé SEL-311C possui até quatro unidades de medida de distância, mas devido ao esquema de ligação dos transformadores apresentar resistência de aterramento 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 adota-se aqui as unidades quadrilaterais disponíveis no relé SEL-311C incluindo a resistência de falta para se alcançar os defeitos de alta impedância. Em complemento, ajustam-se as direcionais de seqüência negativa (67_2) para enxergar esse tipo de defeito em conjunto com a unidade de sobretensão de seqüência zero(59N) e seqüência negativa(59_2) respectivamente.

●● **Primeira Zona Quadrilateral (Z1FT)**

Impedância total de Sequência Positiva :

Ajuste da Zona 1 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$11991 \rightarrow 11992 = (2,14 + j10,36) \Omega$$

Obs : Ao valor resistivo obtido acima adiciona-se o valor de resistência de falta de 30 Ω primários para cobrir os defeitos de alta impedância.

Logo :

$$Z_t = ((2,14 + 30) + j(10,36)) \rightarrow 33,76 \Omega.$$

Ajustam-se os alcances reativos e resistivos para 90 % do valor obtido acima.

Ajuste da Zona 1 :

$$X_{G1} = 10,36 \times 0,9 \times 80/1200 \rightarrow \mathbf{0,621 \Omega}$$

$$R_{G1} = 32,14 \times 0,9 \times 80/2000 \rightarrow \mathbf{1,928 \Omega}$$

Para essa unidade não adota-se nenhuma temporização.

●● Segunda Zona Quadrilateral (Z2FT)

Ajuste da Zona 2 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$11992 \rightarrow 11991 = (2,14 + j9,24) \Omega$$

$$11991 \rightarrow 11990 = (1,49 + j10,36) \Omega$$

$$\text{Total} = (3,63 + j19,6) \Omega \rightarrow 19,93 \Omega$$

Obs : Ao valor resistivo obtido acima adiciona-se o valor de resistência de falta de 30 Ω primários para cobrir os defeitos de alta impedância.

$$XG2 = 19,6 \times 80/1200 \rightarrow \mathbf{1,306 \Omega}$$

$$RG2 = 33,63 \times 80/2000 \rightarrow \mathbf{2,24 \Omega}$$

Para essa condição haverá uma temporização de **1,4 s**.

●● Terceira Zona Quadrilateral (Z3FT)

Ajuste da Zona 3 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$11992 \rightarrow 11991(\text{Linha de 138 kV}) = (2,14 + j9,24) \Omega$$

$$11991 \rightarrow 11990(\text{Linha de 138 kV}) = (1,49 + j10,36) \Omega$$

$$11990 \rightarrow 11689(\text{Transformador 230/138 kV}) = j28,21 \Omega$$

$$11689 \rightarrow 5329(\text{Linha de 230 kV}) = (6,45 + j51,63) \Omega$$

Obs : Nessa etapa se faz a devida conversão em pu para se obter as respectivas impedâncias referidas as bases utilizadas nos estudos de curto-circuito.

Portanto a impedância total do trecho citado acima é de : $(5,926 + j48,18)(\Omega)$.

Obs : Ao valor resistivo obtido acima adiciona-se o valor de resistência de falta de 30 Ω primários para cobrir os defeitos de alta impedância.

$$X_{G3} = 48,18 \times 80/1200 \rightarrow 3,21 \Omega$$

$$R_{G3} = 35,92 \times 80/1200 \rightarrow 2,39 \Omega$$

Para essa condição haverá uma temporização de 2 s.

•• Quarta Zona Quadrilateral(Z4FT – Reversa).

Ajusta-se a Zona 4 de forma reversa para enxergar internamente defeitos entre fases na usina em forma de retaguarda das demais proteções existentes na planta. Inclui-se aqui portanto o transformador de entrada e o geradores da Usina.

Ajuste de Z4FT – R :

Impedâncias :

$$\text{Transformador (11192} \rightarrow 11193) = j176,33(\Omega)$$

$$\text{Gerador}(X'd \text{ do gerador de } 62,5 \text{ MVA} \rightarrow 11193) = j0,649 (\Omega)$$

Obs : Nessa etapa se faz a devida conversão em pu para se obter as respectivas impedâncias baseadas nas informações obtidas nos estudos de curto-circuito.

Portanto a impedância total do trecho citado acima é de : j77,58 Ω .

Obs : Adiciona-se ao valor obtido acima um valor de $R_f = 20 \Omega$ para se detectar os defeitos resistivos internos na Usina.

$$XG4 = 77,58 \times 80/1200 \rightarrow \mathbf{5,17 \Omega}$$

$$RG4 = 20 \times 80/1200 \rightarrow \mathbf{1,33 \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo de 90 graus pois considera-se aqui uma impedância desses circuitos como tipicamente indutiva. A respectiva temporização será de **3s** ou **180 ciclos** para dar tempo das demais proteções atuarem a contento.

●● Ajustes das Unidades Direcionais :

●●● De Sequencia Negativa :

Procura-se aqui enxergar a menor contribuição para defeitos assimétricos nas barras de 138 kV apresentadas no estudo de curto-circuito. A menor contribuição se dá para o ano de 2009 e na barra 5329 com uma R_f de 30 Ω .

50Q1P :

$$\text{Defeito 1F}(I_2) = 63 \text{ A}$$

$$\text{Pick - Up} : 63 / 80 \rightarrow \mathbf{0,787 \text{ A}}$$

$$\text{Timer}(67Q1D) \rightarrow \mathbf{2,5 \text{ s ou } 150 \text{ ciclos.}}$$

●●● De Fase :

Enxergar até a barra 11991: (Enxergar um defeito 2F até a barra 11991).

50P1P :

$$\text{Defeito 2F} = 527 \text{ A}$$

$$\text{Pick - Up} : 527 / 80 \rightarrow \mathbf{6,58 \text{ A}}$$

$$\text{Timer}(67P1D) \rightarrow \mathbf{0,08 \text{ s ou } 4,8 \text{ ciclos.}}$$

Para a Unidade de tensão de Seqüência Negativa(59_2) procura-se enxergar o menor valor de sobretensão no sistema de 138 kV para um defeito 1F em forma de retaguarda das demais proteções com uma temporização elevada. Esse menor valor se dá para um defeito 1F na barra 11685.

59_2:

Defeito 1F(U_2) = 16390 V.

Pick – Up(59QP) : 16390 V / 1200 → **13,65 V**

Timer (59QP) → **1,4 s ou 84 ciclos.**

A função 59_N visa complementar a função 67_2 e a unidade quadrilateral de distância para um defeito de alta impedância também no sistema de 138 kV. O menor valor se dá para um defeito 1F franco na barra 5329.

Logo :

59N1P: (Barra 5329).

Defeito 1F(V_0) = 13684 V

Pick – Up(59N1P) : 13684 V / 1200 → **11,40 V**

Timer (59N1P) → **750 ms ou 45 ciclos.**

8.2.2.1 – Bloqueio e Trip por Oscilação de Potência.

Toma-se como referência para esses ajustes as informações contidas no documento “ *SEL-321-5 Relay Out – Of – Step Logic* “ Application Guide AG97-13. Neste documento define-se duas zonas de complemento que devem abranger as três zonas de distância definidas no item 8.2.1 .

O primeiro passo é calcular os ajustes máximos de load-flow direto e reverso para a Usina :

- Sentido Direto : Exportação de até 25 MW em 2009.

$$z_{1LF} = \frac{(138 \text{ KV})^2}{25 \text{ MW}} = 761,76 \text{ ohms / primários} \times \frac{80}{1200} = 50,78 \text{ ohms / secundários.}$$

- Sentido Reverso : Considera-se a potência do transformador de entrada mais 10 % de sobrecarga com a circulação forçada em operação e com um fator de potência de operação de 0.8.

$$z_{1LR} = \frac{(138 \text{ KV})^2}{30 \text{ MW}} = 634,8 \text{ ohms / primários} \times \frac{80}{1200} = 42,32 \text{ ohms / secundários.}$$

- Ajustes de R1R5, R1L5, R1R6 e R1L6 :

Onde :

Z1S → Impedância do sistema até onde procura-se enxergar.

Z1L → Impedância da linha de conexão entre as barras 11991 e 11992.

Z1R → Impedância do equivalente da usina que nesse caso será considerada como a soma da impedância do transformador e do gerador.

Fslip(Hz) → Máxima frequência de escorregamento admissível em caso de oscilação. O valor escolhido aqui é de 4 Hz/s conforme indicado no manual.

OSBD → Tempo de oscilação em ciclos. O valor escolhido aqui é de 02 ciclos.

Na figura 05 do item 8.5 é apresentado o gráfico típico para a determinação desses ajustes.

Os ajustes de R1R5 e R1L5 são obtidos conforme indicação e equações do catálogo.

$$R1R6 < \frac{Z1LF}{C1} = \frac{42,62}{1.3} \times \frac{80}{1200} = 2,18 \quad \text{ohms.}$$

$$R1L6 < \frac{Z1LR}{C1} = \frac{77,53}{1.3} \times \frac{80}{1200} = 3,97 \quad \text{ohms.}$$

$$AngR6 = 2 \quad x \quad a \tan \left[\frac{Z1S + Z1L + Z1R}{2 \quad X \quad R1R6} \right] = 125,07 \quad \text{graus.}$$

$$AngL6 = 2 \quad x \quad a \tan \left[\frac{Z1S + Z1L + Z1R}{2 \quad X \quad R1L6} \right] = 93,14 \quad \text{graus.}$$

$$AngR5 = \frac{360(\text{deg}) \times F_{\text{slip}}(\text{Hz}) \times OSBD}{60(\text{Hz})} + AngR6 = \frac{360 \times (4) \times 2}{60} + (125,07) = 173,07 \text{ graus}$$

$$AngL5 = \frac{360(\text{deg}) \times F_{\text{slip}}(\text{Hz}) \times OSBD}{60(\text{Hz})} + AngL6 = \frac{360 \times (4) \times 2}{60} + (93,14) = 141,14 \text{ graus}$$

Do catálogo tiram-se os ajustes de R1R5 e R1L5 que apresentam valores :

R1R5 → **1,01 Ω**

R1L5 → **1,48 Ω**

8.3 – Proteção da Barra de Entrada em 138 kV :

8.3.1 - Defeitos entre Fases na Barra de 138 kV da UTE Sta Luzia :

Para um defeito bifásico ajusta-se a unidade 50P do relé SEL311C para enxergar o mesmo e atuar no disjuntor de 138 kV de entrada da Usina. Pelo estudo de curto-circuito têm-se para esse defeito uma contribuição pelo circuito 11991 - 11992 :

Idefeito(2F) = 1747 A

Ajuste (50P2P) = 1747 / 80 → **21,83 A**

Ajuste de Tempo(67P2D) → **50 ms ou 3 ciclos.**

A menor contribuição para esse defeito pela usina será de 572 A. .Esta unidade deverá atuar no disjuntor de alta dos transformadores através da unidade de sobrecorrente 50P11P do relé SEL-387E.

Idefeito(2F) = 572 A.

Ajuste (50P11P) = 572 / 80 → **7,15 A.**

Ajuste de Tempo(50P11D) → **50 ms ou 3 ciclos.**

Nota 4: *Supõe-se aqui que o tap do tc de bucha de 138 kV do transformador de entrada seja de 400/5A.*

8.3.2 - Defeitos à Terra na Barra de 138 kV da UTE Sta Luzia :

Ajusta-se unidade 50N para enxergar esse defeito. Pelo estudo de curto-circuito têm-se para esse defeito uma contribuição pelo circuito 11991 - 11992: (relé SEL – 311C)

Idefeito(1F) = 992 A.

Ajuste (50G1P) = $992 / 80 \rightarrow 12,4$ A

Timer(67G1D) $\rightarrow 80$ ms ou 4.8 ciclos.

Idem a Nota 2 acima.

A contribuição da Usina para o defeito 1F na barra de entrada será detectada pela função de sobrecorrente de sequencia negativa.

Logo :

Idefeito(1F – I₂ Pela Usina) = 98 A.

Ajuste (50Q11P) = $98 / 80 \rightarrow 1,22$ A

Timer(50Q11D) $\rightarrow 80$ ms ou 4.8 ciclos.

8.4 – Proteção dos Transformadores de 138/ 13.8 kV :

Nota 5 : *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.
- 50/50N(Winding 1) – Enxergar defeitos na entre fases e monofásicos na barra de entrada de 138kV da Usina.
- 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

Winding 1 Current TAP : Para esse ajuste adota-se a fórmula da pág. 70 do manual de instrução do relé SEL-387E.

Logo :

$$I_p = \frac{37,5 \text{ MVA} \times 1000}{\sqrt{3} \times 230 \text{ kV} \times RTC(W1)} = 1,176 \text{ A}$$

Valor de Ajuste → **1,17 A**

Winding 2 Current TAP : Para esse ajuste adota-se a fórmula da pág. 70 do manual de instrução do relé SEL-387E.

Logo :

$$I_p = \frac{37,5 \text{ MVA} \times 1000}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ kV} \times RTC(W2)} = 5,22 \text{ A}$$

Valor de Ajuste → **5,22 A**

Slope 1(SLP1) : Escolhe-se aqui o valor de 25 % para se manter a sensibilidade para defeitos de alta impedância no transformador.

Slope 2(SLP2) : Escolhe-se aqui o valor de 60 % para se manter a sensibilidade para defeitos com altas correntes externas ao transformador.

Restrained Current Slope 1 Limit(IRS1) : 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 para o ano de 2009. Aplica-se um fator de 90% de depreciação nessa corrente considerando-se o evento da saturação DC.

IRS1 → **3.0 pu do múltiplo do TAP**

Unrestrained Element Operating Current PU(U87P): Esse ajuste está ligado a possibilidade de altas correntes de defeito sem restrição. Ajustam-se aqui conforme sugestão do manual de instrução do relé um valor de 10 vezes a corrente de tap ajustado.

U87 P – **10 vezes o múltiplo do TAP**

Restrained Element Operating Current PU(O87P): Esse ajuste está ligado a possibilidade de altas correntes de defeito sem restrição. Ajustam-se aqui conforme sugestão do manual de instrução do relé (pág.70).

$O87P_{min} > [(0.1 \times I_n)] / TAP_{min}$ → **8.3 vezes o múltiplo do TAP**

Second Harmonic Blocking Percentage (PCT2) → 15 %.

Fifth Harmonic Blocking Percentage (PCT5) : Seguindo as indicações mostradas no manual temos → **35 %.**

8.5 - Proteção do Paralelo Concessionária – Indústria.

Avalia-se aqui o uso da função de sobretensão e sobrefrequência do relé SEL-351 A no setor de 13.8 kV da usina para abrir o paralelo entre os sistemas em caso de perda parcial ou total de alimentação de → para a concessionária.

Adotam-se aqui os seguintes valores para o cálculo desses ajustes :

No Ano de 2009 :

Fator de Potência da Planta antes da perda = 0,8

Fator de Potência da Planta depois da perda = 0,8

$X'd(\text{Gerador TG01}) = 0,213 \text{ pu.}$

H – Constante de Inércia Total(TG01)(s) = 0,832 s

Admite-se que a usina em regime nominal de operação alimenta sua carga interna e exporta seu excedente de 25 MW em 2009. No caso de perda parcial ou total da concessionária obtem-se portanto um degrau de energia de 25/50 ou de 50 % da energia gerada no instante da perda.

No Ano de 2010 :

Fator de Potência da Planta antes da perda = 0.8

Fator de Potência da Planta depois da perda = 0.8

$X'd(\text{Gerador TG01 + TG02}) = 0,137 \text{ pu.}$

H – Constante de Inércia Total(TG01 + TG02)(s) = 1,782 s

Admite-se que a usina em regime nominal de operação alimenta sua carga interna e exporta seu excedente de 38 MW em 2010. No caso de perda parcial ou total da concessionária obtem-se portanto um degrau de energia de 38/80 ou de 47,5 % da energia gerada no instante da perda.

No Ano de 2012 :

Fator de Potência da Planta antes da perda = 0,8

Fator de Potência da Planta depois da perda = 0,8

$X'd(\text{Gerador TG01} + \text{TG02} + \text{TG03}) = 0,083 \text{ pu.}$

$H - \text{Constante de Inércia Total}(\text{TG01} + \text{TG02} + \text{TG03})(\text{s}) = 2,614 \text{ s}$

Admite-se que a usina em regime nominal de operação alimenta sua carga interna e exporta seu excedente de 75 MW em 2012. No caso de perda parcial ou total da concessionária obtem-se portanto um degrau de energia de 75/130 ou de 57,6 % da energia gerada no instante da perda.

Com os dados acima simula-se em software proprietário as condições operativas acima obtendo-se os gráficos das figuras 1,2 e 3 apresentados no item 8.5. Nesse caso ajustam-se duas unidades de frequência absoluta e duas unidades de sobretensão para se detectar a condição de perda parcial ou total da conexão com a concessionária. Para as unidades de frequência admitem-se duas unidades com os seguintes ajustes :

Level 1 Pick-UP : (81D1P) → **59,2 Hz**

Level 1 Time Delay : (81D1D) → **12 ciclos.**

Level 2 Pick-UP : (81D2P) → **57,5 Hz**

Level 2 Time Delay : (81D1D) → **0 ciclos.**

Phase Undervoltage Block (27B81P) → **92 V**

Obs : Para o ajuste da função de bloqueio acima adota-se com o referência o gráfico do estudo de estabilidade para um defeito 3F na barra de entrada da Usina no ano de 2009 mostrado abaixo.

Para os ajustes de sobretensão temos : (Valores obtidos da figura 4 do item 8.5).

Level 1 Pick-UP : (59P1P- Ajuste para o ano de 2009) $\rightarrow 1,07 \times 115 =$ **123,05 V**

Level 1 Time Delay : (59P1D) \rightarrow **15 ciclos.**

Level 2 Pick-UP : (59P2P – Ajuste para o ano de 2012) $\rightarrow 1,03 \times 115 =$ **118,45 V**

Level 2 Time Delay : (59P2D) \rightarrow **30 ciclos.**

8.5 - Gráficos e Figuras :

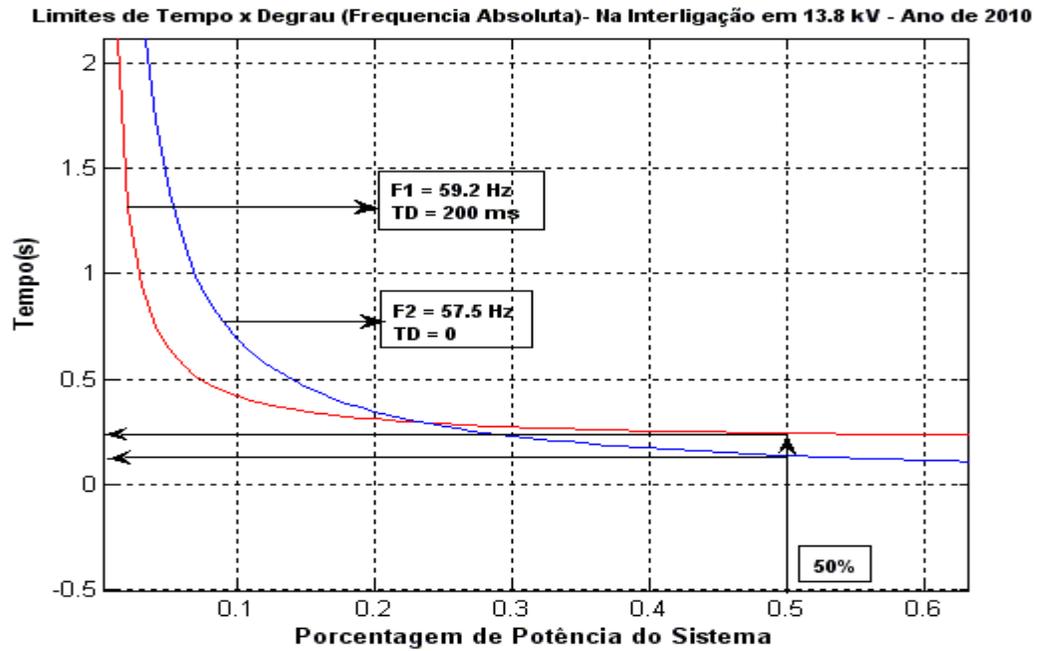


Figura 1 – Frequência Absoluta para uma perda de 50 % no ano de 2009.

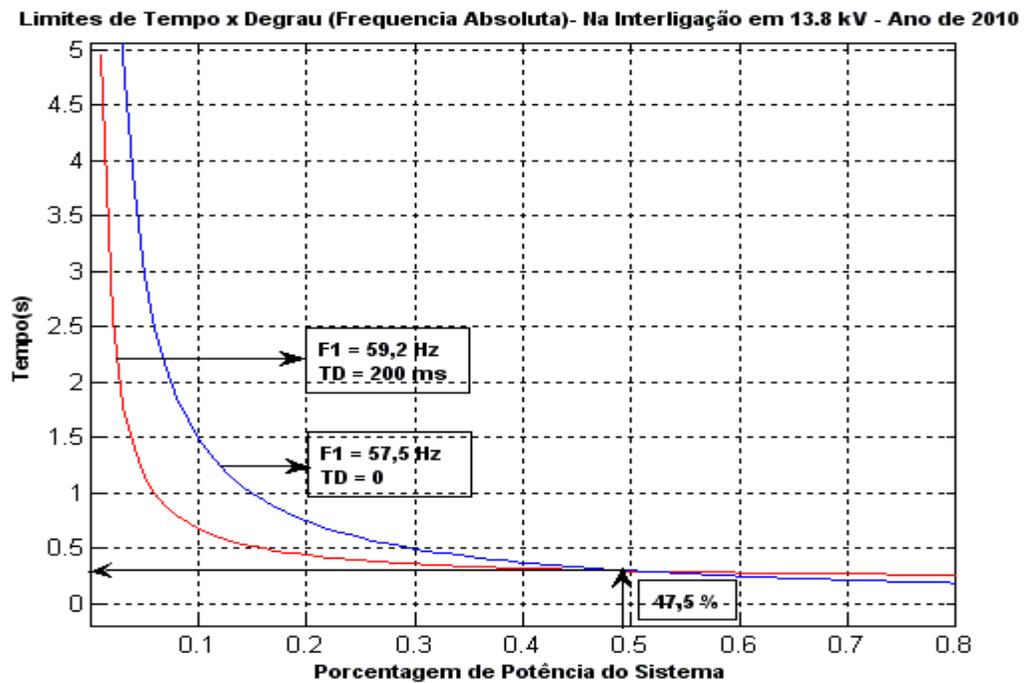


Figura 2 – Frequência Absoluta para uma perda de 47,5 % no ano de 2010.

Limites de Tempo x Degrau (Frequencia Absoluta)- Na Interligação em 13.8 kV - Ano de 2012

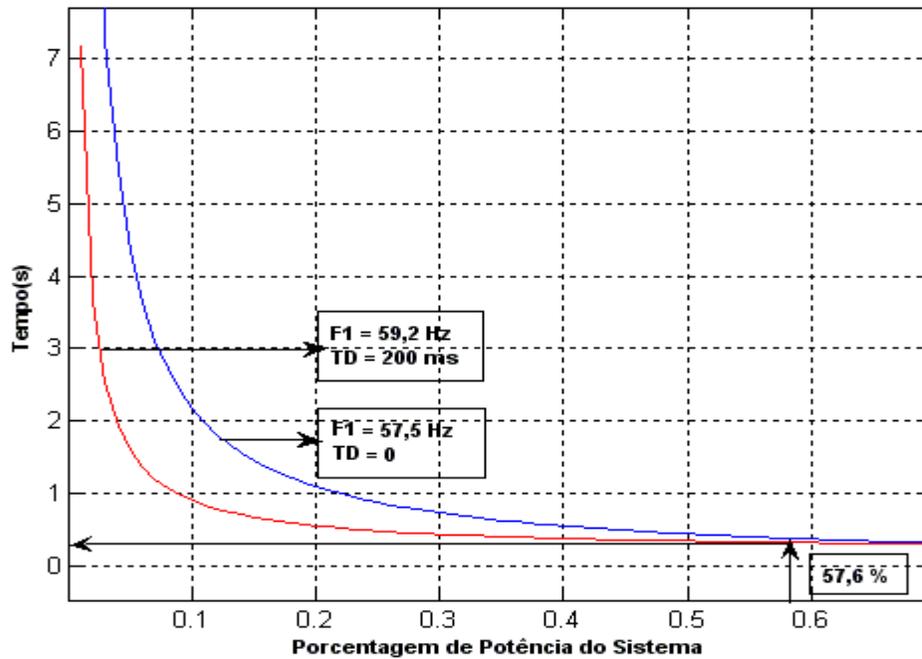


Figura 3 – Frequência Absoluta para uma perda de 57,6 % no ano de 2012.

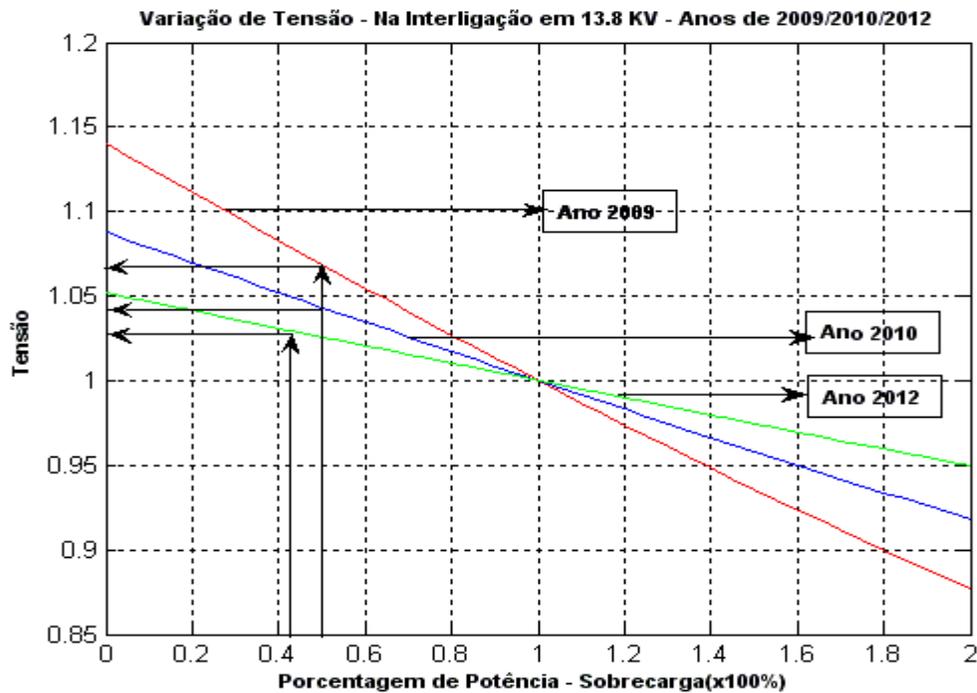


Figura 4 – Variação de Tensão na Conexão em 13.8 kV nos anos 2009/2010/2012.

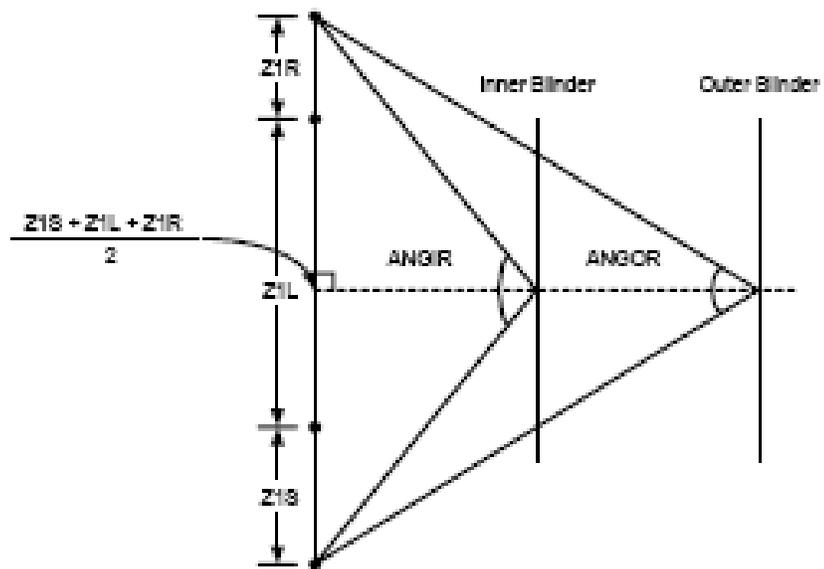


Figura 5 – Esquema típico de Oscilação de Potência.

8.6 – Tabelas de Ajustes :

SEL – 311 C			
Proteção da Linha de 138 kV			
Unidade	Símbolo	Tipo	Valor
Zone 1	Z1P	MHO	0,634 Ω
Zone 1 T.Delay	Z1PD	-	OFF
Zone 2	Z2P	MHO	1,32 Ω
Zone 2 T.Delay	Z2PD	-	39 cycles
Zone 3	Z3P	MHO	3,23 Ω
Zone 3 T.Delay	Z3PD	-	90 cycles
Zone/Level 3	DIR3	Forward	
Zone 4	Z4P	MHO	5,17 Ω
Zone 4 T.Delay	Z4PD	-	51 cycles
Zone/Level 4	DIR4	Reverse	
Zone 1-Reat	XG1	QUAD	0,621 Ω
Zone 1 - Res	RG1	QUAD	1,928 Ω
Zone 1 Quad T.Delay	Z1GD	QUAD	OFF
Zone 2-Reat	XG2	QUAD	1,306 Ω
Zone 2 - Res	RG2	QUAD	2,24 Ω
Zone 2 Quad T.Delay	Z2GD	QUAD	84 cycles
Zone 3-Reat	XG3	QUAD	3,21 Ω
Zone 3 - Res	RG3	QUAD	2,39 Ω
Zone 3 Quad T.Delay	Z3GD	QUAD	120 cycles
Zone /Level 3	DIR3	Forward	
Zone 3-Reat	XG4	QUAD	5,17 Ω
Zone 3 - Res	RG4	QUAD	1,33 Ω
Zone 3 Quad T.Delay	Z4GD	QUAD	180 cycles
Zone /Level 4	DIR4	Reverse	
Z1 P-P current FD	50PP1		4.11 A
Z2 P-P current FD	50PP2		3.13 A
Z3 P-P current FD	50PP3		1.96 A
Z4 P-P current FD	50PP4		1.17 A
Negative Seq. Inst-L1	50Q1P		0,787 A(Nota 6)
Negative Seq. (Timer)	67Q1D		150 cycles
Phase Inst.Overc – L1	50P1P		6,58 A
Phase Inst.Overc – Timer	67P1D		4,8 cycles
Phase Inst.Overc – L2	50P2P		21,83 A
Phase Inst.Overc – Timer	67P2D		3 cycles
Neutral Inst.Overc – L1	50G1P		12,4 A
Phase Inst.Overc – Timer	67G1D		4,8 cycles
Voltage Elements(3Vo)	59N1P		11,4 V
Voltage Elem -(Timer)	Nota 2		45 cycles
Voltage Elements(U_2)	59QP		13,65 V
Voltage Elem -(Timer)	Nota 2		84 cycles
Positive S. c.super	50ABCP		1.08 A
Voltage window –low threshold	25VLO		5V
Voltage window –high threshold	25VHI		5V
Maximum slip frequency	25SF		0.1 Hz
Maximum Angle 1	25ANG1		4 graus
Synchronizing phase	SYNCP		VAB
B.Close time ang.compensation	TCLOSD		10 cycles
Block Zone 1	OOSB1		Y
Block Zone 2	OOSB2		Y
Block Zone 3	OOSB3		Y
Block Zone 4	OOSB4		N
Out of step block td	OSBD		2 cycles
Enable Out –of –step trip	EOOST		Y
Out of step trip td	OSTD		0.8 cycles
Zone 6 reactance -top	X1T6		4,97 Ω
Zone 5 reactance -top	X1T5		3,85 Ω
Zone 6 resist-Right	R1R6		2,18 Ω
Zone 5 resist-Right	R1R5		1,01 Ω
Zone 6 resist-left	R1L6		3,97 Ω
Zone 5 resist-left	R1L5		1,48 Ω

Tabela 02

SEL – 387E		
Proteção dos Transformadores de 138/13.8 kV		
Unidade	Simbolo	Valor
Winding1 TAP1	TAP1	1,17 A
Winding2 TAP2	TAP2	5,22 A
Slope 1	SLP1	25 %
Slope 2	SLP2	60 %
Res. Slope1 Limit	IRS1	3,0
Unres. Oper. Current	U87P	10
Res. Oper. Current	O87P	8,3
Sec. Har. Block. Per	PCT2	15 %
Fifth. Har. Block. Per	PCT5	35 %
Phase Inst. Overc – L1	50P11P	7,15 A
Phase Inst. Overc – Timer	50P11D	3 cycles
Negative Seq. Inst-L1	50Q11P	1,22 A
Negative Seq. (Timer)	50Q11D	4,8 cycles

Tabela 03

SEL – 351A		
Proteção da conexão em 13.8 kV		
Unidade	Simbolo	Valor
Phase Undervoltage Block	27B81P	92 V
Level 1 Pick - UP	81D1P	59,2 Hz
Level 1 Time Delay	81D1D	12 cycles
Level 2 Pick - UP	81D2P	57,5 Hz
Level 2 Time Delay	81D2D	0 cycles
Level 1 Pick - UP	59P1P	123,5 V
Level 1 Time Delay	59PID	15 cycles
Level 2 Pick - UP	59P2P	118,45 V
Level 2 Time Delay	59P2D	30 cycles

Nota 6 : As unidades de sequência negativa 50Q1P deverão ter supervisão direcional(função 67) no sentido forward olhando para a concessionária.

Nota 7 : As respectivas temporizações das funções 59N1P,59QP e 59P deverão ser implementadas via lógica adicional no relé.

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 67_2 de seqüência negativa do relé SEL311C que estão ajustadas para enxergar defeitos assimétricos além da barra 10003. Esse mesmo sinal deverá ser usado também em conjunto com o ajuste de zona 2 e 3 de distância do terminal da Usina.
- Para a função de Power Swing(Trip e Bloqueio por oscilação da função de Distância) recomenda-se usar o tempo de estabilidade da planta para se ajustar as respectivas temporizações dessas funções. Essas funções são importantes para se evitar o stress torsional no eixo do gerador para essas condições o que reduz o tempo de vida útil do mesmo.
- As temporizações das funções 59 e 81 da proteção do paralelo feitas no relé SEL-351A estão ajustadas de forma que se houver o religamento automático(Função 79) nas proteções das linhas de 138 kV seu respectivo tempo morto deverá ser de no mínimo 200 ms ou 12 ciclos.
- As funções complementares de sobrecorrente dos relés que fazem parte do estudo deverão ser devidamente coordenadas quando da execução do estudo da parte interna da planta para possibilitar sua iteração com as proteções dos geradores e das cargas em média tensão da Usina.