

8 - RESULTADOS DO ESTUDO DE SELETIVIDADE – REV1

8.1 - Introdução.

O presente trabalho tem por objetivo apresentar os ajustes para as proteções da planta da UTE NOROESTE PAULISTA E NOBLE ENERGIA em 138 KV, tomando como referência o desenho “*Diagrama Unifilar – CPFL Subestação 138 – 13.8 KV*” que serve 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 e Diferencial de linha tipo SEL-311L de fabricação Schweitzer para enxergar todos os tipos de defeitos no sistema de 138 KV em conjunto com a função ANSI 59 ao relé citado e 81 por taxa ao relé SR-745 também do fabricante GE para que as mesmas atuem em forma de retaguarda ou não nos disjuntores de interligação que caracterizem a proteção da conexão entre a usina e o sistema de 138 KV da concessionária. 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 - Gráficos e Figuras.

8.6 - Tabelas de Ajustes.

8.7 - Comentários Finais.

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

Grupo 1(Ano de 2008) : Operação de 02 geradores (37,5 MVA) em paralelo com a concessionária (Noroeste Paulista) com alimentação de uma linha de 138 KV em operação normal. A demanda contratada aqui a ser considerada será de 30 MW para o ano de 2008.

Grupo 2(Ano de 2010) : *Operação de 03 geradores (37,5 MVA) em paralelo com a concessionária(02 geradores em Noroeste Paulista e 01 gerador em Noble Energia) com alimentação de uma linha de 138 KV em operação normal. A demanda contratada aqui a ser considerada será de 60 MW no total para o ano de 2010.*

8.2 – Proteção da Linha de Transmissão de 138 KV :

8.2.1 – Unidades de Distância :

8.2.2.1 : UTE Noroeste Paulista(Ano de 2008)

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 = 400/5 A = 80/1.

RTP = 138000/ 115 V = 1200/1.

Para essa função de distância o relé SEL311L 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 quarta 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 :

●● Unidades de Distância : (21)

Primeira Zona : (Z1P):

Ajuste da Zona 1 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$19900 \rightarrow 19910 = 0.0092(\Omega) + j.0.0242(\Omega)$$

$$18300 \rightarrow 19900 = 4.24 (\Omega) + j.11.13(\Omega)$$

$$\text{Total : } 4.249(\Omega) + j.11.15(\Omega) = 11.93(\Omega) \times 80/1200 \rightarrow \mathbf{0.795\Omega}$$

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

$$\text{Ajuste da Zona 1 : } Z1P = 0.795 \times 0.9 \rightarrow \mathbf{0.715 \Omega}$$

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

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 11.15 / 4.249 = 69,13 \text{ graus.}$$

Para essa condição haverá uma temporização de **280 ms ou 16.8 ciclos.**

Segunda Zona : (Z2P)

Ajuste da Zona 2 : Z2P :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$19900 \rightarrow 19910 = 0.0092(\Omega) + j.0.0242(\Omega)$$

$$18300 \rightarrow 19900 = 4.24 (\Omega) + j.11.13(\Omega)$$

$$18300 \rightarrow 18267 = 7.99(\Omega) + j.20.96(\Omega)$$

$$\text{Total : } 12.23(\Omega) + j.32.11(\Omega) = 34.36(\Omega) \times 80/1200 \rightarrow \mathbf{2.29\Omega}$$

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

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 32.11/ 12.23 = 69.14 \text{ graus.}$$

Para essa zona de sobrealcance adota-se uma temporização de **420 ms ou 25.2 ciclos.**

Terceira Zona : (Z3P)

Ajuste da Zona 3 : Z3P :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$19900 \rightarrow 19910 = 0.0092(\Omega) + j.0.0242(\Omega)$$

$$18300 \rightarrow 19900 = 4.24 (\Omega) + j.11.13(\Omega)$$

$$18300 \rightarrow 18267 = 7.99(\Omega) + j.20.96(\Omega)$$

$$18267 \rightarrow 18250 = 5.67(\Omega) + j.14.75(\Omega)$$

$$\text{Total : } 17.9(\Omega) + j.46.86(\Omega) = 50.16(\Omega) \times 80/1200 \rightarrow \mathbf{3.34 \Omega}$$

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

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 46.86/ 17.9 = 69.09 \text{ graus.}$$

Para essa zona de sobrealcance adota-se uma temporização de **550 ms ou 21.8 ciclos.**

Quarta Zona :(Z4R)

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 gerador de 37,5 MVA.

Logo :

Ajuste de Z4R :

Impedâncias :

Transformador (19910 → 19915) = j.104,74(Ω)

Gerador (X'd) (19915 → Gerador) = j.1.52(Ω)

Total : j106.26(Ω) x 80/1200 → **7.08 Ω**

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da de 90 graus pois considera-se aqui uma impedância desses circuitos como tipicamente indutiva. A respectiva temporização será de **650 ms ou 39 ciclos**.

●● Unidade Diferencial de Linha (87L) – Trecho

A função diferencial da linha deverá proteger ao trecho entre as barras 19900 e 19910. Para se obter os menores valores para defeitos fase – fase e fase-terra obtêm-se do estudo de curto-circuito os valores das contribuições vindas da concessionária e das Usinas para os anos de 2008 e 2010 :

Defeitos 2F	Barra 19900		Barra 19910	
	2008	2010	2008	2010
Contribuição da Usina	345 A	345 A	346 A	346 A
Contribuição da Concessionária	2878 A	2881 A	2875 A	2878 A
Defeitos 1F	Barra 19900		Barra 19910	
	2008	2010	2008	2010
Contribuição da Usina(I_2)	91 A	71 A	91 A	71 A
Contribuição da Concessionária(I_2)	619 A	706 A	181 A	237 A

Da tabela acima coletam-se os menores valores de contribuição para se manter a maior sensibilidade possível ao esquema.

Logo :

Ajustes de válidos para ambos os terminais da Linha serão :

Para defeitos entre fases : $87LPP = 345 / 80 = 4.31 \text{ A}$

Para defeitos à terra : $87L2P = 71 / 80 = 0.887 \text{ A}$

8.2.1.1.2 - Defeitos entre Fase e Terra :

Para essa função de Proteção o relé SEL311L possui até quatro 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 adota-se aqui as unidades 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.

O critério será de enxergar a menor contribuição de seqüência negativa para a topologia apresentada no estudo de curto-circuito. Da seqüência negativa de corrente procura-se enxergar defeitos 1F até a barra 18267 e das seqüências negativas e zero de tensão até a barra 18250 e 18220 respectivamente, sendo que a tensão de seqüência zero será medida somente após a perda da fonte de terra da concessionária para esse tipo de defeito. Das planilhas em EXCEL obtêm-se então :

As unidades acima deverão possuir os seguintes ajustes :

→ (Enxergar até um defeito 1F até a barra 18267).

67_2 :

Defeito 1F(I_2) = 153 A

Pick – Up : $153 / 80 \rightarrow 1.91 \text{ A}$

Timer da função(67_2) $\rightarrow 180 \text{ ms ou } 10.8 \text{ ciclos.}$

Para a Unidade de tensão de Seqüência Negativa(59_2) encontram-se os valores de 11281 V(U_2) medidos na barra 19910 para um defeito fase-terra na barra 18250.

59_2:

Defeito 1F(U_2) = 11.281 V.

Pick – Up(59_2) : $11281 \text{ V} / 1200 \rightarrow 9.4 \text{ V}$

Timer (59_2) $\rightarrow 280 \text{ ms ou } 16.8 \text{ ciclos.}$

A função 59_N só é habilitada após a abertura da proteção da linhas conectadas ao defeito na concessionária e a conseqüente perda da fonte de terra da mesma. Ajusta-se essa unidade para enxergar um defeito fase-terra até a barra 18220 medida na barra 19910.

Logo :

59_N:

Defeito 1F(V_0) = 8073 V.

Pick – Up(59_N) : $8073 \text{ V} / 1200 \rightarrow 6.72 \text{ V}$

Timer (59_N) $\rightarrow 110 \text{ ms ou } 6.6 \text{ ciclos.}$

8.2.2.2 : UTE Noble

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 = 400/5 A = 80/1.

RTP = 138000/ 115 V = 1200/1.

Para essa função de distância o relé SEL311L 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 terceira zona reversa para servir de back-up olhando para dentro da usina enxergando inclusive o gerador e a barra de 13.8 KV.

●● Ano de 2008 :

8.2.2.1.1 - Defeito entre Fases :

Quarta Zona :(Z4R)

Ajusta-se nesse caso somente 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 a barra de 13.8 KV da UTE Noble.

Logo :

Ajuste de Z4R :

Impedâncias :

Transformador (19910 → 19915) = $j.104,74(\Omega)$

Total : $j104.74(\Omega) \times 80/1200 \rightarrow$ **6.98 Ω**

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da de 90 graus pois considera-se aqui uma impedância desses circuitos como tipicamente indutiva. A respectiva temporização será de **650 ms ou 39 ciclos**.

●● Ano de 2010 :

• **Defeito entre Fases :**

Primeira Zona : (Z1P):

Ajuste da Zona 1 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$19900 \rightarrow 19910 = 0.0092(\Omega) + j.0.0242(\Omega)$$

$$18300 \rightarrow 19900 = 4.24 (\Omega) + j.11.13(\Omega)$$

$$\text{Total : } 4.249(\Omega) + j.11.15(\Omega) = 11.93(\Omega) \times 80/1200 \rightarrow \mathbf{0.795\Omega}$$

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

$$\text{Ajuste da Zona 1 : } Z1P = 0.795 \times 0.9 \rightarrow \mathbf{0.715 \Omega}$$

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

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 11.15 / 4.249 = 69,13 \text{ graus.}$$

Para essa condição haverá uma temporização de **280 ms ou 16.8 ciclos.**

Segunda Zona : (Z2P)

Ajuste da Zona 2 : Z2P :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$19900 \rightarrow 19910 = 0.0092(\Omega) + j.0.0242(\Omega)$$

$$18300 \rightarrow 19900 = 4.24 (\Omega) + j.11.13(\Omega)$$

$$18300 \rightarrow 18267 = 7.99(\Omega) + j.20.96(\Omega)$$

$$\text{Total : } 12.23(\Omega) + j.32.11(\Omega) = 34.36(\Omega) \times 80/1200 \rightarrow \mathbf{2.29\Omega}$$

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

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 32.11 / 12.23 = 69.14 \text{ graus.}$$

Para essa zona de sobrealcance adota-se uma temporização de **420 ms ou 25.2 ciclos.**

Terceira Zona : (Z3P)

Ajuste da Zona 3 : Z3P :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$19900 \rightarrow 19910 = 0.0092(\Omega) + j.0.0242(\Omega)$$

$$18300 \rightarrow 19900 = 4.24 (\Omega) + j.11.13(\Omega)$$

$$18300 \rightarrow 18267 = 7.99(\Omega) + j.20.96(\Omega)$$

$$18267 \rightarrow 18250 = 5.67(\Omega) + j.14.75(\Omega)$$

$$\text{Total : } 17.9(\Omega) + j.46.86(\Omega) = 50.16(\Omega) \times 80/1200 \rightarrow \mathbf{3.34 \Omega}$$

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

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 46.86 / 17.9 = 69.09 \text{ graus.}$$

Para essa zona de sobrealcance adota-se uma temporização de **550 ms ou 21.8 ciclos.**

Quarta Zona :(Z4R)

Ajusta-se a Zona 3 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 gerador de 37,5 MVA.

Logo :

Ajuste de Z3R :

Impedâncias :

$$\text{Transformador (19910 } \rightarrow \text{ 19915) = j.104,74}(\Omega)$$

$$\text{Gerador (X'd) (19915} \rightarrow \text{Gerador)} = j.1.52(\Omega)$$

$$\text{Total : } j106.26(\Omega) \times 80/1200 \rightarrow \mathbf{7.08 \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da de 90 graus pois considera-se aqui uma impedância desses circuitos como tipicamente indutiva. A respectiva temporização será de **650 ms ou 39 ciclos**.

●● Unidade Diferencial de Linha (87L) – Trecho

A função diferencial da linha deverá proteger ao trecho entre as barras 19900 e 19920. Para se obter os menores valores para defeitos fase – fase e fase-terra obtêm-se do estudo de curto-circuito os valores das contribuições vindas da concessionária e das Usinas para os anos de 2008 e 2010 :

Defeitos 2F	Barra 19900		Barra 19920	
	2008	2010	2008	2010
Contribuição da Usina	-	234 A	-	234 A
Contribuição da Concessionária	2878 A	2881 A	2875 A	2878 A
Defeitos 1F	Barra 19900		Barra 19920	
	2008	2010	2008	2010
Contribuição da Usina(I_2)	-	48 A	-	48 A
Contribuição da Concessionária(I_2)	619 A	706 A	181 A	237 A

Da tabela acima coletam-se os menores valores de contribuição para se manter a maior sensibilidade possível ao esquema.

Logo :

Ajustes de válidos para ambos os terminais da Linha serão :

$$\text{Para defeitos entre fases : } 87LPP = 234 / 80 = 2.92 \text{ A}$$

$$\text{Para defeitos à terra : } 87L2P = 48 / 80 = 0.6 \text{ A}$$

8.2.1.1.2 - Defeitos entre Fase e Terra :

Para essa função de Proteção o relé SEL-311L 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 adota-se aqui as unidades 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.

O critério será de enxergar a menor contribuição de seqüência negativa para a topologia apresentada no estudo de curto-circuito. Da seqüência negativa de corrente procura-se enxergar defeitos 1F até a barra 18267 e das seqüências negativas e zero de tensão até a barra 18250 e 18220 respectivamente, sendo que a tensão de seqüência zero será medida somente após a perda da fonte de terra da concessionária para esse tipo de defeito. Das planilhas em EXCEL obtêm-se então :

As unidades acima deverão possuir os seguintes ajustes :

→ (Enxergar até um defeito 1F até a barra 18267).

67_2 :

Defeito 1F(I_2) = 104 A

Pick – Up : 104 / 80 → **1.3 A**

Timer da função(67_2) → **180 ms ou 10.8 ciclos.**

Para a Unidade de tensão de Seqüência Negativa(59_2) encontram-se os valores de 11281 V(U_2) medidos na barra 19920 para um defeito fase-terra na barra 18250.

59_2:

Defeito 1F(U_2) = 10461 V.

Pick – Up(59_2) : 10461 V / 1200 → **8.71 V**

Timer (59_2) → **280 ms ou 16.8 ciclos.**

A função 59_N só é abilitada após a abertura da proteção da linhas conectadas ao defeito na concessionária e a conseqüente perda da fonte de terra da mesma. Ajusta-se essa unidade para enxergar um defeito fase-terra até a barra 18220 medida na barra 19910.

Logo :

59_N:

Defeito 1F(V_0) = 8118 V.

Pick – Up(59_N) : 8118 V / 1200 → **6.76 V**

Timer (59_N) → **110 ms ou 6.6 ciclos.**

●● Proteções Complementares :

Neste item serão ajustadas as funções de Load Encroachment e Bloqueio e Trip por Oscilação no sistema de 69 KV que interliga a Usina ao sistema da Concessionária.

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 30 MW.

$$z_{ILF} = \frac{(138 \text{ KV})^2}{30 \text{ MW}} = 634 \text{ ohms/primários} \times \frac{80}{1200} = 42.32 \text{ ohms/secundários.}$$

- 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.

$$z_{ILR} = \frac{(138 \text{ KV})^2}{33 \text{ MW}} = 577.09 \text{ ohms / primários} \times \frac{80}{1200} = 38.47 \text{ ohms / secundários.}$$

• Ajustes de R1R5, R1L5, R1R6 e R1L6 :

$$R1R6 < \frac{Z1LF}{C1} = \frac{634}{1.3} \times \frac{80}{1200} = 32.51 \text{ ohms.}$$

$$R1L6 < \frac{Z1LR}{C1} = \frac{577.09}{1.3} \times \frac{80}{1200} = 29.59 \text{ ohms.}$$

$$\text{AngR6} = 2 \times \arctan\left[\frac{Z1S + Z1L + Z1R}{2 \times R1R6}\right] = 18.28 \text{ graus.}$$

$$\text{AngL6} = 2 \times \arctan\left[\frac{Z1S + Z1L + Z1R}{2 \times R1L6}\right] = 20.08 \text{ graus.}$$

$$\text{AngR5} = \frac{360(\text{deg}) \times \text{Fslip}(\text{Hz}) \times \text{OSBD}}{60(\text{Hz})} + \text{AngR6} = \frac{360 \times (4) \times 2}{60} + (18.28) = 66.28 \text{ graus}$$

$$\text{AngL5} = \frac{360(\text{deg}) \times \text{Fslip}(\text{Hz}) \times \text{OSBD}}{60(\text{Hz})} + \text{AngL6} = \frac{360 \times (4) \times 2}{60} + (20.08) = 68.08 \text{ graus}$$

Onde :

Z1S → Impedância do sistema até onde procura-se enxergar. Nesse caso vale a impedância encontrada para o valor de ZP3 que é de 50.13 ohms com ângulo de 69.09 graus mais a impedância do equivalente de thevénin na barra 18220 que é de $(0.02 + j.5.41) \Omega$

Z1L → Impedância da linha de conexão entre as barras 19900 e 19910.

Z1R → Impedância do equivalente da usina que nesse caso será considerada como a soma da impedância do transformador e do gerador na UTE Noroeste o que dá aproximadamente 104 Ω .

Fslip(Hz) → Máxima frequência de escorregamento admissível em caso de oscilação. O valor escolhido aqui é de 4 Hz/s.

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

Na figura 03 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.

Para a função de Load – Encroachment(figura 4) toma-se como referência o documento “*SEL-321 Relay Load-Encroachment Function Setting Guidelines* “ AG93-10, onde pode-se definir os seguintes parâmetros :

Máxima Potência Forward : 30 MW.

Máxima Potência Backward : 33 MW.

Mínima tensão para a condição de máxima potência Forward : Assume-se aqui a tensão de 0.9 pu.

Fator de Potência para a operação de máxima potência forward e backward : 0.8

Em seguida usam-se as equações da referência para se definir os ajustes apresentados na tabela de ajustes.

Neste item serão ajustadas as funções de e Bloqueio e Trip por Oscilação no sistema de 138 KV que interliga a Usina ao sistema da Concessionária. A função de Load Encroachment não será ajustada devido aos baixos comprimentos da Linha em comparação com a máxima carga admitida no sistema.

8.3 – Proteção da Barra de Entrada em 138 KV :

8.3.1 - Defeitos entre Fases na Barra de 138 KV da UTE Noroeste Paulista(19910) :

●● Ano de 2008 :

Para um defeito bifásico ajusta-se a unidade 50P do relé SEL – 311L para enxergar o mesmo e atuar no disjuntor da linha 19900-19910. Pelo estudo de curto-circuito têm-se para esse defeito uma contribuição por essa linha :

$$I_{\text{defeito}}(2F) = 2875 \text{ A.}$$

$$\text{Ajuste } (50P) = 2875 / 80 \rightarrow \mathbf{35.93 \text{ A}}$$

$$\text{Ajuste de Tempo}(50P) \rightarrow \mathbf{50 \text{ ms ou 3 ciclos.}}$$

A contribuição para esse defeito pela usina será de :(SR – 745) .

$$I_{\text{defeito}}(2F) = 346 \text{ A.}$$

$$\text{Ajuste } (50_PT) = 346 / 400 \rightarrow \mathbf{2.71}$$

Ajuste de Tempo(50_PT) → **50 ms** .

Nota 1: Supõe-se aqui que o tap do tc de bucha de 138 KV do transformador de entrada seja também de 400/5A pois houve a troca de dois transformadores de 138/13.8 KV de 20 MVA por um de mesma tensão e potência total de 40 MVA.

●● **Ano de 2010 :**

Leva-se em consideração aqui a entrada do gerador da UTE Noble.

Nesse caso os ajustes se mantem.

8.3.2 - Defeitos à Terra na Barra de 138 KV da UTE Noroeste Paulista :

●● **Ano de 2008 :**

Ajusta-se unidade 50N do relé SEL-311L para enxergar esse defeito. Pelo estudo de curto-circuito têm-se para o mesmo uma contribuição pelo circuito 19910 -19900:

Idefeito(1F) = 2028 A.

Ajuste (50N) = 2028 / 80 → **25.35 A**

Timer(50N) → **80 ms ou 4.8 ciclos.**

Essa função será complementada pela unidade de sobrecorrente de sequencia negativa do relé SR – 745 para tornar essa medição mais efetiva da contribuição da usina para esse defeito.

Logo :

Idefeito(I_2 através do circuito 19910 - 19915) = 91 A.

Ajuste (150/46) = 91 / 400 → **0.227**

Timer(150/46) → **70 ms.**

Nota 2 : Os ajustes se mantêm para o ano de 2010.

8.3.3 - Defeitos entre Fases na Barra de 138 KV da UTE Noble(19920) :

- **Ano de 2008 :**

Para um defeito bifásico ajusta-se a unidade 50P do relé SEL-311L para enxergar o mesmo e atuar no disjuntor da linha 19900-19920. Pelo estudo de curto-circuito têm-se para esse defeito uma contribuição por essa linha :

Idefeito(2F) = 3874 A.

Ajuste (50P) = $3874 / 80 \rightarrow$ **48.42 A**

Ajuste de Tempo(50P) → **50 ms.**

- **Ano de 2010 :**

Incrementa-se a proteção da barra de 138 KV levando-se em consideração a contribuição dos transformadores ligados na barras 19925 e 19920. Para um defeito bifásico ajusta-se a unidade 50P do relé SR-745 para enxergar o mesmo e atuar no disjuntor do transformador. Pelo estudo de curto-circuito têm-se para esse defeito uma contribuição por essa linha :

Idefeito(2F) = 234 A.

Ajuste (50P) = $234 / 400 \rightarrow$ 0.585

Ajuste de Tempo(50P) → **50 ms.**

8.3.4 - Defeitos à Terra na Barra de 138 KV da UTE Noble :

- **Ano de 2008 :**

Ajusta-se unidade 50N para enxergar esse defeito. Pelo estudo de curto-circuito têm-se para esse defeito uma contribuição pelo circuito 19920 -19900:

$$I_{\text{defeito}}(1F) = 2264 \text{ A.}$$

$$\text{Ajuste } (50N) = 2264 / 80 \rightarrow \mathbf{28.3 \text{ A}}$$

$$\text{Timer}(50N) \rightarrow \mathbf{50 \text{ ms.}}$$

- **Ano de 2010 :**

Incrementa-se a proteção da barra de 138 KV levando-se em consideração a contribuição dos transformadores ligados na barras 19925 e 19920. Para um defeito 1F ajusta-se a unidade 50_2 de seqüência negativa do relé SR-745 para enxergar o mesmo e atuar no disjuntor do transformador através de sua componente de seqüência negativa. Pelo estudo de curto-circuito têm-se para esse defeito uma contribuição por essa linha :

$$I_{\text{defeito}}(2F) = 71 \text{ A.}$$

$$\text{Ajuste } (50_2) = 71 / 400 \rightarrow \mathbf{0.177 \text{ A}}$$

$$\text{Ajuste de Tempo}(50P) \rightarrow \mathbf{50 \text{ ms.}}$$

8.4 - Proteção do Paralelo Concessionária – Indústria.

8.4.1 - UTE Noroeste Paulista : (Ano de 2008).

Avalia-se aqui o uso da função de sobretensão e sobrefrequência do relé SR-745 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 :

Fator de Potência da Planta antes da perda → 0.8

Fator de Potência da Planta depois da perda → 0.8

X'd(02 geradores) + Xt(02 transformadores) → 0.253 pu.

H – Constante de Inércia Total(G1 + G2)(s) → 3.014 s

Admite-se que a usina em regime nominal de operação alimenta sua carga interna e exporta seu excedente de 30 MW em 2008. No caso de perda parcial ou total da concessionária obtem-se portanto um degrau de energia de 30/60 ou de 50 % 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 e 2 apresentados no item 5. Nesse caso ajustam-se somente as unidades de sobretensão 59(A ser feita no relé SEL – 311L) para detectar essa condição operativa e função 81 de frequência por taxa de variação($\delta f/\delta t$), devendo esse ajustes ser feito na proteção do transformador do tipo SR-745 atuando no disjuntor de alta tensão do transformador.

Logo :

Phase Overvoltage PickUP(59) : $1.09 \times 115 \text{ V} \rightarrow \mathbf{125.35 \text{ V}}$

Phase Overvoltage PickUP Delay(59) → **130 ms ou 7.8 ciclos.**

E da figura 2 do item 5 :

Logo :

Freq. Rate PickUP(81R) → **4.3 Hz/s.**

Freq. Rate Delay (81R) → **40 ms.**

8.4.2 - UTE Noble : (Ano de 2010).

Avalia-se aqui o uso da função de sobretensão e sobrefrequencia do relé SR-745 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 :

Fator de Potência da Planta antes da perda → 0.8

Fator de Potência da Planta depois da perda → 0.8

X'd(01 gerador) + Xt(02 transformadores) → 0.403 pu.

H – Constante de Inércia Total(G1)(s) → 1.507 s

Admite-se que a usina em regime nominal de operação alimenta sua carga interna e exporta seu excedente de 30 MW em 2010. No caso de perda parcial ou total da concessionária obtem-se portanto um degrau de energia de 30/30 ou de 100 % 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 3 e 4 apresentados no item 5. Nesse caso ajustam-se somente as unidades de sobretensão 59 para detectar essa condição operativa e função 81

de frequência por taxa de variação($\delta f/\delta t$), devendo esses ajustes serem feitos na proteção do transformador do tipo SR-745 atuando no disjuntor de alta tensão do transformador.

Logo :

Phase Overvoltage PickUP(59) : $1.1 \times 115 \text{ V} \rightarrow \mathbf{126.5 \text{ V}}$

Phase Overvoltage PickUP Delay(59) $\rightarrow \mathbf{130 \text{ ms ou } 7.8 \text{ ciclos.}}$

E da figura 4 do item 5 :

Logo :

Freq. Rate PickUP(81R) $\rightarrow \mathbf{18 \text{ Hz/s.}}$

Freq. Rate Delay (81R) $\rightarrow \mathbf{20 \text{ ms.}}$

8.5 - Gráficos e Figuras :

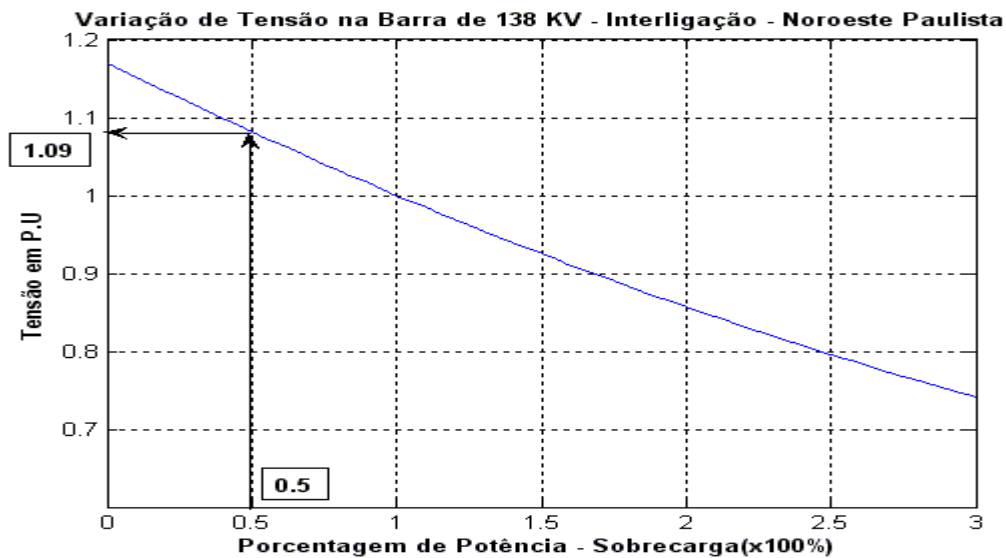


Figura 1 – Sobretensão para uma perda de 50 %.

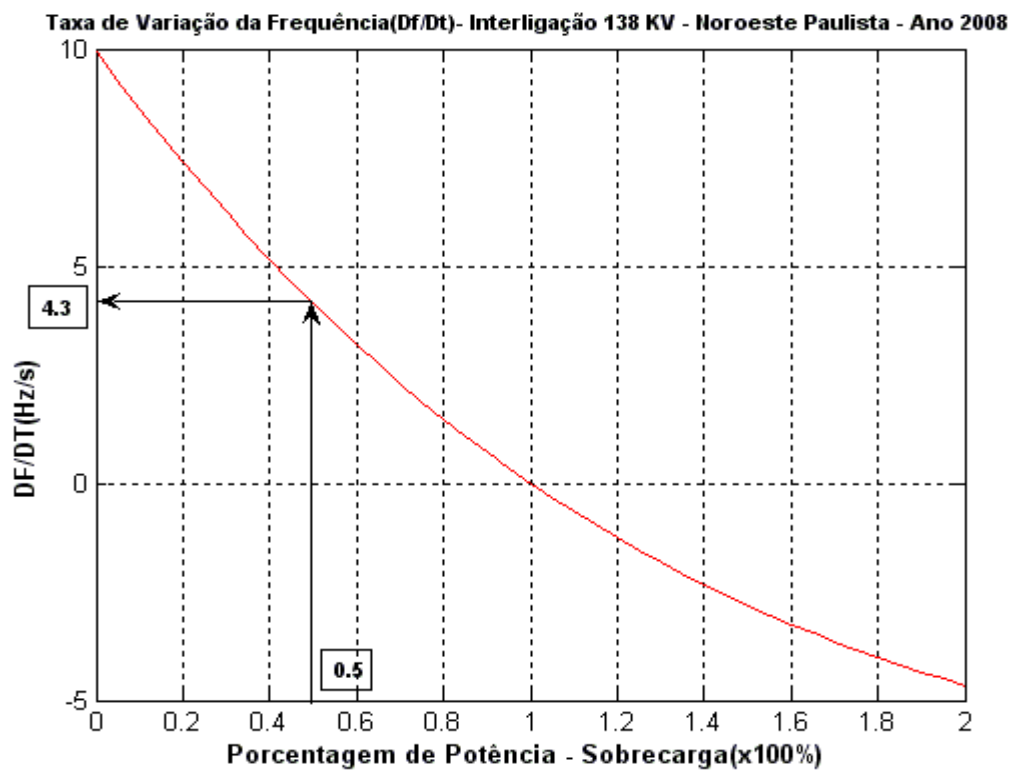


Figura 2 – Taxa de Variação de Frequência para uma perda de 50 %.

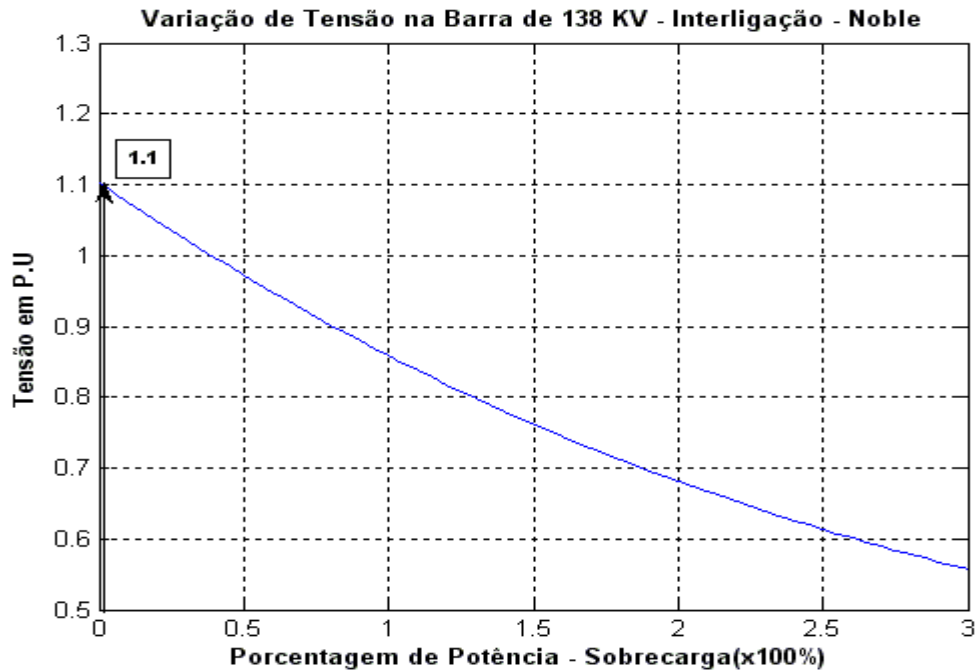


Figura 3 – Sobretensão para uma perda de 100 %.

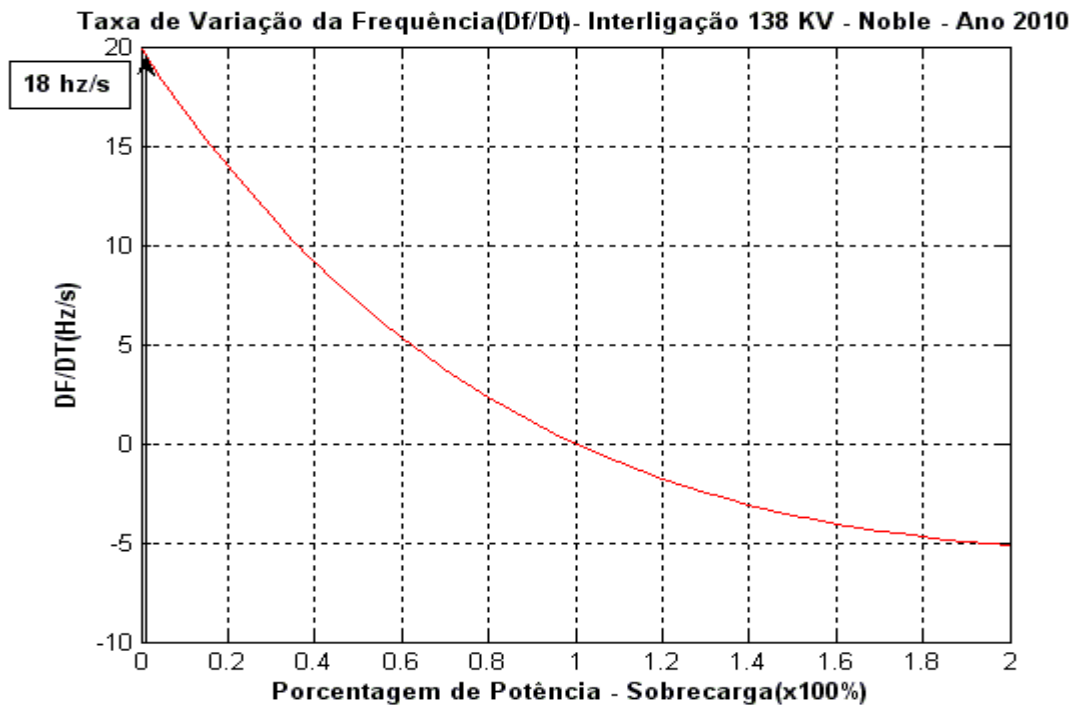


Figura 4 – Taxa de Variação de Frequência para uma perda de 100 %.

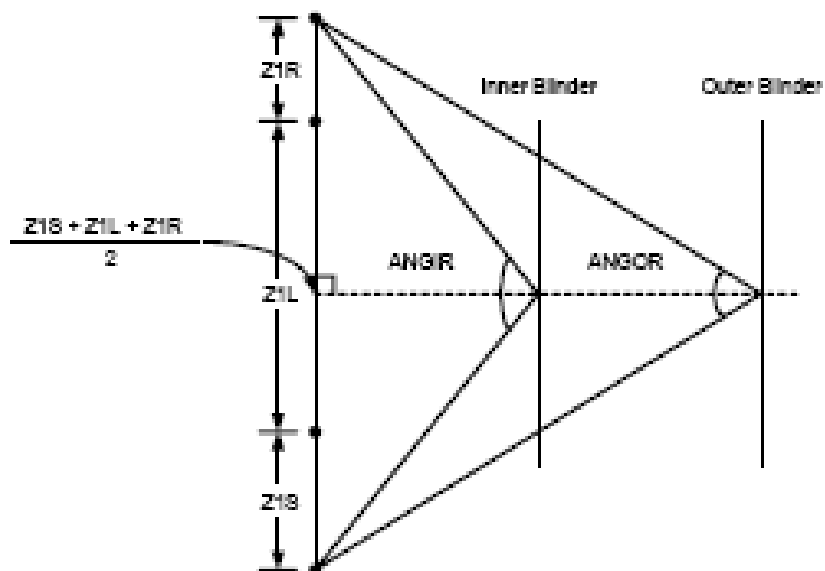


Figura 5 – Curvas de para Ajustes da Função de Bloqueio e trip Por Oscilação. (Unidade MHO).

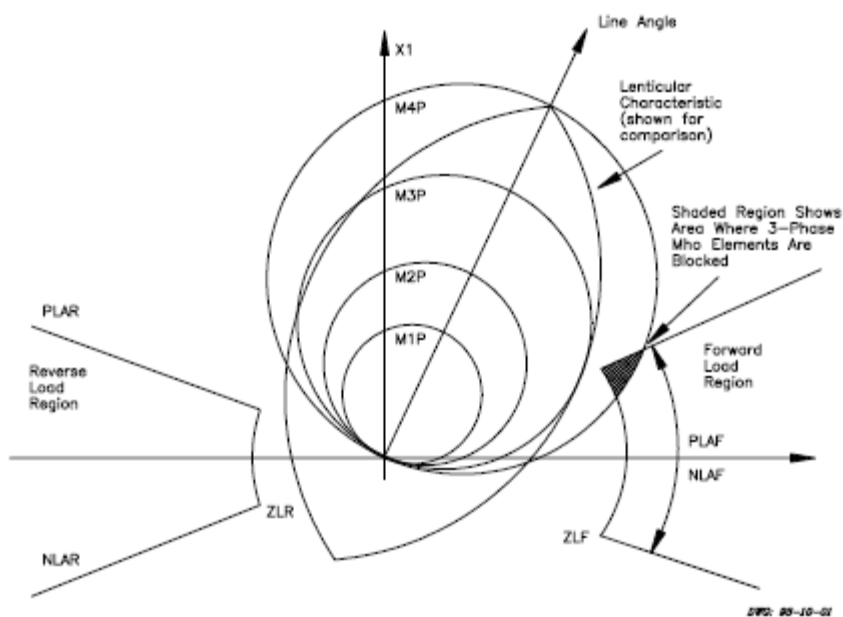


Figura 6 – Curvas de para Ajustes da Função de Load Encroachment.

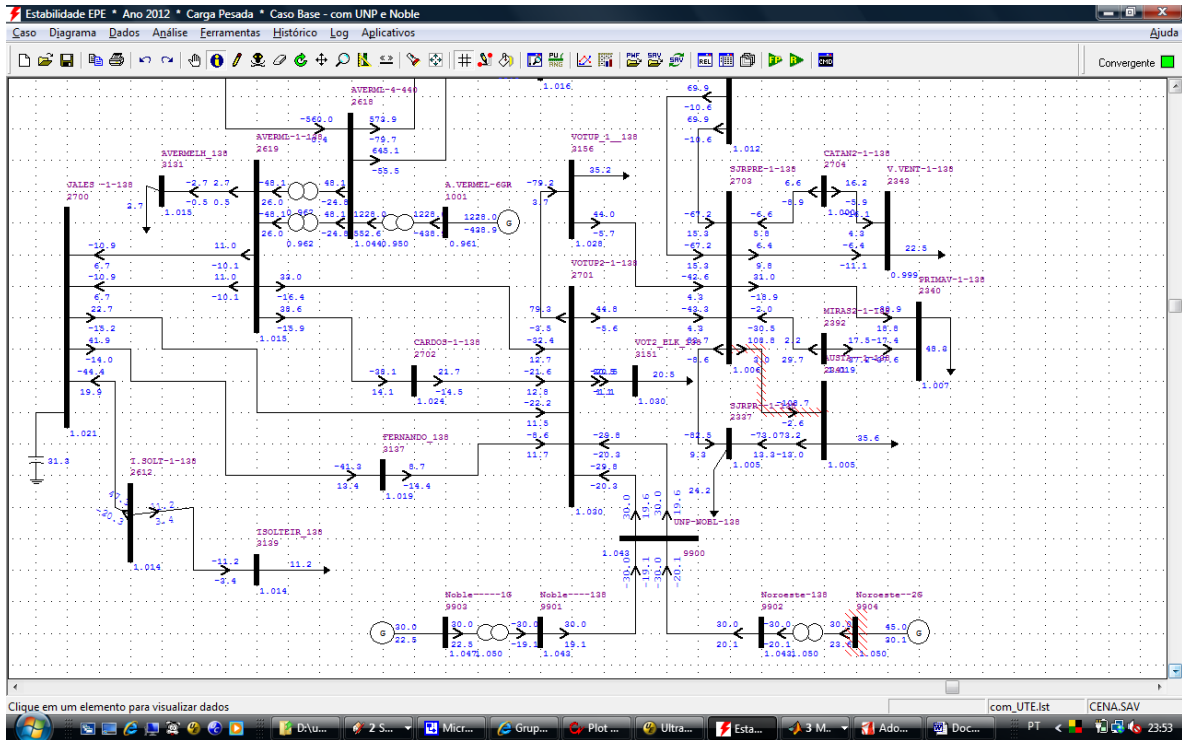


Figura 7 – Sistema para Estudo de Estabilidade (Trip e Bloqueio por Oscilação) – ano de 2010.

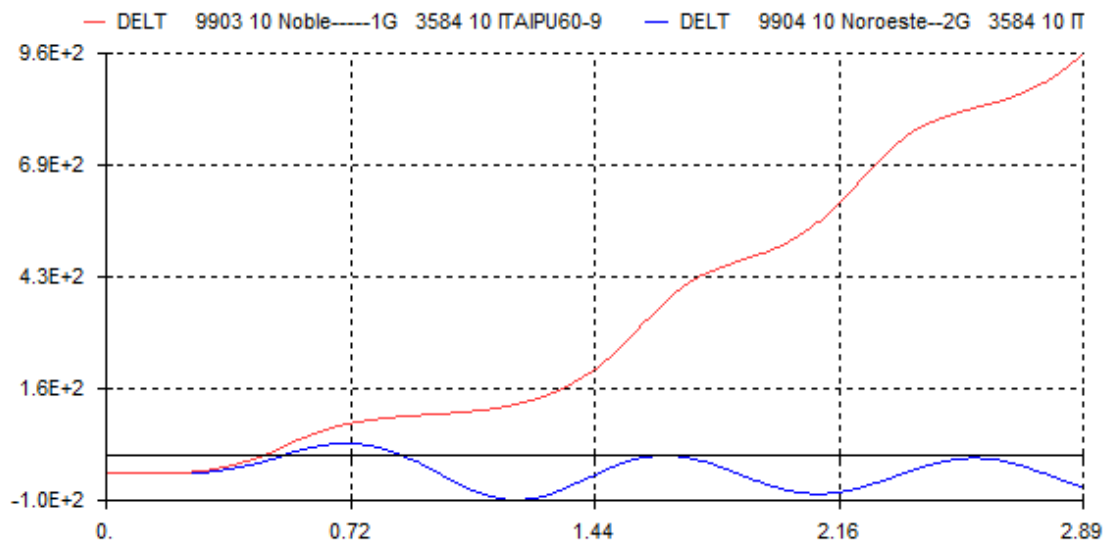


Figura 8 – Ângulo das máquinas para o ano 2010.

8.6 – Tabelas de Ajustes :

8.6.1 – Linha 19900 – 19910 :

SEL – 311 L			2008	2010
Unidade	Simbolo	Tipo	Valor	Valor
Zone 1	Z1P	MHO	0.715Ω	0.715Ω
Zone 1 T.Delay	Z1PD	-	16.8 cycles	16.8 cycles
Zone 2	Z2P	MHO	2.29Ω	2.29Ω
Zone 2 T.Delay	Z2PD	-	23.2 cycles	23.2 cycles
Zone 3	Z3P	MHO	3.34Ω	3.34Ω
Zone 3 T.Delay	Z3PD	-	21.8 cycles	21.8 cycles
Zone/Level 3	DIR3	Forward		
Zone 4	Z4P	MHO	7.08Ω	7.08Ω
Zone 4 T.Delay	Z4PD	-	39 cycles	39 cycles
Zone/Level 4	DIR4	Reverse		
Z1 P-P current FD	50PP1		1.24 A	1.24 A
Z2 P-P current FD	50PP2		0.99 A	0.99 A
Z3 P-P current FD	50PP3		0.84 A	0.84 A
Z4 P-P current FD	50PP4		0.75 A	0.75 A
Phase 87 L	87LPP		4.31 A	4.31 A
3I2 Negative Sequence 87 L	87L2P		0.887 A	0.887 A
Ground 87L	87GLP		OFF	OFF
Phase Diff. Current Alarm PKP	CTALRM		1.3 A	1.3 A
Outer Radius	87LR		6	6
Angle	87LANG		195 graus	195 graus
Negative Seq. Inst-L1	50Q1P		1.91 A	1.91 A
Negative Seq. (Timer)	67Q1D		10.8 cycles	10.8 cycles
Phase Inst.Overc – L1	50P1P		35.93 A	35.93 A
Phase Inst.Overc – Timer	67P1D		3 cycles	3 cycles
Neutral Inst.Over – L1	50G1P		25.35 A	25.35 A
Neutral Inst.Over – Timer	67G1D		4.8 cycles	4.8 cycles
Voltage Elements(3Vo)	59N1P		6.72 V	6.72 V
Voltage Elem -(Timer)	Nota 1		6.6 cycles	6.6 cycles
Voltage Elements(U_2)	59QP		9.4 V	9.4 V
Voltage Elem -(Timer)	Nota 1		16.8 cycles	16.8 cycles
Phase Overvoltage	59P		125.35 V	125.35 V
Voltage Elem -(Timer)	Nota 1		7.8 cycles	7.8 cycles

Continuação			
Block Zone 1	OOSB1	Y	Y
Block Zone 2	OOSB2	Y	Y
Block Zone 3	OOSB3	Y	Y
Block Zone 4	OOSB4	N	N
Out of step block td	OSBD	4.62 cycles	4.62 cycles
Enable Out –of –step trip	EOOST	2 cycles	2 cycles
Zone 6 reactance -top	X1T6	4.2 Ω	4.2 Ω
Zone 5 reactance -top	X1T5	3.84 Ω	3.84 Ω
Zone 6 resist-Right	R1R6	32.51 Ω	32.51 Ω
Zone 5 resist-Right	R1R5	7.94 Ω	7.94 Ω
Zone 6 resist-left	R1L6	29.59 Ω	29.59 Ω
Zone 5 resist-left	R1L5	7.75 Ω	7.75 Ω
Positive S. c.super	50ABCP	1.97 A	1.97 A
Voltage window –low threshold	25VLO	110 V	110 V
Voltage window –high threshold	25VHI	120 V	120 V
Maximum slip frequency	25SF	0.1 Hz	0.1 Hz
Maximum Angle 1	25ANG1	4 graus	4 graus
Synchronizing phase	SYNCP	VAB	VAB
B.Close time ang.compensation	TCLOSD	10 cycles	10 cycles

Relé – SR 745 – GE	2008	2010
Definição	Ajustes	Ajustes
Funções de Sobrecorrente :		
W1 PHASE INST OC 1 PICKUP	2.71	2.71
W1 PHASE INST OC 1 DELAY	0.05 s	0.05 s
W1 NEG SEQ INST OC PICKUP	0.227	0.227
W1 NEG SEQ INST OC DELAY	35 ms	35 ms
Função de Frequencia :		
MINIMUM OPERATING CURRENT	0.1	0.1
MINIMUM OPERATING VOLTAGE	0.5	0.5
FREQUENCY DECAY THRESHOLD	59.9 Hz	59.9 Hz
FREQUENCY DECAY DELAY	0.04 s	0.04 s
FREQUENCY DECAY RATE 1	4.3 Hz/s	4.3 Hz/s

Nota 1 : As respectivas temporizações das funções 59N1P,59QP e 59P deverão ser implementadas via lógica adicional no relé.

8.6.2 – Linha 19900 – 19920 :

SEL – 311 L			2008	2010
Unidade	Simbolo	Tipo	Valor	Valor
Zone 1	Z1P	MHO	-	0.715Ω
Zone 1 T.Delay	Z1PD	-	-	16.8 cycles
Zone 2	Z2P	MHO	-	2.29Ω
Zone 2 T.Delay	Z2PD	-	-	23.2 cycles
Zone 3	Z3P	MHO	-	3.34Ω
Zone 3 T.Delay	Z3PD	-	-	21.8 cycles
Zone/Level 3	DIR3	Forward		
Zone 4	Z4P	MHO	6.98 Ω	7.08 Ω
Zone 4 T.Delay	Z4PD	-	39 cycles	39 cycles
Zone/Level 4	DIR4	Reverse		
Z1 P-P current FD	50PP1		-	1.24 A
Z2 P-P current FD	50PP2		-	0.99 A
Z3 P-P current FD	50PP3		-	0.84 A
Z4 P-P current FD	50PP4		0.75 A	0.75 A
Phase 87 L	87LPP		-	2.92 A
3I2 Negative Sequence 87 L	87L2P		-	0.6 A
Ground 87L	87GLP		-	OFF
Phase Diff. Current Alarm PKP	CTALRM		-	1.3 A
Outer Radius	87LR		-	6
Angle	87LANG		-	195 graus
Negative Seq. Inst-L1	50Q1P		-	1.91 A
Negative Seq. (Timer)	67Q1D		-	10.8 cycles
Phase Inst.Overc – L1	50P1P		48.42 A	48.42 A
Phase Inst.Overc – Timer	67P1D		3 cycles	3 cycles
Neutral Inst.Over – L1	50G1P		28.3 A	28.3 A
Neutral Inst.Over – Timer	67G1D		4.8 cycles	4.8 cycles
Voltage Elements(3Vo)	59N1P		-	6.72 V
Voltage Elem -(Timer)	Nota 1		-	6.6 cycles
Voltage Elements(U_2)	59QP		-	9.4 V
Voltage Elem -(Timer)	Nota 1		-	16.8 cycles
Phase Overvoltage	59P		-	125.35 V
Voltage Elem -(Timer)	Nota 1		-	7.8 cycles

Continuação			
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	-	4.62 cycles
Enable Out –of –step trip	EOOST	-	2 cycles
Zone 6 reactance -top	X1T6	-	4.2 Ω
Zone 5 reactance -top	X1T5	-	3.84 Ω
Zone 6 resist-Right	R1R6	-	32.51 Ω
Zone 5 resist-Right	R1R5	-	7.94 Ω
Zone 6 resist-left	R1L6	-	29.59 Ω
Zone 5 resist-left	R1L5	-	7.75 Ω
Positive S. c.super	50ABCP	-	1.08 A
Voltage window –low threshold	25VLO	-	110 V
Voltage window –high threshold	25VHI	-	120 V
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

Relé – SR 745 – GE	2008	2010
Definição	Ajustes	Ajustes
Funções de Sobrecorrente :		
W1 PHASE INST OC 1 PICKUP	-	0.585
W1 PHASE INST OC 1 DELAY	-	0.05 s
W1 NEG SEQ INST OC PICKUP	-	0.177
W1 NEG SEQ INST OC DELAY	-	0.08 s
Função de Frequencia :	-	
MINIMUM OPERATING CURRENT	-	0.1
MINIMUM OPERATING VOLTAGE	-	0.5
FREQUENCY DECAY THRESHOLD	-	59.9 Hz
FREQUENCY DECAY DELAY	-	0.02 s
FREQUENCY DECAY RATE 1	-	18 Hz/s

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 SEL-311L que estão ajustadas para enxergar defeitos assimétricos além da barra 18267. Esse mesmo sinal deverá ser usado também em conjunto com o ajuste de zonas 1 e 2 de distância do terminal da Usina.
- Para a função de Power Swing(Trip e Bloqueio por oscilação da função de Distância) usou-se o tempo de estabilidade da planta que é de 320 ms para se ajustar as respectivas temporizações dessas funções. Deu-se uma folga no tempo de aproximadamente 70 ms para a atuação dos disjuntores conectados ao defeito atuarem corretamente.
- As temporizações das funções 59 e 81 da proteção do paralelo feitas no relés SEL-311L e SR-745 estão ajustadas de forma que se houver o religamento automático(Função 79) nas proteções da linha 19900-19910 ou 19900-19920 seu respectivo tempo morto deverá ser de no mínimo 200 ms ou 12 ciclos.
- Os ajustes das unidades 87L dos terminais 19910 e 19920 das Usinas Noroeste Paulista e Noble poderão ser usados também no terminais dessas linhas nas proteções da barra 19900. As demais funções de proteção desses terminais deverão ser complementadas e definidas pela concessionária em seguida.(Funções 21,67,59 e demais correlatas...).