

1 - Introdução.

O presente trabalho tem por objetivo apresentar os ajustes para as proteções da planta da UTE São Luiz em 69 kV, tomando como referência os desenhos Diagrama Unifilar SINER de n.(00851-001) da conexão em 69 kV, do documento da Usina São Luiz datado de 18/07/2007 e da especificação da CPFL de numero RDEEP2007-499-REV3 que normaliza a conexão desse autoprodutor em sua rede. O escopo do estudo visa apresentar os ajustes das proteções da interligação em 69 kV feitas pelos Relés 7SA6315 das linhas de entrada em 69 kV e dos relés 7SJ6316 e 7UT6355 da proteção do paralelo e da barra de entrada em 69 kV, sendo todos de fabricação SIEMENS. Para tal o presente relatório está dividido nas seguintes partes descritas a seguir :

- 1- Introdução.**
- 2- Proteção das Linhas de Transmissão de 69 kV.**
- 3- Proteção Diferencial de Barras de 69 kV.**
- 4- Proteção do Paralelo Concessionária – Indústria.**
- 5- Curvas de Ajustes das Unidades de Distância.**
- 6- Comentários Finais.**
- 7- Tabelas de Ajustes.**

Para tal serão considerados Quatro grupos de ajustes independentes a serem analisados que são :

Grupo 1 : Operação em Paralelo de hum gerador de 10 MVA da Usina com as duas linhas de alimentação de 69 kV em operação Normal, ou seja, entrada e saída. Considera-se aqui para efeitos da proteção do paralelo uma demanda contratada de exportação de 2 MW eem 2008.

Grupo 2 : *Operação em Paralelo de dois geradores de 10 MVA da Usina com as duas linhas de alimentação de 69 kV em operação Normal, ou seja, entrada e saída. Considera-se aqui para efeitos da proteção do paralelo uma demanda contratada de exportação de 4 MW em 2009.*

2 – Proteção das Linhas de Transmissão de 69 kV :

2.1 - Proteção das Linhas de Entrada em 69 kV – Relé 7SA6315.

2.1.1 – Linha UTE São Luiz - Ourinhos(CPFL) / 69 kV :

Para essa função vamos adotar as seguintes informações a seguir :

Adotam-se para todo o estudo as seguintes relações de TC's e TP's listadas abaixo :

$$\mathbf{RTC = 200/5 \ A = 40/1.}$$

$$\mathbf{RTP = 69000/ 115 \ V = 600/1.}$$

Para essa função de distância o relé 7SA6315 possui até seis unidades de medida, e para tal vamos escolher para os defeitos entre fases a unidade de medição de característica Quadrilateral. Vão ser usados nesse caso 03 zonas no sentido direto e uma zona reversa.

Logo :

- Primeira Zona : (Z1)

Escolhe-se aqui a característica quadrilateral para a primeira zona onde a mesma deverá enxergar até 90 % da linha sem temporização.

Impedância total da linha x 0,9 = $(2,67 + j6,38) \times 40/600 \times 0,9$:
 $(0,16 + j0,38) \rightarrow 0,41 \Omega$

Ajuste de Zona 1 : $(0,16 + j0,38) \rightarrow 0,41 \Omega$ - Forward

Ângulo de 67,3 graus.

R(Z1) = 0,16 Ω

X(Z1) = 0,38 Ω

Nota 1 : Insere-se aqui uma resistência de 30 Ω primários no alcance resistivo para poder cobrir defeitos à terra nessa linha, ou seja, 2 Ω em valores secundários. Esse valor deverá ser adicionado a todos ajustes subsequentes das unidades de distância.

Logo :

Ajuste de Zona 1 : $(0,16 + 2) \rightarrow 2,16 \Omega$ - Forward

Ângulo de 67,3 graus.

RE(Z1) = 2,16 Ω

Para essa condição não haverá temporização.

Segunda Zona : (Z2)

Vai-se ajustar a Zona 2 dessa linha para enxergar até um valor de 180 % além da SE Ourinhos da CPFL.

Impedância total da linha x 1,8 = $(2,67 + j6,38) \times 40/600 \times 1,8$:

$(0,32 + j0,765) \rightarrow 0,819 \Omega$

Ajuste de Zona 2 : $(0,32 + j0,765) \rightarrow 0,829 \Omega$ - Forward

Ângulo de 67,3 graus.

$R(Z2) = 0,32 \Omega$

$X(Z2) = 0,765 \Omega$

Nota 2 : Insere-se aqui uma resistência de 30 Ω primários no alcance resistivo para poder cobrir defeitos à terra nessa linha, ou seja, 2 Ω em valores secundários. Esse valor deverá ser adicionado a todos ajustes subsequentes das unidades de distância.

Logo :

Ajuste de Zona 2 : $(0,32 + 2) \rightarrow 2,32 \Omega$ - Forward

Ângulo de 67,3 graus.

$RE(Z2) = 2,32 \Omega$

Para essa condição haverá uma temporização de 1,2 s para os defeitos em entre fases e 2s para defeitos envolvendo a terra.

Terceira Zona :(Z3)

Vai-se ajustar a Zona 3 dessa linha para enxergar até um valor de 250 % além da SE Ourinhos da CPFL.

Impedância total da linha x 2.5 = $(2,67 + j6,38) \times 40/600 \times 2.5$:

$(0,443 + j1,06) \rightarrow 1,14 \Omega$

Ajuste de Zona 3 : $(0,443 + j1,06) \rightarrow 1,14 \Omega$ - Forward

Ângulo de 67,3 graus.

$R(Z3) = 0,443 \Omega$

$X(Z3) = 1,06 \Omega$

Nota 3 : Insere-se aqui uma resistência de 30Ω primários no alcance resistivo para poder cobrir defeitos à terra nessa linha, ou seja, 2Ω em valores secundários. Esse valor deverá ser adicionado a todos ajustes subsequentes das unidades de distância.

Logo :

Ajuste de Zona 3 : $(0,443 + 2) \rightarrow 2,443 \Omega$ - Forward

Ângulo de 67,3 graus.

$RE(Z3) = 2,443 \Omega$

Para essa condição haverá uma temporização de 2 s para os defeitos em entre fases e 3s para defeitos envolvendo a terra.

Quarta Zona : (Z1B)

Vai-se ajustar a Zona ZIB Reversa para 50 % da linha adjacente em questão.

Impedância total da linha Adjacente x 0.5 = $(3,05 + j7,29) \times 40/600 \times 0,5 \rightarrow 0,79 \Omega$

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

$\text{Arc}(\text{tg}) = 7,29/ 3,05 = 67,29$ graus.

Para essa zona de sobrealcance adota-se uma temporização de 1500 ms para se iniciar o comando de trip nos disjuntores.

Ajuste de Zona 1B : $(0,101+ j0,243) \rightarrow 0,263 \Omega$ - Forward

Ângulo de 67,3 graus.

$R(Z1B) = 0,101 \Omega$

$X(Z1B) = 0,243 \Omega$

Nota 4 : Insere-se aqui uma resistência de 30Ω primários no alcance resistivo para poder cobrir defeitos à terra nessa linha, ou seja, 2Ω em valores secundários. Esse valor deverá ser adicionado a todos ajustes subsequentes das unidades de distância.

Logo :

Ajuste de Zona 1B : $(0,101+ 2) \rightarrow 2,101 \Omega$ - Backward

Ângulo de 67,3 graus.

$RE(Z1B) = 2,101 \Omega$

Para essa condição haverá uma temporização de 1,5 s para os defeitos em entre fases e 2,5s para defeitos envolvendo a terra.

●●● Funções Complementares :

●● Ajustes das Unidades Direcionais :

●●● De Neutro :

Procura-se aqui enxergar a contribuição para defeitos à terra até a barra de Ourinhos com a menor contribuição da Usina e do sistema de 69 kV da CPFL.

Para defeitos 1F na barra 11713 (Ourinhos) temos :

Contribuição da Linha [11990 – 11713] → 860 A.

Contribuição de Sequencia Negativa da Usina para um defeito na barra 11706 com 01 gerador em operação → 8 A.

No relé 7SA6315 :

Unidade (3Io >> PickUP) : $860 / 40 = 21,5 \text{ A}$

Ajuste(T 3Io >> Time Delay) : **270 ms.**

Operating Mode : **Forward.**

Unidade (3Io > PickUP)(Enxergar defeitos 1F na barra 11722 em forma de retaguarda) :

$1000 / 40 = 25 \text{ A}$

Ajuste(T 3Io > Time Delay) : **570 ms.**

Operating Mode : **Backward.**

No relé 7SJ6316 :

Unidade (I2 > PickUP) : $60 / 120 = 0,5 \text{ A}$

Ajuste(T I2 > Time Delay) : **5s.**

Unidade (I2 >> PickUP) : $240 / 120 = 2 \text{ A}$

Ajuste(T I2 >> Time Delay) : **4s.**

2.1.2 – Linha UTE São Luiz - SPTURVO(CPFL) / 69 kV :

Para essa função vamos adotar as seguintes informações a seguir :

Adotam-se para todo o estudo as seguintes relações de TC's e TP's listadas abaixo :

RTC = 200/5 A = 40/1.

RTP = 69000/ 115 V = 600/1.

Para essa função de distância o relé 7SA6315 possui até seis unidades de medida, e para tal vamos escolher para os defeitos entre fases a unidade de medição de característica Quadrilateral. Vão ser usados nesse caso 03 zonas no sentido direto e uma zona reversa.

Logo :

- Primeira Zona : (Z1)

Escolhe-se aqui a característica quadrilateral para a primeira zona onde a mesma deverá enxergar até 90 % da linha sem temporização.

Impedância total da linha x 0,9 = $(3,05 + j7,29) \times 40/600 \times 0,9$:
 $(0,18 + j0,437) \rightarrow 0,472 \Omega$

Ajuste de Zona 1 : $(0,18 + j0,437) \rightarrow 0,472 \Omega$ - Forward

Ângulo de 67,6 graus.

R(Z1) = 0,18 Ω

X(Z1) = 0,437 Ω

Nota 1 : Insere-se aqui uma resistência de 30 Ω primários no alcance resistivo para poder cobrir defeitos à terra nessa linha, ou seja, 2 Ω em valores secundários. Esse valor deverá ser adicionado a todos ajustes subseqüentes das unidades de distância.

Logo :

Ajuste de Zona 1 : $(0,18 + 2) \rightarrow 2,18 \Omega$ - Forward

Ângulo de 67,6 graus.

RE(Z1) = 2,18 Ω

Para essa condição não haverá temporização.

Segunda Zona : (Z2)

Vai-se ajustar a Zona 2 dessa linha para enxergar até um valor de 180 % além da SE Turvo da CPFL.

Impedância total da linha x 1,8 = $(3,05 + j7,29) \times 40/600 \times 1,8$:
 $(0,366 + j0,874) \rightarrow 0,947 \Omega$

Ajuste de Zona 2 : $(0,366 + j0,874) \rightarrow 0,947 \Omega$ - Forward

Ângulo de 67,3 graus.

R(Z2) = 0,366 Ω

X(Z2) = 0,874 Ω

Nota 2 : Insere-se aqui uma resistência de 30 Ω primários no alcance resistivo para poder cobrir defeitos à terra nessa linha, ou seja, 2 Ω em valores secundários. Esse valor deverá ser adicionado a todos ajustes subseqüentes das unidades de distância.

Logo :

Ajuste de Zona 2 : $(0,366 + 2) \rightarrow 2,32 \Omega$ - Forward

Ângulo de 67,6 graus.

RE(Z2) = 2,366 Ω

Para essa condição haverá uma temporização de 1,2 s para os defeitos em entre fases e 2s para defeitos envolvendo a terra.

Terceira Zona :(Z3)

Vai-se ajustar a Zona 3 dessa linha para enxergar até um valor de 250 % além da SE Turvo da CPFL.

Impedância total da linha x 2.5 = $(3,05 + j7,29) \times 40/600 \times 2.5$:
 $(0,508 + j1,21) \rightarrow 1,31 \Omega$

Ajuste de Zona 3 : $(0,508 + j1,21) \rightarrow 1,31 \Omega$ - Forward

Ângulo de 67,6 graus.

$R(Z3) = 0,508 \Omega$

$X(Z3) = 1,21 \Omega$

Nota 3 : Insere-se aqui uma resistência de 30Ω primários no alcance resistivo para poder cobrir defeitos à terra nessa linha, ou seja, 2Ω em valores secundários. Esse valor deverá ser adicionado a todos ajustes subsequentes das unidades de distância.

Logo :

Ajuste de Zona 3 : $(0,508 + 2) \rightarrow 2,443 \Omega$ - Forward

Ângulo de 67,3 graus.

$RE(Z3) = 2,508 \Omega$

Para essa condição haverá uma temporização de 2 s para os defeitos em entre fases e 3s para defeitos envolvendo a terra.

Quarta Zona : (Z1B)

Vai-se ajustar a Zona ZIB Reversa para 50 % da linha adjacente em questão.

Impedância total da linha Adjacente $\times 0,5 = (2,68 + j6,38) \times 40/600 \times 0,5 \rightarrow 0,229 \Omega$

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

$\text{Arc}(\text{tg}) = 6,38/ 2,68 = 67,2$ graus.

Para essa zona de sobrealcance adota-se uma temporização de 1500 ms para se iniciar o comando de trip nos disjuntores.

Ajuste de Zona 1B : (0,089+ j0,212) \rightarrow 0,229 Ω - Forward

Ângulo de 67,3 graus.

R(Z1B) = 0,089 Ω

X(Z1B) = 0,229 Ω

Nota 4 : Insere-se aqui uma resistência de 30 Ω primários no alcance resistivo para poder cobrir defeitos à terra nessa linha, ou seja, 2 Ω em valores secundários. Esse valor deverá ser adicionado a todos ajustes subsequentes das unidades de distância.

Logo :

Ajuste de Zona 1B : (0,089+ 2) \rightarrow 2,089 Ω - Backward

Ângulo de 67,3 graus.

RE(Z1B) = 2,089 Ω

Para essa condição haverá uma temporização de 1,5 s para os defeitos em entre fases e 2,5s para defeitos envolvendo a terra.

●●● Funções Complementares :

●● Ajustes das Unidades Direcionais :

●●● De Neutro :

Procura-se aqui enxergar a contribuição para defeitos à terra até a barra de TURVO69 com a menor contribuição da Usina e do sistema de 69 kV da CPFL.

Para defeitos 1F na barra 11722 (Turvo) temos :

Contribuição da Linha [11990 – 11722] → 1092 A.

Contribuição de Sequencia Negativa da Usina para um defeito na barra 11706 com 01 gerador em operação → 8 A.

No relé 7SA6315 :

Unidade (3Io >> PickUP) : $1092 / 40 = 27,3 \text{ A}$

Ajuste(T 3Io >> Time Delay) : **270 ms.**

Operating Mode : **Forward.**

Unidade (3Io > PickUP)(Enxergar defeitos 1F na barra 11713 em forma de retaguarda) :

$708 / 40 = 17,7 \text{ A}$

Ajuste(T 3Io > Time Delay) : **570 ms.**

Operating Mode : **Backward.**

No relé 7SJ6316 :

Unidade (I2 > PickUP) : $60 / 120 = 0,5 \text{ A}$

Ajuste(T I2 > Time Delay) : **5s.**

Unidade (I2 >> PickUP) : $240 / 120 = 2 \text{ A}$

Ajuste(T I2 >> Time Delay) : **4s.**

3 - Proteção Diferencial de Barras de 69 kV – Relé 7UT6355.

Para essa função ajustam-se as unidades diferenciais 87 B do relé para se enxergar os defeitos 3F e 1F na barra de entrada da UTE São Luiz. Para tal toma-se como referência o ano de 2009 para uma contribuição da concessionária e uma menor geração da usina(G1). Do estudo de curto –circuito têm-se para um defeito 3F e 1F na barra 19990 :

$$I_{def}(3F) = 3936 \text{ A.}$$

$$I_{def}(1F) = 2726 \text{ A.}$$

Para os valores de corrente nominal da barra toma-se como referência a relação dos Tc's da linhas de entrada em 69 kV e do ramal de saída do disjuntor 52-3 que são de 200/5A e 600/5A respectivamente.

Logo :

$$I_{nominal} \text{ da barra}(I_{nO}) = 600 \text{ A.}$$

$$I_{nominal} \text{ do circuito de entrada da Usina} = 105 \text{ A.}$$

Ajuste da menor corrente de carga(Differential Current Monitoring) :

$$105 \text{ A} / 600 \text{ A} = 0.175$$

Ajuste para $I_{diff} > =$ Deverá ser ajustado acima da máxima corrente de carga.

$$600 / 600 = 1$$

$$\text{Corrente de Guarda – Feeder} = I_{diff} \gg 0.$$

Nota 7 : Como não se sabe as correntes nominais das linhas de 69 kV em questão, adota-se aqui para esse item a corrente nominal do TC da barra que é de 200 A.

Primary Operating Current of Busbar(Ino) = 600 A

I> for current Guard = 1.2 I/Ins

Primary Operating Current Side 1(São Luiz / Ourinhos) = 200 A

Primary Operating Current Side 2(São Luiz - Turvo) = 200 A

Primary Operating Current Side 3(Usina) = 105 A

Pick up Value of differential Current Monitoring = 0.137 I/InO

Pick Up Value of differential current = 1.00 I/Ino = 600 A

Slope 1 of tripping Characteristic = 0.45

Base Point for slope 1 of characteristic = 0.

Slope 2 of tripping Characteristic = 0.45

Base Point for slope 2 of characteristic = 0.

Pick Up Value of High Set Trip = 00 I/Ino

4 - Proteção do Paralelo Concessionária – Indústria.

Para os ajustes dessas funções toma-se como referência o documento CPFL GED_4313 Anexo_H_02[1].04.07.

Para os ajustes dessas funções toma-se como referência o documento CPFL GED_4313 Anexo_H_02[1].04.07 incluindo-se primeiramente o gerador G1 e posteriormente os geradores G1 e G2 respeitando-se as respectivas demandas contratadas.

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

Xt (X'd(TG1+ Transformador Elevador)) = 0,51 pu.

H – Constante de Inércia Total(TG1)(s) = 0,68 s.

E considerando-se os geradores TG01 e TG02 :

Fator de Potência da Planta antes da perda = 0.8

Fator de Potência da Planta depois da perda = 0.8

Xt (X'd(TG1+ TG2 Transformador Elevador)) = 0,33 pu.

H – Constante de Inércia Total(TG1 + TG2)(s) = 1,36 s.

Admite-se aqui que a usina em regime nominal de operação é alimentada pela Concessionária(CPFL) no regime de importação de energia, tomando-se como base a potência instalada do Transformador de 69/13.8 kV e o gerador TG1. A usina exportará no total de um degrau de energia em torno de 2 MW. Já no ano de 2011 com os geradores TG01 e TG02 considera-se uma demanda contratada de 4MW.

Com os dados acima simula-se em software proprietário as condições operativas acima obtendo-se os gráficos das figuras 5.3,5.4,5.5 e 5.6 para o relé 7SJ6315 conectado ao disjuntor 52.3 de 69 kV na barra de entrada da Usina. Nesse caso vamos ajustar as unidades 59 e 81 por frequência absoluta e por taxa.

Logo :

Phase Overvoltage(U>> PickUP) : 1.07 x 115 V = 123 V.

(T U> Time Delay) : 450 ms.

Logo :

Frequencia Absoluta (Ajuste 1) = 60,8 Hz.

Time Delay(Ajuste 1) = 450 ms.

Frequencia Absoluta (Ajuste 2) = 62,5 Hz.

Time Delay(Ajuste 1) = 0s.

Frequency Rate (3) = 4Hz/s.

Time Delay(Ajuste 3) = 450 ms.

●● Proteção da Barra de 69 kV da Interna da Usina :

Para a proteção dessa barra deveremos ajustar as funções 50 e 50 N do relé 7SJ6315 e as funções 50 e 50 N do relé 7UT deverão ser ajustadas quando das definições dos ajustes do relé de proteção do transformador da Usina.

Do estudo de curto – circuito temos :

Defeito 2F total na barra : 3326 A.

Contribuição do sistema de 69 kV : 3143 A.

Contribuição da Usina com somente 01 gerador : 202 A.

Defeito 1F total na barra : 2695 A.

Contribuição do sistema de 69 kV : 2595 A.

Contribuição da Usina com somente 01 gerador : 109 A.

Relé 7SJ6315 :

Unidade 50 : $3143 / 120 \rightarrow 26,19 \text{ A}$

Timer da Unidade 50 : **25 ms.**

Unidade 50N : $2595 / 120 \rightarrow 21,62 \text{ A}$

Timer da Unidade 50 : **45 ms.**

Relé 7UT :

Unidade 50 : $654 / 160 = 29,02 \text{ A}$

Timer da Unidade 50 : 25 ms.

Unidade 50N : $208 / 160 = 1,3$ A

Timer da Unidade 50N : 45 ms.

●● **Funções Complementares para defeitos no sistema de 69 kV :**

Defeitos entre fases :

Do estudo de curto – circuito :

Unidade I>> : Enxergar defeitos 2F até as barras mais próximas que alimentam a Usina.

Idef 2F(11713) → 838 A.

Unidade 67(I>>) : $838 / 120 \rightarrow 6,98$ A

Timer da Unidade 67(I>>) → Ajusta-se esse tempo com uma coordenação para a zona 1 das respectivas linhas → **0.55 s.**

Unidade I> : Enxergar defeitos 2F até as barras mais distantes em forma de backup das demais proteções e procurando respeitar os tempos de estabilidade do sistema para defeitos entre fases.

Idef 2F(11706) → 700 A.

Unidade 67(I>) : $700 / 120 \rightarrow 5,83$ A

Timer da Unidade 67(I>) → Ajusta-se esse tempo com uma coordenação para a zona 2 e 3 das respectivas linhas → **2.5 s**

Defeitos à terra :

A função 59 N deverá enxergar defeitos fase-terra em complemento a função I2 ajustada. A mesma deverá atuar após a abertura das proteções da concessionária para esse defeito.

Para um defeito fase- terra com alta impedância na barra 11706 temos :

$V_{def}(3U_0) = 1802 \text{ V}$.

Ajuste da função 59 N : $1802 / 600 \rightarrow 3 \text{ V}$

Ajuste da temporização : **3,5 s**

5 – Curvas de Ajustes das Unidades de Distância .

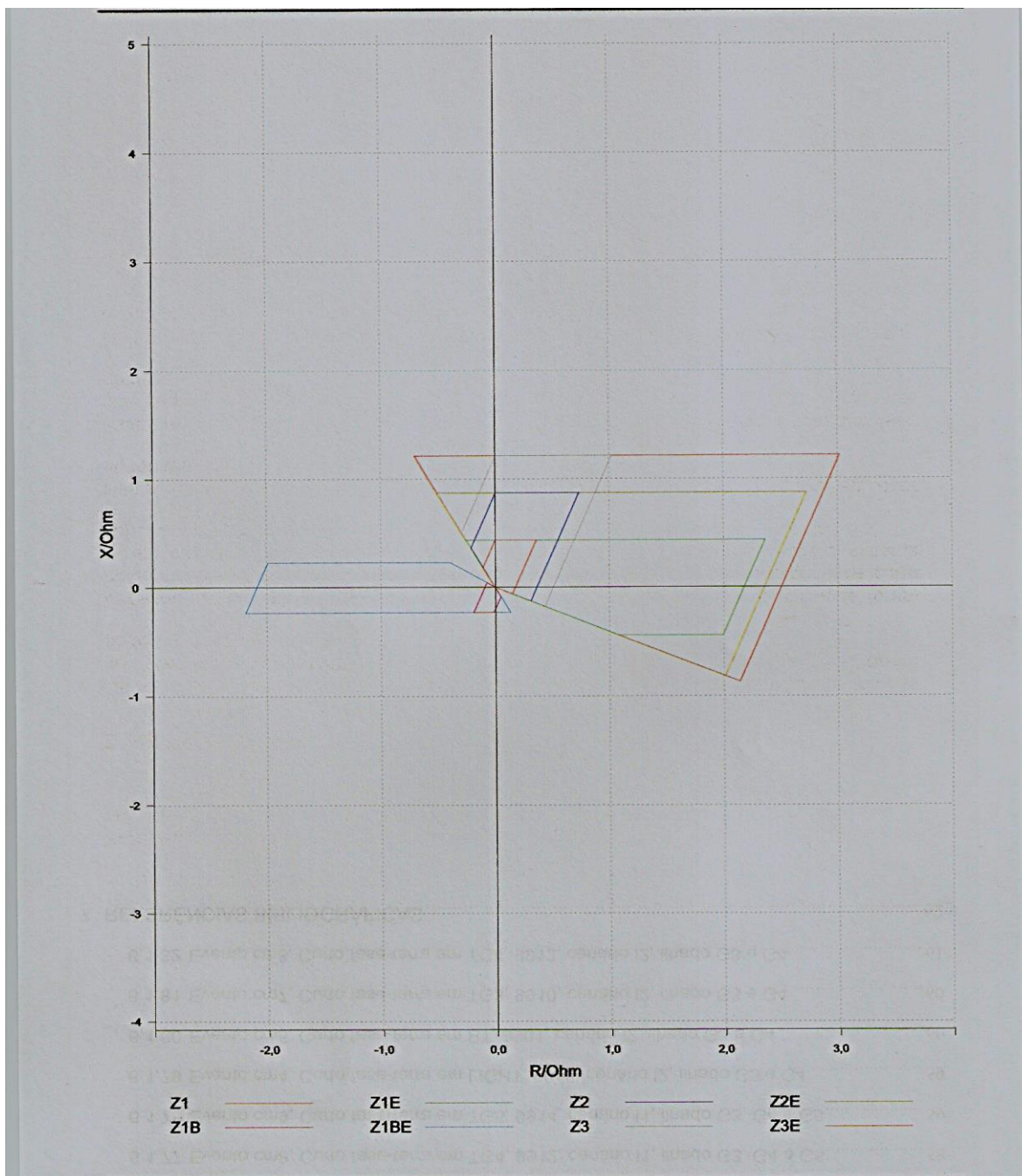


Figura 5.1 – Gráfico das Funções de Distância – Linha Ourinhos.

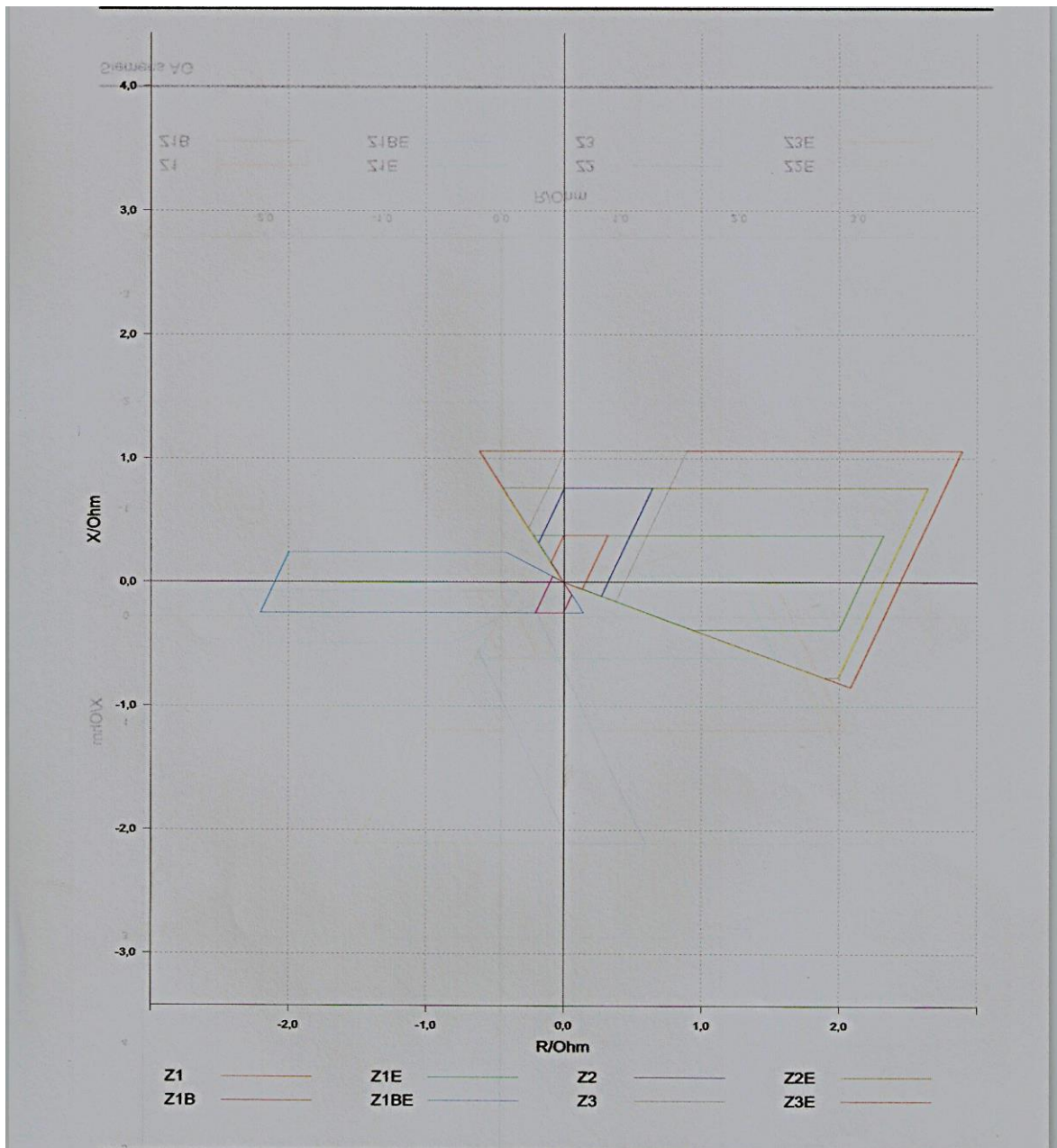


Figura 5.2 – Gráfico das Funções de Distância – Linha Turvo.

Limites de Tempo x Degrau (Frequência Absoluta)- Na Interligação em 69 KV(TG01) - Ano 2010

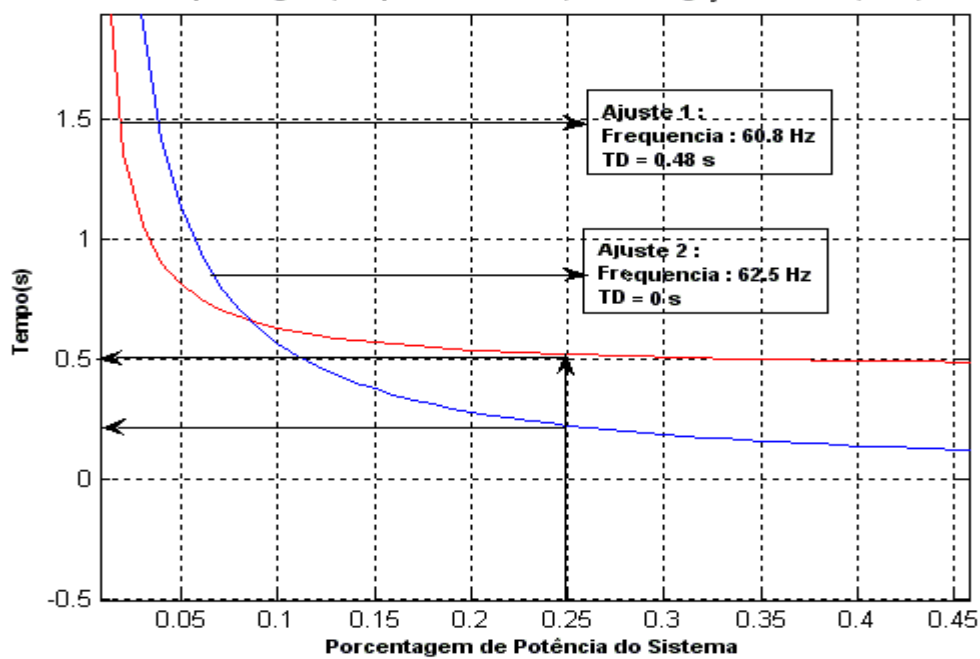


Figura 5.3 – Frequência Absoluta – Ano 2010.

Limites de Tempo x Degrau (Frequência Absoluta)- Na Interligação em 69 KV(TG01 + TG02) - Ano 2011

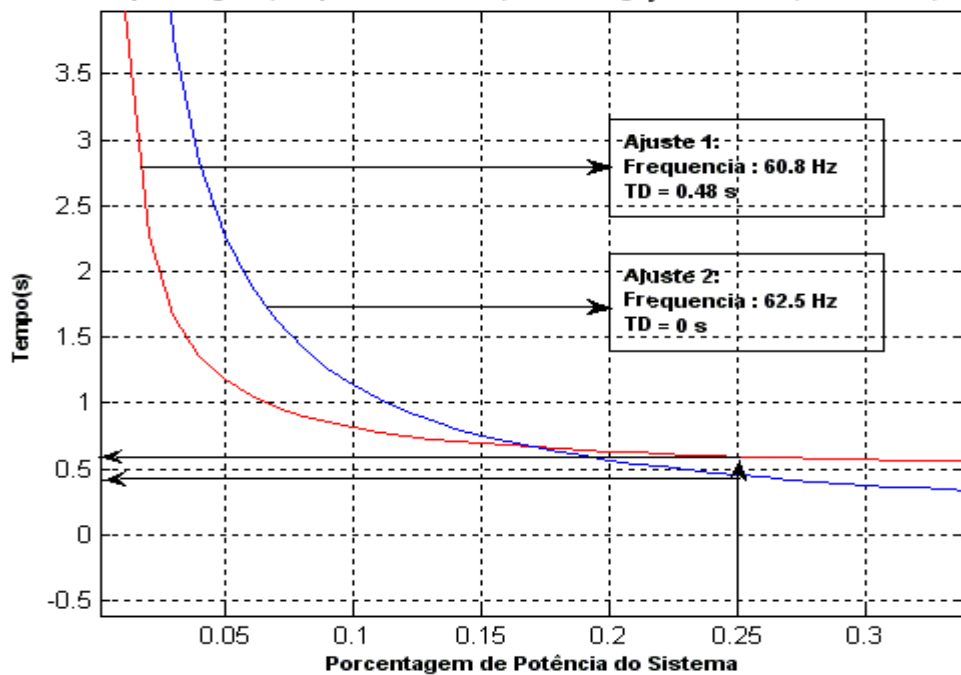


Figura 5.4 – Frequência Absoluta – Ano 2011.

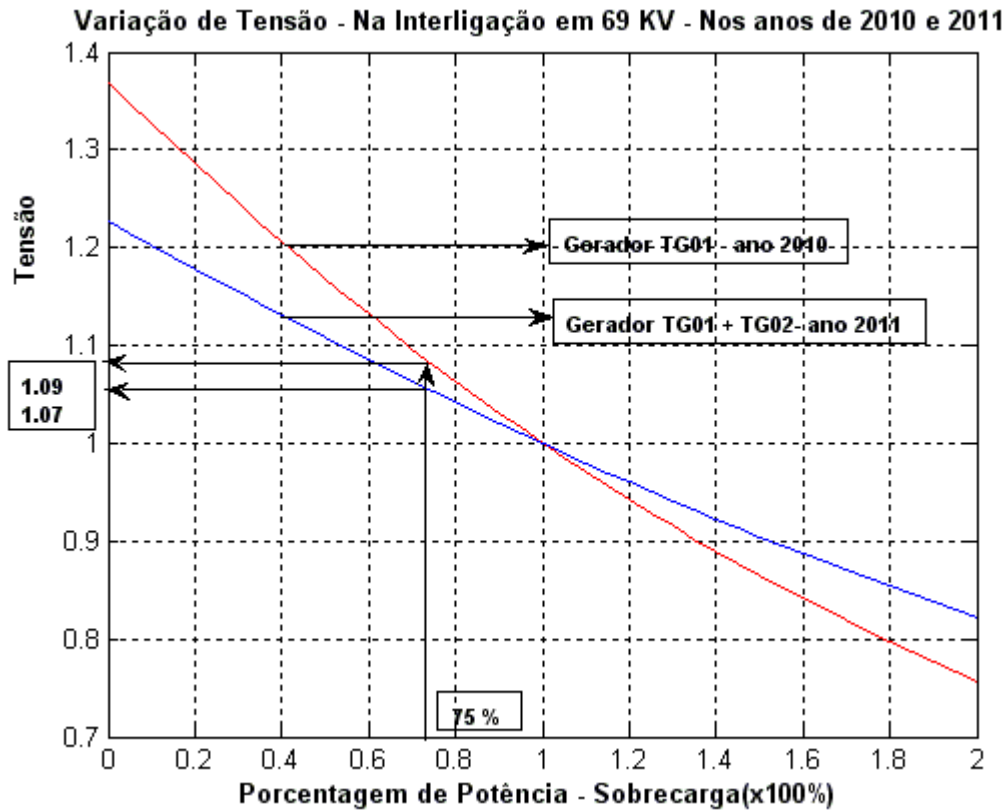


Figura 5.5 – Tensão na Interligação – 2010 e 2011.

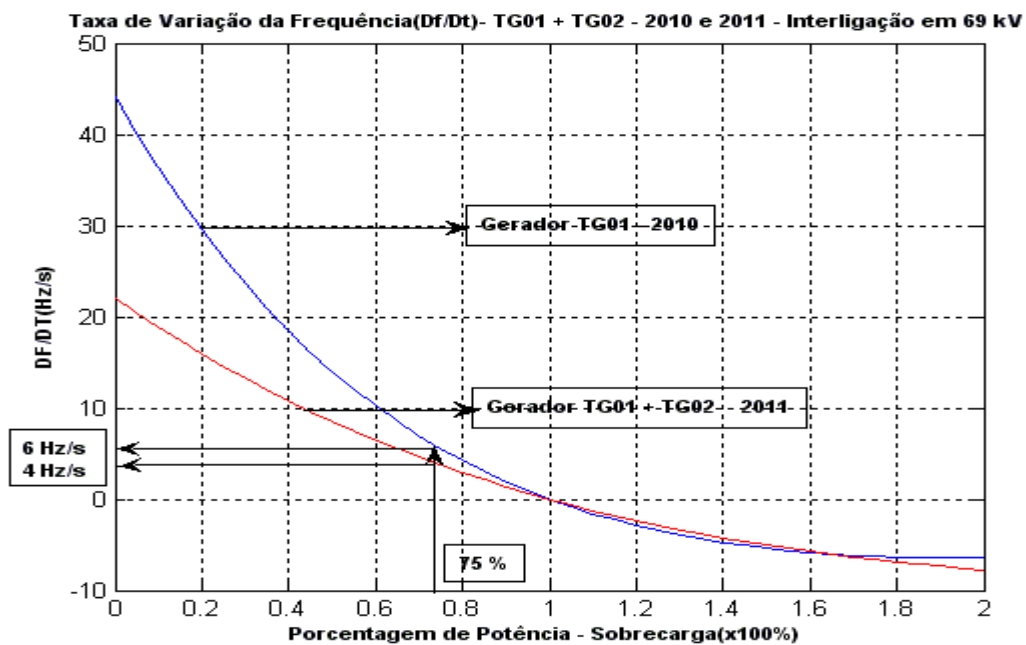


Figura 5.6 – Frequência por taxa em 2010 e 2011.

6 - 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. 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.
- 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 e ajustar as devidas temporizações das demais proteções sem ultrapassar os valores obtidos no estudo.
- As temporizações das funções 59 e 81 da proteção do paralelo feitas no relé 7SJ6316 estão ajustadas de forma que se houver o religamento automático(Função 79) nas proteções das linhas de 69 kV seu respectivo tempo morto deverá ser de no mínimo 200 ms ou 12 ciclos.
- Os ajustes das linhas de transmissão de 69 kV(Relés 7SA6315) feitos pela PowerHouse são orientativos devendo os mesmos serem devidamente checados quanto a sua validade com relação a valores,relações de T_c 's e T_p 's, esquemas de teleproteção e compatibilidade com as proteções dos outros terminais, informações no qual a PowerHouse não teve acesso.

- Nos softwares de ajustes que acompanham o estudo estão implementadas on – line outras funções de proteção que não estão mostradas no relatório, tendo esse procedimento como objetivo agilizar o processo de comissionamento e aceitação em campo. No desenho SINER indicado como referência não estão especificados os códigos completos dos relés que estão sendo usados, portanto, a PowerHouse especificou essas funções de forma orientativa, devendo os mesmos serem compatibilizados quando de sua aplicação em campo.
- Os ajustes do relé da conexão tipo 7SJ6315 estão feitos principalmente com as funções de proteção do paralelo, devendo as mesmas serem complementadas quando da execução do estudo da parte interna da planta. Na versão do software usado no estudo não foi encontrada a função 81R por taxa. De qualquer forma o estudo indica e sugere que seja usada essa função caso haja essa possibilidade mostrando seu respectivo ajuste. Nesse projeto não foi solicitado a PowerHouse os estudos de estabilidade, sendo esses tempos tomados como referência para os respectivas temporizações das funções sistêmicas. Com relação a função 59N não foi achado na versão disponibilizada do software essa função, entretanto seu ajuste está devidamente indicado tanto no relatório como nas tabelas de ajustes.

7 – Tabela de Ajustes :

Relé 7SA6315 da Linha UTE São Luiz - Ourinhos(CPFL)			
21	2009		Continuação
Zona - 1	Quadrilateral		Zona - 4 (Z1B)
Type	Quadrilateral		Type
Types of Pick UP	Z<		Types of Pick UP
Direction	Forward		Direction
Reactance Setting X(Z1)	0.38 Ω		Reactance Setting X(Z4)
Resistive Setting R(Z1)	0.16 Ω		Resistive Setting R(Z4)
Resistive Setting RE(Z1)	2.16Ω		Resistive Setting RE(Z4)
Times Stage for Tripping Relays	F-F	F-T	Times Stage for Tripping Relays
	0	0	
Line Angle	67 graus		Line Angle
Inclination Angle for Quadrilateral Characteristic	65 graus		Inclination Angle for Quadrilateral Characteristic
Earth Current 3Io >	0.31 A		Earth Current 3Io >
Zero Sequence Voltage 3Vo >	8.54 V		Zero Sequence Voltage 3Vo >
Ko and φ(ko)	0.9		Ko and φ(ko)
Zona - 2	Quadrilateral		Função 67 N
Type	Quadrilateral		Pick Up 3Io >>
Types of Pick UP	Z<		Operating Mode
Direction	Forward		Time Delay 3Io >>
Reactance Setting X(Z2)	0.765 Ω		Pick Up 3Io >
Resistive Setting R(Z2)	0.32 Ω		Operating Mode
Resistive Setting RE(Z2)	2.32Ω		Time Delay 3Io >
Times Stage for Tripping Relays	F-F	F-T	Função 25 e 79
	1,2s	2s	
Line Angle	67 graus		Máxima Ver.de Sincronismo
Inclination Angle for Quadrilateral Characteristic	65 graus		Máxima dif. De tensão
Earth Current 3Io >	0.31 A		Máxima Dif. De frequência
Zero Sequence Voltage 3Vo >	8.54 V		Máxima Diff. de Angulo
Ko and φ(ko)	0.9		Tempo Morto do 1 Religamento
Zona - 3	Quadrilateral		Função 85
Type	Quadrilateral		85-21 Pilot Protection
Types of Pick UP	Z<		85-67N Pilot Protection
Direction	Forward		Type of Line
Reactance Setting X(Z3)	1.06 Ω		Time for Send Signal Prol.
Resistive Setting R(Z3)	0.443 Ω		Time Delay for release after pickup
Resistive Setting RE(Z3)	2.443Ω		
Times Stage for Tripping Relays	F-F	F-T	Transient Block : Duration external flt
	2,5s	3,5s	
Line Angle	67 graus		Transient Block : Blk.T.after ext.fl
Inclination Angle for Quadrilateral Characteristic	65 graus		3Io – Min threshold for pilot schemes
Earth Current 3Io >	0.31 A		Função 50 BF
Zero Sequence Voltage 3Vo >	8.54 V		Tempo de atuação
Ko and φ(ko)	0.9		

RELÉ 7UT6355 – Barra de 69 kV	
	2009
Busbar	
Rated Primary Voltage Busbar	69 kV
Primary Operating Current of Busbar	600 A
Primay Operating Current Side 1	248 A
Primay Operating Current Side 2	248 A
Primay Operating Current Side 3	103 A
Ct's	
CT – Strpnt Meas.Loc.1 in Dir of Object	YES
CT Rated Primary Current Meas. Loc 1	200
CT Rated Secondary Current Meas. Loc 1	5A
CT – Strpnt Meas.Loc.2 in Dir of Object	YES
CT Rated Primary Current Meas. Loc 2	200
CT Rated Secondary Current Meas. Loc 2	5A
CT – Strpnt Meas.Loc.3 in Dir of Object	YES
CT Rated Primary Current Meas. Loc 3	600
CT Rated Secondary Current Meas. Loc 3	5A
General	
Differential Protection	ON
Increase of Trip Char. During Start	OFF
Differential Current Monitoring	ON
I> for Current Monitoring	1.2/In
I-Diff	
Pickup Value od Differential Curr.	1.00/In0
T I-DIFF> Time Delay	0.02 s
Pickup Value of High Set Trip	00 I/In0
T I-DIFF>> Time Delay	00 s
Characteristic	
Slope 1 of Tripping Characteristic	0.45
Base Point for Slope 1 of Char.	0.00 I/In0
Slope 2 of Tripping Characteristic	0.45
Base Point for Slope 2 of Char.	0.00 I/In0
I-Restraint for Start Detection	0.1 I/In0
Factor for Increasing of Char.at start	1.0
Maximum Permissible Starting Time	5 s
Pickup for Add-on Stabilization	4.00 I/In0
Duration of Add-on Stabilization	15 cycle
Time for Cross-blocking Add-on Stab.	15 cycle

RELÉ 7SJ6315 DO DISJUNTOR 3Q1	
Função ANSI	ANO
50	2009
Pick - UP	26.19 A
TD	0.025 s
50N	
Pick - UP	21.62 A
TD	0.045 s
67 – 1	
I > Pick - UP	5.83 A
Time Delay(I>)	2.5 s
I >> Pick - UP	6.98 A
Time Delay(I>>)	0.55 s
Direction	Forward
46	
I2 > Pick - UP	0.5 A
Time Delay I2>	5s
I2 >> Pick - UP	2 A
Time Delay I2>>	4s
81	
Frequency 1 Pick - UP	60.8 Hz
Time Delay F1	0.45 s
Frequency 2 Pick - UP	62.5 Hz
Time Delay F2	0
Undervoltage Block	98 V
27	
Pick - UP	-
TD	-
59N	
Pick - UP	3 V
TD	3.5 s
59	
Pick - UP	123 V
TD	0.45 s
67 - TOC	
Pick - UP	-
Curva	-
TD	-
Direction	-
67N - TOC	
Pick - UP	-
Curva	-
TD	-
Direction	-