

1 - Introdução.

O presente trabalho tem por objetivo apresentar os ajustes para as proteções da planta da UTE Costa Pinto em 138 KV, tomando como referência o desenho Diagrama Unifilar SINER 00591 – 001_r3 da conexão em 138 KV e da especificação da CPFL GED_4313_Anexo H que normaliza a conexão desse autoprodutor em sua rede. O escopo de estudo visa apresentar os ajustes das proteções da interligação em 138 KV feitas pelos Relés SEL 311C das linhas de entrada em 138 KV e dos relés 7SJ6245 e 7UT6125 da proteção do paralelo e da barra de entrada em 138 KV, sendo os primeiros de fabricação SCHWEITZER e os restantes 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 138 KV.**
- 3- Proteção Diferencial de Barras de 138 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 os grupos de ajustes independentes a serem analisados que são :

Grupo 1 : Operação em Paralelo de três geradores de 31,25 MVA da Usina no ano 2009 com as duas linhas de alimentação de 138 KV em operação Normal, ou seja, entrada e saída. Considera-se aqui para efeitos da proteção do paralelo uma demanda contratada de exportação de 25 MW.

2 – Proteção das Linhas de Transmissão de 138 KV :

2.1 - Proteção das Linhas de Entrada em 138 KV – Relé SEL311C.

2.1.1 – Linha UTE Costa Pinto - Piracicaba(CPFL) / 138 KV :

Unidades de Distância :

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

2.1.1.1 – Linha 12595 - 12302 (UTE Costa Pinto - Piracicaba) :

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

$$\text{RTC} = 800/5 \text{ A} = 160/1.$$

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

Para essa função de distância o relé SEL – 311 C 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 01 zona no sentido reverso para servir de back-up e/ou partida de esquemas de teleproteção em bloqueio.

Logo :

- **Defeito entre Fases :**

Primeira Zona : (Z1P)

Impedância total de Sequência Positiva :

$$Z_p = (1,74 + j4,5)(\Omega) = 4,82(\Omega) \times 160/1200 = 0.643 \Omega (100 \% \text{ da Linha}).$$

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

$$\text{Ajuste da Zona 1 : } Z1P = 0.643 \times 0.9 \rightarrow \mathbf{0.578 \Omega}$$

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

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 4,5 / 1.74 = 68,86 \text{ graus.}$$

Para essa condição não haverá temporização.

Segunda Zona : (Z2P)

Vai-se ajustar a Zona 2 para enxergar 140 % do ajuste dado a Zona 1.

$$\text{Ajuste da Zona 2 : } Z2P :$$

Vai-se ajustar a Zona 2 para 140 % da linha em questão.

$$\text{Ajuste da Zona 2 : } Z1P = 0.643 \times 1,4 \rightarrow \mathbf{0.9 \Omega}$$

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

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 4,5 / 1,74 = 68,86 \text{ graus.}$$

Para essa zona de sobrealcance adota-se uma temporização de **500 ms** ou **30 ciclos** para se iniciar o comando de trip nos disjuntores.

Terceira Zona :(Z3PR)

Ajusta-se a Zona 3 para enxergar de forma reversa 25 % da impedância total da linha.

Logo :

Ajuste de Z3PR :

Vai-se ajustar a Zona 3 para enxergar 40 % do ajuste dado a Zona 1 de forma reversa.

$$\text{Ajuste da Zona 3 : } Z3PR = 0,643 \times 0,25 \rightarrow \mathbf{0.257 \, \Omega}$$

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

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 4,5 / 1,74 = 68,86 \text{ graus.}$$

Para essa zona de sobrealcance adota-se uma temporização de **1500 ms** ou **90 ciclos** para se iniciar o comando de trip nos disjuntores.

●● Defeitos entre Fase e Terra :

Para manter-se a sensibilidade e garantir a abertura para esses defeitos também adota-se aqui as unidades direcionais de fase e neutro (67 e 67N).

As unidades acima deverão possuir os seguintes ajustes :

No circuito 12595 – 12302 : (Enxergar defeitos 2F até a barra 12302).

50P1P :

Defeito 2F = 1226 A

Pick – Up : $1226 / 160 \rightarrow 7,66 \text{ A}$

Timer(67P1D) \rightarrow **OFF**

No circuito 12595 – 12302 : (Enxergar defeitos 2F até a barra 12317).

50P2P :

Defeito 2F = 691 A

Pick – Up : $691 / 160 \rightarrow 4,31 \text{ A}$

Timer(67P2D) \rightarrow **450 ms**

No circuito 12595 – 12302 : (Enxergar defeitos 1F até a barra 12302).

50G1P :

Defeito 1F = 706 A

Pick – Up : $706 / 160 \rightarrow 4,41 \text{ A}$

Timer(67P1D) \rightarrow **OFF**

No circuito 12595 – 12302 : (Enxergar defeitos 1F até a barra 12317).

50G2P :

Defeito 2F = 496 A

Pick – Up : $496 / 160 \rightarrow 3,1 \text{ A}$

Timer(67P2D) $\rightarrow 550 \text{ ms}$

2.1.2 – Linha UTE Costa Pinto –Araraquara (CPFL) / 138 KV :

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

$$\text{RTC} = 800/5 \text{ A} = 160/1.$$

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

Para essa função de distância o relé SEL – 311 C 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 01 zona no sentido reverso para servir de back-up e/ou partida de esquemas de teleproteção em bloqueio.

Logo :

- **Defeito entre Fases :**

Primeira Zona : (Z1P)

Impedância total de Sequência Positiva :

$$\mathbf{Z_p = (28,02 + j68,23)(\Omega) = 73,75(\Omega) \times 160/1200 = 9,83 \Omega(100 \% \text{ da Linha}).}$$

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

Ajuste da Zona 1 : $Z1P = 9,83 \times 0,9 \rightarrow \mathbf{8,84 \, \Omega}$

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

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 68,23 / 28,02 = 67,67 \text{ graus.}$$

Para essa condição não haverá temporização.

Segunda Zona : (Z2P)

Vai-se ajustar a Zona 2 para enxergar 140 % do ajuste dado a Zona 1.

Ajuste da Zona 2 : Z2P :

Vai-se ajustar a Zona 2 para 140 % da linha em questão.

Ajuste da Zona 2 : $Z1P = 9,83 \times 1,4 \rightarrow \mathbf{13,76 \, \Omega}$

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

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 68,23 / 28,02 = 67,67 \text{ graus.}$$

Para essa zona de sobrealcance adota-se uma temporização de **500 ms** ou **30 ciclos** para se iniciar o comando de trip nos disjuntores.

Terceira Zona :(Z3PR)

Ajusta-se a Zona 3 para enxergar de forma reversa 40 % da impedância total da linha.

Logo :

Ajuste de Z3PR :

Vai-se ajustar a Zona 3 para enxergar 25 % do ajuste dado a Zona 1 de forma reversa.

Ajuste da Zona 3 : $Z3PR = 9,83 \times 0,4 \rightarrow \mathbf{3,93 \, \Omega}$

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

$\text{Arc}(\text{tg}) = 68,23 / 28,02 = 67,67 \text{ graus.}$

Para essa zona de sobrealcance adota-se uma temporização de **1500 ms** ou **90 ciclos** para se iniciar o comando de trip nos disjuntores.

●● Unidades Direcionais de Fase e Fase – Terra :

Para manter-se a sensibilidade e garantir a abertura para esses defeitos também adota-se aqui as unidades direcionais de fase e neutro (67 e 67N).

As unidades acima deverão possuir os seguintes ajustes :

No circuito 12595 – 12317 : (Enxergar defeitos 2F até a barra 12317).

50P1P :

Defeito 2F = 783 A

Pick – Up : $783 / 160 \rightarrow 4,89 \text{ A}$

Timer(67P1D) \rightarrow **OFF**

No circuito 12595 – 12317 : (Enxergar defeitos 2F até a barra 12302t).

50P2P :

Defeito 2F = 725 A

Pick – Up : $725 / 160 \rightarrow 4,53 \text{ A}$

Timer(67P2D) \rightarrow **450 ms**

No circuito 12595 – 12317 : (Enxergar defeitos 1F até a barra 12317).

50G1P :

Defeito 1F = 541 A

Pick – Up : $541 / 160 \rightarrow 3,38 \text{ A}$

Timer(67P1D) \rightarrow **OFF**

No circuito 12595 – 12317 : (Enxergar defeitos 1F até a barra 12302).

50G2P :

Defeito 2F = 490 A

Pick – Up : $490 / 160 \rightarrow 3,06 \text{ A}$

Timer(67P2D) \rightarrow **550 ms**

Em complemento as unidades de distância MHO para defeitos entre fases abilitam-se aqui duas unidades quadrilaterais para compor em conjunto com as unidades 67N uma melhor detecção para defeitos à terra com resistência de arco.

Logo :

LT – UTE Costa Pinto – Piracicaba :

XG1 – 0,54 Ω

RG1 – Para esse valor adiciona-se um valor de 20 Ω primários de resistência de defeito ao valor secundário encontrado.

Logo :

RG1 = 2.874 Ω

XG2 – 0,84 Ω

RG2 – Para esse valor adiciona-se um valor de 20 Ω primários de resistência de defeito ao valor secundário encontrado.

Logo :

RG2 = 2.984 Ω

LT – UTE Costa Pinto – Araraquara :

XG1 – 8,18 Ω

RG1 – Para esse valor adiciona-se um valor de 20 Ω primários de resistência de defeito ao valor secundário encontrado.

Logo :

RG1 = 6,02 Ω

XG2 – 12,73 Ω

RG2 – Para esse valor adiciona-se um valor de 20 Ω primários de resistência de defeito ao valor secundário encontrado.

Logo :

RG2 = 7,89 Ω

3 - Proteção Diferencial de Barras de 138 KV – Relé 7UT6125.

Para essa função ajustam-se as unidades diferenciais 87 T do relé para se enxergar os defeitos 3F e 1F na barra de entrada da UTE Costa Pinto. Para tal toma-se como referência o ano de 2009 para uma contribuição da concessionária e uma menor geração da usina (G1 ou G2). Do estudo de curto –circuito têm-se para um defeito 3F e 1F na barra 12595 :

$$I_{def}(3F) = 9297 \text{ A.}$$

$$I_{def}(1F) = 5090 \text{ A.}$$

Para os valores de corrente nominal da barra toma-se como referência a relação dos Tc's da linhas de entrada em 138 KV e do ramal de saída do disjuntor 52-3 que são de 800/5A.

Logo :

$$I_{nominal} \text{ da barra}(I_{nO}) = 800 \text{ A.}$$

$$I_{nominal} \text{ do circuito de entrada da Usina} = 419 \text{ A.}$$

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

$$110 \text{ A} / 800 \text{ A} = 0.137$$

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

$$800 / 800 = 1$$

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

Nota 1 : Como não se sabe as correntes nominais das linhas de 138 KV em questão, adota-se aqui para esse item a corrente nominal do TC da barra que é de 800 A.

Primary Operating Current of Busbar(I_{no}) = 800 A

$I_{>}$ for current Guard = 1.2 I_{In}

Primary Operating Current Side 1(Rafard – Saltinho) = 110 A

Primary Operating Current Side 2(Rafard – Sumaré) = 271 A

Primary Operating Current Side 3(Usina) = 419 A

Pick up Value of differential Current Monitoring = 0.137 I_{InO}

Pick Up Value of differential current = 1.00 I_{InO} = 800 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 os geradores TG1, TG2 e TG3 que possibilitam uma maior constante de inércia para o sistema.

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

$X_t (X'd(TG1//TG2//TG3)) = 0.186 \text{ pu.}$

H – Constante de Inércia Total(TG1 + TG2 + TG3)(s) = 10,56 s

Admite-se aqui que a usina em regime nominal de operação é alimentada pela Concessionária(CPFL) no regime de exportação de energia, tomando-se como base a potência instalada do Transformador de 138/13.8 KV e os geradores TG1,TG2 e TG3. A usina exportará no total de um degrau de potência em torno de 25 MW.

Com os dados acima simula-se em software proprietário as condições operativas acima obtendo-se os gráficos das figuras 1 e 2 para o relé 7SJ6245 conectado ao disjuntor 52.3 de 138 KV na barra de entrada da Usina.Nesse caso vamos ajustar as unidades 59 e 81 com taxa.

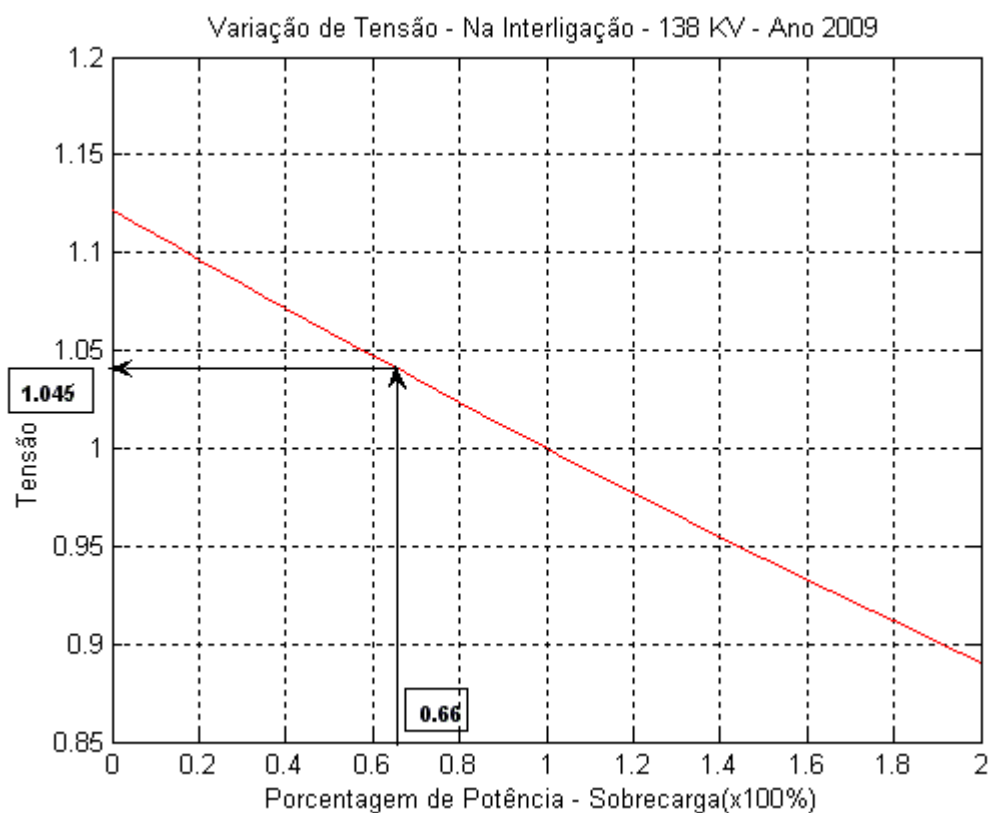


Figura 1 – Variação de Energia para a Proteção da Interligação – 138 KV função 59 do relé 7SJ6245.

Logo :

Phase Overvoltage PickUP : $1.045 \times 115 \text{ V} = 120,17 \text{ V}$.

Phase Overvoltage PickUP Delay : 80 ms.

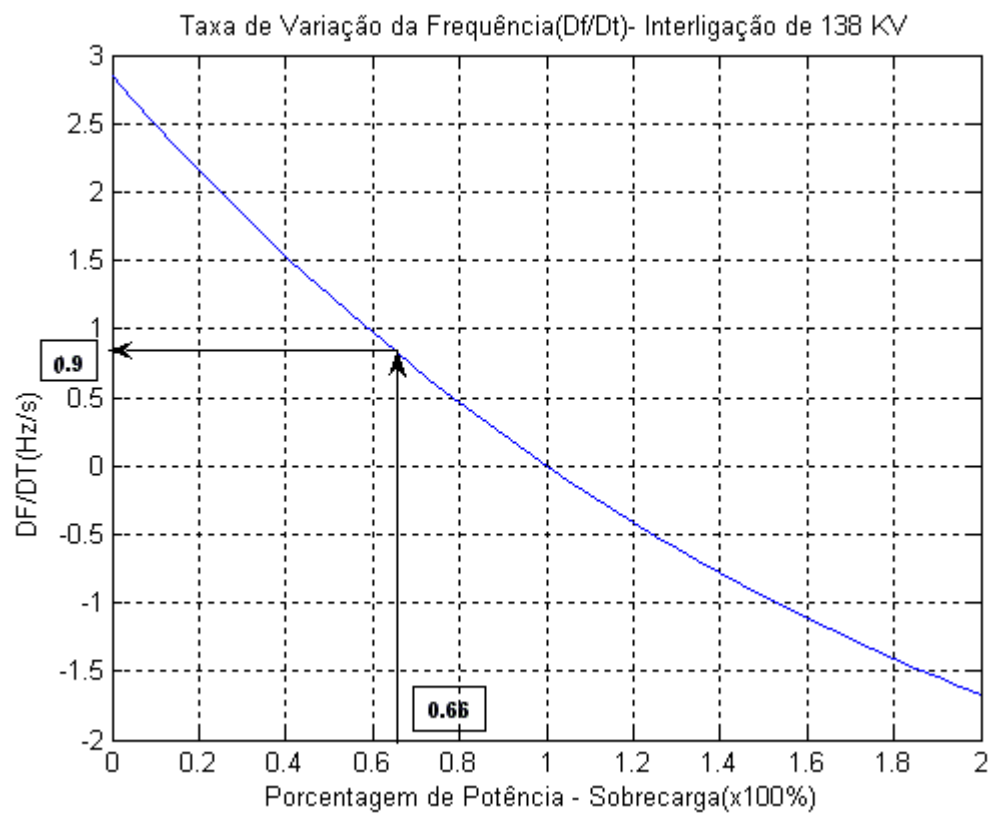


Figura 2 – Variação de Energia para a Proteção da Interligação – 13.8 KV função 81 do relé 7SJ6245.

Logo :

Freq. Rate PickUP : 0,9 Hz/s.

Freq. Rate Delay : 80 ms.

●● Proteção da Barra de 138 KV da Interna da Usina :

Para a proteção dessa barra deveremos ajustar as funções 50 e 50 N do relé 7SJ6245 e 50 e 50 N do relé da proteção do transformador tipo 7UM6225.

Do estudo de curto – circuito temos :

Defeito 3F total na barra : 9297 A.

Contribuição do sistema de 138 KV : 8674 A.

Contribuição da Usina com 01 gerador : 654 A.

Defeito 1F total na barra : 5090 A.

Contribuição do sistema de 138 KV : 4861 A.

Contribuição da Usina com somente 01 gerador : 238 A.

Relé 7SJ6245 :

Unidade 50 : $8674 / 160 = 54,21$ A

Timer da Unidade 50 : 25 ms.

Unidade 50N : $4861 / 160 = 30,38$ A

Timer da Unidade 50 : 45 ms.

Relé 7UM6225 :

Unidade 50 : $654 / 160 = 29,02$ A

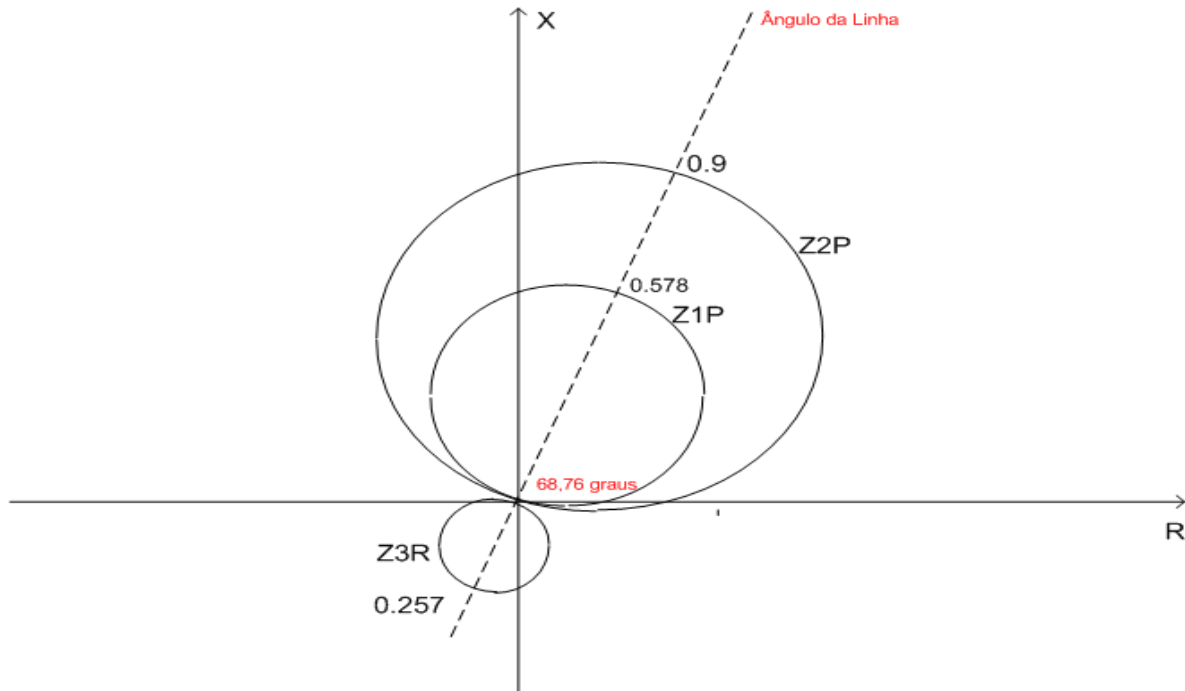
Timer da Unidade 50 : 25 ms.

Unidade 50N : $238 / 160 = 1,48$ A

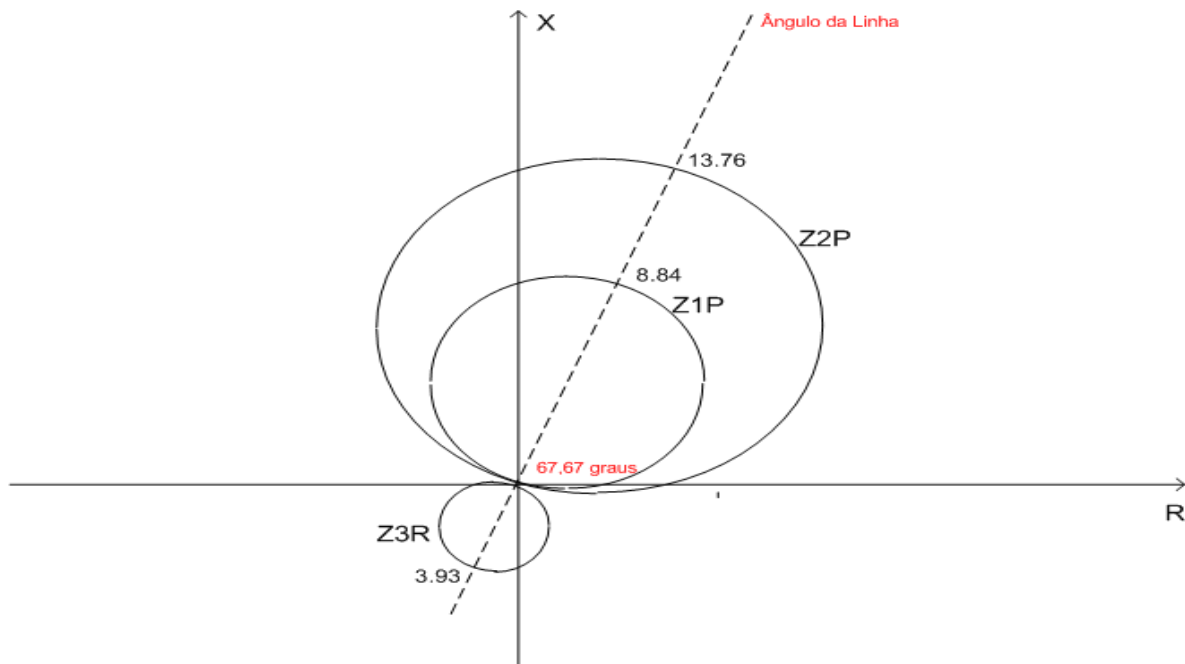
Timer da Unidade 50N : 45 ms.

5 – Curvas de Ajustes das Unidades de Distância .

LT – UTE COSTA PINTO - PIRACICABA(CPFL) – 138 KV



LT – UTE COSTA PINTO - ARARAQUARA(CPFL) – 138 KV



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 7SJ6245 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.
- Os ajustes das linhas de transmissão de 138 KV(Relés SEL311C) 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 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.

- A PowerHouse informa que a função de proteção do paralelo da Usina feita pelo relé 7SJ6245 em sua versão atual não contempla a devida proteção do sistema para um defeito fase-terra no setor de 138 KV feitas pelas funções 59N ou outras complementares de seqüência negativa de tensão e corrente. A mesma condição ocorre para a função de taxa de variação de frequência 81(df/dt). A PowerHouse recomenda firmemente que essas funções sejam implementadas no relé em questão sob pena de comprometer seriamente a operação da planta. Os respectivos ajustes dessas funções faltantes estão indicados nas tabelas de ajustes no item 7 a seguir.

7 – Tabela de Ajustes :

SEL – 311 C			
Proteção da Entrada LT UTE Costa Pinto – Piracicaba 138 KV			
Unidade	Simbolo	Tipo	Valor
Zone 1	Z1P	MHO	0.578 Ω
Zone 1 T.Delay	Z1PD	-	OFF
Zone 2	Z2P	MHO	0.9 Ω
Zone 2 T.Delay	Z2PD	-	30 cycles
Zone 3	Z3P	MHO	0.257 Ω
Zone 3 T.Delay	Z3PD	-	90 cycles
Zone/Level 3	DIR3	Backward	
Zone 1 Quad.	XG1	0,54 Ω	
Zone 1 Quad.	RG1	2,874 Ω	
Zone 1 T.Delay	Z1GD	OFF	
Zone 2 Quad.	XG2	0,84 Ω	
Zone 2 Quad.	RG2	2,984 Ω	
Zone 2 T.Delay	Z2GD	25 cycles	
Ground Pol. Quantity	XGPOL	Ig	
Non Homo.Corr Angle	TANG	-20 graus	
Zone 1 residual C. FD	50GZ1	0,75 A	
Zone 2 residual C. FD	50GZ2	0,5 A	
Z1 P-P current FD	50PP1	3.13 A	
Z2 P-P current FD	50PP2	1.76 A	
Z3 P-P current FD	50PP3	0,75 A	
Phase Inst.Overc – L1	50P1P	7.66 A	
Phase Inst.Overc – Timer	67P1D	OFF	
Neutral Inst.Over – L1	50G1P	4.41A	
Neutral Inst.Over – Timer	67G1D	OFF	
Phase Inst.Overc – L1	50P2P	4.31 A	
Phase Inst.Overc – Timer	67P2D	27 cycles	
Neutral Inst.Over – L1	50G2P	3.1 A	
Neutral Inst.Over – Timer	67G2D	33 cycles	
Voltage Elements(3Vo)	59N1P	35.99 V	
Positive S. c.super	50ABCP	1.08 A	
Voltage window –low threshold	25VLO	110V	
Voltage window –high threshold	25VHI	120 V	
Maximum slip frequency	25SF	0.1 Hz	
Maximum Angle 1	25ANG1	8 graus	
Synchronizing phase	SYNCP	VAB	
B.Close time ang.compensation	TCLOSD	10 cycles	

SEL – 311 C			
Proteção da Entrada LT UTE Costa Pinto – Araraquara 138 KV			
Unidade	Simbolo	Tipo	Valor
Zone 1	Z1P	MHO	8.84 Ω
Zone 1 T.Delay	Z1PD	-	OFF
Zone 2	Z2P	MHO	13.76 Ω
Zone 2 T.Delay	Z2PD	-	30 cycles
Zone 3	Z3P	MHO	3.93 Ω
Zone 3 T.Delay	Z3PD	-	90 cycles
Zone/Level 3	DIR3	Backward	
Zone 1 Quad.	XG1	8,18 Ω	
Zone 1 Quad.	RG1	6,02 Ω	
Zone 1 T.Delay	Z1GD	OFF	
Zone 2 Quad.	XG2	12,73 Ω	
Zone 2 Quad.	RG2	7,89 Ω	
Zone 2 T.Delay	Z2GD	25 cycles	
Ground Pol. Quantity	XGPOL	Ig	
Non Homo.Corr Angle	TANG	-20 graus	
Zone 1 residual C. FD	50GZ1	0,75 A	
Zone 2 residual C. FD	50GZ2	0,5 A	
Z1 P-P current FD	50PP1	3.13 A	
Z2 P-P current FD	50PP2	1.76 A	
Z3 P-P current FD	50PP3	0,75 A	
Phase Inst.Overc – L1	50P1P	4.89 A	
Phase Inst.Overc – Timer	67P1D	OFF	
Neutral Inst.Over – L1	50G1P	3.38A	
Neutral Inst.Over – Timer	67G1D	OFF	
Phase Inst.Overc – L1	50P2P	4.53 A	
Phase Inst.Overc – Timer	67P2D	27 cycles	
Neutral Inst.Over – L1	50G2P	3.06 A	
Neutral Inst.Over – Timer	67G2D	33 cycles	
Voltage Elements(3Vo)	59N1P	35.99 V	
Positive S. c.super	50ABCP	1.08 A	
Voltage window –low threshold	25VLO	110V	
Voltage window –high threshold	25VHI	120 V	
Maximum slip frequency	25SF	0.1 Hz	
Maximum Angle 1	25ANG1	8 graus	
Synchronizing phase	SYNCP	VAB	
B.Close time ang.compensation	TCLOSD	10 cycles	

RELÉ 7UT6125 – Barra de 138 KV	
	2009
Busbar	
Rated Primary Voltage Busbar	138 KV
Primary Operating Current of Busbar	800 A
Primary Operating Current Side 1	110 A
Primary Operating Current Side 2	271 A
Primary Operating Current Side 3	419 A
Ct's	
CT – Strpnt Meas.Loc.1 in Dir of Object	YES
CT Rated Primary Current Meas. Loc 1	800
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	800
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	800
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/Ins
I-Diff	
Pickup Value of 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
Continuação	
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 7SJ6245 DO DISJUNTOR 52-3	
Função ANSI	ANO
50	2009
Pick - UP	54.21 A
Curva	-
TD	0.025 s
50N	
Pick - UP	30.38 A
Curva	-
TD	0.045 s
67 – 1	
Pick - UP	0.6 A
Curva	Tempo Definido
TD	0.14 s
Direction	Forward
67N - 1	
Pick - UP	-
Curva	-
TD	-
Direction	-
81 R	
Pick - UP	0.9 Hz/s
TD	0.08 s
Undervoltage Block	30 V
27	
Pick - UP	-
TD	-
59N	
Pick - UP	38.74 V
TD	0.08 s
59	
Pick - UP	120.17 V
TD	0.08 s
67 - TOC	
Pick - UP	-
Curva	-
TD	-
Direction	-
67N - TOC	
Pick - UP	-
Curva	-
TD	-
Direction	-