



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**INFLUÊNCIA DINÂMICA DA MÁQUINA SÍNCRONA E DO
SISTEMA DE CONTROLE NAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO**

RAFAEL BERTOLINI DE PAIVA

Itajubá, 01 de março de 2019
Minas Gerais. Brasil



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**INFLUÊNCIA DINÂMICA DA MÁQUINA SÍNCRONA E DO
SISTEMA DE CONTROLE NAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO**

RAFAEL BERTOLINI DE PAIVA

Dissertação submetida à Coordenação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Dr. Paulo Márcio da Silveira

Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI

Itajubá, 01 de março de 2019
Minas Gerais. Brasil

INFLUÊNCIA DINÂMICA DA MÁQUINA SÍNCRONA E DO SISTEMA DE CONTROLE NAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

RAFAEL BERTOLINI DE PAIVA

Esta Dissertação foi julgada para obtenção do título de
Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica,
Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Sebastião Ércules Melo Oliveira
Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ

Prof. Dr. Carlos Alberto Villegas Guerrero
Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI

Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira
Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI

Itajubá, 01 de março de 2019
Minas Gerais. Brasil



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

ANEXO I

FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Título da Dissertação: **“Influência Dinâmica da Máquina Síncrona e do Sistema de Controle nas Funções de Proteção”**

Autor: **Rafael Bertolini de Paiva**

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito A = Aprovado - R = Reprovado	Rubrica
1º	A	
2º	A	
3º	A	

Resultado Final: Conceito final: A, ou seja, APROVADO

Observações: _____

Observações:

- (1) O Trabalho será considerado Aprovado (A) se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
 - (2) O Trabalho será considerado Reprovado (R) se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
- Este documento terá a validade de 30 (trinta) dias a contar da data da defesa da Dissertação.

Itajubá, 01 de março de 2019.

Prof. Dr. Sebastião Ércules Melo Oliveira
1º Examinador - UFRJ

Prof. Dr. Carlos Alberto Villegas Guerrero
2º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira
3º Examinador (Orientador) - UNIFEI

AGRADECIMENTOS

Meus agradecimentos iniciais são dirigidos a minha esposa, Letícia, por toda a compreensão e paciência ao longo de toda a jornada que foi a realização deste mestrado.

A minha mãe e ao meu pai, Maria Ângela e Paulo Marcos, pelo incentivo, educação e exemplo de vida. Aos meus irmãos, Paula e Daniel, por sempre estarem do meu lado.

Agradeço ao professor Paulo Márcio da Silveira pela forma e dedicação na orientação deste trabalho.

Aos meus amigos: Lucas Manso; Cristiano Buhler; Kleiton Schmitt; Ricardo Vituri e demais colegas pelo apoio, discussões e as boas risadas ao longo destes anos de trabalho.

Sou grato aos engenheiros João Marcos de Castro Soares, Fernando Pons e Nelson Zeni Junior pelo aprendizado, conselhos e dedicação que sempre passaram ao longo de toda a minha carreira acadêmica e profissional.

RESUMO

São inúmeros os tipos de defeitos ou condições operativas anormais a que o gerador e a turbina estão sujeitos. Para atender a essa gama de sinistros, os relés digitais de proteção de máquinas síncronas oferecem um conjunto enorme de funções com características específicas para detectar o maior número possível de defeitos. Cabe ao projetista de proteção avaliar a necessidade de tais funções e como parametrizá-las da maneira correta. Nesse sentido, a literatura técnica e os fabricantes dos relés de proteção buscam auxiliar o projetista com recomendações de ajustes. Muitas funções podem ser enquadradas conforme essas recomendações típicas, todavia outras exigirão uma análise mais detalhada da dinâmica do controle de tensão e de velocidade, da máquina síncrona e de seus subsistemas. É com esse tipo de análise que o projetista de proteção obterá os subsídios necessários em relação à aplicação e ao ajuste correto de certas funções. A dissertação analisará três estudos de casos. Cada caso será dedicado a uma determinada função de proteção, onde se investigará como que essa função é afetada pelo comportamento dinâmico da máquina síncrona e sistema de controle, as causas que originam atuações indevidas e as soluções que podem ser aplicadas.

Palavras-chave – Máquina Síncrona. Coordenação Dinâmica. Sistema de Excitação. Proteção de Máquinas. Proteção de Geradores.

ABSTRACT

There are innumerable types of faults or misoperating conditions which the generator and the turbine are subject to. In order to meet this range of events, digital protective relays of synchronous machines usually offer a huge set of functions with specific features intended to detect as many faults as possible. It is up to the protective designer to assess the need for such functions and how to tune them in the right way. In this sense, technical literature and manufacturers of protective relays seek to assist the designer with recommendations of adjustments. Many functions may be provided with these typical recommendations and run perfectly and safely, meanwhile some others shall require a deeper analysis of the dynamics of voltage controller and speed governor, as well as the synchronous machine and its subsystems performance. Only by means of this type of analysis, the protective designer will get the necessary information for correct application and adjustment of certain functions. The dissertation will analyze three case studies. Each one will be dedicated to a specific protection function, being investigated how this function is affected by synchronous machine behaviour and its control system. In each of them, there also shall be determined the causes that lead to the misoperation, as well as the solutions to be applied.

Keyword – Synchronous Machine. Dynamic Coordination. Excitation System. Synchronous Machine Protection. Generator Protection.

Sumário

1. Introdução	1
1.1 Considerações Iniciais	1
1.2 Objetivo	1
1.3 Motivação	2
1.4 Levantamento Histórico	4
1.5 Organização da Dissertação	7
2. Modelagem	9
2.1 Considerações Iniciais	9
2.2 Máquina Síncrona.....	11
2.3 Sistema de Excitação.....	14
2.4 Proteção de Máquinas Síncronas.....	23
2.5 Considerações Finais.....	26
3. Estudo I - Proteção de Falha de Disjuntor	29
3.1 Considerações Iniciais	29
3.2 Nomenclatura e Lógica de Atuação do BF	29
3.3 Importância do BF em Máquinas Síncronas	31
3.4 Análise do Problema	32
3.5 Solução do Problema	41
3.6 Exemplo de Caso.....	43
3.7 Considerações Finais.....	47
4. Estudo II - Proteção de Sobretensão	50
4.1 Considerações Iniciais	50
4.2 Cálculo da Sobretensão Subtransitória em uma RC	51
4.3 Exemplo da Sobretensão Subtransitória em uma RC	53
4.4 Cálculo da Máxima Sobretensão Subtransitória	55
4.5 Saturação da Reatância Subtransitória	62
4.6 Influência do Sistema de Excitação	63
4.7 Proposta de Ajuste da Função 59I.....	73
4.8 Exemplo de Caso.....	74
4.9 Considerações Finais.....	80
5. Estudo III - Proteção de Perda de Excitação	82
5.1 Considerações Iniciais	82
5.2 Abordagem Técnica do Problema	83
5.3 Limite de Estabilidade da Máquina Síncrona.....	86

5.4 Função de Perda de Excitação	100
5.5 Coordenação do Limitador de Subexcitação	113
5.6 Exemplo de Caso.....	126
5.7 Considerações Finais.....	128
6. Conclusão	130
6.1 Considerações Gerais.....	130
6.2 Sugestão de Trabalhos Futuros.....	132
6.3 Artigos Publicados	133
<i>Referências Bibliográficas</i>	<i>135</i>
<i>Anexo A – Estudo I</i>	<i>142</i>
<i>Anexo B – Estudo II</i>	<i>143</i>
<i>Anexo C – Estudo III</i>	<i>145</i>

Tabela ANSI

TRIP	Sinal de comando de abertura do disjuntor enviado pelo relé de proteção
RETRIP	Reenvio do sinal de comando de abertura do disjuntor enviado pelo relé de proteção
BF	Função de falha de disjuntor (<i>Breaker Failure</i>)
50BF	Função de falha de disjuntor com supervisão de corrente
52BF	Função de falha de disjuntor com supervisão de contato do 52
21	Função de impedância
24	Função volts por hertz
25	Função de check de sincronismo
27	Função de subtensão
27TN	Função de subtensão por terceira harmônica
32	Função de potência reversa (motorização)
38	Função de temperatura do mancal
40	Função de perda de excitação
41	Contator de campo
46	Função de desequilíbrio de corrente
49	Função de temperatura por imagem térmica
50	Função de sobrecorrente instantânea
51	Função de sobrecorrente temporizado
51V	Função de sobrecorrente com restrição de tensão
52	Disjuntor CA
59	Função de sobretensão
60	Função de falha fusível
64E	Função de falta a terra estator
64R	Função de falta a rotor
67	Função direcional
68	Função de oscilação de potência
78	Função de perda de sincronismo
79	Função de religamento
81	Função de frequência
81>	Função de sobrefrequência
81<	Função de subfrequência
86	Relé de bloqueio
87	Função diferencial
94	Relé de desligamento
<i>Pick-up</i>	Mudança de um estado digital de nível baixo para alto
<i>Drop-out</i>	Mudança de um estado digital de nível alto para baixo
TPU	Temporização para sensibilizar o estado do <i>pick-up</i> (<i>Time to Pick-Up</i>)
TDP	Temporização para sair do estado de <i>pick-up</i> (<i>Time to Drop-Out</i>)

Lista de Abreviaturas e Siglas

AG	Agente de Geração
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CC1F	Curto Circuito Monofásico
CC2F	Curto Circuito Bifásico
CC3F	Curto Circuito Trifásico
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CP	Conversor de Potência
CI	Condição Inicial
ED	Entrada Digital
EXC	Excitatriz
GT	Ganho Transitório
LT	Linha de Transmissão
MS	Máquina Síncrona
MEL	<i>Minimum Excitation Limiter</i> (Limitador de Mínima Corrente de Excitação)
NA	Contato Normalmente Aberto
NF	Contato Normalmente Fechado
NERC	<i>North American Electric Reliability Corporation</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
OEL	<i>Over Excitation Limiter</i> (Limitador de Sobrecorrente de Excitação)
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PI	Proporcional e Integral
PID	Proporcional, Integral e Derivativo
PSS	<i>Power System Stabilizer</i> (Estabilizador de Sistemas de Potência)
RPD	Rele de Proteção Digital
RT	Regulador de Tensão (<i>AVR = Automatic Voltage Regulator</i>)
RV	Regulador de Velocidade (<i>GOV = Speed Governor</i>)
RC	Rejeição de Carga
RP	Regime Permanente
SE	Sistema de Excitação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SD	Saída Digital
SIN	Sistema Interligado Nacional
SCL	<i>Stator Current Limiter</i> (Limitador de Corrente do Estator)
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
TEX	Transformador de Excitação
TE	Transformador Elevador
UEL	<i>Under Excitation Limiter</i> (Limitador de Subexcitação)
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
VHZ	<i>Volts Hertz Limiter</i> (Limitador Volts por Hertz)

Lista de Parâmetros

Vn [kV]: Tensão terminal nominal

Sn [MVA]: Potência aparente nominal

FPn: Fator de potência nominal

Fn [Hz]: Frequência nominal

x_d [pu]: Reatância de eixo direto não saturada

x'_d [pu]: Reatância transitória de eixo direto não saturada

x''_d [pu]: Reatância subtransitória de eixo direto não saturada

x_q [pu]: Reatância de eixo em quadratura não saturada

x'_q [pu]: Reatância transitória de eixo em quadratura não saturada

x''_q [pu]: Reatância subtransitória de eixo em quadratura não saturada

x_2 [pu]: Reatância de sequência negativa

x_0 [pu]: Reatância de sequência zero

x_l [pu]: Reatância de dispersão

x_e [pu]: Reatância externa equivalente

r_a [pu]: Resistência da armadura

r_e [pu]: Resistência externa equivalente

r_{fd} [pu]: Resistência do campo

r_d [pu]: Resistência de descarga do sistema de excitação estática

T'_{do} [s]: Constante de tempo transitória de eixo direto em vazio

T''_{do} [s]: Constante de tempo subtransitória de eixo direto em vazio

T'_{qo} [s]: Constante de tempo transitória de eixo em quadratura em vazio

T''_{qo} [s]: Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em vazio

T'_d [s]: Constante de tempo transitória de eixo direto em curto-circuito

T''_d [s]: Constante de tempo subtransitória de eixo direto em curto-circuito

T'_q [s]: Constante de tempo transitória de eixo em quadratura em curto-circuito

T''_q [s]: Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em curto-circuito

T'_{df} [s]: Constante de tempo do processo de desexcitação

T_a [s]: Constante de tempo do estator

X_{ad} [pu]: Reatância de armadura de eixo direto

Ag: Parâmetros de saturação da máquina síncrona

Bg: Parâmetros de saturação da máquina síncrona

ω_s [rad/s]: Velocidade angular nominal

2H [s]: Constante de inércia

D [pu/pu]: Coeficiente de amortecimento

K_p [pu/pu]: Ganho proporcional do controlador
 T_i [s]: Constante de tempo do integrador do controlador
 T_1 [s]: Constante de tempo do avanço do controlador
 T_2 [s]: Constante de tempo em atraso do controlador
 T_{ETO} [pu]: Ganho de compensação
 Ref_{MAX} [pu]: Referência máxima da tensão terminal
 Ref_{MIN} [pu]: Referência mínima da tensão terminal
 MAX [pu]: Limite máximo de saída
 MIN [pu]: Limite mínimo de saída
 T_c [s]: Constante de tempo do conversor de potência
 V_M [V]: Máxima tensão retificada
 Max [pu]: Saída máxima do disparo Equivalente ao cosseno do ângulo mínimo
 Min [pu]: Saída mínima do disparo Equivalente ao cosseno do ângulo máximo
 T_E [s]: Constante de tempo da excitatriz CA e CC
 K_E [pu/pu]: Ganho da realimentação da excitatriz CA e CC
 $F_1(t)$: Função saturação da excitatriz CA e CC
 $F_2(t)$: Função de saída do estágio da retificação da excitatriz CA
 K_D [pu/pu]: Ganho da realimentação da excitatriz CA
 K_C [pu/pu]: Ganho de saída da tensão de campo da excitatriz CA

Lista de Variáveis

- $E'q$ [pu]: Tensão transitória de eixo em quadratura
- $E''q$ [pu]: Tensão subtransitória de eixo em quadratura
- $E'd$ [pu]: Tensão transitória de eixo direto
- $E''d$ [pu]: Tensão subtransitória de eixo direto
- Vfd [pu]: Tensão de excitação no campo da máquina síncrona
- Ei [pu]: Tensão interna saturada da máquina síncrona
- Vd [pu]: Tensão de eixo direto
- Vq [pu]: Tensão de eixo em quadratura
- Id [pu]: Corrente de eixo direto
- Iq [pu]: Corrente de eixo em quadratura
- Ifd [pu]: Corrente de excitação do campo da máquina síncrona
- ψd [pu]: Fluxo de eixo direto
- ψq [pu]: Fluxo de eixo em quadratura
- ω [rad/s]: Velocidade angular
- δ [rad]: Deslocamento angular elétrico do rotor
- Pe [pu]: Potência elétrica
- Pm [pu]: Potência mecânica
- $Ctrl$ [pu]: Sinal de controle
- Vex [pu]: Tensão de excitação da excitatriz
- Iex [pu]: Corrente de excitação da excitatriz
- Pe [pu]: Potência elétrica
- Vt [pu]: Tensão terminal
- It [pu]: Corrente do estator
- Q [pu]: Potência reativa
- Fr [pu]: Frequência terminal
- Ia_1, Ib_1 e Ic_1 [pu]: correntes das fases a, b e c do fechamento do neutro da MS
- Ia_2, Ib_2 e Ic_2 [pu]: correntes das fases a, b e c do terminal da MS
- $Icc3f$ [pu]: corrente de curto circuito trifásica
- Vt_{t0-} [pu]: Tensão terminal no instante $t0-$
- $E''q_{t0-}$ [pu]: Tensão subtransitória de eixo em quadratura no instante $t0-$
- $E'q_{t0-}$ [pu]: Tensão transitória de eixo em quadratura no instante $t0-$
- E_{t0-} [pu]: Tensão interna da máquina síncrona no instante $t0-$
- $E''d_{t0-}$ [pu]: Tensão subtransitória de eixo direto no instante $t0-$
- $E'd_{t0-}$ [pu]: Tensão transitória de eixo direto no instante $t0-$

$\overline{E}_{q_{t0-}}$ [pu]: Fasor da tensão de eixo em quadratura no instante $t0-$
 $\overline{I}_{t_{t0-}}$ [pu]: Fasor da corrente do estator no instante $t0-$
 $P_{e_{t0-}}$ [pu]: Potência ativa instante $t0-$
 $Q_{t_{t0-}}$ [pu]: Potência reativa no instante $t0-$
 $I_{d_{t0-}}$ [pu]: Corrente de eixo direto no instante $t0-$
 $I_{q_{t0-}}$ [pu]: Corrente de eixo em quadratura no instante $t0-$
 $V_{d_{t0-}}$ [pu]: Tensão de eixo direto no instante $t0-$
 $V_{q_{t0-}}$ [pu]: Tensão de eixo em quadratura no instante $t0-$
 $\varphi''_{d_{t0-}}$ [pu]: Fluxo de eixo direto no instante $t0-$
 $\varphi''_{q_{t0-}}$ [pu]: Fluxo de eixo em quadratura no instante $t0-$
 $\varphi''_{d_{t0+}}$ [pu]: Fluxo de eixo direto no instante $t0+$
 $\varphi''_{q_{t0+}}$ [pu]: Fluxo de eixo em quadratura no instante $t0+$
 $V_{t_{t0+}}$ [pu]: Tensão terminal no instante $t0+$
 $V_{d_{t0+}}$ [pu]: Tensão de eixo direto no instante $t0+$
 $V_{q_{t0+}}$ [pu]: Tensão de eixo em quadratura no instante $t0+$
 ΔV_t [pu]: Delta da tensão terminal
 I_{cc} [pu]: Corrente de curto circuito em regime permanente
 $I_{cc'}$ [pu]: Corrente de curto circuito em transitória
 $I_{cc''}$ [pu]: Corrente de curto circuito subtransitória
 E_b [pu]: Tensão da barra infinita
 V_c [pu]: Tensão terminal compensada do regulador de tensão
 $Ref V_t$ [pu]: Referência da tensão terminal do regulador de tensão
 PSS [pu]: Sinal estabilizante de saída do *Power System Stabilizer*
 VE [pu]: Variável interna do modelo da excitatriz rotativa CA
 FEX [pu]: Variável interna do modelo da excitatriz rotativa CA
 In [pu]: Variável interna do modelo da excitatriz rotativa CA

Lista de Figuras

FIGURA 1. ELEMENTOS DE PROTEÇÃO E CONTROLE DE UMA UNIDADE GERADORA.....	9
FIGURA 2. DIAGRAMA DE BLOCOS DE EIXO DIRETO DA MS [42].	14
FIGURA 3. SISTEMA DE REGULAÇÃO DE TENSÃO.	15
FIGURA 4. MODELO DO RT.....	16
FIGURA 5. FUNÇÃO DO CONVERSOR DE POTÊNCIA.	18
FIGURA 6. MODELO DO CP COM IGBT E BUS-FED.....	19
FIGURA 7. MODELO DO CP COM TIRISTOR, DISPARO POLARIZADO E BUS-FED.	19
FIGURA 8. EXCITATRIZ ESTÁTICA.	20
FIGURA 9. EXCITATRIZ ROTATIVA CC.	21
FIGURA 10. EXCITATRIZ ROTATIVA CA.	21
FIGURA 11. MODELO DA EXCITATRIZ ESTÁTICA.	21
FIGURA 12. MODELO DA EXCITATRIZ CC.	22
FIGURA 13. MODELO DA EXCITATRIZ CA.	22
FIGURA 14. MODELAGEM GENÉRICA DE UMA FUNÇÃO DE PROTEÇÃO.....	25
FIGURA 15. MODELAGEM DA CURVA IEC.....	26
FIGURA 16. ENSAIO DE VALIDAÇÃO. CURVA DE CAMPO (VERMELHO) E SIMULADA (AZUL) [69].....	28
FIGURA 17. LÓGICA DO 50/52BF.....	30
FIGURA 18. ARRANJO SIMPLES VERSUS ARRANJO EM GRUPO.	32
FIGURA 19. LOCALIZAÇÃO DOS TC'S DE FASE.....	33
FIGURA 20. DINÂMICA DO CC3F VARIANDO $T'D$ COM $RD = 0$. MS EM VAZIO.	36
FIGURA 21. DINÂMICA DO CC3F VARIANDO RD . MS COM $T'D = 1,8s$. MS EM VAZIO.	37
FIGURA 22. DINÂMICA DO CC3F VARIANDO O CARREGAMENTO DA MS. $T'D = 1,8s$ E $RD = RFD$... 38	
FIGURA 23. EXEMPLO DO CC3F EM UM MS COM ARRANJO SIMPLES.	39
FIGURA 24. RESULTADO DINÂMICO DO CC3F.	40
FIGURA 25. SOLUÇÃO DA LÓGICA DO 50BF.	41
FIGURA 26. SOLUÇÃO DO BF COM ARRANJO EM GRUPO PARA PROTEÇÕES INDIVIDUALIZADAS.	42
FIGURA 27. LÓGICA DO BF COM ARRANJO EM GRUPO PARA PROTEÇÕES INDIVIDUALIZADAS.	42
FIGURA 28. SOLUÇÃO DO BF PARA O ARRANJO SIMPLES COM TC NO FECHAMENTO DO NEUTRO. 43	
FIGURA 29. DIAGRAMA UNIFILAR DE UM GRUPO GERADOR.....	43
FIGURA 30. OSCILOGRAFIA DA ATUAÇÃO INDEVIDA DO BF EM UM CC3F.	44
FIGURA 31. DIAGRAMA UNIFILAR DO CASO ANALISADO.	45
FIGURA 32. TOPOLOGIA DA PROTEÇÃO DO CASO ANALISADO.....	45
FIGURA 33. OSCILOGRAFIA DA ATUAÇÃO INDEVIDA DO BF EM UMA SOBREXCITAÇÃO.....	46
FIGURA 34. HISTOGRAMA DA CORRENTE DA FASE A	46
FIGURA 35. REPRESENTAÇÃO INADEQUADA DO BF NO DIAGRAMA UNIFILAR DA PROTEÇÃO.....	48
FIGURA 36. DIAGRAMA LÓGICO PARA SELEÇÃO DO TC PARA O 50BF.....	48
FIGURA 37. EXEMPLO DE CURVA DE CAPABILIDADE PARA $Vt = 1,0PU$	55
FIGURA 38. EXEMPLO DE CURVA DE SATURAÇÃO PARA O CÁLCULO DE Ag E Bg	57
FIGURA 39. LIMITE TÉRMICO DO ROTOR PARA $Vt = 1,0PU$ E $Vt = 1,1PU$ CONSIDERANDO OS EFEITOS DA SATURAÇÃO.	60
FIGURA 40. RC COM FP NOMINAL E EXCITAÇÃO CONSTANTE.	64
FIGURA 41. ZOOM NO PERÍODO SUBTRANSITÓRIO DA RC DA FIGURA 40.	64
FIGURA 42. ANÁLISE DA SOBREVELOCIDADE NA RC COM EXCITAÇÃO CONSTANTE.....	65
FIGURA 43. ZOOM EM Vt DO ENSAIO APRESENTADO NA FIGURA 42.	65
FIGURA 44. RC COM FP NULO E EXCITAÇÃO CONSTANTE.....	67
FIGURA 45. ZOOM NO PERÍODO SUBTRANSITÓRIO DA RC DA FIGURA 44.	67
FIGURA 46. DESEMPENHO DO RT. RESPOSTA RÁPIDO ($GT = 60$) VERSUS RESPOSTA LENTA ($GT =$ 15).....	68
FIGURA 47. RC DO RT COM RESPOSTA RÁPIDO ($GT = 60$) VERSUS RESPOSTA LENTA ($GT = 15$). 69	
FIGURA 48. DESEMPENHO DA RC DO RT COM O CP DO TIPO TIRISTOR VERSUS TIPO IGBT.	71
FIGURA 49. DESEMPENHO DA RC COM EXCITATRIZ DO TIPO ESTÁTICA VERSUS TIPO ROTATIVA... 73	
FIGURA 50. REGISTRO DA REJEIÇÃO DE CARGA DE Pe E Q	75

FIGURA 51. REGISTRO DE V_T . COM TRIP (PRETO) VERSUS SEM TRIP (AZUL).	76
FIGURA 52. REGISTRO DE I_{EX} . COM TRIP (PRETO) VERSUS SEM TRIP (AZUL).....	76
FIGURA 53. REGISTRO DE V_{EX} . COM TRIP (PRETO) VERSUS SEM TRIP (AZUL).	76
FIGURA 54. ZOOM EM V_T . ANÁLISE DO PERÍODO SUBTRANSITÓRIO DA RC.....	77
FIGURA 55. OSCILOGRAFIA DO TRIP PELA FUNÇÃO 59I.....	78
FIGURA 56. REGISTRO DE V_T . ANÁLISE DA SOBRETENSÃO NO PERÍODO TRANSITÓRIO.	79
FIGURA 57. ANÁLISE DA TENSÃO E DA CORRENTE DE EXCITAÇÃO NO PERÍODO TRANSITÓRIO.	79
FIGURA 58. REGISTRO DE V_T . ANÁLISE DO PERÍODO TRANSITÓRIO.	80
FIGURA 59. MÁQUINA SÍNCRONA VERSUS BARRA INFINITA.	83
FIGURA 60. REGULADOR DE TENSÃO.	84
FIGURA 61. CONVERSOR DE POTÊNCIA.	84
FIGURA 62. MODELO DA EXCITATRIZ ESTÁTICA.	84
FIGURA 63. LIMITADOR DE SUBEXCITAÇÃO.	84
FIGURA 64. LIMITADOR DE SUBEXCITAÇÃO - UEL2 DA IEEE [44].	85
FIGURA 65. LIMITE DE ESTABILIDADE EM REGIME PERMANENTE DA MS PARA V_T = 1,0PU	87
FIGURA 66. CONDIÇÃO INICIAL E FINAL DO ENSAIO.	90
FIGURA 67. ESTABILIDADE EM REGIME. ANÁLISE DO MODO DE CONTROLE AUTOMÁTICO.	91
FIGURA 68. ESTABILIDADE EM REGIME. ANÁLISE DO MODO DE CONTROLE MANUAL.	92
FIGURA 69. LIMITE PRÁTICO DE ESTABILIDADE DA MS PARA V_T = 1,0PU	93
FIGURA 70. EXEMPLO DO TRAÇADO DO UEL EM FUNÇÃO DO LIMITE PRÁTICO DE ESTABILIDADE. .	94
FIGURA 71. LIMITE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIO DA MS PARA V_T = 1PU	95
FIGURA 72. ESTABILIDADE TRANSITÓRIA EM CONTROLE MANUAL COM dP_e/dδ < 0	96
FIGURA 73. ZOOM NO ENSAIO DA FIGURA 72 NO INSTANTE DE TEMPO dP_e'/dδ = 0	97
FIGURA 74. ESTABILIDADE TRANSITÓRIA PARA UM CURTO NO ROTOR.....	98
FIGURA 75. EXCITAÇÃO NULA - SALIÊNCIA POLAR	99
FIGURA 76. ANÁLISE DO TORQUE DE RELUTÂNCIA PARA UM CURTO NO ROTOR.	100
FIGURA 77. AJUSTE DA FUNÇÃO 40 – MASON-BERDY.	101
FIGURA 78. AJUSTE DA FUNÇÃO 40 – PROPOSTA.	102
FIGURA 79. COMPARAÇÃO DO AJUSTE DO RELÉ 40 PARA A UHE-C.....	103
FIGURA 80. SALIÊNCIA POLAR E LIMITE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA NO PLANO RX.....	104
FIGURA 81. PERDA DE EXCITAÇÃO. UHE-A, PE = 0,1PU E XE = 0,1PU	105
FIGURA 82. PERDA DE EXCITAÇÃO. UHE-A, PE = 0,1PU E XE = 0,4PU	105
FIGURA 83. PERDA DE EXCITAÇÃO. UHE-A, PE = 0,5PU E XE = 0,1PU	106
FIGURA 84. PERDA DE EXCITAÇÃO. UHE-A, PE = 0,5PU E XE = 0,4PU	106
FIGURA 85. PERDA DE EXCITAÇÃO. UHE-A, PE = 0,9PU E XE = 0,1PU	107
FIGURA 86. PERDA DE EXCITAÇÃO. UHE-A, PE = 0,9PU E XE = 0,4PU	107
FIGURA 87. PERDA DE EXCITAÇÃO. UHE-E, PE = 0,1PU E XE = 0,1PU	108
FIGURA 88. PERDA DE EXCITAÇÃO. UHE-E, PE = 0,1PU E XE = 0,4PU	108
FIGURA 89. PERDA DE EXCITAÇÃO. UHE-E, PE = 0,5PU E XE = 0,1PU	109
FIGURA 90. PERDA DE EXCITAÇÃO. UHE-E, PE = 0,5PU E XE = 0,4PU	109
FIGURA 91. PERDA DE EXCITAÇÃO. UHE-E, PE = 0,9PU E XE = 0,1PU	110
FIGURA 92. PERDA DE EXCITAÇÃO. UHE-E, PE = 0,9PU E XE = 0,4PU	110
FIGURA 93. CC3F COM PE = 0,1PU	112
FIGURA 94. CC3F COM PE = 0,9PU	112
FIGURA 95. INFLUÊNCIA DO FATOR k2 NA CURVA DO UEL. COMPARAÇÃO COM k2 = 0 E k2 = 2 .114	114
FIGURA 96. SIGNIFICADO DO PARÂMETRO X_{MAX}	115
FIGURA 97. ANÁLISE DA COORDENAÇÃO ESTÁTICA NO PLANO PQ DA UHE-B.	116
FIGURA 98. ANÁLISE DA COORDENAÇÃO ESTÁTICA NO PLANO PQ DA UHE-D.	116
FIGURA 99. SETPOINT DE TENSÃO TERMINAL DA UHE-E COM A TAXA DE REF V_T EM 2%/s	119
FIGURA 100. SETPOINT DE TENSÃO TERMINAL DA UHE-E COM A TAXA DE REF V_T EM 1%/s	119
FIGURA 101. CHAVEAMENTO DE XE NA UHE-E.....	120
FIGURA 102. CHAVEAMENTO DE XE COM O REAJUSTE DO K_{PUEL} NA UHE-E.	121
FIGURA 103. CHAVEAMENTO DE XE NA UHE-C.....	122
FIGURA 104. CHAVEAMENTO DE XE COM O REAJUSTE DO K_{PUEL} NA UHE-C.	122
FIGURA 105. CHAVEAMENTO DE XE COM O REAJUSTE DO K_{IUEL} NA UHE-C.	123

FIGURA 106. COMPARAÇÃO DA RESPOSTA DO UEL _{TIPO = SELETOR} E UEL _{TIPO = SOMADOR}	123
FIGURA 107. CHAVEAMENTO DE XE COM O UEL _{TIPO = SELETOR} E K_{PUEL} = 0,05 NA UHE-C.	124
FIGURA 108. CHAVEAMENTO DE XE COM O UEL _{TIPO = SELETOR} E K_{PUEL} = 0,2 NA UHE-C.	124
FIGURA 109. COMPARAÇÃO DO RELÉ 40: MASON/BERDY VERSUS PROPOSTA. CHAVEAMENTO DE XE	125
FIGURA 110. ATUAÇÃO DO RELÉ 40 DURANTE UM DEGRAU DE -3% EM REF V_T	126
FIGURA 111. SIMULAÇÃO DINÂMICA DO CC3F.	142
FIGURA 112. MACRO DO MODELO DE SIMULAÇÃO DO ESTUDO II.	143
FIGURA 113. DETALHAMENTO DO SISTEMA DE EXCITAÇÃO DO ESTUDO II.	144
FIGURA 114. MACRO DO MODELO DE SIMULAÇÃO DO ESTUDO III.	145
FIGURA 115. SISTEMA DE EXCITAÇÃO DO ESTUDO III.	146
FIGURA 116. UEL SELETOR.	146
FIGURA 117. UEL SOMADOR.	146

Lista de Tabelas

TABELA 1. LISTA DE FUNÇÕES CABÍVEIS DE ANÁLISE DE COORDENAÇÃO MEDIANTE SIMULAÇÕES.	24
TABELA 2. VALORES DE ALFA E BETA PARA AS CURVAS IEC.....	26
TABELA 3. PARÂMETROS DAS MS PARA ANÁLISE DA SOBRETENSÃO.....	53
TABELA 4. RC COM FP ZERO.....	54
TABELA 5. RC COM FP NOMINAL E POTÊNCIA NOMINAL.....	54
TABELA 6. CENTRAIS DA BASE DE DADOS DO ONS [53] COM O VALOR DE $x''D > 30\%$	54
TABELA 7. PARÂMETROS DA MS PARA CÁLCULO DA MÁXIMA SOBRETENSÃO.....	59
TABELA 8. DESPACHO NOMINAL DA MS.....	59
TABELA 9. CÁLCULO DE EI NOMINAL.....	59
TABELA 10. CÁLCULO DA SOBRETENSÃO PARA $V_T = 1,0PU$	61
TABELA 11. CÁLCULO DA SOBRETENSÃO PARA $V_T = 1,1PU$	61
TABELA 12. RESULTADO DA RC DO RT COM REPOSTA RÁPIDA VERSUS RESPOSTA LENTA.....	69
TABELA 13. RESULTADO DA RC COM O CP DO TIPO TIRISTOR VERSUS TIPO IGBT.....	70
TABELA 14. RESULTADO DA RC COM DIFERENTES TIPOS DE EXCITATRIZES.....	72
TABELA 15. CRITÉRIOS PARA AJUSTE DA FUNÇÃO 59I.....	74
TABELA 16. REAJUSTE DA FUNÇÃO 59I.....	80
TABELA 17. GLOSSÁRIO DE VARIÁVEIS E PARÂMETROS DO SISTEMA DE EXCITAÇÃO.....	84
TABELA 18. EQUIVALÊNCIA DAS VARIÁVEIS DO UEL.....	85
TABELA 19. EQUIVALÊNCIA DOS PARÂMETROS DO UEL.....	85
TABELA 20. PARÂMETROS DAS MÁQUINAS SÍNCRONAS DE PÓLOS SALIENTES.....	86
TABELA 21. DISTÂNCIA ENTRE A 1ª E A 2ª ZONA DO RELÉ 40 PARA DIFERENTES PARÂMETROS DE MS.....	102
TABELA 22. COORDENAÇÃO ESTÁTICA DO UEL COM O RELÉ 40.....	115
TABELA 23. AJUSTE DE X_{MAX}	116
TABELA 24. PARÂMETROS DO RT.....	118
TABELA 25. PARÂMETROS DO UEL.....	118
TABELA 26. AJUSTES DA FUNÇÃO 40.....	118

1. Introdução

1.1 Considerações Iniciais

A ordem de ajuste das funções de proteção é determinada no estudo de seletividade e coordenação. Seletividade é a propriedade que uma função de proteção deve ter para distinguir situações das quais ela deve ser sensibilizada e, assim, atuar da maneira mais conveniente quando solicitada. Já a coordenação é um conceito utilizado para analisar a atuação entre dispositivos de proteção, mas também pode ser empregada para diferentes funções de proteção do mesmo relé. Trata-se de uma estratégia na qual a função mais seletiva deve atuar primeiro. Por sua vez, as demais funções de proteção, que estão coordenadas com a mais seletiva, operam como retaguarda.

Normalmente, em um estudo de coordenação, são aplicados critérios que podem ser facilmente interpretados através das curvas de atuação dos relés. Todavia, a seletividade é uma característica que não se aplica a um sistema de controle, sendo o desempenho do controlador a propriedade mais adequada, ou seja, quando se estuda a coordenação entre a proteção e o controle, o que está realmente sendo verificado é a seletividade de uma determinada função de proteção frente ao desempenho dinâmico do controle e do processo controlado.

Nesse tipo de situação, o desempenho do controle tem ação predominante sobre a função de proteção, que deve operar como retaguarda ao controlador. Ressalta-se que a simulação dinâmica é a ferramenta mais adequada para a análise correta desse tipo de coordenação, sendo ainda mais crítica para uma Máquina Síncrona (MS) quando comparada com qualquer outro elemento protegido de um Sistema Elétrico de Potência (SEP), dado o número de funções de proteção e elementos de controle de uma MS.

1.2 Objetivo

O objetivo principal da dissertação está na aplicação das simulações dinâmicas como ferramenta para análise do sistema de proteção. É uma temática bastante vasta, mas que nessa dissertação apenas três funções de proteção serão investigadas. Um dos objetivos está na compreensão de certos fenômenos naturais da própria MS e como que eles podem afetar o

desempenho de algumas funções de proteção. A primeira função a ser explorada é *Breaker Failure* (BF). Sua escolha tem como finalidade demonstrar que essa função em específico, a priori bastante simples, muitas vezes é utilizada de forma equivocada, devido ao desconhecimento do comportamento transitório da MS, após a abertura do disjuntor de grupo e do contator de campo nas situações de curto circuito. A segunda função é a 59 na qual se demonstra que ajustes padronizados podem falhar caso o comportamento dinâmico da MS não seja considerado em certas situações, como é o caso da rejeição de carga. Por fim, o comportamento transitório da MS com excitação nula é analisado para esclarecer o porquê da adoção das duas zonas do relé 40.

Outro objetivo que é explorado, mediante as simulações dinâmicas, é a influência do sistema de controle nas funções de proteção. Esse tema ficará restrito na análise das funções 59 e 40. O foco é dado somente no sistema de controle de tensão da MS. No caso da função 59 serão demonstrados o impacto dos ajustes do controlador, a topologia do conversor de potência e os tipos de excitatrizes. Já para a análise da função 40, são explorados aspectos como: a diferença entre o limitador de subexcitação do tipo seletor e do somador e a sua sintonia. Ressalta-se que, durante o estudo da função 40, também são analisadas as diferenças entre a coordenação estática e dinâmica que reforçam a necessidade das simulações para essa finalidade.

Para alcançar os objetivos propostos, a dissertação utilizará o recurso das simulações dinâmicas em Matlab® e algumas formulações matemáticas elaboradas no Excel®. Ressalta-se que a simulação é uma ferramenta fundamental para os projetistas de proteção e de controle de MS que visam compreender os mais diversos fenômenos associados à natureza da MS e dos seus dispositivos de controle. Além disso, os resultados obtidos nas simulações fornecem os subsídios necessários na avaliação do desempenho dos sistemas de controle e de proteção da MS e, também, permitem avaliar as mudanças, visando uma melhor performance de cada um deles.

1.3 Motivação

Um estudo dinâmico para análise da coordenação da proteção e do controle não é algo comum na indústria. Na prática, a maioria dos estudos elétricos em sistemas de potência de uma

unidade geradora limita-se aos estudos tradicionais pré-operacionais (estudos de acesso) do tipo curto circuito, fluxo de potência, transitórios eletromecânicos para análise da estabilidade e o de transitórios eletromagnéticos. O estudo de curto circuito é utilizado como um dado de entrada para a realização do estudo de seletividade.

Para a realização de um estudo dinâmico de análise da coordenação é necessário o conhecimento da MS, seus subsistemas e dos dispositivos de controle de tensão e de velocidade da unidade e, também, como eles se relacionam e afetam o sistema de proteção de uma MS. Esse é uma das motivações deste estudo, a quebra da barreira que separa o conhecimento técnico do projetista de proteção em relação à dinâmica e do controle da MS. Essa quebra de paradigmas é importante uma vez que as ações corretivas, visando a coordenação dinâmica, podem ser tanto nos ajustes da proteção como na sintonia dos controladores da unidade como, por exemplo:

- Aumentar ou diminuir o tempo de atuação de determinadas funções de proteção;
- Aumentar ou diminuir o intervalo de coordenação estática;
- Melhorar o desempenho do controle alterando suas parametrizações;
- Implementação de esquemas especiais de bloqueio e/ou comandos.

Uma outra motivação é rever o conceito de que a análise da coordenação entre proteção e controle está restrita a somente algumas funções de proteção com os limitadores do sistema de excitação. Tradicionalmente, quando se fala em coordenação entre a proteção e o controle de uma MS, o foco está nos limitadores: *Under Excitation Limiter* (UEL), *Volts Hertz Limiter* (VHZ) e do *Stator Current Limiter* (SCL) do Regulador de Tensão (RT) versus as funções de proteção 40, 24 e 49 [1, 2, 3 e 4]. Mas essa análise é muito mais ampla como, por exemplo:

- O controle de frequência, a inércia do sistema equivalente e o tipo de turbina têm impacto nas funções 24, 32, 81 e nos esquemas especiais de corte de carga e de geração;
- A ação do *Power System Stabilizer* (PSS) pode causar a descoordenação entre o relé 40 com o UEL em situações nas quais o PSS responde indevidamente ao modo comum da oscilação de frequência da rede [5];

- A compensação de reativo do RT pode causar uma sobreexcitação da unidade e uma eventual descoordenação entre o limitador VHZ e a função 24 [6];
- O tipo da excitatriz e a alimentação do conversor de potência de um sistema de excitação podem influenciar na atuação da função de proteção 51V [7];
- O *infeed*, causado por múltiplas máquinas de uma mesma central respondendo a um curto circuito, na atuação da função 21 de retaguarda da MS;
- O sistema de excitação, de um modo geral, pode interferir nas funções 68 e 78.

Assim, verifica-se que há um conjunto enorme de possibilidades de coordenação entre proteção e controle, sendo que a coordenação de certas funções com os limitadores é apenas uma parcela desse universo a ser investigado.

1.4 Levantamento Histórico

Atuações indevidas de funções de proteção de MS tiveram uma contribuição significativa para os *blackouts* de 1996 e 2003 na costa Oeste dos Estados Unidos, conforme destacou Mozina [8], sendo que a partir do *blackout* de 2003, os ajustes das proteções de MS passaram por uma revisão minuciosa em relação aos critérios que eram adotados.

A *North American Electric Reliability Corporation* (NERC), que é a autoridade regulatória nos Estados Unidos, teve um papel fundamental com a apresentação de diretrizes quanto à forma de coordenar o sistema de proteção com o controle [9, 10 e 11].

Muitos Agentes de Geração (AG) do setor elétrico possuem corpo técnico capacitado no cumprimento de tais exigências, os que não possuem, contam com o suporte de consultores especializados, como é caso da Kestrel [12], que utiliza sua expertise na área de proteção e controle para atender a essas diretrizes da NERC para os AG.

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela elaboração e pela conferência das regras que serão exigidas dos AG conectados na rede básica do Sistema Interligado Nacional (SIN). Essas regras são consolidadas nos Procedimentos de Rede [13], os quais estabelecem os requisitos técnicos necessários para garantir o livre acesso às instalações de transmissão, a realização das atividades de planejamento e programação da operação eletro energética, a administração de serviços de transmissão de energia elétrica, a proposição de

ampliações e reforços para a Rede Básica e para as demais instalações de transmissão, bem como às atividades de supervisão, coordenação e controle da operação do SIN.

Todavia, não há um submódulo específico com critérios para análise da coordenação entre proteção e controle da MS. Os submódulos 3.6 [14], 2.6 [15] e 11.5 [16] avaliam de forma ampla, mas não abordam esse assunto detalhadamente como o NERC.

Na prática, cada AG acaba analisando a coordenação dinâmica da forma que melhor convém, como, por exemplo:

- O AG não realiza análise alguma, ou seja, acredita que os ajustes de proteção de MS originais do estudo de seletividade, assim como os ajustes de comissionamento dos sistemas de controle de tensão e de velocidade estão adequados. Em certos casos, durante testes do sistema de excitação o comissionador realiza uma análise entre certos limitadores com algumas funções de proteção para, pelo menos, garantir a coordenação estática;
- O AG realiza um estudo mediante simulações. Essa é a metodologia correta para a análise da coordenação dinâmica, podendo ser feita de duas maneiras, através de testes *online* ou *offline*.

Testes de simulação *online*: os testes *online* são realizados através de um simulador em tempo real, como o *Real Time Digital Simulator* (RTDS) [17], que é um sistema físico de simulação digital para testes de um SEP com capacidade de operação contínua de fenômenos de transitórios eletromagnéticos [18]. O *hardware* do RTDS disponibiliza diversas entradas e saídas analógicas e digitais que permitem a interface com equipamentos externos como, por exemplo, relés de proteção e unidades de controle. Isso permite a realização de testes em malha fechada, conhecido na literatura pelo termo *hardware-in-the-loop*. Essa metodologia facilita o comissionamento e a avaliação da performance dos mais diversos dispositivos [19].

Para a análise da coordenação, o uso desses equipamentos, em um ambiente de simulação em malha fechada, elimina os erros da modelagem matemática desses dispositivos, que podem ocorrer no método tradicional em um ambiente de simulação *offline* através de softwares de simulação. É uma vantagem bastante considerável deste método em relação ao *offline*.

Coelho e Boracho apresentaram artigos relacionados à aplicação do RTDS como ferramenta na análise da coordenação da proteção e controle. O foco de dois destes artigos [20 e 21]

concentra-se, principalmente, no limitador UEL e o relé 40. Mais recentemente, os mesmos autores realizaram um outro estudo [22] visando a coordenação do VHZ e do OEL do RT com outras funções de proteção da MS. Os resultados obtidos nessas pesquisas foram bastante satisfatórios.

Batista [23] também utilizou os recursos do RTDS em um estudo de caso aplicado a Usina Hidrelétrica (UHE) de Jaguará, de propriedade da Companhia Energética de Minas Gérias (CEMIG), no qual foi possível detectar atuações indevidas e descoordenadas de certas funções de proteção em razão das simulações dinâmicas realizadas.

Todavia, os custos atrelados à realização desse tipo de simulação são enormes. O RTDS é um equipamento bastante oneroso, são poucos os AG e empresas que possuem o referido recurso, sendo essa a principal razão que limita sua aplicação pela maioria dos usuários. Este é o principal fator que torna um estudo *offline* muito mais atrativo e acessível para fins de análise da coordenação da proteção e do controle da MS.

Testes de simulação *offline*: os testes *offline* são realizados através de ferramentas de software de simulação dedicados para o SEP. Não há interface com o meio externo, sendo necessário modelar todos os dispositivos de interesse de análise.

A literatura técnica apresenta diversos casos de aplicação de programas de simulação de transitórios eletromagnéticos para a análise da proteção como, por exemplo, validação de algoritmos, lógicas de atuação e da coordenação.

No caso dos programas de simulação de transitórios eletromecânicos, normalmente o foco está na análise das funções de proteção de carácter sistêmica, caracterizadas no submódulo 11.7 do ONS [24] pelas funções: 59; 81>; 81<; 68; 78 e 79, e pelos esquemas especiais de proteção de alívio de geração e/ou carga.

Na literatura é possível encontrar diversos estudos relacionados ao uso da simulação de transitórios eletromecânicos como ferramenta de apoio na análise e ajustes de certas funções de proteção.

Kundur [25] destaca uma série de benefícios que podem ser alcançados mediante estudos de transitórios eletromecânicos para análise da estabilidade de média e longa duração, um deles é na identificação de problemas associados entre a coordenação da proteção e o controle. Para

isso, a modelagem dos mais diversos dispositivos de proteção são necessários para esse tipo de avaliação.

Em Vittal [26] é feita uma análise da importância dos estudos dinâmicos para subsidiar os ajustes de proteção de Linhas de Transmissão (LT), geradores e esquemas especiais de corte de carga e geração. Soman [27] analisa esquemas de bloqueio pela função 68 para a função 21 de LT. Gao [28] explora esquemas de corte de carga pela proteção baseado no tipo de geração e controle de velocidade. Em Singh [29], são apresentados critérios para ajuste das funções de proteção 78 e 68 mediante simulações. Mozina [30] analisa estudos de colapso de tensão para esquemas especiais de proteção de corte de carga com base no nível de tensão em frequência.

Para o caso específico da coordenação entre proteção e o controle de MS, a literatura costuma se concentrar nas funções de proteção 40 e 78 de MS [31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40 e 41].

1.5 Organização da Dissertação

Para uma melhor organização, a dissertação está dividida em sete capítulos. O primeiro apresenta um caráter introdutório em relação ao tema, objetivos e motivação da pesquisa.

No segundo capítulo são apresentados os fundamentos teóricos que serão utilizados no desenvolvimento do trabalho através dos conceitos principais relacionados à modelagem da MS, ao controle de tensão e das funções de proteção.

Nos capítulos seguintes, cada um analisará individualmente uma determinada função sob o ponto de vista proposto pela dissertação, que é a análise dinâmica da MS e do controle e como eles podem afetar a função em questão.

Assim, o capítulo três aborda a função BF, que apesar de ser uma função que não está relacionada ao tema da coordenação com o controle, a análise da sua aplicação correta exige o conhecimento dinâmico da MS. Dois casos reais de atuações indevidas serão apresentados, assim como as ações para evitá-las.

A função 59 é investigada no capítulo quatro, através da análise matemática das equações da MS, será demonstrada a sobretensão que surge em certas Rejeições de Carga (RC), durante o período subtransitório, que é uma característica exclusiva das MS. A máxima sobretensão que

pode surgir em uma RC será calculada, devendo ser considerada como critério para o ajuste da função 59 não atuar indevidamente. A influência do sistema de excitação durante a RC também é explorada neste capítulo, que ainda apresenta um caso real de atuação indevida desta função.

Por sua vez, no capítulo cinco discute-se a coordenação entre a função de proteção 40 e o UEL do RT. É proposta uma metodologia, para assegurar a coordenação estática e dinâmica e os mecanismos para a correção quando houver problemas de coordenação.

Por fim, o capítulo seis apresenta as considerações finais do trabalho e as sugestões de trabalhos futuros.

2. Modelagem

2.1 Considerações Iniciais

Estudos através de simulações de transitórios em SEP envolvem a solução da resposta dinâmica não linear de um grande distúrbio como, por exemplo, um curto-circuito, a abertura de uma linha, o fechamento de anel, a formação de ilhas elétricas, dentre outros. A representação global do SEP inclui a modelagem apropriada dos mais diversos elementos que estão sendo simulados, a saber:

- Máquinas síncronas, sistema de excitação, turbina e o controle de velocidade;
- Rede de transmissão, incluindo as cargas estáticas;
- Cargas de motores síncronos e de indução;
- Outros equipamentos como, por exemplo, os sistemas de *High Voltage and Direct Current (HVDC)* e *Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS)*.

Para um estudo de coordenação dinâmica, o foco está na MS e nos seus subsistemas. A Figura 1, abaixo, ilustra os principais elementos de controle e proteção de um grupo gerador acionado por uma turbina hidráulica. Ressalta-se que um grupo gerador é constituído por uma MS mais o seu Transformador Elevador (TE), sendo que, sincronismo do grupo é realizado na barra de Alta Tensão (AT) do TE pelo disjuntor de grupo da unidade (52G).

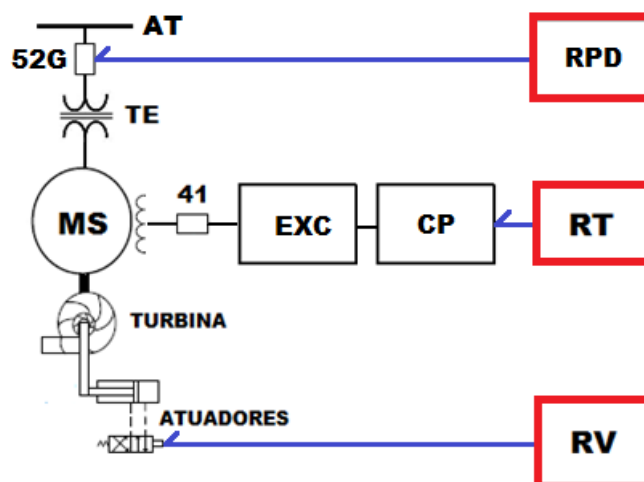


Figura 1. Elementos de proteção e controle de uma unidade geradora.

Os elementos em destaque são:

- **Regulador de Tensão:** regula a tensão terminal e o fluxo de reativo de uma MS através do controle da tensão de excitação que é aplicada no campo. Assim, o RT envia um sinal de controle para um Conversor de Potência (CP) que, por sua vez, amplificará esse sinal de controle para o campo de uma excitatriz (EXC). O campo da EXC pode ser o próprio campo da MS, ou pode ser o campo de uma EXC piloto que, nesse caso, é mais um estágio de amplificação. O contator de campo (41) é um disjuntor CC ou CA utilizado para proteger tanto a MS quanto o sistema de excitação. O sistema de excitação é o conjunto representado pelo RT juntamente com CP;
- **Regulador de Velocidade (RV):** regula a potência ativa de uma MS em um sistema interligado e a frequência quando operando em vazio ou em um sistema isolado junto com as demais máquinas desse sistema. Para turbinas hidráulicas a forma com que o RV realiza essa regulação é através do controle da vazão turbinada. Isso é feito através de um sinal de controle que sai do RV diretamente para uma válvula de controle. Essa válvula transforma o sinal elétrico de controle do RV em um sinal hidráulico equivalente para movimentar o servo motor principal, que é o dispositivo que regula a vazão turbinada. Em alguns casos, é necessário um estágio a mais de força entre a válvula de controle e o servomotor que é fornecido por uma válvula distribuidora;
- **Relé de proteção digital (RPD):** a ação principal desse elemento é desligar a MS do sistema quando detectada uma condição operativa anormal, através do comando de abertura do disjuntor de grupo (52G). Ações secundárias como o desligamento da excitação pela abertura do 41 e o desligamento da turbina também são funções do RPD.

Uma descrição mais detalhada da MS e do sistema de excitação será realizada nos próximos itens, com ênfase nos modelos equivalentes aplicados em estudos de transitórios eletromecânicos. Já a modelagem do sistema de controle de velocidade e da turbina não serão detalhados na dissertação. Para o modelo de MS utilizado nas simulações, a variável de entrada referente ao torque mecânico é mantida sempre fixa. Esse tipo de aproximação é válido uma vez que os distúrbios analisados são de curta duração e as proteções investigadas não são afetadas durante esse curto período da simulação pelos desvios de frequência ou pela atuação do RV. Todavia, ressalta-se que para um estudo completo da coordenação, principalmente na análise de distúrbios de média e longa duração, a modelagem detalhada de todo o sistema de

regulação de velocidade é fundamental para se obter os resultados corretos da simulação e, conseqüentemente, as devidas ações corretivas a serem aplicadas.

2.2 Máquina Síncrona

A geração de energia elétrica, ou potência elétrica, origina-se através do acoplamento entre uma máquina primária (ou turbina) com um gerador. A turbina é o elemento que faz a conversão da energia armazenada na natureza em uma potência mecânica. Por sua vez, o gerador converte a potência mecânica em potência elétrica. A forma com que a MS converte a energia mecânica em elétrica ocorre pelos fenômenos da indução e conjugado eletromagnético.

São muitos os livros da literatura técnica que tratam da teoria e dos princípios da conversão de energia de máquinas elétricas, porém a dissertação analisará apenas alguns conceitos básicos e equacionamentos relacionados a modelagem da MS para estudos de transitórios eletromecânicos.

De um modo geral, a MS é composta de duas estruturas principais responsáveis pela interação eletromagnética. O primeiro, o induzido da MS, é um enrolamento distribuído trifásico com um ou mais pares de pólos, sendo conhecido como armadura ou estator. O segundo é o indutor, que é um enrolamento monofásico que é alimentado por uma fonte contínua, também conhecido como rotor ou enrolamento de campo. O tipo de rotor, de uma MS, caracteriza se ela é do tipo de pólos lisos ou de pólos salientes.

Em relação à dinâmica, dependendo do estudo a ser realizado, a MS pode ser modelada com um grau de complexidade maior ou menor. Em linhas gerais, o modelo deve representar da maneira mais fiel possível os fenômenos de interesse.

Para estudos de estabilidade é usual utilizar o modelo de 6ª ordem de MS, como o de Anderson Fouad [50]. Esse modelo é representado pelas equações de Park no domínio d-q-0, reproduzindo de forma bastante satisfatória os fenômenos que serão discutidos no decorrer da dissertação.

Ressalta-se que algumas variações desse modelo matemático podem ser encontradas na literatura como, por exemplo, o modelo de Sauer Pai [51]. Além da inclusão dos efeitos da

saturação, que normalmente é uma aproximação elaborada por uma função matemática que concentra seus efeitos nas tensões internas do modelo equivalente da MS.

O conjunto de equações que representa o modelo de uma MS é dado a seguir.

Equações magnéticas do estator:

$$\dot{E}'_q = \frac{1}{T'_{do}} [V_{fd} - (x_d - x'_d) * I_d - E'_q] \quad (2.1)$$

$$\dot{E}'_d = \frac{1}{T'_{qo}} [(x_q - x'_q) * I_q - E'_d] \quad (2.2)$$

$$\dot{E}''_q = \frac{1}{T''_{do}} [E'_q - (x'_d - x''_d) - E''_q] \quad (2.3)$$

$$\dot{E}''_d = \frac{1}{T''_{qo}} [E'_d - (x'_q - x''_q) - E''_d] \quad (2.4)$$

$$E''_q - V_q = r_a * I_q + x''_d * I_d \quad (2.5)$$

$$E''_d - V_d = r_a * I_d - x''_q * I_q \quad (2.6)$$

$$\psi_d = E''_q - x''_d * I_d \quad (2.7)$$

$$\psi_q = -E''_d - x''_q * I_q \quad (2.8)$$

Onde:

x_d [pu]: Reatância de eixo direto não saturada;

x'_d [pu]: Reatância transitória de eixo direto não saturada;

x''_d [pu]: Reatância subtransitória de eixo direto não saturada;

x_q [pu]: Reatância de eixo em quadratura não saturada;

x'_q [pu]: Reatância transitória de eixo em quadratura não saturada;

x''_q [pu]: Reatância subtransitória de eixo em quadratura não saturada;

r_a [pu]: Resistência da armadura;

T'_{do} [s]: Constante de tempo transitória de eixo direto em vazio;

T''_{do} [s]: Constante de tempo subtransitória de eixo direto em vazio;

T'_{qo} [s]: Constante de tempo transitória de eixo em quadratura em vazio;

T''_{qo} [s]: Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em vazio;

E'_q [pu]: Tensão transitória de eixo em quadratura;

\dot{E}'_q [pu]: Derivada da tensão transitória de eixo em quadratura;

E''_q [pu]: Tensão subtransitória de eixo em quadratura;

\dot{E}''_q [pu]: Derivada da tensão subtransitória de eixo em quadratura;

$E'd$ [pu]: Tensão transitória de eixo direto;
 $\dot{E}'d$ [pu]: Derivada da tensão transitória de eixo direto;
 $E''d$ [pu]: Tensão subtransitória de eixo direto;
 $\dot{E}''d$ [pu]: Derivada da tensão subtransitória de eixo direto;
 Vfd [pu]: Tensão de excitação no campo da máquina síncrona;
 Vd [pu]: Tensão de eixo direto;
 Vq [pu]: Tensão de eixo em quadratura;
 I_d [pu]: Corrente de eixo direto;
 I_q [pu]: Corrente de eixo em quadratura;
 ψ_d [pu]: Fluxo de eixo direto;
 ψ_q [pu]: Fluxo de eixo em quadratura.

Equações elétricas do estator:

$$V_d = -\omega * \psi_q - r_a * I_d \quad (2.9)$$

$$V_q = \omega * \psi_d - r_a * I_q \quad (2.10)$$

Onde:

ω [rad/s]: Velocidade angular.

Equações do rotor:

$$\dot{\omega} = \frac{1}{2H} [P_m - P_e - D * (\omega - \omega_s)] \quad (2.11)$$

$$\dot{\delta} = \omega - \omega_s \quad (2.12)$$

Onde:

ω_s [rad/s]: Velocidade angular nominal;

δ [rad]: Deslocamento angular elétrico do rotor;

P_e [pu]: Potência elétrica;

P_m [pu]: Potência mecânica;

$2H$ [s]: Constante de Inércia;

D [pu/pu]: Coeficiente de amortecimento;

Essas equações representam o modelo matemático para estudos de estabilidade eletromecânica de uma MS de pólos lisos. A MS de pólos salientes pode ser representada por um modelo de 5ª ordem no qual é eliminado o efeito transitório do eixo em quadratura. Isso é obtido no modelo igualando-se a reatância $x'q$ com a reatância xq .

A Figura 2, a seguir, foi extraída do manual do ANATEM [42]. A nomenclatura utilizada pelo ANATEM em relação as adotadas neste trabalho não é o foco desta análise. O objetivo é apenas demonstrar que as equações da MS podem ser transcritas na forma de diagrama de blocos com o intuito da visualização no aspecto de entrada e saída do modelo.

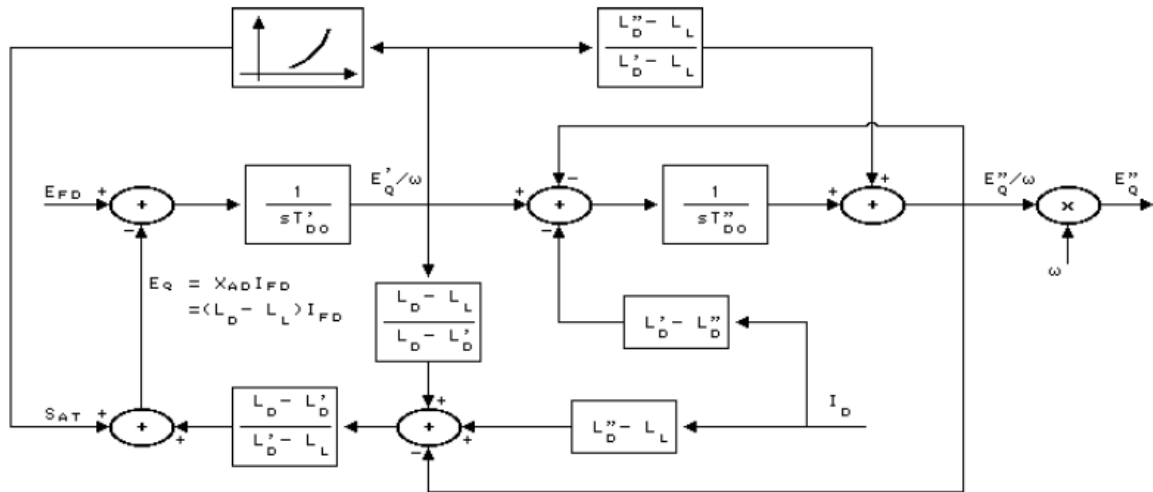


Figura 2. Diagrama de blocos de eixo direto da MS [42].

De uma forma geral, pode-se dizer que o modelo da MS possui as seguintes variáveis de entrada:

- Tensão de Campo (**V_{fd}**): variável proveniente do sistema de excitação e controlada pelo RT. Presente na equação 2.1;
- Potência Mecânica (**P_m**): variável de entrada oriunda da turbina e controlada pelo RV. Presente na equação 2.11.

As demais variáveis do modelo são consequência do equilíbrio entre as variáveis de entrada e a rede na qual a MS está conectada.

2.3 Sistema de Excitação

O RT é o dispositivo cuja principal finalidade é manter a tensão terminal da MS em um valor definido respeitando os limites operativos da mesma. Além disso, o RT possui outras funções, as quais se destacam [43]:

- Manter a tensão terminal dentro dos limites aceitáveis de trabalho mesmo em rejeições de plena carga ou outros distúrbios severos no sistema de potência. Considera-se como

uma exceção o instante imediatamente posterior ao distúrbio, devido à impossibilidade de se obter uma resposta instantânea do SE;

- Ser capaz de propiciar excitação rápida na partida da MS sem sobre elevação da tensão terminal;
- Ser capaz de responder, com desempenho adequado, aos comandos do operador ou sincronizador automático durante o processo de sincronismo;
- Ser provido de elevada velocidade de resposta de maneira a corrigir as variações de tensão impostas por variação de carga, geração ou por chaveamentos no sistema;
- Poder sustentar a tensão de excitação com seu valor nominal à plena carga, mesmo na presença de um Curto Circuito Trifásico (CC3F) no barramento de AT da unidade;
- Ser capaz de aplicar tensões de teto visando influenciar o torque de aceleração de maneira a manter a MS em sincronismo com o sistema de potência, ainda que na presença de distúrbios severos no mesmo;
- Ser capaz de contribuir de maneira efetiva para o amortecimento de oscilações eletromecânicas que o sistema de potência ou a própria unidade apresentar.

Para estudar a dinâmica do controle de tensão de uma unidade geradora deve-se conhecer como o RT está inserido no contexto do controle da mesma. A Figura 3, abaixo, apresenta de forma genérica, através de um fluxograma de entrada e saída de variáveis, a representação do controle de tensão de uma MS e as variáveis de acoplamento de cada estrutura.

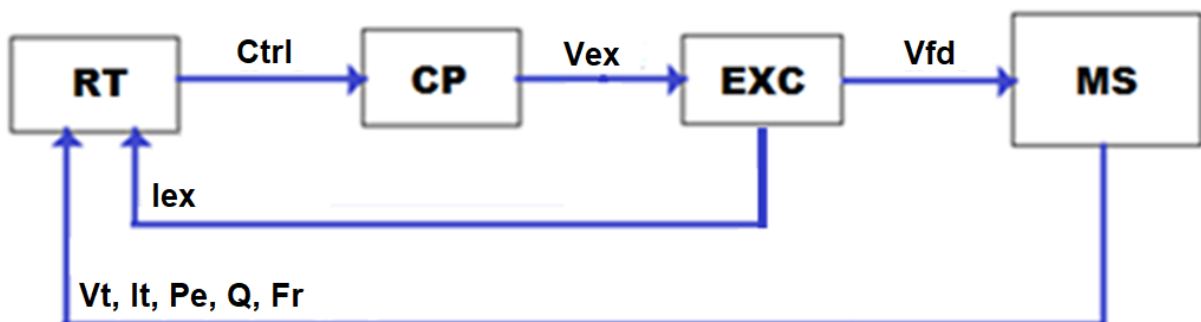


Figura 3. Sistema de regulação de tensão.

As estruturas de um sistema de regulação de tensão são:

- RT: Regulador de Tensão;
- CP: Conversor de Potência;

EXC: Excitatriz;

MS: Máquina síncrona.

As variáveis de acoplamento são:

Ctrl [pu]: Sinal de controle;

Vex [pu]: Tensão de excitação da excitatriz;

Iex [pu]: Corrente de excitação da excitatriz;

Vfd [pu]: Tensão de excitação do campo da máquina síncrona;

Pe [pu]: Potência elétrica;

Vt [pu]: Tensão terminal;

It [pu]: Corrente do estator;

Q [pu]: Potência reativa;

Fr [pu]: Frequência terminal.

Para analisar o controle de tensão de uma unidade geradora, deve-se conhecer com detalhes os modelos das quatro estruturas que representam o sistema completo de regulação de tensão. Nos próximos itens serão analisados os modelos do RT, do CP e da EXC. O modelo da MS foi apresentado no capítulo “2.2 Máquina Síncrona”.

Modelagem do Regulador de Tensão

Fabricantes de sistema de excitação disponibilizam nos seus manuais a função de transferência equivalente dos seus controladores, que normalmente é referenciada a um dos modelos padronizados pela IEEE 421.5 [44].

A Figura 4 ilustra o modelo ST4C da IEEE 421.5 do RT. Importante destacar que, este será o modelo utilizado no decorrer da dissertação.

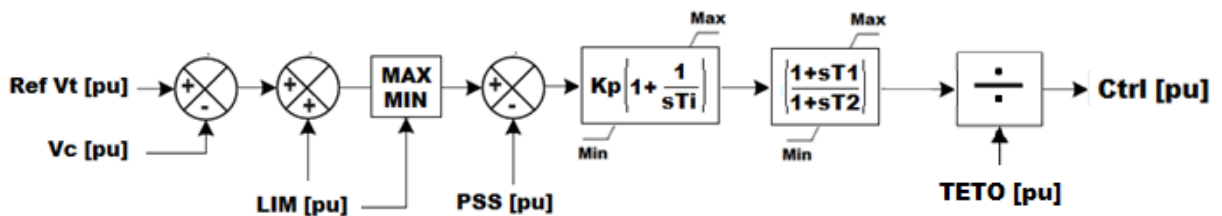


Figura 4. Modelo do RT.

As variáveis desse modelo são:

Vc [pu]: Tensão terminal compensada. Equivale à soma da tensão terminal com a corrente reativa multiplicada por um ganho, que pode ser positivo, negativo ou zero;

Ref Vt [pu]: Referência da tensão terminal;

LIM [pu]: Representação agrupada da saída de todos os limitadores do RT. Observa-se na Figura 4, acima, que o sinal da ação do limitador pode entrar em um ponto de soma ou em um seletor. Essa questão será explorada adiante;

PSS [pu]: Sinal estabilizante de saída do *Power System Stabilizer* (PSS).

Os parâmetros são:

K_p [pu/pu]: Ganho proporcional do controlador;

T_i [s]: Constante de tempo do integrador do controlador;

T_1 [s]: Constante de tempo do avanço do controlador;

T_2 [s]: Constante de tempo em atraso do controlador;

TETO [pu]: Ganho de compensação;

MAX [pu]: Limite máximo de saída;

MIN [pu]: Limite mínimo de saída.

O desempenho do controle de tensão é determinado pela sintonia dos parâmetros de controle K_p e T_i que formam um controlador Proporcional Integral (PI) clássico. Existe mais um bloco de compensação dado pelos parâmetros T_1 e T_2 , o qual somente é utilizado quando existe uma excitatriz rotativa, com a finalidade de compensar o atraso provocado por ela.

O parâmetro TETO [pu] é um ganho calculado pela máxima tensão retificada pela tensão de excitação na linha do entreferro. Esse parâmetro é adotado por alguns fabricantes de RT com o objetivo de uniformizar os ajustes dos seus controladores. Dessa forma, quando o ganho TETO [pu] é calibrado, o Ganho Transitório (GT) em malha fechada do RT passa a ser uma função exclusiva do ganho K_p do próprio controlador. Caso contrário, o GT é uma função do K_p multiplicado pelo ganho do conversor de potência, conhecido como “ganho da ponte”.

Por sua vez, os limites máximo e mínimo, dados pelos parâmetros MAX e MIN respectivamente dos blocos de controle, estão relacionados com a máxima e a mínima tensão de excitação da saída do CP em pu.

Modelagem do Conversor de Potência

O CP é um estágio de amplificação que recebe o sinal de controle do RT e o transforma em um sinal de potência direto para o campo da excitatriz.

A Figura 5, a seguir, ilustra a ideia geral do CP.

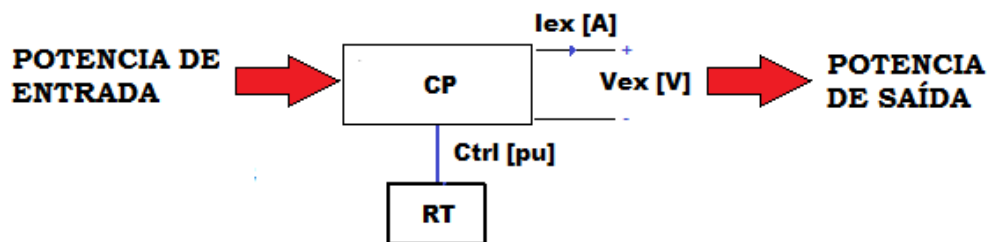


Figura 5. Função do conversor de potência.

Da análise da Figura 5, percebe-se que é necessária uma fonte de alimentação na entrada do CP com potência suficiente para que o mesmo possa alimentar o campo da excitatriz na sua condição nominal.

Considerando a origem da fonte de alimentação, o CP pode ser dividido em dois grupos:

- Fontes independentes: são fontes de alimentação que não possuem relação com os terminais da MS. A potência na entrada do CP vem de um ramal auxiliar, de uma PMG ou de uma máquina rotativa auxiliar;
- Fontes dependentes (ou *bus-fed*): ao contrário das independentes, são as que dependem dos terminais da MS. Esse tipo de topologia exige o uso de um transformador de excitação (TEX) para rebaixar e isolar os terminais da MS do CP. O TEX pode ser monofásico ou trifásico dependendo do semicondutor utilizado no CP.

O CP também pode ser classificado quanto à tecnologia do semicondutor utilizado, assim:

- IGBT: a MS de pequeno porte, seja ela de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) ou de uma Central de Geração Hidrelétrica (CGH), normalmente utiliza uma excitatriz piloto para alimentação do campo principal, por sua vez, o campo da excitatriz piloto exige uma baixa corrente de excitação, normalmente abaixo de dez Amperes, que é uma faixa apropriada para aplicação do IGBT. Uma característica do IGBT é que a entrada da fonte de alimentação possui um estágio de retificação formado por uma ponte de diodos. Esse sinal retificado é modulado por um sinal PWM, cujo valor médio é a tensão de excitação que alimenta o campo da excitatriz piloto. O CP com IGBT opera somente com tensão e corrente de excitação positiva.
- TIRISTOR: o CP com tiristores utiliza uma topologia conhecida como ponte de Graetz. O RT controla o CP através do ângulo de disparo aplicado nos tiristores. A fonte de alimentação é trifásica, normalmente obtida do secundário de um TEX cujo primário é

conectado diretamente no terminal da MS (sistemas *bus-fed*). Esse tipo de CP é bastante aplicado em máquinas de grande porte por possuir uma capacidade de corrente elevada para uma alimentação direta do campo da MS. Esse CP pode operar nos dois quadrantes, ou seja, com tensão de excitação positiva e negativa, mas somente com corrente positiva, além disso, uma aplicação com uma ponte negativa operando em antiparalelo ao da ponte positiva pode ser empregada, permitindo uma operação nos quatro quadrantes.

O CP do tipo tiristor também é classificado em relação ao modo de disparo, que pode ser polarizado ou não. A técnica de polarização permite linearizar o sinal de controle em relação a tensão de excitação, eliminando-se a função cosseno que é intrínseca do disparo da ponte de tiristores. Essa técnica também permite compensar o ganho proporcional à V_t , devido a realimentação do sistema *bus-fed*.

A modelagem do CP apresentada na Figura 6 é do tipo IGBT. Já a segunda, da Figura 7, é com tiristor e disparo polarizado. Em ambos os modelos, desprezou-se a queda de tensão provocada pela corrente de excitação.

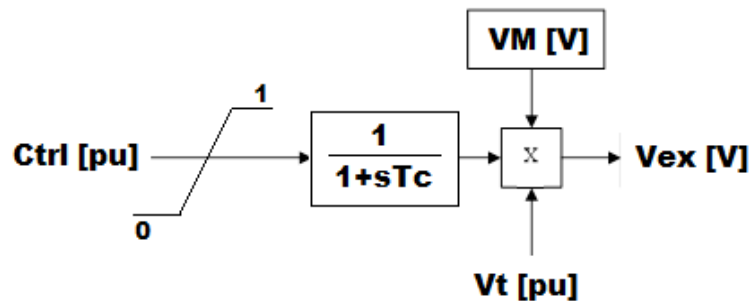


Figura 6. Modelo do CP com IGBT e bus-fed.

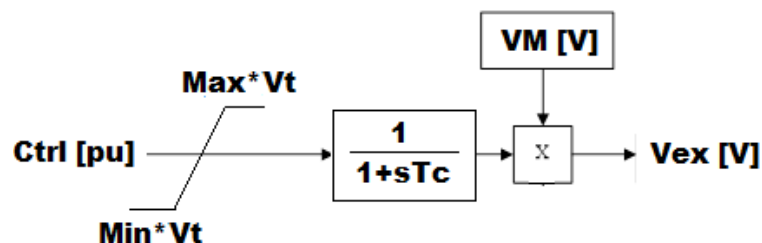


Figura 7. Modelo do CP com tiristor, disparo polarizado e bus-fed.

Os parâmetros desses modelos são:

T_c [s]: Constante de tempo do conversor de potência;

VM [V]: Máxima tensão retificada;

Max [pu]: Saída máxima do disparo. Equivalente ao cosseno do ângulo mínimo;

Min [pu]: Saída mínima do disparo. Equivalente ao cosseno do ângulo máximo.

A máxima tensão retificada é calculada de forma diferente, variando de acordo com o tipo de CP. Para o conversor com IGBT, **VM** é a tensão retificada que sai da ponte de diodos (equação 2.13), se a alimentação do mesmo for alternada. Para o CP com tiristor, **VM** é equacionada pela fórmula 2.14.

$$VM[V]_{IGBT} = \sqrt{2} * Vs \quad (2.13)$$

$$VM[V]_{TIRISTOR} = Vs * \frac{3 * \sqrt{2}}{\pi} \quad (2.14)$$

Onde:

Vs [V]: Tensão nominal do secundário do TEX.

Modelagem da Excitatriz

Em relação às excitatrizes, estas podem ser de três tipos: Estática, Rotativa de Corrente Contínua e Rotativa de Corrente Alternada.

Excitatriz Estática: Típica de máquinas de grande porte, possui a saída do CP conectada diretamente nas escovas do campo da MS. As grandezas de excitação da saída do CP são exatamente as mesmas que as do campo da MS, ou seja, $I_{fd} = I_{ex}$ e $V_{fd} = V_{ex}$.

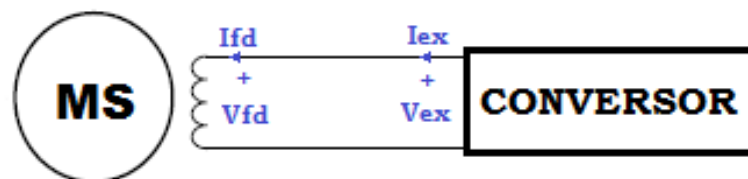


Figura 8. Excitatriz estática.

Excitatriz Rotativa de Corrente Contínua (Excitatriz CC): Foi muito empregada no passado, estando hoje em desuso. As que ainda estão em operação, são substituídas por excitatrizes estáticas nas modernizações do sistema de excitação. Nesse tipo de excitatriz, a saída do CP é conectada no campo de uma excitatriz piloto de corrente contínua cuja saída é conectada nas escovas do campo da MS.

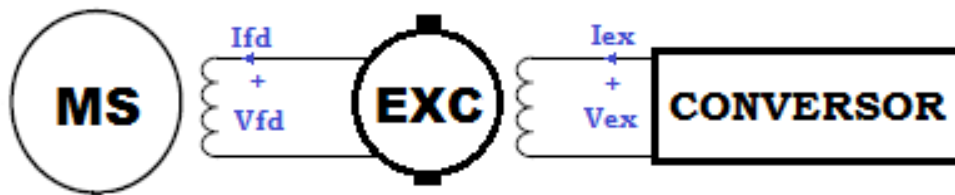


Figura 9. Excitatriz rotativa CC.

Excitatriz Rotativa de Corrente Alternada (Excitatriz CA): utilizada em MS de pequeno porte bem como em alguns casos particulares de MS de grande porte de alta rotação. A saída do CP alimenta o campo da excitatriz de corrente alternada, sendo a que a saída da excitatriz é retificada por diodos para a conexão no campo da MS. Neste modelo de excitatriz, os diodos podem ser rotativos (excitatriz *brushless*) ou estáticos.

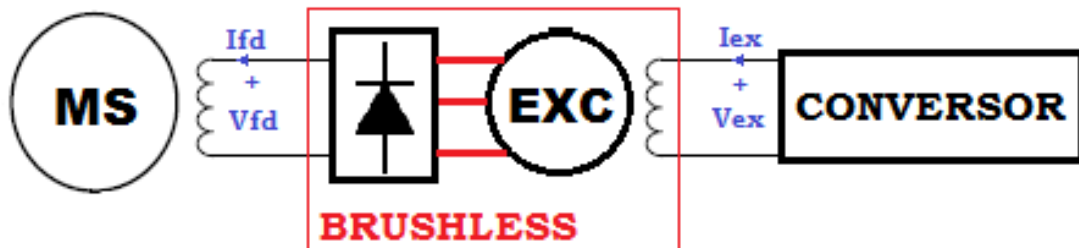


Figura 10. Excitatriz rotativa CA.

Destaca-se que cada excitatriz possui seu modelo equivalente, devendo ser representada de forma adequada nos estudos de transitórios eletromecânicos. O modelo de uma excitatriz estática é dado pela Figura 11.

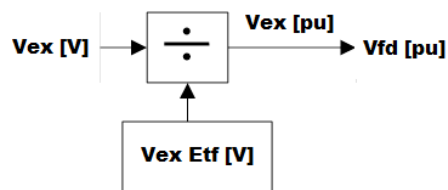


Figura 11. Modelo da excitatriz estática.

Onde:

$V_{ex\ Etf}$ [V]: Parâmetro equivalente ao valor da tensão de excitação na linha do entreferro que reproduz o valor nominal da tensão terminal em vazio.

O modelo da excitatriz CC é apresentado na Figura 12:

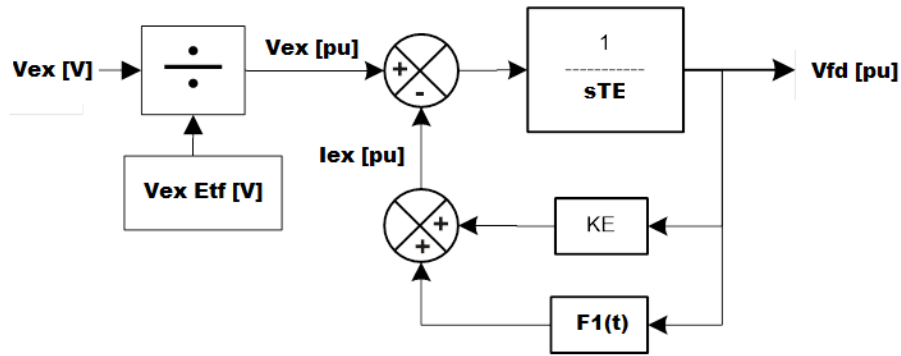


Figura 12. Modelo da excitatriz CC.

Onde:

- TE [s]: Constante de tempo da excitatriz;
- KE [pu/pu]: Ganho da realimentação da excitatriz;
- F1(t): Função saturação da excitatriz.

O modelo das excitatriz CA é apresentado na Figura 13:

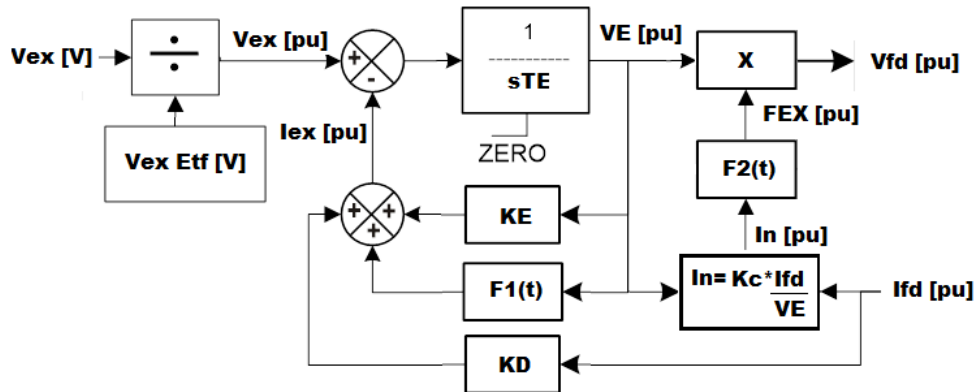


Figura 13. Modelo da excitatriz CA.

Onde:

- KD [pu/pu]: Ganho da realimentação proporcional à corrente de campo da MS;
- KC [pu/pu]: Ganho de saída da tensão de campo;
- VE [pu]: Variável interna do modelo;
- FEX [pu]: Variável interna do modelo;
- In [pu]: Variável interna do modelo;
- F2(t): Função de saída do estágio da retificação, expressa pela equação 2.15 abaixo.

$$\begin{aligned}
 & \text{if } In \leq 0,433 \rightarrow Fex = 1 - 0,577 * In \\
 & \text{if } 0,433 < In \leq 0,75 \rightarrow Fex = \sqrt{0,75 - In^2} \\
 & \text{if } 0,75 < In \leq 1,0 \rightarrow Fex = 1,732 * (1 - In) \\
 & \text{if } 1 < In \rightarrow Fex = 0
 \end{aligned}
 \tag{2.15}$$

2.4 Proteção de Máquinas Síncronas

É importante ressaltar que não é prático, tampouco viável, modelar as funções de proteção para todas as MS em um estudo global da rede elétrica do SIN. O ônus que isso ocasionaria nos tempos de simulação da rede do SIN é enorme, além das dificuldades que impactariam no controle desses dados pelo ONS.

Nos estudos de média e longa duração, as funções de proteção de caráter sistêmico devem ser representadas na modelagem da rede analisada, conforme mencionado anteriormente. Todavia, a ideia de agregar a modelagem das funções de proteção de um MS está na realização de um estudo com foco na regulação e proteção de uma determinada MS ou central do SIN, ou em um estudo reduzido para análise das proteções desse sistema equivalente de pequeno porte.

Na maioria dos casos, apenas uma análise das variáveis de interesse é suficiente para saber se uma determinada proteção vai atuar ou não. Por exemplo, supondo uma simulação de umilhamento da central, a análise da frequência da rede já dá uma ideia se a função 81 atuará ou não, não sendo necessário a modelagem dessa função para confirmar isso.

Em outros casos, a análise da coordenação exigirá a modelagem de certas funções, como é o caso das funções 40 e 78. Proteções de retaguarda como a 21 e 51V também são interessantes de modelar para determinados distúrbios, ou seja, é um critério que incumbe ao analista a decisão.

Estudos da coordenação dinâmica em programas de transitórios eletromecânicos não necessitam da modelagem matemática detalhada da função de proteção. Pode-se adotar uma modelagem genérica que a represente, independentemente do fabricante do relé. É uma abordagem diferente da utilizada na modelagem dos controladores de tensão e de velocidade, pois cada fabricante adota uma particularidade que, por sua vez, deve ser representada em um estudo de transitório.

Certas funções não são cabíveis de análise nesse tipo de estudo, como é o caso das funções 46, 27TN, 64E(59N) e 64R.

As funções típicas que são investigadas estão listadas na Tabela 1:

Tabela 1. Lista de funções cabíveis de análise de coordenação mediante simulações.

ANSI	Descrição da Função
21	Impedância
24	Volts por hertz
27	Subtensão
32	Potência reversa (motorização)
40	Perda de excitação
49	Temperatura por imagem térmica
50	Sobrecorrente instantânea
51	Sobrecorrente temporizado
51V	Sobrecorrente com restrição de tensão
59	Sobretensão
68	Oscilação de potência
76	Sobrecorrente CC
78	Perda de sincronismo
81	Frequência

É importante destacar que essas funções são investigadas em um ambiente de simulação equilibrado, que é o caso dos transitórios eletromecânicos. Nesse cenário de simulação, certas funções têm sua análise restrita, por exemplo:

- A função 76 (ou 50/51 do TEX) pode ter sua coordenação dinâmica analisada com o RT e o OEL frente a fenômenos observados em transitórios eletromecânicos. Todavia, desequilíbrios no estator da MS geram correntes alternadas no rotor. Essas correntes alternadas, induzidas pelo estator, podem ser de fundamental ou o dobro da frequência fundamental. Essa característica não pode ser reproduzida na simulação, podendo ocasionar uma atuação indevida dessas funções se não forem considerados na prática;
- A função 59 instantânea de uma unidade pode atuar em sobretensões causadas por um curto circuito fase-terra. Se a MS estiver operando em paralelo na mesma barra com outras unidades, isso pode ser caracterizado como uma atuação indevida da função 59.

Quando se decide modelar uma determinada função, a variável de entrada no modelo matemático desta função será obtida da saída do modelo da MS. O bloco, que representa a dinâmica da MS, possui uma estrutura de entrada e saída semelhante para qualquer programa de transitório. São diversas as variáveis de saída como, por exemplo, os fluxos, as tensões e as correntes de eixo direto e de quadratura. Entretanto, para fins de modelagem da proteção, o grupo listado abaixo que é o considerado:

- ω [pu]: Velocidade do rotor;
- Q [pu]: Potência reativa;
- Pe [pu]: Potência elétrica;
- S [pu]: Potência aparente;

Vt [pu]: Tensão terminal;
It [pu]: Corrente do estator;
Ifd [pu]: Corrente de campo;
Ix [pu]: Corrente reativa;
Z [pu]: impedância lida no relé;
R [pu]: parte real da impedância lida no relé;
X [pu]: parte imaginária da impedância lida no relé.

A estrutura genérica que representa grande parte das funções de proteção é apresentada na Figura 14:

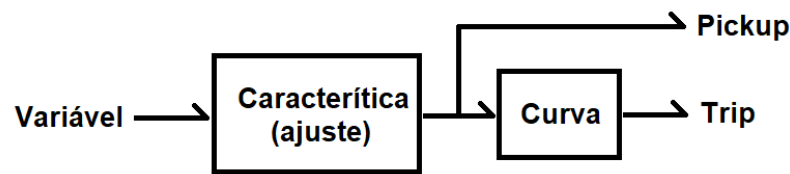


Figura 14. Modelagem genérica de uma função de proteção.

A modelagem da característica depende do tipo de função. Assim, a título de exemplo, as funções 24, 27, 32, 49, 50, 51, 51V, 59, 76 e 81 se encaixam num modelo simples através de um bloco comparador cujo a saída é o gatilho da função (*pick-up*).

Já as funções 21, 40, 68 e 78 necessitam da modelagem da característica no plano impedância para obter o *pick-up*.

A modelagem da curva do relé do tipo “tempo definido” pode ser feita usando um bloco do tipo *Time to Pick-Up* (TPU).

Não são todos os programas de simulação que possuem incorporados curvas de atuação de relés. Nesse caso, a modelagem da curva pode ser realizada através de blocos matemáticos conhecidos.

A Figura 15 representa um modelo para as curvas IEC no Simulink do Matlab®. Os parâmetros ALFA e BETA caracterizam o tipo de curva IEC. A Tabela 2 apresenta os valores deste modelo em função do tipo de curva selecionada.

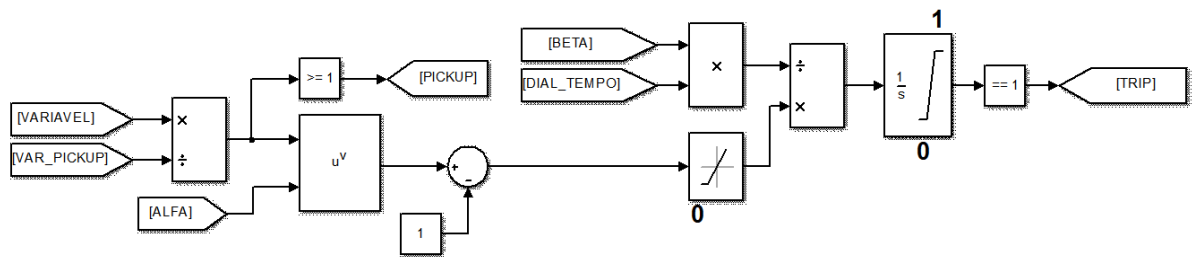


Figura 15. Modelagem da curva IEC.

Onde:

Variável [pu]: Variável de entrada da curva IEC;

Var_Pickup [pu]: *Pick-up* da variável de entrada da curva IEC;

Pick-up [digital]: Saída de *pick-up* da função;

ALFA e BETA: Parâmetros que caracterizam o tipo de curva IEC;

DIAL DE TEMPO: Dial de tempo da curva selecionada.

Tabela 2. Valores de Alfa e Beta para as curvas IEC.

Curva IEC	Alfa	Beta
Normal inversa	0,02	0,14
Muito inversa	1,0	13,5
Extremamente inversa	2,0	80
Tempo longo	1,0	120
Tempo curto	0,04	0,05

Trata-se de uma modelagem simples que representa o tempo de atuação das curvas IEC. Observa-se que *drop-out* do relé não é necessário, pois o interesse está no instante de atuação da curva (*TRIP*) e na monitoração do *pick-up*.

2.5 Considerações Finais

A simulação dinâmica é hoje uma ferramenta indispensável no planejamento e operação de um SEP. Muito trabalho e esforço foram investidos no desenvolvimento de ferramentas de software e métodos de simulação nas últimas décadas para tornar isso possível. Existem inúmeros pacotes de simulação disponíveis no mercado, para diferentes finalidades. Com o aumento da capacidade computacional, os recursos das ferramentas de simulação estão em constante crescimento. Simulações do comportamento dinâmico de um sistema de potência nas mais diversas condições operativas é hoje uma atividade necessária para avaliar o risco de instabilidades, eventos em cascata devido a sobrecargas e outros mecanismos que podem colocar em risco a operação segura do sistema elétrico de maneira geral.

O RTDS é hoje a vanguarda em hardware e software na realização dos mais diversos estudos. Entretanto, observa-se que, apesar de todos os avanços e melhorias, sejam elas técnicas de simulação, recursos gráficos, diagnósticos, etc., que os softwares de simulação proporcionam ao usuário, de nada disso adianta se os dados de entrada utilizados nessas simulações não são compatíveis com a realidade. Por dados entende-se os modelos matemáticos e seus respectivos parâmetros.

É esse o ponto chave de um bom resultado de simulação. A utilização de modelos adequados e devidamente validados é fundamental para que os resultados das simulações sejam coerentes com a realidade e, assim, a avaliação e as devidas ações possam ser tomadas de forma mais segura.

Se as simulações não são baseadas em modelos validados, os resultados destas simulações são questionáveis podendo, no pior dos casos, levar a decisões incorretas no planejamento e operação do sistema de potência, com possíveis consequências desastrosas. Portanto, a validação dos modelos matemáticos para diferentes propósitos é uma tarefa muito importante no esforço de aumentar a segurança do sistema elétrico.

Ensaio de validação é um campo de conhecimento com bastante assunto possível de ser explorado. Autores de renome mundial como, Young [59] e deMello [60] já alertavam sobre a sua importância para a realização de estudos elétricos. No Brasil, esse é um tema que é debatido desde a década de 80 [61 e 62] até os dias atuais [63 e 64]. Entretanto, ainda é necessária uma política mais rígida por parte do ONS. Esse tipo de exigência poderia vir através de um procedimento de rede específico de validação dedicado aos estudos de transitórios eletromecânicos. Muitos países adotam com sucesso esse tipo de abordagem, é o caso do Colômbia [66], Estados Unidos [67], Austrália [68] entre outros. Para fins de exemplo do que é a validação, a Figura 16 apresenta o resultado da simulação de um ensaio de validação da resposta do UEL da UG2 da UHE Capivara [69].

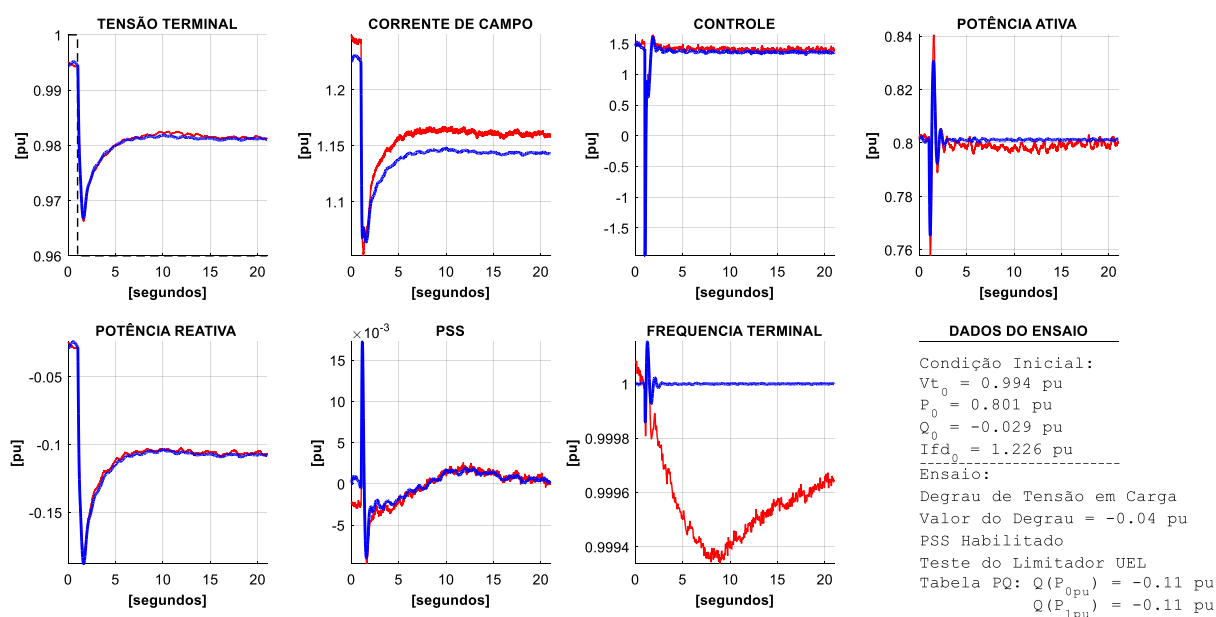


Figura 16. Ensaio de validação. Curva de campo (vermelho) e simulada (azul) [69].

Além do desafio natural na elaboração e execução de um estudo de transitório, a necessidade dos modelos devidamente validados é mais uma barreira que o projetista de proteção e controle enfrenta para a realização de estudos dinâmicos com ênfase na avaliação do sistema de proteção e controle. Conforme exposto, a utilização de modelos típicos ou aproximados poderão acarretar em resultados questionáveis para possíveis ações corretivas, sejam elas nos controladores ou no sistema de proteção.

Entretanto, este trabalho parte do princípio que o projetista de proteção já possui todo o cenário devidamente modelado para a realização do estudo dinâmico. Essa é uma premissa adotada. Porém, cabe aqui o alerta em relação a qualidade dos modelos que estão sendo utilizados na simulação e na necessidade da comprovação matemática de tais modelos mediante ensaios de validação.

Este capítulo apresentou uma visão básica sobre a modelagem de alguns elementos utilizados em estudos dinâmicos. O próximo utilizará o modelo matemático da MS para explicar as questões da correta implementação da função BF e, nos seguintes a esse, serão utilizados os demais modelos apresentados.

3. Estudo I - Proteção de Falha de Disjuntor

3.1 Considerações Iniciais

A finalidade da função de proteção BF é detectar que o disjuntor não abriu após o comando de *TRIP* pelo relé local de proteção depois de um certo tempo [45 e 46].

Quando atuado, o BF sensibiliza um relé de bloqueio geral (86BF), que é responsável pelo desligamento de todos os disjuntores adjacentes ao que falhou. Além disso, a atuação do 86BF inibirá o fechamento desses disjuntores até que o disjuntor que falhou seja extraído ou seccionado.

A vantagem da função BF está na garantia e rapidez de eliminação do ponto de falta em relação à sensibilização e atuação das funções de proteção de retaguarda dos terminais adjacentes e, por consequência, o aumento da segurança e da estabilidade do sistema elétrico [47 e 48], bem como na diminuição dos danos provocados aos equipamentos.

É uma função utilizada para proteção dos mais diversos equipamentos da rede básica, sejam eles: os ramais alimentadores; as linhas de transmissão; os transformadores; as barras; os motores; os geradores e etc., estando presente em grande parte dos relés digitais de mercado. Entretanto, no caso específico da MS, sua aplicação merece uma atenção especial na sua implementação para evitar atuações indevidas. E é justamente na análise e na solução deste problema o foco deste primeiro estudo.

3.2 Nomenclatura e Lógica de Atuação do BF

O BF pode ser realizado através da supervisão da corrente e/ou supervisão dos contatos do disjuntor. No decorrer desta pesquisa será utilizada uma nomenclatura própria do BF, conforme a lógica de detecção utilizada:

- 50BF: utiliza a leitura das correntes de fase através da função 50 junto com o relé temporizador (função 62), razão pela qual a denominação 50/62BF também é utilizada. A função 50 do BF é ajustada com um valor da ordem de **5%** a **20%** da corrente nominal;

- 52BF: implementada somente através da supervisão do estado do disjuntor de grupo (52G). A denominação 52BF, proposta nesta dissertação, visa facilitar a distinção com a lógica do 50BF;
- 50/52BF: é quando o BF utiliza em conjunto à lógica 50BF e a 52BF.

A atuação do BF pode ser dividida em dois estágios, onde:

- 1º Estágio: envia um novo comando de abertura para o disjuntor, que está na condição de falha. Esse estágio é temporizado na faixa de **50ms a 100ms** e é conhecido também como *RETRIP* do disjuntor. A sensibilização do 1º estágio é um indicativo de problemas mecânicos, sendo necessário adotar ações preditivas com o intuito de evitar a atuação do 2º estágio;
- 2º Estágio: atua sensibilizando o relé de bloqueio geral (86BF), que é o responsável pelo desligamento de todos os disjuntores adjacentes. O ajuste da temporização é da ordem de **150ms a 250ms**. Ressalta-se que esse tempo deve ser maior que a somatória dos tempos relativos à: abertura física do 52; a extinção da corrente (arco elétrico); ao *drop-out* da função 50; ao retorno do contato auxiliar do 52; mais uma margem de segurança.

A Figura 17 apresenta a lógica tradicional do 50/52BF:

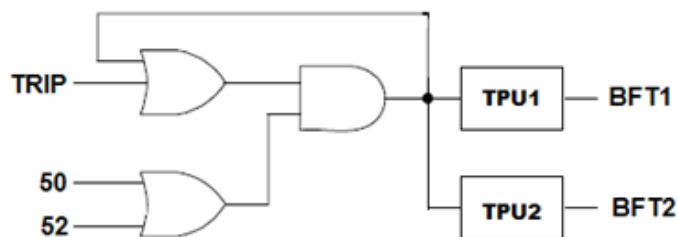


Figura 17. Lógica do 50/52BF.

Onde:

- TRIP* [digital]: Comando de *TRIP* dado por alguma função do relé de proteção;
- 50 [digital]: Supervisão das correntes de fase pelo *pick-up* da função 50;
- 52 [digital]: Supervisão do disjuntor de grupo da unidade geradora (52G);
- TPU1 [s]: Temporização do 1º estágio;
- TPU2 [s]: Temporização do 2º estágio;
- BFT1 [digital]: Atuação do BF no 1º estágio (*RETRIP*);
- BFT2 [digital]: Atuação do BF no 2º estágio (86BF).

3.3 Importância do BF em Máquinas Síncronas

O gerador e a turbina são os elementos mais onerosos de uma central elétrica. Por esse motivo, proteções elétricas e mecânicas são essenciais para garantir a integridade desse conjunto nas mais adversas situações.

A unidade geradora é interligada à rede elétrica pelo 52G. A atuação de grande parte das funções de proteção do gerador comanda a abertura imediata do 52G.

Uma falha na abertura do 52G poderá trazer resultados severos ao conjunto gerador-turbina dependendo da função que gerou o *TRIP*. Isso acarretará em um alto custo de manutenção e até danos irreversíveis à MS. Em razão disso, a função BF é fundamental para isolar o gerador da rede em uma falha do 52G. Isso porque, é o BF que detectará a falha do 52G, enquanto, por sua vez, o 86BF comandará a abertura de todos os disjuntores adjacentes ao 52G que falhou. Somente assim o conjunto gerador-turbina pode parar com segurança.

Uma MS que não possui a proteção BF habilitada dependerá da sensibilização de todas as proteções de retaguarda dos terminais adjacentes: transformadores, demais geradores da central, alimentadores, entre outros disjuntores para que a unidade seja realmente desacoplada da rede. É uma situação bastante crítica, pois são inúmeras as funções de proteção da MS incapazes de causar distúrbios significativos na rede a ponto de sensibilizar alguma função de proteção dos terminais adjacentes.

Por exemplo, suponha-se que uma MS tenha motorizado devido a uma falha no seu sistema de regulação de velocidade. Essa motorização sensibilizou a função 32 que, por sua vez, enviou um comando para o desligamento do 52G da unidade. Porém, o 52G apresentou uma falha e não abriu. Suponha-se, também, que a proteção dessa unidade não possui o BF habilitado. Nesse caso, a única forma de desconectar a unidade da rede pelo sistema de proteção é que alguma função de proteção de todos os relés de proteção adjacentes seja sensibilizada pela motorização da unidade sob falha. Com certeza, dado o tipo de defeito, isso dificilmente ocorrerá, cabendo a equipe de operação da central retirar manualmente essa unidade do sistema. Observa-se que além da função 32, esse tipo de situação pode ocorrer para as mais diversas funções de proteção da MS, por exemplo: 24; 38; 46; 49; 50/27; 64R; 64E; 78; 40 e etc.

3.4 Análise do Problema

A atuação da função BF pode limpar toda a barra de uma central geradora. Trata-se de uma função de demasiada responsabilidade, portanto, uma atuação indevida dessa função deve ser evitada a todo custo. Porém, atuações indevidas do BF podem ocorrer caso a escolha do TC para a lógica do 50BF não seja feita da maneira correta.

O projetista de proteção deve considerar os seguintes fatores para a escolha do TC na implementação da função BF em uma MS: o arranjo da unidade geradora, a disponibilidade física do TC e a flexibilidade do relé de proteção em permitir que o usuário selecione o TC que será utilizado na supervisão de corrente para a lógica do 50BF.

Arranjo da Máquina Síncrona em Relação ao 52G e Localização dos TCs

São dois tipos de arranjos de MS em relação à localização do 52G, a saber:

- Arranjo simples: quando o 52G está localizado nos terminais da MS;
- Arranjo em grupo: quando o 52G está localizado nos terminais de AT do TE.

A Figura 18, abaixo, ilustra os dois tipos de arranjos.

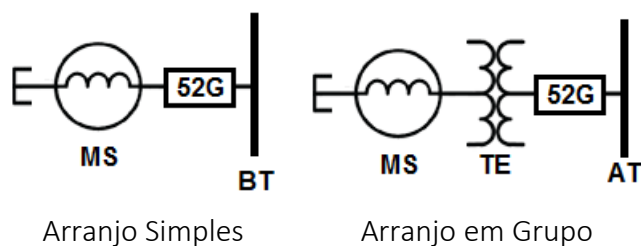


Figura 18. Arranjo simples versus arranjo em grupo.

O arranjo simples é bastante utilizado em MS de pequeno porte. Nessa topologia há outras MS que fazem o paralelo no lado de BT.

Já o arranjo em grupo é empregado em unidades geradoras de grande porte nas quais o TE e a MS constituem um grupo gerador.

A Figura 19 apresenta a localização dos TC's de fase para cada tipo de arranjo.

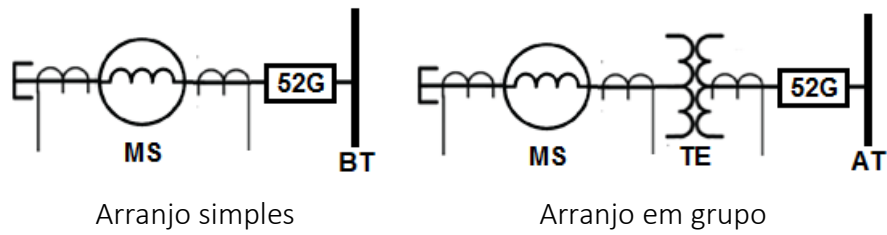


Figura 19. Localização dos TC's de fase.

No arranjo simples, os TC's de fase podem estar localizados no fechamento do neutro, e/ou nos terminais da MS. Por sua vez, no arranjo em grupo, os TC's de fase podem estar localizados no fechamento do neutro e/ou nos terminais da MS e/ou nos terminais de AT do TE.

A Escolha do Transformador de Corrente para a Função 50BF

O objetivo desta análise está na compreensão da importância da escolha adequada do TC a ser utilizado na supervisão de corrente do 50BF. Para isso, é necessário o entendimento teórico do que acontece em uma MS durante um curto circuito.

Equacionamento do CC3F em MS

Em geral, a literatura representa a dinâmica de um CC3F simétrico franco nos terminais da MS através da equação 3.1.

$$I_{cc3f}(t) = (I_{cc''} - I_{cc}') * e^{-\frac{1}{T''d}} + (I_{cc}' - I_{cc}) * e^{-\frac{1}{T'd}} + I_{cc} \quad (3.1)$$

Onde:

I_{cc3f} [pu]: Corrente de curto circuito trifásica;

I_{cc} [pu]: Corrente de curto circuito em regime permanente;

I_{cc}' [pu]: Corrente de curto circuito em transitória;

I_{cc}'' [pu]: Corrente de curto circuito subtransitória;

$T'd$ [s]: Constante de tempo transitória de eixo direto em curto-circuito;

$T''d$ [s]: Constante de tempo subtransitória de eixo direto em curto-circuito.

A equação 3.1 pode ser reescrita em termos da tensão terminal no instante da pré-falta e das reatâncias de eixo direto da MS, resultando na fórmula abaixo:

$$I_{cc3f}(t) = \left(\frac{V_{t_{t0-}}}{x''d} - \frac{V_{t_{t0-}}}{x'd} \right) * e^{-\frac{1}{T''d}} + \left(\frac{V_{t_{t0-}}}{x'd} - \frac{V_{t_{t0-}}}{xd} \right) * e^{-\frac{1}{T'd}} + \frac{V_{t_{t0-}}}{xd} \quad (3.2)$$

Onde:

$V_{t_{0-}}$: Tensão terminal no instante t_{0-} .

Essa equação representa o decaimento exponencial da corrente de curto em função da tensão terminal e dos parâmetros da MS. Ressalta-se que o CC3F descrito pela equação 3.2 só ocorrerá na prática se forem respeitadas todas as condições, a citar:

- O CC3F não poderá causar uma desexcitação da MS;
- O RT deve estar operando em controle manual por tensão da excitação ou em malha aberta através do comando direto do CP;
- A alimentação do CP deve ser do tipo independente;
- O CC3F deve ocorrer na condição da MS operando em vazio.

O fato é que o CC3F representado pela equação 3.2 só será tangível em condições de testes específicos de uma MS. Na prática, com a MS em operação, a ocorrência de um CC3F terá as seguintes condições:

- Um CC3F franco próximo da MS provavelmente causará um *TRIP* por alguma função de proteção da MS. Esse *TRIP* provavelmente causará uma desexcitação da MS;
- O RT de uma MS interligada ao SIN deve operar no modo de controle automático;
- A alimentação do CP, na maioria das vezes, é do tipo dependente (*bus-fed*).

Uma representação mais fiel da dinâmica de um CC3F simétrico franco nos terminais de uma MS de pólos lisos é determinada pelo conjunto de equações a seguir [49]. Ressalta-se que o CC3F é aplicado nos terminais da MS e é atrás do 52G, ou seja, o CC3F é mantido nos terminais da MS mesmo após a abertura do 52G por um *TRIP* pela proteção.

$$id(t) = \left(\frac{E'' q_{t_{0-}}}{x'' d} - \frac{E' q_{t_{0-}}}{x' d} \right) * e^{-\frac{1}{T'' d}} + \left(\frac{E' q_{t_{0-}}}{x' d} - \frac{E_{t_{0-}}}{x d} \right) * e^{-\frac{1}{T' d}} + \frac{E_{t_{0-}}}{x d} \left(1 - e^{-\frac{1}{T' d f}} \right) \quad (3.3)$$

$$iq(t) = \left(\frac{E'' d_{t_{0-}}}{x'' q} - \frac{E' d_{t_{0-}}}{x' q} \right) * e^{-\frac{1}{T'' q}} + \left(\frac{E' d_{t_{0-}}}{x' q} \right) * e^{-\frac{1}{T' q}} \quad (3.4)$$

$$I_{cc3f}(t) = \sqrt{id(t)^2 + iq(t)^2} \quad (3.5)$$

Onde:

$E''q_{t0-}$: Tensão subtransitória de eixo em quadratura no instante $t0-$;
 $E'q_{t0-}$: Tensão transitória de eixo em quadratura no instante $t0-$;
 E_{t0-} : Tensão interna da máquina síncrona no instante $t0-$;
 $E''d_{t0-}$: Tensão subtransitória de eixo direto no instante $t0-$;
 $E'd_{t0-}$: Tensão transitória de eixo direto no instante $t0-$;
 $T'q$ [s]: Constante de tempo transitória de eixo em quadratura em curto-circuito;
 $T''q$ [s]: Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em curto-circuito;
 $T'df$ [s]: Constante de tempo do processo de desexcitação.

Esse conjunto de equações é válido para a MS de pólos lisos. Para a MS de pólos salientes basta substituir a equação 3.4 pela equação 3.6:

$$iq(t) = \left(\frac{E''d_{t0-}}{x''q} \right) * e^{-\frac{1}{T''q}} \quad (3.6)$$

Observa-se que a evolução do CC3F ao longo do tempo é função dos parâmetros de eixo direto e de quadratura e, também, pela condição inicial das tensões internas calculadas pelo carregamento da MS no instante da pré-falta.

Na equação 3.3, a constante de tempo $T'df$ representa o processo de desexcitação que acontece em um sistema de excitação do tipo estático quando acontece a abertura do 41 e a inserção do resistor de descarga. A constante de tempo $T'df$ é obtida da razão entre o resistor de descarga (rd) e a resistência do campo (rfd), conforme a expressão 3.7:

$$T'df = \left(\frac{1}{1 + \frac{rd}{rfd}} \right) * T'd \quad (3.7)$$

Onde:

rfd [pu]: Resistência do campo;

rd [pu]: Resistência de descarga do sistema de excitação.

Ressalta-se que cada tipo de sistema de excitação apresentará sua particularidade frente à dinâmica de um curto circuito. Para a análise da influência de cada um deles, recomenda-se um estudo mais detalhado mediante simulações [7].

Simulação em EXCEL do CC3F em MS

As equações 3.3, 3.4 e 3.5 foram transcritas para uma planilha Excel.

O objetivo, em síntese, é a análise do que ocorre dinamicamente em um CC3F simétrico nos terminais da MS, seguido do *TRIP* e da abertura do 52G e do 41. Ressalta-se que nessa análise, a abertura do 52G não vai isolar o CC3F, pois o mesmo está localizado nos terminais da MS, atrás do 52G.

Os parâmetros da MS que foram mantidos fixos em todos os casos simulados no Excel são:

$x_d = 1,0\text{pu}$; $x'_d = 0,3\text{pu}$; $x''_d = 0,2\text{pu}$; $x_q = 0,7\text{pu}$; $x''_q = 0,2\text{pu}$; $T''_{do} = 0,05\text{s}$ e $T''_{qo} = 0,1\text{s}$.

O curto circuito foi aplicado no instante de tempo $t_{cc} = 0,5\text{s}$.

A primeira simulação consiste na análise da constante de tempo T'_d , que foi alterada da seguinte forma:

- $T'_{do} = 8,0\text{s} \rightarrow T'_d = 2,4\text{s}$;
- $T'_{do} = 5,0\text{s} \rightarrow T'_d = 1,5\text{s}$;
- $T'_{do} = 2,0\text{s} \rightarrow T'_d = 0,6\text{s}$.

A Figura 20 apresenta a influência do parâmetro T'_d da MS. Nessa simulação tem-se que: a resistência de descarga do contator de campo é nula ($r_d = 0\text{pu}$) e a CI da MS antes da aplicação do CC3F é a em vazio, onde: $V_t = 1,0\text{pu}$; $P_e = 0,0\text{pu}$ e $Q = 0,0\text{pu}$.

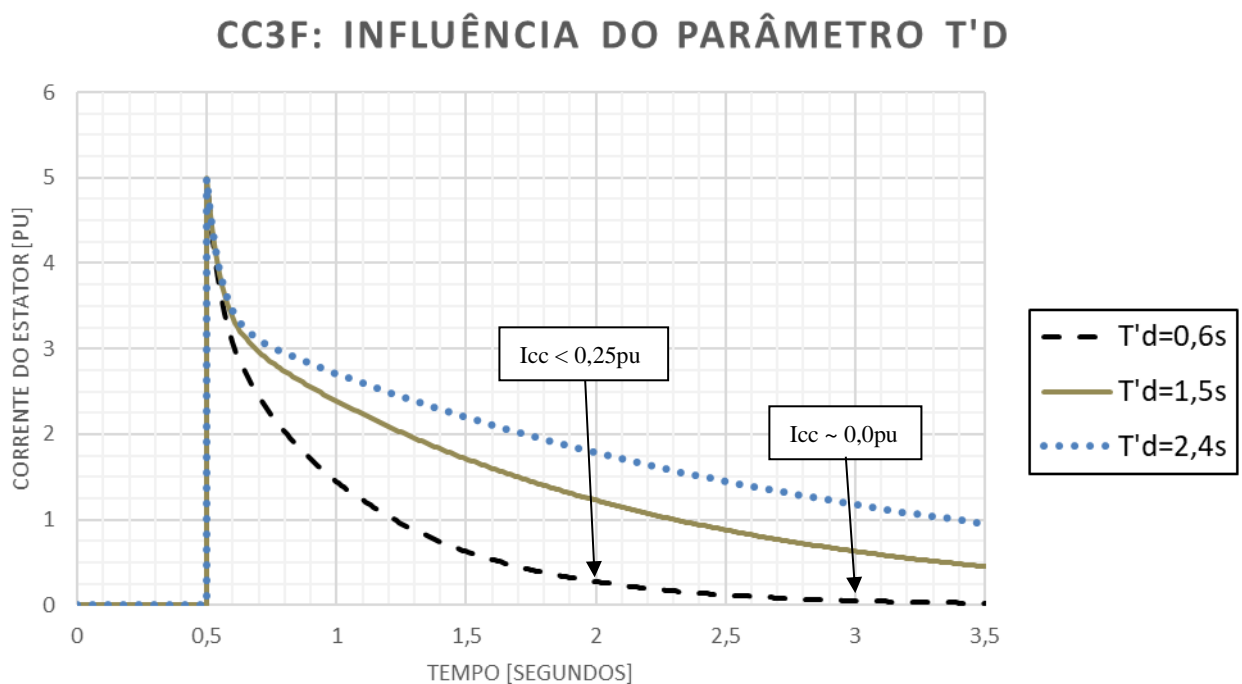


Figura 20. Dinâmica do CC3F variando T'_d com $r_d = 0$. MS em vazio.

Observa-se que mesmo para o caso com o $T'd$ mais baixo de **0,6s** o tempo para extinção da corrente de curto é alto, na ordem de **~2,5s** após a aplicação do curto, e de **1,5s** para que o mesmo caia abaixo de **0,25pu**.

A próxima análise é do impacto do resistor de descarga. O CC3F foi aplicado no instante de tempo $t_{cc} = 0,5s$. A comparação é feita considerando-se os seguintes valores de rd :

- $rd = 0,0pu$;
- $rd = rfd$;
- $rd = 5*rfd$.

A Figura 21 exibe o resultado da inserção desses diferentes valores de rd . Nessa simulação tem-se que: $T'd=1,8s$ e a CI da MS antes da aplicação do CC3F é a em vazio, onde: $V_t = 1,0pu$; $P_e = 0,0pu$ e $Q = 0,0pu$.

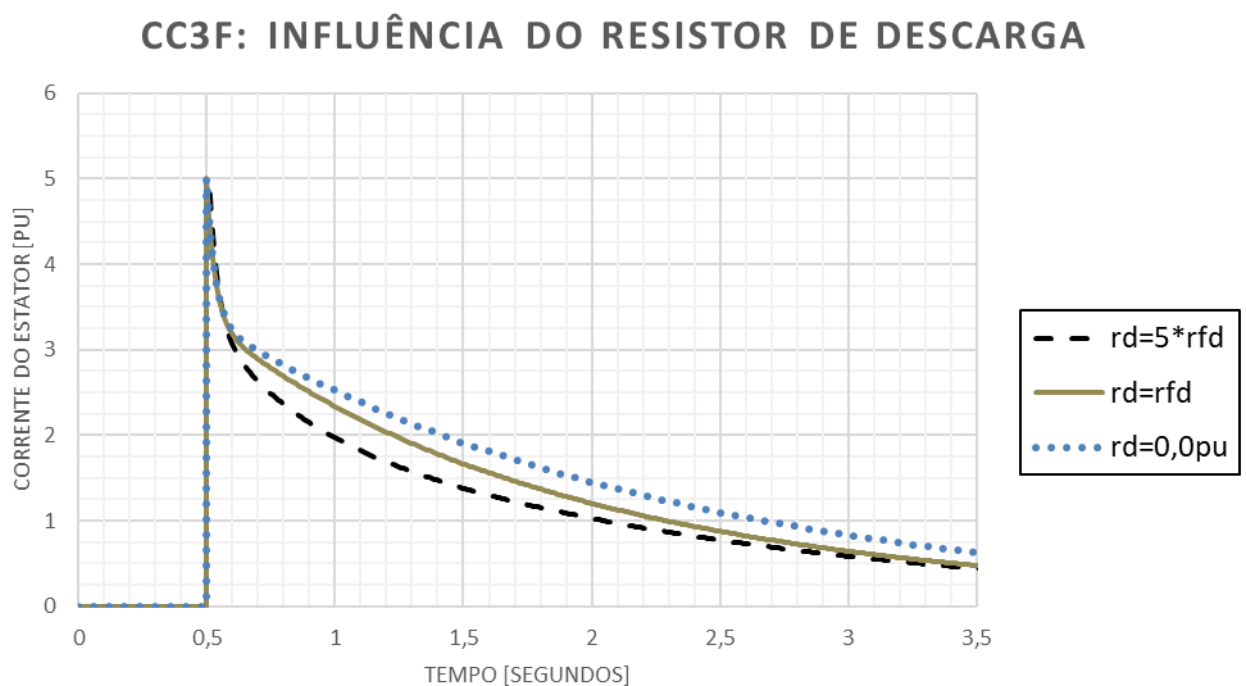


Figura 21. Dinâmica do CC3F variando rd . MS com $T'd = 1,8s$. MS em vazio.

Aqui, nota-se que a extinção do curto é mais rápida à medida que se aumenta o valor ôhmico do rd . Sabe-se que é responsabilidade do projetista do sistema de excitação o dimensionamento do rd que, geralmente, está na faixa de 0,5 a 2 vezes o valor de rfd . Entretanto, observa-se novamente o tempo que demora para extinção da corrente de curto circuito. No exemplo apresentado na Figura 21, após três segundos de duração do curto

circuito, a corrente de curto ainda era superior a 0,25pu em todos os cenários de r_d , mesmo aquele com o r_d mais alto.

Por fim, a última análise é da influência do ponto de operação na corrente de curto circuito. O CC3F foi aplicado no instante de tempo $t_{cc} = 0,5s$. A comparação é feita considerando os seguintes pontos de operação antes da aplicação do curto circuito:

- $V_t = 1,0pu$; $P_e = 0,0pu$ e $Q = 0,0pu$;
- $V_t = 1,0pu$; $P_e = 0,0pu$ e $Q = 0,6pu$;
- $V_t = 1,0pu$; $P_e = 0,0pu$ e $Q = -0,6pu$;
- $V_t = 1,0pu$; $P_e = 0,9pu$ e $Q = 0,0pu$.

A Figura 22 apresenta a influência do carregamento na corrente de curto circuito. Nessa simulação tem-se que: $T'd=1,8s$ e $r_d = r_{fd}$.

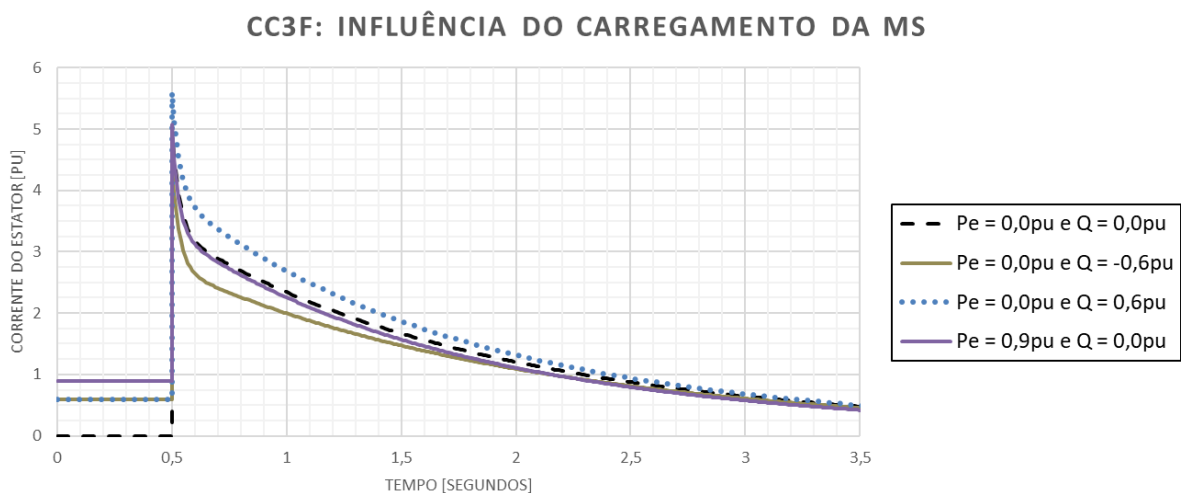


Figura 22. Dinâmica do CC3F variando o carregamento da MS. $T'd = 1,8s$ e $r_d = r_{fd}$.

Observa-se que o carregamento também afeta os níveis de curto circuito. É possível afirmar que quanto mais sobrecarregada é a MS, mais severo é o seu curto circuito. Porém, observa-se novamente o tempo que demora para extinção da corrente de curto circuito. Em todos os cenários simulados, a corrente de curto circuito é maior que 0,25pu após três segundos da aplicação do curto circuito.

Por fim, a conclusão dessa análise é que o tempo de extinção da corrente de um curto circuito trifásico interno em uma máquina síncrona dependerá de diversos fatores como, por exemplo, características construtivas, sistema de excitação e carregamento. E, muito provavelmente,

esse tempo será muito maior que qualquer temporização adotada para atuação do BF. Lembrando que o *pick-up* da supervisão de corrente, utilizada na lógica do 50BF, fica sempre em torno de **5% a 20%** da corrente nominal do gerador.

Simulação dinâmica do CC3F em MS

São propostas duas simulações para fins da compreensão do que se passa nos TC's de proteção durante o CC3F e, conseqüentemente, o porquê a atuação indevida do BF acontece. As referidas simulações foram realizadas no Matlab@. O Anexo B – Estudo II da página 143 apresenta maiores detalhes dessa simulação.

A primeira simulação dinâmica (caso 1) é de um CC3F aplicado depois do 52G. Já a segunda (caso 2) é de um CC3F aplicado atrás do 52G. O arranjo é do tipo simples. Em ambas as simulações, o CC3F é aplicado no instante $t = 50\text{ms}$ e a proteção atua abrindo o 52G após 100ms da aplicação do curto circuito.

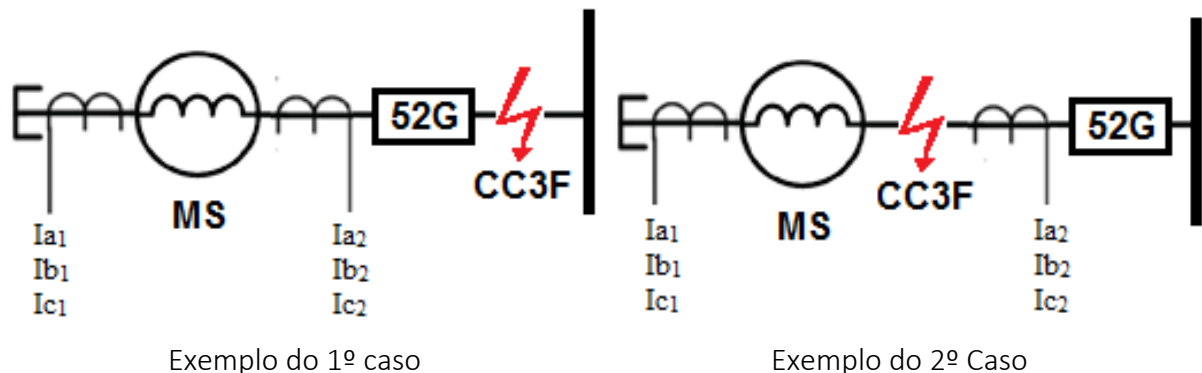


Figura 23. Exemplo do CC3F em um MS com arranjo simples.

As variáveis analisadas nos dois casos são as correntes medidas nos TC's de fase, onde:

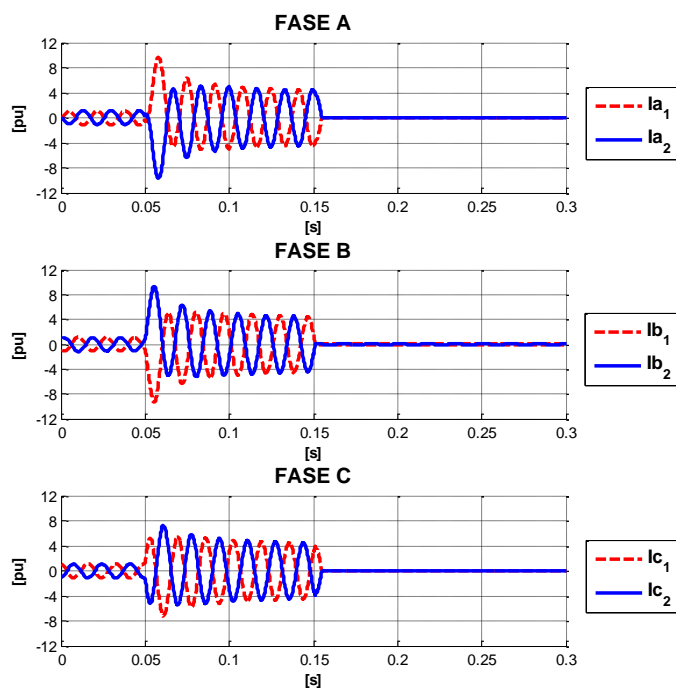
I_{a1} , I_{b1} e I_{c1} [pu]: Correntes das fases **a**, **b** e **c** do fechamento do neutro da MS;

I_{a2} , I_{b2} e I_{c2} [pu]: Correntes das fases **a**, **b** e **c** do terminal da MS.

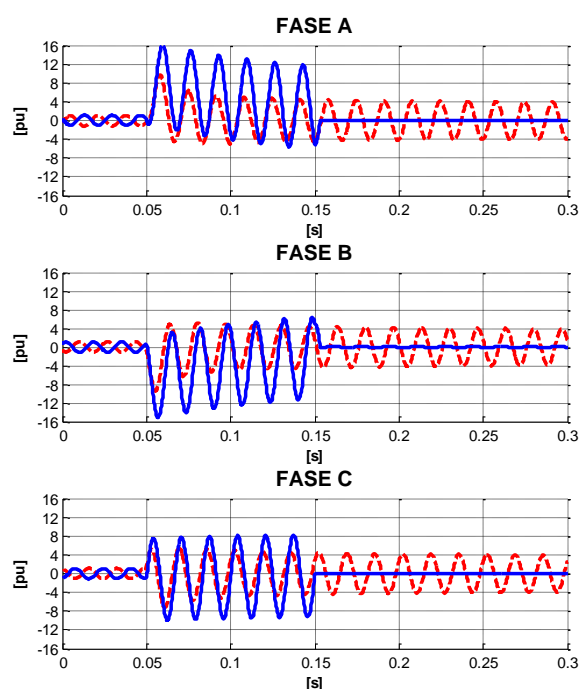
A MS, dos dois exemplos simulados, possui as seguintes características:

$S_n = 100 \text{ MVA}$; $V_{tn} = 13,8\text{kV}$; $FP_n = 0,9$; $x_d = 1,0\text{pu}$; $x'_d = 0,3\text{pu}$; $x''_d = 0,2\text{pu}$; $x_q = 0,7\text{pu}$; $x''_q = 0,22\text{pu}$; $x_l = 0,12\text{pu}$; $T'_{do} = 5,0\text{s}$; $T''_{do} = 0,05\text{s}$ e $T''_{qo} = 0,1\text{s}$.

O resultado do CC3F de cada caso é apresentado na Figura 24.



Exemplo do 1º Caso



Exemplo do 2º Caso

Figura 24. Resultado dinâmico do CC3F.

Observa-se que as correntes dos TC's do neutro e dos terminais da MS são extintas assim que o 52G é aberto no exemplo do caso 1.

No caso 2, apenas as correntes dos TC's do terminal da MS foram extintas, enquanto as correntes do fechamento do neutro permaneceram circulando neste TC. Esse comportamento ocorre devido às características dinâmicas da MS que continua alimentando o CC3F enquanto sua tensão interna não cessa para os curtos que ocorrem atrás do 52G.

O caso 2 é um exemplo prático em que o BF teria atuado indevidamente se a lógica do 50BF supervisionasse as correntes de fase do fechamento do neutro. A seletividade da atuação da função 87, que atuaria nesse caso, é comprometida pela atuação indevida do BF. Um caso real dessa atuação indevida é apresentado no capítulo “*Caso 1 - Atuação Indevida do BF após o TRIP da Função 87*”.

Conclui-se que o BF atuará indevidamente caso o TC da lógica do 50BF escolhido seja o fechamento do neutro nas situações de CC3F dentro da região protegida da MS. Essa afirmação independe do porte e tipo de MS, do arranjo simples ou em grupo, da carga e do sistema de excitação. Pode-se extrapolar essa afirmação para os CC2F e, também, para o CC1F em uma MS que possui um resistor de aterramento de baixo valor.

Destaca-se que haverá circulação da corrente de curto circuito nos TC's do neutro e nos TC's do terminal da MS no caso de um curto circuito atrás do 52G em uma MS com o arranjo em grupo. Logo, no arranjo em grupo o BF também atuará indevidamente se o TC da lógica do 50BF escolhido for o dos terminais da MS.

3.5 Solução do Problema

A atuação indevida do BF pode ser facilmente evitada. Conforme analisado, a escolha do TC utilizado para supervisão da lógica do 50BF é fator determinante para a operação correta dessa função.

A Figura 25 apresenta a solução para escolha do TC correto para a lógica do 50BF de acordo com o arranjo da unidade:

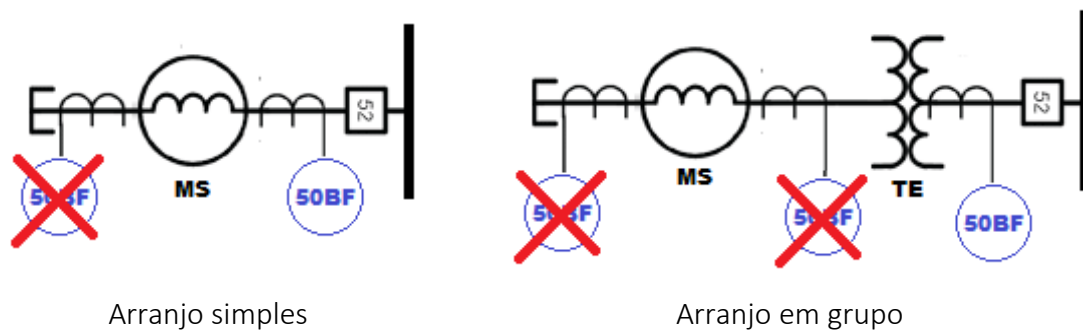


Figura 25. Solução da lógica do 50BF.

Analisando a solução de cada arranjo é possível afirmar que:

- Jamais se deve utilizar o TC de fase do fechamento do neutro para o 50BF;
- Deve-se sempre escolher o TC mais próximo do disjuntor de grupo para o 50BF:
 - A supervisão do 50BF só deve ser feita pelo TC de fase dos terminais da MS no arranjo simples;
 - A supervisão do 50BF só deve ser feita pelo TC de fase dos terminais do TE localizado no lado de alta no arranjo em grupo.

De forma direta, deve-se sempre escolher o TC mais próximo do 52G. Porém, conforme mencionado anteriormente, a escolha correta do TC dependerá tanto da disponibilidade física

do TC como da flexibilidade do relé de proteção para seleção do TC para o 50BF. Quando uma dessas premissas não for possível deve-se utilizar somente o BF do tipo 52BF.

No arranjo em grupo é comum a separação dos relés de proteção, sendo um para a MS e outro para o TE. Nessa situação, a solução recomendada é aplicar o 50BF somente no relé do TE, como mostra a Figura 26, enquanto o relé da MS deve ter somente o BF do tipo 52BF.

Uma alternativa é disponibilizar o *TRIP* da MS para o disparo do *TRIP* do TE conforme ilustra a Figura 27.

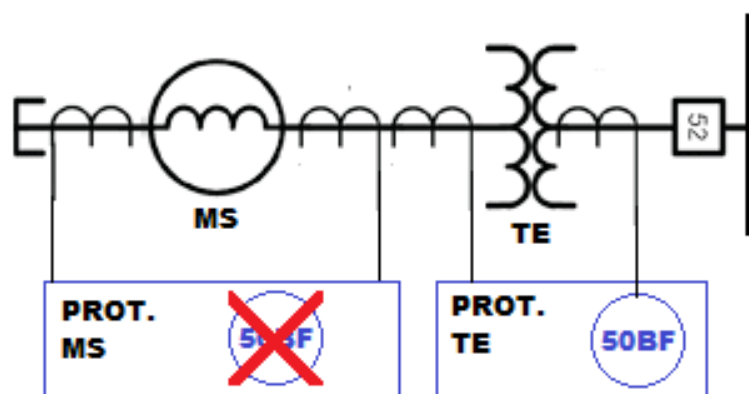


Figura 26. Solução do BF com arranjo em grupo para proteções individualizadas.

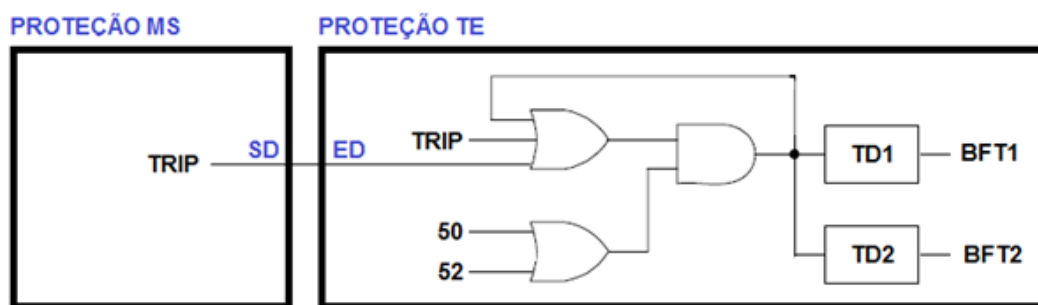


Figura 27. Lógica do BF com arranjo em grupo para proteções individualizadas.

Onde:

SD: Saída digital do relé de proteção da MS;

ED: Entrada digital do relé de proteção do TE.

Já em MS com arranjo simples com TC's somente no fechamento do neutro, uma possível alternativa seria a substituição da lógica OR por uma lógica AND para o disparo da função BF. A Figura 28 apresenta essa proposta.

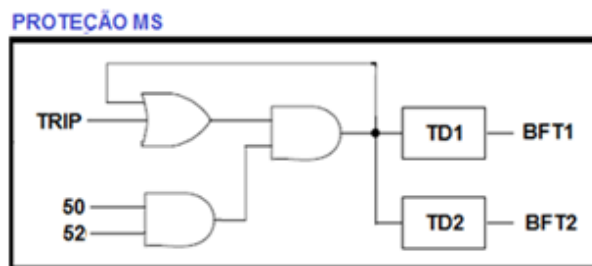


Figura 28. Solução do BF para o arranjo simples com TC no fechamento do neutro.

3.6 Exemplo de Caso

Os casos que serão apresentados ocorreram em duas centrais elétricas distintas. O primeiro em uma central térmica dotada de motores a diesel de **4,1 MVA**. O segundo caso em uma UHE com geradores de **35 MVA**. Em ambas as centrais o BF atuou indevidamente após *TRIP* ter ocorrido com a unidade operando excitada em vazio, ou seja, o 52G dessas unidades já estava aberto e a MS não estava interligada.

Caso 1 - Atuação Indevida do BF após o *TRIP* da Função 87

Características da Planta: central térmica com 44 motores a diesel de **4,1 MVA**. O arranjo é do tipo simples com o agrupamento de seis a sete motores para cada TE. O diagrama unifilar da Figura 29 apresenta o esquema de um agrupamento. Observa-se que a atuação do BF de uma das unidades geradoras impacta na abertura de todos os disjuntores da barra de **13,8 kV**.

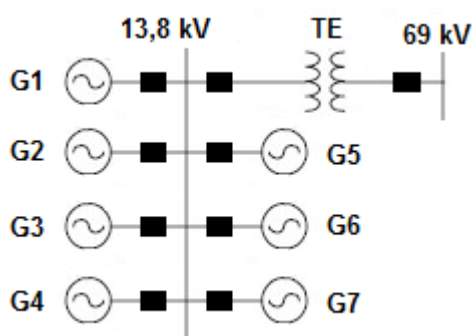


Figura 29. Diagrama unifilar de um grupo gerador.

Descrição da Ocorrência: durante o processo de excitação ocorreu um curto circuito nos terminais da unidade geradora G2. A função 87 atuou. Em **140ms** após o *TRIP* teve a atuação indevida do BF. Esse disparo bloqueou as outras seis unidades do grupo. A oscilografia da ocorrência é apresentada na Figura 30.

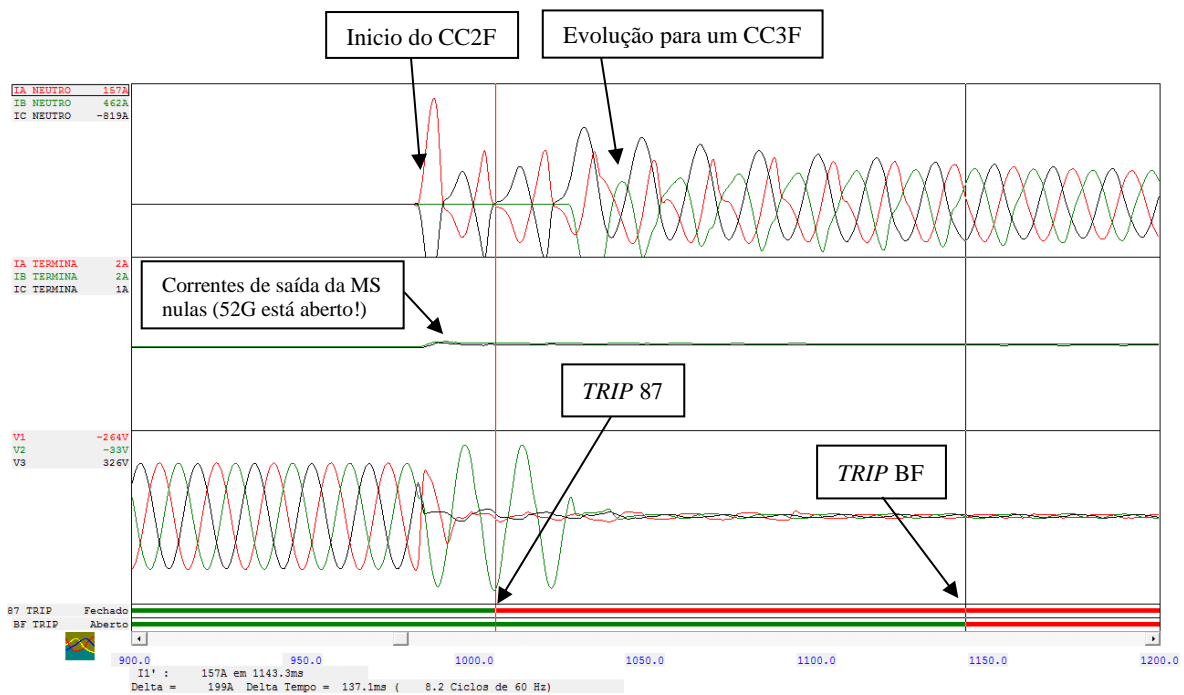


Figura 30. Oscilografia da atuação indevida do BF em um CC3F.

Observa-se inicialmente um Curto Circuito Bifásico (CC2F) entre as fases **a** e **c** que depois de três ciclos evoluiu para um CC3F. Não há corrente circulando nos TC's localizados no terminal da MS, pois o curto circuito ocorreu durante o processo de excitação com a unidade desconectada do sistema. A função 87 atuou de forma rápida e correta. Entretanto, a tensão interna da MS não cai a zero instantaneamente após a abertura do contator de campo pelo *TRIP* do relé, pois existe um processo natural de decaimento da tensão interna da MS. Esse processo faz com que haja circulação de corrente de curto circuito até que a tensão interna seja extinguida. Ressalta-se que esse caso é similar ao exemplo apresentado anteriormente no item: Simulação dinâmica do CC3F em MS.

Esse exemplo demonstra bem a necessidade da escolha correta do TC, pois caso a supervisão do 50BF fosse feita pelos TC's do terminal da MS, a função 50BF não teria atuado indevidamente. Conforme observa-se na oscilografia, a corrente circulando nos terminais da MS é nula e, conseqüentemente, não teria ocorrido a sua sensibilização.

Caso 2 - Atuação Indevida do BF após o *TRIP* da Função 24

Características da Planta: UHE com cinco geradores de **35 MVA**. O arranjo de cada gerador é em grupo. A Figura 31 apresenta o diagrama unifilar simplificado desta UHE.

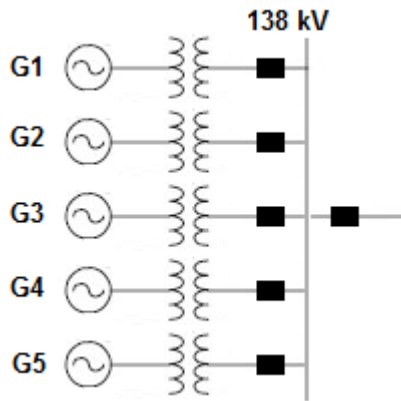


Figura 31. Diagrama unifilar do caso analisado.

A proteção é individualizada, sendo uma para a MS outra para o TE. Ambos os relés possuíam o BF do tipo 50BF. A Figura 32 ilustra os TC's utilizados para a supervisão do 50BF.

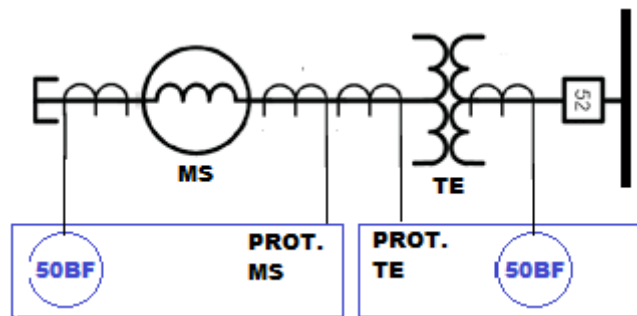


Figura 32. Topologia da proteção do caso analisado.

Descrição da Ocorrência: Após um teste de RC da unidade G3 ocorreu um afundamento da frequência que, por sua vez, causou um elevado sobre fluxo (Relação V/Hz). Esse sobre fluxo não foi evitado pela atuação do VHZ do RT, pois o mesmo estava desabilitado durante o teste. Esse sobre fluxo foi tão elevado que aumentou consideravelmente a corrente magnetizante de 5ª harmônica no enrolamento de BT entre a MS e o TE.

O sistema de proteção da MS e do TE atuaram juntos um *TRIP* pela função 24, causando a desexcitação da unidade através da abertura do 41. Porém, o BF da proteção da MS atuou indevidamente **220ms** após esse *TRIP* devido à sensibilização pela corrente magnetizante que estava circulando nos enrolamentos de BT. Esse disparo indevido bloqueou as outras quatro unidades que operavam com carga máxima no instante do *TRIP*. A oscilografia da Figura 33 é a do relé de proteção da MS do evento em questão.

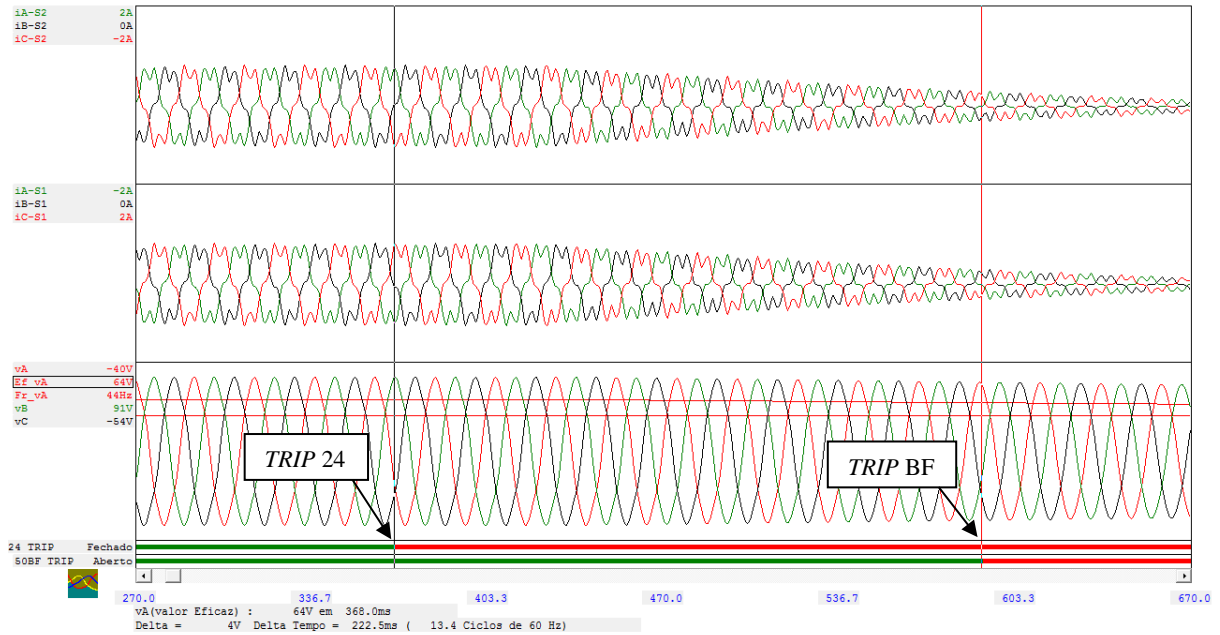


Figura 33. Oscilografia da atuação indevida do BF em uma sobrecarga.

Observa-se no gráfico o disparo do TRIP pela função 24 e após 220ms o disparo indevido do BF. No momento do TRIP o gerador estava com 131% de sobre fluxo (tensão terminal na nominal e frequência em 44 Hz). A corrente de 5ª Harmônica representava mais de 20% da fundamental (Figura 34) e podia ser observada circulando nos TC's de fase do fechamento do neutro como nos de saída da MS.

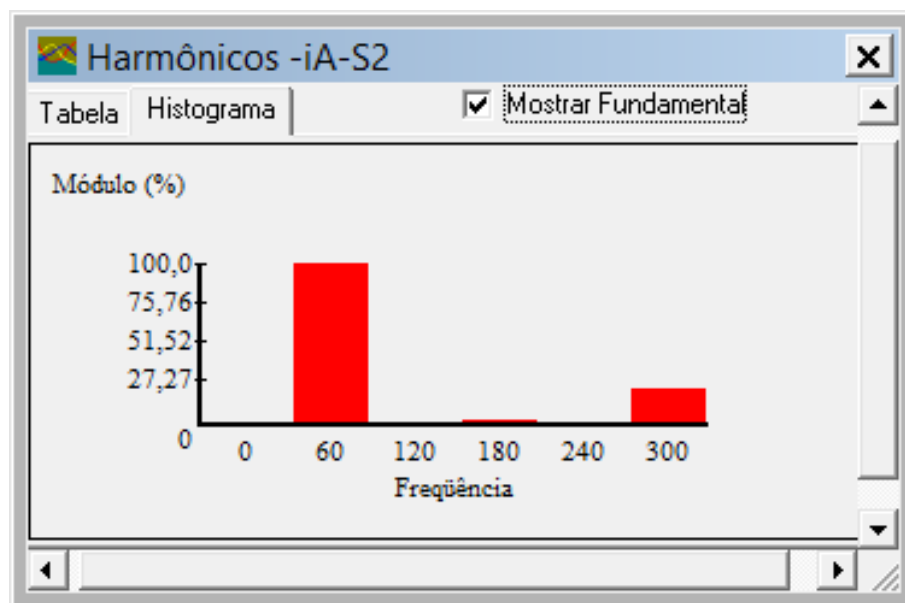


Figura 34. Histograma da corrente da fase a.

Nesse caso, devido ao arranjo em grupo da unidade, a proteção da MS não deveria ter a proteção BF do tipo 50BF e a solução seria a adoção da recomendação apresentada na Figura 27 ou, caso o BF fosse mantido, a solução dada pela Figura 28.

3.7 Considerações Finais

Foi demonstrado através de simulações e exemplos de casos reais que a escolha indevida do TC para a lógica do BF de uma MS pode colocar em risco toda a seletividade do sistema de proteção de uma central elétrica. Esse problema está associado à escolha incorreta dos TC's para supervisão da lógica do 50BF.

A solução para evitar possíveis atuações indevidas do BF está na seleção adequada do TC para a supervisão do 50BF conforme o arranjo da unidade. Porém, a escolha do TC dependerá da sua disponibilidade física e na flexibilidade do relé de proteção para seleção do TC para a lógica do 50BF.

Apesar de ser um problema relativamente simples de ser resolvido, ele aparece na prática e deve ser resolvido. O desconhecimento da existência do problema do BF e da importância desse esquema é a maior barreira por parte dos usuários de proteção de MS.

Um agravante disso é que grande parte da literatura técnica de proteção, e os próprios fabricantes dos relés de proteção, não mencionam o problema da escolha do TC na lógica do 50BF. O que se encontra em grande parte da literatura de proteção de unidades geradoras são descrições padronizadas do BF, sem grande ênfase na importância desse esquema e tampouco sobre como utilizá-lo corretamente. Inclusive, há fabricantes de relés que sugerem a escolha errada do TC, seja no diagrama unifilar da proteção, ou na própria configuração do relé.

A Figura 35 é um exemplo genérico de um diagrama unifilar de proteção da MS com a escolha equivocada do TC para o 50BF. Este tipo de representação para a proteção do 50BF é encontrada em manuais e *datasheet* de relés comerciais, ajudando na disseminação equivocada da implementação desta função em MS.

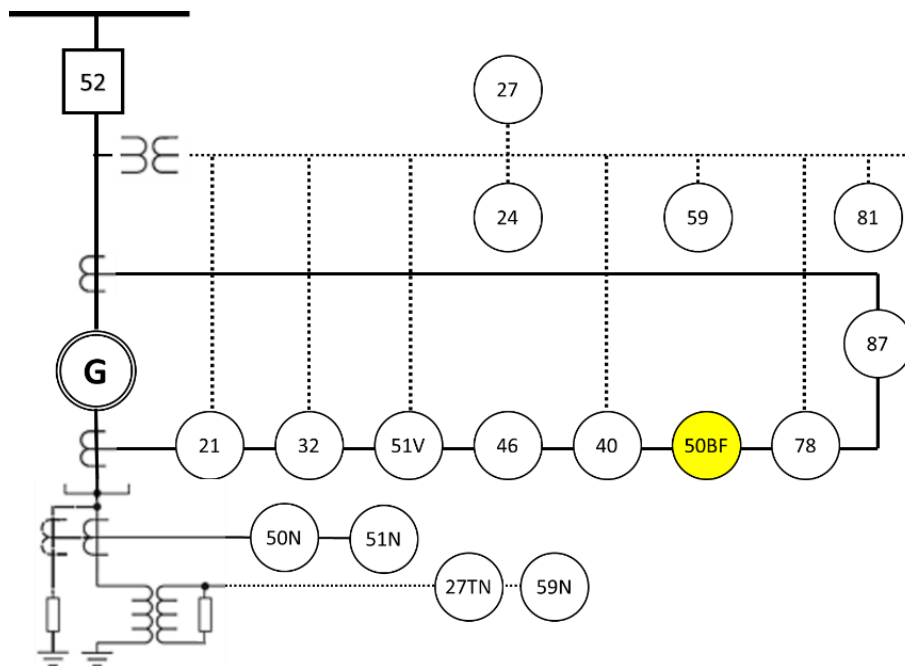


Figura 35. Representação inadequada do BF no diagrama unifilar da proteção.

Outro aspecto importante é quanto à seleção do TC para a lógica do 50BF. Há fabricantes que permitem que o usuário selecione o grupo de TC que será utilizado na lógica do 50BF, conforme ilustra de maneira genérica a Figura 36.

Porém, caberia uma orientação dos fabricantes na opção correta, o que se tem encontrado na prática são escolhas equivocadas por parte dos usuários de proteção.

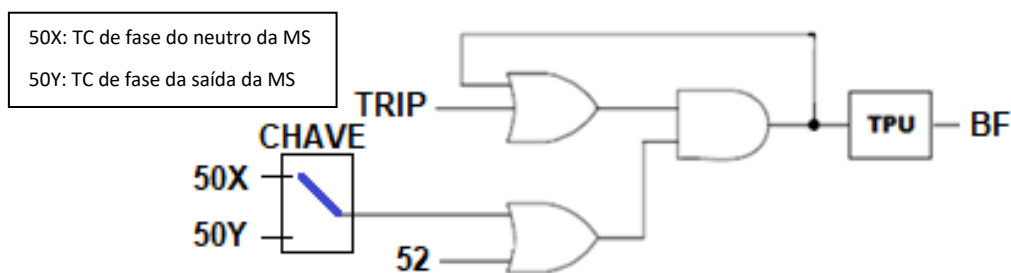


Figura 36. Diagrama lógico para seleção do TC para o 50BF.

Outro aspecto é que muitos fabricantes não possuem o BF somente do tipo 52BF, ou o 50BF bloqueado pelo 52G como ilustrado na Figura 28. Nesse tipo de situação, cabe ao usuário programar essa lógica no relé. Conforme analisado anteriormente, essa solução é válida em determinadas casos.

Por fim, são sugeridas alternativas para evitar que o problema do BF de MS continue sendo propagado:

- Literatura técnica: divulgação mais ampla e detalhada desse tipo de problema;
- Donos de centrais elétricas: ter consciência da importância do BF nas suas centrais e cobrar dos fornecedores a forma adequada da implantação do BF em suas MS;
- Fabricantes de relés: correção dos diagramas de proteção que podem induzir os usuários ao erro. Alertar sobre a forma correta de se utilizar o BF. Permitir flexibilidades de só usar o BF do tipo 52BF;
- Usuários de proteção: Escolher os relés digitais adequados que permitem uma flexibilidade para implantação do BF ou buscar alternativas na programação da lógica adequada do BF caso o relé não apresente uma solução adequada.

Este primeiro estudo apresentou como que o arranjo da unidade pode afetar a proteção BF da MS. Outras funções de proteção também são afetadas em função do arranjo. É o caso da função 64E que tem sua seletividade prejudicada em arranjos simples em que há mais de uma máquina compartilhando a mesma barra terminal. Já a função 27TN é inoperante nesse tipo de situação e a função 21 sofre com o *infeed* das demais máquinas. Enfim, são particularidades que o projetista de proteção deve considerar e analisar no estudo de proteção.

O próximo capítulo analisará o comportamento da MS nas rejeições de carga e como ela afeta a função 59. Simulações de transitórios eletromecânicos serão utilizadas para a análise da influência do sistema de excitação, as margens que podem ser aplicadas em relação ao ajuste da função 59 e para a compreensão deste fenômeno.

4. Estudo II - Proteção de Sobretensão

4.1 Considerações Iniciais

São diversos os motivos que podem causar sobretensões em uma MS. Algumas por falhas do sistema de excitação, por exemplo:

- Na fase de comissionamento do RT:
 - Problema na sintonia dos parâmetros do controle;
 - Problema no disparo do CP em comando direto.
- Operação em controle manual (modo de operação degradado):
 - Sobretensão após uma rejeição de carga.
- Problemas na detecção de falhas de medição pelo RT:
 - Falha na detecção de perda de potencial em controle automático;
 - Falha na medição da corrente de campo e atuação indevida do MEL.

Outras devido a distúrbios, como:

- Descargas atmosféricas;
- Falta fase terra nos terminais de um gerador com uma elevada resistência de aterramento;
- Auto excitação da MS devido abertura de um terminal remoto de uma LT longa;
- Ilhamento de grupos geradores;
- Entrada ou saída de grandes blocos de geração ou carga;
- Rejeição de carga da MS operando sobreexcitada.

Essas situações podem ocasionar sobretensões, umas mais acentuadas que as outras. A função 59 deve atuar como proteção principal nos eventos associados aos problemas citados de origem do sistema de excitação. Nos casos dos distúrbios da rede ou faltas, a função 59 não deve operar em certos casos e operar como função de retaguarda em outros.

Tipicamente são utilizados dois estágios da função 59: um temporizado – 59T e outro instantâneo – 59I.

O ajuste desses dois estágios costuma ser padronizado. Não é de praxe uma análise mediante estudos de transitórios eletromecânicos. Todavia, durante uma RC da MS operando sobreexcitada, pode ocorrer à sensibilização da função 59I e uma possível atuação indevida da mesma.

Essa sobretensão surge no período subtransitório da MS. O sistema de excitação não tem influência durante esse período, mas dependendo da ação do RT, da excitatriz e características da MS, a sobretensão pode ser agravada no período transitório.

Um ajuste adequado da função 59I pode ser obtido através de cálculos matemáticos para verificação da máxima sobretensão subtransitória que pode aparecer em uma RC, sendo que uma metodologia para este tipo de cálculo será apresentada.

4.2 Cálculo da Sobretensão Subtransitória em uma RC

A sobretensão subtransitória ocorre em uma RC da MS operando sobreexcitada. O valor dessa sobretensão pode ser calculado através das equações que representam a operação estática da MS.

Reescrevendo as equações 2.1 a 2.4 para a condição estática, mais as equações 2.5 a 2.10, para um despacho dado por: V_{t0-} , P_{0-} e Q_{0-} , obtém-se, nesse ponto de operação a condição no instante t_{0-} (instante anterior a RC):

$$\overline{I_{t_{0-}}} = \frac{(P_{e_{t_{0-}}} + jQ_{t_{0-}})^*}{V_{t_{0-}}} \quad (4.1)$$

$$\overline{E_{q_{t_{0-}}}} = V_{t_{0-}} + jxq * \overline{I_{t_{0-}}} \quad (4.2)$$

$$I_{d_{t_{0-}}} = |\overline{I_{t_{0-}}}| * \sin(\angle \overline{E_{q_{t_{0-}}}} - \angle \overline{I_{t_{0-}}}) \quad (4.3)$$

$$I_{q_{t_{0-}}} = |\overline{I_{t_{0-}}}| * \cos(\angle \overline{E_{q_{t_{0-}}}} - \angle \overline{I_{t_{0-}}}) \quad (4.4)$$

$$V_{d_{t_{0-}}} = V_{t_{0-}} * \sin(\angle \overline{E_{q_{t_{0-}}}}) \quad (4.5)$$

$$Vq_{t0-} = Vt_{t0-} * \cos(\alpha \overline{Eq_{t0-}}) \quad (4.6)$$

$$\varphi'' d_{t0-} = Vq_{t0-} + x'' d * Id_{t0-} \quad (4.7)$$

$$\varphi'' q_{t0-} = Vd_{t0-} - x'' d * Iq_{t0-} \quad (4.8)$$

Onde:

$\overline{Eq_{t0-}}$: Fator da tensão de eixo em quadratura no instante t0-;

$\overline{It_{t0-}}$: Fator da corrente do estator no instante t0-;

Pe_{t0-} : Potência ativa instante t0-;

Qt_{t0-} : Potência reativa no instante t0-;

Id_{t0-} : Corrente de eixo direto no instante t0-;

Iq_{t0-} : Corrente de eixo em quadratura no instante t0-;

Vd_{t0-} : Tensão de eixo direto no instante t0-;

Vq_{t0-} : Tensão de eixo em quadratura no instante t0-;

$\varphi'' d_{t0-}$: Fluxo de eixo direto no instante t0-;

$\varphi'' q_{t0-}$: Fluxo de eixo em quadratura no instante t0-.

A sobretensão subtransitória ocorre no instante de tempo **t0+**. O fluxo subtransitório de eixo direto e de quadratura não sofre uma variação instantânea de **t0-** para **t0+**, assim sendo:

$$\varphi'' d_{t0+} = \varphi'' d_{t0-} \quad (4.9)$$

$$\varphi'' q_{t0+} = \varphi'' q_{t0-} \quad (4.10)$$

Onde:

$\varphi'' d_{t0+}$: Fluxo de eixo direto no instante t0+;

$\varphi'' q_{t0+}$: Fluxo de eixo em quadratura no instante t0+.

As tensões de eixo direto e quadratura podem ser reescritas em função dos fluxos subtransitórios:

$$Vq_{0+} = \varphi'' d_{0-} \quad (4.11)$$

$$Vd_{0+} = \varphi'' q_{0-} \quad (4.12)$$

Onde:

Vd_{t0+} : Tensão de eixo direto no instante t0+;

Vq_{t0+} : Tensão de eixo em quadratura no instante t0+.

Logo:

$$Vq_{t0+} = Vq_{t0-} + x''d * Id_{t0-} \quad (4.13)$$

$$Vd_{t0+} = Vd_{t0-} - x''d * Iq_{t0-} \quad (4.14)$$

O delta da tensão terminal (ΔVt) é a diferença de Vt nos períodos $t0+$ e $t0-$:

$$\Delta Vt = \sqrt{Vq_{t0+}^2 + Vd_{t0+}^2} - \sqrt{Vq_{t0-}^2 + Vd_{t0-}^2} \quad (4.15)$$

Substituindo 4.15 por 4.13 e 4.14:

$$\Delta Vt = \sqrt{(Vq_{t0-} + x''d * Id_{t0-})^2 + (Vd_{t0-} - x''d * Iq_{t0-})^2} - \sqrt{(Vq_{t0-})^2 + (Vd_{t0-})^2} \quad (4.16)$$

A sobretensão subtransitória de Vt após a RC é dada por:

$$Vt_{t0+} = Vt_{t0-} + \Delta Vt \quad (4.17)$$

Onde:

Vt_{t0+} : Tensão terminal no instante $t0+$.

4.3 Exemplo da Sobretensão Subtransitória em uma RC

A magnitude da sobretensão subtransitória é calculada nos exemplos de RC para três tipos de MS (MS1, MS2 e MS3). Os parâmetros de MS necessários para esse cálculo estão expressos na Tabela 3.

Tabela 3. Parâmetros das MS para análise da sobretensão.

Parâmetros	MS1	MS2	MS3
xq	0,8	0,8	0,8
x''d	0,15	0,25	0,35

A reatância xq interfere na quantidade de corrente de eixo direto e quadratura que a unidade rejeita. Assim, manteve-se o mesmo valor de xq para todas as máquinas do exemplo. Apenas o parâmetro $x''d$ é diferente entre elas. As equações 4.1 a 4.17 foram aplicadas em uma planilha

do Excel, de modo que os resultados das rejeições em diferentes pontos de operação são apresentados na Tabela 4 e Tabela 5.

Tabela 4. RC com FP zero.

Despacho	Vt	Pe	Q	Despacho	Vt	Pe	Q
	1	0	0,6		1,05	0	0,6
<i>Cálculo</i>	<i>MS1</i>	<i>MS2</i>	<i>MS3</i>	<i>Cálculo</i>	<i>MS1</i>	<i>MS2</i>	<i>MS3</i>
$I_{d_{t0-}}$	0,600	0,600	0,600	$I_{d_{t0-}}$	0,571	0,571	0,571
$I_{q_{t0-}}$	0,000	0,000	0,000	$I_{q_{t0-}}$	0,000	0,000	0,000
$V_{d_{t0-}}$	0,000	0,000	0,000	$V_{d_{t0-}}$	0,000	0,000	0,000
$V_{q_{t0-}}$	1,000	1,000	1,000	$V_{q_{t0-}}$	1,050	1,050	1,050
$V_{d_{t0+}}$	0,000	0,000	0,000	$V_{d_{t0+}}$	0,000	0,000	0,000
$V_{q_{t0+}}$	1,090	1,150	1,210	$V_{q_{t0+}}$	1,136	1,193	1,250
ΔVt	0,090	0,150	0,210	ΔVt	0,086	0,143	0,200
$V_{t_{t0+}}$	1,090	1,150	1,210	$V_{t_{t0+}}$	1,136	1,193	1,250

Tabela 5. RC com FP nominal e potência nominal.

Despacho	Vt	Pe	Q	Despacho	Vt	Pe	Q
	1	0,8	0,6		1,05	0,8	0,6
<i>Cálculo</i>	<i>MS1</i>	<i>MS2</i>	<i>MS3</i>	<i>Cálculo</i>	<i>MS1</i>	<i>MS2</i>	<i>MS3</i>
$I_{d_{t0-}}$	0,868	0,868	0,868	$I_{d_{t0-}}$	0,815	0,815	0,815
$I_{q_{t0-}}$	0,496	0,496	0,496	$I_{q_{t0-}}$	0,492	0,492	0,492
$V_{d_{t0-}}$	0,397	0,397	0,318	$V_{d_{t0-}}$	0,394	0,394	0,300
$V_{q_{t0-}}$	0,918	0,918	0,918	$V_{q_{t0-}}$	0,973	0,973	0,973
$V_{d_{t0+}}$	0,322	0,273	0,144	$V_{d_{t0+}}$	0,320	0,271	0,128
$V_{q_{t0+}}$	1,048	1,135	1,222	$V_{q_{t0+}}$	1,096	1,177	1,259
ΔVt	0,097	0,167	0,259	ΔVt	0,091	0,158	0,247
$V_{t_{t0+}}$	1,097	1,167	1,259	$V_{t_{t0+}}$	1,141	1,208	1,297

Quanto maior for $x'd$, maior é a sobretensão, que também depende do ponto de operação da unidade. Ressalta-se que valores típicos de $x'd$ são da ordem de **20%**, mas valores maiores que **30%** podem existir conforme os dados apresentados na Tabela 6 de centrais da base de dados do ONS [53].

Tabela 6. Centrais da base de dados do ONS [53] com o valor de $x'd > 30\%$.

Central	Potência [MVA]	$x'd$ [pu]
UNE ANGRA I	760	0,33
UNE ANGRA II	1458	0,32
UTE PORTO DE PECEM I E II	435	0,32
UTE AMANDINA	50	0,32
UHE IGARAPAVA	44,2	0,35

UHE BAGUARI	116	0,34
UHE HENRY BORDEN	66,68	0,35
UHE SALTO GRANDE	18	0,33
UHE PROMISSÃO	100	0,38
UHE SALTO OSORIO	194,5	0,31
UHE MASCARENHAS	55	0,41
UHE SERRA DO FACÃO	118,1	0,33

4.4 Cálculo da Máxima Sobretensão Subtransitória

A maior sobretensão subtransitória ocorrerá com a MS operando sobreexcitada com a tensão terminal no seu valor máximo permitido em regime de operação. Esse valor é dado pela referência máxima de tensão do RT.

Para saber qual é o valor de potência reativa a ser utilizado nos cálculos da sobretensão, deve-se analisar a limitação dada pelo OEL térmico do RT, que é quem restringirá a máxima potência reativa na região de sobreexcitação da MS.

Tipicamente o ajuste do OEL térmico coincide com o limite térmico do rotor que, por sua vez é determinado pela corrente de campo nominal da placa da MS. A corrente nominal de campo é dada nas condições nominais de potência ativa, reativa, tensão terminal e fator de potência. A curva do limite térmico obrigatoriamente cruza esse ponto nominal na curva de capacidade traçada para $V_t = 1,0pu$.

A Figura 37 é um exemplo de curva de capacidade que mostra o máximo de reativo que a MS pode operar em regime na região de sobreexcitação, para $V_t = 1,0pu$, pela atuação do OEL térmico do RT.

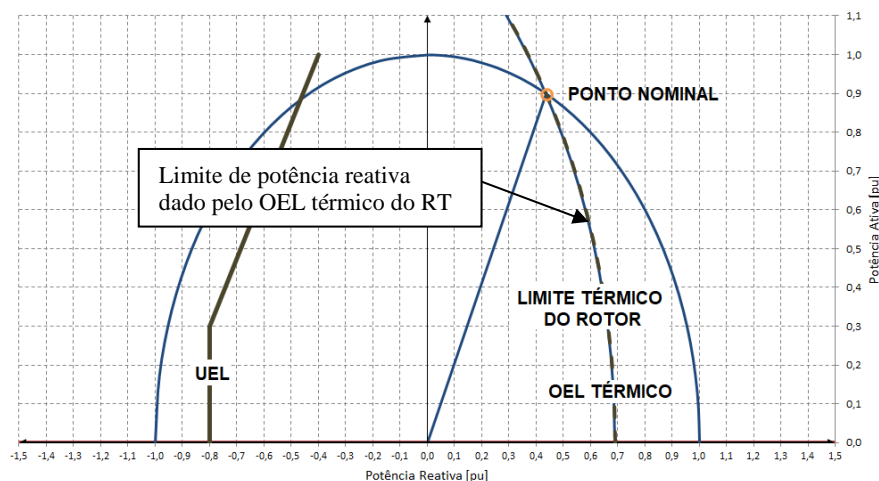


Figura 37. Exemplo de curva de capacidade para $V_t = 1,0pu$.

O conjunto de equações a seguir tem como objetivo obter a máxima potência reativa da MS dada pela restrição do OEL térmico.

O valor da corrente de campo em pu é dado pela fórmula 4.18:

$$I_{fd} = \frac{E_i}{X_{ad}} \quad (4.18)$$

Onde:

I_{fd} [pu]: Corrente de excitação do campo da máquina síncrona;

E_i [pu]: Tensão interna saturada da máquina síncrona;

X_{ad} [pu]: Reatância de armadura de eixo direto.

I_{fd} é proporcional a tensão interna saturada E_i que para fins de análise, é a variável que será utilizada nos despachos para o cálculo da sobretensão.

A saturação tem papel importante nessa análise, devendo ser modelada para se obter o despacho correto, caso contrário, o mesmo ficará sobre dimensionado.

A saturação de uma MS de pólos salientes pode ser representada por uma função exponencial concentrada na variável da tensão interna E do modelo da MS.

Para se obter E_i , deve-se seguir os seguintes passos.

Calcular a tensão E''_q :

$$E''_q = V_q + x''_d * I_d \quad (4.19)$$

A tensão E'_q é dada por:

$$E'_q = E''_q + (x'_d - x''_d) * I_d \quad (4.20)$$

Cálculo da tensão interna E :

$$E = E'_q - (x_d - x'_d) * I_d = V_q + x_d * I_d \quad (4.21)$$

Por fim, o cálculo da tensão interna saturada é dado por:

$$E_i = E + Ag * e^{Bg * (E'_q - 0,8)} \quad (4.22)$$

Onde:

Ag e Bg : parâmetros que representam a saturação da MS.

Os parâmetros **Ag** e **Bg** são obtidos do ensaio da curva característica de saturação em vazio. Esses parâmetros são obtidos através das fórmulas 4.23 e 4.24.

$$Ag = \frac{\left(\frac{Ei_{Vt=1pu} - 1}{Ei_{Vt=1pu}}\right)^2}{1,2 * \left(\frac{Ei_{Vt=1,2pu} - 1,2}{Ei_{Vt=1,2pu}}\right)} \quad (4.23)$$

$$Bg = 5 * \ln \left(\frac{1,2 * \left(\frac{Ei_{Vt=1,2pu} - 1,2}{Ei_{Vt=1,2pu}}\right)}{\left(\frac{Ei_{Vt=1pu} - 1}{Ei_{Vt=1pu}}\right)} \right) \quad (4.24)$$

Onde:

$Ei_{Vt=1pu}$ e $Ei_{Vt=1,2pu}$: valores obtidos da curva de saturação da MS.

A Figura 38 ilustra um exemplo de curva de saturação e a aplicação das equações 4.23 e 4.24 para o cálculo dos parâmetros **Ag** e **Bg**.

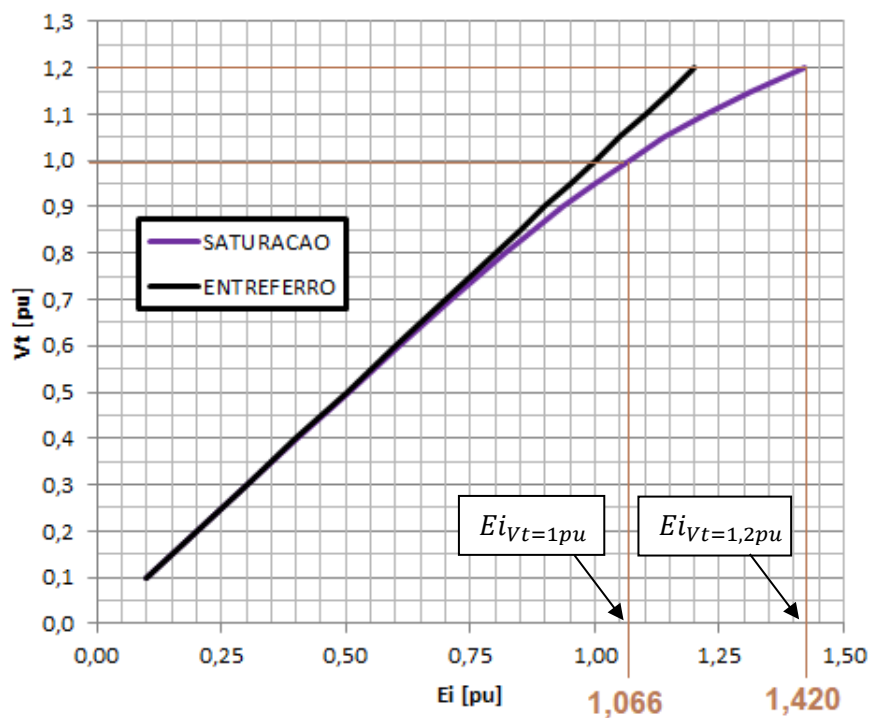


Figura 38. Exemplo de curva de saturação para o cálculo de **Ag** e **Bg**.

Do exemplo da curva de saturação da Figura 38 tem-se que:

$$Ei_{Vt=1pu} = 1,066pu$$

$$Ei_{Vt=1,2pu} = 1,420pu$$

Substituindo esses valores nas equações 4.23 e 4.24 tem-se que:

$$Ag = \frac{\left(\frac{1,066 - 1}{1,066}\right)^2}{1,2 * \left(\frac{1,42 - 1,2}{1,42}\right)} = 0,0108$$

$$Bg = 5 * \ln\left(\frac{1,2 * \left(\frac{1,42 - 1,2}{1,42}\right)}{\left(\frac{1,066 - 1}{1,066}\right)}\right) = 5,50$$

Caso a saturação seja desprezada, E_i será equivalente a E . Nessa situação, o limite térmico do rotor seria estático na curva de capacidade para qualquer nível de tensão terminal.

Por fim, para se obter o despacho máximo de reativo no ponto de operação do OEL térmico, são utilizadas as seguintes equações:

$$Pe = \frac{E * Vt}{xd} * \text{sen}(\delta) + \left(\frac{1}{xq} - \frac{1}{xd}\right) * \frac{Vt^2}{2} * \text{sen}(2 * \delta) \quad (4.25)$$

$$Q = \frac{E * Vt}{xd} * \text{cos}(\delta) + \left(\frac{1}{xq} - \frac{1}{xd}\right) * \frac{Vt^2}{2} * \text{cos}(2 * \delta) - \left(\frac{1}{xq} + \frac{1}{xd}\right) * \frac{Vt^2}{2} \quad (4.26)$$

Assim, para o cálculo da sobretensão é sugerido o seguinte procedimento:

- i) Calcular E_i e E no ponto de operação nominal do gerador;
- ii) Fixar Vt no seu valor máximo permitido em regime. Tipicamente será um valor entre **1,05pu** a **1,1pu**;
- iii) Calcular Pe e Q usando as fórmulas 4.25 e 4.26 para diferentes δ . Pode-se utilizar o δ nominal e reduzi-lo em patamares tais que o último ponto seja com $\delta = 0$;
- iv) Verificar o valor de E_i obtido em cada ponto no item iii, se o E_i calculado for maior que o E_i nominal, aplicar um fator de redução em E nas fórmulas 4.25 e 4.26 até obter o valor de E_i nominal;
- v) Verificar o valor da sobretensão.

Supondo uma MS com as seguintes características:

Tabela 7. Parâmetros da MS para cálculo da máxima sobretensão.

Parâmetros	Valor
x_d	$1,10pu$
x_q	$0,80pu$
x'_d	$0,35pu$
x''_d	$0,25pu$
FP	$0,90$
Ag	$0,030$
Bg	$5,000$

O ponto nominal da unidade é dado pelo seguinte despacho:

Tabela 8. Despacho nominal da MS.

Parâmetros	Valor
Pe	$0,900pu$
Q	$0,436pu$
Vt	$1,000pu$

Aplicando o conjunto de fórmulas em uma tabela do Excel, obtém-se o valor de E_i nominal.

Tabela 9. Cálculo de E_i nominal.

Variável	Valor
S	$(0,9+0,436j)pu$
It	$(0,9-0,436j)pu$
Eq	$(1,349+0,720j)pu$
δ	$0,490rad$
θ	$-0,451rad$
Id	$0,808pu$
Iq	$0,589pu$
Vq	$0,882pu$
E''_q	$1,044pu$
E'_q	$1,125pu$
E	$1,771pu$
E_i	$1,896pu$

A Tabela 10 e a Tabela 11 apresentam, respectivamente, o resultado da aplicação do procedimento do cálculo da sobretensão para $V_t = 1,0pu$ e $V_t = 1,1pu$. Observa-se nessas tabelas que o valor de E_i é exatamente o mesmo para todos os despachos.

A Figura 39 ilustra o mesmo resultado, mas visto graficamente no plano PQ. É possível analisar o impacto da saturação no limite operacional da MS. Foi destacado o valor da sobretensão subtransitória calculada em alguns pontos operacionais.

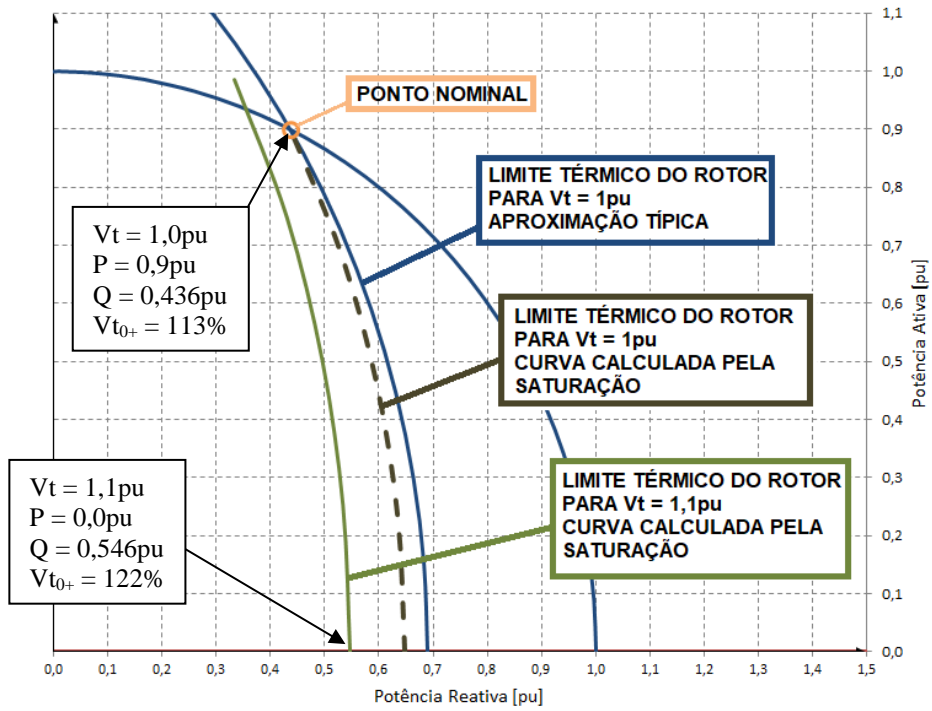


Figura 39. Limite térmico do rotor para $V_t = 1,0$ pu e $V_t = 1,1$ pu considerando os efeitos da saturação.

Tabela 10. Cálculo da sobretensão para $V_t = 1,0pu$.

Ponto	Fator *E	δ	Pe	Q	It	Eq	δ°	θ°	Iq-	Id-	Vq-	Vd-	E''q-	E'q-	E-	Ei-	Vq+	Vd+	ΔV_t	Vt+
1	1,000	0,490	0,900	0,436	0,900 - 0,436*i	1,349 + 0,720*i	0,490	-0,451	0,589	0,808	0,882	0,471	1,165	1,084	1,771	1,896	1,084	0,324	0,132	1,132
2	0,987	0,368	0,686	0,530	0,686 - 0,530*i	1,424 + 0,549*i	0,368	-0,658	0,449	0,741	0,933	0,360	1,193	1,118	1,748	1,896	1,118	0,202	0,137	1,137
3	0,977	0,245	0,462	0,596	0,462 - 0,596*i	1,477 + 0,370*i	0,245	-0,912	0,303	0,691	0,970	0,243	1,212	1,143	1,730	1,896	1,143	0,137	0,151	1,151
4	0,970	0,123	0,232	0,635	0,232 - 0,635*i	1,508 + 0,186*i	0,123	-1,220	0,153	0,659	0,992	0,122	1,223	1,157	1,717	1,896	1,157	0,069	0,159	1,159
5	0,967	0,000	0,000	0,648	0,000 - 0,648*i	1,518	0,000	-1,571	0,000	0,648	1,000	0,000	1,227	1,162	1,713	1,896	1,162	0,000	0,162	1,162

Tabela 11. Cálculo da sobretensão para $V_t = 1,1pu$.

Ponto	Fator*E	δ	Pe	Q	It	Eq	δ°	θ°	Iq-	Id-	Vq-	Vd-	E''q-	E'q-	E-	Ei-	Vq+	Vd+	ΔV_t	Vt+
1	0,977	0,490	0,986	0,334	0,896 - 0,304*i	1,343 + 0,717*i	0,490	-0,327	0,648	0,690	0,970	0,518	1,212	1,143	1,730	1,896	1,143	0,356	0,097	1,197
2	0,958	0,368	0,749	0,430	0,680 - 0,391*i	1,413 + 0,544*i	0,368	-0,522	0,494	0,610	1,026	0,395	1,240	1,179	1,697	1,896	1,179	0,222	0,100	1,200
3	0,943	0,245	0,502	0,495	0,457 - 0,450*i	1,460 + 0,365*i	0,245	-0,778	0,334	0,548	1,067	0,267	1,259	1,204	1,670	1,896	1,204	0,150	0,113	1,213
4	0,933	0,123	0,252	0,533	0,229 - 0,485*i	1,488 + 0,183*i	0,123	-1,129	0,168	0,509	1,092	0,135	1,270	1,219	1,652	1,896	1,219	0,076	0,121	1,221
5	0,929	0,000	0,000	0,546	-0,500*i	1,497	0,000	-1,571	0,000	0,496	1,100	0,000	1,274	1,224	1,646	1,896	1,224	0,000	0,124	1,224

Ressalta-se que o parâmetro **Fator*E**, apresentado nas tabelas acima, é um fator multiplicativo da tensão interna **E** para obter o mesmo valor de **Ei** em todos os pontos de operação analisados, caso contrário, em virtude da saturação, se fosse mantido **E** constante, o valor final de **Ei** seria diferente. O objetivo é manter **Ei** constante, pois é esse o valor de atuação do OEL Térmico.

A máxima sobretensão sempre irá ocorrer na condição de **Vt** operando no seu limite máximo permitido, que é determinado pela referência máxima de tensão do RT. Todavia, não se pode afirmar qual é o **FP** em que ocorrerá a máxima sobretensão em virtude do grau de saturação da MS e pela restrição dada pelo OEL térmico. Apesar da Tabela 11 mostrar que essa sobretensão ocorre para o **FP** nulo, para uma saturação maior, o valor de sobretensão com **FP** nulo poderia ser menor que o caso de um **FP** intermediário. Por isso a necessidade de calcular a sobretensão para diferentes despachos.

4.5 Saturação da Reatância Subtransitória

A folha de dados de uma MS apresenta os valores das reatâncias nas condições saturada e não saturada. O valor não saturado é o maior valor de uma determinada reatância. Por outro lado, o valor saturado é dado na condição da MS operando em vazio com a tensão terminal na nominal.

Na prática, o valor de uma determinada reatância depende da tensão terminal e do ponto de operação da MS, podendo excursionar desde o seu valor não saturado até valores menores do que aquele declarado como sendo o não saturado.

No caso da MS operando sobrecitada, que é o ponto no qual é calculada a sobretensão subtransitória, o nível de saturação é significativo. Sendo assim, poder-se-ia utilizar o valor não-saturado de $x''d$ para o cálculo da sobretensão subtransitória da MS na RC.

Entretanto, as reatâncias da MS que devem ser utilizados em programas de simulação dinâmica são os não saturados. Quando a análise da sobretensão subtransitória é efetuada mediante simulações, o resultado será maior do que aquele obtido mediante os cálculos quando utilizado o valor saturado de $x''d$.

Ressalta-se que o modelo da MS de pólos salientes representa os efeitos da saturação de forma concentrada na reatância de regime permanente xd . Ou seja, a simulação não é capaz de

reproduzir os efeitos da saturação da reatância subtransitória, mesmo que a curva de saturação da MS esteja representada na simulação.

O valor da sobretensão subtransitória da simulação só será o mesmo que o calculado caso, em ambos os métodos, seja utilizado o valor de x''_d não saturado.

4.6 Influência do Sistema de Excitação

O comportamento dinâmico no período transitório da MS, logo após o subtransitório da RC, passa a ter influência do RT, da excitatriz, da sobrevelocidade e demais parâmetros da MS. A sobretensão é mitigada pela ação do RT nesse período.

Destaca-se que o RT sempre estará operando em modo automático, ou seja, controlando a tensão terminal da MS. O modo de controle de potência reativa ou de fator de potência podem ser praticados, mas desde que os mesmos operem de forma secundária ao controle de tensão. O controle manual é um modo degradado, é utilizado para testes ou em situações de falhas do modo automático.

Uma série de resultados de simulações de transitórios eletromecânicos são apresentados para a investigação da influência do sistema de excitação em uma RC. O Anexo B – Estudo II, da página 143, apresenta maiores detalhes da modelagem feita no Matlab® para cada uma das simulações deste capítulo. As características da MS utilizada são dadas abaixo.

$S_n = 100\text{MVA}$; $V_n = 13,8\text{kV}$; $FP_n = 0,85$; $x_d = 1,0\text{pu}$; $x'_d = 0,3\text{pu}$; $x''_d = 0,2\text{pu}$; $x_q = 0,7\text{pu}$; $x''_q = 0,2\text{pu}$; $x_l = 0,12\text{pu}$; $r_s = 0$; $T'_{do} = 5,0\text{s}$; $T''_{do} = 0,05\text{s}$; $T''_{qo} = 0,1\text{s}$; $A_g = 0,018$; $B_g = 8,56$; $2H = 6,4\text{s}$ e $D = 0,1\text{s}$.

Dinâmica de uma RC com Excitação Fixa

A intenção desse primeiro exemplo é mostrar o que ocorre com a tensão terminal da MS quando a tensão de excitação é mantida fixa durante a RC. Nesse tipo de situação, a dinâmica observada em V_t depende somente das características construtivas da MS.

A Figura 40 apresenta a simulação de uma RC no instante de tempo dado por $t = 0,5\text{s}$. A condição inicial da unidade é a nominal, que é dada por: $V_t = 1,0\text{pu}$; $P_e = 0,9\text{pu}$ e $Q = 0,44\text{pu}$. A Figura 41 é um zoom nessa mesma RC com o objetivo de enfatizar as tensões de eixo direto e

de quadratura assumindo os fluxos subtransitórios, como era de se esperar pelas equações 4.11 e 4.12.

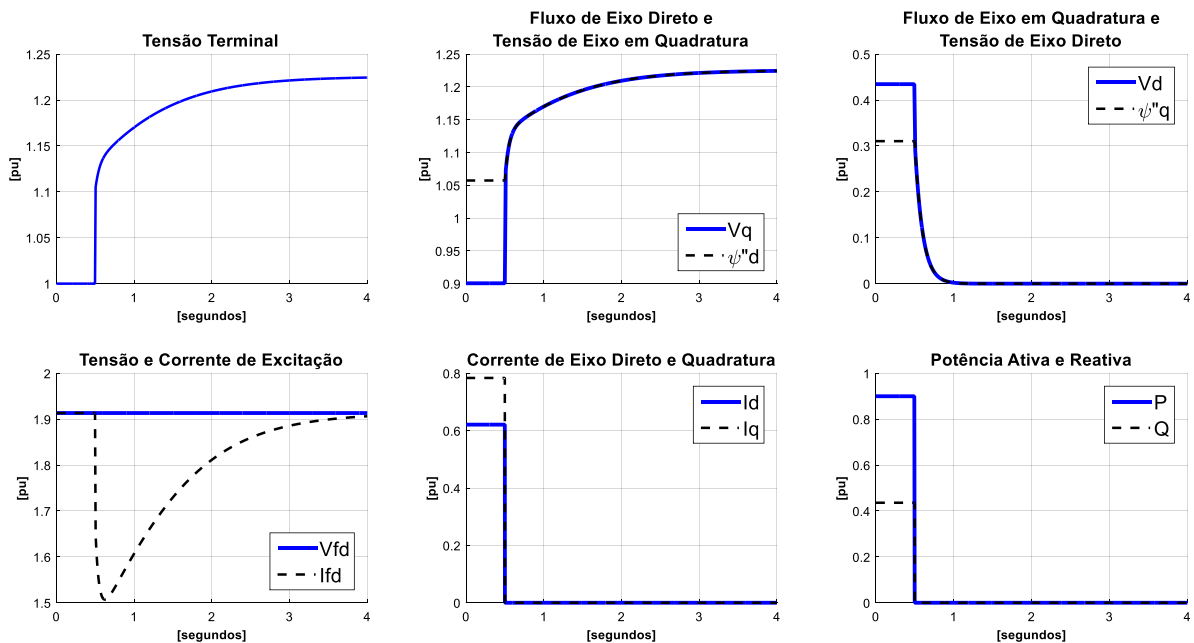


Figura 40. RC com FP nominal e excitação constante.

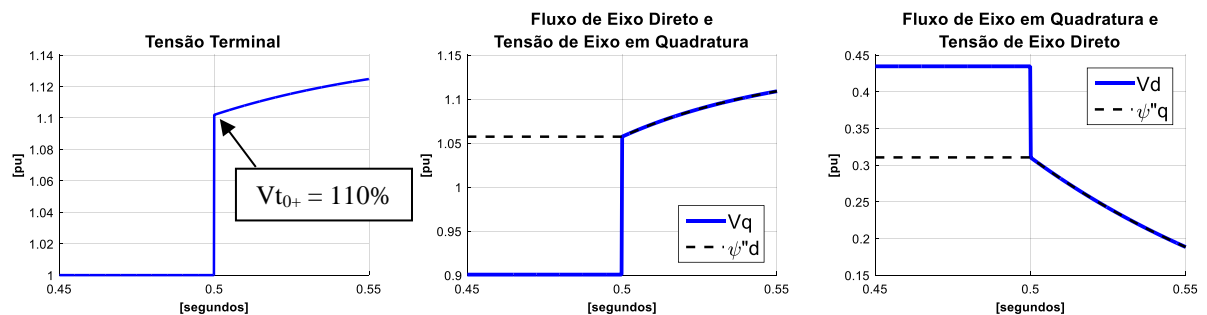


Figura 41. Zoom no período subtransitário da RC da Figura 40.

Observa-se que, no instante da RC, as tensões de eixo direto e de quadratura assumem instantaneamente os valores dos fluxos subtransitórios de eixo em quadratura e de eixo direto. Fato que ocasiona o salto da tensão terminal de **100%** para um valor de **110%** na RC.

Como a tensão de excitação da unidade é mantida constante, e o seu valor é muito maior que o valor da tensão de excitação em vazio necessária para colocar a tensão terminal novamente em **1,0pu**, a tensão terminal continua subindo. Essa dinâmica, que é observada no período transitório, é intrínseca das características da MS. A excitação permanece constante durante todo o transitório, não há ação do RT.

Ressalta-se que nessa simulação foi adotada uma simplificação hipotética, dado que a potência mecânica é extinta no momento da RC. Isso não ocorre na prática. Existe um tempo mecânico do atuador que, por sua vez, faz com que o torque mecânico demore em atingir a sua condição mínima necessária para colocar a MS novamente na velocidade nominal após a RC. Até que isso ocorra, a MS estará sujeita a uma sobrevelocidade que aumentará o valor da tensão terminal. As equações 2.9 e 2.10 apresentadas no item 2.2 *Máquina Síncrona* demonstram a influência direta de velocidade na tensão terminal.

Para esclarecer melhor a questão da influência da velocidade na sobretensão, a simulação apresentada na Figura 42, abaixo, compara o resultado hipotético de quando se zera a potência mecânica no instante da RC versus um caso real em que a potência mecânica é limitada por uma taxa na RC. A taxa mecânica é de **0,2pu/s** no caso simulado. A condição operativa antes da RC é a mesma da simulação apresentada anteriormente pela Figura 40.

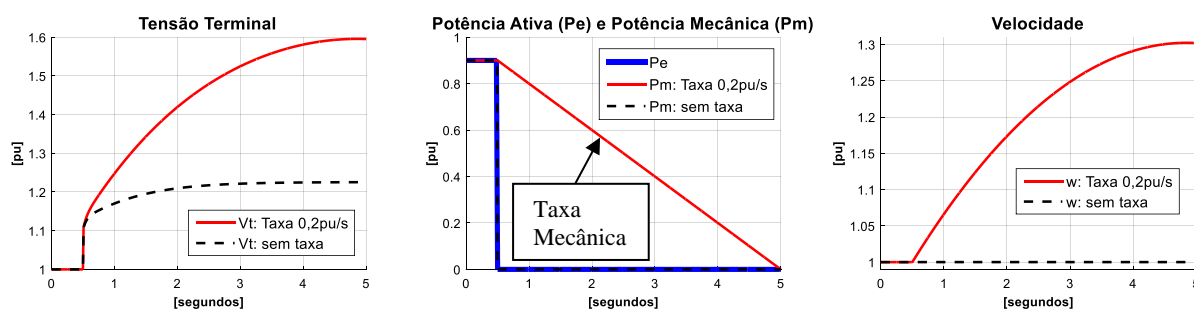


Figura 42. Análise da sobrevelocidade na RC com excitação Constante.

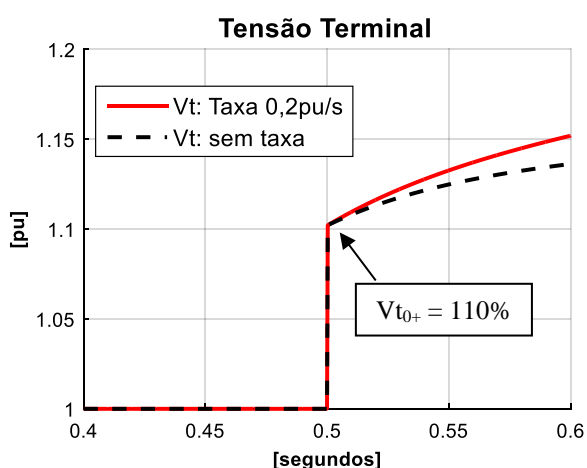


Figura 43. Zoom em V_t do ensaio apresentado na Figura 42.

A taxa mecânica é consequência do tempo de fechamento do atuador. No caso de máquinas térmicas, o atuador é muito rápido e os efeitos práticos da sobrevelocidade na RC nesses tipos de turbinas são relativamente pequenos.

Já para as hidrelétricas, o tempo mecânico de fechamento do atuador é da ordem de cinco até vinte segundos para as turbinas do tipo Francis e Kaplan. Esse tempo é projetado para reduzir a sobre pressão no conduto forçado, principalmente nos eventos de RC. Consequentemente, o conjunto gerador turbina são dimensionados para suportar uma sobrevelocidade maior.

A sobrevelocidade máxima ocorrerá na situação de uma RC quando a turbina estiver operando com sua capacidade nominal. Nesse caso, a velocidade pode alcançar valores de pico da ordem de **130%** até **180%**.

No exemplo apresentado na Figura 42, a sobrevelocidade causada pela RC para o despacho nominal foi de **130%**. Esse pico foi atingido no instante de tempo **t = 5s**. É interessante observar o impacto dessa sobrevelocidade na tensão terminal, que alcançou o valor de **160%** nesse mesmo instante de tempo.

É importante frisar que essa sobretensão só ocorrerá caso a excitação for mantida fixa na RC, como é o caso de uma RC em controle manual do RT. E é justamente essa situação que a literatura técnica aborda como uma das causas da sobretensão em uma MS.

Entretanto, o foco da análise é a sobretensão do período subtransitório da RC. Observa-se no zoom que foi dado na Figura 43 que o valor da sobretensão nesse instante de tempo não é alterado.

Por fins de simplicidade, a potência elétrica rejeitada será nula para todas as simulações de RC apresentadas daqui por diante. Conforme apresentado no item: 4.4 Cálculo da Máxima Sobretensão Subtransitória da página 55, o despacho com FP nulo normalmente é o que apresenta o maior valor de sobretensão subtransitória.

A Figura 44 apresenta a RC no instante **t = 0,5s** na condição com FP nulo.

A Figura 45 é um zoom dessa mesma rejeição com o objetivo de enfatizar novamente as tensões de eixo direto e de quadratura assumindo os fluxos subtransitório.

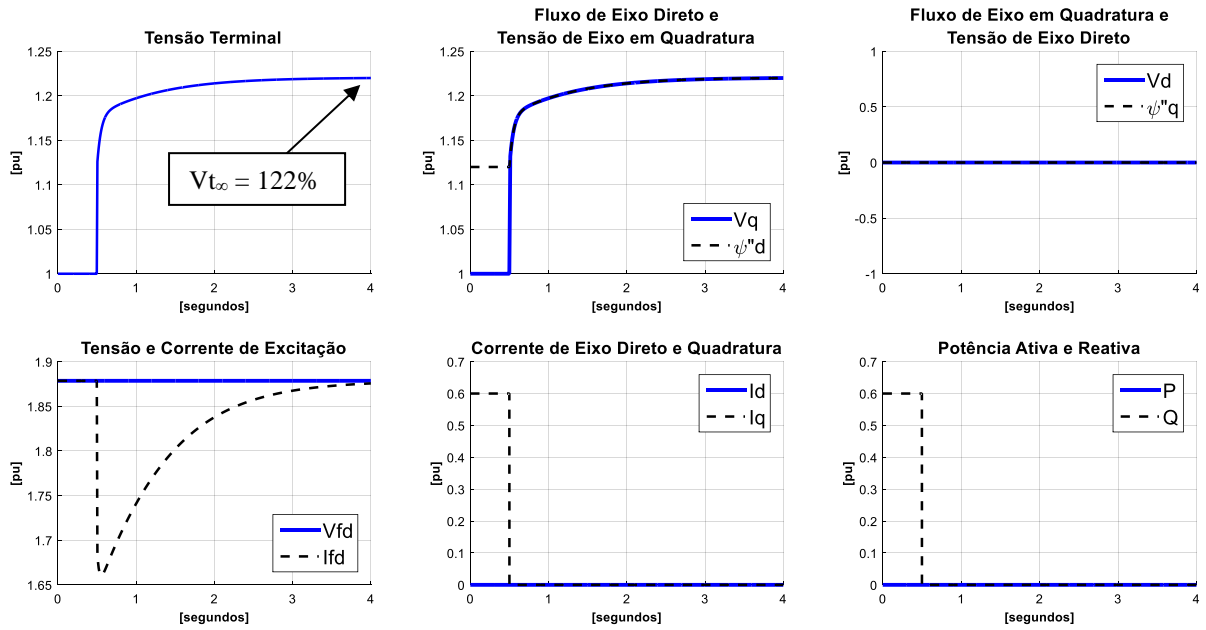


Figura 44. RC com FP nulo e excitação constante.

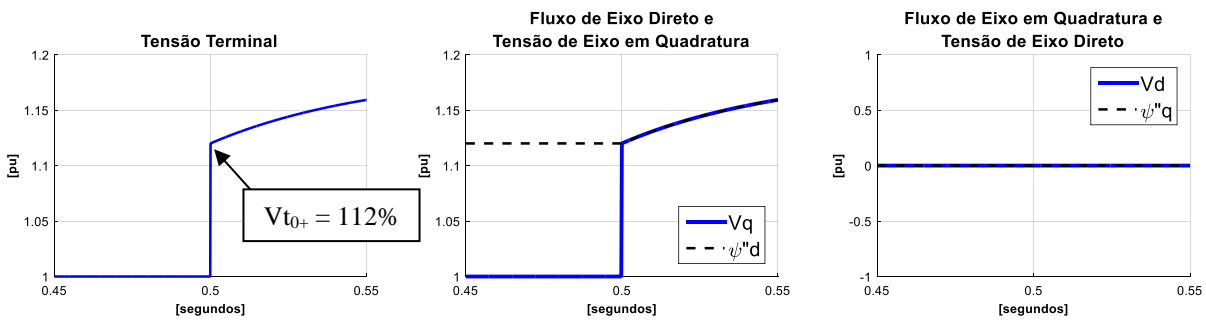


Figura 45. Zoom no período subtransitório da RC da Figura 44.

Observa-se novamente, no instante da RC, a tensão de eixo direto e a tensão de eixo em quadratura assumindo instantaneamente os valores dos fluxos subtransitórios de eixo em quadratura e de eixo direto. Fato que ocasiona o salto da tensão terminal de **100%** para um valor de **112%**.

Como a tensão de excitação da unidade é mantida constante, e o seu valor é muito maior que o valor da tensão de excitação em vazio necessária para colocar a tensão terminal em **1,0pu**, a tensão terminal continua subindo até atingir um valor de regime de **122%**, conforme destacado na Figura 44. Isso só ocorre porque não se tem uma ação do RT.

A influência do sistema de excitação é tema da próxima análise.

Dinâmica da RC em Controle Automático

Sintonia do Controle de Tensão

A simulação realizada agora inclui o desempenho do sistema de controle na regulação da tensão. Para fins de análise, é comparado o desempenho de um RT com um ajuste lento versus o de um RT com um ajuste mais rápido. A topologia do controle do RT utilizado é mesmo da Figura 4 (modelo ST4C da IEEE [44]). É um controlador do tipo PI com excitação do tipo estática, o CP é à tiristor com a alimentação *bus-fed*.

A Figura 46 apresenta a resposta dinâmica de um degrau de **2%** na referência de tensão (Ref. V_t) em vazio da MS para demonstração do resultado do controle rápido versus lento. O tempo de resposta é de **100ms** para o RT mais rápido com um Ganho Transitório (GT) de 60 contra um tempo de resposta de **700ms** para o RT mais lento com um GT de 15.

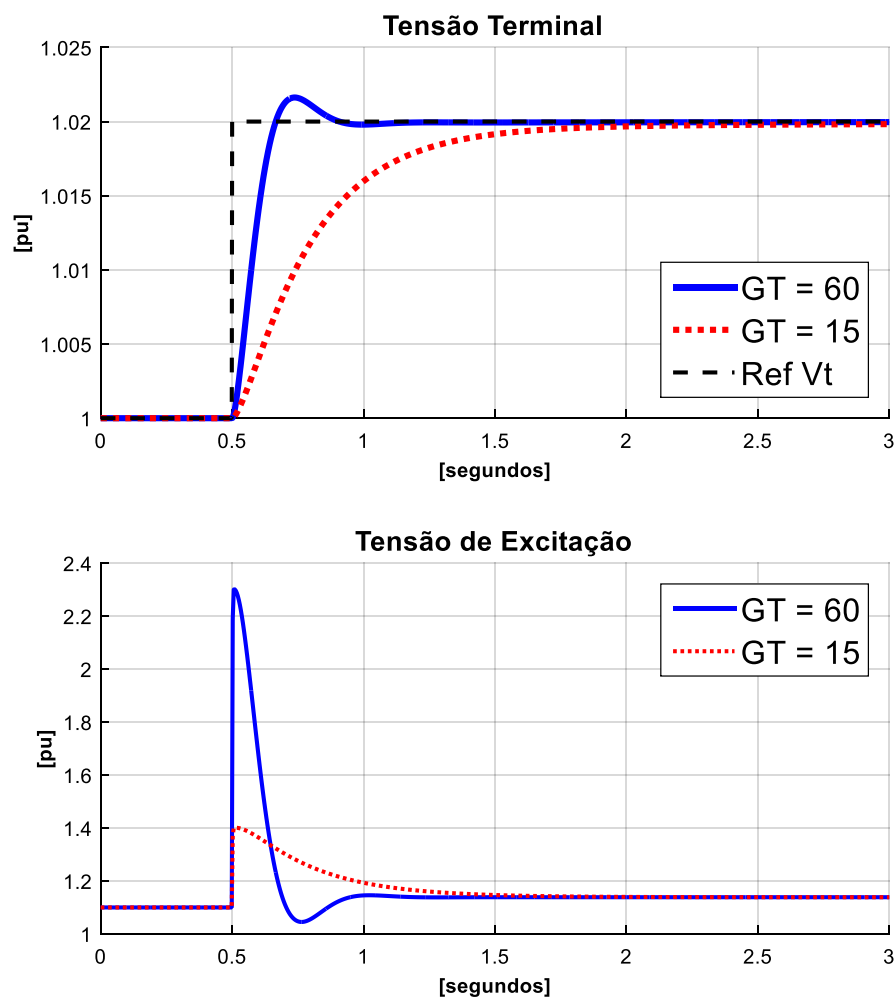


Figura 46. Desempenho do RT. Resposta rápida ($GT = 60$) versus resposta lenta ($GT = 15$).

A Figura 47 apresenta o resultado da simulação de uma RC de 60% de reativo com FP nulo comparando o desempenho dos dois RT.

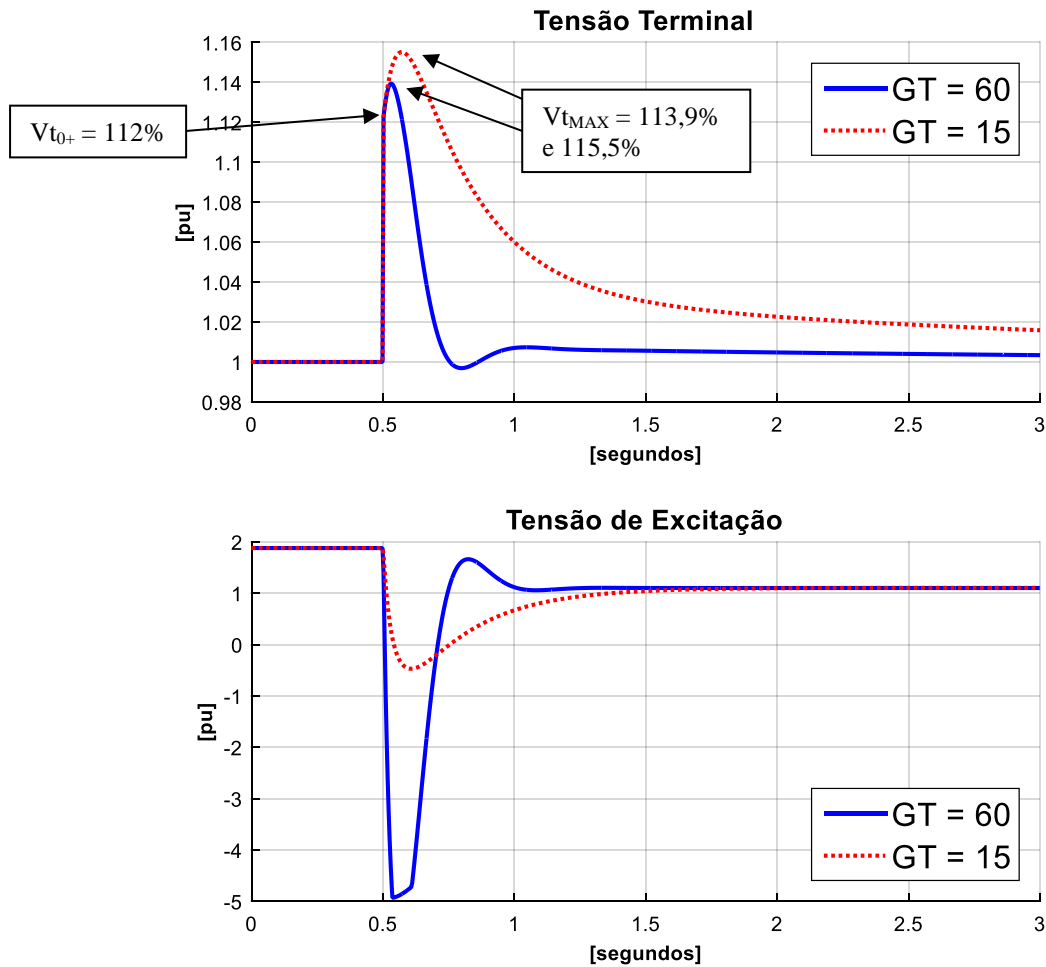


Figura 47. RC do RT com resposta rápida ($GT = 60$) versus resposta lenta ($GT = 15$).

A Tabela 12 resume os principais resultados da simulação apresentada na Figura 47.

Tabela 12. Resultado da RC do RT com reposta rápida versus resposta lenta.

Parâmetro	Resposta rápida	Resposta lenta
$V_{t_{0-}}$	100 %	100 %
$V_{t_{0+}}$	112 %	112 %
$V_{t_{MAX}}$	113,9 %	115,5 %
$t(V_{t_{MAX}})$	29ms	70ms
$\Delta t: V_t > V_{t_{0+}}$	68ms	211ms

Onde:

$V_{t_{MAX}}$: valor máximo da sobretensão que ocorre no período transitório;

$t(V_{t_{MAX}})$: instante de tempo em que ocorre o $V_{t_{MAX}}$;

$\Delta t: V_t > V_{t0+}$: intervalo de tempo em que V_t é maior que V_{t0+} .

Obeve-se uma diminuição do valor absoluto da sobretensão de **1,6%** com um ajuste do controlador mais rápido. Porém, essa é uma análise muito relativa, uma vez que a comparação partiu de uma resposta muito lenta do RT. Foi necessário aumentar o GT em quatro vezes para obter um ganho marginal inferior à **2%**. Ou seja, o problema da sobretensão máxima nas RC não é agravado pela sintonia do controle de tensão. Exceção ocorre somente se o controle de tensão do RT estiver muito ruim devido a problemas do equipamento ou ajustes inadequados. Mas, isso é facilmente detectado durante a fase de comissionamento do sistema de excitação ou testes de desempenho.

Influência do Conversor de Potência: Tiristor versus IGBT

A influência da tecnologia utilizada no semicondutor do CP é analisada na simulação da Figura 48. É comparado o resultado de uma RC de **60%** de reativo com FP nulo de uma MS com excitação do tipo estática utilizando um CP do tipo ponte de Tiristor versus o CP do tipo IGBT. O controle e o ajuste do RT são os mesmos para ambos os casos simulados.

A diferença dinâmica entre essas duas tecnologias utilizadas nos CP está na capacidade da aplicação de uma tensão de excitação negativa. O CP à IGBT só opera com tensão excitação positiva. Já o CP com tiristor opera tanto com tensão positiva como a negativa. Essa capacidade de operar no quadrante negativo da tensão de excitação é conhecida pelo termo *phase-back*.

Os principais resultados da simulação dessa RC estão resumidos na Tabela 13.

Tabela 13. Resultado da RC com o CP do tipo Tiristor versus tipo IGBT.

Parâmetro	Tiristor	IGBT
$V_{t_{t0-}}$	100 %	100 %
$V_{t_{t0+}}$	112 %	112 %
$V_{t_{MAX}}$	113,9 %	115,0 %
$t(V_{t_{MAX}})$	29ms	77ms
$\Delta t: V_t > V_{t0+}$	68ms	230ms

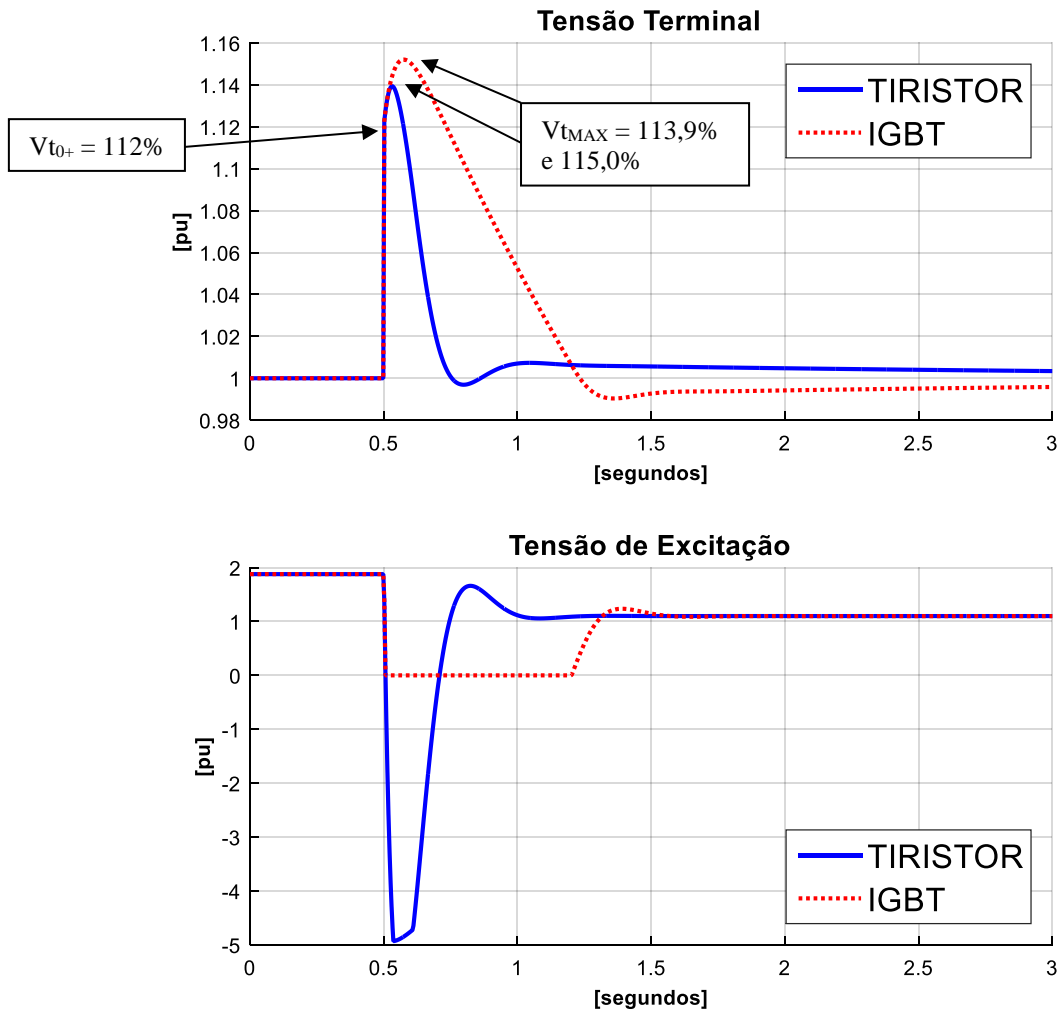


Figura 48. Desempenho da RC do RT com o CP do tipo Tiristor versus tipo IGBT.

O tempo de acomodação da tensão terminal é maior com o CP do tipo IGBT, mas observa-se que a troca do CP para tiristor agregou em uma diminuição na sobretensão máxima de apenas de **1,1%**. É um ganho marginal que depende dos parâmetros da MS e do tipo de excitatriz, mas que não justifica a substituição de uma tecnologia por outra.

Os CP à IGBT são amplamente utilizados em MS de pequeno porte, típicos de PCH e CGH. Essas MS normalmente utilizam excitatrizes rotativas *brushless* que possuem uma baixa corrente de excitação a plena carga.

Para essa pequena corrente de excitação, os CP à IGBT operam com mais precisão conforme a frequência de disparo do controle do RT. No caso dos tiristores, a corrente de ignição e manutenção é muito próxima da corrente a plena carga da excitatriz. Fato que, além de exigir resistores de carga base para manter os tiristores acesos, provavelmente exigirá um CP

customizado que, além de onerar os custos com uma solução que não é padronizada, não trará maiores benefícios do ponto de vista da regulação.

Excitatriz rotativa versus estática

A última análise é do impacto do tipo de excitatriz na tensão terminal. A simulação é da comparação da RC de uma excitatriz estática contra o de duas excitatrizes rotativas CC representadas pelo modelo da Figura 12 . O CP é do tipo IGBT.

As excitatrizes rotativas, sendo uma rápida e outra lenta, possuem respectivamente uma constante de tempo TE de **0,3s** e de **1,0s**.

Ressalta-se que quando a excitação é do tipo rotativa o RT necessita de uma compensação extra na sua estrutura de controle para compensar o atraso provocado pela excitatriz. Essa compensação tipicamente é uma estrutura de avanço de fase com o zero ajustado com um valor próximo da constante de tempo da excitatriz rotativa. Isso faz com que o GT do RT seja da ordem de cinco a dez vezes maior em relação ao GT do RT com uma excitatriz estática. No exemplo em questão, o GT das excitatrizes rotativas é oito vezes maior que o GT utilizado para o RT da excitatriz estática.

A **Figura 49** apresenta o resultado da simulação comparando o impacto da excitatriz em uma RC de **60%** de reativo com FP nulo da MS.

A **Tabela 14** resume os principais resultados da simulação apresentada na Figura 49.

Tabela 14. Resultado da RC com diferentes tipos de excitatrizes.

Parâmetro	Estática	Rotativa TE = 0,3s	Rotativa TE=1,0s
$V_{t_{0-}}$	100 %	100 %	100 %
$V_{t_{0+}}$	112 %	112 %	112 %
V_{tMAX}	115,0 %	117,4 %	118,1 %
$t(V_{tMAX})$	77ms	142ms	206ms
$\Delta t: V_t > V_{t0+}$	230ms	511ms	930ms

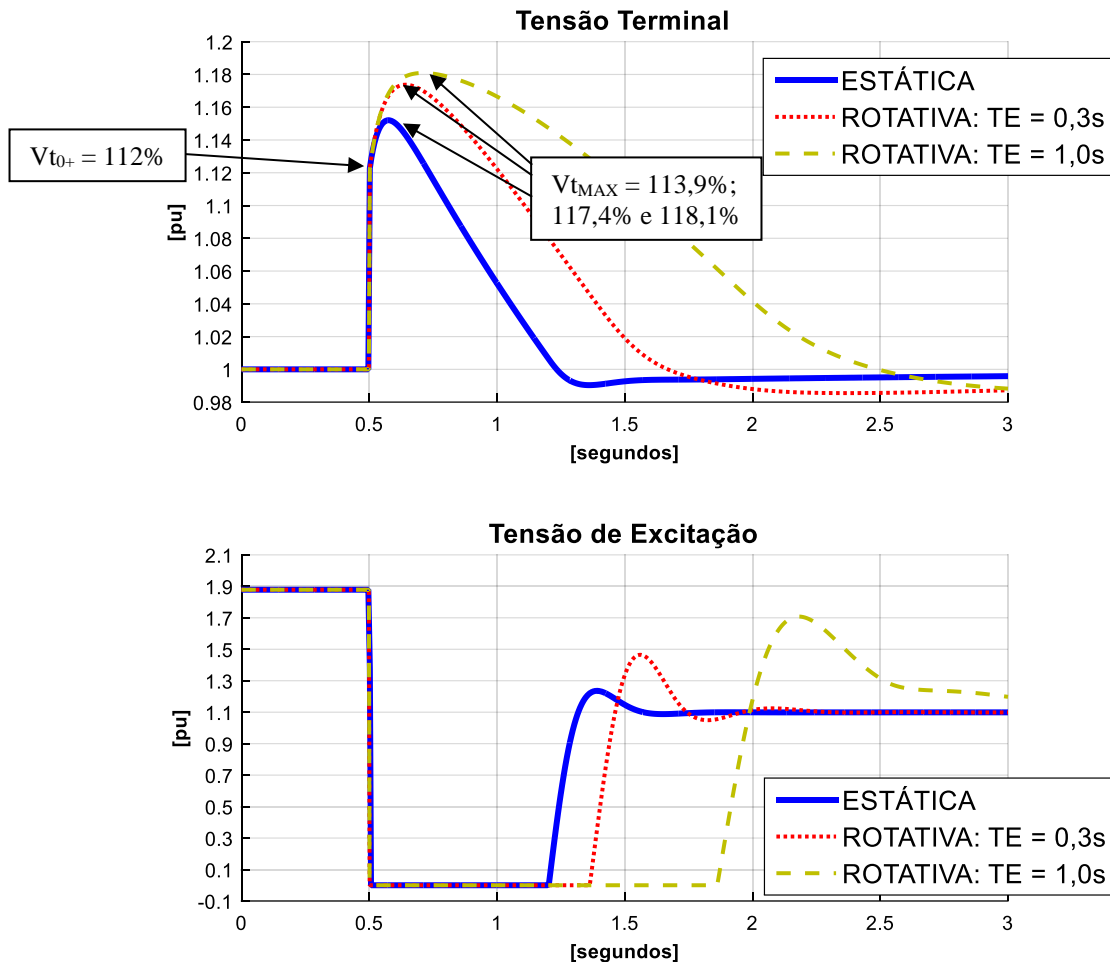


Figura 49. Desempenho da RC com excitatriz do tipo estática versus tipo rotativa.

O tempo de recuperação da tensão terminal, assim como o valor da sobretensão, é maior com excitatriz rotativa. Esse valor de sobretensão é mais alto à medida em que se aumenta a constante de tempo da excitatriz.

É necessária uma folga maior para o *pick-up* da função 59I nesses tipos de sistemas de excitação, ou uma temporização maior caso seja adotada uma folga menor. Essa abordagem é investigada a seguir na proposta de ajustes da função 59I.

4.7 Proposta de Ajuste da Função 59I

A sobretensão subtransitória é resultado exclusivo da carga rejeitada e do valor da reatância x''_d da MS. No entanto, a máxima sobretensão vai acontecer no período transitório da RC. Essa máxima sobretensão dependerá de diversos fatores: dos parâmetros x''_d e T''_do da MS; dos ajustes do controle do RT; do valor da tensão de teto; da topologia do CP e do tipo de excitatriz.

São características que necessitam simulações para uma análise mais precisa e, conseqüentemente, um ajuste adequado da função 59I.

A **Tabela 15** apresenta uma proposta do autor para o ajuste da função 59I. É uma alternativa que pode ser usada quando não é possível recorrer as simulações para análise da máxima sobretensão. As sugestões desta tabela são diferentes em função do tipo de excitatriz e da margem (folga) que o projetista de proteção pretende utilizar. A temporização visa evitar atuações indevidas no período transitório em razão da folga empregada.

Tabela 15. Critérios para ajuste da função 59I.

Excitatriz	Pick-up da função 59I	Temporização
Estática	<i>Máximo</i> ($V_{t_{t0+}}$) + 5%	1,0s
Estática	<i>Máximo</i> ($V_{t_{t0+}}$) + 10%	0,5s
Estática	<i>Máximo</i> ($V_{t_{t0+}}$) + 15%	0,0s
Rotativa	<i>Máximo</i> ($V_{t_{t0+}}$) + 5%	2,0s
Rotativa	<i>Máximo</i> ($V_{t_{t0+}}$) + 10%	1,0s
Rotativa	<i>Máximo</i> ($V_{t_{t0+}}$) + 15%	0,0s

Ressalta-se que o ajuste mínimo da função 59I deve ser de **125%**, mesmo para os casos de MS com pequeno $x''d$ que gerem uma baixa sobretensão subtransitória. Valores típicos estarão entre **130%** a **150%**.

Outro aspecto importante é utilizar tensões fase-fase para a proteção de sobretensão ao invés da fase-terra. Essa prática evitará atuações da proteção 59I para as faltas fase-terra em MS com uma elevada resistência de aterramento. Nessa situação, é a função 64E (59G) que deve atuar.

4.8 Exemplo de Caso

Contexto do Exemplo

O caso apresentado é da análise e solução da atuação indevida da função 59I que ocorria nos eventos de RC de uma MS de **1,0 MVA** operando sobrecitada. O sistema de excitação dessa unidade possui um CP do tipo IGBT e uma excitatriz rotativa.

Os ajustes utilizados para a função 59I da MS eram típicos. Foram recomendados pelo próprio AG, que os praticava rotineiramente na proteção de suas usinas, independentemente do porte, características do gerador e/ou sistema de excitação.

A MS em questão possui uma reatância x''_d elevada, sendo esse o fator de causa da sobretensão nas RC que, por sua vez, ocasionavam as sucessivas atuações da função 59I.

Em virtude do desconhecimento de que a proteção estava atuando indevidamente por parte do AG, a responsabilidade pela sobretensão era atribuída ao sistema de excitação.

Como se pode observar nas análises prévias, o sistema de excitação, em controle automático, não pode ser responsabilizado por uma atuação indevida da função 59I pelo sistema de proteção nas RC da MS operando sobreexcitada.

Essas atuações sucessivas estavam causando diversos ônus, entre eles: indisponibilidade da geração devido ao bloqueio da MS por uma atuação indevida da proteção; custos de alocação da equipe para investigação do problema; transtornos com o fabricante do sistema de excitação que recebia o crédito pela atuação indevida dessa função de proteção.

Causa da Atuação Indevida – Análise da Sobretensão

O registro de campo, apresentado pelas Figura 50, Figura 51, Figura 52 e Figura 53, é a de dois ensaios de RC sobrepostos. A curva em preto é com o desligamento (*TRIP*) do sistema de excitação pela atuação da função 59I. A curva em azul é a da RC após o reajuste da função 59I sem que a mesma atuasse desligando o sistema de excitação. Em ambos os casos as RC foram realizadas em um ponto de operação próximo para fins de comparação do impacto do sistema de excitação na situação de *TRIP* e sem *TRIP*.

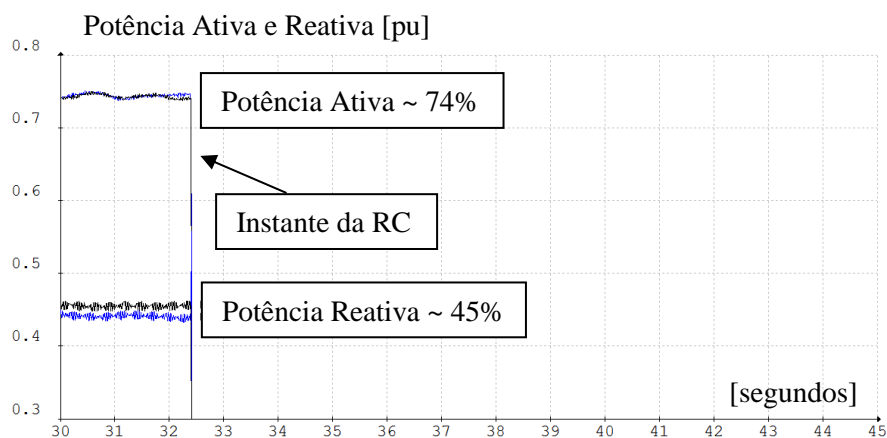


Figura 50. Registro da rejeição de carga de P_e e Q .

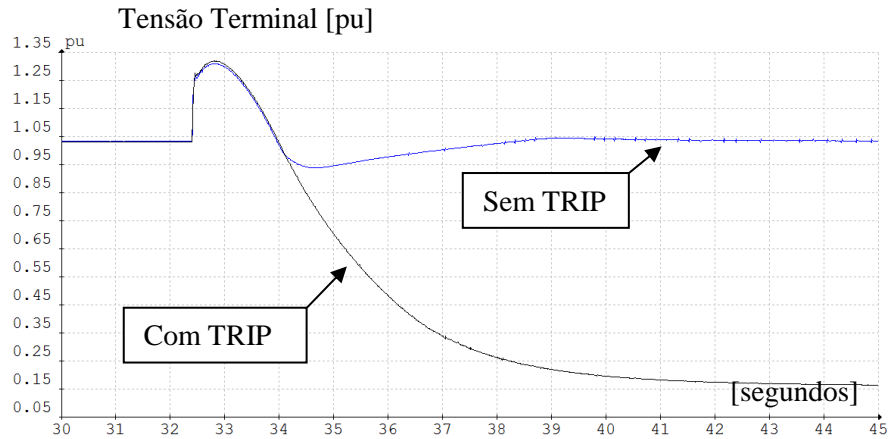


Figura 51. Registro de V_t . Com TRIP (preto) versus sem TRIP (azul).

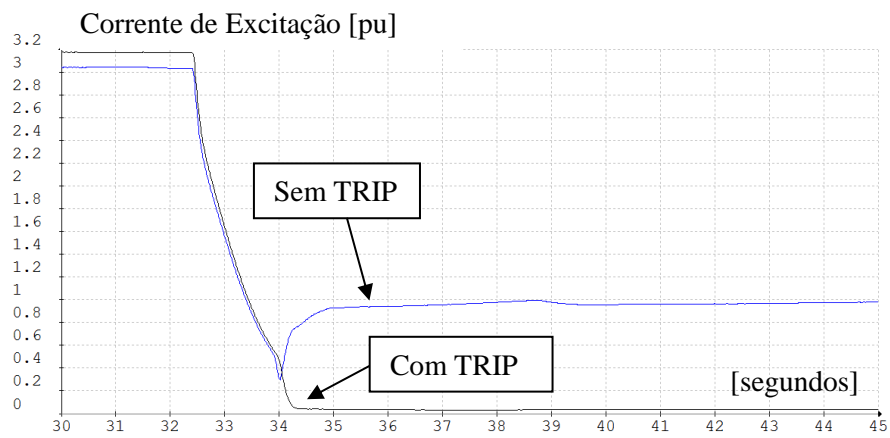


Figura 52. Registro de I_{ex} . Com TRIP (preto) versus sem TRIP (azul).

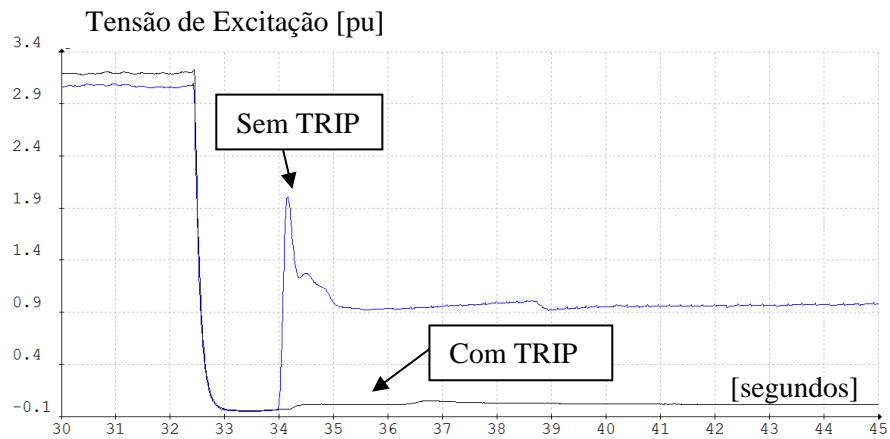


Figura 53. Registro de V_{ex} . Com TRIP (preto) versus sem TRIP (azul).

Como se pode observar, tanto na situação em que ocorre o desligamento do sistema de excitação pelo TRIP da função 59I, como no caso em que a MS permanece em controle, a sobretensão é idêntica.

Essa sobretensão independe do sistema de excitação, ocorrendo exclusivamente pelo alto valor da impedância subtransitória da MS. O atraso da excitatriz rotativa apenas prolonga essa sobretensão na recuperação da tensão terminal pelo controle de tensão.

A Figura 54 é a aplicação de um zoom no período subtransitório para a avaliação do salto que ocorre na tensão terminal logo após a RC, que nesse caso é de **23%**.

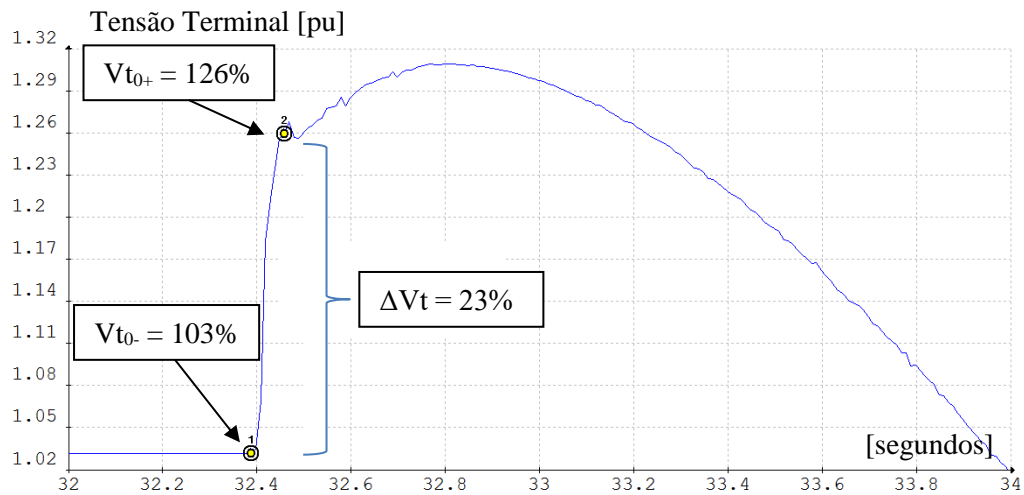


Figura 54. Zoom em V_t . Análise do período subtransitório da RC.

O ajuste original da função 59I estava em **120%** com uma temporização nula. Esse ajuste típico que o AG aplicava em suas unidades geradoras era inviável para essa unidade em questão.

Na oscilografia da Figura 55 é possível observar que a atuação do 59I ocorre exatamente **13ms** após a abertura do disjuntor devido à sobretensão do período subtransitório da MS.

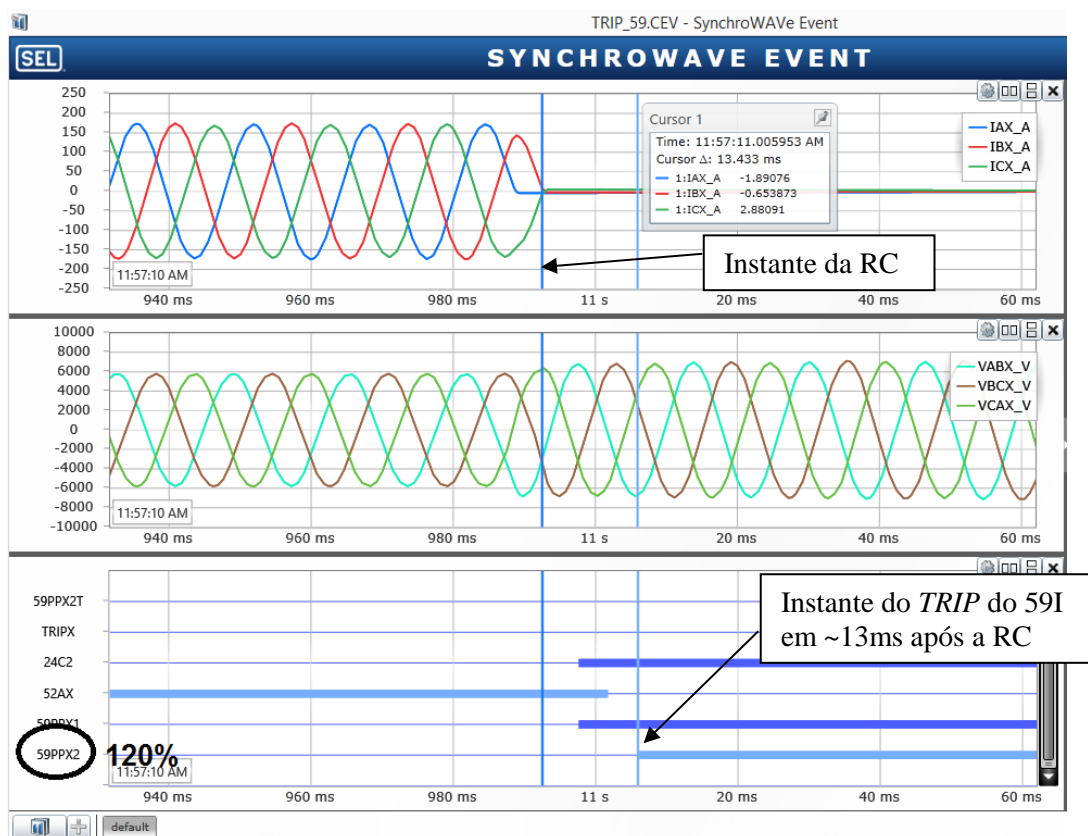


Figura 55. Oscilografia do TRIP pela função 59I.

Reajuste da Função 59I – Análise da Sobretensão no Período Transitório da RC

Na oscilografia da Figura 57 nota-se que, **400ms** após a RC, a unidade atinge um valor máximo de sobretensão de **131%**. Esse valor equivale a um acréscimo de mais **5%** em relação ao valor da sobretensão causada no período subtransitório.

Esse incremento ocorre devido aos efeitos dinâmicos construtivos da MS associado também com o atraso da excitatriz que prejudica a recuperação da tensão terminal pelo controle do RT. A Figura 57 ilustra o atraso provocado pela excitatriz em relação a tensão de excitação. O resultado dessa ocorrência é semelhante ao resultado obtido com as simulações no capítulo: *Excitatriz rotativa versus estática*. É possível observar que a tensão de excitação satura em zero, que é o valor mínimo da saída do CP do tipo IGBT, durante todo o período transitório no qual a tensão terminal apresenta um valor elevado.

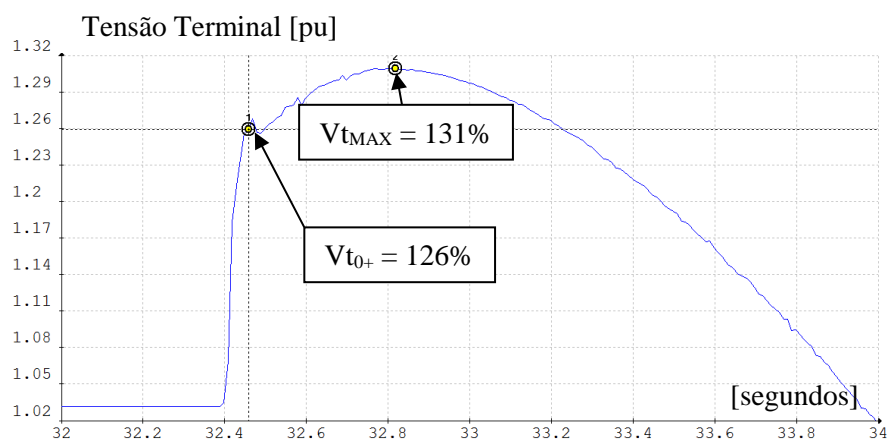


Figura 56. Registro de V_t . Análise da sobretensão no período transitório.

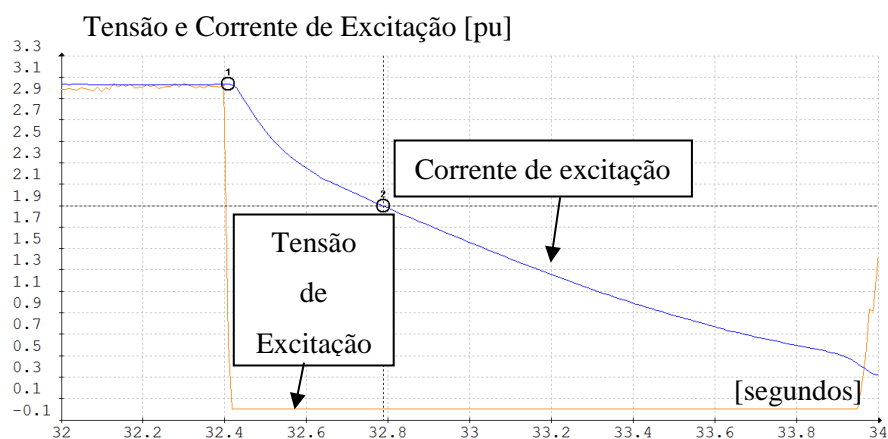


Figura 57. Análise da tensão e da corrente de excitação no período transitório.

Conforme analisado anteriormente, as ações práticas para minimizar essa sobretensão são desprezíveis, obtendo-se apenas um ganho marginal da ordem de **2%** que não justifica qualquer esforço no sentido de alterações do RT ou CP.

A única solução cabível é o reajuste da função 59I que deve ser readequada para não atuar nos eventos de RC que originam essa sobretensão.

Observa-se pelo gráfico da Figura 58, entre os pontos 1 e 2 destacados, que a unidade permanece com uma tensão acima de **130%** por **300ms**. Portanto, um ajuste com um *pick-up* em **130%** e uma temporização de **1,0s** passaria a evitar as atuações indevidas da função 59I. Outros ajustes poderiam ser empregados, mas optou-se por um valor mais baixo do *pick-up*, mas temporizado.

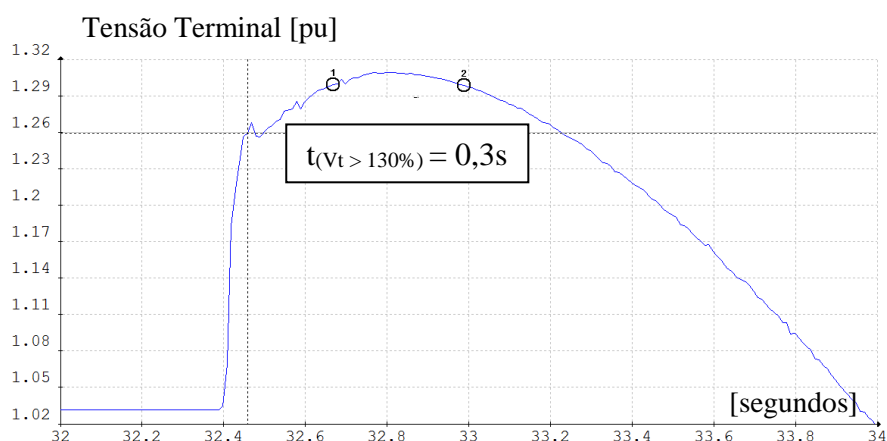


Figura 58. Registro de V_t . Análise do período transitório.

A Tabela 16 apresenta o ajuste original e o reajuste da função 59I.

Tabela 16. Reajuste da função 59I.

Parâmetro	Original	Reajuste
59I Pick-up	120%	130%
59I Temporização	0s	1,0s

4.9 Considerações Finais

A função 59 é básica para a proteção de qualquer MS. Seu ajuste costuma ser padronizado mediante a adoção de valores típicos. Todavia, durante uma RC da MS operando sobrecitada, pode ocorrer a sensibilização da função 59I e, conseqüentemente, uma atuação indevida da mesma. Muitas vezes o ajuste típico não prevê esse tipo de situação.

É importante destacar que alguns AG empregam um valor baixo, da ordem de **120%**, para o *pick-up* da função 59I. O uso deste ajuste típico pode ter origem na interpretação do item 1, do Quadro 3, referente aos requisitos de desempenho para o RT, presente no submódulo 3.6 do ONS [14]. É dito que:

“Em caso de rejeição de carga nos terminais do gerador que estiver operando dentro de sua curva de capacidade, a tensão terminal não deve exceder o valor máximo de 120% do valor ajustado [14].”

É uma recomendação equivocada. A sobretensão, que aparece no período subtransitório, é uma característica intrínseca da MS, pois ela depende apenas da impedância subtransitória $x'd$ e da carga rejeitada, podendo ultrapassar facilmente o valor de **120%**.

A sobretensão subtransitória independe do sistema de excitação, seja do desempenho do RT e/ou da tecnologia do CP. Qualquer alteração no sistema de excitação terá impacto marginal apenas no valor máximo da sobretensão obtido no período transitório da RC.

A proteção 59I deve ser ajustada para que a mesma não atue nos eventos de RC. Como contribuição, esse capítulo apresentou uma metodologia de cálculo que ajudará o projetista de proteção para definir o melhor ajuste para essa função, evitando-se assim possíveis desligamentos indevidos causados pela atuação da mesma. O esclarecimento e a solução desse tipo de problema também são fundamentais para evitar:

- Bloqueio da MS causado por uma atuação indevida do sistema de proteção;
- Custos de alocação de recursos para investigação e solução do problema;
- Transtornos com o fabricante do sistema de excitação que, muitas vezes, recebe o ônus pela atuação indevida da função de sobretensão.

Outra questão que cabe como sugestão de um trabalho futuro é a investigação da isolação de todo o sistema de BT da MS na ocorrência de faltas fase terra em unidades aterradas com uma resistência de valor elevado. Conforme analisado, a RC da MS sobrecitada pode causar sobretensões de até **130%** do valor nominal. Supondo que uma RC ocorra devido a um *TRIP* pela função 64E. Nessa situação, antes da RC, a sobretensão das fases sãs para a terra já é da ordem de **~173%** devido ao CC1F. Após a RC, essa sobretensão pode chegar a valores superiores à **225%** por até **~500ms**. São valores elevados de sobretensão que podem causar a evolução do CC1F para um CC2F ou CC3F.

Ressalta-se também que a RC pode sensibilizar outras funções de proteção. É o caso das funções 81 e 24 afetadas principalmente em hidrogeradores. São situações em que os estudos de transitórios eletromecânicos auxiliam a análise da coordenação da proteção com o controle. São estudos mais elaborados que exigem uma modelagem mais detalhada incluindo todo o sistema de regulação de velocidade, atuadores mecânicos e a turbina. Um exemplo da aplicação dos estudos de transitórios eletromecânicos para análise da coordenação dinâmica da proteção com o controle é dado no próximo capítulo através do estudo da função 40.

5. Estudo III - Proteção de Perda de Excitação

5.1 Considerações Iniciais

A MS pode sofrer uma perda de excitação mediante as mais diversas situações, tais como problemas no sistema de excitação, curto circuito no rotor ou uma abertura indevida do 41 com o disjuntor 52G fechado. Uma perda de excitação pode levar a MS a perda de sincronismo. Nessa situação, é a função 78 que deve atuar. No entanto, antes que isso ocorra, a função 40 deve retirar a MS do sistema.

Todavia, outras funções, ou lógicas de proteção, são capazes de atuar de forma mais rápida e efetiva do que a função 40. Como exemplo, pode-se pensar que no caso de uma abertura do 41 com o 52 fechado, uma supervisão de contato para detecção deste tipo de falha seria suficiente. Já para um curto circuito no rotor, a função 64R deveria atuar antes que o curto circuito de fato acontecesse.

Dessa gama de sinistros que levam uma MS a perder a excitação, aquela em que a função 40 tem uma ação exclusiva é para os casos de defeitos ou atuações indevidas do sistema de excitação. São situações tais como: o sinal de controle do RT travado com um baixo valor de excitação; a atuação indevida de um limitador de máxima; o limitador de subexcitação (UEL) desabilitado ou mal ajustado; e a operação no modo de controle manual em um região com torque sincronizante negativo que pode instabilizar a MS ou, a operação dentro da região de atuação da função 40.

Nesses casos, a função 40 é fundamental, atuando conforme sua característica estática no plano XR de acordo com o percurso da impedância nesses tipos de eventos.

Por outro lado, em uma condição da MS em que o RT e o UEL estão operando de forma correta, os limites da MS podem ser extrapolados nos transitórios da rede e, em certos casos, sensibilizar o *pick-up* da função 40. Nesses transitórios, a função 40 e o UEL devem estar coordenados dinamicamente para assegurar que a primeira não atue indevidamente. A coordenação estática e dinâmica entre esses dispositivos é fundamental para garantir que isso não ocorra.

5.2 Abordagem Técnica do Problema

É por meio do sistema Máquina Síncrona versus Barra Infinita (MSBI), representado na Figura 59, que a estabilidade angular, o desempenho da função 40 e da sua coordenação com o UEL são investigados.



Figura 59. Máquina síncrona versus barra infinita.

Onde:

- E_b [pu]: Tensão da barra infinita;
- δ_e [rad]: Diferença angular entre V_t e E_b ;
- x_e [pu]: Reatância externa equivalente.

O sistema MSBI é dedicado a estudos de transitórios eletromecânicos. É um sistema que, apesar de sua simplicidade, permite a análise e compreensão dos mais diversos tipos de fenômenos da MS e do sistema de excitação.

Em um estudo mais completo de transitórios, é necessária toda a representação matemática dos sistemas de controle de tensão e de velocidade da MS. Entretanto, simplificações podem ser adotadas dependendo do foco do estudo.

No sistema proposto para a análise da função 40 e do UEL, a representação matemática do RV não é necessária. O motivo é simples, pois no sistema MSBI a frequência da rede simulada é fixa. Sendo assim, assumiu-se que a variável equivalente à potência mecânica na entrada do modelo da MS é uma constante para todas as simulações apresentadas.

Já a modelagem completa do RT é necessária. No item: 2.3 Sistema de Excitação foi introduzida a estrutura do controle automático de tensão. A modelagem do sistema de excitação, utilizada nas simulações ao longo deste capítulo, é ilustrada pelas figuras: Figura 60; Figura 61, Figura 62 e Figura 63.

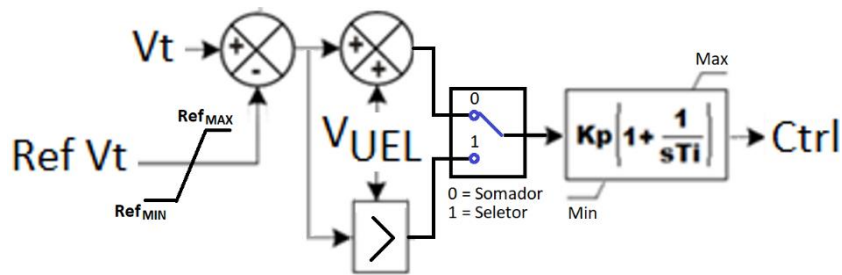


Figura 60. Regulador de tensão.

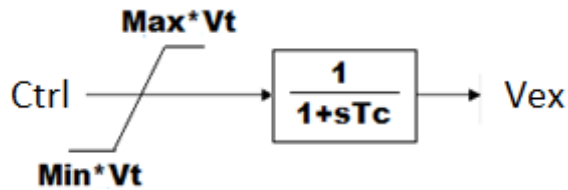


Figura 61. Conversor de potência.

$$V_{ex} \longrightarrow V_{fd}$$

Figura 62. Modelo da excitatriz estática.

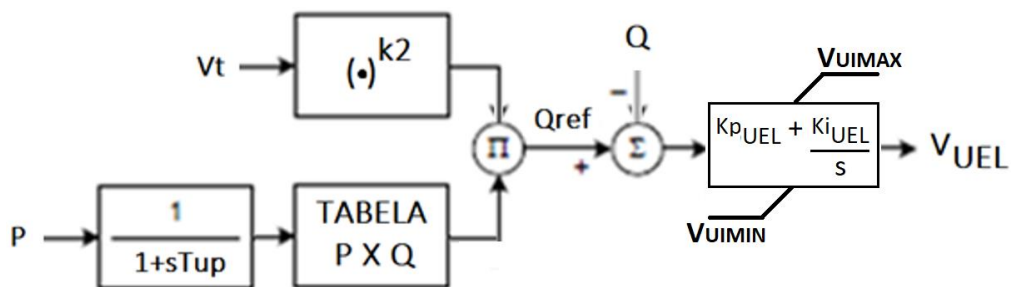


Figura 63. Limitador de subexcitação.

As variáveis e parâmetros deste conjunto de diagramas de blocos estão descritos na Tabela 17.

Tabela 17. Glossário de variáveis e parâmetros do sistema de excitação.

Variável	Descrição da Variável	Parâmetro	Descrição do Parâmetro
Vfd	Tensão de campo da MS	Kp	Ganho proporcional do PI do RT
Ifd	Corrente de campo da MS	Ti	Constante de tempo do PI do RT
Vex	Tensão de excitação da saída do CP	Max	Limite máximo do controle do RT
Iex	Corrente de excitação da saída do CP	Min	Limite mínimo do controle do RT
Ref Vt	Referência de tensão do RT	Ref _{MAX}	Referência máxima de tensão
Ctrl	Sinal de controle do RT	Ref _{MIN}	Referência mínima de tensão
Q _{REF}	Referência interna do UEL	Tc	Constante e tempo do CP
V _{UEL}	Sinal de controle do UEL	Tup	Filtro da potência ativa do UEL
		Tabela PxQ	Tabela Pe x Q do UEL
		Kp _{UEL}	Ganho proporcional do PI do UEL
		Ki _{UEL}	Ganho do integrador do PI do UEL
		V _{UIMAX}	Limite máximo da saída do UEL
		V _{UIMIN}	Limite mínimo da saída do UEL

A saída de controle UEL (Figura 63), dada por V_{UEL} , pode entrar na estrutura do RT (Figura 60) em um bloco somador ou em um bloco seletor. Essa diferença será vista adiante.

Ressalta-se que a estrutura do UEL da Figura 63 é uma versão simplificada do modelo *UEL2* da IEEE 421.5 [44] da Figura 64.

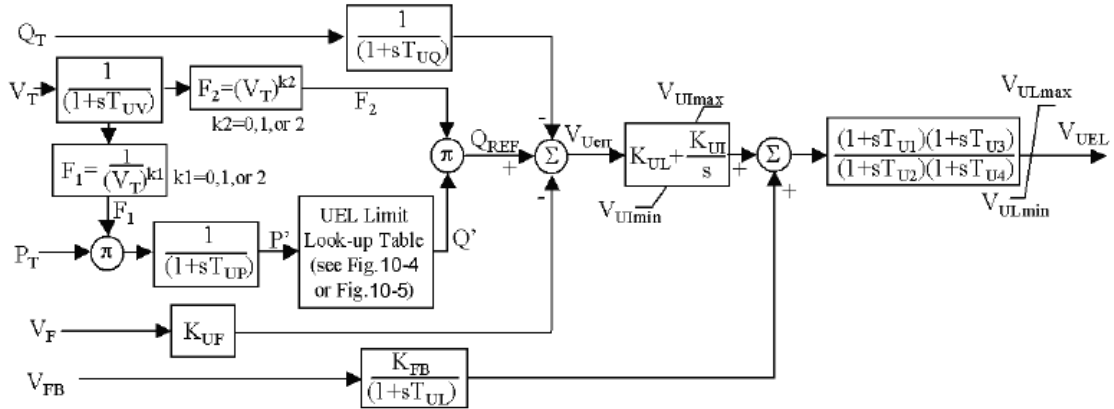


Figura 64. Limitador de subexcitação - UEL2 da IEEE [44].

A Tabela 18 apresenta a equivalência entre as variáveis utilizadas na estrutura do UEL da dissertação e as do UEL da IEEE [44]. A Tabela 19 relaciona os parâmetros dessas duas estruturas.

Tabela 18. Equivalência das variáveis do UEL.

UEL2 – IEEE [44]	UEL Dissertação
Q_T	Q
P_T	P
V_T	Vt
V_F	Não utilizada
V_{FB}	Não utilizada
Q_{REF}	Q_{REF}
V_{UEL}	V_{UEL}

Tabela 19. Equivalência dos parâmetros do UEL.

UEL2 – IEEE [44]	UEL Dissertação	UEL2 – IEEE [44]	UEL Dissertação
T_{UQ}	0	K_{UI}	K_{IUEL}
T_{UP}	T_{UP}	T_{U1}	0
T_{UV}	0	T_{U2}	0
T_{UL}	0	T_{U3}	0
K_1	0	T_{U4}	0
K_2	K_2	V_{UIMAX}	V_{UIMAX}
K_{UF}	0	V_{UIMIN}	V_{UIMIN}
K_{FB}	0	V_{ULMAX}	$+\infty$
K_{UL}	K_{PUEL}	V_{ULMIN}	$-\infty$

Foram elaboradas cinco unidades geradoras de pólos salientes para a investigação dos casos deste capítulo. A Tabela 20, abaixo, apresenta os parâmetros dessas cinco unidades.

Tabela 20. Parâmetros das máquinas síncronas de pólos salientes.

MS	Nome	$x_d[pu]$	$x'_d[pu]$	$x''_d[pu]$	$x_l[pu]$	$x_q[pu]$	$T'_{do}[s]$	$T''_{do}[s]$	$T''_{qo}[s]$	$H[s]$	D
1	UHE-A	0,8	0,30	0,20	0,15	0,50	6,00	0,10	0,20	4,0	0,1
2	UHE -B	1,0	0,30	0,20	0,15	0,60	6,00	0,10	0,20	4,0	0,1
3	UHE -C	1,2	0,35	0,20	0,15	0,80	6,00	0,10	0,20	4,0	0,1
4	UHE -D	1,6	0,40	0,20	0,15	1,00	6,00	0,10	0,20	4,0	0,1
5	UHE -E	2,0	0,50	0,20	0,15	1,40	6,00	0,10	0,20	4,0	0,1

A saturação foi desprezada e a resistência do estator é nula. Observa-se que apenas os parâmetros x_d , x'_d e x_q diferem entre as unidades. Para maiores detalhes da modelagem e das simulações utilizadas nesse capítulo, consultar o Anexo C – Estudo III na página 145.

5.3 Limite de Estabilidade da Máquina Síncrona

Limite de Estabilidade em Regime Permanente

A potência ativa de uma MS de pólos salientes em um sistema MSBI pode ser determinada pelas equações 5.1 e 5.2:

$$P_e = \frac{E * V_t}{x_d} * \text{sen}(\delta i) + \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) * \frac{V_t^2}{2} * \text{sen}(2 * \delta i) \quad (5.1)$$

$$P_e = \frac{E * E_b}{(x_d + x_e)} * \text{sen}(\delta) + \left(\frac{1}{(x_q + x_e)} - \frac{1}{(x_d + x_e)} \right) * \frac{E_b^2}{2} * \text{sen}(2 * \delta) \quad (5.2)$$

O ângulo de carga interno δi da MS é dado pela diferença angular entre a tensão interna E e tensão terminal V_t .

$$\delta i = \delta - \delta e \quad (5.3)$$

O limite teórico da estabilidade em regime permanente é obtido a partir da condição nula do torque sincronizante. Esse torque é calculado através da derivada de potência ativa em relação ao ângulo interno (δi) da MS para diferentes pontos de potência ativa conforme a equação 5.4.

$$\frac{dP_e}{d\delta i} = \frac{E * V_t}{x_d} * \text{cos}(\delta i) + \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) * V_t^2 * \text{cos}(2 * \delta i) = 0 \quad (5.4)$$

Todavia, o torque sincronizante real de uma MS deve ser calculado em função do ângulo de carga δ da MS, e não através do seu ângulo interno δi como sugere a equação 5.4. No modelo MSBI, esse ângulo está relacionado à barra infinita. Logo, a equação para cálculo do torque

sincronizante e, conseqüentemente, o limite da estabilidade em regime permanente de uma MS de pólos salientes é dado pela equação 5.5 abaixo.

$$\frac{dPe}{d\delta} = \frac{E * E_b}{(x_d + x_e)} * \cos(\delta) + \left(\frac{1}{(x_q + x_e)} - \frac{1}{(x_d + x_e)} \right) * E_b^2 * \cos(2 * \delta) = 0 \quad (5.5)$$

Ou seja, na prática, quem determina a estabilidade em Regime Permanente (RP) é a equação 5.5. Todavia, essa equação depende da impedância externa equivalente x_e e da tensão da barra infinita E_b .

Para fins de nomenclatura, já que ambos são limites de estabilidade em RP, mas calculados de forma distinta, o limite de estabilidade dado pela equação 5.4 será chamado de Estabilidade em Regime. O limite que considera o ângulo de carga δ da MS, calculado pela equação 5.5, será chamado de Estabilidade em Controle Manual. O esclarecimento do porquê da denominação “controle em manual” deste último será dado adiante.

A Figura 65 apresenta o traçado do limite de estabilidade em regime e o limite de estabilidade em controle manual para as condições de $x_e = 0,1pu$ e $x_e = 0,3pu$. O traçado da curva é para $V_t = 1,0pu$, os parâmetros da MS são os da UHE-C, conforme dados da Tabela 20.

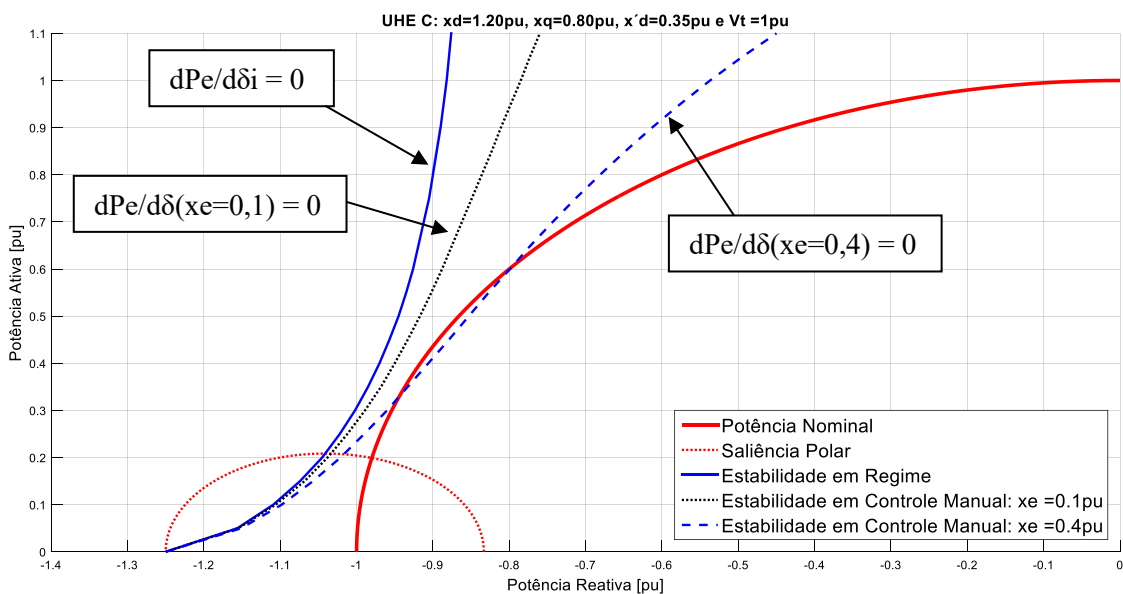


Figura 65. Limite de estabilidade em regime permanente da MS para $V_t = 1,0pu$.

Observa-se que o traçado da estabilidade em controle manual depende do valor da reatância externa x_e . Outro fato importante é que este limite sempre estará à direita do limite de estabilidade em regime.

Discussão do Limite de Estabilidade: Controle em Automático versus Controle em Manual

Existem duas questões relevantes quando se analisa o limite de estabilidade em regime permanente de uma máquina síncrona.

A primeira refere-se a sua representação correta na curva de capacidade, que deveria considerar a impedância externa x_e no traçado do limite de estabilidade em RP através da equação 5.5.

A segunda é que, a equação 5.5 não pode ser generalizada como sendo o limite de estabilidade em RP. Isto é, ela só é válida quando o RT da MS opera no modo de controle manual. Isso quer dizer que, nesse modo de controle o RT não regula a tensão terminal da MS, apenas mantém a excitação fixa. Ou seja, essa segunda constatação elimina a necessidade do traçado da estabilidade em RP da MS operando no modo automático, que é o modo de operação que a MS realmente opera.

Essas duas questões serão investigadas mediante simulações mais adiante. Ressalta-se que o modo de controle manual é um modo degradado de operação do RT. Conforme diretrizes do procedimento de rede 3.6 do ONS [14], toda MS conectada à rede básica obrigatoriamente deve operar no modo de controle automático. Na prática, o modo de controle manual só ocorrerá em situações tais como:

- Eventual falha fusível do RT: nesse tipo de situação, quando a falha fusível ocorre, o RT realiza uma comutação do modo automático para o modo manual, evitando um desligamento da unidade;
- Ensaio específicos da MS como, por exemplo: ensaios de curto circuito; de saturação; de rejeição de carga para levantamento de parâmetros da MS [56], etc.

O controle manual do RT pode ser realizado das seguintes formas:

- Controle em malha aberta através do comando direto do conversor de potência;
- Controle em malha fechada através da realimentação da variável da corrente de excitação I_{fd} ou da tensão de excitação V_{fd} .

Quando o RT opera em modo manual, a equação 5.5 que define o torque sincronizante e, conseqüentemente, o limite de estabilidade em RP é válida. A equação 5.5 depende da tensão

interna E que, por sua vez, é mantida fixa nesse modo de controle. O mantido fixo é relativo, pois a variável E também sofre influência da corrente de eixo direto I_d da MS.

Entretanto, com o controle da MS em modo automático, a tensão interna E passa a ser regulada pela tensão de excitação V_{fd} , não sendo mais fixa. Sendo assim, o cálculo do torque sincronizante equivalente não é mais dado pela equação 5.5. Uma das consequências do RT em modo automático é o aumento significativo do torque sincronizante.

Uma análise detalhada da estabilidade em regime do RT operando no modo de controle automático é apresentada por Qiang [57]. Neste artigo, o autor deduz matematicamente, através da linearização do modelo de 3ª ordem da MSBI, a margem de estabilidade em RP. É demonstrado que a faixa segura de operação nesse modo de controle é muito maior quando comparada com a representação clássica do limite teórico de estabilidade, provando que a faixa operacional da MS não deve ser restrita em função deste limite, tampouco o limite prático. Na realidade, a restrição da MS na região de subexcitação está mais relacionada ao aquecimento nos pólos do que propriamente a questões de estabilidade em RP, conforme palavras do autor.

A análise realizada por Qiang está em consonância com o artigo clássico de Gove [58] em que o autor apresenta as margens de estabilidade para o controle automático semelhante as aproximações aqui representadas pela equação 5.5.

É apresentado, a seguir, o resultado comparativo da simulação da MS operando no modo de controle automático e no modo manual.

O evento simulado fará com que a MS excursiona além do limiar de estabilidade em controle manual, limite definido pela equação 5.5. A proposta é apresentar a diferença das respostas do RT mediante simulações, e não através do equacionamento matemático tal qual apresentado por Qiang [57].

Simulação da Estabilidade em Regime Permanente

A simulação em controle manual é realizada mantendo-se a excitação sempre fixa. No caso do controle automático, apenas a dinâmica do controle de tensão está sendo representada, ou seja, não há ação de nenhuma outra malha suplementar como, por exemplo: o UEL, o PSS e etc.

Para maiores detalhes da simulação, consultar o Anexo C – Estudo III na página 145.

Em ambos os casos a Condição Inicial (CI) é dada por: $V_t = 0,9\text{pu}$; $Q = -0,3\text{pu}$; $Pe = 0,65\text{pu}$ e $xe = 0,4\text{pu}$.

A máquina simulada é a UHE-D na qual, para essa CI, tem-se que a $dPe/d\delta > 0$ e a $dPe/d\delta_i > 0$.

O evento investigado é de um distúrbio de 20% na P_m da MS no instante de tempo $t = 1,0\text{s}$.

Tem-se que a $dPe/d\delta < 0$ enquanto que a $dPe/d\delta_i > 0$ para esse novo ponto de operação esperado pela simulação após a aplicação do distúrbio.

A Figura 66 apresenta, na curva PQ, o ponto de operação inicial da simulação e a condição final esperada.

Observa-se, nesse gráfico, que a condição final ultrapassa o limiar da estabilidade em controle manual.

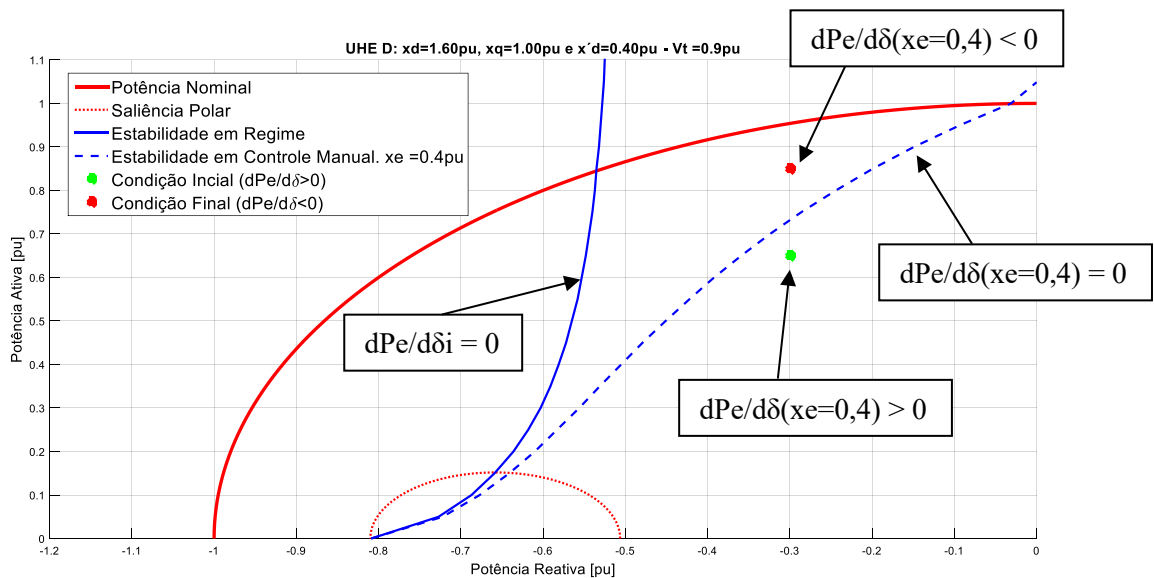


Figura 66. Condição inicial e final do ensaio.

A Figura 67 apresenta os resultados da simulação da MS operando no modo de controle automático para o evento em questão.

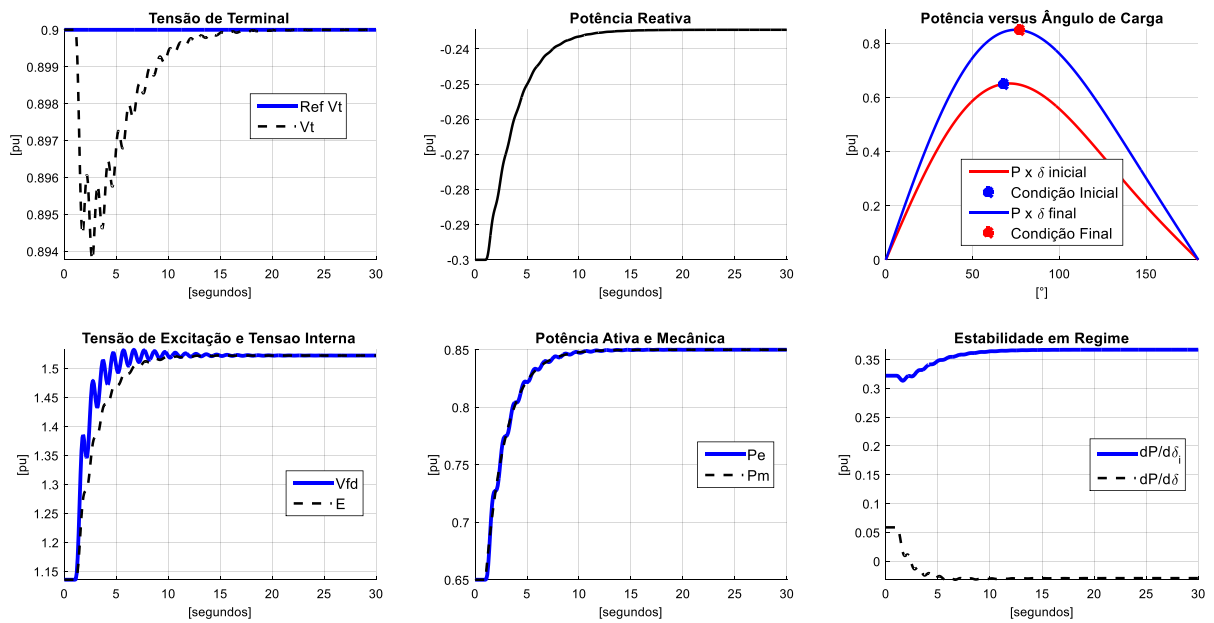


Figura 67. Estabilidade em regime. Análise do modo de controle automático.

No modo automático, a tensão de excitação **Vfd** não é mantida fixa devido a ação do RT. Observa-se na Figura 67 que a excitação aumenta e, conseqüentemente, a tensão interna **E** da MS também, alterando a curva potência versus ângulo de carga.

Nota-se que, mesmo com o torque sincronizante negativo ($dP_e/d\delta < 0$), a MS atingiu um patamar de equilíbrio.

Vale ressaltar que o cálculo do torque sincronizante, dado pela equação 5.5, não considera a parcela de torque proveniente do sistema de excitação operando no modo automático, conforme já comentado anteriormente.

Percebe-se também que, a tensão interna **E** a tensão de excitação **Vfd** convergem para o mesmo patamar em RP. Isso só ocorre devido a saturação ter sido desprezada do modelo da MS. Entretanto, essa simplificação não traz prejuízos para a análise da estabilidade em RP aqui proposta.

A Figura 68 apresenta a mesma simulação, mas com o RT no modo manual.

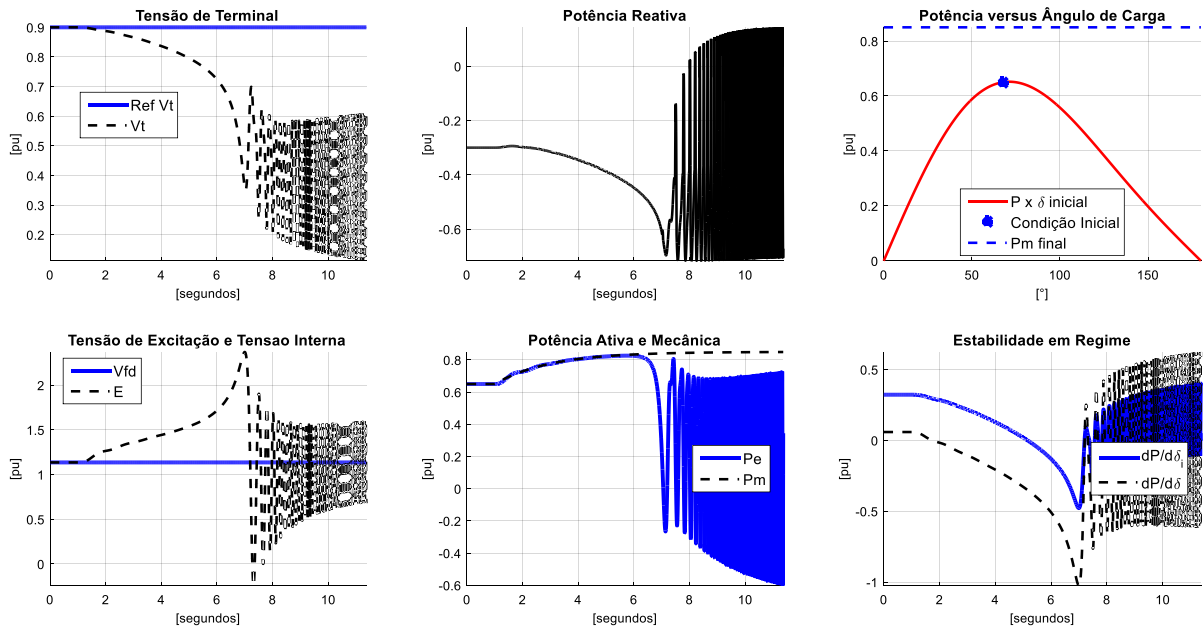


Figura 68. Estabilidade em regime. Análise do modo de controle manual.

Observa-se na Figura 68 que a tensão de excitação **Vfd** é mantida fixa em toda a simulação. Essa é a característica do controle manual. Como consequência, a curva potência versus o ângulo é estática e o patamar desejado de **Pm = 0,85pu** não está definido nessa curva. Por conseguinte, a MS não acha um ponto de equilíbrio, perdendo o sincronismo com a rede.

Dois fatos importantes, e já esperados conforme discussão prévia, podem ser verificados através das simulações apresentadas nas Figura 67 e Figura 68:

- A simulação em controle manual (Figura 68) confirma que o limite de estabilidade em RP é aquele que considera o ângulo de carga δ , conforme a equação 5.5, e não a do ângulo δ_i da equação 5.4, como costuma-se representar nos diagramas de capacidade de MS;
- Na simulação em controle automático (Figura 67), o limite de estabilidade para a MS de pólos salientes em RP já não é mais válido. A simulação demonstra que nesse modo de controle é possível operar além do limiar dado pela equação 5.5. Isso ocorre devido ao aumento do torque sincronizante causado pelo sistema de excitação e cuja a equação 5.5 não é capaz de representá-lo.

Limite Prático de Estabilidade

O limite prático de estabilidade é traçado a partir da equação 5.1 da qual se obtém a tensão interna E . Em seguida, aplica-se um fator de redução de **10%** de P_e , mantendo-se as variáveis E e V_t constantes. Com isso, determina-se um novo δ_i que, por sua vez, definirá um novo ponto de operação para o traçado do limite prático de estabilidade.

A Figura 69 mostra um exemplo do traçado do limite prático de estabilidade para a UHE-C.

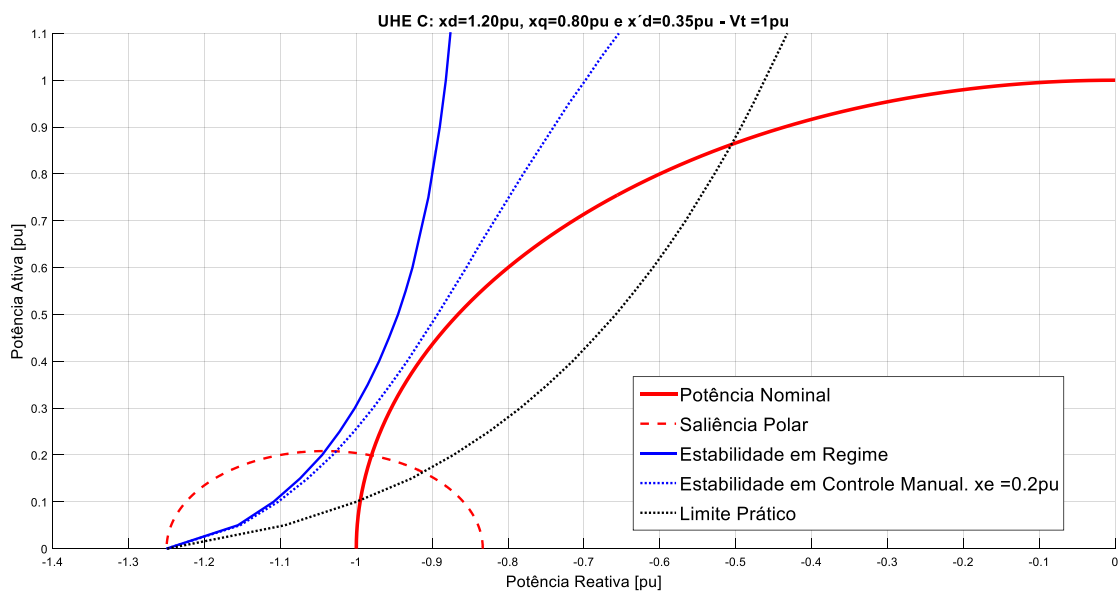


Figura 69. Limite prático de estabilidade da MS para $V_t = 1,0pu$.

O limite prático vem de uma época em que grande parte dos RT eram lentos e dotados de excitatrizes rotativa e, até mesmo, reguladores que a sua operação normal se dava no modo manual. Fatos que justificavam a adoção de um critério conservador como é o limite prático.

Todavia, nos dias atuais, com reguladores digitais e excitatrizes estáticas, o critério do limite prático poderia ser revisado, conforme apresentado anteriormente, a representação do limite de estabilidade em RP só é válida para o controle manual.

Sendo o limite prático derivado do limite de estabilidade em RP, o mesmo também não teria relevância para o RT operando no modo de controle automático.

Além disso, um problema que o limite prático de estabilidade causa é a sua aplicação como referência para o traçado da curva UEL que, por sua vez, é definida pelos pontos da tabela PxQ (Figura 63). A Figura 70 ilustra esse tipo de situação.

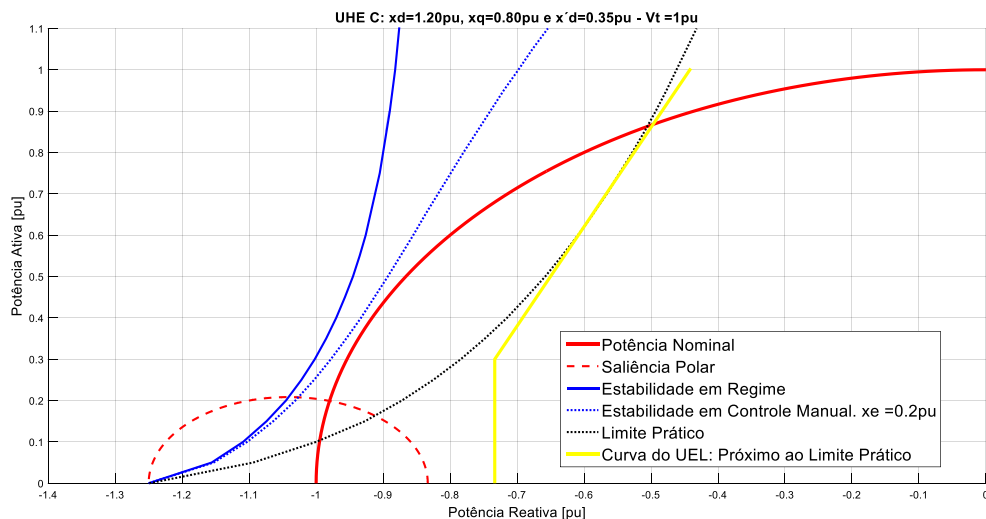


Figura 70. Exemplo do traçado do UEL em função do limite prático de estabilidade.

Esse tipo de filosofia para o ajuste do UEL apresenta uma certa incoerência na sua concepção. O limite prático de estabilidade tem origem no limite teórico em RP que, por sua vez, é válido somente para o modo de controle manual. Já o UEL é um limitador que só opera no modo automático. Nesse modo de controle o limite de estabilidade em RP não é mais válido, logo por quê se deve utilizar o limite prático como uma referência para o traçado do UEL?

A proposta da dissertação é traçar a curva estática do UEL de acordo com o ajuste da segunda zona do relé 40. A segunda zona do relé 40, quando parametrizada corretamente, sempre estará à direita da saliência polar. Esse ajuste, por si só, já é conservador, servindo perfeitamente como referência para o ajuste da curva do UEL. Este tema será analisado mais adiante neste capítulo.

Entretanto, cabe aqui uma reflexão ao leitor acerca da necessidade da representação do limite de estabilidade em RP e o limite prático. Conforme apresentado, eles só são válidos para uma condição operativa que não é aquela na qual a MS opera.

Limite Transitório de Estabilidade

Conforme analisado anteriormente, a MS em controle automático pode ultrapassar e operar além do limite de estabilidade dado pela equação 5.5 para a $dPe/d\delta < 0$.

No entanto, existe um limite além do qual a MS perderá o sincronismo. É o limite transitório de estabilidade. O cálculo deste limite é similar ao do limite de estabilidade em regime permanente.

A potência elétrica P_e da MS de pólos salientes pode ser calculada pela equação 5.6. Essa equação utiliza a reatância externa x_e , a reatância transitória $x'd$ e a tensão interna transitória E_q da MS para sua formulação.

$$P_{e'} = \frac{E_q * E_b}{(x'd + x_e)} * \text{sen}(\delta) + \left(\frac{1}{(x_q + x_e)} - \frac{1}{(x'd + x_e)} \right) * \frac{E_b^2}{2} * \text{sen}(2 * \delta) \quad (5.6)$$

Ressalta-se que a variável $P_{e'}$ da equação 5.6 é própria potência ativa P_e . Foi atribuído um apóstrofo ao nome da variável $P_{e'}$ para distinguir da equação 5.1 e 5.2.

A partir da equação 5.6 pode-se determinar o torque sincronizante transitório, que é dado pela derivada da potência ativa $P_{e'}$ em relação ao ângulo de carga δ . O resultado dessa derivada é a equação 5.7.

$$\frac{dP_{e'}}{d\delta} = \frac{E_q * E_b}{(x'd + x_e)} * \text{cos}(\delta) + \left(\frac{1}{(x_q + x_e)} - \frac{1}{(x'd + x_e)} \right) * E_b^2 * \text{cos}(2 * \delta) = 0 \quad (5.7)$$

A equação $dP_{e'}/d\delta$ da equação 5.7 depende do parâmetro x_e .

A Figura 71 apresenta o traçado deste limite da MS da UHE-C para uma condição dada por: $x_e = 0,1\text{pu}$; $x_e = 0,3\text{pu}$ e $V_t = 1,0\text{pu}$.

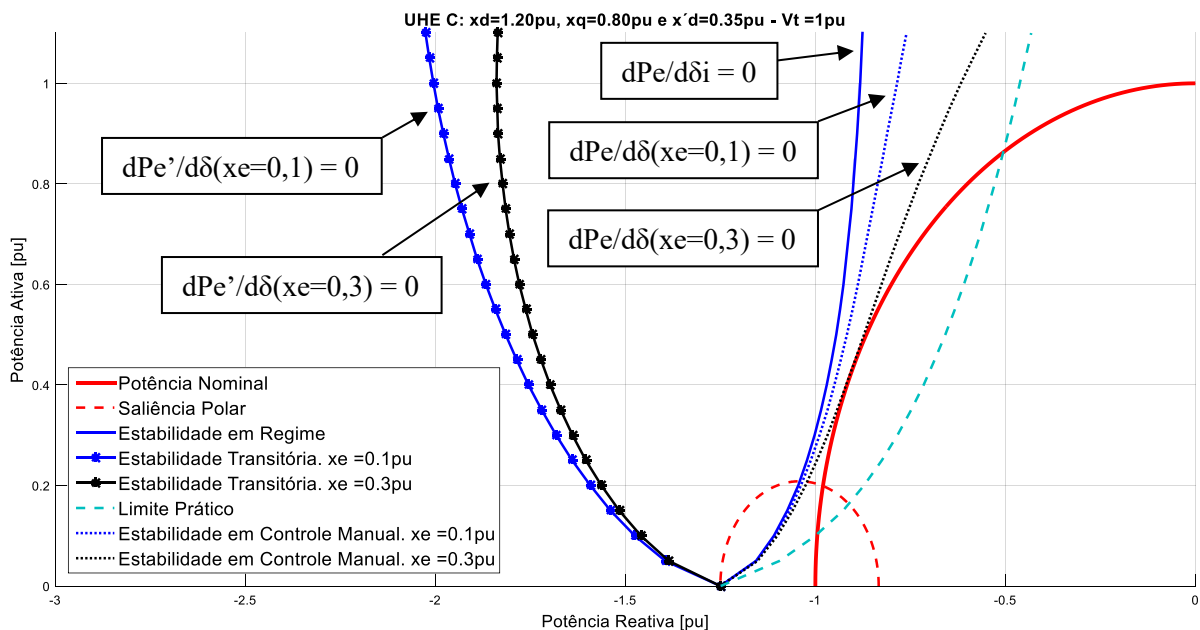


Figura 71. Limite de estabilidade transitório da MS para $V_t = 1\text{pu}$.

Observa-se que o limite transitório está bem aquém do limite de estabilidade em RP. Além disso, o limite transitório determina a região na qual, caso a MS o ultrapasse, ela perderá o sincronismo com a rede. A simulação a seguir visa analisar esse tema.

Simulação da Estabilidade Transitória em Controle Manual

Para ilustrar o limite de estabilidade transitória, a mesma simulação, apresentada anteriormente, no item Simulação da Estabilidade em Regime Permanente (página 89), será realizada novamente, onde: a CI é dada por: $V_t = 0,9\text{pu}$; $Q = -0,3\text{pu}$; $P_e = 0,65\text{pu}$ e $x_e = 0,4\text{pu}$. A máquina simulada é a UHE-D e o evento analisado é de um distúrbio de 20% na P_m no instante de tempo $t = 1,0\text{s}$.

Dessa vez, apenas o controle manual será simulado, pois foi o evento no qual a MS perdeu o sincronismo.

A Figura 72 apresenta o resultado do ensaio.

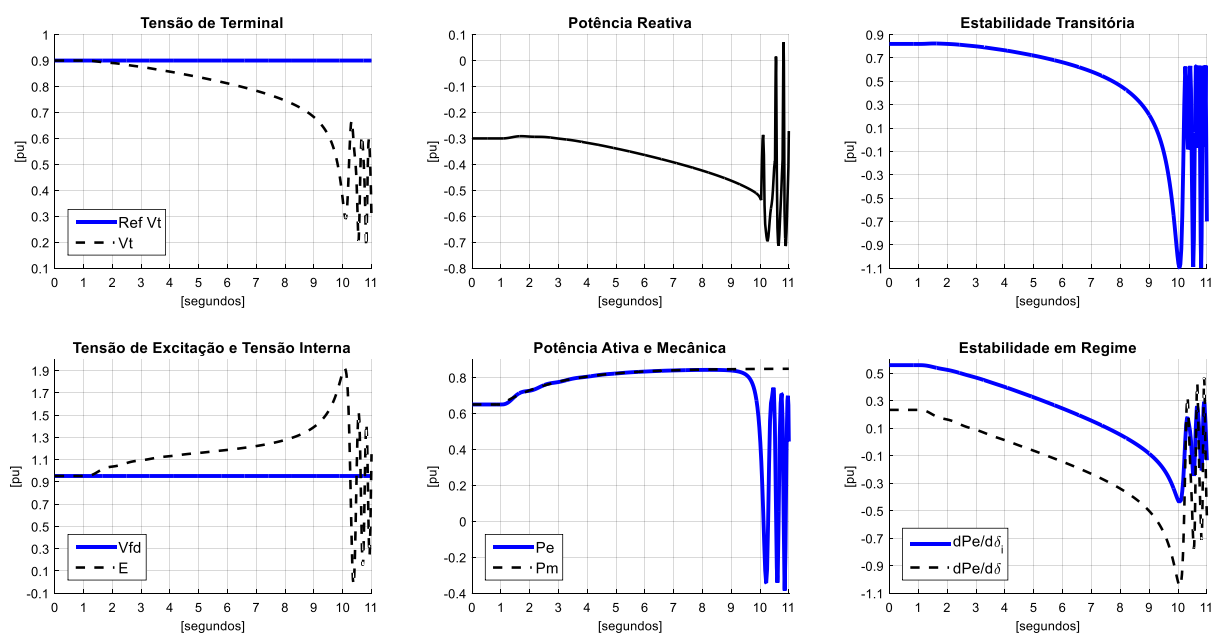


Figura 72. Estabilidade transitória em controle manual com $dP_e/d\delta < 0$.

Nota-se que foi acrescentada a curva da estabilidade transitória da MS, definida pela equação 5.7. Para uma análise mais detalhada deste evento, a Figura 73 apresenta o resultado de um zoom aplicado na Figura 72 para enfatizar o momento em que ocorre o cruzamento do torque sincronizante transitório por zero e, logo na sequência, ocorre a perda de sincronismo.

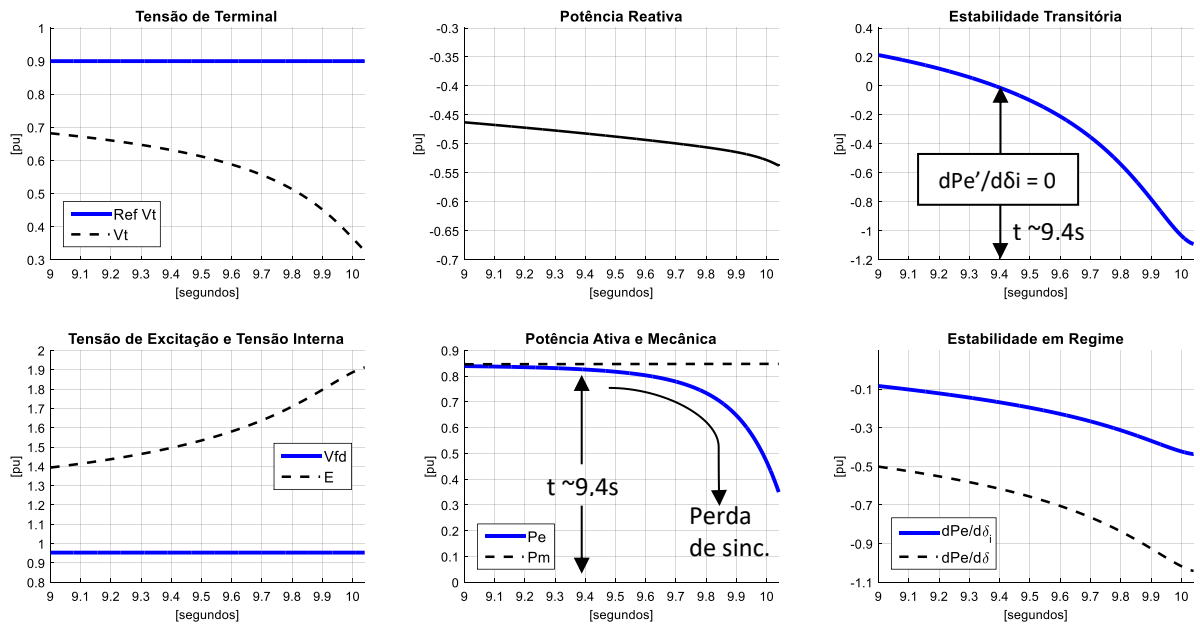


Figura 73. Zoom no ensaio da Figura 72 no instante de tempo $dPe'/d\delta = 0$.

A MS encontrava-se em um ponto de operação inicialmente estável. Após a perturbação, a MS cruza limiar da estabilidade em controle manual ($dPe/d\delta = 0$) no instante de tempo $t = 3,5s$. A partir desse instante de tempo, não há um ponto de equilíbrio estável para a MS operar e ela entra em um processo de perda de sincronismo que, de fato, só ocorre após a MS cruzar o limite transitório de estabilidade no instante de tempo $t = 9,4s$.

A próxima simulação visa analisar o limiar da estabilidade transitória da MS em um evento de falha do sistema de excitação.

Simulação da Estabilidade Transitória no Caso da Perda de Excitação

A simulação da Figura 74 reproduz a dinâmica de uma falha no sistema de excitação. A tensão de excitação vfd cai a zero instantaneamente. Um curto circuito no rotor teria uma dinâmica similar a esse evento.

O distúrbio ocorre no instante de tempo $t = 1,0s$. A CI é dada por: $Vt = 0,9pu$; $Q = -0,3pu$; $Pe = 0,65pu$ e $xe = 0,4pu$. O modo de controle é o automático e a MS simulada é a UHE-D.

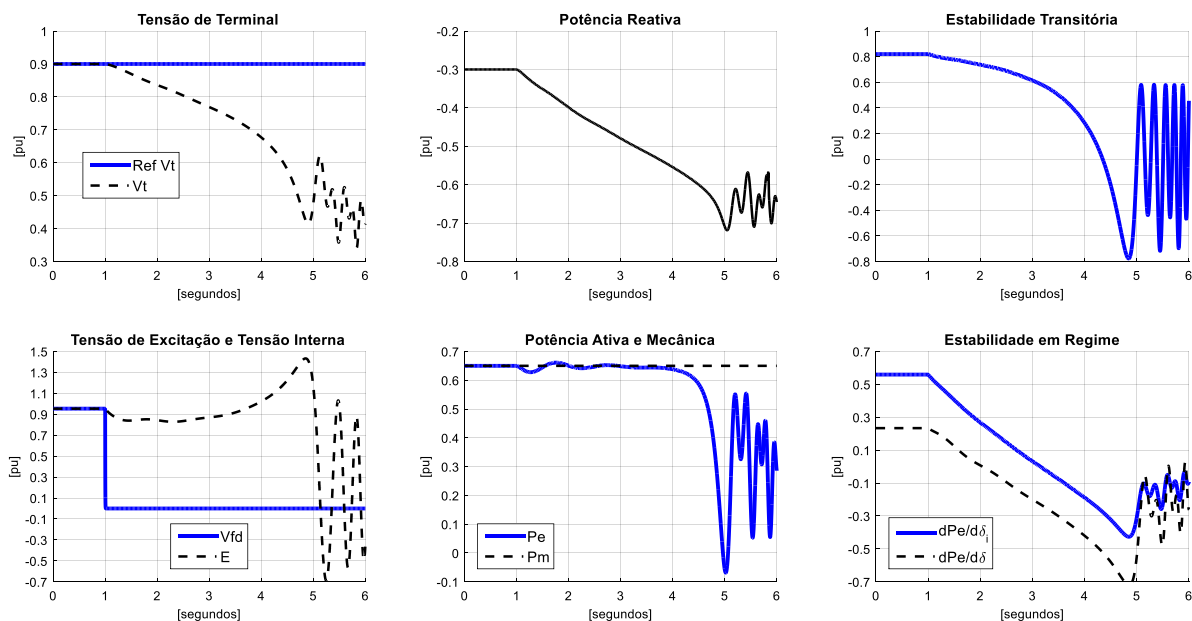


Figura 74. Estabilidade transitória para um curto no rotor.

Observa-se que para o evento do curto no rotor, apresentado na Figura 74, a velocidade com que a MS atinge a condição de perda de sincronismo é muito mais rápida em relação ao caso da MS em controle manual na condição em que $dPe/d\delta < 0$, situação essa apresentada na Figura 72 .

No caso do curto no rotor, o tempo para atingir o limite da estabilidade transitória foi da ordem de $\sim 3s$ após a ocorrência do defeito. Percebe-se que a MS perde o sincronismo logo após ela cruzar esse limite.

O objetivo dessas duas simulações, apresentadas nos itens: Simulação da Estabilidade Transitória em Controle Manual e Simulação da Estabilidade Transitória no Caso da Perda de Excitação, é propor o limiar da estabilidade transitória como um critério a ser utilizado no ajuste da 1ª zona da função 40.

O limiar da estabilidade transitória é uma referência que pode ser utilizada para a sintonia dessa função que tem como objetivo atuar antes que, de fato, a MS perca o sincronismo. Caso a função 40 não detecte a tempo essa condição, caberia a função 78 atuar.

Saliência Polar

A saliência polar da MS é responsável pelo torque de relutância que, por sua vez, permite a operação da MS em sincronismo mesmo com excitação nula no campo até um determinado

nível de potência mecânica P_m . A máxima P_m , a qual a MS pode operar sem excitação, é calculada através da equação 5.1 na condição dada por: $E = 0,0pu$ e $\delta = 45^\circ$.

$$P_{M(E=0;\delta=45^\circ)} < \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) * \frac{Vt^2}{2} \quad (5.8)$$

A Figura 75 é a mesma apresentada anteriormente na Figura 71, mas dessa vez o foco é na saliência polar. O traçado é da UHE-C para uma condição dada por: $x_e = 0,1pu$; $x_e = 0,3pu$ e $Vt = 1,0pu$. A impedância externa x_e não tem influência no traçado da saliência polar.

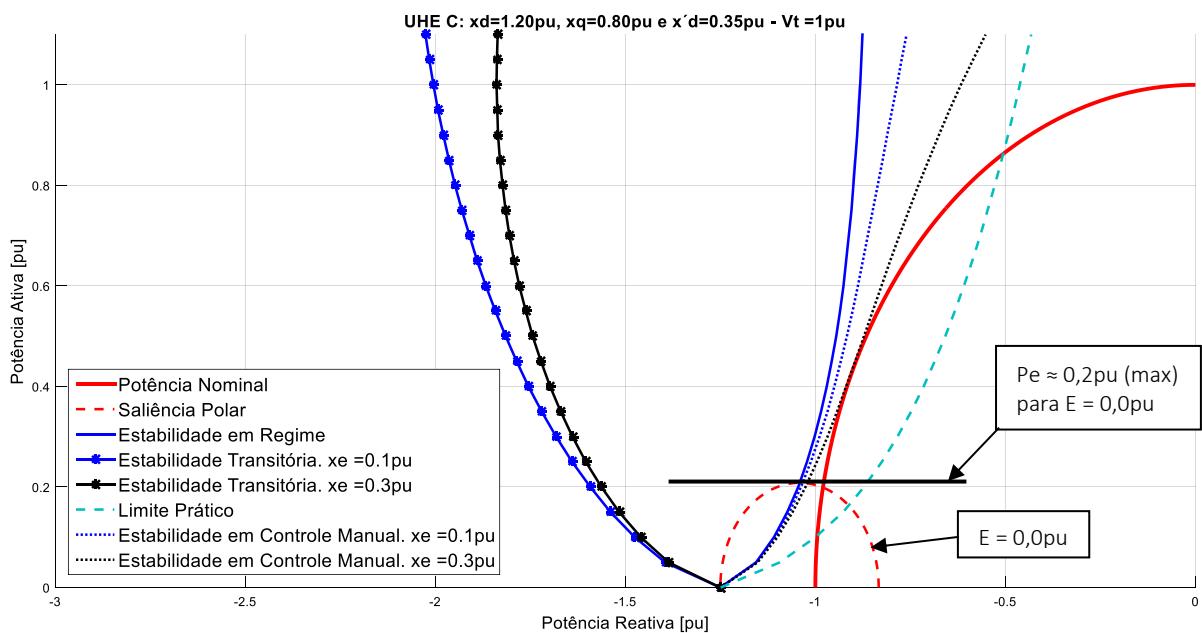


Figura 75. Excitação Nula - Saliência Polar

Observa-se que nessa condição operativa, para $Vt = 1pu$, a MS poderia operar com excitação nula com uma potência ativa de até $0,2pu$.

A simulação a seguir demonstra esse tipo de situação na qual a MS não perde o sincronismo após um defeito de perda de excitação.

Simulação de Perda de Excitação com Baixa Potência

O caso simulado apresentado na Figura 76, abaixo, é para uma CI dada por: $Vt = 1,0pu$; $Q = 0,0pu$; $Pe = 0,1pu$ e $x_e = 0,2pu$. Nessa simulação, a tensão de excitação cai a zero no instante de tempo $t = 1,0s$. A MS simulada é a UHE-C.

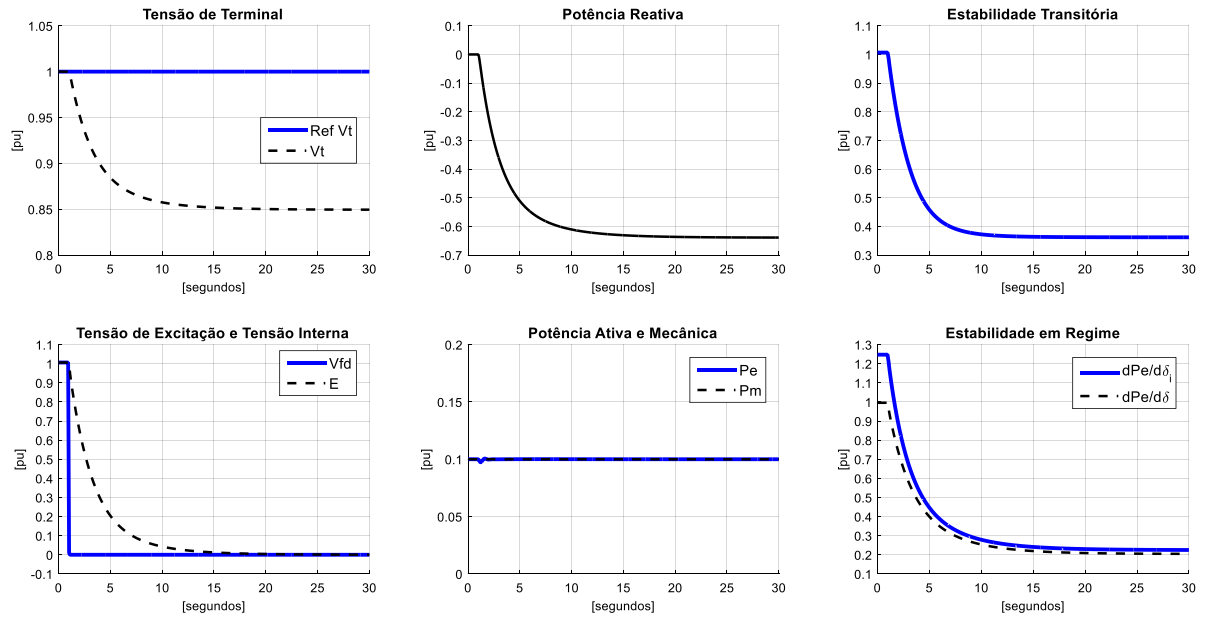


Figura 76. Análise do torque de relutância para um curto no rotor.

Observa-se nesse caso que a MS estabiliza em um ponto de equilíbrio após o defeito. A MS pode operar por um tempo indeterminado nessa situação, com a corrente de excitação nula, sem que a mesma perca o sincronismo com a rede graças ao torque de relutância que garante o equilíbrio entre a P_m e a P_e da MS.

A excitação nula cairá em um ponto de operação sobre a saliência polar, que é quem define a condição de excitação nula da MS. Essa região é uma condição operativa estável pela equação 5.5, pois o torque sincronizante é positivo. A simulação da Figura 76 reflete esse resultado na curva da estabilidade em RP e na de estabilidade transitória.

Ressalta-se que, apesar de ser uma condição de equilíbrio, a MS está em uma condição de falta. Nesse tipo de situação, caberia a 2ª zona da função 40 atuar de forma temporizada, pois não há riscos de a MS perder o sincronismo com a rede. É exatamente essa a proposta do autor: analisar a saliência polar e o limiar transitório de estabilidade para a sintonia do relé 40.

5.4 Função de Perda de Excitação

A filosofia da função 40, adotada e recomendada por grande parte dos fabricantes de relés de proteção, se dá por meio de duas características no plano RX, denominadas de 1ª e 2ª zona, conforme ilustra a Figura 77. Essa estratégia foi originalmente proposta por Mason [54], pioneiro no uso de um relé de distância do tipo MHO deslocado para essa finalidade. Na sua

concepção inicial, Mason aplicou somente a 1ª zona, sendo que Berdy [55], anos mais tarde, aperfeiçoou esse esquema de proteção pela adoção da 2ª zona, popularizando a forma como a função 40 é conhecida e ajustada nos dias de hoje. A Figura 77 ilustra o ajuste de Mason-Berdy.

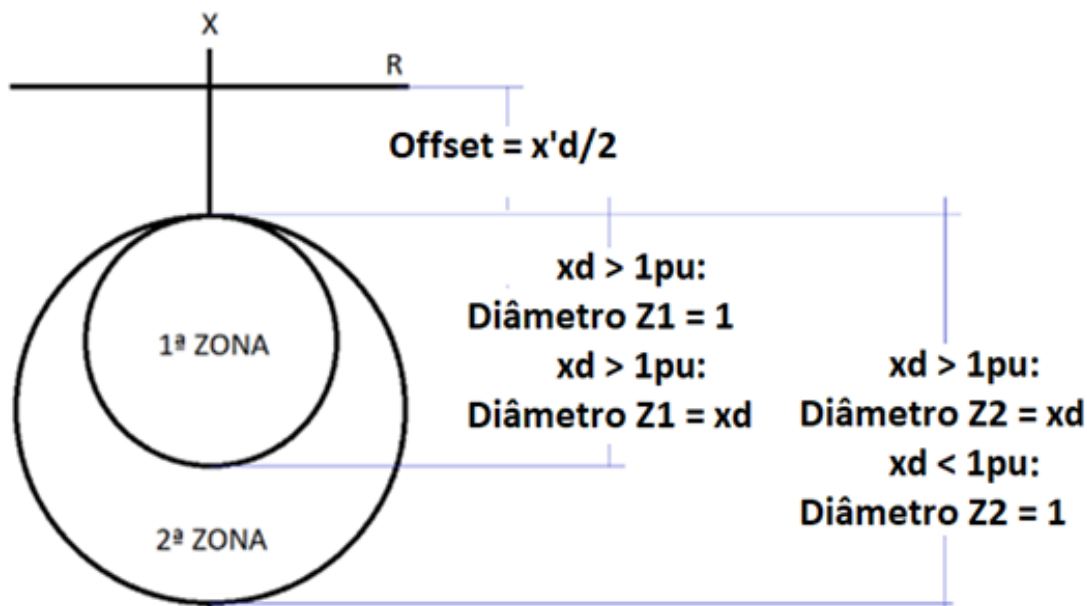


Figura 77. Ajuste da função 40 – Mason-Berdy.

É uma característica de ajuste robusta para a maioria dos casos, mas em determinadas situações pode trazer certos problemas. O primeiro está relacionado ao *offset*. Quando o $x'd$ da MS é muito grande, em uma perda de excitação com carga alta (P_e nominal), a MS pode perder o sincronismo antes que a trajetória da impedância no plano RX entre na 1ª zona. O segundo é a distância da 1ª zona para a 2ª zona, não havendo uma uniformização entre elas. Nos casos em que a MS tem um x_d próximo de **1,0pu**, as duas zonas estão praticamente juntas, situação que pode causar uma atuação indevida do relé 40 pela 1ª zona. Ambos os problemas serão analisados mediante simulações.

É proposto um método de ajuste baseado somente na impedância x_d da MS com um *offset* nulo, conforme ilustra a Figura 78. O objetivo dessa proposta é padronizar o ajuste da função 40 com uma distância relativa mínima entre as duas zonas. Além disso, essa proposta visa um ajuste dedicado da 1ª zona tal que ela atue antes da MS perder o sincronismo. Já a 2ª zona é dedicada para os casos de perda de excitação com uma carga baixa da MS, situação na qual o torque de relutância ainda mantém o sincronismo, ou em situações de operação indevida do RT.

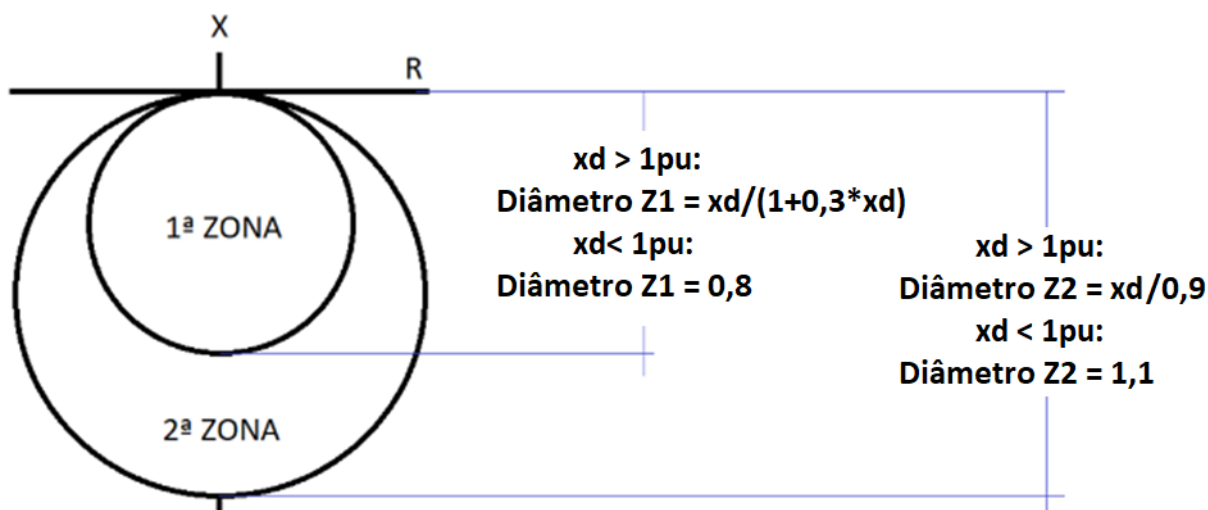


Figura 78. Ajuste da função 40 – Proposta.

A Tabela 21 apresenta o ajuste de Mason-Berdy e o proposto para uma ampla faixa de xd e para $x'd = 0,3pu$ e $x'd = 0,6pu$. O objetivo é ilustrar o problema relativo à distância entre as duas zonas do relé 40 pelo método clássico de ajuste.

Tabela 21. Distância entre a 1ª e a 2ª zona do Relé 40 para diferentes parâmetros de MS.

Vt [pu]		MASON - BERDY [pu] $x'd = 0,3pu$			MASON - BERDY [pu] $x'd = 0,6pu$			PROPOSTA [pu]		
MS	Xd [pu]	Q(Z1)	Q(Z2)	Q(Z2)-Q(Z1)	Q(Z1)	Q(Z2)	Q(Z2)-Q(Z1)	Q(Z1)	Q(Z2)	Q(Z2)-Q(Z1)
1	2,00	-0,87	-0,47	0,40	-0,77	-0,43	0,33	-0,80	-0,45	0,35
2	1,90	-0,87	-0,49	0,38	-0,77	-0,45	0,31	-0,83	-0,47	0,35
3	1,80	-0,87	-0,51	0,36	-0,77	-0,48	0,29	-0,86	-0,50	0,36
4	1,70	-0,87	-0,54	0,33	-0,77	-0,50	0,27	-0,89	-0,53	0,36
5	1,60	-0,87	-0,57	0,30	-0,77	-0,53	0,24	-0,93	-0,56	0,36
6	1,50	-0,87	-0,61	0,26	-0,77	-0,56	0,21	-0,97	-0,60	0,37
7	1,40	-0,87	-0,65	0,22	-0,77	-0,59	0,18	-1,01	-0,64	0,37
8	1,30	-0,87	-0,69	0,18	-0,77	-0,63	0,14	-1,07	-0,69	0,38
9	1,20	-0,87	-0,74	0,13	-0,77	-0,67	0,10	-1,13	-0,75	0,38
10	1,10	-0,87	-0,80	0,07	-0,77	-0,71	0,05	-1,21	-0,82	0,39
11	1,00	-0,87	-0,87	0,00	-0,77	-0,77	0,00	-1,30	-0,90	0,40
12	0,90	-0,95	-0,87	0,08	-0,83	-0,77	0,06	-1,30	-0,90	0,40
13	0,80	-1,05	-0,87	0,18	-0,91	-0,77	0,14	-1,30	-0,90	0,40
14	0,70	-1,18	-0,87	0,31	-1,00	-0,77	0,23	-1,30	-0,90	0,40

A Figura 79 ilustra na curva de capacidade o significado dos parâmetros $Q(Z1)$ e $Q(Z2)$ da Tabela 21. A distância entre as duas zonas é obtida a partir da diferença entre $Q(Z1)$ e $Q(Z2)$.

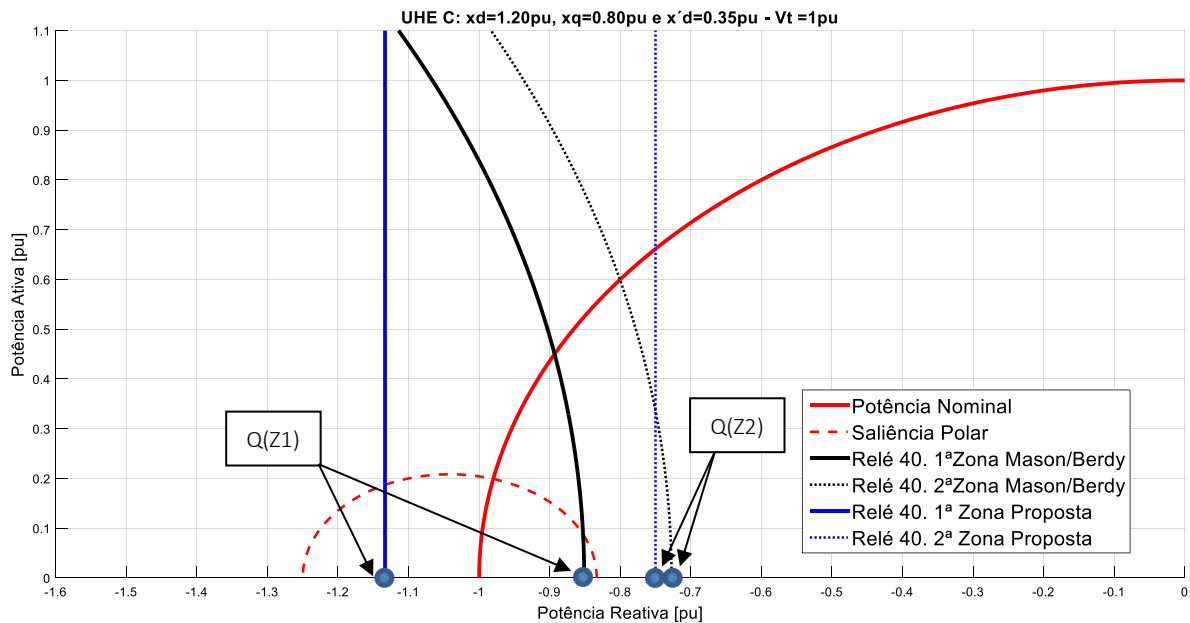


Figura 79. Comparação do Ajuste do Relé 40 para a UHE-C.

Nota-se que os parâmetros $Q(Z1)$ e $Q(Z2)$ correspondem ao valor da potência reativa da curva do relé 40 para a potência ativa nula.

Na Tabela 21 é possível observar que o critério tradicional apresenta uma distância relativa entre a 1ª e a 2ª zona muito curta, inferior a **30%** numa ampla faixa de valores de $x'd$. Essa distância diminui ainda mais quando $x'd$ aumenta. Já no ajuste proposto, existe uma distância mínima de **35%**, que é independente do valor de $x'd$.

O único detalhe dessa análise é que a Tabela 21 depende da tensão terminal V_t . Uma análise mais adequada seria calcular a diferença entre as reatâncias absolutas máxima de cada zona, que independem do valor de V_t . Entretanto, optou-se por calcular a distância entre as duas zonas em função do valor da potência reativa para uma visualização na curva PQ.

Ressalta-se que essa distância tem impacto na coordenação dinâmica do UEL e o relé 40, uma vez que a 1ª zona pode ser sensibilizada indevidamente devido a essa proximidade com a 2ª zona. Mais adiante será analisado esse tipo de problema em uma simulação.

Uma abordagem interessante para analisar a proteção 40 é visualizar a saliência polar e o limite de estabilidade transitória no plano impedância. A Figura 80 apresenta esse tipo de traçado para a UHE-A e UHE-E.

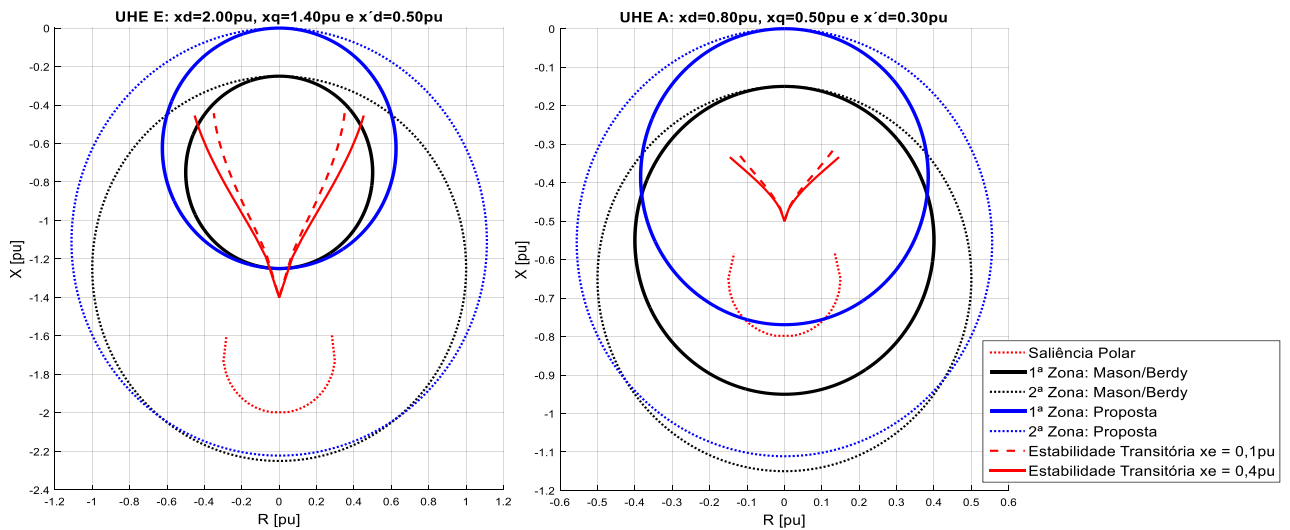


Figura 80. Saliência Polar e Limite de Estabilidade Transitória no Plano RX .

A simulação a seguir analisará a sensibilização do relé 40 com os ajustes clássico e o proposto em uma série de eventos de perda de excitação para as unidades UHE-A e UHE-E. Essas unidades foram escolhidas por apresentarem os valores extremos da reatância x_d .

Simulação de Perda de Excitação

Serão apresentados três casos de um curto no rotor no instante de tempo $t = 1,0s$. A CI é comum para todos os casos. Ela é dada por: $V_t = 1,0pu$ e $Q = 0,0pu$.

Foram analisados três patamares de potência ativa, sendo: $P_e = 0,1pu$; $P_e = 0,4pu$ e $P_e = 0,9pu$. Para cada um desses patamares de P_e , foram simulados dois casos de perda de excitação com uma impedância externa da rede x_e diferente, sendo uma para $x_e = 0,1pu$ e outro para $x_e = 0,4pu$.

Os parâmetros das duas MS simuladas, UHE-A e UHE-E, estão relacionados na Tabela 20 da página 86. O modo de controle não importa nessas simulações, pois a tensão de excitação cai à zero no instante da aplicação do curto circuito no rotor, ou seja, o controle do RT não tem influência alguma a partir do instante da aplicação da falta.

Uma análise geral dos resultados obtidos será realizada após a última simulação.

Simulação da UHE-A

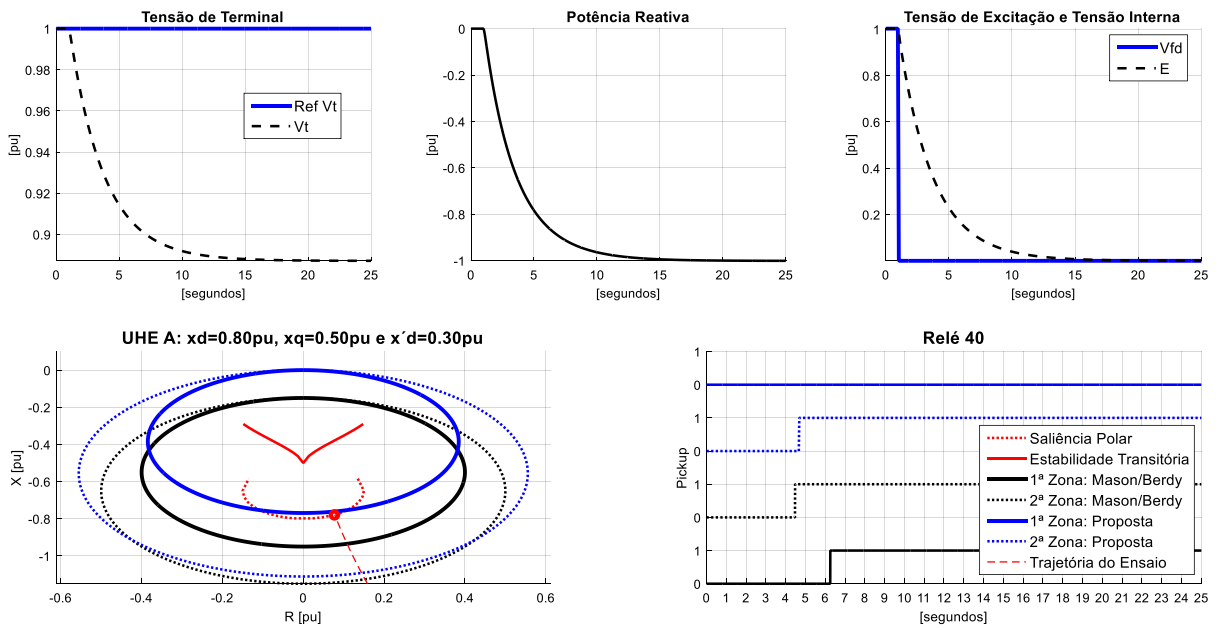


Figura 81. Perda de Excitação. UHE-A, $P_e = 0,1pu$ e $x_e = 0,1pu$.

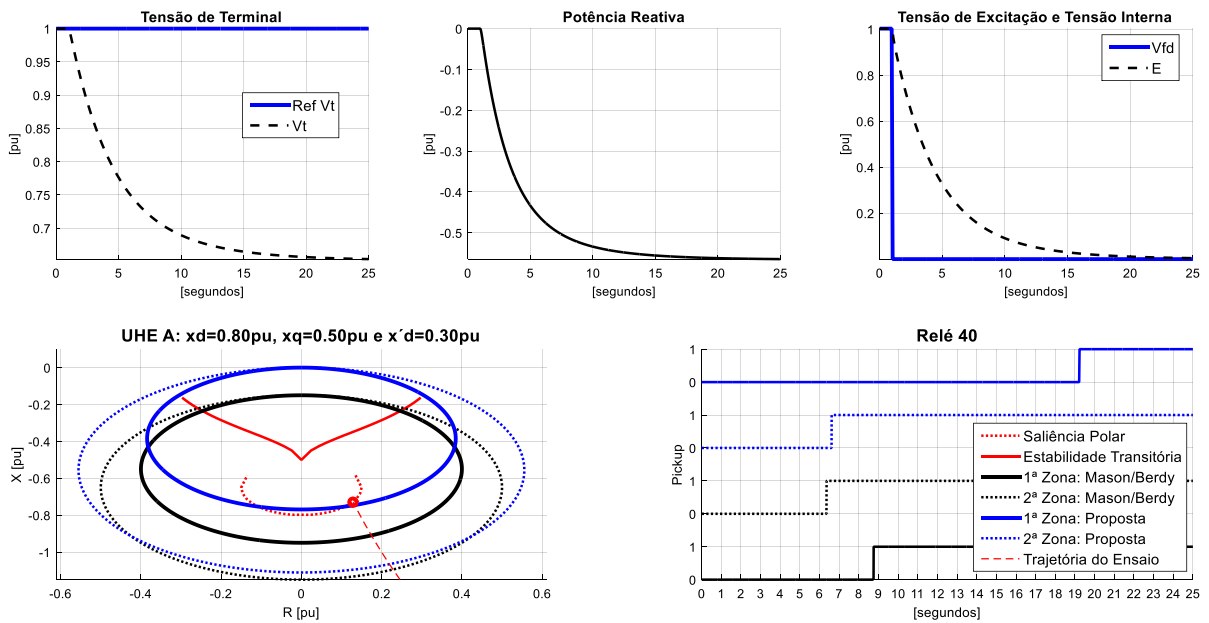


Figura 82. Perda de Excitação. UHE-A, $P_e = 0,1pu$ e $x_e = 0,4pu$.

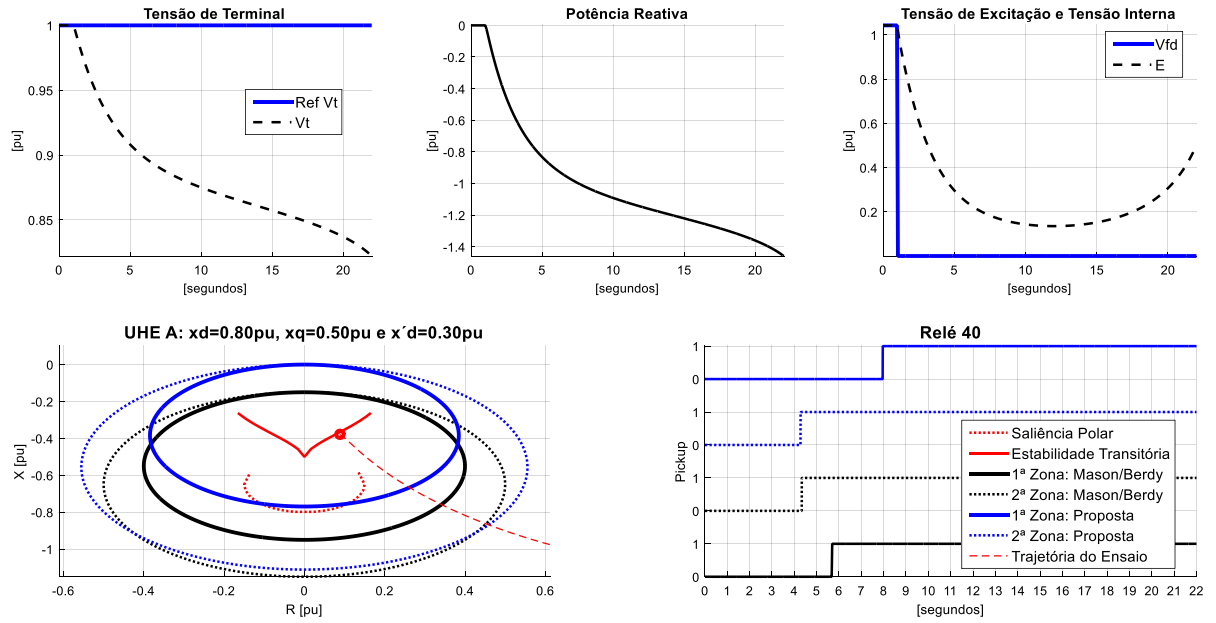


Figura 83. Perda de Excitação. UHE-A, $P_e = 0,5pu$ e $x_e = 0,1pu$.

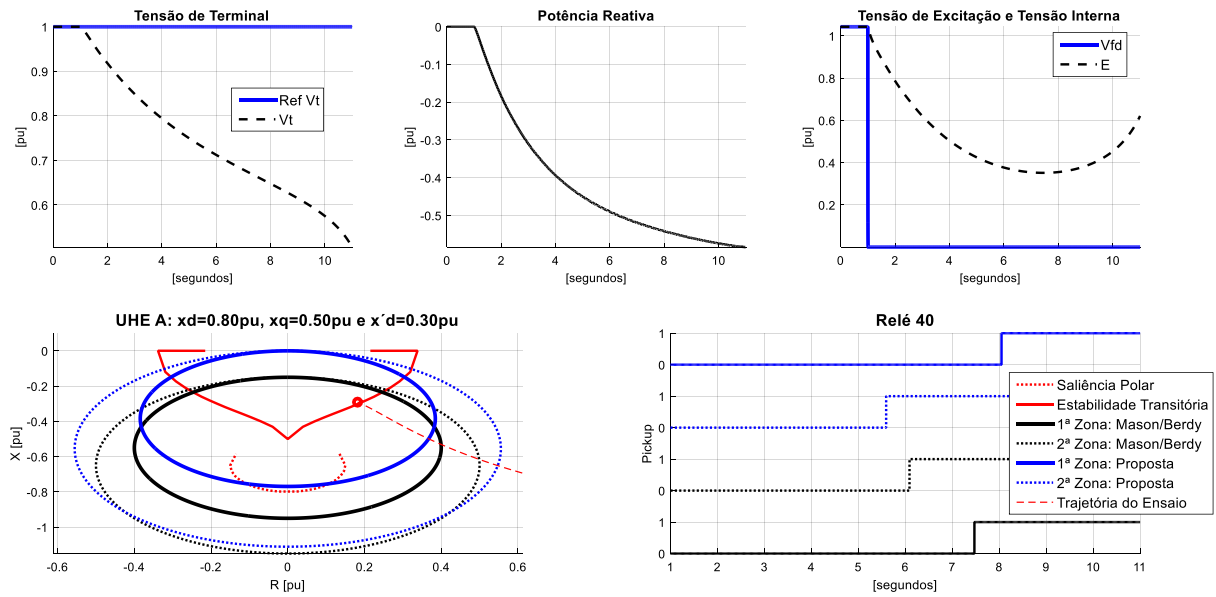


Figura 84. Perda de Excitação. UHE-A, $P_e = 0,5pu$ e $x_e = 0,4pu$.

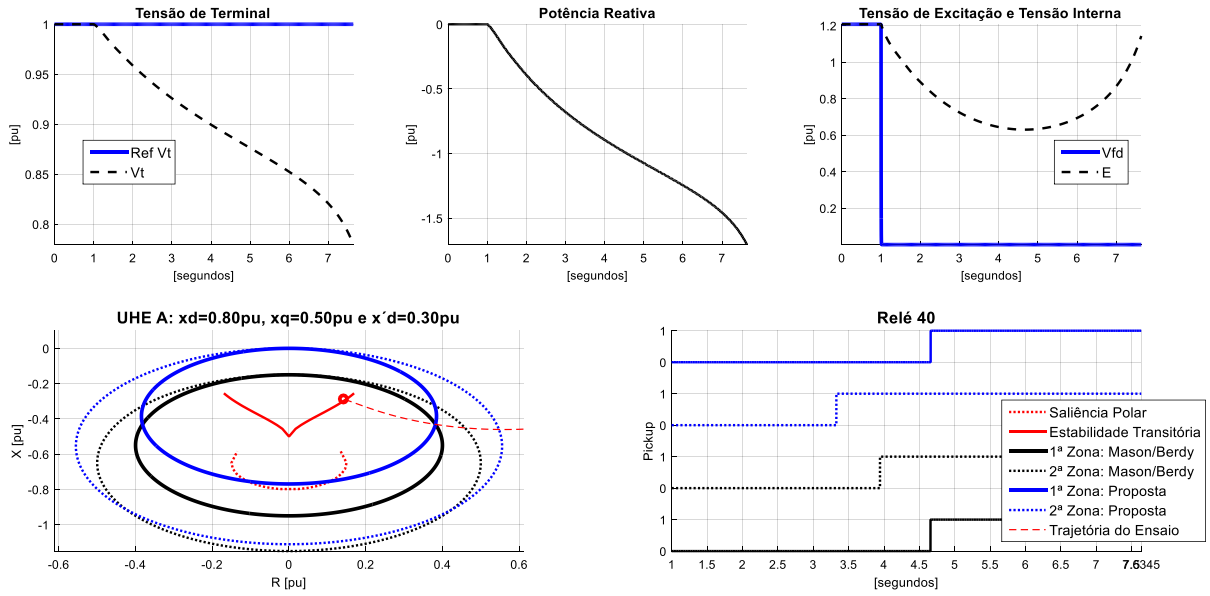


Figura 85. Perda de Excitação. UHE-A, $P_e = 0,9pu$ e $x_e = 0,1pu$.

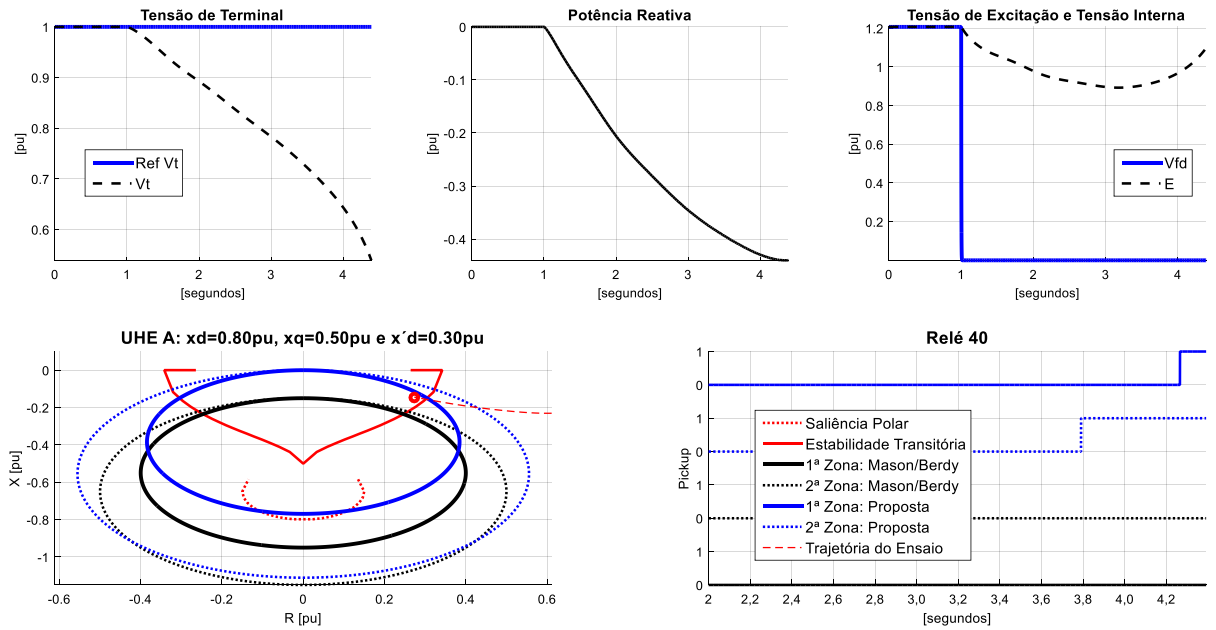


Figura 86. Perda de Excitação. UHE-A, $P_e = 0,9pu$ e $x_e = 0,4pu$.

Simulação da UHE-E

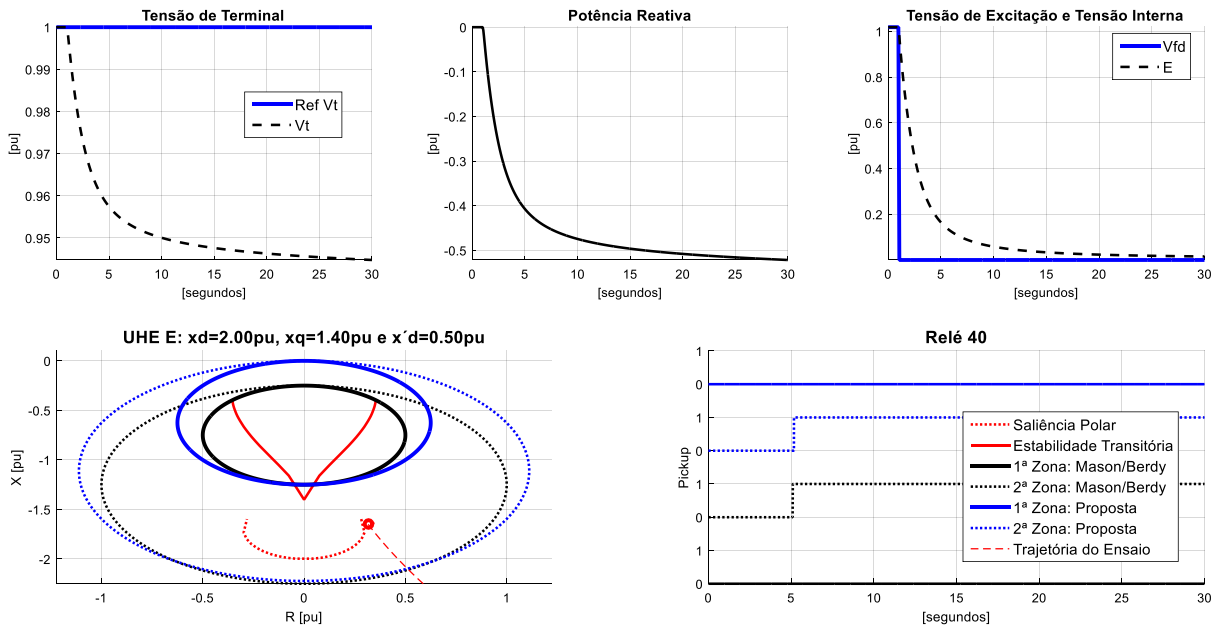


Figura 87. Perda de Excitação. UHE-E, $P_e = 0,1pu$ e $x_e = 0,1pu$.

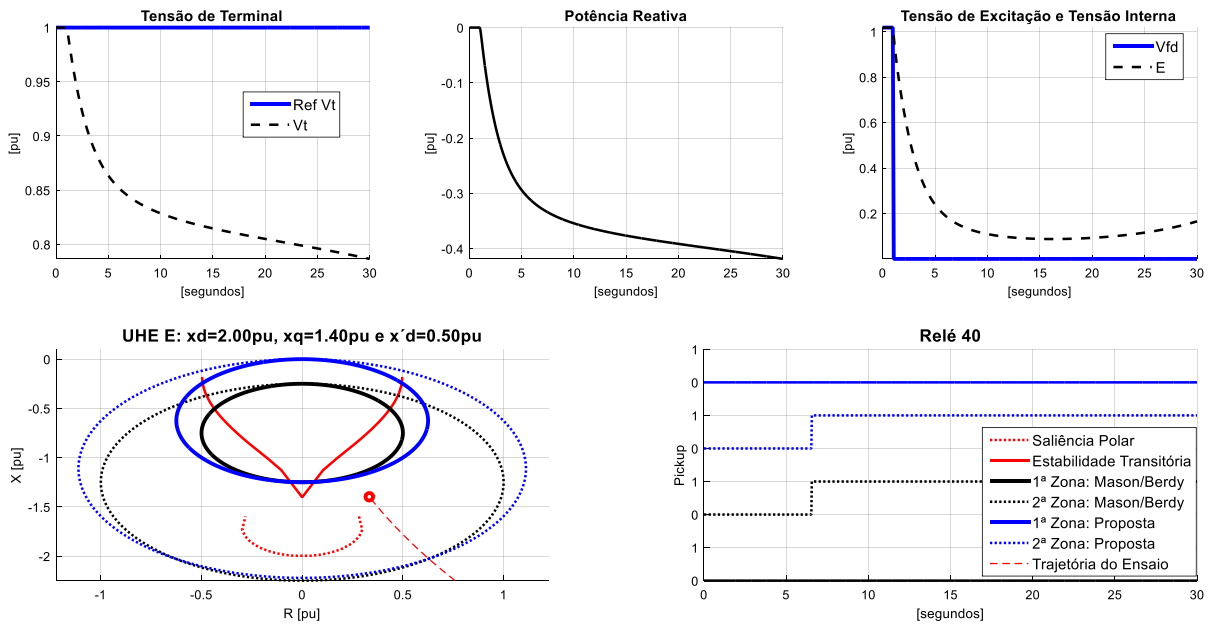


Figura 88. Perda de Excitação. UHE-E, $P_e = 0,1pu$ e $x_e = 0,4pu$.

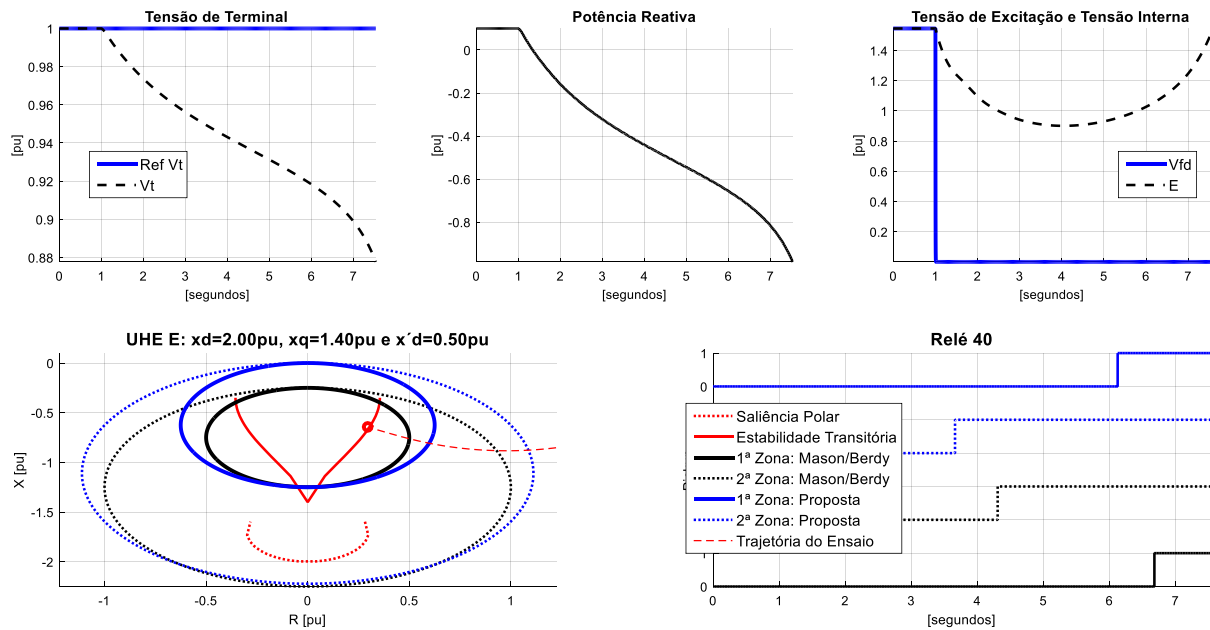


Figura 89. Perda de Excitação. UHE-E, $P_e = 0,5pu$ e $x_e = 0,1pu$.

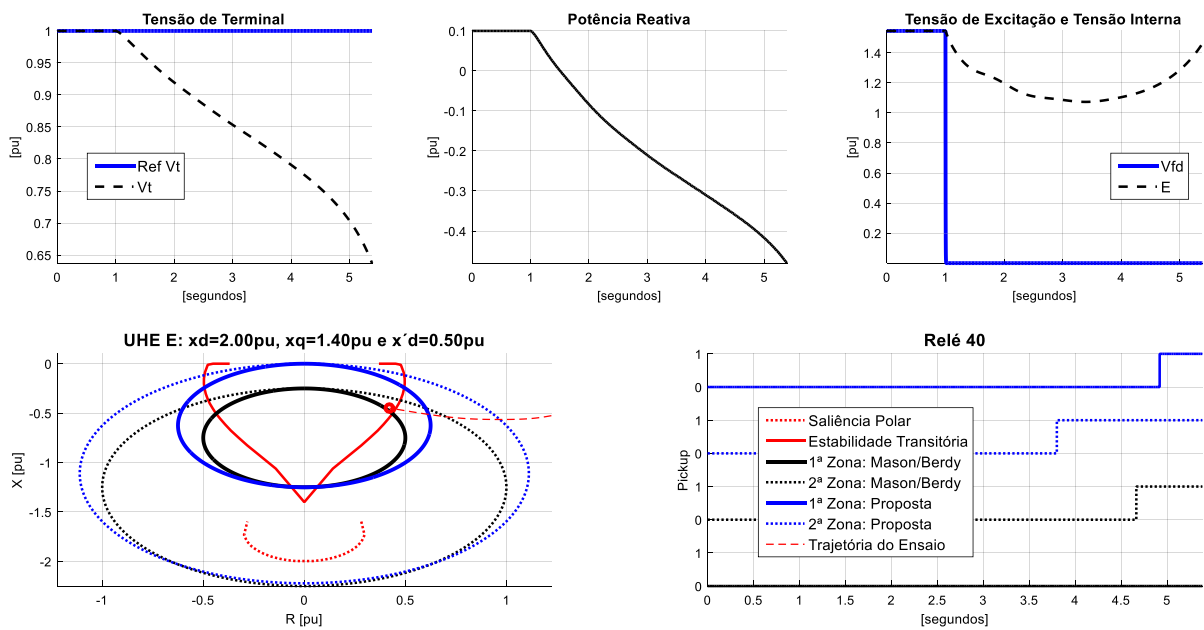


Figura 90. Perda de Excitação. UHE-E, $P_e = 0,5pu$ e $x_e = 0,4pu$.

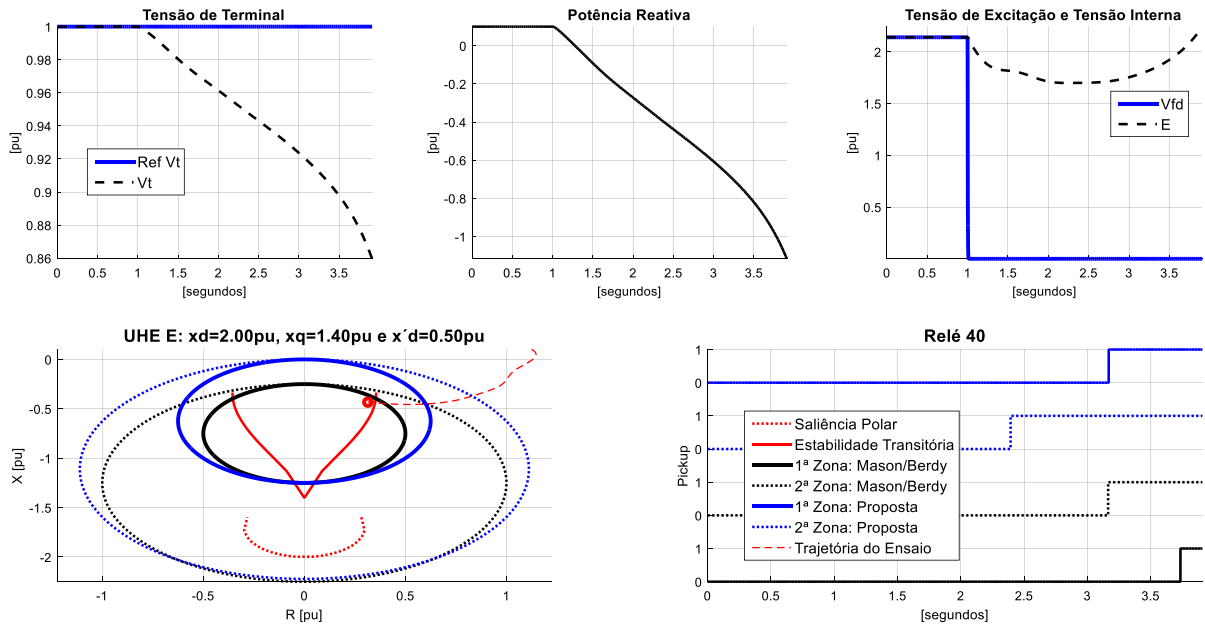


Figura 91. Perda de Excitação. UHE-E, $P_e = 0,9pu$ e $x_e = 0,1pu$.

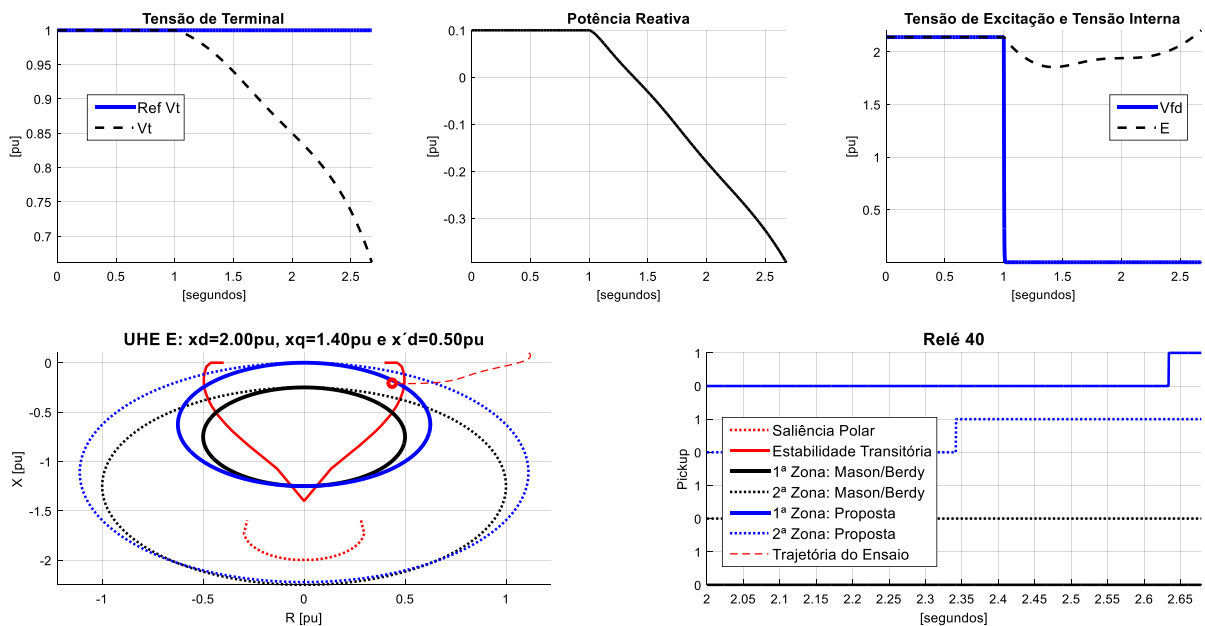


Figura 92. Perda de Excitação. UHE-E, $P_e = 0,9pu$ e $x_e = 0,4pu$.

Nos gráficos RX é possível observar a trajetória da impedância, a mesma depende do ponto de operação da unidade no momento da falta e da impedância da rede x_e .

Com carga baixa ($P_e = 0,1pu$), a impedância estaciona sobre a saliência polar em RP. É o caso das Figura 81, Figura 82, Figura 87 e Figura 88. Nessas simulações, a 2ª zona com o ajuste

tradicional e a com o ajuste proposto foram sensibilizadas quase que no mesmo instante de tempo.

Nos casos de carga média ($P_e = 0,5pu$) e de carga alta ($P_e = 0,9pu$), a impedância cruza o limiar da estabilidade transitória e, conseqüentemente, faz com que a MS perca o sincronismo. Nesses casos, cabe a função 40 de 1ª zona atuar antes que isso de fato ocorra.

Percebe-se que em todos os eventos em carga média, tanto no ajuste tradicional como no ajuste proposto, a 1ª zona do relé 40 atuou corretamente. O fato de um ajuste ter sido sensibilizado antes ou depois não importa e, sim, que a função tenha atuado antes da MS perder o sincronismo. Entretanto, em alguns casos de perda de excitação em carga alta, como os eventos apresentados nas Figura 86 e Figura 92, a trajetória da impedância não passa pela característica de 1ª zona do ajuste tradicional de Mason-Berdy. Ou seja, nesses dois casos em particular, a MS perderia o sincronismo antes da proteção atuar. Esse é um dos problemas do método clássico que ocorre devido ao *offset* que é utilizado.

Por outro lado, devido à ausência do *offset* da 1ª zona, o ajuste proposto é capaz de detectar a perda de excitação antes da perda de sincronismo, mesmo para as situações de carga alta com uma impedância da rede x_e elevada.

Porém, o ajuste proposto poderá ficar mais sensível a sensibilizações em distúrbios oriundos de um curto circuito na rede, como é o caso do CC3F analisado a seguir.

Simulação de um Curto Circuito Externo

A 1ª zona da função 40 pode ser sensibilizada logo após um evento de curto circuito na rede. Essa questão foi investigada por Bordeira [40]. É uma situação na qual a função 40 deve ser bloqueada para não atuar indevidamente.

Para ilustrar essa situação, são apresentados dois casos de um CC3F próximo do gerador aplicados no instante de tempo $t = 1,0s$. O tempo de duração do curto é de **100ms**.

A unidade simulada é a UHE-E. Para os dois casos, a CI é dada por: $V_t = 1,0pu$, $Q = 0,0pu$ e $x_e = 0,1pu$. A única mudança entre os casos é a potência ativa despachada, sendo uma para $P_e = 0,1pu$ e outra para $P_e = 0,9pu$. O modo de controle das simulações é o automático.

A Figura 93 é o resultado da simulação para $P_e = 0,1pu$. A Figura 94 é a do caso com $P_e = 0,9pu$.

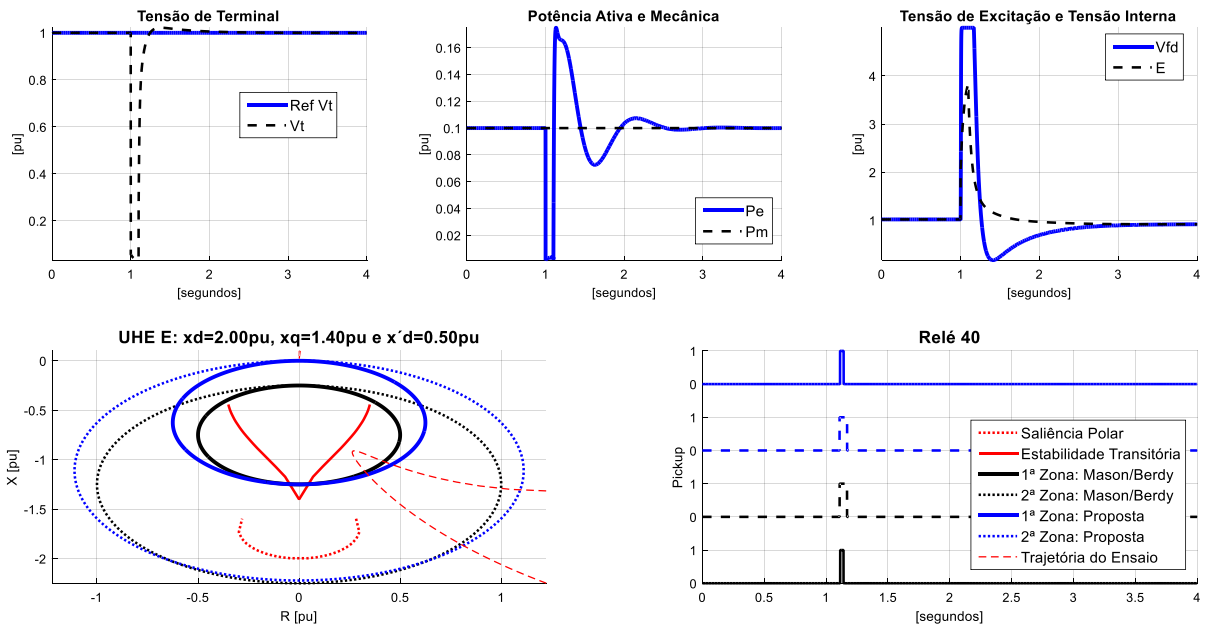


Figura 93. CC3F com $P_e = 0,1pu$.

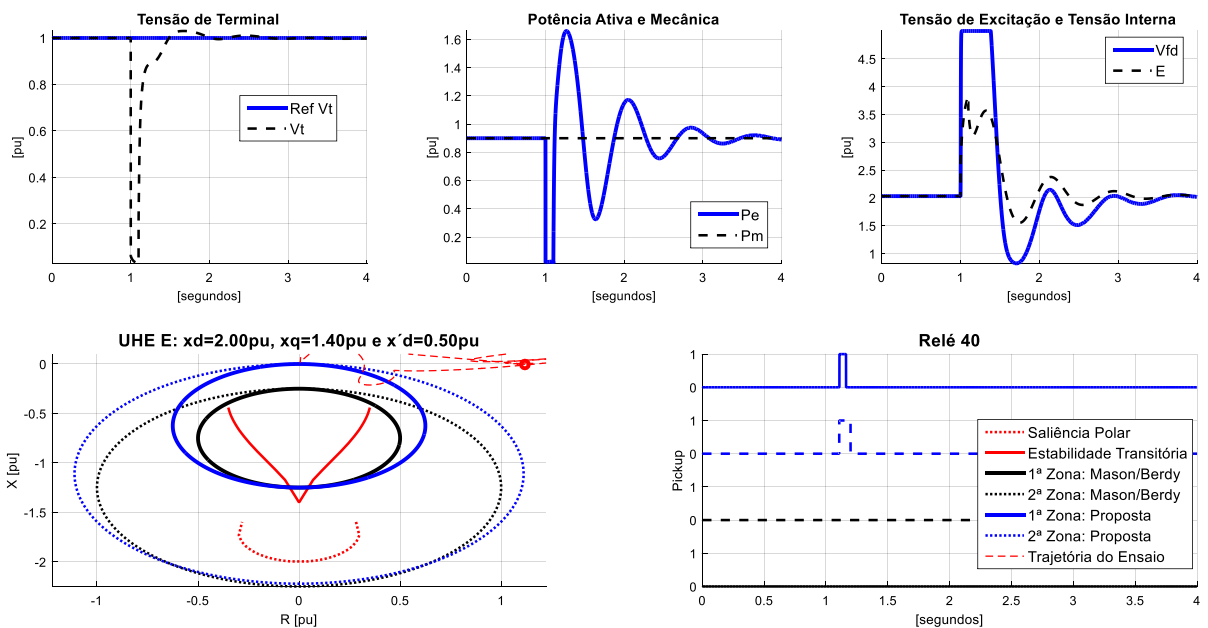


Figura 94. CC3F com $P_e = 0,9pu$.

Observa-se que na simulação do primeiro caso, Figura 93, ocorre a sensibilização da 1ª zona da função 40 logo após a extinção do CC3F. Isso ocorre, tanto no ajuste tradicional como no ajuste proposto. Porém, no segundo caso apresentado na Figura 94, apenas o ajuste proposto foi sensibilizado pelo CC3F.

Apesar de ter sido uma sensibilização por um curto período de tempo, ele é suficiente para causar uma atuação indevida do relé 40 pela 1ª zona. Já a 2ª zona não deve atuar, mesmo sendo sensibilizada, a sua temporização não deve ser inferior a dois segundos, que é um valor

alto o suficiente para que a trajetória da impedância saia de dentro da sua característica de atuação nesse tipo de evento.

Para evitar um disparo indevido do relé 40, recomenda-se bloquear a 1ª zona por um curto período de tempo após a detecção de um evento do tipo curto circuito externo pelo relé de proteção. Esse bloqueio provisório é algo trivial de ser implementado nos relés digitais atuais. A perda de excitação é caracterizada por ser um defeito equilibrado, basta uma simples detecção de um desequilíbrio para gerar um pulso de bloqueio, por exemplo, da ordem de **2,0s** para evitar uma atuação indevida da 1ª zona do relé 40. No caso de um curto circuito equilibrado, como o CC3F, pode-se pensar em utilizar o *pick-up* das funções 51V ou 21 para a elaboração de uma lógica momentânea de bloqueio. Essas sugestões não foram analisadas neste trabalho, mas uma investigação mais detalhada da oscilação de potência após um curto circuito externo e os tipos de bloqueios poderiam ser explorados em trabalhos futuros.

5.5 Coordenação do Limitador de Subexcitação

Coordenação Estática

A Figura 63 ilustra o diagrama de blocos do UEL utilizado nas simulações deste capítulo. É um modelo empregado por grande parte dos fabricantes de sistemas de excitação. A curva no plano PQ do UEL é quem define a sua característica estática, essa curva é definida por uma tabela de pontos de **Pe** versus **Q**. O parâmetro **k2** do UEL é relativo ao valor da exponencial de **Vt** que multiplica a saída deste bloco tabela. Sua finalidade é alterar o deslocamento da curva no plano PQ em função do valor de **Vt**. O parâmetro **k2** pode assumir os seguintes valores:

- Para **k2 = 0**: curva do tipo potência, fixa no plano PQ;
- Para **k2 = 1**: curva do tipo corrente, proporcional a **Vt**;
- Para **k2 = 2**: curva do tipo impedância, proporcional ao quadrado de **Vt**.

A Figura 95 ilustra influência do parâmetro **k2** do UEL na curva de capacidade da UHE-C para: **Vt = 0,9pu**; **Vt = 1,0pu** e **Vt = 1,1pu**. O ajuste do UEL é o tradicional, alinhado com o limite prático de estabilidade para **Vt = 1pu**. Observa-se que para **Vt = 1pu**, as curvas do UEL para **k2 = 0** e para **k2 = 2** estão sobrepostas.

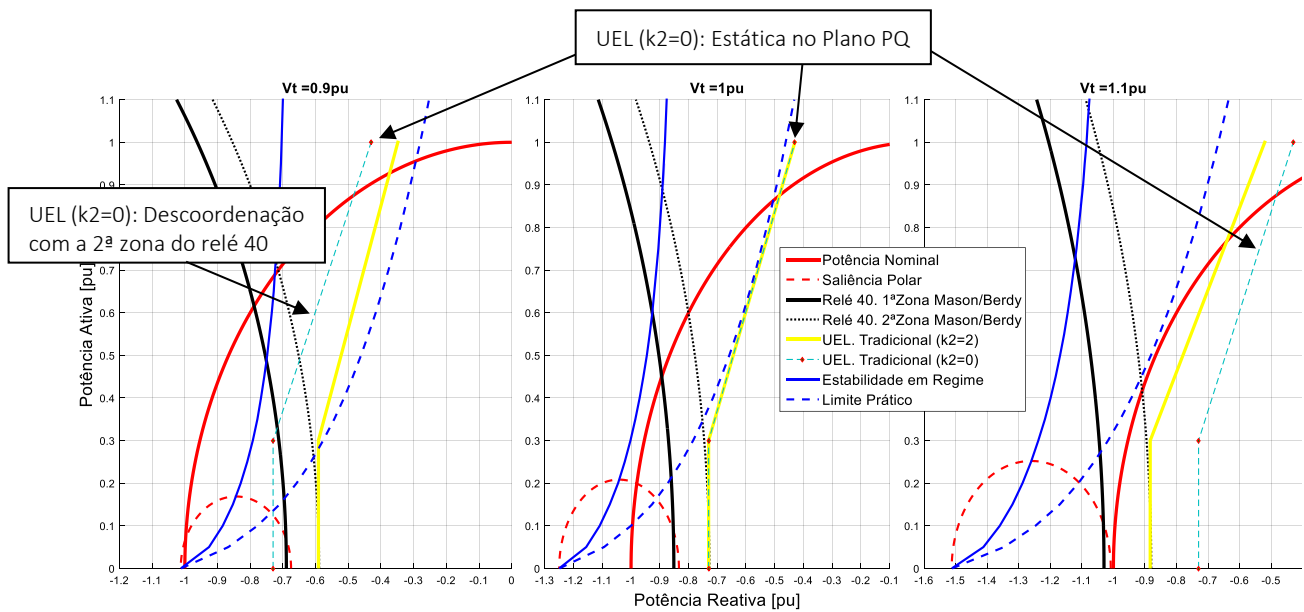


Figura 95. Influência do fator k_2 na curva do UEL. Comparação com $k_2 = 0$ e $k_2 = 2$.

Pela análise da Figura 95 fica claro que o UEL deve variar com o quadrado da tensão terminal, de forma que o mesmo se desloque na mesma proporção que o relé 40. É o que ocorre com a curva do UEL com o $k_2 = 2$. Quando o UEL não possui essa propriedade, é necessário que o ajuste da sua curva seja mais conservador de forma que a mesma sempre fique à direita da 2ª zona do relé 40. O caso crítico da coordenação estática, para um $k_2 < 2$, ocorrerá quando a MS operar com a mínima tensão terminal permitida. No caso da Figura 95, essa operação ocorre com $V_t = 0,9\text{pu}$. Nesse gráfico em específico, nota-se que a curva do UEL está toda à esquerda da 2ª zona do relé 40.

Outro tema que cabe destacar na análise da Figura 95 é a localização da curva da 2ª zona do relé 40. Observa-se que a curva da 2ª zona, por si só, já é conservadora. Ela sempre estará à direita da saliência polar, tanto no ajuste clássico de Mason-Berdy como na do ajuste proposto. Se o comissionador do sistema de excitação focar somente no limite prático para a sintonia da curva do UEL, é possível que o ajuste desta curva fique muito próximo da 2ª zona. É necessário que se tenha uma margem mínimo, ou seja, um intervalo de coordenação estático entre a 2ª zona e a curva do UEL. Observa-se que a curva do UEL, ajustada próxima ao limite prático, fica sobreposto a 2ª zona do relé 40 em uma faixa de P_e de $0,0\text{pu}$ até $0,5\text{pu}$.

A Tabela 22 apresenta a proposta do autor visando atender a coordenação estática do UEL com o relé 40. A coordenação estática é o intervalo de coordenação existente entre esses dispositivos. Nota-se que os ajustes propostos dependem do parâmetro k_2 adotado pelo UEL.

Ressalta-se, também, que a filosofia de ajuste da curva do UEL é para apenas dois pontos no bloco tabela de **Pe** versus **Q** do UEL sendo, um para **Pe = 0,0pu** e o outro para **Pe = 1,0pu**.

Tabela 22. Coordenação estática do UEL com o relé 40.

k2	Ajuste da Curva do UEL	
0	$Q_{(P=0)} = -\left(\frac{Ref_{MIN}^2}{ X_{MAX} } + folga\right)$	$Q_{(P=1)} = Q_{(P=0)} + 0,1$
1	$Q_{(P=0)} = -\left(\frac{Ref_{MIN}}{ X_{MAX} } + folga\right)$	$Q_{(P=1)} = Q_{(P=0)} + 0,1$
2	$Q_{(P=0)} = -\left(\frac{1}{ X_{MAX} } + folga\right)$	$Q_{(P=1)} = Q_{(P=0)} + 0,1$

O parâmetro **Ref_{MIN}** é a referência mínima da tensão terminal de operação da MS dado pelo limite mínimo do RT (Figura 60). A **folga** é o intervalo de coordenação estática entre o UEL e a 2ª zona da função 40. Sugere-se a adoção de uma **folga** mínima de **0,1pu**. Esse valor poderá ser aumentado após uma análise da coordenação dinâmica.

Destaca-se nessa proposta de ajuste a inclinação da curva do UEL na qual adota-se um ângulo fixo de **~84°** e a solução simples de usar apenas dois pontos da tabela PQ. A inclinação se deve ao valor de **10%** maior de **Q** para **Pe = 1,0pu** em relação ao valor de **Q** para **Pe = 0,0pu**. Em relação aos dois pontos, eles são mais do que suficientes para definir o limite de atuação do UEL. Deve-se evitar o uso de mais pontos na tabela PQ como, por exemplo, pontos de quebra visando a proteção do estator da MS. Cabe ao limitador térmico do RT, o SCL, essa finalidade, e não ao UEL.

O parâmetro **X_{MAX}** vai depender do ajuste do relé 40. Esse parâmetro é equivalente a máxima reatância obtida na característica da 2ª zona. A Figura 96 ilustra o que seria esse parâmetro.

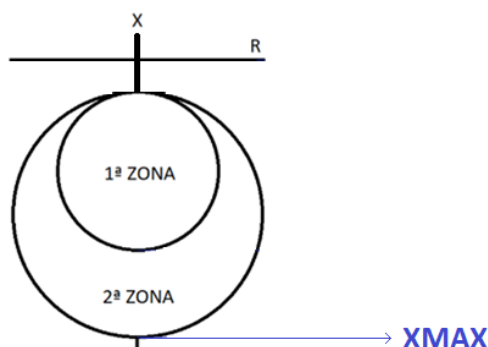


Figura 96. Significado do parâmetro **X_{MAX}**.

A Tabela 23 apresenta o cálculo de X_{max} a ser utilizado na Tabela 22 em função do método de ajuste do relé 40.

Tabela 23. Ajuste de X_{max} .

<i>Método clássico (Mason-Berdy) de ajuste do 40</i>	<i>Método proposto de ajuste do 40</i>
Para $x_d < 1,0pu$: $X_{MAX} = 1 + x'd/2$	Para $x_d < 1,0pu$: $X_{MAX} = 1,1$
Para $x_d \geq 1,0pu$: $X_{MAX} = xd + x'd/2$	Para $x_d \geq 1,0pu$: $X_{MAX} = xd/0,9$

A Figura 97 e a Figura 98 apresenta o resultado da aplicação do critério sugerido pela Tabela 22 para a coordenação estática do UEL com $k_2 = 2$ e $k_2 = 0$ e o relé 40. O ajuste utilizado para o relé 40 foi o da metodologia proposta. A MS é a UHE-B (Figura 97) e a UHE-D (Figura 98). As curvas no plano PQ são dadas para os limites operacionais da tensão terminal, sendo eles: limite mínimo para $V_t = Ref_{MIN} = 0,9pu$, limite nominal para $V_t = 1,0pu$ e o limite máximo para $V_t = Ref_{MAX} = 1,1pu$.

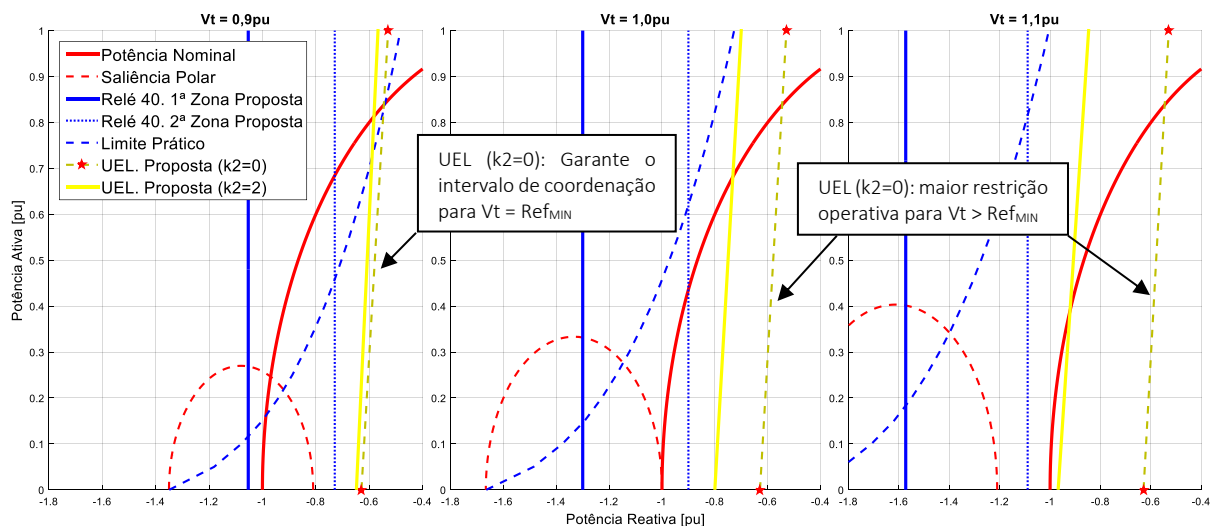


Figura 97. Análise da coordenação estática no plano PQ da UHE-B.

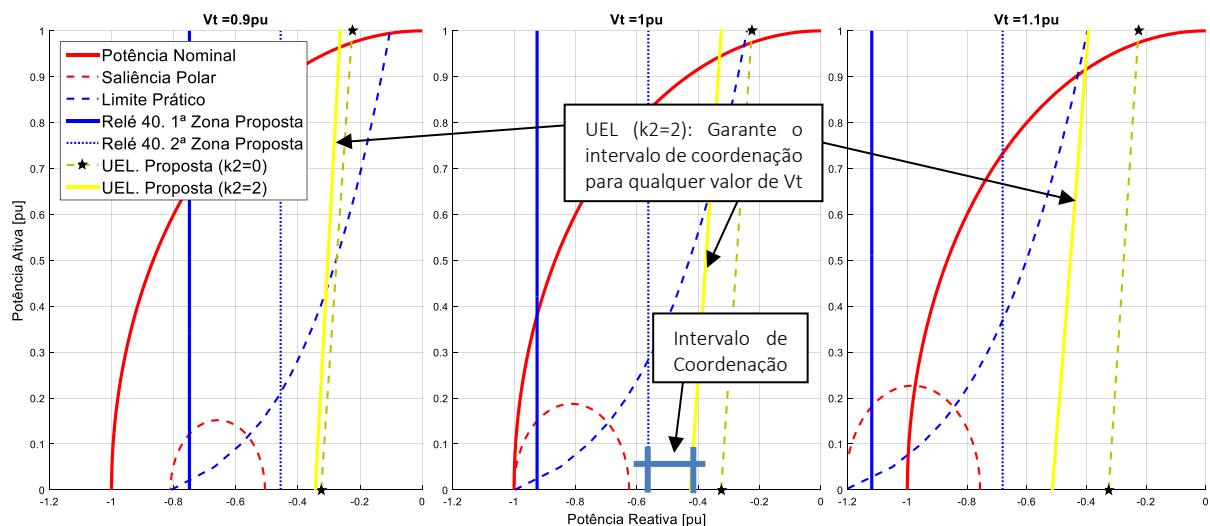


Figura 98. Análise da coordenação estática no plano PQ da UHE-D.

Destaca-se, nas duas curvas de capacidade apresentadas na Figura 97 e na Figura 98, a proposta de ajuste da curva do UEL, com $k2 = 0$ e $k2 = 2$, coordenando estaticamente com a 2ª zona do relé 40 para qualquer nível de tensão.

Observa-se também que, no caso do UEL com o $k2 = 2$, o intervalo de coordenação entre a 2ª zona e a curva do UEL é mantido constante, independentemente do nível de tensão. Já para o UEL com o $k2 = 0$, quando $Vt = Ref_{MIN}$, a sua curva é próxima daquela para o UEL com o $k2 = 2$, garantindo-se, assim, o intervalo mínimo de coordenação para essa condição operativa. Porém, quando $Vt > Ref_{MIN}$, observa-se que a curva do UEL com $k2 = 0$ apresenta um intervalo de coordenação maior, pois a curva do UEL não varia de forma proporcional ao quadrado de Vt . Ela permanece no mesmo lugar no plano PQ para qualquer nível de tensão. Por consequência, há uma restrição operativa maior na região de subexcitação quando Vt é maior que a Ref_{MIN} . A Figura 97 destaca essa questão.

Outra análise é a simplicidade do ajuste da curva do UEL com apenas dois pontos com uma leve inclinação de $\sim 84^\circ$. Conforme já mencionado, o autor não recomenda ajustes com mais pontos para o traçado da curva do UEL, tampouco curvas que visam proteger o estator da MS. Nesses casos, cabe ao limitador de corrente estatórica do RT (SCL) essa finalidade, e não ao UEL. Vale lembrar que o objetivo do UEL é prevenir a perda de sincronismo da MS e proteger os pólos de um sobreaquecimento. A questão do aquecimento dos pólos não é investigada nesta dissertação. Entretanto, caso esse aquecimento seja um fator restritivo de operação e essa restrição esteja à direita da curva do UEL no plano PQ após o seu ajuste, a solução é simples: basta aumentar a folga de coordenação (Tabela 22). Esse aumento deve ser tal até que a curva do limite do sobreaquecimento dos pólos fique à esquerda da curva do UEL no plano PQ.

Por fim, cabe ressaltar que o ajuste da curva do UEL, conforme a proposta na Tabela 22, garante apenas a coordenação estática, ou seja, apenas a coordenação em RP do UEL com o relé 40. É necessária uma investigação da coordenação dinâmica para uma coordenação plena entre esses dispositivos. Esse é o tema analisado a seguir.

Coordenação Dinâmica

A coordenação dinâmica é verificada mediante simulações de transitórios eletromecânicos. Para a análise da função 40 e o UEL, as simulações propostas são as do sistema MSBI, conforme estrutura apresentada no início desse capítulo. Maiores detalhes da modelagem podem ser

obtidas no Anexo C – Estudo III na página 145. As unidades investigadas são as UHE-C e UHE-E. Os ajustes do sistema de excitação e da proteção são apresentados nas tabelas abaixo.

Tabela 24. Parâmetros do RT.

<i>MS</i>	<i>Kp [pu/pu]</i>	<i>Ti [s]</i>	<i>Max [pu]</i>	<i>Min [pu]</i>	<i>Ref_{MAX} [pu]</i>	<i>Ref_{MIN} [pu]</i>	<i>Tc [s]</i>
UHE-C	50	2,8	5,0	-5,0	1,1	0,9	0,002
UHE-E	60	2,2	5,0	-5,0	1,1	0,9	0,002

Tabela 25. Parâmetros do UEL.

<i>MS</i>	<i>K2</i>	<i>Tabela PQ [pu]</i>				<i>UEL_{TIPO}</i>	<i>K_{PUEL} e K_{IUEL}</i>
		<i>P1</i>	<i>P2</i>	<i>Q1</i>	<i>Q2</i>		
UHE-C	2	0	1	-0,63	-0,53	*	*
UHE-E	2	0	1	-0,30	-0,20	*	*

*Valor especificado em cada ensaio.

Tabela 26. Ajustes da função 40.

<i>MS</i>	<i>Relé 40</i>		<i>Método Clássico (Mason/Berdy)</i>		<i>Método Proposto</i>	
	<i>Zona</i>	<i>Tempo</i>	<i>Diâmetro</i>	<i>Offset</i>	<i>Diâmetro</i>	<i>Offset</i>
UHE-C	1ª zona	0,05s	1,00 pu	0,125 pu	0,882 pu	0,0pu
	2ª zona	2,00s	1,20 pu	0,125 pu	1,333 pu	0,0pu
UHE-E	1ª zona	0,05s	1,00 pu	0,25 pu	1,25 pu	0,0pu
	2ª zona	2,00s	2,00 pu	0,25 pu	2,20 pu	0,0pu

Para as simulações propostas: o RT opera no modo automático, o UEL está habilitado e o ajuste do relé 40 é do método proposto. A CI, dada por **Vt**; **Pe**; **Q** e **xe**, e os parâmetros do UEL, **UEL_{TIPO}**; **K_{PUEL}** e **K_{IUEL}**, serão declarados em cada ensaio. Os distúrbios ocorrem no instante **t = 1,0s**.

Análise da Coordenação Dinâmica da UHE-E

Setpoint de tensão

A primeira análise apresenta a sensibilidade da 2ª zona mediante um comando de diminuir a referência de tensão (**Ref Vt**) da unidade. É uma operação rotineira do centro de operação de uma central elétrica. A simulação é dada nas seguintes condições:

- Evento: setpoint de **Vt** de **1,0pu** para **0,9pu**. Taxa da referência de tensão de **2%/s**;
- CI: **xe = 0,1pu**; **Vt = 1,0pu**; **Q = 0,0pu** e **Pe = 0,6pu**;
- UEL: **K_{PUEL} = 0,05**; **K_{IUEL} = 0,1** e **UEL_{TIPO} = somador**.

A Figura 99 apresenta o resultado dessa simulação.

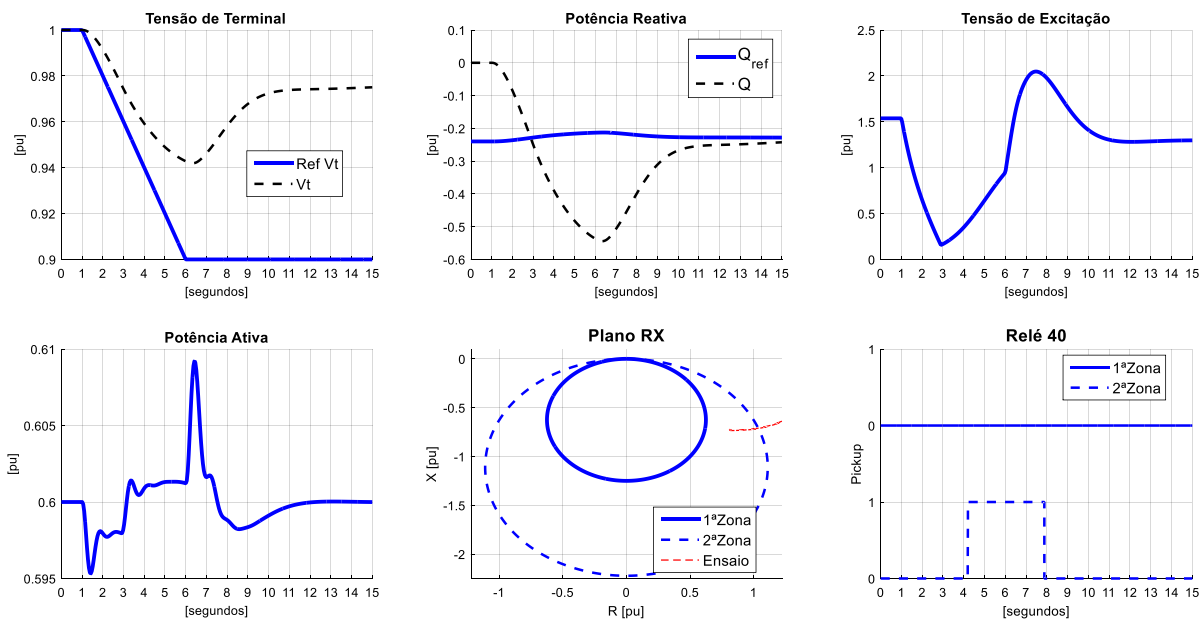


Figura 99. Setpoint de tensão terminal da UHE-E com a taxa de $Ref V_t$ em 2%/s.

Analisando o comportamento dinâmico, fica claro que é uma operação estável, entretanto observa-se que 2ª zona foi sensibilizada por $\sim 4s$, um tempo alto que teria ocasionado um *TRIP* pela função 40. É um evento típico de descoordenação dinâmica. Não há uma falha no sistema de excitação que justifique a atuação do relé 40, entretanto a sobre passagem de reativo poderia ser evitada, logo ações corretivas devem ser tomadas. Uma solução paliativa seria diminuir a taxa do setpoint de tensão terminal. Por exemplo, uma taxa de 1%/s já não sensibilizaria a 2ª zona, conforme o resultado apresentado na Figura 100 do mesmo evento.

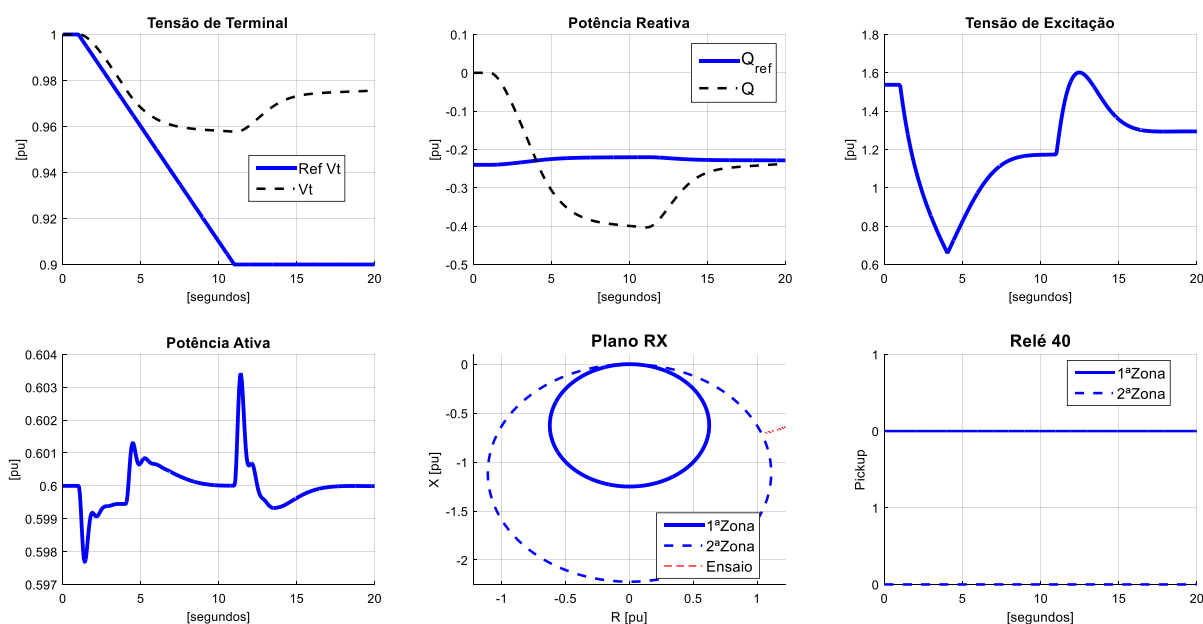


Figura 100. Setpoint de tensão terminal da UHE-E com a taxa de $Ref V_t$ em 1%/s.

Entretanto, essa solução resolveria apenas o problema da atuação indevida nos comandos da operação para diminuir a tensão terminal da MS, não resolveria os problemas causados por distúrbios da rede. A próxima simulação analisará esse tipo de situação e uma ação corretiva mais eficiente.

Varição brusca da rede

A simulação proposta é a da variação brusca da rede através da comutação da impedância externa **xe**. Esse tipo de distúrbio pode ocorrer em situações de energização ou de desligamento de uma LT. A condição para a análise da função 40 nesse tipo de evento ocorre com a MS operando próxima do limiar de atuação do UEL.

A simulação apresentada na Figura 101 é dada nas seguintes condições:

- Evento: chaveamento de **xe** de 0,2pu para 0,05pu;
- Cl: **xe** = 0,2pu; **Vt** = 0,95pu; **Q** = -0,22pu; **Pe** = 0,5pu;
- UEL: **Kp_{UEL}** = 0,05; **Ki_{UEL}** = 0,1 e **UEL_{TIPO}** = somador.

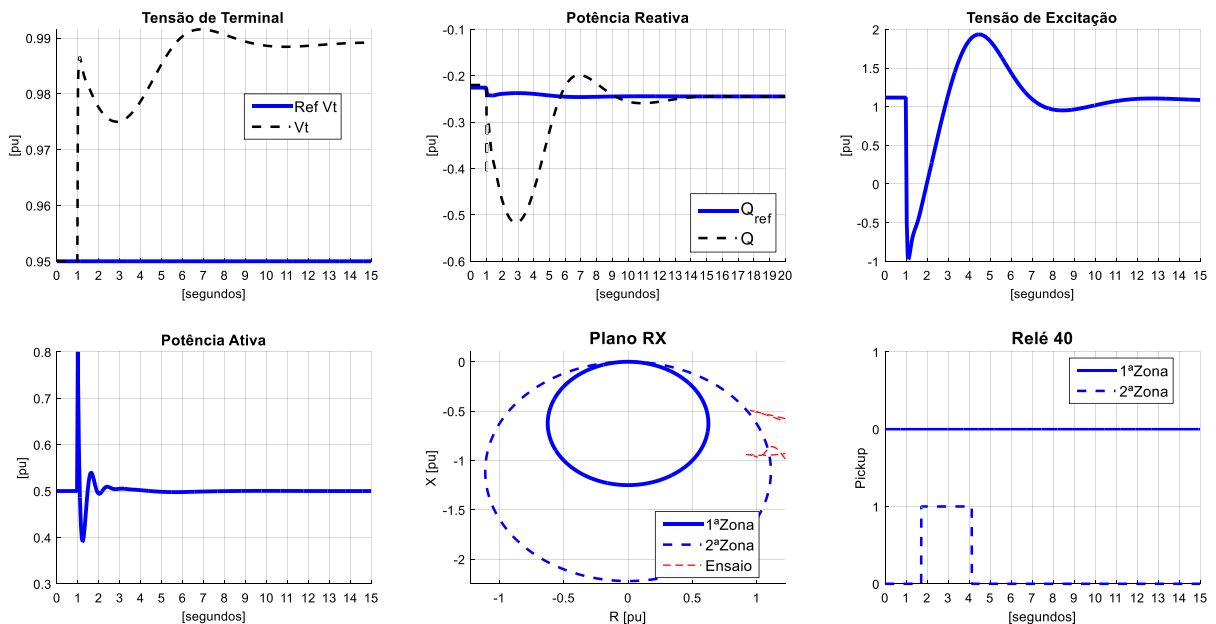


Figura 101. Chaveamento de **xe** na UHE-E.

Observa-se que é um distúrbio estável, mas a 2ª zona foi sensibilizada por ~2s, um tempo que poderia ter ocasionado o *TRIP* da função 40. A solução, agora, deve ser na sintonia do controle do RT ou nos ajustes da proteção. Por exemplo, uma temporização da ordem de 3 a 4 segundos para a 2ª zona resolveria esse problema, mas uma ação mais enérgica do UEL para diminuir a

sobre passagem de reativo é mais eficaz. É o que mostra a simulação apresentada na Figura 102 para o mesmo evento, mas com a alteração do ganho proporcional K_{pUEL} de 0,05 para 0,2. Percebe-se que essa ação resolve o problema da atuação indevida do relé 40 para os chaveamentos da rede.

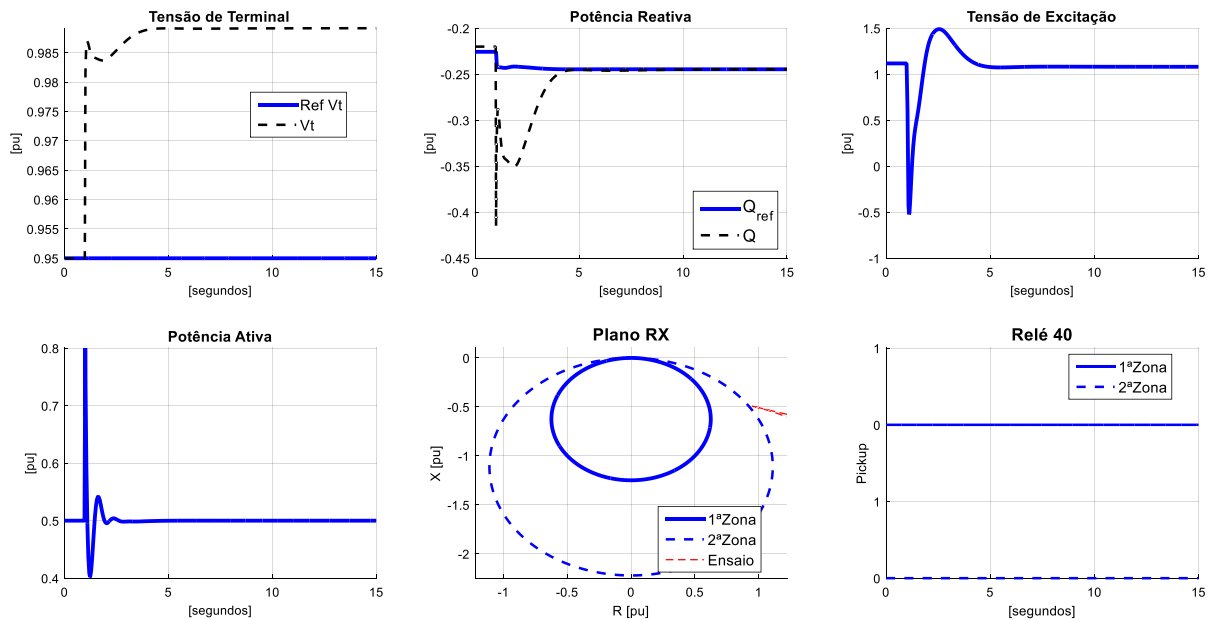


Figura 102. Chaveamento de x_e com o reajuste do K_{pUEL} na UHE-E.

As próximas simulações serão realizadas na UHE-C mediante a aplicação do distúrbio de chaveamento da rede semelhante ao da UHE-E. O objetivo é mostrar que os resultados e as ações corretivas vão ser diferentes.

Análise da Coordenação Dinâmica da UHE-C

Varição brusca da rede

A simulação apresentada na Figura 103 é dada para as seguintes condições:

- Evento: chaveamento de x_e de 0,2pu para 0,05pu;
- Cl: $x_e = 0,2pu$; $V_t = 0,95pu$; $Q = -0,22pu$ e $Pe = 0,5pu$;
- UEL: $K_{pUEL} = 0,05$; $K_{iUEL} = 0,1$ e $UEL_{TIPO} = \text{somador}$.

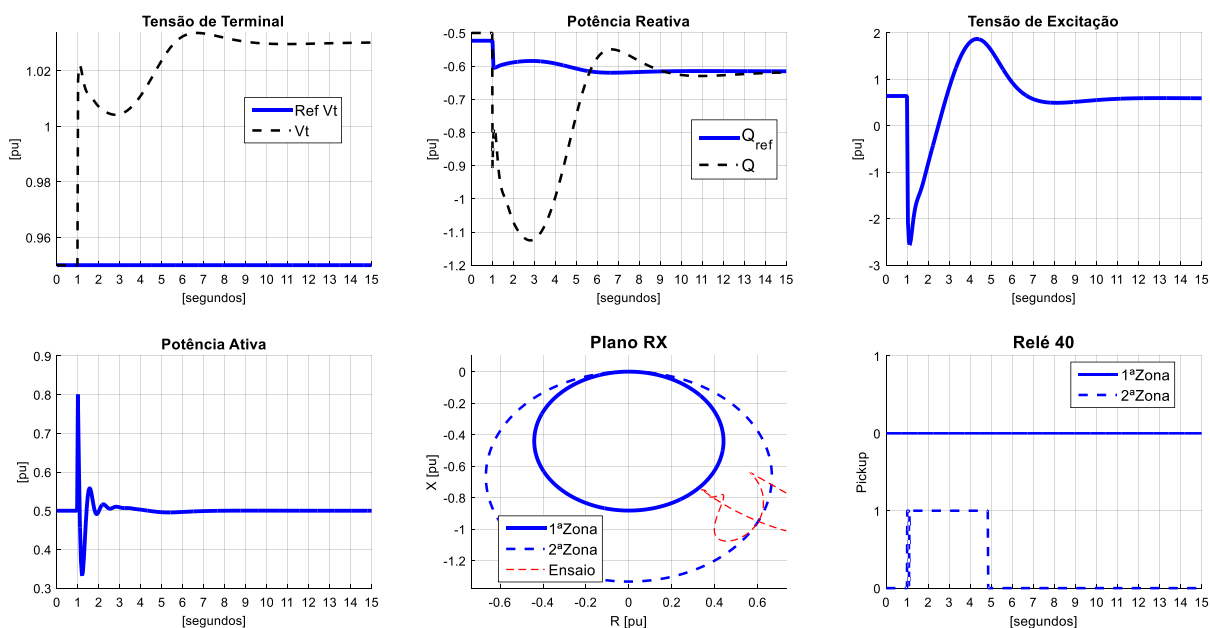


Figura 103. Chaveamento de x_e na UHE-C.

A 2ª zona foi sensibilizada por $\sim 3s$. A ação corretiva será a mesma adotada para a UHE-E, aumentar o valor do ganho proporcional K_{pUEL} de 0,05 para 0,20. A Figura 104 apresenta o resultado da simulação com o novo valor do K_{pUEL} .

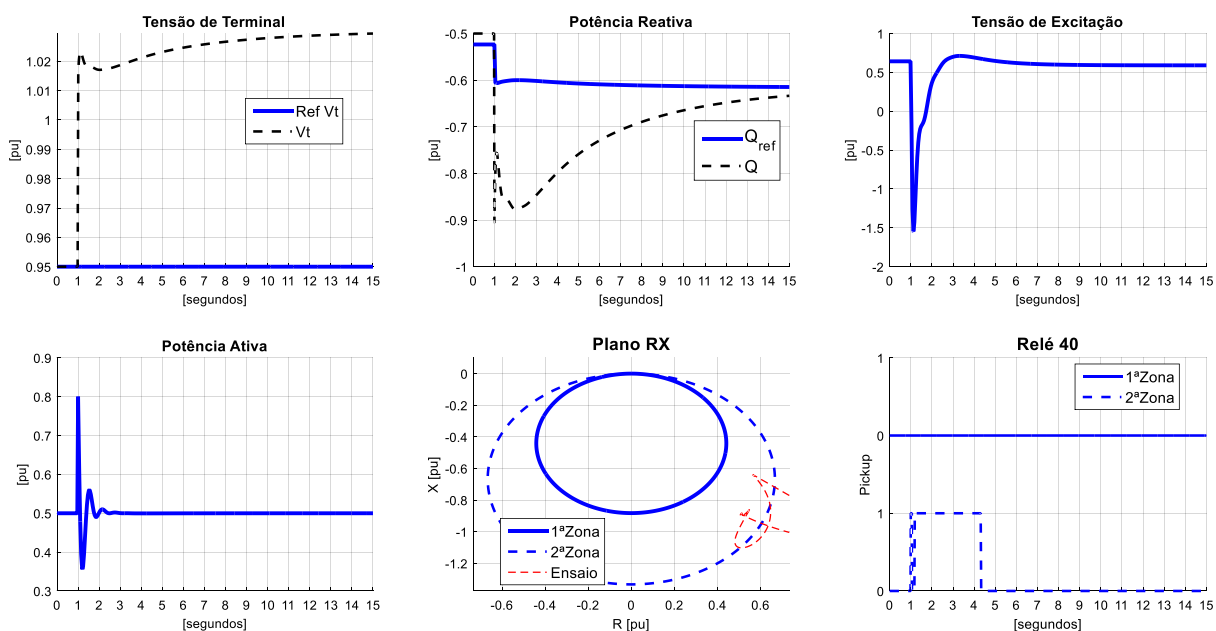


Figura 104. Chaveamento de x_e com o reajuste do K_{pUEL} na UHE-C.

Observa-se que a solução de só aumentar o ganho proporcional do K_{pUEL} não foi suficiente, o tempo de resposta do UEL continua lento. É necessário aumentar o ganho do integrador K_{iUEL} . A Figura 105 apresenta o resultado da simulação com o reajuste do K_{iUEL} de 0,1 para 0,2.

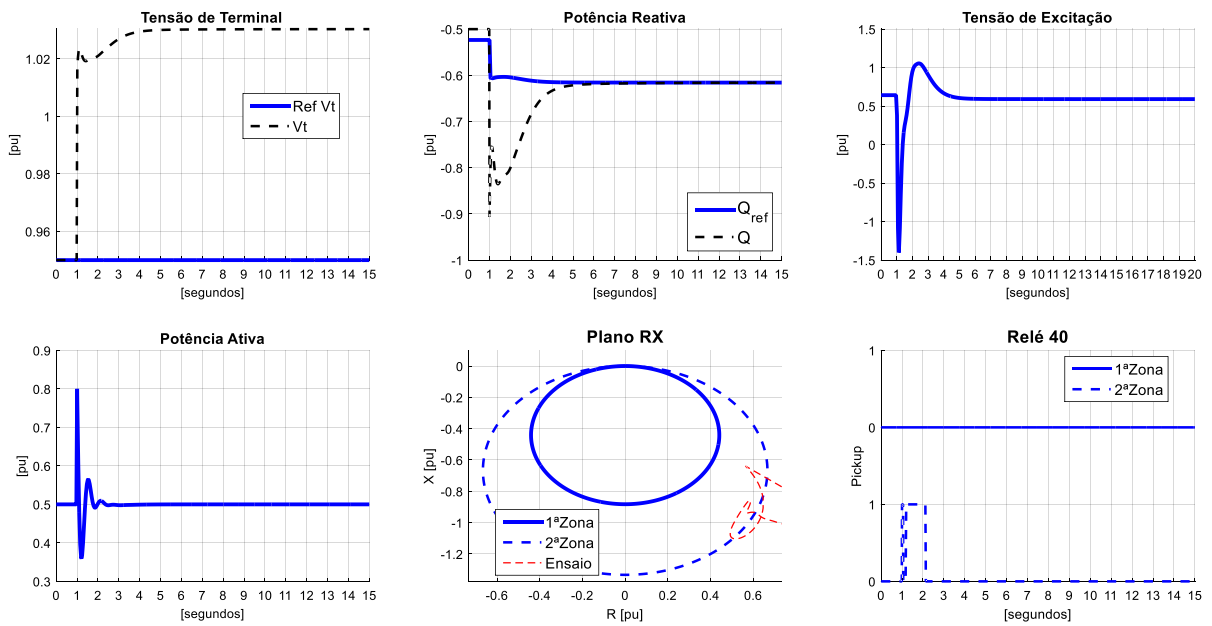


Figura 105. Chaveamento de x_e com o reajuste do K_{iUEL} na UHE-C.

Nesse caso, a sensibilização da 2ª zona foi da ordem de $\sim 1s$. É um tempo aceitável, abaixo da temporização mínima para causar um *TRIP* do relé 40 pela 2ª zona. Entretanto, o ganho K_{pUEL} e o ganho K_{iUEL} já estão relativamente altos. Supondo que não fosse possível aumentar esses ganhos devido a restrições de estabilidade, alternativa seria aumentar a temporização da 2ª zona ou aumentar a folga da coordenação estática. No entanto, essa última solução causaria uma restrição operativa da MS na região de subexcitação. Existe uma solução mais eficaz que é a do UEL do tipo seletor.

A Figura 106 compara o desempenho da resposta de um UEL seletor versus a do UEL somador da UHE-C em um evento de degrau na $Ref V_t$ de -2% . A CI dessa simulação é dada por: $V_t = 0,95 pu$; $P_e = 0,5 pu$; $Q = -0,5 pu$ e $x_e = 0,1 pu$. O ganho K_{pUEL} é de $0,05$.

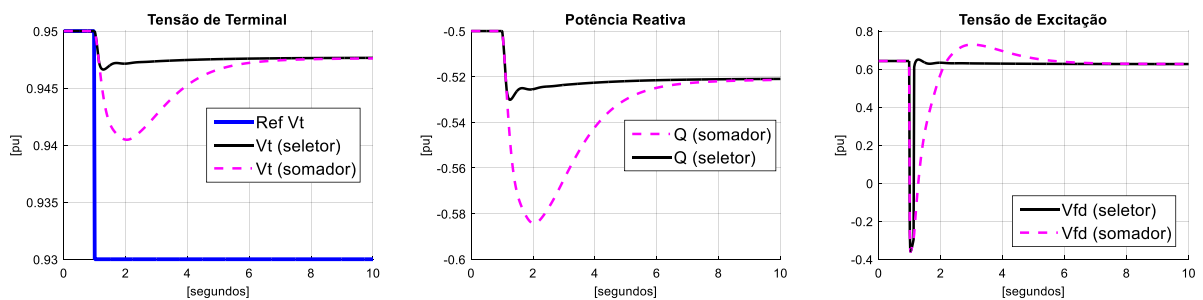


Figura 106. Comparação da resposta do $UEL_{TIPO} = seletor$ e $UEL_{TIPO} = somador$.

Percebe-se que o UEL do tipo seletor possui uma ação muito mais enérgica, sua ação se sobrepõe a do controle de tensão ao entrar no bloco seletor. No caso do UEL do tipo somador isso não ocorre, pois existe uma briga do UEL querendo aumentar a excitação enquanto o controle de tensão quer diminuí-la, causando a sobre passagem do reativo. A vantagem do UEL seletor é que não existe a preocupação na sintonia do seu ganho, tal qual ocorre no UEL somador. Para ilustrar essa afirmação, a Figura 107 e a Figura 108 apresenta a resposta do UEL seletor para o mesmo evento da Figura 104 e Figura 105 para o $K_{pUEL} = 0,05$ e $K_{pUEL} = 0,2$.

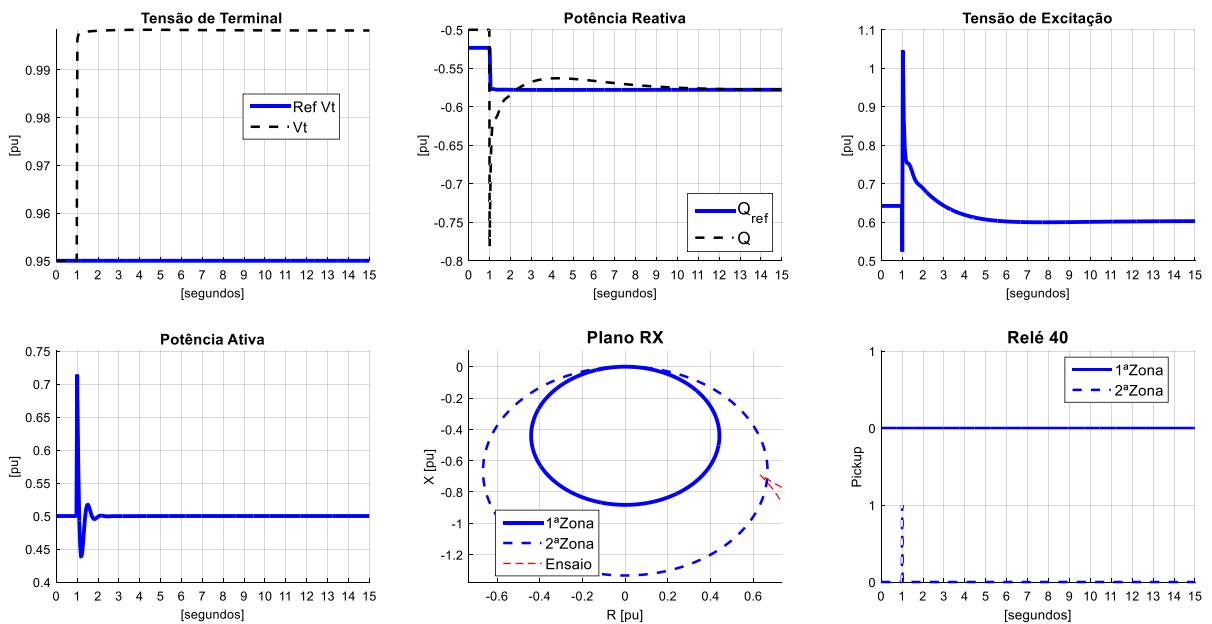


Figura 107. Chaveamento de xe com o $UEL_{TIPO} = seletor$ e $K_{pUEL} = 0,05$ na UHE-C.

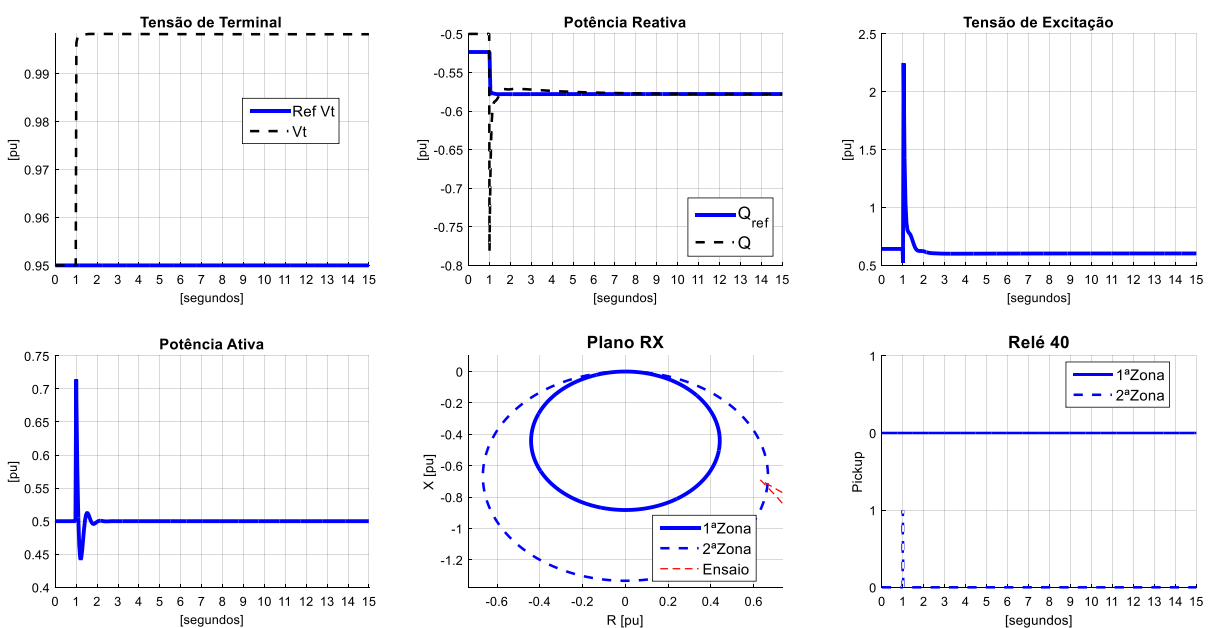


Figura 108. Chaveamento de xe com o $UEL_{TIPO} = seletor$ e $K_{pUEL} = 0,2$ na UHE-C.

Observa-se que o desempenho do UEL seletor, mesmo com um ganho baixo (Figura 107), foi muito superior àquele obtido com a do UEL somador com um ganho alto (Figura 105).

A constatação é que o UEL seletor permite uma coordenação dinâmica mais efetiva com a função 40 quando comparada com a do UEL somador que, por sua vez, depende muito dos ganhos aplicados.

Por fim, a última simulação tem como objetivo demonstrar o problema causado pelo ajuste clássico do relé 40 de Mason/Berdy quando a reatância x_d da MS é próxima de **1,0pu**.

Problema do Ajuste de Mason/Berdy

A simulação para a análise do problema do critério de Mason/Berdy é a do chaveamento da rede da UHE-C através da comutação da reatância externa x_e .

A CI é dessa simulação é dada por:

- Evento: chaveamento de x_e de **0,2pu** para **0,05pu**;
- CI: $x_e = 0,2pu$; $V_t = 0,95pu$; $Q = -0,5pu$; $P_e = 0,5pu$;
- UEL: $K_{pUEL} = 0,05pu$; $K_{iUEL} = 0,05pu$ e $UEL_{TIPO} = \text{somador}$.

A Figura 109 apresenta o resultado da simulação que compara a sensibilidade do relé 40 com o ajuste clássico versus a do ajuste proposto (Tabela 26).

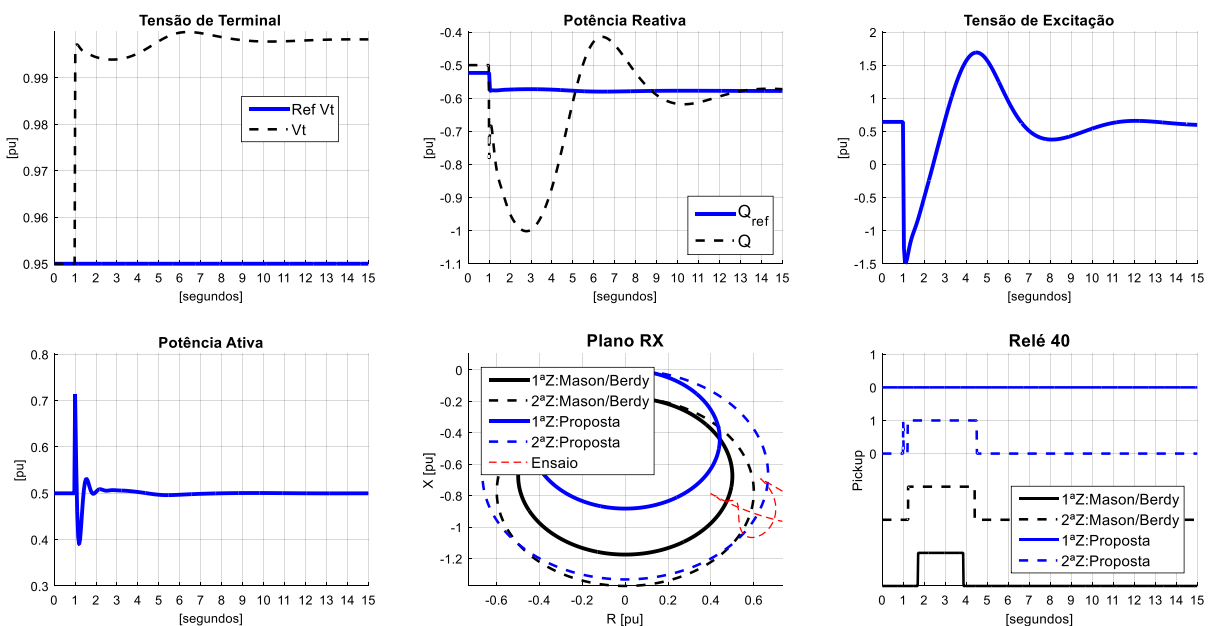


Figura 109. Comparação do Relé 40: Mason/Berdy versus Proposta. Chaveamento de x_e .

Observa-se na Figura 109 que o distúrbio causou a sensibilização da 1ª zona do relé 40 com o ajuste de Mason/Berdy. Fato que, inevitavelmente, causaria um *TRIP* indevido deste relé 40 em um distúrbio com uma característica estável. Isso não ocorreria na metodologia proposta para o ajuste do relé 40, pois existe uma margem mínima permitida entre essas duas zonas.

5.6 Exemplo de Caso

Ensaio de campo não são capazes de reproduzir todas as situações nas quais a coordenação dinâmica do UEL e o relé 40 estarão garantidas tais como as que podem ser realizadas em um cenário de simulação. Entretanto, testes de campo podem dar indícios de descoordenação. Se em um ensaio de campo for detectado uma descoordenação, em um estudo de simulação a conclusão será a mesma, o contrário não é possível afirmar. A *Figura 110* apresenta um caso real do bloqueio da unidade pela atuação da 2ª zona do relé 40 durante um ensaio de comissionamento de uma unidade dotada de uma excitatriz rotativa. A excitatriz é lenta, fato que não permite ganhos elevados no controle do UEL que, nesse caso, possuía uma topologia do tipo somador. Além disso, o ajuste da 2ª zona era muito baixo, com uma temporização de um segundo. O intervalo de coordenação da curva do UEL com a 2ª zona é de **0,15pu**.

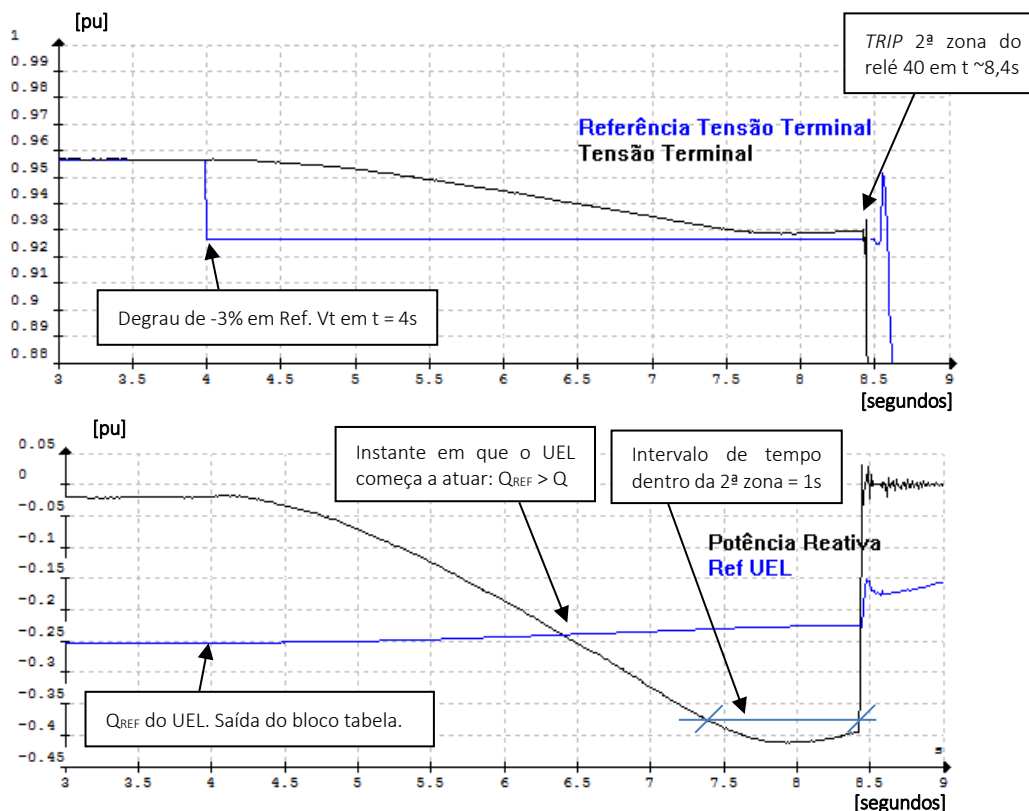


Figura 110. Atuação do relé 40 durante um degrau de -3% em Ref Vt.

Nesse exemplo é possível observar as questões discutidas anteriormente: o ganho baixo do limitador do UEL, que não foi capaz de recuperar o reativo a tempo; o limitador do tipo somador, que permite uma sobre passagem elevada da potência reativa; uma temporização inadequada da 2ª zona, que gerou um *TRIP* indevido em um evento equilibrado.

A solução do problema deste caso apresentado foi aumentar os ganhos do UEL e a temporização da 2ª zona do relé 40.

Exemplos de Ações Corretivas para Garantir a Coordenação

São diversas as ações corretivas que podem ser tomadas para garantir a coordenação dinâmica do UEL com a função 40:

- **Aumentar a temporização da função 40 zona 2:** A proposta do ajuste da 2ª zona da função 40 visa detectar a perda de excitação da MS em eventos cuja a potência ativa é baixa. Situação na qual a MS pode operar sincronizada na rede sem que haja perigo da perda de sincronismo devido ao torque de relutância. A proposta de uma temporização mínima de **2s à 3s** para a atuação dessa função visa garantir a coordenação dinâmica com UEL. Temporizações mais altas podem ser adotadas em casos em que o limitador é do tipo somador e/ou o sistema de excitação é mais lento devido a utilização de excitatrizes rotativas que dificultam a aplicação de respostas mais rápidas do sistema de excitação. Entretanto, ressalta-se que a temporização mais elevada da 2ª zona dificultará sua atuação para os casos de perda de excitação com MS operando com carga média à alta. Nessa situação, a responsabilidade pelo *TRIP* é atribuída a 1ª zona.
- **Aumentar a folga da curva do UEL:** essa ação restringirá ainda mais a operação na região de subexcitação da MS, mas pode evitar um possível bloqueio do relé 40. A folga mínima sugerida é de **10%**, mas folgas mais altas da ordem de **20% a 30%** podem ser empregadas, principalmente nos casos em que o UEL é do tipo somador e não é possível aumentar os ganhos do controlador.
- **Aumentar o ganho do controlador do UEL Somador:** nesta situação deve-se avaliar o limiar de estabilidade do UEL, principalmente com ganhos altos e a sua atuação com o PSS desabilitado.

- **Operacional:** Essa ação visa atacar eventos programados como, por exemplo, a energização de uma linha ou o sincronismo de uma unidade em paralelo. Nesses eventos possíveis de programação, a equipe de operação pode retirar as unidades geradoras da região de subexcitação antes que as manobras ocorram. Essa simples ação minimiza o afundamento do reativo que, por sua vez, sensibilizaria o relé 40, mas é uma ação que não evitará a sensibilização nos eventos intempestivos da rede.
- **Alterar a Topologia do UEL Somador para Seletor:** há controladores de tensão que permitem essa flexibilidade. Conforme apresentado nas simulações anteriores, a resposta do UEL do tipo seletor é muito mais robusta (rápida) que a do UEL somador.

5.7 Considerações Finais

Apresentou-se nesse capítulo uma revisão dos conceitos de estabilidade na região de subexcitação. Demonstrou-se que o limite de estabilidade em RP deve considerar a impedância externa da rede. Esse limite diz respeito à estabilidade angular em RP do RT no modo de controle manual, região em que o torque sincronizante é negativo. Todavia, no modo de controle automático é possível operar a MS aquém desse limite teórico em RP, pois nesse modo de controle, o torque sincronizante aumenta significativamente.

Com essa constatação, discutiu-se o limite prático de estabilidade, uma representação clássica e conservadora que diz respeito somente ao RT em controle manual, causando uma falsa interpretação operativa de estabilidade em RP que não é válida para o RT em controle automático. Muitas vezes, essa curva prática é usada para o traçado da curva do UEL. São fatores que motivam a sua exclusão na representação da curva de capacidade das MS.

O correto é que o ajuste da curva do UEL seja dependente apenas do ajuste da 2ª zona da função 40. Com essa interpretação, foi proposto um ajuste da curva do UEL visando à coordenação estática em toda a faixa operativa da tensão terminal da MS do UEL com a 2ª zona do relé 40.

Entretanto, para uma coordenação efetiva, a análise dinâmica é fundamental. Logo, foram apresentadas simulações que demonstraram a importância desse tipo de análise e as sugestões de ações corretivas visando uma coordenação plena. Apresentou-se os resultados das topologias dos limitadores do tipo seletor e somador do UEL que, por sua vez, podem ser uma

das causas de descoordenação. Foi constatado que o seletor é muito mais robusto para garantir a coordenação dinâmica, mas estudos de transitórios nas condições de operação críticas são necessários para auxiliar o projetista nas ações efetivas que garantam essa coordenação plena como, por exemplo: o aumento da temporização da 2ª zona; a revisão dos ganhos do controlador e o aumento do intervalo de coordenação estática.

Como importante contribuição dessa dissertação, este capítulo apresentou também uma nova metodologia de ajuste do relé 40. A 1ª zona é dedicada para uma ação instantânea, antes da MS alcançar o limiar de estabilidade transitória. Esse limiar determina a região na qual, em um evento de perda de excitação, a MS perderá o sincronismo. É papel da 1ª zona atuar antes que isso aconteça. Todavia, a 1ª zona pode ser sensibilizada após um curto circuito externo que, por sua vez, deve ser detectado pelo relé de proteção com o objetivo de bloquear momentaneamente a 1ª zona. A proposta de ajuste da 2ª zona visa a detecção dos casos de perda de excitação que não ocasionam uma perda de sincronismo, situações típicas de MS operando com carga baixa em que o torque de relutância consegue manter o sincronismo da unidade. Em razão disso, a temporização mínima da 2ª zona deve ser da ordem de 2 a 3 segundos, valores mais baixos podem causar atuações indevidas do relé 40.

As fragilidades do critério clássico de Mason/Berdy também foram discutidas e apresentadas mediante simulações. Situações nas quais a metodologia do ajuste proposta apresentou maior robustez de desempenho.

6. Conclusão

6.1 Considerações Gerais

O objetivo principal do trabalho foi trazer à tona os aspectos dinâmicos da máquina síncrona e do controle que podem afetar o desempenho de certas funções de proteção. É um campo de análise bastante vasto, mas que neste trabalho ficou restrito à apenas três funções de proteção, apresentadas na forma de três estudos.

A primeira função explorada foi o *Breaker Failure* (BF). Uma função crucial de ser empregada e de fácil programação em relés de proteção. Entretanto, no caso de uma máquina síncrona é exigido certos cuidados para evitar possíveis atuações indevidas desta função. A solução é relativamente simples: basta selecionar o TC mais próximo do 52 da unidade para a supervisão da lógica do 50BF. Mas, o motivo disso e do porquê não se pode escolher certos TC's da máquina síncrona exige um conhecimento básico do seu comportamento dinâmico.

Foram apresentadas simulações que demonstram o porquê dessa escolha e casos reais de atuações indevidas em virtude de TC's selecionados de forma indevida para a função BF. Um dos principais motivos da escolha indevida do TC está, no ponto de vista do autor, do desconhecimento dinâmico da MS por parte dos projetistas de proteção e, também, em partes por certos fabricantes de relés de proteção que apresentam nos seus diagramas funcionais de proteção os TC's do BF de forma equivocada, induzindo o usuário ao erro.

A segunda função analisada foi a 59. Foram explorados tanto os aspectos dinâmicos da máquina síncrona como a influência do sistema de excitação. Foi demonstrado que durante uma rejeição de carga, com a máquina síncrona operando sobrecitada, pode ocorrer a sensibilização da função 59I e, conseqüentemente, uma atuação indevida da mesma. É uma sobretensão que surge no período subtransitório devido a uma característica intrínseca da MS que é independente do sistema de excitação. Qualquer alteração no sistema de excitação tem impacto marginal no valor máximo da sobretensão observado no período transitório da rejeição de carga. Foram apresentadas metodologias de cálculo para se obter esse valor de sobretensão para que a mesma não atue neste tipo de evento. Foi discutido também a importância e o esclarecimento da origem dessa sobretensão, algo fundamental para evitar bloqueios causado por uma atuação indevida do sistema de proteção e transtornos com o fabricante do sistema

de excitação que, muitas vezes, recebe o crédito pela atuação indevida desta função nesses tipos de eventos.

Por fim, foi analisada a função 40. Foram revisados os conceitos de estabilidade na região de subexcitação. Essa revisão foi fundamental para caracterizar o porquê existem as duas zonas para a função 40 e, também, definir o limite transitório de estabilidade no qual a MS perde o sincronismo. Com essa análise, foi apresentada uma nova metodologia de ajuste do relé 40. A 1ª zona é dedicada para uma atuação instantânea antes que a MS alcance o limiar de estabilidade transitória. A 2ª zona é temporizada, na ordem de 2 a 3 segundos, para os casos de perda de excitação em que o torque de relutância da MS permite uma operação sincronizada, mesmo com uma excitação nula.

Foram discutidos aspectos das representações atuais da curva de capacidade em que o autor defende uma revisão (exclusão) de certos limites, como é o caso do limite prático que causa uma falsa interpretação da margem de estabilidade da MS na operação do RT em modo automático. Além disso, existe ainda o uso indevido deste limite para o traçado da curva do UEL do RT. A proposta é que a curva do UEL seja dependente apenas do ajuste da 2ª zona da função 40. Com essa interpretação, foi proposta uma metodologia de ajuste da curva do UEL visando à coordenação estática em toda a faixa operativa da MS entre o UEL e a 2ª zona do relé 40.

Entretanto, para uma coordenação efetiva, a análise dinâmica é fundamental. Foram apresentadas simulações e algumas conclusões e ações que visam garantir uma coordenação plena como, por exemplo: a topologia do limitador do tipo seletor, que é muito mais robusta que a do tipo somador para a coordenação dinâmica; aspectos dos ganhos do controlador; a margem da coordenação estática e etc.

Observa-se que o estudo apresentado da função 40 exigiu diversas análises, mas que mesmo assim não foram esgotadas nesta dissertação. Diversos assuntos relativos a esse tema merecem uma investigação mais minuciosa, como é o caso do bloqueio da função 40. Outras questões como, por exemplo, simulações da perda de excitação em MS de pólos lisos e a revisão das fórmulas para esse tipo de máquina também devem ser exploradas.

6.2 Sugestão de Trabalhos Futuros

Conforme mencionado, o comportamento dinâmico da máquina síncrona e do controle de tensão e de velocidade é um campo de análise bastante vasto quando se pretende explorar o impacto deles no comportamento de certas funções de proteção.

Um ambiente de simulação é o cenário mais propício para este tipo de investigação. Observa-se que as receitas de ajustes de certas funções de proteção dificilmente conseguem englobar situações na qual somente uma simulação é capaz de dizer se o ajuste está adequado.

Para citar outras frentes de trabalho relacionadas a dinâmica da máquina síncrona e do controle, algumas sugestões de trabalhos são propostas. Algumas dessas propostas visam aproximar o sistema de proteção e regulação de forma que, em certos casos, haja uma iteração entre esses dispositivos.

Operação ilhada: é um tema bastante em voga nos dias atuais, principalmente com a temática de *smart grid* em alta e as micro-redes. No caso de uma micro-rede dotada de geração síncrona ou, até mesmo, o caso de um ilhamento de uma região, a simulação de transitórios eletromecânicos é uma ferramenta crucial para determinar o melhor ajuste de funções de proteção do tipo subfrequência, sobrefrequência até os esquemas de corte de geração ou carga por funções do tipo taxa de frequência. Nesse cenário, a característica da regulação primária é quem ditará a dinâmica da frequência dessa rede, sendo a turbina, o regulador de velocidade e a carga os agentes principais que vão impactar nos ajustes dessas funções;

Black Start: Simulações de *black start* de uma central podem apontar a necessidade de bloqueio da proteção 32 e a necessidade de ajustes do sistema de regulação de velocidade. É um cenário no qual as unidades de uma determinada central vão sendo sincronizadas em paralelo, uma a uma, sem carga, de forma que, ao fechar um grande alimentador, essas unidades consigam assumir toda a carga desse alimentador. Um dos desafios do *black start* é no momento de paralelismo das unidades, pois em função do tipo de controle que o regulador de velocidade assume, uma máquina pode motorizar e causar a atuação indevida da função 32. Ações corretivas ou bloqueios momentâneos podem ser previstos mediante uma análise de simulações dinâmicas. Pode-se, inclusive, explorar a ideia de comandos de aumentar a referência de potência do regulador de velocidade pelo relé de proteção de forma a deslocar a curva do estatismo permanente visando minimizar a motorização;

Coordenação do Volts/hertz: A função de proteção 24 e o VHZ do RT podem ser coordenados estaticamente aplicando uma folga da ordem de **2% a 3%** entre eles. Todavia, é dinamicamente que essa coordenação é verificada. Os principais eventos que afetam essa coordenação são os oriundos da regulação primária. Principalmente em eventos de rejeição de carga ou de grande desbalanço entre carga e geração. Outro caso interessante é avaliar a influência do compensador de corrente de reativo do regulador de tensão ajustado para compensar a queda do transformador elevador da unidade geradora. Em eventos de sobreexcitação, esse tipo de compensação pode atuar de forma descoordenada com o VHZ do RT, podendo até causar um bloqueio pela proteção 24;

Oscilações de Potência: distúrbios que gerem oscilações de potência podem ser detectados pelo relé 68, essa detecção pode mandar um comando ao RV para diminuir a carga e, assim, evitar um desligamento;

Controle em Manual: o relé de proteção pode supervisionar se o regulador de tensão está operando no modo manual. Caso afirmativo, uma série de funções poderiam ser alteradas de forma a atuar de forma mais conservadora. Por exemplo: a 2ª zona da função 40 poderia passar a operar de forma instantânea; o relé poderia comandar a um desexcitação da unidade evitando, assim, uma possível sobretensão causada pela sobrevelocidade em uma rejeição de carga;

Proteção de Retaguarda: funções do tipo 21 e 51V são as mais comumente utilizadas como retaguarda de máquinas síncronas. São funções que podem também ser exploradas em simulações de transitórios. Observa-se que essas funções são afetadas pelo arranjo da unidade. As unidades em paralelo impactam diretamente no *infeed* que, por sua vez, afeta a função 21. Já a função 51V sofrerá a influência do tipo do sistema de excitação e do conversor de potência.

6.3 Artigos Publicados

Os artigos publicados durante a realização deste trabalho estão relacionados abaixo.

- R.B de Paiva e P. M. da Silveira, "Considerações Práticas Sobre o Ajuste da Função de Sobretensão de Máquinas Síncronas e a Influência do Sistema de Excitação". CBA, 2018.

- R.B de Paiva et al., "Análise do Ajuste do Limitador de Subexcitação e Coordenação Efetiva com a Proteção de Perda de Excitação". STPC, 2018.
- R.B de Paiva e P. M. da Silveira, "Análise da coordenação estática e dinâmica entre os limitadores do regulador de tensão e as proteções de máquinas síncronas". XXIV SNPTEE, 2017.
- R.B de Paiva e P. M. da Silveira, "Análise da proteção de falha de disjuntor de máquinas síncronas". XVII ERIAC, Cidade do Leste, Paraguai, 2017.

Referências Bibliográficas

- [1] C. J. Mozina et al., "Coordination of Generator Protection with Generator Excitation Control and Generator Capability; Working Group J-5 of the Rotating Machinery Subcommittee, Power System Relay Committee," 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Tampa, FL, 2007, pp. 1-17.
- [2] G. Benmouyal, "O Impacto do Sistema de Excitação dos Geradores Síncronos nos Relés e Sistemas de Proteção," Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Publicação Interna. 2007.
- [3] C. E. Alves et al., "Coordenação Dinâmica Entre a Proteção Elétrica e o Controle de Geradores Hidráulicos - Experiência Cemig"; IX Seminário Técnico de Proteção e Controle, 1 a 5 de junho de 2008, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil
- [4] J. Pesente, R. A. Ramos, J. G. Rolim and M. Moreto, "Guidelines resulting from modeling, evaluation and coordination enhancement of Itaipu hydro power plant protection," 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, 2016, pp. 1-5.
- [5] J. M. Soares et al., "Operational aspects of the actuation of power systems stabilizers: coordination with protection and other controllers," V SEPOPE, 1996, Recife, Pernambuco, Brasil.
- [6] R. C. Schaefer, S. McMullen and P. Rao, "The Effect of Reactive Compensators and Coordination With Volts/Hertz Limiting," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 49, no. 3, pp. 1244-1248, May-June 2013.
- [7] R. B. de Paiva, P. M. da Silveira e N. Zeni Jr., "Influência do sistema de excitação na dinâmica do curto-circuito em geradores síncronos" XXIII SNPTEE, 18 a 21 de outubro de 2015, Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil.
- [8] C. J. Mozina, "Coordinating generator protection with transmission protection and generator control — NERC standards and pending requirements," 2010 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, 2010, pp. 1-12.
- [9] North American Electric Reliability Corporation, "Power Plant and Transmission System Protection Coordination - Loss-of-Field (40) and Out-of-Step Protection (78)" NERC Protection Coordination Webinar Series. June 30, 2010.

- [10] North American Electric Reliability Corporation, "Power Plant and Transmission System Protection Coordination - Volts Per Hertz (24), Undervoltage (27), Overvoltage (59), and Under/Overfrequency (81) Protection" NERC Protection Coordination Webinar Series. June 23, 2010.
- [11] North American Electric Reliability Corporation, "Power Plant and Transmission System Protection Coordination - Technical Reference Document Overview" NERC Protection Coordination Webinar Series. May 26, 2010.
- [12] Kestrel Power Engineering. Disponível em: <https://kestrelpower.com/>. Acesso em: 11 de novembro de 2018.
- [13] Operador Nacional do Sistema. Disponível em: <http://ons.org.br/paginas/sobre-ons/procedimentos-de-rede/o-que-sao>. Acesso em: 11 de novembro de 2018.
- [14] Operador Nacional do Sistema. "Submódulo 3.6. Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão". Revisão: 2016.12 | Vigência: 01/01/2017.
- [15] Operador Nacional do Sistema. "Submódulo 2.6. Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção". Revisão: 2016.12 | Vigência: 01/01/2017.
- [16] Operador Nacional do Sistema. "Submódulo 11.5. Diagnóstico dos sistemas de proteção e controle". Revisão: 2016.12 | Vigência: 01/01/2017.
- [17] RTDS. Disponível em: <https://www.rtds.com/>. Acesso em: 11 de novembro de 2018.
- [18] R. Kuffel, J. Giesbrecht, T. Maguire, R. P. Wierckx and P. McLaren, "RTDS-a fully digital power system simulator operating in real time," Proceedings 1995 International Conference on Energy Management and Power Delivery EMPD '95, Singapore, 1995, pp. 498-503 vol.2.
- [19] Cho, Yoon-Sung & Lee, Chul-Kyun & Jang, Gilsoo & Kim, Tae-Kyun. (2010). Design and implementation of a real-time training environment for protective relay. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 32. 194-209. 10.1016/j.ijepes.2009.07.003.
- [20] A. L. M. Coelho, C. E. B. Carrer, C. A. V. Guerrero and P. M. Silveira, "Loss-of-excitation protection and underexcitation controls correlation for synchronous generators in a real time digital simulator," *2014 IEEE Industry Application Society Annual Meeting*, Vancouver, BC, 2014, pp. 1-10.

- [21] F. R. A. C. Baracho, A. M. L. Coelho, F. C. S. Pereira and P. M. Silveira, "A theoretical and practical approach for underexcitation protection and control studies of large hydrogenerators in a real-time environment," *2017 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, Cincinnati, OH, 2017, pp. 1-11.
- [22] A. L. M. Coelho, P. M. Silveira and F. R. A. C. Baracho, "A Test-Bed for Protection Studies of Synchronous Generators and its Interaction with the Underexcitation and Overexcitation Limiters," *2018 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*, Portland, OR, 2018, pp. 1-12.
- [23] Batista J. C., "Metodologia para Ensaio de Modelo de Sistemas de Proteção de Geradores Síncronos Utilizando Simulador Digital em Tempo Real". Universidade Federal de Minas Gerais. 20 de março de 2015.
- [24] Operador Nacional do Sistema. "Submódulo 11.7 Proteções de caráter sistêmico". Revisão: 2016.12 | Vigência: 01/01/2017.
- [25] Kundur, P., Neal J. Balu, and Mark G. Lauby. 1994. *Power system stability and control*. New York: McGraw-Hill.
- [26] V. Vittal, "Consequence and impact of electric utility industry restructuring on transient stability and small-signal stability analysis," in *Proceedings of the IEEE*, vol. 88, no. 2, pp. 196-207, Feb. 2000.
- [27] S. A. Soman, T. B. Nguyen, M. A. Pai and R. Vaidyanathan, "Analysis of angle stability problems: a transmission protection systems perspective," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, no. 3, pp. 1024-1033, July 2004.
- [28] L. Gao, J. Xia and Y. Dai, "Analysis of power system frequency responses with hydro turbines incorporating load shedding," *2010 5th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*, Taichung, 2010, pp. 893-897.
- [29] C. Singh and I. A. Hiskens, "Direct assessment of protection operation and non-viable transients," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 3, pp. 427-434, Aug. 2001.
- [30] C. Mozina, "Undervoltage load shedding," in *Electric Energy T&D Magazine*. May-June 2006.

- [31] J. C. M. de Lima, "Aspectos de proteção e controle do gerador síncrono subexcitado". Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Belo Horizonte, novembro de 2002.
- [32] R. V. Carrasco, "Avaliação do desempenho de esquemas de proteção de máquina síncrona contra perda de excitação". Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, setembro de 2009.
- [33] Z. Shi, "Investigation on Generator Loss of Excitation Protection in Generator Protection Coordination". School of Electrical Engineering Royal Institute of Technology. Stockholm, Sweden 2010.
- [34] M. Kanjilal, A. K. Patra, J. K. Das and K. Das, "Coordination of Loss of Excitation with Capability Curve and Steady State Stability Limit for a Large Alternator", in International Journal of Electrical Engineering. ISSN 0974-2158 Volume 5, Number 5 (2012), pp. 501-521
- [35] A. P. de Moraes, G. Cardoso Jr. e L. Mariotto, "Avaliação do desempenho dos métodos de proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos." Revista Controle & Automação/Vol.20 no.4/Outubro, Novembro e Dezembro 2009.
- [36] Z. P. Shi, J. P. Wang, Z. Gajic, C. Sao and M. Ghandhari, "The comparison and analysis for loss of excitation protection schemes in generator protection," 11th IET International Conference on Developments in Power Systems Protection (DPSP 2012), Birmingham, UK, 2012, pp. 1-6.
- [37] A. G. Leite e P. M. da Silveira, "Utilização da proteção contra perda de excitação de unidades geradoras como proteção sistêmica: curva tomate," XIX SNTPEE. Rio de Janeiro, outubro de 2007
- [38] J. C. M. de Lima, M. P. Delboni e J. C. B. Andrade, "Revisão crítica da filosofia de proteção contra perda de excitação em geradores síncronos," VII Seminário Técnico de Proteção e Controle. Rio de Janeiro, Junho de 2003.
- [39] R. Sandoval, A. Guzman and H. J. Altuve, "Dynamic simulations help improve generator protection," 2007 Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources, Clemson, SC, 2007, pp. 16-38.

- [40] B. R. Bordeira, "Simulação e avaliação dos esquemas de proteção de geradores síncronos contra perda de sincronismo," Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, setembro de 2011
- [41] R. Grondin et al., "Loss of Synchronism Detection, A Strategic Function for Power Systems," 2008 IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2008), Glasgow, 2008, pp. 380-386.
- [42] R.D. Rangel, S. Gomes Jr., J. C. R. Ferraz, "Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos - ANATEM", Manual do Usuário, V10.04.01, Maio de 2009.
- [43] N. Zeni Jr., "Controle da Excitação de Geradores de Usinas Hidrelétricas: Modelagem, Identificação, Ajustes e Ensaio de Campo," Tese de Mestrado, UFSC, Florianópolis, 1987.
- [44] IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies," in IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005), vol., no., pp.1-207, 26 Aug. 2016
- [45] W. A. Elmore, "Protective Relaying Theory and Applications," CRC Press 2003
- [46] J. L Blackburn, "Protective Relaying Principles and Applications," Marcel Dekker, New York, 1987
- [47] A. F. Sleva, "Protective Relay Principles," CRC Press, Boca Raton, 2009.
- [48] S.H. Horowitz and A.G. A Phadke, "Power System Relaying, Fourth Edition," John Wiley & Sons Limited, 2014.
- [49] D. Reimert, "Protective Relaying for Power Generation Systems"
- [50] P. M. Anderson and A. A. Fouad, "Power system control and stability," Wiley-IEEE Press, New York, 2002.
- [51] P. W. Sauer and M. A. Pai, "Power System Dynamics and Stability," Prentice-Hall, Inc., New Jersey, USA, 1998.
- [52] Schweitzer Engineering Laboratories, "SEL-700G Generator and Intertie Protection Relays Instruction Manual". 29 de junho de 2018.

- [53] ONS, "Casos de Referência - Estabilidade – Transitórios Eletromecânicos," Disponível em: https://agentes.ons.org.br/avaliacao_condicao/casos_eletromecanicos.aspx. Acesso em fevereiro 2018.
- [54] Mason, C. R. A New Loss of Excitation Relay for Synchronous Generators. AIEE Trans., vol. 68, pp. 1240-1245, 1949.
- [55] Berdy, J. Loss of Excitation Protection for Modern Synchronous Generator. IEEE Trans Power Apparatus and Systems, vol. 94, no. 5, 1457–1463, 1975.
- [56] "Validation of Synchronous Machine Models and Derivation of Model Parameters from Tests", F.P. de Mello and L.N. Hannett,"IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems", Vol. PAS-100, No. 2, February, 1981, pp. 662.
- [57] L. Qiang, L. Yong-gang and L. Hai-bo, "Steady-State Stability Limit of Turbine-Generators in consideration of AVR," 2007 International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS), Seoul, 2007, pp. 1046-1049.
- [58] Gove, R.M. Geometric construction of the stability limits of synchronous machines. Proceedings of the Institution of Electrical Engineers. IET Journals & Magazines vol. 112, Issue: 5. Pages: 977 – 985, 1965.
- [59] C. C. Young, "The Value Of Model Accuracy And Validation To The Utility Engineer," IEEE Conference Proceedings Power Industry Computer Applications Conference, 1979. PICA-79., Cleveland, OH, USA, 1979, pp. 352-356.
- [60] deMello, F. P., et al. "Importance of Accuracy in Equipment Dynamic Modeling - Some Case Studies", SEPOPE II. São Paulo, 1989.
- [61] Soares, J. M., et al, Identificação de modelos de usinas hidrelétricas para controle de sistemas de potência. SNPTEE VII. Brasília, DF, 1984.
- [62] Vieira, X., et al. Experiência em Grandes Perturbações - Problemas Operacionais e Soluções Encontradas. SNPTEE IX. Belo Horizonte, MG, 1987.
- [63] PAIVA, R. B., et al. Importância da validação de modelos através de ensaios em campo para estudos de regulação primária e repotencialização em usinas hidrelétricas. SNPTEE XXIII. Foz do Iguaçu, PR, 2015.

- [64] BUHLER, C., et al. Importância da validação dos modelos dos sistemas de excitação com ensaios de campo para estudos de transitórios eletromecânicos. SNPTEE XXIII. Foz do Iguaçu, PR, 2015.
- [65] F. R. A. C. Baracho, A. L. M. Coelho, S. Clever and F. Pereira, "A Conductance-Susceptance Approach for Underexcitation Protection and Control Studies of Hydrogenerators," 2018 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS), Portland, OR, 2018, pp. 1-12
- [66] CNO, "Acuerdos". <https://www.cno.org.co/acuerdos>. Acesso em fevereiro 2019.
- [67] NERC, "Mandatory Standards Subject to Enforcement." Disponível em: <https://www.nerc.net/standardsreports/standardssummary.aspx>. Acesso em fevereiro 2019.
- [68] AEMO, "Modelling requirements". <https://www.aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM/Network-connections/Modelling-requirements>. Acesso em fevereiro 2019.
- [69] Reivax Automação e Controle, "Relatório técnico ensaios de validação UHE Capivara – UG#2". Relatório técnico F15039-08-02-01-R1. Janeiro de 2019.

Anexo A – Estudo I

Esse anexo apresenta a descrição da simulação utilizada no item: Simulação dinâmica do CC3F em MS da página 39 do capítulo 3. Estudo I - Proteção de Falha de Disjuntor.

O software empregado foi o Matlab 2015a/64 bit.

A modelagem foi elaborada no *Simulink* a partir do uso de modelos definidos obtidos da biblioteca *simscape*.

Os resultados da simulação foram exportados para o *workspace* para que fosse possível o tratamento dos gráficos através do comando *plot*.

A Figura 111 representa o modelo de simulação do Simulink.

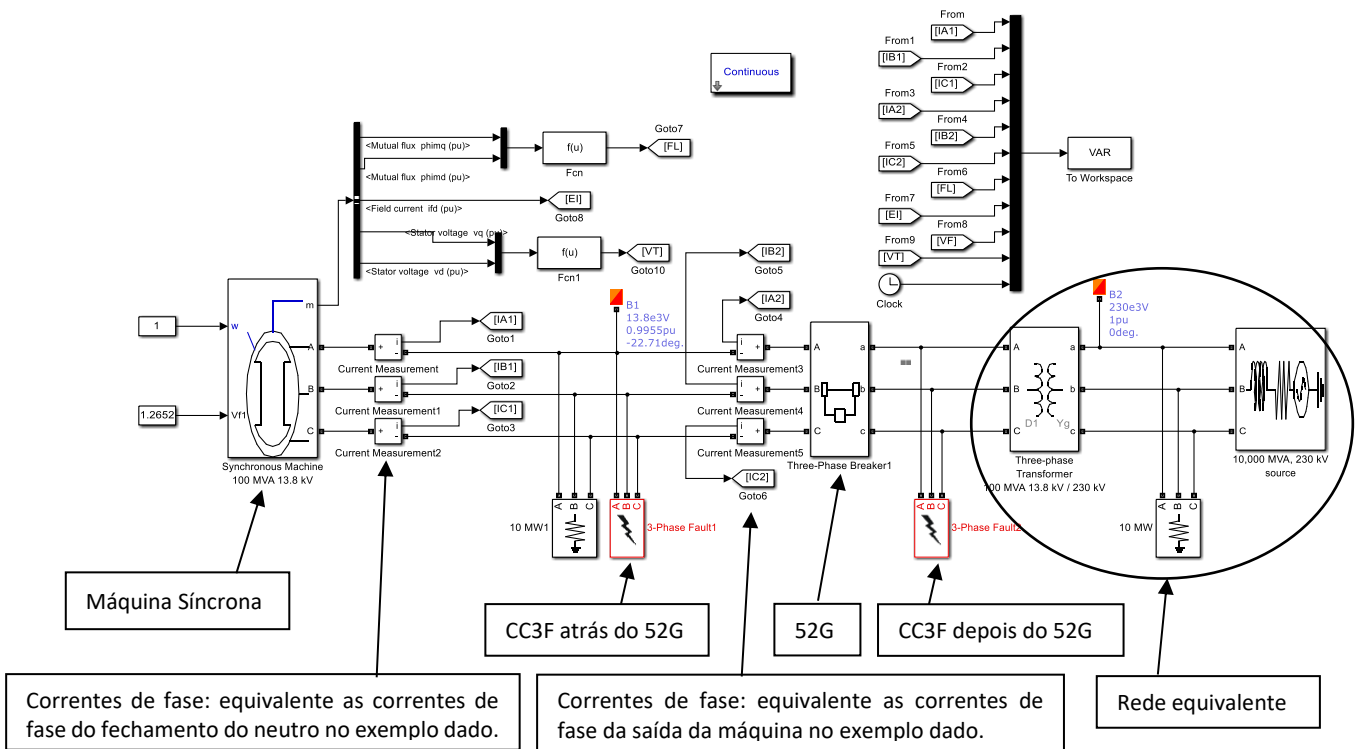


Figura 111. Simulação Dinâmica do CC3F.

Anexo B – Estudo II

Esse anexo apresenta a descrição da simulação utilizada em todo o capítulo 4. Estudo II - Proteção de Sobretensão.

O software empregado foi o Matlab 2015a/64 bit. A modelagem foi toda elaborada no *Simulink*.

Não foram utilizados modelos prontos da biblioteca do *Simulink*.

Os resultados da simulação foram exportados para o *workspace* para que fosse possível o tratamento dos gráficos através do comando *plot*.

A Figura 112 representa a macro do modelo no *Simulink*.

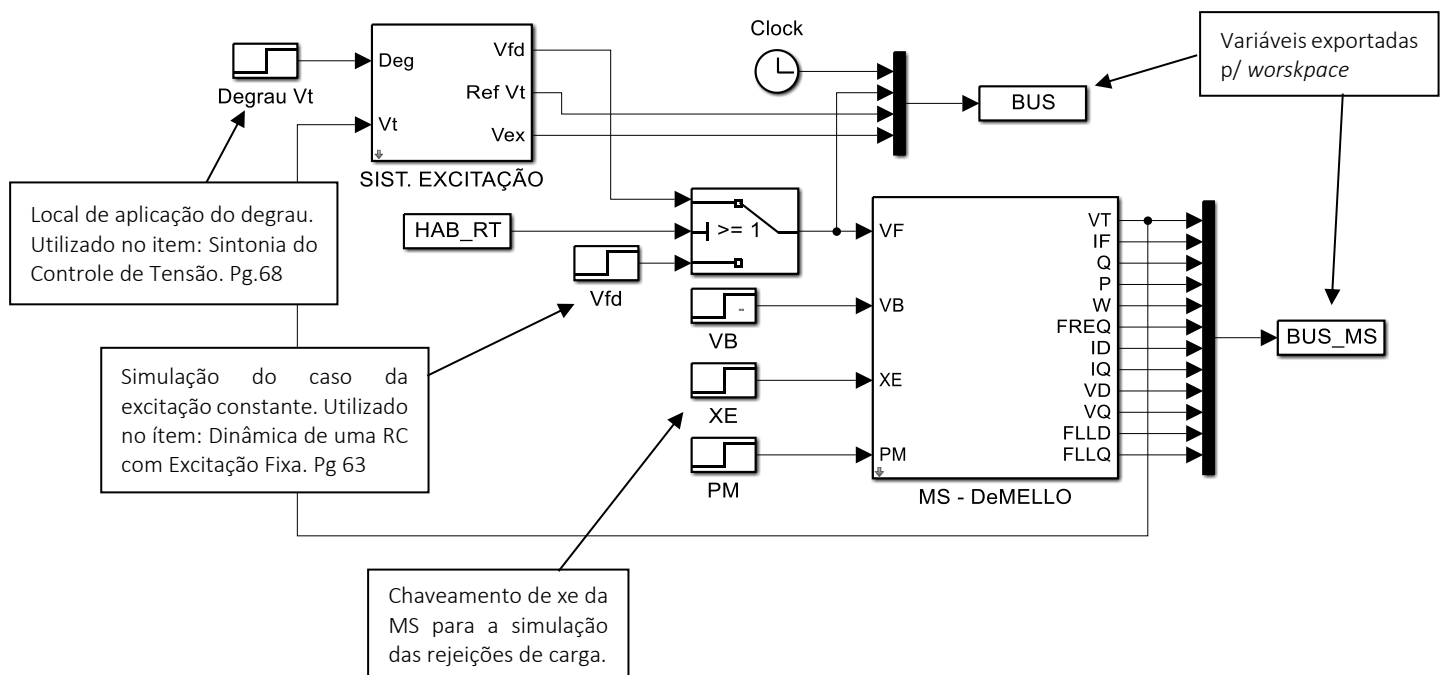


Figura 112. Macro do Modelo de Simulação do Estudo II.

A modelagem da MS é descrito pelo conjunto de equações apresentado no item: 2.2 *Máquina Síncrona* da página 11. Já o sistema de excitação é apresentado na Figura 113.

Os comentários no diagrama detalham a finalidade de cada bloco e como eles podem ser modificados para que seja possível a reprodução dos resultados apresentados no Estudo II.

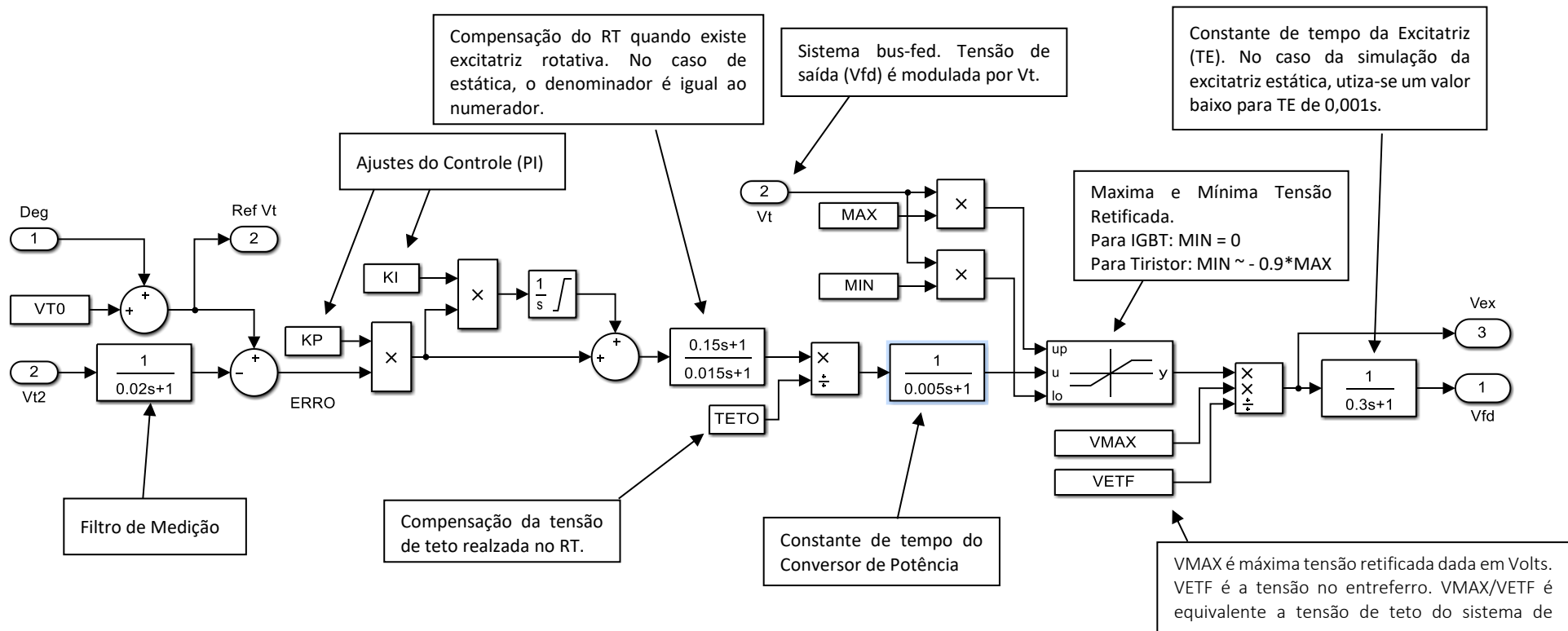


Figura 113. Detalhamento do Sistema de Excitação do Estudo II.

Anexo C – Estudo III

Esse anexo apresenta a descrição do modelo de simulação utilizado em todo o capítulo 5. Estudo III - Proteção de Perda de Excitação da página 82.

O software empregado foi o Matlab 2015a/64 bit. A modelagem foi toda elaborada no *Simulink*.

Não foram utilizados modelos prontos da biblioteca do *Simulink*.

Os resultados da simulação foram exportados para o *workspace* para que fosse possível o tratamento dos gráficos através do comando *plot*. A Figura 114 representa a macro do modelo implementado no *Simulink*.

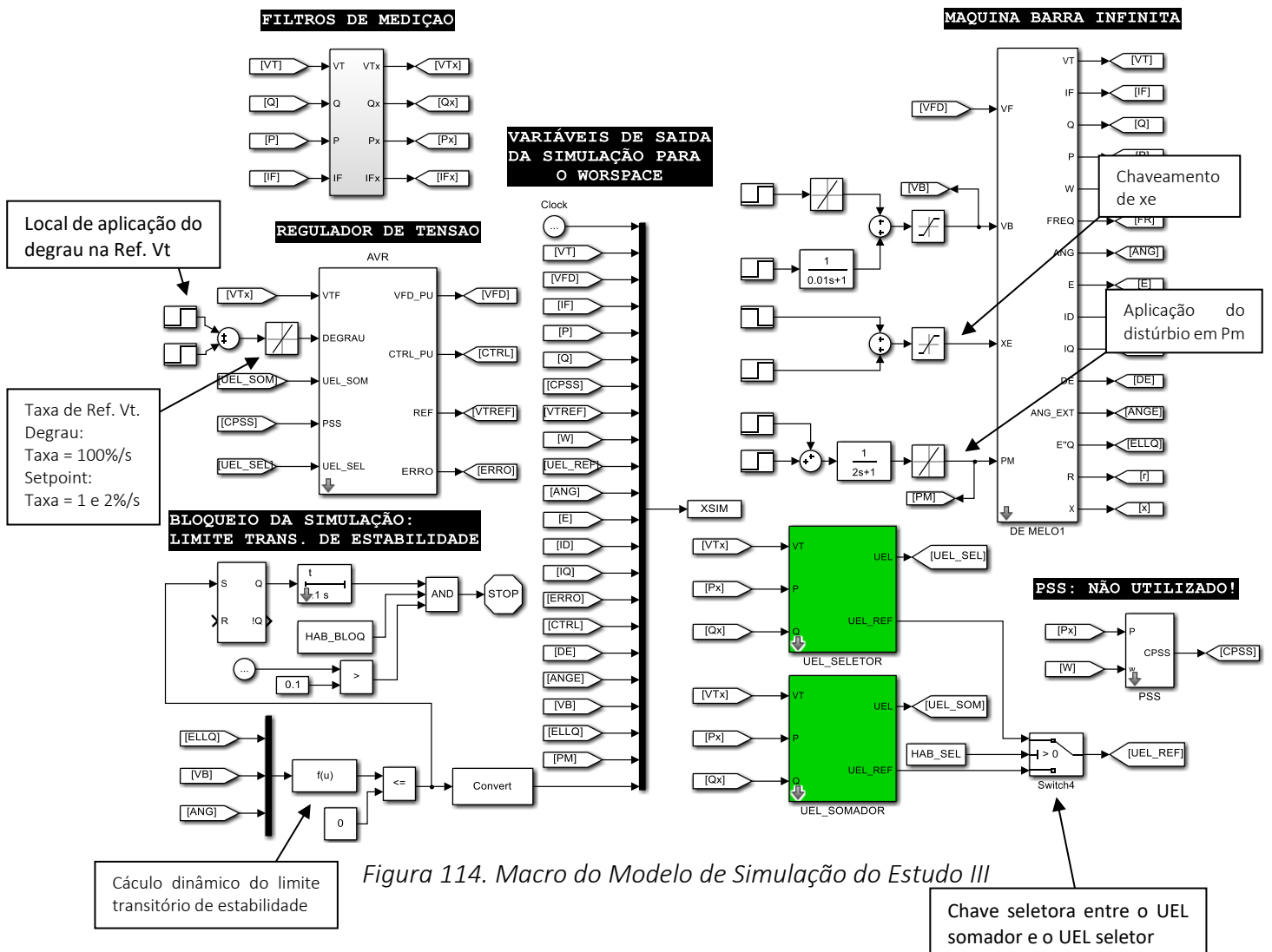


Figura 114. Macro do Modelo de Simulação do Estudo III

A modelagem da MS é descrito pelo conjunto de equações apresentado no item: 2.2 Máquina Síncrona da página 11. Os comentários no diagrama detalham a finalidade de cada bloco.

O sistema de excitação é detalhado na Figura 115. O UEL seletor e o UEL somador são apresentados, respectivamente, na Figura 116 e Figura 117.

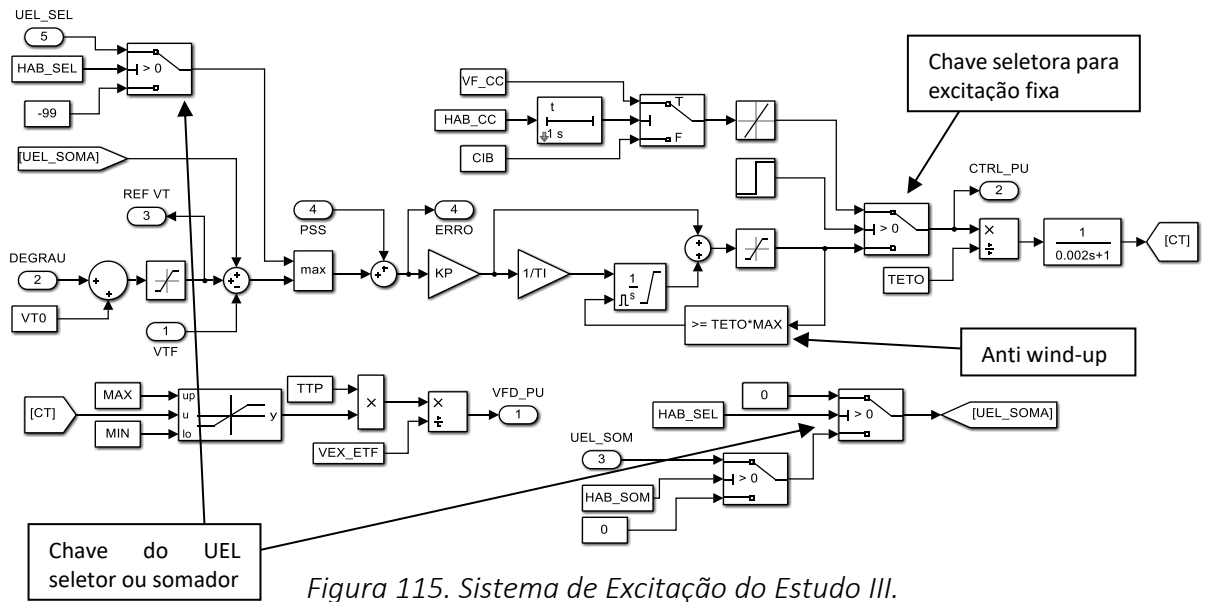


Figura 115. Sistema de Excitação do Estudo III.

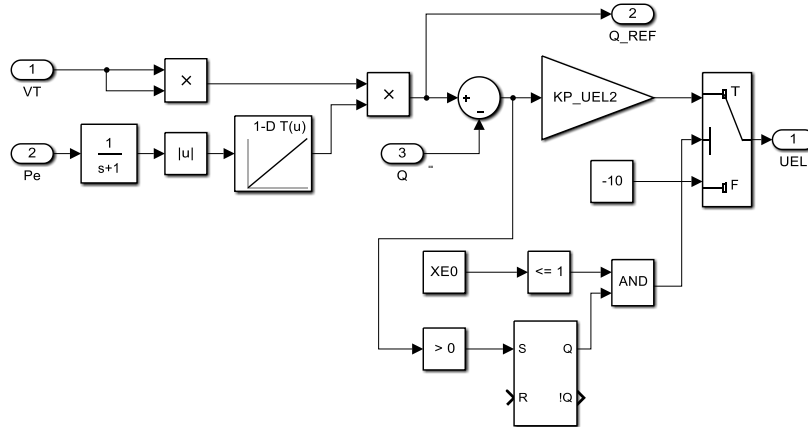


Figura 116. UEL Seletor.

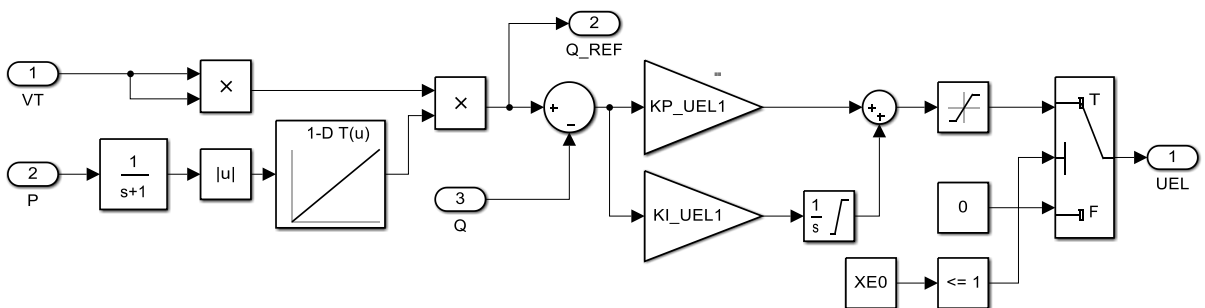


Figura 117. UEL Somador.