



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

ANÁLISE DA COORDENAÇÃO DINÂMICA ENTRE A PROTEÇÃO CONTRA
PERDA DE EXCITAÇÃO E O LIMITADOR DE SUBEXCITAÇÃO EM
GERADORES SÍNCRONOS

Carolina Gonçalves Santos

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Rio de Janeiro
Março de 2018

ANÁLISE DA COORDENAÇÃO DINÂMICA ENTRE A PROTEÇÃO CONTRA
PERDA DE EXCITAÇÃO E O LIMITADOR DE SUBEXCITAÇÃO EM
GERADORES SÍNCRONOS

Carolina Gonçalves Santos

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE
ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Examinado por:

Prof. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

Prof. Antonio Carlos Ferreira, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
MARÇO DE 2018

Gonçalves Santos, Carolina

ANÁLISE DA COORDENAÇÃO DINÂMICA ENTRE
A PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO E O
LIMITADOR DE SUBEXCITAÇÃO EM GERADORES
SÍNCRONOS/Carolina Gonçalves Santos. – Rio de
Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2018.

XVI, 71 p.: il.; 29,7cm.

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/
Curso de Engenharia Elétrica, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 68 – 69.

1. Geradores síncronos. 2. Subexcitação. 3.
Proteção. 4. Perda de excitação. 5. Coordenação
dinâmica. I. Mariano Lessa de Assis, Tatiana. II.
Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica,
Curso de Engenharia Elétrica. III. Título.

*A Sirley, minha maior entusiasta
que não pôde presenciar a
conclusão deste ciclo.*

Agradecimentos

Agradeço em primeiro lugar à minha família, que me apoiou e forneceu os meios para que eu chegasse até aqui. Sem ela nada disto seria possível.

Em segundo lugar, aos amigos e amigas feitos durante todos esses anos de vida e de faculdade. Saibam que suas companhias me foram essenciais, e cada um de vocês tem uma parte em quem eu sou. Faço menção especial a Ricardo, Luíza e Mariana, em cujas companhias venho passando longos anos; Miryam e Jacqueline, companheiras fiéis de café e de vida; às meninas do melhor lado da poça, e aos amigos da carona, Diogo e Luísa; à família do Paninho, que esteve comigo durante o ano intenso que se passou entre 2015 e 2016, e que mesmo agora continuam fazendo jus ao nome; e, por último mas nem por um fio de cabelo menos importantes, aos amigos do LASPOT Aline, David, Tálita, Hannah, Thassiana e Juliana pelos açáís, cafés, *brunches* e análises de personalidade baseadas em engenharia.

Além disso, agradeço imensamente aos colegas da GT2 e ao meu supervisor Luan por todo o conhecimento que compartilham comigo diariamente, impulsionando meu crescimento profissional e pessoal.

Finalmente, este trabalho jamais teria sido realizado sem sua paciente orientadora Tatiana Assis e sem os professores do DEE, que me ensinaram boa parte do que sei sobre Engenharia Elétrica. Mentorear não é tarefa fácil, principalmente alunos teimosos, e aqueles que o fazem com maestria têm minha profunda admiração.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

ANÁLISE DA COORDENAÇÃO DINÂMICA ENTRE A PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO E O LIMITADOR DE SUBEXCITAÇÃO EM GERADORES SÍNCRONOS

Carolina Gonçalves Santos

Março/2018

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Curso: Engenharia Elétrica

Este trabalho tem como objetivo demonstrar através de simulações computacionais a coordenação dinâmica, em um gerador síncrono real, entre o limitador de subexcitação e a proteção de perda de excitação (ANSI 40). Para esse fim, são apresentados diferentes aspectos e modelos de sistemas de excitação, limitadores e relés, além dos procedimentos básicos para a construção da curva de capacidade da máquina e do limite de estabilidade em regime permanente, necessários para realizar a coordenação estática entre os elementos.

O trabalho descreve o processo de ajuste dos parâmetros do limitador de subexcitação, que foi realizado através da simulação de um sistema do tipo máquina-barras infinita. O processo de ajuste levou em conta a atuação do limitador de subexcitação, do relé de perda de excitação e o comportamento do gerador. A análise foi feita mediante a aplicação de degraus na referência de tensão do regulador automático de tensão. Assim, foi possível avaliar os efeitos sobre a máquina de uma possível descoordenação entre limitador de subexcitação e o relé.

Utilizando o ajuste proposto, foram realizadas simulações com o sistema de nove barras WSCC. Assim, foi possível observar a resposta de geradores próximos à máquina subexcitada.

Palavras-chave: Geradores síncronos, Subexcitação, Proteção, Perda de excitação, Coordenação.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Electrical Engineer.

ANALYSIS OF THE DYNAMIC COORDINATION BETWEEN THE
LOSS-OF-EXCITATION PROTECTION AND THE UNDEREXCITATION
LIMITER IN SYNCHRONOUS GENERATORS

Carolina Gonçalves Santos

March/2018

Advisor: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Course: Electrical Engineering

The purpose of this work is to demonstrate the dynamic coordination of the underexcitation limiter and the loss-of-field protection (ANSI device 40) in a real generator, through computational simulations. In order to do that, various aspects and models of excitation systems, limiters and protection relays are presented, in addition to the basic calculations to plot the machine capability curve and the steady-state stability limit, required to coordinate both elements.

The work describes the adjustment of the underexcitation limiter parameters, performed by simulating a system of the synchronous machine-infinite bus type. During the process, the acting of the underexcitation limiter, the loss-of excitation relay and the behaviour of the generator were taken into account. The analysis was done by forcing voltage reference steps in the automatic voltage regulator. This way, the effects upon the machine of a possible incoordination between the underexcitation limiter and the relay could be evaluated.

Using the proposed adjustment, were carried out simulations with the WSCC nine-bus system. This way, it was possible to observe the response of generators nearby the underexcited machine.

Key words: Synchronous generators, Underexcitation, Protection, Loss-of-excitation, Coordination.

Sumário

Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xiii
Lista de Símbolos	xiv
Lista de Abreviaturas	xvi
1 Introdução	1
1.1 Motivação	2
1.2 Revisão bibliográfica	2
1.3 Estrutura do trabalho	3
2 Geradores síncronos	5
2.1 Operação subexcitada	5
2.2 Construção da curva de capacidade	7
2.3 Introdução à estabilidade eletromecânica	13
3 Sistemas de excitação	21
3.1 Limitadores	25
3.1.1 Limitador de sobre-excitação (OEL)	25
3.1.2 Limitador de subexcitação (UEL)	26
3.1.3 Limitador de corrente de estator	28
3.1.4 Limitador de V/Hz	29
3.2 Estabilizador de sistema de potência (PSS)	30
4 Proteção de sistemas elétricos	32
4.1 Relé de perda de excitação (40)	37
5 Simulações e estudos de coordenação	42
5.1 Sistema SMIB	46
5.2 Sistema WSCC	58

6	Conclusões e trabalhos futuros	66
	Referências Bibliográficas	68
A	Código do modelo UEL1 em meta-linguagem <i>Simulight</i>	70

Lista de Figuras

2.1	Família de curvas V típica de um gerador síncrono.	6
2.2	Curva de capacidade típica de um gerador síncrono.	8
2.3	Limite de aquecimento do enrolamento de armadura de um gerador síncrono.	9
2.4	Circuito equivalente de um gerador síncrono de rotor liso em regime permanente.	10
2.5	Diagrama fasorial da operação de um gerador síncrono em regime permanente.	10
2.6	Limite de aquecimento dos dois enrolamentos de um gerador síncrono.	11
2.7	Vista em corte da região final de um gerador síncrono.	11
2.8	Curva de capacidade com limites de aquecimento do ferro do núcleo e de excitação mínima.	12
2.9	Curva de capacidade típica.	12
2.10	Curva da relação $Px\delta$	17
2.11	Sistema equivalente máquina-barras infinita.	18
2.12	Diagramas fasoriais para determinação do limite de estabilidade em regime permanente.	19
2.13	Construção da curva do limite de estabilidade em regime permanente.	20
2.14	Curva do limite de estabilidade em regime permanente com parâmetros.	20
3.1	Diagrama de blocos simplificado para representação da relação do sistema de excitação à máquina.	23
3.2	Diagrama de blocos do sistema de excitação modelo IEEE-ST1A.	23
3.3	Conexão típica de um gerador com sistema de excitação do tipo IEEE-ST1A.	24
3.4	Capacidade de sobrecarga de enrolamento de armadura a curto prazo.	26
3.5	Relação $Px\delta$ de uma máquina síncrona sob duas condições de excitação.	26
3.6	Característica do modelo UEL1.	27
3.7	Característica do modelo UEL2.	28
3.9	Ação do PSS.	31
3.10	Modelo PSS1A.	31

4.1	Delimitação de zonas de proteção através de TCs.	34
4.2	Superposição de zonas de proteção em chaves.	34
4.3	Algumas proteções típicas de um gerador síncrono e seu transforma- dor elevador.	36
4.4	Característica de um relé de admitância no plano R-X.	38
4.5	Relé 40 proposto por Mason em 1949.	39
4.6	Característica do relé de Berdy.	40
4.7	Característica do relé de com <i>offset</i> positivo e unidade direcional. . .	40
5.1	Exemplo de localização das curvas utilizadas para realizar a coorde- nação estática.	43
5.2	Curva de capacidade do gerador em estudo.	45
5.3	Circuito máquina-barra infinita.	46
5.4	Diagrama de blocos do regulador de tensão utilizado.	47
5.5	Potências ativa e reativa geradas durante a perda de excitação.	49
5.6	Tensão e corrente terminais do gerador durante a perda de excitação. .	49
5.7	Plano de impedâncias com zonas do relé 40 e a trajetória da impe- dância vista pelo gerador durante a perda de excitação.	50
5.8	Potências ativa e reativa geradas durante a perda de excitação medi- ante a atuação de cada uma das zonas de proteção.	51
5.9	Modelo do limitador de subexcitação utilizado.	51
5.10	Equivalente de Thévenin do sistema.	52
5.11	Curvas de coordenação estática no plano P-Q antes do ajuste do UEL. .	53
5.12	Curvas de coordenação estática no plano P-Q após o ajuste do UEL. .	54
5.13	Curvas de coordenação estática no plano R-X após o ajuste do UEL. .	54
5.14	Tensões de campo e terminal durante a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref} com $T_{U1} = 100s$	56
5.15	Potência reativa gerada durante a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref} com $T_{U1} = 100s$	56
5.16	Potência reativa gerada após a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref} com $T_{U1} = 50s$	57
5.17	Impedância vista pelo gerador durante a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref}	58
5.18	Circuito WSCC.	59
5.19	Potência reativa gerada durante a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref}	60
5.20	Impedância vista pelo gerador G02 durante a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref}	60

5.21	Módulo das tensões de campo durante a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref} .	62
5.22	Potência reativa gerada pelas três unidades durante a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref} .	62
5.23	Tensão nos barramentos do sistema durante a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref} com o relé em modo de operação.	63
5.24	Tensão nos barramentos do sistema durante a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref} com o relé em modo de monitoração.	63
5.25	Potência ativa gerada durante a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref} .	64
5.26	Módulo da corrente terminal durante a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref} .	65

Lista de Tabelas

4.1	Funções de proteção comumente aplicadas a geradores síncronos.	35
4.2	Sufixos especificadores de funções de proteção.	36
5.1	Parâmetros do gerador estudado.	44
5.2	Dados de circuito e carga.	46
5.3	Resultado do fluxo de potência.	47
5.4	Parâmetros do regulador de tensão.	48
5.5	Configuração do relé de perda de excitação.	48
5.6	Parâmetros do limitador de subexcitação.	55
5.7	Cenário de carga.	59

Lista de Símbolos

B_{km}	Susceptância entre as barras k e m , p. 15
E_a	Tensão interna do gerador, p. 10
E_{fd}	Tensão de campo, p. 9
G_{km}	Condutância entre as barras k e m , p. 15
H	Constante de inércia da máquina, em <i>p.u.</i> , p. 14
I_a	Corrente de armadura, p. 6
I_t	Corrente terminal do gerador, p. 10
I_{fd}	Corrente de campo, p. 6
J	Momento de inércia combinado do gerador e da turbina, p. 14
P_k	Potência injetada na barra k , p. 15
S_{NOM}	Potência aparente nominal do gerador, p. 9
T_a	Torque de aceleração, p. 14
T_e	Torque elétrico, p. 14
T_m	Torque mecânico, p. 14
V_k	Tensão na barra k , p. 15
V_m	Tensão na barra m , p. 15
V_t	Tensão terminal do gerador, p. 10
V_{OEL}	Sinal de saída do limitador de sobre-excitação, p. 22
V_{UEL}	Sinal de saída do limitador de subexcitação, p. 22
X_d	Reatância de eixo direto, p. 16

X_s	Reatância síncrona do gerador, p. 9
X_{ad}	Reatância do fluxo enlaçado pelo enrolamento de campo, p. 9
δ	Ângulo de carga do gerador, p. 10
δ_0	Posição inicial do rotor em radianos elétricos, p. 13
δ_k	Ângulo da tensão na barra k , p. 15
δ_m	Ângulo da tensão na barra m , p. 15
ω_0	Velocidade síncrona em radianos elétricos por segundo, p. 13
ω_m	Velocidade do rotor em radianos mecânicos por segundo, p. 14
ω_r	Velocidade do rotor em radianos elétricos por segundo, p. 13
ϕ	Ângulo do fator de potência do gerador, p. 9
f	Frequência, p. 30
fp_{NOM}	Fator de potência nominal do gerador, p. 9
n	Total de barras no sistema, p. 15

Lista de Abreviaturas

AC	Corrente alternada (<i>alternate current</i>), p. 21
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica, p. 2
ANSI	Instituto Nacional Americano de Padrões (<i>American National Standards Institute</i>), p. 1
CC	Curva de capacidade (<i>capability curve</i>), p. 7
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais, p. 2
DC	Corrente contínua (<i>direct current</i>), p. 21
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>), p. 3
LOE	Perda de excitação (<i>loss-of-excitation</i>), p. 28
OEL	Limitador de sobre-excitação (<i>overexcitation limiter</i>), p. 22
PSS	Estabilizador de sistema de potência (<i>power system stabilizer</i>), p. 22
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento, p. 2
SMIB	Sistema máquina-barra infinita (<i>synchronous machine - infinite bus</i>), p. 45
SVC	<i>Static VAR Compensators</i> , p. 5
TC	Transformador de corrente, p. 34
TP	Transformador de potencial, p. 34
UEL	Limitador de subexcitação (<i>underexcitation limiter</i>), p. 22
WSCC	<i>Western Systems Coordinating Council</i> , p. 46

Capítulo 1

Introdução

A perda de excitação em um gerador síncrono é uma falha que pode ocorrer devido a vários fatores, como defeitos na excitatriz ou curtos-circuitos no enrolamento de campo, sujeitando a máquina a danos físicos e à perda do sincronismo com o sistema. Assim, é essencial identificar a ocorrência desse defeito e retirar o gerador de operação em poucos segundos, de forma a evitar a perda da estabilidade eletromecânica. O relé de proteção responsável por detectar essa falha é o de número 40, de acordo com a norma do Instituto Nacional Americano de Padrões (ANSI).

Entretanto, a perda de excitação por vezes ocorre apenas de forma parcial, e não é rara a operação intencional de geradores subexcitados em determinadas situações, o que levanta questões relativas à identificação desse defeito e à atuação correta da proteção. Além disso, o gerador deve ser operado dentro de seus limites de projeto, dados pela curva de capacidade, e a fim de auxiliar a manutenção do ponto de operação dentro desses limites, frequentemente são incorporados limitadores à malha de controle de excitação da máquina.

Apesar dos propósitos distintos, o relé de perda de excitação e o limitador de subexcitação atuam ambos quando o gerador se encontra demasiadamente subexcitado e, por isso, devem ser coordenados tanto estática quanto dinamicamente. Isso significa que não apenas os pontos de operação inicial e final da máquina devem ser considerados durante o processo de coordenação, mas também o tempo de atuação dos elementos, picos na resposta, tempo de acomodação, dentre outras características dinâmicas. Um dos aspectos da coordenação dinâmica é, por exemplo, o ajuste da temporização do relé, que deve operar com um atraso suficiente para que o limitador atue e leve a máquina a um ponto de operação seguro, se possível.

Uma consequência comum da descoordenação entre o limitador de subexcitação e o dispositivo de proteção 40 é o desligamento indevido da unidade geradora pelo relé, o que pode acentuar efeitos prejudiciais de uma perturbação no sistema. Por isso, é de suma importância analisar a atuação desses elementos em conjunto, o que em geral é realizado através de testes em campo ou de simulações computacionais.

1.1 Motivação

Segundo uma pesquisa realizada em 2002 pelo autor da tese [1] com seis grandes empresas do setor elétrico brasileiro, quatro relataram atuações indevidas da proteção de perda de excitação e citaram como medida corretiva o reajuste de parâmetros da proteção ou do limitador de subexcitação, após a revisão da coordenação dinâmica entre esses elementos. Apenas uma, entretanto, verificava a coordenação através de simulações computacionais.

Uma das empresas participantes dessa pesquisa, a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), divulgou em janeiro de 2017 a chamada pública de seu programa anual de pesquisa e desenvolvimento tecnológico (P&D) regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Uma das demandas tecnológicas prioritárias apresentadas tem como objetivo o desenvolvimento de um *software* de simulação de redes elétricas com sistemas de controle integrados à proteção, motivado justamente pelo desligamento indesejado de geradores devido à descoordenação dinâmica entre o limitador de subexcitação e o relé de perda de excitação.

A companhia cita como benefícios da utilização desse *software* a melhora da confiabilidade, uma vez que o desligamento incorreto de um gerador de grande porte pode potencializar os danos de uma perturbação no sistema, causando cortes de carga ou aumentando sua magnitude, e a redução dos custos de comissionamento de geradores, visto que a coordenação é atualmente verificada em campo.

Motivado pelas vantagens apresentadas e pela subaplicação de simulações computacionais na área, este trabalho foi elaborado com o objetivo de estudar a interação entre o limitador de subexcitação e a proteção de perda de excitação em geradores síncronos e demonstrar sua coordenação dinâmica, verificando também os efeitos de sua ausência, através de um *software* de simulação de transitórios eletromecânicos em redes elétricas.

1.2 Revisão bibliográfica

A operação de geradores síncronos na região de subexcitação devido a períodos de carga leve foi uma prática que ganhou expressividade durante a primeira metade do século XX, e trouxe à tona uma preocupação com a atuação incorreta da proteção contra perda de excitação. Com o crescimento do interesse nessa área, chegou-se à conclusão que os relés utilizados até então, baseados na detecção de subcorrentes e subtensões no circuito de campo das máquinas, não eram capazes de diferenciar corretamente uma falha de uma subexcitação proveniente da operação sob regime de baixo carregamento [2].

Em 1949, C. R. Mason propôs uma nova forma de detecção da perda de excitação

utilizando um relé de distância, e levantou discussões relativas ao carregamento inicial do gerador, à impedância do sistema e a oscilações estáveis de potência na identificação da perda de excitação [2]. O tema continuou em voga e, em 1954, R. L. Tremaine e J. L. Blackburn propuseram a utilização de um relé de distância com características diferentes das de Mason, com a adição de uma unidade direcional e uma de subtensão [3].

Nos anos de 1965 e 1967 ocorreram severas perturbações em sistemas elétricos dos Estados Unidos, a primeira delas resultando em interrupção no fornecimento, durante as quais verificou-se o desligamento de algumas unidades geradoras através da proteção de perda de excitação. Esses acontecimentos levantaram sérias dúvidas sobre a atuação dessa proteção e se os desligamentos auxiliaram ou prejudicaram a recuperação do sistema, e um grupo de trabalho do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) foi organizado para investigar esses incidentes.

O comitê chegou à conclusão, exposta em seu relatório [4], de que a atuação da proteção não foi a causa das perturbações, e chama atenção para o fato de que o crescimento do tamanho e complexidade tanto dos geradores quanto dos sistemas de potência passou a demandar o estudo da coordenação dinâmica entre a proteção e o sistema de excitação, anteriormente desprezada.

Em 1975 John Berdy sugeriu um novo relé de perda de excitação. Sua motivação foi a observação do aumento na reatância de eixo direto de novos geradores, parâmetro segundo o qual o relé de Mason é ajustado, o que poderia acabar restringindo excessivamente a operação das máquinas. Ainda baseado no relé de distância, mas com uma zona de proteção instantânea e uma temporizada, esse esquema mostrou bom desempenho sob diferentes condições de carregamento inicial e com sistemas de diferentes impedâncias equivalentes. Novamente, foram feitas considerações relativas a oscilações estáveis de potência e à possibilidade de atuação incorreta da proteção [5].

Nos anos seguintes, continuaram sendo publicados estudos sobre os efeitos da perda de excitação em sistemas interligados e isolados, desempenho dos sistemas de proteção, impactos em unidades geradoras próximas, coordenação com o limitador de subexcitação, dentre outros aspectos. Apesar disso, esse continua sendo um tema bastante discutido.

1.3 Estrutura do trabalho

O capítulo 2 apresenta o conceito de subexcitação e aspectos da operação de geradores síncronos nessa região, além de abordar os limites físicos de operação da máquina e demonstrar de forma básica a construção da curva de capacidade, que representa esses limites. Além disso, é introduzido o conceito de estabilidade eletromecânica e

explicado como é caracterizada a instabilidade. Ao final do capítulo é construída a curva que determina o limite de estabilidade em regime permanente, utilizada para realizar a coordenação que é alvo deste trabalho.

No capítulo 3 são apresentados os sistemas de excitação, tomando como exemplo o modelo IEEE-ST1A. Além disso, são explicados objetivos e alguns aspectos da aplicação de limitadores usualmente adotados, com destaque para o limitador de subexcitação, cujos modelos sugeridos pelo IEEE também são discutidos. Ao final é feita uma breve alusão aos estabilizadores de sistemas de potência.

Noções gerais de proteção de sistemas de potência e de geradores síncronos podem ser encontrados no capítulo 4, onde são também listadas as proteções mais comuns em geradores, causas e efeitos da perda de excitação e, ainda, são examinados diferentes esquemas do relé de perda de excitação.

O capítulo 5 traz os procedimentos encontrados na literatura para coordenar a atuação do limitador de subexcitação com a proteção, as características dos sistemas escolhidos para o estudo, simulações realizadas e análise de seus resultados.

Por fim, no capítulo 6 são apresentadas conclusões e propostas de trabalhos futuros.

Capítulo 2

Geradores síncronos

2.1 Operação subexcitada

As máquinas síncronas apresentam uma vasta região de operação, nem sempre completamente aproveitada. O crescimento em tamanho e complexidade dos sistemas de potência na primeira metade do século XX trouxe à tona regiões antes inexploradas, como a de operação subexcitada, condição na qual um gerador absorve potência reativa do sistema.

Um exemplo de situação na qual um gerador pode ser levado a operar subexcitado é durante a madrugada, período do dia no qual a carga costuma ser mais baixa, realçando a característica capacitiva das linhas de transmissão. Essas linhas normalmente têm característica indutiva e absorvem potência reativa do sistema, mas devido à baixa corrente de carga elas podem passar a gerar potência reativa, que deve ser absorvida pelos geradores do sistema. Isso pode ser evitado de algumas formas, como através do chaveamento de bancos de reatores e capacitores e o acionamento de compensadores síncronos ou de *Static VAR Compensators* (SVCs). Porém, a instalação e o próprio acionamento de outros equipamentos refletem em custos adicionais para o sistema, tornando economicamente desejável explorar ao máximo a capacidade de absorção de potência reativa das máquinas que já se encontram ligadas.

Ao mesmo tempo, podem ocorrer danos à máquina se a quantidade de potência reativa absorvida for muito grande, e até mesmo perda de sincronismo com o sistema em casos extremos. Dentre os riscos à integridade física do gerador destacam-se o sobreaquecimento dos enrolamentos do estator, devido à sobrecorrente causada pelo alto fluxo de potência, e o aquecimento do ferro nas partes finais do núcleo do estator [6].

Outra questão complexa que permeia a operação dos geradores síncronos na região de subexcitação é a atuação indevida dos relés de perda de excitação e como

evitá-la. Nem sempre a perda de excitação é completa, o que dificulta a identificação do defeito e torna essencial que essa proteção tenha boa sensibilidade. Ao aumentar a sensibilidade, entretanto, aumenta-se o risco de que o relé interprete erroneamente outros eventos como um defeito. Uma possibilidade seria, por exemplo, um afundamento severo de tensão que leve o ponto de operação do gerador para dentro da característica de atuação do relé por alguns instantes, mas que sairá dessa região mediante atuação do regulador automático de tensão.

A fim de compreender a condição de operação subexcitada, vale observar na figura 2.1 uma família de curvas V típica de um gerador síncrono. Cada curva V, representada por uma linha cheia, relaciona a corrente de armadura I_a à corrente de campo do gerador I_{fd} , para um dado valor de potência ativa gerada e uma tensão terminal constante de, geralmente, $1,0 \text{ p.u.}$. Junto a essas curvas, foram representadas também linhas tracejadas de fator de potência constante, denominadas curvas compostas [7]. O ponto nominal do gerador foi marcado em vermelho.

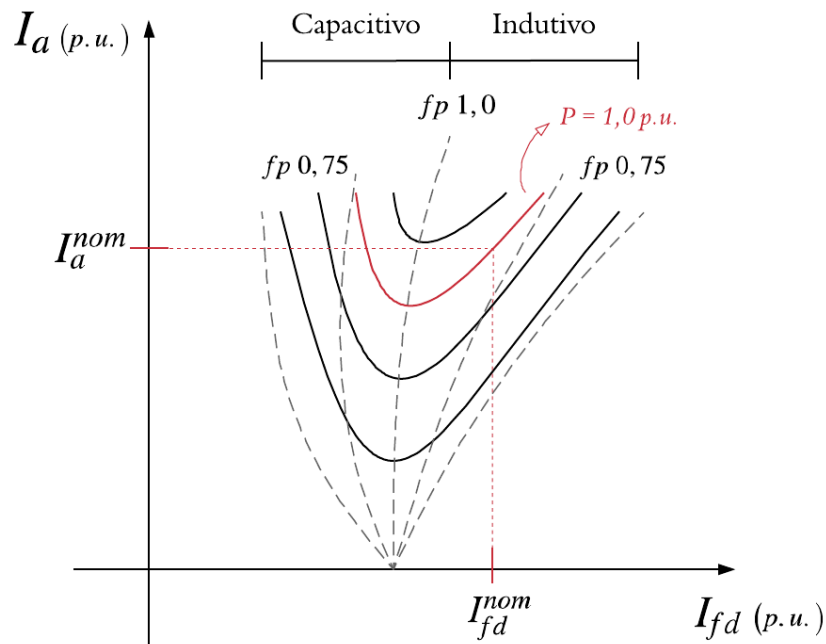


Figura 2.1: Família de curvas V típica de um gerador síncrono.

Para uma certa potência ativa gerada, o gerador pode apresentar uma gama de combinações (I_a, I_{fd}) . É válido notar que o valor mínimo da corrente de armadura ocorre sempre na linha de fator de potência unitário, o que fica claro ao considerar que $Q = 0$ em (2.2), derivada a partir de (2.1).

$$\dot{S} = P + jQ = \dot{V}\dot{I} \quad (2.1)$$

$$|\dot{S}| = \sqrt{P^2 + Q^2} \Rightarrow |\dot{I}| = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{|\dot{V}|} \quad (2.2)$$

Assim, quanto maior o valor da potência reativa, seja absorvida ou gerada, a corrente de armadura sempre será maior que a correspondente ao caso com potência reativa nula - motivo pelo qual uma subexcitação severa pode levar a sobrecorrentes no estator da máquina, onde geralmente se localiza o circuito de armadura em geradores síncronos.

Analisando agora as curvas compostas, pode-se verificar que as linhas à direita do fator de potência unitário representam fatores de potência indutivos, o que representa uma injeção de potência reativa no sistema se for convencionado que uma potência positiva está sendo gerada e uma potência negativa é consumida pelo gerador. Alternativamente, as linhas à esquerda do fator de potência unitário representam fatores de potência capacitivos, quando há absorção de potência reativa pelo gerador. O ponto na abscissa de onde partem todas as curvas é o valor da corrente de campo quando o circuito de armadura se encontra aberto e nenhuma potência é gerada, ou seja, a excitação é apenas a necessária para manter o acoplamento magnético entre os circuitos da máquina.

Dessa forma, como sobre uma única curva V os fatores de potência indutivos e a geração de potência reativa acarretam uma corrente de campo mais alta que o mínimo necessário para manter o acoplamento magnético, essa região de operação é denominada de **sobre-excitação**. De forma análoga, fatores de potência capacitivos e a absorção de reativo necessitam de correntes de campo menores que a de manutenção do acoplamento magnético, caracterizando a região de **subexcitação**.

Uma vez definida essa região e tendo em mente os possíveis danos causados ao gerador pelo excesso de potência reativa absorvida, deve-se sempre considerar seus limites de operação, dados pela curva de capacidade (CC). Essa curva é apresentada na seção 2.2, bem como os passos para sua construção.

Além disso, será introduzido na seção 2.3 o conceito de estabilidade eletromecânica. A manutenção do sincronismo do gerador está relacionada ao acoplamento magnético entre os circuitos do rotor e do estator, que é perdido quando a máquina é levada a velocidades muito diferentes da velocidade síncrona. Por isso, o sincronismo está intimamente ligado à estabilidade eletromecânica.

2.2 Construção da curva de capacidade

Como anteriormente mencionado, as máquinas elétricas podem operar em uma variedade de pontos além do nominal, alguns dos quais podem oferecer riscos à sua

integridade e prejudicar a estabilidade do sistema. Por isso, durante o projeto são avaliadas as mais diversas condições de operação e, então, estabelecidos limites que devem ser respeitados a fim de que se mantenha a vida útil do equipamento [1].

No caso de geradores, essas limitações são fornecidas pelo fabricante na folha de dados através da curva de capacidade. A figura 2.2 apresenta uma curva de capacidade típica de um gerador de rotor liso, juntamente com exemplos de curvas do limite de estabilidade em regime permanente e dos limitadores de sub- e sobre-excitação, que serão abordados respectivamente nas seções 2.3 e 3.1 deste trabalho.

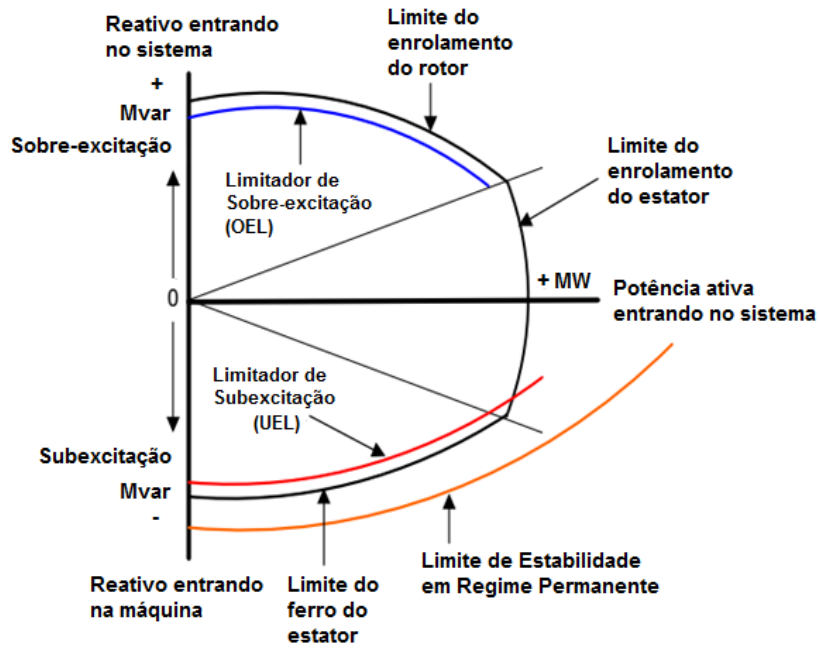


Figura 2.2: Curva de capacidade típica de um gerador síncrono (adaptado de [8]).

Como é indicado na figura 2.2, em grande parte da região de operação das máquinas síncronas o fator limitante é o aquecimento dos enrolamentos do estator e do rotor ¹. As perdas por calor dissipado nos enrolamentos são dadas em termos de sua resistência e da corrente passando pelo enrolamento por (2.3), e representam em torno de 20% das perdas totais a plena carga no gerador que será estudado neste trabalho, descrito no capítulo 5.

$$P_{dissipada} = R \times I^2 \quad (2.3)$$

A construção da curva de capacidade se inicia com o limite de aquecimento da armadura. Esse limite é determinado pela potência aparente nominal S_{NOM} , que o

¹Neste trabalho, foi presumido que os enrolamentos de estator e rotor correspondem aos circuitos de armadura e de campo, respectivamente, o que ocorre de fato para a maioria das máquinas síncronas.

gerador é projetado para fornecer de forma contínua sem sofrer sobreaquecimento. Em um plano $P \times Q$, isso representa um círculo de raio S_{NOM} com o centro na origem, como é demonstrado na figura 2.3, na qual também está indicado o fator de potência nominal f_{PNOM} da máquina.

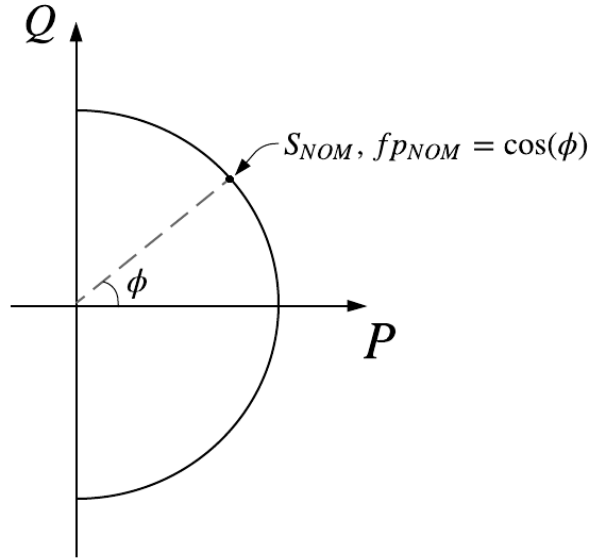


Figura 2.3: Limite de aquecimento do enrolamento de armadura (adaptado de [6]).

Em seguida deve-se determinar o limite de aquecimento do enrolamento de campo. Em condições de operação normais, para uma máquina de rotor liso, a corrente de campo em regime permanente é dada por (2.4) [6].

$$I_{fd} = \frac{E_{fd}}{X_{ad}} \quad (2.4)$$

Sendo,

E_{fd} : tensão de campo;

X_{ad} : Reatância do fluxo enlaçado pelo enrolamento de campo.

Se a resistência do enrolamento de armadura for desprezada, a partir do circuito equivalente da figura 2.4 pode-se derivar (2.5) e (2.6), nas quais o ângulo do fator de potência vale ϕ e X_s é a reatância síncrona do gerador. O diagrama fasorial correspondente pode ser visto na figura 2.5.

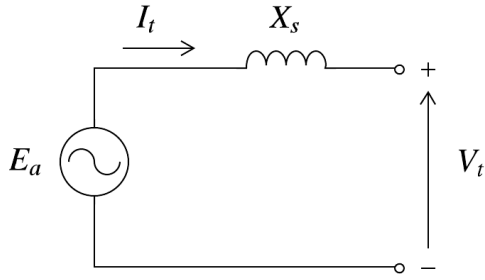


Figura 2.4: Circuito equivalente de um gerador síncrono de rotor liso em regime permanente.

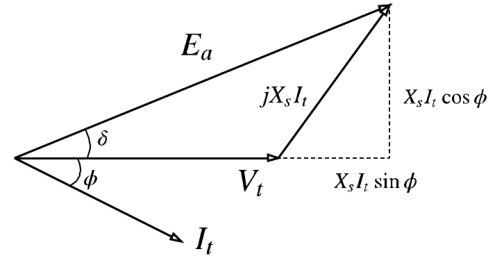


Figura 2.5: Diagrama fasorial da operação de um gerador síncrono em regime permanente.

$$E_a \sin \delta = X_s I_t \cos \phi \quad (2.5)$$

$$E_a \cos \delta = V_t + X_s I_t \sin \phi \quad (2.6)$$

Sendo,

E_a : tensão interna do gerador;

V_t : tensão terminal do gerador;

I_t : corrente terminal do gerador;

δ : ângulo de carga do gerador.

Substituindo (2.4) em (2.5) e (2.6), pode-se obter (2.7) e (2.8), que constituem as coordenadas de um círculo no plano $P \times Q$ com raio $(X_{ad} V_t I_{fd}) / X_s$ e origem no ponto $(0, -V_t^2 / X_s)$.

$$P = V_t I_t \cos \phi = \frac{X_{ad} V_t I_{fd}}{X_s} \sin \delta \quad (2.7)$$

$$Q = V_t I_t \sin \phi = \frac{X_{ad} V_t I_{fd}}{X_s} \cos \delta - \frac{V_t^2}{X_s} \quad (2.8)$$

O plano com as duas curvas juntas é apresentado na figura 2.6. Vale notar que o ponto A onde as curvas se intersectam determina a potência aparente e o fator de potência nominais da máquina. Outra observação importante é que esses dois limites dependem da tensão terminal do gerador, que em geral é considerada 1,0 p.u. na construção da curva de capacidade.

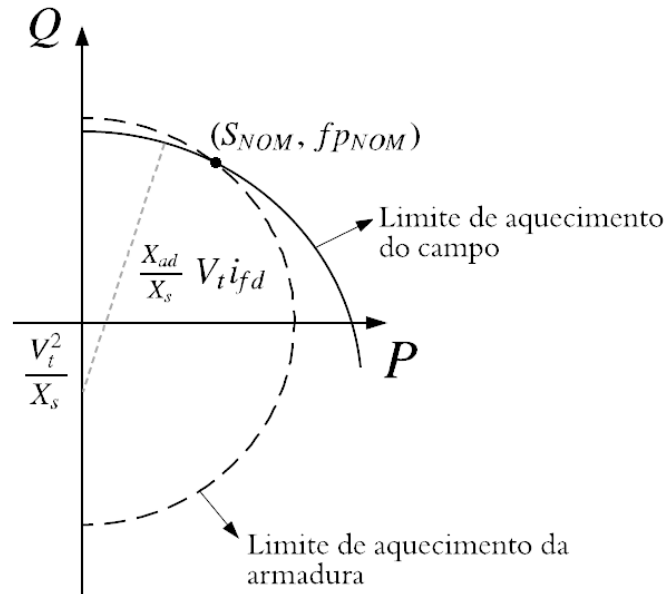


Figura 2.6: Limite de aquecimento dos dois enrolamentos. (adaptado de [6]).

Já na região de subexcitação, o limite de operação é determinado pelo aquecimento das partes finais do ferro do estator. Para melhor compreensão desse fenômeno, vale observar na figura 2.7 o esquema em corte da região final de uma máquina, com a representação dos fluxos de operação normal e de dispersão.

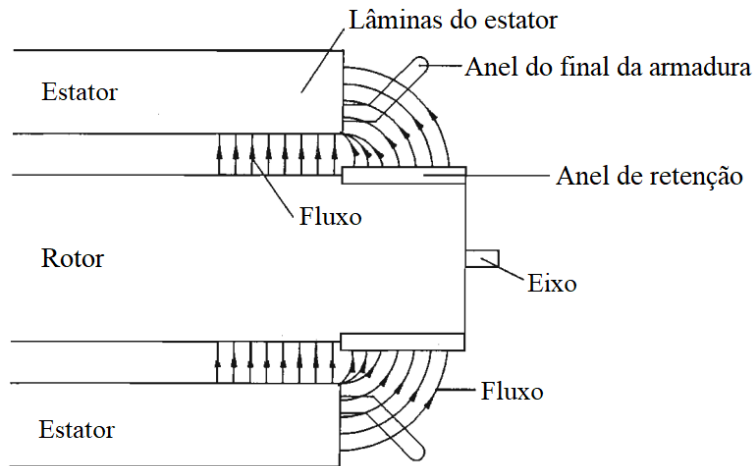


Figura 2.7: Vista em corte da região final de um gerador síncrono (adaptado de [6]).

Pode-se verificar na figura 2.7 que o fluxo de dispersão na região final da máquina entra no estator em uma direção perpendicular às suas lâminas, provocando o surgimento de correntes parasitas que aquecem o ferro. Entretanto, esse fenômeno só é significativo quando o gerador está subexcitado, pois em sobre-excitação a corrente de campo alta mantém o anel de retenção saturado e, conseqüentemente, o fluxo de dispersão é baixo [6].

A construção do limite de aquecimento do ferro do núcleo na região de subexcitação, bem como do limite de excitação mínima da máquina, caracterizado por um círculo menor acoplado ao eixo Q , requer a aplicação de testes específicos na máquina [9]. Assim, essas duas curvas foram traçadas apenas de forma qualitativa na figura 2.8.

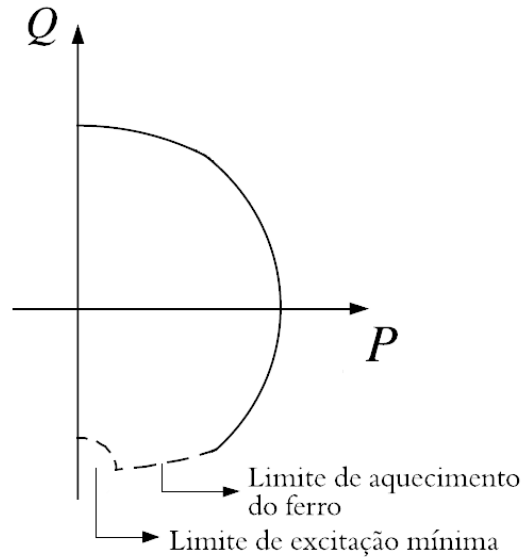


Figura 2.8: Curva de capacidade com limites de aquecimento do ferro do núcleo e de excitação mínima.

Muitas vezes é determinado ainda um limite de potência máxima que pode ser fornecida pela máquina motriz do gerador, não representada na figura 2.2, que é uma reta vertical no plano $P \times Q$. Finalmente, uma curva de capacidade típica com todos os limites apresentados é apresentada na figura 2.9.

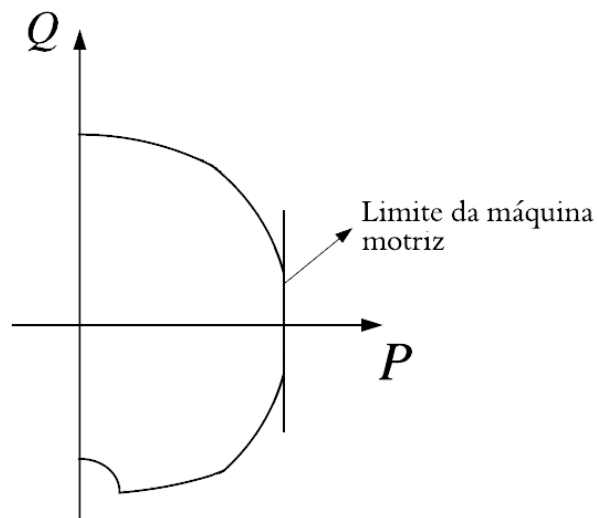


Figura 2.9: Curva de capacidade típica.

2.3 Introdução à estabilidade eletromecânica

A estabilidade de sistemas de potência é um conceito abrangente, que, de forma resumida, representa a capacidade do sistema de se manter em estado de equilíbrio em condições de operação normais e de retomar esse equilíbrio, mesmo que em outro ponto de operação, após a ocorrência de um distúrbio.

A fim de facilitar o estudo da estabilidade, é conveniente dividi-la em categorias. Os principais critérios levados em consideração são a natureza física do fenômeno e a janela de tempo necessária para determinar a manutenção da estabilidade, que pode ser de alguns milissegundos até dezenas de minutos. Quanto à natureza do fenômeno existem três grandes divisões: estabilidade eletromecânica, estabilidade de frequência e estabilidade de tensão [10], das quais apenas a primeira será abordada neste trabalho.

A estabilidade eletromecânica está frequentemente relacionada à manutenção do sincronismo de um gerador com o sistema ao qual está ligado, dado que a maior parte da geração de energia elétrica é realizada por máquinas síncronas, que em regime permanente devem operar à mesma frequência. A perda de sincronismo pode ocorrer devido a fenômenos de dinâmica lenta, ou seja, pequenas perturbações como variações da carga ao longo de um dia, ou fenômenos mais rápidos e severos como, por exemplo, um curto-circuito. O primeiro caso é denominado estabilidade de pequenos sinais, e o segundo é chamado de estabilidade transitória; em ambos, é necessário estudar o comportamento dinâmico de rotação do gerador e seu ângulo de carga.

O ângulo de carga é, em sua essência, o ângulo de posicionamento do rotor segundo um referencial girante, como é definido em (2.9) [6].

$$\delta = (\omega_r - \omega_0)t + \delta_0 \quad (2.9)$$

Sendo,

ω_r : velocidade do rotor em radianos elétricos por segundo;

ω_0 : velocidade síncrona em radianos elétricos por segundo;

δ_0 : posição inicial do rotor em radianos elétricos.

De acordo com a segunda lei de Newton em sua forma rotacional, sabe-se que uma variação na velocidade do rotor acontece devido a um torque resultante diferente de zero. Esse torque resultante, que também é chamado de torque de aceleração, pode ser definido como a diferença entre o torque mecânico aplicado ao rotor e o torque

elétrico decorrente da tensão gerada na armadura. Assim, a equação de movimento é dada por (2.10) [6].

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_a = T_m - T_e \quad (2.10)$$

Sendo,

J : momento de inércia combinado do gerador e da turbina, em $kg.m^2$;

ω_m : velocidade do rotor em radianos mecânicos por segundo;

T_a : torque de aceleração em $N.m$;

T_m : torque mecânico em $N.m$;

T_e : torque elétrico em $N.m$.

Definindo a constante de inércia H como em (2.11), onde ω_{0m} representa a velocidade nominal da máquina em radianos mecânicos por segundo, (2.10) pode ser reescrita como (2.12), que pode ser manipulada para o formato mais conveniente visto em (2.13).

$$H = \frac{1}{2} \frac{J\omega_{0m}^2}{S_{NOM}} \quad (2.11)$$

$$\frac{2H}{\omega_0^2} S_{NOM} \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e \quad (2.12)$$

$$2H \frac{d}{dt} \left(\frac{\omega_m}{\omega_{0m}} \right) = (T_m - T_e) \frac{\omega_{0m}}{S_{NOM}} \quad (2.13)$$

Lembrando que potência e torque se relacionam através da velocidade como escrito em (2.14) e que a velocidade de rotação em *p.u.* é dada por (2.15) [6], é possível normalizar (2.13) e obter (2.16).

$$T = \frac{P}{\omega} \quad (2.14)$$

$$\bar{\omega}_r = \frac{\omega_m}{\omega_{0m}} = \frac{\omega_r}{\omega_0} \quad (2.15)$$

$$2H \frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \bar{P}_m - \bar{P}_e \quad (2.16)$$

Derivando as equações do ângulo de carga (2.9) e da velocidade de rotação da máquina em *p.u.* (2.15) em relação ao tempo chega-se a (2.17), uma vez que a velocidade síncrona é uma constante. A substituição em (2.16) fornece então a equação de oscilação ou *swing* em função da potência, apresentada em (2.18).

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d\omega_r}{dt} = \omega_0 \frac{d\bar{\omega}_r}{dt} \quad (2.17)$$

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \bar{P}_m - \bar{P}_e \quad (2.18)$$

A equação de *swing* é essencial para estudos de estabilidade eletromecânica, juntamente com a relação potência vs. ângulo [10]. Um dos métodos para obter essa relação está ligada ao fluxo de potência, e pode ser obtida através da equação de potência injetada numa barra k (2.19), sendo $\delta_{km} = \delta_k - \delta_m$.

$$P_k = V_k \left[\sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \cos \delta_{km} + B_{km} \sin \delta_{km}) \right] \quad (2.19)$$

Sendo,

P_k : potência injetada na barra k ;

n : total de barras no sistema;

V_k : tensão na barra k ;

V_m : tensão na barra m ;

G_{km} : condutância entre as barras k e m ;

B_{km} : susceptância entre as barras k e m ;

δ_k : ângulo da tensão na barra k ;

δ_m : ângulo da tensão na barra m .

Considerando apenas duas barras interligadas, agora denominadas por 1 e 2, pode-se escrever (2.20). Se a resistência entre as barras for considerada desprezível, então a potência injetada na barra 1 é dada por (2.21).

$$P_{12} = V_1 [V_1 G_{11} + V_2 (G_{12} \cos \delta_{12} + B_{12} \sin \delta_{12})] \quad (2.20)$$

$$P_{12} = V_1 [V_2 B_{12} \sin \delta_{12}] \Rightarrow P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X_{12}} \sin \delta_{12} \quad (2.21)$$

Essa expressão vale para quaisquer dois nós elétricos separados por uma reatância, e pode ser aplicada ao contexto de um gerador se observado o circuito equivalente da figura 2.4. Considerando a tensão terminal como referência angular, sabe-se que a tensão induzida no enrolamento de armadura do gerador tem ângulo δ devido ao posicionamento do rotor. A potência gerada pode ser calculada, então, por (2.22).

$$P = \frac{E_a V_t}{X_s} \sin \delta \quad (2.22)$$

Para rotores de polos salientes pode ser derivada uma fórmula semelhante através da decomposição em eixos direto e em quadratura, a qual contém ainda um termo adicional que representa o conjugado de relutância da máquina [11], e que pode ser desprezado por ser muito pequeno. A relação de potência é dada então somente em função da reatância de eixo direto X_d , fornecendo (2.23).

$$P = \frac{E_a V_t}{X_d} \sin \delta \quad (2.23)$$

Se o comportamento dinâmico de rotação for desprezado, considerando-se o sistema em regime permanente, a potência mecânica aplicada ao rotor é constante e o gerador só pode fornecer um valor de potência elétrica igual à potência mecânica. O gráfico da figura 2.10 representa essa situação para qualquer uma das equações (2.22) e (2.23), num plano $P \times \delta$.

É evidente que, no momento da partida da máquina, a potência gerada é nula, correspondendo ao ponto a no qual $\delta = 0^\circ$. Conforme o gerador é carregado, o valor de δ aumenta até um ponto de equilíbrio arbitrário denominado por b , dado que a potência solicitada vale P_{s1} , justificando a denominação "ângulo de carga".

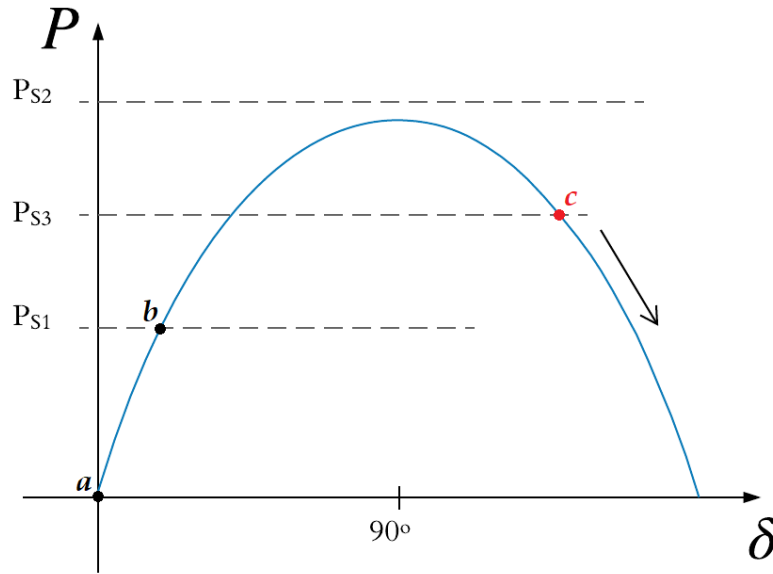


Figura 2.10: Curva da relação $P \times \delta$.

Se por algum motivo a potência solicitada atingir um valor muito alto, o gerador é levado à região próxima do ponto onde $\delta = 90^\circ$, e pode ultrapassá-lo devido à inércia do rotor, indo em direção a um ponto c . Nesse momento, mesmo se a potência solicitada for diminuída de P_{s2} para P_{s3} , o ângulo de carga continuará aumentando, o que caracteriza a instabilidade. Por isso, o ponto $\delta = 90^\circ$ é chamado de limite teórico de estabilidade.

Esse limite é dito teórico pois a dinâmica rotacional do gerador, que desempenha um papel significativo na determinação da manutenção da estabilidade, não é considerada. Caso seja de interesse avaliar o comportamento dinâmico do gerador, é necessária uma análise mais detalhada pelo critério das áreas iguais, que determina o ângulo crítico após o qual é perdida a estabilidade. Essa análise é feita através da equação de *swing*, e pode ser encontrada em [6]. Como, entretanto, resulta em valores de δ maiores que 90° , pode-se considerar o limite teórico como sendo conservador.

Sabendo que altos níveis de subexcitação podem levar à perda de sincronismo e portanto da estabilidade do gerador, como será explicado quando o limitador de subexcitação for introduzido em 3.1.2, é importante determinar qual a quantidade máxima de potência reativa que a máquina pode absorver até que isso aconteça. Para tal, pressupõe-se que a máquina opera em regime permanente e que o regulador automático de tensão sempre mantém a tensão terminal no valor pré-determinado. Além disso, é presumido que o regulador tenha uma zona morta, de forma que a excitação permaneça constante perante pequenas variações de carga. Isso caracteriza o pior caso, pois um regulador de ação contínua aumentaria a excitação com o

aumento de carga e o limite de estabilidade seria maior [12].

Nessas condições, seja o circuito equivalente representado pelo sistema máquina-barra infinita da figura 2.11, onde X_t é a impedância do transformador elevador, X_{sys} é a impedância do sistema e V_{bi} a tensão do sistema, que é considerada constante. A reatância total externa ao gerador é dada por $X_e = X_t + X_{sys}$, e novamente o efeito de saliência dos polos é desprezado, de forma que $X_s = X_q = X_d$. A resistência de armadura da máquina também é considerada desprezível.

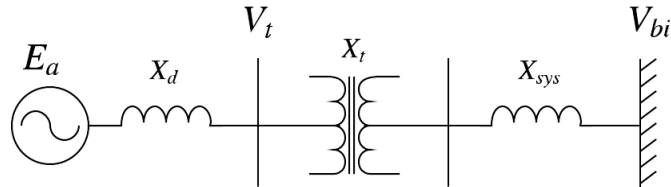
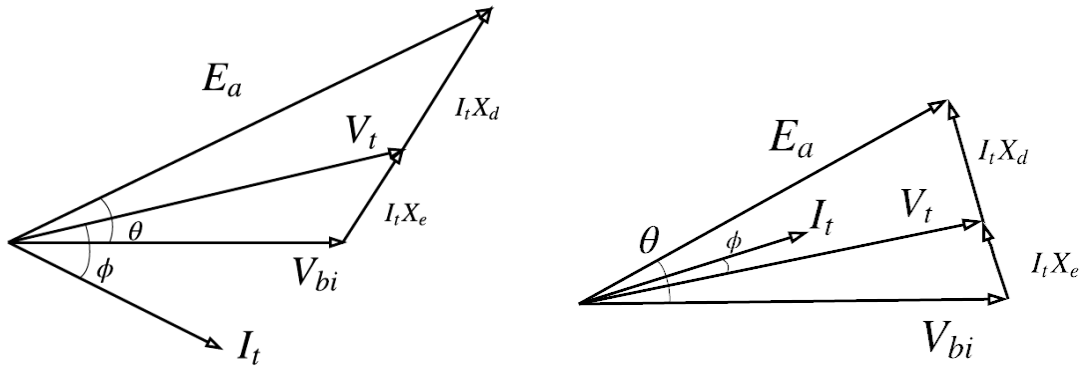


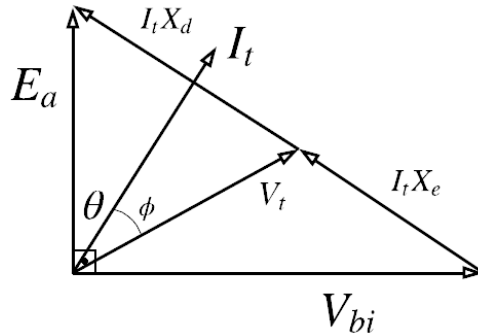
Figura 2.11: Sistema equivalente máquina-barra infinita.

Assumindo que o gerador opera num ponto próximo à plena carga, se a tensão terminal for lentamente diminuída pelo operador através do regulador de tensão, mantendo a potência gerada constante, a corrente de campo decrescerá cada vez mais até que o gerador perca o sincronismo. Exatamente nesse ponto, o ângulo entre a tensão interna do gerador e o sistema vale 90° e o gerador está operando no limite de estabilidade em regime permanente, ou *steady-state stability limit (SSSL)* [12].

Essa situação é ilustrada pelos diagramas vetoriais da figura 2.12. Inicialmente o gerador está sobre-excitado (figura 2.12a) e, conforme a tensão terminal é reduzida, o ponto de operação passa para a região subexcitada (figura 2.12b), até que atinge o limite de estabilidade (figura 2.12c).



(a) Ponto de operação inicial sobre-excitado. (b) Novo ponto de operação levemente subexcitado.



(c) Operação no limite da estabilidade.

Figura 2.12: Diagramas fasoriais para determinação do limite de estabilidade em regime permanente.

Nesse ponto, $\theta = 90^\circ$ e tanto a potência ativa gerada quanto a tensão terminal são conhecidas, possibilitando o cálculo da potência reativa absorvida pela máquina. Tem-se, assim, um ponto genérico (P_a, Q_a) como é indicado na figura 2.13.

O mesmo procedimento com um valor menor de potência ativa e mesma tensão inicial resulta num ponto (P_b, Q_b) com menor excitação mínima, da mesma forma que uma potência ativa maior acarreta uma excitação mínima maior, constituindo o ponto (P_c, Q_c) . Dessa forma, pode-se construir uma curva caracterizando o limite da operação estável, acima da qual a máquina deve operar. Vale lembrar que essa curva é construída dadas uma determinada tensão terminal e reatância externa. A figura 2.13 apresenta, em linhas tracejadas, algumas curvas para diferentes tensões terminais.

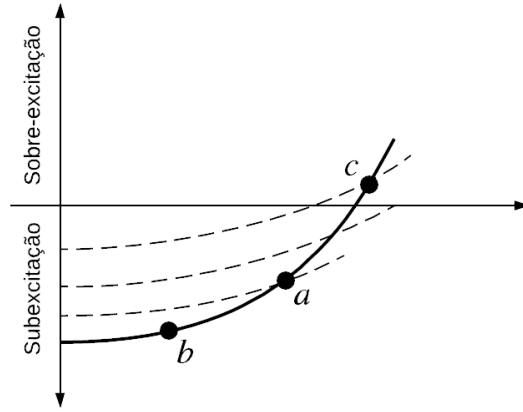


Figura 2.13: Construção da curva do limite de estabilidade em regime permanente.

A partir disso podem ser derivadas (2.24) e (2.25) para o cálculo da curva. Essas equações constituem o círculo cujo centro e raio são dados na figura 2.14 no plano $P \times Q$.

$$P = \frac{V_{bi}}{X_e} \sqrt{V_t^2 - \left(\frac{V_{bi} X_d}{X_d + X_e} \right)^2} \quad (2.24)$$

$$Q = \frac{1}{X_e} \left(V_t^2 - \frac{V_{bi}^2 X_d}{X_d + X_e} \right) \quad (2.25)$$

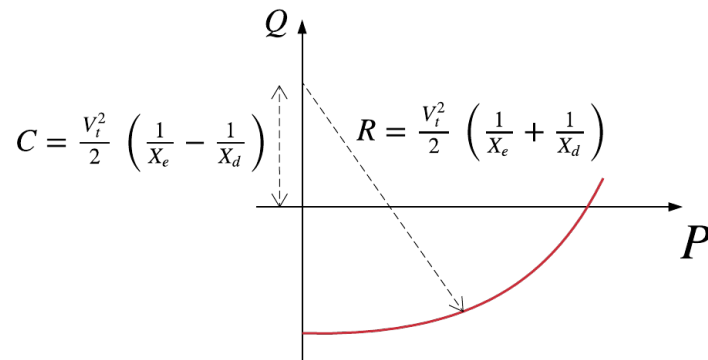


Figura 2.14: Curva do limite de estabilidade em regime permanente com parâmetros.

Capítulo 3

Sistemas de excitação

Os sistemas de excitação têm como objetivo primário a alimentação, em corrente contínua, do enrolamento de campo de um gerador, o que pode ser feito de diferentes formas. Assim, esses sistemas costumam ser divididos entre os três grandes grupos enumerados abaixo.

1. Tipo DC: sistemas de excitação nos quais um gerador de corrente contínua é utilizado para alimentar o circuito de campo do gerador através de comutadores;
2. Tipo AC: sistemas de excitação com geradores de corrente alternada fornecendo potência ao circuito de campo da máquina após a passagem por pontes retificadoras, que podem ser estáticas ou rotativas. No caso de pontes estáticas, assim como nos sistemas DC, a conexão com o circuito de campo é realizada através de escovas e anéis coletores. Já as pontes retificadoras rotativas são montadas no próprio eixo do gerador e ligadas ao rotor da excitatriz, que nesse caso representa a armadura da máquina e que pode possuir um ímã permanente acoplado para alimentar seu próprio circuito de campo, no estator. Assim, a necessidade das escovas e anéis coletores é eliminada. Esse tipo de sistema de excitação é denominado *brushless*;
3. Tipo ST: sistemas de excitação estáticos, que utilizam transformadores ou enrolamentos auxiliares do próprio gerador como fonte de potência e se conectam ao circuito de campo do gerador por meio de pontes retificadoras.

Cada tipo de sistema apresenta determinadas particularidades. Sistemas DC foram os primeiros do tipo a surgir e são muito comuns em instalações antigas. Já os sistemas de excitação estáticos foram desenvolvidos mais recentemente, acompanhando o avanço tecnológico no campo da eletrônica de potência, e por serem digitalmente controlados apresentam tempo de resposta bastante rápido em relação

às excitatrizes rotativas. Essas últimas, dotadas de momento de inércia associado à massa do rotor, não são capazes de manifestar uma resposta imediata.

Por outro lado, uma desvantagem apresentada pelos sistemas com pontes retificadoras estáticas é a presença de escovas para fazer o contato com os condutores do enrolamento de campo. As escovas operam naturalmente em condições de estresse, e por serem um componente essencial do sistema elas necessitam de manutenções preventivas periódicas. Entretanto, as vantagens representadas por essa forma de excitação, que incluem também baixo custo e maior flexibilidade na implementação de malhas de controle, são tão superiores às desvantagens que os sistemas do tipo DC são pouco empregados em máquinas novas e estão sendo gradualmente substituídos nas existentes [6], [13].

Além da simples função de alimentação, os sistemas de excitação têm ainda o propósito de controlar a tensão aplicada ao campo, e, portanto, a corrente no enrolamento, ajustando as condições de operação da máquina. Para isso, são realizadas medições de tensão e corrente nos terminais da máquina, determinando-se o ponto de operação atual; em seguida, o sinal de saída do transdutor de tensão passa por uma malha de controle, cujos ganhos e constantes de tempo são ajustados durante o projeto para que a excitatriz da máquina forneça uma tensão de campo com as características desejadas, levando o ponto de operação para longe de regiões limítrofes se necessário.

Dessa forma, esses sistemas desempenham um papel importante na manutenção da estabilidade da máquina durante a ocorrência de contingências, e seu tempo de resposta deve ser adequado para tal. Um conjunto de critérios recomendados pelo IEEE para avaliar a adequação da resposta podem ser encontrados [14].

A relação entre a máquina e o sistema de excitação pode ser melhor observada através do diagrama de blocos da figura 3.1, adaptado da norma 421.5TM-2005 do IEEE [13]. Nesse diagrama, V_{ref} é um parâmetro de ajuste da tensão inicial da máquina e as entradas V_{OEL} e V_{UEL} são, respectivamente, os sinais de saída dos limitadores de sobre- e subexcitação, que serão abordados na seção 3.1. Além disso, o sinal V_{SI} representa um conjunto de entradas comumente utilizadas em estabilizadores de sistema de potência (PSSs), que serão introduzidos na seção 3.2.

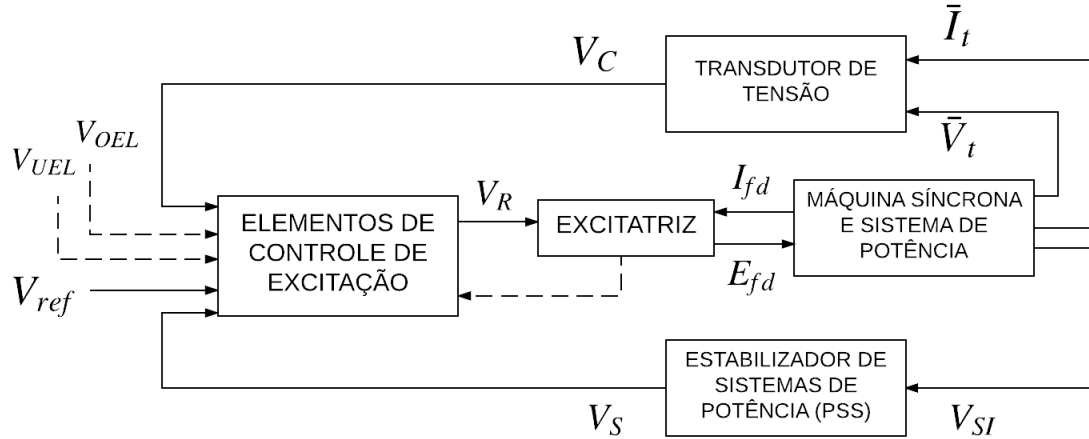


Figura 3.1: Diagrama de blocos simplificado para representação da relação do sistema de excitação à máquina (adaptado de [13]).

A norma [13] apresenta, ainda, uma série de modelos de sistemas de excitação recomendados para estudos de estabilidade de sistemas de potência, além de modelos de limitadores de sub- e sobre-excitação, PSSs e de transdutor de tensão, com exemplos de valores para ganhos e constantes de tempo. Como exemplo, é apresentado em 3.2 o diagrama de blocos do sistema de excitação estática denominado ST1A, que será utilizado como base para o sistema utilizado nas simulações realizadas no capítulo 5.

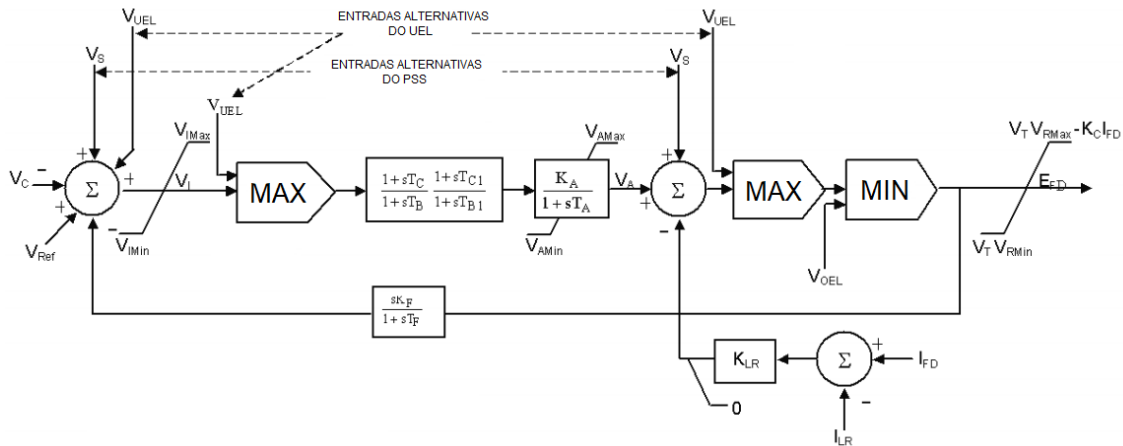


Figura 3.2: Diagrama de blocos do sistema de excitação modelo IEEE-ST1A (adaptado de [13]).

Esse modelo foi construído para representar a alimentação através de um transformador de potencial acoplado aos terminais do gerador, fornecendo ao circuito de campo uma tensão que é regulada por uma ponte retificadora controlada. Esse tipo de ligação é demonstrada na figura 3.3. Um transformador de corrente pode

ser utilizado para elevar o sinal de entrada sob condições de falta, quando a tensão terminal costuma ser reduzida, porém sua presença não é imprescindível.

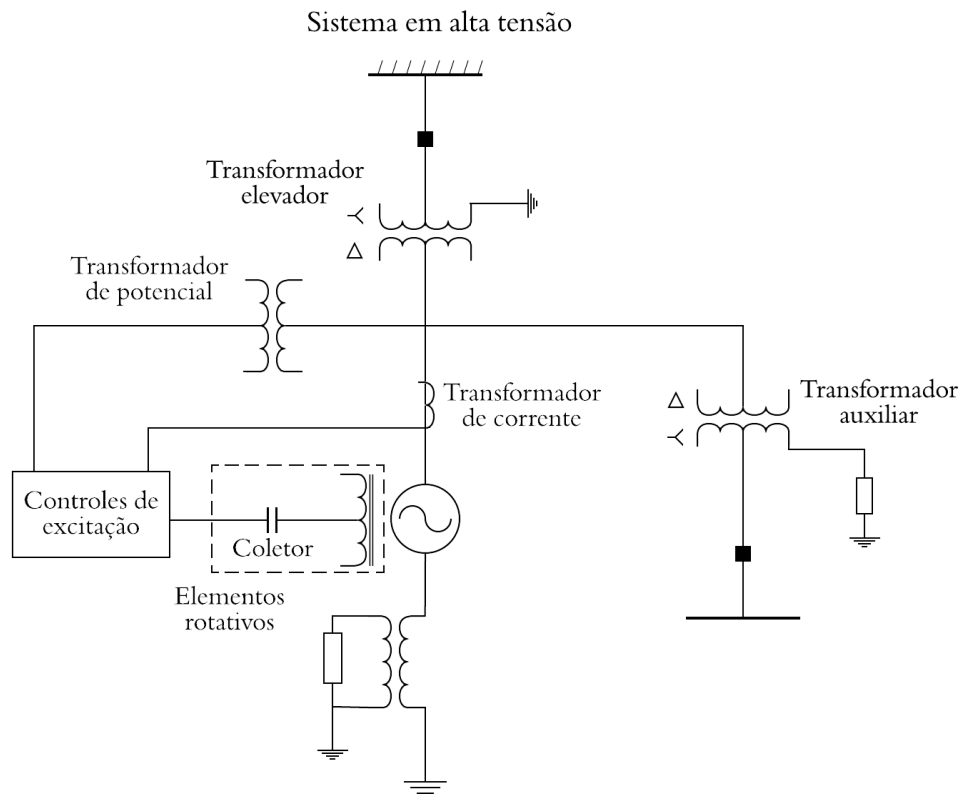


Figura 3.3: Conexão típica de um gerador com sistema de excitação do tipo IEEE-ST1A.

O ganho do regulador é dado por K_a e sua constante de tempo T_a , que pode ser da ordem de poucos milissegundos por se tratar de um sistema estático, sendo por vezes considerada nula para simplificação do estudo. Caso necessário, o ganho transitório pode ser alterado através de T_c , T_b , T_{c1} e T_{b1} ou, alternativamente, pela realimentação definida pelos parâmetros K_f e T_f . Os parâmetros K_{LR} e I_{LR} devem ser utilizados para limitar a corrente de campo da máquina, protegendo a excitatriz e o enrolamento de campo, uma vez que o valor máximo de tensão que pode ser suprida por esse tipo de sistema costuma ser alto [13].

O modelo contempla também a introdução de limitadores de sobre- e subexcitação e de um PSS, em diferentes pontos. Enquanto o sinal do estabilizador pode ser somente somado à malha principal do regulador, os sinais dos limitadores podem, alternativamente, passar por blocos seletores de máximo, no caso do UEL, ou mínimo, no caso do OEL. Nesse modelo, a soma do sinal de sobre-excitação não é contemplada.

Esses componentes constituem malhas de controle próprias, e são abordadas no restante deste capítulo.

3.1 Limitadores

A fim de explorar ao máximo a capacidade da máquina respeitando seus limites físicos, podem ser introduzidas no sistema de excitação funções de controle adicionais, chamadas de limitadores.

Limitadores comumente aplicados em geradores síncronos são os de sobre- e subexcitação, corrente estatórica e da razão tensão/frequência, chamado de V/Hz . As próximas subseções apresentam brevemente o objetivo e funcionamento de cada uma dessas funções, com destaque para o limitador de subexcitação, cujo estudo da coordenação com a proteção é o objetivo deste trabalho.

3.1.1 Limitador de sobre-excitação (OEL)

O objetivo dos limitadores de sobre-excitação é a restrição da corrente de campo do gerador quando esta atinge valores muito altos, o que acarreta a geração de grande quantidade de potência reativa, em oposição à região de subexcitação. Essa condição de operação leva ao sobreaquecimento dos enrolamentos da máquina, e pode ter como consequência um colapso de tensão ou a divisão do sistema em ilhas se mantida durante um determinado período de tempo [13]. Em estudos de curto prazo esses dois últimos fenômenos não são levados em consideração, por serem de dinâmica mais lenta que aqueles de estabilidade transitória e de pequenos sinais.

Ao mesmo tempo em que deve evitar os efeitos danosos do sobreaquecimento, o OEL deve permitir também que o alto nível de excitação persista durante um breve intervalo, pois este pode ser necessário para manutenção da estabilidade. Assim, ao ser identificada a sobre-excitação, há um *delay* até o efeito limitador, que pode ter diferentes características. As mais comuns são as de tempo fixo ou inverso, ou ainda uma combinação das duas.

Na característica de tempo fixo, a ação limitadora ocorre quando é transcrito um determinado intervalo de tempo após a detecção da sobrecorrente. A característica de tempo inverso, por outro lado, atua mais rapidamente quanto maior o nível de atuação. O tempo de espera é, nesse caso, coordenado com a capacidade de aquecimento do enrolamento e depende do fabricante. De acordo com a norma IEEE-C50.13, a curva de capacidade de sobrecarga do enrolamento de armadura a curto prazo é apresentada na figura 3.4.

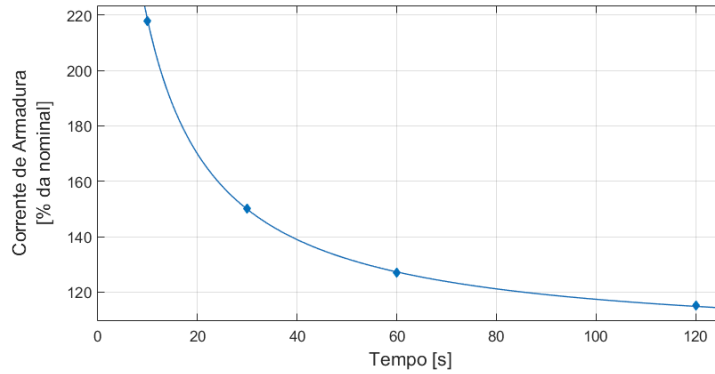


Figura 3.4: Capacidade de sobrecarga de enrolamento de armadura a curto prazo [15].

A ação desse limitador deve ainda ser coordenada com a proteção contra sobreexcitação, de forma semelhante ao UEL, e com outros limitadores.

3.1.2 Limitador de subexcitação (UEL)

Como foi mencionado no capítulo 2, a subexcitação ocorre quando há um grande fluxo de potência reativa entrando na máquina e que, em excesso, pode causar sobreaquecimento das partes finais do estator e perda de sincronismo com o sistema.

A perda da estabilidade eletromecânica já foi abordada em 2.3, e pode ser novamente avaliada sob outra ótica, considerando a operação em diferentes condições de excitação. A figura 3.5 apresenta um gráfico da relação $P \times \delta$ para dois valores de E_a .

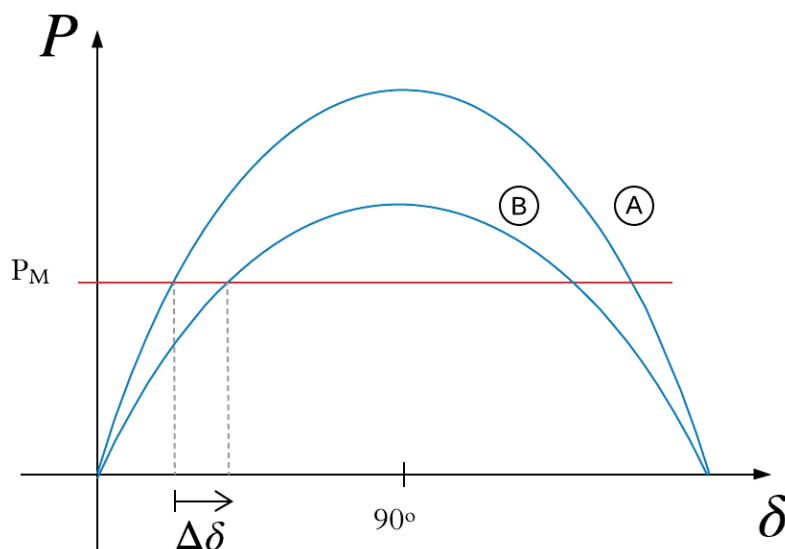


Figura 3.5: Relação $P \times \delta$ de uma máquina síncrona sob duas condições de excitação.

Considerando ainda que não há um regulador de velocidade e que a potência mecânica fornecida à máquina é constante, e que o gerador se encontra num ponto de equilíbrio sobre a curva **A**, uma queda súbita na tensão de campo representa um movimento sobre a reta para a curva **B**, cujo valor de potência máxima é menor, ocasionando um aumento do ângulo de carga.

Se a queda na excitação for alta o suficiente para que o ângulo crítico seja ultrapassado, é perdido o sincronismo da máquina com o sistema. Dessa forma, é de suma importância evitar que a tensão de campo seja reduzida a valores tão baixos que levem o ângulo de carga a uma proximidade perigosa do limite de estabilidade, objetivo dos limitadores de subexcitação.

Para tal, esses limitadores usualmente têm como entrada uma combinação de potência ativa e reativa, ou de tensão e corrente terminais. Pode ser acrescentado ainda um sinal estabilizador para melhor atenuar oscilações.

Quanto aos tipos de limitadores, o IEEE faz divisão em dois grandes grupos. O modelo denominado UEL1 apresenta uma característica circular no plano $P \times Q$, que pode ser vista na figura 3.6, e o modelo UEL2, chamado de multissegmentos de retas, depende de um conjunto de pontos (P, Q) que são interpolados para determinar sua região de atuação, conforme exibido na figura 3.7. Ambas as curvas foram construídas sob o pressuposto de que $V_t = 1,0 \text{ p.u.}$.

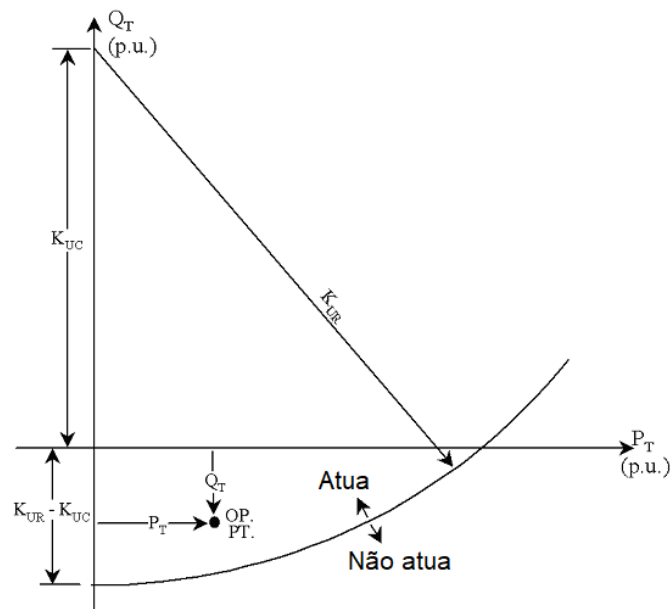


Figura 3.6: Característica do modelo UEL1 (adaptado de [13]).

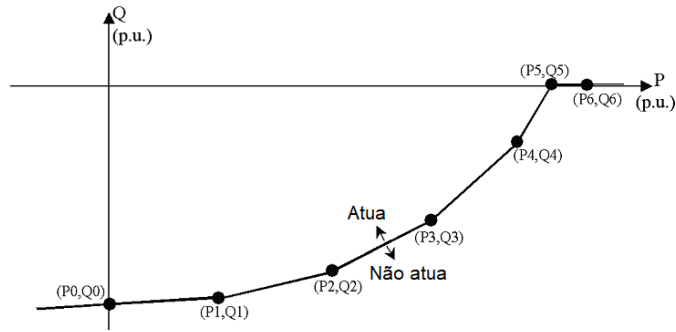


Figura 3.7: Característica do modelo UEL2 (adaptado de [13]).

O modelo circular, de raio K_{UR} e centro sobre o eixo Q a uma distância K_{UC} da origem, é equivalente a uma característica de impedância circular e portanto possibilita uma melhor coordenação com a proteção contra perda de excitação (LOE), que será abordada no capítulo 4. Além disso, a curva se move em função do quadrado da tensão terminal, assim como o limite de estabilidade em regime permanente.

Em contrapartida, o modelo de multissegmentos de retas UEL2 é bastante flexível e pode ser facilmente reajustado através da modificação dos pontos que limitam a curva, além de poder variar com a tensão terminal linearmente, exponencialmente, ou ser independente dela, de acordo o valor selecionado para seus parâmetros.

Adicionalmente, em ambos os casos o sinal de saída do UEL é negativo durante a operação normal. As condições da subexcitação aumentam a magnitude desse sinal, que se torna positivo dependendo do ganho do limitador, da severidade e do tempo pelo qual a operação nessa região persiste. Assim, se sua ação for incorporada no regulador de tensão através de um bloco seletor, em dado momento esse sinal assumirá o controle da malha para elevar mais rapidamente a tensão de campo.

Como alternativa, o sinal pode ser introduzido na malha principal através de um bloco somador. Nessa situação a utilização de um bloco integrador é estritamente necessária, para que o UEL não influencie a operação normal. O artigo [16] apresenta um breve estudo das diferenças na resposta do limitador de subexcitação e sua coordenação com a proteção mediante a utilização de um bloco seletor ou somador.

3.1.3 Limitador de corrente de estator

A finalidade deste limitador é o resguardo contra um dos efeitos danosos de uma sobrecarga contínua do gerador: o sobreaquecimento do enrolamento do estator. O sinal de saída atua junto ao AVR de forma a aumentar ou reduzir a tensão de campo, dependendo da situação atual da máquina (sobre- ou subexcitada). A ação do limitador pode ser analisada com ajuda da família de curvas V dos geradores representadas na figura 2.1 do capítulo 2, novamente reproduzida abaixo.

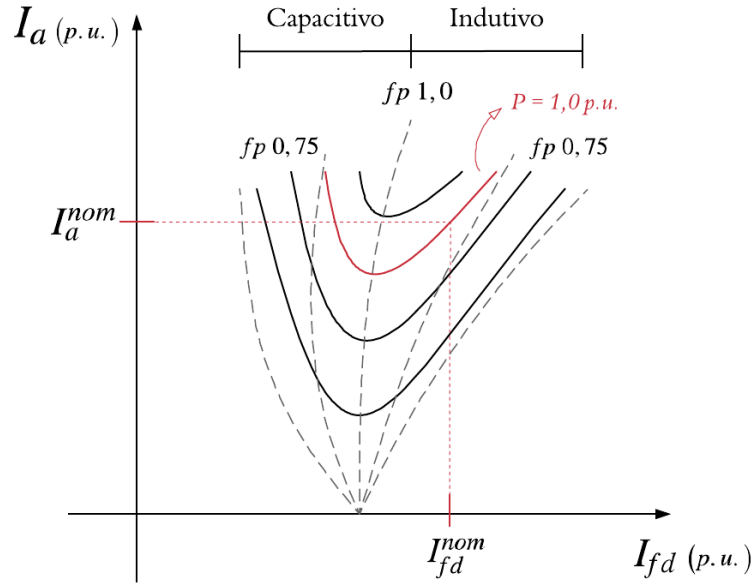


Figura 2.1: Família de curvas V típica de um gerador síncrono.

Quando em subexcitação, a região do gráfico à esquerda da linha de fator de potência unitário, o limitador atua de forma a subir a tensão de campo mantendo-se na curva de potência constante, diminuindo o valor da potência reativa absorvida e da corrente de armadura. Se a máquina está sobre-excitada, a tensão de campo deve cair, juntamente à potência reativa gerada pela máquina e a corrente estatórica. Assim, o erro introduzido na malha do regulador de tensão é negativo ou positivo, dependendo se a máquina está absorvendo ou gerando potência reativa e do módulo da corrente terminal - e é portanto incluído na malha de controle através de um somador.

3.1.4 Limitador de V/Hz

O limitador de V/Hz pode ser também intitulado de limitador de sobre-excitação, pois protege contra o excesso de fluxo magnético no núcleo do gerador. Isso fica evidente perante a análise da equação 3.1, que dá o valor eficaz da tensão induzida no enrolamento de armadura de uma máquina [7].

$$E_a = \sqrt{2}\pi N k_{enr} \varphi f \quad (3.1)$$

Sendo,

f : frequência elétrica;

N : número de espiras em série por fase;

k_{enr} : fator de enrolamento da armadura;

φ : fluxo magnético no núcleo.

Dado que o número de espiras por fase e o fator de enrolamento são constantes, (3.1) leva a (3.2).

$$\varphi \propto \frac{E_a}{f} \quad (3.2)$$

Assim, se ocorre uma subfrequência enquanto o AVR mantém a tensão terminal constante - caso de partida ou parada automáticas, por exemplo - o fluxo magnético no gerador aumenta. Consequentemente crescem também as perdas por histerese e por correntes de fuga induzidas no núcleo do gerador, causando seu sobreaquecimento e eventual rompimento do isolamento das lâminas se as condições de sobre-excitação não forem revertidas.

A máquina é considerada em sobre-excitação a partir de uma razão de $V/Hz = 105\%$, e a característica do limitador, que pode novamente ser de tempo fixo ou inverso, deve ser coordenada com a proteção. Uma configuração típica dessa proteção realiza o *trip* após 6s de $V/Hz \geq 110\%$, com a opção de adição um segundo estágio que atua de 2s a 6s, para um nível de sobre-excitação entre 118% e 120% [15].

3.2 Estabilizador de sistema de potência (PSS)

Os estabilizadores de sistemas de potência são empregados para atenuar a amplitude de oscilações eletromecânicas em máquinas síncronas, melhorando seu desempenho dinâmico. Isso é feito através da modulação do sinal enviado para a excitatriz, ao qual é acrescentada uma compensação de fase, de forma que seja gerada na máquina uma componente de torque elétrico em fase com as variações de velocidade do rotor. A figura 3.9 mostra uma comparação qualitativa entre as respostas de um gerador a uma perturbação qualquer com e sem um estabilizador, em termos da potência gerada.

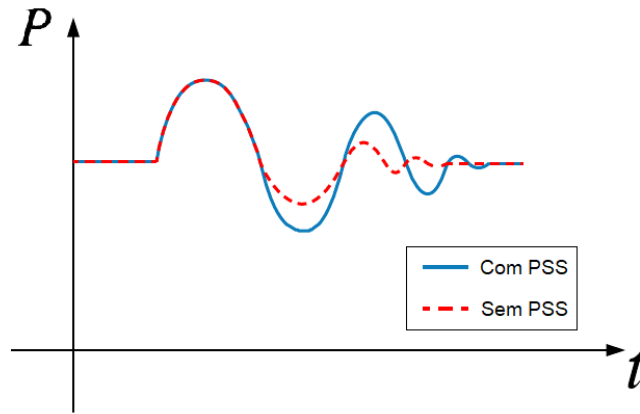


Figura 3.9: Ação do PSS.

Os diferentes modelos de PSS podem utilizar como entrada medições de velocidade de rotação do gerador, frequência terminal e/ou potência elétrica, ou ainda sinais derivados. Como já mencionado neste capítulo, existem alguns modelos recomendados pelo IEEE para estudos de estabilidade, que podem ter uma ou duas entradas. Aqueles de apenas uma entrada apresentam, em geral, forma semelhante à do modelo PSS1A, cujo diagrama de blocos pode ser visto na figura 3.10.

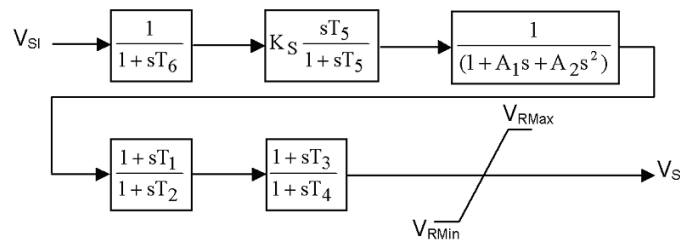


Figura 3.10: Modelo PSS1A [13].

Nesse diagrama, T_6 representa a constante de tempo do transdutor, K_S é o ganho do PSS e T_5 é a constante de tempo do bloco *washout*, que funciona como um filtro passa-altas, atenuando mudanças na componente DC do sinal de entrada e selecionando os modos de oscilação de interesse. A_1 e A_2 caracterizam um filtro torsional, mas podem também auxiliar na definição das características de ganho e fase do PSS se necessário. Os dois blocos restantes, com constantes de tempo T_1 , T_2 , T_3 e T_4 , realizam a compensação do atraso de fase entre a excitatriz e o torque elétrico.

É importante destacar que cada modelo de sistema de excitação se adequa melhor a um determinado modelo de PSS, o que deve ser avaliado durante o projeto. Além disso, mesmo no escopo de um único modelo podem haver grandes mudanças no valor dos parâmetros conforme o conjunto de sinais de entrada é alterado [13].

Capítulo 4

Proteção de sistemas elétricos

Os sistemas elétricos de potência são compostos por muitos equipamentos e, por isso, estão suscetíveis a falhas em diversos pontos. Essas falhas podem apresentar risco à integridade dos mesmos e do sistema como um todo, ao mesmo tempo que até mesmo determinadas condições de carregamento podem ser prejudiciais. Portanto, é essencial identificar essas condições anormais e, se necessário, desligar partes do sistema a fim de isolar a falha e/ou de evitar a propagação de danos. Tal papel é desempenhado pelo sistema de proteção.

Falhas no sistema de proteção podem ter consequências desastrosas, desde a perda de equipamentos e interrupções no suprimento de energia até acidentes graves. Por isso, é usual existirem várias camadas de proteção: a primária, que geralmente atua de forma instantânea; a secundária, que é temporizada e atua no caso de falha da proteção primária, ou quando esta se encontra em manutenção; e, por fim, proteção de *back-up* ou retaguarda, que é uma redundância e deve ser adequadamente temporizada para atuar somente caso as outras proteções falhem [17].

Os componentes principais desses sistemas são os relés, que monitoram uma ou mais grandezas físicas, geralmente elétricas [18]. A partir da comparação dessas grandezas ou de combinações delas com valores de referência, os relés detectam se a condição de operação está fora do normal e, sendo esse o caso, podem enviar alarmes para o operador ou comandos de abertura ou fechamento para os disjuntores aos quais estão associados, realizando o isolamento do defeito ou desligamento do equipamento protegido.

Os relés de proteção são equipamentos de origem eletromecânica, tecnologia que vem sendo gradualmente substituída pelos relés digitais. Esses dispositivos eletromecânicos necessitam de constantes manutenções, uma vez que a abertura e fechamento dos contatos ocorre através de atração ou de indução eletromagnética e seus componentes estão frequentemente expostos a esforços mecânicos. Quando o relé funciona segundo o princípio da atração, a aplicação de corrente em uma bobina do relé induz um campo magnético que movimenta uma parte móvel feita em ferro magnético. Já

os relés de indução atuam de forma semelhante a motores de indução, através da geração de torque em um disco girante.

Existem ainda relés estáticos, que funcionam a partir de circuitos eletrônicos analógicos com dispositivos semicondutores. Mais baratos e eficientes que os eletromecânicos [18], esse tipo de relé surgiu na segunda metade do século XX, após a descoberta dos transistores, e despontou como alternativa aos relés convencionais.

No final do século XX, entretanto, surgiram os relés digitais. Mais sensíveis, resistentes, e com tempos de atuação mais baixos, a tecnologia digital passou a ser preferida em grande parte das vezes como opção aos estáticos, que tiveram seu crescimento estagnado. Além disso, os relés digitais acumulam várias funções de proteção em um único equipamento e proporcionam fácil integração aos sistemas de controle e supervisão, acompanhando a tendência atual de conexão de redes para compartilhamento de dados [18].

Um sistema de proteção bem projetado, segundo a literatura, deve atender os seguintes requisitos:

1. **Confiabilidade:** o sistema deve estar sempre pronto para operar, isolando seguramente o defeito. A proteção, ao contrário de outros equipamentos, não atua constantemente; por outro lado, alguns relés podem passar anos sem operar [17]. Por isso, para que esse critério seja atendido, é importante sempre efetuar manutenção preventiva tanto nos relés e transformadores de instrumentos, quanto nos equipamentos auxiliares como as fontes de alimentação;
2. **Sensibilidade:** a proteção deve identificar adequadamente e atuar somente em condições anormais de operação, sob diferentes condições de carga, sem interferir no funcionamento normal do sistema;
3. **Seletividade:** deve ser realizado o desligamento somente do elemento em falta, ou do menor número de elementos necessário para isolar o defeito. Para garantir a seletividade, é importante coordenar o tempo de atuação dos vários relés;
4. **Rapidez:** a atuação da proteção deve ser tão rápida quanto possível, logo tenha sido identificado o problema, a fim de evitar ou reduzir os danos e evitar perda da estabilidade eletromecânica;

Adicionalmente, os sistemas de proteção precisam de sensores para que os relés cumpram seu papel de monitorar o valor de uma determinada grandeza. Quando estão relacionados a fenômenos elétricos, os relés são alimentados com tensões e correntes medidas por transformadores de potencial (TP) e de corrente (TC). Esses transformadores de instrumentos isolam os relés dos circuitos de alta tensão,

protegendo-os em caso de falta na rede, e reduzem a magnitude das grandezas de forma a adequá-las melhor ao processo de medição, que se torna mais seguro.

A localização do TC, em especial, é bastante importante na delimitação da zona de atuação de cada relé, que deve ser bem definida para que o princípio da seletividade seja atendido. Um relé deve atuar somente sobre os disjuntores adjacentes ao equipamento protegido, que se encontram dentro de sua zona de atuação. A relação do TC com a zona de proteção é exemplificada na figura 4.1.

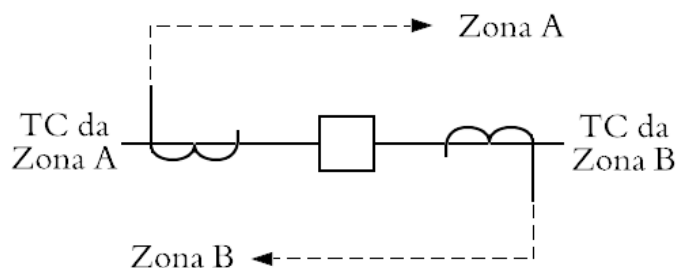


Figura 4.1: Delimitação de zonas de proteção através de TCs (adaptado de [19]).

Recomenda-se também que zonas de proteção adjacentes se sobreponham em um disjuntor ou chave seccionadora, a fim de garantir a inexistência de pontos cegos e a abertura do menor número possível de chaves [17]. Isso é demonstrado no sistema da figura 4.2.

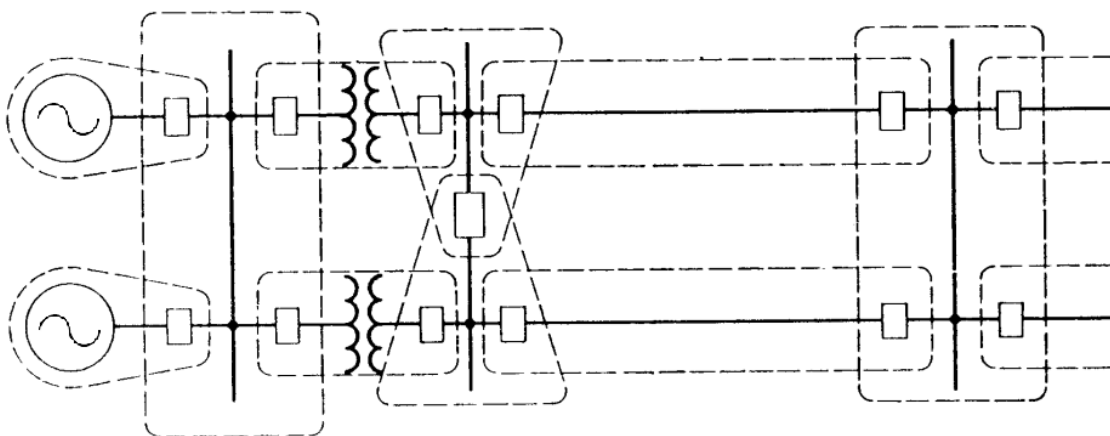


Figura 4.2: Superposição de zonas de proteção em chaves (adaptado de [17]).

O cumprimento dessa e de outras recomendações deve ser avaliado pelo engenheiro de proteção mediante diversos fatores: a probabilidade de ocorrência da falha, os custos de reparação e de indisponibilidade do equipamento a ser protegido, a disponibilidade de recursos, que é um dos fatores limitantes do projeto, dentre outros.

O defeito mais comum nos sistemas elétricos é o curto-circuito, que pode causar sérios danos ao sistema em um curto período de tempo, de forma que proteções secundária e de *back-up* costumam ser aplicadas somente para esse tipo de falha.

Em geral, outros tipos de defeito não justificam economicamente a colocação de proteção de *back-up* [17]. Como exceção, alguns relés podem ter mais de um estágio, sendo um instantâneo e outro(s) temporizado(s). É o caso de um dos modelos de relé de perda de excitação, que será abordado na seção 4.1.

Além disso, quanto maior o porte do equipamento afetado pela falha, maiores são os danos causados e mais custosa é sua reparação, aumentando a atratividade financeira do investimento em proteção. Dessa forma, os geradores síncronos, no papel de um dos componentes mais importantes dos sistemas de potência, apresentam complexos esquemas de proteção com diversas funções. As mais comuns e seus códigos ANSI estão reunidas na tabela 4.1, algumas das quais encontram-se representadas no esquema da figura 4.3.

Também é usual acrescentar em alguns relés um caractere após o número de cada função. A finalidade desse sufixo é identificar diferentes tipos de proteção, diferença esta que pode residir no equipamento protegido, na forma de atuação do relé, dentre outros. Alguns sufixos bastante utilizados são apresentados na tabela 4.2.

Tabela 4.1: Funções de proteção comumente aplicadas a geradores síncronos [20].

Código ANSI	Descrição
21	Relé de distância.
25	Relé de sincronismo.
27	Relé de subtensão.
32	Proteção contra fluxo reverso.
40	Relé de perda de excitação.
46	Desbalanço de fases (corrente, corrente de fase negativa).
47	Sequência de fases (tensão de fase reversa).
49	Térmico (geralmente sobrecarga).
50	Relé de sobrecorrente de tempo definido.
51	Relé de sobrecorrente de tempo inverso.
59	Sobretensão.
60	Balanço de tensão (entre dois circuitos).
67	Relé direcional de sobrecorrente.
81	Proteção contra sub- ou sobrefrequência
86	Relé de bloqueio.
87	Relé diferencial.

Tabela 4.2: Sufixos especificadores de funções de proteção [20].

Sufixo	Aplicação
A	Relé configurado para alarme apenas.
B	Proteção de barramento.
G	Proteção contra faltas à terra (TC ¹ em circuito de neutro) ou proteção de gerador.
GS	Proteção contra faltas à terra (TC toroidal ou sensor de terra).
L	Proteção de linha.
M	Proteção de motor.
N	Proteção contra faltas à terra (bobina do relé conectada a circuito residual do TC).
T	Proteção de transformador.
V	Tensão.

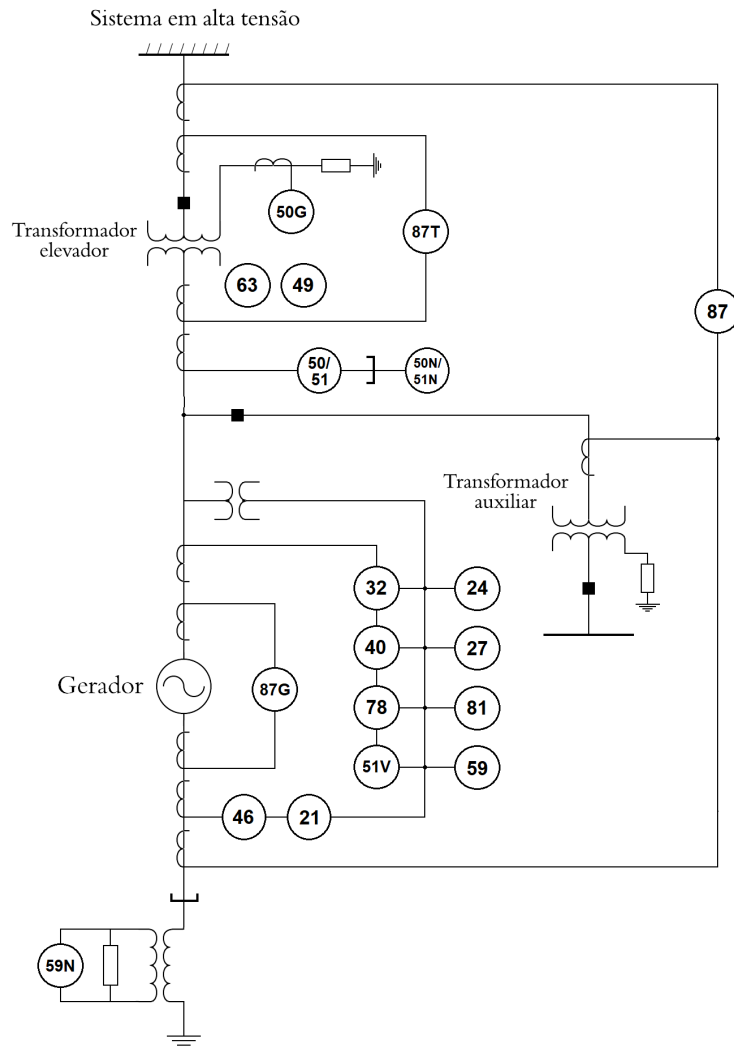


Figura 4.3: Algumas proteções típicas de um gerador síncrono e seu transformador elevador.

¹TC: transformador de corrente

Dentre as várias funções de proteção dos geradores síncronos, apenas a de número 40, contra perda de excitação, é relevante para este trabalho. Os efeitos desse tipo de falha e o funcionamento dos modelos mais comuns desse relé serão brevemente apresentados na próxima seção.

4.1 Relé de perda de excitação (40)

A perda de excitação, total ou parcial, é um defeito que pode ocorrer por diferentes motivos: falhas quaisquer no sistema de excitação, curto-circuitos no enrolamento de campo devido ao surgimento de faíscas entre as escovas, perda de alimentação do sistema de excitação ou, ainda, abertura acidental do circuito de campo (erro humano).

A consequência direta dessa falha é o aumento abrupto da absorção de potência reativa, caso a máquina esteja conectada a um sistema capaz de suprir essa demanda, e posterior aumento da corrente de armadura, levando ao sobreaquecimento do enrolamento estatórico e eventual perda de sincronismo da máquina. Se o gerador estiver isolado ou conectado a um sistema fraco, a tensão pode afundar severamente. Além disso, durante a perda de excitação o gerador síncrono passa a operar acima de sua velocidade síncrona, como uma máquina de indução. Caso o gerador não tenha enrolamentos amortecedores, como ocorre nas máquinas de polos lisos, surgem correntes parasitas induzidas no ferro do rotor, provocando seu sobreaquecimento [17].

Os métodos mais amplamente aceitos de identificar a perda da excitação são baseados no relé de distância (21) do tipo admitância, também chamado de *mho* [8]. O funcionamento dos relés de distância pode ser compreendido a partir da análise do dispositivo original eletromecânico, que possui dois elementos, um de corrente, que produz torque de operação, e um de tensão, que produz torque negativo. O torque resultante é calculado conforme (4.1), com θ e τ positivos quando a corrente está atrasada em relação à tensão. Através de manipulações algébricas, desprezando o efeito da mola de restrição, pode-se deduzir a característica do relé apresentada por (4.2) [17].

$$T = K_1 VI \cos(\theta - \tau) - K_2 V^2 - K_3 \quad (4.1)$$

Sendo,

K_1, K_2 : parâmetros de ajuste do relé;

K_3 : constante da mola de restrição;

θ : ângulo da impedância vista pelo relé;

τ : ângulo de torque máximo.

$$\frac{V}{I} = Z = \frac{K_1}{K_2} \cos(\theta - \tau) \quad (4.2)$$

Para um determinado relé com τ fixo, em um plano de admitâncias G-B essa característica é uma reta inclinada. Porém, é mais usual representá-la no plano de impedâncias R-X, onde se torna uma circunferência dentro da qual o relé atua. Sobre a circunferência o torque produzido no relé é idealmente nulo, e fora dela é negativo, de forma que o relé não atua. A figura 4.4 mostra a característica de um relé de admitância.

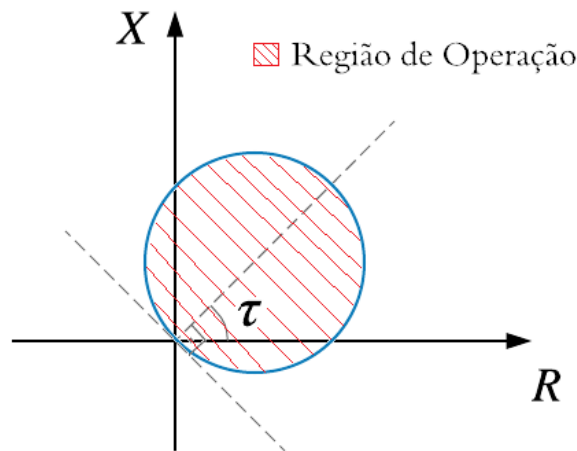


Figura 4.4: Característica de um relé de admitância no plano R-X.

A aplicação do relé de distância na detecção da perda de excitação foi inicialmente proposta por C. R. Mason em 1949. Anteriormente, eram utilizados relés de subcorrente e subtensão no circuito de campo da máquina, que com o passar do tempo mostraram-se incapazes de diferenciar as falhas da baixa excitação decorrente da operação em períodos de carga leve.

O relé de Mason é uma unidade monofásica de apenas uma zona de atuação do relé de admitância, deslocada sobre o eixo das reatâncias - ou seja, com um *offset* de $-X$. A linha de torque máximo do relé localiza-se sobre o mesmo eixo, e sua atuação pode ser temporizada a fim de evitar o *trip* do gerador durante oscilações estáveis de potência. A figura 4.5 demonstra sua característica.

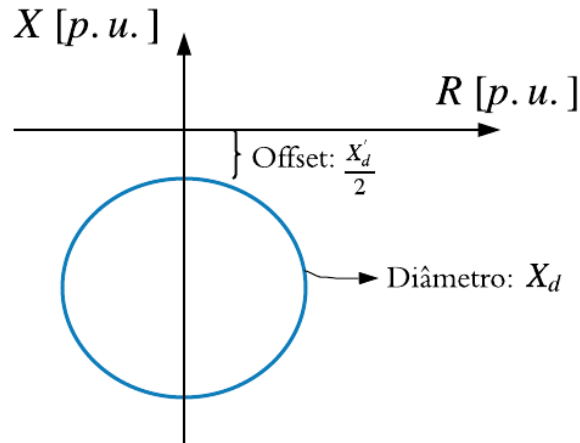


Figura 4.5: Relé 40 proposto por Mason em 1949.

Estudos realizados com diferentes níveis de carregamento inicial do gerador e diferentes valores de impedância externa mostraram sua aptidão na identificação da perda de excitação e de oscilações estáveis [2], duas questões cruciais nesse tipo de proteção. A melhoria na seletividade fez o relé de Mason ser bem aceito pela indústria, sendo bastante aplicado durante vários anos.

Em 1975 John Berdy, motivado pela evolução nos parâmetros dos geradores síncronos, efetuou novos estudos na área. Os valores de reatância de eixo direto das máquinas, que na época do relé de Mason ficavam na faixa de 1,1 a 1,2 $p.u.$, haviam aumentado para a faixa de 1,5 a 2,0 $p.u.$. Por isso, temendo que a capacidade de operação na região de subexcitação ficasse muito limitada, alguns fabricantes passaram a adotar um diâmetro de 1,0 $p.u.$. Com a zona de atuação menor, entretanto, o relé perdia a capacidade de detectar a perda de excitação quando seu carregamento inicial era baixo.

Assim, Berdy propôs a utilização de duas zonas de atuação, ambas com o mesmo *offset* do relé de Mason, $X'_d/2$. A primeira zona com um diâmetro de 1,0 $p.u.$ e atuação instantânea, a fim de retirar imediatamente o gerador de operação no caso de uma perda de excitação sob alto carregamento; e a segunda zona com diâmetro igual à reatância de eixo direto da máquina, para detectar a falha sob condições de baixo carregamento (menores que 30%). Além disso, essa última deve ser adequadamente temporizada para superar oscilações estáveis de potência [5]. O esquema no plano R-X do relé de Berdy pode ser visto na figura 4.6.

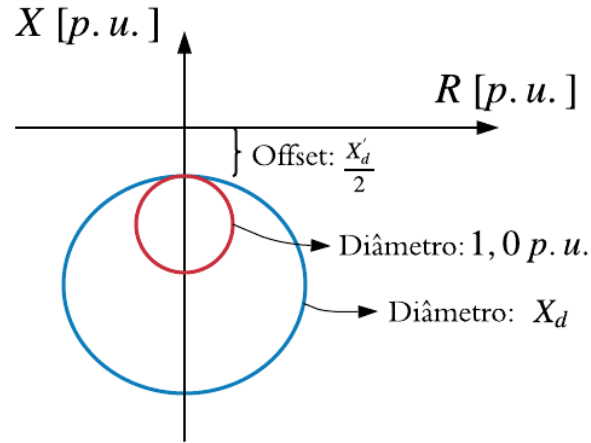


Figura 4.6: Característica do relé de Berdy.

A temporização apropriada da segunda zona deve ser definida através da realização de estudos de estabilidade, mas a norma C37.102TM-2006 do IEEE [15] recomenda um atraso de pelo menos 0,5s. Além disso, para unidades geradoras de pequeno porte nas quais não há necessidade de duas zonas de proteção, é sugerido utilizar um diâmetro X_d e uma temporização de 0,5 a 0,6s.

Outro modelo bastante utilizado é aquele proposto por R. L. Tremaine e J. L. Blackburn em 1954 [3], composto por duas zonas do relé de admitância, uma com *offset* positivo e outra negativo, combinadas a um elemento direcional. Esse esquema é exibido na figura 4.7.

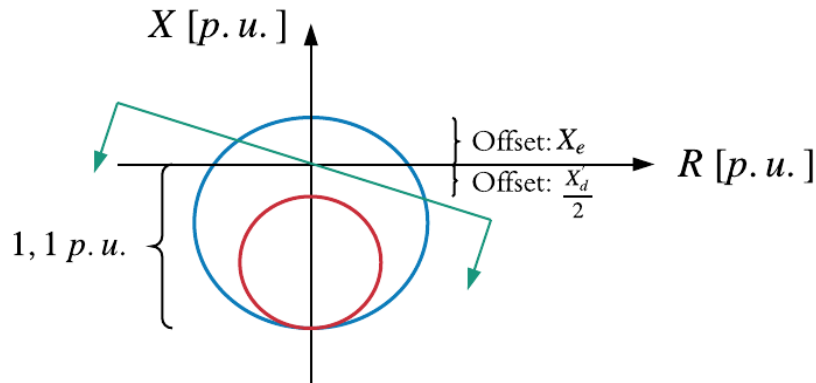


Figura 4.7: Característica do relé de com *offset* positivo e unidade direcional.

A zona maior deve ser coordenada com o limite de estabilidade em regime permanente SSSL, e seu *offset* positivo equivale à reatância externa ao gerador X_e utilizada para calcular esse limite, como foi mostrado na seção 2.3. Existe ainda a possibilidade de se adicionar uma unidade de subtensão a esse relé, a fim de monitorar a queda de tensão no sistema decorrente da perda de excitação [21].

As referências [20] e [21] apresentam ainda outros esquemas de proteção, menos

utilizados, e em [21] é realizada também uma interessante comparação do desempenho dos diferentes modelos. Vale ressaltar ainda que em qualquer estudo, independentemente do modelo adotado, todas as grandezas devem ser referidas aos secundários dos TCs e TPs.

Capítulo 5

Simulações e estudos de coordenação

Dados os capítulos anteriores, sabe-se que o ponto de operação do gerador na região de subexcitação deve ser controlado através do limitador para respeitar a capacidade da máquina, ao mesmo tempo em que a proteção contra perda de excitação deve atuar em casos nos quais a atuação do limitador não é capaz de manter o nível de excitação num nível suficiente para garantir a integridade do sistema.

Por atuarem numa mesma região, é necessário que a operação do UEL e o relé 40 sejam coordenadas tanto em questão do tempo de atuação quanto em relação ao nível de subexcitação identificado. Essa coordenação pode ser somente estática, se for considerado apenas o ponto de operação do sistema em regime permanente, ou dinâmica, se as oscilações transitórias da máquina também forem analisadas.

Um dos métodos para realizar a coordenação estática é através do posicionamento adequado da característica do UEL nos planos P-Q ou R-X, em relação à curva de capacidade, ao limite de estabilidade em regime permanente e às zonas de proteção. Geralmente é necessário realizar a conversão de uma ou mais curvas de plano para outro, através das equações (5.1) a (5.4), assumindo uma tensão terminal V_t . Não existem ressalvas quanto à utilização de qualquer dos dois planos, desde que todas as curvas estejam corretamente representadas no plano escolhido.

$$R = \frac{PV_t^2}{P^2 + Q^2} \quad (5.1)$$

$$X = \frac{QV_t^2}{P^2 + Q^2} \quad (5.2)$$

$$P = \frac{RV_t^2}{R^2 + X^2} \quad (5.3)$$

$$Q = \frac{XV_t^2}{R^2 + X^2} \quad (5.4)$$

Tipicamente, essas curvas têm o formato e a localização no plano R-X que são exibidos na figura 5.1, em cuja legenda "curva de capacidade" foi abreviado para CC, assim como nas figuras 5.11, 5.12 e 5.13.

Em (5.1) a (5.4) é evidente a relação inversa entre a potência gerada e a impedância vista pelo gerador, de forma que quanto maior o raio das curvas no plano R-X, mais restritiva se torna a operação do gerador. Portanto, a curva do UEL deve ser a mais externa para que o limitador atue antes que o ponto de operação adentre qualquer das zonas de proteção. Além disso, é recomendado posicionar a curva do UEL com uma margem em torno de 10% do fator mais limitante da operação da máquina na região de subexcitação, que pode ser o limite de estabilidade em regime permanente, mas na maioria dos casos é a capacidade do gerador [8].

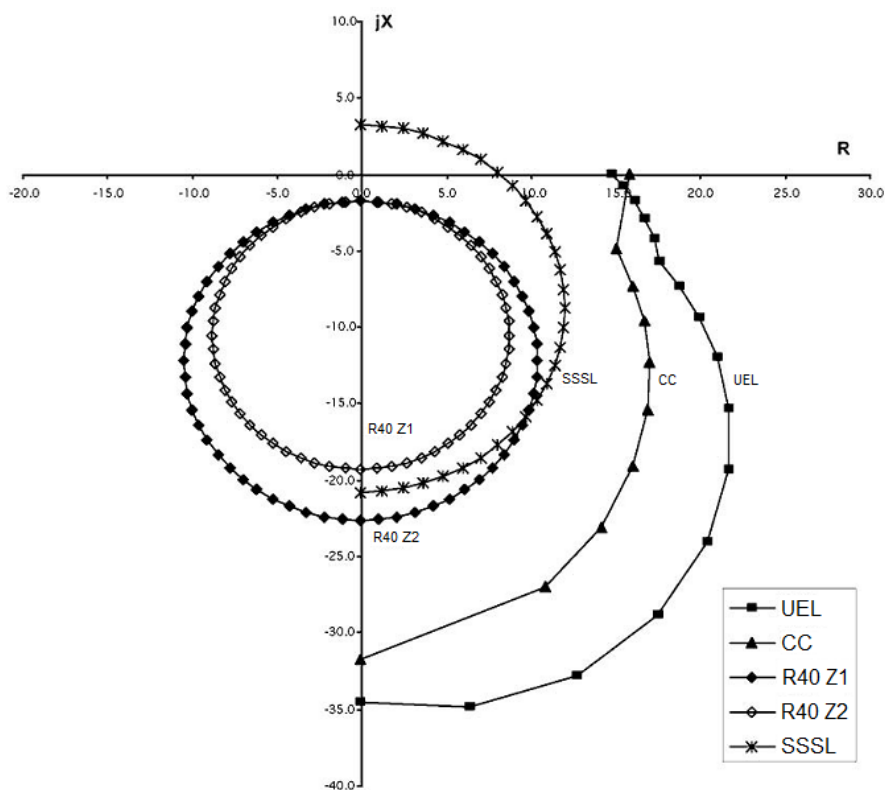


Figura 5.1: Exemplo de localização das curvas utilizadas para realizar a coordenação estática (adaptado de [15])

Após o ajuste da curva do limitador de subexcitação, garantindo a coordenação estática, pode-se coordenar os elementos dinamicamente pela realização de estudos de transitórios eletromecânicos, comumente simulados em ferramentas computacionais. Isso é feito a partir da análise do lugar da impedância vista pelo gerador, que deve na pior das hipóteses oscilar transitóriamente dentro da característica temporizada da proteção e retornar ao equilíbrio fora da região de atuação.

Com o objetivo de averiguar esses fenômenos, foram conduzidos estudos no *software* de simulação de redes elétricas desenvolvido no Laboratório de Sistemas de Potência da COPPE/UFRJ em parceria com a Light S.A., *Simulight* [22]. Essa ferramenta, que já possui em sua biblioteca diversos modelos, possibilita a rápida simulação de eventos como curto-circuitos, abertura e fechamento de disjuntores e alterações nos valores de parâmetros, além de permitir a inclusão de modelos definidos pelo usuário através de uma meta-linguagem.

O gerador cujos parâmetros foram utilizados nas simulações é acionado por uma turbina a gás e opera em uma usina térmica do Rio de Janeiro. Seu sistema de excitação é do tipo estático, e os valores dos parâmetros podem ser vistos na tabela 5.1. A curva de capacidade do gerador, retirada da folha de dados, se encontra na figura 5.2. Como é usual em unidades térmicas, as reatâncias de eixo direto X_d e em quadratura X_q são bastante próximas, uma vez que o rotor da máquina é do tipo liso.

Tabela 5.1: Parâmetros do gerador estudado.

Parâmetro	Valor	Unidade
S_{NOM}	160	MVA
V_{NOM}	13,8	kV
H	8,8	MVA.s/MW
R_a	0	p.u.
X_d	2,2	p.u.
X_q	2,039	p.u.
X'_d	0,222	p.u.
X''_d	0,167	p.u.
X''_q	0,182	p.u.
T'_{d0}	7,89	p.u.
T''_{d0}	0,018	p.u.
T''_{q0}	0,027	p.u.

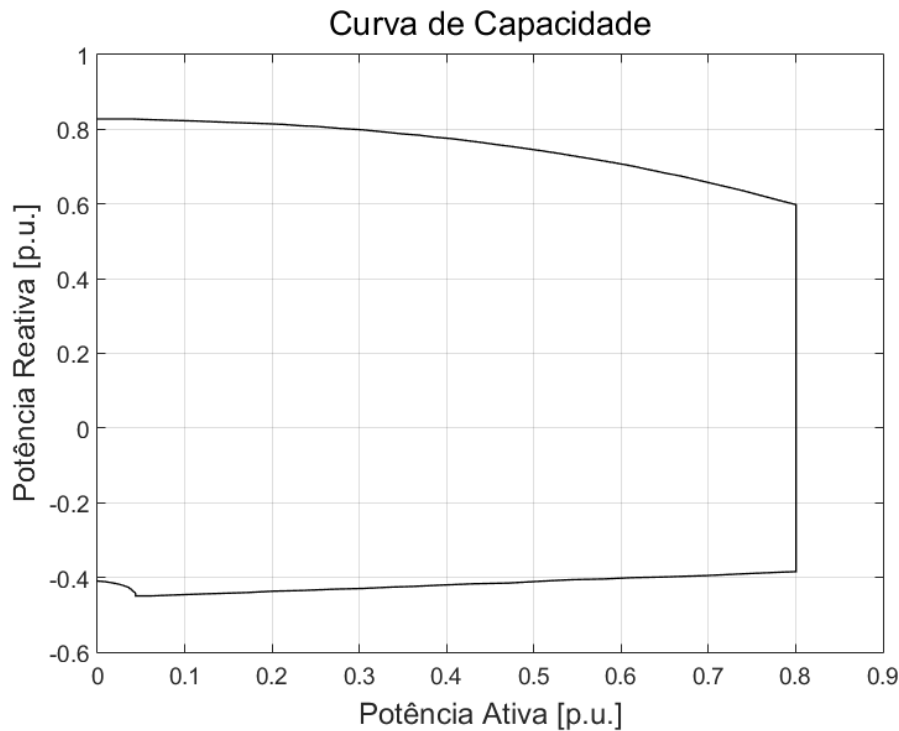


Figura 5.2: Curva de capacidade do gerador em estudo.

Utilizando um circuito simples do tipo máquina-barras infinita (SMIB) baseado em um caso de teste do próprio *Simulight* [22], foi acrescentado ao gerador um AVR cujo diagrama de blocos é uma adaptação do modelo ST1A apresentado no capítulo 3, característico de sistemas de excitação estáticos. O modelo-base do IEEE, já estava presente na biblioteca do *Simulight*, sendo necessário apenas o ajuste de seus parâmetros.

O relé de perda de excitação também já havia sido previamente implementado no programa, com uma zona de atuação temporizada. Pela simplicidade do procedimento e melhora na seletividade, uma vez que a reatância de eixo direto do gerador é de $2,2 p.u.$, optou-se por utilizar o modelo de Berdy, consistindo na colocação de duas zonas com diferentes parâmetros.

Em seguida, foi implementado e incluído no sistema de excitação do gerador o limitador de subexcitação do tipo circular UEL1, que fornece uma melhor coordenação com o relé 40 que o modelo UEL2. Além disso, o ajuste dos parâmetros do limitador foi realizado tendo em vista a coordenação, objetivo deste trabalho.

Durante cada etapa foram realizadas diversas simulações para avaliar o desempenho do sistema. Os procedimentos detalhados e resultados podem ser encontrados na seção 5.1. Após a adição de todos esses elementos, foram estudados os efeitos da falta de coordenação entre o UEL e o relé de perda de excitação.

Posteriormente também foram analisados efeitos em geradores próximos, utilizando o sistema *Western Systems Coordinating Council* (WSCC), com três gerado-

res e nove barras. O diagrama unifilar desse sistema e os resultados das simulações realizadas estão na seção 5.2.

5.1 Sistema SMIB

O diagrama unifilar do primeiro sistema em estudo pode ser visto na figura 5.3. O gerador BI (barramento infinito) representa o sistema de alta tensão, e as características dos outros elementos podem ser vistas na tabela 5.2. Com todos os disjuntores fechados e a barra do gerador em modo de controle de tensão (tipo PV), a máquina foi carregada com 100 MW, a tensão do barramento infinito foi ajustada para 1,01 p.u. e a carga foi considerada de característica capacitiva. Como consequência, o gerador opera inicialmente subexcitado, de acordo com o cálculo do fluxo de potência, cujos resultados podem ser vistos na tabela 5.3.

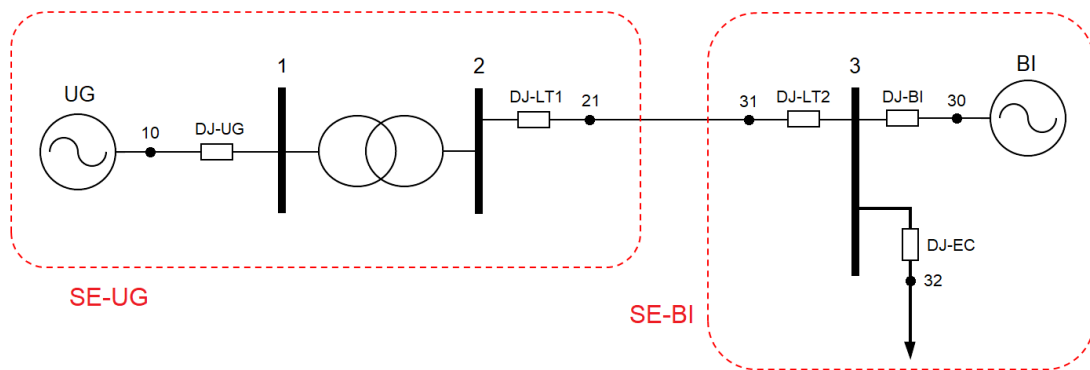


Figura 5.3: Circuito máquina-barra infinita.

Tabela 5.2: Dados de circuito e carga.

Transformador		Linha de Transmissão			Carga	
R (p.u.)	X (p.u.)	R (p.u.)	X (p.u.)	B ¹ (p.u.)	P (MW)	Q (Mvar)
0,0	0,0576	0,0085	0,072	0,149	100	-35

¹Susceptância *shunt* total da linha.

Tabela 5.3: Resultado do fluxo de potência.

Barra	1, 10	2, 21	3, 31, 32, 30
Nome	1	2	3
Subestação	SE-UG	SE-UG	SE-BI
Tensão (p.u.)	1	1.00854	1.01
Tensão (graus)	7.37637	4.10229	-2.21E-08
Geração (MW)	100	0	0.844414
Geração (Mvar)	-11.9645	0	-25.2179
Carga (MW)	0	0	100
Carga (Mvar)	0	0	-35

O diagrama de blocos do AVR baseado no modelo ST1A, denominado ST1Ax, se encontra na figura 5.4. Os valores dos parâmetros foram inicialmente considerados iguais àqueles fornecidos no anexo H.13 da norma IEEE 421.5-2005 [13], e ajustados em um processo de tentativa e erro com análise de resposta de forma a apresentar um comportamento estável após a aplicação de um degrau no parâmetro V_{ref} . Os valores finais estão reunidos na tabela 5.4.

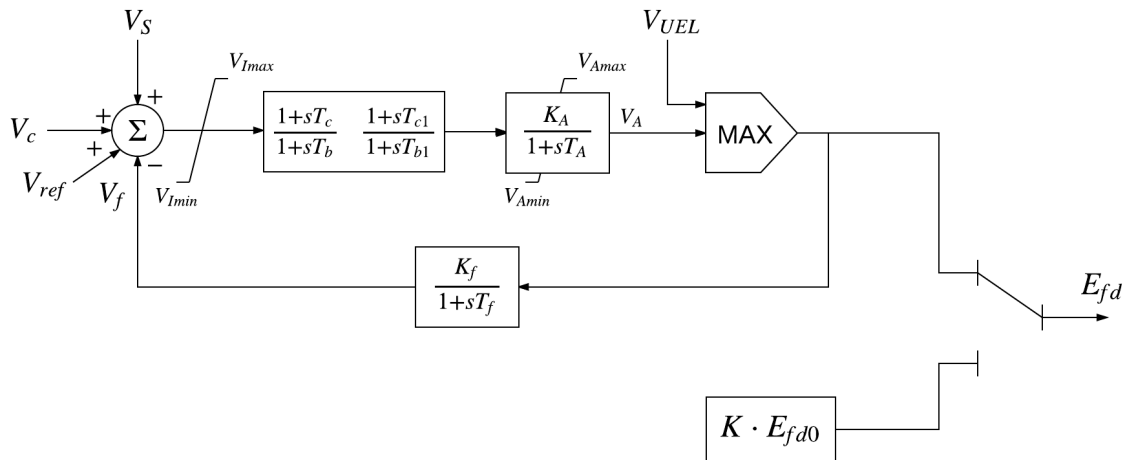


Figura 5.4: Diagrama de blocos do regulador de tensão utilizado.

Tabela 5.4: Parâmetros do regulador de tensão.

Parâmetro	Valor	Unidade
K_A	310	p.u.
T_A	3,5	s
T_c	5	s
T_b	20	s
T_{c1}	0	s
T_{b1}	0,1	s
K_f	0	p.u.
T_f	0	s

Após o regulador de tensão, foram adicionadas as duas zonas de atuação do relé de perda de excitação de Berdy. Como consta no capítulo 4, o *offset* foi calculado como metade da reatância transitória de eixo direto $X'_d/2 = 0,111 p.u.$ e o diâmetro da zona 2 equivale à reatância de eixo direto da máquina $X_d = 2,2 p.u.$. Todos os parâmetros reunidos estão na tabela 5.5. Sendo a zona 1 idealmente de atuação instantânea, o tempo de atraso foi considerado nulo. Para a segunda zona, de diâmetro maior, o tempo de atraso foi inicialmente definido como $T_{delay} = 1,2s$.

Tabela 5.5: Configuração do relé de perda de excitação.

	Offset (p.u.)	Diâmetro (p.u.)	T_{delay} (s)
Zona 1	0,111	1,0	0
Zona 2	0,111	2,2	1,2

A fim de testar a adequação dos parâmetros, o relé foi colocado em modo de monitoração e foi simulada uma perda total de excitação, reproduzida através do chaveamento na fonte do sinal de tensão de campo com $K = 0$, como pode ser verificado no diagrama de blocos do AVR da figura 5.4. A falha foi aplicada após 2s de simulação, durante os quais o gerador permaneceu no ponto de operação inicial. As potências ativa e reativa geradas durante os 10s totais se encontram na figura 5.5; a tensão e corrente terminais, na figura 5.6; e, por fim, a impedância vista pelo gerador junto com a característica da proteção, na figura 5.7.

Apesar de contar com um aplicativo de visualização dos resultados de simulação ao longo do tempo, a representação do diagrama de impedâncias através do *Simulight* diretamente não é possível, sendo necessário exportar os dados para visualizar a trajetória da impedância. A zona 1 do relé foi representada em linha do tipo traço-

ponto vermelho, a zona 2 em tracejado comum preto e o caminho da impedância em cruces azuis.

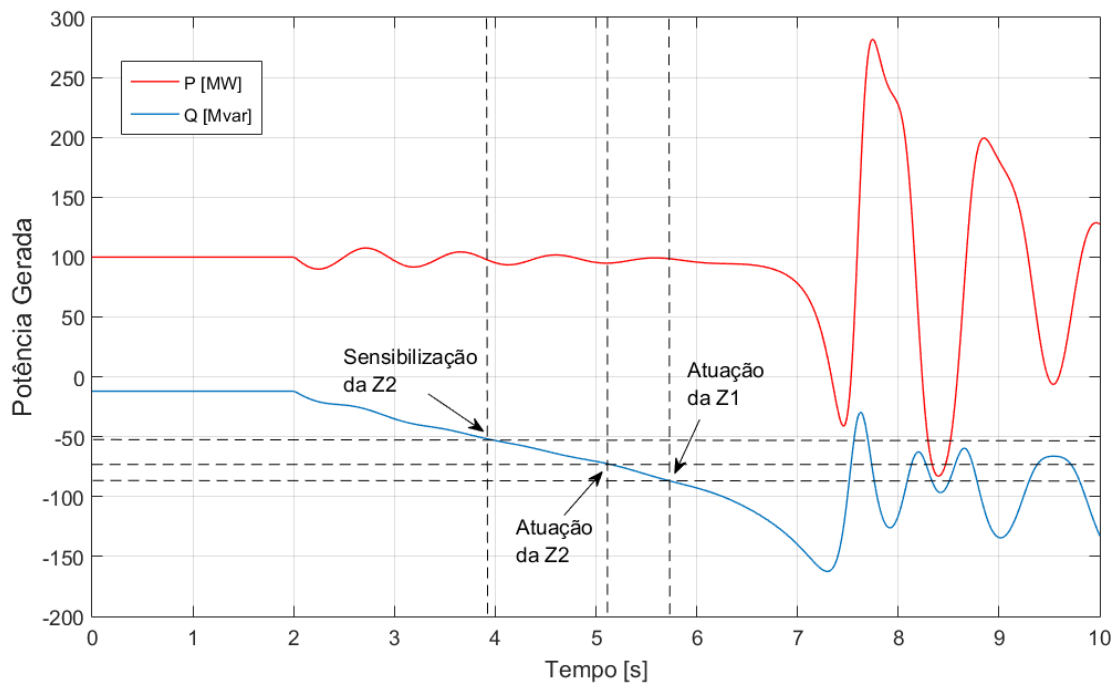


Figura 5.5: Potências ativa e reativa geradas durante a perda de excitação.

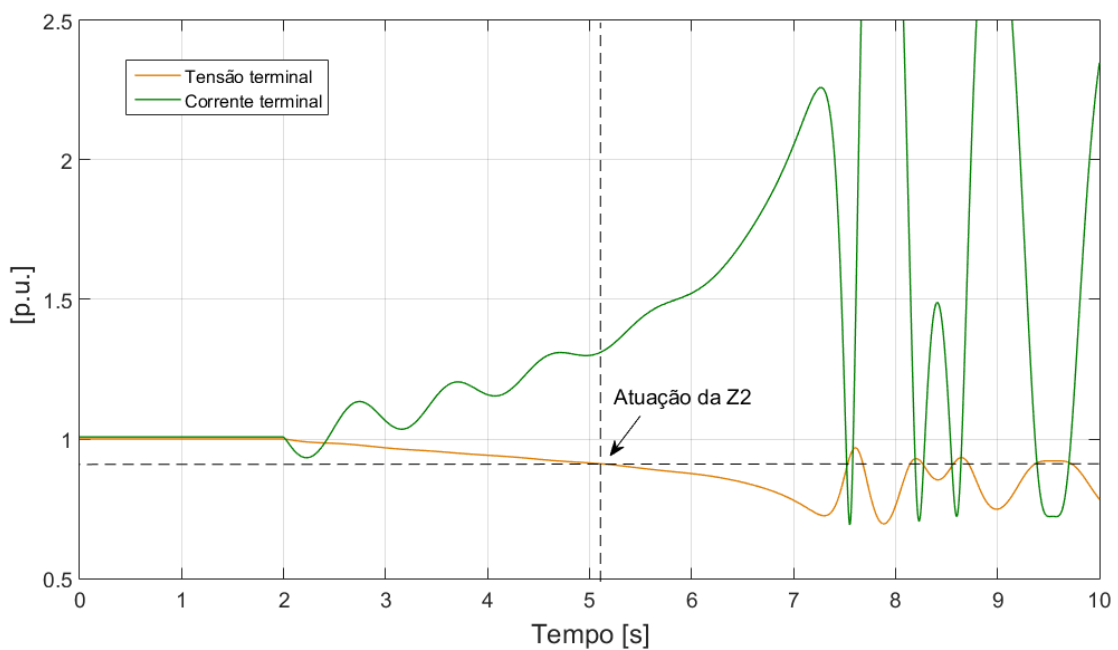


Figura 5.6: Tensão e corrente terminais do gerador durante a perda de excitação.

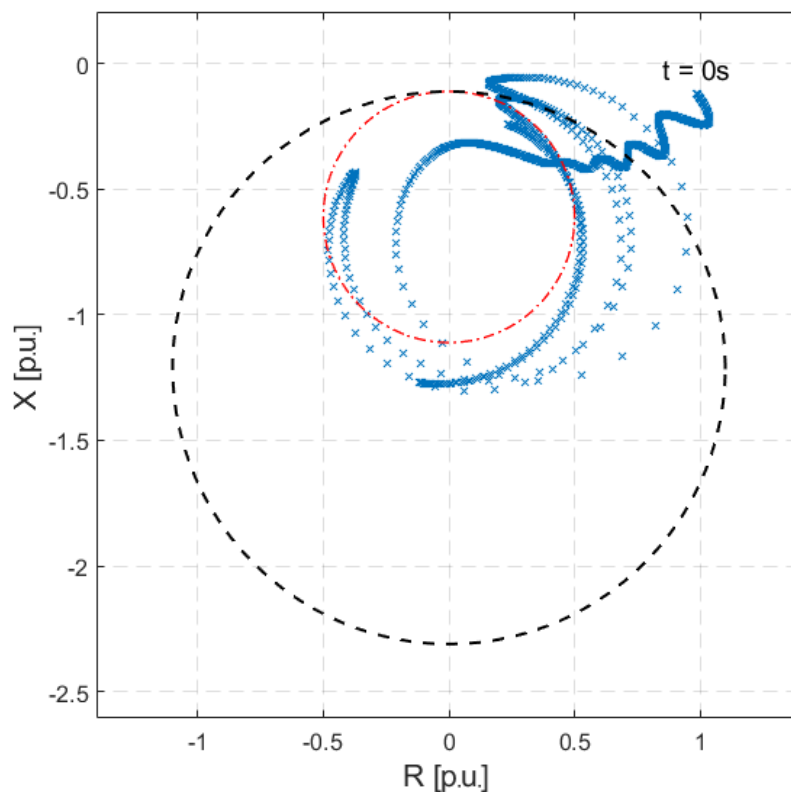


Figura 5.7: Plano de impedâncias com zonas do relé 40 e a trajetória da impedância vista pelo gerador durante a perda de excitação.

De acordo com o resultado do fluxo de potência, o gerador já opera subexcitado no princípio da simulação e a reatância vista por ele é negativa, como pode ser conferido na ponta da trajetória da impedância indicada como $t = 0s$. Entre o início da simulação e a aplicação da falha, o ponto de operação é o mesmo e todas as grandezas permanecem constantes.

Quando a perda de excitação acontece, o gerador começa a absorver cada vez mais potência reativa e a tensão terminal começa a cair, enquanto o módulo da corrente de armadura aumenta. Tanto a potência ativa quanto a impedância começam a oscilar, essa última deslocando-se em direção à característica da proteção.

Segundo o registro de eventos da simulação, a impedância vista pelo gerador sensibiliza a zona 2 do relé aos 3,195s e continua deslocando-se em direção ao eixo vertical. Aos 5,115s, quando a tensão terminal vale 0,911 *p.u.*, caso o relé estivesse configurado para atuar o gerador teria sido desligado do circuito. Porém, com o relé em modo de monitoração, foi possível continuar acompanhando a trajetória da impedância e verificar que esta sensibiliza a zona 1 aos 7,725s. Pode-se observar pouco tempo depois em todas as figuras a perda do sincronismo, com oscilações crescentes de potência, corrente e tensão e movimentos circulares da impedância vista pelo gerador.

Vale ressaltar que, caso a zona 2 não houvesse desligado o gerador por algum tipo de falha, a zona 1 funcionaria como uma proteção de retaguarda, retirando-o do sistema antes da perda da estabilidade. Essa situação é ilustrada na figura 5.8, que mostra as potências ativa e reativa geradas durante a perda de excitação quando ambas as zonas do relé são colocadas em modo de operação e a zona 2 atua, identificadas por "Z2 Op." na legenda, e quando a zona 2 é colocada em modo de monitoração e a zona 1 permanece em operação e atua na abertura do gerador, identificadas por "Z1 Op".

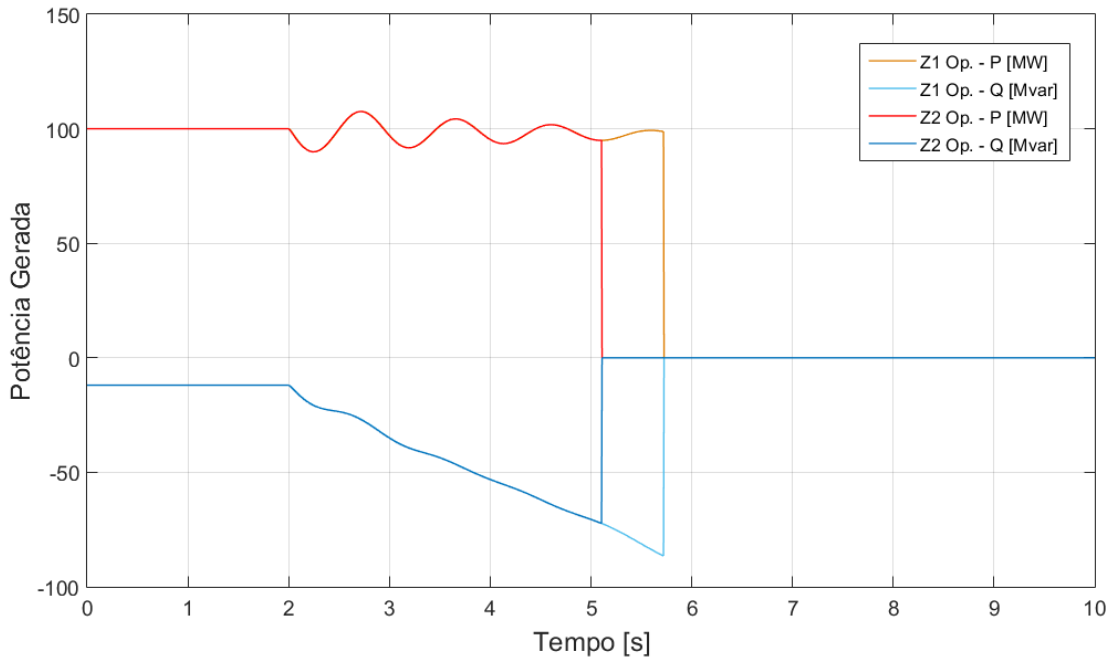


Figura 5.8: Potências ativa e reativa geradas durante a perda de excitação mediante a atuação de cada uma das zonas de proteção.

À verificação da configuração correta do relé, sucedeu-se a implementação e adição do limitador de subexcitação do tipo UEL1 ao sistema de excitação do gerador. O diagrama de blocos desse modelo consta na figura 5.9 e o código do modelo na meta-linguagem do *Simulight* pode ser encontrado no Apêndice A.

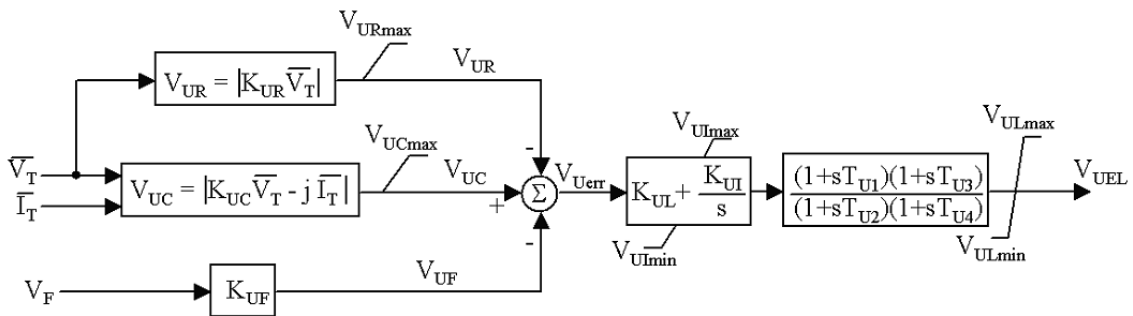


Figura 5.9: Modelo do limitador de subexcitação utilizado [13].

O passo seguinte foi o ajuste dos parâmetros desse limitador, ponto no qual é necessário atentar para a coordenação estática do limitador com o relé. Para garantir essa coordenação, devem ser representadas juntas:

- A curva de capacidade do gerador;
- As zonas de atuação do relé;
- O limite de estabilidade em regime permanente;
- A característica do limitador de subexcitação.

A curva de capacidade é fornecida na folha de dados do gerador, e, já tendo sido ajustado o relé, é preciso determinar o limite de estabilidade. Para tal, como visto no capítulo 2, deve ser encontrada a impedância externa ao gerador. Recomenda-se que isso seja feito com a maior linha de transmissão fora de serviço [8], o que não se aplica ao sistema em estudo, que tem apenas uma linha.

Portanto, a reatância externa ao gerador foi calculada através da simples construção do equivalente de Thévenin do sistema, que pode ser visto na figura 5.10, resultando em (5.5). O parâmetro X_t representa a reatância do transformador, X_{sr} a reatância série da linha de transmissão, cuja resistência série foi desprezada, e X_{sh} a reatância *shunt*, calculada conforme (5.6).

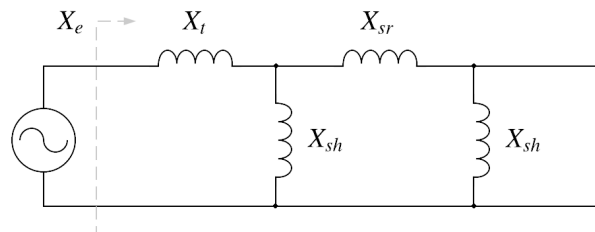


Figura 5.10: Equivalente de Thévenin do sistema.

$$X_e = X_t + X_{sr} // X_{sh} \quad (5.5)$$

$$X_C = \frac{V^2}{Q} \Rightarrow X_{sh} = \frac{1.0}{\frac{-B_{sh}}{2}} \quad (5.6)$$

Sobre a impedância externa calculada, foi realizada ainda a conversão de base indicada por (5.7), sendo que, como as tensões nominais dos lados de baixa e alta do transformador correspondem precisamente às tensões da máquina e da linha de transmissão, elas não devem ser levadas em consideração ($V_{base,1} = V_{base,2}$). Dessa forma, a conversão é feita somente com as bases de potência do sistema, de 100

MVA , e da máquina, $160 MVA$. Todo esse processo com os parâmetros do sistema reunidos na tabela 5.2 resulta numa impedância externa $X_e = 0,2080 p.u.$.

$$X_{pu,2} = X_{pu,1} \frac{Z_{base,1}}{Z_{base,2}} = X_{pu,1} \frac{V_{base,1}^2 S_{base,2}}{S_{base,1} V_{base,2}^2} = X_{pu,1} \frac{S_{base,2}}{S_{base,1}} \quad (5.7)$$

O último passo para a coordenação estática é a construção da própria curva do limitador. Para tal, vale recordar da figura 3.6 que os parâmetros K_{UR} e K_{UC} representam respectivamente o raio e o centro da característica do UEL no plano P-Q. Partindo novamente dos valores do anexo H.23 da norma IEEE 421.5-2005 [13], que sugere $K_{UR} = 1,95 p.u.$ e $K_{UC} = 1,38 p.u.$, foi construído o gráfico da figura 5.11.

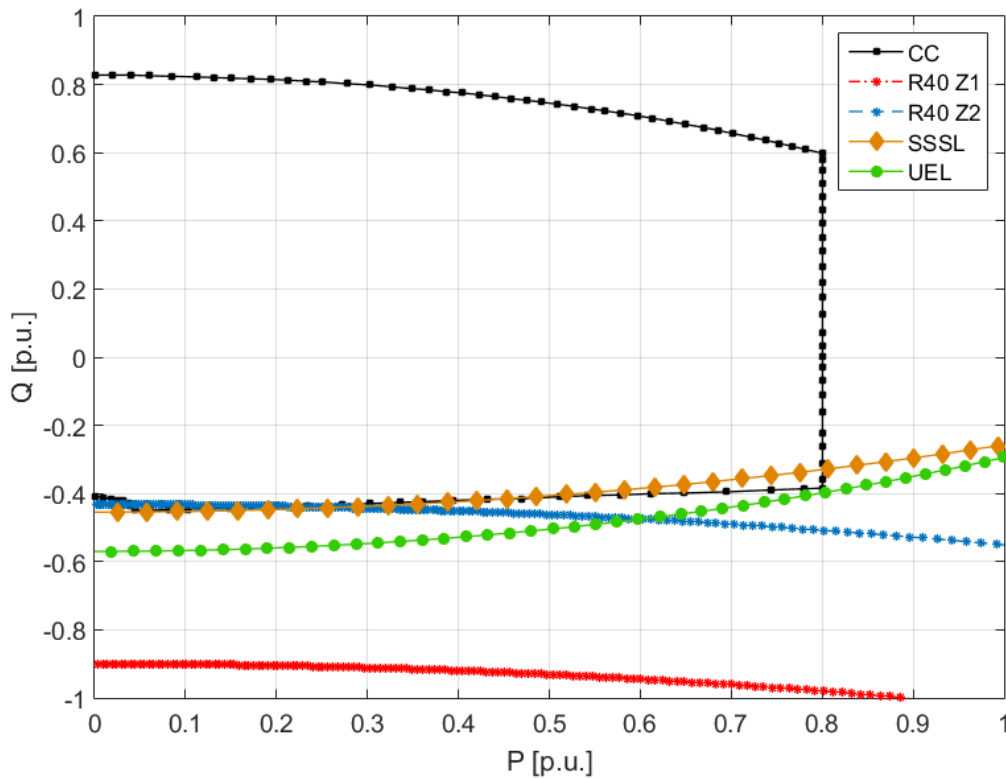


Figura 5.11: Curvas de coordenação estática no plano P-Q antes do ajuste do UEL.

Pode-se notar que esses valores não são adequados, uma vez que a curva do limitador está fora da capacidade do gerador, caracterizando uma descoordenação. Além disso, deve haver uma margem de 10% do fator limitante da operação na região de subexcitação, que é a curva de capacidade da máquina e que cruza o eixo das ordenadas em aproximadamente $0,41 p.u.$. Dessa forma, para que o UEL cruze o eixo das reatâncias em $0,31 p.u.$, os parâmetros foram alterados para $K_{UR} = 1,93 p.u.$ e $K_{UC} = 1,62 p.u.$. As curvas foram novamente construídas com os novos valores, tanto no plano P-Q (figura 5.12) quanto no plano R-X (figura 5.13).

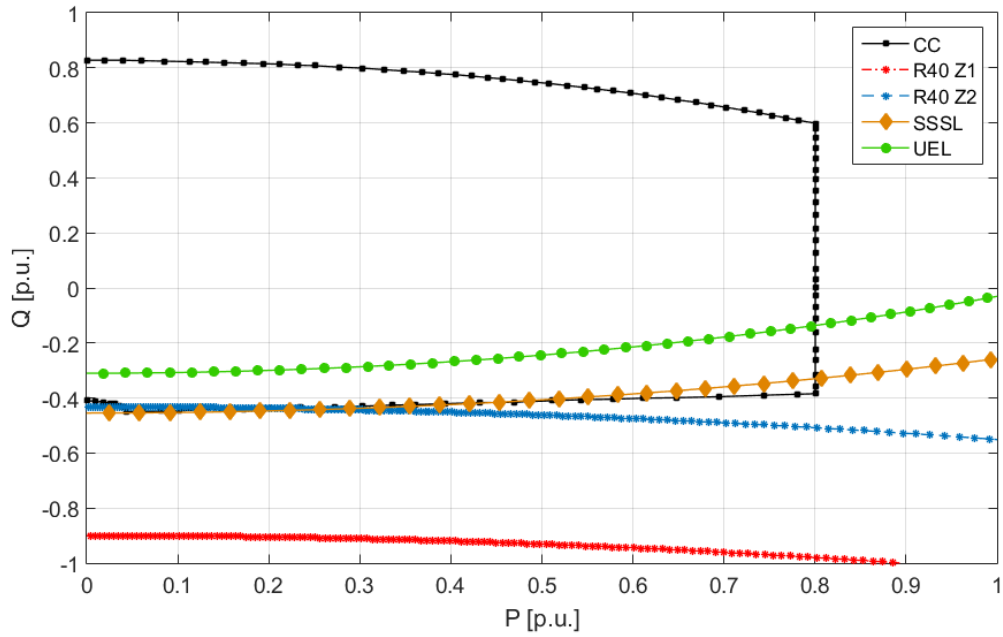


Figura 5.12: Curvas de coordenação estática no plano P-Q após o ajuste do UEL.

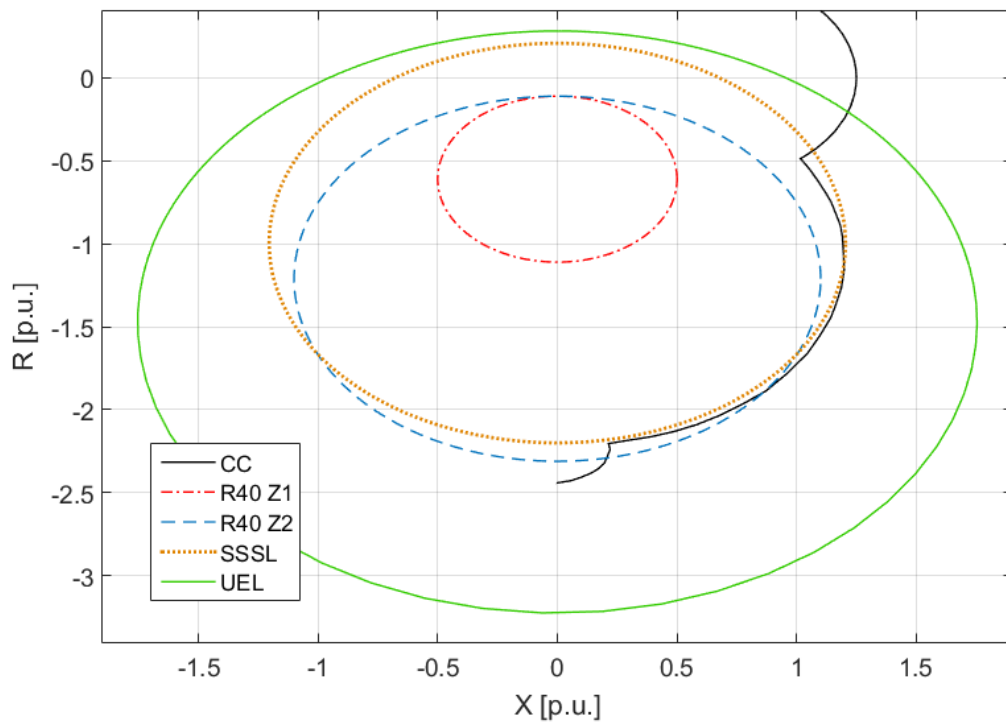


Figura 5.13: Curvas de coordenação estática no plano R-X após o ajuste do UEL.

Apesar da proximidade do limite de estabilidade e da capacidade da máquina junto ao eixo Q , o que pode ser justificado pelas características do sistema e pelo caráter conservativo desse limite, a representação no plano R-X é bastante semelhante

ao resultado obtido no exemplo da figura 5.1. Resta realizar, então, o ajuste dos parâmetros dinâmicos do modelo, o que foi feito da mesma forma que no regulador de tensão. Os valores finais se encontram na tabela 5.6.

Tabela 5.6: Parâmetros do limitador de subexcitação.

Parâmetro	Valor	Unidade
K_{UC}	1,93	p.u.
K_{UR}	1,62	p.u.
K_{UF}	0	p.u.
K_{UL}	1	p.u.
K_{UI}	0	p.u.
T_{U1}	100	s
T_{U2}	10	s
T_{U3}	0	s
T_{U4}	2	s
V_{URmax}	5.8	p.u.
V_{UCmax}	5.8	p.u.
V_{UImax}	9999	p.u.
V_{UImin}	-9999	p.u.
V_{ULmax}	14	p.u.
V_{ULmin}	-14	p.u.

Os parâmetros exibidos nas tabelas 5.5 e 5.6 representam valores de referência, com os quais o sistema pode ser considerado coordenado para os degraus de referência de tensão aplicados. Para estudar os efeitos da descoordenação entre o limitador de subexcitação e o relé de perda de excitação, serão realizadas simulações tanto com os valores de referência quanto com os valores de alguns desses parâmetros alterados, de forma a poder comparar os resultados.

Com o valor de referência $T_{U1} = 100s$, seja considerada a aplicação de um degrau de -4% no parâmetro V_{ref} do regulador de tensão, representando um afundamento na tensão do sistema. O comportamento da tensão de campo e da tensão terminal do gerador mediante a presença do UEL podem ser vistos na figura 5.14, enquanto a potência reativa gerada se encontra na figura 5.15.

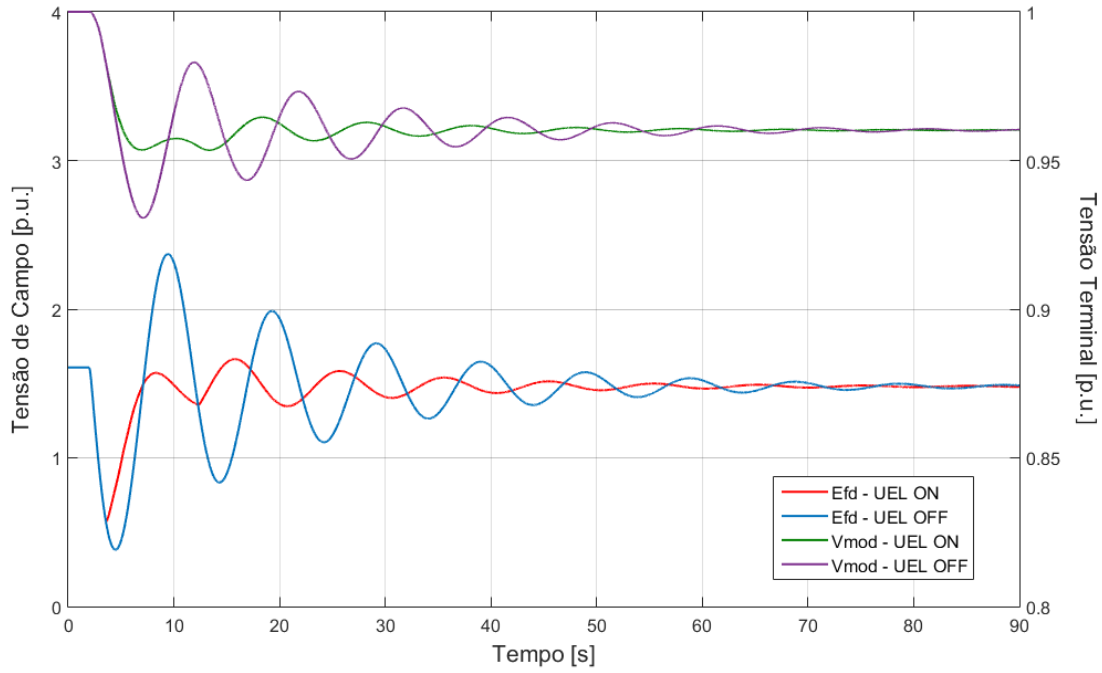


Figura 5.14: Tensões de campo e terminal durante a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref} com $T_{U1} = 100s$.

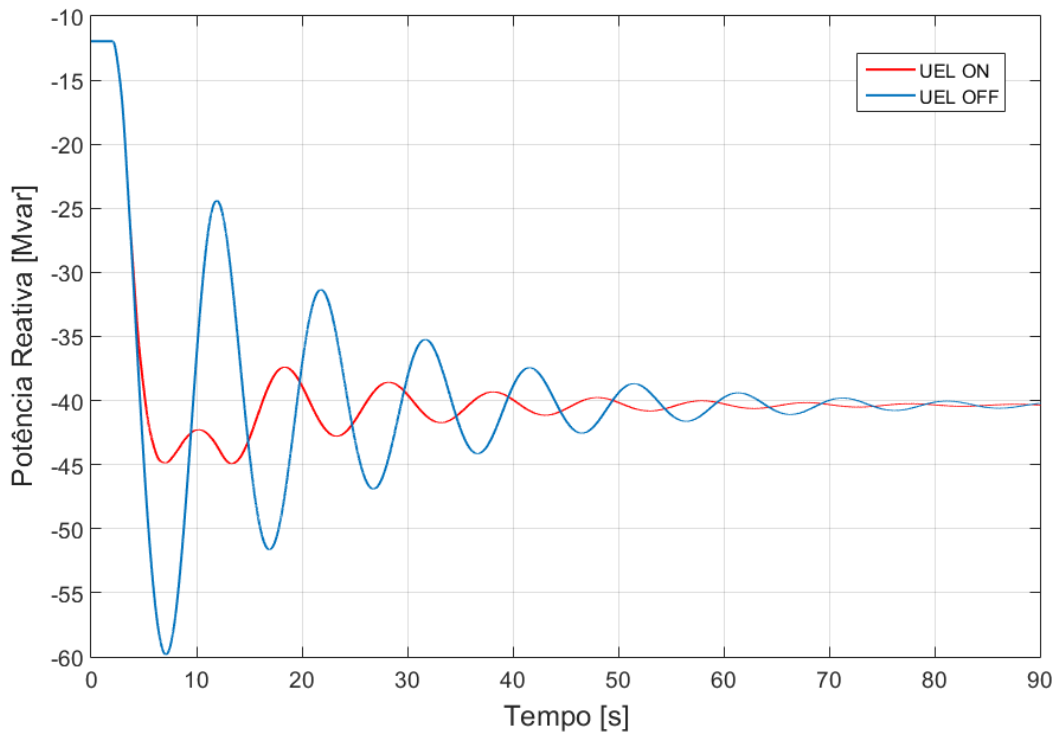


Figura 5.15: Potência reativa gerada durante a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref} com $T_{U1} = 100s$.

A ação do limitador fica bastante clara ao observar a rápida recuperação da tensão de campo após a aplicação do degrau. Adicionalmente, o valor mínimo

atingido é maior quando o limitador se encontra ligado, e como consequência a potência reativa gerada e a tensão terminal não sofrem afundamentos tão severos. O *overshoot* também é menor, melhorando a performance do sistema.

Se o mesmo degrau for reaplicado com o ganho transitório T_{U1} reduzido pela metade ($T_{U1} = 50s$) e o relé configurado para realizar o desligamento, pode-se ver através da potência reativa gerada na figura 5.16 logo aos 7,585s de simulação ocorre a abertura do gerador através da atuação da zona 2.

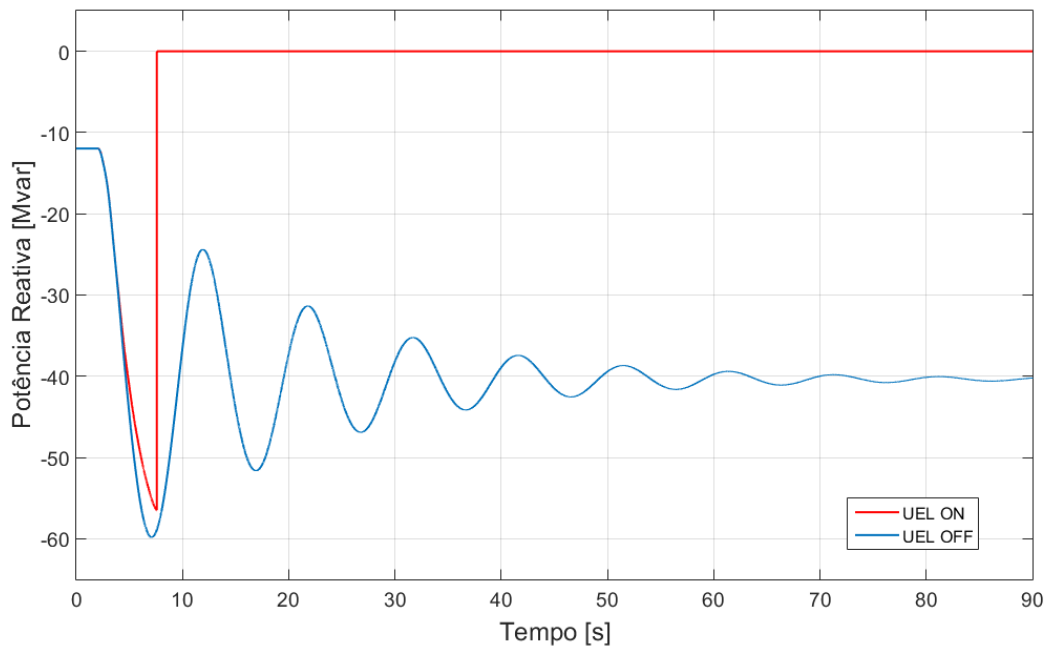


Figura 5.16: Potência reativa gerada após a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref} com $T_{U1} = 50s$.

A descoordenação também se torna evidente ao comparar a trajetória da impedância vista pelo gerador em ambos os casos, nas figuras 5.17b e 5.17a, obtida em nova simulação com o relé em modo de monitoração. A impedância na ausência do limitador de subexcitação é representada em azul, e, na presença do limitador, em vermelho. O ponto inicial é indicado por $t = 0s$.

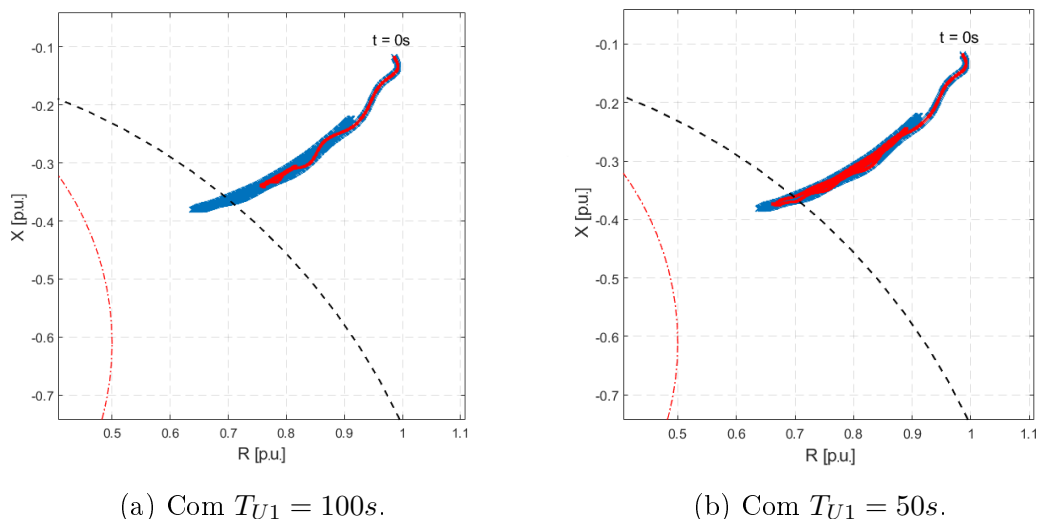


Figura 5.17: Impedância vista pelo gerador durante a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref} .

Segundo o registro de eventos da simulação, sem o UEL a impedância chega a adentrar a zona 2 do relé e permanecer dentro dela por um tempo maior que $1,2s$, de forma que o gerador teria sido desligado em uma situação real. Com o ganho reduzido, $T_{U1} = 50s$, o comportamento da impedância é bastante semelhante àquele sem o limitador, parando pouco antes em sua trajetória em direção à zona 1. Novamente, a simulação resultou na indicação de desligamento do gerador. Por outro lado, com o ganho final escolhido, $T_{U1} = 100s$, a impedância cessa seu movimento em direção às zonas de proteção antes de alcançar a primeira circunferência, sem haver sequer sensibilização do relé.

5.2 Sistema WSCC

Na figura 5.18 pode ser visto o diagrama unifilar do sistema equivalente WSCC, dividido em subestações. Nesse sistema existem três geradores síncronos, dos quais G02 foi substituído por aquele anteriormente apresentado e estudado no circuito do tipo SMIB, sendo mantidos todos os valores de parâmetros do regulador de tensão e do limitador de subexcitação. Para fornecer mais flexibilidade no carregamento do gerador, seu barramento foi considerado do tipo PQ. O cenário de carga está na tabela 5.7.

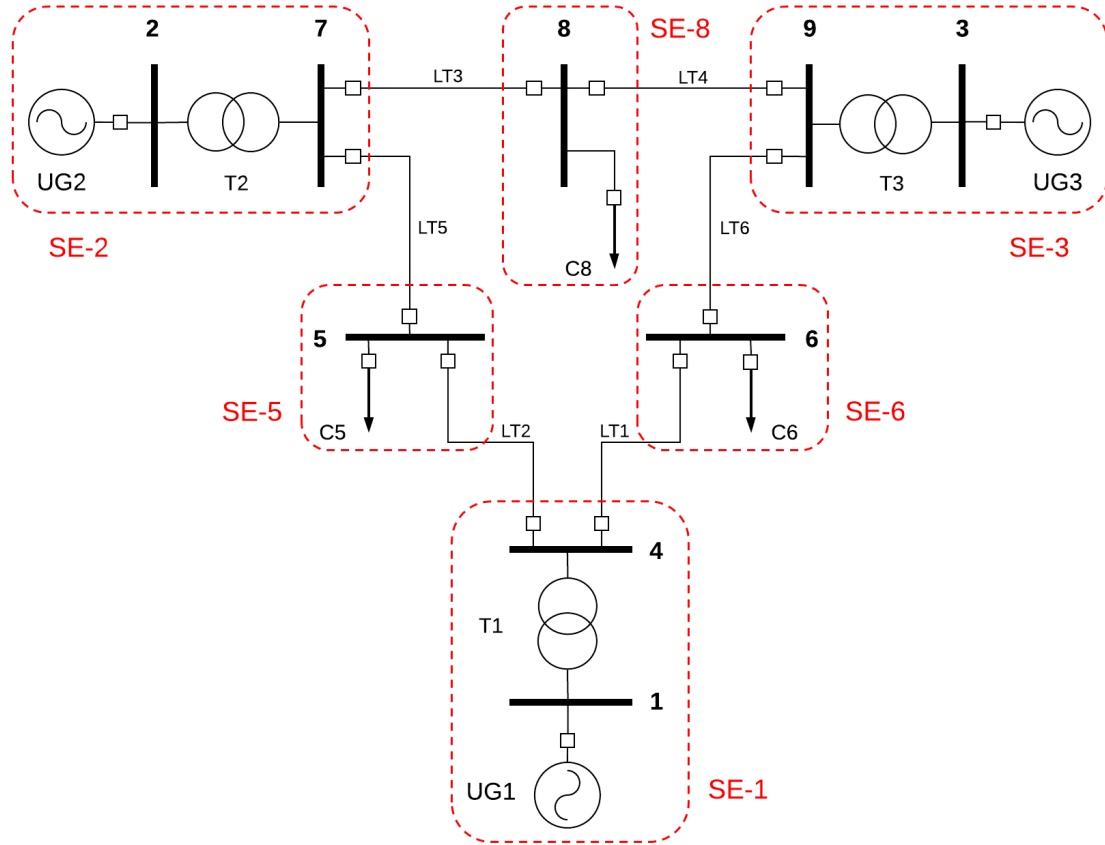


Figura 5.18: Circuito WSCC.

Tabela 5.7: Cenário de carga.

	Carga C5	Carga C6	Carga C8
P (MW)	125	90	100
Q (Mvar)	50	30	35

O gerador foi carregado em 100 MW e -25 Mvar, novamente iniciando as simulações dinâmicas subexcitado, e foi aplicado um degrau de -4% na tensão de referência do regulador de tensão. Foram consideradas quatro diferentes situações, relativas ao estado do limitador de subexcitação e ao tempo de atraso da zona 2 da proteção:

- UEL OFF, $T_{delay} = 0,6s$: limitador desligado e tempo de atraso 0,6s
- UEL OFF, $T_{delay} = 1,2s$: limitador desligado e tempo de atraso 1,2s
- UEL ON, $T_{delay} = 0,6s$: limitador ligado e tempo de atraso 0,6s
- UEL ON, $T_{delay} = 1,2s$: limitador ligado e tempo de atraso 1,2s

A potência reativa gerada pela unidade em estudo nos primeiros 20s de simulação, com o relé configurado para operar em todos os quatro casos, pode ser vista na figura

5.19, enquanto na figura 5.20 foi representada a trajetória da impedância vista pelo gerador durante os 60s totais de simulação, sendo 5.20a uma visão geral com as zonas de proteção e 5.20b uma aproximação das trajetórias.

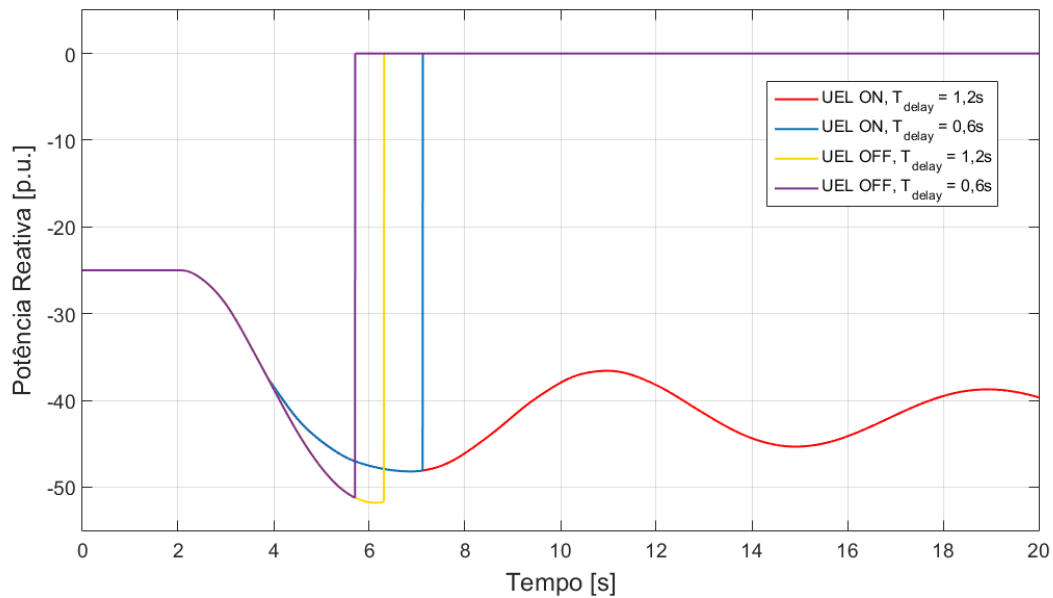


Figura 5.19: Potência reativa gerada durante a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref} .

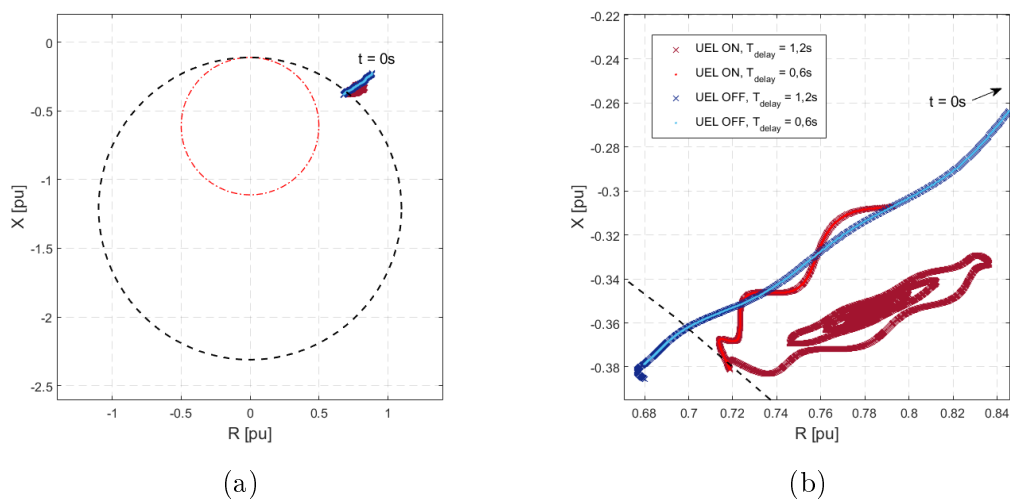


Figura 5.20: Impedância vista pelo gerador G02 durante a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref} .

Na figura 5.19 pode-se perceber que em três dos quatro casos o relé de perda de excitação provocou o desligamento do gerador, o que segundo o registro de eventos ocorreu exclusivamente através da zona temporizada. Como esperado, com o limitador de subexcitação desligado a potência reativa absorvida é maior e a proteção é sensibilizada apenas aos 5,11s de simulação, operando aos 5,71s com $T_{delay} = 0,6s$

e aos 6,31s com $T_{delay} = 1,2s$. Quando o limitador de subexcitação está ligado, a zona 2 do relé é atingida aos 6,52s e atua aos 7,12s para $T_{delay} = 0,6s$. O aumento do tempo de atraso do relé para 1,2s é o suficiente para impedir o desligamento da unidade nesse caso, que não representa um perigo à estabilidade do sistema.

A atuação do relé é melhor compreendida se for analisada a excursão da impedância dentro da zona temporizada do relé na figura 5.20b. Quando o limitador se encontra desligado, para $T_{delay} = 0,6s$, a impedância se move continuamente em direção à zona 1 até o momento no qual ocorre o *trip* do gerador. Mesmo com o aumento do atraso para $T_{delay} = 1,2s$ foi possível observar somente o início do retorno da impedância em direção ao exterior. Por outro lado, com o limitador ligado o ponto de operação do gerador oscila apenas brevemente dentro da característica de atuação do relé, logo retornando ao exterior. Fica, assim, evidente a importância do limitador de subexcitação.

Considerando agora o limitador ligado, a análise pode ser estendida mediante a comparação entre as condições de operação das três unidades de geração quando G02 é mantida subexcitada. A comparação é feita com $T_{delay} = 1,2s$, e durante o desligamento indesejável, ocorrido com $T_{delay} = 0,6s$. Para tal, serão examinadas a figura 5.21, que apresenta as tensões de campo dos geradores com exceção de G02 na simulação em que a proteção realiza o *trip*; a potência reativa gerada, na figura 5.22; e, por fim, as tensões nos barramentos do sistema para os dois tempos de atraso, nas figuras 5.23 e 5.24.

Quando o degrau é aplicado, pode-se observar em 5.21 que a tensão de campo de G02 cai de 1,544 *p.u.* para 0,5662 *p.u.* em menos de 2s, até que a ação do limitador a leva para 1,365 *p.u.*. Como consequência, as outras unidades devem fornecer o suporte de potência reativa, como pode ser visto em 5.22, e seus reguladores de tensão respondem com o aumento da excitação.

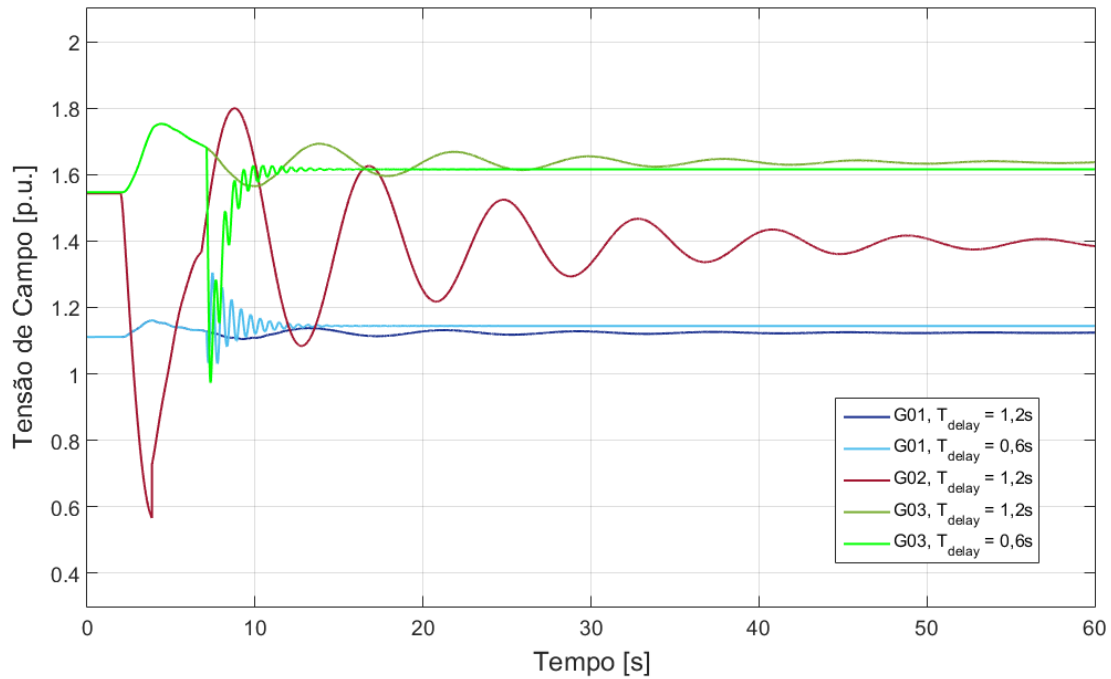


Figura 5.21: Módulo das tensões de campo durante a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref} .

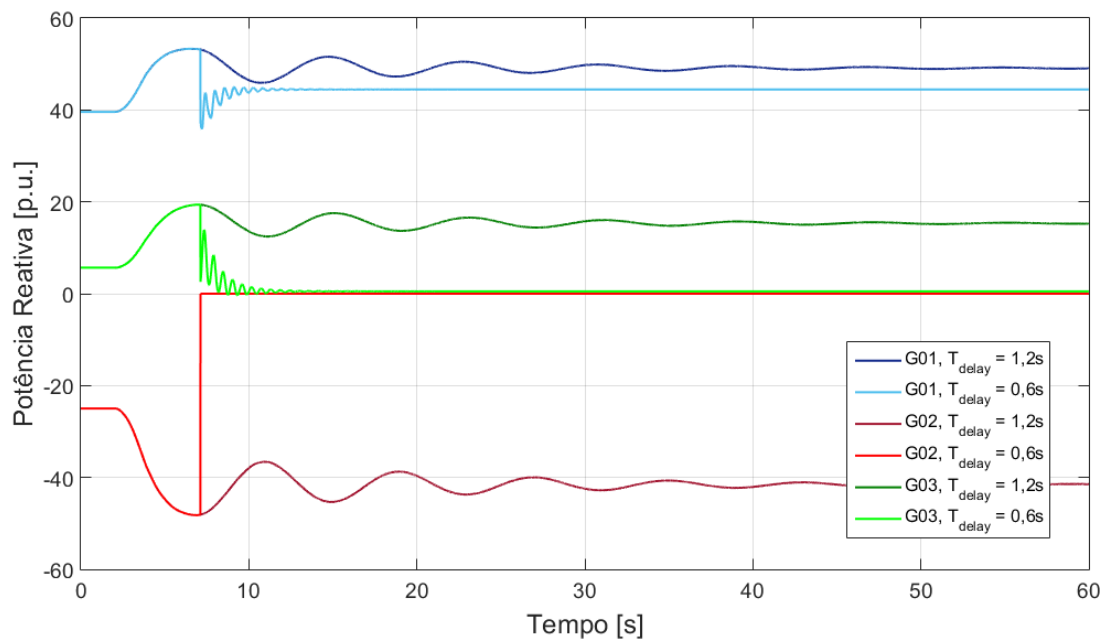


Figura 5.22: Potência reativa gerada pelas três unidades durante a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref} .

Esse ajuste da excitação ajuda a evitar que as tensões no resto do sistema sofram afundamentos severos, o que pode ser visto comparando as figuras 5.23 e 5.24. As tensões dos barramentos 5, 7 e 8, eletricamente próximos de G02, não só iniciam a

simulação como permanecem mais baixas que nos outros barramentos, ao manter o gerador subexcitado no sistema.

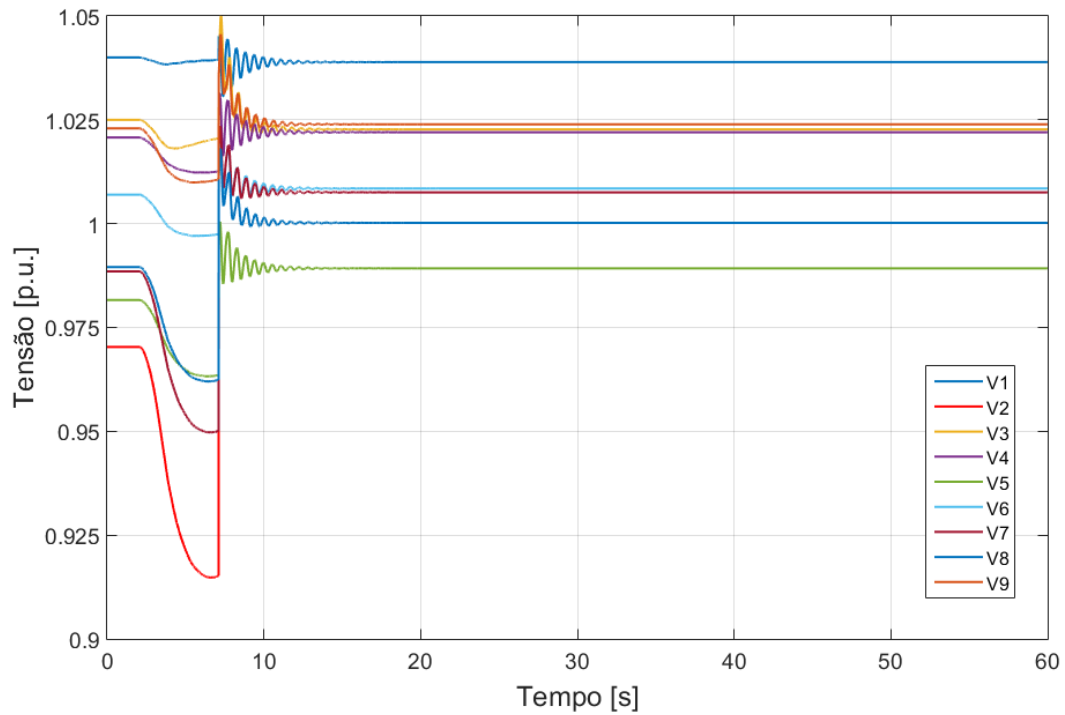


Figura 5.23: Tensão nos barramentos do sistema durante a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref} com o relé em modo de operação.

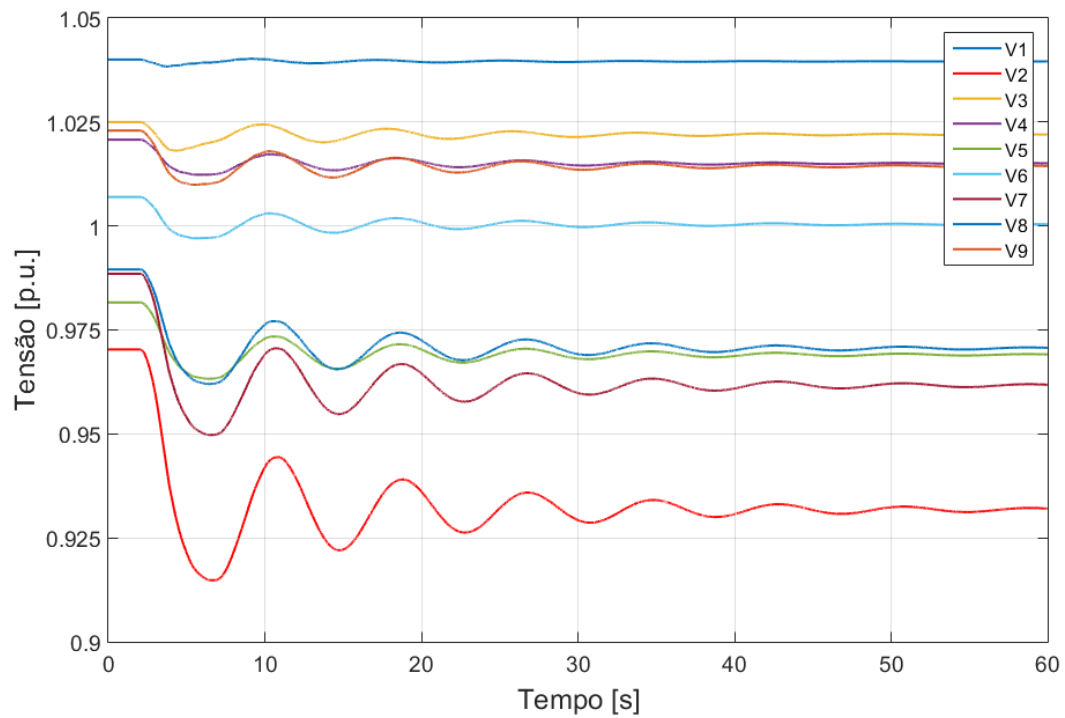


Figura 5.24: Tensão nos barramentos do sistema durante a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref} com o relé em modo de monitoração.

Com o desligamento de G02, o consumo de potência reativa no sistema é drasticamente diminuído e a potência gerada por G01 e G03 cai. Nesse momento, apenas a unidade G01, cuja barra é a referência $V\theta$ do sistema, é suficiente para suprir a demanda no novo ponto de equilíbrio, e a potência reativa gerada por G03 é nula. Assim, as tensões terminais em regime permanente são mais altas, permanecendo acima de $1,0 p.u.$ em todos os barramentos exceto o 5, no qual $V = 0,9892 p.u.$

Além disso, um dos efeitos prejudiciais do desligamento indesejável de G02 fica claro nas figuras 5.25 e 5.26: o aumento súbito da potência ativa gerada e do módulo da corrente terminal em G01. As máquinas G01 e G03 são de potência nominal $100 MVA$, de forma que no momento de aplicação do degrau o sistema estava carregado próximo de sua capacidade nominal, $360 MVA$. Assim, ao perder G02, G01 entra em sobrecarga para atender a demanda do sistema e sua corrente após atingir o regime permanente se estabelece em $2,24 p.u.$

A operação nessas condições durante mais do que alguns segundos, conforme indica a figura 3.4, pode danificar o enrolamento de armadura da máquina e deve ser evitada. Nesse caso, uma solução seria o acionamento de usinas térmicas emergenciais para aliviar o carregamento em G01 até que G02 pudesse ser religada. Caso essa opção não se encontre disponível e não haja nenhuma outra forma de atender a demanda do sistema, a carga deve ser cortada.

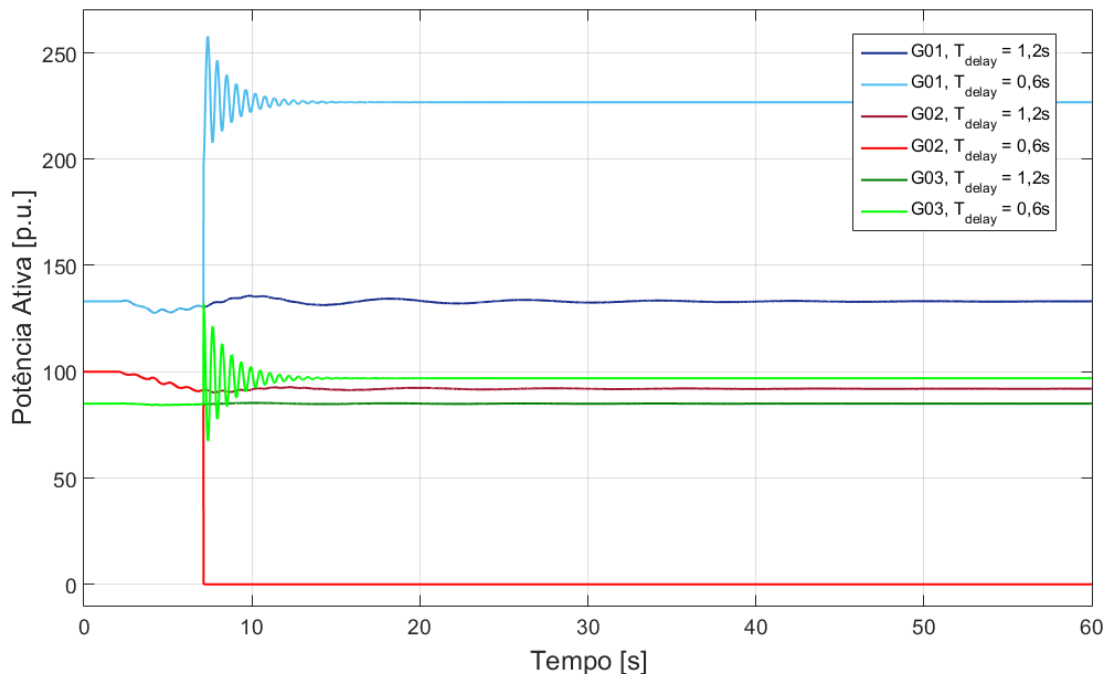


Figura 5.25: Potência ativa gerada durante a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref} .

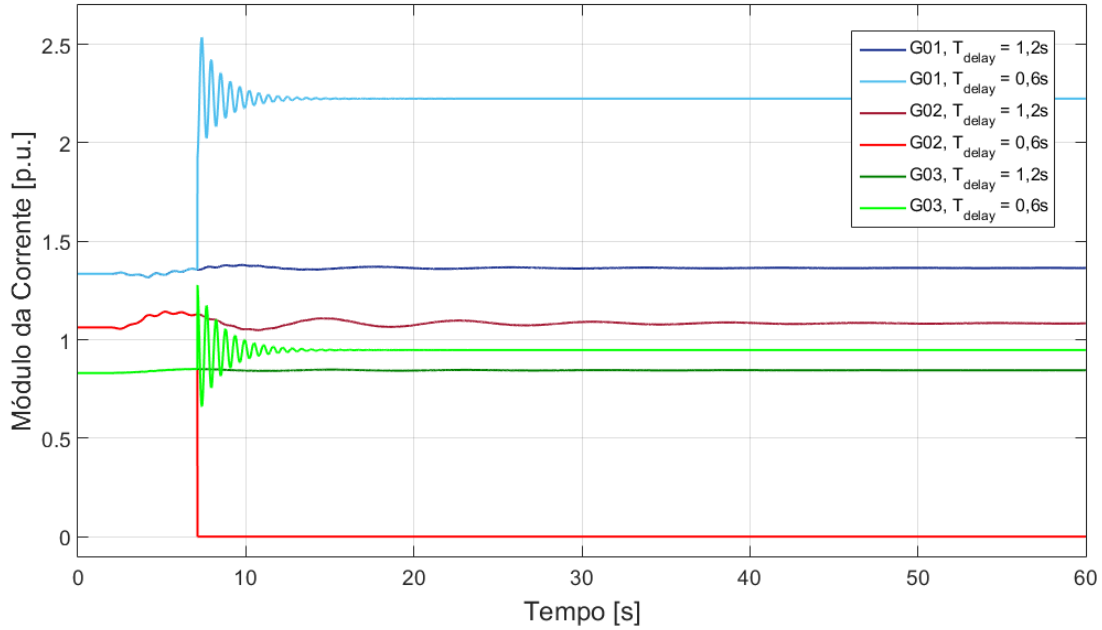


Figura 5.26: Módulo da corrente terminal durante a aplicação de um degrau de -4% em V_{ref} .

Apesar da coordenação dinâmica ter sido demonstrada neste capítulo utilizando um tempo de atraso da zona 2 do relé $T_{delay} = 1,2s$, foi contemplado nas simulações apenas um tipo de perturbação, representada por um degrau negativo na tensão de referência do regulador automático de tensão, e uma única condição de carregamento. Não existem, portanto, motivos para afirmar que esse valor é suficiente para sobrepujar oscilações estáveis de potência e evitar o desligamento indesejável do gerador durante outros distúrbios, como um curto-circuito por exemplo, ou sob outras condições de carga.

Assim, para aplicação em sistemas reais, estudos mais abrangentes devem ser realizados e a resposta às contingências comuns em diversas condições de carga avaliadas, a fim de se obter um ajuste melhor dos parâmetros do limitador e da proteção.

Capítulo 6

Conclusões e trabalhos futuros

Neste trabalho foram apresentados diversos aspectos operativos dos geradores síncronos subexcitados, dentre os quais destacam-se o comportamento de outras grandezas na máquina, os possíveis danos ocasionados por uma perda de excitação e a resposta do sistema a essas condições. Observados esses aspectos, há uma vantagem econômica na operação dentro da região de subexcitação de forma intencional, em especial durante períodos de carga leve. Essa prática pode, entretanto, levar ao desligamento indesejável do gerador pela proteção contra perda de excitação (ANSI 40).

A atuação incorreta desse tipo de relé é uma questão discutida desde a primeira metade do século XX, mesmo após o surgimento de diferentes modelos baseados em relés de distância, dentre os quais destacam-se os de Mason, Tremaine e Blackburn e o relé de Berdy. A investigação dos distúrbios nos Estados Unidos em 1965 e 1967, durante os quais uma série de geradores foi desligado pela proteção de perda de excitação, levou à conclusão cada vez mais evidente com o passar do tempo de que é essencial coordenar dinamicamente os elementos que atuam nessa região, i.e. o limitador de subexcitação e o relé 40.

Isso pode ser realizado, dentre outras formas, através de simulações computacionais. O objetivo deste trabalho foi a demonstração dos procedimentos necessários para tal, o que envolveu a compreensão da curva de capacidade do gerador, a construção do limite de estabilidade em regime permanente, a seleção de um regulador automático de tensão ao qual foi incorporado o limitador de subexcitação, cujo funcionamento também foi estudado, e a escolha de um modelo de relé de perda de excitação.

Após a fundamentação teórica necessária e a seleção dos modelos a serem utilizados, o gerador de uma usina termelétrica foi representado no *Simulight* em um sistema do tipo máquina-barras infinita, contando apenas com um AVR baseado no modelo IEEE-ST1A. Seus ganhos foram ajustados pela análise da resposta a um degrau negativo na tensão de referência, e, em seguida, foi acrescentado ao gerador

um relé 40 com uma zona de atuação instantânea e uma temporizada, cujas características são determinadas pelos parâmetros da máquina, segundo a literatura. A simulação de uma perda de excitação mostrou a correta identificação da falha e o bom desempenho do ajuste sugerido na literatura.

Posteriormente foi necessário implementar no *software* o modelo de limitador de subexcitação escolhido, IEEE-UEL1, cujo código se encontra no Apêndice A. Sua característica circular no plano P-Q facilita a coordenação estática com a proteção, e seus ganhos de regime permanente foram justamente regulados através do posicionamento dessa característica com uma margem de aproximadamente 10% em relação à curva de capacidade do gerador, que é o fator limitante da operação do gerador na região de subexcitação.

A coordenação dinâmica entre o limitador de subexcitação e o relé de perda de excitação é dada, então, pelos valores dos ganhos transitórios do limitador e pela temporização do relé. Esses parâmetros foram ajustados da mesma forma que no AVR, através da aplicação de sucessivos degraus na tensão de referência e análise da resposta.

Obtidos valores considerados suficientemente bons para o escopo do estudo, os efeitos da descoordenação foram avaliados, primeiramente através da mudança em um dos ganhos transitórios do limitador. Ao reduzir o parâmetro em questão pela metade, a ação do limitador não foi eficaz e a impedância vista pelo gerador adentrou a característica do relé 40, ocorrendo a sensibilização e posterior operação da proteção após o tempo de atraso. Utilizando o sistema WSCC de nove barras e três máquinas, a descoordenação também pôde ser verificada devido à temporização do relé, bem como seus efeitos nas tensões do sistema e nas outras máquinas, uma das quais foi sobrecarregada devido ao desligamento incorreto do gerador subexcitado.

Entretanto, como foi observado, apenas um tipo de perturbação foi avaliado e a realização de estudos mais profundos pode revelar a necessidade de reajuste dos parâmetros. Em trabalhos futuros, sugere-se a aplicação de outros tipos de contingências, além de considerar diferentes condições de carregamento do gerador. Pode-se, ainda, utilizar outros modelos do limitador de subexcitação e do relé 40.

Referências Bibliográficas

- [1] DE LIMA, J. C. M. *Aspectos de Proteção e Controle do Gerador Síncrono Subexcitado*. M.Sc thesis, Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, 2002.
- [2] MASON, C. R. “A New Loss-of-Excitation Relay for Synchronous Generators”. In: *AIEE Transactions*, v. 68, pp. 1240–1245, 1949.
- [3] TREMAINE, R. L., BLACKBURN, J. L. “Loss-of-Excitation Protection for Synchronous Machines”. 1954.
- [4] MACKENZIE, W. F., IMHOF, J. A., DEWEY, C., et al. “Loss-of-Field Relay Operation During System Disturbances Working Group Report - June 1971”. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-94, pp. 1464–1472, September/October 1975.
- [5] BERDY, J. “Loss of Excitation Protection for Modern Synchronous Generators”. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-94, pp. 1457–1463, September/October 1975.
- [6] KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. 2 ed. California, McGraw-Hill, 1994.
- [7] FITZGERALD, A. E., KINGSLEY, C. J., UMANS, S. D. *Máquinas Elétricas*. McGraw-Hill, 2002.
- [8] MOZINA, C. J., REICHARD, M. *Coordination of Generator Protection with Generator Excitation Control and Generator Capability*. Relatório técnico, IEEE, 2007.
- [9] CENTRAL ELECTRICITY GENERATING BOARD PLANNING DEPARTMENT. *Generator Performance Charts, Planning Memorandum PLM-ST-6*. Relatório técnico, CEGB, 1976.
- [10] ASSIS, T. M. L. “Análise de Defeitos em Sistemas de Potência - Comportamento Dinâmico das Máquinas Rotativas”. Notas de aula, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

- [11] CHAPMAN, S. J. *Fundamentos de Máquinas Elétricas*. 5 ed. Porto Alegre, RS, McGraw-Hill, 2013.
- [12] ANDERSON, H. C., JR., H. O. S., WOODROW, C. A. “System Stability Limitations and Generator Loading”. pp. 406–423, June 1953.
- [13] *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE 421.5TM-2005*. Relatório técnico, IEEE Power Engineering Society, 2006.
- [14] *IEEE Guide for Identification, Testing and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems, IEEE 421.2TM-2014*. Relatório técnico, IEEE Power Engineering Society, 2014.
- [15] *IEEE Guide for AC Generator Protection, IEEE C37.102TM-2006*. Relatório técnico, IEEE Power Engineering Society, 2006.
- [16] DE PAIVA, R. B., DA SILVEIRA, P. M. “Análise da Coordenação Estática e Dinâmica entre os Limitadores do Regulador de Tensão e as Proteções de Máquinas Síncronas”. Curitiba, PR, Outubro 2017.
- [17] MASON, C. R. *The Art & Science of Protective Relaying*. John Wiley & Sons, 1967.
- [18] ASSIS, T. M. L. “Proteção de Sistemas Elétricos - Relés de Proteção”. Notas de aula, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- [19] WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. *Applied Protective Relaying*. Newark, New Jersey, Westinghouse Electric Corporation, 1976.
- [20] *IEEE Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, IEEE 242-2001*. Relatório técnico, IEEE Industry Applications Society, 2001.
- [21] MONTEZUMA, L. R. *Coordenação e Seletividade das Proteções de Perda de Excitação de Gerador Síncrono Conectado ao Sistema Interligado Nacional*. M.Sc thesis, COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2015.
- [22] “Simulight - Simulador para Redes Elétricas com Geração Distribuída”. Disponível em: <<http://www.coep.ufrj.br/~tarang/Simulight/>>. Acesso em: Dezembro 12, 2017.

Apêndice A

Código do modelo UEL1 em meta-linguagem *Simulight*

```
<MODEL id="UEL#IEEE_UEL1" source="USERS">
  <PARM id="UEL_ON" type="PARAMETER" value="1" unids="" print="S" />
  <PARM id="Kur" type="PARAMETER" value="1.93" unids="pu" print="S" />
  <PARM id="Kuc" type="PARAMETER" value="1.62" unids="pu" print="S" />
  <PARM id="Kuf" type="PARAMETER" value="0" unids="pu" print="S" />
  <PARM id="Ku1" type="PARAMETER" value="1" unids="pu" print="S" />
  <PARM id="Kui" type="PARAMETER" value="0" unids="pu" print="S" />
  <PARM id="Tu1" type="PARAMETER" value="100" unids="s" print="S" />
  <PARM id="Tu2" type="PARAMETER" value="10" unids="s" print="S" />
  <PARM id="Tu3" type="PARAMETER" value="0" unids="s" print="S" />
  <PARM id="Tu4" type="PARAMETER" value="2" unids="s" print="S" />
  <PARM id="Vurmax" type="PARAMETER" value="5.8" unids="pu" print="S" />
  <PARM id="Vucmax" type="PARAMETER" value="5.8" unids="pu" print="S" />
  <PARM id="Vuimax" type="PARAMETER" value="999999999" unids="pu"
    print="S" />
  <PARM id="Vuimin" type="PARAMETER" value="-999999999" unids="pu"
    print="S" />
  <PARM id="Vulmax" type="PARAMETER" value="14" unids="pu" print="S" />
  <PARM id="Vulmin" type="PARAMETER" value="-14" unids="pu" print="S" />
  <INPT id="Vs" />
  <OUTP id="Vuel" />
  <CONS id="" out="UEL_OFF" value="-999999999" />
  <TENS id="" type="POLAR" term="1" mdl="1" out1="Vt" out2="Vt_ang" />
  <CORR id="" term="0" mdl="1" out1="It_re" out2="It_im" />
  <MOD id="" in1="It_re" in2="It_im" out="It" stt="NO" />
  <GANH id="" inp="Vt" out="uVur" stt="NO" K="Kur" />
  <ABSL id="" inp="uVur" out="absVur" stt="NO" />
```

```

<LIMT id="" inp="absVur" out="Vur" lmin="-999999999" lmax="Vurmax" />
<GANH id="" inp="Vt" out="Vtc" stt="NO" K="Kuc" />
<NEGV id="" inp="It" out="Itngv" stt="NO" />
<MOD id="" in1="Vt" in2="Itngv" out="uVuc" stt="NO" />
<ABSL id="" inp="uVuc" out="absVuc" stt="NO" />
<LIMT id="" inp="absVuc" out="Vuc" lmin="-999999999" lmax="Vucmax" />
<GANH id="" inp="Vs" out="Vuf" stt="NO" K="Kuf" />
<SOMD id="" out="Vuerr" stt="NO">
  <ADD sgnl="-">Vur</ADD>
  <ADD sgnl="+">Vuc</ADD>
  <ADD sgnl="-">Vuf</ADD>
</SOMD>
<GANH id="" inp="Vuerr" out="@Vuerr1" stt="NO" K="Kul" />
<INTG id="" inp="Vuerr" out="@Vuerr1" stt="1" K="Kui" />
<SOMD id="" out="uVuli" stt="NO">
  <ADD sgnl="+">@Vuerr1</ADD>
  <ADD sgnl="+">@Vuerr1</ADD>
</SOMD>
<LIMT id="" inp="uVuli" out="Vuli" lmin="Vuimin" lmax="Vuimax" />
<LDLG id="" inp="Vuli" out="Vuoldlg" stt="0" P1="1" T1="Tu1" P2="1"
  T2="Tu2" />
<LDLG id="" inp="Vuoldlg" out="uVuel" stt="0" P1="1" T1="Tu3" P2="1"
  T2="Tu4" />
<LIMT id="" inp="uVuel" out="lVuel" lmin="Vulmin" lmax="Vulmax" />
<SLCT id="" slct="UEL_ON" sgn1="lVuel" sgn2="UEL_OFF" out="Vuel" />
</MODEL>

```