



## IMPACTO DE LIMITADORES DE SOBREXCITAÇÃO ATIVOS NA AVALIAÇÃO DA SEGURANÇA DINÂMICA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Rebecca Laginestra Sinder

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Rio de Janeiro

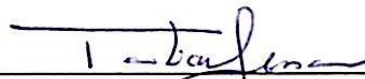
Março de 2018

IMPACTO DE LIMITADORES DE SOBRECITAÇÃO ATIVOS NA AVALIAÇÃO  
DA SEGURANÇA DINÂMICA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

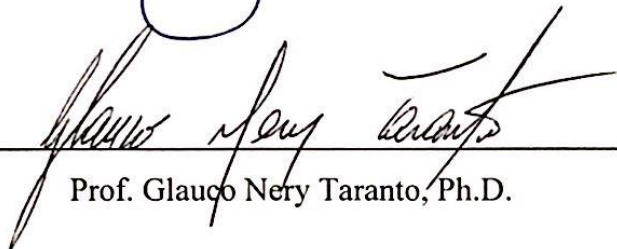
Rebecca Laginestra Sinder

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO  
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)  
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS  
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM  
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

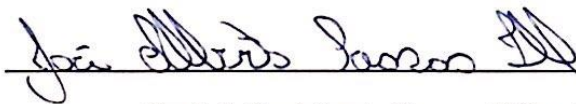
Examinada por:



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



Prof. Glaucio Nery Taranto, Ph.D.



Prof. João Alberto Passos Filho, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2018

Sinder, Rebecca Laginestra

Impacto de Limitadores de Sobreexcitação Ativos na Avaliação da Segurança Dinâmica de Sistemas de Energia Elétrica / Rebecca Laginestra Sinder - Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XVII, 102 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis.

Dissertação (mestrado) – UFRJ / COPPE / Programa de Engenharia Elétrica, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 88-90.

1. Limitadores de Sobreexcitação. 2. Segurança Dinâmica. 3. Estabilidade Transitória. I. Assis, Tatiana Mariano Lessa de. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*Dedico este trabalho  
em memória de Ronaldo e Laura.*

# Agradecimentos

À minha mãe Ana Paula por ser meu porto seguro. Obrigada por me mostrar o amor mais puro e verdadeiro.

À minha orientadora Tatiana por todos os ensinamentos, pelas inúmeras reuniões e, principalmente, por me mostrar que sou capaz. É sempre um privilégio poder trabalhar com você.

Aos professores do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE por contribuírem imensamente para a minha formação.

Aos amigos do LASPOT por tornarem essa caminhada mais leve e divertida.

À Fundação Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior, CAPES, pelo suporte financeiro.

Finalmente, agradeço a Deus pela saúde, proteção e por me mostrar que o essencial é invisível aos olhos.

*“Education is the most powerful weapon.”  
which you can use to change the world.”*

*Nelson Mandela*

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

## IMPACTO DE LIMITADORES DE SOBREXCITAÇÃO ATIVOS NA AVALIAÇÃO DA SEGURANÇA DINÂMICA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Rebecca Laginestra Sinder

Março/2018

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho apresenta um estudo sobre o impacto da ativação de limitadores de sobreexcitação (OELs) na segurança dinâmica de sistemas de energia elétrica. As análises concentram-se na avaliação da estabilidade transitória, levando em consideração diferentes modelos de OEL, incluindo o somador e o sobreposição. Para tanto, o princípio de operação dos limitadores de sobreexcitação é descrito, e seus modelos detalhados. Inicialmente, a margem de estabilidade transitória para um sistema Máquina x Barra Infinita é calculada, considerando a presença dos dois tipos de OELs. Em seguida, o limite de intercâmbio entre duas áreas de um sistema teste é calculado, mostrando como esse limite pode ser afetado conforme a representação dos OELs. Posteriormente, demonstra-se o impacto de OELs ativos na região de segurança dinâmica de um sistema elétrico a partir de uma análise comparativa com o sistema modificado *New England* (IEEE 39 Barras). Por fim, a análise de segurança dinâmica é aplicada a um caso do Sistema Interligado Nacional. Os resultados dos casos analisados mostraram que a ativação de limitadores de sobreexcitação pode resultar em uma redução significativa da margem de estabilidade transitória, da capacidade de transferência e, conseqüentemente, da região de segurança dinâmica.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

INFLUENCE OF ACTIVE OVEREXCITATION LIMITERS ON POWER SYSTEM  
DYNAMIC SECURITY ASSESSMENT

Rebecca Laginestra Sinder

March/2018

Advisor: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Department: Electrical Engineering

This work analyzes the influence of overexcitation limiters (OELs) activation on power system's dynamic security assessment. The work focuses on transient stability evaluation, taking into account different OEL models, including the takeover and summed types. For this purpose, the operating principle of the overexcitation limiters is described and their models detailed. Initially, the transient stability margin is calculated considering the two types of OELs. Then, the transfer capacity between two areas of a test system is analyzed, showing how this limit can be affected according to the OELs representation. After that, comparative security regions are mapped to the modified New England system. Finally, the dynamic security analysis is applied to a case of the Brazilian Interconnected Power System. The results have shown that the activation of overexcitation limiters can result in a significant reduction in the stability margin, transfer capability and dynamic security region.

# Sumário

<b>CAPÍTULO 1</b>	<b>1</b>
<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
1.1 MOTIVAÇÃO	1
1.2 OBJETIVOS	2
1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	3
<b>CAPÍTULO 2</b>	<b>4</b>
<b>SEGURANÇA DINÂMICA</b>	<b>4</b>
2.1 DEFINIÇÃO	4
2.2 MARGEM DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	6
2.3 LIMITE DE INTERCÂMBIO	7
2.4 REGIÃO DE SEGURANÇA	10
2.4.1 CONSTRUÇÃO DA REGIÃO DE SEGURANÇA PELOS PROGRAMAS ANAREDE E ANATEM	10
<b>CAPÍTULO 3</b>	<b>14</b>
<b>LIMITADORES DE SOBREXCITAÇÃO</b>	<b>14</b>
3.1 DEFINIÇÃO	14
3.2 LIMITADOR DE SOBREXCITAÇÃO DO TIPO SOMADOR	18
3.3 LIMITADOR DE SOBREXCITAÇÃO DO TIPO SOBREPOSIÇÃO	20
3.3.1 ESQUEMA DE SUBSTITUIÇÃO DE SINAL DE CONTROLE (CSS)	20
3.3.2 ESQUEMA DE SUBSTITUIÇÃO DE SINAL DE ERRO (ESS)	22
3.4 SISTEMA DE EXCITAÇÃO	22
3.5 MODELOS OEL IEEE STD 421.5	23
<b>CAPÍTULO 4</b>	<b>24</b>
<b>CASOS DE ESTUDO</b>	<b>24</b>
4.1 MARGEM DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	25



<b>4.2 LIMITE DE INTERCÂMBIO</b>	<b>34</b>
4.2.1 LIMITE DE INTERCÂMBIO ESTÁTICO	34
4.2.2 LIMITE DE INTERCÂMBIO DINÂMICO	39
<b>4.3 REGIÃO DE SEGURANÇA</b>	<b>46</b>
4.3.1 REGIÃO DE SEGURANÇA ESTÁTICA	47
4.3.2 REGIÃO DE SEGURANÇA DINÂMICA	53
<b>4.4 SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL</b>	<b>74</b>
<b><u>CAPÍTULO 5</u></b>	<b><u>85</u></b>
<b><u>CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS</u></b>	<b><u>85</u></b>
5.1 CONCLUSÕES	85
5.2 TRABALHOS FUTUROS	87
<b><u>REFERÊNCIAS</u></b>	<b><u>88</u></b>
<b><u>APÊNDICE A - SISTEMA MÁQUINA X BARRA INFINITA</u></b>	<b><u>91</u></b>
<b><u>APÊNDICE B - SISTEMA DUAS ÁREAS</u></b>	<b><u>92</u></b>
DADOS DO SISTEMA	92
LIMITES DE INTERCÂMBIO DINÂMICO	94
<b><u>APÊNDICE C - SISTEMA MODIFICADO <i>NEW ENGLAND</i></u></b>	<b><u>99</u></b>

# Lista de Figuras

Figura 1 – Classificação de estabilidade em sistemas de potência.....	5
Figura 2 – Determinação do tempo crítico de eliminação do defeito .....	7
Figura 3 – Intercâmbio entre duas áreas.....	8
Figura 4 – Determinação do limite de intercâmbio .....	9
Figura 5 – Nomograma: Grupo 2 x Grupo 3.....	12
Figura 6 – Curva de capacidade da máquina síncrona .....	15
Figura 7 – Curva de capacidade térmica do rotor .....	16
Figura 8 – Curva de capacidade térmica do rotor e temporizador do OEL .....	17
Figura 9 – Característica de tempo inverso de um OEL.....	17
Figura 10 – Representação do sistema de excitação .....	18
Figura 11 – Limitador de sobreexcitação do tipo somador.....	18
Figura 12 – Limitador de sobreexcitação do tipo sobreposição CSS .....	20
Figura 13 – Limitador de sobreexcitação do tipo sobreposição ESS .....	22
Figura 14 – Sistema Máquina x Barra Infinita .....	25
Figura 15 – Sistema de excitação.....	26
Figura 16 – Estabilizador de sistemas de potência (PSS) .....	26
Figura 17 – Máquina síncrona sobreexcitada .....	28
Figura 18 – Corrente de campo da máquina síncrona .....	29
Figura 19 – Sinal de saída OEL .....	29
Figura 20 – Sinal de controle do sistema de excitação (simulação de 1s).....	30
Figura 21 – Sinal de controle do sistema de excitação.....	30
Figura 22 – Tensão de campo da máquina síncrona (simulação de 1s) .....	31
Figura 23 – Tensão terminal do gerador .....	31
Figura 24 – Potência elétrica reativa.....	32
Figura 25 – Avaliação da estabilidade transitória: com e sem OEL ESS .....	33
Figura 26 – Sistema duas áreas.....	34
Figura 27 – Caso Base: sistema duas áreas.....	35
Figura 28 – Intercâmbio de 560 MW: pré-contingência .....	38
Figura 29 – Intercâmbio de 560 MW: pós-contingência .....	38
Figura 30 – G2 sobreexcitado: intercâmbio 560 MW.....	41
Figura 31 – G2 sobreexcitado: intercâmbio 390 MW.....	41
Figura 32 – Avaliação da estabilidade transitória: sem OEL .....	42
Figura 33 – Avaliação da estabilidade transitória: com OEL ESS .....	43
Figura 34 – Corrente de campo do gerador G2: intercâmbio de 560 MW.....	43
Figura 35 – Tensão terminal do gerador G2: intercâmbio de 560 MW.....	44

Figura 36 – Avaliação da estabilidade transitória: com OEL ESS .....	44
Figura 37 – Corrente de campo do gerador G2: intercâmbio de 390 MW .....	45
Figura 38 – Tensão terminal do gerador G2: intercâmbio de 390 MW .....	45
Figura 39 – Sistema <i>New England</i> .....	46
Figura 40 – Sistema <i>New England</i> : ponto de operação inicial .....	48
Figura 41 – Região de segurança estática .....	50
Figura 42 – Nomograma de segurança estático: Grupo 1 x Grupo 2 .....	50
Figura 43 – Nomograma de segurança estático: Grupo 1 x Grupo 3 .....	51
Figura 44 – Nomograma de segurança estático: Grupo 2 x Grupo 3 .....	51
Figura 45 – Região de segurança dinâmica OEL Somador .....	54
Figura 46 – Nomograma de segurança dinâmico OEL somador: Grupo 1 x Grupo 2 .....	55
Figura 47 – Nomograma de segurança dinâmico OEL somador: Grupo 1 x Grupo 3 .....	55
Figura 48 – Nomograma de segurança dinâmico OEL somador: Grupo 2 x Grupo 3 .....	56
Figura 49 – Corrente de campo com OEL somador: G5, G6 e G10 .....	58
Figura 50 – Avaliação da estabilidade transitória: sem OEL somador .....	59
Figura 51 – Avaliação da estabilidade transitória: com OEL somador .....	60
Figura 52 – Avaliação da estabilidade transitória: limite de segurança estático .....	60
Figura 53 – Região de segurança dinâmica OEL ESS .....	61
Figura 54 – Nomograma de segurança dinâmico OEL ESS: Grupo 1 x Grupo 2 .....	62
Figura 55 – Nomograma de segurança dinâmico OEL ESS: Grupo 1 x Grupo 3 .....	62
Figura 56 – Nomograma de segurança dinâmico OEL ESS: Grupo 2 x Grupo 3 .....	63
Figura 57 – Corrente de campo com OEL ESS: G5, G6 e G10 .....	67
Figura 58 – Avaliação da estabilidade transitória: sem OEL ESS .....	68
Figura 59 – Avaliação da estabilidade transitória: com OEL ESS .....	68
Figura 60 – Corrente de campo do gerador G5 .....	69
Figura 61 – Tensão terminal do gerador G5 .....	69
Figura 62 – Avaliação da estabilidade transitória: com OEL ESS .....	70
Figura 63 – Região de segurança dinâmica comparativa .....	71
Figura 64 – Nomograma de segurança dinâmico comparativo: Grupo 1 x Grupo 2 .....	71
Figura 65 – Nomograma de segurança dinâmico comparativo: Grupo 1 x Grupo 3 .....	72
Figura 66 – Nomograma de segurança dinâmico comparativo: Grupo 2 x Grupo 3 .....	72
Figura 67 – Corrente de campo do gerador G5: limite de segurança .....	73
Figura 68 – Tensão terminal do gerador G5: limite de segurança .....	73
Figura 69 – Sistema de transmissão do SIN – Horizonte 2017 [28] .....	74
Figura 70 – Limitador de sobreexcitação de Ibiúna 345 kV .....	75
Figura 71 – Sistema de excitação de Ibiúna 345 kV .....	75
Figura 72 – Tronco 765 kV: caso mensal outubro de 2017 .....	78

<b>Figura 73 – Corrente de campo Ibiúna 345 kV: OEL temporizado - 1 minuto .....</b>	<b>79</b>
<b>Figura 74 – Sinais de controle do OEL: temporizado - 1 minuto .....</b>	<b>79</b>
<b>Figura 75 – Avaliação da estabilidade transitória: OEL temporizado - 1 minuto.....</b>	<b>80</b>
<b>Figura 76 – Corrente de campo Ibiúna 345 kV: OEL temporizado – 5 segundos .....</b>	<b>81</b>
<b>Figura 77 – Sinais de controle do OEL: temporizado – 5 segundos.....</b>	<b>81</b>
<b>Figura 78 – Avaliação da estabilidade transitória: OEL temporizado – 5 segundos.....</b>	<b>82</b>
<b>Figura 79 – Corrente de campo Ibiúna 345 kV: OEL temporizado – 5 segundos .....</b>	<b>82</b>
<b>Figura 80 – Sinais de controle do OEL: temporizado – 5 segundos .....</b>	<b>83</b>
<b>Figura 81 – Avaliação da estabilidade transitória: OEL temporizado – 5 segundos.....</b>	<b>83</b>
<b>Figura 82 – Sistema Máquina x Barra Infinita .....</b>	<b>91</b>
<b>Figura 83 – Sistema Duas Áreas .....</b>	<b>92</b>
<b>Figura 84 – G1 sobreexcitado: intercâmbio 470 MW.....</b>	<b>94</b>
<b>Figura 85 – G1 sobreexcitado: intercâmbio 460 MW.....</b>	<b>94</b>
<b>Figura 86 – G1 sobreexcitado: intercâmbio 530 MW.....</b>	<b>95</b>
<b>Figura 87 – G1 sobreexcitado: intercâmbio 410 MW.....</b>	<b>95</b>
<b>Figura 88 – G2 sobreexcitado: intercâmbio 470 MW.....</b>	<b>96</b>
<b>Figura 89 – G2 sobreexcitado: intercâmbio 440 MW.....</b>	<b>96</b>
<b>Figura 90 – G1 e G2 sobreexcitados: intercâmbio 450 MW .....</b>	<b>97</b>
<b>Figura 91 – G1 e G2 sobreexcitados: intercâmbio 290 MW .....</b>	<b>97</b>
<b>Figura 92 – G1 e G2 sobreexcitados: intercâmbio 560 MW .....</b>	<b>97</b>
<b>Figura 93 – G1 e G2 sobreexcitados: intercâmbio 220 MW .....</b>	<b>98</b>
<b>Figura 94 – Sistema IEEE 39 Barras <i>New England</i> .....</b>	<b>99</b>

# Lista de Tabelas

Tabela 1 – Comparação modelos OEL IEEE Std 421.5.....	23
Tabela 2 – Dados do sistema de excitação [2] .....	26
Tabela 3 – Dados do PSS [16].....	27
Tabela 4 – Parâmetros OEL do tipo somador [2] .....	27
Tabela 5 – Parâmetros OEL do tipo sobreposição [2] .....	27
Tabela 6 – Tempo crítico de eliminação do defeito .....	32
Tabela 7 – Geração caso base.....	36
Tabela 8 – Limite de carregamento LT 7-8: intercâmbio de 560 MW.....	36
Tabela 9 – Tensão nas barras: intercâmbio de 560 MW .....	37
Tabela 10 – Geração: intercâmbio 560 MW .....	37
Tabela 11 – Limite de intercâmbio dinâmico.....	39
Tabela 12 – G2 sobreexcitado: intercâmbio 560 MW.....	42
Tabela 13 – G2 sobreexcitado: intercâmbio 390 MW.....	42
Tabela 14 – Potência equivalente dos geradores .....	47
Tabela 15 – Grupos de geração .....	47
Tabela 16 – Dados de geração: ponto de operação inicial .....	48
Tabela 17 – Limite de segurança estático.....	52
Tabela 18 – Corrente de campo G5, G6 e G10 .....	53
Tabela 19 – Limite de segurança dinâmico: com e sem OEL somador.....	57
Tabela 20 – Análise comparativa: Grupo 3 .....	58
Tabela 21 – Limite de segurança dinâmico: sem OEL ESS .....	64
Tabela 22 – Limite de segurança dinâmico: com OEL ESS.....	65
Tabela 23 – Análise comparativa: Grupo 3 .....	66
Tabela 24 – Parâmetros máquina síncrona.....	91
Tabela 25 – Parâmetros máquina síncrona.....	92
Tabela 26 – Dados do Sistema Duas Áreas .....	93
Tabela 27 – Dados de carga do sistema duas áreas .....	93
Tabela 28 – Dados bancos de capacitores do sistema duas áreas.....	93
Tabela 29 – G1 sobreexcitado: intercâmbio 470 MW.....	94
Tabela 30 – G1 sobreexcitado: intercâmbio 460 MW.....	94
Tabela 31 – G1 sobreexcitado: intercâmbio 530 MW.....	95
Tabela 32 – G1 sobreexcitado: intercâmbio 410 MW.....	95
Tabela 33 – G2 sobreexcitado: intercâmbio 470 MW.....	96
Tabela 34 – G2 sobreexcitado: intercâmbio 440 MW.....	96
Tabela 35 – G1 e G2 sobreexcitados: intercâmbio 450 MW .....	97

<b>Tabela 36 – G1 e G2 sobreexcitados: intercâmbio 290 MW .....</b>	<b>97</b>
<b>Tabela 37 – G1 e G2 sobreexcitados: intercâmbio 560 MW .....</b>	<b>98</b>
<b>Tabela 38 – G1 e G2 sobreexcitados: intercâmbio 220 MW .....</b>	<b>98</b>
<b>Tabela 39 – Parâmetros máquina síncrona.....</b>	<b>100</b>
<b>Tabela 40 – Dados das linhas de transmissão do sistema <i>New England</i>.....</b>	<b>100</b>
<b>Tabela 41 – Dados dos transformadores do sistema <i>New England</i>.....</b>	<b>101</b>
<b>Tabela 42 – Dados de carga do sistema <i>New England</i>.....</b>	<b>102</b>

# Lista de Siglas e Abreviaturas

ANAREDE	Programa de Análise de Redes
ANATEM	Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CSS	Esquema de Substituição de Sinal de Controle
ESS	Esquema de Substituição de Sinal de Erro
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
LT	Linha de Transmissão
OEL	<i>Overexcitation Limiters</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PI	Controlador proporcional e integral
PID	Controlador proporcional, integral e derivativo
PSS	<i>Power System Stabilizer</i>
SIME	<i>Single Machine Equivalent</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
WECC	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>

# Lista de Símbolos

$I_{fd}$	Corrente de campo
$I_{fdlim}$	Limite do OEL
$I_{fdnominal}$	Corrente de campo nominal
$E_{fd}$	Tensão de campo
$E_{MAX}$	Limite dinâmico superior da excitatriz
$E_{MIN}$	Limite dinâmico inferior da excitatriz
$I_{inseguro}$	Intercâmbio estático inseguro
$I_{seguro}$	Intercâmbio estático seguro
$K_1$	Limite dinâmico inferior do temporizador do OEL somador
$K_2$	Limite dinâmico superior do temporizador do OEL somador
$K_r$	Coefficiente de não operação do OEL do tipo Somador
$K_A$	Constante proporcional do AVR
$K_E$	Constante proporcional da excitatriz
$K_S$	Ganho do PSS
$L_1$	Limite dinâmico inferior do temporizador do OEL sobreposição
$M$	Limite inferior de banda morta do OEL
$Q_t$	Potência reativa da máquina
$S_1$	Coefficiente de <i>ramp-up/ramp-down</i> do OEL
$T_1$	Constante de tempo de compensação (avanço) do numerador do PSS
$T_2$	Constante de tempo de compensação (atraso) do denominador do PSS
$T_A$	Constante de tempo do AVR
$T_E$	Constante de tempo da excitatriz
$t_e$	Tempo de eliminação do defeito



$t_e$ estável	Duração do defeito de uma simulação estável
$t_e$ instável	Duração do defeito de uma simulação instável
$T_x$	Constante de tempo do controlador integral do OEL
$T_w$	Constante de tempo do bloco <i>washout</i> do PSS
$V_{AVR}$	Sinal de saída do AVR
$V_{MAX}$	Limite estático superior do PSS
$V_{MIN}$	Limite estático inferior do PSS
$V_{OEL}$	Sinal de saída do OEL
$V_{PSS}$	Sinal de saída do PSS
$V_{ref}$	Tensão de referência do AVR
$V_t$	Tensão terminal da máquina
$X_2$	Sinal de entrada do temporizador do OEL
$X_3$	Sinal de saída do bloco seletor do OEL
$X_t$	Sinal de saída do temporizador do OEL
$\delta$	Tolerância do intercâmbio entre áreas
$\varepsilon$	Tolerância do tempo crítico
$\theta$	Ângulo de transferência de potência

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1 Motivação

Atualmente, os sistemas de potência enfrentam inúmeros desafios operacionais. O aumento da demanda, a conexão de fontes renováveis intermitentes e a limitação de investimentos na rede de transmissão tornam o sistema cada vez mais estressado e menos previsível [1]. A operação de sistemas de potência sob condições estressadas pode levar alguns de seus dispositivos a trabalharem nos seus limites operacionais. É o caso, por exemplo, dos limitadores de sobreexcitação (OELs – *Overexcitation Limiters*) [2], fundamentais para manter os geradores síncronos em condições seguras de operação [3].

Os limitadores de sobreexcitação são, em geral, dispositivos de dinâmica lenta, utilizados para restringir a corrente de campo de máquinas síncronas de forma a mantê-la dentro dos limites operacionais definidos pela sua curva de capacidade [4]. Ao restringir a corrente de campo de um gerador sobreexcitado, a ativação do OEL reduz o

fornecimento de potência reativa, podendo levar o sistema a um colapso da tensão [5] [6].

Dessa forma, os estudos envolvendo a operação dos limitadores de sobreexcitação estão concentrados, principalmente, em análises de estabilidade de tensão de longo prazo [2]. Entretanto, a evolução das variáveis de longo prazo pode acarretar em uma redução das margens de segurança associadas à instabilidade de curto prazo, especialmente quando os limites operativos são violados [6]. Nesse caso, um sistema com limitadores de sobreexcitação ativos, que tem sua capacidade de controle de tensão reduzida, torna-se mais propício a uma instabilidade transitória no caso de uma perturbação na rede [6].

Em estudos de estabilidade angular, a inclusão da dinâmica dos OELs é importante para obter corretamente a margem de estabilidade de sistemas sob condições de operação estressada. Entretanto, frequentemente, a operação dos limitadores do sistema de excitação não é considerada em estudos de planejamento, podendo levar a uma avaliação incorreta da segurança dinâmica dos sistemas de potência [7].

A importância da modelagem dos OELs na margem de estabilidade transitória, principalmente em sistemas sob condições estressadas, já foi comprovada em [2], [6] e [7]. Contudo, a investigação da influência desses limitadores na capacidade de transferência de potência e nas regiões de segurança dinâmica ainda não foi explorada.

## **1.2 Objetivos**

O objetivo principal deste trabalho é analisar o impacto da ativação dos limitadores de sobreexcitação na segurança dinâmica de sistemas de potência. Dentre os aspectos da segurança dinâmica avaliados, destacam-se a margem de estabilidade transitória, a capacidade de transferência de potência entre áreas e a avaliação de regiões de segurança. De forma a embasar as análises realizadas, também é objetivo do trabalho discorrer sobre esses aspectos, assim como apresentar diferentes tipos de modelos utilizados na representação dos limitadores de sobreexcitação de máquinas síncronas.

### **1.3 Estrutura da Dissertação**

Este trabalho está dividido em cinco capítulos. No Capítulo 2, apresenta-se uma breve revisão sobre segurança dinâmica, expressa pela margem de estabilidade transitória, limites de intercâmbio entre áreas e regiões de segurança.

No Capítulo 3, o princípio de operação dos limitadores de sobreexcitação é descrito, assim como seus diferentes tipos e modelos. Nesse capítulo, também é realizada uma análise comparativa dos modelos de limitadores de sobreexcitação presentes na norma 421.5 do IEEE.

No Capítulo 4, são mostrados os resultados das análises do impacto dos limitadores de sobreexcitação ativos na segurança dinâmica para sistemas de pequeno porte e para o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Por fim, no Capítulo 5, são apresentadas as conclusões obtidas dos estudos de segurança dinâmica realizados, assim como as sugestões para trabalhos futuros.

Parte dos resultados dessa dissertação está apresentada no artigo “*Influence of Active Overexcitation Limiters on Power System Transfer Capability*”, aceito para publicação no VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE 2018 [8].

# CAPÍTULO 2

## SEGURANÇA DINÂMICA

### 2.1 Definição

Nos sistemas de energia elétrica, o termo “segurança” refere-se à robustez do sistema e sua capacidade de sobreviver a possíveis perturbações sem prejuízo aos consumidores e aos equipamentos. Dessa forma, um sistema é dito seguro quando os critérios operacionais são respeitados nos pontos de operação pré e pós-contingência [1].

Nesse contexto, a análise de segurança determina se o sistema satisfaz ou não a um conjunto de critérios, tanto no período transitório quanto em regime permanente, considerando a ocorrência de possíveis contingências. Usualmente, a análise de segurança é dividida em duas categorias:

- Análise de segurança estática;
- Análise de segurança dinâmica.

A análise de segurança estática é geralmente realizada através do cálculo do fluxo de potência, avaliando se os pontos de operação pré e pós-contingência atendem aos

limites de tensão nas barras e aos limites térmicos dos circuitos [1]. Por outro lado, a análise de segurança dinâmica avalia critérios dinâmicos relacionados a diferentes aspectos da estabilidade de sistemas de potência, como a estabilidade angular, de frequência e de tensão, conforme ilustrado na Figura 1 [4].

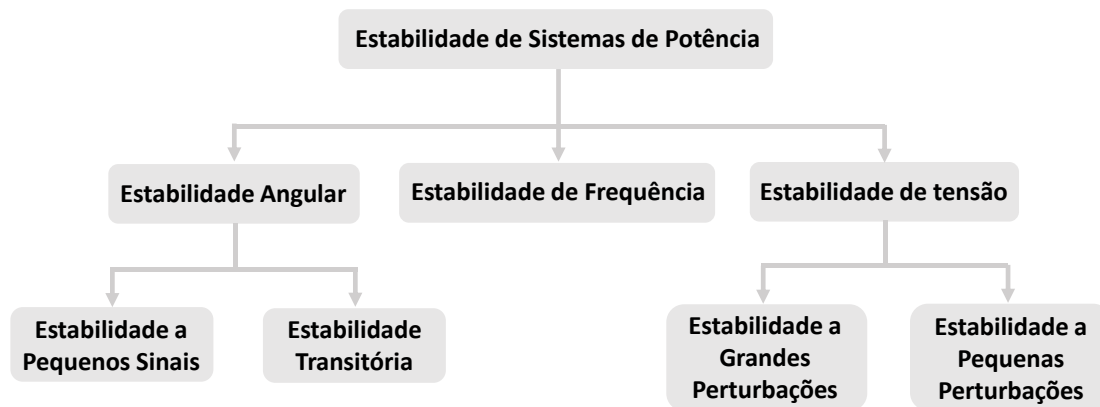


Figura 1 – Classificação de estabilidade em sistemas de potência

A estabilidade angular refere-se à capacidade das máquinas síncronas de permanecerem em sincronismo, após o sistema de potência sofrer uma perturbação [4]. O estudo de estabilidade angular envolve a análise das oscilações eletromecânicas inerentes aos sistemas de potência, podendo ser dividido em duas categorias:

- Estabilidade a pequenos sinais;
- Estabilidade transitória.

A estabilidade a pequenos sinais refere-se à capacidade do sistema de potência de se manter em sincronismo, quando submetido a uma pequena perturbação, como pequenas variações de carga e geração [4]. A instabilidade a pequenos sinais é, geralmente, um problema relacionado ao amortecimento insuficiente de oscilações eletromecânicas.

A estabilidade transitória, por sua vez, refere-se à capacidade do sistema de potência de manter o sincronismo das máquinas síncronas a ele conectadas, quando submetido a uma grande perturbação, como um curto-circuito ou perda de uma linha de transmissão [4]. A resposta do sistema envolve grandes excursões dos ângulos dos rotores das máquinas, influenciadas pela relação não linear entre a potência e o ângulo do rotor.

Neste trabalho, a avaliação da estabilidade tem como foco na análise de estabilidade angular transitória, sendo abordados os seguintes aspectos: o cálculo da margem de estabilidade transitória, a determinação de limites de intercâmbio entre áreas e ainda a

construção de regiões de segurança para diferentes perfis de despacho de geração. As seções seguintes trazem uma breve revisão sobre essas formas de análise.

## 2.2 Margem de Estabilidade Transitória

A margem de estabilidade transitória é um conceito importante associado à segurança dinâmica de sistemas de potência. Normalmente, seu cálculo é realizado através de simulações no domínio do tempo, que se baseiam na determinação do tempo crítico, correspondente ao tempo máximo de permanência do defeito que garante a estabilidade do sistema [9]. Métodos diretos, baseados em funções de energia, como, por exemplo, o Método das Áreas Iguais Estendido (*Extended Equal Area Criterion*) [9], também são capazes de avaliar a margem de estabilidade transitória, porém sem a necessidade da integração numérica. Métodos híbridos, por sua vez, combinam as vantagens da simulação no domínio do tempo e dos métodos diretos, como, por exemplo, o Método SIME (*Single Machine Equivalent*) [9].

Neste trabalho, a margem de estabilidade transitória é obtida pelo cálculo do tempo crítico de eliminação do defeito, utilizando um programa de simulação de transitórios eletromecânicos no domínio do tempo que fornece a dinâmica do sistema para as configurações de falta e pós-falta. A perda de sincronismo é avaliada pelo desvio dos ângulos e velocidades dos rotores das máquinas [9].

A Figura 2 ilustra a metodologia para determinação do tempo crítico. De posse do caso base, a análise dinâmica é realizada, verificando a capacidade do sistema de se manter transitariamente estável após uma perturbação selecionada. Inicialmente, um determinado tempo de eliminação do defeito ( $t_e$ ) é arbitrado. Se a contingência provocar a instabilidade do sistema, o valor do tempo de eliminação do defeito é reduzido e uma nova análise de desempenho dinâmico é realizada. Sucessivas simulações são realizadas até que diferença entre a duração do defeito de uma simulação instável ( $t_{e \text{ instável}}$ ) para uma simulação estável ( $t_{e \text{ estável}}$ ) seja inferior a uma determinada tolerância ( $\epsilon$ ) [9]. Neste trabalho, adotou-se uma tolerância de 1 ms. No diagrama da Figura 2, os blocos de redução e aumento do tempo de eliminação do defeito utilizam um passo correspondente à metade do intervalo entre o valor atual e o valor imediatamente anterior de  $t_e$ .

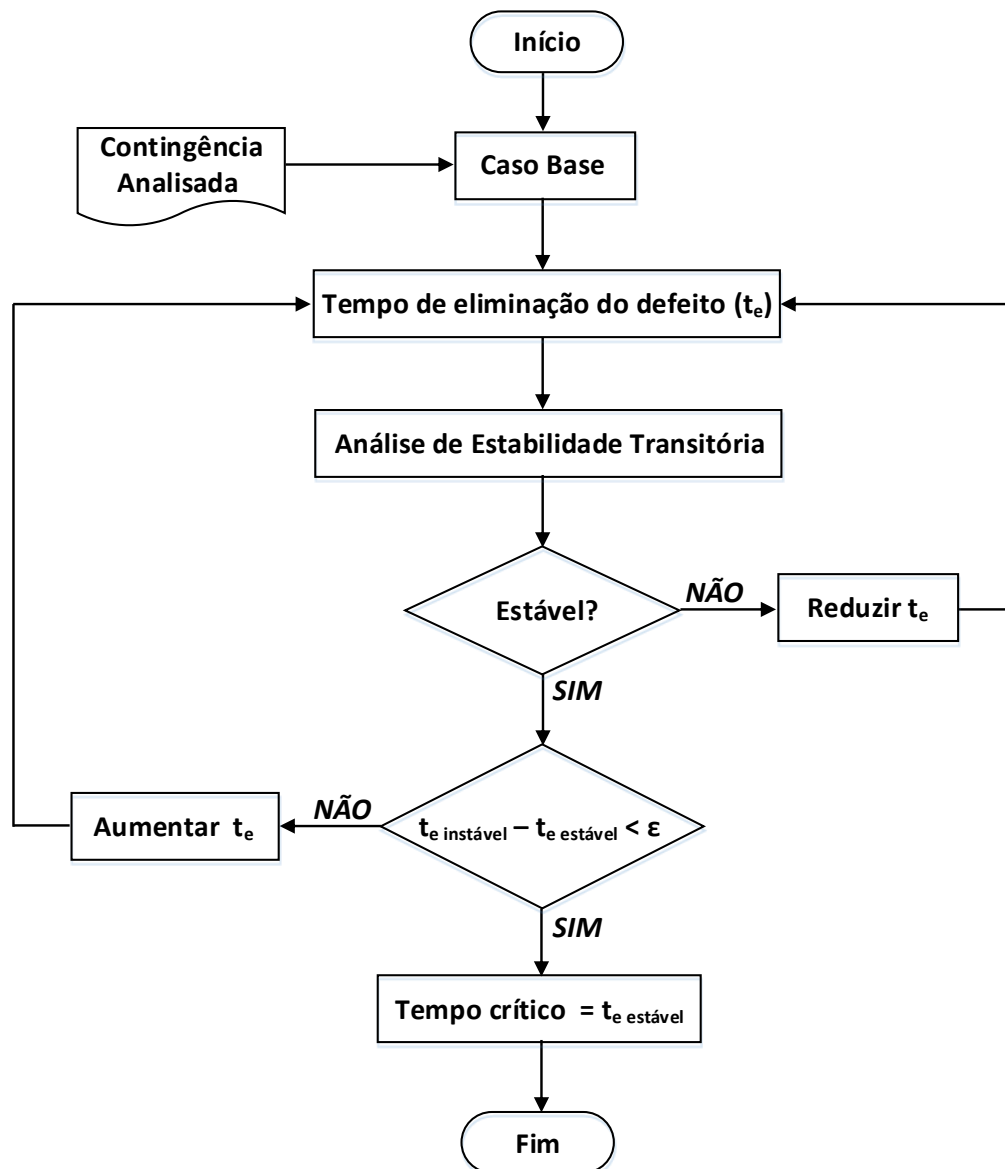


Figura 2 – Determinação do tempo crítico de eliminação do defeito

### 2.3 Limite de Intercâmbio

Outro conceito importante associado à segurança de sistemas de potência é o limite de intercâmbio ou a capacidade de transferência de potência entre duas áreas [10], conforme ilustra a Figura 3. A área ou subsistema exportador funciona como “fonte”, enviando potência para a área ou subsistema importador (“carga”). O valor do intercâmbio é dado pela soma dos fluxos nas linhas de conexão, medida no limite entre as duas áreas. Para o cálculo do limite de intercâmbio seguro, análises de segurança estática e dinâmica devem ser realizadas, levando em consideração a ocorrência de possíveis contingências [11].



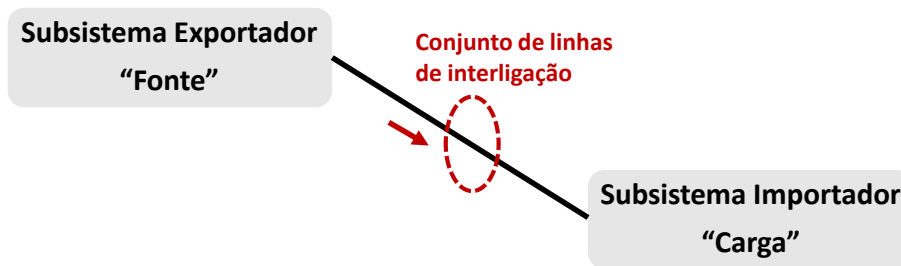


Figura 3 – Intercâmbio entre duas áreas

A determinação do limite de intercâmbio entre áreas pode ser realizada de forma manual, através do aumento sucessivo do fluxo de potência da área exportadora para a área importadora, até que algum critério de segurança seja violado, ou, utilizando ferramentas de otimização, tais como o Fluxo de Potência Ótimo (FPO) [12] [13] [14].

Neste trabalho, o cálculo do limite de intercâmbio entre áreas é realizado de forma manual, seguindo a metodologia apresentada na Figura 4. O cálculo tem início na análise estática realizando, a partir de um caso base, um aumento gradativo da geração na área exportadora e redução na área importadora. A cada redespacho de geração, o caso é analisado na sua forma íntegra e em contingência, avaliando os seguintes limites estáticos: tensões e carregamento de circuitos. Sucessivas simulações são realizadas até que diferença entre o valor do intercâmbio estático inseguro ( $I_{\text{inseguro}}$ ) para o intercâmbio seguro ( $I_{\text{seguro}}$ ) seja menor ou igual a uma determinada tolerância ( $\delta$ ). Neste trabalho, adotou-se uma tolerância de 10 MW. No diagrama da Figura 4, os blocos de redução e aumento do intercâmbio utilizam um passo correspondente à metade do intervalo entre o valor atual e o valor imediatamente anterior de  $I$ .

De posse do limite de intercâmbio estático, a análise dinâmica é realizada através de simulações no domínio do tempo, verificando a capacidade do sistema de se manter transitoriamente estável e atingir um novo ponto de equilíbrio após a perturbação. Se uma contingência provocar a instabilidade transitória do sistema, considera-se o ponto de operação dinamicamente inseguro, reduzindo o valor do intercâmbio para uma nova análise de desempenho dinâmico. Essa metodologia é repetida até que se encontre o máximo valor de intercâmbio que não viole as restrições estáticas e dinâmicas do sistema.

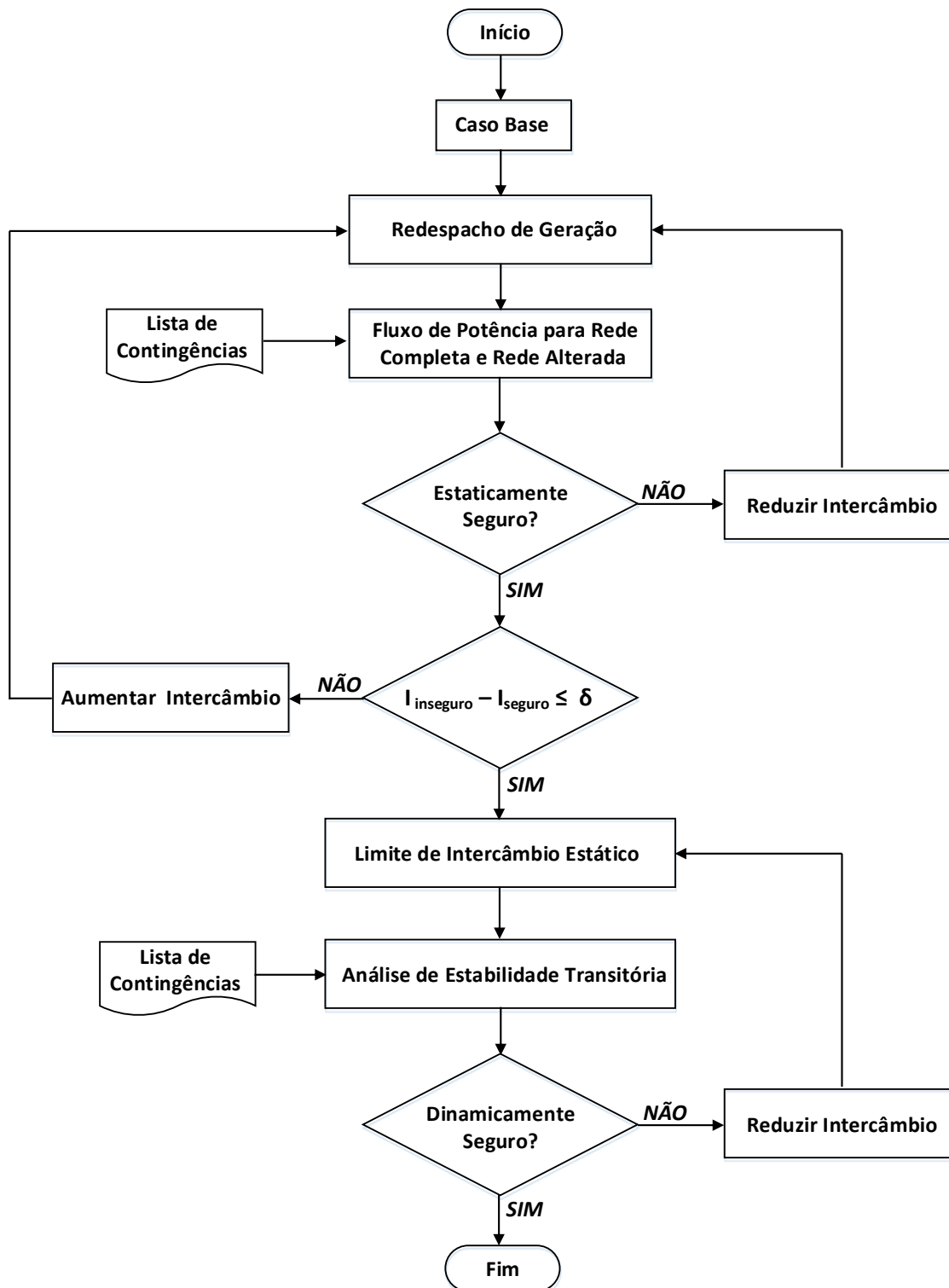


Figura 4 – Determinação do limite de intercâmbio

## 2.4 Região de Segurança

Outro conceito importante associado à segurança de sistemas de potência é a construção de regiões de segurança [1]. As regiões de segurança são gráficos que relacionam a geração de potência ativa de áreas do sistema, indicando as possíveis configurações seguras de transferência de potência para diferentes condições de operação pré e pós-contingência. Através dessas regiões, o operador é capaz de identificar se o sistema se encontra em uma condição de operação segura, observando a distância entre o ponto de operação e os limites de segurança estáticos ou dinâmicos, que podem incluir [1]:

- Limite de tensão (regime permanente e transitória);
- Limite de carregamento de circuitos;
- Limite de potência reativa das máquinas síncronas;
- Limite de geração de potência ativa das máquinas síncronas;
- Limite de estabilidade transitória;
- Limite de estabilidade a pequenos sinais;
- Limite de estabilidade de tensão;
- Limite de estabilidade de frequência;
- Outros.

A seção seguinte traz uma breve revisão sobre a construção da região de segurança estática e dinâmica implementada no programa de análises de rede ANAREDE [15] em conjunto com o programa de análise de transitórios eletromecânicos ANATEM [16], ambos desenvolvidos pelos CEPEL.

### 2.4.1 Construção da Região de Segurança pelos Programas ANAREDE e ANATEM

A construção da região de segurança inicia-se pela definição de três grupos de geração, denominados Grupo 1, Grupo 2 e Grupo 3, onde um dos grupos funciona como um grupo de folga, responsável pelo equilíbrio entre a carga e a geração do sistema [17]. Após a definição dos três grupos de geração, determina-se o número de direções de transferência de potência ativa e o passo percentual de transferência de potência [17]. Cada direção de transferência de potência é definida por um ângulo de transferência ( $\theta$ ) que determina a geração em cada grupo para um determinado redespacho [18]. Quanto maior o número de direções de transferência de potência analisadas, maior a precisão da

região de segurança, porém maior o esforço computacional e o tempo de processamento [19].

Para um ponto de operação inicial, o processo de transferência de potência inicia-se pelo redespacho dos grupos de geração, considerando o passo percentual de incremento de potência ativa, mantendo a carga do sistema constante. Para cada ponto de operação gerado ao longo das direções de transferência de potência, o sistema é avaliado na sua forma íntegra e em contingência, considerando os seguintes critérios estáticos [15]:

- Limite de tensão: valor de tensão, de cada barra monitorada, dentro dos limites especificados;
- Limite de Mvar: limite de geração de potência reativa das máquinas síncronas;
- Limite térmico: limite de carregamento dos circuitos (linhas de transmissão e transformadores);
- Limite de MW: limite de geração de potência ativa das máquinas síncronas pertencentes aos grupos de geração;
- Limite de segurança: existência de solução do fluxo de potência no ponto de operação.

Este processo é realizado de forma automática até que a capacidade máxima de geração de potência ativa de um dos grupos de geração seja atingida ou o caso deixe de convergir [17]. Como resultado um gráfico tridimensional é traçado, relacionando a geração de potência ativa em cada grupo, limitado pelos critérios de segurança. Ao final são gerados três nomogramas referentes às projeções ortogonais em um dos planos da região de segurança para cada par de grupos de geradores [19]. Cada eixo representa a geração de potência ativa de um dos grupos.

A título de ilustração, a Figura 5 apresenta um nomograma que relaciona a geração de potência ativa do Grupo 2 e Grupo 3, destacando-se o ponto de operação inicial e sua distância, em uma das direções definidas, até o limite de segurança, com o seu respectivo ângulo de transferência de potência.

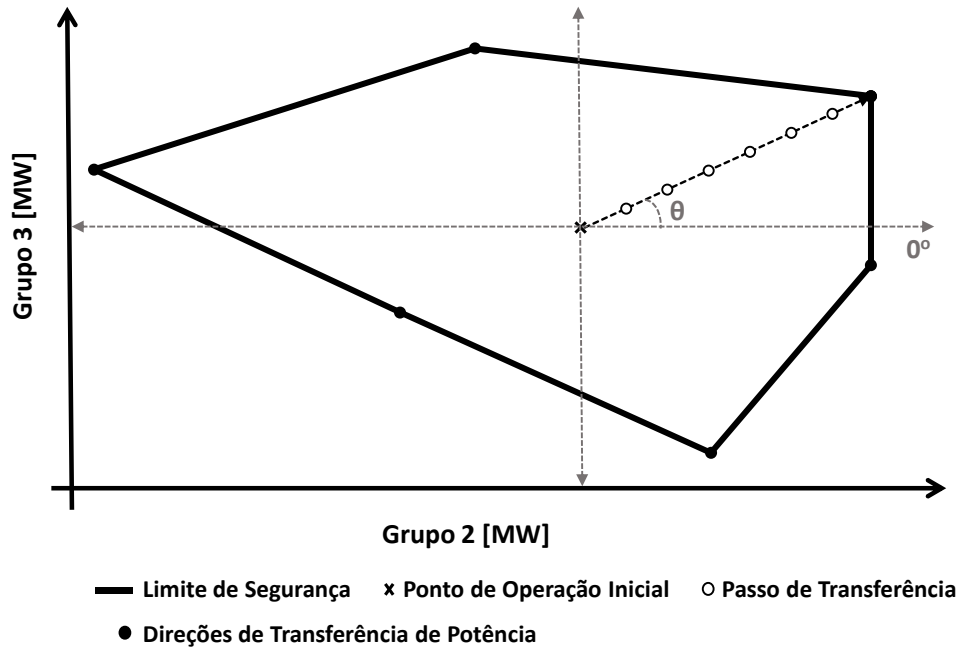


Figura 5 – Nomograma: Grupo 2 x Grupo 3

Além da análise estática, a região de segurança dinâmica pode ser traçada através de estudos de transitórios eletromecânicos para os pontos de operação gerados ao longo das direções de transferência de potência, levando em consideração possíveis contingências. Na análise dinâmica, o sistema é avaliado tanto em regime permanente (ponto de operação inicial e todos os pontos após 10 segundos da aplicação do último evento), quanto durante o período transitório (todos os pontos, durante 10 segundos, após a aplicação do último evento), considerando os seguintes critérios [16]:

- Limite de subtensão e sobretensão (regime permanente): valor de tensão, de cada barra monitorada, dentro dos limites de emergência especificados;
- Afundamento de tensão (regime permanente): compara-se o valor de tensão, de cada barra monitorada, ao valor de tensão ponto pré-contingência decrescido de 0,1 p.u.;
- Diferença entre picos de tensão (regime permanente): diferença entre picos de tensão, de cada barra monitorada, superior a 2%;
- Limite de tensão (transitório): valor do primeiro mínimo de tensão, de cada barra monitorada, superior a 0,6 p.u. e demais oscilações, superior a 0,8 p.u.;
- Limite de Mvar: limite de geração de potência reativa das máquinas síncronas;

- Limite térmico: limite de carregamento dos circuitos dentro dos limites de emergência especificados;
- Limite de segurança: análise da estabilidade transitória, considerando o sistema transitoriamente instável quando os ângulos dos rotores das máquinas síncronas atingem uma abertura angular de 1000 graus.

## CAPÍTULO 3

# LIMITADORES DE SOBREXCITAÇÃO

### 3.1 Definição

O limitador de sobreexcitação (OEL) é um dispositivo que protege o enrolamento de campo das máquinas síncronas contra o superaquecimento provocado por correntes elevadas [20]. Sempre que a corrente de campo exceder os níveis aceitáveis, o OEL deve atuar para trazê-la de volta à faixa segura.

Os limites operacionais do gerador síncrono são definidos pela sua curva de capacidade [4] [21], exemplificada na Figura 6. A parte superior da curva representa o limite de sobreexcitação correspondente à capacidade de condução de corrente no enrolamento de campo do gerador. Limitando a corrente de campo, esse limite restringe a potência reativa que a máquina fornece ao sistema.

De acordo com o padrão IEEE Std. C37.102 [22], o enrolamento de campo pode operar continuamente com uma corrente igual ou inferior à nominal, que corresponde à corrente de campo quando a máquina opera com potência, fator de potência e tensão nominais. Porém, para fatores de potência menores do que o nominal, a potência

fornecida pelo gerador deve ser reduzida para que a corrente de campo seja mantida dentro dos seus limites operacionais.

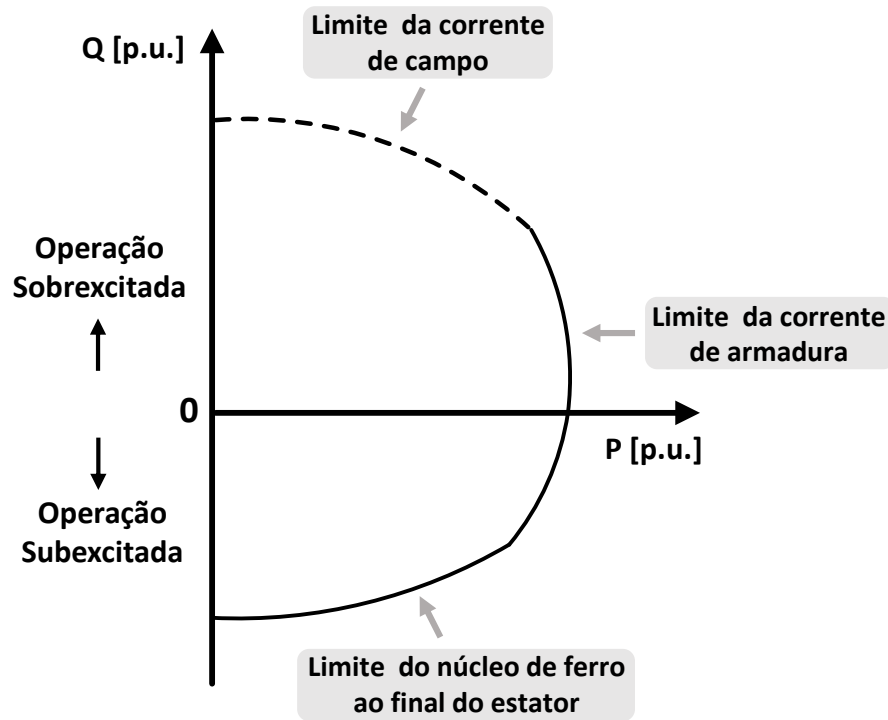


Figura 6 – Curva de capacidade da máquina síncrona

Em condições de operação anormais, como curtos-circuitos e outros distúrbios no sistema, o limite de sobrecitação da máquina síncrona pode ser violado por um curto período de tempo definido pelo padrão IEEE Std C50.13 [21]. A capacidade térmica de sobrecarga de curta duração do rotor é dada pela corrente de campo admissível em função do tempo, de acordo com (1) [21]. A Figura 7 apresenta a curva de capacidade térmica de máquinas síncronas de rotor cilíndrico.

$$I_{fd} = \sqrt{\frac{33,75}{t} + 1} \quad (1)$$

Sendo:

- $I_{fd}$ : corrente de campo em p.u. da corrente de campo nominal
- $t$ : tempo em segundos



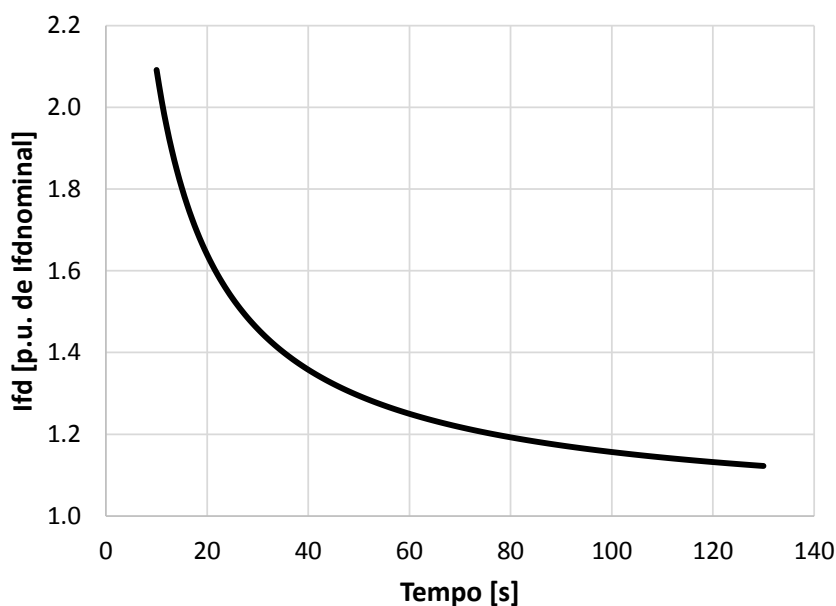


Figura 7 – Curva de capacidade térmica do rotor

A ativação do OEL se dá a partir da comparação do valor da corrente de campo com o valor limite, baseado na curva de capacidade térmica do enrolamento de campo do gerador. Sempre que a corrente de campo exceder os níveis aceitáveis, o OEL deve agir para trazê-la para dentro da faixa permitida.

A ação do OEL pode se dar imediatamente após a violação do limite máximo de corrente de campo ou após um determinado período de tempo, dependendo da classificação do limitador, que pode ser instantâneo, de tempo definido ou de tempo inverso. Os limitadores de sobrecitação instantâneos atuam assim que o limite da corrente de campo é violado. Os limitadores de tempo definido são ativados quando a corrente de campo excede o seu limite, após um intervalo de tempo pré-determinado. Por outro lado, o princípio de operação do OEL de tempo inverso é baseado na curva de capacidade térmica do rotor, conforme exemplificado na Figura 8 [4]. Nesse caso, quanto maior a violação do limite de corrente, mais rápida será a ação do OEL.

Comumente, os limitadores de sobrecitação funcionam com uma característica composta, onde há uma unidade de tempo inverso atuando em conjunto com uma unidade instantânea [20]. A Figura 9 exemplifica um OEL de característica composta. Nesse exemplo, se a corrente de campo estiver abaixo de 105% da corrente de campo nominal, o limitador fica inativo. Ou seja, tolera-se 5% de sobrecorrente no circuito de campo continuamente. Por outro lado, se a corrente estiver entre 105% e 160%, o limitador atua de forma a levar a corrente para o limite contínuo de 105%. Nessa faixa,

a atuação é temporizada, sendo que o atraso depende do valor da corrente de campo e da configuração do OEL [23]. Finalmente, se a corrente de campo exceder 160% do seu valor nominal, o limitador atua instantaneamente, reduzindo a corrente para o limite contínuo de 105%.

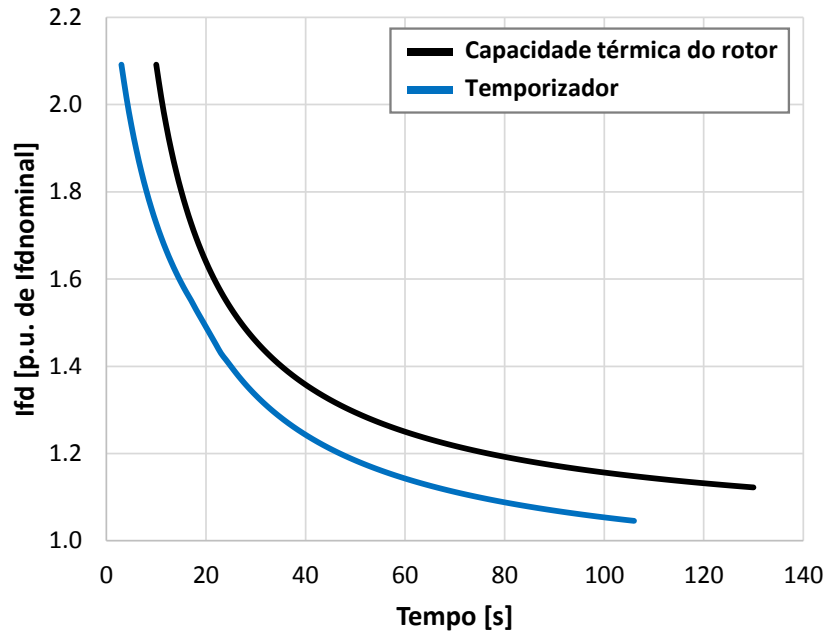


Figura 8 – Curva de capacidade térmica do rotor e temporizador do OEL

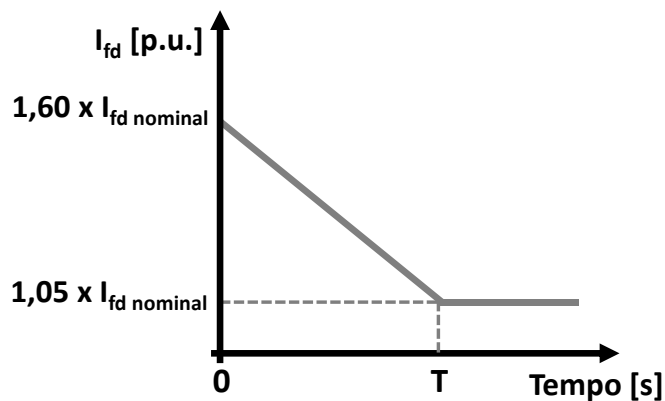


Figura 9 – Característica de tempo inverso de um OEL

Uma vez ativado, o limitador produzirá um sinal que terá impacto no sistema de excitação do gerador. Dependendo da maneira de como esse sinal é adicionado ao sistema de excitação, o OEL é classificado em dois tipos [5]:

- Limitador de Sobreexcitação do Tipo Somador;
- Limitador de Sobreexcitação do Tipo Sobreposição.

A representação do sistema de excitação de um gerador síncrono sob influência dos sinais do OEL do tipo somador e do tipo sobreposição está mostrada na Figura 10. Nos dois casos, o OEL recebe como entrada a corrente de campo do gerador. Os tipos de limitadores de sobreexcitação serão descritos detalhadamente nas próximas seções.

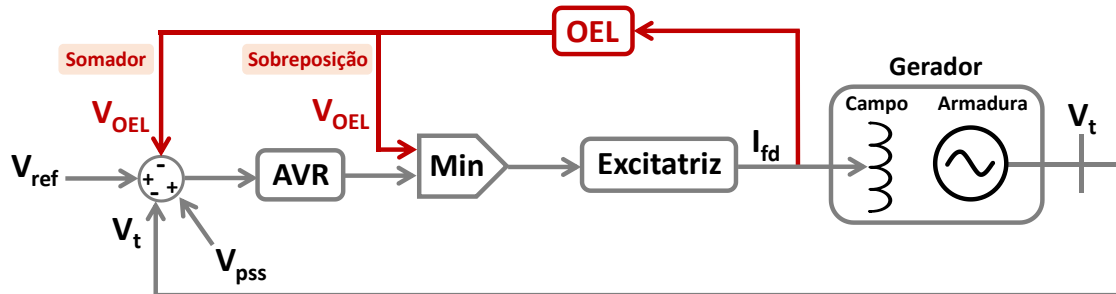


Figura 10 – Representação do sistema de excitação

### 3.2 Limitador de Sobreexcitação do Tipo Somador

No limitador de sobreexcitação do tipo somador, o sinal de saída do OEL ( $V_{OEL}$ ) é adicionado ao somador do regulador de tensão (AVR – *Automatic Voltage Regulator*), conforme ilustrado na Figura 10. Note-se que esse sinal ( $V_{OEL}$ ) entra no somador do AVR de forma subtrativa, produzindo um efeito equivalente à redução da tensão de referência do regulador ( $V_{ref}$ ) [5]. Além do sinal do OEL, o sinal do AVR é influenciado pela tensão terminal da máquina ( $V_t$ ) e pelo sinal do estabilizador de sistema de potência (PSS – *Power System Stabilizer*) ( $V_{pss}$ ). Em condições normais de operação, a saída do OEL é nula e não há impacto na regulação de tensão. Por outro lado, quando o limitador está ativo, o seu sinal tem o efeito de reduzir a tensão de referência do AVR, forçando dinamicamente a corrente de campo para o seu limite [6].

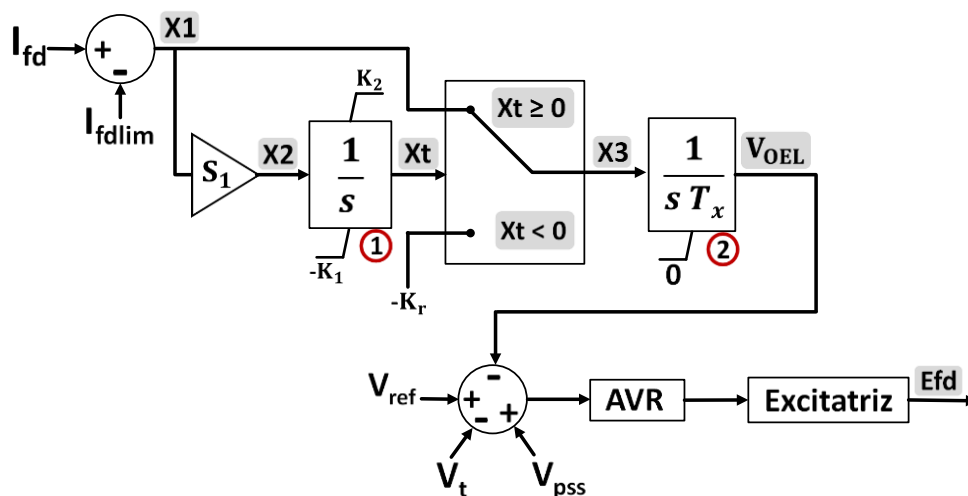


Figura 11 – Limitador de sobreexcitação do tipo somador

A Figura 11 detalha a representação do OEL tipo somador utilizada nesse trabalho. Note-se que o limitador é modelado por um controlador integral de corrente de campo (Bloco #2 da Figura 11) como seu temporizador (Bloco #1 da Figura 11). A operação do limitador de sobrecitação do tipo somador inicia-se pela comparação da corrente de campo da máquina ( $I_{fd}$ ) com o limite do OEL ( $I_{fdlim}$ ). Essa diferença ( $X1$ ) é responsável pela ativação do limitador de sobrecitação. Em condições normais de operação, o sinal de saída do temporizador ( $Xt$ ) corresponde ao seu limite inferior negativo ( $-K1$ ), tal que o bloco seletor fica na posição inferior, produzindo um sinal de saída negativo ( $X3 = -K_r$ ). Assim, a saída do OEL ( $V_{OEL}$ ) permanece nula, pois o seu bloco de controle ficará limitado em zero, não impactando na regulação de tensão da máquina.

Quando o limite de sobrecitação é violado, a corrente de campo possui um valor superior ao limite do OEL. Assim, a diferença  $X1$  torna-se positiva, aumentando o valor da saída do temporizador ( $Xt$ ). Assim que o sinal de saída do temporizador torna-se maior ou igual a zero, o bloco seletor passa para a posição superior, ativando o OEL. Ao ser ativado, o sinal de saída do OEL ( $V_{OEL}$ ) aumenta e é subtraído do bloco somador do AVR, reduzindo a corrente de campo da máquina até o seu limite, de acordo com (2) .

$$V_{OEL} = \frac{1}{sT_x} \cdot (I_{fd} - I_{fdlim}) \quad (2)$$

A operação do limitador de sobrecitação do tipo somador da Figura 11 pode ser descrita pelas seguintes equações:

$$X1 = I_{fd} - I_{fdlim} \quad (3)$$

$$X2 = S1 \cdot X1 \quad (4)$$

$$\dot{X}t = \begin{cases} 0, & \text{se } (Xt = K_2 \text{ e } X2 \geq 0) \\ 0, & \text{se } (Xt = K_1 \text{ e } X2 < 0) \\ X1 \cdot S1, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5)$$

$$X3 = \begin{cases} X1, & \text{se } Xt \geq 0 \\ -K_r, & \text{se } Xt < 0 \end{cases} \quad (6)$$

$$\dot{V}_{OEL} = \begin{cases} \frac{1}{T_x} \cdot X1, & \text{se } X1 > 0 \\ 0, & \text{se } X1 \leq 0 \end{cases} \quad (7)$$

### 3.3 Limitador de Sobreexcitação do Tipo Sobreposição

No caso do limitador do tipo sobreposição, a sua ativação resulta na substituição do sinal do regulador de tensão pelo sinal do OEL, conforme ilustra a Figura 10. Isso significa que o limitador irá controlar diretamente a excitatriz da máquina síncrona [5]. Como consequência, o sinal do estabilizador de sistema de potência ( $V_{pss}$ ) torna-se inativo, podendo reduzir substancialmente o amortecimento das oscilações eletromecânicas [6]. O limitador do tipo sobreposição pode funcionar conforme os seguintes esquemas, que serão detalhados nas próximas seções:

- Esquema de Substituição de Sinal de Controle (CSS);
- Esquema de Substituição de Sinal de Erro (ESS).

#### 3.3.1 Esquema de Substituição de Sinal de Controle (CSS)

O modelo do limitador de sobreexcitação do tipo CSS está apresentado na Figura 12. O temporizador é representado por um integrador cuja entrada ( $X_2$ ) depende da diferença entre a corrente de campo ( $I_{fd}$ ) e o seu limite ( $I_{fdlim}$ ). O OEL será ativado quando essa diferença ( $X_1$ ) for maior do que zero, deixando de limitar a corrente de campo quando a diferença for inferior ao limite inferior de banda morta ( $M$ ) [2] [20]. Caso essa diferença esteja dentro do intervalo  $[M, 0]$  de banda morta, o sinal de entrada ( $X_2$ ) no temporizador será nulo, para evitar a ocorrência de ciclo limite [24] [25].

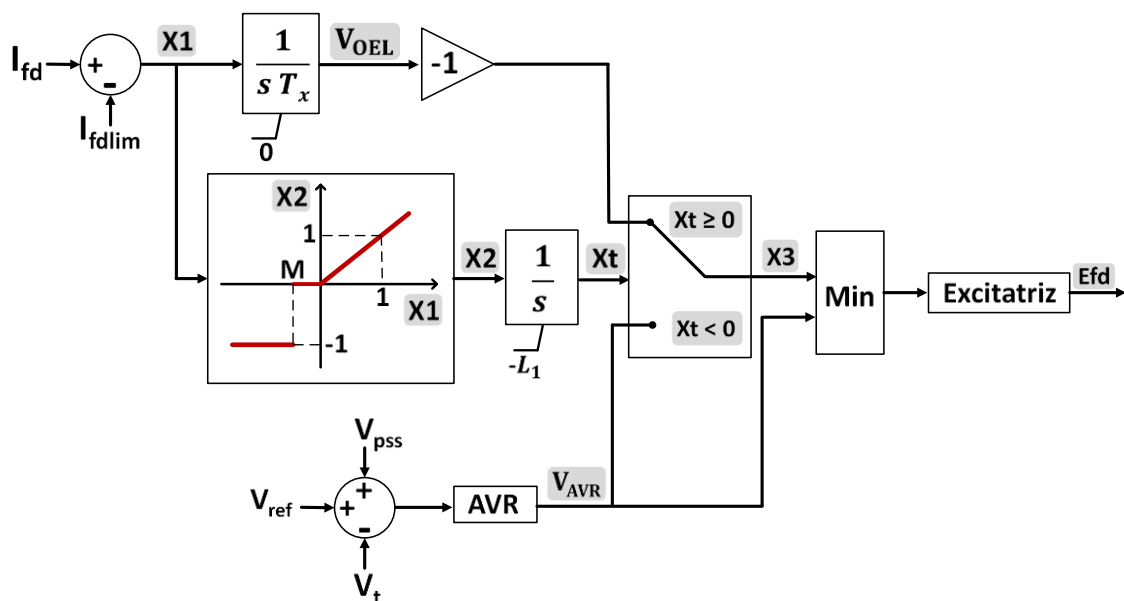


Figura 12 – Limitador de sobreexcitação do tipo sobreposição CSS

Em condições normais de operação, o sinal de saída do temporizador ( $X_t$ ) corresponde ao seu limite inferior negativo ( $-L1$ ), tal que o bloco seletor fica na posição inferior, igualando seu sinal de saída ao sinal de saída do AVR ( $X3 = V_{AVR}$ ). Dessa forma, a saída do OEL ( $V_{OEL}$ ) permanece nula, pois o seu bloco de controle ficará limitado em zero, não alterando a regulação de tensão da máquina.

Quando o limite de sobreexcitação é violado, a corrente de campo possui um valor superior ao limite do OEL. Assim, a diferença  $X1$  torna-se positiva, igualando-se ao sinal de entrada do temporizador ( $X2$ ) e, conseqüentemente, aumentando o valor da saída do temporizador ( $X_t$ ). Assim que o sinal de saída do temporizador torna-se maior ou igual a zero, o bloco seletor passa para a posição superior, selecionando o sinal do OEL ( $X3 = V_{OEL}$ ). O bloco de mínimo garante que o OEL controle a excitatriz, reduzindo a excitação da máquina síncrona e sua corrente de campo em relação ao seu limite contínuo, de acordo com (2). Dessa forma, o gerador muda o modo de controle, deixando de controlar a tensão e passando a controlar a corrente de campo.

Vale ressaltar que, se a corrente de campo estiver limitada, mas as condições de operação exigirem menos excitação, o bloco de mínimo garantirá o retorno automático para o modo de controle de tensão.

A operação do limitador de sobreexcitação do tipo sobreposição CSS da Figura 12, pode ser descrita pelas seguintes equações:

$$X1 = I_{fd} - I_{fdlim} \quad (8)$$

$$\dot{X}_t = X2 = \begin{cases} -1, & \text{se } X1 < M \\ 0, & \text{se } M \leq X1 \leq 0 \\ X1, & \text{se } X1 > 0 \end{cases} \quad (9)$$

$$X3 = \begin{cases} -V_{OEL}, & \text{se } X_t \geq 0 \\ V_{AVR}, & \text{se } X_t < 0 \end{cases} \quad (10)$$

$$\dot{V}_{OEL} = \begin{cases} \frac{1}{T_x} \cdot X1, & \text{se } X1 > 0 \\ 0, & \text{se } X1 \leq 0 \end{cases} \quad (11)$$

$$V_{AVR} = G(s) \cdot (V_{ref} - V_t + V_{pss}) \quad (12)$$

### 3.3.2 Esquema de Substituição de Sinal de Erro (ESS)

O princípio de operação do OEL do tipo ESS é baseado na mesma lógica de atuação do OEL CSS. Entretanto, no esquema ESS, o OEL e o AVR possuem blocos de controle idênticos [5], conforme apresentado na Figura 13. Portanto, no limitador ESS, a função de controle do OEL é substituída pela função de controle do próprio regulador de tensão  $G(s)$ , conforme (13).

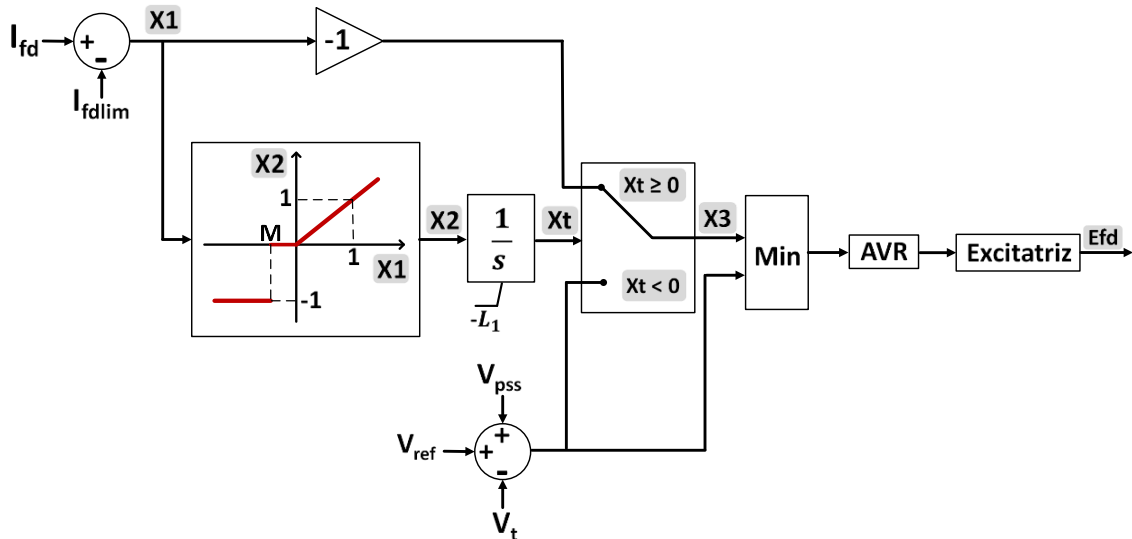


Figura 13 – Limitador de sobreexcitação do tipo sobreposição ESS

$$V_{OEL} = G(s) \cdot (I_{fd} - I_{fdlim}) \quad (13)$$

### 3.4 Sistema de Excitação

O sistema de excitação da máquina síncrona é formado por um regulador de tensão (AVR) e uma excitatriz, conforme mostrado na Figura 10. Para garantir um bom funcionamento do sistema, o regulador de tensão deve ser compatível com o tipo de limitador de sobreexcitação a ele associado [26]. Portanto, seguindo a modelagem proposta em [26], para as análises com o OEL do tipo somador, deve-se considerar um sistema de excitação de corrente contínua rotativo do tipo IEEE DC1C [20]. Por outro lado, para as análises com OEL do tipo sobreposição, deve-se adotar um regulador de tensão estático do tipo IEEE ST1C [20].

### 3.5 Modelos OEL IEEE Std 421.5

Seguindo a classificação dos limitadores de sobreexcitação apresentada na Seção 3.2, o padrão IEEE Std 421.5 [20] descreve diferentes modelos de OELs adequados para os estudos de estabilidade de sistemas de potência. Esses modelos se diferenciam, principalmente, pelo tipo de limitador, temporização, variável de entrada e função de controle.

Independentemente do modelo utilizado, os limitadores de sobreexcitação possuem o mesmo princípio de operação: detectar a condição de sobreexcitação, permitir que ela persista por um período de sobrecarga e, em seguida, reduzir a excitação para um nível seguro. Nos sistemas reais, esses limitadores podem monitorar e limitar a corrente de campo ( $I_{fd}$ ), a tensão do campo ( $E_{fd}$ ), a tensão do campo da excitatriz ( $V_{fe}$ ) e até a potência reativa ( $Q_t$ ) da máquina. Em relação à temporização, os limitadores podem ser instantâneos, de tempo definido ou de tempo inverso. As funções de controle dos OELs podem ser representadas por um integrador, por um controlador proporcional e integral (PI) ou por um controlador proporcional, integral e derivativo (PID) em série com dois blocos de controlador avanço-atraso (*lead-lag*) [20].

A Tabela 1 apresenta uma comparação dos modelos dos limitadores de sobreexcitação apresentados no padrão IEEE std 421.5 [20].

Tabela 1 – Comparação modelos OEL IEEE Std 421.5

<b>Modelo</b>	<b>OEL2C</b>	<b>OEL3C</b>	<b>OEL4C</b>	<b>OEL5C</b>
<b>Tipo</b>	Sobreposição Somador	Somador	Somador	Sobreposição
<b>Ativação</b>	Instantâneo Temporizado	Instantâneo	Temporizado	Temporizado
<b>Temporização</b>	Tempo inverso Tempo definido	-	Tempo definido	Tempo inverso Tempo definido
<b>Variável de entrada</b>	$I_{fd}$ ; $E_{fd}$ ; $V_{fe}$	$I_{fd}$ ; $V_{fe}$	$Q_t$	$I_{fd}$ ; $E_{fd}$ ; $V_{fe}$
<b>Função de controle</b>	PID e dois blocos lead-lag	PI	PI	PI



# CAPÍTULO 4

## CASOS DE ESTUDO

Este capítulo apresenta resultados que mostram o impacto de limitadores de sobreexcitação ativos na margem de estabilidade transitória de máquinas síncronas, nos limites de intercâmbio entre áreas e na região de segurança de sistemas de energia elétrica. Os resultados foram obtidos com a utilização do programa de análises de rede ANAREDE e do programa de análise de transitórios eletromecânicos ANATEM, ambos desenvolvidos pelos CEPEL.

As análises envolvendo a ativação dos limitadores de sobreexcitação foram realizadas para os seguintes sistemas:

- Sistema Máquina x Barra Infinita;
- Sistema Duas Áreas [4];
- Sistema Modificado IEEE 39 Barras - *New England* [27];
- Sistema Interligado Nacional – SIN [28].

As análises dinâmicas das máquinas síncronas incluindo a modelagem dos limitadores de sobreexcitação foram realizadas seguindo as diretrizes do *Western Electricity Coordinating Council – WECC* [29], destacando-se os seguintes pontos:

- Para realizar os testes com uma máquina sobreexcitada, deve-se, primeiramente, calcular a sua corrente de campo nominal. A corrente nominal corresponde à corrente de campo quando a máquina opera com potência, fator de potência e tensão nominais;
- Em posse da corrente de campo nominal, pode-se determinar os valores máximos de corrente campo suportados pela máquina. Esses limites deverão ser observados em conjunto com a característica instantânea e de tempo inverso do limitador, conforme mostrado na Figura 9;
- Para estudar o impacto da ativação do OEL, deve-se sobreexcitar a máquina em análise. Seu carregamento deve ser igual ou superior a 80% do carregamento nominal e sua excitação deve ser tal que a corrente de campo fique aproximadamente 5% acima do limite do OEL.

#### 4.1 Margem de Estabilidade Transitória

As simulações dinâmicas para análise da ativação dos limitadores de sobreexcitação e cálculo da margem de estabilidade transitória foram realizadas para um sistema Máquina x Barra Infinita, ilustrado na Figura 14. O sistema é composto por seis máquinas síncronas de polos salientes de 184 MVA cada, totalizando uma potência equivalente de 1104 MVA. A reatância de conexão indicada está na base de 100 MVA. Os dados das máquinas estão detalhados no Apêndice A.

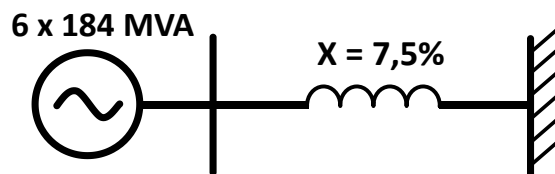


Figura 14 – Sistema Máquina x Barra Infinita

A modelagem dinâmica das máquinas síncronas considerou a inclusão do regulador de tensão (AVR) e do estabilizador de sistemas de potência (PSS). O diagrama de blocos do sistema de excitação está representado na Figura 15. Conforme mencionado no Capítulo 3, o regulador de tensão deve ser compatível com o tipo de limitador de

sobreexcitação a ele associado. Dessa forma, um sistema de excitação de corrente contínua rotativo do tipo IEEE DC1C foi adotado para as simulações com o OEL do tipo somador, e um regulador de tensão estático do tipo IEEE ST1C foi modelado para as simulações com OEL do tipo sobreposição. A Tabela 2 apresenta os parâmetros do sistema de excitação do tipo IEEE DC1C e do sistema de excitação com AVR do tipo IEEE STD1.

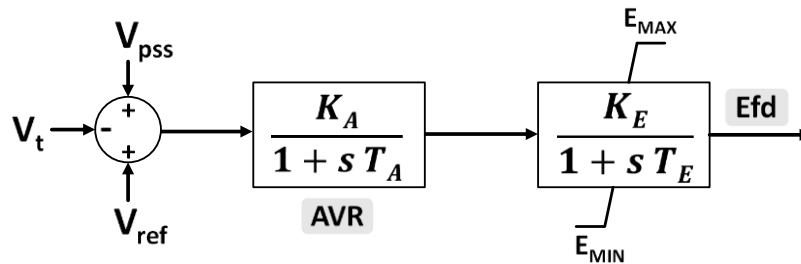


Figura 15 – Sistema de excitação

Tabela 2 – Dados do sistema de excitação [2]

Parâmetro	IEEE DC1C	IEEE STD1
$K_A$	20 p.u.	200 p.u.
$T_A$	0,02 s	0 s
$K_E$	1 p.u.	1 p.u.
$T_E$	0,01 s	0,01 s
$E_{MAX}$	9999 p.u.	9999 p.u.
$E_{MIN}$	-1 p.u.	-1 p.u.

O diagrama de blocos do estabilizador de sistemas de potência utilizado está representado na Figura 16 e seus parâmetros na Tabela 3.

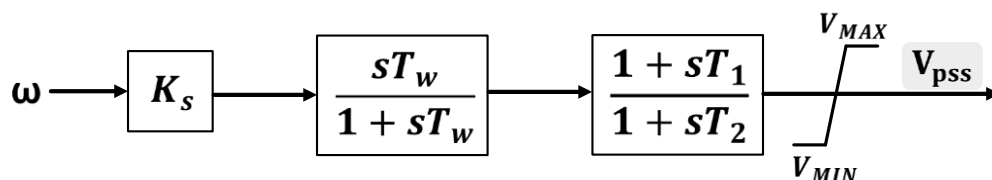


Figura 16 – Estabilizador de sistemas de potência (PSS)

Tabela 3 – Dados do PSS [16]

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
$K_S$	20 p.u.
$T_w$	3 s
$T_1$	0,08 s
$T_2$	0,01 s
$V_{MAX}$	0,3 p.u.
$V_{MIN}$	-0,3 p.u.

As simulações ao longo do tempo consideraram a modelagem dos limitadores de sobreexcitação do tipo somador e do tipo sobreposição ESS apresentados no Capítulo 3 e ilustrados na Figura 11 e na Figura 13, respectivamente. O limite contínuo de corrente de campo ( $I_{fdlim}$ ) corresponde a 105% do seu valor nominal. Os parâmetros do OEL do tipo somador e do tipo sobreposição utilizados estão apresentados na Tabela 4 e na Tabela 5, respectivamente.

Tabela 4 – Parâmetros OEL do tipo somador [2]

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
$S_1$	1 p.u.
$K_1$	4 p.u.
$K_2$	9999 p.u.
$K_r$	1 p.u.
$T_x$	10 s

Tabela 5 – Parâmetros OEL do tipo sobreposição [2]

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
$L_1$	4 p.u.
$M$	-0,03 p.u.
$T_x$	10 s

Seguindo as diretrizes apresentadas pelo *WECC*, a corrente de campo nominal de 2,095 p.u. foi calculada, considerando a potência nominal de 1104 MVA, fator de potência de 0,9 p.u. e tensão de 1,0 p.u.. Em posse da corrente de campo nominal, o gerador síncrono foi sobreexcitado, com 85% do seu carregamento nominal, através do

aumento gradativo da sua tensão terminal e redução da tensão da barra infinita. A Figura 17 mostra o ponto de operação calculado pelo ANAREDE, para o qual a corrente de campo excede em 11% o valor da corrente de campo nominal (5,7% acima do limite contínuo do OEL). Visando analisar a influência dos limitadores de sobreexcitação ativos na margem de estabilidade transitória, considera-se que, no início da simulação, os OELs estão prestes a atuar. Ou seja, considera-se a situação em que o tempo de atraso do temporizador já tenha transcorrido. Isso pode ser feito, assumindo que a saída do temporizador do limitador ( $X_t$ , na Figura 11 e na Figura 13) é nula já no início da simulação. Mais especificamente, as chaves dos blocos seletores mostrados na Figura 11 e na Figura 13 se encontram na posição superior quando a simulação é iniciada.

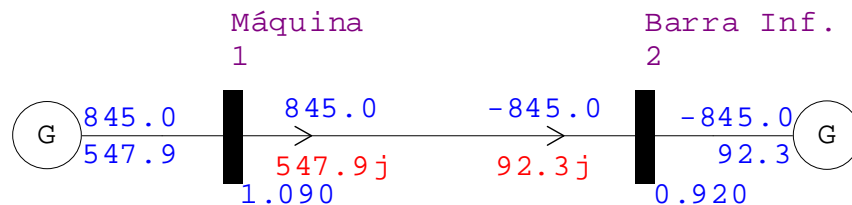


Figura 17 – Máquina síncrona sobreexcitada

A Figura 18 mostra a corrente de campo da máquina síncrona quando a simulação no domínio do tempo é realizada, sem que seja aplicada qualquer perturbação. O resultado é mostrado para OEL do tipo somador e para o OEL do tipo sobreposição ESS. Analisando as curvas da corrente de campo, observa-se que, após o atraso do temporizador, o OEL do tipo ESS reduz instantaneamente a corrente de campo para um valor abaixo do limite contínuo de 105%. Isso ocorre, pois o sinal do OEL do tipo ESS se sobrepõe ao sinal do AVR, controlando diretamente a excitatriz da máquina síncrona. Por outro lado, o OEL somador leva aproximadamente 10 s para atingir o equilíbrio, quando iguala a corrente de campo ao valor limite. Esse comportamento se justifica, pois o controle é indireto, sendo influenciado pelos demais sinais de controle do regulador de tensão (Figura 11).

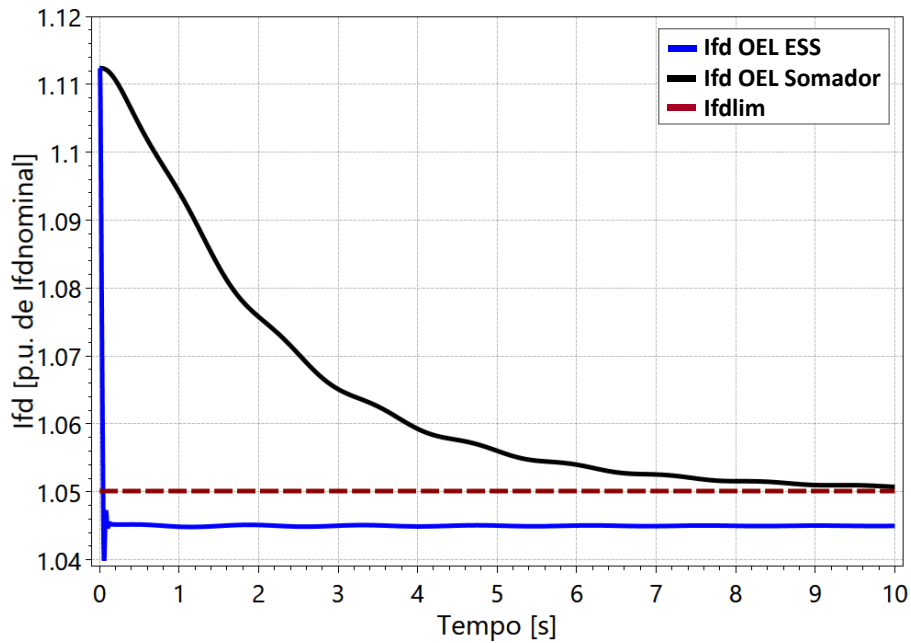


Figura 18 – Corrente de campo da máquina síncrona

O sinal de saída dos limitadores de sobrecitação ( $V_{OEL}$ ) está mostrado na Figura 19. Pode-se observar que em  $t = 0$  s a saída do OEL do tipo somador é nula e a saída do OEL do tipo ESS é negativa, o que significa que os OELs não estão ativados. Porém, em  $t > 0$  s os OELs atuam e seus sinais de saída tornam-se positivos, influenciando na regulação de tensão da máquina.

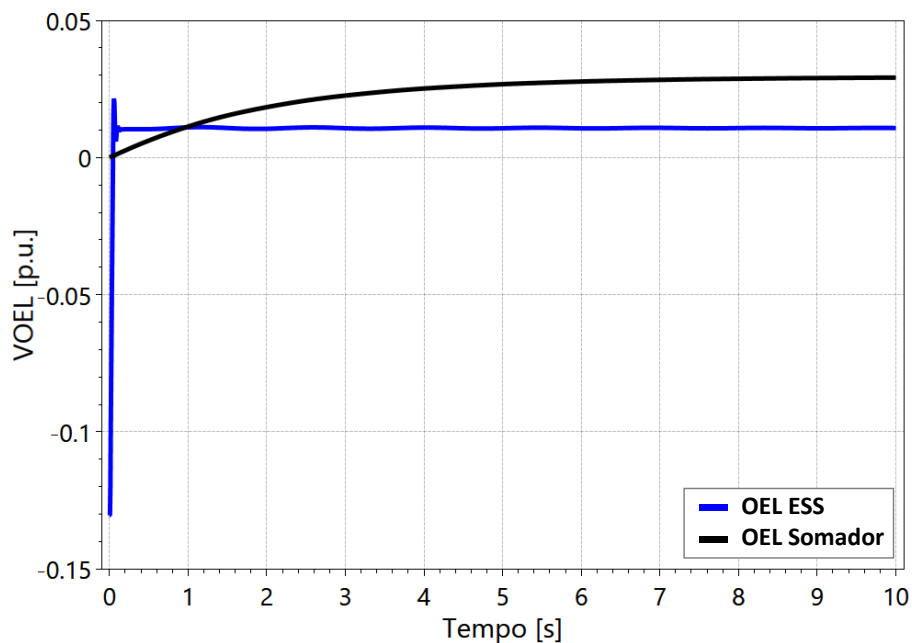


Figura 19 – Sinal de saída OEL

Os gráficos da Figura 20 e Figura 21 apresentam os sinais de saída do regulador de tensão, do OEL do tipo sobreposição ESS e o sinal de controle da excitatriz da máquina

síncrona. Na Figura 20, observa-se que no instante inicial da simulação ( $t = 0$  s) o AVR controla a excitatriz, porém no instante no qual o OEL ESS atua ( $t > 0$  s), seu sinal se sobrepõe ao sinal do AVR, igualando o sinal de controle da excitatriz ao seu sinal de saída. A Figura 21 apresenta os sinais para a simulação completa de 10 segundos.

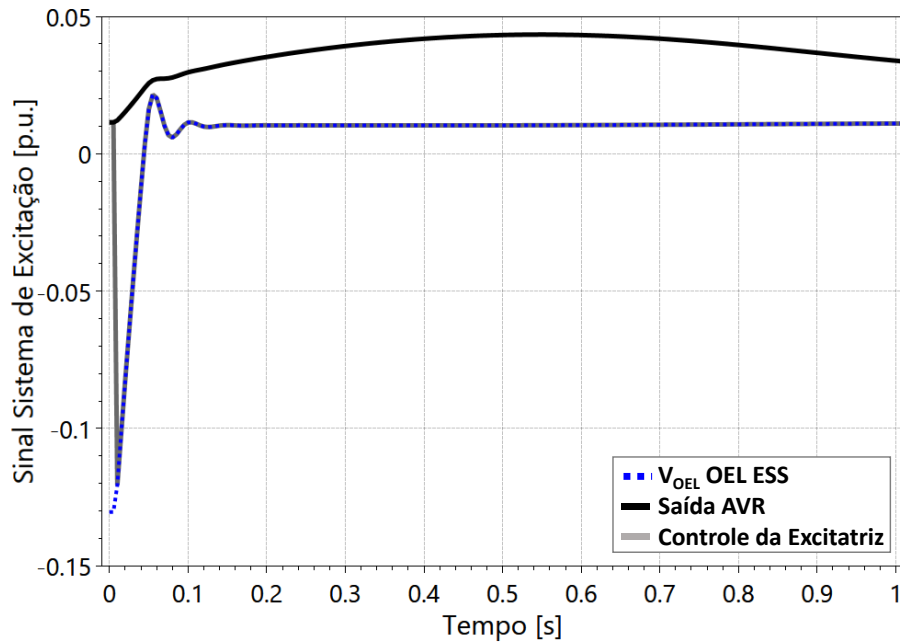


Figura 20 – Sinal de controle do sistema de excitação (simulação de 1s)

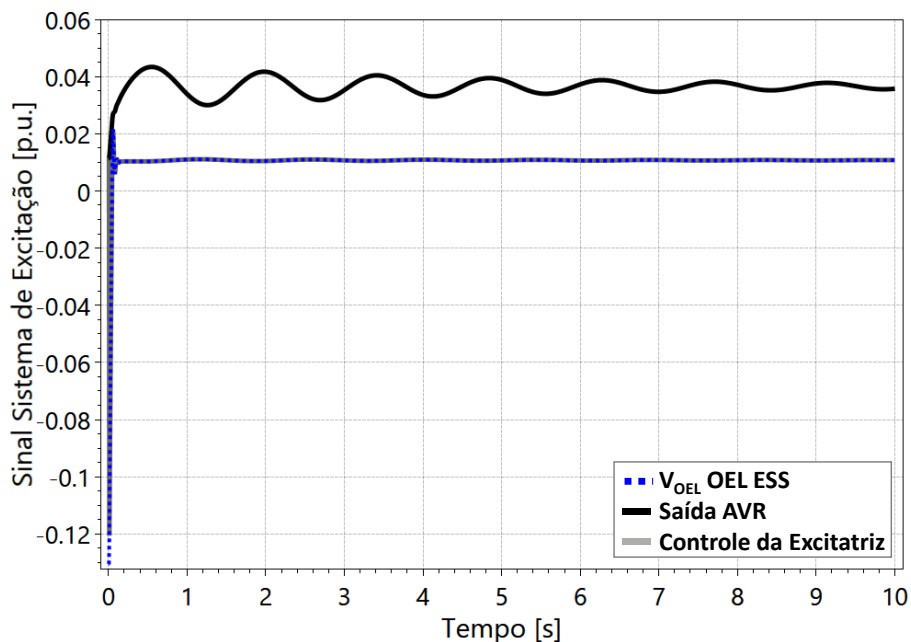


Figura 21 – Sinal de controle do sistema de excitação

A Figura 22 mostra o comportamento da tensão de campo da máquina síncrona com a atuação dos limitadores de sobrecitação do tipo somador e do tipo sobreposição ESS.

Nota-se que no instante no qual o OEL ESS atua ( $t > 0$ ) controlando a excitação da máquina, a tensão de campo é instantaneamente reduzida até o seu limite inferior, de -1 p.u., para reduzir a corrente de campo. O gráfico da Figura 23 apresenta a curva da tensão terminal do gerador, evidenciando a redução do amortecimento das oscilações do rotor após a ativação do OEL do tipo ESS e consequente retirada do PSS.

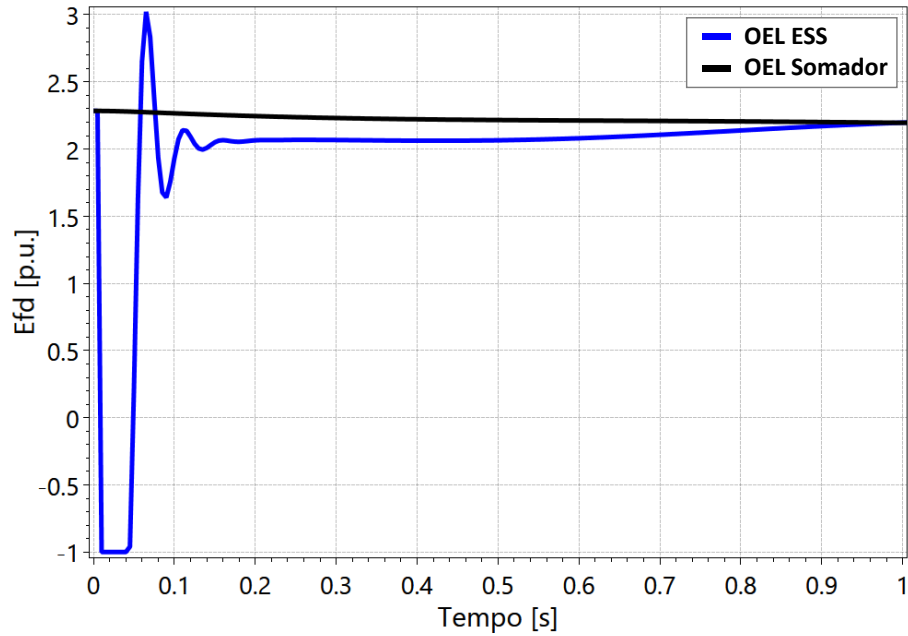


Figura 22 – Tensão de campo da máquina síncrona (simulação de 1s)

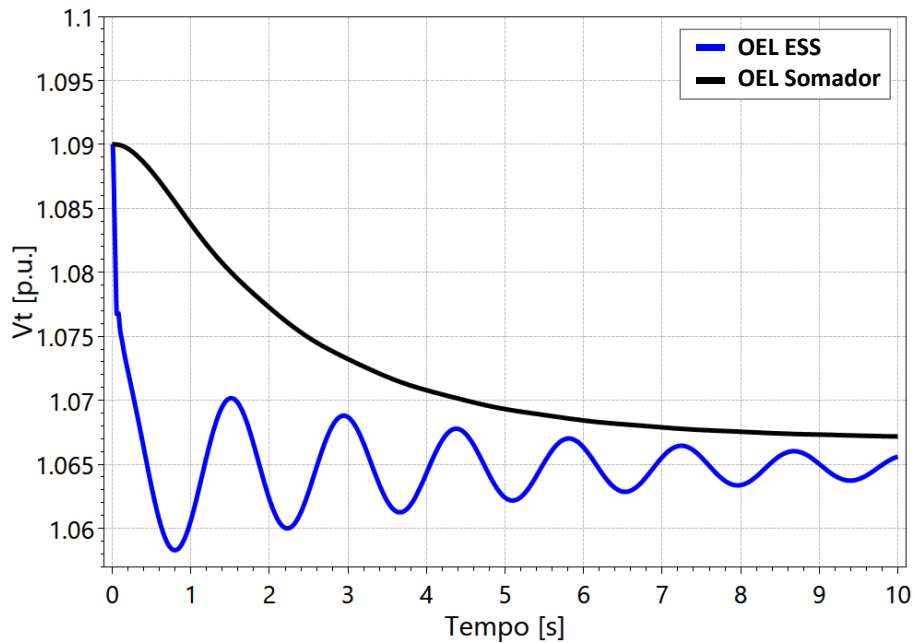


Figura 23 – Tensão terminal do gerador



O comportamento da potência reativa é apresentado na Figura 24. A atuação do limitador reduz a excitação da máquina e sua tensão terminal, consequentemente, reduz também a injeção de potência reativa. Assim como na análise do comportamento da tensão terminal, observa-se a diminuição do amortecimento das oscilações do rotor após a ativação do OEL do tipo ESS e consequente retirada do PSS.

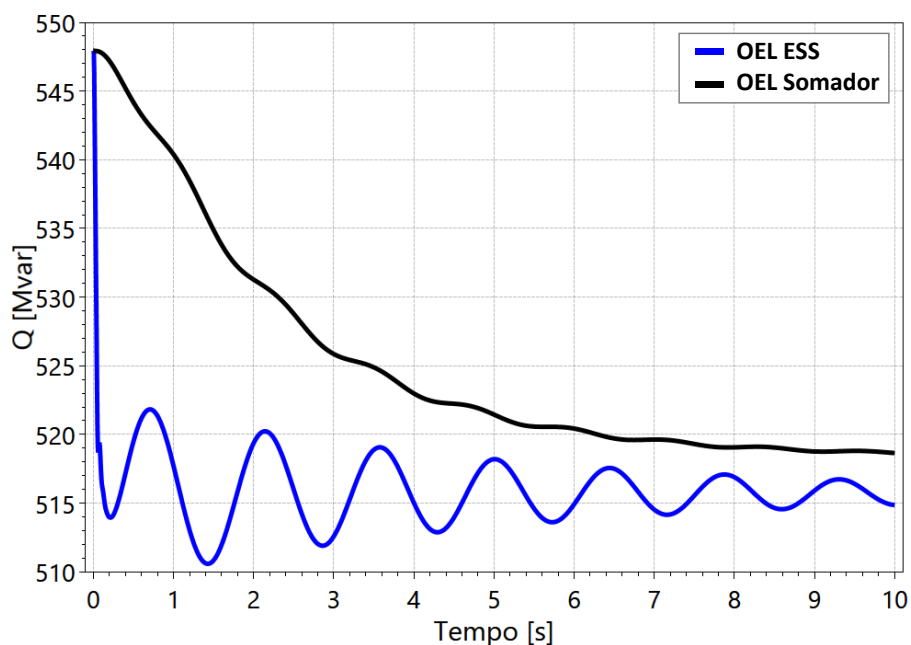


Figura 24 – Potência elétrica reativa

A margem de estabilidade transitória foi calculada através do tempo crítico de eliminação do defeito considerando a aplicação do curto-circuito trifásico nos terminais da máquina, em  $t = 0$  s. Dessa forma, o curto-circuito é aplicado no instante no qual os OELs estão prestes a atuar. Foram considerados os casos com e sem o limitador de sobreexcitação do tipo somador e do tipo sobreposição ESS atuando durante o período transitório.

A Tabela 6 apresenta a comparação do tempo crítico com e sem a modelagem dos limitadores de sobreexcitação.

Tabela 6 – Tempo crítico de eliminação do defeito

Tipo de OEL	Tempo Crítico [ms]		Redução	
	Sem OEL	Com OEL	[ms]	[%]
Somador	132	132	0	0%
Sobreposição ESS	192	87	105	54,7%

Primeiramente, é importante observar que o tempo crítico obtido no caso sem OEL do tipo somador é diferente do tempo crítico obtido nos casos sem OEL do tipo sobreposição devido à diferença de modelagem dos reguladores de tensão do sistema de excitação (IEEE DCIC x IEEE ST1C). Nota-se que o OEL do tipo somador não impactou a margem de estabilidade transitória, sendo considerado como “suave” na literatura [5] [26], já que tem atuação indireta, com influência dos demais sinais de controle do AVR. Por outro lado, o OEL do tipo sobreposição impactou significativamente a margem de estabilidade transitória, uma vez que o seu sinal de controle se sobrepõe ao sinal do AVR. Nesse caso, a redução do tempo crítico foi de 54,7%, correspondente a 105 ms, com a atuação do OEL do tipo sobreposição ESS.

Considerando o curto-circuito com a duração de 192 ms, a Figura 25 apresenta a dinâmica do ângulo do rotor da máquina síncrona com e sem o OEL do tipo ESS. O resultado indica que o sistema é transitoriamente estável sem a modelagem do limitador. Porém, observa-se claramente a instabilidade de primeira oscilação quando o OEL ESS atua durante o período transitório, constatando-se que a não representação do OEL leva à falsa conclusão de que o sistema é estável.

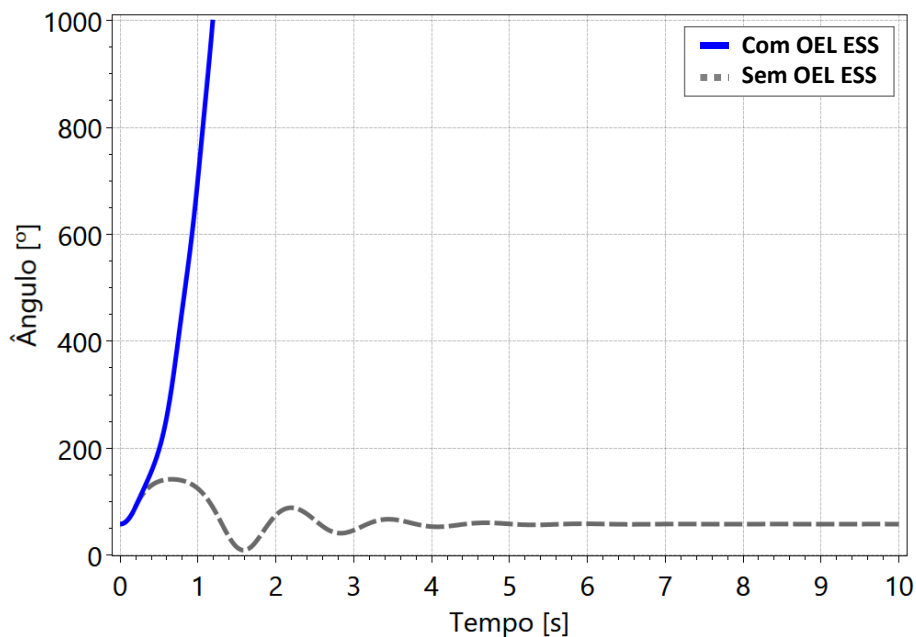


Figura 25 – Avaliação da estabilidade transitória: com e sem OEL ESS

## 4.2 Limite de Intercâmbio

O sistema teste utilizado para avaliar o impacto dos limitadores de sobreexcitação ativos no limite de intercâmbio é baseado no sistema de duas áreas proposto em [4]. O sistema é composto por quatro usinas geradoras idênticas, denominadas G1, G2, G3 e G4. Cada usina é composta por 5 unidades geradoras de 184 MVA cada, totalizando uma potência equivalente de 920 MVA. Os dados do sistema estão detalhados no Apêndice B. O diagrama unifilar é apresentado na Figura 26, indicando os pontos de medição do intercâmbio entre as Áreas 1 e 2. Assim, o objetivo do estudo é determinar a capacidade de transferência de potência da Área 1 (área exportadora) para a Área 2 (área importadora), levando em consideração análises de segurança estática e dinâmica.

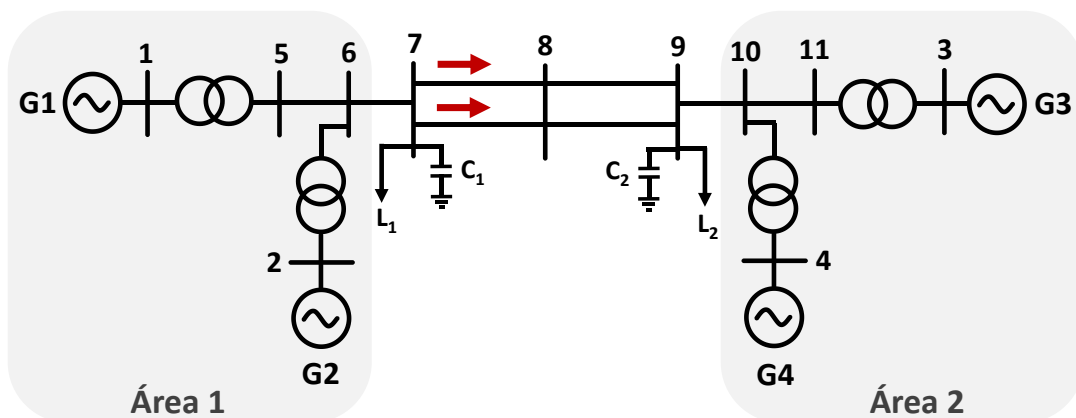


Figura 26 – Sistema duas áreas

Para o cálculo do limite de intercâmbio com ativação dos limitadores de sobreexcitação, diferentes cenários foram analisados considerando os geradores da área exportadora (Área 1) nos seguintes estados operativos:

- Gerador G1 sobreexcitado (limite de sobreexcitação violado);
- Gerador G2 sobreexcitado (limite de sobreexcitação violado);
- Geradores G1 e G2 sobreexcitados (limites de sobreexcitação violados).

### 4.2.1 Limite de Intercâmbio Estático

Seguindo a metodologia apresentada no Capítulo 2, o cálculo do limite de intercâmbio inicia-se com as análises de regime permanente. A Figura 27 mostra o diagrama unifilar do sistema duas áreas com o fluxo de potência e tensões relativos ao ponto de operação do caso base. Neste ponto de operação inicial, o sistema opera com a Área 1 exportando 400 MW para a Área 2, conforme destacado.

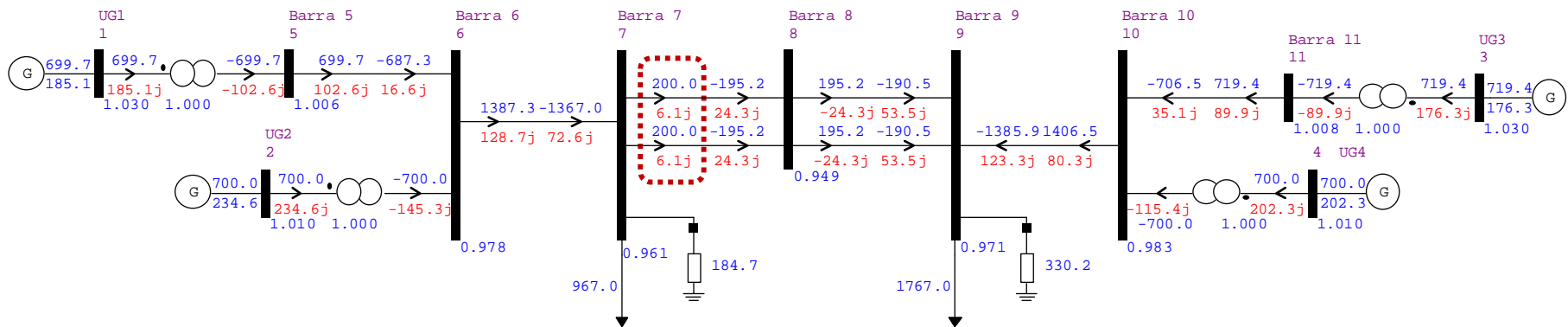


Figura 27 – Caso Base: sistema duas áreas

A Tabela 7 apresenta a geração de potência ativa e reativa dos geradores pertencentes às Áreas 1 e 2 para o ponto de operação do caso base.

Tabela 7 – Geração caso base

<b>Área</b>	<b>Gerador</b>	<b>Tipo de Barra</b>	<b>P [MW]</b>	<b>Q [Mvar]</b>
1	G1	V $\theta$	699,7	185,1
1	G2	PV	700	234,6
2	G3	PV	719,4	176,3
2	G4	PV	700	202,3

De posse do caso base, o limite de intercâmbio estático foi calculado através do aumento gradativo da geração de potência ativa na Área 1 e a redução na Área 2, considerando a contingência mais severa, que consiste na abertura de um dos circuitos da linha 7-8, realizando ajustes de tensão quando necessários. Análises do ponto de operação pré e pós-contingência foram realizadas, verificando se o sistema atende aos limites de tensão nas barras e de carregamento nos circuitos. Neste caso, o limite seguro de intercâmbio estático foi de 560 MW, levando em consideração os estados operativos dos geradores descritos anteriormente. Com esse intercâmbio, mesmo com o sistema em contingência, não há violação dos limites de carregamento dos circuitos, apresentado na Tabela 8, e dos limites de tensão nas barras, aqui considerados como 0.9 p.u. – 1.1 p.u (Tabela 9).

Tabela 8 – Limite de carregamento LT 7-8: intercâmbio de 560 MW

<b>Condição</b>	<b>Capacidade [MVA]</b>	<b>Carregamento LT 7-8</b>	
		<b>[MVA]</b>	<b>[%]</b>
Normal	500	290,7	58,1%
Emergência	640	612,5	95,7%

Tabela 9 – Tensão nas barras: intercâmbio de 560 MW

<b>Barra</b>	<b>Tensão [p.u.]</b>
1	1,10
2	1,10
3	1,10
4	1,10
5	1,07
6	1,06
7	1,00
8	0,91
9	1,03
10	1,06
11	1,08

A Tabela 10 apresenta a geração de potência ativa e reativa, considerando o ponto de operação com o limite seguro de intercâmbio estático de 560 MW.

Tabela 10 – Geração: intercâmbio 560 MW

<b>Área</b>	<b>Gerador</b>	<b>Tipo de Barra</b>	<b>P [MW]</b>	<b>Q [Mvar]</b>
1	G1	V $\theta$	806,3	468,1
1	G2	PV	760,0	450,3
2	G3	PV	635,8	139,9
2	G4	PV	640,0	258,4

A Figura 28 e a Figura 29 apresentam o diagrama unifilar, com o fluxo de potência aparente, em MVA, e tensões nas barras, para os casos pré e pós-contingência, respectivamente, considerando o limite seguro de intercâmbio estático de 560 MW.

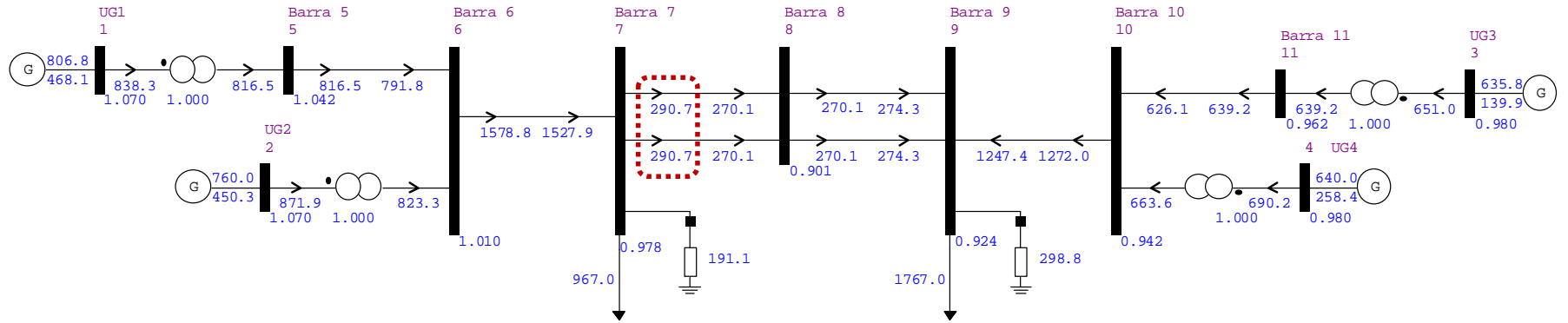


Figura 28 – Intercâmbio de 560 MW: pré-contingência

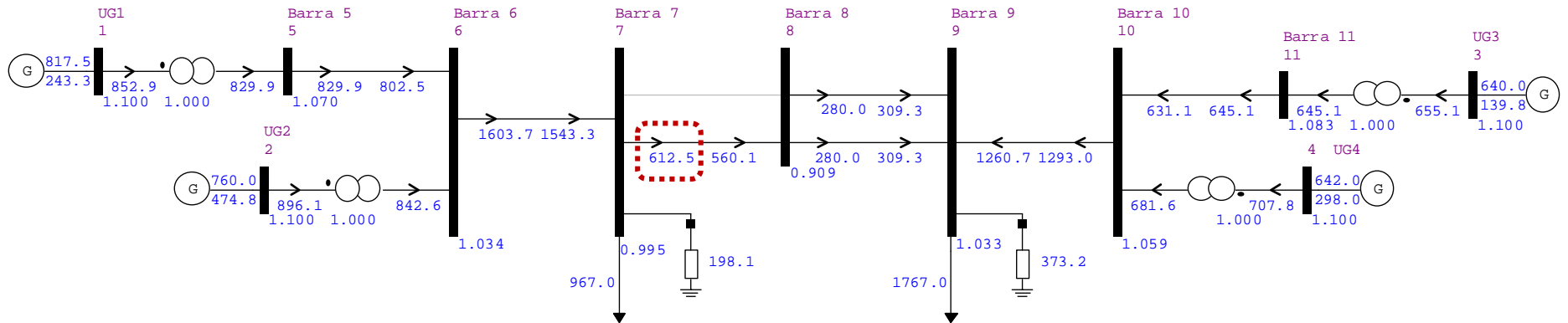


Figura 29 – Intercâmbio de 560 MW: pós-contingência

#### 4.2.2 Limite de Intercâmbio Dinâmico

Seguindo a metodologia apresentada no Capítulo 2, após a determinação do limite de intercâmbio estático, avalia-se a segurança dinâmica. Para tanto, foi analisada a presença de limitadores do tipo somador (Figura 11) e sobreposição ESS (Figura 13). Nos dois casos, a corrente de campo é limitada em 105% do seu valor nominal, considerando os parâmetros dos OELs apresentados na Tabela 4 e Tabela 5.

Assim como no sistema Máquina x Barra Infinita, foram consideradas a modelagem do regulador de tensão, Figura 15, e do estabilizador de sistemas de potência, Figura 16 e Tabela 3. O sistema de excitação do tipo IEEE DC1C (Tabela 2) foi adotado para as simulações com o OEL do tipo somador, e o regulador de tensão estático do tipo IEEE ST1C (Tabela 2) foi utilizado para as simulações com OEL do tipo ESS.

A corrente de campo nominal de 2,095 p.u. foi calculada, considerando a potência nominal de 920 MVA, fator de potência de 0,9 p.u. e tensão de 1,0 p.u.. Em posse da corrente de campo nominal, foram analisados os casos com o gerador G1 sobreexcitado, gerador G2 sobreexcitado e com os geradores G1 e G2 sobreexcitados, considerando a ativação dos limitadores de sobreexcitação.

Seguindo a mesma filosofia utilizada na avaliação da segurança estática, a análise dinâmica considerou a pior contingência para o cálculo do limite de intercâmbio, que consiste de um curto-circuito trifásico na Barra 7, seguido da abertura de um dos circuitos da linha 7-8, após 100 ms. Assim como na análise do tempo crítico, a ativação do limitador de sobreexcitação foi considerada no início da simulação. Ou seja, assume-se que o tempo de ativação do OEL já tenha transcorrido e o mesmo esteja prestes a atuar. O limite de intercâmbio dinâmico foi calculado para os casos com e sem OEL, conforme apresentado na Tabela 11.

Tabela 11 – Limite de intercâmbio dinâmico

<b>Gerador Sobreexcitado</b>	<b>Tipo de OEL</b>	<b>Limite de Intercâmbio [MW]</b>		<b>Redução</b>	
		<b>Sem OEL</b>	<b>Com OEL</b>	<b>[MW]</b>	<b>[%]</b>
G1	Somador	470	460	10	2,1%
	ESS	530	410	120	22,6%
G2	Somador	470	440	30	6,4%
	ESS	560	390	170	30,4%
G1 e G2	Somador	450	290	160	35,6%
	ESS	560	220	340	60,7%



Para o caso no qual o gerador G1 está sobrecitado, a ativação do OEL do tipo somador provoca uma pequena redução de 2,1% no intercâmbio máximo. Por outro lado, a redução é de 22,6% quando o limitador do tipo sobreposição ESS é adotado. Para o caso em que o gerador G2 está sobrecitado, a redução provocada pela ativação do OEL do tipo somador é de 6,4% contra 30,4% quando o OEL do tipo ESS é utilizado. Nesse último caso, a redução da capacidade de transmissão corresponde a 170 MW.

O caso com ambos os geradores G1 e G2 sobrecitados, violando seus limites de corrente de campo, tem menos probabilidade de ocorrência, mas é um caso ilustrativo, onde deseja-se mostrar como a condição estressada dos geradores pode levar a uma redução significativa na capacidade de transferência de potência. Neste caso, redução provocada pela ação dos OELs do tipo somador é de 35,6% contra 60,7% quando os OELs do tipo ESS são utilizados, representando uma redução de 340 MW na capacidade de transmissão.

A título de exemplificação, os diagramas unifilares com os pontos de operação considerando o gerador G2 sobrecitado, violando o seu limite de corrente de campo, com o intercâmbio entre áreas de 560 MW e 390 MW são mostrados na Figura 30 e Figura 31, respectivamente. Os dados dos demais casos apresentados na Tabela 11 e seus respectivos diagramas estão detalhados no Apêndice B.

Os dados de geração de potência ativa e reativa e a corrente de campo das máquinas síncronas referentes ao caso com o gerador G2 sobrecitado e intercâmbio de 560 MW e 390 MW estão apresentados na Tabela 12 e na Tabela 13, respectivamente. Nota-se que para o caso com intercâmbio de 560 MW a corrente de campo do gerador G2 vale 2,71 p.u. (29% acima de  $I_{fdnominal}$ ). No caso com o intercâmbio de 390 MW a corrente de campo do gerador G2 vale 2,30 p.u. (10% acima de  $I_{fdnominal}$ ).

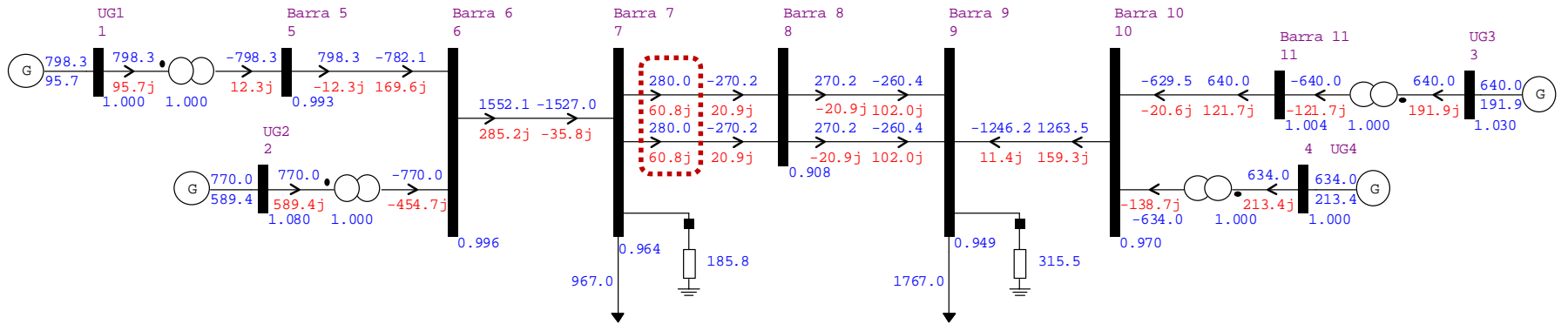


Figura 30 – G2 sobrecitado: intercâmbio 560 MW

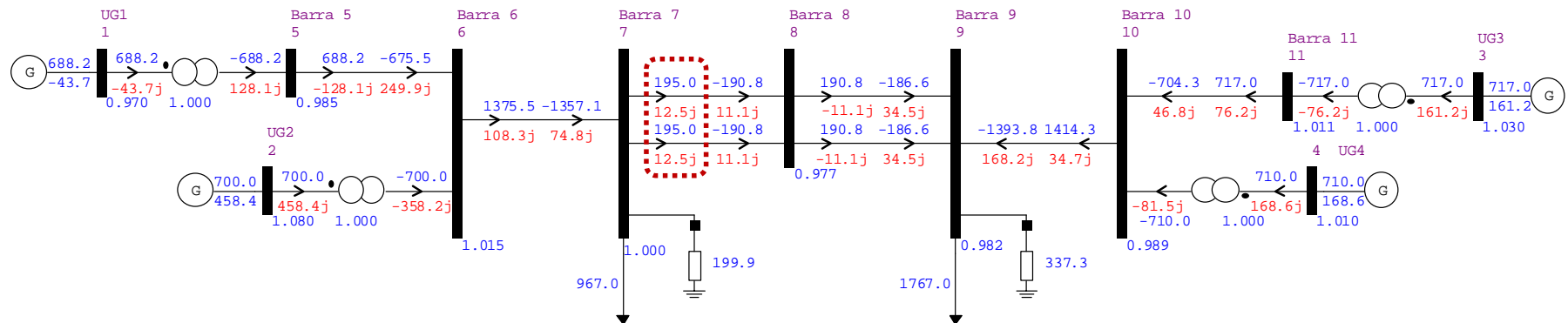


Figura 31 – G2 sobrecitado: intercâmbio 390 MW

Tabela 12 – G2 sobreexcitado: intercâmbio 560 MW

Área	Gerador	P [MW]	Q [Mvar]	lfd [p.u.]	lfd [p.u. de lfdnominal]
1	G1	798,3	95,7	1,59	0,76
1	G2	770	589,4	2,71	1,29
2	G3	640	191,9	1,64	0,78
2	G4	634	213,4	1,63	0,78

Tabela 13 – G2 sobreexcitado: intercâmbio 390 MW

Área	Gerador	P [MW]	Q [Mvar]	lfd [p.u.]	lfd [p.u. de lfdnominal]
1	G1	688,2	-43,7	1,30	0,62
1	G2	700	458,4	2,30	1,10
2	G3	717	161,2	1,64	0,78
2	G4	710	168,6	1,63	0,78

A Figura 32 apresenta a dinâmica dos ângulos dos rotores dos geradores para o caso com intercâmbio de 560 MW, com aplicação da contingência, e com o gerador G2 sobreexcitado. Nessa simulação, o OEL não está modelado. O resultado indica que o sistema é transitoriamente estável. Na Figura 33, o resultado para essa mesma simulação é apresentado, com a modelagem do OEL do tipo ESS. Fica clara a instabilidade de primeira oscilação devido à atuação do limitador de sobreexcitação do tipo ESS durante o período transitório.

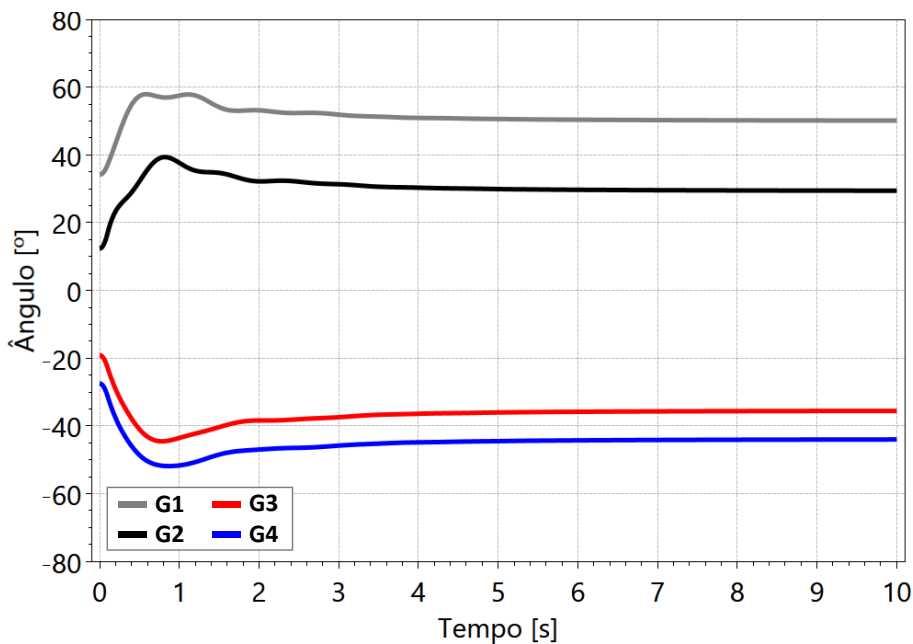


Figura 32 – Avaliação da estabilidade transitória: sem OEL

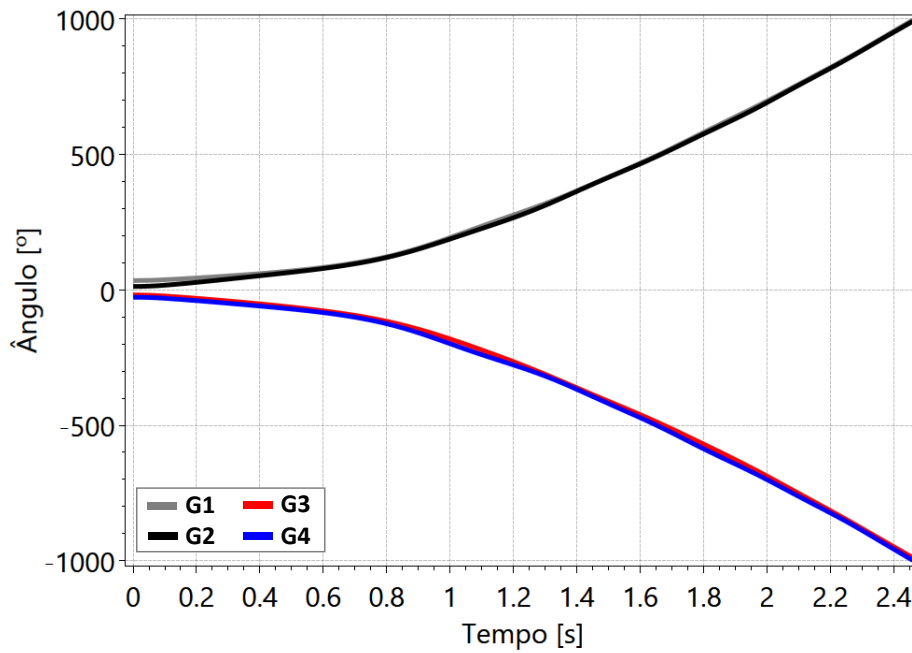


Figura 33 – Avaliação da estabilidade transitória: com OEL ESS

A dinâmica da corrente de campo do gerador G2 e sua tensão terminal, relativas à Figura 32 e à Figura 33 (sem e com OEL ESS, respectivamente), são apresentada na Figura 34 e na Figura 35, respectivamente. Pode-se observar que a inclusão do OEL limita a corrente de campo da máquina G2, levando o sistema à instabilidade. Por outro lado, a não representação do OEL leva à falsa conclusão de que o sistema é estável.

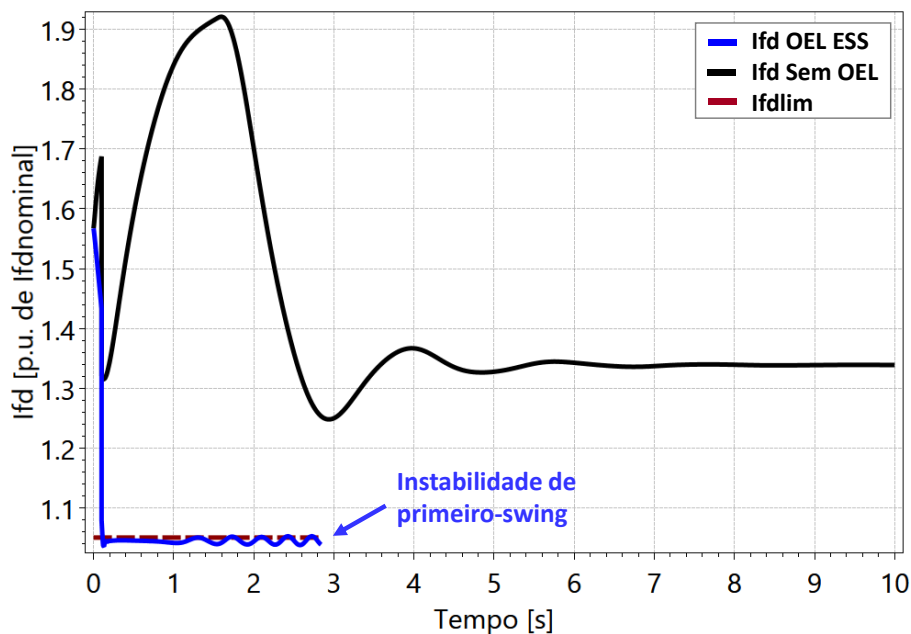


Figura 34 – Corrente de campo do gerador G2: intercâmbio de 560 MW

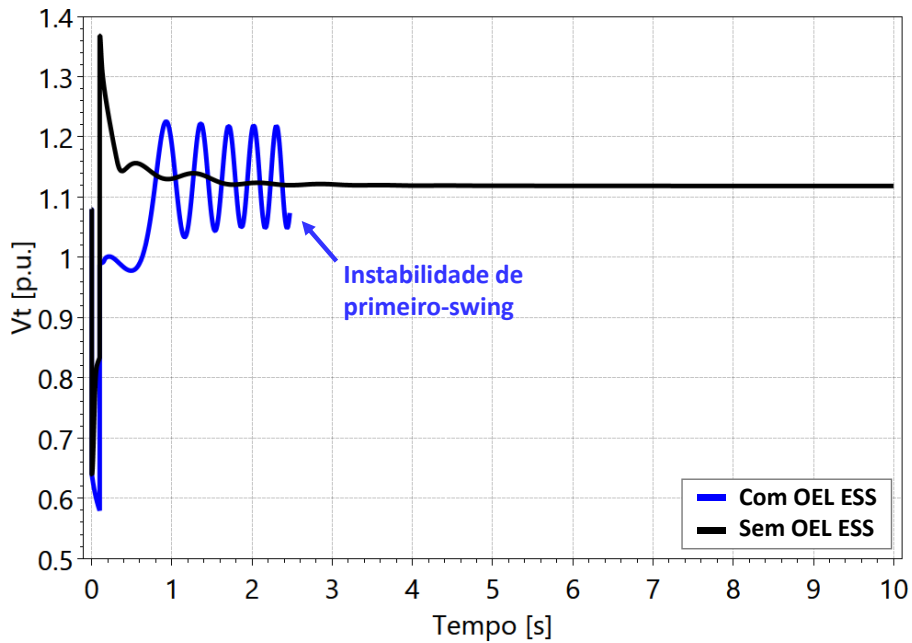


Figura 35 – Tensão terminal do gerador G2: intercâmbio de 560 MW

A dinâmica dos ângulos dos rotores dos geradores para o caso com intercâmbio de 390 MW, que corresponde ao limite seguro de transferência de potência entre as duas áreas, incluindo a modelagem do OEL do tipo ESS é apresentada na Figura 36. Mesmo com a ativação do limitador de sobreexcitação do gerador G2, o sistema permanece transitoriamente estável.

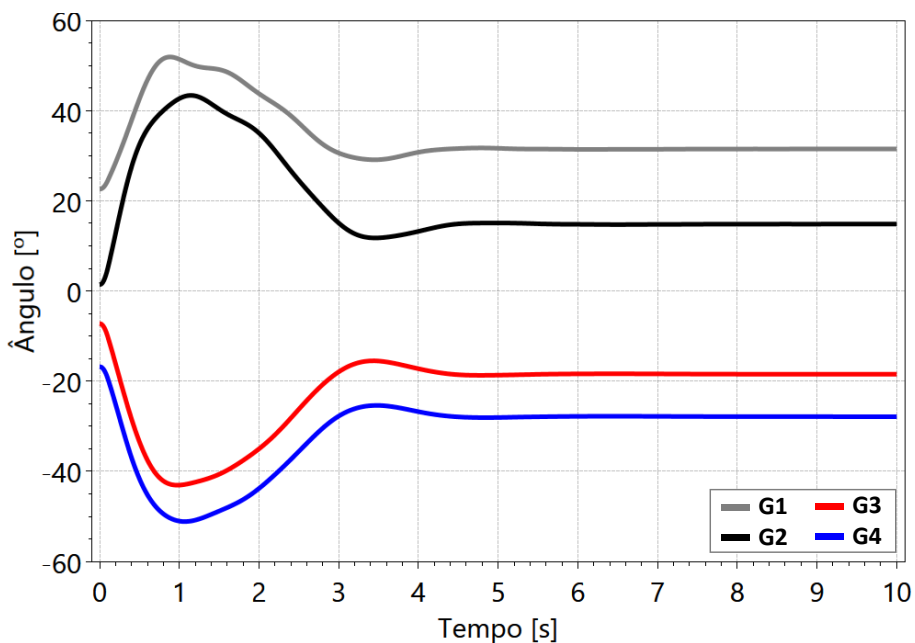


Figura 36 – Avaliação da estabilidade transitória: com OEL ESS

Considerando o limite seguro de transferência de potência entre as duas áreas de 390 MW, a Figura 37 apresenta a análise comparativa da corrente de campo do gerador

G2 para os casos sem a modelagem do limitador, com o OEL do tipo somador e com o OEL do tipo ESS. Pode-se observar que a inclusão dos OELs limita a corrente de campo da máquina G2, mas o sistema permanece estável.

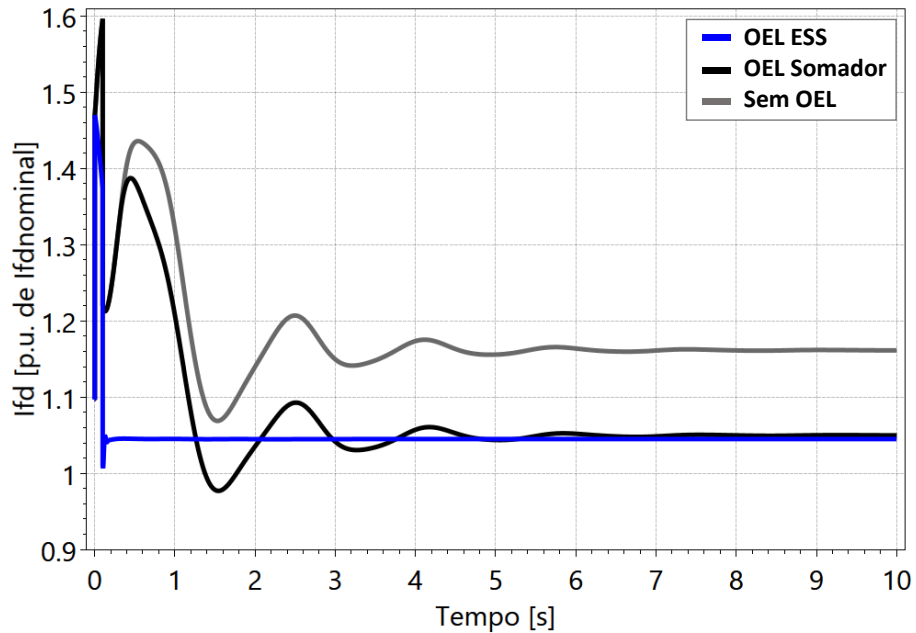


Figura 37 – Corrente de campo do gerador G2: intercâmbio de 390 MW

O gráfico da Figura 38 mostra a tensão terminal do gerador G2 para o caso de intercâmbio de 390 MW. Novamente, mesmo com a ativação dos limitadores do gerador G2, o sistema permanece transitoriamente estável.

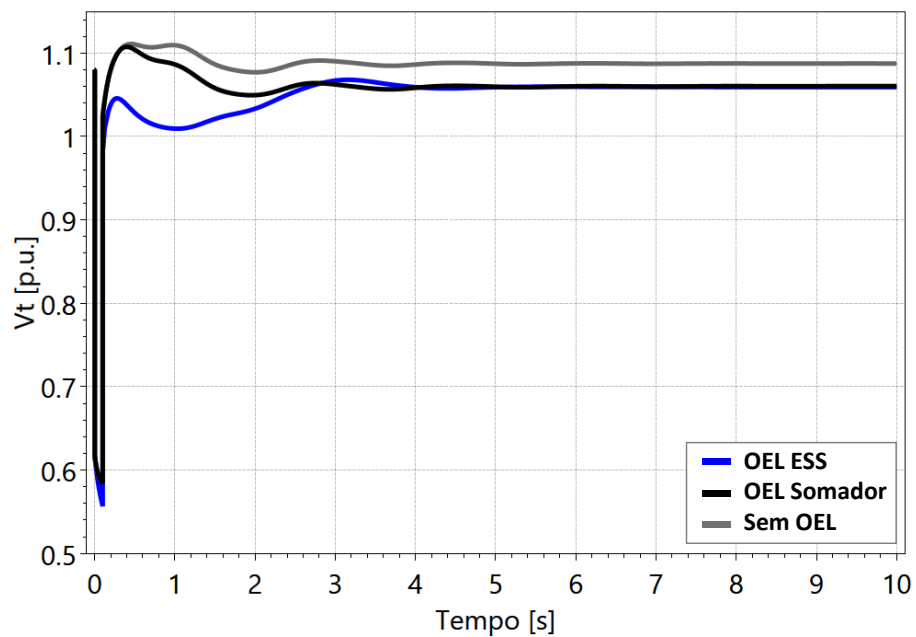


Figura 38 – Tensão terminal do gerador G2: intercâmbio de 390 MW

### 4.3 Região de Segurança

As análises de região de segurança foram realizadas para o sistema modificado IEEE 39 Barras, conhecido como *New England*, da referência [27]. O sistema, ilustrado na Figura 39, é composto por nove usinas geradoras e um equivalente *New York*, representado pelo gerador G1. O número de unidades geradoras de 184 MVA que compõe cada usina e sua respectiva potência nominal equivalente está detalhado na Tabela 14. Os demais dados do sistema se encontram no Apêndice C.

O objetivo desse estudo é traçar regiões de segurança estáticas e dinâmicas considerando a ativação de limitadores de sobrecitação em determinados geradores do sistema. Para cada análise, foram consideradas possíveis contingências, avaliando critérios de regime permanente, critérios dinâmicos de limite de tensão e a estabilidade transitória do sistema.

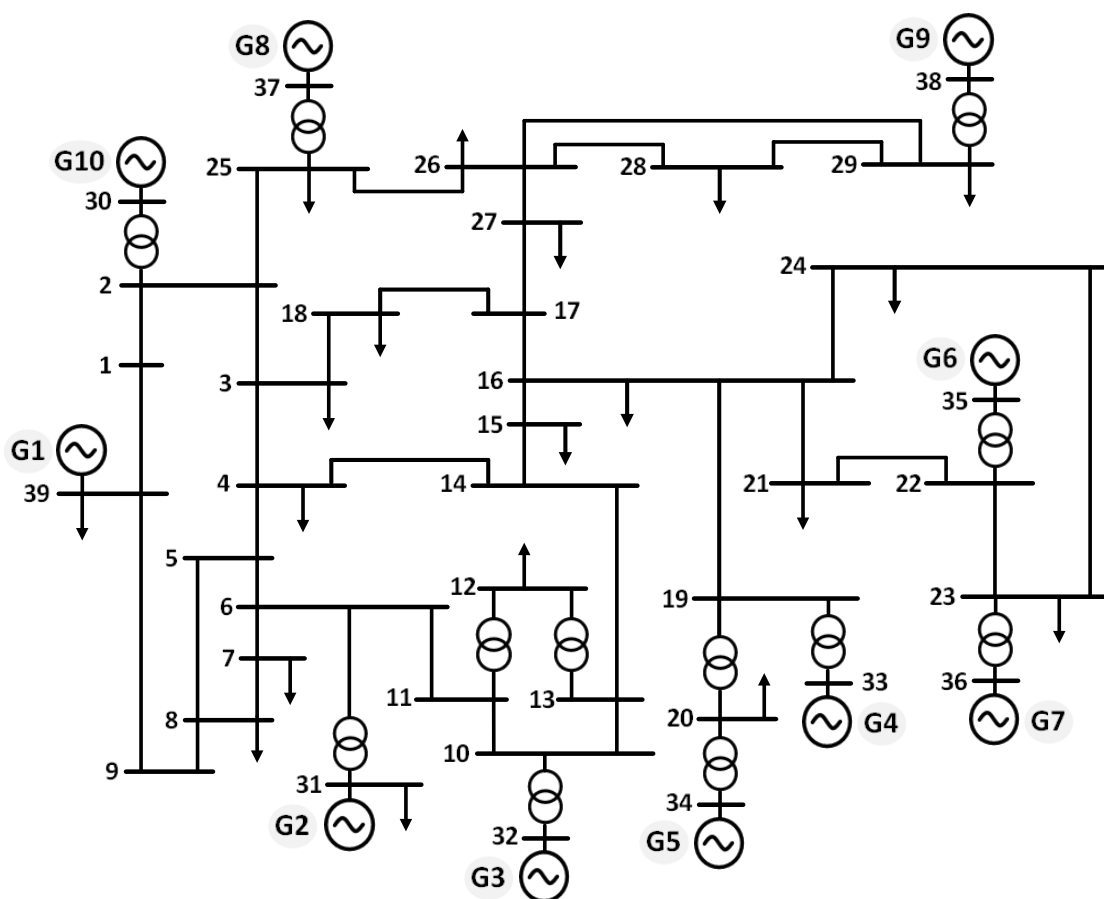


Figura 39 – Sistema *New England*

Tabela 14 – Potência equivalente dos geradores

<b>Gerador</b>	<b>Unidades</b>	<b>S [MVA]</b>	<b>P [MW]</b>	<b>Q [Mvar]</b>
G1	7	1288,0	1159,2	561,4
G2	4	736,0	662,4	320,8
G3	5	920,0	828,0	401,0
G4	5	920,0	828,0	401,0
G5	4	736,0	662,4	320,8
G6	5	920,0	828,0	401,0
G7	4	736,0	662,4	320,8
G8	4	736,0	662,4	320,8
G9	6	110,0	993,6	481,2
G10	2	368,0	331,2	160,4

### 4.3.1 Região de Segurança Estática

Utilizando a ferramenta computacional do programa ANAREDE para a avaliação da segurança estática do sistema *New England*, os geradores envolvidos no processo de transferência de geração foram divididos em três grupos, considerando a proximidade elétrica dos geradores. Tabela 15 apresenta os grupos de geração e seus respectivos valores de potência aparente, potência ativa e potência reativa.

Tabela 15 – Grupos de geração

<b>Grupo</b>	<b>Geradores</b>	<b>S [MVA]</b>	<b>P [MW]</b>	<b>Q [Mvar]</b>
1	G2; G3	1656,0	1490,4	721,8
2	G8; G9; G10	2208,0	1987,2	962,4
3	G4; G5; G6; G7	3312,0	2980,8	1443,6

Cada grupo representa os eixos de geração de potência ativa da região de segurança. Nesse caso, o Grupo 1 funciona como o grupo de folga que irá garantir o equilíbrio de potência do sistema ao longo da construção dos nomogramas.

O caso foi ajustado de maneira que no ponto de operação inicial os geradores G5 e G6, pertencentes ao Grupo 3, estejam sobreexcitados violando seus respectivos limites de sobreexcitação. O diagrama unifilar e os dados de geração do ponto de operação inicial estão apresentados na Figura 40 e na Tabela 16, respectivamente.



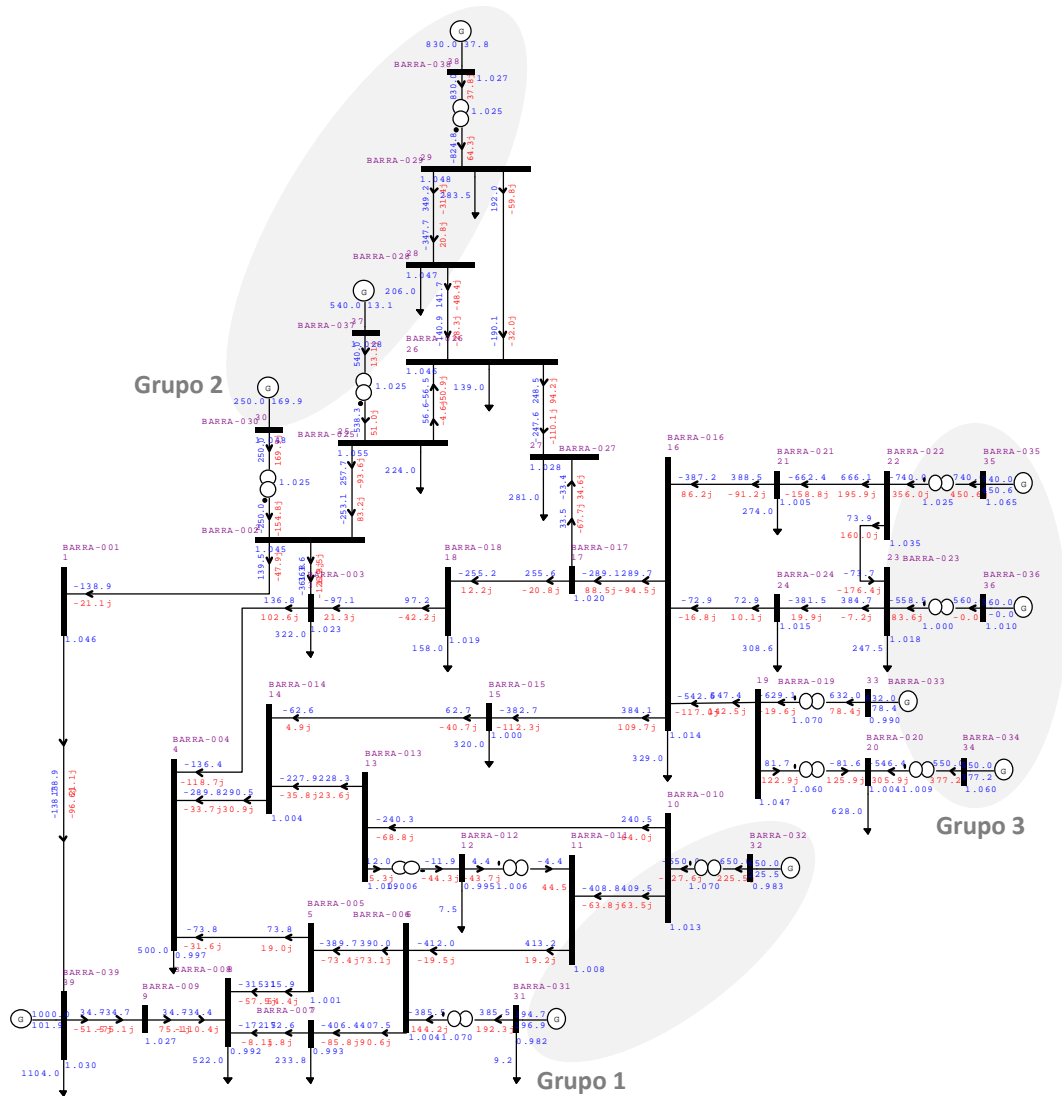


Figura 40 – Sistema *New England*: ponto de operação inicial

Tabela 16 – Dados de geração: ponto de operação inicial

Gerador	P [MW]	Q [Mvar]
G1	1000,0	101,9
G2	394,7	196,9
G3	650,0	225,5
G4	362,0	78,4
G5	550,0	377,2
G6	740,0	450,6
G7	560,0	0
G8	540,0	13,1
G9	830,0	37,8
G10	250,0	169,9

No processo de construção da região de segurança, foram consideradas 40 direções de transferência de geração de potência ativa, conforme descrito no Capítulo 2. Para cada direção, os valores a serem redespachados nos Grupos 2 e 3 consideraram um passo de 1% de aumento em relação à potência produzida no ponto de operação anterior.

Uma lista de contingências foi analisada, porém foi considerada apenas a contingência mais severa, que consiste na abertura do circuito da linha 16-17. Sucessivos redespachos de geração foram simulados e, para cada ponto mapeado, o sistema foi analisado na sua forma íntegra e em contingência, considerando os seguintes critérios de segurança estática:

- Limite de tensão (0,90 p.u. – 1,10 p.u.);
- Limite de geração de potência ativa das máquinas síncronas pertencentes aos grupos de geração (Tabela 15);
- Limite de segurança (existência de solução no ponto de operação).

Ao final da análise, a região de segurança estática foi traçada e o resultado está apresentado na Figura 41. Também foram gerados três nomogramas referentes às projeções da região de segurança estática para cada par de grupo de geradores. Os nomogramas de referentes ao Grupo 1 x Grupo 2, Grupo 1 x Grupo 3 e Grupo 2 x Grupo 3 estão apresentados na Figura 42, na Figura 43 e na Figura 44, respectivamente. Os limites superiores dos eixos correspondem à capacidade de geração total de cada grupo.

Cada nomograma apresenta o ponto de operação inicial e sua distância até a primeira violação dentre as grandezas monitoradas, considerando a direção 4, escolhida de forma arbitrária. Pode-se observar que a região de segurança estática é limitada pela curva do limite de MW, que compreende os pontos que atingiram a capacidade máxima de geração de potência ativa das máquinas síncronas pertencentes aos grupos de geração.

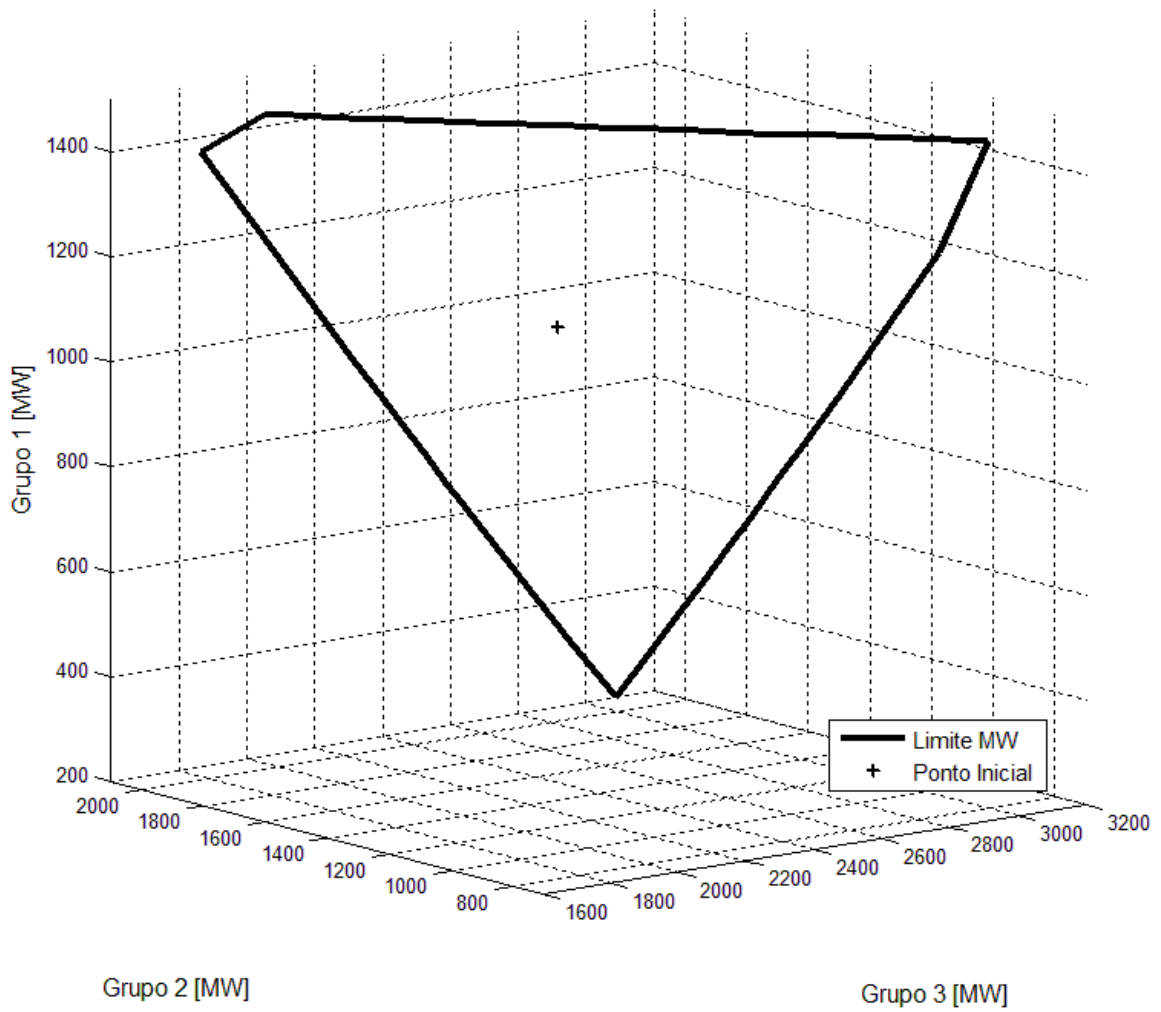


Figura 41 – Região de segurança estática

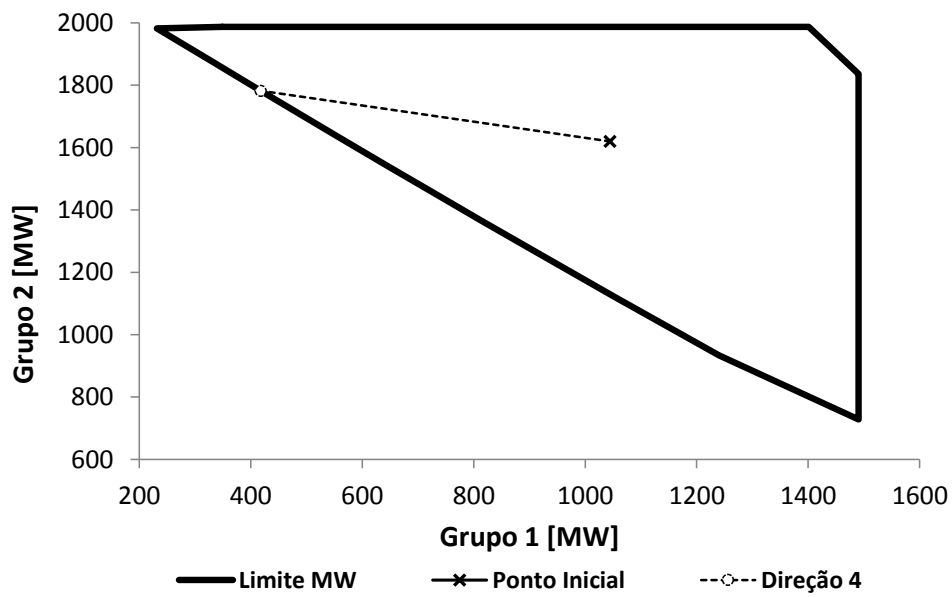


Figura 42 – Nomograma de segurança estático: Grupo 1 x Grupo 2

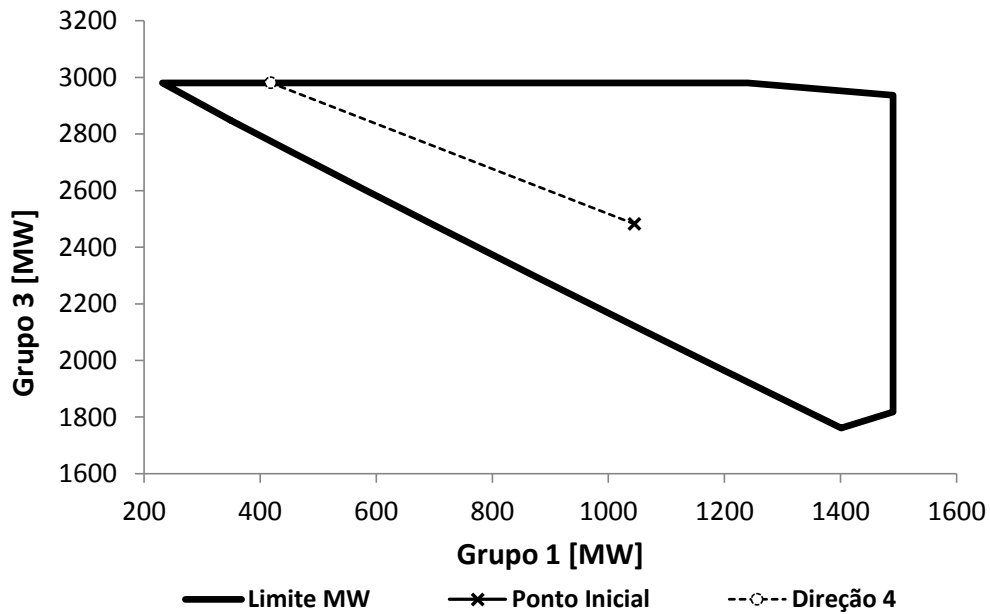


Figura 43 – Nomograma de segurança estático: Grupo 1 x Grupo 3

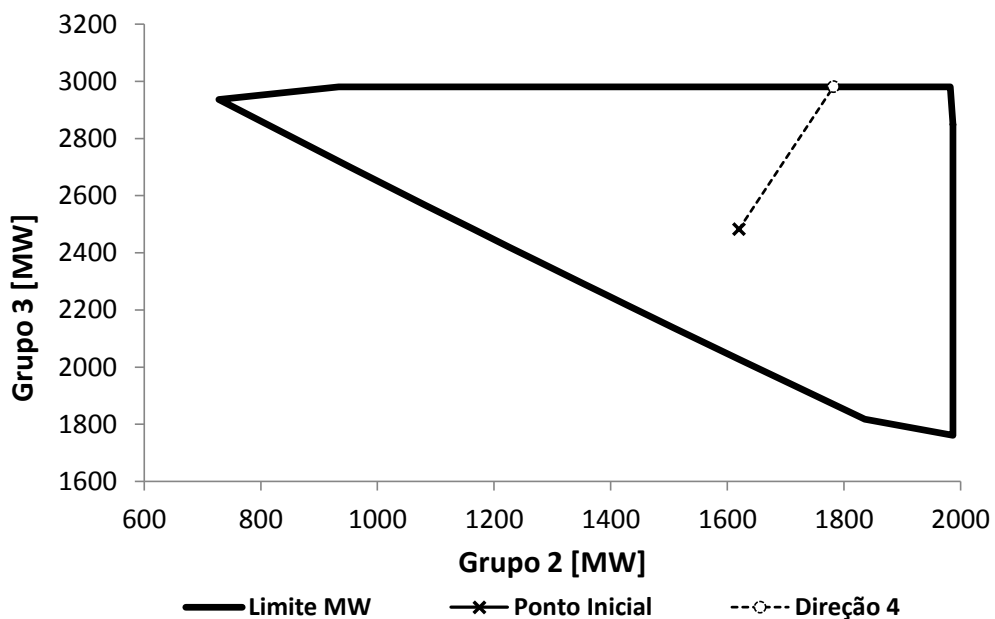


Figura 44 – Nomograma de segurança estático: Grupo 2 x Grupo 3

A Tabela 17 apresenta a geração de potência ativa de cada grupo, considerando os pontos de operação pertencentes à curva da região de segurança estática para cada direção analisada. Os grupos que atingiram o seu limite de geração de potência ativa, conforme a Tabela 15, estão destacados em vermelho. Nota-se que, na direção 4, as máquinas síncronas pertencentes ao Grupo 3 atingiram o seu limite de MW, limitando a região de segurança estática nessa direção.

Tabela 17 – Limite de segurança estático

<i>Direção</i>	<i>Grupo 1 [MW]</i>	<i>Grupo 2 [MW]</i>	<i>Grupo 3 [MW]</i>
1	348,5	<b>1987,2</b>	2849,2
2	231,6	1982,4	<b>2980,8</b>
3	332,5	1874,2	<b>2980,8</b>
4	418,0	1782,1	<b>2980,8</b>
5	495,7	1699,0	<b>2980,8</b>
6	570,2	1620,0	<b>2980,8</b>
7	645,2	1541,0	<b>2980,8</b>
8	724,7	1457,9	<b>2980,8</b>
9	813,5	1365,9	<b>2980,8</b>
10	918,7	1257,6	<b>2980,8</b>
11	1052,9	1121,2	<b>2980,8</b>
12	1240,1	933,5	<b>2980,8</b>
13	<b>1490,4</b>	728,1	2936,5
14	<b>1490,4</b>	954,6	2698,2
15	<b>1490,4</b>	1081,4	2567,3
16	<b>1490,4</b>	1164,9	2482,0
17	<b>1490,4</b>	1226,2	2419,6
18	<b>1490,4</b>	1275,3	2370,0
19	<b>1490,4</b>	1317,3	2327,7
20	<b>1490,4</b>	1355,2	2289,6
21	<b>1490,4</b>	1391,4	2253,4
22	<b>1490,4</b>	1427,7	2217,3
23	<b>1490,4</b>	1465,8	2179,4
24	<b>1490,4</b>	1508,1	2137,5
25	<b>1490,4</b>	1557,7	2088,5
26	<b>1490,4</b>	1620,0	2027,3
27	<b>1490,4</b>	1705,2	1944,1
28	<b>1490,4</b>	1835,8	1817,7
29	1401,0	<b>1987,2</b>	1761,3
30	1187,3	<b>1987,2</b>	1976,6
31	1051,4	<b>1987,2</b>	2114,8
32	953,3	<b>1987,2</b>	2215,2
33	876,0	<b>1987,2</b>	2294,9
34	810,4	<b>1987,2</b>	2362,7
35	751,5	<b>1987,2</b>	2423,8
36	695,7	<b>1987,2</b>	2482,0
37	640,2	<b>1987,2</b>	2540,2
38	581,9	<b>1987,2</b>	2601,3
39	517,7	<b>1987,2</b>	2669,1
40	442,5	<b>1987,2</b>	2748,8

### 4.3.2 Região de Segurança Dinâmica

Após a construção da região de segurança estática, a região de segurança dinâmica do sistema foi traçada com e sem a modelagem de limitadores de sobreexcitação do tipo somador e sobreposição ESS. Para tanto, foi utilizada a ferramenta computacional do programa ANAREDE em conjunto com o programa ANATEM para a avaliação da segurança dinâmica do sistema *New England* pelo método dos nomogramas. Os OELs foram incluídos nos geradores G5, G6 e G10 por apresentarem, no ponto de operação inicial, correntes de campo iguais ou superiores à corrente de campo nominal de 2,095 p.u., como mostrado na Tabela 18.

Tabela 18 – Corrente de campo G5, G6 e G10

<b>Gerador</b>	<b><i>I<sub>fd</sub></i> [p.u.]</b>	<b><i>I<sub>fd</sub></i> [p.u. de <i>I<sub>fdnominal</sub></i>]</b>
G5	2,26	1,08
G6	2,26	1,08
G10	2,09	1,00

Assim como nos estudos anteriores, nas análises dinâmicas foram modelados o regulador de tensão, Figura 15, e o estabilizador de sistemas de potência, Figura 16 e Tabela 3. Novamente, o sistema de excitação do tipo IEEE DC1C (Tabela 2) foi adotado para as simulações com o OEL do tipo somador, e o regulador de tensão estático do tipo IEEE ST1C (Tabela 2) foi utilizado para as simulações com OEL do tipo sobreposição ESS.

Seguindo a mesma filosofia utilizada na análise estática, foi considerada a pior contingência, que consiste de um curto-circuito trifásico na Barra 16, seguido da abertura do circuito da linha 16-17, após 200 ms. Assim como nos estudos dinâmicos anteriores, a ativação do limitador de sobreexcitação foi considerada no início da simulação, limitando a corrente de campo em 105% do seu valor nominal e considerando os parâmetros dos OELs apresentados na Tabela 4 e na Tabela 5.

Para cada ponto de operação gerado, o sistema foi analisado na sua forma íntegra e em contingência, considerando os seguintes critérios de segurança apresentados no Capítulo 2:

- Limite de tensão (regime permanente e transitório);

- Limite de geração de potência ativa das máquinas síncronas pertencentes aos grupos de geração em regime permanente (Tabela 15);
- Análise de estabilidade transitória.

#### 4.3.2.1 Limitadores de Sobreexcitação do Tipo Somador

Primeiramente, a região de segurança dinâmica foi traçada com e sem a modelagem dos limitadores de sobreexcitação do tipo somador nos geradores G5, G6 e G10. O resultado está apresentado na Figura 45. Nota-se que a ativação do OEL do tipo somador não altera a região de segurança dinâmica, resultado este esperado, já que esse limitador tem atuação indireta, com influência dos demais sinais de controle do AVR.

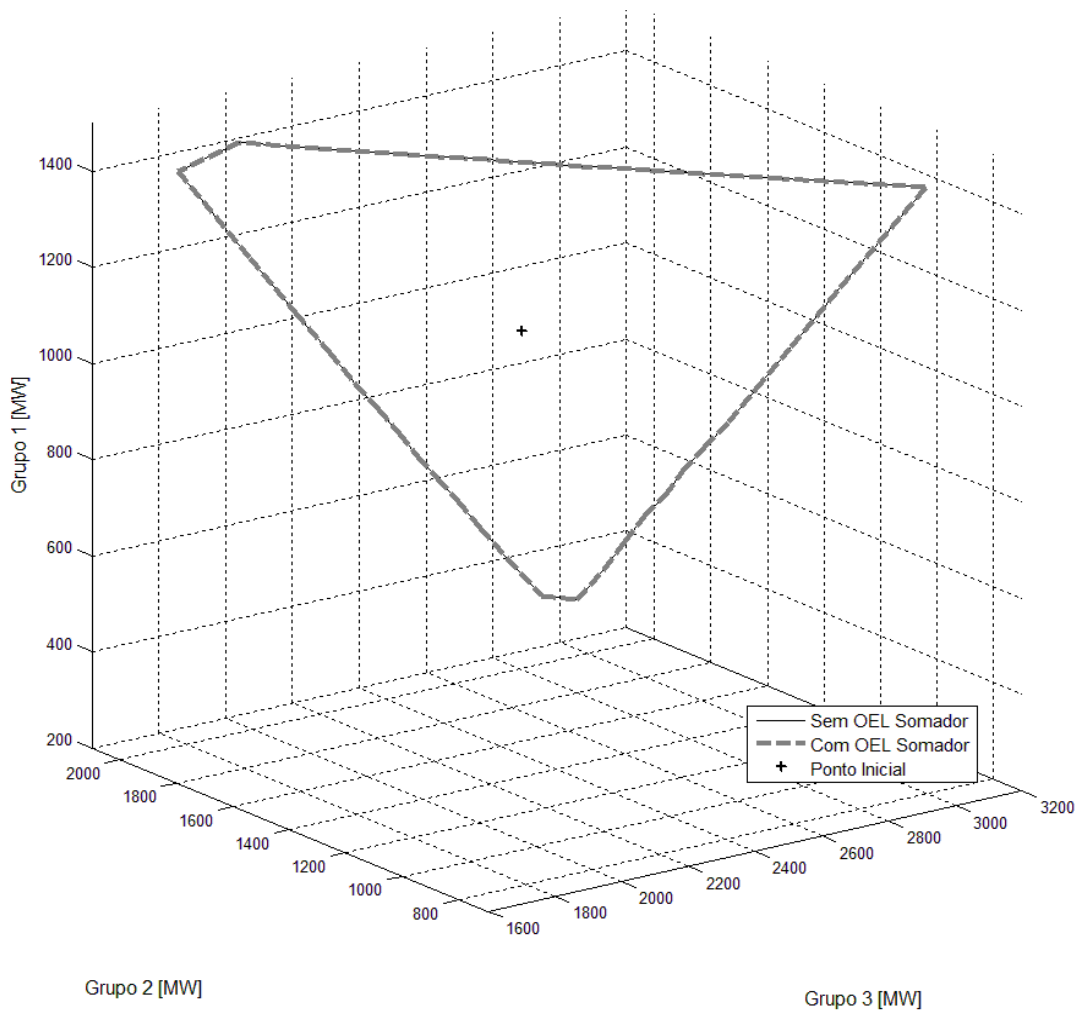


Figura 45 – Região de segurança dinâmica OEL Somador

Os nomogramas da região de segurança dinâmica, com e sem os OELs do tipo somador, referentes ao Grupo 1 x Grupo 2, Grupo 1 x Grupo 3 e Grupo 2 x Grupo 3 estão apresentados na Figura 46, na Figura 47 e na Figura 48, respectivamente. Cada

nomograma apresenta o ponto de operação inicial e sua distância, na direção 4, até a primeira violação dentre os critério dinâmicos monitorados.

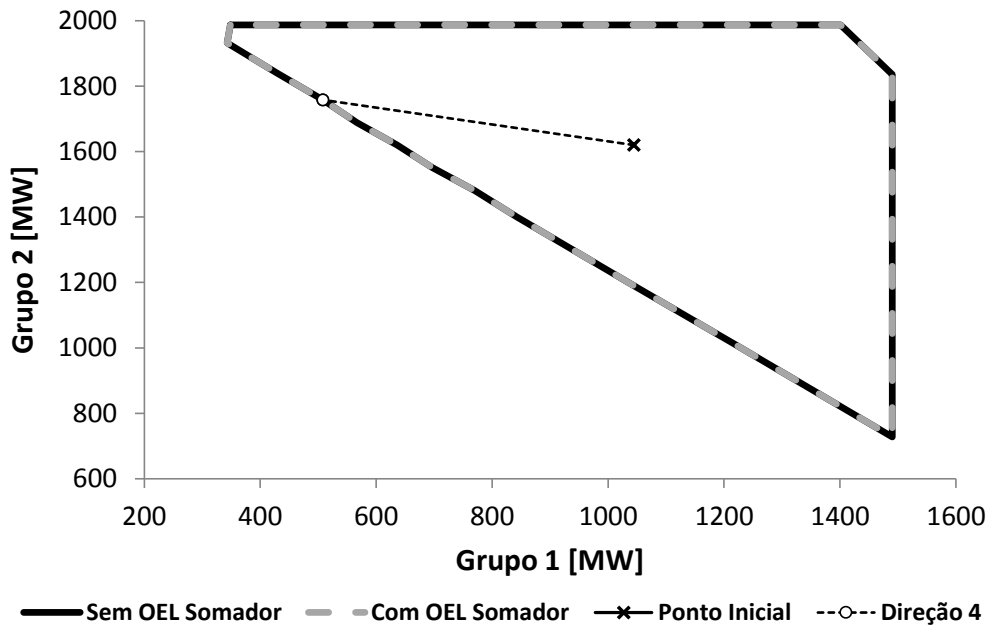


Figura 46 – Nomograma de segurança dinâmico OEL somador: Grupo 1 x Grupo 2

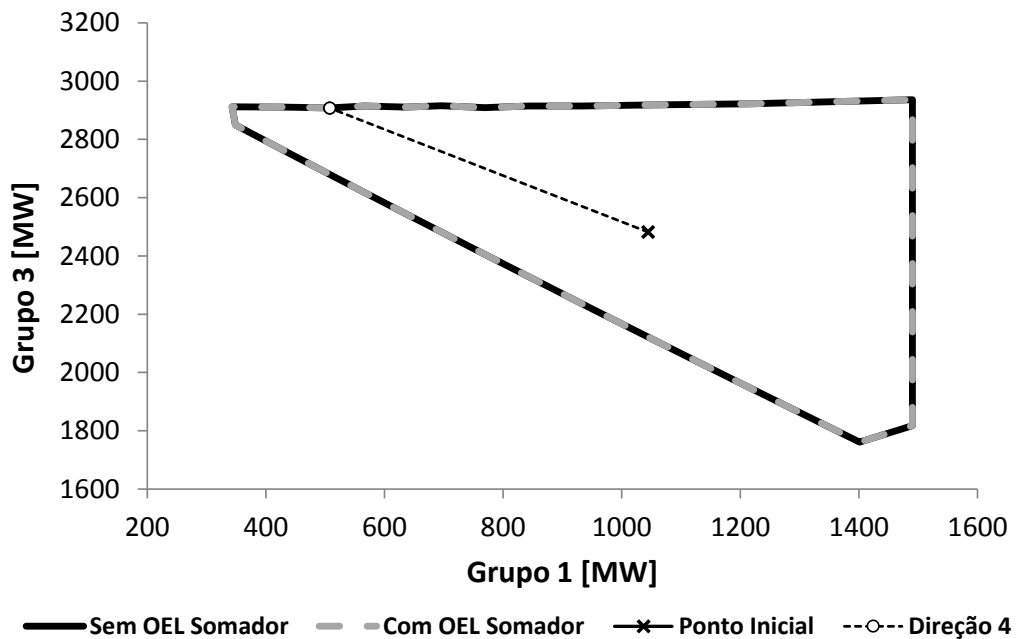


Figura 47 – Nomograma de segurança dinâmico OEL somador: Grupo 1 x Grupo 3



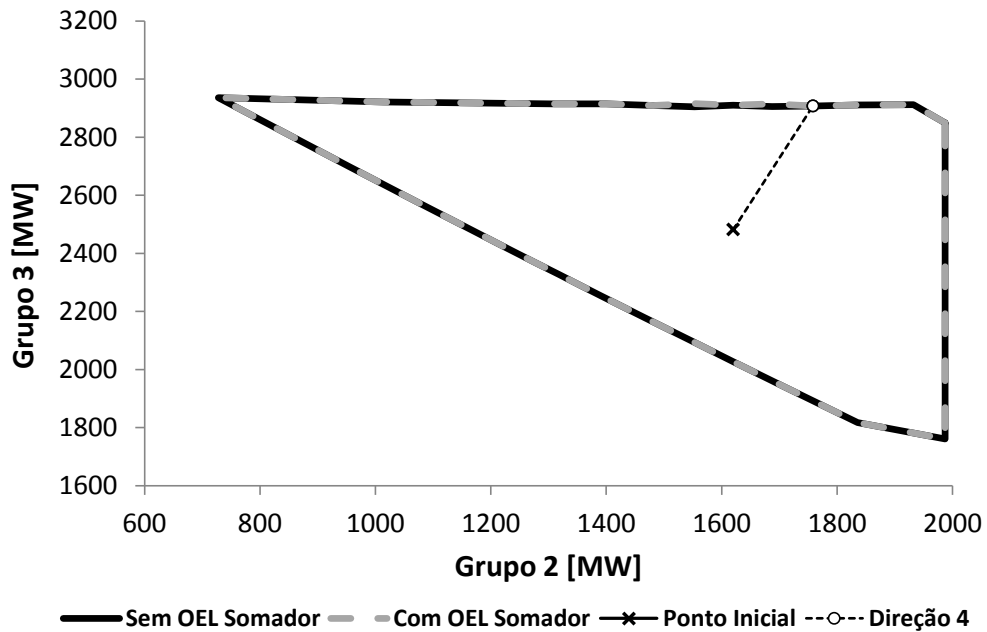


Figura 48 – Nomograma de segurança dinâmico OEL somador: Grupo 2 x Grupo 3

A Tabela 19 apresenta a geração de potência ativa de cada grupo, considerando os pontos de operação pertencentes à curva da região de segurança dinâmica para as 40 direções analisadas. Os grupos que atingiram o seu limite de geração de potência ativa, conforme a Tabela 15, estão destacados em vermelho. Nota-se que, da direção 2 à direção 12, o limite de geração de potência ativa do Grupo 3 não foi atingido, diferentemente da análise estática (Tabela 17). Nessas direções, a região de segurança dinâmica foi limitada pela análise de estabilidade transitória, com o sistema transitoriamente instável para os pontos de operação a partir desta curva.

A Tabela 20 apresenta uma análise comparativa entre os limites de segurança estático e dinâmico do Grupo 3, da direção 2 à direção 12. Pode-se observar que, segundo a análise dinâmica, a geração de potência ativa do Grupo 3 foi reduzida de valores entre 59,1 MW e 75,7 MW, em relação à análise estática, para o sistema permanecer transitoriamente estável. Essa redução de transferência de potência ocorreu nas direções nas quais os geradores G5 e G6, pertencentes ao Grupo 3, permanecem sobrecarregados violando seus respectivos limites de corrente de campo.

Tabela 19 – Limite de segurança dinâmico: com e sem OEL somador

<i>Direção</i>	<i>Grupo 1 [MW]</i>	<i>Grupo 2 [MW]</i>	<i>Grupo 3 [MW]</i>
1	348,5	<b>1987,2</b>	2849,2
2	342,9	1932,1	2911,6
3	429,9	1838,6	2911,1
4	507,9	1758,4	2907,8
5	566,8	1688,6	2905,9
6	635,9	1620,0	2910,3
7	696,5	1551,4	2905,1
8	769,5	1481,2	2909,2
9	842,9	1399,5	2914,8
10	934,2	1305,6	2914,7
11	1050,3	1184,2	2917,9
12	1214,8	1014,9	2921,7
13	<b>1490,4</b>	728,1	2936,5
14	<b>1490,4</b>	954,6	2698,2
15	<b>1490,4</b>	1081,4	2567,3
16	<b>1490,4</b>	1164,9	2482,0
17	<b>1490,4</b>	1226,2	2419,6
18	<b>1490,4</b>	1275,3	2370,0
19	<b>1490,4</b>	1317,3	2327,8
20	<b>1490,4</b>	1355,2	2289,6
21	<b>1490,4</b>	1391,4	2253,4
22	<b>1490,4</b>	1427,7	2217,3
23	<b>1490,4</b>	1465,8	2179,4
24	<b>1490,4</b>	1508,1	2137,5
25	<b>1490,4</b>	1557,7	2088,5
26	<b>1490,4</b>	1620,0	2027,3
27	<b>1490,4</b>	1705,2	1944,1
28	<b>1490,4</b>	1835,8	1817,7
29	1401,0	<b>1987,2</b>	1761,3
30	1187,3	<b>1987,2</b>	1976,6
31	1051,4	<b>1987,2</b>	2114,8
32	953,3	<b>1987,2</b>	2215,2
33	876,0	<b>1987,2</b>	2294,9
34	810,4	<b>1987,2</b>	2362,7
35	751,5	<b>1987,2</b>	2423,8
36	695,7	<b>1987,2</b>	2482,0
37	640,2	<b>1987,2</b>	2540,2
38	581,9	<b>1987,2</b>	2601,3
39	517,7	<b>1987,2</b>	2669,1
40	442,5	<b>1987,2</b>	2748,8

Tabela 20 – Análise comparativa: Grupo 3

Direção	Limite de Segurança Estático [MW]	Limite de Segurança Dinâmico [MW]	Redução [MW]
2	2980,8	2911,6	69,2
3	2980,8	2911,1	69,7
4	2980,8	2907,8	73,0
5	2980,8	2905,9	74,9
6	2980,8	2910,3	70,5
7	2980,8	2905,1	75,7
8	2980,8	2909,2	71,6
9	2980,8	2914,8	66,0
10	2980,8	2914,7	66,1
11	2980,8	2917,9	63,0
12	2980,8	2921,7	59,1

A Figura 49 mostra a corrente de campo dos geradores G5, G6 e G10 quando a simulação no domínio do tempo é realizada, sem que seja aplicada qualquer perturbação. O resultado é mostrado para o ponto de operação limite, pertencente à curva da região de segurança dinâmica, na direção 4 (Tabela 19). Analisando as curvas da corrente de campo, observa-se que, nessa situação, os geradores G5, G6 e G10 se encontram sobrecitados e seus respectivos limitadores de sobrecitação do tipo somador atuam de forma a trazer a corrente de campo para o seu limite contínuo de 105% da corrente de campo nominal.

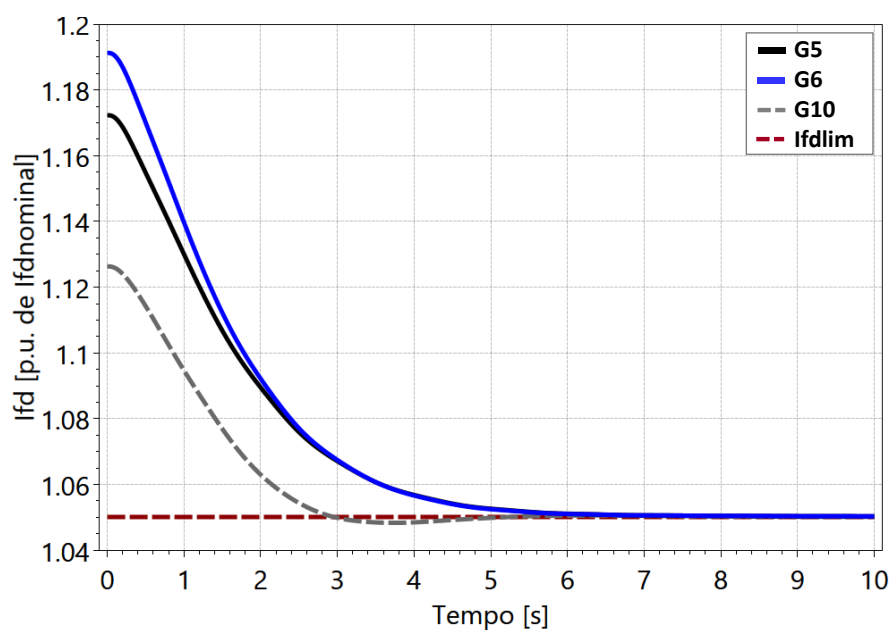


Figura 49 – Corrente de campo com OEL somador: G5, G6 e G10

Considerando o ponto de operação, na direção 4, da Tabela 19, a Figura 50 apresenta a dinâmica dos ângulos dos rotores dos geradores do sistema, com a aplicação da contingência, para a avaliação da estabilidade transitória. Nessa simulação, o OEL não está modelado. O resultado indica que o sistema é transitoriamente estável. Na Figura 51, o resultado para essa mesma simulação é apresentado, com a modelagem do OEL do tipo somador nos geradores G5, G6 e G10. Pode-se observar que mesmo com a inclusão do OEL somador e consequente redução da corrente de campo nas máquinas G5, G6 e G7, o sistema continua transitoriamente estável.

A título de exemplificação, a Figura 52 apresenta a dinâmica dos ângulos dos rotores dos geradores do sistema, com a aplicação da contingência, para o ponto de operação do limite de segurança estático (Tabela 17), na direção 4. Nota-se claramente a instabilidade de primeira oscilação. Dessa forma, para atender ao limite de segurança dinâmico, a geração de potência ativa do Grupo 3 foi reduzida em 73 MW, na direção 4, para o sistema permanecer transitoriamente estável, sem e com a modelagem do OEL do tipo somador (Figura 50 e Figura 51).

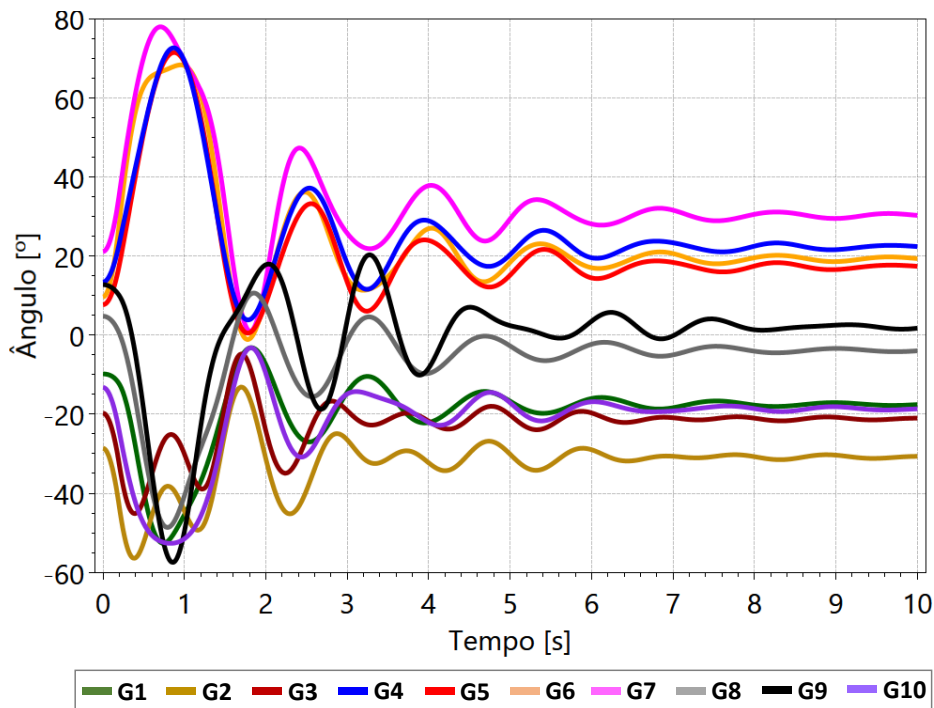


Figura 50 – Avaliação da estabilidade transitória: sem OEL somador

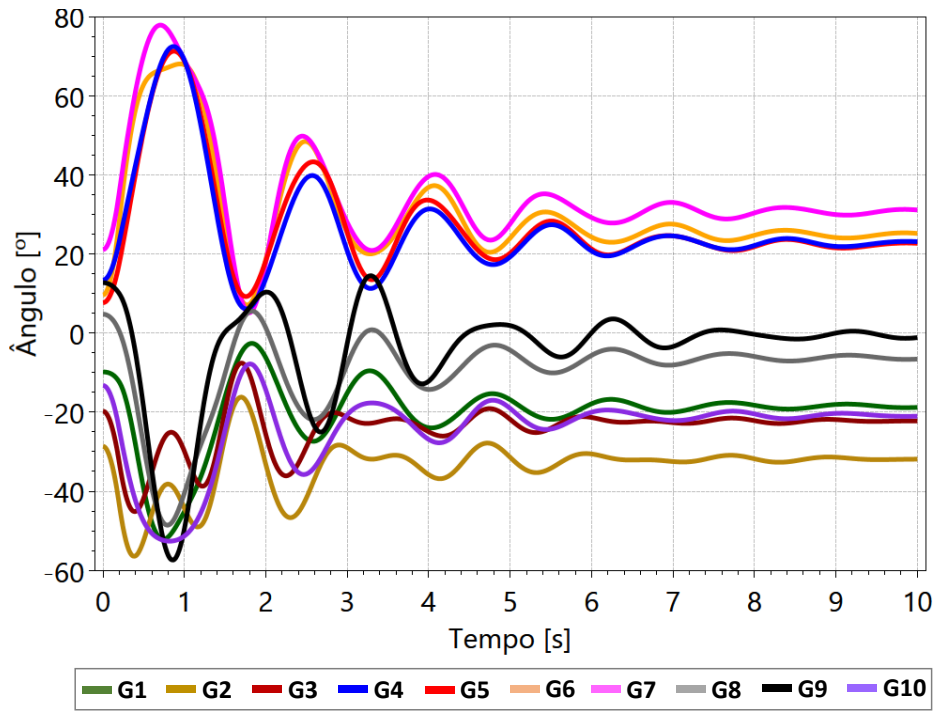


Figura 51 – Avaliação da estabilidade transitória: com OEL somador

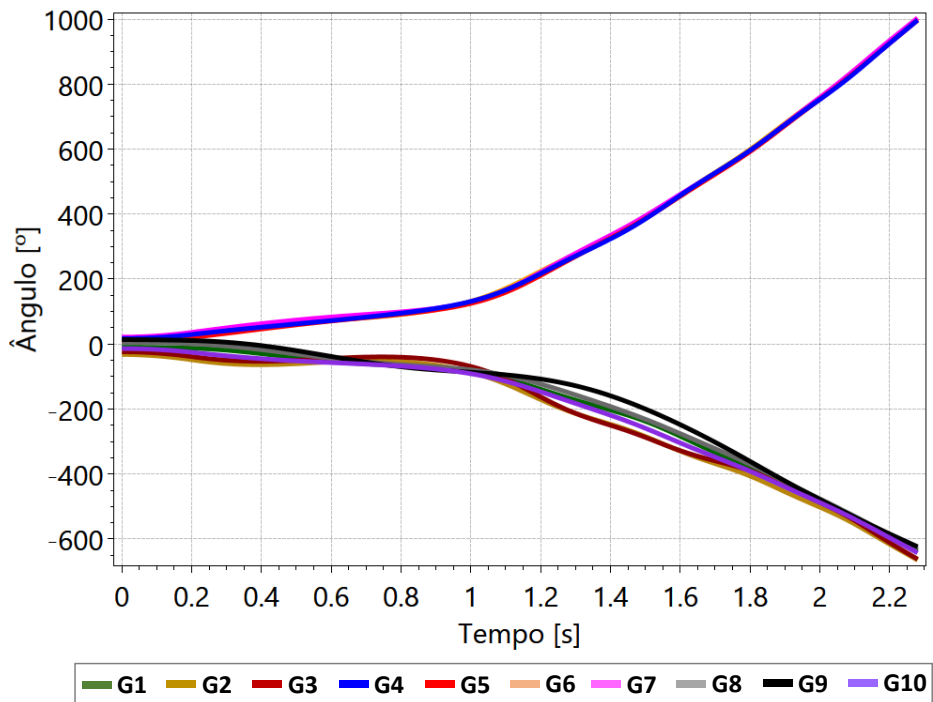


Figura 52 – Avaliação da estabilidade transitória: limite de segurança estático

### 4.3.2.2 Limitadores de Sobreexcitação do Tipo Sobreposição ESS

Após as análises com o limitador de sobreexcitação do tipo somador, a região de segurança dinâmica foi traçada com e sem a modelagem dos OELs do tipo sobreposição ESS nos geradores G5, G6 e G10. O resultado está apresentado na Figura 53. Diferentemente do resultado obtido anteriormente, a inclusão da modelagem dos OELs do tipo ESS acarretou uma redução considerável da região de segurança dinâmica do sistema *New England*. Essa redução ocorreu nas direções de transferência de potência nas quais os geradores G5 e G6 permanecem sobreexcitados, ativando seus limitadores de sobreexcitação. Dessa forma, as transferências de potência entre os grupos de geração e o despacho das máquinas síncronas dos grupos 2 e 3 foram reduzidos para não comprometer a segurança do sistema.

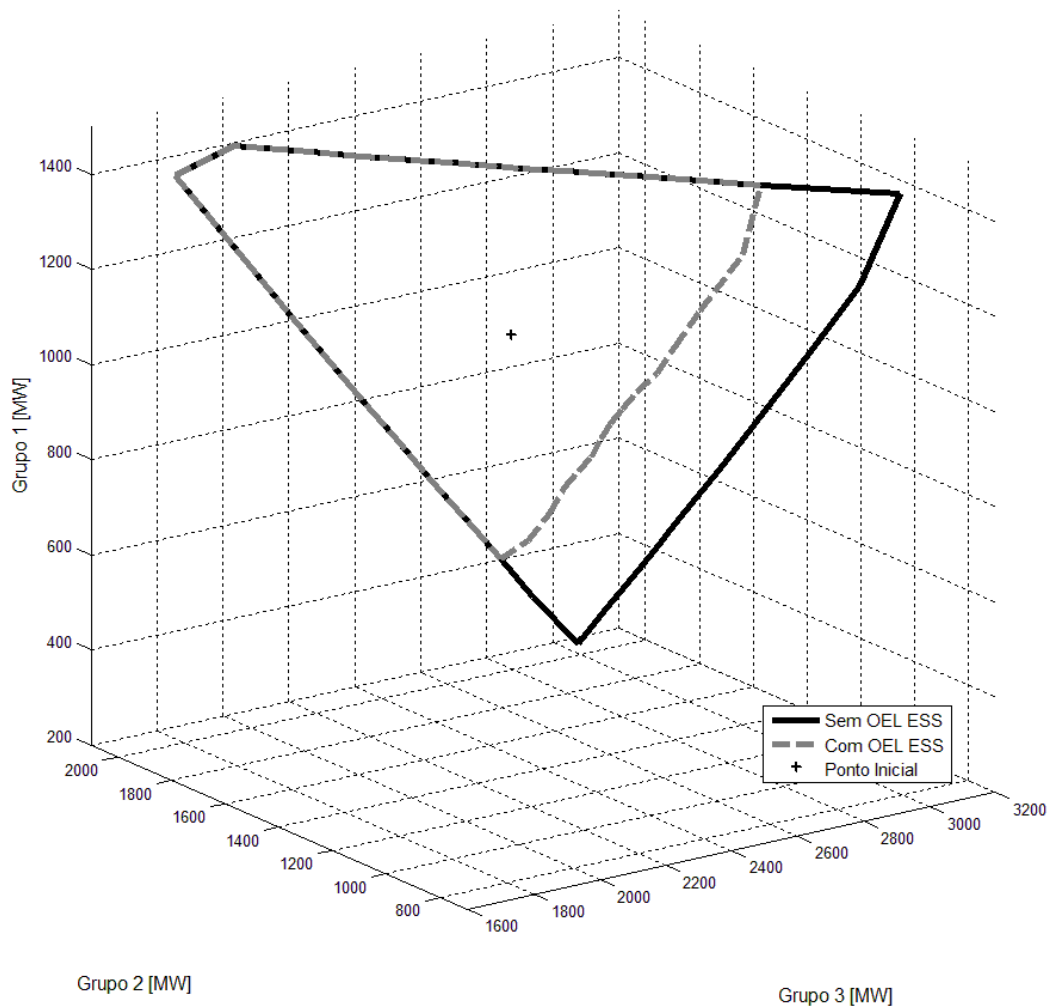


Figura 53 – Região de segurança dinâmica OEL ESS

Os nomogramas da região de segurança dinâmica, com e sem os OELs do tipo ESS, referentes ao Grupo 1 x Grupo 2, Grupo 1 x Grupo 3 e Grupo 2 x Grupo 3 estão

apresentados na Figura 54, na Figura 55 e na Figura 56, respectivamente. Cada nomograma apresenta o ponto de operação inicial e sua distância, na direção 4, até a primeira violação dentre os critérios considerados.

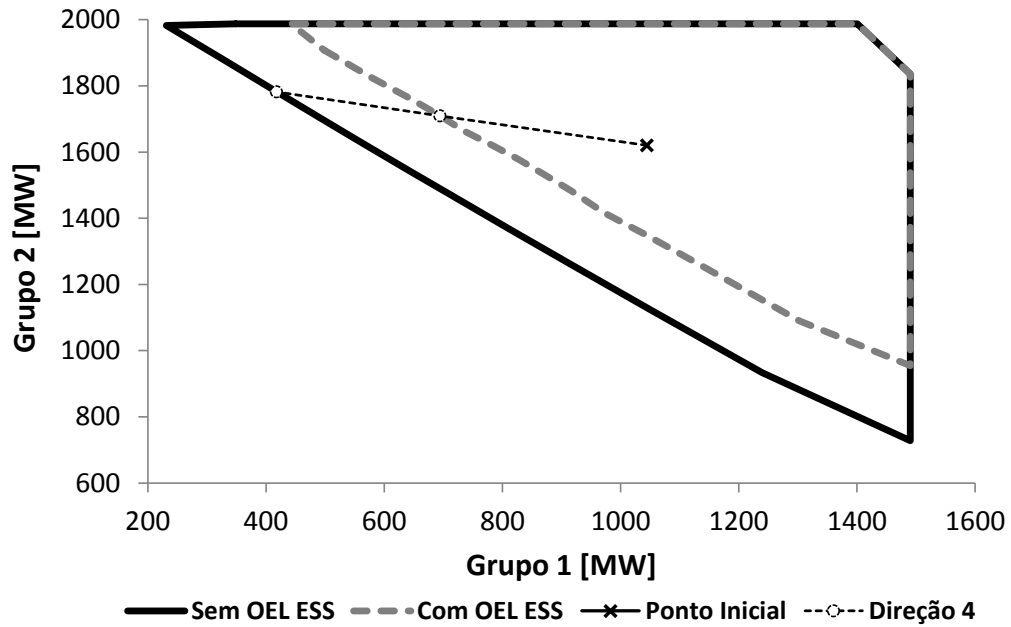


Figura 54 – Nomograma de segurança dinâmico OEL ESS: Grupo 1 x Grupo 2

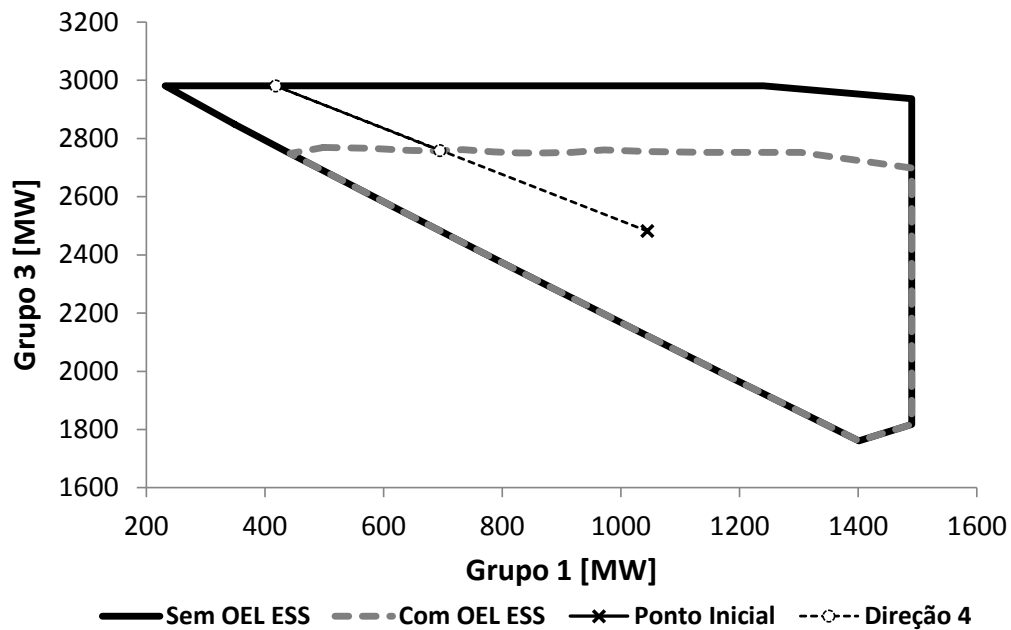


Figura 55 – Nomograma de segurança dinâmico OEL ESS: Grupo 1 x Grupo 3

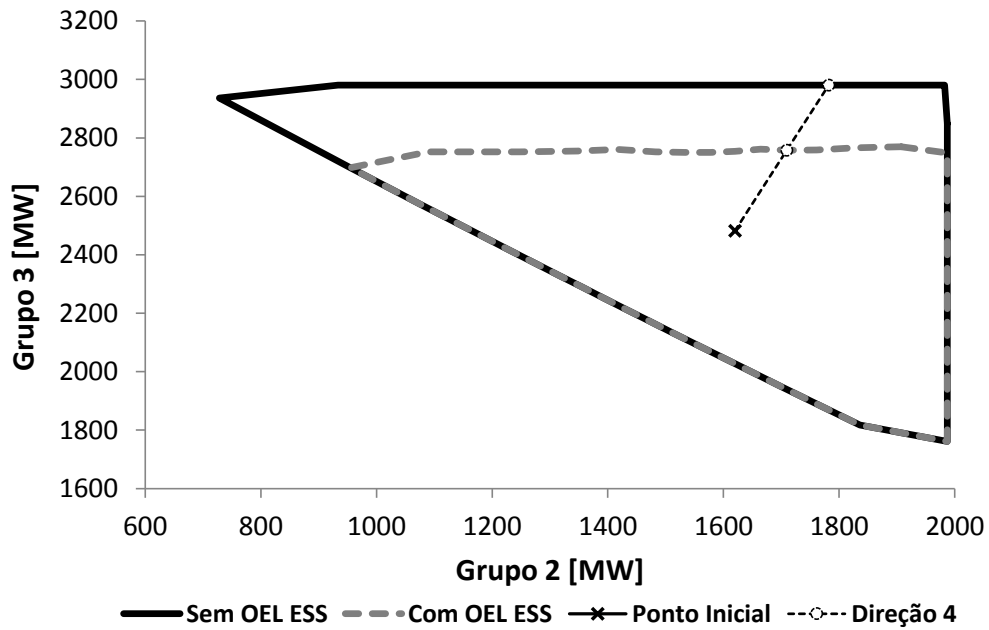


Figura 56 – Nomograma de segurança dinâmico OEL ESS: Grupo 2 x Grupo 3

A Tabela 21 e a Tabela 22 apresentam a geração de potência ativa de cada grupo, considerando os pontos de operação pertencentes à curva da região de segurança dinâmica, sem e com modelagem dos limitadores de sobreexcitação do tipo ESS nos geradores G5, G6 e G10, respectivamente. Os grupos que atingiram o seu limite de geração de potência ativa, conforme a Tabela 15, estão destacados em vermelho. Da Tabela 21, nota-se que o limite de segurança dinâmico sem os OELs do tipo ESS coincide com o limite de segurança estático, apresentado na Tabela 17, limitado pela geração de potência ativa das máquinas síncronas pertencentes aos grupos de geração. O limite de segurança dinâmico com os OELs do tipo ESS, apresentado na Tabela 22, é mais restritivo, da direção 2 à direção 13, do que o limite sem a modelagem dos OELs (Tabela 21). Nessas direções, a região de segurança dinâmica foi limitada pela análise de estabilidade transitória, com o sistema transitoriamente instável para os pontos de operação a partir desta curva.



Tabela 21 – Limite de segurança dinâmico: sem OEL ESS

<i>Direção</i>	<i>Grupo 1 [MW]</i>	<i>Grupo 2 [MW]</i>	<i>Grupo 3 [MW]</i>
1	348,5	<b>1987,2</b>	2849,2
2	231,6	1982,4	<b>2980,8</b>
3	332,5	1874,2	<b>2980,8</b>
4	418,0	1782,1	<b>2980,8</b>
5	495,7	1699,0	<b>2980,8</b>
6	570,2	1620,0	<b>2980,8</b>
7	645,2	1541,0	<b>2980,8</b>
8	724,7	1457,9	<b>2980,8</b>
9	813,5	1365,9	<b>2980,8</b>
10	918,7	1257,6	<b>2980,8</b>
11	1052,9	1121,2	<b>2980,8</b>
12	1240,1	933,5	<b>2980,8</b>
13	<b>1490,4</b>	728,1	2936,5
14	<b>1490,4</b>	954,6	2698,2
15	<b>1490,4</b>	1081,4	2567,3
16	<b>1490,4</b>	1164,9	2482,0
17	<b>1490,4</b>	1226,2	2419,6
18	<b>1490,4</b>	1275,3	2370,0
19	<b>1490,4</b>	1317,3	2327,8
20	<b>1490,4</b>	1355,2	2289,6
21	<b>1490,4</b>	1391,4	2253,4
22	<b>1490,4</b>	1427,7	2217,3
23	<b>1490,4</b>	1465,8	2179,4
24	<b>1490,4</b>	1508,1	2137,5
25	<b>1490,4</b>	1557,7	2088,5
26	<b>1490,4</b>	1620,0	2027,3
27	<b>1490,4</b>	1705,2	1944,1
28	<b>1490,4</b>	1835,8	1817,7
29	1401,0	<b>1987,2</b>	1761,3
30	1187,3	<b>1987,2</b>	1976,6
31	1051,4	<b>1987,2</b>	2114,8
32	953,3	<b>1987,2</b>	2215,2
33	876,0	<b>1987,2</b>	2294,9
34	810,4	<b>1987,2</b>	2362,7
35	751,5	<b>1987,2</b>	2423,8
36	695,7	<b>1987,2</b>	2482,0
37	640,2	<b>1987,2</b>	2540,2
38	581,9	<b>1987,2</b>	2601,3
39	517,7	<b>1987,2</b>	2669,1
40	442,5	<b>1987,2</b>	2748,8

Tabela 22 – Limite de segurança dinâmico: com OEL ESS

<i>Direção</i>	<i>Grupo 1 [MW]</i>	<i>Grupo 2 [MW]</i>	<i>Grupo 3 [MW]</i>
1	498,8	<b>1907,3</b>	2769,3
2	576,7	1826,6	2766,4
3	645,4	1761,1	2758,8
4	694,7	1709,7	2758,0
5	734,2	1664,3	2761,6
6	783,9	1620,0	2753,6
7	827,7	1577,5	2750,3
8	870,6	1532,8	2750,3
9	917,5	1482,5	2751,9
10	971,9	1417,4	2760,9
11	1046,1	1346,7	2755,3
12	1145,7	1248,1	2752,2
13	1303,0	1089,4	2752,3
14	<b>1490,4</b>	954,6	2698,2
15	<b>1490,4</b>	1081,4	2567,3
16	<b>1490,4</b>	1164,9	2482,0
17	<b>1490,4</b>	1226,2	2419,6
18	<b>1490,4</b>	1275,3	2370,0
19	<b>1490,4</b>	1317,3	2327,8
20	<b>1490,4</b>	1355,2	2289,6
21	<b>1490,4</b>	1391,4	2253,4
22	<b>1490,4</b>	1427,7	2217,3
23	<b>1490,4</b>	1465,8	2179,4
24	<b>1490,4</b>	1508,1	2137,5
25	<b>1490,4</b>	1557,7	2088,5
26	<b>1490,4</b>	1620,0	2027,3
27	<b>1490,4</b>	1705,2	1944,1
28	<b>1490,4</b>	1835,8	1817,7
29	1401,0	<b>1987,2</b>	1761,3
30	1187,3	<b>1987,2</b>	1976,6
31	1051,4	<b>1987,2</b>	2114,8
32	953,3	<b>1987,2</b>	2215,2
33	876,0	<b>1987,2</b>	2294,9
34	810,4	<b>1987,2</b>	2362,7
35	751,5	<b>1987,2</b>	2423,8
36	695,7	<b>1987,2</b>	2482,0
37	640,2	<b>1987,2</b>	2540,2
38	581,9	<b>1987,2</b>	2601,3
39	517,7	<b>1987,2</b>	2669,1
40	442,5	<b>1987,2</b>	2748,8

A Tabela 23 apresenta uma análise comparativa entre os limites de segurança dinâmicos do Grupo 3, com e sem a modelagem dos OELs do tipo ESS, da direção 2 à direção 13. Nota-se que no caso sem a modelagem dos limitadores de sobreexcitação a geração de potência ativa do Grupo 3 é de 2980,8 MW, na direção 4. Porém, ao incluir a modelagem dos OELs do tipo ESS nos geradores G5, G6 e G10 a geração de potência ativa do Grupo 3 foi reduzida para 2758 MW (diferença de 222,8 MW) devido à perda de estabilidade transitória. Nesse caso, a geração de potência ativa do Grupo 1 foi aumentada, porque este grupo, como dito anteriormente, funciona como grupo de folga responsável o equilíbrio de potência do sistema.

Tabela 23 – Análise comparativa: Grupo 3

<b>Direção</b>	<b>Limite de Segurança Sem ESS [MW]</b>	<b>Limite de Segurança Com ESS [MW]</b>	<b>Redução [MW]</b>
2	2980,8	2766,4	214,4
3	2980,8	2758,8	222,0
4	2980,8	2758,0	222,8
5	2980,8	2761,6	219,2
6	2980,8	2753,6	227,2
7	2980,8	2750,3	230,5
8	2980,8	2750,3	230,5
9	2980,8	2751,9	228,9
10	2980,8	2760,9	219,9
11	2980,8	2755,3	225,5
12	2980,8	2752,2	228,6
13	2936,5	2752,3	184,2

A Figura 57 mostra a corrente de campo dos geradores síncronos G5, G6 e G10 quando a simulação no domínio do tempo é realizada, sem que seja aplicada qualquer perturbação. O resultado é mostrado para o ponto de operação pertencente à curva da região de segurança dinâmica com OEL ESS, na direção 4, apresentado na Tabela 22. Observa-se que, nessa direção de transferência de potência, os geradores G5, G6 e G10 permanecem sobreexcitados, ativando seus limitadores de sobreexcitação de forma a reduzir a corrente de campo para um valor abaixo do limite contínuo de 105% da corrente de campo nominal.

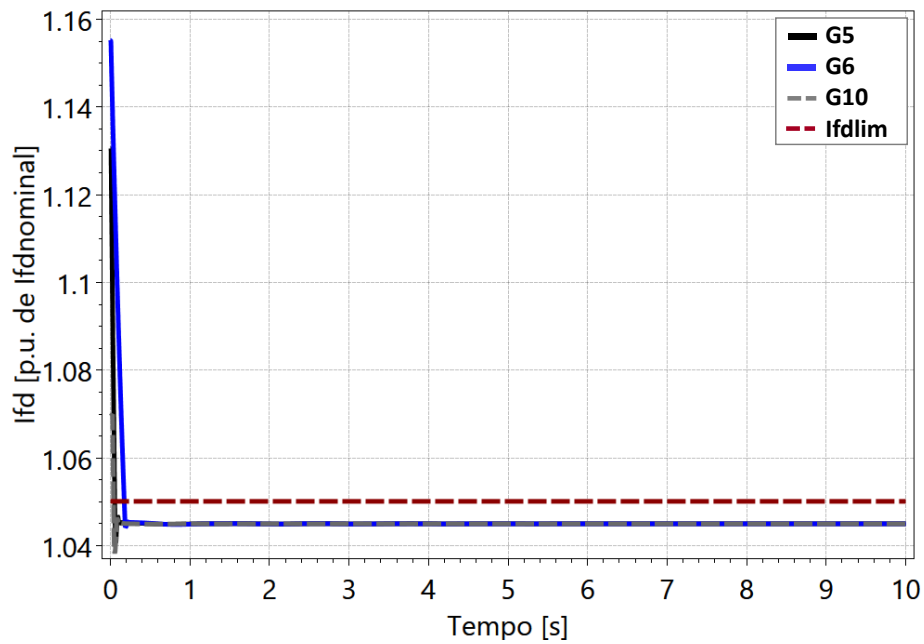


Figura 57 – Corrente de campo com OEL ESS: G5, G6 e G10

Considerando o ponto de operação limite pertencente à curva da região de segurança dinâmica sem OEL ESS na direção 4 (Tabela 21), a Figura 58 apresenta a dinâmica dos ângulos dos rotores dos geradores para a avaliação da estabilidade transitória com aplicação da contingência. Nessa simulação, os OELs não estão modelados. O resultado indica que o sistema é transitoriamente estável. Na Figura 59, o resultado para essa mesma simulação é apresentado, considerando a modelagem dos OELs do tipo ESS nos geradores G5, G6 e G10. Fica clara a instabilidade de primeira oscilação devido à atuação dos limitadores durante o período transitório.

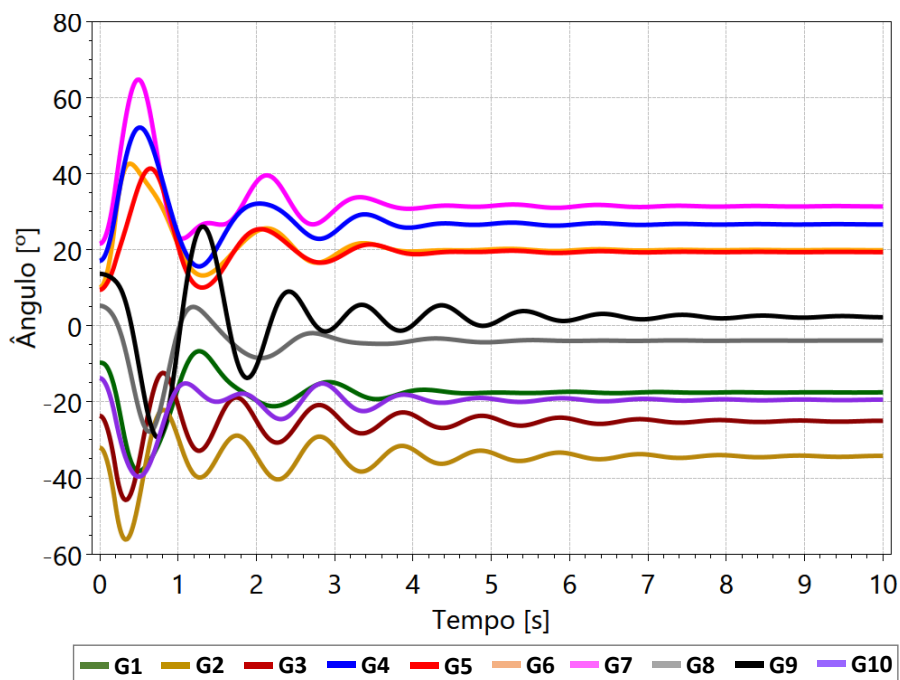


Figura 58 – Avaliação da estabilidade transitória: sem OEL ESS

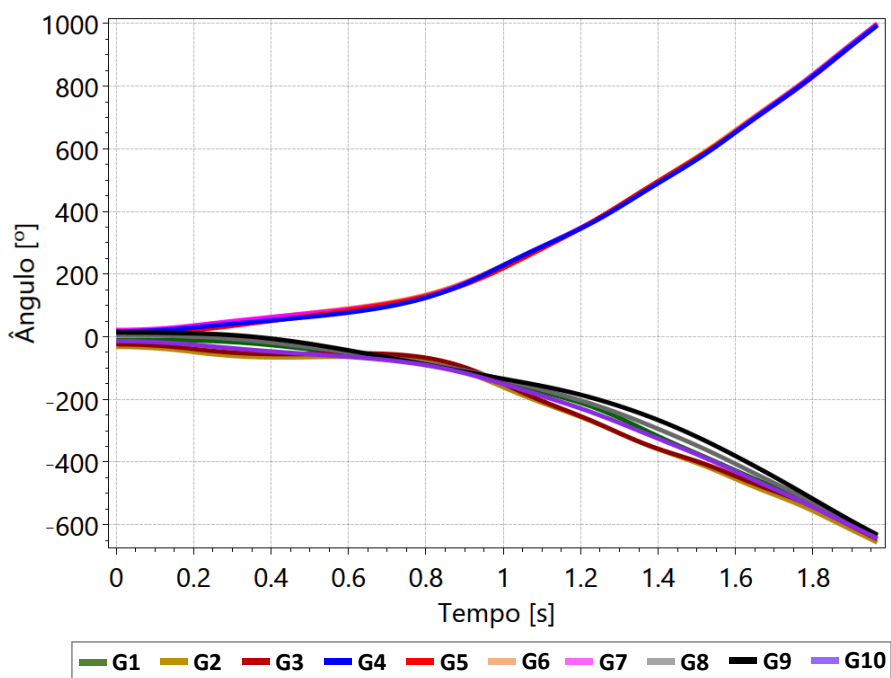


Figura 59 – Avaliação da estabilidade transitória: com OEL ESS

A título de exemplificação, apenas a dinâmica da corrente de campo do gerador G5 e sua tensão terminal, relativas à Figura 58 e à Figura 59 (sem e com OEL ESS, respectivamente), estão apresentadas na Figura 60 e Figura 61, respectivamente. Pode-se observar que a ativação do OEL limita a corrente de campo da máquina síncrona, levando o sistema à instabilidade. Por outro lado, a não representação do OEL, em um

caso com os geradores sobreexcitados violando o limite de corrente de campo, leva à falsa conclusão de que o sistema é estável.

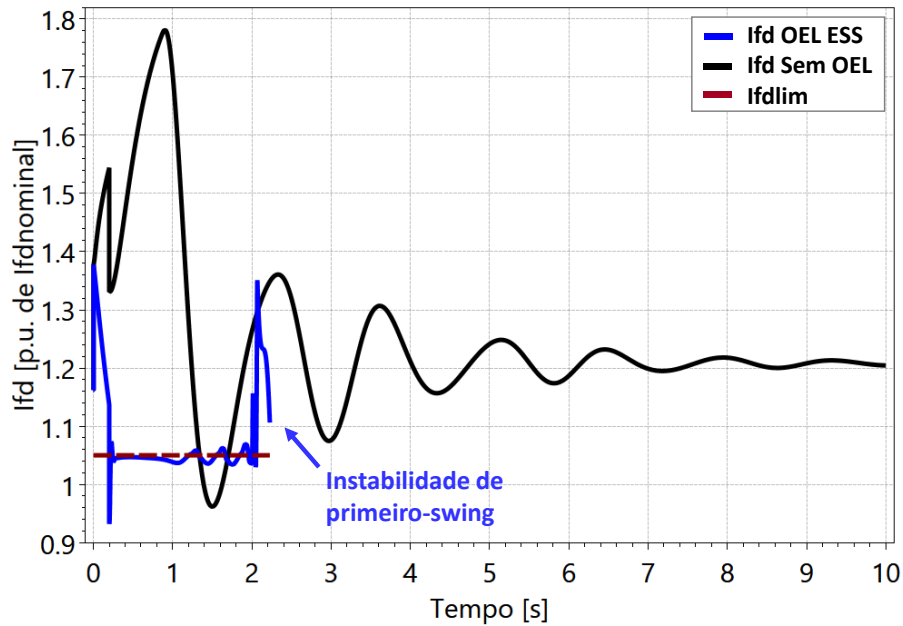


Figura 60 – Corrente de campo do gerador G5

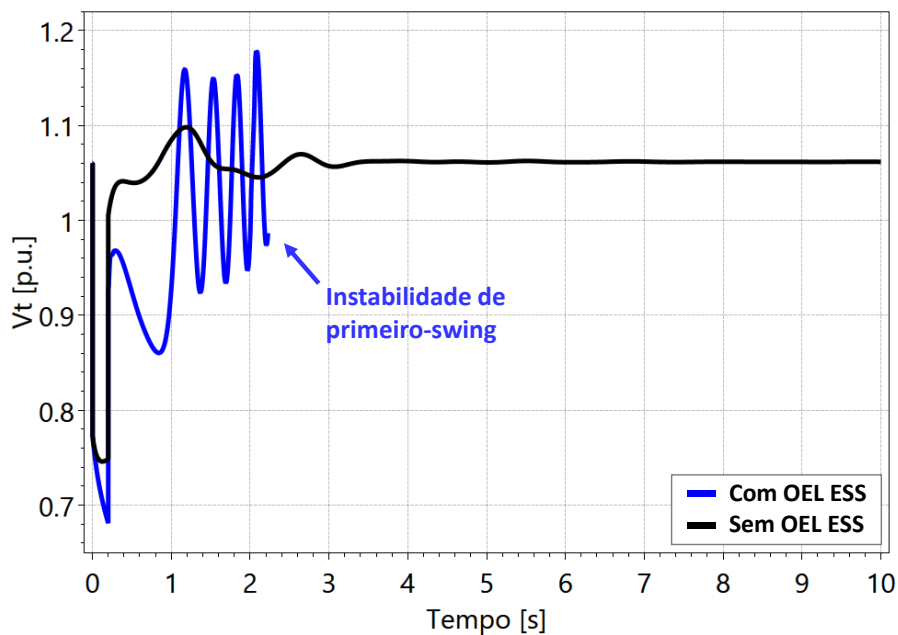


Figura 61 – Tensão terminal do gerador G5

Após a redução do despacho das máquinas pertencentes aos Grupos 2 e 3, a Figura 62 apresenta a dinâmica dos ângulos dos rotores dos geradores para o ponto de operação pertencente à curva da região de segurança dinâmica com OEL ESS, na direção 4 (Tabela 22). Com a redução da transferência de potência, mesmo com os limitadores de

sobreexcitação dos geradores G5, G6 e G10 atuando durante o período transitório, o sistema permanece transitoriamente estável.

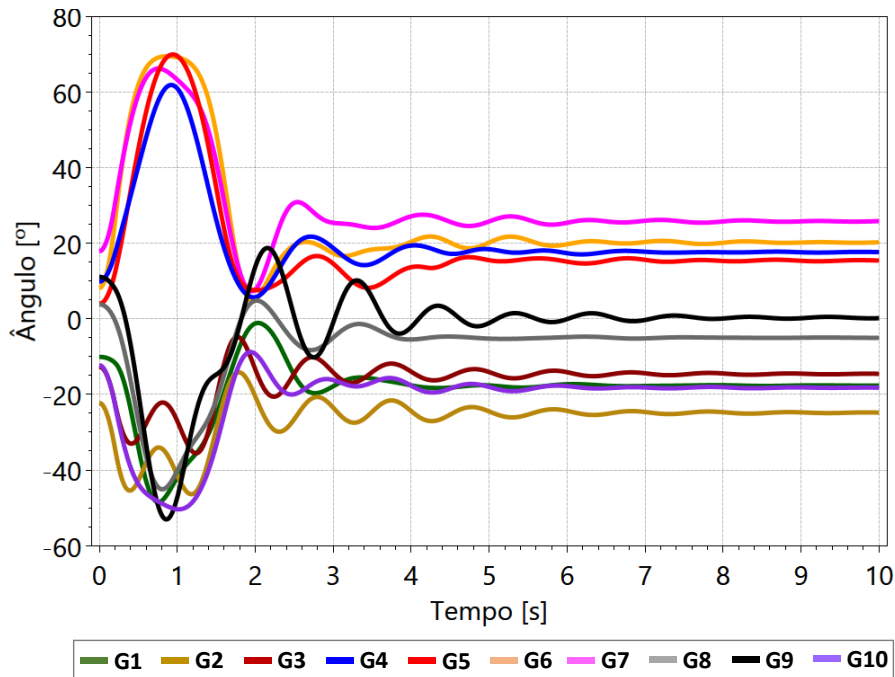


Figura 62 – Avaliação da estabilidade transitória: com OEL ESS

#### 4.3.2.3 Análise Comparativa

Por fim, foi realizada uma análise comparativa das regiões de segurança obtidas nos estudos anteriores, com e sem OEL do tipo somador e sobreposição ESS, conforme mostrado na Figura 63. A região de segurança no caso sem OEL do tipo somador é diferente da região de segurança obtida nos casos sem OEL do tipo sobreposição ESS devido à diferença de modelagem dos reguladores de tensão do sistema de excitação (IEEE DCIC x IEEE ST1C).

Os nomogramas de segurança dinâmicos comparativos, referentes ao Grupo 1 x Grupo 2, Grupo 1 x Grupo 3 e Grupo 2 x Grupo 3 estão apresentados na Figura 64, na Figura 65 e na Figura 66, respectivamente. Em cada nomograma estão representados o ponto de operação inicial e sua distância, na direção 4, até a primeira violação dentre os critérios dinâmicos considerados.

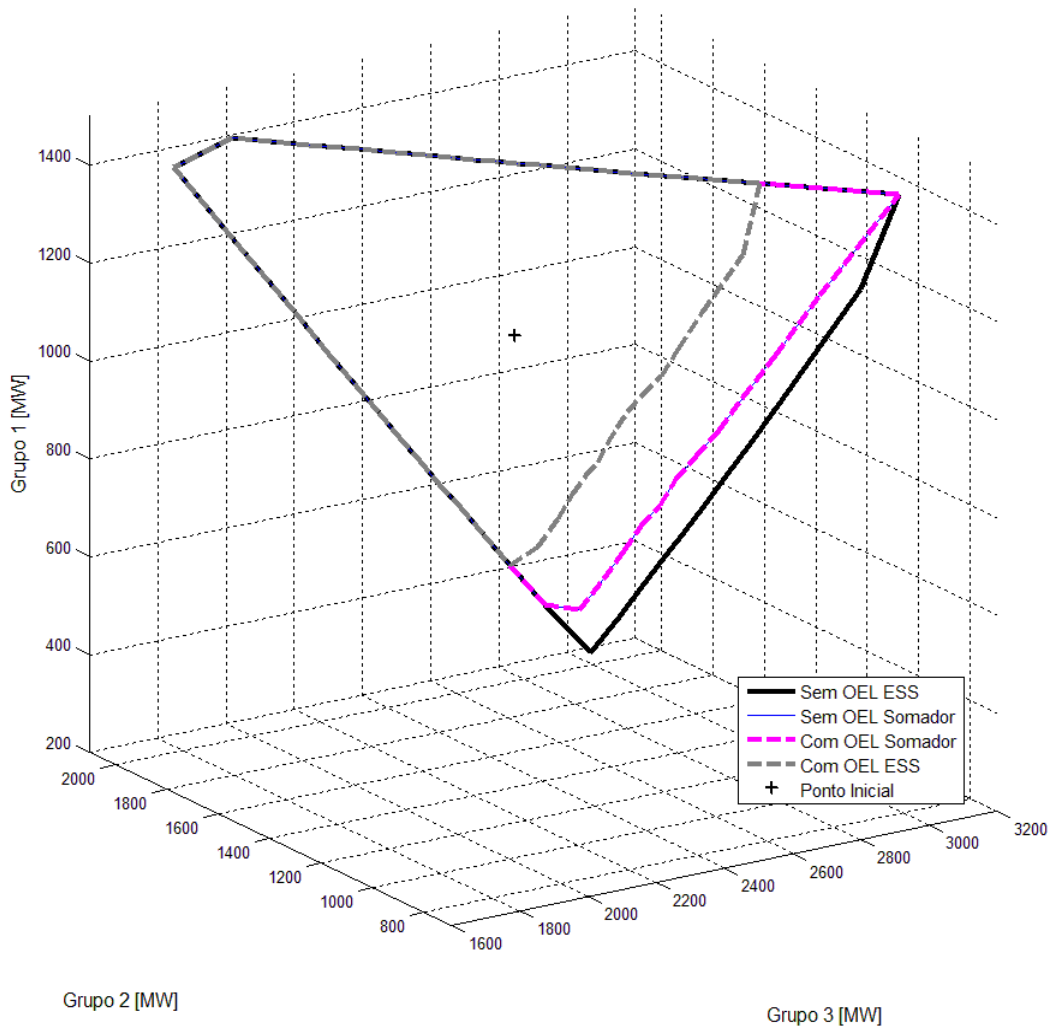


Figura 63 – Região de segurança dinâmica comparativa

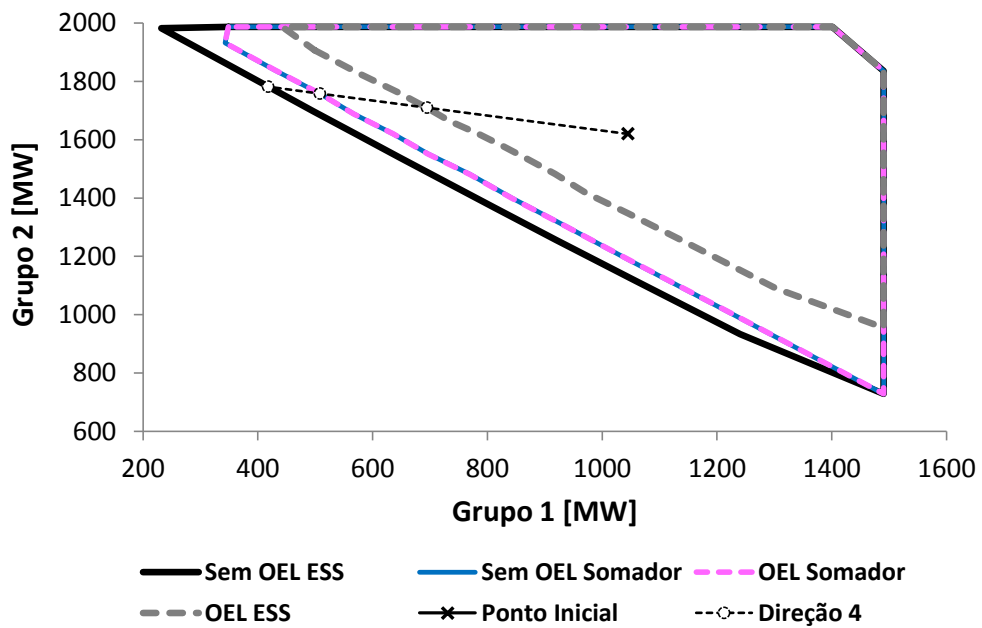


Figura 64 – Nomograma de segurança dinâmico comparativo: Grupo 1 x Grupo 2



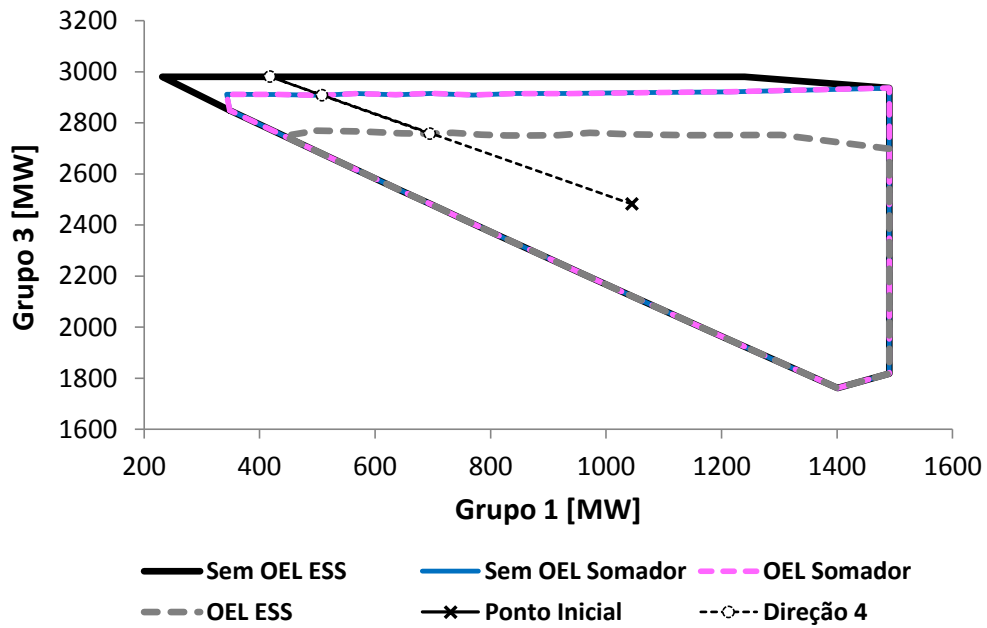


Figura 65 – Nomograma de segurança dinâmico comparativo: Grupo 1 x Grupo 3

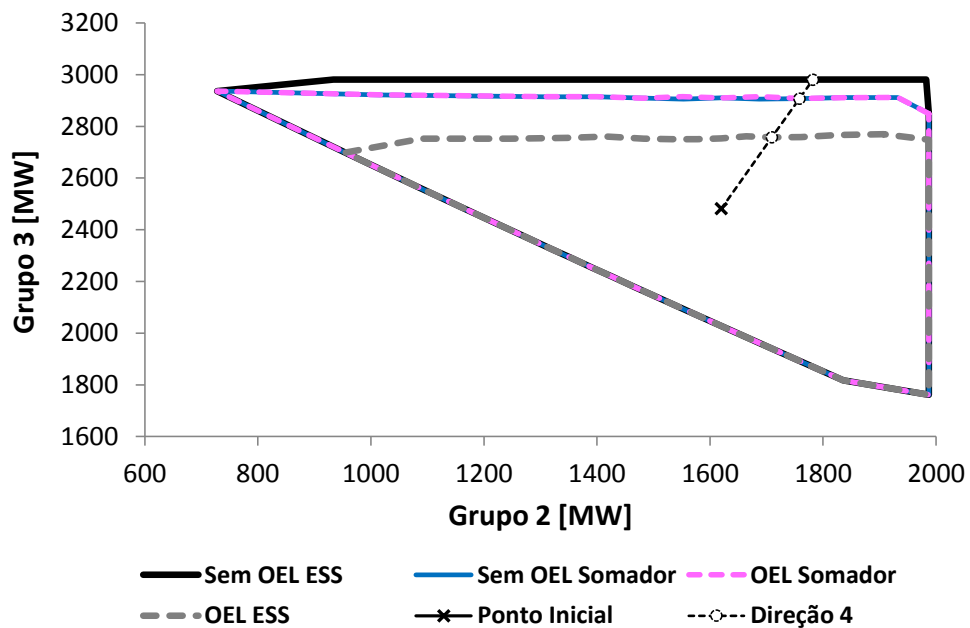


Figura 66 – Nomograma de segurança dinâmico comparativo: Grupo 2 x Grupo 3

Uma análise comparativa da corrente de campo e da tensão terminal do gerador G5 para os casos sem a modelagem do OEL, com o OEL do tipo somador e com OEL do tipo ESS está apresentada na Figura 67 e na Figura 68, respectivamente. As três simulações foram realizadas para o limite com OEL ESS (Tabela 22), na direção 4, que corresponde ao limite seguro da região de segurança do sistema *New England* para essa direção. Nota-se que a inclusão do OEL limita a corrente de campo da máquina, porém,

com a redução da transferência de potência ativa dos Grupos 2 e 3, o sistema permanece estável para os três casos.

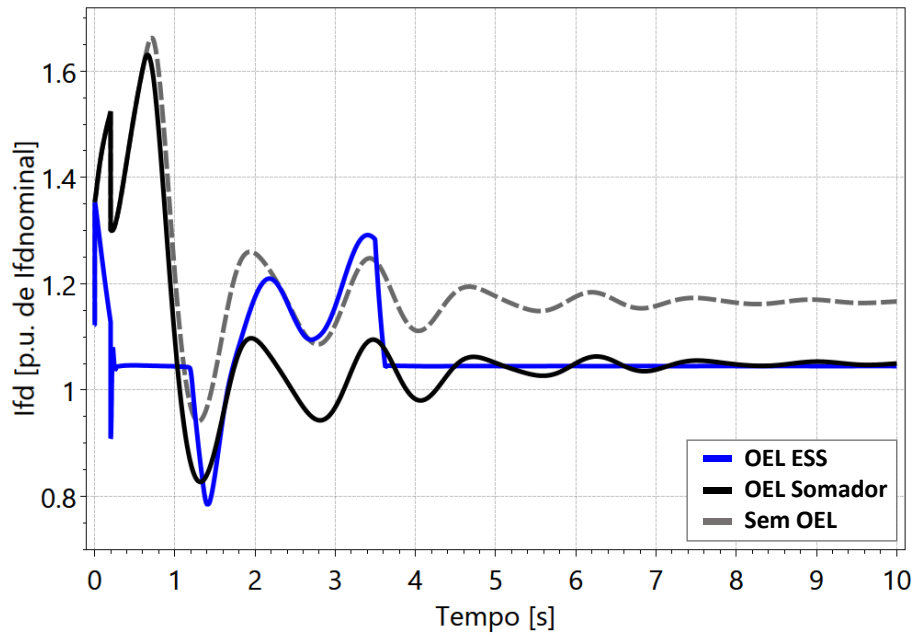


Figura 67 – Corrente de campo do gerador G5: limite de segurança

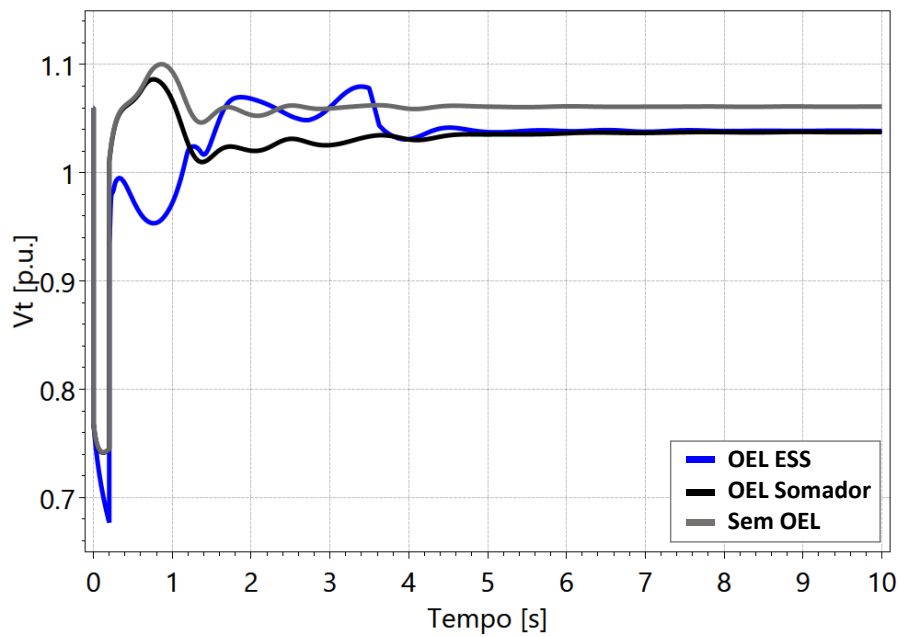


Figura 68 – Tensão terminal do gerador G5: limite de segurança

## 4.4 Sistema Interligado Nacional

Após os estudos envolvendo os sistemas Máquina x Barra Infinita, Duas áreas e *New England*, a análise do impacto de limitadores de sobrecitação ativos na estabilidade transitória de máquinas síncronas foi estendida para um caso do Sistema Interligado Nacional - SIN.

Como ponto de partida, foi utilizado o Caso Mensal de Outubro de 2017, no cenário de carga média, disponibilizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) [28]. Esse cenário foi adotado para os estudos de fluxo de potência e transitórios eletromecânicos, utilizando a base de dados completa do sistema, com um total de 6.342 barras. A Figura 69 exibe o mapa do sistema de transmissão principal do SIN, para o horizonte de 2017.

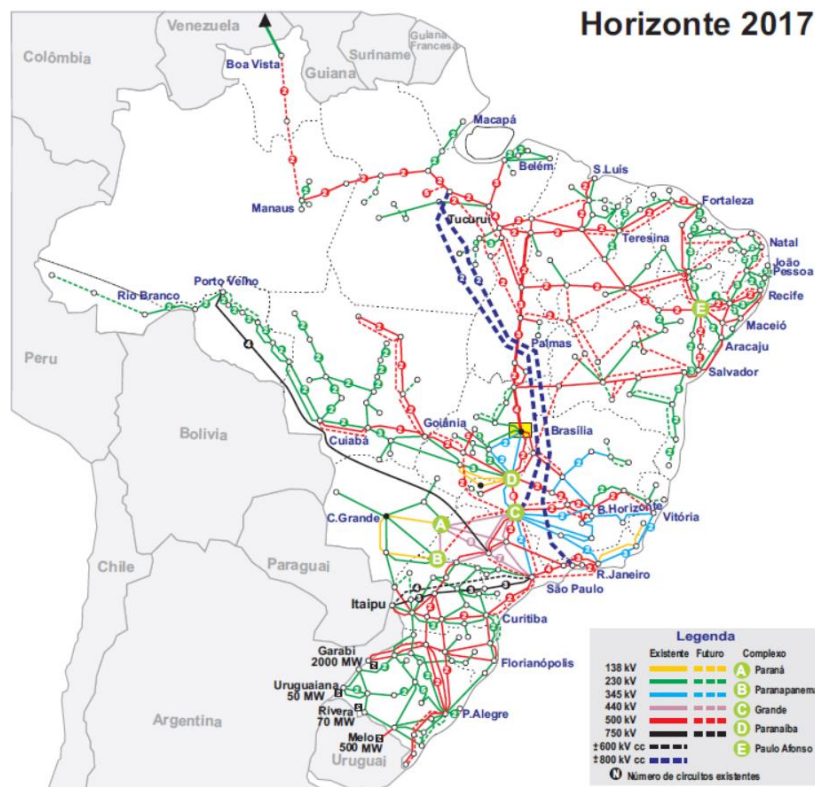


Figura 69 – Sistema de transmissão do SIN – Horizonte 2017 [28]

As simulações envolvendo o Sistema Interligado Nacional têm como finalidade analisar o efeito do disparo do limitador de sobrecitação dos compensadores síncronos da subestação de Ibiúna na estabilidade do sistema. A subestação de Ibiúna, localizada no estado de São Paulo, possui quatro compensadores síncronos de 300 Mvar cada, representados por uma máquina equivalente. Essa subestação representa um ponto importante do SIN, pois tem conexão com o tronco de 765 kV por onde é escoada a

geração proveniente da usina de Itaipu. Assim, mais especificamente, o estudo objetiva analisar como a ativação do OEL de Ibiúna pode afetar a estabilidade das máquinas síncronas de Itaipu 60 Hz e, conseqüentemente, limitar a potência transmitida pelo tronco de 765 kV.

O sistema de excitação dos compensadores síncronos de Ibiúna possui um limitador de sobreexcitação do tipo sobreposição seguindo o Esquema de Substituição de Sinal de Controle (CSS). Os diagramas de blocos do limitador de sobreexcitação e do sistema de excitação são apresentados na Figura 70 e na Figura 71, respectivamente.

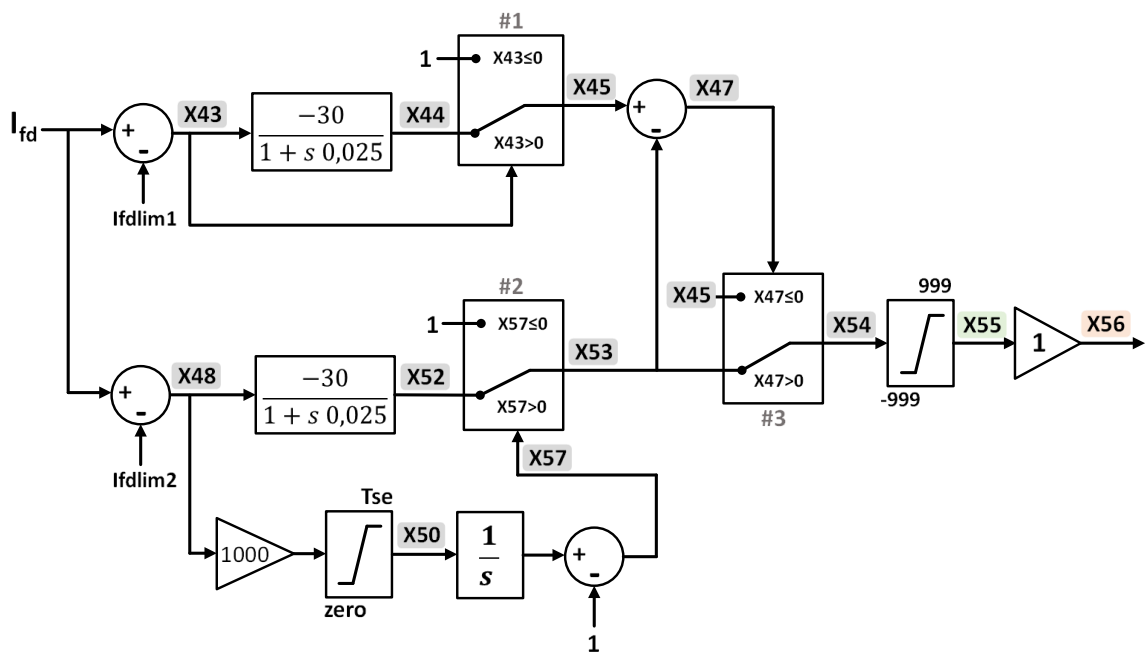


Figura 70 – Limitador de sobreexcitação de Ibiúna 345 kV

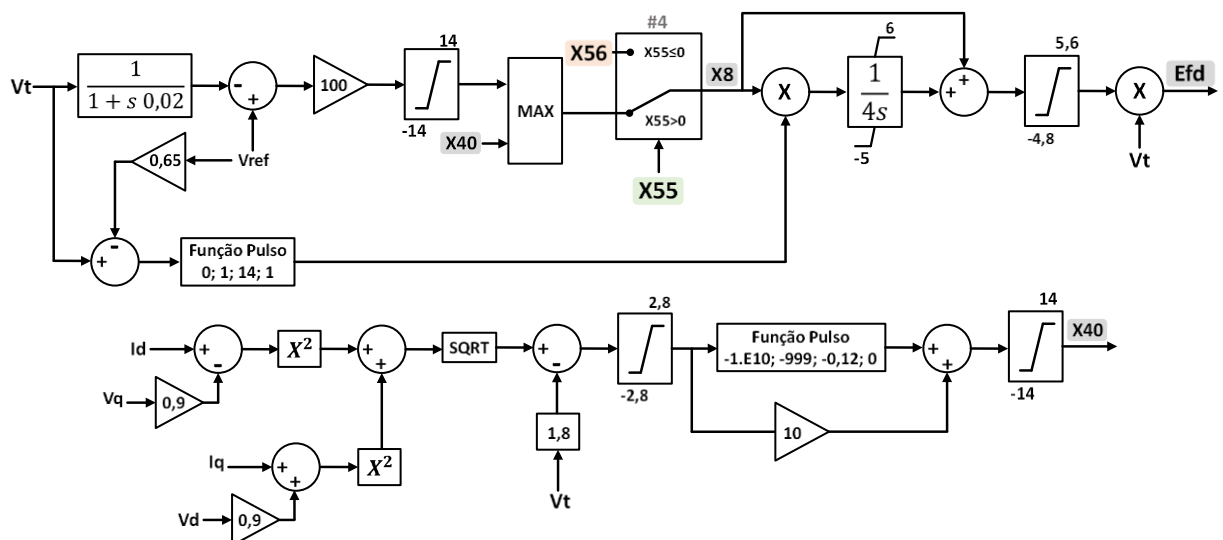


Figura 71 – Sistema de excitação de Ibiúna 345 kV

O limitador de sobreexcitação de Ibiúna possui uma malha de atuação instantânea e uma malha de atuação temporizada de tempo fixo. A operação da malha temporizada do OEL inicia-se pela comparação da corrente de campo da máquina ( $I_{fd}$ ) com o valor máximo da corrente de campo permissível em regime permanente de 2,329 p.u. ( $I_{fdlim2}$ ). Essa diferença é responsável pela ativação do limitador de sobreexcitação. Em condições normais de operação, o sinal de saída do bloco limita (X50) corresponde ao seu limite inferior nulo, tal que a saída do temporizador (X57) possui um valor negativo. Dessa forma, o bloco seletor #2 fica na posição superior, produzindo um sinal de saída unitário ( $X53 = 1$ ). Quando o limite de sobreexcitação temporizado é violado, o valor da corrente de campo ultrapassa o limite adotado na malha temporizada do OEL. Assim, a diferença X48 torna-se positiva, aumentando o valor da saída do bloco limita (X50). Após a temporização, o sinal de saída do temporizador torna-se maior do que zero e o bloco seletor #2 passa para a posição inferior ( $X53 = X52$ ), ativando o OEL. Para uma temporização de 1 minuto, o limite superior do bloco limita (Tse) vale 0,0167 p.u. e para uma temporização de 5 segundos, Tse vale 0,2 p.u..

Se a saída do somador (X47) for maior do que zero, o bloco seletor #3 passa para a posição inferior ( $X54 = X53$ ). Se X54 for menor ou igual a zero, o sinal de saída do OEL (X56) se sobrepõe à saída da malha principal de controle do regulador de tensão ( $X8 = X56$ ), reduzindo  $I_{fd}$  até que o limite da corrente de campo permissível em regime permanente (2,329 p.u.) seja atingido.

A operação da malha instantânea do OEL, por sua vez, inicia-se pela comparação da corrente de campo da máquina ( $I_{fd}$ ) com o valor máximo da corrente de campo de 3,376 p.u. ( $I_{fdlim1}$ ). Em condições normais de operação, o bloco seletor #1 fica na posição superior, produzindo um sinal de saída unitário ( $X45 = 1$ ). Caso o valor da corrente de campo ultrapasse o limite adotado na malha instantânea do OEL, a diferença X43 torna-se positiva, tal que a saída do bloco seletor #1 passa para a posição inferior ( $X45 = X44$ ). Dessa forma, a malha instantânea do OEL é ativada e o sinal de saída do somador (X47) passa a ser negativo. Com valor negativo do sinal X47, o bloco seletor #3 passa para a posição superior igualando o seu sinal de saída (X54) ao sinal X45. Por fim, o valor menor ou igual a zero do sinal X56, faz com que a saída do bloco seletor #4 (X8) se iguale ao sinal de saída do OEL (X56). Assim, a saída X8 diminuirá imediatamente, sem atraso, e a excitação será reduzida garantindo que a corrente  $I_{fd}$  não ultrapasse seu valor máximo da corrente de campo de 3,376 p.u..

Conforme descrito anteriormente, as simulações têm como finalidade analisar a ativação da malha temporizada do OEL de Ibiúna (Figura 70) e seu impacto na estabilidade sistema, mais especificamente nas máquinas de Itaipu 60 Hz e no tronco de 765 kV do SIN. A Figura 72 mostra o cenário operativo do tronco de 765 kV relativo ao caso base estudado. Nesse cenário, Itaipu 60 Hz está gerando 5000 MW e o compensador síncrono equivalente de Ibiúna se encontra em condição normal de operação, ou seja, sem sobreexcitação.

De posse do caso base, o sistema foi modificado de forma a levá-lo a uma condição operativa mais estressada. As modificações consideraram o aumento da geração de Itaipu para 6000 MW, o desligamento de capacitores de Ibiúna e de transformadores de Tijuco Preto para manutenção. Nessa condição degradada, o compensador síncrono de Ibiúna foi sobreexcitado de forma que, em regime permanente, a corrente de campo fosse superior ao limite do OEL temporizado (2,329 p.u.) e inferior ao limite do OEL instantâneo (3,376 p.u.). Para os estudos de estabilidade eletromecânica, foi considerada a ocorrência de um curto-circuito na barra de 765 kV de Ivaiporã seguido da abertura de dois circuitos do trecho Ivaiporã – Itaberá. Assim, os seguintes distúrbios foram simulados:

- Curto-circuito trifásico através de reatância de 0,38% em Ivaiporã 765 kV em  $t = 5,5s$ ;
- Remoção do curto-circuito em  $t = 5,6s$ ;
- Desligamento de dois circuitos da linha de transmissão Ivaiporã 765 kV – Itaberá 765 kV em  $t = 5,6s$ .

Segundo os Procedimentos de Rede do ONS [30], se o valor da temporização para a atuação do limitador de sobreexcitação de unidades geradoras e de compensadores síncronos for superior ao tempo de simulação, pode-se fazer uma avaliação do desempenho do sistema considerando a atuação do OEL após 5 segundos. Dessa forma, uma primeira análise foi realizada considerando o OEL com temporização de 1 minuto, conforme modelado na base de dados. Nas análises seguintes, a temporização do OEL foi alterada para 5 segundos, para analisar a ativação do limitador temporizado durante a simulação.

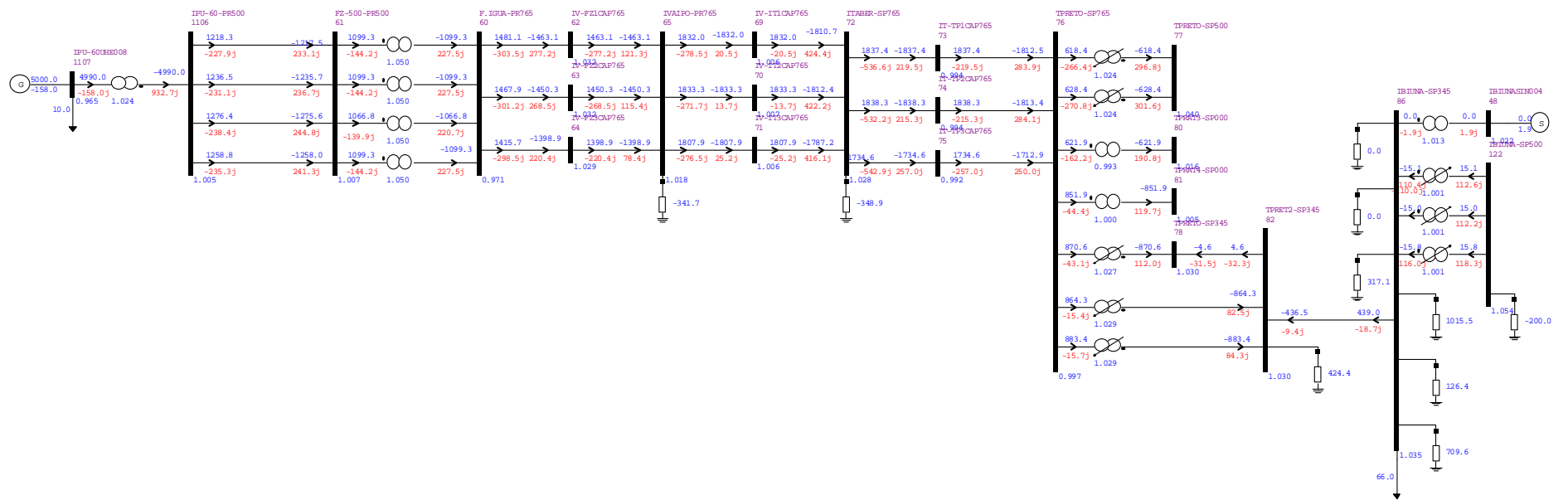


Figura 72 – Tronco 765 kV: caso mensal outubro de 2017

Primeiramente, aplicou-se o evento considerando o OEL com temporização de 1 minuto. Como o curto-circuito é aplicado antes da ativação do OEL temporizado, após o defeito, a malha instantânea atua para reduzir a corrente de campo. Dessa forma, o sinal de saída da malha temporizada (X53) permanece com valor unitário, enquanto a malha instantânea é ativada após o defeito ( $X45 < 0$ ), igualando o sinal de saída do OEL (X56) ao seu sinal de saída (X45). O comportamento da corrente de campo e os sinais de controle do OEL estão apresentados na Figura 73 e na Figura 74, respectivamente.

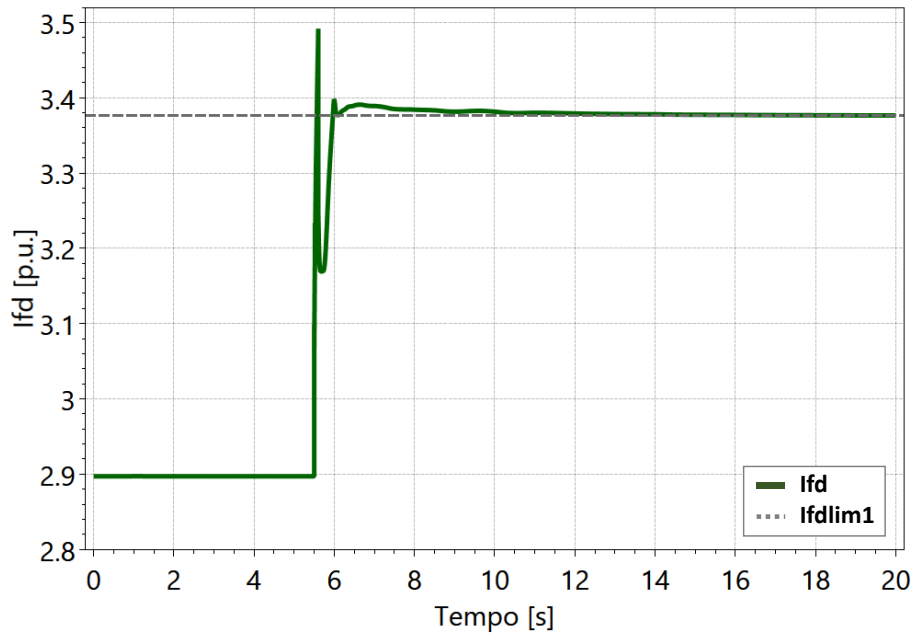


Figura 73 – Corrente de campo Ibiúna 345 kV: OEL temporizado - 1 minuto

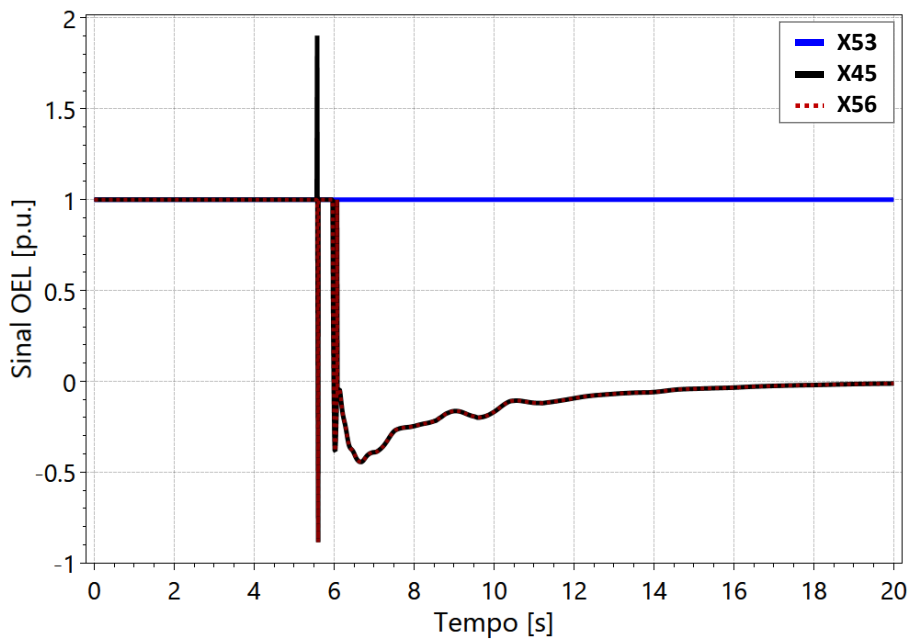


Figura 74 – Sinais de controle do OEL: temporizado - 1 minuto



A Figura 75 apresenta a dinâmica dos ângulos dos rotores de Itaipu e de outros importantes geradores do sistema, em relação à máquina da usina de Ilha Solteira. Nota-se que mesmo com a aplicação do curto-circuito seguido de uma perda dupla, e consequente atuação da malha instantânea do OEL, o sistema permanece estável.

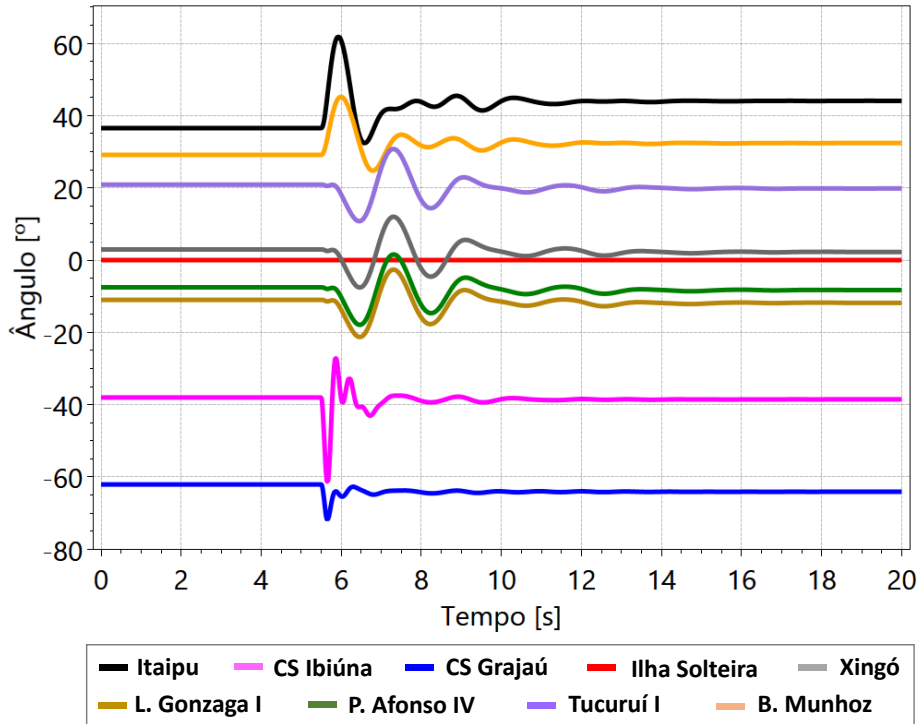


Figura 75 – Avaliação da estabilidade transitória: OEL temporizado - 1 minuto

A mesma simulação foi realizada, considerando o OEL com temporização de 5 segundos. Com a ativação do OEL temporizado em  $t = 5s$ , quando o curto-circuito é aplicado, em  $t = 5,5 s$ , a corrente de campo já foi reduzida, de tal forma que a malha instantânea não atua. Dessa forma, o sinal de saída da malha instantânea (X45) permanece com valor unitário, enquanto a malha temporizada é ativada em  $t = 5s$  ( $X53 < 0$ ), igualando o sinal de saída do OEL (X56) ao seu sinal de saída (X53). O comportamento da corrente de campo e os sinais do OEL estão apresentados na Figura 76 e na Figura 77, respectivamente.

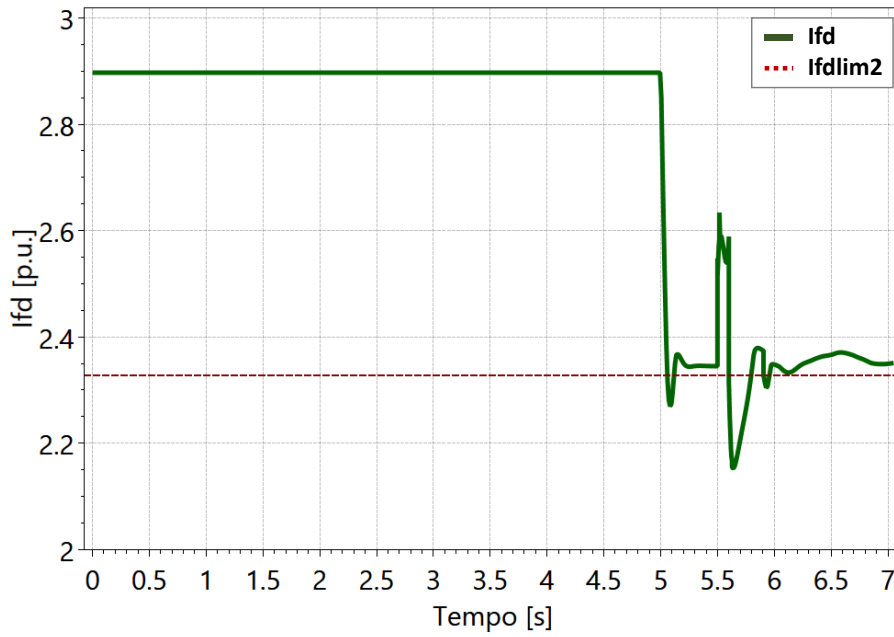


Figura 76 – Corrente de campo Ibiúna 345 kV: OEL temporizado – 5 segundos

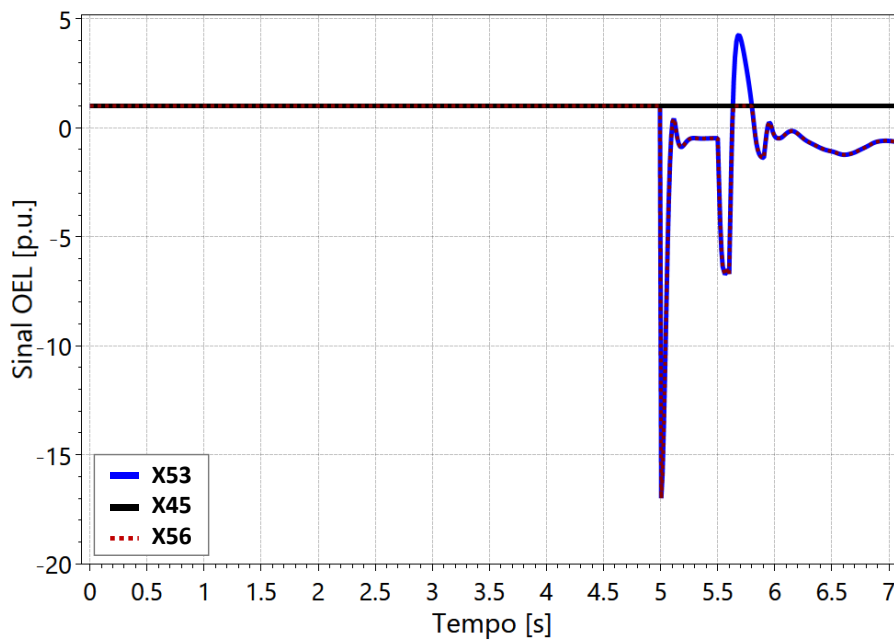


Figura 77 – Sinais de controle do OEL: temporizado – 5 segundos

A Figura 78 apresenta a dinâmica dos ângulos dos rotores de importantes geradores síncronos presentes no SIN, em relação às máquinas de Ilha Solteira. Nesse caso, a ativação da malha temporizada do OEL, seguida da aplicação do curto-circuito com perda dupla levará à instabilidade de primeira oscilação das máquinas de Itaipu.

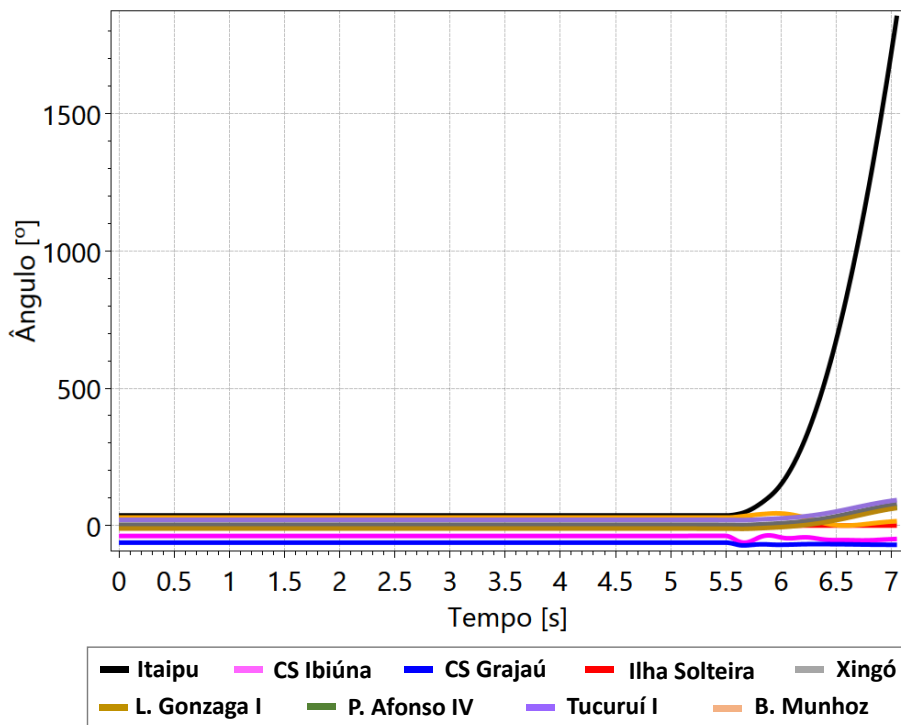


Figura 78 – Avaliação da estabilidade transitória: OEL temporizado – 5 segundos

Devido à instabilidade apresentada na análise anterior, a potência de Itaipu foi reduzida até que um caso estável fosse obtido, considerando o OEL com temporização de 5 segundos e a aplicação da perturbação. A estabilidade de Itaipu foi alcançada para uma potência de 5700 MW, reduzindo sua potência em 300 MW. O comportamento da corrente de campo e os sinais do OEL estão apresentados na Figura 79 e na Figura 80, respectivamente.

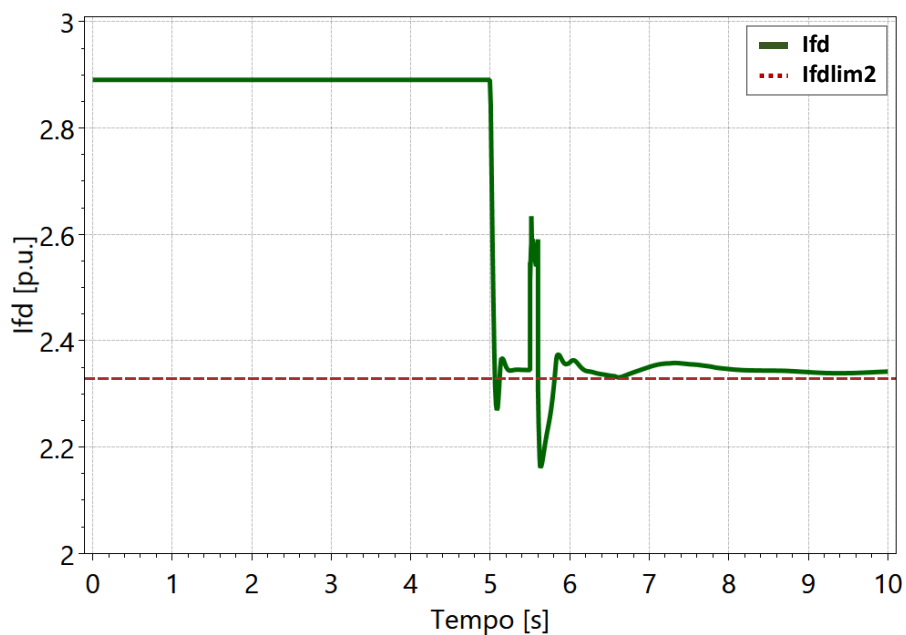


Figura 79 – Corrente de campo Ibiúna 345 kV: OEL temporizado – 5 segundos

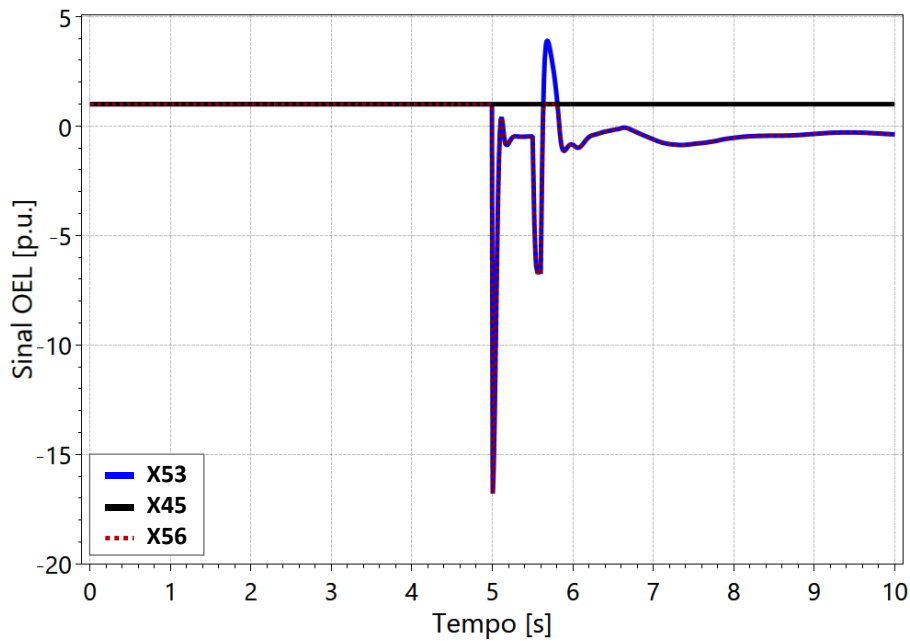


Figura 80 – Sinais de controle do OEL: temporizado – 5 segundos

Reduzindo a potência em Itaipu para 5700 MW, a Figura 81 apresenta a dinâmica dos ângulos dos rotores de importantes geradores síncronos presentes no SIN, em relação à usina de Ilha Solteira. Nesse caso, mesmo com a ativação da malha temporizada do OEL e a aplicação do distúrbio, Itaipu e as demais máquinas síncronas do SIN permanecem transitóriamente estáveis.

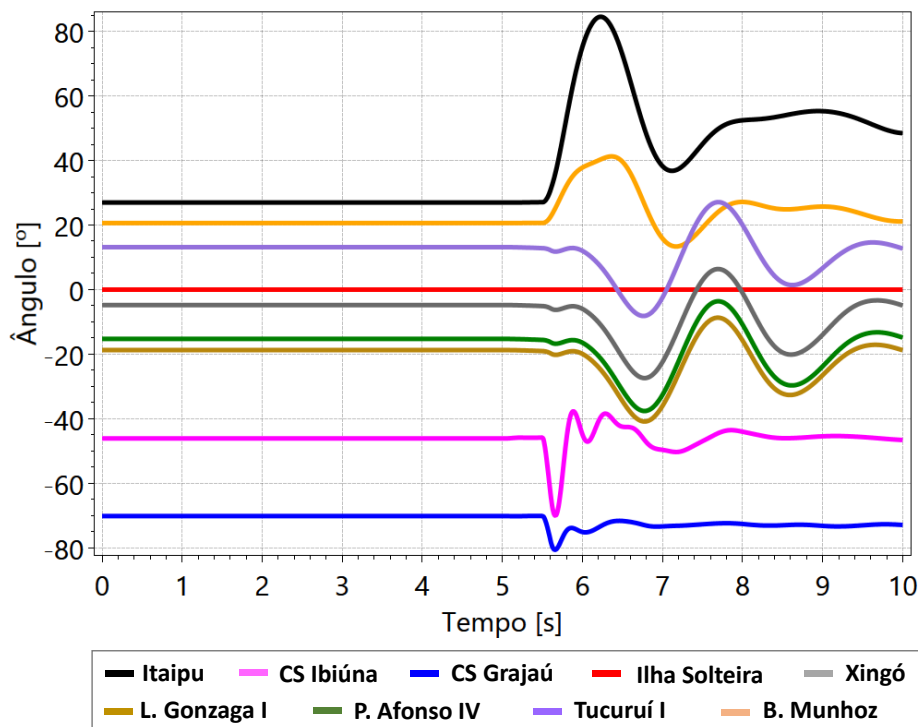


Figura 81 – Avaliação da estabilidade transitória: OEL temporizado – 5 segundos

Das análises de estabilidade eletromecânica envolvendo o Sistema Interligado Nacional, constata-se que a redução da potência de Itaipu 60 Hz foi necessária para suas máquinas suportarem a atuação do limitador de sobreexcitação temporizado do compensador síncrono de Ibiúna. Nesse caso, quando o OEL temporizado está modelado de forma a atuar corretamente durante a simulação, com temporização de 5 segundos, essa redução deve ser de 300 MW para as máquinas de Itaipu não perderem a estabilidade, equivalente a 5% da geração original. Neste caso, a modelagem da temporização do OEL com valor superior ao tempo de simulação leva à falsa conclusão de que o sistema é estável.

É importante registrar que as simulações apresentadas para o SIN nessa dissertação têm caráter essencialmente didático, uma vez que consideraram um cenário extremamente severo e degradado do sistema. Entretanto, deve-se atentar para o fato de que das 432 máquinas síncronas presentes no banco de dados do ONS, cerca de 50% não possuem limitadores de sobreexcitação modelados, podendo levar à falsa conclusão de que o sistema é estável caso essas máquinas estejam sobreexcitadas.

# **CAPÍTULO 5**

## **CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS**

### **5.1 Conclusões**

Limitadores de sobreexcitação (OELs) são dispositivos fundamentais para garantir a segurança operativa de geradores síncronos. Devido a sua ação temporizada, esses limitadores são comumente representados em análises de estabilidade de tensão de longo prazo. Entretanto, a operação do sistema com limitadores de sobreexcitação ativos pode influenciar também na segurança dinâmica de curto prazo.

Este trabalho apresentou um estudo sobre o impacto da ativação de OELs na segurança dinâmica de sistemas de potência. O impacto foi analisado através do cálculo da margem de estabilidade transitória, do limite intercâmbio entre áreas e da avaliação da região de segurança. Para cada análise, limitadores de sobreexcitação do tipo somador e sobreposição foram modelados e seus impactos na segurança dinâmica foram avaliados.

As simulações dinâmicas para o cálculo da margem de estabilidade transitória foram realizadas para um sistema Máquina x Barra Infinita. Limitadores do tipo somador não impactaram a margem de estabilidade, visto que o seu desempenho é influenciado por outros sinais de controle no regulador de tensão. Por outro lado, os resultados mostraram uma redução significativa na presença do limitador do tipo sobreposição. Nesse caso, a maior redução do tempo crítico foi de 54,7%, correspondente a 105 ms, com a atuação do OEL do tipo sobreposição segundo o Esquema de Substituição de Sinal de Erro (ESS).

Na análise dos limites de intercâmbio entre áreas, verificou-se uma redução na capacidade de transmissão, independentemente do tipo de limitador considerado. Entretanto, a ativação dos limitadores do tipo sobreposição ESS mostrou um impacto consideravelmente maior. No sistema de duas áreas utilizado nas análises, com um dos geradores da área exportadora violando o seu limite de sobreexcitação, a redução provocada pelo OEL do tipo somador chegou a 6,4% contra 30,4% quando o OEL do tipo ESS é utilizado. Nesse último caso, a redução da capacidade de transmissão correspondeu a 170 MW. Esse comportamento ocorre, pois o sinal do OEL se sobrepõe ao sinal do AVR controlando diretamente a excitatriz da máquina síncrona.

As simulações estáticas e dinâmicas para a construção da região de segurança foram realizadas para o sistema modificado IEEE 39 Barras, conhecido como *New England*. Verificou-se que a ativação dos OELs do tipo somador não alterou a região de segurança dinâmica. Por outro lado, a modelagem dos OELs do tipo ESS reduziu consideravelmente a região de segurança nas direções de transferência de potência que permaneceram com os geradores sobreexcitados, ativando seus limitadores de sobreexcitação.

Essa dissertação analisou ainda a influência do disparo do limitador de sobreexcitação do compensador síncrono de Ibiúna na estabilidade eletromecânica de um caso degradado do Sistema Interligado Nacional. Com a ativação da malha temporizada do OEL de Ibiúna, a potência elétrica de Itaipu 60 Hz precisou ser reduzida para manter a estabilidade transitória. Nesse caso, a redução foi de 300 MW, o equivalente a 5% da potência ativa original.

Através dos resultados obtidos, o impacto da ativação de limitadores de sobreexcitação na segurança dinâmica foi demonstrado. Esse impacto depende

fortemente de como os OEL são modelados, revelando diferentes margens de estabilidade, diferentes valores de capacidade de transmissão e diferentes traçados das regiões de segurança. Os estudos com o Sistema Interligado Nacional mostraram que a modelagem da temporização do OEL com valor superior ao tempo de simulação pode levar à falsa conclusão de que o sistema é estável, caso a máquina já esteja violando o seu limite de corrente de campo no momento no ponto de operação inicial. Dessa forma, fica evidente a importância da modelagem dos limitadores de sobreexcitação nos estudos de estabilidade transitória, considerando a condição operativa das máquinas com possível ativação dos limitadores.

## **5.2 Trabalhos Futuros**

Como trabalho futuro, sugere-se a elaboração de um estimador de estado dinâmico capaz de identificar a ativação dos limitadores de sobreexcitação presentes nas máquinas síncronas. Assim, os operadores poderiam atuar rapidamente de forma a aliviar o estresse do sistema e trazê-lo para um ponto de operação seguro.

Outro estudo interessante seria uma análise mais abrangente da segurança dinâmica de sistemas de potência, estendendo a análise do impacto da ativação dos limitadores de sobreexcitação, para estudos de estabilidade a pequenos sinais, estabilidade de frequência e estabilidade de tensão.



# REFERÊNCIAS

- [1] P. Panciatici, G. Bareux, and L. Wehenkel, “Operating in the fog: Security management under uncertainty,” *IEEE Power Energy Magazine*, vol. 10, no. 5, pp. 40–49, Sep. 2012.
- [2] G. Anagnostou, and B. Pal, “Impact of Overexcitation Limiters on the Power System Stability Margin Under Stressed Conditions”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, n°. 3, pp. 2327–2337, May 2016.
- [3] K. Morison, L. Wang, and P. Kundur, “Power system security assessment,” *IEEE Power Energy Magazine.*, vol. 2, no. 5, pp. 30–39, Sep. 2004.
- [4] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power System Stability and Control*. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1994, vol. 7.
- [5] C. Vournas, G. Manos, P. Sauer, and M. Pai, “Effect of overexcitation limiters on power system long-term modeling,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 14, no. 4, pp. 1529–1536, Dec. 1999.
- [6] T. Van Cutsem and C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power Systems*, ser. Kluwer International Series in Engineering and Computer Science. New York, NY, USA: Springer, 1998.
- [7] A. Murdoch et al., “Excitation system protective limiters and their effect on volt/var control-design, computer modeling, and field testing,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 15, no. 4, pp. 440–450, Dec. 2000
- [8] R. L. Sinder e T. M. L. Assis, “Influence of Active Overexcitation Limiters on Power System Transfer Capability”, VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE, Niterói 2018.
- [9] M. Pavella, D. Ernst, and D. Ruiz-Vega, *Transient Stability of Power Systems: A Unified Approach to Assessment and Control*, ser. Kluwer International Series in Engineering and Computer Science. New York, NY, USA: Springer, 2000.
- [10] NERC, *Available Transfer Capability Definitions and Determination - A Framework for Determining Available Transfer Capabilities of the Interconnected Transmission Networks for a Commercially Viable Electricity Market*, Jun. 1996.
- [11] T. M. L. Assis, D. M. Falcão and G. N. Taranto, “Dynamic Transmission Capability Calculation Using Integrated Analysis Tools and Intelligent Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 4, pp 1760-1770, November 2007.

- [12] S. Granville, M. L. Latorre e L. A. C. Pereira, "Fluxo de Potência Ótimo: Modelagem Básica e Aplicações", XIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE, Camboriú, 1995.
- [13] E.G.S. Sant`Anna, A.C. Zambroni de Souza, A.Y. Takahata, T.M.L. Assis, M.Th. Schilling, J.A. Passos Filho, "Limites de Intercâmbio em Sistemas de Grande Porte via Otimização", XVII Congresso Brasileiro de Automática, Juiz de Fora, Setembro, 2008.
- [14] S. Granville "Optimal Reactive Dispatch Through Interior Point Methods", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, February 1994.
- [15] CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, ANAREDE – Programa de Análises de Rede, Manual do Usuário, V 10.02.03, Setembro 2017.
- [16] CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, ANATEM – Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos, Manual do Usuário, V 11.02.00, Julho 2017.
- [17] F.R. de M. Alves, R. M. Henriques, J. A. Passos Filho, S. Gomes Júnior, C. L. T. Borges, R. D. Rangel, D. M. Falcão, A. A. Aveleda, G. N. Taranto, T. M. L. Assis, "Ferramenta Integrada para Avaliação da Segurança Estática e Dinâmica de Sistemas Elétricos de Potência de Grande Porte", XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica – XII SEPOPE, Rio de Janeiro, May, 2012.
- [18] T. M. L. Assis, S. Kuenzel, B. C. Pal, "Impact of Multi-terminal HVDC Grids on Enhancing Dynamic Power Transfer Capability", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 32, No. 4, pp 2652-2662, July 2007.
- [19] F. B. Almeida, J. A. Passos Filho, J. L. R. Pereira, and R. M. Henriques, "Assessment of load modeling in power system security analysis based on static security regions," J. Control Autom. Elect. Syst., vol. 24, no. 1, pp. 148–161, April 2013.
- [20] IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE Std. 421.5-2016 (Revision of IEEE Std. 421.5-2005), 2006, pp. 0\_1–193.
- [21] IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above, IEEE Std. C50.13-2014 (Revision of IEEE Std. C50.13-2005).
- [22] IEEE Guide for AC Generator Protection, IEEE Std. C37.102-2006 (Revision of IEEE Std. C37.102-1995), 2006, pp. 1–177.

- [23] G.K. Morison, B. Gao, P. Kundur, “Voltage Stability Analysis Using Static and Dynamic Approaches”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8, n° 3, pp. 1159–1171, August 1993.
- [24] G. K. Girgis, H. D. Vu, “Verification of Limiter Performance in Modern Excitation Control Systems,” IEEE Transactions Energy Conversion, vol. 10, no. 3, pp. 538–542, Dec. 1995.
- [25] A. Gelb, W. V. Velde, “On Limit Cycling Control Systems,” IEEE Transactions on Automatoc Control., vol. 8, pp. 142–157, April. 1963.
- [26] IEEE Task Force on Excitation Limiters Excitation System Subcommittee, Performance and Modeling Working Group Energy Development and Power Generation Committee, “Recommended models for overexcitation limiting devices,” IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 10, n°. 4, pp. 706–713, Dec. 1995.
- [27] IEEE PES Task Force on Benchmark Systems for Stability Controls, Technical Report PES-TR18, Agosto de 2015.
- [28] “Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS”, Disponível em: <http://www.ons.org.br> . Acesso em Novembro de 2017.
- [29] WECC White Paper on Over Excitation System Limiter (OEL) and Over Excitation Protection (OEP) Testing, Nov. 2000.
- [30] ONS - Procedimentos de Rede – Módulo 23 – Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos, 2017.

# Apêndice A - Sistema Máquina x Barra Infinita

O sistema Máquina x Barra Infinita, ilustrado na Figura 82, é composto por seis máquinas síncronas de polos salientes de 184 MVA cada, totalizando uma potência equivalente de 1104 MVA. Os geradores foram modelados como máquinas síncronas de polos salientes com um enrolamento de campo e dois enrolamentos amortecedores sendo um no eixo direto e outro no eixo em quadratura [16]. A reatância de conexão indicada está na base de 100 MVA.

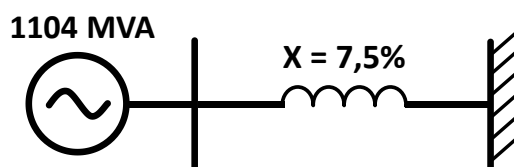


Figura 82 – Sistema Máquina x Barra Infinita

Os dados dos geradores síncronos estão detalhados na Tabela 24 com os valores na base de 184 MVA. A curva de saturação dos geradores síncronos é do tipo exponencial, conforme mostrado em (14), considerando  $A=0,013$ ;  $B=7,920$  e  $C=0,8$ .

$$y = Ae^{B(x-C)} \quad (14)$$

Tabela 24 – Parâmetros máquina síncrona

<b>Parâmetro</b>	<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>
S	Potência aparente nominal	184 MVA
H	Constante de inércia	4,938 s
r	Resistência do estator	0 p.u.
D	Constante de amortecimento	0 p.u.
x <sub>d</sub>	Reatância síncrona eixo-d	1,138 p.u.
x <sub>q</sub>	Reatância síncrona eixo-q	0,681 p.u.
x' <sub>d</sub>	Reatância transitória eixo-d	0,350 p.u.
x'' <sub>d</sub>	Reatância subtransitória eixo-d	0,288 p.u.
x'' <sub>q</sub>	Reatância subtransitória eixo-q	0,288 p.u.
T' <sub>do</sub>	Constante de tempo transitória eixo-d	5,6 s
T'' <sub>do</sub>	Constante de tempo subtransitória eixo-d	0,080 s
T'' <sub>qo</sub>	Constante de tempo subtransitória eixo-q	0,150 s

# Apêndice B - Sistema Duas Áreas

## Dados do Sistema

O sistema Duas Áreas modificado [4], ilustrado na Figura 83, é composto por quatro unidades geradoras idênticas, denominadas G1, G2, G3 e G4. Cada unidade é composta por 5 máquinas síncronas de polos salientes de 184 MVA cada, totalizando uma potência equivalente de 920 MVA. Os geradores foram modelados como máquinas síncronas de polos salientes com um enrolamento de campo e dois enrolamentos amortecedores sendo um no eixo direto e outro no eixo em quadratura [16].

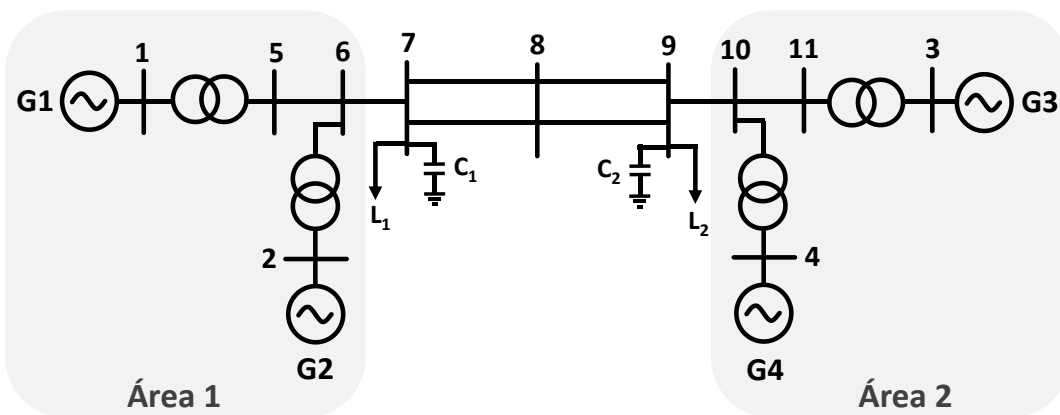


Figura 83 – Sistema Duas Áreas

Os dados dos geradores síncronos estão detalhados na Tabela 25 com os valores na base de 184 MVA. A curva de saturação dos geradores síncronos é do tipo exponencial, conforme mostrado em (14), considerando  $A=0,013$ ;  $B=7,920$  e  $C=0,8$ .

Tabela 25 – Parâmetros máquina síncrona

<b>Parâmetro</b>	<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>
S	Potência aparente nominal	184 MVA
H	Constante de inércia	4,938 s
r	Resistência do estator	0 p.u.
D	Constante de amortecimento	0 p.u.
x <sub>d</sub>	Reatância síncrona eixo-d	1,138 p.u.
x <sub>q</sub>	Reatância síncrona eixo-q	0,681 p.u.
x' <sub>d</sub>	Reatância transitória eixo-d	0,350 p.u.
x'' <sub>d</sub>	Reatância subtransitória eixo-d	0,288 p.u.
x'' <sub>q</sub>	Reatância subtransitória eixo-q	0,288 p.u.
T' <sub>do</sub>	Constante de tempo transitória eixo-d	5,6 s

T <sup>do</sup>	Constante de tempo subtransitória eixo-d	0,080 s
T <sup>qo</sup>	Constante de tempo subtransitória eixo-q	0,150 s

Os dados do sistema de transmissão estão detalhados na Tabela 26 na base de 100 MVA e 230 kV. Cada transformador possui uma reatância de 1,67% na base de 100 MVA.

Tabela 26 – Dados do Sistema Duas Áreas

<b>Barra de</b>	<b>Barra para</b>	<b>R [p.u.]</b>	<b>X<sub>L</sub> [p.u.]</b>	<b>b<sub>c</sub> [p.u.]</b>
5	6	0,0025	0,025	0,04375
6	7	0,0010	0,010	0,01750
7	8	0,0110	0,110	0,19250
8	9	0,0110	0,110	0,19250
9	10	0,0010	0,010	0,01750
10	11	0,0025	0,025	0,04375

Os dados de carga e dos capacitores conectados às Barras 7 e 9 estão apresentados na Tabela 27 e Tabela 28, respectivamente.

Tabela 27 – Dados de carga do sistema duas áreas

<b>Carga</b>	<b>P<sub>L</sub> [MW]</b>	<b>Q<sub>L</sub> [Mvar]</b>
L1	967	100
L2	1767	100

Tabela 28 – Dados bancos de capacitores do sistema duas áreas

<b>Capacitores</b>	<b>Q<sub>C</sub> [Mvar]</b>
C1	200
C2	350

## Limites de Intercâmbio Dinâmico

Os diagramas de simulação considerando o gerador G1 sobrecarregado com o intercâmbio entre áreas de 470 MW, 460 MW, 530 MW e 410 MW estão representados na Figura 84, Figura 85, Figura 86 e Figura 87, respectivamente. A Tabela 29, Tabela 30, Tabela 31 e Tabela 32 apresentam os dados de geração de potência elétrica ativa e reativa e dados da corrente de campo das máquinas síncronas para o caso com o gerador G1 sobrecarregado e intercâmbio de 470 MW, 460 MW, 530 MW e 410 MW, respectivamente.

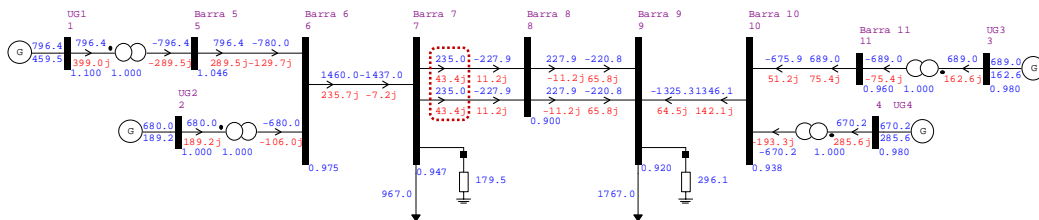


Figura 84 – G1 sobrecarregado: intercâmbio 470 MW

Tabela 29 – G1 sobrecarregado: intercâmbio 470 MW

Área	Gerador	P [MW]	Q [Mvar]	Ifd [p.u.]	Ifd [p.u. de Ifdnominal]
1	G1	796,4	459,5	2,44	1,16
1	G2	680	189,2	1,63	0,78
2	G3	689	162,6	1,57	0,75
2	G4	670,2	285,6	1,75	0,83

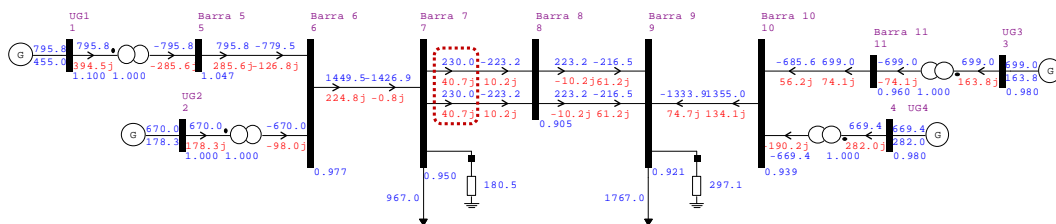


Figura 85 – G1 sobrecarregado: intercâmbio 460 MW

Tabela 30 – G1 sobrecarregado: intercâmbio 460 MW

Área	Gerador	P [MW]	Q [Mvar]	Ifd [p.u.]	Ifd [p.u. de Ifdnominal]
1	G1	795,8	455	2,42	1,16
1	G2	670	178,3	1,60	0,76
2	G3	699	163,8	1,58	0,76
2	G4	669,4	282	1,74	0,83

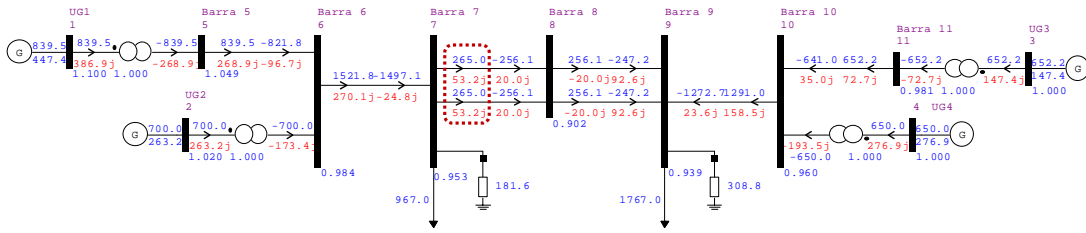


Figura 86 – G1 sobrecarregado: intercâmbio 530 MW

Tabela 31 – G1 sobrecarregado: intercâmbio 530 MW

Área	Gerador	P [MW]	Q [Mvar]	I <sub>fd</sub> [p.u.]	I <sub>fd</sub> [p.u. de I <sub>fdnominal</sub> ]
1	G1	839,5	447,4	2,44	1,16
1	G2	700,0	263,2	1,78	0,85
2	G3	652,2	147,4	1,54	0,74
2	G4	650,0	276,9	1,74	0,83

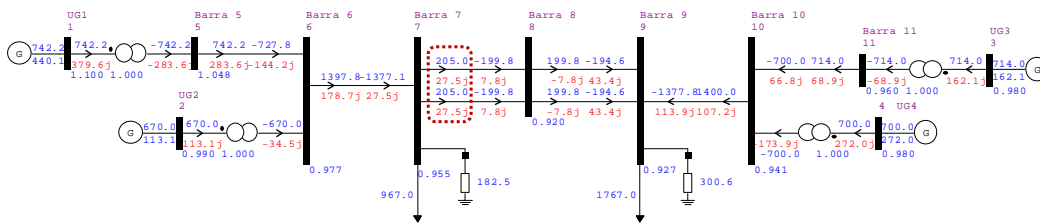


Figura 87 – G1 sobrecarregado: intercâmbio 410 MW

Tabela 32 – G1 sobrecarregado: intercâmbio 410 MW

Área	Gerador	P [MW]	Q [Mvar]	I <sub>fd</sub> [p.u.]	I <sub>fd</sub> [p.u. de I <sub>fdnominal</sub> ]
1	G1	742,2	440,1	2,35	1,12
1	G2	670,0	113,1	1,50	0,72
2	G3	714,0	162,1	1,59	0,76
2	G4	700,0	272,0	1,75	0,83

Os diagramas de simulação considerando o gerador G2 sobrecarregado com o intercâmbio entre áreas de 470 MW e 440 MW estão representados na Figura 88 e Figura 89, respectivamente. A Tabela 33 e Tabela 34 apresentam os dados de geração de potência elétrica ativa e reativa e dados da corrente de campo das máquinas síncronas para o caso com o gerador G2 sobrecarregado e intercâmbio de 470 MW e 440 MW, respectivamente.



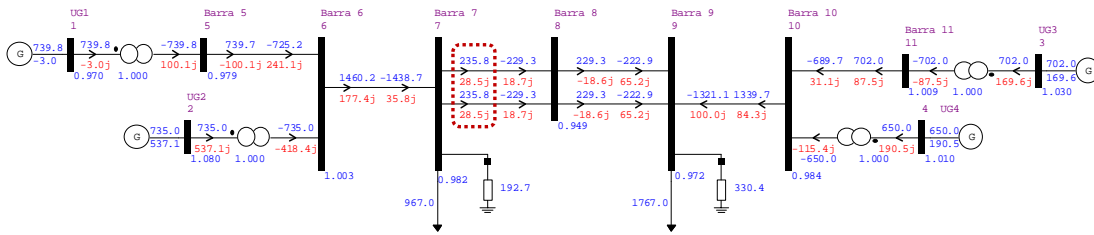


Figura 88 – G2 sobrecitado: intercâmbio 470 MW

Tabela 33 – G2 sobrecitado: intercâmbio 470 MW

Área	Gerador	P [MW]	Q [Mvar]	I <sub>fd</sub> [p.u.]	I <sub>fd</sub> [p.u. de I <sub>fdnominal</sub> ]
1	G1	739,8	-3	1,39	0,67
1	G2	735	537,1	2,53	1,21
2	G3	702	169,6	1,65	0,79
2	G4	650	190,5	1,62	0,77

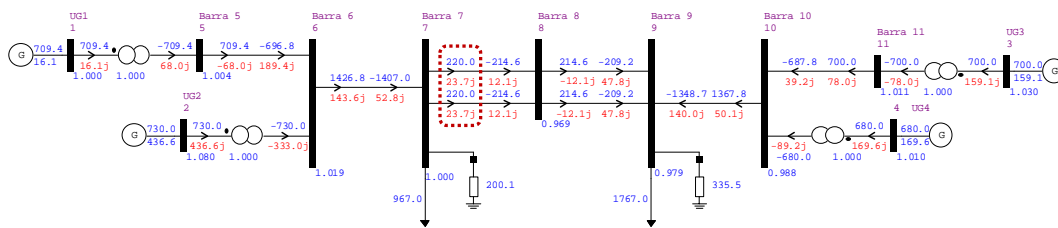


Figura 89 – G2 sobrecitado: intercâmbio 440 MW

Tabela 34 – G2 sobrecitado: intercâmbio 440 MW

Área	Gerador	P [MW]	Q [Mvar]	I <sub>fd</sub> [p.u.]	I <sub>fd</sub> [p.u. de I <sub>fdnominal</sub> ]
1	G1	709,4	16,1	1,41	0,67
1	G2	730	436,6	2,27	1,08
2	G3	700	159,1	1,63	0,78
2	G4	680	169,6	1,61	0,77

Os diagramas de simulação considerando os geradores G1 e G2 sobrecitados com o intercâmbio entre áreas de 450 MW, 290 MW, 560 MW e 220 MW estão representados na Figura 90, Figura 91, Figura 92 e Figura 93, respectivamente. A Tabela 35, Tabela 36, Tabela 37 e Tabela 38 apresentam os dados de geração de potência elétrica ativa e reativa e dados da corrente de campo das máquinas síncronas para o caso com os geradores G1 e G2 sobrecitados e intercâmbio de 450 MW, 290 MW, 560 MW e 220 MW, respectivamente.

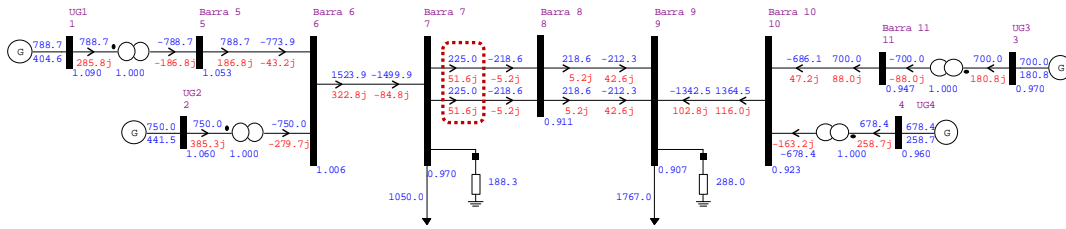


Figura 90 – G1 e G2 sobreexcitados: intercâmbio 450 MW

Tabela 35 – G1 e G2 sobreexcitados: intercâmbio 450 MW

Área	Gerador	P [MW]	Q [Mvar]	I <sub>fd</sub> [p.u.]	I <sub>fd</sub> [p.u. de I <sub>fdnominal</sub> ]
1	G1	788,7	404,6	2,26	1,08
1	G2	750	441,5	2,23	1,07
2	G3	700	180,8	1,60	0,76
2	G4	678,4	258,7	1,69	0,81

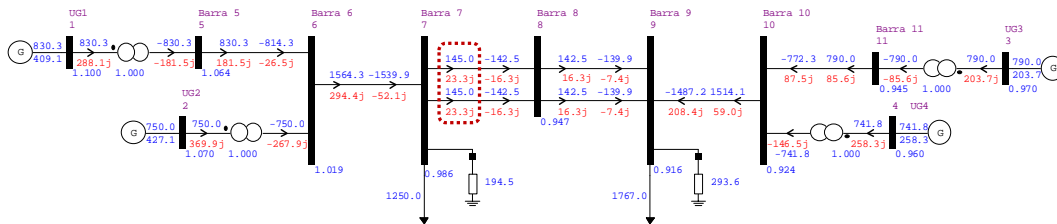


Figura 91 – G1 e G2 sobreexcitados: intercâmbio 290 MW

Tabela 36 – G1 e G2 sobreexcitados: intercâmbio 290 MW

Área	Gerador	P [MW]	Q [Mvar]	I <sub>fd</sub> [p.u.]	I <sub>fd</sub> [p.u. de I <sub>fdnominal</sub> ]
1	G1	830,3	409,1	2,33	1,11
1	G2	750	427,1	2,23	1,06
2	G3	790	203,7	1,71	0,81
2	G4	741,8	258,3	1,74	0,83

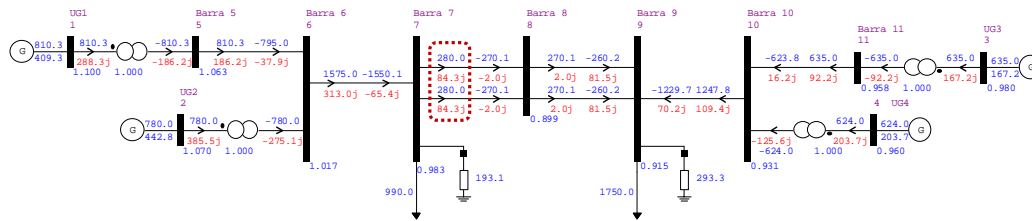


Figura 92 – G1 e G2 sobreexcitados: intercâmbio 560 MW

Tabela 37 – G1 e G2 sobreexcitados: intercâmbio 560 MW

Área	Gerador	P [MW]	Q [Mvar]	I <sub>fd</sub> [p.u.]	I <sub>fd</sub> [p.u. de I <sub>fdnominal</sub> ]
1	G1	810,3	409,3	2,31	1,10
1	G2	780	442,8	2,28	1,09
2	G3	635	167,2	1,54	0,74
2	G4	624	203,7	1,57	0,75

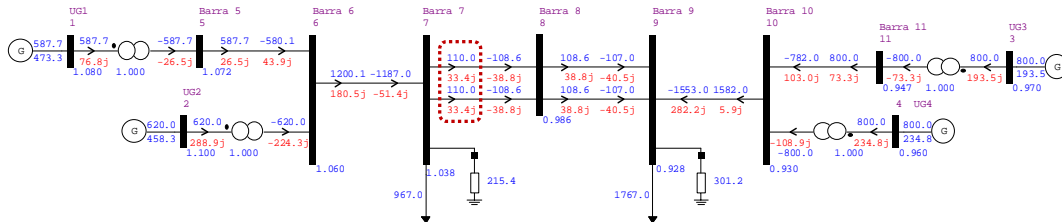


Figura 93 – G1 e G2 sobreexcitados: intercâmbio 220 MW

Tabela 38 – G1 e G2 sobreexcitados: intercâmbio 220 MW

Área	Gerador	P [MW]	Q [Mvar]	I <sub>fd</sub> [p.u.]	I <sub>fd</sub> [p.u. de I <sub>fdnominal</sub> ]
1	G1	587,7	473,3	2,27	1,08
1	G2	620	458,3	2,32	1,11
2	G3	800	193,5	1,70	0,81
2	G4	800	234,8	1,75	0,84

# Apêndice C - Sistema Modificado *New England*

O sistema modificado *New England* [27], ilustrado na Figura 94, é composto por 39 barras, 19 cargas, 35 linhas de transmissão, 12 transformadores e 10 unidades geradoras. O número de máquinas síncronas de polos salientes de 184 MVA que compõe cada gerador e suas respectivas potências equivalentes se encontram na Tabela 14.

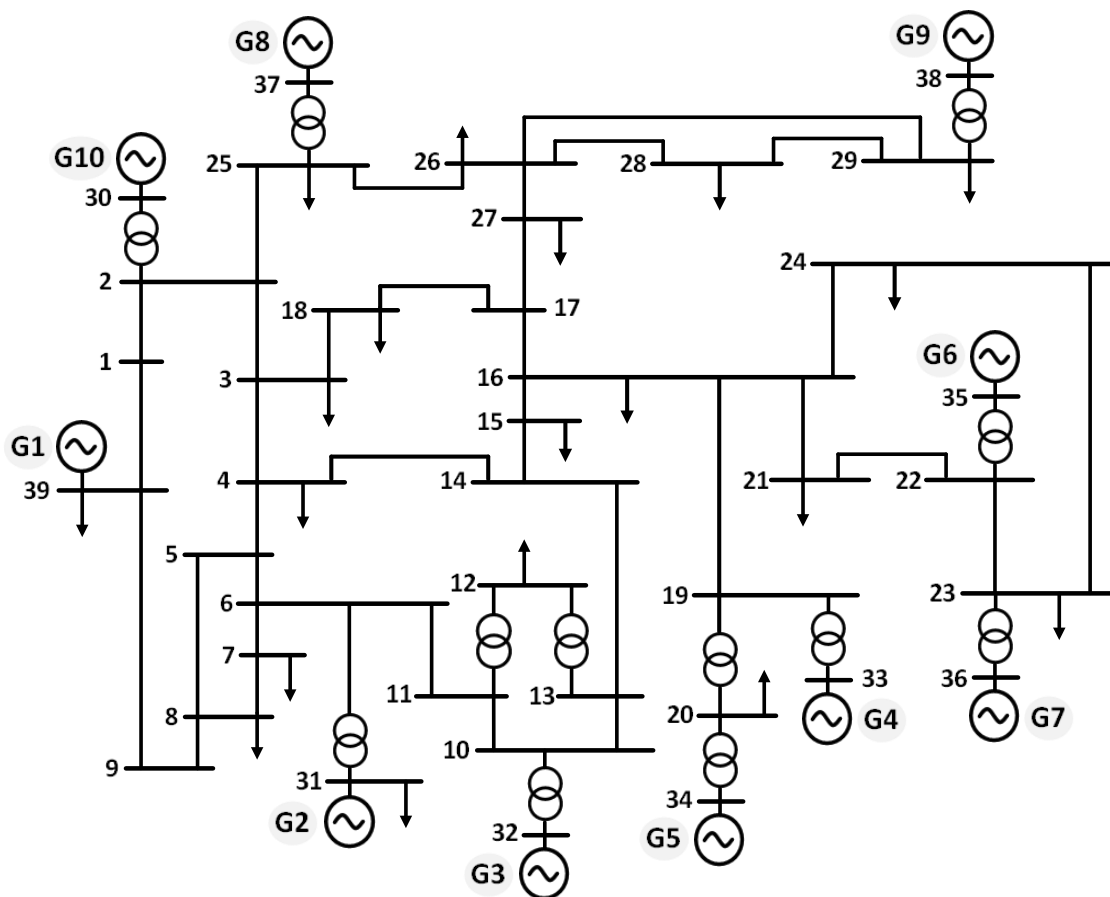


Figura 94 – Sistema IEEE 39 Barras *New England*

Os dados dos geradores síncronos estão detalhados na Tabela 39 com os valores na base de 184 MVA. A curva de saturação dos geradores síncronos é do tipo exponencial, conforme mostrado em (14), considerando  $A=0,013$ ;  $B=7,920$  e  $C=0,8$ .

Tabela 39 – Parâmetros máquina síncrona

<b>Parâmetro</b>	<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>
S	Potência aparente nominal	184 MVA
H	Constante de inércia	4,938 s
r	Resistência do estator	0 p.u.
D	Constante de amortecimento	0 p.u.
x <sub>d</sub>	Reatância síncrona eixo-d	1,138 p.u.
x <sub>q</sub>	Reatância síncrona eixo-q	0,681 p.u.
x' <sub>d</sub>	Reatância transitória eixo-d	0,350 p.u.
x'' <sub>d</sub>	Reatância subtransitória eixo-d	0,288 p.u.
x'' <sub>q</sub>	Reatância subtransitória eixo-q	0,288 p.u.
T' <sub>do</sub>	Constante de tempo transitória eixo-d	5,6 s
T'' <sub>do</sub>	Constante de tempo subtransitória eixo-d	0,080 s
T'' <sub>qo</sub>	Constante de tempo subtransitória eixo-q	0,150 s

Os dados do sistema *New England* estão na base de 100 MVA e 100 kV. Os parâmetros do sistema de transmissão estão detalhados na Tabela 40.

Tabela 40 – Dados das linhas de transmissão do sistema *New England*

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>R [p.u.]</b>	<b>X [p.u.]</b>	<b>B [Mvar]</b>
1	2	0,0035	0,0411	0,6987
1	39	0,0010	0,0250	0,7500
2	3	0,0013	0,0151	0,2572
2	25	0,0070	0,0086	0,1460
3	4	0,0013	0,0213	0,2214
3	18	0,0011	0,0133	0,2138
4	5	0,0008	0,0128	0,1342
4	14	0,0008	0,0129	0,1382
5	6	0,0002	0,0026	0,0434
5	8	0,0008	0,0112	0,1476
6	7	0,0006	0,0092	0,1130
6	11	0,0007	0,0082	0,1389
7	8	0,0004	0,0046	0,0780
8	9	0,0023	0,0363	0,3804
9	39	0,0010	0,0250	1,2000
10	11	0,0004	0,0043	0,0729
10	13	0,0004	0,0043	0,0729

13	14	0,0009	0,0101	0,1723
14	15	0,0018	0,0217	0,3660
15	16	0,0009	0,0094	0,1710
16	17	0,0007	0,0089	0,1342
16	19	0,0016	0,0195	0,3040
16	21	0,0008	0,0135	0,2548
16	24	0,0003	0,0059	0,0680
17	18	0,0007	0,0082	0,1319
17	27	0,0013	0,0173	0,3216
21	22	0,0008	0,0140	0,2565
22	23	0,0006	0,0096	0,1846
23	24	0,0022	0,0350	0,3610
25	26	0,0032	0,0323	0,5130
26	27	0,0014	0,0147	0,2396
26	28	0,0043	0,0474	0,7802
26	29	0,0057	0,0625	1,0290
28	29	0,0014	0,0151	0,2490

Os parâmetros dos transformadores estão apresentados na Tabela 41. Todas as cargas foram modeladas como impedância constante e seus dados estão apresentados na Tabela 42.

Tabela 41 – Dados dos transformadores do sistema *New England*

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>R [p.u.]</b>	<b>X [p.u.]</b>	<b>Tap [p.u.]</b>
6	31	0	0,0250	1,007
10	32	0	0,0200	1,007
19	33	0,0007	0,0142	1,007
20	34	0,0009	0,0180	1,009
22	35	0	0,0143	1,025
23	36	0,0005	0,0272	1,000
25	37	0,0006	0,0232	1,025
2	30	0	0,0181	1,025
29	38	0,0008	0,0156	1,025
12	11	0,0016	0,0435	1,006
12	13	0,0016	0,0435	1,006
19	20	0,0007	0,0138	1,006

Tabela 42 – Dados de carga do sistema *New England*

<b>Barra</b>	<b>P [MW]</b>	<b>Q [Mvar]</b>
3	322,0	2,4
4	500,0	184,0
7	233,8	84,0
8	522,0	176,0
12	7,5	88,0
15	320,0	153,0
16	329,0	32,3
18	158,0	30,0
20	628,0	180,0
21	274,0	250,0
23	274,5	100,0
24	308,6	-30,0
25	224,0	47,2
26	139,0	17,0
27	281,0	75,5
28	206,0	27,6
29	283,5	26,9
31	9,2	4,6
39	1104,0	250,0