

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS E CONTROLE DE ENERGIA

Análise do Desempenho Dinâmico de Geradores Síncronos Conectados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica

Lísias Vieira Lima de Abreu

Campinas, 27 de junho de 2005

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS E CONTROLE DE ENERGIA

Análise do Desempenho Dinâmico de Geradores Síncronos Conectados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica

Lísias Vieira Lima de Abreu

Orientador: Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva
Co-orientador: Dr. Walmir de Freitas Filho

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva (Presidente) – FEEC/UNICAMP
Prof. Dr. Antônio Padilha Feltrin – FEIS/UNESP
Prof. Dr. André Luiz Morelato França – FEEC/UNICAMP
Prof. Dr. Vivaldo Fernando da Costa – FEEC/UNICAMP

Dissertação apresentada à Faculdade de
Engenharia Elétrica e de Computação,
UNICAMP, como parte dos requisitos exi-
gidos para obtenção do título de Mestre em
Engenharia Elétrica

Campinas, 27 de junho de 2005

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA – BAE – UNICAMP

Ab86a Abreu, Lísias Vieira Lima de
Análise do desempenho dinâmico de geradores síncronos
conectados em redes de distribuição de energia elétrica /
Lísias Vieira Lima de Abreu. – Campinas, SP: [s.n.], 2005.

Orientadores: Luiz Carlos Pereira da Silva, Walmir de
Freitas Filho.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de
Computação.

1. Geração distribuída de energia elétrica. 2. Máquinas
elétricas síncronas. 3. Sistema de energia elétrica –
Estabilidade. 4. Transitórios (Eletricidade). 5. Energia
elétrica - Distribuição. I. Silva, Luiz Carlos Pereira da. II.
Freitas Filho, Walmir de. III. Universidade Estadual de
Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de
Computação. IV. Título.

RMS

Titulo em Inglês: Dynamic performance of synchronous generators connected to electric
power distribution systems

Palavras-chave em Inglês: Distributed generation of electric power, Electric machinery
synchronous, Electric power distribution, Transient stability e
Stability indices

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Antônio Padilha Feltrin, André Luiz Morelato França e Vivaldo
Fernando da Costa

Data da defesa: 24/06/2005

Resumo

ABREU, Lísias Vieira Lima de, *Análise do Desempenho Dinâmico de Geradores Síncronos Conectados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica*, Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, 2005, 115p., Dissertação de Mestrado.

Nesta dissertação de mestrado, apresenta-se um estudo detalhado sobre o desempenho dinâmico de geradores síncronos conectados em redes de distribuição de energia elétrica frente a grandes perturbações. Estudos paramétricos são realizados para investigar a influência de diversos fatores na resposta transitória do gerador. Os fatores analisados são tempo de eliminação da falta, carregamento do sistema, níveis de curto-circuito no ponto de conexão entre o sistema de distribuição e a rede de subtransmissão, relação X/R das linhas de distribuição e constante de inércia dos geradores. Adicionalmente, propõe-se a utilização de índices numéricos que permitem visualizar de forma sistemática os resultados dos estudos paramétricos assim como determinar quais são as barras mais apropriadas para a instalação de geradores síncronos considerando o desempenho dinâmico do sistema.

Palavras-chave: gerador síncrono; sistema de distribuição de energia elétrica; geração distribuída; estabilidade transitória; índices de estabilidade;

Abstract

ABREU, Lísias Vieira Lima de, *Dynamic Performance of Synchronous Generators Connected to Electric Power Distribution Systems*, Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, 2005, 115p., Master's Dissertation.

In this dissertation, it is presented a detailed study about the dynamic performance of synchronous generators connected to distribution networks during large disturbances. Parametric studies are conducted in order to determine the influence of several factors on the transient response of the generator. The analyzed factors are fault clearance time, system loading, short-circuit level of the interconnection between the distribution and the subtransmission systems, feeder X/R ratio and generator inertia constant. In addition, it is proposed the usage of numerical indices to systematically visualize the results of the parametric studies and determine the most suitable buses for synchronous generator installation.

Keywords: synchronous generator; electric power distribution system; distributed generation; transient stability; stability indices;

Agradecimentos

Ao Professor Doutor Luiz Carlos Pereira da Silva, pela orientação e ensinamentos;

Ao Professor Doutor Walmir de Freitas, pela orientação e ensinamentos;

Aos meus pais Engenheiro Abimael Lima de Abreu e Amélia Vieira de Abreu, pelo apoio, pelas discussões e ensinamentos;

À minha noiva Carolina dos Reis Moreira Hidalgo, pelo apoio e dedicação;

Aos amigos dos laboratórios de pesquisa do Departamento de Sistemas e Controle de Energia – LABSIM/DSCE, pelo companheirismo e ensinamentos;

Aos docentes, funcionários e colegas da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação – FEEC;

À Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, pela estrutura;

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq, pela bolsa de estudo concedida.

Sumário

Resumo	v
Abstract	v
Agradecimentos	vii
Lista de Figuras	xvi
Lista de Tabelas	xvii
1 Introdução	1
2 Modelagem e Análise Dinâmica do Sistema	5
2.1 Introdução	5
2.2 Descrição da rede de distribuição	5
2.3 Power System Simulator for Engineering – PSS/E TM	7
2.3.1 Realização das simulações no PSS/E TM	7
2.4 Modelos dinâmicos dos componentes de rede	10
2.4.1 Sistema equivalente	10
2.4.2 Modelo dos geradores síncronos	12
2.4.3 Controles do gerador síncrono	13
2.4.4 Modelo do sistema de excitação	15
2.4.5 Modelo da turbina a vapor e controle primário de velocidade	16
2.4.6 Representação das cargas	17
3 Metodologia de Análise	19
3.1 Introdução	19
3.2 Composição dos cenários	19
3.2.1 Tempo de eliminação da falta	20
3.2.2 Nível do carregamento	21

3.2.3	Constante de inércia	21
3.2.4	Nível de curto-circuito	22
3.2.5	Relação X/R	22
3.2.6	Tempo crítico	23
3.2.7	Potência crítica	23
3.3	Análise da abertura angular do gerador	24
3.4	Análise da taxa de amortecimento	27
3.5	Determinação do tempo crítico	32
3.6	Determinação da potência crítica	35
4	Resultados dos Estudos Paramétricos	37
4.1	Introdução	37
4.2	Tempo de Eliminação da Falta	37
4.2.1	Abertura Angular do Gerador	38
4.2.2	Taxa de Amortecimento	42
4.3	Nível de Carregamento do Sistema	44
4.3.1	Abertura Angular do Gerador	45
4.3.2	Taxa de Amortecimento	50
4.4	Constante de Inércia	51
4.4.1	Abertura Angular do Gerador	52
4.4.2	Taxa de Amortecimento	55
4.5	Nível de Curto-Circuito	56
4.5.1	Abertura Angular do Gerador	58
4.5.2	Taxa de Amortecimento	60
4.6	Relação X/R	61
4.6.1	Abertura Angular do Gerador	62
4.6.2	Taxa de Amortecimento	65
4.7	Tempo Crítico	67
4.8	Potência Crítica	69
5	Índices e Sinais de Mercado	71
5.1	Introdução	71
5.2	Índice Global	72
5.2.1	Média da Máxima Abertura Angular	72
5.2.2	Perda de Estabilidade	74
5.2.3	Média da Taxa de Amortecimento do Desvio da Velocidade	76
5.2.4	Médias de Tempo Crítico e Potência Crítica	79

5.2.5	Composição do Índice Global	80
5.3	Sinais de Mercado	88
6	Conclusão	91
	Referências Bibliográficas	95
A	Dados do Fluxo de Carga	99
A.1	Dados das barras	99
A.2	Dados das cargas	100
A.3	Dados dos geradores	101
A.4	Dados das linhas	103
A.5	Dados dos transformadores	104
A.6	Arquivo RAW	106
B	Dados da Simulação Dinâmica	111
B.1	Modelo clássico do gerador – Sistema equivalente	112
B.2	Modelo de gerador de pólos lisos	112
B.3	Modelo do regulador de tensão estático	114
B.4	Modelo da turbina à vapor e regulador de velocidade	114
B.5	Arquivo DYRE	115

Lista de Figuras

2.1	Diagrama do sistema de distribuição de energia elétrica localizado no interior do Estado de São Paulo.	6
2.2	Circuito equivalente do modelo clássico de um gerador	11
2.3	Interface dos modelos de geradores síncronos com as equações da rede	11
2.4	Diagrama de blocos do modelo dinâmico do gerador síncrono de rotor de pólos lisos	14
2.5	Diagrama de blocos simplificado das malhas de controle do gerador síncrono .	15
2.6	Modelo do sistema de excitação estática - IEEE Tipo ST2A	16
2.7	Modelo da turbina a vapor - IEEE Tipo TGOV1	16
3.1	Valores máximos do ângulo do gerador síncrono, conectado na barra 808, após falta nas respectivas barras	24
3.2	Exemplo de uma matriz em cores composta pelos valores máximos do ângulo do gerador.	26
3.3	Exemplo de desligamento de uma área, após eliminação do curto-circuito na barra 808, mostrado no respectivo trecho do diagrama unifilar do sistema em estudo	27
3.4	Envoltórias das taxas de amortecimento obtidas pelo Método do Decremento Logarítmico.	28
3.5	Busca do tempo crítico realizada pela ferramenta no caso da geração na barra 801 e falta na barra 802.	33
3.6	Comportamento dinâmico do ângulo do gerador instalado na barra 801 para diferentes tempos de eliminação da falta aplicada na barra 802.	34
3.7	Busca da potência crítica realizada pela ferramenta no caso da geração na barra 801 e falta na barra 802.	36
4.1	Diagrama da rede de distribuição com gerador e áreas desligadas pelo sistema de proteção para o estudo de diferentes tempos de eliminação da falta	38

4.2	Comportamento dinâmico do ângulo do gerador para diferentes tempos de eliminação	39
4.3	Comportamento dinâmico do gerador quando este é instalado na barra 804 e uma falta é aplicada na barra 501	40
4.4	Comportamento dinâmico do ângulo do gerador para diferentes tempos de eliminação e gerador instalado na barra 804 e falta aplicada na barra 501 (Ampliado)	41
4.5	Valores máximos do ângulo do gerador para diferentes tempos de eliminação da falta	42
4.6	Comportamento dinâmico do desvio da velocidade do gerador para diferentes tempos de eliminação da falta	43
4.7	Taxas de amortecimento do desvio da velocidade do gerador para diferentes tempos de eliminação da falta	44
4.8	Diagrama da rede de distribuição com gerador e áreas desligadas pelo sistema de proteção para o estudo de diferentes níveis de carregamento	45
4.9	Comportamento dinâmico do ângulo do gerador para diferentes níveis de carregamento	46
4.10	Gerador síncrono, representado por uma fonte de tensão atrás de uma impedância, conectado a uma barra infinita.	47
4.11	Valores máximos do ângulo do gerador para diferentes níveis de carregamento	49
4.12	Comportamento dinâmico do desvio da velocidade do rotor para os diferentes níveis de carregamento	50
4.13	Taxas de amortecimento do desvio da velocidade do gerador para os diferentes níveis de carregamento	51
4.14	Diagrama da rede de distribuição com gerador e áreas desligadas pelo sistema de proteção para o estudo do impacto do valor da constante de inércia	52
4.15	Comportamento dinâmico do ângulo do gerador para diferentes valores de constante de inércia	53
4.16	Valores máximos do ângulo do gerador para diferentes valores de constante de inércia	54
4.17	Comportamento dinâmico do desvio da velocidade do rotor para diferentes valores de constante de inércia	55
4.18	Taxas de amortecimento do desvio da velocidade para diferentes valores de constante de inércia	56
4.19	Diagrama da rede de distribuição com gerador e áreas desligadas pelo sistema de proteção para o estudo dos casos do nível de curto-circuito	57

4.20	Comportamento dinâmico do ângulo do gerador para diferentes valores de nível de curto-circuito	58
4.21	Valores máximos de ângulo do gerador para diferentes valores de nível de curto-circuito	59
4.22	Comportamento dinâmico do desvio da velocidade do rotor para diferentes valores de nível de curto-circuito	60
4.23	Taxas de amortecimento do desvio da velocidade para diferentes valores de nível de curto-circuito	61
4.24	Diagrama da rede de distribuição com gerador e áreas desligadas pelo sistema de proteção para o estudo dos casos da Relação X/R	62
4.25	Desvio da velocidade do rotor para as diferentes relações X/R	63
4.26	Comportamento dinâmico do ângulo do gerador para diferentes valores da relação X/R	64
4.27	Comportamento dinâmico do desvio da velocidade do rotor para diferentes valores da relação X/R	65
4.28	Taxas de amortecimento do desvio da velocidade para diferentes valores da relação X/R	66
4.29	Valores de ξ para diferentes valores de carregamento do sistema	68
4.30	Valores de ξ para diferentes valores de carregamento do sistema e $S_k'' = 30$ MVA	68
4.31	Comportamento dinâmico do ângulo do gerador para os diferentes valores de potência ativa injetada	69
4.32	Valores de potência crítica injetada pelo gerador para diferentes níveis de carregamento do sistema	70
5.1	Médias dos valores de máxima abertura angular e quantidade de casos em que o gerador se tornou instável para cada grupo de cenários	75
5.2	Média final dos valores de máxima abertura angular e valor total da quantidade de casos que o gerador tornou-se instável	76
5.3	Médias dos valores de taxa de amortecimento do desvio da velocidade e quantidade de casos em que o gerador se tornou instável para cada grupo de cenários	78
5.4	Média final dos valores de taxa de amortecimento do desvio da velocidade e valor total da quantidade de casos que o gerador tornou-se instável	79
5.5	Médias do tempo crítico e potência crítica nas barras com gerador	79
5.6	Gráfico de barras dos Índices de Máxima Abertura Angular $\mathbf{I_A}$, Taxa de Amortecimento do Desvio da Velocidade $\mathbf{I_D}$, Perdas de Sincronismo $\mathbf{I_S}$, Tempo Crítico $\mathbf{I_T}$, Potência Crítica $\mathbf{I_P}$	81
5.7	Índice Global com pesos iguais de $\mathbf{I_A}$, $\mathbf{I_D}$, $\mathbf{I_S}$, $\mathbf{I_T}$ e $\mathbf{I_P}$	83

5.8	Diagrama do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica com as barras realçadas conforme o Índice Global e pesos iguais	83
5.9	Índice Global com peso maior no índice \mathbf{I}_A ($\mathbf{p}_A = 0,6$ e $\mathbf{p}_D = \mathbf{p}_S = \mathbf{p}_T = \mathbf{p}_P = 0,1$)	84
5.10	Diagrama do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica com as barras realçadas conforme o Índice Global e ênfase no \mathbf{I}_A	84
5.11	Índice Global com peso maior no índice \mathbf{I}_D ($\mathbf{p}_D = 0,6$ e $\mathbf{p}_A = \mathbf{p}_S = \mathbf{p}_T = \mathbf{p}_P = 0,1$)	85
5.12	Diagrama do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica com as barras realçadas conforme o Índice Global e ênfase no \mathbf{I}_D	85
5.13	Índice Global com peso maior no índice \mathbf{I}_P ($\mathbf{p}_P = 0,6$ e $\mathbf{p}_A = \mathbf{p}_D = \mathbf{p}_S = \mathbf{p}_T = 0,1$)	86
5.14	Diagrama do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica com as barras realçadas conforme o Índice Global e ênfase no \mathbf{I}_P	86
5.15	Índice Global com $\mathbf{p}_A = 0,25$, $\mathbf{p}_D = 0,1$, $\mathbf{p}_D = 0,1$, $\mathbf{p}_S = 0,25$, $\mathbf{p}_T = 0,2$ e $\mathbf{p}_P = 0,2$ e sem considerar os parâmetros fixos da rede de distribuição: nível de curto-circuito e relação X/R.	87
5.16	Diagrama do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica com as barras realçadas conforme o Índice Global	87
B.1	Curvas de saturação de circuito aberto do Gerador Síncrono	113
B.2	Curvas para definição do Fator de Saturação S	113

Lista de Tabelas

3.1	Relação dos índices numéricos e das barras onde os curtos-circuitos são aplicados	20
3.2	Relação dos índices numéricos e das barras onde o gerador síncrono é conectado	20
3.3	Valores de máximo, mínimo e seus respectivos instantes do desvio de velocidade para o caso em que o gerador está conectado na barra 810 e uma falta é aplicada na barra 801	30
3.4	Análise comparativa entre os valores simulados e os valores calculados através do método do decremento logarítmico do desvio de velocidade	31
A.1	Dados das barras	100
A.2	Dados das cargas	101
A.3	Dados dos Geradores	102
A.4	Dados das linhas	103
A.5	Bloco de dados de um transformador de três enrolamentos	104
A.6	Bloco de dados de um transformador de dois enrolamentos	104
A.7	Dados dos Transformadores	105
A.8	Arquivo stdsim.raw	106
B.1	Dados do modelo clássico do gerador	112
B.2	Dados do modelo dos geradores de pólos lisos	112
B.3	Dados do modelo do regulador de tensão estático	114
B.4	Dados do modelo das turbinas a vapor e reguladores de velocidade	115
B.5	Arquivo dynsim.dyr	115

Capítulo 1

Introdução

Recentemente o interesse pela utilização de geração distribuída, *i.e.* a conexão de geradores diretamente em redes de distribuição de energia elétrica, tem aumentado consideravelmente em todo mundo em razão da reestruturação do setor de energia elétrica, do aumento contínuo da demanda, de novos avanços tecnológicos, da necessidade de aproveitamento de diferentes fontes primárias de energia e da maior conscientização sobre conservação ambiental (CIGRÉ, 1999; CIRED, 1999; JENKINS et al., 2000). Fatos como o extenso blecaute no nordeste dos Estados Unidos e Canadá em 2003, dentre outros, devem contribuir para o crescimento do número de geradores de pequeno e médio porte conectados diretamente em redes de distribuição de energia elétrica. Embora novas formas de geração de energia elétrica venham despertando bastante interesse, como por exemplo as células combustíveis de hidrogênio e as células fotovoltaicas, atualmente a maioria dos sistemas de geração distribuída emprega máquinas síncronas (JENKINS et al., 2000).

No cenário nacional, crise de energia elétrica em 2001, juntamente com a desregulamentação do setor elétrico impulsionou consideravelmente o interesse por geração distribuída. Em 2001, a elevação do preço da energia elétrica fez com que o cenário nacional se tornasse bastante atrativo para que autoprodutores e produtores independentes investissem na instalação de novos geradores de médio porte conectados próximos às cargas para fins de comercialização ou redução de custos associados com a compra de energia (TOLMASQUIM, 2003). Contudo, a partir de 2002, com o afastamento temporário da crise de abastecimento, o cenário tornou-se menos favorável. Todavia, mesmo antes do início do processo de privatização das empresas do setor elétrico, em 1993, e a crise de abastecimento de energia elétrica, em 2001, o Governo de São Paulo assinou um documento com entidades representativas do setor sucroalcooleiro

estabelecendo o *Programa de Cogeração e Produção Particular de Energia Elétrica no Setor Sucroalcooleiro do Estado de São Paulo*, visando disponibilizar 3.000 MW até o ano de 2010. De fato, o setor sucroalcooleiro do Estado de São Paulo produz sua própria energia e, em alguns casos, exporta o excedente para a concessionária local há mais de 10 anos. Essa tendência tem se intensificado nos últimos anos. Em sua grande maioria, estas unidades são compostas por geradores síncronos alimentados por turbinas à vapor. O vapor é gerado em caldeiras através da queima do bagaço de cana e outros subprodutos, tornando o processo de geração de energia bastante qualificado sob o ponto de vista de impacto ambiental (COELHO, 1999).

Muitos desses geradores são conectados em redes de média tensão, cujos níveis de tensão são iguais ou menores que 35 kV. Contudo, tais sistemas de distribuição não foram projetados para a possibilidade de conexão de unidades de geração ao longo dos alimentadores. Por conseguinte, em alguns casos, o tempo de atuação do sistema de proteção pode ser relativamente longo. Quando o sistema de proteção elimina a falta, os geradores síncronos já foram antes desconectados da rede porque não foram capazes de manter o sincronismo durante o distúrbio. Destaca-se que, de fato o sistema de proteção desses geradores são ajustados para desconectá-los frente a qualquer distúrbio na rede. Porém, com o aumento do número de geradores a tendência é que esses geradores devam ser capazes de permanecer em operação frente a diversas classes de distúrbios. Por exemplo, na Dinamarca, país com alto índice de penetração de geração distribuída, o operador do sistema formulou um conjunto de especificações impedindo que produtores com capacidade mais elevada desconectem seus geradores frente a um conjunto de contingências pré-selecionadas (ELTRA Transmission System Planning, 2000). Outro exemplo diz respeito aos geradores distribuídos conectados em redes com níveis de tensão de 10 kV do norte da Holanda, em que o operador do sistema exige que esses geradores permaneçam operando por um determinado tempo no caso de variação da tensão terminal (V_T) conforme segue: $V_T < 70\%$: 0,2 s; $70\% < V_T < 80\%$: 2 s; $V_T > 106\%$: 2 s (PAAP; JANSEN; WIERCX, 2001).

Com base nesses fatos, é importante entender o comportamento dinâmico de geradores síncronos conectados em redes de distribuição durante grandes perturbações. É nesse contexto que este trabalho se insere. Assim, o objetivo desta dissertação de mestrado é investigar o impacto de diversos parâmetros no desempenho dinâmico dos geradores síncronos durante faltas na rede de distribuição de energia elétrica, *i.e.* no desempenho de estabilidade transitória do gerador.

Através de simulações dinâmicas, analisa-se a influência de vários fatores no desempenho dinâmico de geradores síncronos conectado em diferentes pontos de um sistema de distribuição real e submetido a diferentes faltas. Os parâmetros analisados são: tempo de eliminação da

falta, nível de carregamento do sistema, nível de curto-circuito no ponto de conexão entre a rede de distribuição e o sistema de subtransmissão, relação X/R das linhas de distribuição e constante de inércia do gerador. Também através de simulações dinâmicas, investiga-se qual a potência máxima que o gerador pode injetar na rede sem a perda da estabilidade para um determinado tempo de eliminação da falta, assim como, o tempo máximo permitido para eliminação de curtos-circuitos em cada barra antes que o gerador torne-se instável.

O objetivo deste trabalho é desenvolver índices numéricos que permitam visualizar os resultados dos estudos paramétricos de forma sistemática. A utilização desses índices possibilita unificar os resultados de centenas de simulações dinâmicas em um gráfico. Adicionalmente, um índice que engloba todos estes resultados, fornecendo uma visão resumida dos impactos causados no desempenho dinâmico do sistema devido à inserção de geradores síncronos em redes de distribuição, também é proposto. Este índice global pode ser utilizado como um sinal de mercado para incentivar (ou desincentivar) a instalação de geradores em barras que são mais (ou menos) propícias do ponto de vista de estabilidade transitória, atraindo ou repelindo o interesse de autoprodutores e produtores independentes. Ressalta-se que todas as simulações dinâmicas apresentadas neste trabalho foram realizadas utilizando-se o pacote Power System Simulator for Engineering – PSS/ETM * (PSS/E MANUAL, 2001).

Esta dissertação de mestrado está organizada da seguinte maneira:

Capítulo 2 - Modelagem e análise dinâmica do sistema. Este capítulo apresenta uma descrição da rede de distribuição de energia elétrica utilizada nas simulações. Destaca-se que foi empregada uma rede real situada no interior do Estado de São paulo. O princípio de funcionamento do PSS/ETM é também apresentado juntamente com os detalhes dos modelos dinâmicos, como diagramas de blocos, circuitos elétricos equivalentes e equações, utilizados para representar os diversos componentes de rede durante as simulações de estabilidade transitória.

Capítulo 3 - Metodologia de Análise. O objetivo deste capítulo é apresentar as metodologias usadas nas simulações dinâmicas e interpretações dos resultados, destacando-se a representação gráfica que permite resumir os resultados obtidos através de centenas de simulações seqüenciais em um gráfico em cores. Discutem-se também os cenários que foram analisados nos estudos paramétricos, os quais foram criados variando-se fatores como

*Siemens PTI Power System Simulator for Engineering – PSS/ETM é um pacote de programas para estudos da performance de sistemas de transmissão, distribuição e de geração de energia elétrica tanto em regime permanente quanto em regime transitório. O PSS/ETM utiliza ferramentas como fluxo de potência, análise de faltas balanceadas e desbalanceadas, modelagem de sistemas de potência e simulação dinâmica.

tempo de eliminação da falta, nível de carregamento do sistema, constante de inércia do gerador, potência de curto-circuito na interconexão entre as redes de distribuição e sub-transmissão, relação X/R das linhas de distribuição.

Capítulo 4 - Resultados das Simulações. Este capítulo apresenta os resultados das simulações dinâmicas considerando um sistema de distribuição real e diferentes cenários. Para cada cenário, realizou-se simulações considerando todas as configurações possíveis de conexão do gerador e ocorrência de curto-circuito. Destaca-se que para a obtenção de todos os resultados foi necessário a realização de mais de vinte mil simulações de estabilidade transitória, comprovando a importância de metodologias que permitam analisar esses resultados a posteriori de forma sistemática e automática.

Capítulo 5 - Índices e Sinais de Mercado. Este capítulo apresenta a composição de um índice global que fornece uma visão do desempenho dinâmico dos geradores síncronos em função de sua localização. Estes estudos foram obtidos realizando simulações no domínio do tempo. Neste capítulo são sugeridos alguns sinais de mercado, sob o ponto de vista da concessionária e do consumidor, para que seja incentivado ou desincentivado a instalação de geradores em um determinado local da rede considerando aspectos restritivos de operação devido a problemas relacionados com a estabilidade transitória do gerador.

Capítulo 6 - Conclusão Este último capítulo apresenta as conclusões e as principais contribuições deste trabalho de mestrado. Neste capítulo também são feitas algumas sugestões para o desenvolvimento de projetos futuros na seqüência deste trabalho.

Apêndice A - Dados do Fluxo de Carga Este apêndice contém os dados do sistema que foram utilizados nos cálculos do fluxo de carga. As tabelas deste apêndice estão no mesmo formato e na mesma seqüência que o arquivo de dados utilizado pelo PSS/ETM.

Apêndice B - Dados da Simulação Dinâmica Este apêndice contém os dados do sistema que foram utilizados nos modelos dinâmicos. As tabelas deste apêndice estão no mesmo formato e na mesma seqüência que o arquivo de dados utilizado pelo PSS/ETM.

Capítulo 2

Modelagem e Análise Dinâmica do Sistema

2.1 Introdução

Neste capítulo, apresenta-se uma descrição da rede de distribuição de energia elétrica utilizada nas simulações desta dissertação de mestrado. Adicionalmente, a ferramenta computacional Power System Simulator for Engineering – PSS/ETM, utilizada para realização deste trabalho, é resumidamente descrita juntamente com os modelos dinâmicos adotados para representar os principais componentes de rede (PSS/E MANUAL, 2001).

2.2 Descrição da rede de distribuição

O sistema empregado para o estudo do desempenho dinâmico de geradores síncronos conectados em redes de distribuição é apresentado na figura 2.1. Localizado no interior do estado de São Paulo, a rede é interligada ao sistema de transmissão nacional através da conexão com um sistema de subtransmissão de 138 kV, 60 Hz. O valor da potência de curto-circuito no ponto de conexão entre as redes de distribuição e de transmissão é cerca de 2000 MVA, o que significa que a rede de distribuição tem uma conexão robusta com o sistema interligado nacional. O sistema de distribuição é interligado ao sistema de subtransmissão através de um transformador de três enrolamentos de 138/11,5/13,8 kV conectado em $Y/\Delta/Y_g$. Com

2.3 Power System Simulator for Engineering – PSS/E™

Devido a natureza complexa do conjunto de equações algébricas e diferenciais que regem o comportamento dinâmico dos sistemas de energia elétrica, as ferramentas utilizadas para a simulação dinâmica desses sistemas são em geral desenvolvidas especificamente para este fim. Ferramentas genéricas, desenvolvidas para a simulação de sistemas dinâmicos, têm também sido usadas para o desenvolvimento de protótipos ou para fins didáticos.

Existem ferramentas específicas para transitórios lentos, como o ANATEM® e o EUROSTAG®, onde fenômenos rápidos não são modelados, permitindo a simulação de sistemas de grande porte com tempos computacionais reduzidos. Ferramentas como o ATP/EMTP® e o PSCAD/EMTDC®, são específicas para a observação de transitórios rápidos, mas com limitações na dimensão dos sistemas simulados.

Em geral, as ferramentas genéricas apresentam linguagens interpretadas de alto nível e interfaces gráficas que facilitam o desenvolvimento de aplicações, tais como o MATLAB® (SIMULINK), SCILAB® (SCICOS), VISSIM® e MATHCAD®. Apesar dessas ferramentas fornecerem interfaces amigáveis para o usuário, na maioria das vezes não permitem a modelagem direta do comportamento dinâmico de sistemas elétricos.

Neste trabalho, utiliza-se o Power System Simulator (PSS/E™) como ferramenta de análise de rede, o qual inclui programas para estudos da performance de sistemas de transmissão, distribuição e geração de energia elétrica tanto em regime permanente quanto em regime transitório. Nele estão disponíveis ferramentas para cálculo de fluxo de potência, fluxo de carga ótimo, análise de faltas balanceadas e desbalanceadas e simulação dinâmica de sistemas de grande porte com tempos computacionais reduzidos. A seguir, discute-se simplificadamente a estrutura lógica desse pacote com ênfase em seu uso para análise de estabilidade transitória.

2.3.1 Realização das simulações no PSS/E™

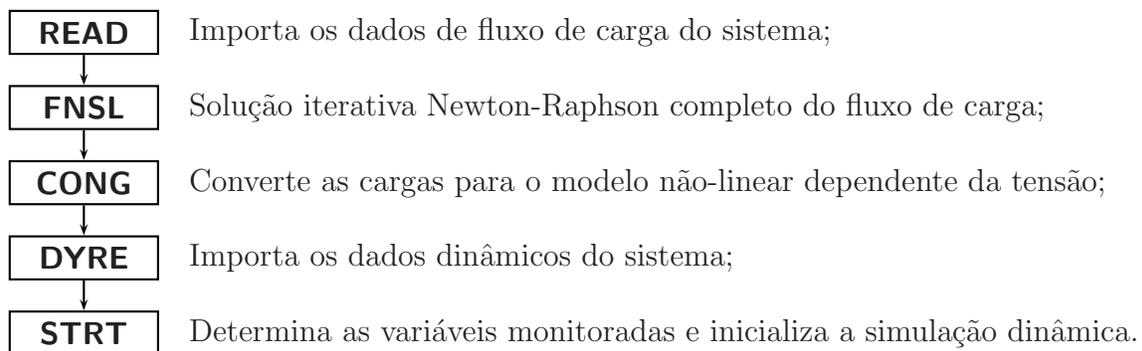
Antes de iniciar a ferramenta de simulação dinâmica do PSS/E™, é necessário o preenchimento de dois arquivos de dados. Um deles contém as informações das barras, cargas, geradores, transformadores e linhas de transmissão do sistema. O outro é composto pelos dados dinâmicos dos geradores, dos sistemas de excitação, das turbinas e dos controladores associados. Ambos arquivos devem ser preenchidos conforme mostram os apêndices A e B.

A composição de diversos cenários analisados nesse trabalho foi realizada alterando os parâmetros da rede de distribuição diretamente nestes arquivos de dados antes de iniciar a

ferramenta de simulação dinâmica do PSS/ETM.

Antes que a simulação dinâmica seja iniciada, é necessário também obter a solução do fluxo de carga do sistema. Assim, a função **READ** lê o primeiro arquivo de dados e em seguida a função **FNSL** soluciona o problema de fluxo de carga através do método iterativo de Newton-Raphson completo. Nessa etapa, as cargas são consideradas do tipo potência constante. As cargas são então convertidas para um modelo não-linear dependente da tensão caso essa opção tenha sido escolhida. Neste trabalho, a potência ativa consumida pelas cargas é diretamente proporcional à magnitude da tensão na barra e a potência reativa varia diretamente com o quadrado da amplitude da tensão, no final deste capítulo essa escolha é justificada. A conversão do tipo de modelo de cargas é realizada através da função **CONG**. Na sequência, a função **DYRE** assimila os dados dinâmicos dos geradores e a função **STRT** inicializa a simulação dinâmica enviando as respostas do comportamento dinâmico da rede e das máquinas para um arquivo de dados de saída. As variáveis de saída escolhidas para a realização deste trabalho foram a abertura angular, potência ativa e reativa, tensão de campo e desvio de velocidade dos geradores síncronos.

A interface do PSS/ETM permite que as atividades sejam inseridas manualmente uma a uma ou que seja criada uma rotina com a sequência de atividades necessárias. De uma forma ou de outra, para que a simulação dinâmica seja inicializada, as funções devem ser executadas na seguinte sequência:



A simulação dinâmica é de fato realizada pela função **RUN**, onde é informado um determinado intervalo de simulação. Nessa etapa, a ferramenta de simulação dinâmica determina as soluções das equações da rede e das máquinas, condições instantâneas do sistema e cálculos diferenciais de todas as variáveis de estado. Geralmente, a perturbação que será simulada é executada após um intervalo de pequena duração para que seja possível observar as condições iniciais da rede. Nas simulações realizadas deste trabalho, as perturbações foram aplicadas após um segundo de simulação.

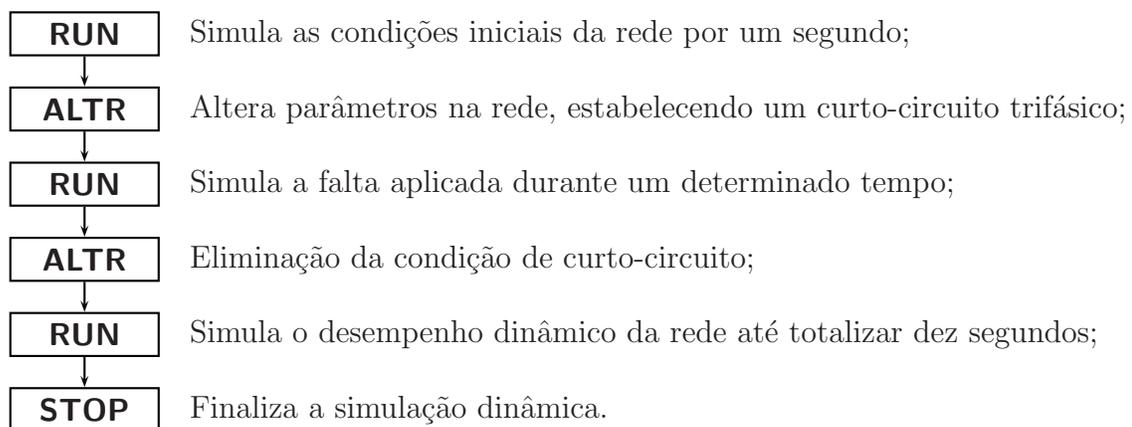
Assim que a função **RUN** se encerra, a execução da atividade **ALTR** permite que sejam feitas alterações nos dados do sistema, como aumentos de carga, aplicação de curtos-circuitos, desligamento de linhas e cargas, dentre outros.

Neste trabalho, os resultados do desempenho dinâmico da rede de distribuição foram obtidos aplicando-se curtos-circuitos trifásicos nas barras da rede de distribuição, eliminando essas faltas depois de um determinado intervalo de tempo através da desconexão de um ramo e observando o comportamento da resposta dinâmica do gerador até a simulação totalizar dez segundos.

Por exemplo, a aplicação de um curto-circuito com duração de 300 ms numa determinada barra, requer que a função **ALTR** provoque o respectivo curto, e que a função **RUN** seja executada em seguida durante os 300 ms. Encerrada essa atividade, a função **ALTR** é então executada novamente para que o curto seja eliminado e a linha de distribuição que conecta a respectiva barra ao restante da rede de distribuição seja desligada, representando assim a atuação do sistema de proteção. Então, a função **RUN** é executada novamente até a simulação totalizar dez segundos.

Por último a seção de simulação é encerrada pela atividade **STOP** que encerram os arquivos de dados de saída e finaliza a ferramenta de simulação dinâmica do PSS/EPSS/E™. Em média, o tempo de execução de cada simulação, desde a inicialização até a finalização, é menor que 0,5 segundo em um computador com processador Pentium IV e 256 MB de memória RAM.

Resumidamente, a seqüência básica das atividades executadas neste trabalho, para a simulação dinâmica foram:



Para que seja possível visualizar as curvas do arquivo de saída gerado, ou para que ele se torne acessível e possa ser manipulado por outra ferramenta computacional, é necessário

utilizar a ferramenta de visualização do PSS/EPSS/ETM. Para uma melhor apresentação dos resultados, essa função do PSS/ETM foi utilizada apenas para exportar os dados de saída para um arquivo texto, sem nenhuma formatação. A função CHNF carrega os resultados obtidos durante a simulação dinâmica, a função PRNT imprime as variáveis selecionadas em um determinado arquivo texto e a função STOP encerra as atividades da ferramenta de visualização.

Com o objetivo de otimizar o tempo de cada simulação e automatizar a execução das simulações, foram desenvolvidas ferramentas no Microsoft Visual Basic .net[®], para manipular os arquivos de dados de entrada, criar rotinas com as funções necessárias, executar as ferramentas de simulação dinâmica e de visualização do PSS/ETM, juntamente com as respectivas rotinas, e salvar os arquivos do tipo texto de forma organizada. Por último, os resultados das simulações foram manipulados utilizando-se o programa Matlab[®], gerando curvas no domínio do tempo, gráficos de linhas e de barras, e outras figuras.

2.4 Modelos dinâmicos dos componentes de rede

Os modelos dinâmicos utilizados neste trabalho foram escolhidos com base nas recomendações do IEEE Standards Board (1992) e nas sugestões do manual do PSS/EPSS/ETM (PSS/E MANUAL, 2001). Dessa maneira, para representar o sistema equivalente foi usado o modelo clássico do gerador (GENCLS) com uma constante de inércia apropriada e para os geradores síncronos foi escolhido um modelo subtransitório (GENROU), normalmente usado para representar unidades térmicas. Para representar o sistema de excitação dos geradores síncronos, foi escolhido o modelo de regulador estático de tensão (ST2A) e para a turbina foi usado o modelo de turbina a vapor (TGOV1). As constantes utilizadas na configuração dos modelos dinâmicos dos geradores, sistemas de excitação e turbinas deste sistema podem ser consultadas no Apêndice B.

2.4.1 Sistema equivalente

O modelo clássico do gerador síncrono foi empregado para representar o sistema equivalente no ponto de conexão, entre a rede de distribuição e o sistema de subtransmissão, na barra 291. O circuito equivalente do modelo clássico é mostrado na figura 2.2 e consiste em uma fonte de tensão constante atrás de uma impedância.

O PSS/ETM utiliza um modelo equivalente para representar a interface entre as variáveis dos geradores e da rede elétrica, como mostra a figura 2.3, onde Z_{TR} é a impedância complexa

do transformador elevador e tap é a relação de transformação e/ou ajuste de tap do transformador elevador. Este circuito representa a interface dos modelos de geradores síncronos com as equações da rede, o qual é representado por um equivalente Norton onde a fonte de tensão da figura 2.2 é substituída por uma fonte de corrente equivalente, I_s , atrás de um transformador elevador e uma impedância em paralelo.

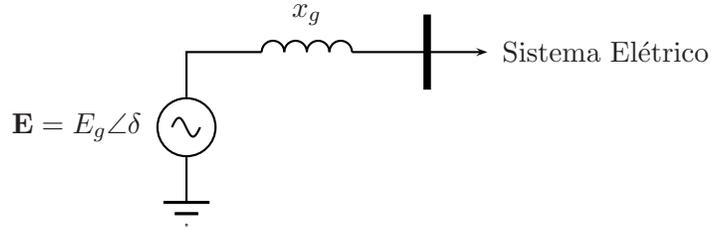


Figura 2.2: Circuito equivalente do modelo clássico de um gerador

onde,

x_g é igual a reatância síncrona x_d para análise em regime permanente e igual a x'_d para análise transitória;

E_g é proporcional ao fluxo concatenado, que é suposto constante.

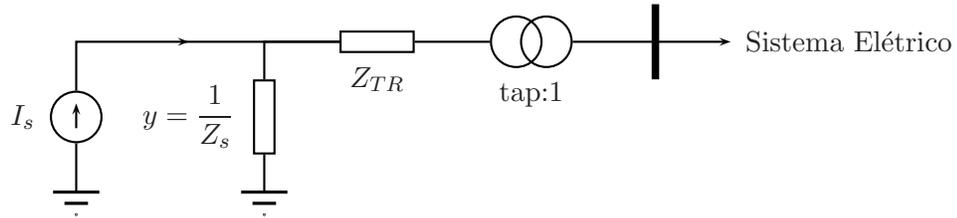


Figura 2.3: Interface dos modelos de geradores síncronos com as equações da rede

O circuito da figura 2.3 é equacionado da seguinte forma,

$$I_s = (i_q + j i_d)_s \times (\cos \delta + j \sin \delta) \quad (2.1)$$

onde,

I_s é composto pela amplitude e o ângulo da fonte de corrente do equivalente Norton, especificado pelas soluções da simulação dinâmica;

i_d e i_q são, respectivamente, as componentes de eixo direto e em quadratura da corrente terminal;

δ é a abertura angular interna da máquina.

Para o GENCLS a equação 2.1 torna-se,

$$(i_q + ji_d)_s = \frac{jE_{fd}}{Z_s} \quad (2.2)$$

onde, E_{fd} é a tensão de campo do gerador e Z_s é a impedância complexa do gerador.

Como os transformadores elevadores neste sistema foram representados a parte, os valores de tap e Z_{TR} foram deixados com seus valores padrão, 1 e 0 respectivamente.

2.4.2 Modelo dos geradores síncronos

Os demais geradores síncronos do sistema são do tipo pólos lisos alimentados por turbinas a vapor e operam em alta velocidade. Assim, para representar tais geradores, foi escolhido o modelo subtransitário para geradores síncronos de pólos lisos (GENROU), *i.e.* foi empregado um modelo de sexta ordem (PSS/E MANUAL, 2001). Este modelo é amplamente usado em simulações para representar os turbogeradores porque a resposta transitória rápida pode ser observada.

O modelo GENROU também usa o circuito da figura 2.3 para realizar a interface com a rede. Neste caso, a equação 2.1 tem a seguinte forma:

$$(i_q + ji_d)_s = \frac{(\Psi''_q + j\Psi''_d) \frac{\omega}{\omega_0}}{Z_s} \quad (2.3)$$

Este modelo é composto por um circuito de campo no eixo direto (eixo d) e um enrolamento amortecedor, e no eixo em quadratura (eixo q) dois enrolamentos amortecedores. A saturação é representada através de variações das indutâncias no eixo d e q em função de Ψ'' . As curvas de magnetização de circuito aberto do gerador são usadas como fonte de dados para a representação da saturação. Assim, é mostrado na figura B.1 as curvas típicas de magnetização, e na figura B.2 a definição dos dois parâmetros de saturação, $S(1,0)$ e $S(1,2)$ empregados para alterar os valores das indutâncias do gerador em função do ponto de operação. A velocidade angular do eixo do rotor e velocidade de referência, são respectivamente ω e ω_0

As impedâncias operacionais usadas para representar a dinâmica do fluxo eletromagnético

no gerador síncrono são:

$$L_d(s) = L_d \frac{(1 + sT'_d)(1 + sT''_d)}{(1 + sT'_{d0})(1 + sT''_{d0})} \quad (2.4)$$

$$L_q(s) = L_q \frac{(1 + sT'_q)(1 + sT''_q)}{(1 + sT'_{q0})(1 + sT''_{q0})} \quad (2.5)$$

onde,

L_d e L_q são as indutâncias transitórias associadas ao fluxo concatenado total devido à i_d e i_q ;

T'_{d0} e T'_{q0} são, respectivamente, as constantes de tempo transitórias do eixo d e q ;

T''_{d0} e T''_{q0} são, respectivamente, as constantes de tempo subtransitórias do eixo d e q .

A figura 2.4 mostra o diagrama de blocos do modelo subtransitório do gerador síncrono GENROU.

A dinâmica de movimento do rotor dos geradores síncronos, ou seja as acelerações resultantes no rotor devido aos desbalanços entre o torque eletromagnético e o torque mecânico, é calculada pelo PSS/ETM da seguinte maneira:

$$2H\omega_0 \frac{d^2\delta}{dt^2} = T_m - T_e - K_D \frac{d\delta}{dt} \quad (2.6)$$

onde,

H é a constante de inércia do eixo do rotor;

ω_0 é a velocidade angular de referência;

δ é a abertura angular do rotor;

T_m é o torque mecânico fornecido pela turbina ao eixo;

T_e é o torque eletromagnético requisitado pelo gerador no eixo;

K_D é o fator de amortecimento, ou coeficiente de desvio da velocidade.

2.4.3 Controles do gerador síncrono

Os principais sistemas de controle que atuam sobre o gerador síncrono são o controle do sistema de excitação e o controle primário de velocidade (IEEE Report, 1981). A figura 2.5 apresenta um diagrama de blocos simplificado com os sistemas de controle de um gerador síncrono.

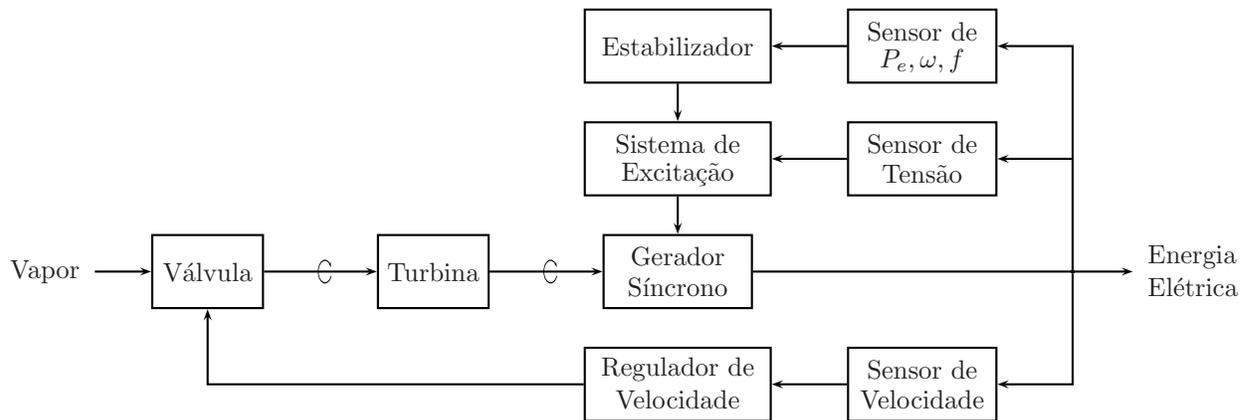


Figura 2.5: Diagrama de blocos simplificado das malhas de controle do gerador síncrono

O controle do sistema de excitação, realizado localmente, tem como um de seus objetivos manter a tensão nos terminais do gerador dentro de limites especificados. Outro objetivo é amortecer as oscilações do rotor da máquina quando há ocorrências de perturbações no sistema. Esta última função de regulador de tensão advém do fato de que a tensão do campo do gerador afeta significativamente o torque elétrico da máquina. As constantes de tempo do sistema de controle de excitação são da ordem de milissegundos, proporcionando uma resposta muito rápida na saída do gerador às ações do controlador.

Também realizado localmente, o controle primário de velocidade monitora a velocidade do eixo do conjunto turbina-gerador e controla o torque mecânico da turbina de modo que a potência elétrica gerada pela unidade se adapte às variações de carga. As constantes de tempo do controle primário são da ordem de alguns segundos, resultando em uma resposta relativamente rápida na saída do gerador aos novos ajustes na turbina.

2.4.4 Modelo do sistema de excitação

Todas as máquinas foram consideradas equipadas com um sistema de excitação estático, o qual foi representado pelo o modelo do IEEE ST2A (IEEE Standard, 1992). Alguns sistemas estáticos utilizam tanto fontes de corrente quanto de tensão para compor a fonte de potência. Estes sistemas de excitação com retificador de fonte composta são designados como tipo ST2A e modelados como mostra a figura 2.6. Este é um tipo muito comum de controle da excitação usado em geradores de pequeno e médio porte.

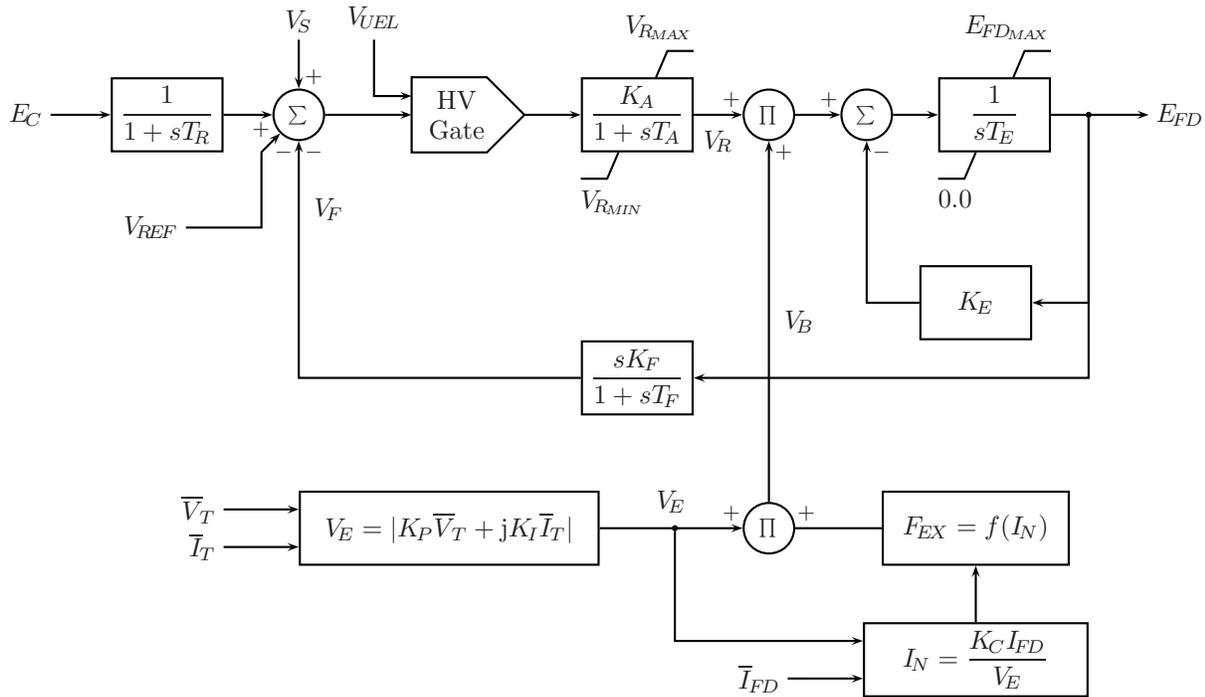


Figura 2.6: Modelo do sistema de excitação estática - IEEE Tipo ST2A

2.4.5 Modelo da turbina a vapor e controle primário de velocidade

Todas as máquinas foram consideradas acopladas a turbinas a vapor, por conseguinte, as turbinas foram representados pelo modelo do IEEE TGOV1. Este modelo representa os efeitos da ação do regulador e a constante de tempo do re-aquecedor. O diagrama de blocos do modelo da turbina é mostrado na figura 2.7.

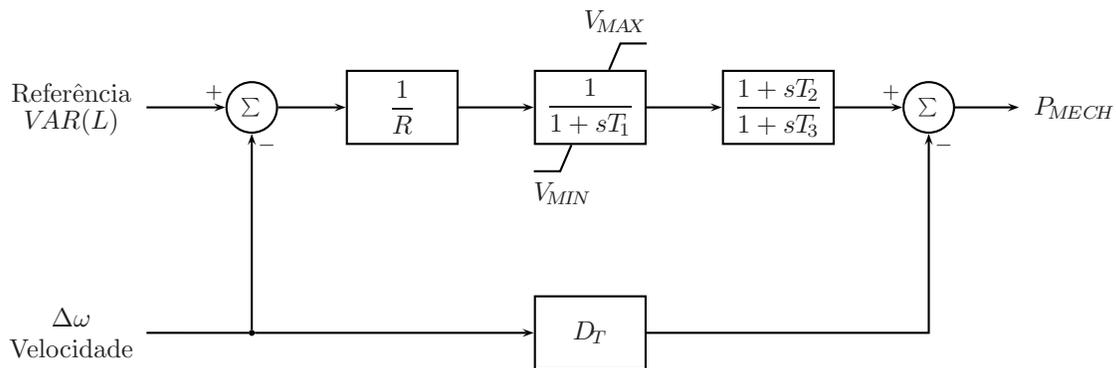


Figura 2.7: Modelo da turbina a vapor - IEEE Tipo TGOV1

2.4.6 Representação das cargas

A modelagem das cargas nos estudos de desempenho dinâmico é um problema complexo devido ao agrupamento de cargas de naturezas diferentes, onde se misturam lâmpadas fluorescentes, incandescentes, chuveiros, refrigeradores, aquecedores, motores industriais, transformadores, dentre outros. Assim, em estudos detalhados, as cargas com um comportamento dinâmico semelhante são agrupadas separadamente e representadas por modelos específicos. O IEEE Task Force (1993) apresenta alguns modelos de carga tais como o modelo dinâmico, o modelo estático, o de impedância, corrente ou potência constante, o polinomial, o exponencial, o dependente da frequência, dentre outros.

Por questão de simplicidade, neste trabalho, as cargas foram representadas por modelos estáticos não lineares dependentes da tensão. As componentes de potência ativa das cargas foram representadas como tendo características de corrente constante e as componentes de potência reativa como tendo características de impedância constante. Esses modelos são recomendados em IEEE Task Force (1993) para os casos em que não se tem informação precisa sobre as cargas do sistema.

Capítulo 3

Metodologia de Análise

3.1 Introdução

O objetivo deste capítulo é apresentar a metodologia usada nas simulações dinâmicas e a forma de apresentação e interpretação dos resultados. Descreve-se também quais foram os cenários analisados. Tais cenários foram montados variando parâmetros como tempo de eliminação da falta, nível de carregamento, constante de inércia dos geradores, potência de curto-circuito no ponto de interconexão entre as rede de distribuição e subtransmissão, relação X/R das linhas de distribuição. Para cada cenário, foi realizada a simulação de todas as combinações possíveis de conexão do gerador e ocorrência de curto-circuito. A obtenção de todos os resultados apresentados aqui totalizaram na realização de mais de vinte mil simulações dinâmicas, evidenciando a necessidade de desenvolver metodologias que permitam visualizar e analisar esses resultados de forma sistemática. Adicionalmente, explica-se como foram realizadas as simulações para encontrar o tempo crítico de eliminação da falta e a potência crítica que o gerador síncrono pode injetar na rede sem perder o sincronismo.

3.2 Composição dos cenários

Para testar todas as configurações possíveis de conexão de um gerador síncrono e ocorrência de curto-circuito, foram eleitas barras para instalar o gerador e barras para as faltas serem aplicadas. Na tabela 3.1 é mostrado em quais barras os curtos-circuitos foram aplicados. A quantidade de barras ficou reduzida em 27 pois não foram aplicadas faltas nas barras 291, 292,

293, 602, 603, as quais são barras que representam os terminais dos transformadores. A tabela 3.2 mostra em quais barras o gerador foi instalado. Esta relação totalizou em 31 barras, pois o gerador não foi conectado à barra 291, a qual representa o ponto de interligação entre os sistemas de distribuição e subtransmissão.

Tabela 3.1: Relação dos índices numéricos e das barras onde os curtos-circuitos são aplicados

ID	813	812	811	810	809	808	807	806	805	601	804	803	802	911	910	909	908	907	906	905	903	904	902	501	801	901	701
<i>i</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27

Tabela 3.2: Relação dos índices numéricos e das barras onde o gerador síncrono é conectado

ID	292	293	501	601	602	603	701	801	802	803	804	805	806	807	808	809	810	811	812	813	901	902	903	904	905	906	907	908	909	910	911
<i>j</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31

Aqui, um cenário é definido com uma condição específica em que o sistema se encontra. Assim, diversos cenários podem ser criados através da variação de um parâmetro da rede. A composição dos cenários foi realizada variando um parâmetro da rede, fixando os demais e simulando estas condições. Em cada cenário foram simuladas todas as configurações possíveis de alocação do gerador e aplicação da falta, considerando apenas um gerador síncrono, totalizando 837 casos (27×31). Os parâmetros e seus respectivos valores para o caso base são:

- ◆ Tempo de eliminação da falta pelo sistema de proteção de 300 ms;
- ◆ Barras com carga totalizando 10,48 MW e 2,51 MVAR;
- ◆ Constante de inércia do gerador igual a 1,0 segundo;
- ◆ Potência de curto-circuito no ponto de interconexão com o sistema de subtransmissão de 2000 MVA;
- ◆ Relação X/R na linhas como mostrado no apêndice A
- ◆ Potência do gerador síncrono igual a 5,0 MVA;

Dessa forma, são apresentados a seguir, os grupos de cenários deste trabalho, ou seja, quais estudos paramétricos foram realizados. Destaca-se que os resultados do estudos em si são apresentados no próximo capítulo.

3.2.1 Tempo de eliminação da falta

O impacto do tempo de eliminação da falta no comportamento dinâmico do gerador síncrono foi analisado variando esse parâmetro como descrito a seguir:

- Cenário F1:** Tempo de eliminação da falta de 200 ms;
- Cenário F2:** Tempo de eliminação da falta de 300 ms;
- Cenário F3:** Tempo de eliminação da falta de 400 ms;
- Cenário F4:** Tempo de eliminação da falta de 500 ms.

3.2.2 Nível do carregamento

A composição dos diferentes carregamentos foi realizada somando um incremento nas cargas existentes mas mantendo-se o mesmo fator de potência total do sistema. Em outras palavras, existem 26 barras que possuem consumidores. Dividindo o carregamento total do caso base, cenário 1, pela quantidade de barras com carga, o resultado é o degrau de carga cg_1 , dado em cada barra. Portanto, tem-se:

$$cg_1 = \frac{10,48 + j 2,51}{26} = 0,40315 + j 0,09647 \text{ MVA} \quad (3.1)$$

Assim, em cada cenário, o degrau dado nas barra com carga foi o seguinte,

$$cg_k = k \times (0,40315 + j 0,09647) \text{ MVA} \quad (3.2)$$

onde, k é o k -ésimo cenário de um determinado grupo. Os seguintes cenários foram analisados:

- Cenário L1:** Carregamento Normal de 10,48 MW e 2,51 MVAR ($k = 1$);
- Cenário L2:** Carregamento Médio de 20,96 MW e 5,02 MVAR ($k = 2$);
- Cenário L3:** Carregamento Pesado de 31,44 MW e 7,52 MVAR ($k = 3$).

Embora simulações tenham sido realizadas para $k = 4$, com um carregamento de 41,93 MW e 10,03 MVAR, estes resultados foram desconsiderados pois na maioria dos casos o cálculo do fluxo de carga não convergiu, não sendo possível a realização das respectivas simulações dinâmicas.

3.2.3 Constante de inércia

O impacto do valor da constante de inércia do gerador foi analisado através da variação deste parâmetro como segue:

Cenário H1: Valor da constante de inércia igual a 0,5 segundo;

Cenário H2: Valor da constante de inércia igual a 1,0 segundo;

Cenário H3: Valor da constante de inércia igual a 1,5 segundo;

Cenário H4: Valor da constante de inércia igual a 2,0 segundos.

3.2.4 Nível de curto-circuito

De forma a variar o nível de curto-circuito no ponto de conexão entre a rede de distribuição com o sistema de transmissão, a impedância do gerador que representa o sistema equivalente foi alterada. A composição dos cenários foi realizada alterando a impedância Z_X nos dados do fluxo de carga do gerador equivalente. Na equação 3.3 é mostrado o valor de Z_X do gerador na barra 291 para o cenário 1. Por definição,

$$S_K = \frac{Z_X}{M_B} \quad \therefore \quad Z_X = \frac{10}{10,000} = 0,001 \text{ pu} \quad (3.3)$$

onde,

S_K é a potência de curto-circuito;

Z_X é a impedância complexa do gerador que representa o sistema equivalente;

M_B é a potência de base do sistema.

O nível de curto-circuito no ponto de conexão da rede de distribuição com o sistema de subtransmissão, na barra 291, fixando o demais parâmetros, foi variado conforme descrito a seguir:

Cenário K1: Potência de curto-circuito de 10,000 MVA;

Cenário K2: Potência de curto-circuito de 2,000 MVA;

Cenário K3: Potência de curto-circuito de 500 MVA;

Cenário K4: Potência de curto-circuito de 30 MVA.

3.2.5 Relação X/R

Com o objetivo de determinar o impacto da relação X/R dos alimentadores no desempenho dinâmico do sistema, o valor de X/R de todos os alimentadores foram variados simultaneamente conforme segue:

Cenário X1: Metade da relação X/R, onde $R = 2,0 \times R_L$.

Cenário X2: Metade da relação X/R, onde $X = 0,5 \times X_L$;

Cenário X3: Dobro da relação X/R, onde $R = 0,5 \times R_L$;

Cenário X4: Dobro da relação X/R, onde $X = 2,0 \times X_L$;

3.2.6 Tempo crítico

Uma ferramenta foi desenvolvida especificamente para encontrar os resultados referentes ao tempo crítico de eliminação da falta. Essa ferramenta é descrita detalhadamente na Seção 3.5. Basicamente, são realizadas sucessivas simulações dinâmicas, para diferentes casos de carregamento do sistema, aumentando o tempo de eliminação da falta até ser encontrado o tempo máximo que o gerador permanece em sincronismo durante uma condição de curto-circuito. O tempo crítico foi calculado para os seguintes casos:

Cenário T1: Carregamento Normal de 10,48 MW e 2,51 MVAR;

Cenário T2: Carregamento Médio de 20,96 MW e 5,02 MVAR;

Cenário T3: Carregamento Pesado de 31,44 MW e 7,52 MVAR;

3.2.7 Potência crítica

Uma outra ferramenta foi também desenvolvida especificamente para encontrar os resultados referentes a potência crítica injetada pelo gerador. Essa ferramenta é descrita detalhadamente na Seção 3.6. Basicamente, são realizadas sucessivas simulações dinâmicas, para diferentes casos de carregamento do sistema, aumentando-se a potência injetada pelo gerador até que a potência máxima que o gerador síncrono pode injetar sem perder o sincronismo, é encontrada. A potência crítica foi calculada para as seguintes condições de carregamento:

Cenário P1: Carregamento Normal de 10,48 MW e 2,51 MVAR;

Cenário P2: Carregamento Médio de 20,96 MW e 5,02 MVAR;

Cenário P3: Carregamento Pesado de 31,44 MW e 7,52 MVAR;

3.3 Análise da abertura angular do gerador

Um dos objetivos desta dissertação é analisar a estabilidade transitória do gerador durante faltas. Assim, o valor máximo do ângulo do rotor após a ocorrência da falta pode ser empregado para determinar se a resposta do gerador é estável ou não. De fato, tal sinal pode ser utilizado diretamente como uma medida de “quão estável” é o comportamento do gerador. Portanto, com os resultados das oscilações do ângulo do gerador síncrono determinados, os valores máximos dos ângulos após a ocorrência das faltas podem ser monitorados.

A figura 3.1 mostra a resposta no domínio do tempo do ângulo do gerador quando este está conectado na barra 808 e curtos-circuitos trifásicos são aplicados em diferentes barras do sistema, as quais são identificadas na legenda do gráfico, durante 200 ms. Os círculos mostram os valores máximo do ângulo para as diversas contingências, sendo que em todos os casos o gerador permaneceu estável. Se algum caso fosse instável, o valor máximo do ângulo seria bastante elevado. A informação do valor absoluto máximo do ângulo foi empregada neste trabalho para inferir sobre a estabilidade do sistema de forma automática, *i.e.* sem realizar a análise das curvas de maneira visual, como descrito a seguir.

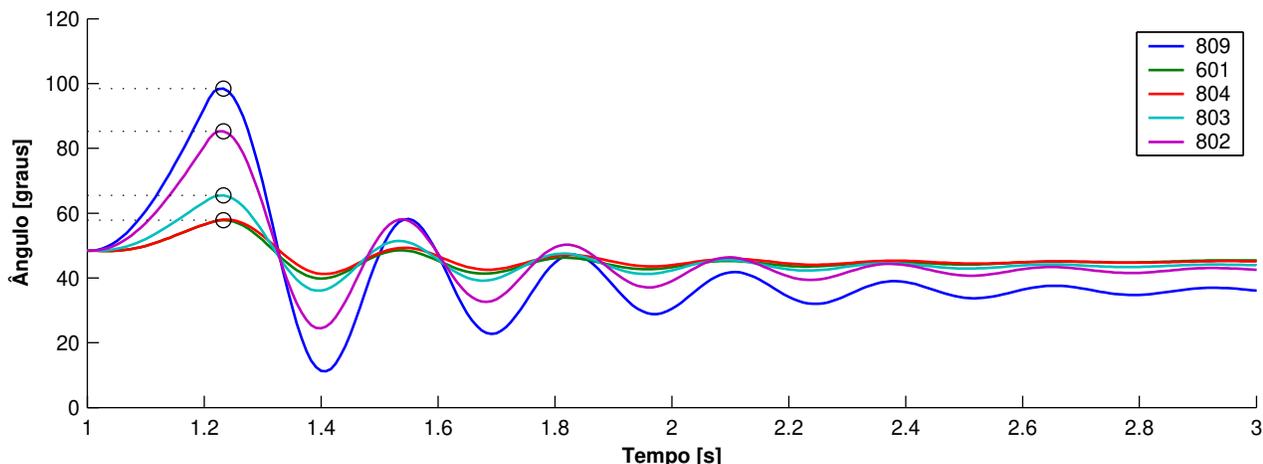


Figura 3.1: Valores máximos do ângulo do gerador síncrono, conectado na barra 808, após falta nas respectivas barras

Os valores máximos do ângulo do gerador obtidos para cada caso simulado foram armazenados em arquivos na forma de matrizes de índices. Assim, a composição das matrizes foi

realizada da seguinte maneira:

$$\delta_{\max k} = \begin{bmatrix} \max(\delta_{11}) & \max(\delta_{12}) & \max(\delta_{13}) & \max(\delta_{14}) & \dots & \max(\delta_{1j}) \\ \max(\delta_{21}) & \max(\delta_{22}) & \max(\delta_{23}) & \max(\delta_{24}) & \dots & \max(\delta_{2j}) \\ \max(\delta_{31}) & \max(\delta_{32}) & \max(\delta_{33}) & \max(\delta_{34}) & \dots & \max(\delta_{3j}) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \max(\delta_{i1}) & \max(\delta_{i2}) & \max(\delta_{i3}) & \max(\delta_{i4}) & \dots & \max(\delta_{ij}) \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

- i é o índice referente à i -ésima barra onde o curto-circuito é aplicado;
- j é o índice referente à j -ésima barra onde o gerador síncrono está conectado;
- k é o k -ésimo cenário de um determinado grupo;
- δ_{ij} é o comportamento dinâmico da abertura angular quando o gerador síncrono está conectado à barra j e uma falta ocorre na barra i ;
- $\delta_{\max k}$ é composto pelos valores máximos das oscilações da abertura angular do gerador síncrono, durante a simulação dinâmica, no cenário k de um determinado grupo.

Como mencionado, o valor máximo do ângulo do gerador para cada caso foi empregado como uma medida de quão estável o gerador é. Para reunir a grande quantidade de valores coletados nos resultados das diversas simulações dinâmicas executadas para a composição de cada cenário, *i.e.* todas as combinações possíveis de alocação de gerador e aplicação de falta, foram usadas matrizes em cores ao invés de tabelas numéricas, facilitando a análise a posteriori. Uma escala gradual de cores, que corresponde a valores entre 0 e 200 graus, representam os valores máximos atingidos pelo ângulo do gerador após a ocorrência de uma falta, como pode ser visto na figura 3.2.

A cor marrón das células significa que ao final da simulação o gerador perdeu o sincronismo, *i.e.* o valor de ângulo do gerador aumentou ilimitadamente. Por exemplo, quando o gerador foi instalado na barra 501 e um curto-circuito de duração de 300 ms foi aplicado na barra 904, o gerador perdeu o sincronismo. Nos casos em que houve perda de sincronismo com valores de ângulo maiores que 200 graus, δ_{\max} recebeu o valor de 200 graus. Por conseguinte, tal caso é representado usando a cor marrón no gráfico. Por outro lado, quanto mais escuro for a tonalidade de azul de uma célula menor será o valor máximo atingido pelo ângulo do gerador após a ocorrência da falta. Por exemplo, quando o gerador está conectado na barra 801 e uma falta é aplicada na barra 811, o valor máximo do ângulo não ultrapassa 50 graus.

Em alguns casos, em que o nível de carregamento do sistema é alto por exemplo, pode haver células preenchidas em cor branca. Elas significam que o fluxo de carga não convergiu

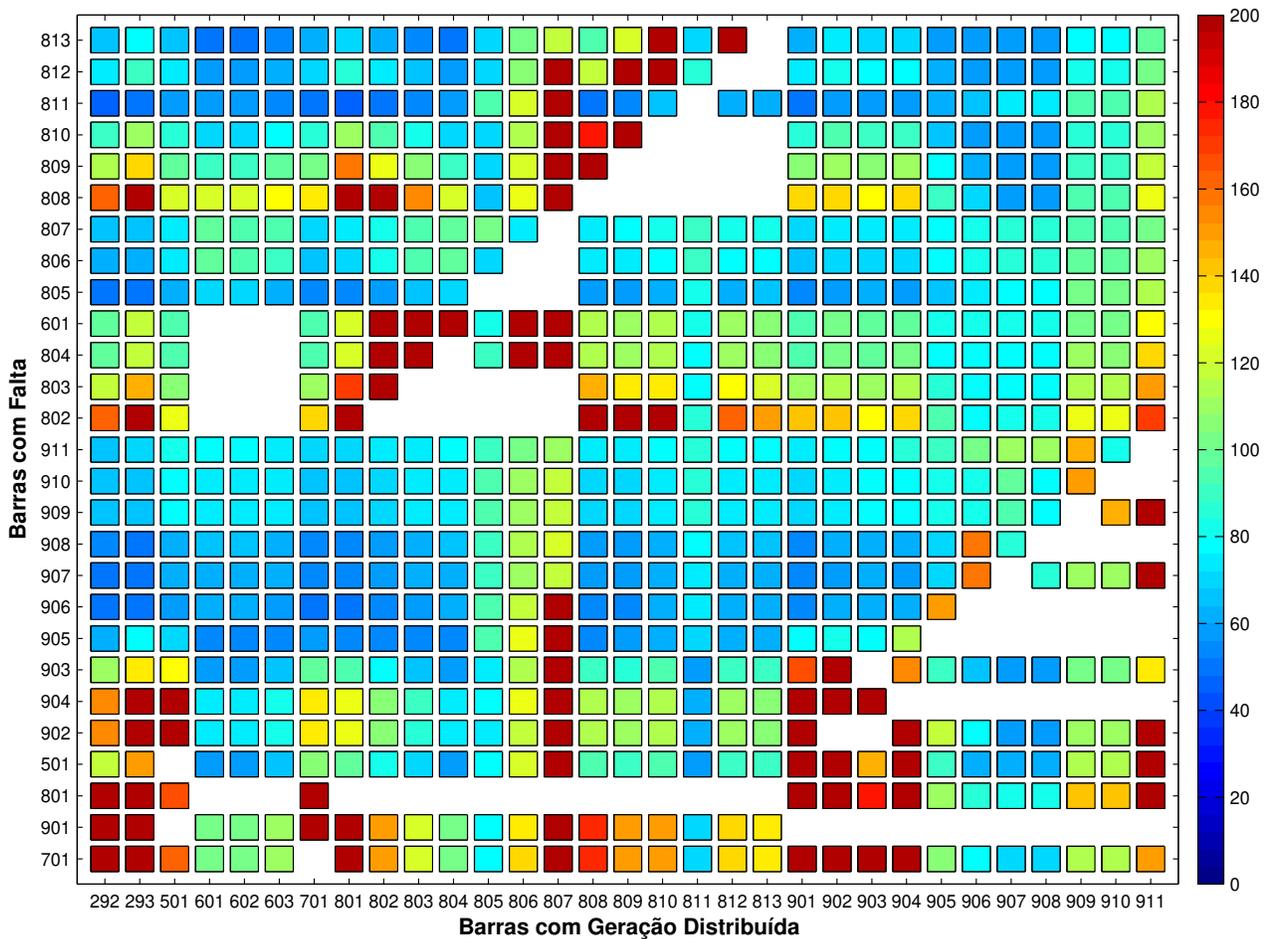


Figura 3.2: Exemplo de uma matriz em cores composta pelos valores máximos do ângulo do gerador.

naquela determinada configuração, e a simulação dinâmica não pôde prosseguir. Adicionalmente, a ausência de células indica que não foram realizadas simulações para determinadas combinações de barra sob falta e localização do gerador, pois o gerador síncrono ficaria ilhado dentro da parcela da rede desconectada pelo sistema de proteção após eliminação da falta.

A área sombreada na figura 3.3 mostra um exemplo de desligamento de uma área, após um curto-circuito na barra 808. Neste caso, o gerador não pôde ser conectado nas barras 808, 809, 810, 811, 812 e 813 pois isso resultaria em ilhamento após eliminação da falta.

O valor máximo do ângulo do gerador pode ser utilizado como um índice para visualizar sistematicamente o comportamento do sistema frente a todas as combinações possíveis de alocação do gerador e ocorrência de faltas, como mostrado na figura 3.2. Contudo, esses valores por si só não permitem determinar automaticamente quais são as barras mais adequadas ou as menos recomendadas, para a instalação do gerador de forma a minimizar a quantidade de vezes que este será desconectado do sistema. Nesse caso, é necessário o desenvolvimento de

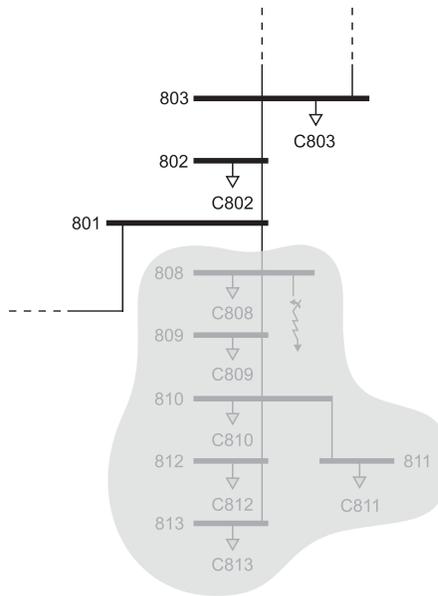


Figura 3.3: Exemplo de desligamento de uma área, após eliminação do curto-circuito na barra 808, mostrado no respectivo trecho do diagrama unifilar do sistema em estudo

índices individuais para cada barra, obtidos a partir de uma grande quantidade de simulações. Tais índices são desenvolvidos no Capítulo 5 deste trabalho.

3.4 Análise da taxa de amortecimento

Outra variável monitorada foi o desvio de velocidade do gerador, que é a variação instantânea de velocidade do eixo do rotor do gerador em relação à referência síncrona do sistema. A partir do comportamento dinâmico desta saída, as respectivas taxas de amortecimento da máquina podem ser calculadas. É desejável que o amortecimento das oscilações do gerador seja tão alto quanto possível, para evitar oscilações de fluxo de potência ativa na rede e a conseqüente atuação do sistema de proteção. Assim, a taxa de amortecimento ζ é a medida da capacidade de atenuação de oscilações de um gerador. Considerando um caso em que a aplicação de curto-circuito não leva à perda de sincronismo do gerador, o desvio da velocidade da máquina oscila e decresce até retornar à condição síncrona, como mostra a figura 3.4.

O tempo necessário para as oscilações cessarem depende da quantidade de amortecimento do sistema e do gerador. Na equação 3.5 é apresentada uma solução genérica para um sistema dinâmico de segunda ordem:

$$x(t) = X_0 e^{-\zeta \omega_n t} \cos\left(\sqrt{1 - \zeta^2} \omega_n t - \phi_0\right) = X_0 e^{-\zeta \omega_n t} \cos(\omega_d t - \phi_0) \quad (3.5)$$

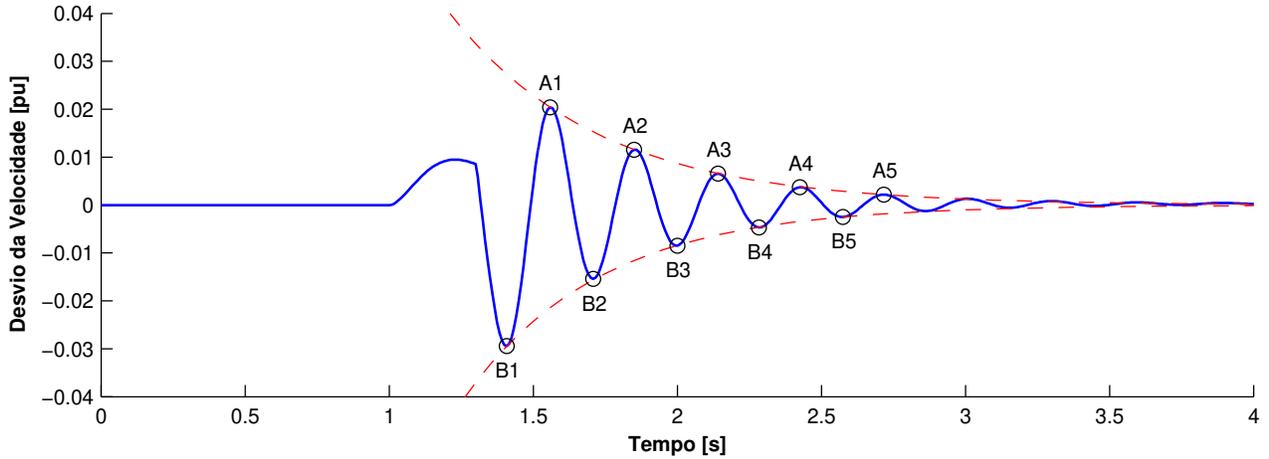


Figura 3.4: Envoltórias das taxas de amortecimento obtidas pelo Método do Decremento Logarítmico.

onde ω_n é a frequência natural do sistema. A frequência do amortecimento, ω_d é também influenciada pela taxa de amortecimento, e é dada por:

$$\omega_d = \omega_n \sqrt{1 - \zeta^2} \quad (3.6)$$

As equações mostram que a medida que a taxa de amortecimento aumenta a atenuação das oscilações será maior. Medir a taxa de amortecimento é importante para entender o comportamento dinâmico do sistema. Assim, para estimar a taxa de amortecimento do desvio de velocidade, foi usado o método do decremento logarítmico (BECKWITH; MARANGONI; LIENHARD, 1961, p. 187). O cálculo da taxa de amortecimento ζ através deste método é feito através da relação entre dois pontos na curva de resposta do sistema, distantes entre si por m ciclos. Assim, x_1 e x_2 estão distantes um do outro por o período de um ciclo. Da equação 3.5, tem-se:

$$\frac{x_1}{x_2} = \frac{X_0 e^{-\zeta \omega_n t_1} \cos(\omega_d t_1 - \phi_0)}{X_0 e^{-\zeta \omega_n t_2} \cos(\omega_d t_2 - \phi_0)} \quad (3.7)$$

$$t_2 = t_1 + \tau_d = t_1 + \frac{2\pi}{\omega_d} \quad (3.8)$$

$$\cos(\omega_d t_2 - \phi_0) = \cos(2\pi + \omega_d t_1 - \phi_0) = \cos(\omega_d t_1 - \phi_0) \quad (3.9)$$

Isto faz com que o decremento logarítmico entre dois picos sucessivos seja:

$$\delta = \ln \left(\frac{x_1}{x_2} \right) = \ln \left(\frac{e^{\zeta \omega_n t_1}}{e^{\zeta \omega_n t_1 + \tau_d}} \right) = \ln (e^{\zeta \omega_n \tau_d}) = \zeta \omega_n \tau_d \quad (3.10)$$

Substituindo $\omega_d = \omega_n \sqrt{1 - \zeta^2}$ e $\tau_d = 2\pi/\omega_d$ na equação 3.10, obtém-se

$$\zeta = \frac{\delta}{\sqrt{4\pi^2 + \delta^2}} \quad (3.11)$$

A precisão do cálculo da taxa de amortecimento pode ser melhorada usando picos distantes um do outro por mais de um ciclo completo. Neste caso, tem-se:

$$\delta = \frac{1}{m} \ln \left(\frac{x_n}{x_{n+m}} \right) \quad (3.12)$$

onde, m é um número arbitrário.

Assumindo-se que as atenuações que ocorrem no desvio de velocidade deste trabalho são similares as de um sistema de segunda ordem, o método de decremento logarítmico foi aplicado. Os valores de desvio de velocidade máximo, mínimo e seus respectivos instantes coletados da figura 3.4, estão apresentados na tabela 3.3.

Escolhendo $m = 4$, os valores usados para calcular a taxa de amortecimento são A_1, B_1, A_5 e B_5 . Assim,

$$\delta_A = \frac{1}{m} \ln \left(\frac{A_1}{A_5} \right) = \frac{1}{4} \ln \left(\frac{0,0218}{0,0021} \right) = 0,5903 \quad (3.13)$$

$$\zeta_A = \frac{\delta}{\sqrt{4\pi^2 + \delta^2}} = \frac{0,5903}{\sqrt{4\pi^2 + 0,5903^2}} = 0,0935 \quad (3.14)$$

$$\omega_{d_A} = \frac{2\pi}{t_{A_5} - t_{A_4}} = \frac{2\pi}{0,300} = 20,9440 \quad (3.15)$$

$$\omega_{n_A} = \omega_{d_A} \sqrt{1 - \zeta_A^2} = 20,9440 \sqrt{1 - 0,0935^2} = 21,0362 \quad (3.16)$$

Tabela 3.3: Valores de máximo, mínimo e seus respectivos instantes do desvio de velocidade para o caso em que o gerador está conectado na barra 810 e uma falta é aplicada na barra 801

Valores	Tempo [s]	Desvio da Velocidade [pu]
B_1	1,4167	– 0,0320
A_1	1,5750	0,0218
B_2	1,7250	– 0,0161
A_2	1,8750	0,0119
B_3	2,0250	– 0,0086
A_3	2,1750	0,0066
B_4	2,3250	– 0,0045
A_4	2,4750	0,0036
B_5	2,6250	– 0,0023
A_5	2,7750	0,0021

O erro numérico de se assumir a similaridade da envoltória das atenuações do desvio da velocidade com a de um sistema de segunda ordem pode ser verificado substituindo os instantes t_1 e t_5 na equação da envoltória:

$$a(t) = A_1 e^{-\zeta A \omega_n (t - t_{A_1})} \quad (3.17)$$

$$a(t_{A_2}) = 0,0218 e^{-0,0935 \times 21,0362 \times (1,8750 - 1,5750)} = 0,0121 \quad (3.18)$$

Como pode ser visto, a diferença entre os desvios simulado e calculado é pequena. Uma análise comparativa entre os valores simulados e calculados é apresentada na tabela 3.4. Em todas as simulações foram encontradas duas taxas de amortecimento: uma para parte superior e outra para a inferior da curva. Com o objetivo de se ter apenas um ζ para cada caso, a média aritmética das duas taxas foi calculada. Em casos onde os erros entre os pontos sobre a envoltória calculada e os resultados da simulação foram superiores a 10%, ao invés da média, foi considerado apenas o cálculo da taxa de amortecimento com menor erro.

Tabela 3.4: Análise comparativa entre os valores simulados e os valores calculados através do método do decremento logarítmico do desvio de velocidade

Valores	Tempo [s]	Desvio Simulado	Desvio Calculado	Diferença dos desvios
B_1	1,4167	- 0.0320	- 0,0320	0,0000
A_1	1,5750	0.0218	0,0218	0,0000
B_2	1,7250	- 0.0161	- 0,0163	0,0002
A_2	1,8750	0.0119	0,0121	0,0002
B_3	2,0250	- 0.0086	- 0,0084	0,0001
A_3	2,1750	0.0066	0,0067	0,0002
B_4	2,3250	- 0.0045	- 0,0044	0,0001
A_4	2,4750	0.0036	0,0037	0,0001
B_5	2,6250	- 0.0023	- 0,0023	0,0000
A_5	2,7750	0.0021	0,0021	0,0000

Os valores de ζ encontrados em cada cenário, foram armazenados em arquivos do tipo texto na forma de matrizes. Assim, a composição das matrizes foi realizada da seguinte maneira:

$$\zeta_k = \begin{bmatrix} \zeta_{11} & \zeta_{12} & \zeta_{13} & \zeta_{14} & \cdots & \zeta_{1j} \\ \zeta_{21} & \zeta_{22} & \zeta_{23} & \zeta_{24} & \cdots & \zeta_{2j} \\ \zeta_{31} & \zeta_{32} & \zeta_{33} & \zeta_{34} & \cdots & \zeta_{3j} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \zeta_{i1} & \zeta_{i2} & \zeta_{i3} & \zeta_{i4} & \cdots & \zeta_{ij} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

- i é o índice referente à i -ésima barra onde o curto-circuito é aplicado;
- j é o índice referente à j -ésima barra onde o gerador síncrono está conectado;
- k é o k -ésimo cenário de um determinado grupo;
- ζ_{ij} é a taxa de amortecimento do comportamento dinâmico do desvio de velocidade do gerador quando este está conectado à barra j e uma falta ocorre na barra i ;
- ζ_k é composto pelos valores encontrados de ζ , durante a simulação dinâmica, no cenário k de um determinado grupo.

Da mesma maneira que nos resultados da abertura angular do gerador, foram usadas matrizes em cores para apresentar as taxas de amortecimento do desvio da velocidade do gerador síncrono para cada cenário. Uma escala gradual de cores, que corresponde a valores entre 0 e 0,14 pu, representam a faixa de valores das taxas encontrados nas simulações dinâmicas. Os resultados são apresentados e discutidos no Capítulo 4.

A taxa de amortecimento do gerador como calculada acima pode ser utilizada como um índice para visualizar sistematicamente o comportamento do sistema frente a todas as combinações possíveis de alocação do gerador e ocorrência de faltas. Contudo, esses valores por si só não permitem determinar automaticamente quais são as barras mais adequadas (ou não) para a instalação do gerador de forma a minimizar as oscilações do sistema devido à ocorrência de faltas. Nesse caso, é necessário o desenvolvimento de índices individuais para cada barra, obtidos a partir de uma grande quantidade de simulações. Tais índices são desenvolvidos no Capítulo 5 deste trabalho.

3.5 Determinação do tempo crítico

Para encontrar o tempo crítico de eliminação de falta em cada caso de forma automática, uma ferramenta em Visual Basic .net[®] foi especificamente desenvolvida para manipular os arquivos de entrada e saída, e executar as ferramentas de simulação dinâmica e de visualização do PSS/ETM.

Inicialmente a ferramenta ajusta o carregamento do sistema de acordo com o cenário escolhido, alterando os arquivos de dados de entrada. Em seguida, a ferramenta realiza sucessivas simulações dinâmicas, alterando o tempo de eliminação das faltas, através das funções RUN e ALTR, até encontrar o tempo crítico.

Esta ferramenta utiliza o método de busca binária (HALPERN, 1958) que reduz consideravelmente o número de simulações necessárias para encontrar o tempo crítico de eliminação da falta em relação ao método de busca linear. O método de busca linear utiliza um valor de passo fixo para encontrar o tempo crítico ou seja, a partir de um tempo de eliminação da falta determinado, por exemplo 0 ms, incrementa-se o tempo de eliminação da falta e simulações são realizadas sucessivamente até se encontrar o tempo crítico.

De forma a utilizar o método de busca binária para encontrar o tempo crítico de eliminação da falta, foi criada uma lista ordenada de 0 ms até 1066,66 ms com intervalos de 8,33 ms (0,5 ciclo). O método de busca binária divide esta lista em duas e realiza a primeira

simulação com o valor mediano de 533,33 ms (32 ciclos). Se o gerador perder a estabilidade com essa configuração, então o tempo crítico procurado se encontra na metade inferior e o novo tempo de eliminação da falta é o valor mediano da metade inferior, 266,66 ms (16 ciclos), e assim por diante. Generalizando, as seguintes equações são usadas pela ferramenta para encontrar o tempo crítico numa determinada configuração,

$$\text{se } n \leq 7 \text{ então, } \xi_{ij} = \sum_{n=1}^7 (-1)^m \times 2^{6-n} \tag{3.20}$$

$$\text{se } n = 8 \text{ então, } \xi_{ij} = \xi_{ij} + (-2^{-1})^m$$

onde,

ξ_{ij} é o tempo crítico de eliminação da falta, quando o gerador está conectado na barra j e uma falta é aplicada à barra i .

n corresponde ao número da simulação.

m é um indicador boleano que possui valor unitário se o gerador perdeu a estabilidade na simulação anterior ($n - 1$) ou valor nulo se ele não perdeu;

Por exemplo, no caso da geração na barra 801 ($j = 8$) e falta na barra 802 ($i = 13$), cenário T1, o cálculo do tempo crítico é mostrado a seguir:

$$\xi_{13,8} = 2^5 - 2^4 + 2^3 + 2^2 - 2^1 - 2^0 - 2^{-1} + 2^{-1} = 24 \text{ ciclos} \tag{3.21}$$

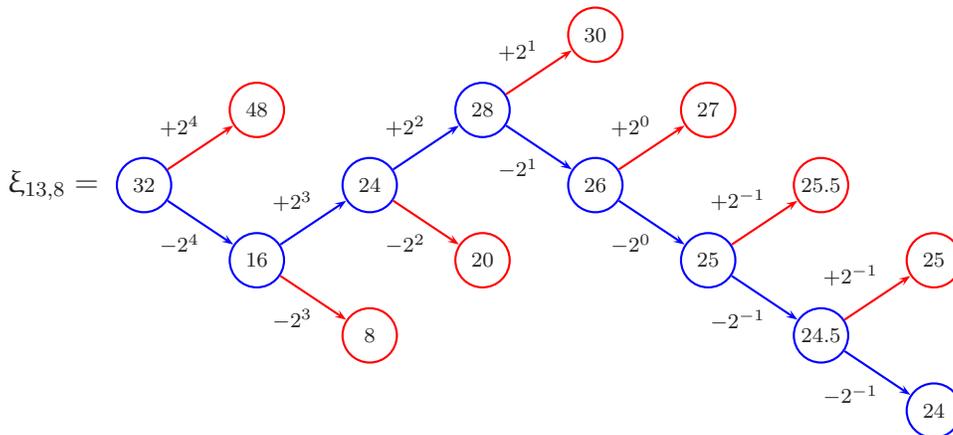


Figura 3.5: Busca do tempo crítico realizada pela ferramenta no caso da geração na barra 801 e falta na barra 802.

Dessa forma, são realizadas sete simulações ($n = 7$), e ao fim delas o tempo crítico é determinado com razoável precisão. Neste caso, o tempo crítico é de 24 ciclos, ou seja 400 ms, como pode ser visto na figura 3.5, sendo que a precisão é de $\pm 8,33$ ms

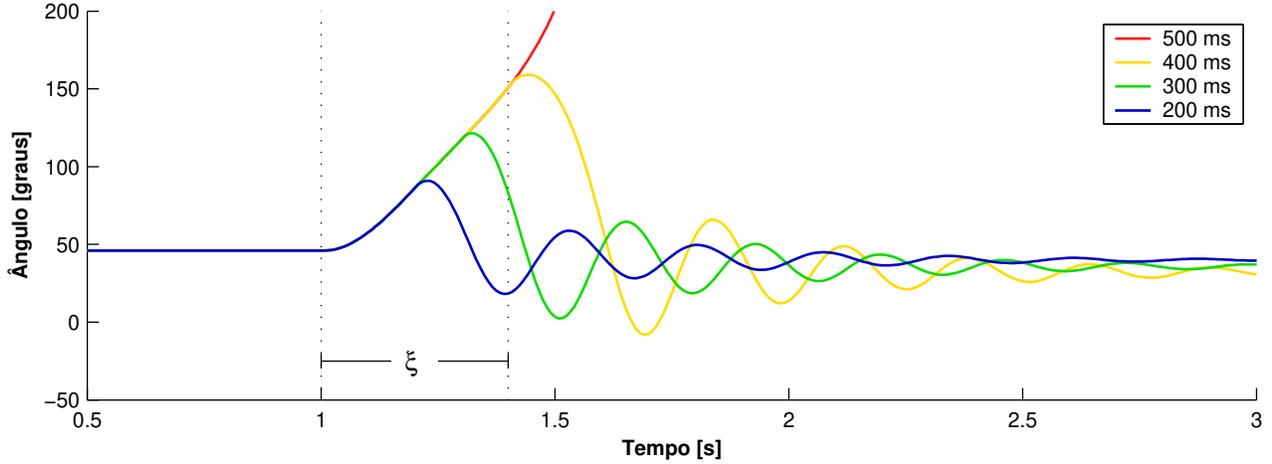


Figura 3.6: Comportamento dinâmico do ângulo do gerador instalado na barra 801 para diferentes tempos de eliminação da falta aplicada na barra 802.

Os resultados numéricos dos casos de cada cenário são armazenados em arquivos do tipo texto na forma de matrizes, conforme mostra a equação 3.22. Para mostrar a grande quantidade de resultados obtidos nas simulações dinâmicas, foram usadas matrizes em cores ao invés de tabelas numéricas, como discutido previamente. Os resultados são apresentados e discutidos no capítulo 4.

$$\xi_k = \begin{bmatrix} \xi_{11} & \xi_{12} & \xi_{13} & \xi_{14} & \dots & \xi_{1j} \\ \xi_{21} & \xi_{22} & \xi_{23} & \xi_{24} & \dots & \xi_{2j} \\ \xi_{31} & \xi_{32} & \xi_{33} & \xi_{34} & \dots & \xi_{3j} \\ \xi_{41} & \xi_{42} & \xi_{43} & \xi_{44} & \dots & \xi_{4j} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \xi_{i1} & \xi_{i2} & \xi_{i3} & \xi_{i4} & \dots & \xi_{ij} \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

onde,

- i é o índice referente à i -ésima barra onde o curto-circuito é aplicado;
- j é o índice referente à j -ésima barra onde o gerador síncrono está conectado;
- k é o k -ésimo cenário;
- \mathbf{T}_k é composto pelos resultados do tempo crítico no cenário k .

3.6 Determinação da potência crítica

De maneira análoga à obtenção dos resultados de tempo crítico, para encontrar a potência crítica de forma automática em cada caso, foi necessário desenvolver uma ferramenta em Visual Basic .net[®] especificamente para manipular os arquivos de entrada e saída e executar as ferramentas de simulação dinâmica e de visualização do PSS/ETM.

Primeiramente, nos arquivos de dados de entrada, a ferramenta altera o carregamento do sistema, de acordo com o cenário escolhido, e ajusta a potência do gerador síncrono. Em seguida, a ferramenta realiza sucessivas simulações dinâmicas em que a potência ativa injetada pelo gerador é incrementada e um curto-circuito trifásico com 300 ms de duração é aplicado. Isso é feito sucessivamente até que seja encontrada a potência máxima injetada pelo gerador sem haver perda de estabilidade.

Também utilizando o método de busca binária, descrito na Seção 3.5, as seguintes equações são usadas pela ferramenta para encontrar a potência crítica:

$$\begin{aligned} \text{se } n \leq 7 \text{ então, } \quad \varphi_{ij} &= \sum_{n=1}^7 (-1)^m \times 2^{6-n} \\ \text{se } n = 8 \text{ então, } \quad \varphi_{ij} &= \varphi_{ij} + (2^{-1})^m \end{aligned} \quad (3.23)$$

onde,

- φ_{ij} é a potência crítica do gerador, quando este está conectado na barra j e ocorre uma falta na barra i .
- n corresponde ao número da simulação.
- m é um indicador booleano que possui valor unitário se o gerador perdeu a estabilidade na simulação anterior ($n - 1$) ou valor nulo se ele não perdeu;

Por exemplo, no caso em que se deseja instalar um gerador na barra 801 ($j = 8$) e falta ocorre na barra 802 ($i = 13$), para o cenário P2, o cálculo da potência crítica pela ferramenta realiza os seguintes passos:

$$\varphi_{13,8} = 2^5 - 2^4 - 2^3 - 2^2 + 2^1 + 2^0 - 2^{-1} + 2^{-1} = 6 \text{ MW} \quad (3.24)$$

Assim, são realizadas sete simulações ($n = 7$), e ao fim delas a potência crítica é encontrada com precisão de 0.5 MW. Neste caso, a potência crítica é 6 MW.

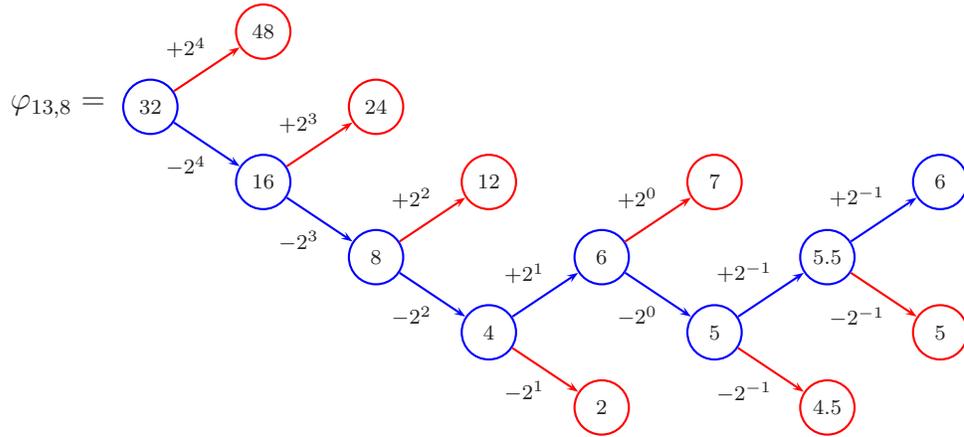


Figura 3.7: Busca da potência crítica realizada pela ferramenta no caso da geração na barra 801 e falta na barra 802.

Os resultados numéricos dos casos de cada cenário são armazenados em arquivos do tipo texto na forma de matrizes, conforme mostra a equação 3.25. Para mostrar a grande quantidade de resultados obtidos nas simulações dinâmicas, foram usadas matrizes em cores ao invés de tabelas numéricas, como descrito anteriormente. Os resultados são apresentados e discutidos no capítulo 4.

$$\Phi_k = \begin{bmatrix} \varphi_{11} & \varphi_{12} & \varphi_{13} & \varphi_{14} & \cdots & \varphi_{1j} \\ \varphi_{21} & \varphi_{22} & \varphi_{23} & \varphi_{24} & \cdots & \varphi_{2j} \\ \varphi_{31} & \varphi_{32} & \varphi_{33} & \varphi_{34} & \cdots & \varphi_{3j} \\ \varphi_{41} & \varphi_{42} & \varphi_{43} & \varphi_{44} & \cdots & \varphi_{4j} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \varphi_{i1} & \varphi_{i2} & \varphi_{i3} & \varphi_{i4} & \cdots & \varphi_{ij} \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

onde,

k é o k -ésimo cenário;

Φ_k é composto pelos resultados de potência crítica no cenário k .

Capítulo 4

Resultados dos Estudos Paramétricos

4.1 Introdução

Este capítulo apresenta estudos paramétricos realizados empregando repetidas simulações dinâmicas considerando um sistema de distribuição real e os diferentes cenários discutidos no capítulo anterior. Os parâmetros analisados são: tempo de eliminação da falta, nível de carregamento do sistema, nível de curto-circuito no ponto de conexão entre a rede de distribuição e o sistema de subtransmissão, relação X/R das linhas de distribuição e constante de inércia do gerador. Também através de simulações dinâmicas, investiga-se qual a potência máxima que o gerador pode injetar na rede sem perda da estabilidade para um determinado tempo de eliminação da falta, assim como, o tempo máximo permitido para eliminação de curtos-circuitos em cada barra antes que o gerador torne-se instável. Ressalta-se que nesses estudos, com exceção dos estudos de potência máxima, a capacidade do gerador a ser instalado na rede é fixada em 5 MW.

4.2 Tempo de Eliminação da Falta

Os resultados apresentados nesta seção foram obtidos variando o tempo de eliminação da falta e fixando o demais parâmetros. Foram estabelecidos quatro diferentes tempos de eliminação da falta, resultando nos seguintes cenários:

Cenário F1: Tempo de eliminação da falta de 200 ms;

Cenário F2: Tempo de eliminação da falta de 300 ms;

Cenário F3: Tempo de eliminação da falta de 400 ms;

Cenário F4: Tempo de eliminação da falta de 500 ms.

Para exemplificar o comportamento dinâmico do ângulo e do desvio de velocidade no gerador síncrono nos respectivos cenários foram escolhidos dois casos. No caso (a) o gerador está conectado na barra 904 e a falta ocorre na barra 902, ao passo que no caso (b) o gerador está conectado na barra 804 e a falta ocorre na barra 501, conforme mostra a figura 4.1.

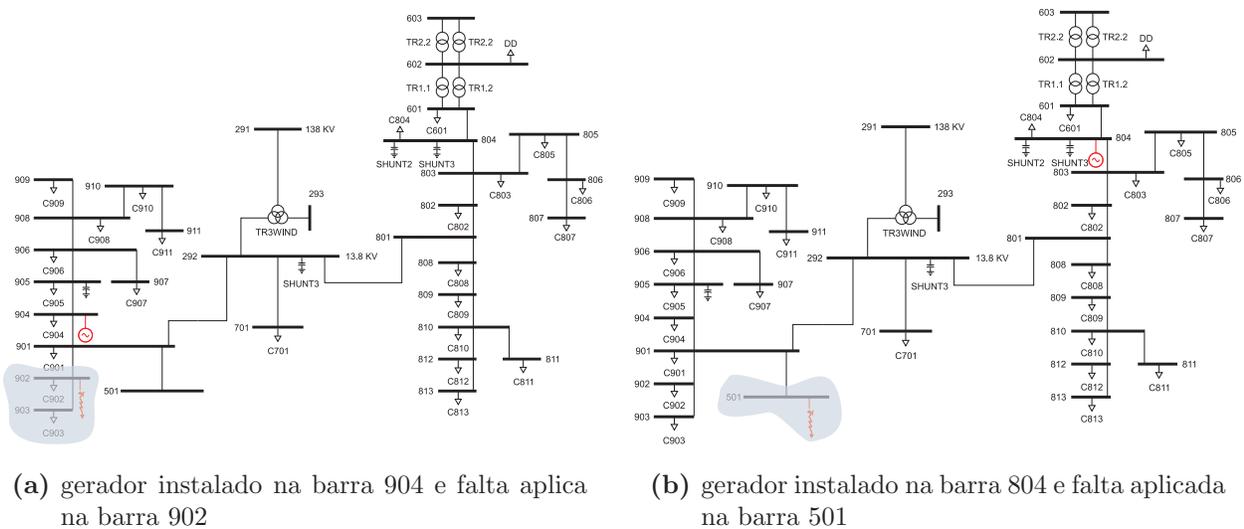


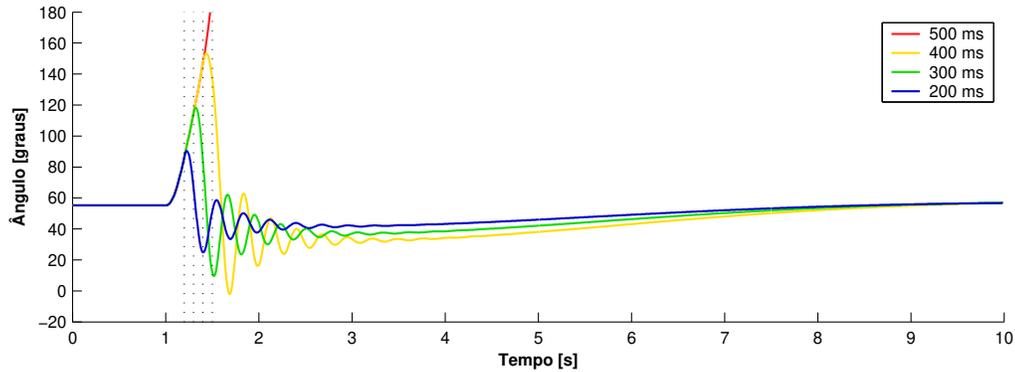
Figura 4.1: Diagrama da rede de distribuição com gerador e áreas desligadas pelo sistema de proteção para o estudo de diferentes tempos de eliminação da falta

4.2.1 Abertura Angular do Gerador

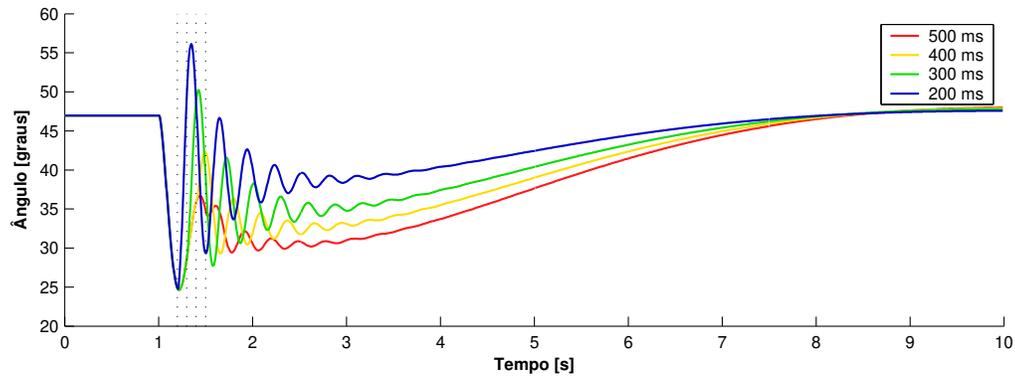
A figura 4.2(a) mostra o comportamento dinâmico do ângulo do rotor do gerador para cada cenário considerando o caso (a), *i.e.* quando o gerador está instalado na barra 904 e uma falta é aplicada na barra 902. As linhas pontilhadas representam os instantes em que o curto-circuito foi eliminado e a linha que conectava a barra em falta ao sistema desligada.

Como houve corte de carga, ou seja, as barras 902 e 903 e seus respectivos consumidores foram desligados, o ângulo do rotor oscila e depois estabiliza em um novo valor nos casos em que o gerador não perde o sincronismo. O valor do corte de carga é o mesmo para os quatro cenários e por isso a resposta do ângulo do rotor ao final da simulação é a mesma para os casos estáveis.

Nesta configuração, à medida que o tempo de eliminação da falta aumenta o valor máximo atingido pelo ângulo na primeira oscilação também cresce. Para o cenário F4, em que tempo de eliminação da falta é de 500 ms, o gerador torna-se instável.



(a) gerador instalado na barra 904 e falta aplicada na barra 902

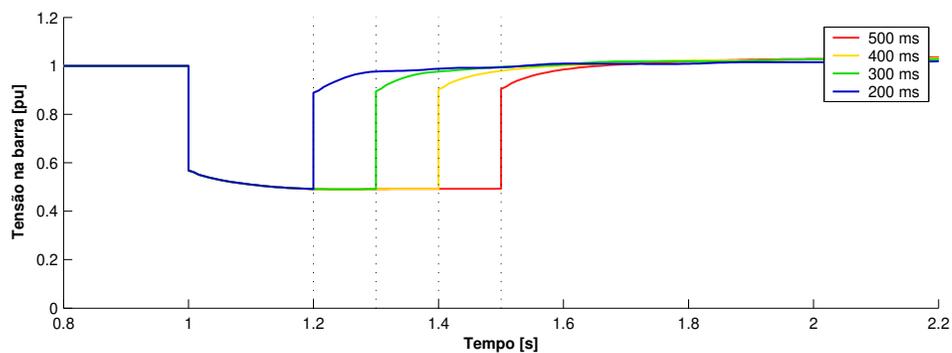


(b) gerador instalado na barra 804 e falta aplicada na barra 501

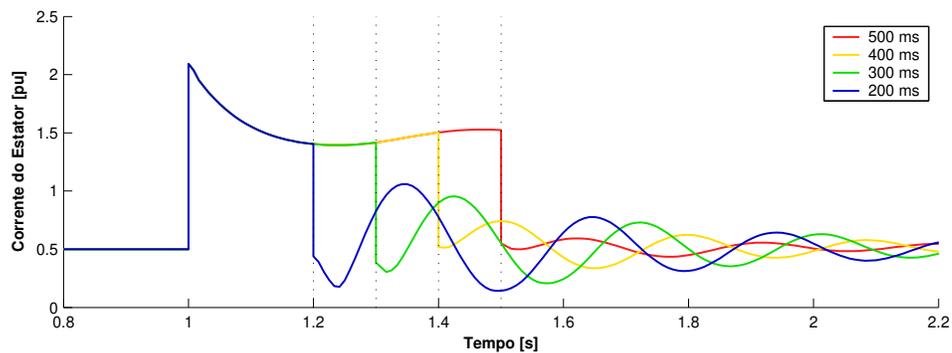
Figura 4.2: Comportamento dinâmico do ângulo do gerador para diferentes tempos de eliminação

O comportamento dinâmico do ângulo do rotor para o caso (b), ou seja, quando o gerador está conectado na barra 804 e uma falta é aplicada na barra 501, pode ser visto na figura 4.2(b). Para esta configuração, não há corte de carga porque quando a barra 501 é eliminada, não há consumidor ou outra barra conectada a ela. É interessante observar que o ângulo do gerador diminui no instante de aplicação da falta. Isso ocorre porque, nesse instante, embora a tensão terminal do gerador reduza, a corrente fornecida pelo gerador aumenta em uma proporção maior. Por conseguinte, a potência elétrica aumenta, levando o gerador a desacelerar como mostra a figura 4.3.

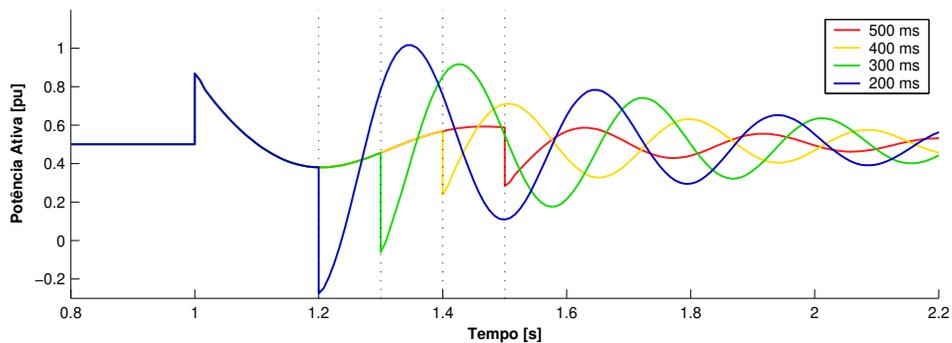
Contudo, pode-se verificar que este fenômeno ocorre somente nos instantes iniciais após a aplicação da falta, na seqüência, mesmo antes da eliminação da falta, o gerador pode começar a acelerar. Isto pode ser melhor visualizado na figura 4.4. Adicionalmente, ao contrário



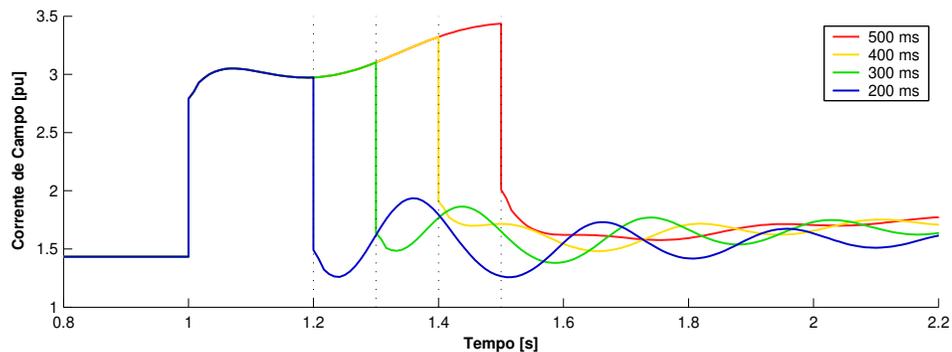
(a) tensão na barra



(b) corrente no estator



(c) potência ativa



(d) corrente de campo

Figura 4.3: Comportamento dinâmico do gerador quando este é instalado na barra 804 e uma falta é aplicada na barra 501

da figura 4.2(a), nesta configuração a medida que o tempo de eliminação aumenta o valor máximo do ângulo diminui. Isso acontece porque, como explicado, durante a falta inicialmente o gerador desacelera por um breve período e logo depois acelera. Conseqüentemente, a energia de aceleração e desaceleração devido a aplicação da falta são, em parte, contrabalanceadas durante a falta, minimizando as oscilações do gerador.

É importante destacar que a ocorrência desses casos é menos freqüente se comparado com os casos em que o gerador acelera durante todo o período de aplicação da falta. Verifica-se também que não houve perda de sincronismo em nenhum dos cenários para esta configuração.

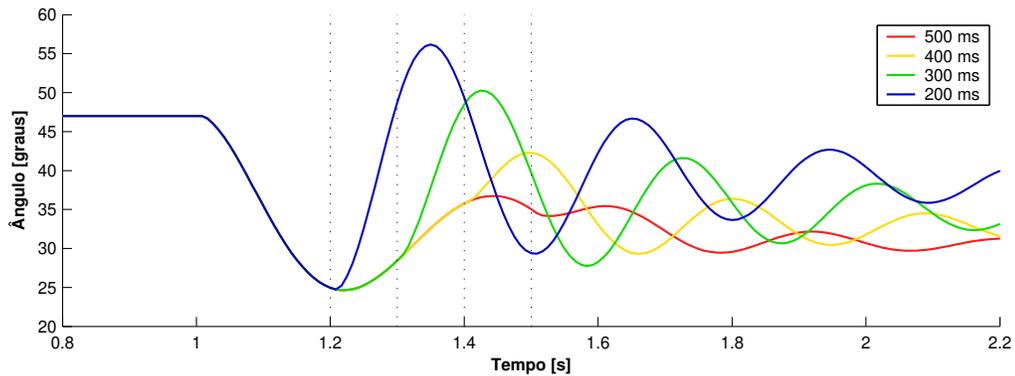


Figura 4.4: Comportamento dinâmico do ângulo do gerador para diferentes tempos de eliminação e gerador instalado na barra 804 e falta aplicada na barra 501 (Ampliado)

Os valores máximos da abertura angular do gerador vistos na figura 4.2 podem ser localizados na figura 4.5. Para o caso (a), gerador conectado na barra 904 e falta na barra 902, pode ser visto através dos cenários que a respectiva célula muda de cor passando de azul para verde, laranja e por último vermelho. Através da escala de cores pode ser observado que a amplitude do valor máximo do ângulo aumentou até que o gerador perdeu o sincronismo.

No geral, não houve uma variação considerável nos valores máximos atingidos pelas aberturas angulares do gerador entre os cenários. Isto pode ser notado pela predominância da cor azul nos quatro cenários na figura 4.5. Porém, nota-se uma tendência do desempenho dinâmico do gerador piorar com o aumento do tempo de eliminação da falta. Isto já era esperado pois quanto maior o tempo de duração da falta mais perturbado torna-se o gerador.

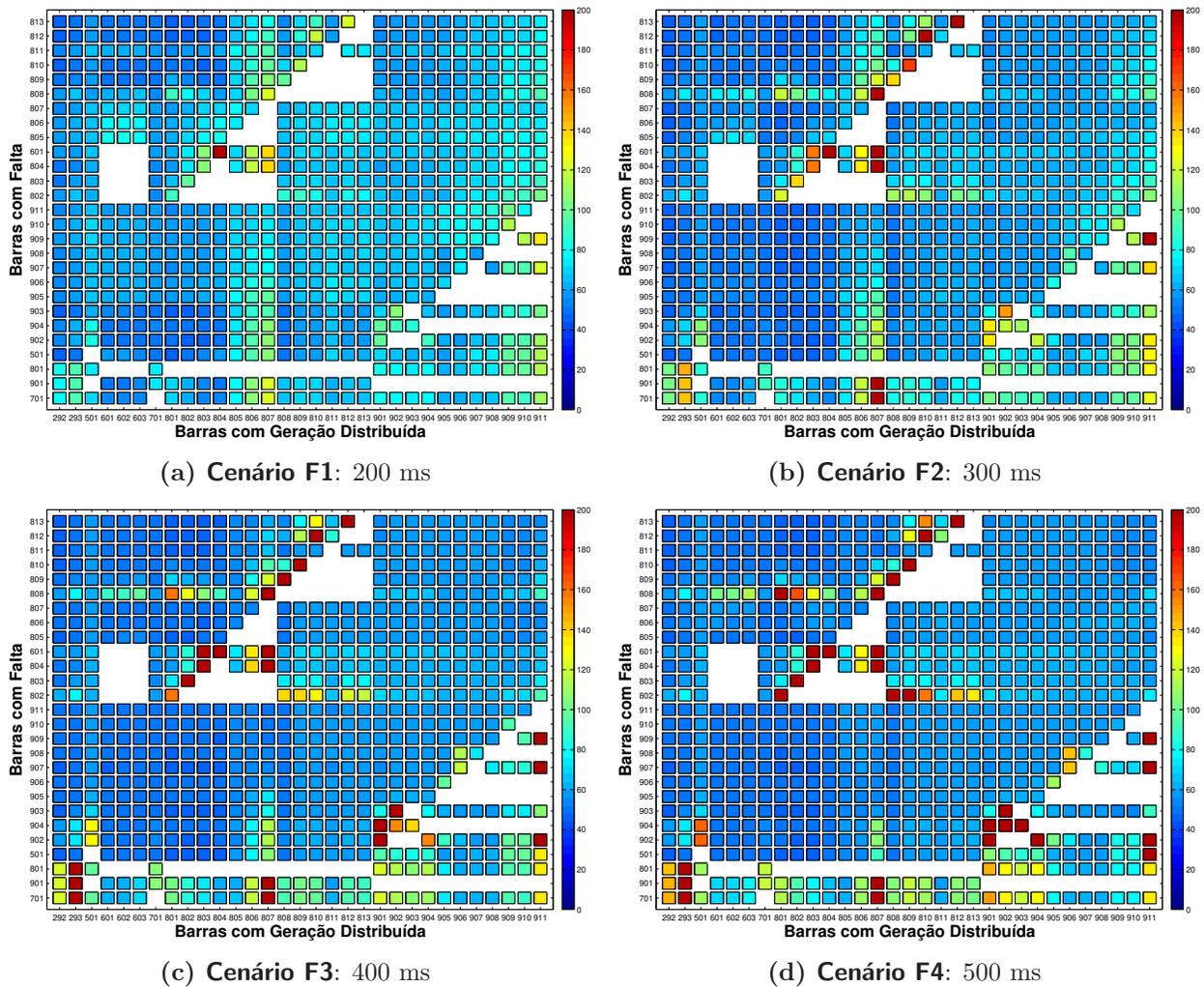
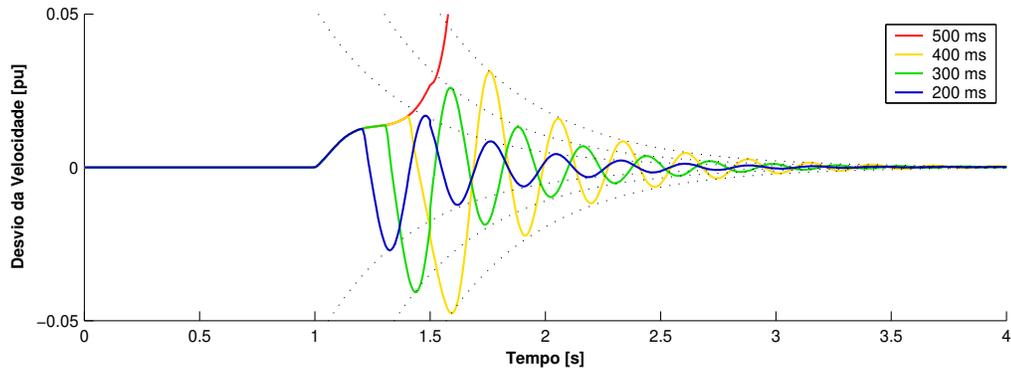


Figura 4.5: Valores máximos do ângulo do gerador para diferentes tempos de eliminação da falta

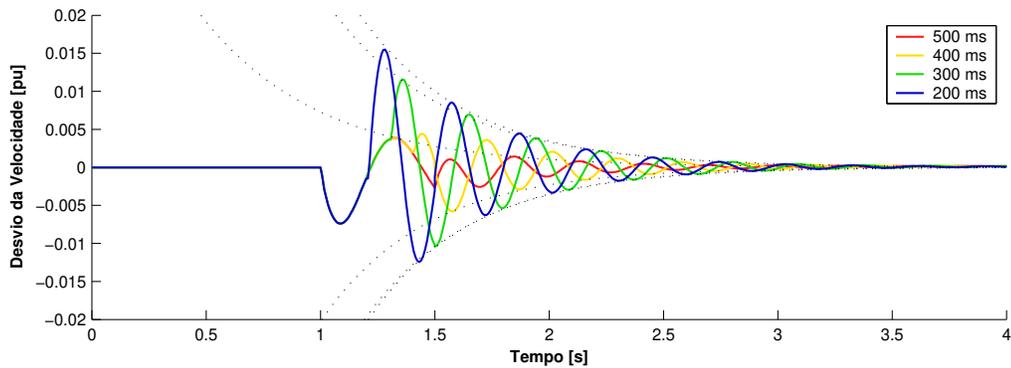
4.2.2 Taxa de Amortecimento

A figura 4.6 mostra os desvios de velocidade do gerador para os casos descritos na figura 4.2, *i.e.* casos (a) e (b). As linhas pontilhadas são as envoltórias obtidas através do método do decremento logarítmico apresentado na seção 3.4.

À primeira vista, as envoltórias na figura 4.6(a) parecem traduzir uma grande diferença entre as taxas de amortecimento dos respectivos cenários. No entanto as oscilações do desvio da velocidade do rotor são amortecidas praticamente na mesma proporção, ou seja, se as envoltórias forem alinhadas, elas praticamente se sobrepõem. Isto pode ser confirmado, analisando as respectivas células na figura 4.7, as quais permanecem com a mesma cor nos quatro cenários.



(a) gerador instalado na barra 904 e falta aplicada na barra 902



(b) gerador instalado na barra 804 e falta aplicada na barra 501

Figura 4.6: Comportamento dinâmico do desvio da velocidade do gerador para diferentes tempos de eliminação da falta

O mesmo não acontece para o caso (b), em que o gerador está conectado na barra 804 e a falta é aplicada na barra 501. As diferenças entre as envoltórias de cada cenário na figura 4.6(b) não é claramente visível, mas este fato pode ser confirmado na figura 4.7 observando as respectivas células mudando da cor azul para amarela. Assim, para esta configuração, no cenário F4 a taxa de amortecimento é menor que no cenário F1.

Ao contrário dos resultados relativos com máxima abertura angular do gerador, a maioria das taxas de amortecimento sofreram alterações significativas de um cenário para o outro. Pode ser notado a alteração gradual da coloração do cenário F1 para cores mais quentes até o cenário F4. Os mesmos casos que perderam o sincronismo na figura 4.5, de cor marrón, são os da figura 4.7. Como já era esperado, quanto maior o tempo de eliminação da falta, menor o amortecimento das oscilações subseqüentes do gerador.

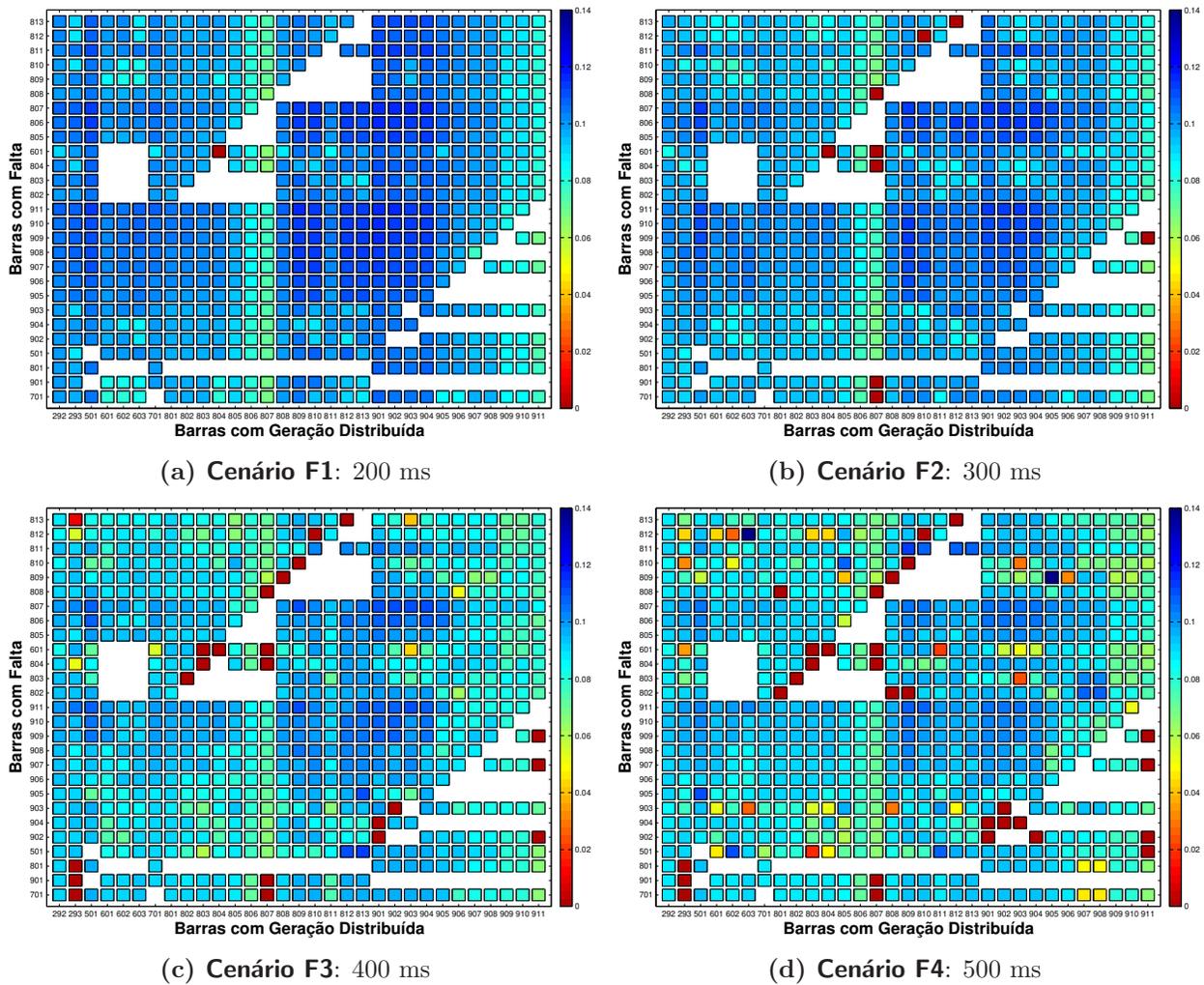


Figura 4.7: Taxas de amortecimento do desvio da velocidade do gerador para diferentes tempos de eliminação da falta

4.3 Nível de Carregamento do Sistema

Os resultados apresentados nesta seção foram obtidos variando o nível de carregamento do sistema e fixando o demais parâmetros. Os seguintes três cenários foram analisados:

Cenário L1: Carregamento Normal de 10,48 MW e 2,51 MVAR;

Cenário L2: Carregamento Médio de 20,96 MW e 5,02 MVAR;

Cenário L3: Carregamento Pesado de 31,44 MW e 7,52 MVAR.

Para mostrar o comportamento dinâmico do ângulo e do desvio de velocidade no gerador síncrono nos respectivos cenários de forma representativa, foram escolhidos três casos: caso (a) o gerador está conectado na barra 903 e a falta ocorre na barra 701, caso (b) o gerador está

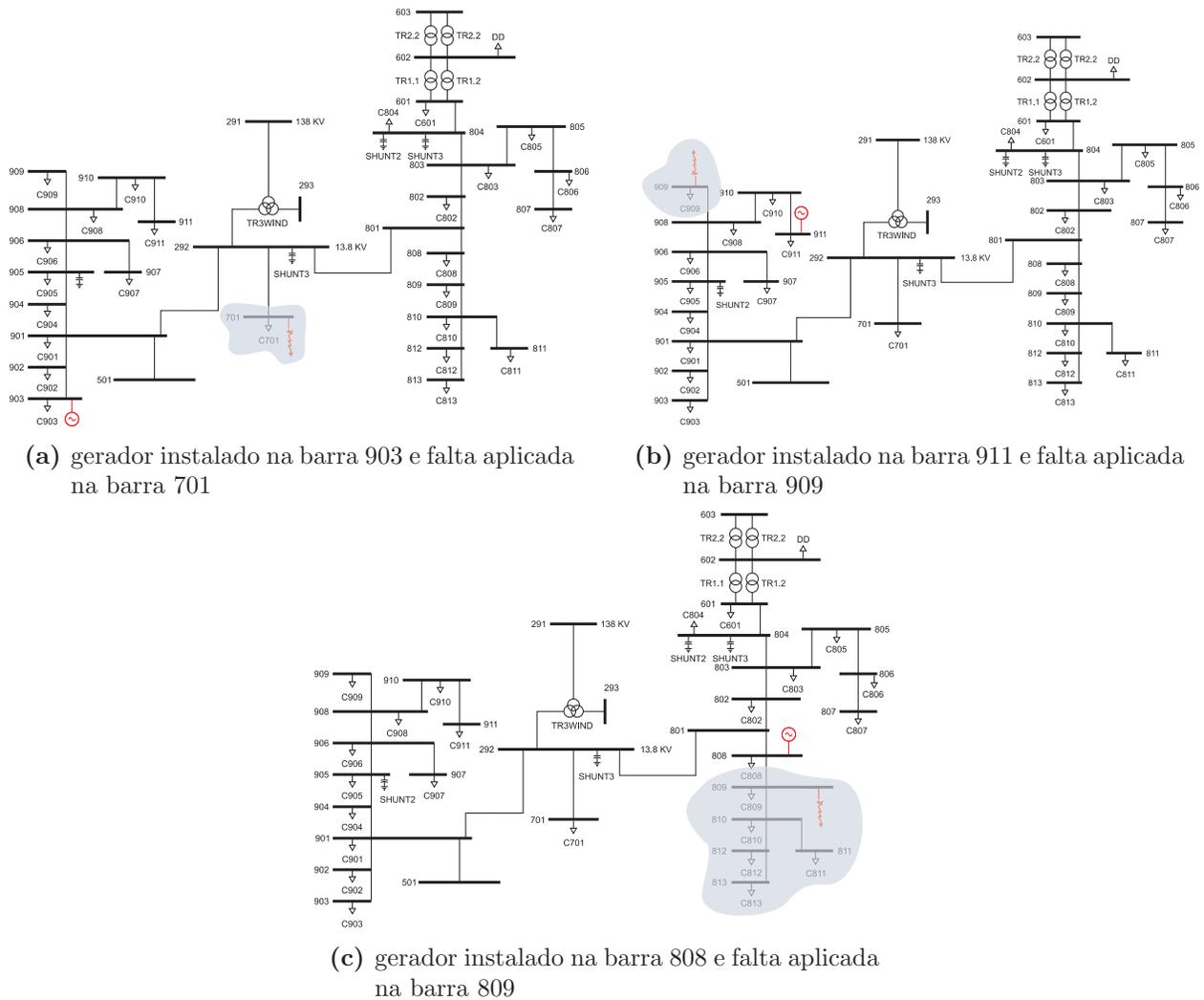
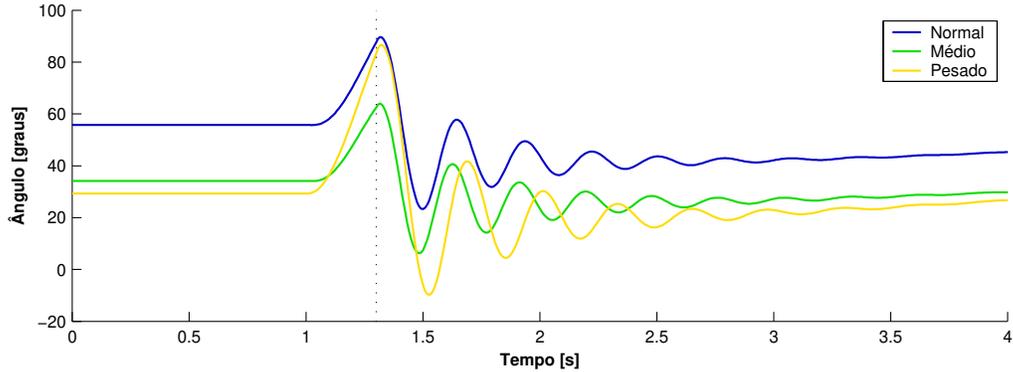


Figura 4.8: Diagrama da rede de distribuição com gerador e áreas desligadas pelo sistema de proteção para o estudo de diferentes níveis de carregamento

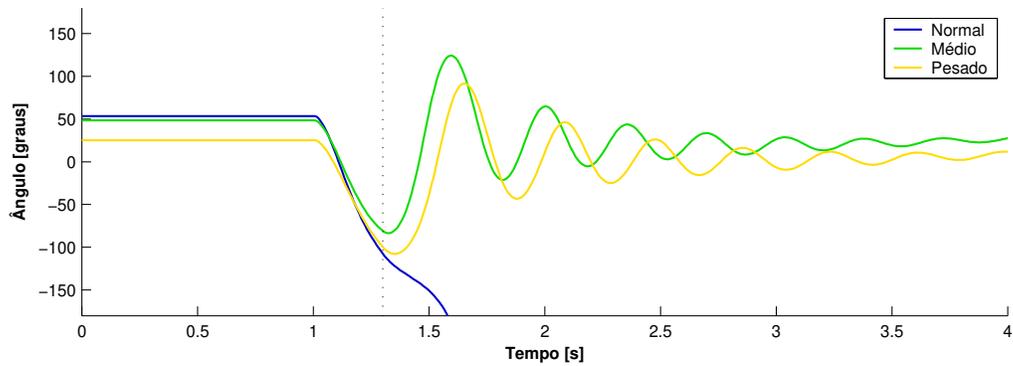
conectado na barra 911 e a falta ocorre na barra 909 e caso (c) o gerador está conectado na barra 808 e a falta ocorre na barra 809, conforme mostra a figura 4.8.

4.3.1 Abertura Angular do Gerador

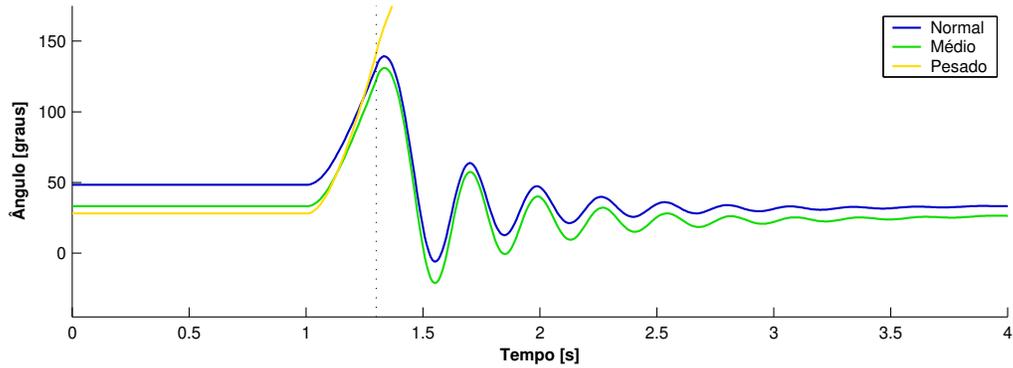
A figura 4.9 mostra as oscilações do ângulo do rotor após aplicação de um curto-circuito durante 300 ms para os casos (a), (b) e (c) previamente descritos. A linha pontilhada indica o instante em que o sistema de proteção atuou e eliminou a linha que conectava a barra em falta ao sistema.



(a) gerador instalado na barra 903 e falta aplicada na barra 701



(b) gerador instalado na barra 911 e falta aplicada na barra 909



(c) gerador instalado na barra 808 e falta aplicada na barra 809

Figura 4.9: Comportamento dinâmico do ângulo do gerador para diferentes níveis de carregamento

Antes de analisar os resultados relacionados com a resposta transitória do gerador, é importante observar que, em todos os casos, o valor do ângulo do gerador pré-falta diminui conforme o carregamento do sistema aumenta. Destaca-se que este comportamento foi constatado praticamente em todos os casos de alocação do gerador. Este fato pode ser explicado analisando-se o sistema com uma máquina síncrona conectada em uma barra do sistema mos-

trado na figura 4.10.

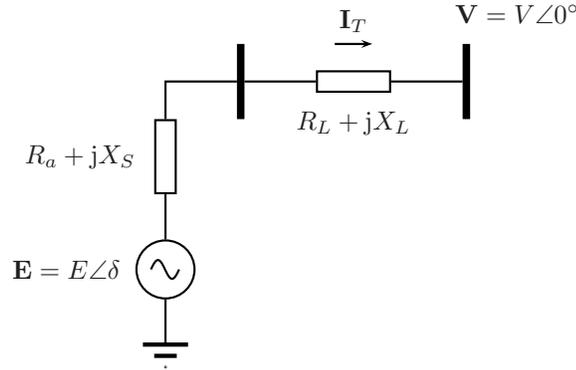


Figura 4.10: Gerador síncrono, representado por uma fonte de tensão atrás de uma impedância, conectado a uma barra infinita.

É possível mostrar que para um gerador de pólos lisos o ângulo interno do gerador em regime permanente é dado por (KUNDUR, 1994):

$$\delta = \arctan \left(\underbrace{\frac{X I_T \cos \phi - R I_T \sin \phi}{V + R I_T \cos \phi + X I_T \sin \phi}}_A \right) \quad (4.1)$$

sendo:

- R_a é a resistência do estator do gerador;
- R_L é a resistência série da linha;
- X_S é a reatância síncrona do gerador;
- X_L é a reatância série da linha;
- I_T é a magnitude da corrente terminal injetada pelo gerador;
- V é a magnitude da tensão nodal da barra do sistema;
- ϕ é o ângulo entre a corrente terminal \bar{I}_T e a tensão nodal \bar{V} ;
- $X = X_S + X_L$;
- $R = R_a + R_L$.

Multiplicando o numerador e denominador de A em (4.1) por V , o ângulo interno do gerador pode ser determinado por (FREITAS et al., 2005):

$$\delta = \arctan \left(\underbrace{\frac{X P - R Q}{V^2 + R P + X Q}}_B \right) \quad (4.2)$$

sendo:

$P = VI_T \cos \phi$ a potência ativa injetada na barra do sistema;

$Q = VI_T \sin \phi$ a potência reativa injetada na barra do sistema.

Teoricamente, o ângulo interno do gerador pode variar de 0 a 90 graus. Por conseguinte, o ângulo interno aumenta quando o valor de B aumenta e vice-versa. Assim, a seguinte análise pode ser realizada:

- ◆ Quando o gerador está injetando potência reativa na rede ($Q > 0$) o valor numérico de B diminui e, conseqüentemente, o ângulo inicial do gerador também diminui;
- ◆ Quando o gerador está consumindo potência reativa a partir da rede ($Q < 0$) o valor numérico de B aumenta e, conseqüentemente, o ângulo inicial do gerador também aumenta.

Assim, conforme o carregamento do sistema aumenta, as tensões nodais em todas as barras tendem a diminuir. Conseqüentemente, o controlador do sistema de excitação do gerador atua de forma que o gerador passe a injetar mais potência reativa na rede. Por conseguinte, usualmente, o ângulo do gerador diminui com o aumento do carregamento. Isso ocorre porque em redes de distribuição não é possível considerar o sistema desacoplado da forma $P\theta$ e QV , como é usual em sistemas de transmissão, devido a baixa relação X/R e a configuração radial (FREITAS et al., 2005). Esse valor menor do ângulo pré-falta, de fato, tem influencia sobre a resposta transitória do gerador como analisado a seguir.

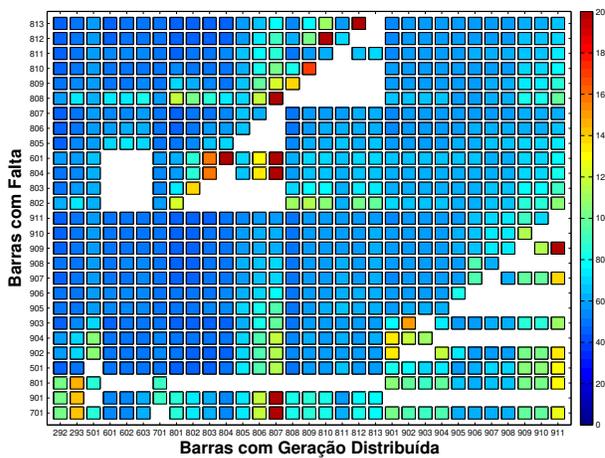
Observa-se que no caso (a) o gerador permanece em sincronismo independentemente do carregamento do sistema. Contudo, o valor máximo que o ângulo do gerador atinge pode ser relacionado com o caso com menor nível de carregamento. Isso é uma decorrência do fato explicado anteriormente que o ângulo pré-falta diminui com o aumento do carregamento do sistema.

Por outro lado, no caso (b), o gerador torna-se instável após a perturbação no cenário L1 (normal) e com um carregamento maior do sistema, cenários L2 e L3, o gerador mantém o sincronismo. Além disso, o gerador torna-se instável pois sofre uma grande desaceleração. Nesta situação, pode-se dizer que a resposta transitória do gerador melhora com o aumento do carregamento. Isso pode ser observado na figura 4.9, onde a cor da célula referente a esse caso muda de marrón para amarelo conforme o carregamento do sistema aumenta.

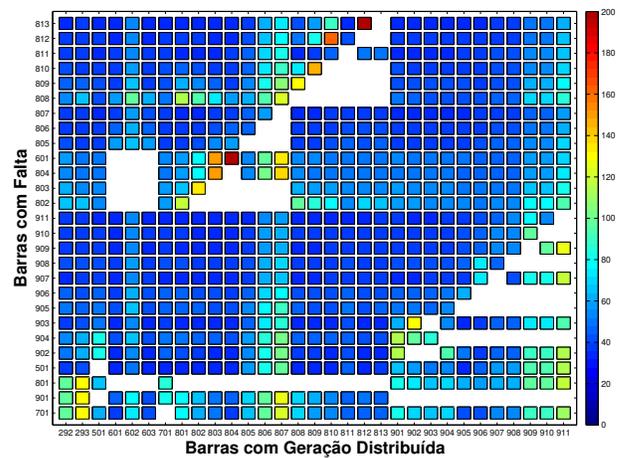
De fato, estudos de caso mostram que em condições de carga leve o desempenho dinâmico das redes de distribuição pode ser pior do que em carga pesada (KRUEGER, 2002). Já no

caso (c), o gerador é estável nos cenários L1 (normal) e L2 (médio), porém torna-se instável no cenário L3 (pesado). Portanto, a resposta transitória do gerador piora com o aumento do carregamento, conforme pode ser verificado na figura 4.9.

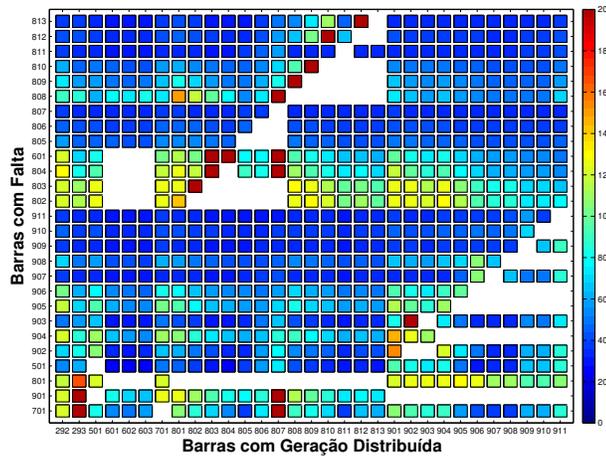
Assim, pode-se concluir que do ponto de vista da estabilidade transitória os cenários extremos de carregamento, *i.e.* mínimo e máximo carregamento, são os mais críticos. Isso pode ser verificado pelo fato que houve casos em que a resposta transitória do sistema melhorou quando o carregamento aumenta do cenário L1 para L3 e casos em que a resposta do sistema piorou quando o carregamento aumenta do cenário L1 para L3.



(a) Cenário L1: Normal



(b) Cenário L2: Médio

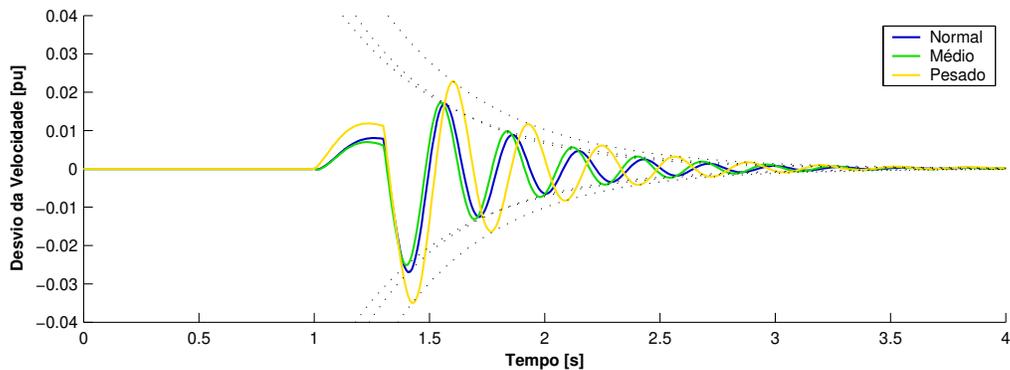


(c) Cenário L3: Pesado

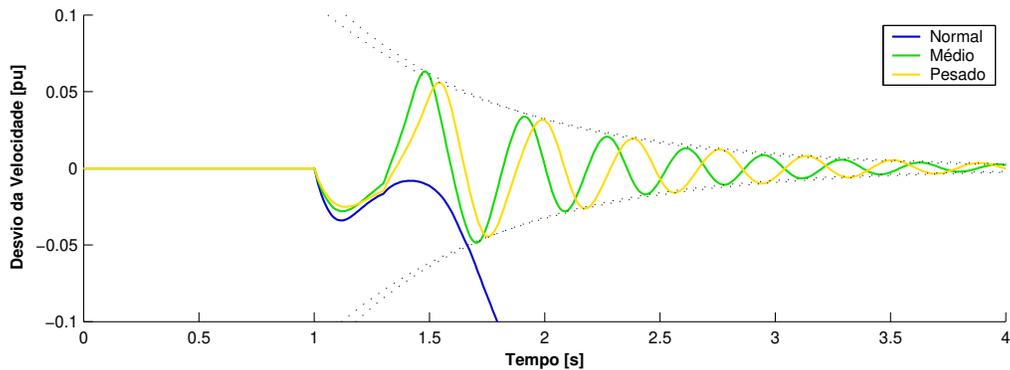
Figura 4.11: Valores máximos do ângulo do gerador para diferentes níveis de carregamento

4.3.2 Taxa de Amortecimento

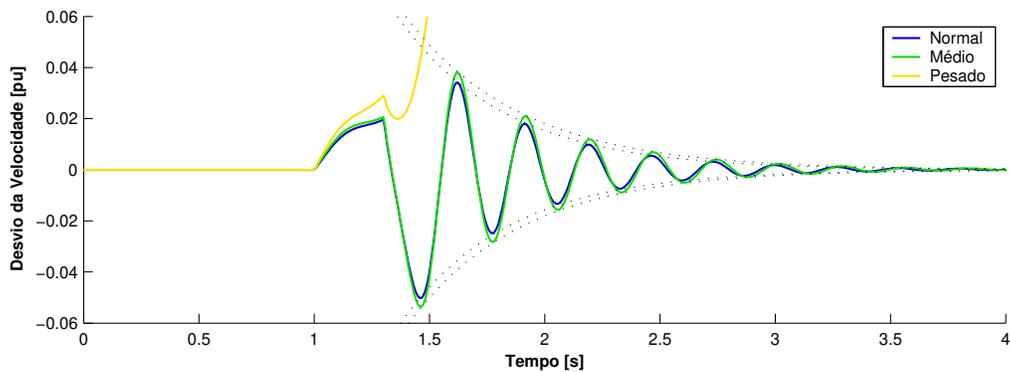
A figura 4.12 apresenta os desvios de velocidade do gerador para os mesmos casos descritos na seção anterior. As linhas pontilhadas são as envoltórias obtidas através do Método do Decremento Logarítmico, apresentado na seção 3.4.



(a) gerador instalado na barra 903 e falta aplicada na barra 701



(b) gerador instalado na barra 911 e falta aplicada na barra 909



(c) gerador instalado na barra 808 e falta aplicada na barra 809

Figura 4.12: Comportamento dinâmico do desvio da velocidade do rotor para os diferentes níveis de carregamento

Na figura 4.13, pode-se verificar que, em geral, os resultados das taxas de amortecimento sofreram poucas alterações de um cenário para o outro. A alteração da coloração entre os cenários L1, L2 e L3 é quase imperceptível. No entanto, as taxas de amortecimento são ligeiramente menores no cenário L2 do que nos cenários L1 e L3. Por outro lado, há mais casos instáveis nos cenários L1 e L3.

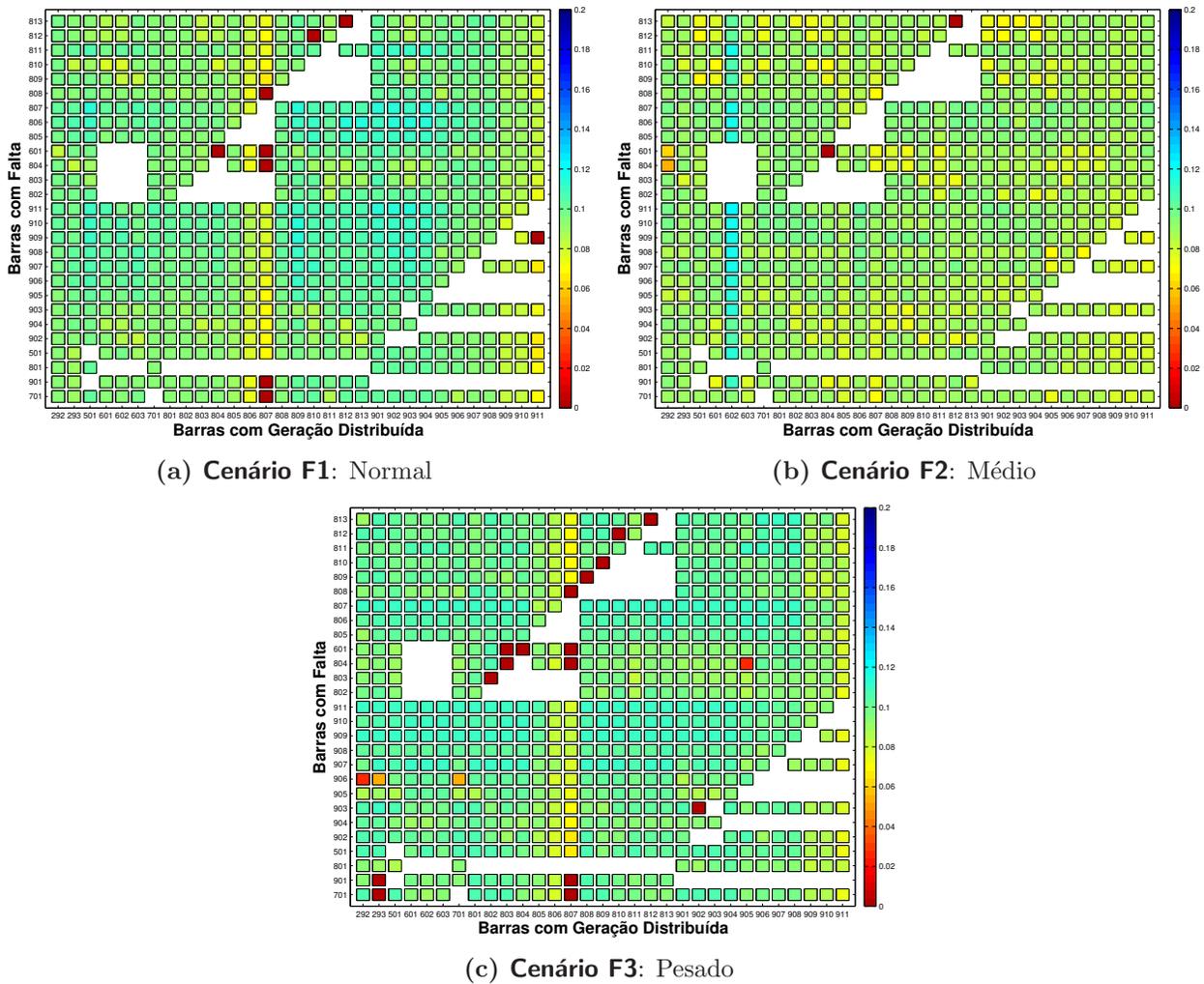


Figura 4.13: Taxas de amortecimento do desvio da velocidade do gerador para os diferentes níveis de carregamento

4.4 Constante de Inércia

Máquinas síncronas empregadas em sistemas de geração distribuída possuem a característica de terem valores pequenos de constante de inércia (JENKINS et al., 2000). Assim, os resultados apresentados nesta seção foram obtidos variando a constante de inércia do gerador e fixando o demais parâmetros. Os quatro cenários analisados foram:

Cenário H1: Valor da constante de inércia do gerador igual a 0,5 segundo;

Cenário H2: Valor da constante de inércia do gerador igual a 1,0 segundo;

Cenário H3: Valor da constante de inércia do gerador igual a 1,5 segundo;

Cenário H4: Valor da constante de inércia do gerador igual a 2,0 segundo.

O comportamento dinâmico do ângulo e do desvio de velocidade do gerador síncrono nos respectivos cenários é exemplificado através de dois casos: caso (a) o gerador está conectado na barra 901 e a falta ocorre na barra 910 e caso (b) o gerador está conectado na barra 803 e a falta ocorre na barra 804, conforme mostra a figura 4.14.

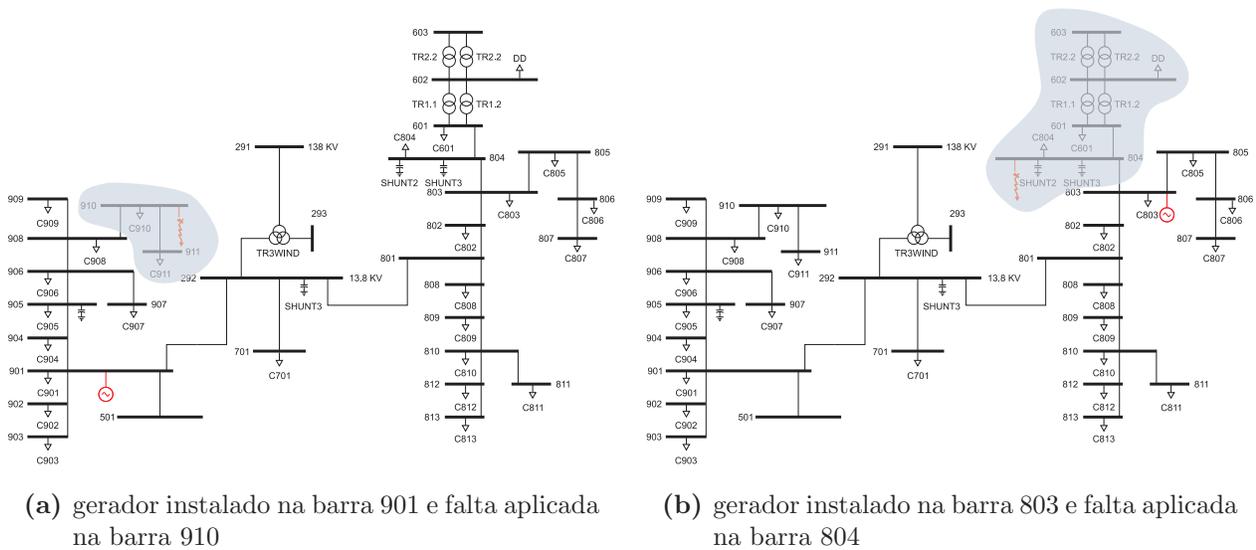
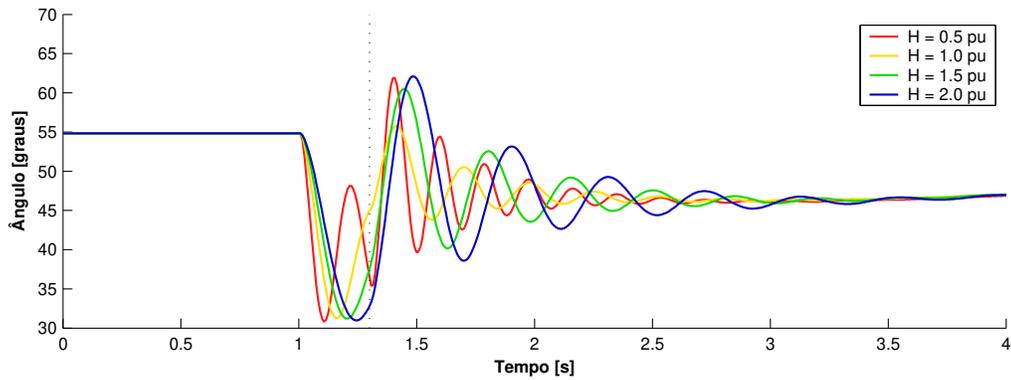


Figura 4.14: Diagrama da rede de distribuição com gerador e áreas desligadas pelo sistema de proteção para o estudo do impacto do valor da constante de inércia

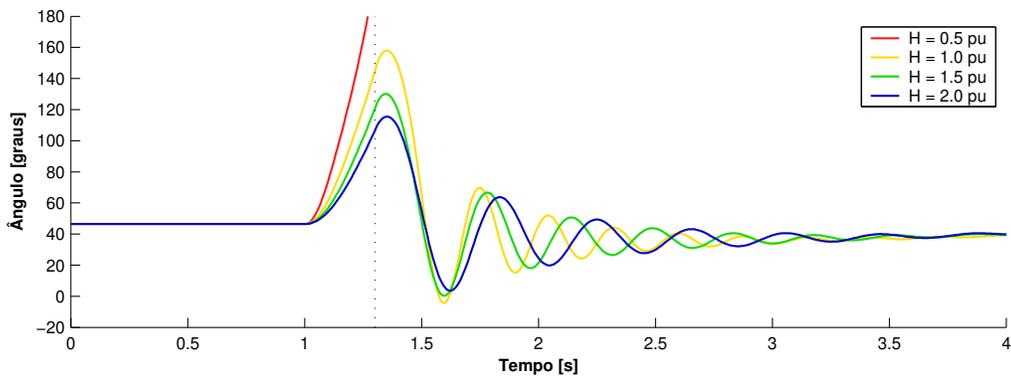
4.4.1 Abertura Angular do Gerador

A figura 4.15(a) mostra as oscilações do ângulo do gerador quando este é instalado na barra 901 e um curto-circuito de duração de 300 ms é aplicado na barra 910 (caso (a)). A linha pontilhada indica o instante que o sistema de proteção atuou e eliminou a linha que conectava a barra em falta ao sistema. Quatro curvas são apresentadas, cada uma respectiva a um cenário diferente. Logo após a aplicação da falta, em todos os casos, há uma aceleração negativa.

Para o gerador com menor constante inércia, no cenário H1, o rotor desacelera mais rapidamente do que o gerador com maior inércia, no cenário H4. O gerador inicialmente desacelera durante a falta pois a potência elétrica aumenta ao invés de diminuir. Isso ocorre



(a) gerador instalado na barra 901 e falta aplicada na barra 910



(b) gerador instalado na barra 803 e falta aplicada na barra 804

Figura 4.15: Comportamento dinâmico do ângulo do gerador para diferentes valores de constante de inércia

porque, como discutido anteriormente, durante a falta a tensão terminal diminui em uma quantidade menor do que a corrente terminal aumenta. Verifica-se que, para esta contingência, todos os cenários são estáveis.

Os valores que o ângulo do gerador atinge na primeira oscilação durante a falta têm praticamente os mesmos valores, mas são atingidos mais rapidamente à medida que a constante de inércia do rotor é menor. O valor máximo do cenário H4, $61,91^\circ$, é praticamente igual ao do cenário H1, $62,07^\circ$. O menor valor máximo para esta configuração é o do cenário H2, com a constante de inércia igual a $1,0$ pu. Nesses casos, vale destacar que, como discutido anteriormente, a energia de aceleração e desaceleração devido à aplicação da falta são em partes contrabalanceadas mesmo antes da eliminação da perturbação.

Na figura 4.15(b) é mostrado o comportamento dinâmico do ângulo do gerador para o caso (b). Como era de se esperar, à medida que a constante de inércia do gerador diminui o rotor acelera mais rapidamente. Assim, quando a falta é eliminada, o valor máximo na primeira oscilação da abertura angular é maior quando a constante de inércia é menor, e menor

quando a constante de inércia é maior. A curva do cenário H1, é um caso típico de perda de sincronismo e desligamento do gerador devido ao sistema de proteção não atuar suficientemente rápido.

O comportamento dos valores máximos da abertura angular do gerador, vistos na figura 4.15, podem ser verificados na figura 4.16. Por exemplo, no caso (b), a célula representando o gerador conectado na barra 803 e falta aplicada na barra 804, passa da cor marrón para laranja, amarelo e por último verde. Através da escala de cores pode ser visto que o gerador síncrono perdeu o sincronismo no cenário H1 e a amplitude do valor máximo nos demais cenários decresceu a medida que a constante de inércia aumentou.

Com base no resumo dos estudos paramétricos apresentado na figura 4.16, pode-se concluir que quanto menor o valor da constante de inércia pior o desempenho dinâmico do gerador.

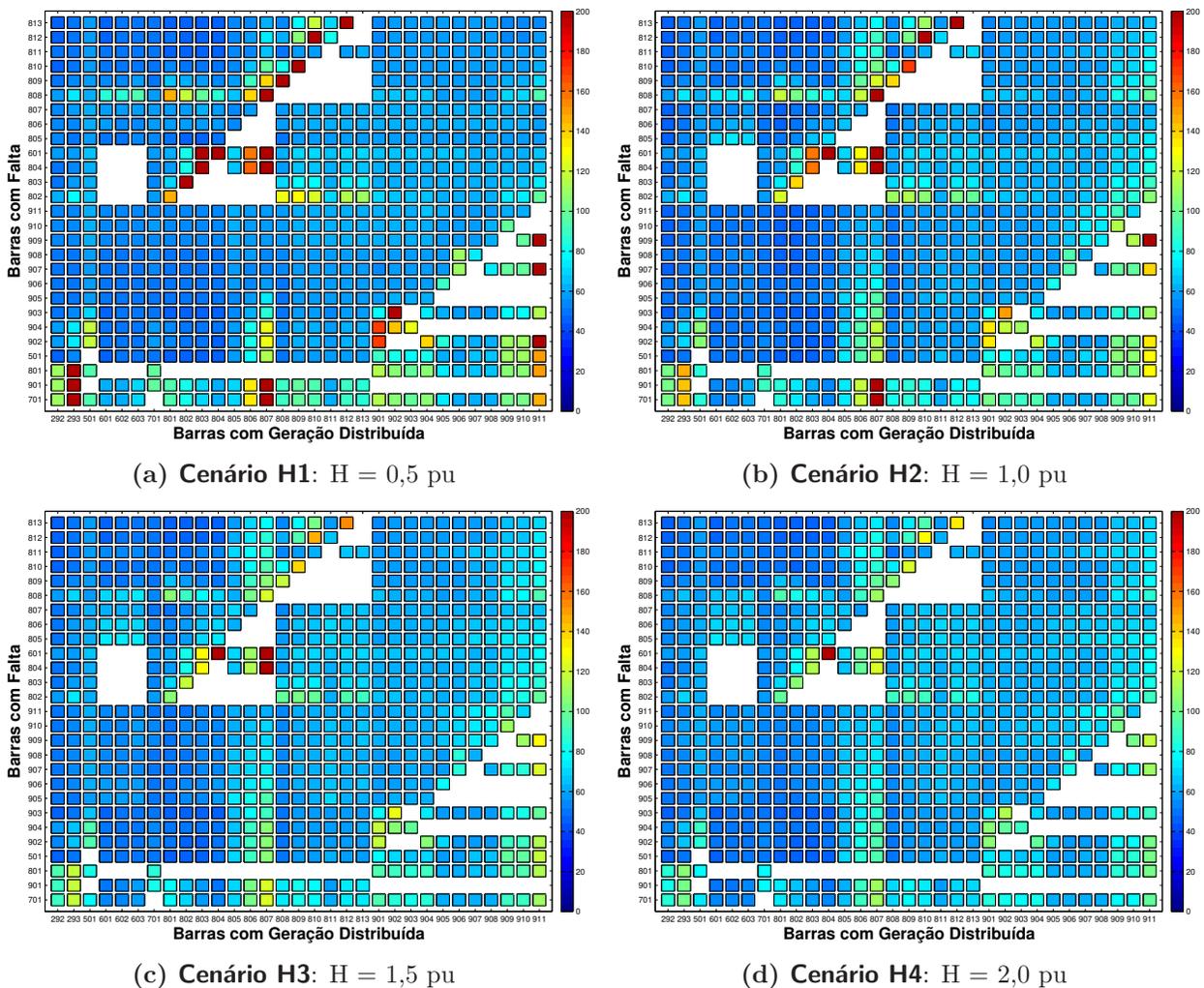
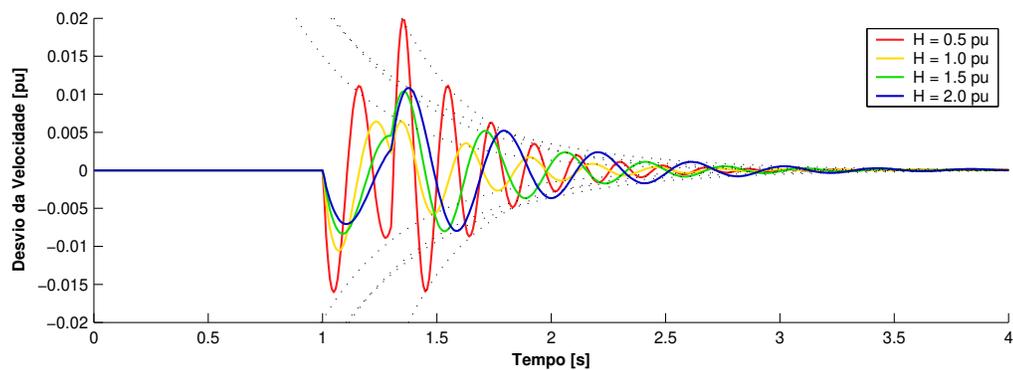


Figura 4.16: Valores máximos do ângulo do gerador para diferentes valores de constante de inércia

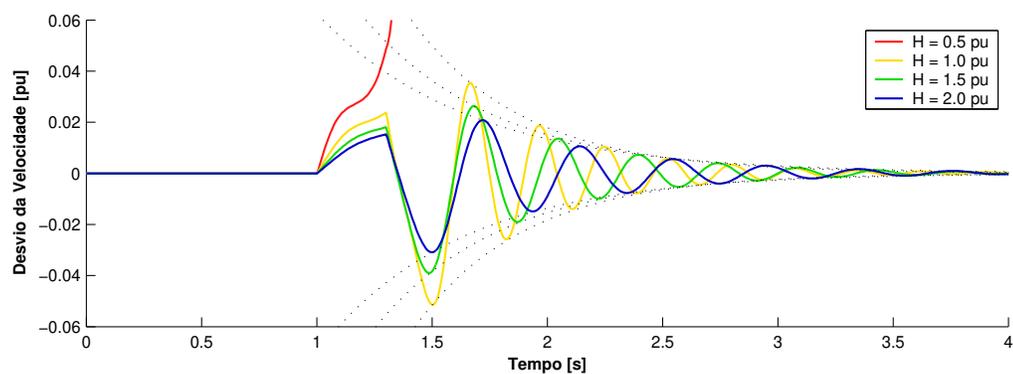
Isso, de fato, já era esperado, porque quanto menor o valor da constante de inércia, menor é a energia armazenada na massa girante do gerador e, desta forma, menor a capacidade do gerador para se opor a perturbações. Por conseguinte, o gerador pode apresentar problemas de estabilidade transitória caso o valor da constante de inércia seja pequeno (DONNELLY et al., 1996).

4.4.2 Taxa de Amortecimento

A figura 4.17 mostra as curvas do desvio de velocidade do gerador para os mesmos casos discutidos na seção anterior. As linhas pontilhadas são as envoltórias obtidas através do Método do Decremento Logarítmico, apresentado na seção 3.4.



(a) gerador instalado na barra 901 e falta aplicada na barra 910



(b) gerador instalado na barra 803 e falta aplicada na barra 804

Figura 4.17: Comportamento dinâmico do desvio da velocidade do rotor para diferentes valores de constante de inércia

Especificamente, entre o cenário H1 e H2, houve um sensível crescimento das taxas de amortecimento do desvio da velocidade do gerador. Como pode ser visto na figura 4.16, há

uma alteração visível na coloração entre os dois cenários indo para cores mais quentes no cenário H2. Nos cenários H3 e H4 há também uma redução, porém menor.

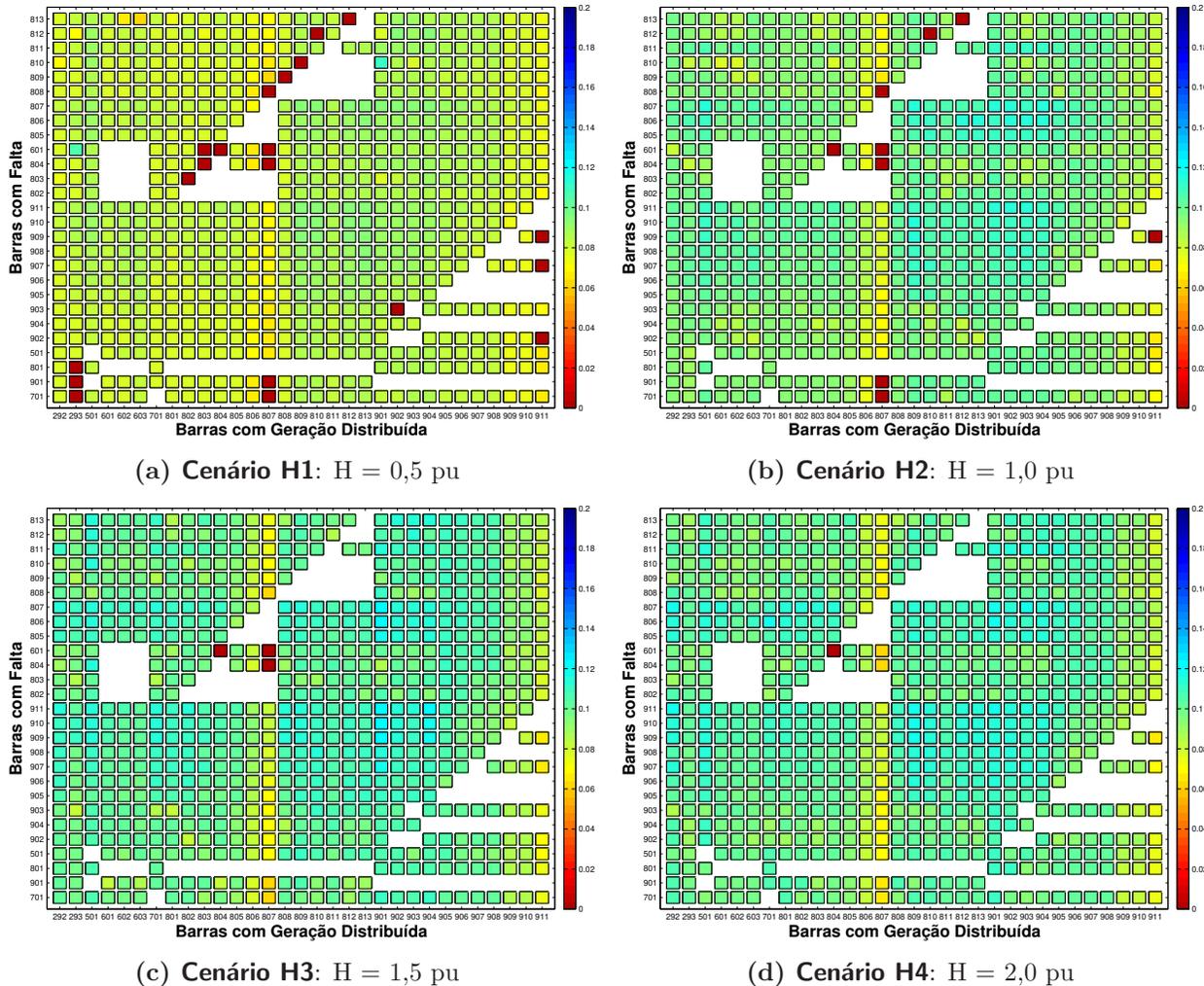


Figura 4.18: Taxas de amortecimento do desvio da velocidade para diferentes valores de constante de inércia

Assim, comparando estes estudos com os de geração centralizada de grande porte, vale destacar que este comportamento é o oposto do esperado pois quanto maior o valor da constante de inércia, maior o amortecimento das oscilações eletromecânicas após uma grande perturbação.

4.5 Nível de Curto-Circuito

O nível de curto-circuito no ponto de interconexão entre a rede de transmissão e a de distribuição indica o quanto o sistema de transmissão é capaz de ajudar a limitar os impactos de

distúrbios, como variações na carga e curtos-circuito, no desempenho da rede de distribuição. Em outras palavras, um valor alto de nível de curto-circuito diz que o sistema de distribuição tem uma interconexão forte com o sistema interligado, estando menos sujeito aos efeitos e conseqüências de distúrbios.

No Brasil são encontrados variados níveis de curto-circuito no ponto de conexão entre redes de média e alta tensão desde baixos 30 MVA até valores mais altos como 10,000 MVA (ONS, 2005). Assim, os resultados apresentados nesta seção foram obtidos variando o valor do nível de curto-circuito no ponto de conexão entre as redes de distribuição e subtransmissão e fixando o demais parâmetros. Os quatro cenários analisados foram:

Cenário K1: Potência de curto-circuito de 10,000 MVA;

Cenário K2: Potência de curto-circuito de 2,000 MVA;

Cenário K3: Potência de curto-circuito de 500 MVA;

Cenário K4: Potência de curto-circuito de 30 MVA.

O comportamento dinâmico do ângulo e do desvio de velocidade no gerador síncrono nos respectivos cenários é exemplificado através de dois casos: caso (a) o gerador está conectado na barra 801 e a falta ocorre na barra 808 e caso (b) o gerador está conectado na barra 813 e a falta ocorre na barra 902, conforme mostra a figura 4.19.

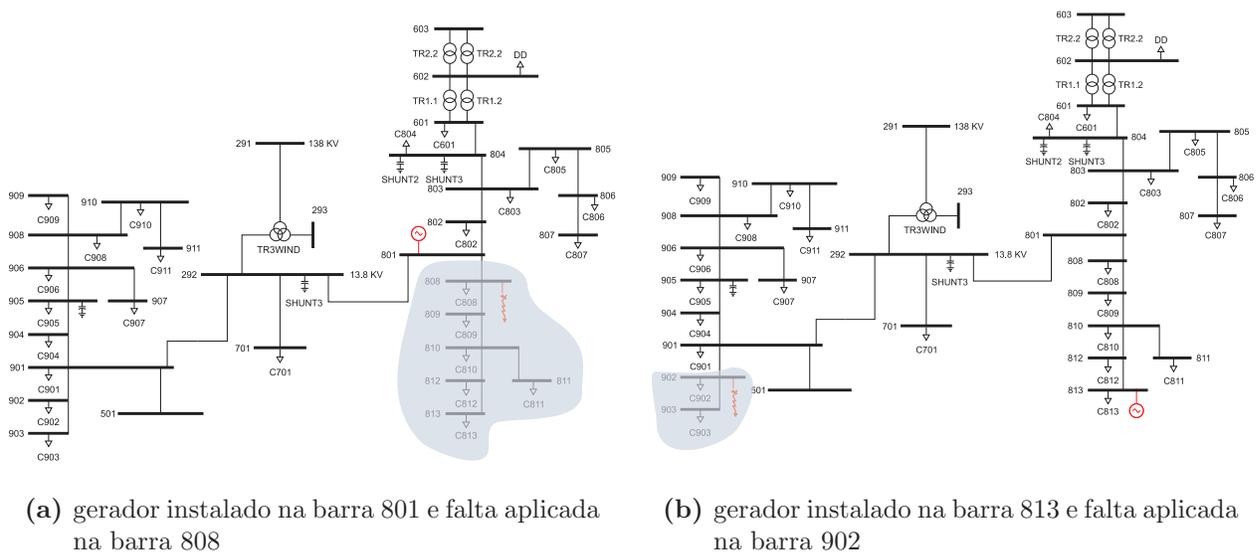
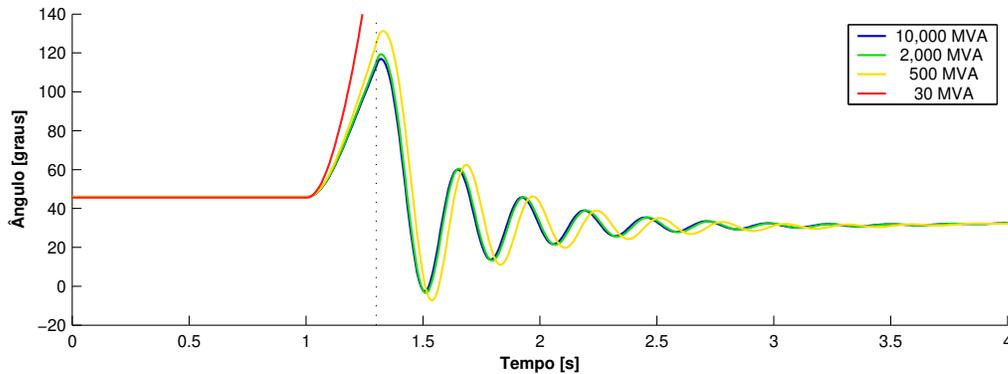


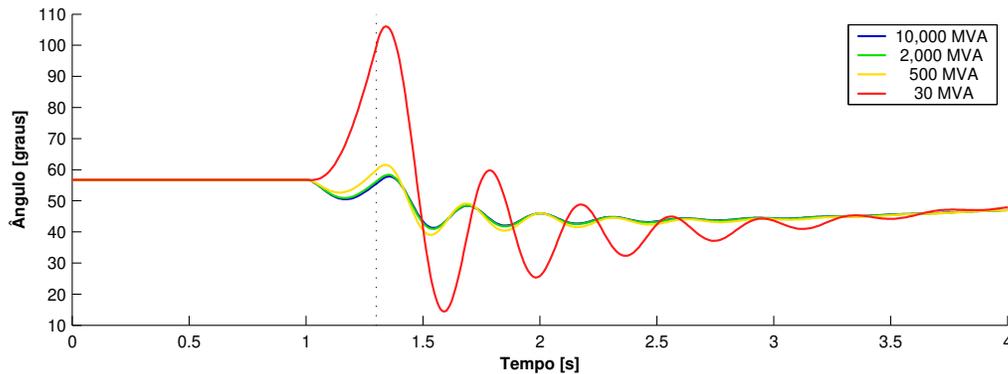
Figura 4.19: Diagrama da rede de distribuição com gerador e áreas desligadas pelo sistema de proteção para o estudo dos casos do nível de curto-circuito

4.5.1 Abertura Angular do Gerador

O comportamento dinâmico do ângulo do gerador para os casos (a) e (b) é mostrado na figura 4.20. A linha pontilhada mostra o instante que o sistema de proteção atuou e eliminou a linha que conectava a barra em falta ao sistema.



(a) gerador instalado na barra 801 e falta aplicada na barra 808



(b) gerador instalado na barra 813 e falta aplicada na barra 902

Figura 4.20: Comportamento dinâmico do ângulo do gerador para diferentes valores de nível de curto-circuito

Na figura 4.20(a) o gerador está conectado na barra 801 e é realizado um curto-circuito na barra 808. Após a aplicação da falta há o desligamento da linha 801-808 e as barras 808, 809, 810, 811, 812, 813 e seus respectivos consumidores são desconectados. A curva do cenário K4, quando $S_k'' = 30$ MVA, mostra que o gerador perdeu o sincronismo antes da eliminação da falta. As demais curvas oscilam praticamente com a mesma frequência natural e mesmos valores máximos e se estabilizam em $48,5^\circ$.

Outro caso é mostrado na figura 4.20(b) onde o gerador é conectado na barra 813 e uma falta é aplicada na barra 902. Assim como no caso anterior as curvas do cenário K1 ao K3

são similares. No cenário K4, quando $S_k'' = 30$ MVA, o valor do ângulo do gerador cresce mais rapidamente em relação aos outros cenários. Enquanto no cenário K3, há um crescimento de $3,7^\circ$ no cenário K4 há um crescimento de $49,4^\circ$ em relação aos $56,7^\circ$ iniciais de ambos.

O comportamento dos casos da figura 4.20 pode ser acompanhado identificando os respectivos valores máximos de abertura angular na figura 4.21. No caso (a), a respectiva célula vai de verde para amarelo, do cenário K1 para o K3, e marrón, perdendo o sincronismo no cenário K4. Já no caso (b), a respectiva célula permanece com a cor azul em torno de 50° para os cenário K1, K2 e K3. Para o último cenário, a célula muda para uma coloração mais quente, ficando agora verde, em torno de 110° .

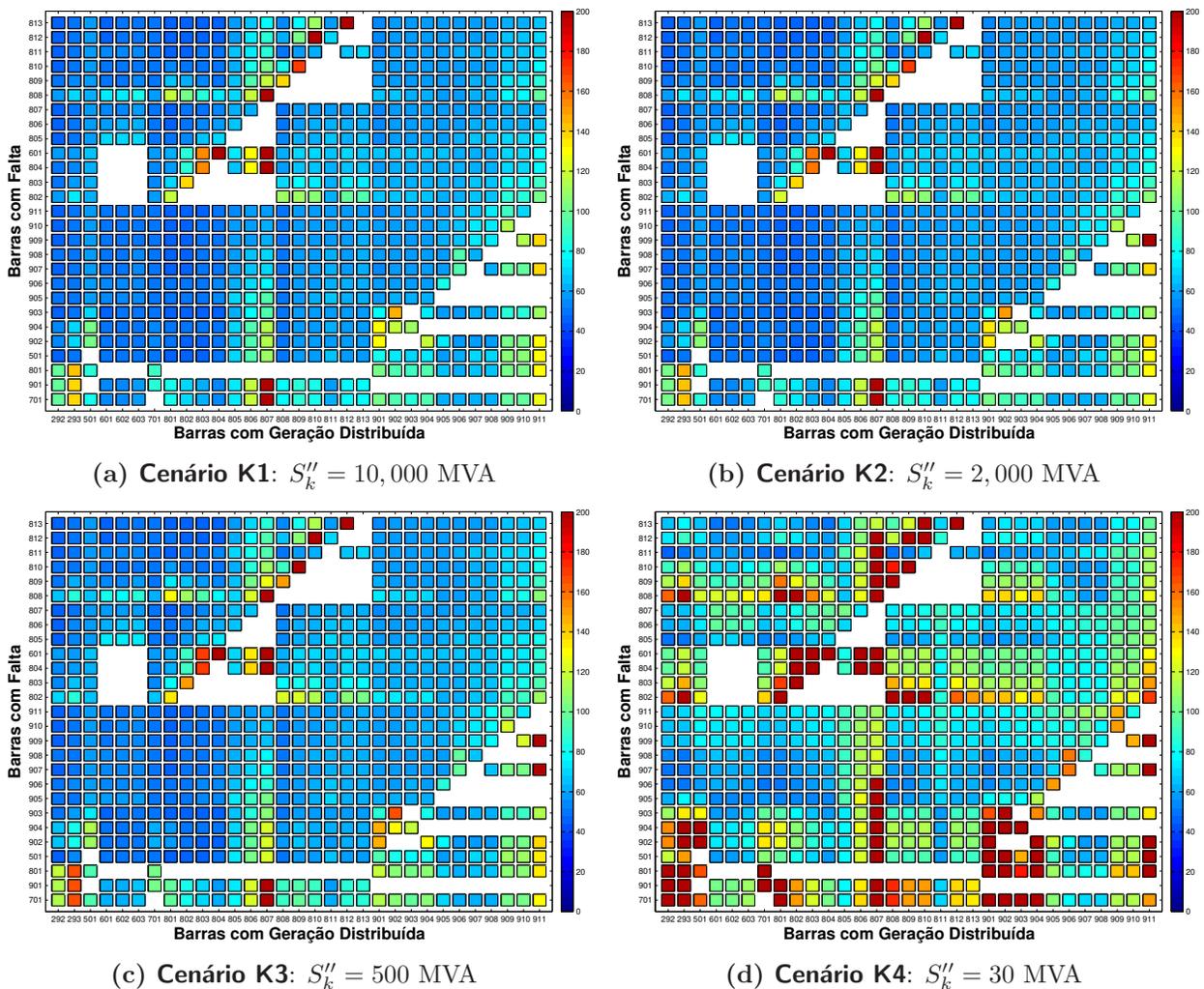


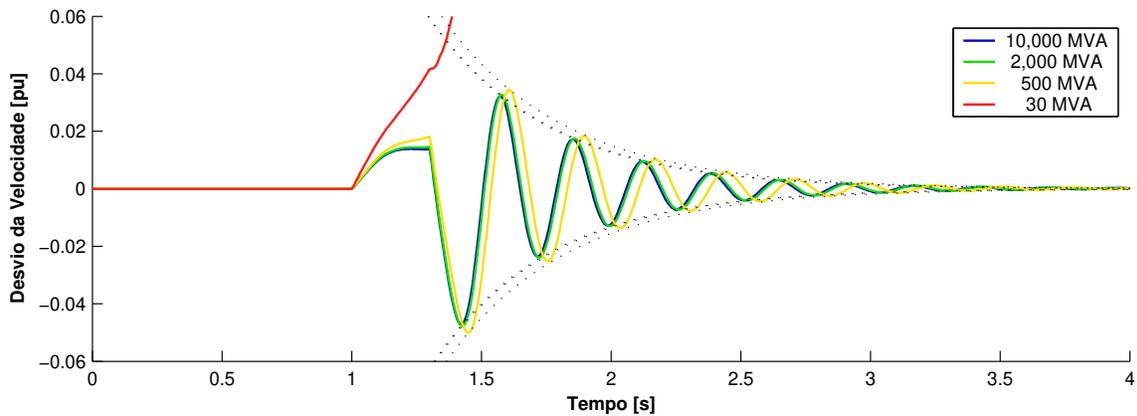
Figura 4.21: Valores máximos de ângulo do gerador para diferentes valores de nível de curto-circuito

Portanto, verifica-se que quanto mais baixo é o nível de curto-circuito no ponto de conexão do sistema de distribuição com o sistema de transmissão, mais sensível o gerador se torna aos impactos causados por distúrbios. Assim, as oscilações dinâmicas ficaram com amplitudes

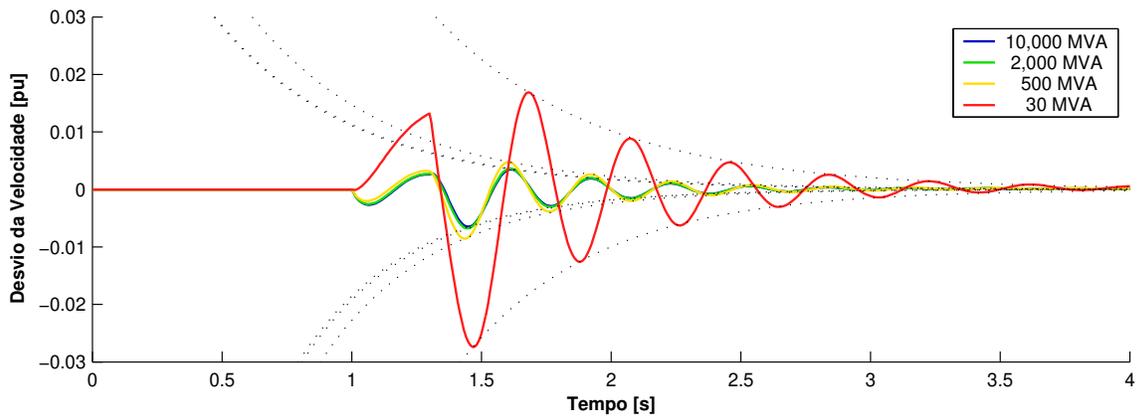
maiores quando o S_K diminui e o número de casos de perda de sincronismo também aumentou.

4.5.2 Taxa de Amortecimento

A figura 4.22 mostra os desvios de velocidade do gerador para os mesmos casos mostrados na seção anterior, sendo que as linhas pontilhadas são as envoltórias obtidas através do Método do Decremento Logarítmico, apresentado na seção 3.4.



(a) gerador instalado na barra 801 e falta aplicada na barra 808



(b) gerador instalado na barra 813 e falta aplicada na barra 902

Figura 4.22: Comportamento dinâmico do desvio da velocidade do rotor para diferentes valores de nível de curto-circuito

Os resultados das taxas de amortecimento não sofreram alterações substanciais de um cenário para o outro. As menores taxas de amortecimento são encontradas no cenário K4, onde o nível de curto circuito é de 30 MVA. As células em cor marrón se referem às configurações em que o gerador perdeu o sincronismo.

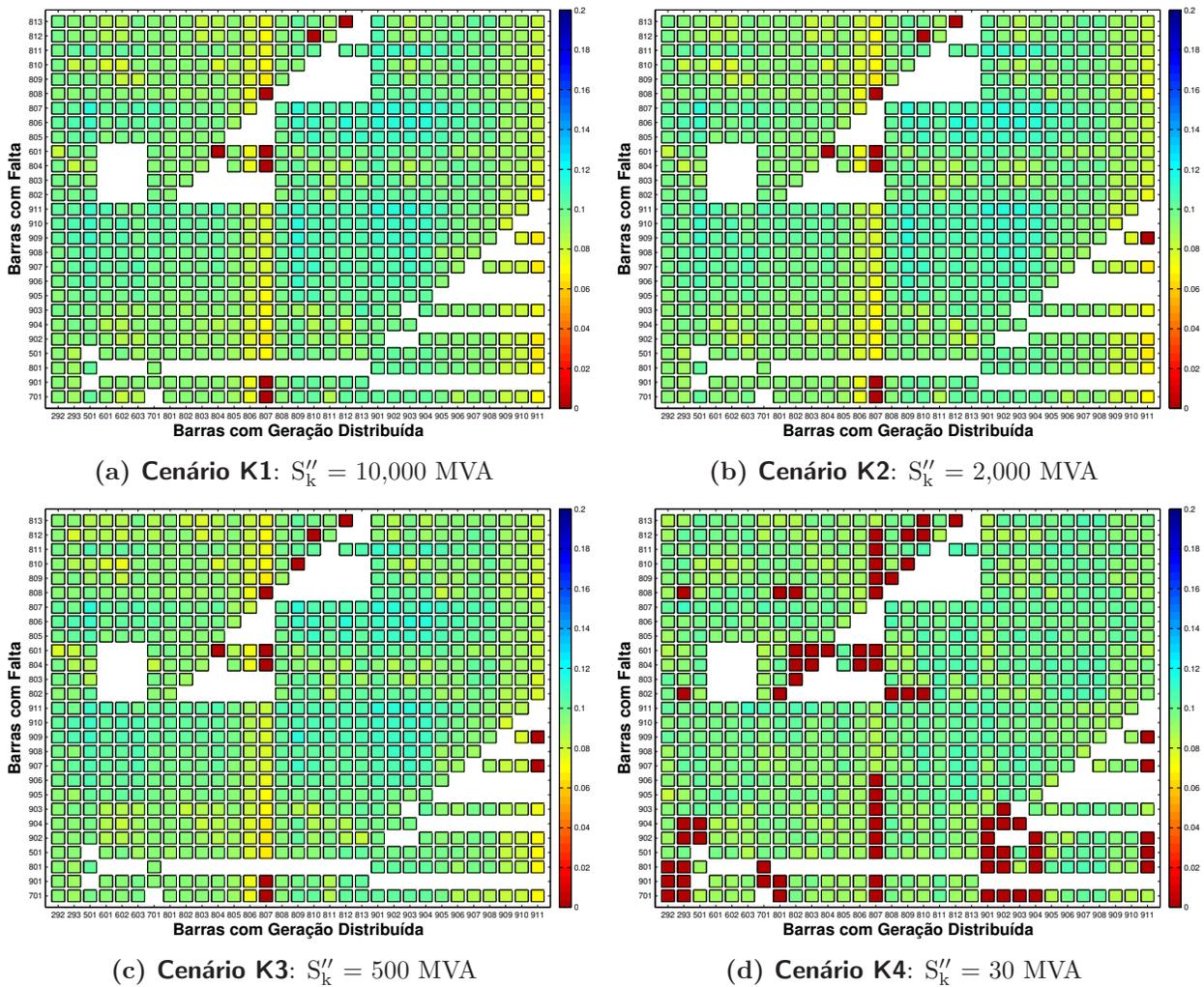


Figura 4.23: Taxas de amortecimento do desvio da velocidade para diferentes valores de nível de curto-circuito

4.6 Relação X/R

Uma característica que usualmente diferencia sistemas de distribuição e transmissão é o valor da relação X/R das linhas. Em sistemas de distribuição, esses valores costumam ser bem menores do que em sistemas de transmissão. Em Ackermann e Knyazkin (2002) é mencionado que valores típicos de X/R para redes de distribuição estão na faixa de 0,306 a 1,43. Portanto, os resultados apresentados nesta seção foram obtidos variando a relação X/R das linhas da rede de distribuição e fixando o demais parâmetros.

Dessa maneira, os seguintes cenários foram analisados:

Cenário X1: Metade da relação X/R, onde $R = 2 \times R_L$.

Cenário X2: Metade da relação X/R, onde $X = 0,5 \times X_L$;

Cenário X3: Dobro da relação X/R , onde $R = 0,5 \times R_L$;

Cenário X4: Dobro da relação X/R , onde $X = 2 \times X_L$;

O comportamento dinâmico do ângulo e do desvio de velocidade no gerador síncrono nos respectivos cenários é exemplificado através de dois casos: caso (a) o gerador está conectado na barra 807 e a falta ocorre na barra 904 e caso (b) o gerador está conectado na barra 803 e a falta ocorre na barra 601, conforme mostra a figura 4.24.

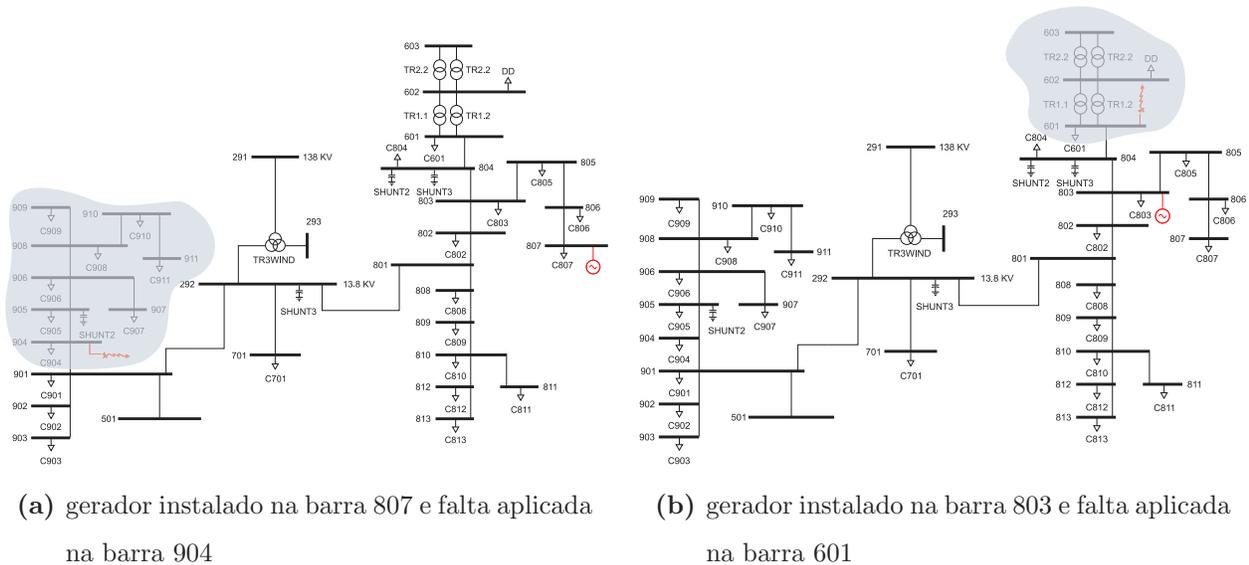
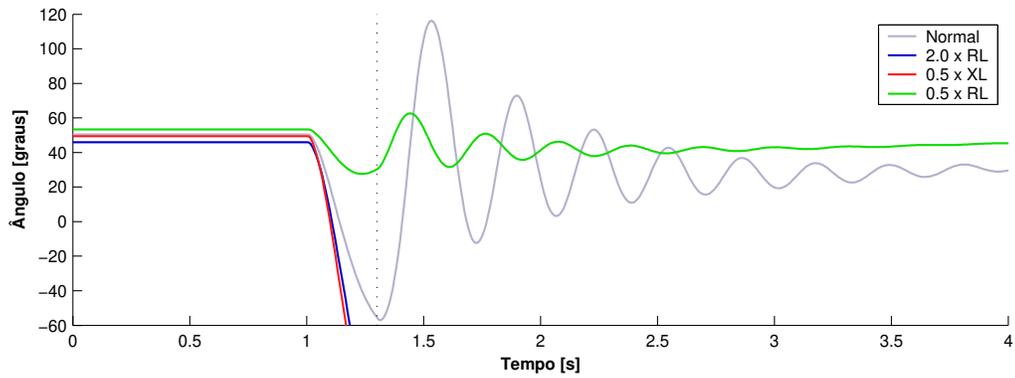


Figura 4.24: Diagrama da rede de distribuição com gerador e áreas desligadas pelo sistema de proteção para o estudo dos casos da Relação X/R

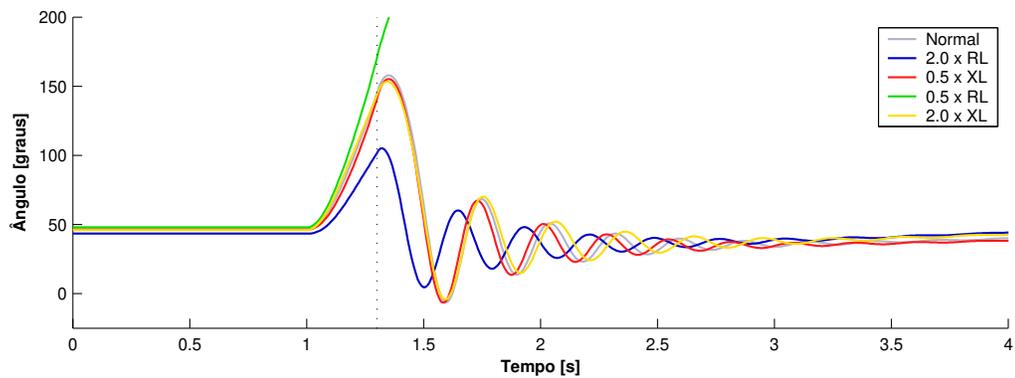
4.6.1 Abertura Angular do Gerador

Da mesma forma que nas seções anteriores, a figura 4.25 mostra o comportamento dinâmico do ângulo do gerador para os casos (a) e (b) após aplicação de uma curto-circuito durante 300 ms. A linha pontilhada indica o instante no qual o sistema de proteção atuou e desconectou a barra em falta do sistema abrindo a linha que a conectava ao resto do sistema.

Analisando-se o caso (a), verifica-se que a redução da relação X/R pela metade, independentemente da alteração ter sido realizada no valor de R_L ou X_L , fez com que o gerador perdesse a estabilidade, sendo que para o caso denominado normal, *i.e.* mantendo-se os valores originais da relação X/R , o gerador permanece em sincronismo. Além disso, quando o valor da relação X/R aumenta através da redução do valor de R_L , as oscilações do gerador são bastante reduzidas.



(a) gerador instalado na barra 807 e falta aplicada na barra 904



(b) gerador instalado na barra 803 e falta aplicada na barra 601

Figura 4.25: Desvio da velocidade do rotor para as diferentes relações X/R

De fato, tais resultados já eram esperados. O valor da relação R/X pode ser interpretado como um índice da robustez do sistema frente a grandes perturbações. Quanto maior for essa relação, usualmente, melhor é o desempenho dinâmico do sistema. Ressalta-se que para esta configuração, o fluxo de carga não convergiu quando o valor da relação X/R foi reduzido pela metade dobrando-se o valor de X_L .

Contudo, no caso (b), o raciocínio anterior não é válido, ou seja, ao se aumentar o valor da relação X/R o gerador tornou-se instável. Isso ocorreu porque, diferentemente do caso anterior, a falta foi aplicada em uma barra eletricamente próxima do gerador, como pode ser visto na figura 4.24. Portanto, ao se reduzir o valor de R_L pela metade, do ponto de vista do gerador, foi como se o curto-circuito tivesse ocorrido mais próximo do gerador, fazendo com que sua resposta se tornasse instável.

Os valores máximos do ângulo do gerador vistos na figura 4.25 podem ser identificados na figura 4.26. Referenciando na escala de cores, pode ser confirmado que ao se diminuir pela metade o valor da relação X/R o comportamento dinâmico do gerador é adversamente afetado

de forma generalizada.

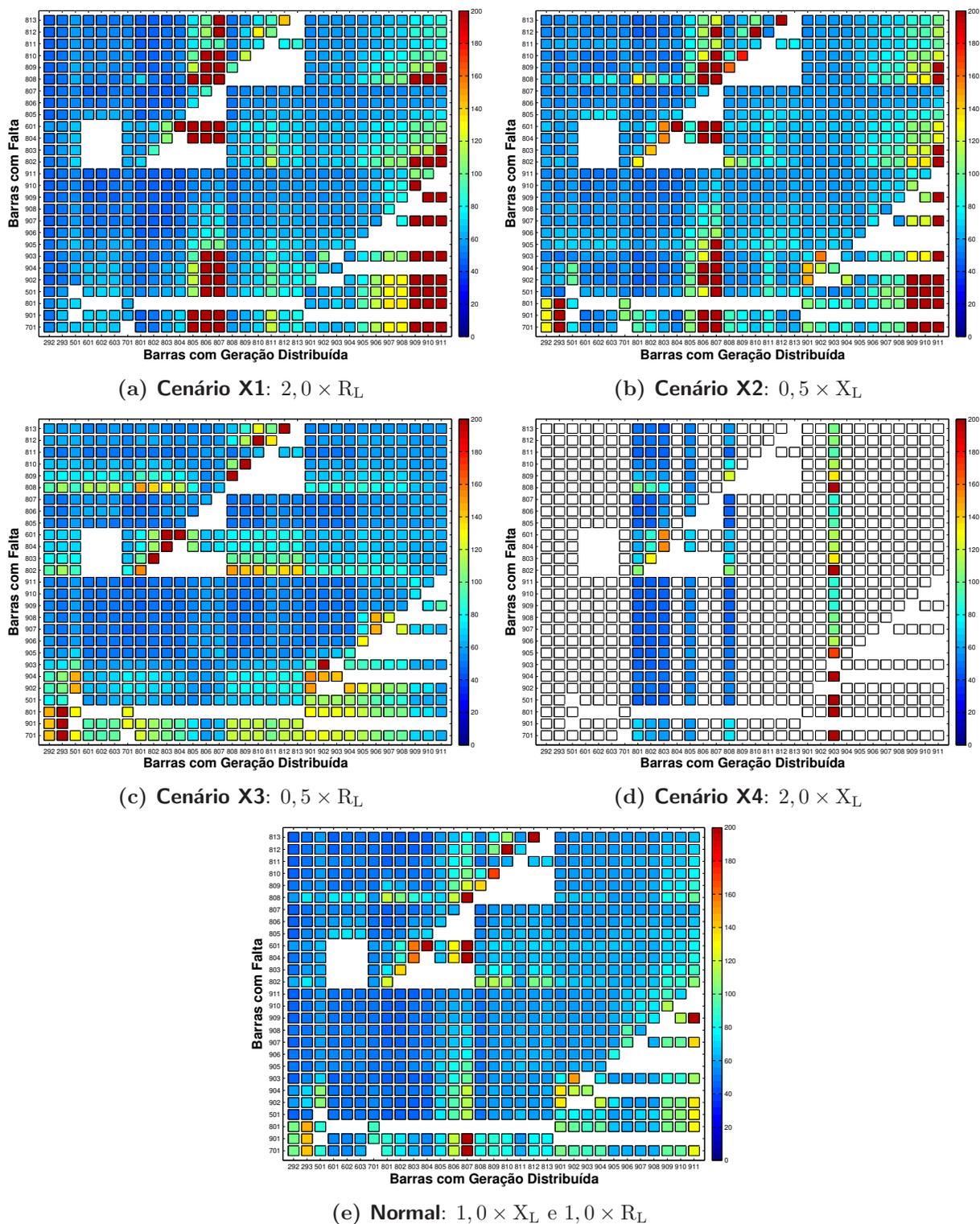


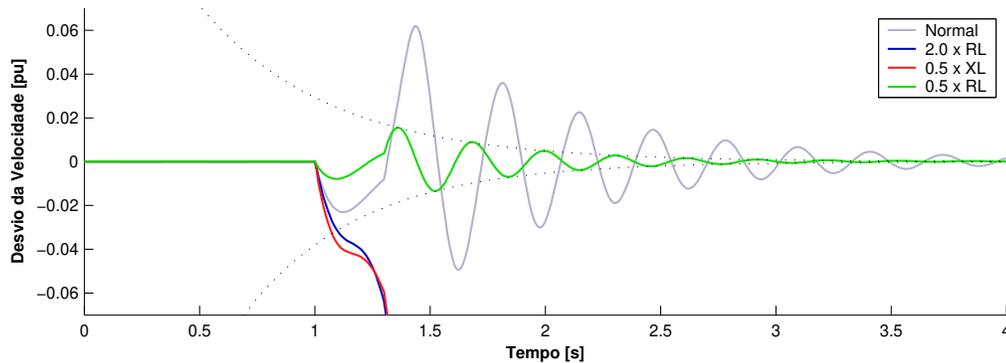
Figura 4.26: Comportamento dinâmico do ângulo do gerador para diferentes valores da relação X/R

Adicionalmente, ao se diminuir o valor de R_L , os casos em que a falta e o gerador estão eletricamente próximos são afetados negativamente. Contudo, nos casos em que a distância elétrica é maior, o desempenho dinâmico do gerador melhora. Isso pode ser confirmado comparando a célula referente ao caso em que o gerador está conectado na barra 807 e a falta é aplicada na barra 901. Nesse caso, no sistema original o gerador apresenta uma resposta instável mas, por outro lado, no sistema alterado, o gerador permanece estável.

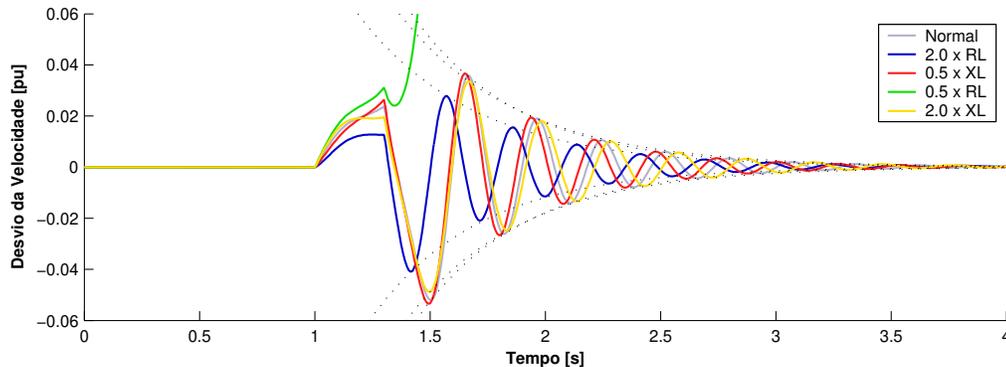
Destaca-se que, no cenário X4 em que o valor de X_L foi duplicado, na maioria dos casos o fluxo de carga não convergiu, por conseguinte, tal cenário não foi útil para a realização dessa análise paramétrica.

4.6.2 Taxa de Amortecimento

A figura 4.27 mostra os desvios de velocidade do gerador para os mesmos casos mostrados na seção anterior. As linhas pontilhadas são as envoltórias obtidas através do Método do



(a) gerador instalado na barra 807 e falta aplicada na barra 904



(b) gerador instalado na barra 803 e falta aplicada na barra 601

Figura 4.27: Comportamento dinâmico do desvio da velocidade do rotor para diferentes valores da relação X/R

Decremento Logarítmico, apresentado na seção 3.4. A figura 4.28 resume o resultado desse estudo paramétrico.

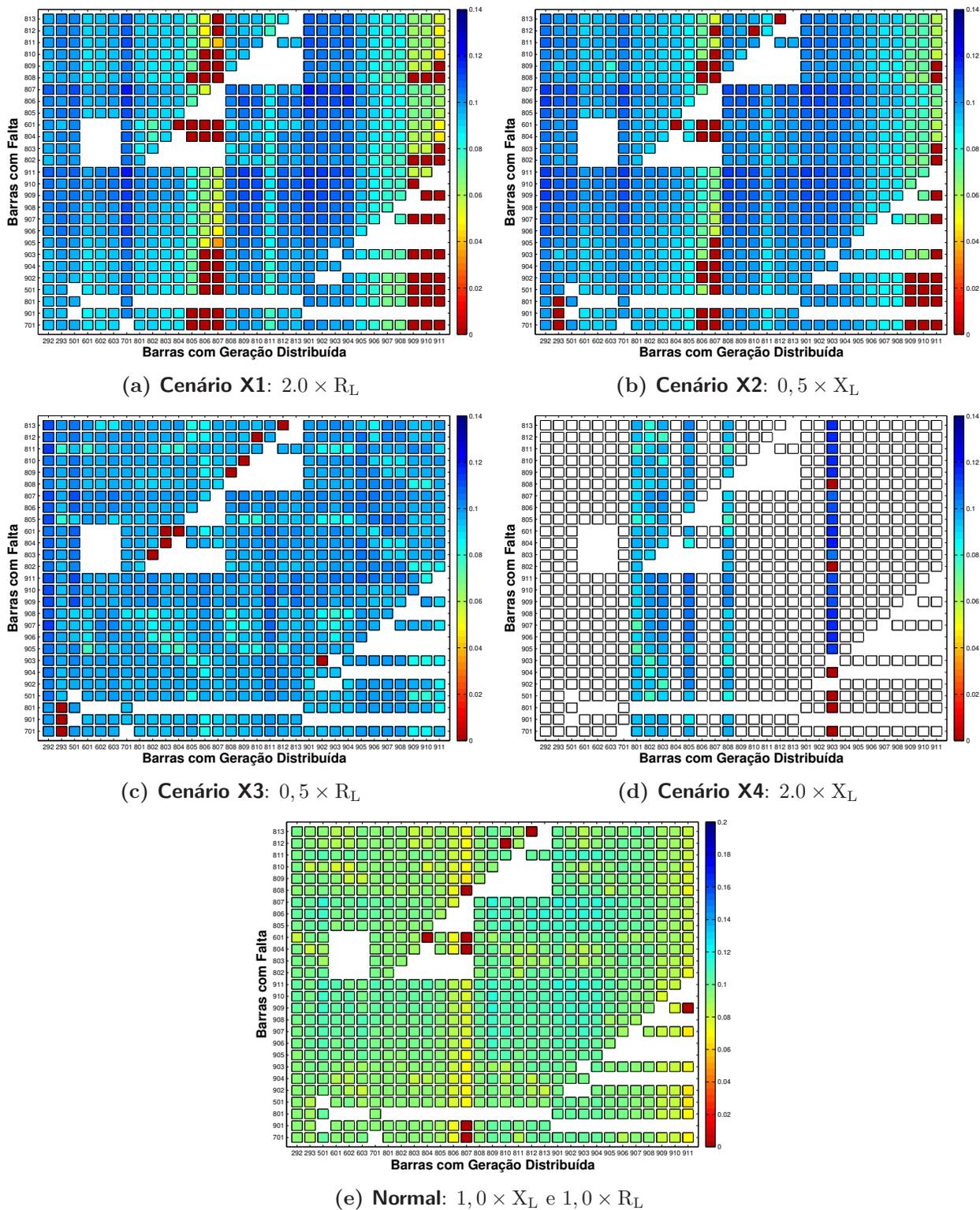


Figura 4.28: Taxas de amortecimento do desvio da velocidade para diferentes valores da relação X/R

Pode-se observar que, de forma geral, o aumento da relação X/R através da diminuição do valor de R_L melhora o amortecimento do sistema. Por outro lado, é interessante observar que a diminuição da relação X/R também leva a um amortecimento do sistema para a maioria dos casos, contudo o número de casos instáveis aumenta.

4.7 Tempo Crítico

O tempo necessário para os relés e disjuntores detectarem e eliminarem uma falta em um ponto da rede é chamado de tempo de eliminação da falta (T_{EF}). Segundo as Normas Técnicas da CPFL (2003), nas redes de distribuição do estado de São Paulo, T_{EF} é geralmente entre 12 a 20 ciclos, ou seja entre 200 a 500 ms. Adicionalmente, tempo crítico de eliminação de faltas (T_{CR}) indica o tempo máximo que o sistema pode demorar para eliminar a perturbação sem que o gerador se torne instável. Neste trabalho o tempo crítico de eliminação da falta é representado pela letra grega ξ .

Nesta seção, investiga-se os valores de tempo crítico do sistema para todas as combinações de barras com gerador e em falta. Os vários tempos críticos foram determinados para os seguintes cenários de carregamento do sistema:

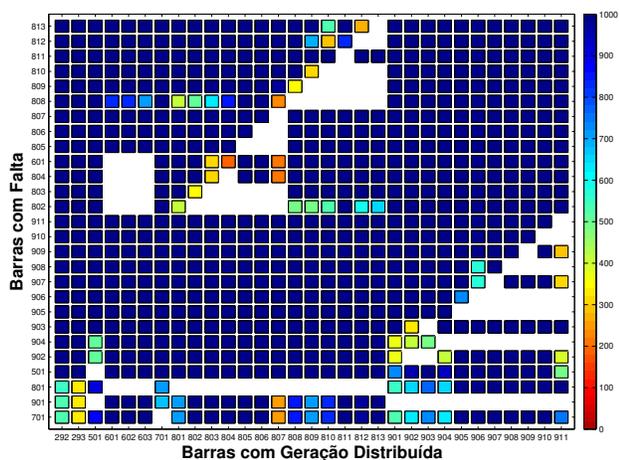
Cenário T1: Carregamento Normal de 10,48 MW e 2,51 MVAR;

Cenário T2: Carregamento Médio de 20,96 MW e 5,02 MVAR;

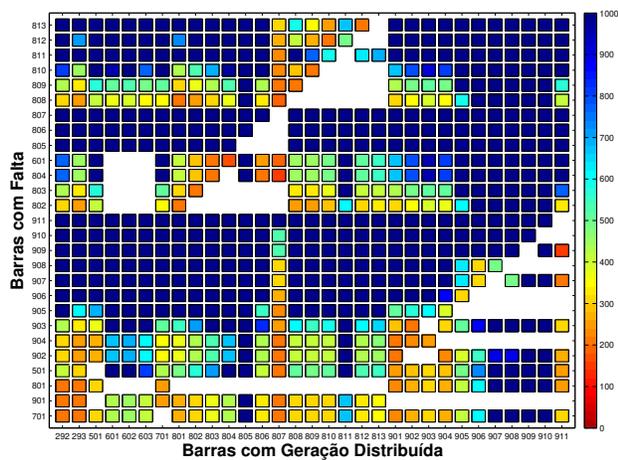
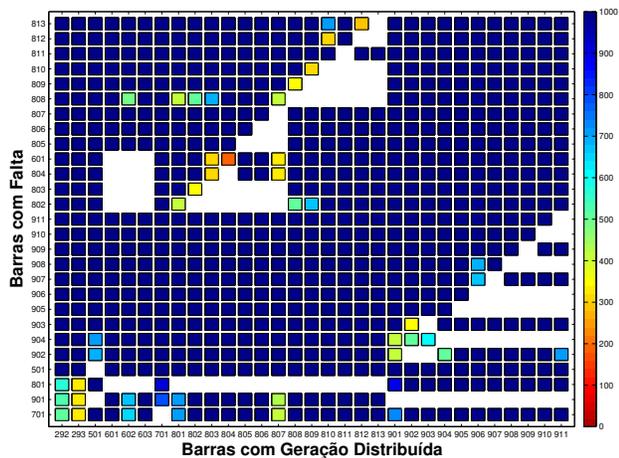
Cenário T3: Carregamento Pesado de 31,44 MW e 7,52 MVAR.

Os resultados desse estudo são resumidos na figura 4.7. Pode-se verificar que, nos três cenários, os resultados do tempo crítico para a maioria das configurações ultrapassaram 1000 ms. Para estes casos, há tempo suficiente para a proteção atuar e eliminar a falta sem prejudicar o desempenho dinâmico do gerador. Geralmente, ξ foi menor que 1000 ms quando o curto-circuito ocorreu nas vizinhanças da barra onde o gerador síncrono estava conectado.

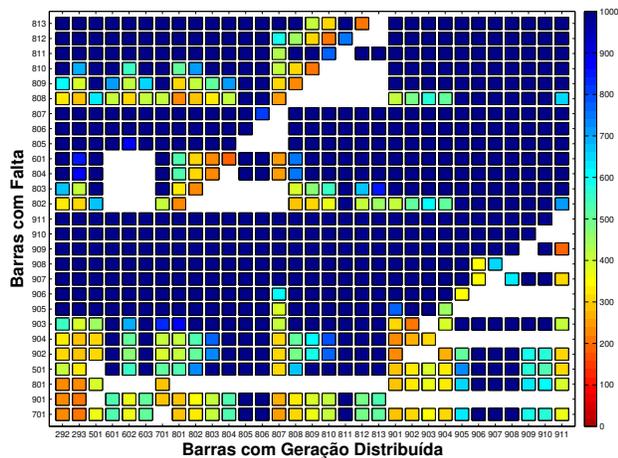
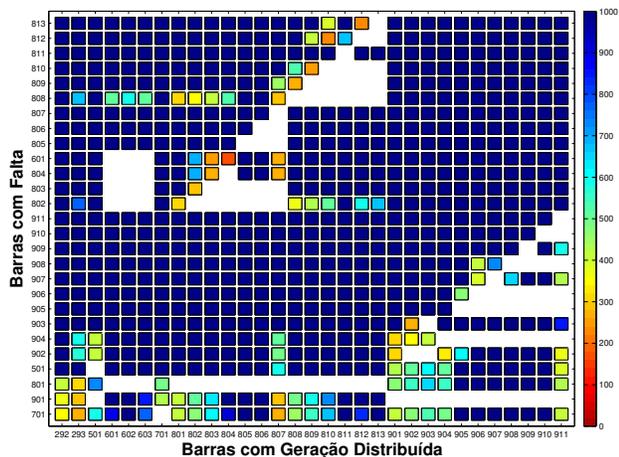
A configuração com o tempo crítico mais baixo nestes cenários foi quando o gerador estava conectado na barra 804 e a falta foi aplicada na barra 601, vizinha e com uma distância elétrica muito pequena, com $\xi = 168$ ms (10 ciclos). De forma ampla, os cenários com carregamento normal e máximo apresentam menores valores do que no cenário com carregamento médio, confirmando que os casos extremos de carregamento são os mais importantes.



(a) Cenário T1: Normal

(a) Cenário T1: Normal ($S''_k = 30$ MVA)

(b) Cenário T2: Médio

(b) Cenário T2: Médio ($S''_k = 30$ MVA)

(c) Cenário T3: Pesado

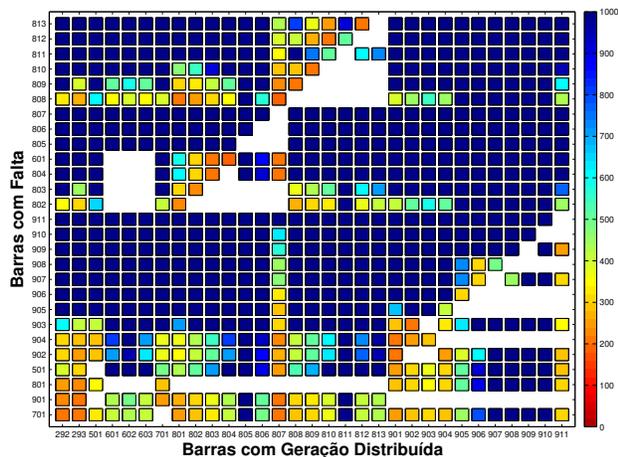
(c) Cenário T3: Pesado ($S''_k = 30$ MVA)

Figura 4.29: Valores de ξ para diferentes valores de carregamento do sistema

Figura 4.30: Valores de ξ para diferentes valores de carregamento do sistema e $S''_k = 30$ MVA

Os valores dos tempos críticos no caso em que o nível de curto-circuito no ponto de interconexão entre as redes de distribuição e transmissão é reduzido para 30MVA também foram determinados. Os resultados são resumidos na figura 4.7. Comparando os resultados de tempo crítico para caso em que o nível de curto-circuito é de 2000 MVA, os valores deste caso são menores.

4.8 Potência Crítica

Um estudo importante relacionado com a instalação de geradores síncronos em redes de distribuição é determinar a potência crítica referente a cada barra, por exemplo qual seria o máximo valor de potência ativa que um gerador poderia injetar em um ponto da rede sem perder a estabilidade caso ocorresse uma falta. Essa questão é analisada nessa seção.

Os resultados de potência crítica foram obtidos em três cenários, compostos para representar os seguintes níveis de carregamento do sistema:

Cenário P1: Carregamento Normal de 10,48 MW e 2,51 MVAR;

Cenário P2: Carregamento Médio de 20,96 MW e 5,02 MVAR;

Cenário P3: Carregamento Pesado de 31,44 MW e 7,52 MVAR.

A figura 4.8 mostra o comportamento dinâmico do ângulo do gerador para diferentes valores de potência ativa injetada na rede pelo gerador. Neste caso, o gerador está conectado na barra 803 e ocorre um curto-circuito na barra 804, no cenário 1.

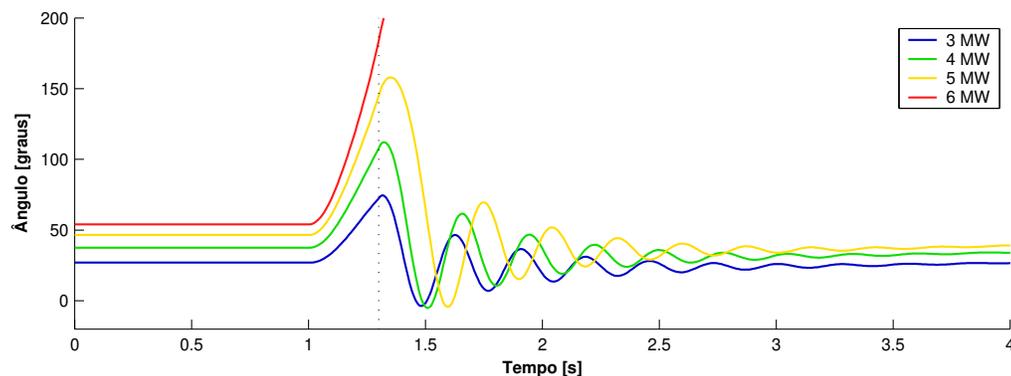


Figura 4.31: Comportamento dinâmico do ângulo do gerador para os diferentes valores de potência ativa injetada

Pode-se verificar que quanto maior a potência injetada pelo gerador, maior o valor do ângulo pré-falta. Isso já era esperado pois para enviar mais potência ativa de uma barra para

outra adjacente, é necessário aumentar a abertura angular entre as barras. Observa-se também que o máximo valor do ângulo pós-falta do gerador cresce com o aumento da potência injetada. E no caso em que o gerador está injetando 6 MW na rede, a máquina torna-se instável. Isso ocorre devido ao maior valor do ângulo pré-falta e porque, como é bem sabido a partir do critério de igualdade de áreas (KUNDUR, 1994), quanto maior o carregamento do gerador, menor o ângulo crítico. Tais fatos fazem com que a resposta do gerador seja instável.

Na figura 4.32, tem-se um resumo dos estudos realizados para os diferentes cenários. Pode ser observado que na maioria dos casos os resultados da potência crítica obtidos nos três cenários foram muito próximos.

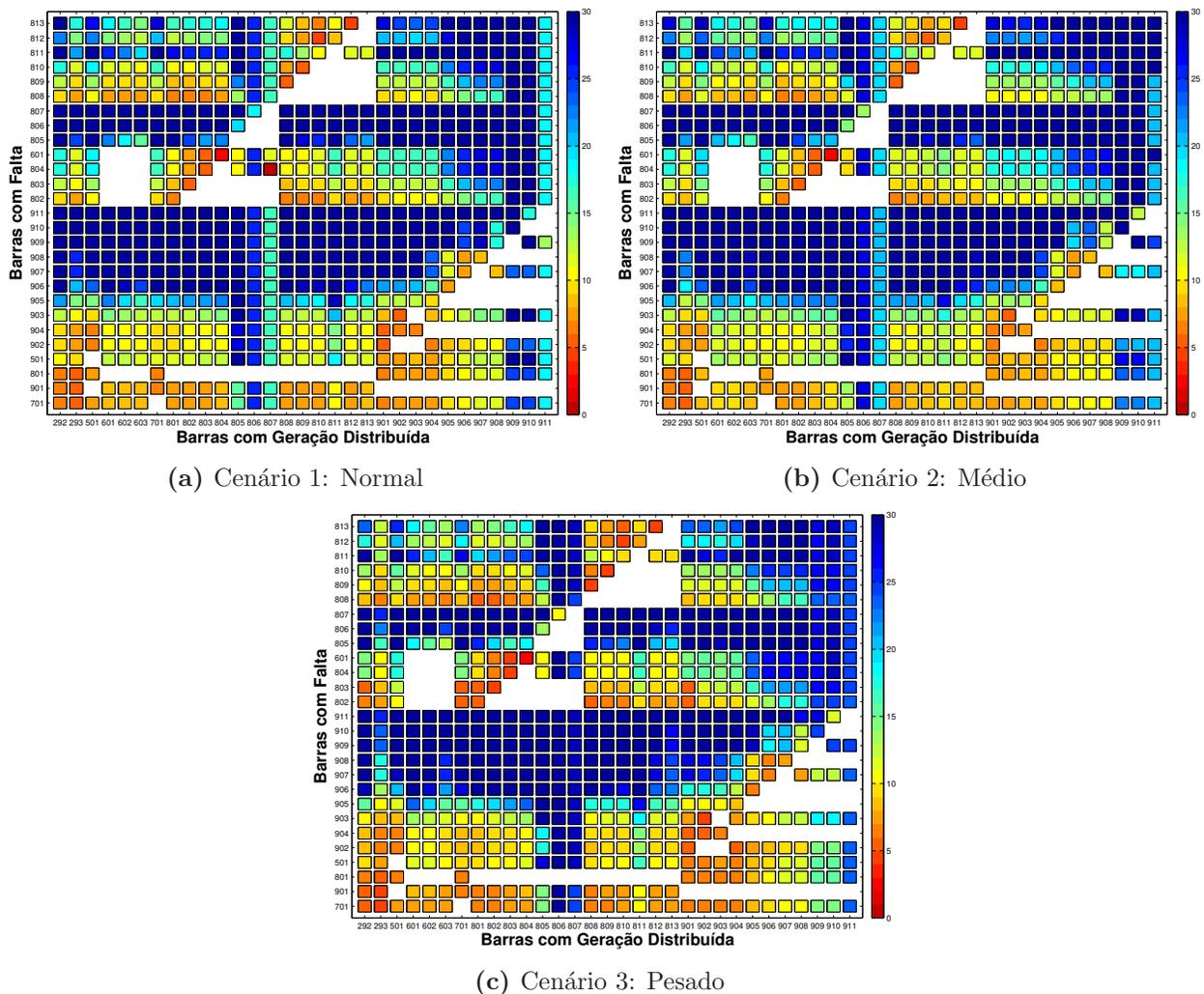


Figura 4.32: Valores de potência crítica injetada pelo gerador para diferentes níveis de carregamento do sistema

Capítulo 5

Índices e Sinais de Mercado

5.1 Introdução

Nos capítulos anteriores, alguns índices numéricos simples foram utilizados para facilitar a análise visual e sistemática de estudos paramétricos. Os índices usados foram basicamente o valor máximo do ângulo do rotor e taxa de amortecimento das oscilações de velocidade do gerador. Tais índices mostraram ser úteis para investigar o comportamento do sistema frente a todas as combinações possíveis de alocação do gerador e ocorrência de faltas e variações de parâmetros. Contudo, esses índices por si só não permitem determinar automaticamente quais são as barras mais adequadas (ou não) para a instalação do gerador de forma a minimizar a quantidade de vezes que este será desconectado do sistema por perda de estabilidade, limitar a máxima abertura angular devido à ocorrência de faltas ou minimizar as oscilações eletromecânicas do gerador frente a grandes perturbações.

Adicionalmente, nos últimos anos, diversos estudos têm sido realizados com o objetivo de propor índices que informem o quanto um sistema é estável ou instável, buscando uma forma rápida e confiável de analisar os impactos de grandes perturbações no sistema. Algumas propostas utilizam simulações no domínio do tempo como Fu e Bose (1999), Denis (1999) e Fernandes e Padilha (2002). Ao passo que outras propostas, como Fouad e Vittal (1996) e Pai (1981), exploraram o cálculo da margem de estabilidade a partir dos chamados métodos diretos. Esses índices são utilizados para analisar quantitativamente a estabilidade de redes de transmissão de energia elétrica.

O objetivo deste capítulo é apresentar o desenvolvimento de um índice global que possa

auxiliar na alocação ótima de geradores síncronos em redes de distribuição considerando aspectos relacionados com a estabilidade transitória. A obtenção destes índices é baseada em simulações no domínio do tempo. Tal índice de impacto global pode ser empregado como um sinal de mercado para incentivar ou desincentivar a instalação de geradores síncronos em uma determinada área do sistema de forma que a estabilidade do gerador não represente um grande problema.

5.2 Índice Global

Para a composição do índice global, partiu-se do pressuposto que a probabilidade de ocorrência de uma falta em uma determinada barra do sistema é igual para todas as barras da rede. Assim, utilizando-se os resultados obtidos nos capítulos precedentes, a média aritmética dos valores máximos de ângulo do gerador, das taxas de amortecimento, dos valores de tempo crítico e de potência crítica para os diversos cenários frente a todas as possibilidades de ocorrência de falta pode ser usado como um índice global. Por conseguinte, em cada grupo de cenários foi realizado uma média aritmética dos resultados conectando o gerador em um ponto do sistema. Essa idéia é melhor explicada nas seções apresentadas a seguir.

5.2.1 Média da Máxima Abertura Angular

Em cada cenário foi obtida uma média aritmética dos valores máximos atingidos pelo ângulo do gerador. Por exemplo, para ser possível quantificar o desempenho dinâmico do gerador síncrono em um determinado cenário quando este é conectado na barra 292 ($j = 1$), foi calculada a média dos valores máximos do ângulo da máquina fixando o gerador na barra 292 somando os valores de δ_{\max} para as faltas nas demais barras e dividindo pelo número de vezes que o gerador manteve sincronismo, como mostra a equação 5.1.

$$a_{1,1} = \frac{1}{n_{1,1}} \left(\max(\delta_{11,1}) + \max(\delta_{21,1}) + \max(\delta_{31,1}) + \max(\delta_{41,1}) + \dots + \max(\delta_{i1,1}) \right) \quad (5.1)$$

Generalizando a equação 5.1 tem-se,

$$a_{j,k} = \frac{1}{n_{j,k}} \left(\sum_{i=1}^{n_{j,k}} \max(\delta_{ij,k}) \right) \quad (5.2)$$

$$\mathbf{A}_k = \begin{bmatrix} a_{1,k} & a_{2,k} & a_{3,k} & a_{4,k} & \dots & a_{j,k} \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

onde,

- $n_{j,k}$ é o número de barras com faltas, onde houve solução do fluxo de carga e o gerador síncrono não ficou ilhado enquanto estava conectado à barra j no cenário k de um determinado grupo;
- $\delta_{ij,k}$ é o comportamento dinâmico da abertura angular quando o gerador está conectado na barra j e a falta é aplicada na barra i no cenário k de um determinado grupo;
- $a_{j,k}$ é a média dos resultados do valor máximo da abertura angular, quando o gerador está conectado à barra j no cenário k de um determinado grupo;
- \mathbf{A}_k é composto pelas médias $m_{j,k}$ no cenário k de um determinado grupo.

Com o objetivo de obter o desempenho dinâmico do gerador para os vários cenários de um determinado grupo, a seguinte média aritmética $\bar{\mathbf{A}}$ é realizada.

$$\bar{a}_j = \frac{1}{K} \left(\sum_{k=1}^K a_{j,k} \right) \quad (5.4)$$

sendo K o número total de cenários simulados. Assim, tem-se o seguinte vetor:

$$\bar{\mathbf{A}} = \begin{bmatrix} \bar{a}_1 & \bar{a}_2 & \bar{a}_3 & \bar{a}_4 & \dots & \bar{a}_j \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

Por conseguinte, cada grupo de cenários tem uma média que quantifica o comportamento dinâmico do gerador em função da localização do gerador.

Neste trabalho, essa idéia foi aplicada para todos os estudos paramétricos apresentados na seção anterior, visto que tais resultados já estavam disponíveis. Obviamente que para um estudo de alocação de geradores não seria necessário utilizar a média dos resultados de alguns estudos paramétricos visto que tal parâmetro pode ser fixo. Por exemplo, quantificar o comportamento do gerador frente a diferentes valores de carregamento do sistema é importante pois tal parâmetro é variável ao longo do dia. Por outro lado, quantificar o comportamento dinâmico do gerador frente a variações do valor da constante de inércia pode não ser de interesse pois esse parâmetro é fixo. Todavia, mesmo este último caso pode ser de interesse para especificar o valor dessa grandeza durante o projeto do gerador para permitir que determinadas barras sejam consideradas adequadas para a instalação do gerador. Como mencionado,

neste trabalho, optou-se por utilizar todos os resultados apresentados no capítulo anterior para exemplificar a aplicação da metodologia. Assim, os seguintes índices foram calculados:

\bar{A}_F é a média de máxima abertura angular para as simulações variando o tempo de eliminação das faltas;

\bar{A}_L é a média de máxima abertura angular para as simulações variando o nível de carregamento do sistema da rede de distribuição;

\bar{A}_H é a média de máxima abertura angular para as simulações variando a constante de inércia da GD;

\bar{A}_K é a média de máxima abertura angular para as simulações variando o nível de curto-circuito na conexão com a subtransmissão;

\bar{A}_X é a média de máxima abertura angular para as simulações variando a relação X/R nas linhas da rede de distribuição.

Um índice final relacionado com o valor máximo de abertura angular do gerador (M_A) é obtido realizando a média aritmética de todos os índices. Dessa forma, tem-se

$$M_A = \frac{\bar{A}_F + \bar{A}_L + \bar{A}_H + \bar{A}_K + \bar{A}_X}{5} \quad (5.6)$$

5.2.2 Perda de Estabilidade

Tão ou mais importante que o valor máximo do ângulo do gerador após uma perturbação é a quantidade de vezes que o gerador perdeu o sincronismo considerando o universo de casos analisados. Isso pode ser quantificado através do seguintes índice:

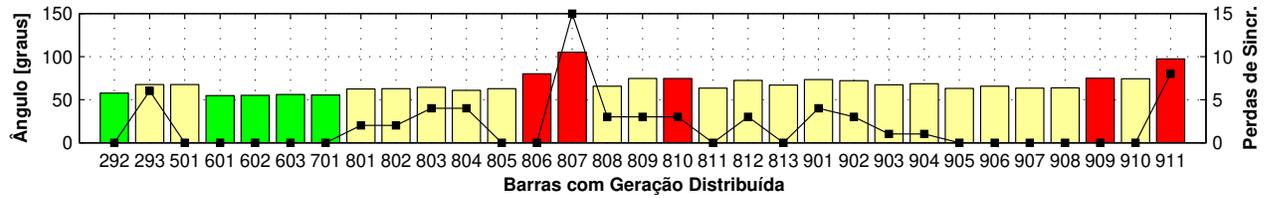
$$PS = PS_F + PS_L + PS_H + PS_K + PS_X \quad (5.7)$$

onde, PS é o número de casos em que o gerador tornou-se instável para diferentes tempos de eliminação da falta, níveis de carregamento, constantes de inércia, níveis de curto-circuito e relações X/R.

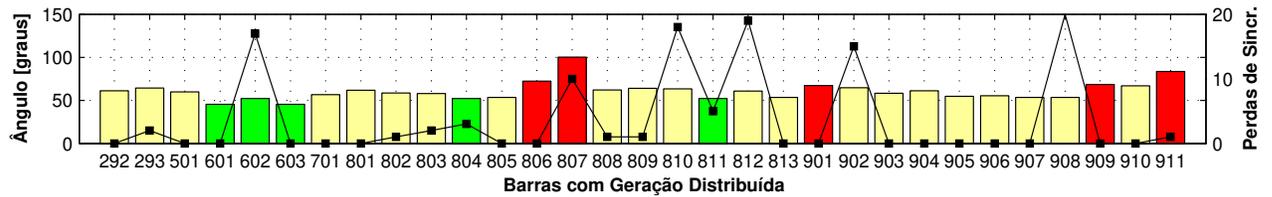
Os resultados das médias para os diversos índices relacionados com as aberturas angulares máximas considerando os diferentes cenários simulados neste trabalho, *i.e.* \bar{A}_F , \bar{A}_L , \bar{A}_H , \bar{A}_K , e \bar{A}_X , são mostrados na figura 5.1. Nessa figura, para cada cenário, também está representado o número de vezes que o gerador tornou-se instável. Os gráficos de barra mostram em cor verde as barras que representam os cinco melhores resultados com as menores médias e em cor

vermelha as cinco maiores médias. Em todas as médias, as barras 806, 807, 909 e 911 tiveram os resultados mais altos e com exceção da figura 5.1(e), as barras 601, 602, 603 e 701 tiveram as menores médias.

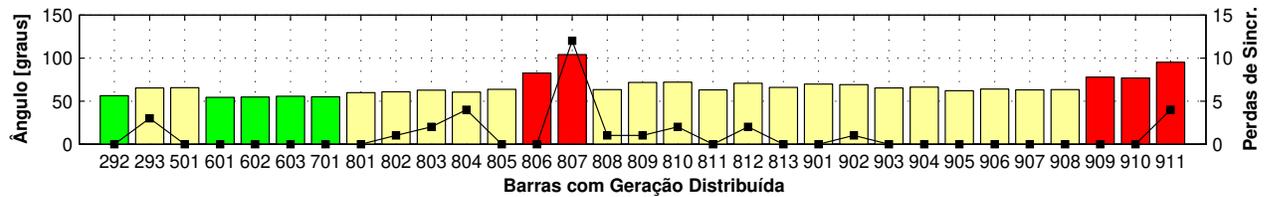
Na figura 5.2 apresenta-se os valores finais do índice relacionado com valor máximo de abertura angular e número de casos de perda de estabilidade. Com base nesta figura, pode



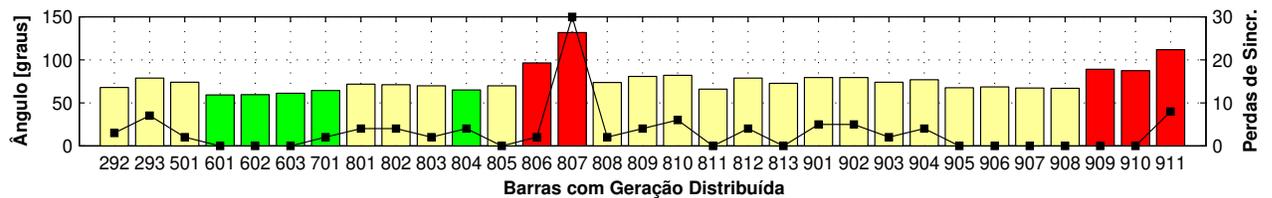
(a) Tempo de eliminação da falta



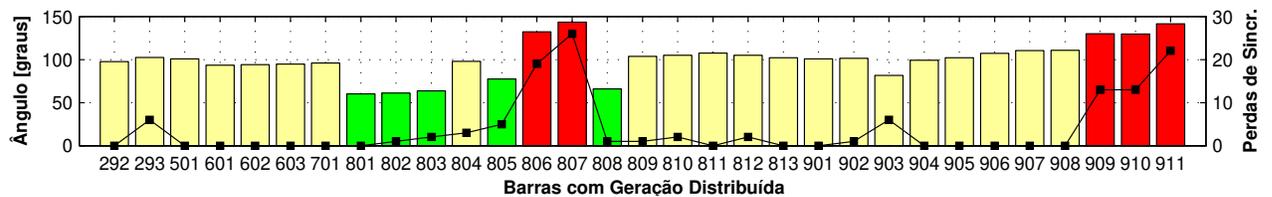
(b) Nível de carregamento



(c) Constante de inércia



(d) Nível de curto-circuito



(e) Relação X/R

Figura 5.1: Médias dos valores de máxima abertura angular e quantidade de casos em que o gerador se tornou instável para cada grupo de cenários

ser visto que as cinco barras mais e as menos recomendadas para a conexão de um gerador síncrono, sob o ponto de vista da abertura angular máxima. As barras 806, 807, 909, 910 e 911 tiveram os piores resultados e as barras 601, 602, 603, 801 e 802 os melhores.

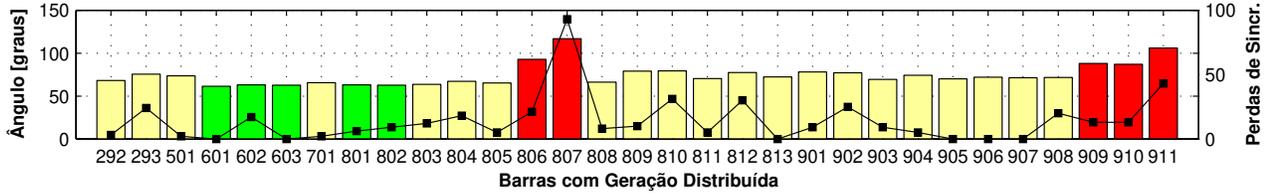


Figura 5.2: Média final dos valores de máxima abertura angular e valor total da quantidade de casos que o gerador tornou-se instável

5.2.3 Média da Taxa de Amortecimento do Desvio da Velocidade

De forma similar aos índices relacionados com abertura angular, diversos índices podem ser criados para o caso de taxa de amortecimento. Assim, para cada cenário, foi obtida uma média aritmética das taxas de amortecimento calculadas. Analogamente à seção anterior, para ser possível observar o desempenho dinâmico do gerador síncrono conectado à barra 292 no cenário 1, por exemplo, foi realizada a média das taxas de amortecimento fixando o gerador na barra 292, somando os valores de ζ para as faltas nas demais barras e dividindo pelo número de vezes o gerador manteve sincronismo, como mostra a equação 5.8.

$$d_{1,1} = \frac{1}{n_{1,1}} \left(\zeta_{11,1} + \zeta_{21,1} + \zeta_{31,1} + \zeta_{41,1} + \dots + \zeta_{i1,1} \right) \quad (5.8)$$

Generalizando a equação 5.8 tem-se,

$$d_{j,k} = \frac{1}{n_{j,k}} \left(\sum_{i=1}^{n_{j,k}} \zeta_{ij,k} \right) \quad (5.9)$$

$$\mathbf{D}_k = \begin{bmatrix} d_{1,k} & d_{2,k} & d_{3,k} & d_{4,k} & \dots & d_{j,k} \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

onde,

$n_{j,k}$ é o número de barras com faltas, onde houve solução do fluxo de carga e o gerador síncrono não ficou ilhado enquanto estava conectado à barra j no cenário k de um determinado grupo;

- $\zeta_{i,j,k}$ é o resultado da taxa de amortecimento do comportamento dinâmico do desvio da velocidade quando o gerador está conectado à barra j e a falta é aplicada na barra i no cenário k de um determinado grupo;
- $d_{j,k}$ é a média dos resultados da taxa de amortecimento, quando o gerador está conectado à barra j no cenário k de um determinado grupo;
- \mathbf{D}_k é composto pelas médias $d_{j,k}$ no cenário k de um determinado grupo.

Com o objetivo de se obter o desempenho dinâmico do desvio da velocidade para número de cenários de um determinado grupo, a média aritmética $\bar{\mathbf{D}}$ é realizada.

$$\bar{d}_j = \frac{1}{4} \left(\sum_{k=1}^4 d_{j,k} \right) \quad (5.11)$$

$$\bar{\mathbf{D}} = \left[\begin{array}{cccccc} \bar{d}_1 & \bar{d}_2 & \bar{d}_3 & \bar{d}_4 & \dots & \bar{d}_j \end{array} \right] \quad (5.12)$$

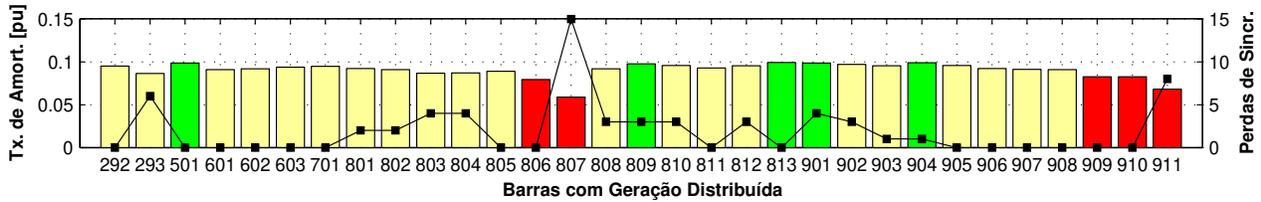
Por conseguinte, cada grupo de cenários tem uma média que quantifica o comportamento dinâmico do gerador em função da localização do gerador. Empregando o universo de estudos efetuados neste trabalho, tem-se os seguintes índices:

- $\bar{\mathbf{D}}_{\mathbf{F}}$ é a média da taxa de amortecimento do desvio da velocidade variando o tempo de eliminação das faltas;
- $\bar{\mathbf{D}}_{\mathbf{L}}$ é a média da taxa de amortecimento do desvio da velocidade variando o nível de carregamento do sistema da rede de distribuição;
- $\bar{\mathbf{D}}_{\mathbf{H}}$ é a média da taxa de amortecimento do desvio da velocidade variando a constante de inércia da GD ;
- $\bar{\mathbf{D}}_{\mathbf{K}}$ é a média da taxa de amortecimento do desvio da velocidade variando o nível de curto-circuito na conexão com a subtransmissão;
- $\bar{\mathbf{D}}_{\mathbf{X}}$ é a média da taxa de amortecimento do desvio da velocidade variando a relação X/R nas linhas da rede de distribuição.

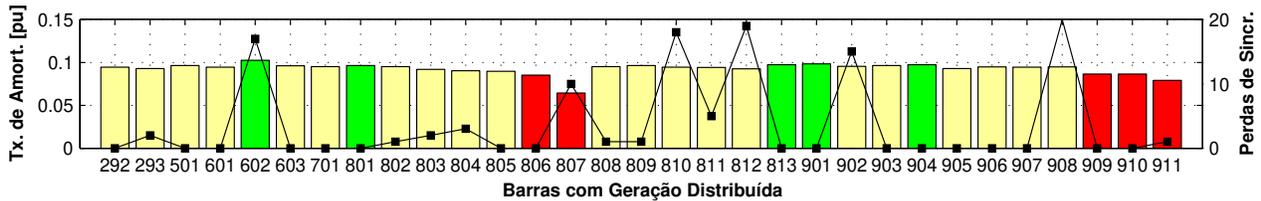
Um índice geral denominado Média da Taxa de Amortecimento do Desvio da Velocidade ($\mathbf{M}_{\mathbf{D}}$) é obtida realizando a média aritmética dos índices acima. Dessa forma, tem-se

$$\mathbf{M}_{\mathbf{D}} = \frac{\bar{\mathbf{D}}_{\mathbf{F}} + \bar{\mathbf{D}}_{\mathbf{L}} + \bar{\mathbf{D}}_{\mathbf{H}} + \bar{\mathbf{D}}_{\mathbf{K}} + \bar{\mathbf{D}}_{\mathbf{X}}}{5} \quad (5.13)$$

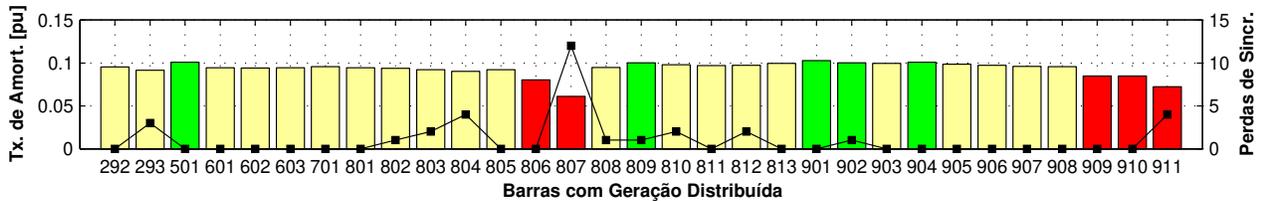
As figuras 5.3(a) a 5.3(e) mostram em gráficos de barra os resultados das médias \bar{D}_F , \bar{D}_L , \bar{D}_H , \bar{D}_K , e \bar{D}_X , respectivamente. As barras em cor verde representam os cinco melhores resultados, com as menores médias e as de cor vermelha as cinco maiores médias. Em todas as médias, as barras 806, 807, 909 e 911 tiveram os menores resultados e com exceção da figura 5.1(e), as barras 501, 901 e 904 tiveram as maiores médias.



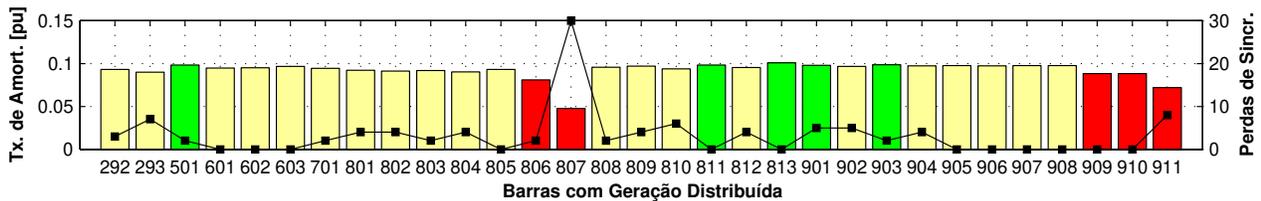
(a) Tempo de eliminação da falta



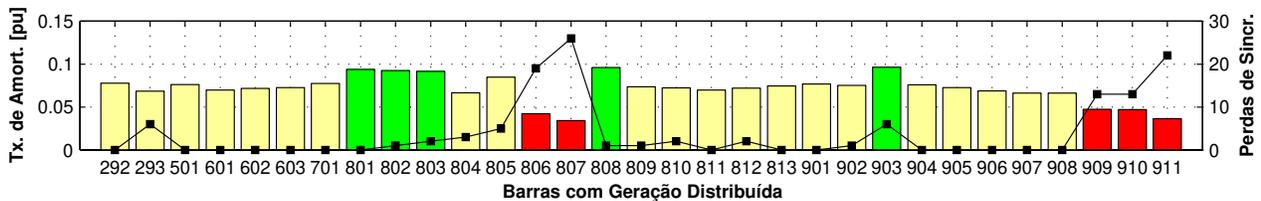
(b) Nível de carregamento



(c) Constante de Inércia



(d) Nível de curto-circuito



(e) Relação X/R

Figura 5.3: Médias dos valores de taxa de amortecimento do desvio da velocidade e quantidade de casos em que o gerador se tornou instável para cada grupo de cenários

Na figura 5.4, utilizando o índice final, as barras em verde representam os cinco melhores resultados, com as maiores médias e as vermelhas as cinco menores médias. Em todas as médias, as barras 806, 807, 909, 910 e 911 tiveram os resultados mais baixos. As barras 808, 813, 901, 903 e 904 foram as barras com as maiores taxas de amortecimento média.

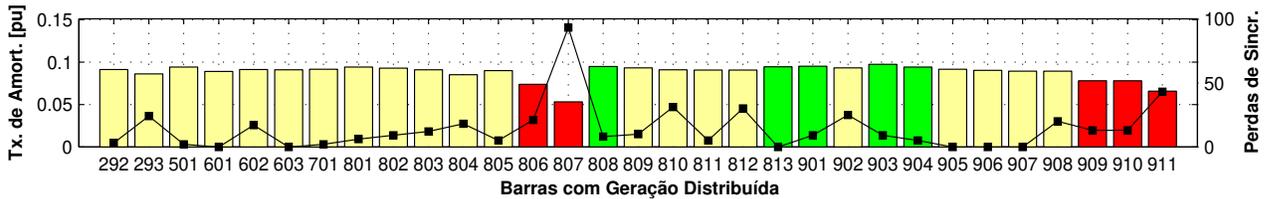
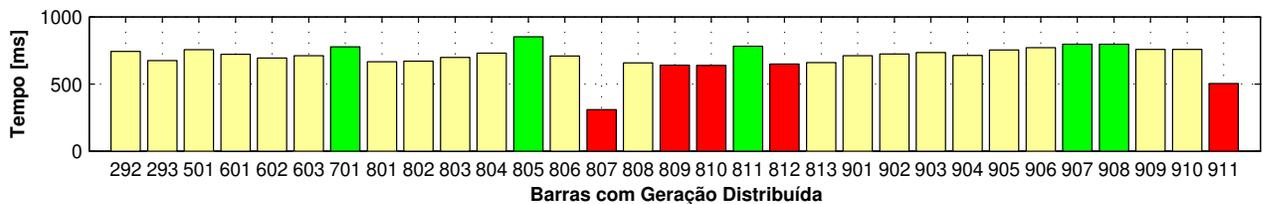


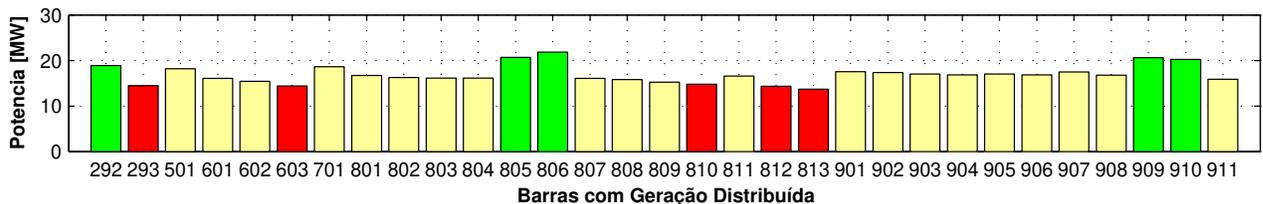
Figura 5.4: Média final dos valores de taxa de amortecimento do desvio da velocidade e valor total da quantidade de casos que o gerador tornou-se instável

5.2.4 Médias de Tempo Crítico e Potência Crítica

Os valores de tempo crítico e potência crítica também podem ser usados como um indicador da qualidade de uma barra para alocação do gerador segundo o ponto de vista de desempenho de estabilidade transitória do gerador. Neste trabalho, isso é realizado através do uso da média aritmética desses valores considerando todas as possibilidades de faltas. Esses índices são apresentados na figura 5.5.



(a) Tempo Crítico



(b) Potência Crítica

Figura 5.5: Médias do tempo crítico e potência crítica nas barras com gerador

Assim, verifica-se que quando o gerador é conectado nas barras 701, 805, 811, 907 e 908,

ele suporta, em média, uma falta com duração maior do que quando ele é conectado em outros pontos do sistema de distribuição, como mostra a figura 5.5(a). Por outro lado, as barras que possuem as menores médias de tempo crítico são 807, 809, 810, 812 e 911. Os pontos no sistema que suportam em média a instalação de um gerador com maior capacidade são as barras 292, 805, 806, 909 e 910 e uma menor capacidade são as barras 293, 603, 810, 812 e 813, como apresenta a figura 5.5(b). Em outras palavras, um gerador com capacidade de potência ativa de 20 MW instalado na barra 805 é capaz de suportar um curto-circuito de 300 ms e não perder o sincronismo. Se o gerador for instalado na barra 813, esta será capaz de manter o sincronismo se a sua potência ativa for em torno de 13 MW.

5.2.5 Composição do Índice Global

O Índice Global é composto pelos resultados das médias da abertura angular máxima, da taxa de amortecimento do desvio da velocidade, do número de casos em que o gerador perdeu a estabilidade, do tempo crítico e da potência crítica. A partir dessas médias, foram elaborados índices para que fosse possível associar pesos aos resultados dos estudos de estabilidade transitória, conforme a necessidade. A seguir será mostrado como o índice global é sugerido a partir dos índices anteriores.

Com o intuito de normalizar os resultados do índice \mathbf{M}_A , foi dado ao pior resultado um valor nulo, e ao melhor o valor um (0 – 1). Assim,

$$\mathbf{M}_A' = \mathbf{M}_A - \min(\mathbf{M}_A) \quad (5.14)$$

$$\mathbf{I}_A = 1 - \frac{\mathbf{M}_A'}{\max(\mathbf{M}_A')} \quad \therefore \quad \mathbf{I}_A = 1 - \frac{\mathbf{M}_A - \min(\mathbf{M}_A)}{\max(\mathbf{M}_A - \min(\mathbf{M}_A))} \quad (5.15)$$

onde \mathbf{I}_A é o Índice de Máxima Abertura Angular.

De maneira semelhante, os demais índices são normalizadas associando zero ao pior resultado e um ao melhor. Desta forma,

$$\mathbf{I}_D = \frac{\mathbf{M}_D - \min(\mathbf{M}_D)}{\max(\mathbf{M}_D - \min(\mathbf{M}_D))} \quad (5.16)$$

$$\mathbf{I}_S = 1 - \frac{\mathbf{PS} - \min(\mathbf{PS})}{\max(\mathbf{PS} - \min(\mathbf{PS}))} \quad (5.17)$$

$$\mathbf{I}_T = \frac{\mathbf{M}_T - \min(\mathbf{M}_T)}{\max(\mathbf{M}_T - \min(\mathbf{M}_T))} \quad (5.18)$$

$$\mathbf{I}_P = \frac{\mathbf{M}_P - \min(\mathbf{M}_P)}{\max(\mathbf{M}_P - \min(\mathbf{M}_P))} \quad (5.19)$$

onde,

- \mathbf{I}_D é o Índice da Taxa de Amortecimento do Desvio da Velocidade,
- \mathbf{I}_S é o Índice de Perdas de Sincronismo,
- \mathbf{I}_T é o Índice de Tempo Crítico,
- \mathbf{I}_P é o Índice de Potência Crítica.

Na figura 5.6, pode ser visto o gráfico de barras com os valores dos índices e comparado com os valores das médias. A barra 807, por exemplo, possui os menores valores de \mathbf{M}_A , \mathbf{M}_D e \mathbf{M}_S , e assim os respectivos índices receberam o valor zero. Outro exemplo é que quando o gerador é conectada nas barras 601, 603, 813, 905, 906 e 907 não perde o sincronismo nenhuma vez, e dessa forma o \mathbf{I}_S dessas barras recebe valor um, dentre outros.

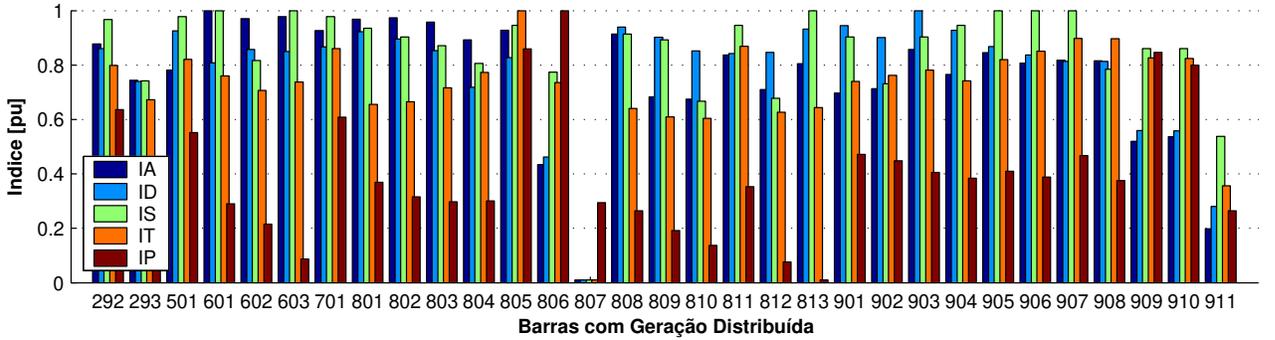


Figura 5.6: Gráfico de barras dos Índices de Máxima Abertura Angular \mathbf{I}_A , Taxa de Amortecimento do Desvio da Velocidade \mathbf{I}_D , Perdas de Sincronismo \mathbf{I}_S , Tempo Crítico \mathbf{I}_T , Potência Crítica \mathbf{I}_P .

A composição do Índice Global, \mathbf{I}_{GB} se dá, então, pela soma ponderada destes índices. Dependendo de qual enfoque será dado ao Índice Global, dá-se um peso maior a um índice e um menor ao outro. Assim, tem-se

$$\mathbf{I}_{GB} = (\mathbf{p}_A \times \mathbf{I}_A) + (\mathbf{p}_D \times \mathbf{I}_D) + (\mathbf{p}_S \times \mathbf{I}_S) + (\mathbf{p}_T \times \mathbf{I}_T) + (\mathbf{p}_P \times \mathbf{I}_P) \quad (5.20)$$

$$\mathbf{p}_A + \mathbf{p}_D + \mathbf{p}_S + \mathbf{p}_T + \mathbf{p}_P = 1 \quad (5.21)$$

onde, \mathbf{p}_A , \mathbf{p}_D , \mathbf{p}_S , \mathbf{p}_T e \mathbf{p}_P são os pesos dos respectivos índices.

A figura 5.7 mostra o \mathbf{I}_{GB} através de um gráfico de barras, como o resultado da ponderação com pesos iguais para os índices, ou seja, $\mathbf{p}_A = \mathbf{p}_D = \mathbf{p}_S = \mathbf{p}_T = \mathbf{p}_P = 0,2$. Pode ser visto no gráfico as parcelas dos índices onde a cor azul escuro representa o índice \mathbf{I}_A , a cor azul claro representa o índice \mathbf{I}_D , a cor verde representa o índice \mathbf{I}_S , o laranja o índice \mathbf{I}_T e o vermelho o \mathbf{I}_P . A apresentação desses resultados para o engenheiro da concessionária pode ser efetuada através do uso do diagrama unifilar da rede como segue. As barras, 292, 501, 701, 805 e 806 realçadas em cor verde, são os pontos mais indicados do sistema, para se conectar o gerador, e as barras 293, 807, 810, 812 e 911, realçados em vermelho, os pontos menos recomendados conforme mostra a figura 5.8.

A figura 5.9 mostra os resultados para um peso maior no Índice de Máxima Abertura Angular, ou seja, $\mathbf{p}_A = 0,6$ e $\mathbf{p}_D = \mathbf{p}_S = \mathbf{p}_T = \mathbf{p}_P = 0,1$, e a figura 5.10 apresenta a localização das barras realçadas no diagrama do sistema. Com estes pesos, as barras 292, 601, 701, 801 e 805 são as mais recomendadas para a instalação do gerador e as barras 806, 807, 810, 812, e 911 realçadas em vermelho, são as menos indicadas.

Para um peso maior dado ao Índice de Taxa de Amortecimento do Desvio da Velocidade, ou seja, $\mathbf{p}_D = 0,6$ e $\mathbf{p}_A = \mathbf{p}_S = \mathbf{p}_T = \mathbf{p}_P = 0,1$, os resultados são mostrados nas figuras 5.11 e 5.12. As barras 292, 501, 701, 805 e 903, realçadas em verde, são as mais recomendadas para a instalação do gerador e as barras 293, 806, 807, 910 e 911, realçadas em vermelho, são as menos indicadas.

Um último exemplo de como os pesos poderiam ser arranjados, é dando um peso maior ao Índice de Potência Crítica. Assim os valores dos respectivos pesos são $\mathbf{p}_P = 0,6$ e $\mathbf{p}_A = \mathbf{p}_D = \mathbf{p}_S = \mathbf{p}_T = 0,1$. A figura 5.13 mostra um gráfico de barras, onde os maiores e menores estão realçados nas cores verde e vermelho respectivamente. A visualização da localização das barras eleitas no diagrama do sistema de distribuição é mostrada na figura 5.14. Dando ênfase no índice \mathbf{I}_P , as barras mais recomendadas resultam na 292, 805, 806, 909 e 910. As barras 293, 807, 812, 813 e 911 têm os menores resultados e são as menos recomendadas para a instalação do gerador.

É importante salientar que dependendo dos pesos considerados, uma barra pode ir de estar entre as melhores para estar entre as piores. Isso pode ser verificado na barra 806.

Quando os pesos são iguais, ela está entre as melhores (figura 5.8) e já quando é dado um peso maior ao Índice de Máxima Abertura Angular, $p_A = 0,6$, a barra 806 está entre as piores (figura 5.10).

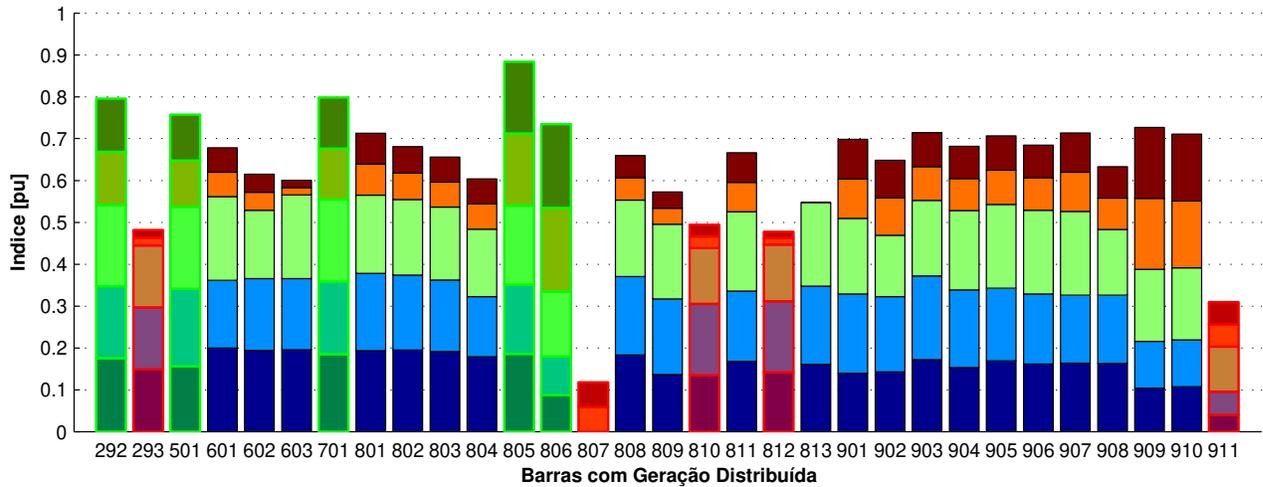


Figura 5.7: Índice Global com pesos iguais de I_A , I_D , I_S , I_T e I_P

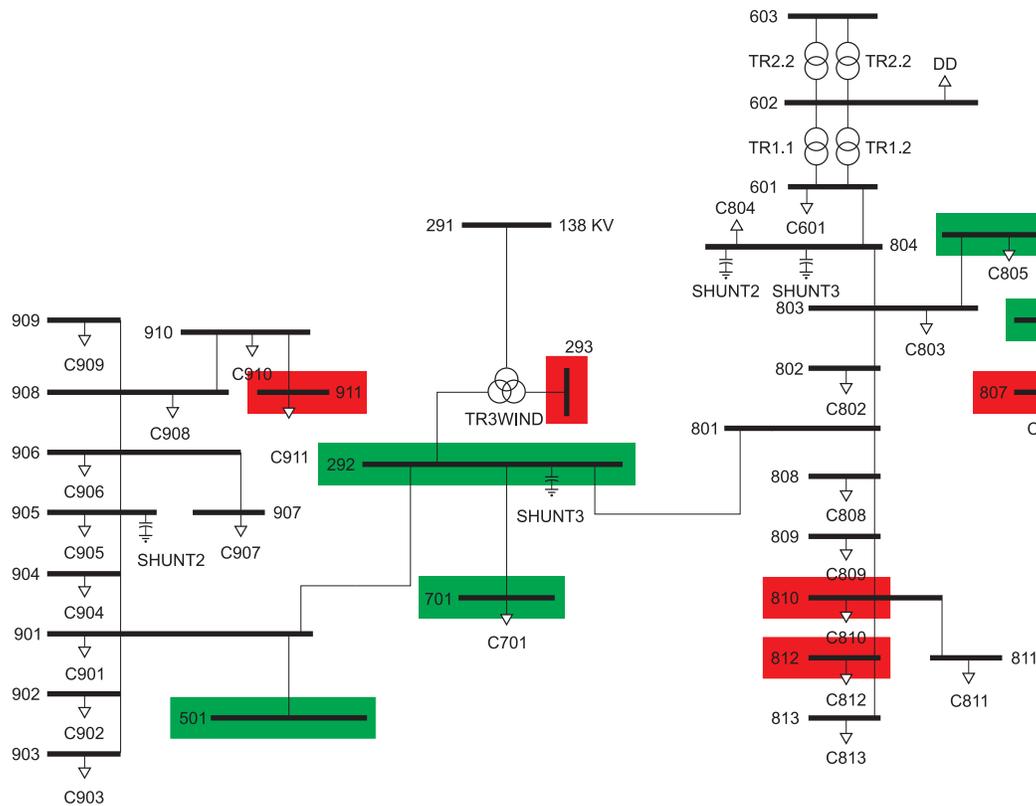


Figura 5.8: Diagrama do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica com as barras realçadas conforme o Índice Global e pesos iguais

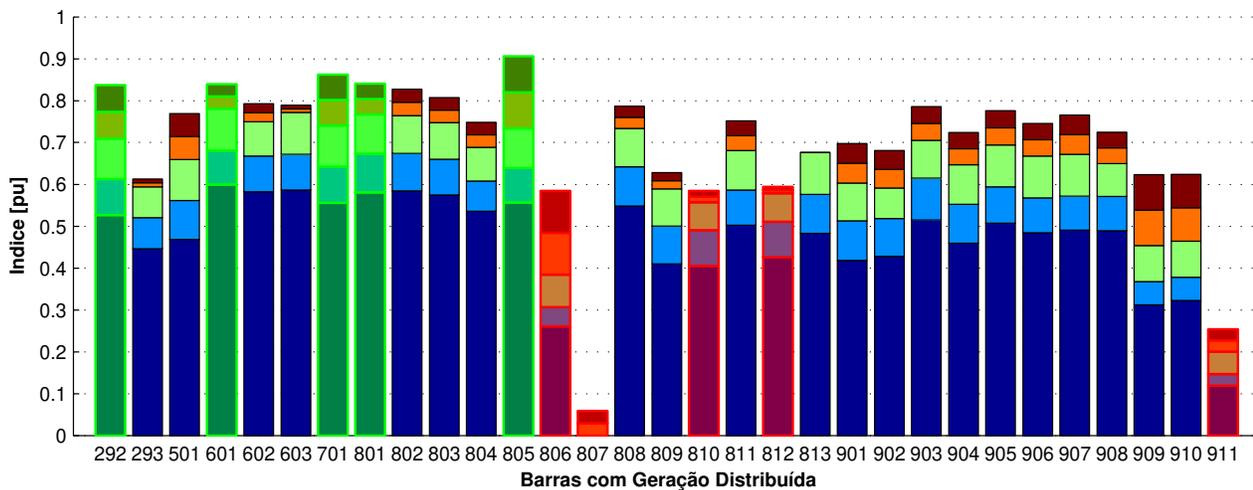


Figura 5.9: Índice Global com peso maior no índice I_A ($p_A = 0,6$ e $p_D = p_S = p_T = p_P = 0,1$)

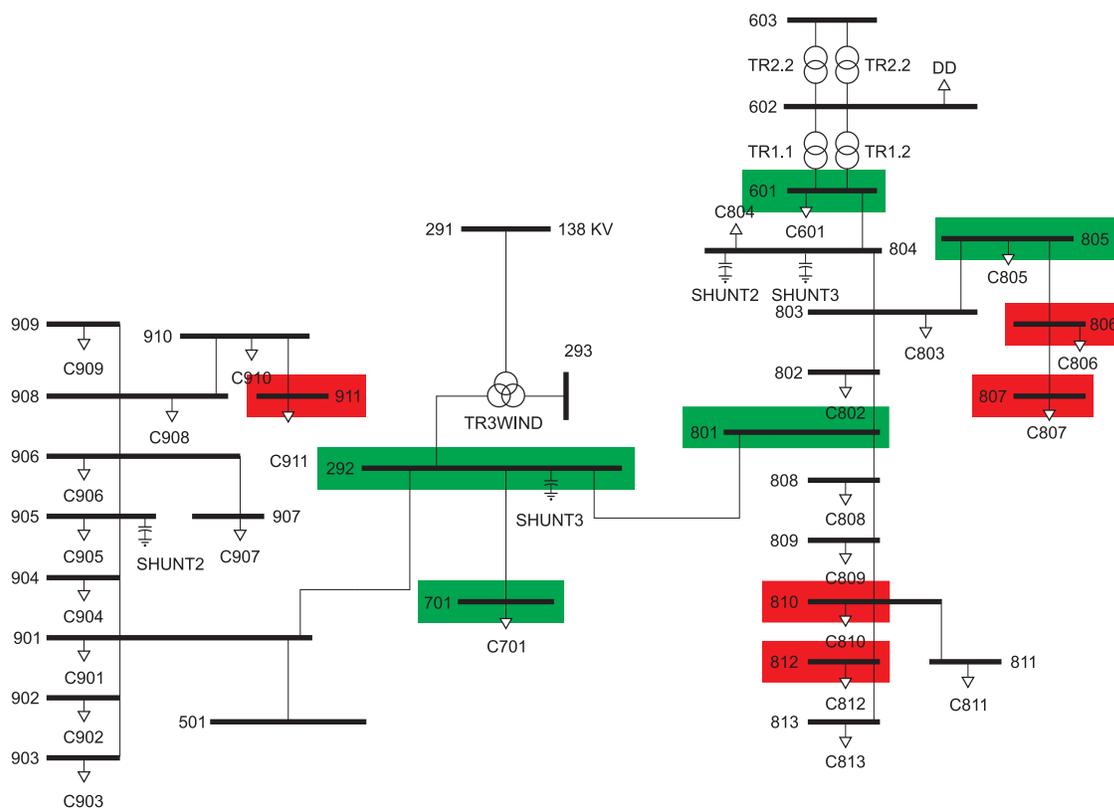


Figura 5.10: Diagrama do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica com as barras realçadas conforme o Índice Global e ênfase no I_A

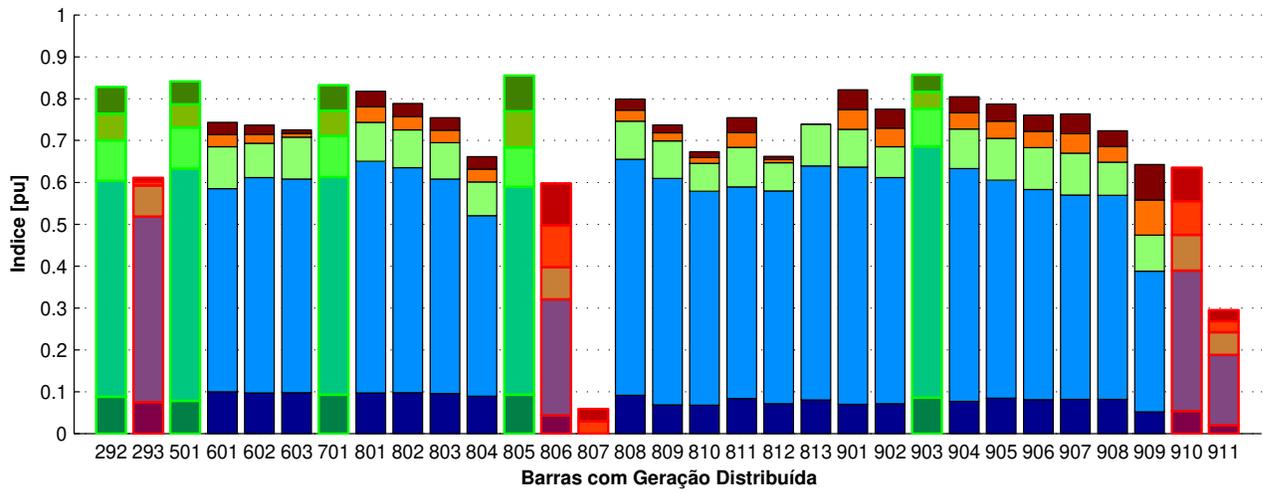


Figura 5.11: Índice Global com peso maior no índice I_D ($p_D = 0,6$ e $p_A = p_S = p_T = p_P = 0,1$)

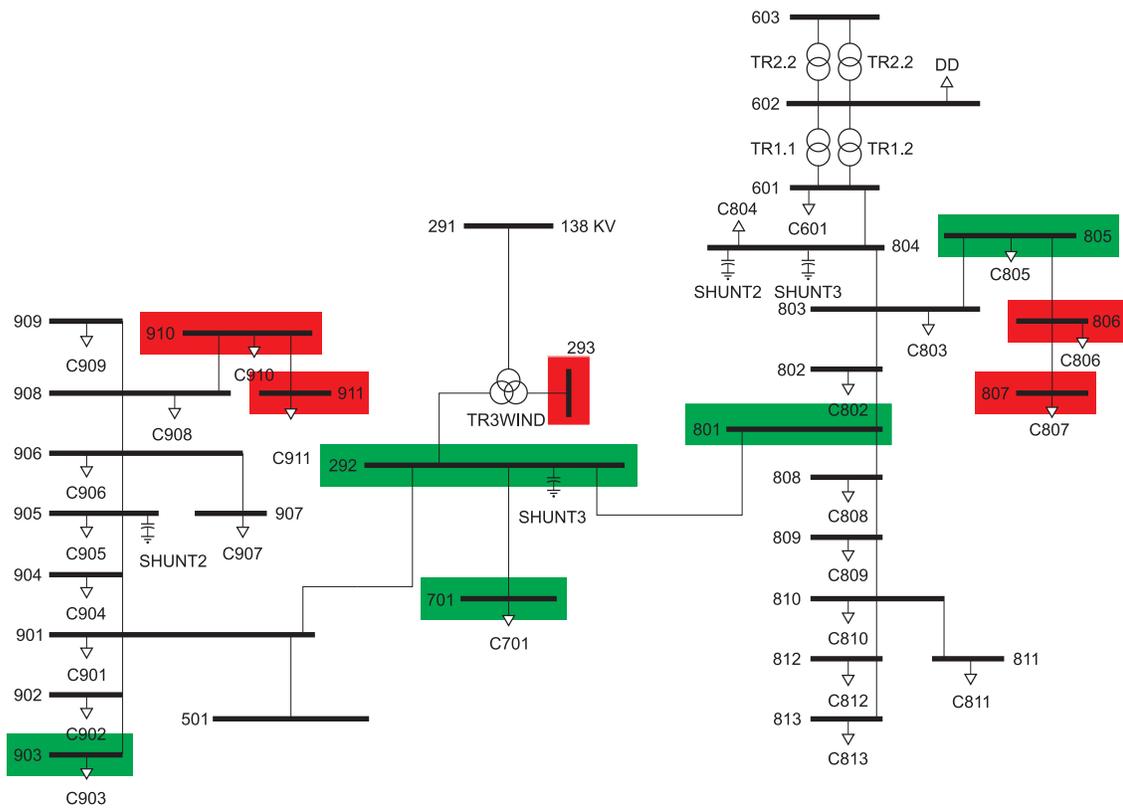


Figura 5.12: Diagrama do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica com as barras realçadas conforme o Índice Global e ênfase no I_D

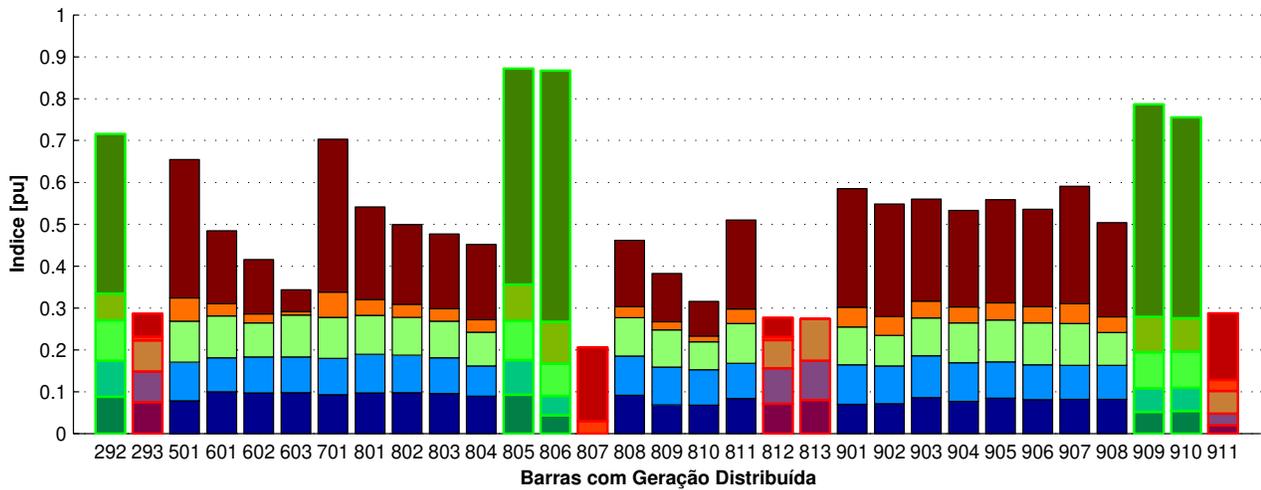


Figura 5.13: Índice Global com peso maior no índice I_P ($p_P = 0,6$ e $p_A = p_D = p_S = p_T = 0,1$)

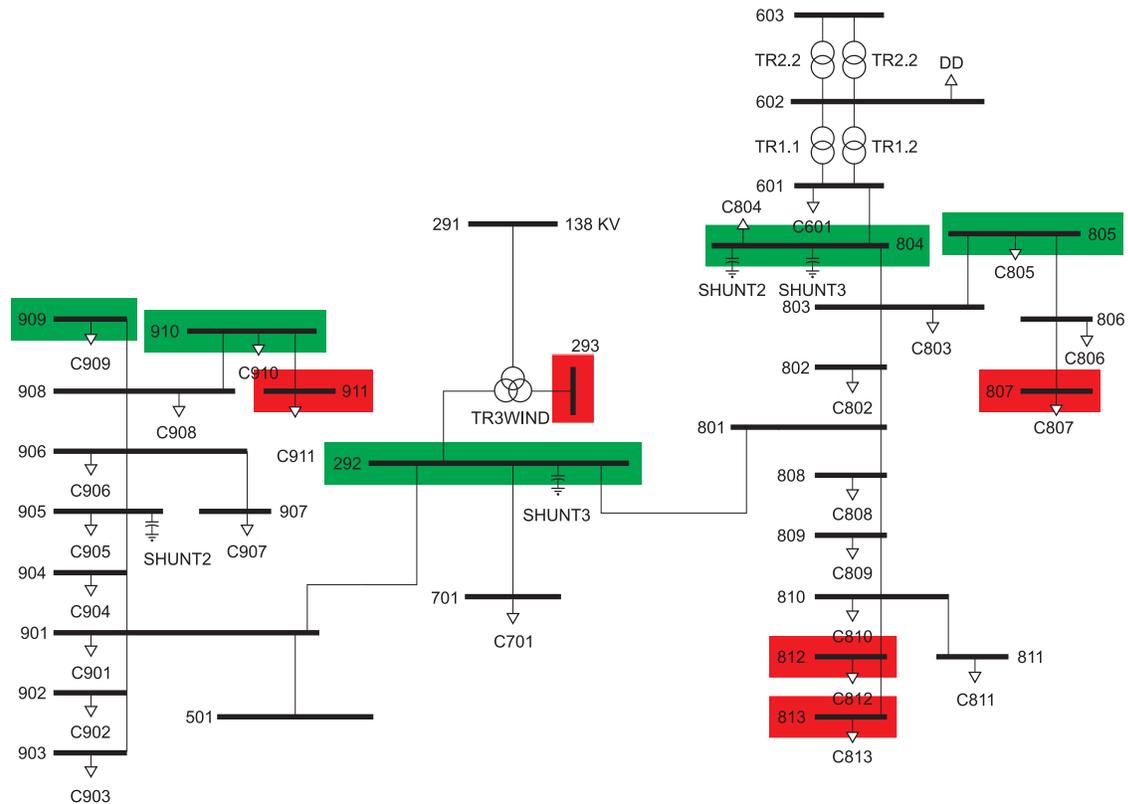


Figura 5.14: Diagrama do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica com as barras realçadas conforme o Índice Global e ênfase no I_P

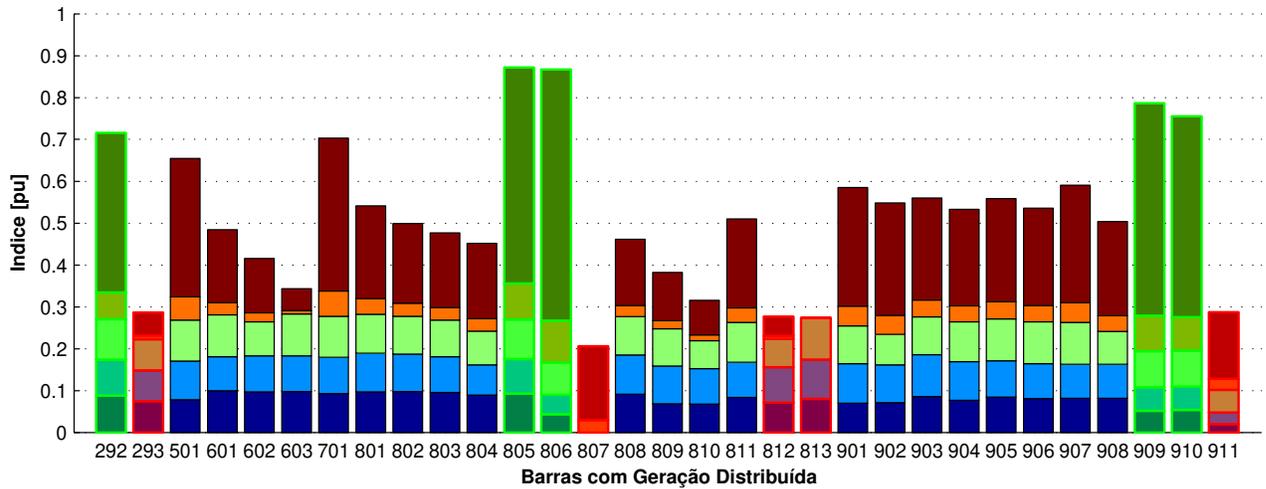


Figura 5.15: Índice Global com $p_A = 0,25$, $p_D = 0,1$, $p_D = 0,1$, $p_S = 0,25$, $p_T = 0,2$ e $p_P = 0,2$ e sem considerar os parâmetros fixos da rede de distribuição: nível de curto-circuito e relação X/R.

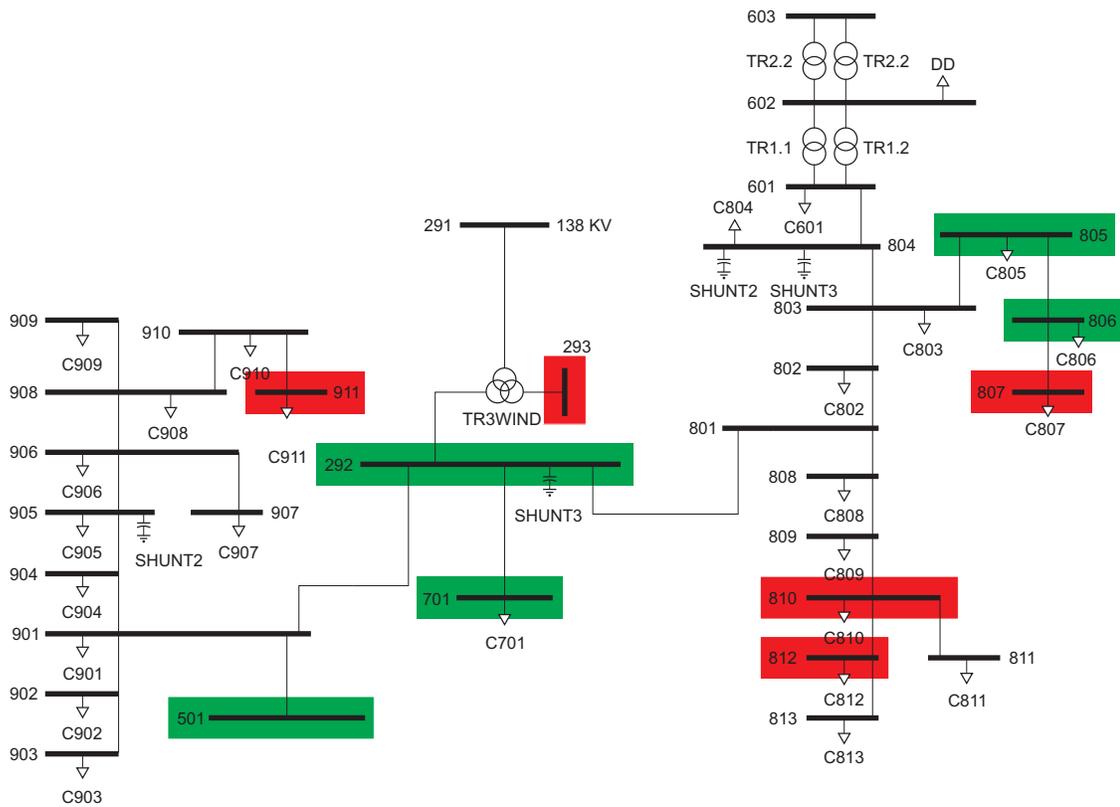


Figura 5.16: Diagrama do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica com as barras realçadas conforme o Índice Global

Para um resultado mais realista, na alocação de geradores em redes de distribuição, não é recomendável utilizar os resultados de parâmetros fixos do sistema, i.e. o nível de curto-circuito e a relação X/R dos alimentadores, pois estes não sofrem alterações durante o funcionamento do sistema.

Assim, a figura 5.15 mostra uma configuração do Índice Global onde, os índices de abertura angular e taxa de amortecimento consideram apenas as médias do tempo de eliminação da falta, nível de carregamento, e constante de inércia do gerador. Os demais índices são calculados da mesma maneira que anteriormente. Por último, os pesos dados foram $p_A = 0,25$, $p_D = 0,1$, $p_S = 0,25$, $p_T = 0,2$ e $p_P = 0,2$. As barras mais recomendadas para instalar o gerador síncrono são 292, 501, 701, 805 e 806 enquanto as barras 293, 807, 810, 812, e 911 têm os menores resultados e são as menos recomendadas.

5.3 Sinais de Mercado

Os benefícios que a utilização de Geração Distribuída pode trazer, tanto para empresas de distribuição de energia elétrica quanto para indústrias, centros comerciais e outros empreendimentos, a tornam um investimento atraente nos dias atuais. Assim, o número de geradores síncronos de pequeno e médio porte conectados diretamente em redes de distribuição de energia elétrica têm aumentado significativamente e a projeção para os próximos anos é que este mercado continue se expandindo. Por outro lado, esforços não devem ser poupados para que sejam criados certos critérios e incentivos à conexão de Geração Distribuída. É necessário que a inserção em massa no sistema de potência seja vista não somente pela ótica do acréscimo de potência ativa mas também pela ótica da qualidade e segurança do fornecimento da energia elétrica.

O Projeto Biogás do Aterro Sanitário Bandeirante em São Paulo é um exemplo de uma nova instalação de geração distribuída que precisou encontrar soluções alternativas para manter a qualidade e segurança do sistema de distribuição de energia elétrica devido a não preocupação de se elaborar um estudo detalhado sobre a estabilidade transitória no local. Neste caso o tempo crítico (ξ) dos geradores era menor que o tempo de eliminação de faltas (T_{EF}) em várias condições de operação do sistema, o que resultava no desligamento inesperado dos geradores. Foi necessário então remodelar o sistema de proteção, desenvolvendo uma nova solução na supervisão e operação das subestações que integravam o projeto usando relés digitais (PIMENTEL et al., 2004). De acordo com a figura 5.7, cujo gráfico de barras mostra os resultados do índice I_{GB} com pesos iguais, um gerador poderia ser conectado por exemplo

à barra 805 sem que houvesse investimentos adicionais no sistema de proteção. Esta seria a melhor escolha do ponto de vista do desempenho dinâmico do sistema.

Por outro lado, isto nem sempre isto é viável. Geralmente nos casos onde o combustível é obtido localmente, como por exemplo o gás gerado pelo aterro sanitário, a instalação do gerador não pode ser transferida para um outro ponto do sistema onde há índices melhores. Se o gerador tivesse de ser conectado na barra 807 por exemplo (ver figura 5.7), então neste caso seriam necessários investimentos no sistema de proteção de forma a adequar a qualidade e a segurança da geração às exigências determinadas pelas normas técnicas e procedimentos de rede. Assim, as empresas que oferecem serviços de fornecimento de energia elétrica tanto no nível de alta como também em baixa tensão, devem criar indicadores de mercado para atrair ou repelir investimentos em determinados pontos no sistema. Esses sinais de mercado poderiam ser estabelecidos sob a forma de metas, incentivos financeiros ou por algum canal de informação.

Capítulo 6

Conclusão

Esta dissertação de mestrado investigou o desempenho dinâmico de um gerador síncrono conectado em uma rede de distribuição de energia elétrica real durante faltas. Através de simulações dinâmicas, foram analisadas as influências de vários fatores no desempenho dinâmico do gerador síncrono. Os fatores analisados foram tempo de eliminação da falta, nível de carregamento do sistema, nível de curto-circuito no ponto de conexão entre a rede de distribuição e o sistema de subtransmissão, relação X/R das linhas de distribuição e constante de inércia do gerador. Também foi investigado a potência máxima que o gerador pode injetar na rede, numa determinada barra, sem a perda da estabilidade para um determinado tempo de eliminação da falta, assim como, o tempo máximo permitido para eliminação de curtos-circuitos em cada barra antes que o gerador tornasse instável. Esses estudos foram realizados simulando-se todas as possibilidades de alocação do gerador e de ocorrência de falta. Para isso mais de vinte mil simulações dinâmicas foram executadas.

De forma a tornar possível a análise dessa grande quantidade de informação, foram desenvolvidos índices numéricos que permitem visualizar os resultados dos estudos paramétricos de forma sistemática. A utilização desses índices possibilitou unificar os resultados de centenas de simulações dinâmicas em um gráfico. Adicionalmente, foi proposto um índice que engloba todos estes resultados, fornecendo uma visão resumida dos impactos causados no desempenho dinâmico do sistema devido à inserção de geradores síncronos em redes de distribuição. Tal índice de impacto global pode ser empregado como um sinal de mercado para incentivar ou desincentivar a instalação de geradores síncronos em uma determinada área do sistema de forma que a estabilidade do gerador não represente um grande problema.

As conclusões obtidas ao longo do capítulo 4 estão resumidas a seguir:

Tempo de eliminação da falta. Em alguns casos o ângulo do gerador, ao invés de acelerar como esperado, diminuiu no instante inicial de aplicação da falta e mesmo antes da eliminação da falta, o gerador começou a acelerar. Nestes casos, embora a tensão terminal do gerador tenha reduzido, a corrente fornecida pelo gerador aumentou em uma proporção maior inicialmente, aumentando da potência elétrica e desacelerando o gerador. Além disso, notou-se uma tendência do desempenho dinâmico do gerador piorar com o aumento do tempo de eliminação da falta. Isto já era esperado pois quanto maior o tempo de duração da falta mais perturbado torna-se o gerador.

Nível de Carregamento do Sistema. Em todos os casos, o valor do ângulo do gerador pré-falta diminui conforme o carregamento do sistema aumenta, e assim o valor máximo que o ângulo do gerador atinge durante as faltas pode ser relacionado ao nível de carregamento. Em alguns casos, foi confirmado que a resposta transitória do gerador melhora com o aumento do carregamento. No entanto, cenários extremos de carregamento, *i.e.* mínimo e máximo carregamento, são os mais críticos.

Constante de Inércia. Nos casos onde o valor da constante de inércia é maior, melhor é o desempenho dinâmico do gerador. Isso, de fato, já era esperado, porque quanto menor o valor da constante de inércia, menor é a energia armazenada na massa girante do gerador e, desta forma, menor a capacidade do gerador para se opor a perturbações.

Nível de Curto-Circuito. No estudo dos casos deste cenário, verificou-se que quanto mais baixo for o nível de curto-circuito no ponto de conexão do sistema de distribuição com o sistema de transmissão, mais sensível o gerador se tornará aos impactos causados por distúrbios. Assim, as oscilações dinâmicas ficaram com amplitudes maiores quando o nível de curto-circuito diminui e o número de casos de perda de sincronismo também aumentou.

Relação X/R. A redução da relação X/R pela metade, independentemente da alteração ter sido realizada no valor de R_L ou X_L , fez com que o gerador perdesse a estabilidade em alguns casos. Isto era esperado, pois o valor da relação R/X pode ser interpretado como um índice da robustez do sistema frente a grandes perturbações. Quanto maior for essa relação, usualmente, melhor é o desempenho dinâmico do sistema. No entanto, em alguns casos onde a falta foi aplicada em uma barra eletricamente próxima do gerador, o aumento da relação X/R piorou o desempenho dinâmico do gerador. Isto porque do ponto de vista do gerador, foi como se o curto-circuito tivesse ocorrido mais próximo do gerador, fazendo com que sua resposta se tornasse instável.

Tempo Crítico. De forma ampla, os cenários com carregamento normal e máximo apresentam menores valores de tempo crítico do gerador do que no cenário com carregamento médio, confirmando que os casos extremos de carregamento são os mais importantes.

Potência Crítica. Nestes casos, foi verificado que quanto maior a potência injetada pelo gerador, maior o valor do ângulo pré-falta. Isso já era esperado pois para enviar mais potência ativa de uma barra para outra adjacente, é necessário aumentar a abertura angular entre as barras. Observou-se também que o máximo valor do ângulo pós-falta do gerador cresce com o aumento da potência injetada. Isso ocorre devido ao maior valor do ângulo pré-falta e porque, como é bem sabido a partir do critério de igualdade de áreas (KUNDUR, 1994), quanto maior o carregamento do gerador, menor o ângulo crítico. Tais fatos fazem com que a resposta do gerador seja instável.

As simulações realizadas nesta dissertação mostram que a introdução de geradores síncronos na rede de distribuição causam um impacto significativo e é desejável que a presença desses geradores não influencie de maneira negativa o sistema elétrico. Esta dissertação de mestrado contribui com uma apresentação simples de resultados complexos e numerosos proporcionando uma visualização clara do comportamento do sistema. Além das variáveis dinâmicas de abertura angular e taxa de amortecimento do desvio da velocidade do gerador usadas neste trabalho, as matrizes em cores podem receber valores de outras variáveis, *e.g.* nível de tensão das barras. Outra contribuição é a definição de índices com uma visualização topológica. Os índices elegem os melhores e os piores resultados e no diagrama da rede de distribuição pode ser visto a localização da barra no sistema. Dessa forma, a análise de estudos mais abrangentes se torna mais clara e direta.

Durante o desenvolvimento desta dissertação foram elaborados os seguintes trabalhos:

1. ABREU, L.V.L.; MARQUES, F.A.S.; MORÁN, J.A.; FREITAS, W.; SILVA, L.C.P. *Impact of Distributed Synchronous Generators on the Dynamic Performance of Electrical Power Distribution Systems*, In IEEE/PES T&D 2004 LATIN AMERICA, São Paulo-SP 2004
2. MORÁN, J.A.; ANZAI, A.; ABREU, L.V.L.; SILVA, L.C.P.; FREITAS, W. *Impacto da Geração Distribuída no Desempenho de Regime Permanente de Sistemas de Distribuição*, In IEEE/PES T&D 2004 LATIN AMERICA, São Paulo-SP. 2004
3. ABREU, L.V.L.; MORÁN, J.A., ANZAI, A.; SILVA, L.C.P.; FREITAS, W. *Impactos da Expansão da Geração Distribuída nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*, In AGRENER, Unicamp, 2004.

Algumas propostas a serem implementadas na seqüência deste trabalho estão descritas a seguir:

1. Realizar uma investigação detalhada sobre o ajuste dos controles de tensão e velocidade do gerador síncrono.
2. Realizar estudos utilizando mais de um gerador síncrono conectado ao sistema. Apesar do banco de dados inicial ter mais de um gerador na rede de distribuição, nas simulações foi usado apenas um.
3. Ampliar os estudos para outros tipos de geradores e turbinas, *e.g.* geração eólica.
4. A maioria das faltas em sistemas de distribuição são de natureza transitória e são eliminadas sem a abertura do alimentador, portanto se faz importante realizar estudos sobre o comportamento de geradores síncronos quando as faltas são eliminadas sem que nenhum consumidor seja desligado.

Referências Bibliográficas

ACKERMANN, T.; KNYAZKIN, V. Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects. *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, p. 1357–1362, 2002.

BECKWITH, T. G.; MARANGONI, R. D.; LIENHARD, J. H. *Mechanical Measurements*. New Jersey, NY, U.S.A.: Prentice Hall, 1961. 895 p. ISBN 020-156-947-7.

CIGRÉ WORKING GROUP 37.23. *Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system*. Paris, France: Cigre Technical Report 137, Set. 1999. Disponível em: <<http://www.cigre-france.org>>. Acesso em: 26 de Ago. 2004.

CIREN WORKING GROUP 4: DISPERSED GENERATION. *CIREN Activity Reports*. 1999. Disponível em: <<http://www.cired.be>>. Acesso em: 25 de Ago. 2004.

COELHO, S. T. *Mecanismos para a Implementação da Cogeração de Eletricidade a partir de Biomassa. Um Modelo para o Estado de São Paulo*. Tese (Doutorado) — PIPGE/USP, São Paulo, SP, Brasil, 1999.

CPFL – COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. *Norma Técnica – Proteção de Redes Aéreas de Distribuição*. 1. ed. Campinas, SP, Brasil, Mai. 2003. Disponível em: <<http://www.cpfl.com.br>>.

DENIS, E. F. *Análise da Estabilidade Transitória Através de um Método Híbrido*. Dissertação (Mestrado) — Dept. de Engenharia Elétrica, FEIS–UNESP, São Paulo, SP, Brasil, Ago. 1999.

DONNELLY, M. et al. Impacts of the distributed utility on transmission system stability. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 2, p. 741–747, Mai. 1996.

ELTRA Transmission System Planning. *Specifications for Connecting Wind Farms to the Transmission Network*. [S.l.], 2000.

FERNANDES, O.; PADILHA, A. Índice de estabilidade transitória: Critérios de ajustes a partir de simulação no domínio do tempo. *XIV Congresso Brasileiro de Automática*, p. 3185–3190, Set. 2002.

FOUAD, A. A.; VITTAL, V. *Power System Stability Analysis Using the Transient Energy Function Method*. New Jersey, NY, U.S.A.: Pearson Education POD, 1996. 384 p. ISBN 013-682-675-X.

FREITAS, W. et al. Influence of excitation system control modes on the allowable penetration level of distributed synchronous generators. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, IEEE, v. 20, n. 2, 2005.

FU, C.; BOSE, A. Contingency ranking based on severity indices in dynamic security analysis. *IEEE Transaction on Power Systems*, v. 14, n. 3, p. 980–986, Ago. 1999.

HALPERN, M. Variable-width tables with binary-search facility. *Commun. ACM*, ACM Press, New York, NY, USA, v. 1, n. 2, p. 1–4, 1958. ISSN 0001-0782.

IEEE Report. Excitation system models for power system stability studies. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-100, n. 2, p. 494–509, 1981.

IEEE Standard. Cieee recommended practice for excitation system models for power system stability studies. *IEEE Std 421.5-1992*, 1992.

IEEE Standards Board. IEEE recommended practice for excitation system models for power system stability studies. *IEEE Standard*, n. 421.5-1992, p. 1–57, Mar. 1992.

IEEE Task Force. Load representation for dynamic performance analysis. *IEEE Transaction on Power Systems*, v. 8, n. 2, p. 472–482, Mai. 1993.

JENKINS, N. et al. *Embedded generation*. 1st. ed. Londres, England: Institution of Electrical Engineers – IEE, 2000. ISBN 0-85296-774-8.

KRUEGER, R. L. *Generator Interconnection Study. System Impact Report For GIC027*. Estados Unidos, Dez. 2002. Disponível em: <<http://www.midwestiso.org>>. Acesso em: 04 de Jun. de 2004.

KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. 1st. ed. New York, NY, U.S.A.: McGraw-Hill Professional, 1994. (EPRI Power System Series). ISBN 0-0703-5958-X.

ONS. *ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico*. Brasília, DF, Brasil: ONS, Jan. 2005. Disponível em: <<http://www.ons.gov.br>>. Acesso em: 17 de Jan. de 2005.

PAAP, G. C.; JANSEN, F.; WIERCX, F. K. A. M. The influence of voltage sags on the stability of 10 kV distribution networks with large-scale dispersed co-generation and wind generators. In: *16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*. Amsterdam: [s.n.], 2001.

PAI, M. A. *Power system stability: Analysis by the direct method of Lyapunov (North-Holland systems and control series)*. New Jersey, NY, U.S.A.: Sole distributors for the U.S.A. and Canada, Elsevier North-Holland, 1981. 251 p. ISBN 044-486-310-9.

PIMENTEL, P. R. S. et al. Biogas project digital management and control system. *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition 2004 Latin America*, n. 134, Nov. 2004.

POWER TECHNOLOGIES INTERNATIONAL. *PSS/E-28 Program User Manual*,. Schenectady, NY, U.S.A.: Siemens Power Transmission and Distribution Inc., Power Technologies International, Nov. 2001. Disponível em: <<http://www.pti-us.com>>.

TOLMASQUIM, M. T. *Fontes Renováveis de Energia no Brasil*. 1st. ed. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: CENERGIA – Centro de Economia Energética e Ambiental do Programa de Planejamento Energético, Editora Inerciência Ltda., 2003. ISBN 085-7193-095-3.

Apêndice A

Dados do Fluxo de Carga

Este apêndice contém os dados do sistema que foram utilizados nos cálculos do fluxo de carga. As tabelas deste apêndice estão no mesmo formato e na mesma seqüência que o arquivo de dados RAW, utilizado pelo PSS/ETM. Os detalhes específicos sobre a composição destas tabelas podem ser encontrados no Manual do Usuário (PSS/E MANUAL, 2001).

A.1 Dados das barras

Cada barra representada tem uma entrada específica na Tabela A.1. O Nome é um identificador alfanumérico para cada barra e pode ter até oito caracteres que devem estar entre apóstrofos. Base é a tensão de base dada em kV. Os tipos das barras são: 1 - barra de carga; 2 - barra de geração; 3 - barra swing; 4 - barra desconectada ou isolada. G_L é a componente real da admitância shunt em MW e não deve incluir qualquer carga resistiva que faça parte dos dados da carga. B_L é a componente reativa da admitância shunt em MVAR e não deve incluir também qualquer carga reativa que faça parte dos dados da carga. B_L é positivo para capacitores e negativo para reatores ou componentes indutivos. Se não existem diferentes áreas, zonas ou proprietários, é recomendável preencher os respectivos campos com o número um. Os valores das magnitudes das tensões nas barras devem ser em pu e os valores dos ângulos em graus.

Tabela A.1: Dados das barras

Número	Nome	Base	Tipo	G _L	B _L	Área	Zona	Mag.(pu)	Ang.	Prop.
291	'BUSTR1'	138.0	3	0	0.00	1	1	1.00	0	1
292	'BUSTR2'	013.8	1	0	1.20	1	1	1.00	0	1
293	'BUSTR3'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
501	'BUSEMS'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
601	'BUSGN1'	013.8	2	0	0.00	1	1	1.02	0	1
602	'BUSGN2'	013.8	2	0	0.00	1	1	1.00	0	1
603	'BUSGN3'	002.4	2	0	0.00	1	1	1.02	0	1
701	'BUS701'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
801	'BUS801'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
802	'BUS802'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
803	'BUS803'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
804	'BUS804'	013.8	1	0	1.50	1	1	1.00	0	1
805	'BUS805'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
806	'BUS806'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
807	'BUS807'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
808	'BUS808'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
809	'BUS809'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
810	'BUS810'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
811	'BUS811'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
812	'BUS812'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
813	'BUS813'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
901	'BUS901'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
902	'BUS902'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
903	'BUS903'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
904	'BUS904'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
905	'BUS905'	013.8	1	0	0.30	1	1	1.00	0	1
906	'BUS906'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
907	'BUS907'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
908	'BUS908'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
909	'BUS909'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
910	'BUS910'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1
911	'BUS911'	013.8	1	0	0.00	1	1	1.00	0	1

A.2 Dados das cargas

Cada carga representada tem uma entrada específica na Tabela A.2. A identificação da barra é feita pela sua respectiva numeração ou nome entre apostrofes. O ID é um identificador de dois caracteres usado para identificar mais de uma carga conectada numa mesma barra. O Status, ST, é igual a um se a carga está em serviço ou zero se está fora de operação. Como

não existem diferentes áreas, zonas ou proprietários, os respectivos campos são preenchidos com um. Se não existem diferentes áreas, zonas ou proprietários, é recomendável preencher os respectivos campos com o número um. P_L é a componente ativa da carga de potência constante em MW e Q_L é a componente reativa em MVAR. I_P é a componente ativa da carga de corrente constante em MW e I_Q é a componente reativa em MVAR. Y_P é a componente ativa da carga de impedância constante em MW e Y_Q é a componente reativa de impedância constante em MVAR.

Tabela A.2: Dados das cargas

Barra	ID	ST	Área	Zona	P_L	Q_L	I_P	I_Q	Y_P	Y_Q	Prop.
601	'01'	1	1	1	5.500	0.000	0	0	0	0	1
602	'DD'	1	1	1	0.000	0.200	0	0	0	0	1
701	'01'	1	1	1	1.900	0.866	0	0	0	0	1
802	'07'	1	1	1	0.013	0.006	0	0	0	0	1
803	'08'	1	1	1	0.022	0.010	0	0	0	0	1
804	'09'	1	1	1	1.248	0.569	0	0	0	0	1
805	'11'	1	1	1	0.000	0.000	0	0	0	0	1
806	'12'	1	1	1	0.040	0.018	0	0	0	0	1
807	'13'	1	1	1	0.052	0.024	0	0	0	0	1
808	'06'	1	1	1	0.056	0.026	0	0	0	0	1
809	'05'	1	1	1	0.111	0.051	0	0	0	0	1
810	'03'	1	1	1	0.103	0.047	0	0	0	0	1
811	'04'	1	1	1	0.067	0.031	0	0	0	0	1
812	'02'	1	1	1	0.028	0.013	0	0	0	0	1
813	'01'	1	1	1	0.000	0.000	0	0	0	0	1
901	'03'	1	1	1	0.121	0.059	0	0	0	0	1
902	'02'	1	1	1	0.057	0.028	0	0	0	0	1
903	'01'	1	1	1	0.000	0.000	0	0	0	0	1
904	'04'	1	1	1	0.105	0.051	0	0	0	0	1
905	'05'	1	1	1	0.590	0.286	0	0	0	0	1
906	'07'	1	1	1	0.158	0.077	0	0	0	0	1
907	'12'	1	1	1	0.000	0.000	0	0	0	0	1
908	'09'	1	1	1	0.076	0.037	0	0	0	0	1
909	'08'	1	1	1	0.094	0.046	0	0	0	0	1
910	'10'	1	1	1	0.100	0.048	0	0	0	0	1

A.3 Dados dos geradores

Cada gerador representado tem uma entrada específica na Tabela A.3. Mais especificamente, para cada barra do tipo 2 ou 3 é preciso ter uma entrada com os dados do gerador.

A identificação da barra é feita pela sua respectiva numeração ou nome entre apostrofes. O ID é um identificador de dois caracteres usado para identificar mais de uma carga conectada numa mesma barra. O status é igual a um se a carga está em serviço e zero se está fora de operação. Como não existem diferentes áreas, zonas, proprietários e frações de propriedade os respectivos campos são preenchidos com um. P_G é a potência ativa gerada em MW e Q_G é a potência reativa gerada em MVAR, onde só é necessário entrar com Q_G se for um caso já resolvido. Q_T e Q_B são os limites máximo e mínimo de geração de potência reativa em MVAR. Para geradores com saída fixa (sem regulação), Q_T e Q_B devem ser iguais a Q_G .

V_S é a tensão de referência em pu. A barra que tiver seu número ou nome inserido em I_R e que é do tipo um ou dois terá sua tensão regulada pela planta pelo valor especificado em V_S . I_R é entrado como zero se a planta regulará sua própria tensão, especificado por V_S , e deve ser zero para uma barra do tipo 3. M_B é a base em MVA das unidades representadas por essa máquina. Z_R e Z_X são as impedâncias complexas em pu. Para simulação dinâmica, estas impedâncias devem ser ajustadas iguais às impedâncias subtransitórias para os geradores que utilizam modelos de máquinas subtransitórios e iguais às impedâncias transitórias para geradores que utilizam modelos transitórios e clássicos.

R_T e R_X são as impedâncias do transformador elevador em pu. Se o transformador elevador for modelado como um ramo da rede R_T e R_X devem ser zero. G_{TAP} é a variação nominal de voltas do transformador elevador, *taps*, e deve ser usado diferente de um apenas se R_T e R_X for diferente de zero. O status, ST , é igual a um se o gerador está em serviço ou zero se está fora de operação. RM_{PCT} é a porcentagem que a geração vai contribuir para compor a potência reativa total necessária para manter a tensão na barra controlada. É necessário preencher esse campo somente se I_{REG} especificar uma barra remota válida e houver mais de um gerador controlando a tensão na barra I_{REG} ou se I_{REG} for zero quando a barra I é especificada como sendo a barra controlada remotamente para um ou mais geradores. P_T e P_B são os limites de máximo e mínimo de geração potência ativa em MW.

Tabela A.3: Dados dos Geradores

I	ID	P_G	Q_G	Q_T	Q_B	V_S	I_R	M_B	Z_R	Z_X	R_T	X_T	G_{TAP}	ST	RM_{PCT}	P_T	P_B	O_1	F_1
290	'SL'	0.0	0.000	100	-100	1.00	0	10	0	0.005	0	0	1	1	100	100	-100	1	1
601	'G1'	1.5	0.000	1.50	-0.75	1.02	0	10	0	0.254	0	0	1	0	100	3.75	0.0	1	1
602	'G2'	3.5	2.625	1.50	-0.75	1.00	0	10	0	0.190	0	0	1	0	100	3.75	0.0	1	1
603	'G3'	3.5	2.625	1.50	-0.75	1.02	0	10	0	0.146	0	0	1	0	100	3.75	0.0	1	1
602	'DG'	5.0	0.000	1.50	-0.75	1.00	0	10	0	0.254	0	0	1	1	100	5.00	0.0	1	1

A.4 Dados das linhas

Cada linha representada tem uma entrada específica na Tabela 8. A identificação da linha é feita pelos campos I e J que se referem às barras que a linha sai e chega respectivamente. Se a barra J tiver um sinal de menos antes do primeiro carácter será designada como a ponta medida, senão a barra I assume essa função. CKT é um identificador alfanumérico da linha, caso haja mais de uma linha conectando as mesmas barras. R, X e B são respectivamente a resistência, impedância e susceptância da linha, onde é necessário entrar um valor não nulo para X. Rate_A, Rate_B e Rate_C são preenchidos com zero se a atividade RATE não for usada para checar sobrecarga na linha. G_I, B_I, G_J e B_J são as admitâncias complexas do shunt na linha em pu por unidade de comprimento, no lado das barras I e J respectivamente. B_I e B_J são negativos se forem ligados a um reator. O status, ST, é igual a um se a linha está em serviço ou zero se está fora de operação. LEN é o comprimento da linha entrado com a mesma unidade de comprimento que nas admitâncias complexas. Como não existem diferentes proprietários e frações de propriedade os respectivos campos são preenchidos com um.

Tabela A.4: Dados das linhas

I	J	CKT	R	X	B	Rate _A	Rate _B	Rate _C	G _I	B _I	G _J	B _J	ST	LEN	O ₁	F ₁
292	701	'1'	0.0100	0.0208	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	0.25	1	1
292	901	'1'	0.0100	0.0208	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	1.75	1	1
292	801	'1'	0.0100	0.0208	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	0.01	1	1
901	501	'1'	0.0193	0.0250	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	0.01	1	1
901	902	'1'	0.0100	0.0208	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	3.65	1	1
901	904	'1'	0.0100	0.0208	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	0.33	1	1
902	903	'1'	0.0100	0.0208	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	4.40	1	1
904	905	'1'	0.0365	0.0275	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	0.55	1	1
905	906	'1'	0.0292	0.0269	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	0.13	1	1
906	907	'1'	0.0292	0.0269	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	0.75	1	1
906	908	'1'	0.0292	0.0269	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	0.30	1	1
908	909	'1'	0.0839	0.0276	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	1.42	1	1
908	910	'1'	0.0839	0.0276	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	1.76	1	1
910	911	'1'	0.0839	0.0276	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	9.00	1	1
801	802	'1'	0.0100	0.0208	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	2.00	1	1
802	803	'1'	0.0100	0.0208	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	2.30	1	1
803	804	'1'	0.0100	0.0208	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	2.65	1	1
804	601	'1'	0.0000	0.0001	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	0.00	1	1
803	805	'1'	0.0839	0.0276	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	3.20	1	1
805	806	'1'	0.0839	0.0276	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	1.73	1	1
806	807	'1'	0.0839	0.0276	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	3.55	1	1

Continua na próxima página...

Tabela A.4 – Continuação

I	J	CKT	R	X	B	Rate _A	Rate _B	Rate _C	G _I	B _I	G _J	B _J	ST	LEN	O ₁	F ₁
801	808	'1'	0.0100	0.0208	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	2.30	1	1
808	809	'1'	0.0100	0.0208	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	0.25	1	1
809	810	'1'	0.0100	0.0208	0.0000	0	0	0	0	0	0	0	1	1.55	1	1

A.5 Dados dos transformadores

Cada linha representada tem um bloco específico na Tabela A.7. Os transformadores de dois enrolamentos são especificados em um bloco de quatro linhas e os de três num de cinco. Os blocos têm os seguintes formatos:

Tabela A.5: Bloco de dados de um transformador de três enrolamentos

I	J	K	CKT	C _W	C _Z	C _M	Mag ₁	Mag ₂	N _{METR}	'Nome'	Status	O ₁	F ₁		
R ₁₋₂	X ₁₋₂	S _{BASE1}	R ₂₋₃	X ₂₋₃	S _{BASE2}	R ₃₋₁	X ₃₋₁	S _{BASE3}	V _{STAR}	AnSTAR					
Wind _{V1}	Nom _{V1}	Ang ₁	Rate _{A1}	Rate _{B1}	Rate _{C1}	COD	CONT	R _{MA}	R _{MI}	V _{MA}	V _{MI}	NTP	TAB	C _R	C _X
Wind _{V2}	Nom _{V2}	Ang ₂	Rate _{A2}	Rate _{B2}	Rate _{C2}										
Wind _{V3}	Nom _{V3}	Ang ₃	Rate _{A3}	Rate _{B3}	Rate _{C3}										

Tabela A.6: Bloco de dados de um transformador de dois enrolamentos

I	J	K	CKT	C _W	C _Z	C _M	Mag ₁	Mag ₂	N _{METR}	'Nome'	Status	O ₁	F ₁		
R ₁₋₂	X ₁₋₂	S _{BASE1}	R ₂₋₃	X ₂₋₃	S _{BASE2}	R ₃₋₁	X ₃₋₁	S _{BASE3}	V _{STAR}	AnSTAR					
Wind _{V1}	Nom _{V1}	Ang ₁	Rate _{A1}	Rate _{B1}	Rate _{C1}	COD	CONT	R _{MA}	R _{MI}	V _{MA}	V _{MI}	NTP	TAB	C _R	C _X
Wind _{V2}	Nom _{V2}														

Os parâmetros de controle para o ajuste automático do transformador ou defasador são especificados na terceira linha de cada bloco. A identificação é feita pelos campos I, J e K que se referem às barras que o transformador está conectado onde, I se refere ao primeiro enrolamento, J ao segundo e K ao terceiro. O primeiro enrolamento é o único que pode ser ajustado mudança de tap ou defasador de ângulo. Se o transformador tem apenas dois enrolamentos, o campo K é preenchido com zero para indicar que o terceiro enrolamento não existe. CKT é um identificador alfanumérico do transformador, caso haja mais de um transformador conectando as mesmas barras. C_W, C_Z e C_M são preenchidos com 1 pois estes intem definem que Wind_{V1}, Wind_{V2}, Wind_{V3}, R₁₋₂, X₁₋₂, R₂₋₃, X₂₋₃, R₃₋₁, X₃₋₁, Mag₁ e Mag₂ serão especificados em pu na base do sistema.

Mag1 e Mag2 são a condutância e a susceptância respectivamente e N_{METR} é o lado do transformador não medido. O Nome é um identificador alfanumérico para cada barra e pode ter até oito caracteres que devem estar entre apostrofes. O status é igual a um se o transformador está em serviço, zero se está fora de operação, dois se o segundo enrolamento está fora de operação, três se o terceiro enrolamento está fora de operação e 4 se o primeiro enrolamento está fora de operação. Como não existem diferentes proprietários e frações de propriedade os campos O_1 e F_1 são preenchidos com um.

R_{1-2} , X_{1-2} , R_{2-3} , X_{2-3} , R_{3-1} e X_{3-1} são as impedâncias medidas do transformador entre as barras que os respectivos enrolamentos estão conectados. S_{BASE1} , S_{BASE2} e S_{BASE3} são as potência MVA de base do respectivos enrolamentos do transformador. Wind_{V1} , Wind_{V2} e Wind_{V3} , são o off-nominal turns ratio em pu dos enrolamentos. Nom_{V1} , Nom_{V2} e Nom_{V3} são as tensões nominais em KV nos enrolamentos, ou zero se indicam que a tensão nominal é a mesma das barras que estão conectados. Ang_1 , Ang_2 e Ang_3 são as mudanças de fase em graus e Rate_A , Rate_B e Rate_C são preenchidos com zero se for necessário checar sobrecarga nos enrolamentos do transformador.

COD é o modo de controle do transformador para ajustes automáticos do tap no primeiro enrolamento ou para defasagem de ângulo durante a solução do fluxo de potência: 0 para nenhum controle (tap fixo); 1 para controle de tensão; 2 para controle de fluxo de potência reativa; 3 para controle de fluxo de potência ativa; 4 para controle de quantidade numa linha dc. Se o modo de controle é entrado como um número positivo, o ajuste automático deste transformador está habilitado quando o ajuste correspondente é ativado durante as soluções do fluxo de potência; um número negativo inibe os ajustes automáticos deste transformador. CONT é o número ou nome da barra que será controlada pelo ajuste de taps do transformador quando COD é 1. CONT deve ser um número diferente de zero somente quando se tratar de transformadores que controlam tensão. NTP é o número de taps, V_{MA} , V_{MI} são os limites máximo e mínimo de tensão na barra a ser controlada.

Tabela A.7: Dados dos Transformadores

291	292	293	'1'	1	1	1	0	0	3	'TR-PSS-II'	1	1	1
0	0.0989	10	0	0.057	10	0	0.174	10	1	0			
1	0	0	10	10	10	0	0	1.1	0.9	1.1	0.9	33	0 0 0
1	0	0	10	10	10								
1	0	0	10	10	10								
601	602	0	'1'	1	1	1	0	0.001	2	'TR1.1'	1	1	1
0	0.0565	10											

Continua na próxima página...

Tabela A.7 – Continuação

1	0	0	0	0	0	0	0	1.1	0.9	1.1	0.9	33	0	0	0
1	0														
601	602	0	'2'	1	1	1	0	0.001	2	'TR1.2'	1	1	1		
0	0.0565	10													
1	0	0	0	0	0	0	0	1.1	0.9	1.1	0.9	33	0	0	0
1	0														
602	603	0	'1'	1	1	1	0	0.001	2	'TR2.1'	1	1	1		
0	0.0396	10													
1	0	0	0	0	0	0	0	1.1	0.9	1.1	0.9	33	0	0	0
1	0														
602	603	0	'2'	1	1	1	0	0.001	2	'TR2.2'	1	1	1		
0	0.0396	10													
1	0	0	0	0	0	0	0	1.1	0.9	1.1	0.9	33	0	0	0
1	0														

A.6 Arquivo RAW

Os dados apresentados abaixo compõem o arquivo de dados usado na solução do fluxo de carga no software PSS/ETM.

Tabela A.8: Arquivo stdsim.raw

```

0 10
SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO,SÃO PAULO,BRASIL
LISIAS ABREU,PESQUISA DE MESTRADO,UNICAMP
291 'BUSTR1' 138.0 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
292 'BUSTR2' 013.8 1 0 1.20 1 1 1.00 0 1
293 'BUSTR3' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
501 'BUSEMS' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
601 'BUSGN1' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.02 0 1
602 'BUSGN2' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
603 'BUSGN3' 002.4 1 0 0.00 1 1 1.02 0 1
701 'BUS701' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
801 'BUS801' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
802 'BUS802' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
803 'BUS803' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
804 'BUS804' 013.8 1 0 1.50 1 1 1.00 0 1

```

Continua na próxima página...

Tabela A.8 – Continuação

```

805 'BUS805' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
806 'BUS806' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
807 'BUS807' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
808 'BUS808' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
809 'BUS809' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
810 'BUS810' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
811 'BUS811' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
812 'BUS812' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
813 'BUS813' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
901 'BUS901' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
902 'BUS902' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
903 'BUS903' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
904 'BUS904' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
905 'BUS905' 013.8 1 0 0.30 1 1 1.00 0 1
906 'BUS906' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
907 'BUS907' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
908 'BUS908' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
909 'BUS909' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
910 'BUS910' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
911 'BUS911' 013.8 1 0 0.00 1 1 1.00 0 1
0 / END OF BUS DATA BEGIN LOAD DATA
601 '01' 1 1 1 0.000 0.200 0 0 0 0 1
602 '02' 1 1 1 5.500 0.000 0 0 0 0 1
701 '03' 1 1 1 1.900 0.866 0 0 0 0 1
802 '04' 1 1 1 0.013 0.006 0 0 0 0 1
803 '05' 1 1 1 0.022 0.010 0 0 0 0 1
804 '06' 1 1 1 1.248 0.569 0 0 0 0 1
805 '07' 1 1 1 0.000 0.000 0 0 0 0 1
806 '08' 1 1 1 0.040 0.018 0 0 0 0 1
807 '09' 1 1 1 0.052 0.024 0 0 0 0 1
808 '10' 1 1 1 0.056 0.026 0 0 0 0 1
809 '11' 1 1 1 0.111 0.051 0 0 0 0 1
810 '12' 1 1 1 0.103 0.047 0 0 0 0 1
811 '13' 1 1 1 0.067 0.031 0 0 0 0 1
812 '14' 1 1 1 0.028 0.013 0 0 0 0 1
813 '15' 1 1 1 0.000 0.000 0 0 0 0 1
901 '16' 1 1 1 0.121 0.059 0 0 0 0 1
902 '17' 1 1 1 0.057 0.028 0 0 0 0 1
903 '18' 1 1 1 0.000 0.000 0 0 0 0 1
904 '19' 1 1 1 0.105 0.051 0 0 0 0 1

```

Continua na próxima página...

Tabela A.8 – Continuação

```

812 813 '1' 0.0100 0.0208 0 0 0 0 0 0 0 0 1 4.50 1 1
0 / END OF NONTRANSFORMER BRANCH DATA BEGIN TRANSFORMER DATA
291 292 293 '1' 1 1 1 0 0 3 'TR3WIN' 1 1 1
0 0.0989 10 0 0.0569 10 0 0.1744 10 1 0
1 0 0 10 10 10 0 0 1.1 0.9 1.1 0.9 33 0 0 0
1 0 0 10 10 10
1 0 0 10 10 10
601 602 0 '1' 1 1 1 0 0.0011 2 'TR2DD1' 1 1 1
0 0.0565 10
1 0 0 0 0 0 0 0 1.1 0.9 1.1 0.9 33 0 0 0
1 0
601 602 0 '2' 1 1 1 0 0.0011 2 'TR2DD2' 1 1 1
0 0.0565 10
1 0 0 0 0 0 0 0 1.1 0.9 1.1 0.9 33 0 0 0
1 0
602 603 0 '1' 1 1 1 0 0.0011 2 'TR2DD3' 1 1 1
0 0.0396 10
1 0 0 0 0 0 0 0 1.1 0.9 1.1 0.9 33 0 0 0
1 0
602 603 0 '2' 1 1 1 0 0.0011 2 'TR2DD4' 1 1 1
0 0.0396 10
1 0 0 0 0 0 0 0 1.1 0.9 1.1 0.9 33 0 0 0
1 0
0 / END OF TRANSFORMER DATA BEGIN AREA DATA
0 / END OF AREA DATA BEGIN TWO-TERMINAL DC DATA
0 / END OF TWO-TERMINAL DC DATA BEGIN SWITCHED SHUNT DATA
0 / END OF SWITCHED SHUNT DATA BEGIN IMPEDANCE CORRECTION DATA
0 / END OF IMPEDANCE CORRECTION DATA BEGIN MULTI-TERMINAL DC DATA
0 / END OF MULTI-TERMINAL DC DATA BEGIN MULTI-SECTION LINE DATA
0 / END OF MULTI-SECTION LINE DATA BEGIN ZONE DATA
0 / END OF ZONE DATA BEGIN INTER-AREA TRANSFER DATA
0 / END OF INTER-AREA TRANSFER DATA BEGIN OWNER DATA
0 / END OF OWNER DATA BEGIN FACTS DEVICE DATA
0 / END OF FACTS DEVICE DATA BEGIN INTER-AREA TRANSFER DATA
0 / END OF INTER-AREA TRANSFER DATA BEGIN OWNER DATA
0 / END OF OWNER DATA

```


Apêndice B

Dados da Simulação Dinâmica

Este apêndice contém os dados do sistema que foram utilizados nos modelos dinâmicos. As tabelas deste apêndice estão no mesmo formato e na mesma seqüência que o arquivo de dados DYRE, utilizado pelo PSS/ETM. Os detalhes específicos sobre a composição destas tabelas podem ser encontrados no Manual do Usuário (PSS/E MANUAL, 2001). De forma a compor o arquivo DYRE, os modelos precisam ser entrados na seguinte ordem:

1. Modelos dos Geradores;
2. Modelos de Limitadores de Corrente de Campo;
3. Modelos de Estabilizadores de Potência (PSS);
4. Modelos de Sistemas de Excitação;
5. Modelos de Turbinas;

Como nos estudos deste trabalho não foram usados estabilizadores de potência (PSS) e limitadores de corrente de campo, os modelos são entrados no arquivo DYRE conforme a seguir:

1. Modelos dos Geradores;
 - ◆ GENCLS – Modelo Clássico do Gerador;
 - ◆ GENROU – Modelo Eletromagnético do Rotor de Pólos Salientes
2. Modelos de Sistemas de Excitação;
 - ◆ ESST2A – Modelo do Sistema de Excitação do IEEE;
3. Modelos de Turbinas;
 - ◆ TGOV1 – Modelo de Turbina a Vapor;

B.1 Modelo clássico do gerador – Sistema equivalente

O GENCLS é a representação no PSS/ETM no modelo clássico do gerador. Cada linha representa um gerador conectado à barra I_{BUS} , na Tabela B.1. O identificador I é usado quando diferenciar múltiplos geradores ligados numa mesma barra. H é a constante de inércia e D é a constante de amortecimento imposto pela carga. Se a constante de inércia é considerada infinita, o manual recomenda que o respectivo campo seja preenchido com o valor zero. Dessa forma o desvio de velocidade e o ângulo do rotor serão sempre zero, e o gerador se tornará a referência de ângulo do sistema. O item I é um identificador de dois caracteres usado pra identificar o gerador caso hajam outros conectados a uma mesma barra.

Tabela B.1: Dados do modelo clássico do gerador

I_{BUS}	Modelo	I	H	D
300	'GENCLS'	1	0.0	0.0

B.2 Modelo de gerador de pólos lisos

O GENROU representa um gerador de rotor com pólos lisos. Cada linha representa um gerador conectado à barra I_{BUS} , na Tabela 13. O item I é um identificador de dois caracteres usado pra identificar o gerador caso hajam outros conectados a uma mesma barra. H é a constante de inércia e D é a constante de amortecimento. T'_{d0} e T''_{d0} são as constantes de tempo transitória e subtransitória no eixo q e T'_{q0} e T''_{q0} são as constantes de tempo transitória e subtransitória de no eixo d respectivamente. X_d e X_q são as reatâncias síncronas nos eixos d e q, X'_d e X'_q são as reatâncias síncronas nos eixos d e q respectivamente e X_L é reatância de dispersão do estator, entradas em pu na base do sistema. O GENROU considera a curva de saturação de forma quadrática. Quando a saturação quadrática é usada, $S_{(1.0)}$ e $S_{(1.2)}$ são os pontos sobre a curva da figura B.2.

Tabela B.2: Dados do modelo dos geradores de pólos lisos

IBUS	Modelo	I	T'_{d0}	T''_{d0}	T'_{q0}	T''_{q0}	H	D	X_d	X_q	X'_d	X'_q	X''_d	X_L	$S_{(1.0)}$	$S_{(1.2)}$
601	'GENROU'	G1	7.8	0.066	3	0.075	1	0	2.06	2.5	0.398	0.3	0.254	0.1	0.1	0.4
602	'GENROU'	DG	7.8	0.066	3	0.075	1	0	2.06	2.5	0.398	0.3	0.254	0.1	0.1	0.4
602	'GENROU'	G2	7.8	0.066	3	0.075	1	0	1.95	2.13	0.25	0.3	0.19	0.1	0.07	0.4
603	'GENROU'	G3	7.8	0.066	3	0.075	1	0	1.87	2.13	0.176	0.3	0.146	0.1	0.03	0.4

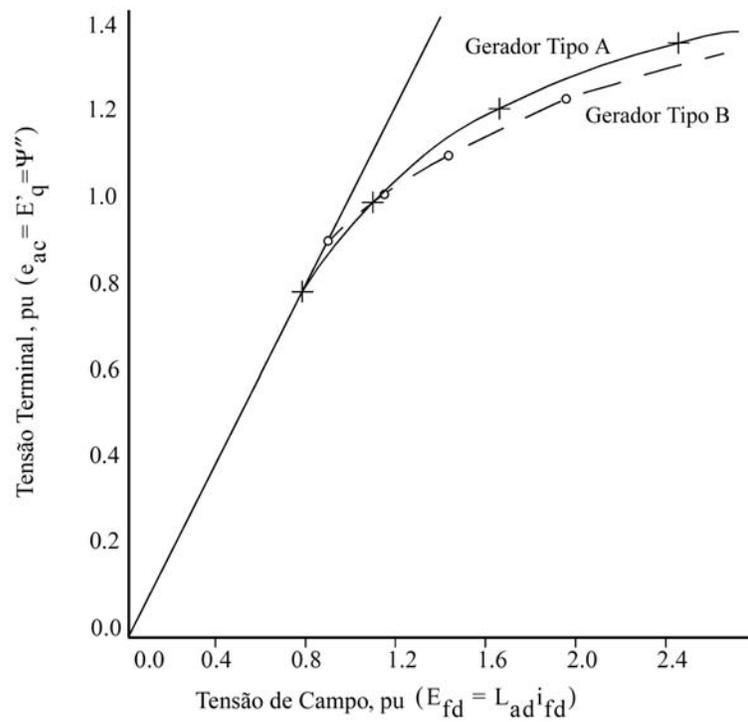


Figura B.1: Curvas de saturação de circuito aberto do Gerador Síncrono

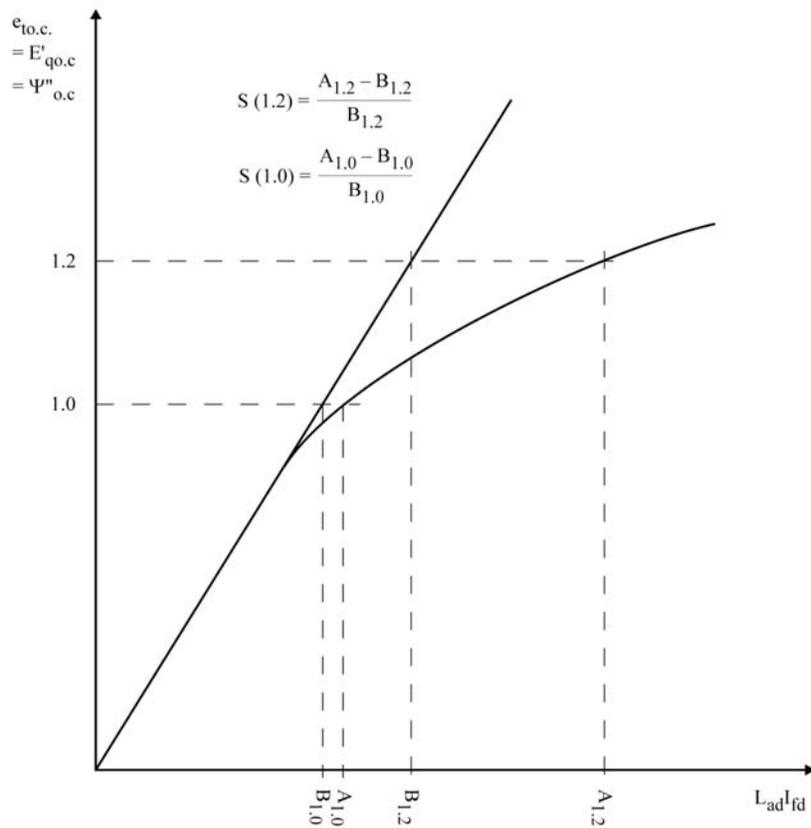


Figura B.2: Curvas para definição do Fator de Saturação S

B.3 Modelo do regulador de tensão estático

O modelo ESST2A é o mesmo modelo de excitação estática tipo ST2A do IEEE (IEEE Standard, 1992). Cada linha representa um sistema de excitação conectado a um gerador na barra I_{BUS} , na Tabela 14. O item I é um identificador de dois caracteres usado pra identificar qual gerador será associado ao sistema de excitação, caso haja outros geradores conectados a uma mesma barra.

T_r é a constante de tempo do filtro de entrada do regulador e K_a é o ganho de tensão do regulador. $V_{R_{MAX}}$ e $V_{R_{MIN}}$ são os limites máximo e mínimo de saída do regulador de tensão. T_a , T_e e T_f são as constantes de tempo do regulador, da excitatriz e da malha de estabilização, respectivamente.

K_e é o ganho da excitatriz. K_f é o ganho da malha de estabilização do regulador e K_p e K_i são os ganhos do circuito transdutor de tensão e corrente. K_c é uma constante do retificador. $E_{FD_{MAX}}$ é o valor máximo permitido para a tensão de campo no gerador.

Tabela B.3: Dados do modelo do regulador de tensão estático

I_{BUS}	Modelo	I	T_r	K_a	T_a	$V_{R_{MAX}}$	$V_{R_{MIN}}$	K_e	T_e	K_f	T_f	K_p	K_i	K_c	$E_{FD_{MAX}}$
601	'ESST2A'	G1	0	120	0.15	1	0	1	0.5	0.05	1	4.88	8	1.82	5.67
602	'ESST2A'	DG	0	120	0.15	1	0	1	0.5	0.05	1	4.88	8	1.82	5.67
602	'ESST2A'	G2	0	120	0.15	1	0	1	0.5	0.05	1	4.88	8	1.82	5.36
603	'ESST2A'	G3	0	120	0.15	1	0	1	0.5	0.05	1	4.88	8	1.82	5.14

B.4 Modelo da turbina à vapor e regulador de velocidade

TGOV1 é um modelo simples que representa a ação do regulador e o efeito da constante de tempo de re-aquecimento para uma turbina a vapor. T_3 é a constante de tempo de re-aquecimento, e T_1 é a constante de tempo do regulador.

O status da turbina é determinado, como nos geradores, pelo seguinte critério:

- ◆ Em operação quando o tipo da barra terminal é 2 e quando o status da máquina é 1;
- ◆ Fora de funcionamento quando o tipo da barra é 1 ou 4, ou se o status da máquina é 0.

Cada linha representa uma entrada específica, na Tabela 15. Todos os dados devem ser especificados na mesma base usada para o gerador. Para garantir uma divisão igual da carga em todas as unidades, o valor de R (característica de regime permanente da carga versus velocidade

do conjunto turbina-regulador) foi ajustado com o mesmo valor para todas as máquinas. Fator de amortecimento da turbina, D_{TURB} , é igual a $\partial P_{\text{TURB}}/\partial \text{SPD}$. Normalmente, para turbinas a vapor, D_{TURB} é considerado zero.

Tabela B.4: Dados do modelo das turbinas a vapor e reguladores de velocidade

I _{BUS}	Modelo	I	R	T ₁	V _{MAX}	V _{MIN}	T ₂	T ₃	D _t
601	'TGOV1'	G1	0.05	0.05	1.1	0.1	1.5	5	0
602	'TGOV1'	DG	0.05	0.05	1.1	0.2	1.5	5	0
602	'TGOV1'	G2	0.05	0.05	1.1	0.2	1.5	5	0
603	'TGOV1'	G3	0.05	0.05	1.1	0.2	1.5	5	0

B.5 Arquivo DYRE

Os dados apresentados abaixo compõem o arquivo de dados usado nas simulações dinâmicas no software PSS/ETM.

Tabela B.5: Arquivo dynsim.dyr

```

290 'GENCLS' SL 0.00 0.00 /
601 'GENROU' G1 7.80 0.07 3.00 0.075 1.00 0.00 2.060 2.500 0.398 0.300 0.254 0.10 0.10 0.40 /
602 'GENROU' DG 7.80 0.07 3.00 0.075 1.00 0.00 2.060 2.500 0.398 0.300 0.254 0.10 0.10 0.40 /
602 'GENROU' G2 7.80 0.07 3.00 0.075 1.00 0.00 1.950 2.130 0.250 0.300 0.190 0.10 0.07 0.40 /
603 'GENROU' G3 7.80 0.07 3.00 0.075 1.00 0.00 1.870 2.130 0.176 0.300 0.146 0.10 0.03 0.40 /
601 'ESST2A' G1 0.00 120 0.15 1.00 0.00 1.00 0.50 0.05 1.00 4.88 8.00 1.82 5.67 /
602 'ESST2A' DG 0.00 120 0.15 1.00 0.00 1.00 0.50 0.05 1.00 4.88 8.00 1.82 5.67 /
602 'ESST2A' G2 0.00 120 0.15 1.00 0.00 1.00 0.50 0.05 1.00 4.88 8.00 1.82 5.36 /
603 'ESST2A' G3 0.00 120 0.15 1.00 0.00 1.00 0.50 0.05 1.00 4.88 8.00 1.82 5.14 /
601 'TGOV1' G1 0.05 0.05 1.10 0.10 1.50 5.00 0.00 /
602 'TGOV1' DG 0.05 0.05 1.10 0.20 1.50 5.00 0.00 /
602 'TGOV1' G2 0.05 0.05 1.10 0.20 1.50 5.00 0.00 /
603 'TGOV1' G3 0.05 0.05 1.10 0.20 1.50 5.00 0.00 /

```