



Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

## **Dissertação de Mestrado**

**PROCEDIMENTOS DE AVALIAÇÃO DE ESFORÇOS  
TORCIONAIS EM CENTRAIS TERMELÉTRICAS QUE  
OPERAM EM CICLO COMBINADO GÁS-VAPOR**

**Adriano Fernandes Pereira**

Itajubá, abril de 2010.

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Adriano Fernandes Pereira**

**PROCEDIMENTOS DE AVALIAÇÃO DE ESFORÇOS  
TORCIONAIS EM CENTRAIS TERMELÉTRICAS QUE  
OPERAM EM CICLO COMBINADO GÁS-VAPOR**

*Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como requisito parcial à obtenção do título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica**.*

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientadores: Prof. Pedro Paulo de Carvalho Mendes, Dr.  
Prof. Cláudio Ferreira, Dr.

**Abril de 2010  
Itajubá-MG**

*Dedico este trabalho à minha esposa Júlia,  
por tudo o que ela representa em minha vida.*

## AGRADECIMENTOS

Sabendo que o trabalho é fruto da ação conjunta de muitas pessoas, que, de formas diferentes, mas igualmente importantes, contribuíram para atingir os resultados aqui apresentados, manifesto minha gratidão a todas elas e de forma particular:

Agradeço a Deus pela vida e as oportunidades que surgem pelo caminho.

À minha esposa Júlia, pelo amor, confiança, compreensão e apoio incondicionais, sem os quais não teria sido possível vencer esse desafio e por acreditar sempre em mim.

À minha mãe Carmen, pelo amor e exemplo de ser humano que sempre tive como referência, e ao amigo mais que especial, espiritual, "*Treme-Terra*".

À minha família e de maneira especial, ao meu pai Antônio Aécio, meus irmãos Maxine e Alessandro, ao Fernando, Flávia e João Fernando, por fazerem parte da minha vida e, mesmo distantes, torcerem sempre por mim.

Aos colegas de trabalho e estudos do GESis, principalmente ao Deyvid, Jorge, Emanuel, Luís Lima, Luís Nascimento, Leandro e Warley, e também à Cibele, Natália e Mabel, que compartilharam momentos agradáveis de uma grande amizade, incentivo e conhecimento.

Ao novo amigo Acácio, pela força e apoio.

Aos meus professores orientadores Pedro Paulo e Cláudio, pela oportunidade de realização do trabalho, ensinamentos, confiança e apoio durante toda minha formação acadêmica.

À CAPES pelo apoio financeiro.

## RESUMO

Manobras em sistemas elétricos de potência, especialmente relacionadas a linhas de transmissão, são freqüentes e importantes para manter um grau de confiabilidade e uma adequada condição de operação para os mesmos. Quando se trata de sistemas interligados com a presença de geração termelétrica, tais manobras podem acarretar severos esforços torcionais nos eixos de suas unidades geradoras e, conseqüentemente causar danos irreversíveis por estresse mecânico, como fadiga e perda de vida útil. O presente trabalho propõe procedimentos de avaliação de esforços torcionais nos eixos de centrais termelétricas que operam em ciclo combinado gás-vapor, decorrentes da prática de religamentos automáticos de linhas de transmissão, através da utilização de técnicas complementares como técnicas de análise modal, critérios simplificados e critérios mais aprofundados com programas de transitórios eletromagnéticos. Com esses procedimentos e uma ação conjunta com os fabricantes dos turbogeradores pretende-se apresentar uma forma de avaliar os esforços torcionais nos eixos das unidades geradoras com o intuito de permitir a utilização de religamentos automáticos de linhas de transmissão sem ocasionar danos aos equipamentos.

## ABSTRACT

Electric power systems switching, especially that related to transmission lines are frequent and important to keep a proper operating condition of them and an acceptable reliability degree. Considering interconnected power systems with thermoelectric generation, such maneuvers can lead severe torsional efforts on its generating units' shafts and, consequently it can cause irreversible damages due to mechanical stresses, as fatigue and life expenditure. The present work propose assessment proceedings of torsional efforts on thermoelectric power plant shafts operating in a gas – steam combined cycle, resulting of automatic reclosing of transmission lines practice, using complementary techniques such as modal analysis techniques, simplified criteria and a deeper criteria using electromagnetic transient programs. Following these proceedings and acting along with the turbine generator manufacturers, it is intended to present a way of to assess the torsional efforts on the generating units' shafts, and then to permit the automatic reclosing of transmission lines practice, without resulting in equipment's damages.

# SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
<b>1.1 – Contextualização</b> .....	<b>2</b>
<b>1.2 – Desenvolvimento Histórico</b> .....	<b>5</b>
<b>CAPÍTULO 2 CICLO COMBINADO GÁS-VAPOR</b> .....	<b>9</b>
<b>2.1 – Introdução</b> .....	<b>9</b>
<b>2.2 – Princípio de Funcionamento</b> .....	<b>10</b>
<b>2.3 – Elementos Componentes</b> .....	<b>12</b>
<b>2.3.1 – Turbina Térmica a Gás</b> .....	<b>12</b>
<b>2.3.1.1 – Componentes das Centrais Termelétricas a Gás</b> .....	<b>13</b>
<b>2.3.1.2 – Configurações das Turbinas a Gás</b> .....	<b>17</b>
<b>2.3.1.3 – Tipos de Controle das Turbinas a Gás</b> .....	<b>20</b>
<b>2.3.2 – Caldeira de Recuperação (HRSG)</b> .....	<b>21</b>
<b>2.3.2.1 – Componentes das Caldeiras de Recuperação</b> .....	<b>22</b>
<b>2.3.3 – Turbina Térmica a Vapor</b> .....	<b>23</b>
<b>2.3.3.1 – Componentes das Centrais Termelétricas a Vapor</b> .....	<b>23</b>
<b>2.3.3.2 – Configurações das Turbinas a Vapor</b> .....	<b>25</b>
<b>2.3.3.3 – Tipos de Controle das Turbinas a Vapor</b> .....	<b>27</b>
<b>2.3.4 – Bypass de Gás e de Vapor</b> .....	<b>28</b>
<b>2.4 – Configurações do Ciclo Combinado Gás-Vapor</b> .....	<b>29</b>
<b>2.4.1 – Tipos de Ciclos Combinados</b> .....	<b>29</b>
<b>2.4.2 – Classificação Segundo o Acoplamento das Máquinas</b> .....	<b>30</b>
<b>2.4.3 – Configurações Típicas de Ciclo Combinado</b> .....	<b>31</b>
<b>2.4.4 – Controle do Ciclo Combinado</b> .....	<b>33</b>
<b>2.4.5 – Sistemas de Controle Considerados nos Estudos de Estabilidade Eletromecânica</b> .....	<b>34</b>
<b>2.5 – Modelagem Matemática</b> .....	<b>34</b>
<b>CAPÍTULO 3 ANÁLISE MODAL</b> .....	<b>36</b>
<b>3.1 – Introdução</b> .....	<b>36</b>
<b>3.2 – Técnicas de Análise</b> .....	<b>37</b>
<b>3.3 – Estabilidade a Pequenas Perturbações – Linearização</b> .....	<b>43</b>
<b>3.4 – Frequências Naturais de Torção no Eixo de um Turbogenerador</b> .....	<b>46</b>
<b>3.5 – Normalização das Equações de Estado</b> .....	<b>48</b>

<b>CAPÍTULO 4 CRITÉRIOS SIMPLIFICADOS DE AVALIAÇÃO DE ESFORÇOS TORCIONAIS .....</b>	<b>55</b>
<b>4.1 – Introdução.....</b>	<b>55</b>
<b>4.2 – Critério Simplificado do ONS.....</b>	<b>57</b>
<b>4.3 – Guia de Identificação do IEEE .....</b>	<b>61</b>
<b>4.4 – Princípios e Fundamentos .....</b>	<b>62</b>
<b>CAPÍTULO 5 ANÁLISE DE ESFORÇOS TORCIONAIS TRANSITÓRIOS.....</b>	<b>66</b>
<b>5.1 – Introdução.....</b>	<b>66</b>
<b>5.2 – ATP .....</b>	<b>67</b>
<b>5.3 – Modelagem .....</b>	<b>68</b>
<b>5.4 – Representação da Máquina Síncrona no ATP .....</b>	<b>74</b>
<b>CAPÍTULO 6 APLICAÇÃO.....</b>	<b>79</b>
<b>6.1 – Introdução.....</b>	<b>79</b>
<b>6.2 – Sistema Elétrico Analisado.....</b>	<b>80</b>
<b>6.3 – Avaliação com Técnicas de Análise Modal.....</b>	<b>84</b>
6.3.1 – Unidade Geradora a Vapor TV18 - Phase 1.....	84
6.3.1.1 – Modos de Torção obtidos através do programa Matlab .....	86
6.3.1.2 – Modos de torção obtidos através do programa PacDyn .....	91
6.3.2 – Unidades Geradoras a Vapor TV28/38 – Phase 2 & 3.....	94
6.3.2.1 – Modos de torção obtidos através do programa MatLab .....	97
6.3.2.2 – Modos de torção obtidos através do programa PacDyn .....	101
6.3.3 – Unidades Geradoras a Gás .....	104
6.3.3.1 – Modos de torção obtidos através do programa MatLab .....	106
6.3.3.2 – Modos de torção obtidos através do programa PacDyn .....	110
6.3.4 – Considerações .....	114
<b>6.4 – Avaliação com Critérios Simplificados .....</b>	<b>116</b>
6.4.1 – Fluxo de Potência em Regime Permanente.....	116
6.4.2 – Estabilidade Angular Transitória.....	119
6.4.3 – Resultados .....	121
6.4.4 – Considerações .....	123
<b>6.5 – Avaliação com Critérios Aprofundados .....</b>	<b>123</b>
6.5.1 – Metodologia.....	124
6.5.2 – Dados e Premissas Adotados.....	124
6.5.3 – Resultados .....	128

6.5.4 – Considerações .....	129
<b>CAPÍTULO 7 CONCLUSÕES.....</b>	<b>132</b>
7.1 – Trabalhos Futuros.....	134
7.2 – Trabalhos Publicados.....	135
<b>Referências bibliográficas .....</b>	<b>136</b>
<b>ANEXO.....</b>	<b>140</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2 - 1 – Representação nas coordenadas T-S do ciclo equivalente de <i>Carnot</i> para uma instalação de ciclo combinado gás – vapor. ....	11
Figura 2 - 2 – Turbina a gás Alstom GT8C. ....	14
Figura 2 - 3 – Detalhe do <i>VIGV</i> ( <i>Variable Inlet Guide Vane</i> ). ....	15
Figura 2 - 4 - Configuração com <i>spool</i> simples e turbina de potência. ....	18
Figura 2 - 5 – Configuração dois <i>spools</i> + turbina de potência. ....	18
Figura 2 - 6 – Configuração avançada com dois <i>spools</i> . ....	18
Figura 2 - 7 – Configuração avançada com três <i>spools</i> . ....	19
Figura 2 - 8 – Configurações de turbinas a gás <i>heavy duty</i> . ....	19
Figura 2 - 9 – Elementos da caldeira de recuperação. ....	22
Figura 2 - 10 – Válvulas da turbina a vapor. ....	24
Figura 2 - 11 – Turbinas <i>tandem-compound</i> . ....	25
Figura 2 - 12– Turbinas <i>cross-compound</i> . ....	26
Figura 2 - 13 – Turbina térmica do tipo <i>tandem-compound</i> com reaquecimento simples. ....	27
Figura 2 - 14 – Tipos de centrais termelétricas de ciclo combinado gás – vapor: ....	30
Figura 2 - 15 – Arranjo 1:1:1 de Ciclo Combinado: ....	32
Figura 2 - 16 – Arranjo 2:2:1 de Ciclo Combinado. ....	33
Figura 2 - 17 – Arranjo 3:3:1 de Ciclo Combinado. ....	33
Figura 3 - 1 – Torques agindo na massa I através do eixo. ....	46
Figura 3 - 2 – Modelo de eixo para turbogerador com cinco massas rotativas. ....	47
Figura 4 - 1 – Variação instantânea da potência ativa. ....	59
Figura 4 - 2 – Torque típico aplicado por chaveamento planejado. ....	63
Figura 4 - 3 – Características típicas de amortecimento modal. ....	64
Figura 4 - 4 – Nível guia de identificação para chaveamento planejado. ....	65
Figura 5 - 1 – Reatâncias, indutâncias e capacitâncias no ATP. ....	69
Figura 5 - 2 – Elemento R-L acoplado. ....	70
Figura 5 - 3 – PI – Equivalente. ....	70
Figura 5 - 4 – Circuito equivalente para um transformador de N enrolamentos. ....	71
Figura 5 - 5 – Características não-lineares básicas. ....	72
Figura 5 - 6 – Formas de onda básicas das fontes de excitação. ....	73
Figura 5 - 7 – Sistema de eixo do turbogerador. ....	74
Figura 5 - 8 – Representação esquemática de uma máquina síncrona trifásica. ....	75
Figura 5 - 9 – Sistema de eixo em torno de uma massa “I”. ....	77
Figura 6 - 1 - Diagrama esquemático de uma central termelétrica operando em ciclo combinado. ....	81
Figura 6 - 2 - Diagrama funcional de uma central termelétrica operando em ciclo combinado. ....	81
Figura 6 - 3 - Diagrama funcional da UTE TERMORIO. ....	82
Figura 6 - 4- Diagrama unifilar simplificado da área de interesse. ....	83

Figura 6 - 5 - Representação do eixo do turbogerador TV18 - Phase 1.....	85
Figura 6 - 6 - Sistemas de massas equivalentes do eixo do turbogerador TV18 - Phase 1.....	85
Figura 6 - 7 - Modos de torção nas frequências naturais do eixo (TV18 - Phase 1). ....	88
Figura 6 - 8 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções HPC e HPB. ..	89
Figura 6 - 9 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções HPB e HPA. ..	89
Figura 6 - 10 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções HPA e LP. ....	89
Figura 6 - 11 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções LP e GER5..	89
Figura 6 - 12 – Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções GER5 e GEN. .....	89
Figura 6 - 13 – Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções GEN e GER3. .....	89
Figura 6 - 14 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções GER3 e GER2. .....	90
Figura 6 - 15 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções GER2 e GER1. .....	90
Figura 6 - 16 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções GER1 e SLPR. .....	90
Figura 6 - 17 - Modos de torção no eixo da TV18 - Phase 1 na frequência de 18,1 Hz.....	91
Figura 6 - 18 - Modos de torção no eixo da TV18 - Phase 1 na frequência de 43,8 Hz.....	92
Figura 6 - 19 - Modos de torção no eixo da TV18 - Phase 1 na frequência de 131,5 Hz.....	92
Figura 6 - 20 - Modos de torção no eixo da TV18 - Phase 1 na frequência de 143,1 Hz.....	92
Figura 6 - 21 - Modos de torção no eixo da TV18 - Phase 1 na frequência de 231,0 Hz.....	93
Figura 6 - 22 - Modos de torção no eixo da TV18 - Phase 1 na frequência de 231,6 Hz.....	93
Figura 6 - 23 - Modos de torção no eixo da TV18 - Phase 1 na frequência de 265,0 Hz.....	93
Figura 6 - 24 - Modos de torção no eixo da TV18 - Phase 1 na frequência de 303,0 Hz.....	94
Figura 6 - 25 - Modos de torção no eixo da TV18 - Phase 1 na frequência de 344,0 Hz.....	94
Figura 6 - 26 - Representação do eixo do turbogerador TV28/38 - Phase 2&3. ....	95
Figura 6 - 27 - Sistemas de massas equivalentes do eixo do turbogerador TV28/38 - Phase 2&3. ....	96
Figura 6 - 28 - Modos de torção nas frequências naturais do eixo (TV28/38 - Phase 2&3).....	98
Figura 6 - 29 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções TURBB e TURBA. ....	99
Figura 6 - 30 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções TURBA e IS.	99
Figura 6 - 31 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções IS e GER7...	99
Figura 6 - 32 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções GER7 e GER6. .....	99
Figura 6 - 33 – Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções GER6 e GER5.....	99
Figura 6 - 34 – Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções GER5 e GEN. .....	99

Figura 6 - 35 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções GEN e GER3. .....	100
Figura 6 - 36 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções GER3 e GER2. .....	100
Figura 6 - 37 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções GER2 e GER1. .....	100
Figura 6 - 38 - Modos de torção no eixo da TV28/38 - Phase 2 & 3 na frequência de 20,5 Hz. .....	101
Figura 6 - 39 - Modos de torção no eixo da TV28/38 - Phase 2 & 3 na frequência de 147,2 Hz. .....	101
Figura 6 - 40 - Modos de torção no eixo da TV28/38 - Phase 2 & 3 na frequência de 159,0 Hz. .....	102
Figura 6 - 41 - Modos de torção no eixo da TV28/38 - Phase 2 & 3 na frequência de 237,8 Hz. .....	102
Figura 6 - 42 - Modos de torção no eixo da TV28/38 - Phase 2 & 3 na frequência de 262,3 Hz. .....	102
Figura 6 - 43 - Modos de torção no eixo da TV28/38 - Phase 2 & 3 na frequência de 307,9 Hz. .....	103
Figura 6 - 44 - Modos de torção no eixo da TV28/38 - Phase 2 & 3 na frequência de 337,5 Hz. .....	103
Figura 6 - 45 - Modos de torção no eixo da TV28/38 - Phase 2 & 3 na frequência de 400,3 Hz. .....	103
Figura 6 - 46 - Modos de torção no eixo da TV28/38 - Phase 2 & 3 na frequência de 414,8 Hz. .....	104
Figura 6 - 47 - Sistemas de massas equivalentes do eixo do turbogerador das unidades a gás. .....	105
Figura 6 - 48 - Modos de torção nas frequências naturais do eixo (Unidades a Gás). ....	107
Figura 6 - 49 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções M1 e M2. ...	108
Figura 6 - 50 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções M2 e M3. ...	108
Figura 6 - 51 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções M3 e M4. ...	108
Figura 6 - 52 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções M4 e M5. ...	108
Figura 6 - 53 – Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções M5 e M6. ..	108
Figura 6 - 54 – Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções M6 e M7. ..	108
Figura 6 - 55 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções M7 e M8. ...	109
Figura 6 - 56 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções M8 e M9. ...	109
Figura 6 - 57 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções M9 e M10. .	109
Figura 6 - 58 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções M10 e M11.	109
Figura 6 - 59 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções M11 e M12.	109
Figura 6 - 60 - Modos de torção no eixo da unidade a gás na frequência de 20,2 Hz. ....	111
Figura 6 - 61 - Modos de torção no eixo da unidade a gás na frequência de 134,9 Hz. ....	111

Figura 6 - 62 - Modos de torção no eixo da unidade a gás na frequência de 162,2 Hz. ....	111
Figura 6 - 63 - Modos de torção no eixo da unidade a gás na frequência de 219,4 Hz. ....	112
Figura 6 - 64 - Modos de torção no eixo da unidade a gás na frequência de 270,4 Hz. ....	112
Figura 6 - 65 - Modos de torção no eixo da unidade a gás na frequência de 317,7 Hz. ....	112
Figura 6 - 66 - Modos de torção no eixo da unidade a gás na frequência de 321,3 Hz. ....	113
Figura 6 - 67 - Modos de torção no eixo da unidade a gás na frequência de 377,1 Hz. ....	113
Figura 6 - 68 - Modos de torção no eixo da unidade a gás na frequência de 399,6 Hz. ....	113
Figura 6 - 69 - Modos de torção no eixo da unidade a gás na frequência de 444,3 Hz. ....	114
Figura 6 - 70 - Modos de torção no eixo da unidade a gás na frequência de 515,9 Hz. ....	114
Figura 6 - 71 – Diagrama unifilar – TERMORIO. ....	118
Figura 6 - 72 - Rede representada no estudo de transitórios eletromagnéticos com os equivalentes. ....	127

## ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 2 - 1 – DADOS DE PLANTAS OPERANDO EM CICLO COMBINADO (BOYCE, 2002). .....	33
TABELA 4 - 1 – TEMPOS INDICATIVOS DE ELIMINAÇÃO DE DEFEITOS. ....	61
TABELA 5 - 1 – MODELOS DE COMPONENTES. ....	69
TABELA 6 - 1 – UNIDADES GERADORAS. ....	80
TABELA 6 - 2 – DADOS DA UNIDADE GERADORA A VAPOR TV18 - PHASE 1. ....	84
TABELA 6 - 3 – SISTEMA DE MASSAS EQUIVALENTES (TV18 - PHASE 1). ....	85
TABELA 6 - 4 – SISTEMA DE MASSAS EQUIVALENTES (TV18 - PHASE 1). ....	86
TABELA 6 - 5 – MODOS DE OSCILAÇÃO (TV18 - PHASE 1). ....	87
TABELA 6 - 6 – TORQUE ENTRE AS MASSAS DO TURBOGERADOR TV18 - PHASE 1. ....	90
TABELA 6 - 7 – DADOS DAS UNIDADES GERADORAS A VAPOR TV28/38 - PHASE 2&3. .	95
TABELA 6 - 8 - SISTEMA DE MASSAS EQUIVALENTES (TV28/38 - PHASE 2&3). ....	96
TABELA 6 - 9 – SISTEMA DE MASSAS EQUIVALENTES (TV28/38 - PHASE 2&3).....	96
TABELA 6 - 10 – MODOS DE OSCILAÇÃO (TV28/38 - PHASE 2&3).....	97
TABELA 6 - 11 – TORQUE ENTRE AS MASSAS DO TURBOGERADOR TV28/38 – PHASE 2 & 3. ....	100
TABELA 6 - 12 – DADOS DAS UNIDADES GERADORAS A GÁS. ....	104
TABELA 6 - 13 – SISTEMA DE MASSAS EQUIVALENTES (UNIDADES A GÁS). ....	105
TABELA 6 - 14 – SISTEMA DE MASSAS EQUIVALENTES (UNIDADES A GÁS). ....	105
TABELA 6 - 15 – MODOS NATURAIS DE OSCILAÇÃO (UNIDADES A GÁS). ....	106
TABELA 6 - 16 – TORQUE ENTRE AS MASSAS DO TURBOGERADOR DA UNIDADE A GÁS. .....	110
TABELA 6 - 17 – CONFIGURAÇÕES ESTUDADAS. ....	117
TABELA 6 - 18 – CONDIÇÕES OPERATIVAS CONSIDERADAS. ....	117
TABELA 6 - 19 – TERMINAL LÍDER E DIFERENÇA ANGULAR MÁXIMA. ....	120
TABELA 6 - 20 – INDISPONIBILIDADES. ....	121
TABELA 6 - 21 – CASOS ANALISADOS.....	121
TABELA 6 - 22 – RESULTADOS DE $\Delta P_e$ PARA OS CASOS ANALISADOS.....	122
TABELA 6 - 23 – BARRAMENTOS DA REDE ONDE FORAM REPRESENTADOS OS EQUIVALENTES. ....	125
TABELA 6 - 24 – RESULTADOS DE MÁXIMOS TORQUES PARA OS CASOS ANALISADOS. .....	129
TABELA 6 - 25 – TORQUES MÁXIMOS EM KN.m – TURBINAS A GÁS.....	131
TABELA 6 - 26 – TORQUES MÁXIMOS EM KN.m – TURBINAS A VAPOR. ....	131

## SIMBOLOGIA

Neste trabalho são adotadas algumas simbologias, com a finalidade de simplificar a notação e denominar algumas grandezas relevantes na apresentação do estudo realizado.

Alguns símbolos têm as suas definições apresentadas apenas ao longo do texto, nestes casos aparecem uma única vez no e não são essenciais para a compreensão do conteúdo abordado. A seguir estão listados os principais símbolos presentes neste trabalho.

<b>Símbolo</b>	<b>Descrição</b>
<i>C</i>	Compressor
<i>CV</i>	Válvulas de controle de vapor
<i>D</i>	Coeficiente de amortecimento
$\Delta P$	Variação instantânea de potência elétrica
<i>GV</i>	Válvulas de controle
<i>H</i>	Constante de tempo inércia
<i>HP</i>	Alta pressão
<i>HRSG</i>	Caldeira de recuperação
<i>HSR</i>	Religamento automático de alta velocidade
<i>IEEE</i>	Institute of Electrical and Electronics Engineers
<i>IP</i>	Pressão intermediária ou média pressão
<i>IV</i>	Válvulas de controle de interceptação
<i>J</i>	Momento de inércia
<i>K</i>	Rigidez torcional ou coeficiente de elasticidade
<i>LP</i>	Baixa pressão
<i>MSV</i>	Válvulas principais de parada
<i>ONS</i>	Operador Nacional do Sistema Elétrico
<i>PSS</i>	Estabilizador de sistema de potência
<i>p.u.</i>	Por unidade
<i>rpm</i>	Rotações por minuto
<i>RSS</i>	Ressonância subsíncrona
<i>RSV</i>	Válvulas de emergência do reaquecedor
<i>RV</i>	Regulador de velocidade
<i>SIN</i>	Sistema Interligado Nacional
<i>T</i>	Turbina
<i>TG</i>	Turbina a gás
<i>TV</i>	Turbina a vapor
<i>VIGV</i>	Pá guia variável
<i>VHP</i>	Extra-alta pressão

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

---

O Brasil é um país de dimensões continentais, privilegiado naturalmente com uma enorme quantidade de bacias hidrográficas e cursos d'água, e que por isso possui sua maior parcela de produção de energia elétrica proveniente da geração hidrelétrica. Apesar do potencial hidráulico abundante, normalmente esses recursos estão disponibilizados em áreas distantes dos centros consumidores e sujeitos a fortes restrições ambientais.

Tal fato, aliado à necessidade de expansão do setor elétrico que impulsiona o crescimento econômico do país, visando sempre à geração de energia elétrica em quantidades suficientes, a transmissão aos centros de carga e a distribuição com qualidade, conciliando o menor custo ecológico e econômico possível, demandou uma diversificação da matriz energética.

Assim, intensificou-se o emprego de outras fontes, como o carvão mineral, o gás natural e o aproveitamento de fontes não convencionais, como a biomassa e a energia eólica, promovendo uma reestruturação do setor elétrico, tornando-o mais atrativo aos investimentos do setor privado.

Com isso, as centrais termelétricas começam a ter destaque no cenário nacional como alternativa eficaz de geração de energia elétrica, uma vez que sua implantação é rápida e impõe menor impacto ambiental, além de permitir a aproximação da geração e dos centros consumidores, de maneira distribuída. Nesse ambiente competitivo, qualquer característica que possa apresentar vantagens se torna atrativo, como é o caso das centrais termelétricas que operam em ciclo combinado gás-vapor, já que garantem uma maior eficiência nesse tipo de configuração, comparadas às centrais só a gás ou só a vapor.

Agora, mudanças estruturais no Sistema Interligado Nacional - SIN exigem novas técnicas de avaliação da operação do sistema, em função de características de equipamentos que antes não faziam parte do escopo ou que não recebiam a devida atenção.

Manobras em sistemas elétricos de potência, especialmente relacionadas a linhas de transmissão, são freqüentes e importantes para manter um grau de confiabilidade e uma adequada condição de operação para o mesmo. Quando se trata de sistemas interligados com a presença de geração termelétrica, tais manobras podem acarretar severos esforços torcionais nos eixos de suas unidades geradoras e, conseqüentemente causar danos irreversíveis.

A influência dessas manobras requer uma atenção especial para os geradores térmicos, quando comparados às unidades hidráulicas, que são mais robustas em relação a impactos no sistema, já que os primeiros possuem uma estrutura mecânica mais complexa, com eixos não-rígidos de comprimento extenso e diversas massas girantes acopladas entre si.

Perturbações no sistema podem gerar oscilações torcionais, normalmente numa frequência abaixo da síncrona, entre diferentes seções do eixo turbina-gerador que, por sua vez, podem interagir negativamente com a rede elétrica ocasionando problemas do tipo interação torcional com sistemas de controle, ressonância subsíncrona em sistemas com compensação série, fadiga torcional e perda de vida útil.

Essas perturbações causam mudanças no torque do entreferro do gerador, através da alteração nas correntes do estator do gerador, que, por sua vez, originam torques de impacto capazes de excitar as frequências naturais do eixo. Embora seja possível desenvolver ampliações de torque devido à ressonância entre as frequências do torque elétrico oscilante e as frequências naturais torcionais do eixo, essa coincidência (ressonância subsíncrona) não é usual (IEEE, 1982).

A fadiga é um processo cumulativo no qual eventos posteriores contribuem para o aumento da perda de vida útil por fadiga pré-existente no elemento. Se um turbogerador sofre um número suficiente de perturbações significativas torcionalmente, a fadiga acumulada pode alcançar um limite a partir do qual, a probabilidade de iniciação de quebra (danos) por fadiga em áreas de alta concentração de estresse se torna considerável.

O principal mecanismo de excitação torcional baseia-se nas mudanças repentinas nas correntes normais conforme ocorre durante faltas, chaveamento de linhas de transmissão, rejeição de carga, sincronização imperfeita, eliminação de falta automática e religamento automático. O tempo de ocorrência de impactos repetitivos é crítico e eles podem fortalecer substancialmente as oscilações torcionais iniciais.

Portanto, a análise de oscilações subsíncronas e seus efeitos em sistema elétricos de potência é uma questão imprescindível para os adequados planejamento e operação do sistema, mantendo a integridade física dos seus equipamentos.

## **1.1 – Contextualização**

O presente trabalho tem a intenção de apresentar os procedimentos para a realização de estudos que objetivam a avaliação de esforços torcionais nos eixos de turbogeradores de centrais termelétricas, que operam em ciclo combinado gás-vapor, resultantes de manobras e defeitos no sistema elétrico.

Para isso, são apresentados os métodos aplicáveis na execução desse tipo de estudo, incluindo o recomendado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e o critério do IEEE relacionado ao assunto, com os respectivos comentários pertinentes e considerações a respeito das formas de abordagem do problema.

Através de simulações de aplicação de defeitos e manobras, mais especificamente curtos-circuitos monofásicos e religamentos automáticos de linhas de transmissão, numa área próxima a uma central termelétrica que opera em ciclo combinado gás-vapor, utilizam-se enfoques complementares entre si, por meio de critérios simplificados, técnicas de análise modal e análises sob o ponto de vista de transitórios eletromagnéticos, a fim de demonstrar a aplicação de tais procedimentos e fornecer uma orientação para a condução desse tipo de avaliação.

O cenário considerado é o sistema interligado nacional, com ênfase na região próxima à central termelétrica onde são realizadas as simulações computacionais de religamentos tripolares dos circuitos, com e sem sucesso, considerando-se diferentes perturbações, configurações de operação e tempos para os religamentos.

Para a central termelétrica são representados três blocos de geração operando em ciclo combinado, constituídos por duas turbinas a gás e uma turbina a vapor cada, com máquinas de grande porte, totalizando 1368 MVA. Também são representados os respectivos reguladores de tensão, reguladores de velocidade e estabilizadores (PSS).

Para a realização das simulações são utilizados programas computacionais de análise de regime permanente, de transitórios eletromecânicos e de transitórios eletromagnéticos, sendo o estudo proposto desenvolvido através das seguintes etapas:

- Modelagem dos eixos turbina-gerador por equivalente multi-massas;
- Cálculo dos modos de oscilação dos conjuntos turbina-gerador, frequências naturais torcionais e fatores de interação modal (*mode shapes*);
- Simulações de abertura de linhas de transmissão após a ocorrência de falta e religamento tripolar, com e sem sucesso;
- Determinação dos impactos torcionais (análise de transitórios eletromagnéticos).

A dissertação é composta por sete capítulos e está estruturada conforme descrito a seguir.

### *Capítulo 1 – Introdução*

No capítulo 1 é apresentado um comentário geral sobre a proposta da dissertação, evidenciando a motivação deste trabalho, e incluindo uma contextualização do problema de vibrações torcionais que acarretam esforços excessivos nos eixos de unidades geradoras, verificados especificamente em centrais termelétricas que operam em ciclo combinado gás-vapor.

### *Capítulo 2 – Ciclo Combinado Gás-Vapor*

Este capítulo define e expõe os fundamentos do ciclo combinado, apresentando seus elementos componentes, princípios de funcionamento e configurações. Neste capítulo são apresentadas as partes constituintes dos elementos que compõem uma central termelétrica que opera em ciclo combinado gás-vapor, e comentados os tipos de configurações conhecidas e a importância da modelagem matemática nos estudos elétricos.

### *Capítulo 3 – Análise Modal*

Neste capítulo são apresentadas as técnicas de análise modal aplicadas na avaliação de esforços torcionais nos eixos de turbogeradores, a partir da determinação das frequências naturais de oscilação e dos correspondentes *mode shapes* que fornecem informações importantes nesse tipo de análise.

A utilidade dessa técnica é verificada através da sua praticidade e no valor das informações que podem ser extraídas da sua utilização.

### *Capítulo 4 – Critérios Simplificados de Avaliação de Esforços Torcionais*

No capítulo 4 são apresentados o critério recomendado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico para a avaliação de impactos nos eixos, decorrentes de religamentos automáticos de linhas de transmissão e o critério do IEEE referente a operações de chaveamento planejadas.

As bases para a obtenção de índices que norteiam a utilização desses critérios também é mostrada, e são feitos comentários quanto à função dessas técnicas.

### *Capítulo 5 – Análise de Esforços Torcionais Transitórios*

O capítulo 5 apresenta o programa utilizado na avaliação dos esforços torcionais transitórios, dando destaque aos recursos que são oferecidos pelo mesmo para a realização desse tipo de estudo. A modelagem dos elementos componentes do sistema elétrico e a representação da região de interesse para as simulações dos religamentos automáticos são o foco do capítulo.

A função dessa técnica mais aprofundada está embasada na mensuração do impacto provocado ao eixo de um turbogerador, quando da ocorrência de perturbações no sistema, através do cálculo dos torques resultantes em simulações no domínio do tempo.

### *Capítulo 6 – Aplicação*

No capítulo 6 todos os procedimentos apresentados nos capítulos anteriores, para a avaliação de esforços torcionais sobre os eixos de centrais termelétricas que operam em ciclo combinado gás-vapor, são aplicados de maneira detalhada a fim de demonstrar a utilidade de tais métodos.

Para tanto é utilizado o sistema elétrico de usina termelétrica real, sendo seus dados e parâmetros também reais. Os principais resultados obtidos, utilizando-se as técnicas apresentadas nesse trabalho são analisados e as devidas considerações apresentadas.

### *Capítulo 7 – Conclusões*

As principais considerações a respeito da condução desse tipo de estudo são apresentadas no capítulo 7. É feita uma análise comparativa detalhada das técnicas abordadas no trabalho, indicando a melhor forma de avaliar os efeitos causados aos eixos de turbogeradores em função da ocorrência de religamentos automáticos de linhas de transmissão.

## **1.2 – Desenvolvimento Histórico**

No início dos anos 70, percebeu-se que operações de chaveamentos na rede podiam contribuir para danos de fadiga no eixo de máquinas elétricas. Este reconhecimento ocorreu como resultado dos estudos estimulados pela falha no eixo das unidades de Mohave devido à ressonância subsíncrona - RSS. Embora o fenômeno de RSS seja de natureza diferente, ele chamou a atenção para outras possíveis condições de transmissão da rede que podem conduzir a danos nos eixos (Kundur,1994).

As primeiras referências relacionadas às oscilações subsíncronas surgiram em decorrência da utilização de capacitores série em sistemas de potência, com a finalidade de se transmitir maior quantidade de potência.

Em 1937 no artigo publicado por J. W. Buttler e C. Concordia (Butler e Concordia, 1937), numa investigação dos autores sobre a ocorrência de auto-excitação elétrica em máquinas síncronas e de indução, eles verificaram que, sob certas condições, correntes subsíncronas com grande amplitude podem ser originadas no estator da máquina, resultando em torques pulsantes intensos em seu rotor.

No artigo de 1941 (Concordia e Carter, 1941), os autores concluíram que as oscilações eletromecânicas e a auto-excitação em máquinas elétricas são fenômenos mutuamente dependentes e inseparáveis, e que sua análise separada somente é possível devido às diferenças entre as constantes de tempo dos fenômenos envolvidos.

Em 1970, foi registrada a primeira falha do eixo de um turbogerador da usina de Mohave, localizada ao sul da Califórnia, EUA. Nesta ocasião, foi constatado um curto-circuito entre os anéis coletores do sistema de excitação e o próprio eixo. Após uma análise apurada, concluiu-se que o eixo sofreu aquecimento excessivo devido às oscilações mecânicas intensas produzidas pela interação adversa com o sistema de transmissão série-compensado. No entanto, o problema somente foi reconhecido como ressonância subsíncrona após a segunda falha, em 1971 (Ballance e Goldberg, 1973).

Estas ocorrências proporcionaram aos engenheiros de potência um aprimoramento no grau de conhecimento acerca dos fenômenos que envolvem os aspectos torcionais da máquina, e permitiram o desenvolvimento de uma teoria mais consolidada sobre o assunto (Hedin et al., 1973). Testes foram conduzidos em Mohave para identificar precisamente as características torcionais do sistema eletromecânico, como as frequências naturais de oscilação do eixo e os amortecimentos modais (Walker et al., 1975).

A partir desses fatos muitas pesquisas foram realizadas com o intuito de se obter uma maneira de avaliar o mecanismo de interação dos sistemas elétrico e mecânico, e assim mensurar os efeitos decorrentes dessa interação, colocando-se em prática manobras de chaveamento essenciais a boa operação do sistema elétrico, como religamentos automáticos de linhas de transmissão, sem ocasionar danos cruciais aos componentes do mesmo.

Em 1979 foi publicado um artigo com estudos específicos sobre fadiga e torques nos eixos de turbogeradores, dividido em duas partes (Jackson et al., 1979). Na primeira parte os autores abordaram as técnicas para análise dos danos causados aos eixos de turbogeradores por fadiga, devido a oscilações torcionais. Nessa etapa eles estão focados em métodos de simulação e a análise da fadiga, e mais especificamente, na investigação dos danos nos eixos decorrentes de oscilações torcionais iniciadas por eventos no sistema de potência, através do desenvolvimento de um modelo para o cálculo da fadiga.

Na segunda parte o enfoque é o impacto de perturbações no sistema e a ocorrência de religamentos automáticos de alta velocidade – HSR. Para tanto foram apresentados os resultados de várias simulações, para as quais o tipo de perturbação e as oscilações torcionais no eixo do gerador resultantes são correlacionados à perda de vida útil potencial do eixo do sistema.

Em 1980 pela primeira vez são aplicados métodos estatísticos para analisar o impacto da fadiga nos eixos de turbogeradores, decorrentes da prática de religamentos automáticos de linhas (Bowler et al., 1980). O artigo trata da não-linearidade dos efeitos resultantes nos eixos por impactos de religamentos, que podem ser altamente amplificados dependendo do tempo de ocorrência da falta, tipo e localização e dos tempos de abertura e/ou fechamento dos circuitos.

Esse artigo avalia ainda quatro práticas de religamento usuais, sendo elas religamentos sem restrições, retardados, sequenciais e seletivos, através de simulações de aplicação de diversos defeitos no sistema, eliminação e re-estabelecimento da operação normal do circuito com religamentos automáticos.

Vários artigos foram publicados com estudos de avaliação de impactos causados em decorrência da prática de religamentos automáticos nos eixos de turbogeradores. Através de inúmeras simulações considerando-se diversos tipos de faltas, tempos de eliminação dos defeitos, tempos de abertura e fechamento dos disjuntores dos circuitos e localidade das faltas, os autores buscaram aprimorar técnicas e encontrar uma maneira direta de quantificar os danos causados, além de sugerir práticas que minimizam os efeitos de tais manobras.

Dentre eles pode-se citar Ramey et al. (1980), Joyce et al. (1980), Jackson e Umans (1980), IEEE (1982), Berdy et al. (1998), Kimbark (1977).

Ainda em 1980 o IEEE definiu um valor guia de identificação, baseado na variação instantânea da potência ativa gerada pela máquina, como forma de orientação na condução de estudos que avaliam os esforços torcionais provocados nos eixos de turbogeradores, em virtude da ocorrência de manobras planejadas de chaveamento na rede elétrica. A intenção era que esse valor permitisse diferenciar as manobras que necessitariam de uma avaliação mais aprofundada, com a utilização de outras técnicas, daquelas que poderiam ser praticadas sem ocasionar maiores problemas aos eixos das máquinas.

No ano seguinte Walker et al. (1981) discutiu o problema de vibrações torcionais e fadiga nos eixos de turbogeradores e apresentou os fundamentos dos estudos que conduziram à obtenção do valor guia de identificação proposto anteriormente.

Nessa época surgiram muitos termos relacionados aos problemas de oscilações subsíncronas, não só decorrentes de manobras no sistema como religamentos, mas também de problemas específicos de ressonância subsíncrona, efeito de gerador de indução e interação torcional. O IEEE (1980, 1985) publicou então artigos que tratam desses termos e definições relacionados às oscilações subsíncronas e procuram expor as origens e fundamentos dos problemas decorrentes.

Em 1993 Johns et al. propuseram a utilização de um autorreligamento adaptado, capaz de distinguir faltas transitórias de permanentes e definir precisamente o tempo de extinção do arco no caso de faltas transitórias, baseado em técnicas de aproximação de redes neurais.

Como forma de reduzir os altos torques torcionais à que os eixos poderiam ser submetidos durante religamentos de alta velocidade e condições de faltas, El-Serafi e Faried (1994) propuseram religamentos adaptados e analisaram seus efeitos, baseados no controle dos disjuntores dos circuitos para comando em sequência computando-se o tempo estimado para a sua melhor ocorrência.

Em estudos mais recentes, Álvaro et al. (2003, 2007) avaliaram o impacto dos esforços torcionais em centrais termelétricas do cenário nacional, decorrentes de religamentos automáticos após a eliminação de faltas, com a utilização de técnicas que são apresentadas no presente trabalho, tais como técnicas de análise modal e a utilização do programa de transitórios eletromagnéticos que permite quantificar os torques nas seções dos eixos.

## CAPÍTULO 2

# CICLO COMBINADO GÁS-VAPOR

---

### 2.1 – Introdução

Uma usina termelétrica operando em ciclo combinado pode ser definida como um conjunto de equipamentos cuja finalidade é a geração de energia elétrica, através de um processo que combina a operação de turbinas a gás com turbinas a vapor, diretamente acopladas a geradores. Em poucas palavras, a central que opera em ciclo combinado é formada pelo ciclo com turbinas a gás, ciclo com turbina a vapor e o acoplamento térmico entre eles.

Tipicamente, uma planta operando em ciclo combinado utiliza os gases de exaustão em elevada temperatura, provenientes de uma turbina a gás, que geralmente seriam lançados no meio ambiente sem qualquer tipo de reaproveitamento, para a produção de vapor em uma caldeira que, por sua vez, é utilizado para o acionamento de uma turbina a vapor.

Os ciclos combinados a gás e a vapor começaram a ser questionados seriamente nos anos 1950 e 1960, época em que os ciclos a vapor eram os mais utilizados para a geração de potência, e as pesquisas para o seu aperfeiçoamento eram intensas. Nessa época, apesar dos fundamentos termodinâmicos e as vantagens dos ciclos combinados em termos de eficiência já serem conhecidos, ainda existiam barreiras tecnológicas que impediam o seu desenvolvimento.

De acordo com a literatura técnica, no ano de 1971, foram viabilizadas as primeiras instalações de ciclo combinado nos Estados Unidos pela GE, com uma capacidade de geração entre 15 MW e 20 MW, sendo que uma das maiores foi a da planta química de Dow no Texas, com 63 MW, dos quais 43 MW eram gerados pela turbina a gás e os restantes pela turbina a vapor. Na Europa a instalação “Koneuburg-A” da ABB foi a de maior capacidade (75 MW) em operação naquele ano, com uma eficiência global de 32,6% (Dutra, 2006).

Na antiga União Soviética, durante a década de 1970, apareceram as primeiras centrais termelétricas de ciclo combinado. A partir dos anos 1970 e 1980, com o desenvolvimento tecnológico, ocorre a expansão do mercado de geração de eletricidade com emprego dos ciclos combinados. Desde os anos 1990, faz-se extensiva a instalação de centrais de ciclo combinado, que utilizam gás natural como combustível, para a geração de eletricidade em centrais de grande porte.

O ciclo combinado, na maioria das vezes, consiste de uma combinação dos ciclos de *Brayton* e *Rankine*, sendo que o ciclo da turbina a gás é o de *Brayton* e o da turbina a vapor, o de *Rankine*. O desempenho do ciclo combinado é uma função destes dois ciclos. O calor rejeitado pelo ciclo de *Brayton*, em um processo isobárico, fornece a energia utilizada pelo ciclo de *Rankine* para produzir vapor. Ambos os ciclos recebem e rejeitam calor em um processo isobárico.

As turbinas a gás de circuito aberto apresentam como grande problema uma baixa eficiência em todo o processo de produção do conjugado mecânico entregue ao eixo, que é tipicamente da ordem de 35%. A eficiência térmica das plantas elétricas a vapor com parâmetros supercríticos, reaquecimento intermediário e com um desenvolvido sistema de regeneração pode atingir 48% (Gomes, 2003).

Por outro lado, a eficiência para o ciclo combinado gás-vapor chega a atingir valores entre 50% a 60%, sendo que, em uma combinação típica, a turbina a gás produz cerca de 60% da potência e a turbina a vapor produz aproximadamente 40%.

## 2.2 – Princípio de Funcionamento

No início do século XX os ciclos *Rankine* eram utilizados tanto com óleo combustível, quanto com carvão, para a geração de energia elétrica em grande escala. Neste ciclo, gera-se vapor através de uma grande diferença de temperatura. A temperatura dos gases gerados pelo processo de combustão encontra-se numa faixa de 1000-1300 °C, no entanto, a temperatura do vapor é de 500-550 °C.

Num ciclo combinado existe um maior aproveitamento energético da energia inicial contida no combustível, obtido através da colocação em “cascata energética” de ambos os ciclos. A cascata energética se forma quando, no lugar de se utilizar a grande diferença de temperaturas num processo de troca de calor, coloca-se um ciclo *Brayton* para obter trabalho. Assim, a ineficiência termodinâmica natural da troca de calor pelo conceito de uma diferença finita de temperaturas entre os fluidos quente e frio é minimizada.

Empregando-se o conceito da temperatura média de fornecimento e rejeição de calor do ciclo (Figura 2 - 1), pode-se escrever a eficiência térmica “ $\eta_t$ ” do ciclo de vapor equivalente a um ciclo de *Carnot*, então:

$$\eta_t = 1 - \frac{T_{2m}}{T_{1m}} \quad (2.1)$$

Sendo:

$T_{1m}$  = Temperatura média de fornecimento de calor ao ciclo;

$T_{2m}$  = Temperatura média de rejeição de calor do ciclo.

A temperatura média " $T_m$ " é dada por:

$$T_m = \frac{Q}{\Delta s} \quad (2.2)$$

Sendo:

$Q$  = Calor fornecido ao ciclo (para  $T_{1m}$ ) ou rejeitado do ciclo (para  $T_{2m}$ );

$\Delta s$  = Diferença de entropia durante o processo de fornecimento de calor ao ciclo (para  $T_{1m}$ ) ou durante o processo de rejeição de calor do ciclo (para  $T_{2m}$ ).

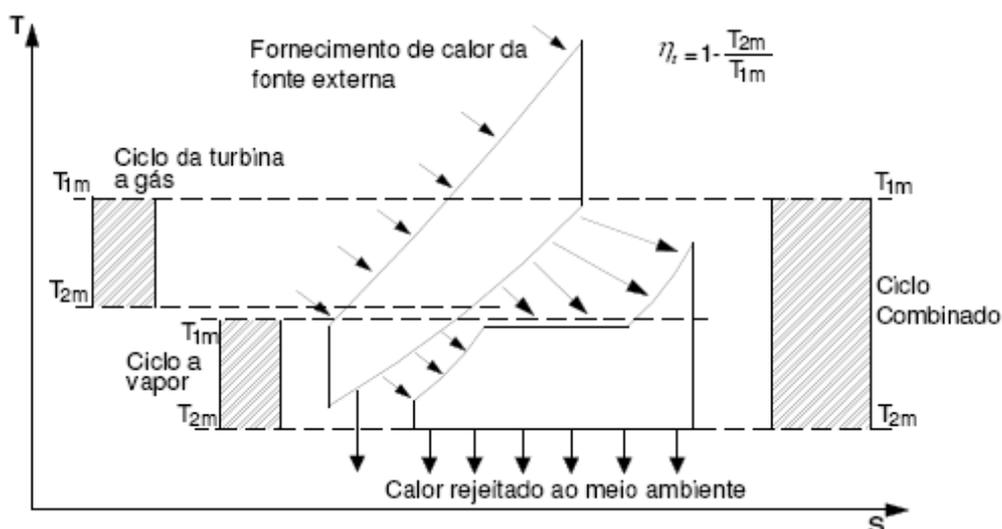


Figura 2 - 1 – Representação nas coordenadas T-S do ciclo equivalente de *Carnot* para uma instalação de ciclo combinado gás – vapor.

Na Figura 2 - 1 observa-se a baixa temperatura média de absorção de calor no ciclo a vapor " $T_{1m}$ ", embora seja baixa a temperatura de rejeição de calor " $T_{2m}$ ". No caso do ciclo a gás, os gases são expandidos na turbina logo após sua combustão, sendo que é alta a temperatura média de fornecimento de calor ao ciclo " $T_{1m}$ ", mas, neste caso, a temperatura de rejeição de calor " $T_{2m}$ " também é alta (geralmente os gases de exaustão da TG encontram-se a uma temperatura entre 450 e 600 °C ou mais).

Ainda na Figura 2 - 1 visualiza-se como o trabalho obtido separadamente, em cada um dos ciclos, é menor do que o obtido num ciclo combinado, conseguindo-se um maior valor da eficiência da central termelétrica.

## 2.3 – Elementos Componentes

### 2.3.1 – Turbina Térmica a Gás

Uma turbina a gás não necessita de um fluido intermediário de trabalho, sendo a energia térmica do combustível convertida em energia mecânica no eixo da turbina, através dos gases quentes provenientes da câmara de combustão.

O combustível é fornecido a uma câmara de combustão através de válvulas que são controladas com base na velocidade angular do eixo (controle de velocidade), na temperatura de exaustão da turbina (controle de temperatura) e na aceleração do eixo (controle de aceleração). É então queimado na presença do ar suprido pelo compressor, sendo a mistura dos produtos resultantes da combustão com o ar quente comprimido direcionada à turbina, onde se expande transferindo energia para o eixo, que aciona um gerador elétrico.

Para uma operação em ciclo combinado gás-vapor, há dois tipos básicos de turbinas a gás presentes nas diversas configurações existentes: turbinas do tipo aeroderivativas e turbinas do tipo *heavy-duty*.

As turbinas aeroderivativas são provenientes de turbinas a gás aeronáuticas que sofrem algumas alterações no projeto. Destacam-se por sua alta eficiência e confiabilidade, por ocupar pouco espaço, ter baixa relação peso/potência e ter flexibilidade de manutenção (Carneiro, 2007).

Por outro lado, as turbinas *heavy-duty*, ou turbinas industriais puras, são turbinas desenhadas e projetadas para a aplicação industrial, de acordo com um fim específico, sendo conhecidas por sua robustez, flexibilidade no uso de combustível, alta confiabilidade e baixo custo, podendo atingir uma potência em carregamento de base de cerca de 350 MW (Boyce, 2002).

As turbinas industriais são mais robustas e pesadas do que aquelas de uso aeronáutico, além de apresentar uma concepção de projeto diferente e possuir uma ordem de operação muito superior sem necessidade de revisão completa. Entretanto, é mais econômico modificar turbinas a gás aeronáuticas para serem utilizadas em fins industriais do que projetar e desenvolver uma totalmente nova, pois a maior parte do custo de pesquisa e desenvolvimento das turbinas aeronáuticas já foi realizada.

Segundo a faixa de potência, as turbinas industriais podem ser classificadas como (Boyce, 1982):

- **Pequeno porte**

Turbinas a gás cuja potência nominal é menor que 1 MW. Seu projeto é similar ao projeto das turbinas maiores, no entanto, há algumas unidades que contêm um compressor centrífugo ou uma combinação de compressor centrífugo e axial, bem como uma turbina de fluxo radial.

A eficiência das turbinas a gás de pequeno porte é normalmente menor que a eficiência das unidades de maior porte, por causa da limitação da temperatura de entrada da turbina e da baixa eficiência de seus componentes.

Estas unidades são robustas e sua simplicidade de projeto garante muitas horas de operação sem apresentar problemas. Dentro dessa faixa de potência estão as microturbinas que podem atingir potências de até 300 kW.

- **Médio porte**

Turbinas a gás com potência entre 1 MW e 15 MW. Estas unidades têm projeto similar às turbinas a gás *heavy-duty* ou aeroderivativas e geralmente possuem dois eixos, sendo mais eficientes em operações com carregamento parcial.

- **Grande porte**

Turbinas a gás com potência acima de 15 MW. Podem ser aeroderivativas ou *heavy-duty*, sendo que as turbomáquinas são predominantemente axiais e podem ter vários estágios.

### **2.3.1.1 – Componentes das Centrais Termelétricas a Gás**

De forma geral, uma turbina a gás é composta pelo sistema de entrada de ar, o compressor, a câmara de combustão, a turbina e o sistema de exaustão. Ainda fazem parte desse conjunto o sistema de combustível, os injetores de combustível e o sistema de partida.

O ar admitido no sistema de entrada de ar passa pelo compressor antes de ser conduzido à câmara de combustão, onde parte dessa massa de ar é misturada ao combustível. O produto da combustão dessa mistura leva a uma expansão do gás na turbina, resultando no acionamento da mesma que, por sua vez, aciona o compressor e fornece potência ao eixo de um gerador acoplado.

Uma descrição de cada parte componente, conforme indicado na Figura 2 - 2 é apresentada a seguir, bem como uma visão geral de seus princípios de funcionamento e características pertinentes.

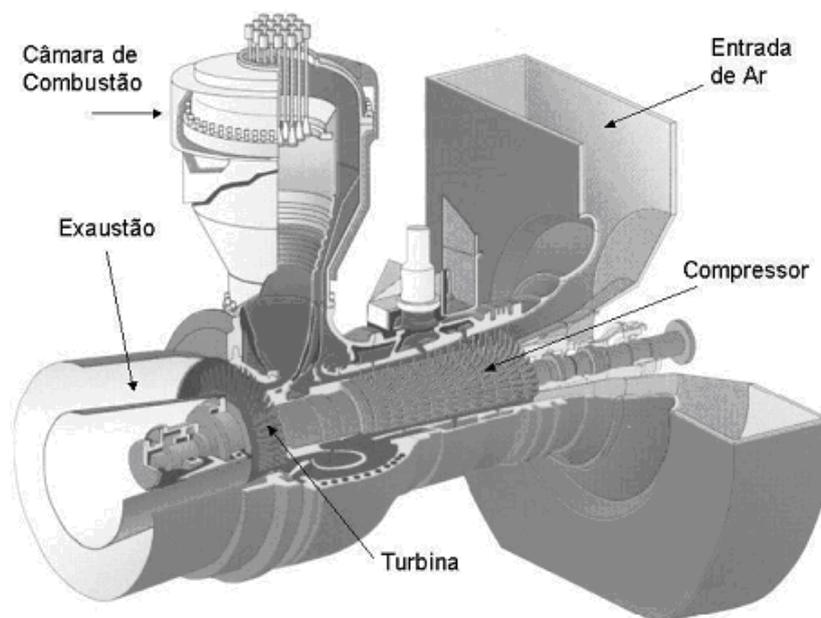


Figura 2 - 2 – Turbina a gás Alstom GT8C.

## 1. Sistema de Entrada de Ar

O sistema de entrada de ar, além de capturar o ar e permitir a sua passagem até o compressor dando início ao processo de funcionamento da turbina, tem a finalidade de remover partículas indesejadas que podem afetar a eficiência da turbina. Através de filtros, as palhetas e bocais do compressor não ficam sujeitas a interferência de detritos. Ele atua ainda no resfriamento do ar quando a temperatura ambiente está elevada.

## 2. Compressores

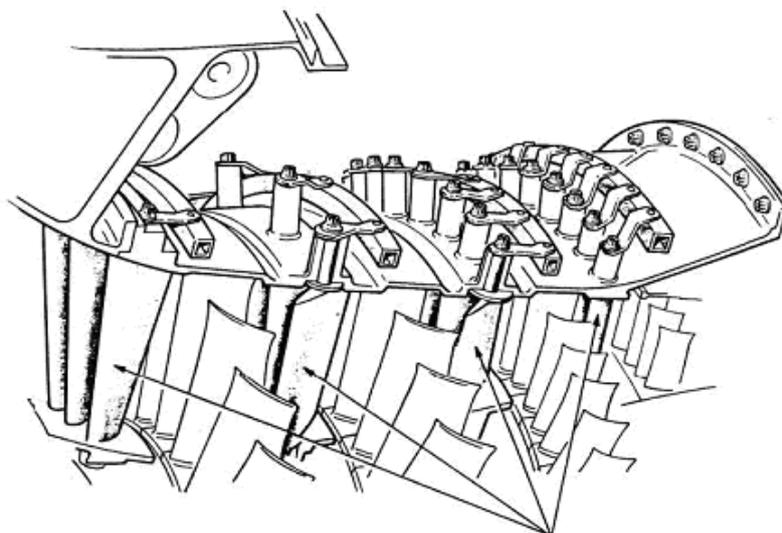
O compressor é o componente responsável pela compressão do ar que é introduzido na câmara de combustão, através uma série de pás e alhetas com perfil aerodinâmico em vários estágios. Existem compressores do tipo axial e radial (ou centrífugo), caracterizados por ter a trajetória do ar sendo escoado paralelamente e perpendicularmente ao eixo do rotor da turbina, respectivamente.

Realizada a compressão, o ar segue para o sistema de combustão sendo que há também a possibilidade de extração do ar dos diferentes estágios de compressão para selagem dos mancais, limpeza do filtro de ar e resfriamento da turbina.

- Controle do Fluxo de Ar

Para se operar uma turbina com um grande fluxo de massa de ar e elevada eficiência, ou seja, razão de pressão e velocidade de rotação constantes é preciso a utilização do *VIGV* (*Variable Inlet Guide Vane* – Pá Guia Variável).

O *VIGV* é composto de uma série de alhetas planas que podem ter seu ângulo de incidência alterado mecanicamente através de um sistema de controle hidráulico, possibilitando, desta forma, o controle da vazão de ar. O *VIGV* está localizado na entrada ou na região central do compressor, conforme Figura 2 - 3.



Palhetas Variáveis do Estator

Figura 2 - 3 – Detalhe do *VIGV* (*Variable Inlet Guide Vane*).

A função do *VIGV* é manter constante a relação ar / combustível, sendo fundamental para a operação em ciclo combinado, mantendo a temperatura dos gases de exaustão constante.

A presença deste elemento se justifica principalmente pela difícil tarefa que a câmara de combustão tem de queimar grandes quantidades de combustível com grandes volumes de ar provenientes do compressor. A realização desta tarefa deve incidir numa perda de pressão muito pequena com uma máxima liberação de calor, dentro de um espaço limitado, ou seja, o desempenho de uma turbina a gás pode ser expresso em termos do consumo específico de combustível. Assim, é necessário conhecer a razão entre a massa de combustível e a massa de ar que entram na câmara de combustão.

- *Intercooler*

Uma forma de aumentar a potência útil da turbina sem afetar o trabalho produzido é conseguida com a utilização de *intercooler* entre dois compressores, como forma de reduzir o trabalho de compressão. Para isso é necessária a operação do compressor próxima a um processo isotérmico, com o envolvimento de dois ou mais compressores.

Deste modo há uma menor perda de potência durante o processo de compressão. O ar da pressão ambiente é comprimido a uma pressão intermediária no primeiro

compressor, havendo um aumento da temperatura deste gás. A função do *intercooler* é, então, reduzir a temperatura do ar comprimido que sai para o segundo compressor, completando o processo de compressão para a pressão final desejada.

### **3. Câmara de Combustão**

A finalidade da câmara de combustão é queimar a mistura de combustível com a massa de ar entregue pelo compressor. Como produto da combustão há liberação de calor e uma consequente expansão e aceleração dos gases resultantes que, juntamente com o excesso de ar responsável pelo resfriamento, formam um fluxo uniforme que produz trabalho mecânico quando direcionado à turbina.

Como a temperatura requerida do fluido de trabalho na entrada da turbina varia com o empuxo ou o trabalho, e sendo a temperatura máxima limitada pela temperatura do material das palhetas da turbina, a câmara de combustão deve realizar uma combustão eficiente e estável ao longo da faixa de operação da turbina a gás.

A quantidade de combustível a ser misturada com o ar depende do aumento de temperatura requerido, porém, como citado anteriormente, há uma limitação desta temperatura que chega a aproximadamente 2000 °C no processo de combustão. Uma forma de reduzir a temperatura dos gases para valores suportáveis às partes componentes da turbina se dá com o aumento de ar na câmara de combustão.

### **4. Turbina**

A função da turbina é fornecer potência através do eixo para o acionamento do turbogerador, do compressor e acessórios. Para isto, a turbina utiliza a energia armazenada nos gases quentes em expansão provenientes da câmara de combustão.

Basicamente uma turbina é composta por bocais de descarga de combustão, sistema diretor e rotor, sendo que seu eixo pode ser comum ao eixo do compressor.

### **5. Sistema de Combustível**

A temperatura de operação da máquina é estabelecida primariamente pelo sistema de controle de combustível que é o aspecto mais crítico no controle da turbina a gás. Como as máquinas operam próximas de seus limites é importante o compromisso com a eficiência, assim o sistema precisa ser controlado para que se possa operar sempre no ponto ótimo.

Uma turbina a gás pode ter um ou mais tipos de sistemas de combustível, sendo os principais o gasoso e o líquido. Basicamente, o sistema de combustível gasoso é composto por injetores de combustível, tubulação, válvula de redução, válvula de bloqueio, válvulas reguladoras de pressão, filtro de combustível e outros elementos.

## 6. Injetores de Combustível

Os injetores são os componentes finais do sistema de combustível, responsáveis por distribuir apropriadamente o combustível, garantindo a sua queima rápida. Para que a queima possa ser realizada na câmara de combustão, o combustível a ser injetado deve ser filtrado, bombeado e medido.

O tipo de combustível determina a complexidade do sistema de injeção de combustível. Por exemplo, os combustíveis gasosos (gás natural) exigem um sistema de injeção menos complexo do que os combustíveis líquidos (óleos pesados).

## 7. Sistema de Exaustão

O sistema de exaustão tem a finalidade de conduzir os gases de exaustão que saem do último estágio da turbina para a atmosfera ou para o equipamento de recuperação de calor. Este sistema contém uma chaminé na saída da turbina a gás. O gás é então direcionado pelo exaustor a uma tubulação que transportará o mesmo até a chaminé de exaustão ou para o interior do equipamento de recuperação de calor.

## 8. Sistema de Partida

Devido à rotação inicial desenvolvida pela turbina a gás ser baixa, geralmente podem ser utilizados dois tipos de sistemas auxiliares de partida fornecendo torque adicional. Estes sistemas são:

- Conjunto de partida de motor elétrico;
- Conjunto de partida de motor diesel.

### 2.3.1.2 – Configurações das Turbinas a Gás

A turbina a gás pode variar sua configuração de várias maneiras, seja adicionando-se compressores, turbinas, *intercoolers* entre os compressores, câmaras adicionais de combustão, trocadores de calor etc. Estes refinamentos podem ser utilizados para aumentar a potência útil e a eficiência térmica e, em contrapartida, acarretar no aumento da complexidade, do custo e do peso.

- **Turbinas Aeroderivativas**

Estas unidades possuem múltiplos eixos trabalhando em rotações diferentes, sendo a inércia do estágio de baixa pressão, ao qual está conectado o gerador, muito baixa. As máquinas de múltiplos eixos são extremamente sensíveis aos distúrbios que porventura podem ocorrer na rede elétrica. Os riscos de perda de estabilidade são maiores quando comparadas com a configuração de um eixo.

A vantagem deste tipo de turbina é que devido ao acoplamento aerodinâmico, os esforços mecânicos na turbina livre não são absorvidos pelo gerador de gás. Além disso, o gerador de gás pode ter rotação diferente da turbina livre.

A operação das turbinas de múltiplos eixos é caracterizada por *spools* (conjuntos compressor/turbina) que operam com rotação variável em função da potência solicitada.

A Figura 2 - 4, a Figura 2 - 5, a Figura 2 - 6 e a Figura 2 - 7, ilustram, respectivamente, as configurações típicas de uma turbina a gás com *spool* simples e turbina de potência, com dois *spools* e turbina de potência, uma configuração avançada com dois *spools* e uma avançada com três *spools*.

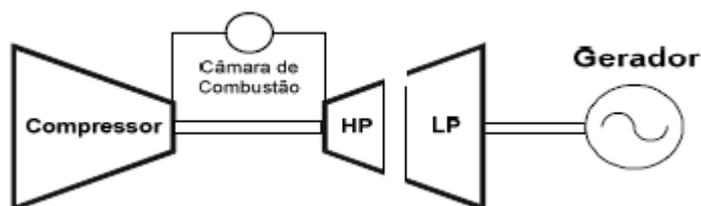


Figura 2 - 4 - Configuração com *spool* simples e turbina de potência.

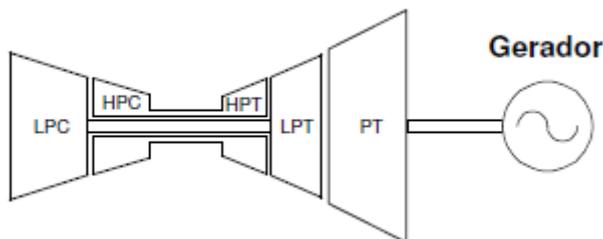


Figura 2 - 5 – Configuração dois *spools* + turbina de potência.

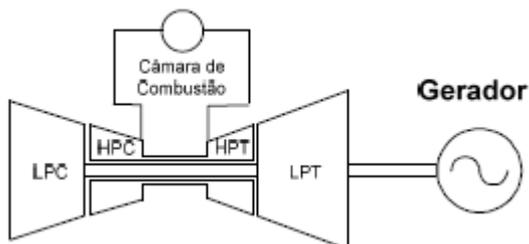


Figura 2 - 6 – Configuração avançada com dois *spools*.

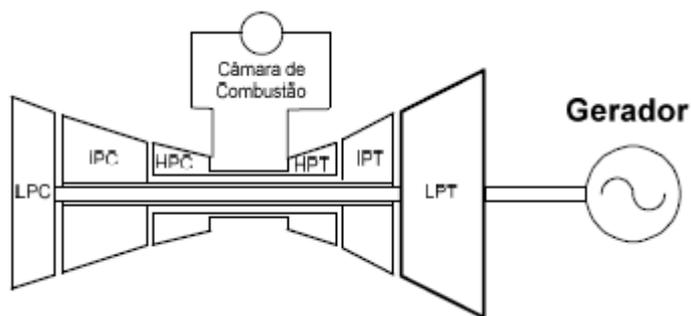


Figura 2 - 7 – Configuração avançada com três *spools*.

- **Turbinas *Heavy-duty***

A maioria das turbinas a gás industriais apresenta configurações com ou sem turbina livre de um, dois ou três eixos de ciclo simples, como mostrado pela Figura 2 - 8.

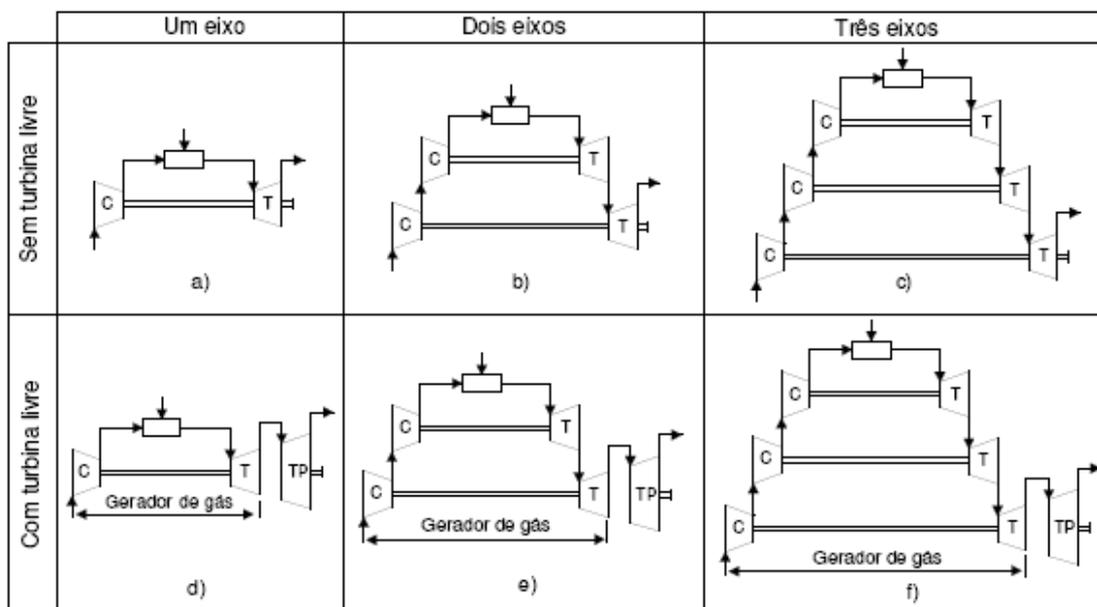


Figura 2 - 8 – Configurações de turbinas a gás *heavy duty*.

No caso da configuração de um eixo sem turbina livre, Figura 2 - 8a, parte da potência produzida pela turbina é fornecida ao compressor e o restante destina-se a potência útil do eixo. Esta configuração é muito utilizada em operação que exige velocidade e carregamento constante, como é o caso de geração elétrica, onde as turbinas a gás empregadas são denominadas *Heavy Duty Gas Turbine*.

Nas configurações com turbina livre (ou de potência) e gerador de gás, o gerador de gás pode ser de um, dois ou três eixos. A consideração de mais de um eixo tem a finalidade de aumentar a eficiência térmica, aumentando a razão de pressão do ciclo. A divisão da compressão em vários estágios (vários eixos) visa aumentar a eficiência aerodinâmica do processo de compressão com a obtenção de alta pressão do ciclo.

Cada compressor tem sua respectiva turbina, que fornece a potência necessária à compressão. Isto significa que os compressores são mecanicamente independentes, possuindo, cada um, a sua própria turbina e rotação.

A configuração com turbina livre e gerador de gás pode ser utilizada para aplicações industriais ou aeronáuticas. A turbina a gás com mais de um eixo, no gerador de gás, tem sua maior aplicação na aeronáutica, sendo que os compressores para este tipo de aplicação podem ser centrífugos ou axiais.

### **2.3.1.3 – Tipos de Controle das Turbinas a Gás**

O comportamento dinâmico das turbinas a gás é substancialmente diferente dos demais tipos de turbina. O seu entendimento, associado a uma modelagem matemática adequada, é fundamental nas análises que envolvem as interações com o sistema elétrico de potência.

Normalmente, um modelo de turbina a gás apresenta os seguintes sistemas de controle: o controle de velocidade, o controle de aceleração e o controle de temperatura, sendo o controle do *VIGV* embutido neste último. Através de um seletor de valor mínimo os sinais desses três sistemas de controle são comparados e a seleção de um dos sinais é realizada visando a economia de combustível.

Para uma adequada atuação desses sistemas de controle é necessário um conjunto de instrumentos de medição eficiente e confiável, que seja capaz de quantificar com boa precisão as alterações nas variáveis de controle da central termelétrica, tais como velocidade angular do eixo, temperatura, fluxo de combustível e posição do *VIGV*.

- **Controle de velocidade**

O sistema de controle de velocidade tem a função básica de manter a frequência do sistema de potência constante, que depende diretamente da velocidade da máquina primária, viabilizando assim a operação em paralelo.

As cargas elétricas do sistema de potência sofrem pequenas variações, determinando suaves alterações no conjugado elétrico em condições normais de operação e, conseqüentemente, um pequeno desequilíbrio entre os conjugados elétrico e mecânico. Para compensar esse fato, deve-se promover o aumento ou redução do fluxo de combustível, através da atuação do regulador de velocidade sobre as válvulas de admissão (válvulas de controle – GV). Assim, o equilíbrio entre a carga e a geração é restabelecido.

- **Controle de temperatura**

Quando um aumento de temperatura, ocasionado por um aumento de demanda de potência e, conseqüentemente, do fluxo de combustível alcançar o limite máximo permitido para o material utilizado na confecção da máquina, o sistema de controle de temperatura deve ser acionado.

A medição da temperatura é realizada através de um termopar. Na ocorrência de uma variação de temperatura de exaustão da máquina, a tensão do termopar não varia instantaneamente, havendo um atraso no sinal de temperatura durante o transitório. A magnitude do atraso determina o *overshoot* ocasionado pela existência da variação da temperatura.

Para minimizar o *overshoot* e compensar este atraso, o circuito de controle monitora a taxa de variação de temperatura. A informação desta taxa é adicionada ao valor atual do sinal de temperatura. Como resultado, o controlador atua no combustível limitando o *overshoot*.

- **Controle de aceleração**

O sistema de controle de aceleração é utilizado durante a partida da turbina para limitar a taxa de aceleração do rotor, diminuindo o estresse térmico. Em operação normal este controle reduz o fluxo de combustível e limita a tendência de sobrevelocidade na eventualidade de uma rejeição parcial ou total de carga.

- **Controle do *Variable Inlet Guide Vane (VIGV)***

As palhetas móveis localizadas no compressor de uma turbina a gás são chamadas *Variable Inlet Guide Vane (VIGV)* e, através de um sistema de controle específico, permitem variar a temperatura de exaustão da turbina, alterando a massa de ar que entra na câmara de combustão.

Através deste controle, é possível assegurar a eficiência da turbina nas mais diversas condições operativas, e manter temperaturas de exaustão elevadas, mesmo em condições de carga leve.

### **2.3.2 – Caldeira de Recuperação (HRSG)**

A caldeira de recuperação é o elemento responsável pelo acoplamento térmico entre os ciclos a gás e a vapor, onde os gases quentes de exaustão da turbina a gás são aproveitados para que haja a geração de vapor necessário às turbinas a vapor.

O vapor é gerado em vários estágios de pressão com a finalidade de otimizar e melhorar o desempenho do processo na maioria das configurações em ciclo

combinado, sendo que podem existir um, dois ou três níveis de pressão na caldeira de recuperação. Isso quer dizer que a utilização de dois ou três níveis de pressão reduz as irreversibilidades inerentes à troca de calor entre os gases e o vapor, reduzindo a diferença de temperatura entre ambos os fluidos.

Existem alternativas de configuração para a caldeira de recuperação, através de instalação de equipamentos suplementares, que têm como função elevar a temperatura do vapor a ser direcionado para a turbina térmica. Entretanto, para o ciclo combinado a eficiência é reduzida.

### 2.3.2.1 – Componentes das Caldeiras de Recuperação

Apesar de apresentar uma estrutura diferente, a caldeira de recuperação apresenta uma série de elementos que executam a mesma função da caldeira convencional utilizada na central térmica a vapor. Alguns destes elementos são: superaquecedor, economizador, reauecedor, bomba de circulação etc.

Este componente é fundamental numa instalação de ciclo combinado, afetando além do custo inicial de investimento, custos de operação e eficiência global. A Figura 2 - 9 apresenta os principais elementos da caldeira de recuperação, sendo eles o tambor, superaquecedor, reauecedor, economizador e queimador.

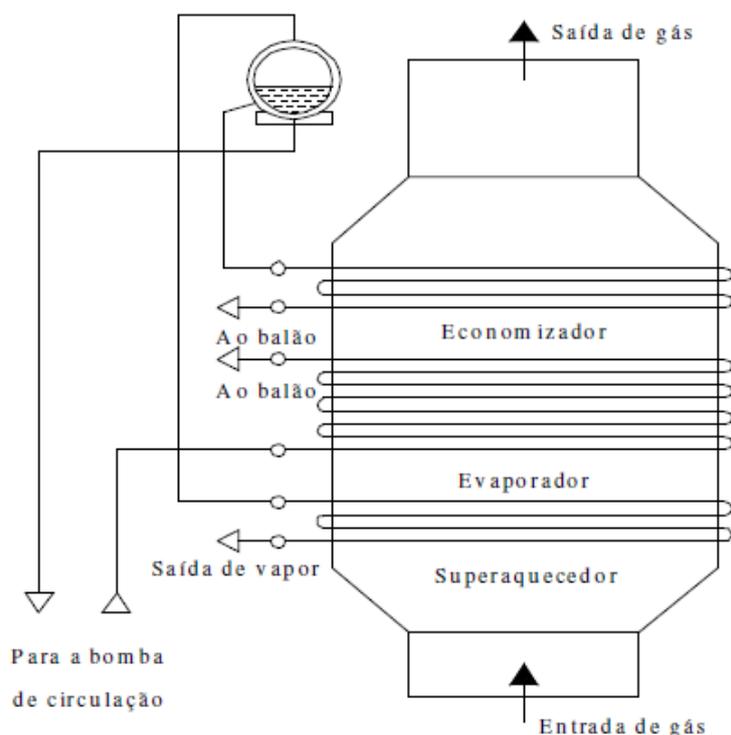


Figura 2 - 9 – Elementos da caldeira de recuperação.

### 2.3.3 – Turbina Térmica a Vapor

Uma turbina a vapor converte a energia armazenada no vapor à alta pressão e temperatura, proveniente da queima de um combustível, em energia mecânica que aciona o eixo que a acopla a um gerador, que por sua vez produz energia elétrica.

Com a finalidade de melhorar o desempenho do processo, as turbinas a vapor podem apresentar vários estágios de pressão, que apresentam partes fixas e móveis, sendo normalmente considerados estágios de alta, média (ou pressão intermediária) e baixa pressão. A divisão da turbina em estágios possibilita o reaquecimento do vapor, elevando sua entalpia e conseqüentemente aumentando a eficiência do ciclo. As configurações mais utilizadas são com 1, 2 e 3 estágios de pressão (Silva, 2009).

O vapor superaquecido à alta pressão proveniente da caldeira entra nas partes fixas, é acelerado e ganha energia cinética na medida em que se expande. Ao ser direcionado para as partes móveis da turbina, exerce uma força tangencial que produz um conjugado no eixo. Conforme o vapor se desloca axialmente pelo eixo da turbina, sua pressão reduz e o volume aumenta. A fim de melhorar sua eficiência, as pás das turbinas devem ter tamanhos crescentes da entrada para a parte de exaustão de vapor.

#### 2.3.3.1 – Componentes das Centrais Termelétricas a Vapor

Basicamente, uma turbina a vapor é constituída por um rotor apoiado em mancais, onde se localizam as pás (móveis), as alhetas (imóveis) e a carcaça (invólucro). Fazem parte de uma central termelétrica a vapor um superaquecedor, válvulas de controle, condensador, *crossover piping* e, em algumas configurações, reaquecedor.

As válvulas principais associadas à turbina a vapor são mostradas na Figura 2 - 10.

- **Válvulas principais de parada (MSV)**

Também chamadas de válvulas de estrangulamento, têm a função primária de prover uma proteção de *backup* para a turbina a vapor quando não há atuação das válvulas de controle.

Durante a partida, o controle do vapor é provido pelas válvulas de parada, sendo esta uma função secundária.

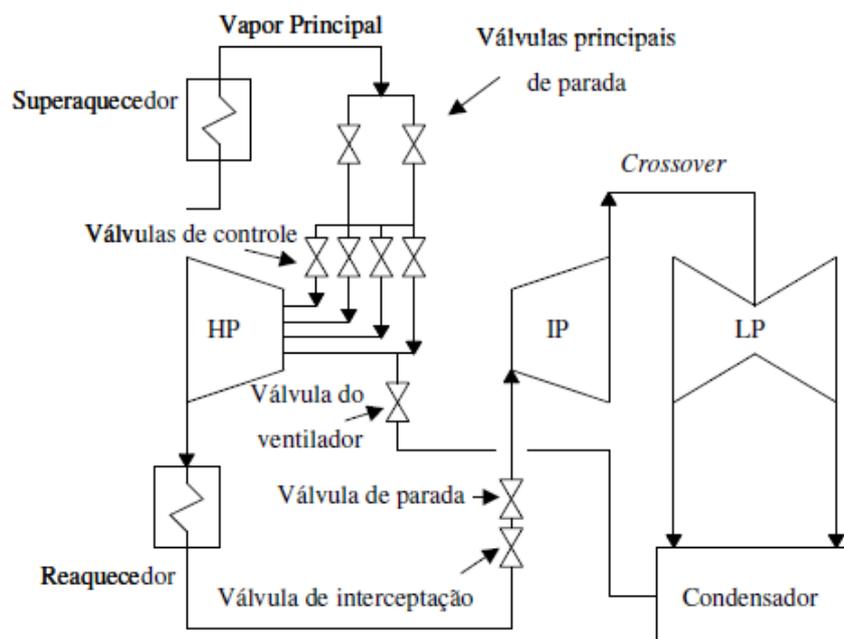


Figura 2 - 10 – Válvulas da turbina a vapor.

- **Válvulas de controle de vapor (CV)**

As válvulas de controle são responsáveis pelo controle primário da turbina, ou seja, têm a função de regular o fluxo de vapor para a turbina e, conseqüentemente, controlar a potência gerada dentro das condições especificadas pelo usuário.

A liberação de maior ou menor quantidade de vapor é realizada mediante sinal do regulador de velocidade que emite o comando de abrir ou fechar as válvulas de controle.

- **Válvulas de interceptação e válvulas de parada de vapor reaquecido**

A utilização das válvulas de interceptação permite o estrangulamento do fluxo de vapor para a turbina de pressão intermediária controlando dessa maneira a velocidade, que pode ser sobre-elevada em função da energia existente no vapor proveniente do reaquecedor. Tal condição também pode ser verificada durante o desligamento da unidade, sendo as válvulas de interceptação utilizadas no controle da velocidade.

Uma proteção de *backup* para a turbina a vapor é oferecida pelas válvulas de parada do vapor reaquecido no caso de um distúrbio da rede ou uma falha da válvula de interceptação. Durante grandes variações de carga e desligamento as válvulas de interceptação controlam a velocidade protegendo a turbina de sobrevelocidade destrutiva.

- **Válvula de *bypass***

Um sistema de *bypass* de vapor permite que a caldeira seja operada independentemente da turbina. Desse modo, o fluxo de vapor na saída da caldeira dependerá somente da capacidade das válvulas de *bypass*.

O aquecimento em combinação com o estresse ocasionado pela sobrevelocidade na turbina, e conseqüente saída de operação, pode danificar a turbina de alta pressão. Uma forma de evitar que este fato ocorra é a solicitação da válvula de *bypass* para sangrar o vapor para o condensador.

Além dos equipamentos principais como caldeiras e turbinas, uma central termelétrica a vapor possui os denominados equipamentos auxiliares, que são de importância vital para o funcionamento da central. Alguns componentes são o condensador, a torre de resfriamento, o sistema de água de circulação, o desaerador e a bomba de condensado.

Todos os aparelhos por onde circula a água já condensada, compreendidos entre a turbina e a caldeira, compõem o sistema de condensado e água de circulação. O vapor ao sair da turbina é condensado, criando uma zona de baixa pressão na exaustão da mesma. Em seguida, ocorre o descarregamento da água no desaerador para a eliminação de gases impróprios. Há ainda uma compensação da água de alimentação que vai entrar na caldeira através do vapor extraído da turbina completando-se assim o ciclo.

### 2.3.3.2 – Configurações das Turbinas a Vapor

As turbinas térmicas a vapor com seus múltiplos estágios podem ser dos tipos *tandem-compound* ou *cross-compound*. Na configuração *tandem-compound*, que é apresentada na Figura 2 - 11, os estágios são conectados em série e acoplados a um único gerador, tudo em um mesmo eixo.

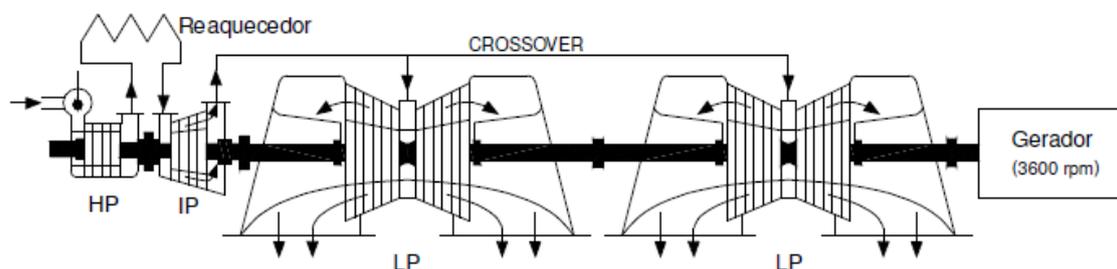


Figura 2 - 11 – Turbinas *tandem-compound*.

Já na configuração *cross-compound*, Figura 2 - 12, a turbina apresenta dois eixos separados, cada qual acoplado a um gerador e acionado por um ou mais estágios da turbina. Embora existam dois eixos e dois geradores diferentes na configuração *cross-*

*compound*, a turbina térmica constitui um conjunto único com vários estágios, sendo submetida à ação de um conjunto, também único, de sistemas de controle. Esta configuração apresenta maior capacidade e permite aumentar a eficiência, no entanto seu custo é mais elevado.

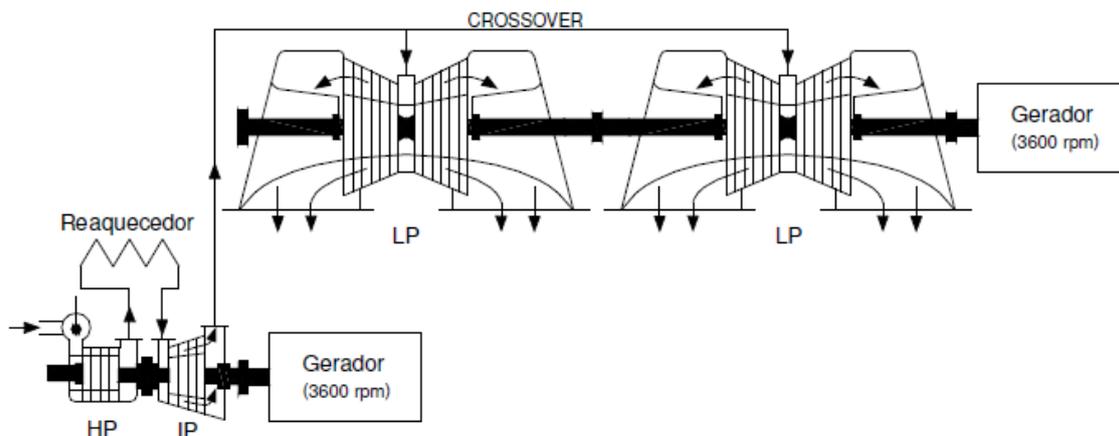


Figura 2 - 12– Turbinas *cross-compound*.

De uma forma geral as turbinas do tipo *tandem-compound* giram a 3600 rpm, enquanto que as do tipo *cross-compound* têm velocidade angular de 3600 rpm em seus dois eixos, ou alternativamente, 3600 rpm em um eixo e 1800 rpm no outro eixo.

As turbinas térmicas a vapor podem ser classificadas, também, em função da existência ou não de etapas de reaquecimento. Assim, é possível considerar os seguintes tipos: sem reaquecimento; com reaquecimento simples e com duplo reaquecimento.

As turbinas térmicas sem reaquecimento têm um único estágio e são aplicadas em unidades geradoras de até 100 MW. Em instalações de maior porte, consideram-se as turbinas térmicas com simples ou duplo reaquecimento, que possibilitam uma maior eficiência. O desempenho do ciclo é influenciado por estas diferentes configurações e também por parâmetros de operação.

A turbina representada na Figura 2 - 13 tem 3 estágios: alta pressão “*HP*”, pressão intermediária “*IP*” e baixa pressão “*LP*”. O vapor aquecido que sai da caldeira entra na câmara de vapor, fluindo através das válvulas de emergência principais “*MSV*” e das válvulas de atuação do regulador de velocidade “*GV*”, até o elemento de alta pressão “*HP*”.

Após uma expansão parcial, o vapor é levado novamente à caldeira, para reaquecimento. Daí, o vapor reaquecido é conduzido ao elemento de pressão intermediária “*IP*”, passando em seu curso pelas válvulas de emergência do reaquecedor “*RSV*” e pelas válvulas de controle de interceptação “*IV*”. Após expansão no elemento de pressão intermediária, o vapor é direcionado até os elementos de baixa pressão “*LP*”, via *crossover piping*, havendo a expansão final.

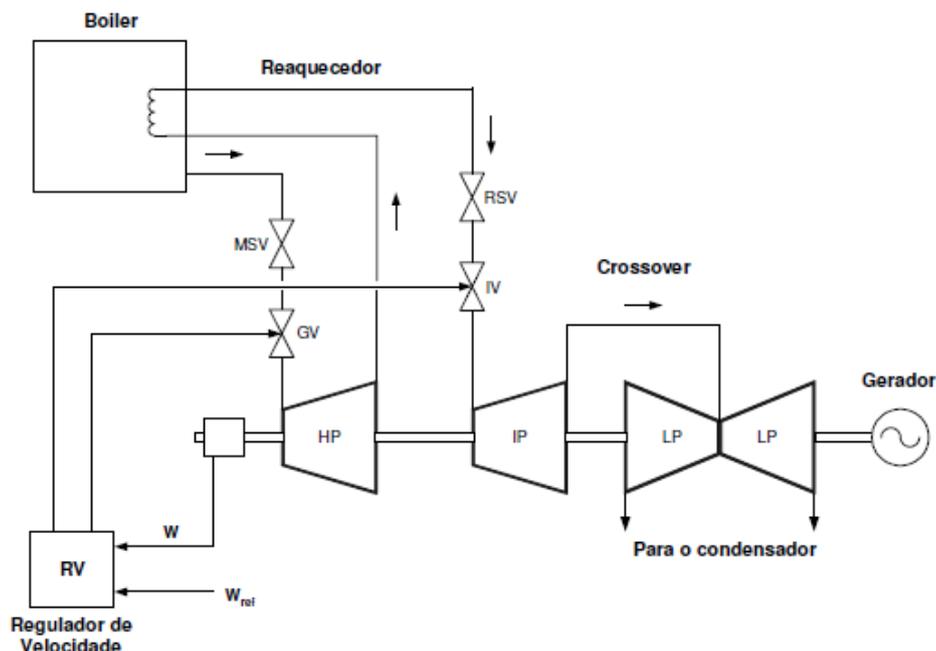


Figura 2 - 13 – Turbina térmica do tipo *tandem-compound* com reaquecimento simples.

Deste ponto, o vapor é levado aos condensadores para completar o ciclo. A contribuição individual de cada estágio, no conjugado desenvolvido no eixo, se dá tipicamente na relação de 30% para o estágio “HP”, 40% para o “IP” e 30% para o “LP”.

As turbinas térmicas com duplo reaquecimento têm o seu estágio de alta pressão dividido em duas partes, ou seja, um estágio de extra-alta pressão “VHP” e outro de alta pressão “HP”, com elemento reaquecedor disposto entre eles. Nesta configuração a contribuição individual dos vários estágios, no conjugado resultante no eixo, é realizada tipicamente na relação de 20% para o estágio “VHP”, 20% para o “HP”, 30% para o “IP” e 30% para o “LP”, sendo as válvulas de controle introduzidas antes dos estágios “VHP”, “HP” e “IP”, respectivamente.

### 2.3.3.3 – Tipos de Controle das Turbinas a Vapor

As ações de controle exercidas nas turbinas térmicas a vapor são realizadas fundamentalmente através de válvulas dispostas nas entradas dos diversos estágios da turbina. O número de estágios existentes na turbina, bem como a presença de reaquecimento e a disposição em outros eixos, têm grandes implicações na dinâmica e no controle de sistemas elétricos de potência, assim como os tipos de reguladores de velocidade e as várias válvulas de controle do fluxo de vapor.

Existem diferentes filosofias de projeto de sistemas de regulação de velocidade em usinas operando em ciclo combinado. A unidade a vapor pode ter sistema de regulação independente do sistema das unidades a gás, regulação totalmente

efetuada pelas unidades a gás (a unidade a vapor apenas “segue” estas unidades) ou sistemas híbridos em que a unidade a vapor efetua seu controle de velocidade até determinado ponto, a partir do qual o mesmo é executado pelas unidades a gás.

Os controles da turbina a vapor do ciclo combinado podem ser bastante diferentes das turbinas a vapor convencionais. Geralmente o objetivo do ciclo é obter a maior eficiência possível, gerando a maior quantidade de “MW” através dos gases de exaustão disponíveis. Desta forma, pode ser que não haja um regulador de velocidade para a unidade a vapor, uma vez que esta é sincronizada ao sistema.

Particularmente, a unidade pode operar no controle da potência gerada. Neste caso, a potência gerada tipicamente será controlada baseada na pressão do vapor existente e o sistema de controle das válvulas atuará regulando o fluxo de vapor para a turbina.

As válvulas de controle são responsáveis pelo controle primário da turbina. Conseqüentemente, o sinal recebido por elas vem do regulador de velocidade que dá o comando de abrir ou fechar a válvula, liberando assim, maior ou menor quantidade de vapor.

### 2.3.4 – Bypass de Gás e de Vapor

Em determinados momentos torna-se necessária a separação do ciclo da turbina a gás do ciclo da turbina a vapor. Para tanto, há uma câmara que comanda o desacoplamento do circuito.

- **Bypass de Gás**

O sistema de *bypass* da turbina a gás consiste num *damp*er que desvia os gases de escape da turbina a gás para a chaminé adicional, evitando sua passagem parcial ou total através da caldeira de recuperação, permitindo que o gás de exaustão vá direto para a atmosfera. Este sistema permite isolar a operação da turbina a gás do resto da planta.

- **Bypass de Vapor**

O sistema de *bypass* da turbina a vapor consiste numa tubulação com uma válvula que permite desviar diretamente a vazão de vapor da caldeira de recuperação para o condensador. Este sistema facilita a partida da usina, permitindo o aquecimento gradual da turbina a vapor, bem como sua acomodação à carga de operação.

Este tipo de *bypass* geralmente tem capacidade de permitir a passagem nominal de vapor, e com isso é possível operar a turbina a gás com a turbina a vapor desligada.

- **Controle de *Bypass***

A definição de uma estratégia de controle para o sistema de *bypass* de uma unidade geradora depende de diversos fatores, dentre os quais pode-se citar o tipo de caldeira, o regime de trabalho previsto, a capacidade da unidade e sua influência na estabilidade do sistema, a capacidade das estações e as características dos seus componentes.

Algumas estações de *bypass* de alta pressão podem incorporar, num mesmo módulo, as funções de bloqueio, controle e segurança. Já as estações de *bypass* de baixa pressão podem incorporar as válvulas de segurança e, se for o caso, as válvulas de partida.

## **2.4 – Configurações do Ciclo Combinado Gás-Vapor**

Uma planta em ciclo combinado a ser implantada deve considerar o tipo mais adequado de configuração para a sua construção, levando em conta, dentre outros fatores, o espaço físico disponível e a localização geográfica que, por sua vez, está ligada a fatores tais como a proximidade de linhas de transmissão, fontes de combustível e tipo de combustível disponível.

A configuração chamada de múltiplos eixos é tal que os geradores estão em eixos separados, sendo que cada turbina, a gás e a vapor, aciona seu próprio gerador. Na configuração da planta em eixo único as turbinas a gás e a vapor acionam um mesmo gerador, com os vários rotores acoplados em um mesmo eixo.

Com relação às turbinas a gás, a escolha entre os tipos aeroderivativa e *heavy-duty* depende da potência do ciclo combinado e em muitos casos, o tipo de combustível pode determinar a escolha da turbina a ser empregada.

### **2.4.1 – Tipos de Ciclos Combinados**

Em termos de ciclo térmico, existem três tipos de centrais de ciclos combinados para a geração de eletricidade, conforme ilustrados na Figura 2 - 14:

- Central de ciclo combinado em série;
- Central de ciclo combinado em paralelo;
- Central de ciclo combinado em série-paralelo.

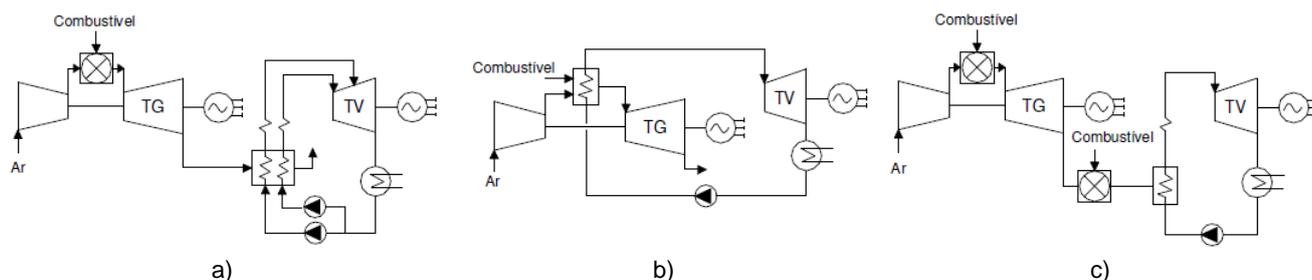


Figura 2 - 14 – Tipos de centrais termelétricas de ciclo combinado gás – vapor:  
a) série; b) paralelo; c) série-paralelo.

Um exemplo de central de ciclo combinado em série é a que liga um ciclo *Brayton*, com uma turbina a gás, e um ciclo a vapor através de uma *HRSG* (Figura 2 - 14a). Neste caso, os gases de exaustão da turbina a gás são utilizados para a geração de vapor em uma *HRSG* com níveis de pressão.

Uma característica particular desta configuração é que a vazão volumétrica de vapor nos últimos estágios da turbina a vapor pode ser até 70% maior em relação ao estágio de alta pressão. Isto tanto pelo fornecimento de vapor a uma pressão intermediária, quanto pela ausência de extrações para a regeneração no circuito de água de alimentação.

Uma central em paralelo é aquela em que o combustível é utilizado para gerar o calor para os dois ciclos. Particularmente no caso da Figura 2 - 14b, o ar comprimido é injetado numa caldeira que opera com fornalha a uma pressão na faixa entre 2 e 3 MPa. Os gases obtidos no processo de combustão transferem calor diretamente às paredes de água colocadas na fornalha antes de se expandirem na TG.

A maior dificuldade que se verifica nesta configuração é que se deve operar apenas com um combustível de alta qualidade visando garantir um funcionamento estável e prolongado da TG.

As centrais em série-paralelo são as que, sendo iguais às centrais em série, empregam a queima de combustível adicional na caldeira de recuperação. Como pode ser visto na Figura 2 - 14c, podem-se empregar, numa caldeira especialmente projetada para este fim, os gases de exaustão no lugar do ar para a combustão de um combustível de menor qualidade, como é o caso do carvão mineral.

## 2.4.2 – Classificação Segundo o Acoplamento das Máquinas

A classificação das centrais termelétricas de ciclo combinado a gás e vapor, na sua forma mais geral, é feita segundo o acoplamento das máquinas, que podem ser:

- De eixo único, isto é, as turbinas a gás e a vapor se encontram acopladas ao mesmo eixo, havendo um único gerador elétrico acionado pelas duas máquinas;
- De múltiplos eixos, isto é, as turbinas a gás e a vapor se encontram acopladas a eixos diferentes, com um gerador elétrico para cada máquina.

Na configuração de eixo único o acoplamento das máquinas pode ser realizado através do uso do *clutch*, que está localizado entre o gerador elétrico, ligado à turbina a gás, e a turbina a vapor. O fundamento de operação deste acoplamento mecânico consiste no acionamento da turbina a vapor ao gerador elétrico quando o número de revoluções desta máquina alcança o da turbina a gás, ou tende a superar. Se o número de revoluções da turbina a gás for maior que o da turbina a vapor, ocorre o desacoplamento.

Este acoplamento garante determinadas vantagens da configuração de eixo único com relação às de múltiplos eixos, sendo elas:

- Simplificação no controle e operação da central (há um sistema água-vapor mais simples, com menor quantidade de válvulas, *dampers*, tubos de distribuição, dispositivos desviadores de fluxo e partes separadas, sendo que cada bloco possui uma unidade de controle independente);
- Alta disponibilidade e confiabilidade, em função da menor complexidade do sistema e da simplicidade do sistema de partida e parada da central;
- Maior eficiência a cargas parciais, uma vez que alguns blocos geradores da central podem ser desligados enquanto os demais operam a plena capacidade;
- Melhor economicidade em caso de repotenciação.

### 2.4.3 – Configurações Típicas de Ciclo Combinado

Existem diversos tipos possíveis de configuração em ciclo combinado, sendo alguns deles apresentados a seguir:

- Configurações com duas ou mais turbinas a gás e uma turbina a vapor, cada uma delas acionando o seu próprio gerador elétrico;
- Configurações com duas ou mais turbinas a gás e duas ou mais turbinas a vapor, cada uma delas acionando o seu próprio gerador elétrico;
- Configurações com duas ou mais turbinas a gás e uma turbina a vapor com múltiplos estágios de pressão (em *tandem-compound* ou *cross-*

*compound*), sendo que cada uma das turbinas a gás aciona seu próprio gerador e a turbina a vapor de múltiplos estágios aciona um outro gerador;

- Configurações com uma turbina a gás acoplada ao mesmo eixo de uma turbina a vapor (configuração *single-shaft*), ambas acionando um mesmo gerador.

Uma usina operando em ciclo combinado é uma combinação de arranjos em eixo único ou múltiplos eixos. Estes arranjos podem ser categorizados da seguinte forma:

$$G:H:V$$

Sendo G o número de turbinas a gás, H o de caldeiras de recuperação e V o de turbinas a vapor.

A Figura 2 - 15 mostra o exemplo de um arranjo 1:1:1. A Figura 2 - 15a representa a configuração de múltiplos eixos composta por uma caldeira de recuperação, uma turbina a gás e uma turbina a vapor, com cada turbina acionando seu próprio gerador. A Figura 2 - 15b mostra a configuração mono-eixo composta por uma turbina a gás, uma turbina a vapor e uma caldeira de recuperação acionando um único gerador. Já a Figura 2 - 15c exemplifica a configuração mono-eixo com a presença de *clutch*.

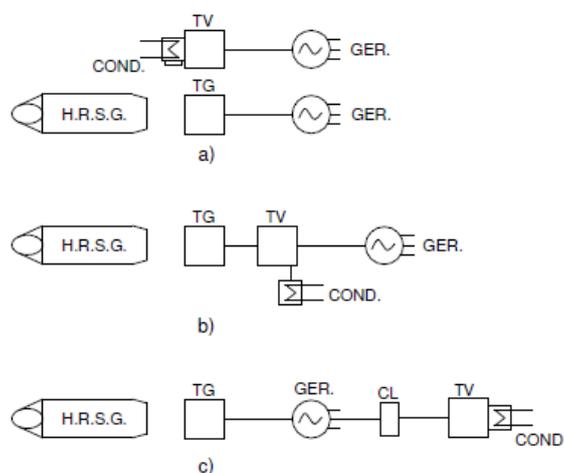


Figura 2 - 15 – Arranjo 1:1:1 de Ciclo Combinado:

a) múltiplos eixos; b) mono-eixo; c) mono-eixo com *clutch*.

A Figura 2 - 16 representa o arranjo 2:2:1 formado por duas turbinas a gás, duas caldeiras de recuperação e uma turbina a vapor.

Já a Figura 2 - 17 representa o arranjo 3:3:1 formado por três turbinas a gás, três caldeiras de recuperação e uma turbina a vapor.

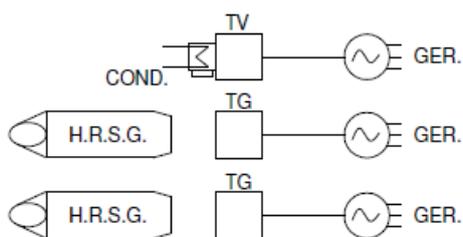


Figura 2 - 16 – Arranjo 2:2:1 de Ciclo Combinado.

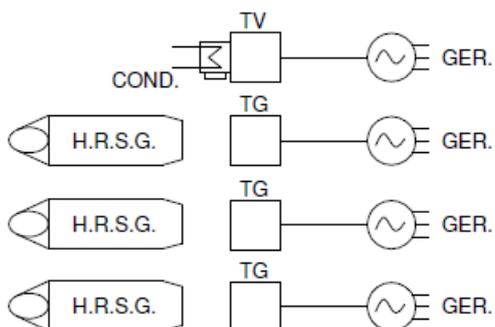


Figura 2 - 17 – Arranjo 3:3:1 de Ciclo Combinado.

A TABELA 2 - 1 apresenta os dados relativos à potência e eficiência do ciclo combinado de acordo com os tipos de arranjos.

TABELA 2 - 1 – DADOS DE PLANTAS OPERANDO EM CICLO COMBINADO (BOYCE, 2002).

Tipo da Planta Arranjo	Potência total da Planta [MW]	Potência da TG [MW]	Potência da TV [MW]	Eficiência da Planta [%]
Múltiplos eixos (1:1:1)	262	170	92	56,0
Múltiplos eixos (2:2:1)	529	170	189	56,5
Múltiplos eixos (3:3:1)	309	67,3	107	54,7
Eixo único (1:1:1)	271	172	99	57,6

#### 2.4.4 – Controle do Ciclo Combinado

O sistema de controle de uma planta operando em ciclo combinado consiste no controle da turbina a gás, da caldeira de recuperação e da turbina a vapor. Estes sistemas de controle são completamente automatizados e asseguram a partida das turbinas a gás e a vapor.

O controle da turbina a gás é complexo e tem um número de intertravamentos de segurança de forma a garantir uma partida segura. A rotação e a temperatura são as variáveis de controle a serem monitoradas. Se estas variáveis não atingirem

determinados valores pré-estabelecidos, durante certo tempo após a partida, o sistema de controle atuará e a turbina será desligada.

O tipo de controle predominante para o ciclo combinado é o de malha fechada. Os controles mais importantes para o ciclo são:

- Controle principal, que controla as turbinas a gás e a vapor (regulador de velocidade);
- Controle secundário, que controla parâmetros importantes do processo tais como a temperatura de combustão da turbina a gás, a temperatura de entrada da turbina a vapor, pressão etc;
- Sistema auxiliar de controle, que mantém a pressão da injeção de combustível, a pressão e temperatura do óleo lubrificante, etc.

#### **2.4.5 – Sistemas de Controle Considerados nos Estudos de Estabilidade Eletromecânica**

Para estudos de estabilidade eletromecânica são consideradas basicamente a malha de temperatura e a malha de velocidade na turbina a gás. As turbinas e os reguladores de velocidade são elementos importantes na análise da estabilidade angular de um sistema elétrico de potência, pois influem no conjugado mecânico " $T_m$ " entregue ao eixo do gerador, promovendo variações nas potências ativas geradas e nos deslocamentos angulares dos rotores " $\delta$ ".

### **2.5 – Modelagem Matemática**

Num sistema elétrico de potência, com central termelétrica operando em ciclo combinado gás-vapor, há diversas variáveis de controle e comportamentos dinâmicos distintos, que dependem das características operativas e configurações do sistema, devendo ser analisadas e avaliadas cuidadosamente para uma adequada operação do mesmo.

Por isso, uma correta modelagem matemática dos componentes e da rede, que reproduza adequadamente, e represente da maneira mais fidedigna possível seus comportamentos em qualquer situação de operação, é imprescindível para uma correta avaliação e análise nas condições de operação realizadas em estudos elétricos.

A modelagem matemática da turbina é frequentemente simplificada devido a sua complexidade e ao conhecimento intrínseco necessário a sua análise. Antes que o

sistema dinâmico possa ser analisado, deve-se determinar o modelo matemático preciso para que as representações dos elementos sejam as mais próximas possíveis da realidade (Gomes, 2003).

De uma forma geral, as configurações em ciclo combinado gás-vapor são compostas por unidades a gás, caldeiras de recuperação e unidades a vapor. Para todos estes elementos devem ser considerados modelos matemáticos adequados, lineares e não-lineares, representados através de ganhos, constantes de tempo, atrasos e limitações.

Elementos de controle como: reguladores de velocidade, controle de temperatura, controle de aceleração e o *VIGV*, devem ser representados com maiores detalhes, uma vez que são fundamentais para a operação em ciclo combinado. As dinâmicas dos sistemas de combustível, dos combustores e dos geradores de gás devem ser incorporadas nos modelos, sendo normalmente suficiente a consideração de modelos de primeira ou de segunda ordens, para cada elemento (Pássaro, 2002).

No caso dos compressores é importante a representação de suas descargas, enquanto que para os eixos das máquinas é essencial a consideração das respectivas inércias e amortecimentos mecânicos existentes.

No desenvolvimento de um modelo matemático para a turbina a vapor é considerada como variável de entrada o fluxo de vapor proveniente das caldeiras de recuperação, sendo discriminados também os efeitos dinâmicos dos estágios de alta, média e baixa pressão da turbina.

## CAPÍTULO 3

# ANÁLISE MODAL

---

### 3.1 – Introdução

Com as técnicas da análise modal é possível se obter as frequências naturais de oscilação e os *mode shapes* de um turbogerador e, assim extrair informações valiosas para a análise do comportamento dinâmico dessas estruturas complexas, quando submetidas a torques transitórios que resultam em oscilações torcionais, e para a determinação de medidas corretivas e de parametrização de controladores.

Para a utilização dessas e de outras técnicas de análise linear é necessária a obtenção de modelos lineares para os componentes do sistema, desprezando-se as não-linearidades inerentes ao comportamento físico dos componentes ou a partir da linearização das equações representativas em torno de um ponto de operação. Técnicas como a representação espaço-estado e autovalores e autovetores também são consideradas para a avaliação.

A simulação matemática de sistemas de eixo de turbogeradores deve reproduzir precisamente a resposta vibratória dos componentes do eixo individualmente, na faixa de frequência de interesse. Torques no entreferro, devido a perturbações na rede, contêm muitas frequências incluindo componentes que excedem a frequência fundamental do sistema. Contudo, para estudos de distorções das seções do eixo de grande diâmetro entre os elementos do rotor, normalmente é suficiente restringir a simulação mecânica para os modos torcionais abaixo das frequências fundamentais da rede (IEEE, 1982).

Essa consideração é válida porque em turbogeradores convencionais, o torque no entreferro aplicado para o rotor do gerador tende a ser ineficiente nas simulações dos modos torcionais mais elevados do sistema de eixo. Isso ocorre porque a amplitude torcional relativa do rotor do gerador em modos mais elevados ou tende a ser muito pequena, ou cada metade do rotor tende a responder com quase a mesma amplitude, mas em sentido oposto para tais vibrações (IEEE, 1982).

No caso de se considerar pequenas perturbações, essas técnicas apresentam resultados satisfatórios em simulações dinâmicas, condizentes com uma adequada modelagem matemática dos componentes.

O modelo usual para o sistema de eixo de um turbogerador é um sistema massa-mola, onde a inércia rotativa de cada elemento é representada por uma inércia única e o

eixo conectando cada par de elementos, por uma mola sem massa. O número de frequências torcionais naturais é o número de molas do modelo e, quando o sistema de equações inclui as equações representativas do gerador e do sistema de transmissão, uma frequência ressonante de 1 a 2 Hz, representando a interação com outras unidades da rede, também é verificada.

As características dinâmicas do sistema de eixo são definidas por um conjunto de três parâmetros: a constante de tempo de inércia “*H*” das massas individuais, a rigidez torcional “*K*” das seções do eixo conectando massas adjacentes e o coeficiente de amortecimento “*D*” associado a cada massa (Kundur, 1994).

A rigidez torcional “*K*”, ou coeficiente de elasticidade, define a relação entre o torque transmitido e o giro angular entre as duas extremidades do eixo. O fluxo de vapor através das pás da turbina, a histerese mecânica do material do eixo e as fontes elétricas, como geradores, excitatrizes e redes de transmissão, contribuem para o amortecimento das oscilações torcionais.

Os níveis de amortecimento associados às oscilações torcionais são muito pequenos e as constantes de tempo referentes à sua atenuação variam de 4 a 30 s. No modelo do sistema de eixo assume-se que todas as fontes de amortecimento podem ser representadas em termos de torques de amortecimento proporcionais às variações na velocidade das massas individuais, que são muito pequenos e, por isso desprezados nas simulações.

Entretanto, o montante de amortecimento presente nos vários modos de vibração é crucial porque controla diretamente a taxa de queda das oscilações e, a partir daí, o número de ciclos vivenciados antes das amplitudes de vibração caírem abaixo do alto ciclo de fadiga ou limite de tolerância do material do eixo (IEEE, 1982).

## 3.2 – Técnicas de Análise

- **Representação Espaço-Estado**

O comportamento dinâmico de um sistema de potência pode ser descrito sob a forma de uma representação espaço-estado, ou seja, por um conjunto de “*n*” equações diferenciais ordinárias não-lineares de primeira ordem, que pode ser escrito usando uma notação vetorial-matricial, conforme observado a seguir.

$$\begin{aligned} \dot{x} &= f(x, u, t) \\ y &= g(x, u, t) \end{aligned} \tag{3.1}$$

Sendo “*x*” um vetor de variáveis de estado, “*u*” de variáveis de entrada ou de controle e “*y*” de variáveis de saída, representados conforme mostra a equação (3.2).

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad u = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_r \end{bmatrix} \quad y = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

O estado de um sistema representa o conjunto mínimo de informações sobre o mesmo, num instante de tempo “ $t_0$ ” qualquer, necessário para que seu comportamento futuro possa ser determinado sem fazer referência à entrada anterior ao instante “ $t_0$ ”. As variáveis de estado formam um conjunto não único de variáveis do sistema, linearmente independentes, a partir do qual, juntamente com as entradas desse sistema, o seu estado pode ser descrito, tais como ângulo, velocidade e tensão.

Em estudos de interação do sistema elétrico com o sistema mecânico do rotor, o eixo de um turbogerador pode ter uma representação adequada através de um simples modelo de massas agrupadas, uma vez que esse tipo de problema é verificado principalmente numa faixa de frequência subsíncrona (Kundur, 1994).

- **Autovalores e Autovetores**

Os autovalores de uma matriz são dados pelos valores do parâmetro escalar “ $\lambda$ ” para os quais existam soluções não-triviais da seguinte equação:

$$A \cdot \phi = \lambda \cdot \phi \quad (3.3)$$

Sendo a matriz “ $A$ ” de ordem  $n \times n$  a representação do sistema, “ $\phi$ ” um vetor de ordem  $n \times 1$  e “ $\lambda$ ” o conjunto de “ $n$ ” soluções da equação característica que são os autovalores da matriz “ $A$ ”. A equação característica é obtida através da expansão do determinante da equação (3.4).

$$\begin{aligned} (A - \lambda \cdot I) \cdot \phi &= 0 \\ \det(A - \lambda \cdot I) &= 0 \end{aligned} \quad (3.4)$$

Os autovetores são os vetores associados aos autovalores que satisfazem a equação (3.3). Assim, para as equações apresentadas em (3.5), tem-se que:

$$A \cdot \phi_i = \lambda_i \cdot \phi_i \quad e \quad \psi_i \cdot A = \lambda_i \cdot \psi_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.5)$$

“ $\phi_i$ ” é o autovetor à direita e “ $\psi_i$ ” é o autovetor à esquerda da matriz “ $A$ ”, associados ao autovalor “ $\lambda_i$ ”, sendo de dimensão “ $n$ ” um vetor coluna e um vetor linha, respectivamente.

- **Matrizes Modais**

Pode-se extrair informações referentes a cada autovalor “ $\lambda_i$ ” ( $i = 1,2,\dots,n$ ), a partir das equações de obtenção dos autovetores associados à direita e à esquerda, através das formas matriciais expressas em (3.6):

$$\begin{aligned} A \cdot \Phi &= \Phi \cdot \Lambda \\ \Psi \cdot A &= \Lambda \cdot \Psi \end{aligned} \quad (3.6)$$

Sendo:

$$\Lambda = \begin{bmatrix} \lambda_1 & & & \\ & \lambda_2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & \lambda_n \end{bmatrix} \quad \Phi = \begin{bmatrix} \phi_{11} & \phi_{12} & \cdots & \phi_{1n} \\ \phi_{21} & \phi_{22} & \cdots & \phi_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \phi_{n1} & \phi_{n2} & \cdots & \phi_{nn} \end{bmatrix} \quad \Psi = \begin{bmatrix} \psi_{11} & \psi_{12} & \cdots & \psi_{1n} \\ \psi_{21} & \psi_{22} & \cdots & \psi_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \psi_{n1} & \psi_{n2} & \cdots & \psi_{nn} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Da equação (3.6) obtém-se a seguinte relação entre “ $\Phi$ ” e “ $\Psi$ ”:

$$\Psi = \Phi^{-1} \quad (3.8)$$

Isso significa que os autovetores à direita e à esquerda correspondentes a diferentes autovalores são ortogonais entre si. Por outro lado, os autovetores correspondentes ao mesmo autovalor podem ser normalizados de forma que seus produtos escalares sejam unitários, conforme apresentado a seguir.

$$\begin{aligned} \psi_i \cdot \phi_j &= 1 & i = j \\ \psi_i \cdot \phi_j &= 0 & i \neq j \end{aligned} \quad (3.9)$$

- **Resposta Livre de um Sistema Dinâmico**

A resposta livre de um sistema pode ser obtida assumindo-se o vetor de entradas nulo. Então, para as equações do sistema sob a forma de espaço-estado linearizadas tem-se:

$$\dot{\Delta x} = A \cdot \Delta x \quad (3.10)$$

Cada equação do sistema descrito pela relação anterior é dada pela combinação linear de todas as variáveis de estado. Como resultado do acoplamento entre os estados, a identificação dos parâmetros que influenciam sobremaneira a resposta do sistema se torna difícil. Para eliminar o acoplamento entre as variáveis de estado, considere um novo vetor de estados “ $z$ ”, definido por:

$$\Delta x = \Phi \cdot z \quad (3.11)$$

Sendo “z” denominado de vetor de variáveis modais.

Substituindo-se essa relação nas equações de estado e a pré-multiplicando por “ $\Phi^{-1}$ ”, obtém-se:

$$\begin{aligned} \dot{\Phi} \cdot z &= A \cdot \Phi \cdot z \\ \dot{z} &= (\Phi^{-1} \cdot A \cdot \Phi) \cdot z \end{aligned} \quad (3.12)$$

A expressão entre parênteses é equivalente à matriz diagonal “ $\Lambda$ ”, formada pelos autovalores da matriz “ $A$ ”. Desta forma, pode-se escrever:

$$\dot{z} = \Lambda \cdot z \quad (3.13)$$

A principal característica do sistema de equações diferenciais obtido na equação (3.13) é o desacoplamento entre as variáveis modais de “z”, uma vez que a matriz “ $\Lambda$ ” é diagonal. Cada variável no vetor “z” corresponde a uma variável de estado transformada e está associada a um único modo. A solução desta equação é dada por:

$$z = e^{\Lambda t} \cdot z(0) \quad (3.14)$$

Sendo,

$$e^{\Lambda t} = \begin{bmatrix} e^{\lambda_1 t} & & & \\ & e^{\lambda_2 t} & & \\ & & \ddots & \\ & & & e^{\lambda_n t} \end{bmatrix} \quad z(0) = \begin{bmatrix} z_1(0) \\ z_2(0) \\ \vdots \\ z_n(0) \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Como “z(0)” pode ser expresso por:

$$z(0) = \Psi \cdot \Delta x(0) \quad (3.16)$$

Chega-se à seguinte solução geral para o sistema de equações:

$$\Delta x = \Phi \cdot e^{\Lambda t} \cdot \Psi \cdot \Delta x(0) \quad (3.17)$$

Ou seja,

$$\begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^n \phi_{i1} \cdot \psi_{i1} \cdot e^{\lambda_i \cdot t} & \sum_{i=1}^n \phi_{i1} \cdot \psi_{i2} \cdot e^{\lambda_i \cdot t} & \cdots & \sum_{i=1}^n \phi_{i1} \cdot \psi_{in} \cdot e^{\lambda_i \cdot t} \\ \sum_{i=1}^n \phi_{i2} \cdot \psi_{i1} \cdot e^{\lambda_i \cdot t} & \sum_{i=1}^n \phi_{i2} \cdot \psi_{i2} \cdot e^{\lambda_i \cdot t} & \cdots & \sum_{i=1}^n \phi_{i2} \cdot \psi_{in} \cdot e^{\lambda_i \cdot t} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \sum_{i=1}^n \phi_{in} \cdot \psi_{i1} \cdot e^{\lambda_i \cdot t} & \sum_{i=1}^n \phi_{in} \cdot \psi_{i2} \cdot e^{\lambda_i \cdot t} & \cdots & \sum_{i=1}^n \phi_{in} \cdot \psi_{in} \cdot e^{\lambda_i \cdot t} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x_1(0) \\ \Delta x_2(0) \\ \vdots \\ \Delta x_n(0) \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

A equação (3.18) fornece a resposta livre do sistema em função dos autovalores e autovetores da matriz “A”. Verifica-se que a resposta no domínio do tempo de cada variável de estado é dada pela combinação linear dos “n” modos associados aos “n” autovalores da matriz de estados.

Para os autovalores “ $\lambda_i$ ” reais, verifica-se que ambos os autovetores associados “ $\phi_j$ ” e “ $\psi_i$ ” devem ser compostos por valores reais. Para autovalores “ $\lambda_i$ ” dados por números complexos, estes sempre aparecerão na forma de pares complexos conjugados. Nestes casos, os autovetores associados “ $\phi_j$ ” e “ $\psi_i$ ” devem possuir valores complexos apropriados, de forma que a resposta “ $\Delta x$ ” seja real em todos os instantes de tempo (Jusan, 2007).

A partir da equação (3.18), verifica-se que a resposta livre do sistema é determinada pela natureza dos autovalores da matriz de estados. Estes autovalores podem ser reais ou complexos e a estabilidade do sistema é determinada da seguinte forma:

- 1- **Autovalores Reais Negativos** – Correspondem a modos não-oscilatórios, que decaem exponencialmente, caracterizando um sistema estável;
- 2- **Autovalores Reais Positivos** – Correspondem a modos não-oscilatórios crescentes exponencialmente com o tempo, caracterizando um sistema instável;
- 3- **Autovalores Complexos com Parte Real Negativa** – Aparecem na forma de pares conjugados e correspondem a modos oscilatórios amortecidos, caracterizando um sistema estável;
- 4- **Autovalores Complexos com Parte Real Positiva** – Aparecem na forma de pares conjugados e correspondem a modos oscilatórios crescentes com o tempo, caracterizando um sistema instável.

- **Mode Shapes**

Com o conceito de variáveis de estado modais (“z”) pode ser observado que cada uma destas variáveis está diretamente relacionada a apenas um modo. Pela equação (3.18), nota-se que as componentes do autovetor à direita “ $\phi_i$ ” medem o grau de atividade de cada variável de estado quando um determinado autovalor “ $\lambda_i$ ” é excitado, enquanto que as componentes do autovetor à esquerda “ $\psi_i$ ” fornecem uma ponderação da contribuição das condições iniciais para este mesmo modo. Os autovetores à direita são também denominados *mode shapes*.

Por exemplo, o grau de atividade da variável de estado “ $x_k$ ” no  $i$ -ésimo modo é dado pelo elemento “ $\phi_{ki}$ ” do autovetor à direita “ $\phi_i$ ”. A amplitude dos elementos de “ $\phi_i$ ” fornece o grau de atividade de cada variável de estado no modo “ $i$ ”, enquanto os ângulos destes elementos indicam a disposição de fase das variáveis de estado em relação a este modo.

- **Fatores de Participação**

A utilização individual dos autovetores à direita ou à esquerda para identificação da relação entre cada variável de estado e os modos apresenta o inconveniente de que os elementos dos autovetores dependem das unidades associadas às variáveis de estado. Uma forma de quantificar as características denotadas pelos autovetores consiste em utilizar a *matriz de participação*, que combina os autovetores à direita e à esquerda, e é definida por:

$$P = [p_1 \quad p_2 \quad \cdots \quad p_n] \quad (3.19)$$

Sendo,

$$p_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \psi_{1i} \cdot \phi_{i1} \\ \psi_{2i} \cdot \phi_{i2} \\ \vdots \\ \psi_{ni} \cdot \phi_{in} \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Cada elemento da matriz de participação “ $p_{ki}$ ” é chamado *fator de participação* e mede a participação relativa da  $k$ -ésima variável de estado no  $i$ -ésimo modo, e vice-versa. A vantagem da utilização deste índice é que ele é adimensional, ou seja, independe da escolha de unidades.

- **Resposta em Frequência**

Entende-se por resposta em frequência, a resposta em regime estacionário de um sistema (módulo e fase) submetido a um sinal senoidal de frequência variável a uma de suas entradas (Ogata, 2003).

As técnicas no domínio da frequência podem ser utilizadas para a análise do desempenho do sistema, bem como para o projeto e otimização de controladores. Uma das vantagens do enfoque da resposta em frequência é que os testes experimentais são, em geral, simples e podem ser realizados com exatidão a partir do uso de geradores de sinal senoidal. As funções de transferência de sistemas relativamente complexos podem ser determinadas experimentalmente a partir de testes de resposta em frequência. Informações sobre a estabilidade do sistema podem ser obtidas a partir de curvas de resposta em frequência, tais como os diagramas de Bode.

O diagrama de Bode fornece a resposta em frequência de um sistema dinâmico a partir de dois gráficos distintos de módulo (decibéis) e de fase, em função da frequência e geralmente utilizando-se escala logarítmica. A partir do diagrama de Bode, é possível obter informações sobre a estabilidade do sistema em malha fechada, através da determinação das margens de fase e de ganho.

### 3.3 – Estabilidade a Pequenas Perturbações – Linearização

A estabilidade de um sistema de potência frente a pequenas perturbações é definida como a habilidade que este sistema tem de manter-se em sincronismo quando submetido a um pequeno distúrbio. Assim, considerando-se distúrbios suficientemente pequenos, as equações que descrevem a resposta do sistema podem ser linearizadas. Desta forma, para um dado sistema em um determinado ponto de equilíbrio tem-se:

$$\dot{\underline{x}}_0 = \underline{f}(\underline{x}_0, \underline{u}_0) = 0 \quad (3.21)$$

Onde “ $\underline{x}_0$ ” é o vetor de variáveis de estado no estado inicial e “ $\underline{u}_0$ ” é o vetor de entrada correspondente ao ponto de equilíbrio. Admitindo uma pequena perturbação no sistema anterior vem:

$$\underline{x} = \underline{x}_0 + \Delta \underline{x}; \quad \underline{u} = \underline{u}_0 + \Delta \underline{u} \quad (3.22)$$

Onde “ $\Delta$ ” caracteriza a pequena perturbação. O novo estado deve satisfazer, então, a seguinte equação:

$$\underline{\dot{x}} = \underline{\dot{x}_0} + \Delta \underline{\dot{x}} = \underline{f}[\underline{(x_0 + \Delta x)}, \underline{(u_0 + \Delta u)}] \quad (3.23)$$

Assumindo que tais variações sejam pequenas, as funções não lineares “ $\underline{f}(\underline{x}, \underline{u})$ ” podem ser expressas através de uma expansão da série de Taylor:

$$\begin{aligned} \underline{\dot{x}}_i &= \underline{\dot{x}}_{i0} + \Delta \underline{\dot{x}}_i = \underline{f}_i[\underline{(x_0 + \Delta x)}, \underline{(u_0 + \Delta u)}] = \\ &= \underline{f}_i[\underline{(x_0)}, \underline{(u_0)}] + \frac{\partial \underline{f}_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial \underline{f}_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \\ &\quad + \frac{\partial \underline{f}_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial \underline{f}_i}{\partial u_r} \Delta u_r \end{aligned} \quad (3.24)$$

Como  $\underline{\dot{x}}_{i0} = \underline{f}_i(\underline{x}_0, \underline{u}_0)$  vem:

$$\Delta \underline{\dot{x}}_i = \frac{\partial \underline{f}_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial \underline{f}_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial \underline{f}_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial \underline{f}_i}{\partial u_r} \Delta u_r \quad (3.25)$$

E da mesma forma para  $\underline{y} = \underline{g}(\underline{x}, \underline{u})$ :

$$\Delta y_i = \frac{\partial g_j}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial g_j}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial u_r} \Delta u_r \quad (3.26)$$

Portanto, a forma linearizada da equação de estado e das variáveis de interesse (3.25) e (3.26) sob a forma matricial são, respectivamente:

$$\begin{aligned} \underline{\Delta \dot{x}} &= A \underline{\Delta x} + B \underline{\Delta u} \\ \underline{\Delta y} &= C \underline{\Delta x} + D \underline{\Delta u} \end{aligned} \quad (3.27)$$

Onde:

$$\begin{aligned} A &= \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}; \quad B = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_r}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_r}{\partial u_r} \end{bmatrix} \\ C &= \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}; \quad D = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_r}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_r}{\partial u_r} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3.28)$$

Tomando-se a transformada de Laplace das equações (3.27), obtêm-se as equações de estado e de resposta no domínio da frequência:

$$\begin{aligned} s\underline{\Delta x}(s) - \underline{\Delta x}(0) &= A\underline{\Delta x}(s) + B\underline{\Delta u}(s) \\ \underline{\Delta y}(s) &= C\underline{\Delta x}(s) + D\underline{\Delta u}(s) \end{aligned} \quad (3.29)$$

Reordenando as equações anteriores vem:

$$\begin{aligned} (sI - A)\underline{\Delta x}(s) &= \underline{\Delta x}(0) + B\underline{\Delta u}(s) \\ \underline{\Delta x}(s) &= (sI - A)^{-1}[\underline{\Delta x}(0) + B\underline{\Delta u}(s)] \end{aligned} \quad (3.30)$$

$$\underline{\Delta x}(s) = \frac{adj(sI - A)}{\det(sI - A)}[\underline{\Delta x}(0) + B\underline{\Delta u}(s)] \quad (3.31)$$

$$\underline{\Delta y}(s) = C \frac{adj(sI - A)}{\det(sI - A)}[\underline{\Delta x}(0) + B\underline{\Delta u}(s)] + D\underline{\Delta u}(s) \quad (3.32)$$

Os polos de “ $\underline{\Delta x}(s)$ ” e “ $\underline{\Delta y}(s)$ ” são as raízes da equação característica da matriz “A”:

$$\det(sI - A) = 0 \quad (3.33)$$

Os valores de “s” que satisfazem a equação (3.33) são os autovalores da matriz “A”. Para cada autovalor haverá um autovetor correspondente dado por:

$$A\phi_i = \lambda_i\phi_i \quad (3.34)$$

Onde “ $\lambda_i$ ” é um escalar (autovalor) e “ $\phi_i$ ” o correspondente autovetor, que é conhecido como autovetor à direita de “A”. Pode-se escrever agora:

$$(A - \lambda I)\phi = 0 \quad (3.35)$$

Sendo o vetor de estados “x”, para o autovetor à direita “ $\phi_i$ ”, que é associado ao autovalor “ $\lambda_i$ ”, tem-se:

$$\begin{aligned} x &= [x_1 \quad x_2 \quad \cdots \quad x_n]^T \\ \phi_i &= [\phi_1 \quad \phi_2 \quad \cdots \quad \phi_n]^T \end{aligned} \quad (3.36)$$

O elemento “n” do autovetor à direita mede a atividade da variável “ $x_n$ ” no modo “i”.

Com a análise dos autovalores e autovetores da matriz característica do sistema, para o problema de modelagem do eixo de um turbogerador, os autovalores informam as frequências naturais dos modos de oscilação do eixo, enquanto que os autovetores associados a cada frequência informam como as massas estão deslocadas uma da outra para o modo de oscilação.

Na obtenção dos modos de oscilação devem ser zerados todos os coeficientes de amortecimento, para que os autovalores fiquem somente com as partes imaginárias, que correspondem às frequências naturais não-amortecidas.

### 3.4 – Frequências Naturais de Torção no Eixo de um Turbogenerador

O rotor de um turbogerador pode ser considerado como um número discreto de massas interligadas através de molas. O interesse da modelagem do rotor de um turbogerador é no sentido de encontrar as frequências naturais de torção no eixo desse sistema. Para cada uma dessas frequências naturais o rotor irá vibrar num modo particular chamado de modo de oscilação.

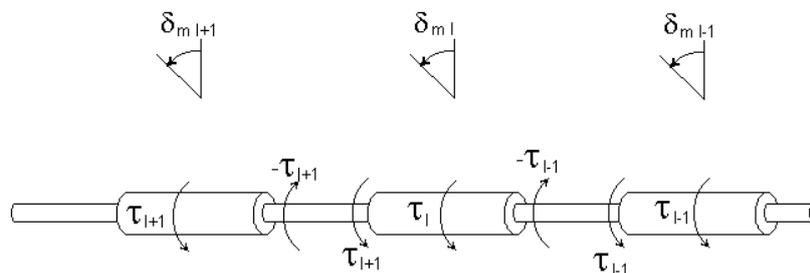


Figura 3 - 1 – Torques agindo na massa l através do eixo.

A Figura 3 - 1 mostra os torques agindo nas três seções de um determinado eixo. Aplicando a Segunda Lei de *Newton* obtêm-se as equações de movimento para a massa “l”:

$$J_l \frac{d^2 \delta_{ml}}{dt^2} = \tau_l + \tau_{l,l+1} - \tau_{l,l-1} \quad (3.37)$$

Onde “ $J_l$ ” é o momento de inércia da massa “l”, “ $\tau_l$ ” é o torque externo aplicado à massa “l” e “ $\tau_{l,l+1}$ ” e “ $\tau_{l,l-1}$ ” são os torques nas seções “l,l+1” e “l,l-1”. Esses torques podem ser equacionados da seguinte forma:

$$\tau_{l,l+1}(t) = k_{l,l+1}(\delta_{ml+1} - \delta_{ml}) + D_{l,l+1} \left( \frac{d\delta_{ml+1}}{dt} - \frac{d\delta_{ml}}{dt} \right) \quad (3.38)$$

$$\tau_{l,l-1}(t) = k_{l,l-1}(\delta_{ml} - \delta_{ml-1}) + D_{l,l-1} \left( \frac{d\delta_{ml}}{dt} - \frac{d\delta_{ml-1}}{dt} \right) \quad (3.39)$$

Onde “ $k_{l,l-1}$ ” é a constante de oscilação entre as seções “ $l$ ” e “ $l-1$ ” e “ $D_{l,l-1}$ ” é a constante de amortecimento entre as seções “ $l$ ” e “ $l-1$ ”. A constante “ $D$ ” considera a histerese mecânica entre as seções do eixo, isto é, a perda de energia no eixo quando este oscila.

As equações (3.38) e (3.39) podem ser substituídas em (3.37) para fornecer a equação do movimento:

$$J_l \frac{d^2 \delta_{ml}}{dt^2} = \tau_l(t) - k_{l,l+1}(\delta_{ml} - \delta_{ml+1}) - k_{l,l-1}(\delta_{ml} - \delta_{ml-1}) - D_{l,l+1} \left( \frac{d\delta_{ml}}{dt} - \frac{d\delta_{ml+1}}{dt} \right) - D_{l,l-1} \left( \frac{d\delta_{ml}}{dt} - \frac{d\delta_{ml-1}}{dt} \right) - D_{l,l} \frac{d\delta_{ml}}{dt} \quad (3.40)$$

Na expressão (3.40), “ $D_{l,l}$ ” é um coeficiente de amortecimento adicional, usado para representar os efeitos de amortecimento do vapor para cada estágio da turbina.

A título de exemplo, é considerado para análise um turbogerador com turbina consistindo de três estágios, o gerador e a excitatriz rotativa, conforme apresentado na Figura 3 - 2:

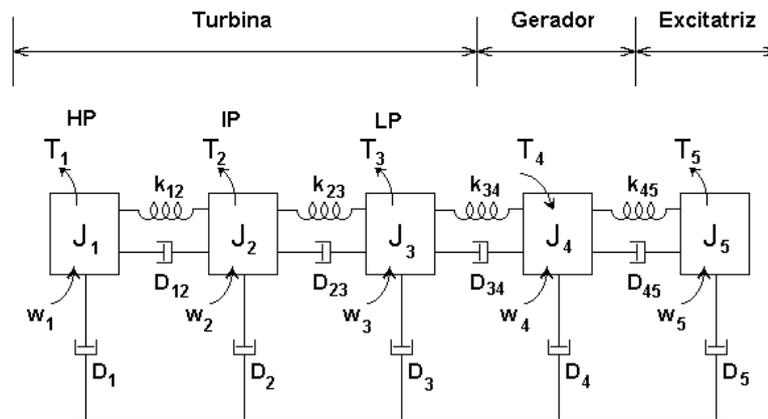


Figura 3 - 2 – Modelo de eixo para turbogerador com cinco massas rotativas.

Na Figura 3 - 2 são consideradas as seguintes seções:

- 1 – Estágio de Alta pressão da Turbina;
- 2 – Estágio de pressão intermediária da Turbina;
- 3 – Estágio de baixa pressão da Turbina;
- 4 – Gerador;
- 5 – Excitatriz.

As molas entre as seções, representadas pelas constantes elásticas “ $K_{ij}$ ”, caracterizam a elasticidade do eixo entre as seções “ $i$ ” e “ $j$ ”. Os amortecedores “ $D_{ii}$ ” representam o atrito viscoso entre o fluido de trabalho e as pás da turbina e, atrito nos mancais em cada seção “ $i$ ”, enquanto que aqueles denotados pelas constantes “ $D_{ij}$ ” caracterizam o fenômeno de histerese mecânica do eixo entre as seções “ $i$ ” e “ $j$ ”. Por último, as grandezas “ $T_i$ ” e “ $w_i$ ” representam o torque aplicado a cada seção e sua correspondente velocidade angular, respectivamente (Tomim, 2004).

Aplicando a equação (3.40) no modelo da Figura 3 - 2 pode-se escrever o sistema de equações diferenciais a seguir:

$$\begin{aligned}
 J_1 \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} &= \tau_1 - k_{12}(\delta_1 - \delta_2) - D_{12} \left( \frac{d\delta_1}{dt} - \frac{d\delta_2}{dt} \right) - D_{11} \frac{d\delta_1}{dt} \\
 J_2 \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} &= \tau_2 - k_{12}(\delta_2 - \delta_1) - k_{23}(\delta_2 - \delta_3) - D_{12} \left( \frac{d\delta_2}{dt} - \frac{d\delta_1}{dt} \right) - D_{23} \left( \frac{d\delta_2}{dt} - \frac{d\delta_3}{dt} \right) - D_{22} \frac{d\delta_2}{dt} \\
 J_3 \frac{d^2 \delta_3}{dt^2} &= \tau_3 - k_{23}(\delta_3 - \delta_2) - k_{34}(\delta_3 - \delta_4) - D_{23} \left( \frac{d\delta_3}{dt} - \frac{d\delta_2}{dt} \right) - D_{34} \left( \frac{d\delta_3}{dt} - \frac{d\delta_4}{dt} \right) - D_{33} \frac{d\delta_3}{dt} \\
 J_4 \frac{d^2 \delta_4}{dt^2} &= \tau_4 - k_{34}(\delta_4 - \delta_3) - k_{45}(\delta_4 - \delta_5) - D_{34} \left( \frac{d\delta_4}{dt} - \frac{d\delta_3}{dt} \right) - D_{45} \left( \frac{d\delta_4}{dt} - \frac{d\delta_5}{dt} \right) - D_{44} \frac{d\delta_4}{dt} \\
 J_5 \frac{d^2 \delta_5}{dt^2} &= \tau_5 - k_{45}(\delta_5 - \delta_4) - D_{45} \left( \frac{d\delta_5}{dt} - \frac{d\delta_4}{dt} \right) - D_{55} \frac{d\delta_5}{dt}
 \end{aligned} \tag{3.41}$$

Portanto, o sistema de equações (3.41) consiste num sistema de 5 equações diferenciais de 2ª ordem. O próximo passo é normalizar este sistema de equações e escrevê-las como um sistema de 10 equações diferenciais de 1ª ordem, ou seja, as equações de estado.

### 3.5 – Normalização das Equações de Estado

Utilizando a primeira equação do sistema (3.41) tem-se:

$$J_1 \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} = \tau_1 - k_{12}(\delta_1 - \delta_2) - D_{12} \left( \frac{d\delta_1}{dt} - \frac{d\delta_2}{dt} \right) - D_{11} \frac{d\delta_1}{dt} \tag{3.42}$$

Multiplicando ambos os lados por “ $w_{sm}$ ”, vem:

$$J_1 w_{sm} \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} = P_1 - w_{sm} k_{12} (\delta_1 - \delta_2) - w_{sm} D_{12} \left( \frac{d\delta_1}{dt} - \frac{d\delta_2}{dt} \right) - w_{sm} D_{11} \frac{d\delta_1}{dt} \quad (3.43)$$

Agora, será introduzido o conceito de energia cinética:

$$W_1 = \frac{1}{2} J_1 w_{sm}^2 \Rightarrow J_1 w_{sm} = \frac{2W_1}{w_{sm}} \quad (3.44)$$

Logo:

$$\frac{2W_1}{w_{sm}} \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} = P_1 - w_{sm} k_{12} (\delta_1 - \delta_2) - w_{sm} D_{12} \left( \frac{d\delta_1}{dt} - \frac{d\delta_2}{dt} \right) - w_{sm} D_{11} \frac{d\delta_1}{dt} \quad (3.45)$$

A expressão (3.45) corresponde a uma equação de equilíbrio de potências do sistema, que pode ser normalizada dividindo-se ambos os lados por “ $S_{3B}$ ” (potência aparente trifásica base).

$$\frac{2W_1}{w_{sm} S_{3B}} \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} = \frac{P_1}{S_{3B}} - \frac{w_{sm} k_{12}}{S_{3B}} (\delta_1 - \delta_2) - \frac{w_{sm} D_{12}}{S_{3B}} \left( \frac{d\delta_1}{dt} - \frac{d\delta_2}{dt} \right) - \frac{w_{sm} D_{11}}{S_{3B}} \frac{d\delta_1}{dt} \quad (3.46)$$

De (3.46) pode-se escrever que:

$$H_1 = \frac{W_1}{S_{3B}} [s]; \quad k_{base} = \frac{S_{3B}}{w_{sm}} [s^{-1}]; \quad D_{base} = \frac{S_{3B}}{w_{sm}^2} [pu] \quad (3.47)$$

$$\frac{d\delta_{mi}}{dt} = w_{mi} - w_{sm} \quad (3.48)$$

Onde “ $H_1$ ” é definida como sendo a constante de tempo de inércia.

A mudança de base da constante “ $H$ ” se torna necessária quando esta está escrita na base da máquina e quer-se considerá-la na base do sistema. Essa mudança de base pode ser feita da seguinte forma:

$$H = \frac{W_1}{S_B} \Rightarrow W_1 = H \cdot S_B \quad (3.49)$$

Para uma nova base:

$$H' = \frac{W_1}{S'_B} \quad (3.50)$$

Portanto, para mudar de base vem:

$$H' = H \frac{S_B}{S'_B} \quad (3.51)$$

Logo:

$$\frac{2H_1}{w_{sm}} \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} = P_{u1} - k_{u12} (\delta_1 - \delta_2) - \frac{D_{u12}}{w_{sm}} \left( \frac{d\delta_1}{dt} - \frac{d\delta_2}{dt} \right) - \frac{D_{u11}}{w_{sm}} \frac{d\delta_1}{dt} \quad (3.52)$$

Normalizadas na notação de Newton e escritas como um sistema de 10 equações diferenciais de 1ª ordem vem:

$$\begin{aligned} \dot{\delta}_1 &= w_1; \quad \dot{\delta}_2 = w_2; \quad \dot{\delta}_3 = w_3; \quad \dot{\delta}_4 = w_4; \quad \dot{\delta}_5 = w_5 \\ \dot{w}_1 &= \frac{w_{sm}}{2H_1} [P_1 - k_{12} (\delta_1 - \delta_2) - D_{12} (w_1 - w_2) - D_{11} w_1] \\ \dot{w}_2 &= \frac{w_{sm}}{2H_2} [P_2 - k_{12} (\delta_2 - \delta_1) - k_{23} (\delta_2 - \delta_3) - D_{12} (w_2 - w_1) - D_{23} (w_2 - w_3) - D_{22} w_2] \\ \dot{w}_3 &= \frac{w_{sm}}{2H_3} [P_3 - k_{23} (\delta_3 - \delta_2) - k_{34} (\delta_3 - \delta_4) - D_{23} (w_3 - w_2) - D_{34} (w_3 - w_4) - D_{33} w_3] \\ \dot{w}_4 &= \frac{w_{sm}}{2H_4} [P_4 - k_{34} (\delta_4 - \delta_3) - k_{45} (\delta_4 - \delta_5) - D_{34} (w_4 - w_3) - D_{45} (w_4 - w_5) - D_{44} w_4] \\ \dot{w}_5 &= \frac{w_{sm}}{2H_5} [P_5 - k_{45} (\delta_5 - \delta_4) - D_{45} (w_5 - w_4) - D_{55} w_5] \end{aligned} \quad (3.53)$$

Para a linearização dessas equações, tem-se:

$$\Delta \dot{w}_1 = \frac{\partial \dot{w}_1}{\partial \delta_1} \Delta \delta_1 + \frac{\partial \dot{w}_1}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2 + \frac{\partial \dot{w}_1}{\partial w_1} \Delta w_1 + \frac{\partial \dot{w}_1}{\partial w_2} \Delta w_2 + \frac{\partial \dot{w}_1}{\partial P_1} \Delta P_1 \quad (3.54)$$

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \dot{w}_1}{\partial \delta_1} &= -\frac{w_{sm}}{2H_1} k_{12} \\
 \frac{\partial \dot{w}_1}{\partial \delta_2} &= \frac{w_{sm}}{2H_1} k_{12} \\
 \frac{\partial \dot{w}_1}{\partial w_1} &= \frac{w_{sm}}{2H_1} (-D_{12} - D_{11}) \\
 \frac{\partial \dot{w}_1}{\partial w_2} &= \frac{w_{sm}}{2H_1} D_{12} \\
 \frac{\partial \dot{w}_1}{\partial P_1} &= \frac{w_{sm}}{2H_1}
 \end{aligned} \tag{3.55}$$

$$\dot{\delta}_1 = w_1 \tag{3.56}$$

Aplicando a linearização vem:

$$\Delta \dot{\delta}_1 = \frac{\partial \dot{\delta}_1}{\partial w_1} \Delta w_1 \Rightarrow \Delta \dot{\delta}_1 = \Delta w_1 \tag{3.57}$$

Aplicando este raciocínio para as demais equações obtém-se:

$$\begin{aligned}
 \Delta \dot{\delta}_1 &= \Delta w_1; \quad \Delta \dot{\delta}_2 = \Delta w_2; \quad \Delta \dot{\delta}_3 = \Delta w_3; \quad \Delta \dot{\delta}_4 = \Delta w_4; \quad \Delta \dot{\delta}_5 = \Delta w_5 \\
 \Delta \dot{w}_1 &= \frac{w_{sm}}{2H_1} [\Delta P_1 - k_{12}(\Delta \delta_1 - \Delta \delta_2) - D_{12}(\Delta w_1 - \Delta w_2) - D_{11}\Delta w_1] \\
 \Delta \dot{w}_2 &= \frac{w_{sm}}{2H_2} [\Delta P_2 - k_{12}(\Delta \delta_2 - \Delta \delta_1) - k_{23}(\Delta \delta_2 - \Delta \delta_3) - D_{12}(\Delta w_2 - \Delta w_1) - D_{23}(\Delta w_2 - \Delta w_3) - D_{22}\Delta w_2] \\
 \Delta \dot{w}_3 &= \frac{w_{sm}}{2H_3} [\Delta P_3 - k_{23}(\Delta \delta_3 - \Delta \delta_2) - k_{34}(\Delta \delta_3 - \Delta \delta_4) - D_{23}(\Delta w_3 - \Delta w_2) - D_{34}(\Delta w_3 - \Delta w_4) - D_{33}\Delta w_3] \\
 \Delta \dot{w}_4 &= \frac{w_{sm}}{2H_4} [\Delta P_4 - k_{34}(\Delta \delta_4 - \Delta \delta_3) - k_{45}(\Delta \delta_4 - \Delta \delta_5) - D_{34}(\Delta w_4 - \Delta w_3) - D_{45}(\Delta w_4 - \Delta w_5) - D_{44}\Delta w_4] \\
 \Delta \dot{w}_5 &= \frac{w_{sm}}{2H_5} [\Delta P_5 - k_{45}(\Delta \delta_5 - \Delta \delta_4) - D_{45}(\Delta w_5 - \Delta w_4) - D_{55}\Delta w_5]
 \end{aligned} \tag{3.58}$$

De forma a escrever o sistema de equações anterior através de matriz de estados, tem-se:

$$\Delta \dot{x} = A\Delta x + B\Delta u \tag{3.59}$$

O procedimento para modelagem de um eixo é sempre esse, independente do número de seções.

Considerando pequenas perturbações e definindo o conjunto de variáveis de estado “ $x$ ”, tem-se:

$$\begin{aligned} x_1 &= \delta_1; & x_2 &= \delta_2; & x_3 &= \delta_3; & x_4 &= \delta_4; & x_5 &= \delta_5 \\ x_6 &= w_1; & x_7 &= w_2; & x_8 &= w_3; & x_9 &= w_4; & x_{10} &= w_5 \end{aligned} \quad (3.60)$$

Substituindo (3.60) em (3.58) obtém-se:

$$\begin{aligned} \dot{x}_1 &= x_6; & \dot{x}_2 &= x_7; & \dot{x}_3 &= x_8; & \dot{x}_4 &= x_9; & \dot{x}_5 &= x_{10} \\ \dot{x}_6 &= \frac{w_{sm}}{2H_1} [\Delta P_1 - k_{12}(x_1 - x_2) - D_{12}(x_6 - x_7) - D_{11}x_6] \\ \dot{x}_7 &= \frac{w_{sm}}{2H_2} [\Delta P_2 - k_{12}(x_2 - x_1) - k_{23}(x_2 - x_3) - D_{12}(x_7 - x_6) - D_{23}(x_7 - x_8) - D_{22}x_7] \\ \dot{x}_8 &= \frac{w_{sm}}{2H_3} [\Delta P_3 - k_{23}(x_3 - x_2) - k_{34}(x_3 - x_4) - D_{23}(x_8 - x_7) - D_{34}(x_8 - x_9) - D_{33}x_8] \\ \dot{x}_9 &= \frac{w_{sm}}{2H_4} [\Delta P_4 - k_{34}(x_4 - x_3) - k_{45}(x_4 - x_5) - D_{34}(x_9 - x_8) - D_{45}(x_9 - x_{10}) - D_{44}x_9] \\ \dot{x}_{10} &= \frac{w_{sm}}{2H_5} [\Delta P_5 - k_{45}(x_5 - x_4) - D_{45}(x_{10} - x_9) - D_{55}x_{10}] \end{aligned} \quad (3.61)$$

O sistema de equações linearizadas descrito em (3.61), pode ser colocado na forma matricial (equações de estado):

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u \quad (3.62)$$

Onde “ $A$ ” é a matriz característica, “ $B$ ” é a matriz de distribuição de controle, “ $x$ ” é o vetor com as variáveis de estado do problema e “ $u$ ” é o vetor de entradas. A matriz característica pode ser escrita na forma:

$$A = \begin{bmatrix} 0 & I \\ K & D \end{bmatrix} \quad (3.63)$$

Onde “ $O$ ” é uma submatriz com todos os elementos nulos, “ $I$ ” é uma submatriz identidade, “ $K$ ” é a submatriz que contém as constantes de oscilação e “ $D$ ” é a submatriz que contém as constantes de amortecimento do sistema. Os vetores com as variáveis de estado e suas respectivas derivadas estão escritos a seguir, em sua forma transposta:

$$\Delta x = [x_1 \quad x_2 \quad x_3 \quad x_4 \quad x_5 \quad x_6 \quad x_7 \quad x_8 \quad x_9 \quad x_{10}]^T \quad (3.64)$$

$$\Delta \dot{x} = [\dot{x}_1 \quad \dot{x}_2 \quad \dot{x}_3 \quad \dot{x}_4 \quad \dot{x}_5 \quad \dot{x}_6 \quad \dot{x}_7 \quad \dot{x}_8 \quad \dot{x}_9 \quad \dot{x}_{10}]^T \quad (3.65)$$



E o vetor “ $u$ ” é dado por:

$$u = [\Delta P_1 \quad \Delta P_2 \quad \Delta P_3 \quad \Delta P_4 \quad \Delta P_5] \quad (3.69)$$

O conjunto de equações a seguir é utilizado para a obtenção da resposta do sistema considerando determinadas entradas. Para obter o comportamento das variáveis de estado pode-se considerar a matriz “ $C$ ” como sendo identidade e a matriz “ $D$ ” nula:

$$\dot{x} = A\Delta x + B\Delta u \quad (3.70)$$

$$y = C\Delta x + D\Delta u \quad (3.71)$$

Todo este procedimento, de analisar o sistema através de equações linearizadas (equações de estado linearizadas), pode ser implementado computacionalmente de forma simples. No entanto, tal modelo só apresenta resultados satisfatórios para pequenas perturbações.

## CAPÍTULO 4

# CRITÉRIOS SIMPLIFICADOS DE AVALIAÇÃO DE ESFORÇOS TORCIONAIS

---

### 4.1 – Introdução

Uma forma de avaliação de esforços torcionais e impactos sobre as unidades geradoras de uma central termelétrica, decorrentes de religamentos automáticos de linhas de transmissão, pode ser realizada de maneira simplificada através de estudos de estabilidade eletromecânica.

É importante diferenciar as necessidades do sistema para operações de chaveamento planejadas, daquelas associadas com perturbações no sistema não-planejadas. No primeiro caso, a falta de urgência da ocorrência do religamento permite a aplicação de regras de chaveamento e a realização de ajustes no sistema, se necessários, que resultam essencialmente na não danificação dos componentes do turbogerador (Berdy, 1998).

Para situações adversas não-planejadas, outros fatores devem ser considerados na manutenção da confiabilidade do sistema de transmissão, como é o caso do religamento de linhas. Como a maioria das faltas elétricas é temporária, o religamento automático dos disjuntores de um circuito geralmente é realizado com sucesso, tendo por isso um papel importante na questão da confiabilidade do sistema de transmissão.

Os religamentos automáticos melhoram a segurança operativa do sistema interligado uma vez que permitem o retorno à operação de uma determinada linha de transmissão, num tempo inferior ao de um religamento manual e, ao mesmo tempo, auxiliam na manutenção da estabilidade eletromecânica das máquinas síncronas presentes no sistema.

Por outro lado, a realização de religamentos automáticos de alta velocidade de linhas de transmissão – HSR próximos a centrais de geração, após a ocorrência de faltas multifases na rede, impõe risco significativo de perda de vida útil por fadiga no eixo das unidades geradoras. A probabilidade desse risco é uma função de muitas variáveis, incluindo características da vibração natural do eixo, capacidade de fadiga sob concentração de estresse, tempo exato da ocorrência das perturbações na rede, parâmetros da rede em geral etc.

Algumas práticas de operação e mudanças no projeto da rede elétrica podem reduzir o risco de causar danos aos eixos dos turbogeradores, dentre os quais se destacam:

- Religamento num tempo retardado (5 s após ou mais);
- Religamento sequencial, isto é, religamento automático a partir do terminal de transmissão remoto ao gerador e, após cheque de sincronismo, religamento do terminal próximo;
- Religamento seletivo, isto é, limitando o religamento de alta velocidade a faltas fase-terra ou dependentes da severidade das faltas multifases;
- Aumentando a impedância entre os terminais do gerador e a localização em potencial de ocorrência de falta/religamento.

Os estudos de estabilidade eletromecânica de sistemas elétricos de potência visam à análise do comportamento desses sistemas após a ocorrência de distúrbios e seus efeitos na condição de operação da rede. Dependendo da natureza e da duração do distúrbio, o comportamento eletromecânico das unidades geradoras submetidas a variações de aceleração pode ser amortecido ou não, mantendo o sincronismo em um novo ponto de operação estável ou levando ao colapso do sistema.

O tipo de distúrbio e a natureza dos fenômenos a serem analisados definem o grau de detalhamento e as características da modelagem que devem ser representadas para o sistema elétrico em questão.

Dentre os tipos de religamento usuais, têm-se o religamento tripolar e monopolar, cuja aplicação e interesse podem diferir um do outro, tendo em conta a estrutura do sistema e a possibilidade de perda de sincronismo do mesmo.

Na comparação dos dois tipos de religamento citados, sob o ponto de vista de estabilidade, o religamento monopolar propicia uma margem de sucesso de até 40 % contra 10 % do religamento tripolar, considerando-se um sistema de baixa capacidade de transmissão, segundo a bibliografia sobre o assunto (ONS, 2008).

Essa medida leva a uma indicação que quanto mais frágil o sistema, mais interessante é a aplicação do religamento automático do tipo monopolar. Em contrapartida, o religamento automático para sistemas mais robustos perde a importância sob o aspecto de estabilidade, passando a ter mais aplicação sob o ponto de vista de confiabilidade, recompondo o sistema mais rapidamente, quando o mesmo se dá com sucesso.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS adota um critério simplificado com orientações para esse tipo de avaliação de esforços torcionais submetidos aos eixos das unidades geradoras, decorrentes de manobras de religamentos automáticos de linhas de transmissão próximas às centrais elétricas e fechamentos de anel na rede de transmissão.

## 4.2 – Critério Simplificado do ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico é o órgão do setor elétrico brasileiro responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN.

Pela busca de otimização energética, com segurança elétrica e continuidade no atendimento às cargas do sistema elétrico nacional, o ONS desempenha sua função através de uma série de estudos e ações, baseados em regras, critérios e procedimentos técnicos, dentre os quais se destacam os *Procedimentos de Rede*.

Os *Procedimentos de Rede* são um conjunto de normas e requisitos técnicos que estabelecem as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, e definem os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN (ONS, 2009).

Atualmente, esses procedimentos estão organizados e disponibilizados em 26 módulos, divididos em submódulos. Em seu módulo 23, “*Critérios para estudos*”, submódulo 23.3, “*Diretrizes e critérios para estudos elétricos*”, se encontram diretrizes e critérios para a realização de estudos elétricos em redes de simulação.

O subitem 8.7 desse submódulo, “*Diretrizes e critérios para estudos eletromecânicos de religamento automático de linhas de transmissão*”, estabelece os princípios do critério simplificado adotado para a avaliação de esforços torcionais submetidos ao eixo de uma máquina elétrica decorrentes desse tipo de manobra.

Neste capítulo é apresentado o critério simplificado do ONS, bem como seus princípios e fundamentos, e é mostrado, de maneira detalhada, como deve ser feito esse tipo de avaliação, segundo o critério.

O critério baseia-se em estudos eletromecânicos de religamentos automáticos de linhas de transmissão para se avaliar os efeitos dos impactos provocados por tais religamentos sobre as unidades geradoras e, assim, propor alternativas a fim de se evitarem esforços mecânicos excessivos nos seus eixos.

- **Critérios para Estudos de Religamento Automático de Linhas de Transmissão**

Nos estudos de implementação de esquemas de religamento automático, que podem ser tripolares e/ou monopolares, devem ser observados os esforços produzidos nos eixos de geradores síncronos, levando-se em consideração as condições de operação e as diferentes topologias de rede.

Esse tipo de estudo procura avaliar através de simulações dinâmicas se os valores das sobretensões e dos torques eletromecânicos nos equipamentos, resultantes da manobra, estão de acordo com os critérios adotados para se garantir a integridade desses equipamentos.

Os estudos de estabilidade eletromecânica devem analisar as perspectivas de sucesso do religamento, considerando o tempo morto necessário para a extinção do arco secundário, conforme definido nos estudos de transitórios eletromagnéticos. Na falta desses estudos, podem ser adotados valores de 500 ms e 800 ms para religamentos tripolares e monopolares, respectivamente.

O fator relevante em religamentos automáticos de linhas de transmissão para unidades termelétricas é a fadiga cíclica proveniente de oscilações torcionais a que o material do eixo do turbogerador fica submetido, que ocasiona perda de vida útil. Tal fato decorre das próprias características físicas e estruturais dos turbogeradores como o comprimento extenso, que normalmente é considerado irrelevante quando se trata de unidades hidrelétricas.

O critério do ONS recomenda a avaliação dos efeitos decorrentes de religamentos automáticos nos eixos de máquinas síncronas através de estudos eletromecânicos, baseando-se num índice que é a variação percentual instantânea da potência ativa “ $\Delta P$ ” gerada pela unidade.

A obtenção desse índice é dada pela equação (4.1).

$$\Delta P = P_{ele(t=0_-)} - P_{ele(t=0_+)} \quad (4.1)$$

Sendo “ $P_{ele(t=0_-)}$ ” a potência ativa gerada imediatamente antes do religamento automático e “ $P_{ele(t=0_+)}$ ” a potência ativa gerada imediatamente após o religamento.

Para uma variação percentual instantânea da potência ativa igual ou inferior a 50% da sua potência nominal aparente ( $\Delta P \leq 50\%$ ), o religamento automático da linha de transmissão é permitido tanto para unidades termelétricas quanto para unidades hidrelétricas, sem ocasionar danos significativos ao eixo da unidade geradora.

Caso a variação percentual instantânea da potência ativa seja superior a 50% da sua potência nominal aparente ( $\Delta P > 50\%$ ), o agente ou o fabricante deve ser consultado sobre a possibilidade de haver danos em componentes da máquina, em decorrência do impacto mecânico a que esses componentes são submetidos.

No caso de máquinas hidráulicas, o valor da variação instantânea da potência ativa pode ser superior a 50 % caso não haja outras restrições por parte do agente ou do fabricante. No caso de máquinas térmicas, se esse valor exceder os 50 %, o religamento automático só será permitido mediante liberação do agente ou do

fabricante, que pondera a perda de vida útil causada pela fadiga cíclica do material do eixo (que deve ser inferior a 0,01 % ou a outro limite informado ao ONS pelo agente).

Como exemplo de aplicação, a Figura 4 - 1 ilustra a seguinte situação: uma unidade geradora está operando normalmente em regime permanente, quando ocorre um curto-circuito monofásico numa linha de transmissão próximo à sua instalação; o defeito é eliminado em 100 ms com a abertura trifásica do circuito em questão e, após 3 s, é realizado o religamento tripolar do circuito.

No instante imediatamente anterior ao religamento e no instante imediatamente após o religamento, conforme indicado pelos instantes “ $t = 0_-$ ” e “ $t = 0_+$ ” na Figura 4 - 1, devem ser feitas as medições das potências ativas que estão sendo geradas nesses instantes pela máquina. A partir da diferença entre elas, dividida pela potência nominal aparente da máquina em “MVA”, obtém-se o índice capaz de avaliar o impacto do religamento no eixo da máquina.

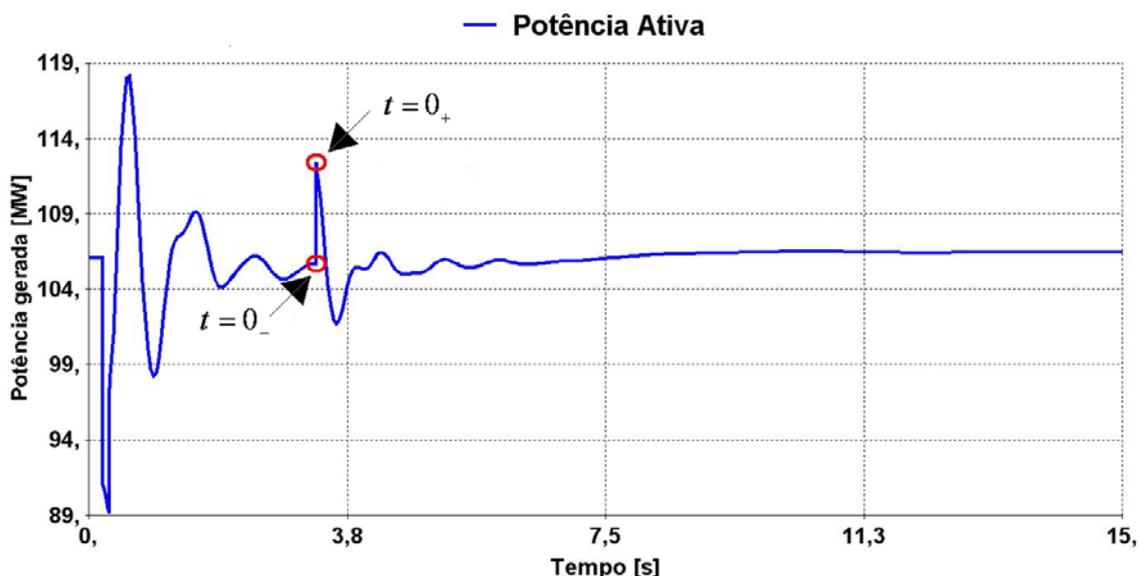


Figura 4 - 1 – Variação instantânea da potência ativa.

Com uma variação instantânea de potência ativa na unidade geradora igual ou inferior a 50% em relação à sua potência nominal aparente, o religamento automático da LT é permitido tanto para unidades hidrelétricas quanto para unidades termelétricas.

Para o caso em que o valor de “ $\Delta P$ ” supera os 50%, recomenda-se que o agente e/ou o fabricante da unidade seja consultado a respeito da possibilidade de ocorrerem danos nos componentes das máquinas, devido aos impactos mecânicos à que eles são submetidos.

Outras características também devem ser levadas em consideração na correta execução desse tipo de avaliação, quando se trata da permissão ou não da prática do

religamento automático de linhas de transmissão, conforme destacam os *Procedimentos de Rede* do ONS.

Devem ser investigadas a potência acelerante das usinas eletricamente próximas às subestações onde são feitas as manobras, bem como a diferença angular da tensão no terminal seguidor e considerada a possibilidade de atuação da proteção de sobretensão a 60Hz, em função dos valores observados na simulação e do ajuste dos relés.

Nas simulações de religamentos automáticos de linhas são necessários:

- tempo de abertura do disjuntor na 1ª extremidade da linha a ser aberta pela atuação da proteção;
- tempo de abertura do disjuntor na 2ª extremidade da linha a ser aberta pela atuação da proteção; no caso de comando de abertura por transferência de disparo, deve-se adicionar o tempo de transmissão do comando a esse tempo de abertura;
- tempo morto necessário para extinção do arco secundário;
- tempo de religamento do terminal líder;
- tempo de religamento do terminal seguidor. Quando se utiliza controle de fechamento por relé de verificação de sincronismo, deve-se adicionar, ao tempo de religamento, uma previsão de tempo para a sua permissão de fechamento;
- para os tempos de abertura dos disjuntores devem ser considerados os valores informados pelos agentes ao ONS ou, na falta destes, os valores indicativos constantes da TABELA 4 - 1;
- para o tempo morto, deve ser utilizada a avaliação obtida de simulações de estudos de transitórios eletromagnéticos e, na falta desses estudos, podem ser utilizados valores de 500ms e 800ms para religamentos tripolares e monopolares respectivamente;
- para o tempo de transferência de disparo pode ser adotado o valor de 20ms;
- para o tempo de verificação de sincronismo pode ser adotado um valor de 300ms.

Podem ser utilizados valores típicos quando os dados citados no submódulo não constarem nos bancos de dados do ONS nem forem informados pelos agentes.

TABELA 4 - 1 – TEMPOS INDICATIVOS DE ELIMINAÇÃO DE DEFEITOS.

Tensão nominal de operação <sup>(1)</sup> (kV)	Tempo de eliminação (milissegundos) (operação dos relés + abertura do disjuntor)	
	Sem falha do disjuntor	Com falha do disjuntor
765	80	200
525 e 500	100	250
440	100	250
345	100	400
230	150	500
138	150	500
138 <sup>(2)</sup>	450	750
88 <sup>(2)</sup>	450	750
69 <sup>(2)</sup>	800	1000

(1) Valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é designado (Res. Aneel 505/2001).

(2) Sem teleproteção.

### 4.3 – Guia de Identificação do IEEE

O *Institute of Electrical and Electronics Engineers* – IEEE é uma organização profissional sem fins lucrativos que tem como sócios do mundo inteiro, engenheiros eletricitas, profissionais de telecomunicações e da computação, cujo objetivo é promover conhecimento nessas áreas.

Um grupo de trabalho do IEEE elaborou um guia de identificação para operações de chaveamento em regime permanente planejadas, visando a minimização dos efeitos danosos nos turbogeradores a vapor, através da definição de um índice “ $\Delta P$ ” calculado em simulações de estabilidade transitória convencionais. O propósito é determinar se, para um suposto evento de chaveamento, a deterioração dos componentes do grupo turbina-gerador é tolerável ou se a ocorrência de tal evento deveria ser investigada em maiores detalhes.

Como uma ferramenta de planejamento, a intenção do guia não é restringir a operação do sistema de potência, mas sim promover o diálogo entre o fabricante do turbogerador e os agentes, uma vez que identificados casos em que o nível de deterioração dos componentes do turbogerador seja considerável, em condições de chaveamento em regime permanente planejadas, uma avaliação do potencial de redução de vida útil dessa máquina deve ser realizada, preferencialmente pelos agentes e fabricantes em conjunto.

Não fazem parte do escopo desse guia eventos de chaveamento não-planejados, tais como chaveamento de emergência de linhas, eliminação de falta e religamento, como também os efeitos de interações eletromecânicas numa frequência natural do turbogerador.

Exceto para uma configuração de sistema específica, o ângulo das tensões nas extremidades do disjuntor aberto é uma medida inadequada do possível impacto no turbogerador. Uma medida apropriada, entretanto, é a mudança repentina na potência vista pelo turbogerador. Isto porque o ângulo do disjuntor não define unicamente a perturbação torcional no rotor do gerador, porque ele é também função das reatâncias das linhas de transmissão e da configuração (IEEE, 1980).

Operações de chaveamento envolvendo a abertura ou o fechamento de disjuntores de circuitos podem resultar em torques transitórios que impõem um alto nível de estresse nos geradores próximos, sendo normalmente, o religamento de linhas de transmissão sob uma abertura angular elevada no disjuntor a operação mais crítica, a partir de uma condição de regime permanente. Dependendo das impedâncias da rede, o aumento repentino do torque elétrico no entreferro resultante no gerador pode ser muito intenso e fazer o sistema mecânico responder nas principais frequências naturais torcionais (Kundur, 1994).

O índice “ $\Delta P$ ” é definido conforme apresentado na equação (4.1), sendo que um valor igual a 0,5 p.u. é considerado aceitável para o chaveamento em regime permanente planejado, ou seja, espera-se que a perda de vida útil seja desprezada e possa ser quantificada como menor que 0,01% por incidente. Para valores encontrados superiores a 0,5 p.u. recomenda-se que o fabricante do turbogerador seja consultado.

Operações planejadas de chaveamento em regime permanente não deveriam contribuir significativamente para a perda de vida útil cumulativa do turbogerador preservando, assim, quase toda a capacidade de suportar a fadiga do impacto das não planejadas, exceto para perturbações inevitáveis, tais como faltas no sistema, eliminação de faltas, ligamento (ou religamento) em sistema com faltas e chaveamento de emergência de linha.

#### **4.4 – Princípios e Fundamentos**

Em julho de 1975, foi recomendado ao IEEE, que já estudava os efeitos de chaveamento em alta velocidade sobre os eixos de turbogeradores e elaborava um documento guia de identificação para operações de chaveamento em regime permanente planejadas, um valor de “ $\Delta P = 0,5$  p.u.” na base da máquina, resultante de estudos pré-realizados, como guia de identificação para a avaliação de casos de chaveamento de linhas, considerando-se o impacto mecânico nos componentes dos turbogeradores.

O guia de identificação “ $\Delta P$ ” representa a mudança repentina da potência média em decorrência do chaveamento. Entretanto, uma vez que o chaveamento de linhas sob uma condição de ângulo mal sucedido resulta numa mudança repentina, tanto no fluxo de corrente quanto no de potência, um valor “ $\Delta I$ ” poderia também ser usado como guia, já que do ponto de vista prático, considerando-se o religamento de linhas em regime permanente, a diferença nos valores de “ $\Delta P$ ” e “ $\Delta I$ ” fica dentro de uma faixa de 10%.

A partir da avaliação de um turbogerador de 460 MVA, com 2 pólos, estágios de alta e baixa pressão e uma excitatriz rotativa diretamente conectada ao gerador, obteve-se um torque elétrico transitório típico, resultante do fechamento do disjuntor de uma linha de transmissão próxima a central geradora, conforme apresentado na Figura 4 - 2.

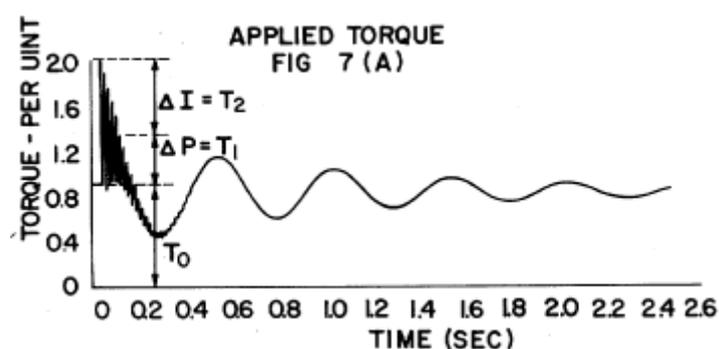


Figura 4 - 2 – Torque típico aplicado por chaveamento planejado.

Fonte: Walker. (1981, p. 4377).

Com o propósito de estabelecer um valor guia de identificação, o pequeno montante de gasto de vida útil verificado, que é considerado aceitável por incidente para uma operação planejada, foi quantificado como menor ou igual a 0,01%.

Para se definir um valor guia de identificação “ $\Delta P$ ”, um estudo de perda de vida útil foi conduzido com 84 diferentes modelos de turbina-gerador. Visando obter uma característica similar à verificada na Figura 4 - 2, a relação apresentada na equação (4.2) foi utilizada para o torque histórico aplicado em cada gerador.

$$T = T_0 + T_1 \cdot e^{-\alpha t} \cdot \cos(2\pi \cdot 2t) + T_2 \cdot e^{-\beta t} \cdot \sin(2\pi \cdot 60t) \quad (4.2)$$

Sendo,

$T_0$  magnitude do componente do torque em regime permanente;

$T_1$  amplitude inicial da componente do torque de 2 Hz representando a oscilação da potência média com uma taxa de caimento  $\alpha = 1.5 \text{ sec}^{-1}$ ;

$T_2$  amplitude inicial da componente do torque de 60 Hz com uma taxa de caimento  $\beta = 15 \text{ sec}^{-1}$ .

Os valores apresentados foram utilizados, visto que a partir deles é possível se obter uma forma de onda para o torque aplicado, razoavelmente representativo dos casos de chaveamento planejados, conforme fornecidos pela empresa dos autores do artigo.

Assumiu-se  $T_1 = T_2$  e que, ambos em p.u., correspondem a “ $\Delta I$ ” ou “ $\Delta P$ ”. Os níveis de amortecimento em cada unidade analisada foram considerados iguais e correspondentes aos valores medidos num teste em um grande turbogerador com 2 polos tipo *tandem compound* (Figura 4 - 3). Eles são vistos em função da carga, ou “ $T_0$ ” quando expresso em p.u. e no estudo “ $T_0$ ” foi ajustado para vários valores de acordo com a faixa de carga. A avaliação de vida útil foi conduzida para valores de “ $T_1$ ” (assumido ser igual a “ $\Delta P$ ” ou “ $\Delta I$ ” ou “ $T_2$ ”) iguais a 0,5; 0,6; 0,75 e 1,0.

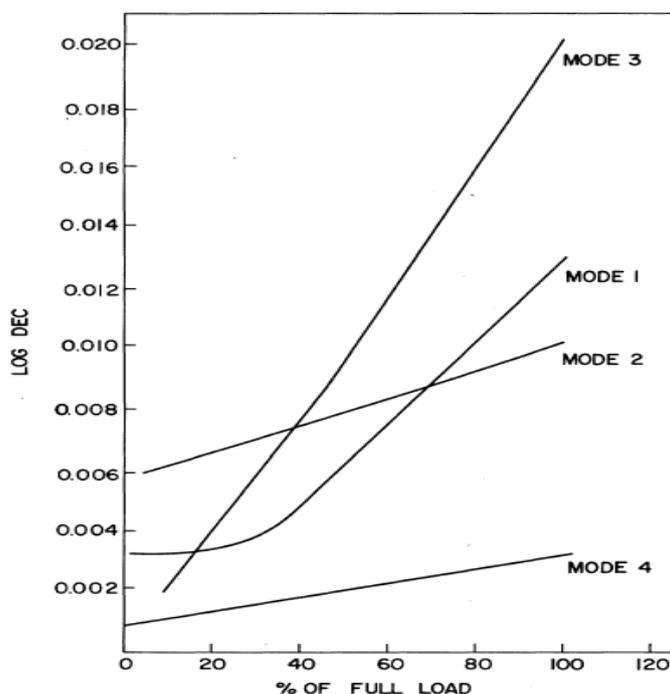


Figura 4 - 3 – Características típicas de amortecimento modal.

Fonte: Walker. (1981, p. 4379).

A Figura 4 - 4 mostra a porcentagem de turbogeradores na população da amostra que excede o critério dos danos de fadiga explicado anteriormente, em função de “ $\Delta P$ ”. Observa-se que para um “ $\Delta P$ ” de 0,5, todos os turbogeradores avaliados, com exceção de 2.4% (2 máquinas), atenderam o critério. Apesar dessas 2 exceções, os danos de fadiga resultantes foram estimados para serem muito baixos. Para valores maiores de “ $\Delta P$ ” observa-se um número significativo da população que sustenta algum dano por fadiga cíclica elevada, sendo 50% das máquinas afetadas para um “ $\Delta P$ ” de 1,0.

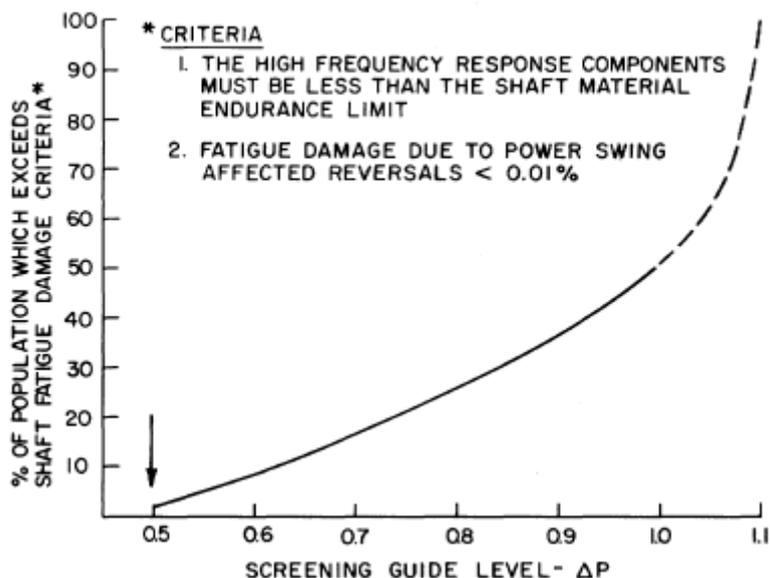


Figura 4 - 4 – Nível guia de identificação para chaveamento planejado.

Fonte: Walker. (1981, p. 4379).

Um nível “ $\Delta P$ ” de 0,5 é um bom nível guia de identificação, conforme mostra a Figura 4 - 4. Também pode ser observado que para algumas máquinas o limite “ $\Delta P$ ” pode ser excedido sem resultar em danos no eixo por fadiga, o que enfatiza a necessidade da realização de estudos em conjunto na fase de planejamento, para se evitar a implementação de restrições de operação desnecessárias.

# CAPÍTULO 5

## ANÁLISE DE ESFORÇOS TORCIONAIS TRANSITÓRIOS

---

### 5.1 – Introdução

A avaliação de esforços torcionais transitórios sobre as unidades geradoras de uma central termelétrica, decorrentes de religamentos automáticos de linhas de transmissão, exige uma representação trifásica da rede elétrica para uma simulação correta de defeitos e chaveamentos, bem como o exame da fadiga dos materiais do eixo mecânico dos geradores visando a avaliação do nível de perda de vida útil a que esses eixos são submetidos (Peres, 1986).

O objetivo principal da investigação no domínio do tempo do estresse mecânico no eixo do turbogerador é identificar os torques de pico impostos sobre os segmentos dos eixos, após perturbações no sistema. Os estresses mecânicos transitórios no eixo calculados baseados em métodos de simulações no domínio do tempo também podem ser usados para estimar a perda de vida útil resultantes de perturbações no sistema.

Para a identificação das variações dos torques impostos aos eixos das unidades geradoras, decorrentes de manobras de religamentos automáticos de linhas de transmissão normalmente são utilizados programas digitais de simulação de transitórios eletromagnéticos tais como o ATP – *Alternative Transients Program*.

O tema de transitórios eletromagnéticos envolve uma ampla gama de fenômenos, provocados por variações súbitas de tensão ou corrente nos sistemas elétricos, inicialmente em estado de regime permanente na grande maioria dos casos, em virtude de descargas atmosféricas, faltas no sistema ou operações de disjuntores.

Para uma adequada simulação, a ferramenta computacional deve ser capaz de representar os componentes do sistema elétrico e suas particularidades, firmando um compromisso entre os requisitos específicos para o fenômeno em estudo e as simplificações introduzidas na modelagem dos componentes do sistema e nos processos de resolução numérica.

Por outro lado, as dificuldades do cálculo de transitórios não se restringem ao método de cálculo somente. A necessidade de dados precisos e completos a respeito do sistema também apresenta os seus problemas, e é de considerável importância, desde que a precisão de qualquer cálculo não pode ir além daquela na qual os dados

são baseados. Outro aspecto de fundamental importância, talvez o mais importante de todos, é a experiência dos responsáveis pela elaboração dos estudos (Pereira, 1998).

A qualidade dos resultados obtidos para um determinado estudo é dependente da ferramenta utilizada, da qualidade dos dados do sistema e da experiência dos responsáveis pelo estudo.

## 5.2 – ATP

O programa digital de transitórios eletromagnéticos ATP – *Alternative Transients Program*, que é o programa mais utilizado na simulação de transitórios e modelos não convencionais de componentes de sistemas de potência, foi desenvolvido por *Scott Meyer* a partir da versão M39 do programa EMTP – *Eletromagnetic Transients Program*, da Bonneville Power Administration (BPA), que foi criado por *Herman W. Dommel* na década de 60, com base no trabalho de *Frey e Althammer* (Brown Boveri, Switzerland), em Munique, Alemanha (Pereira, 1998).

O ATP permite a simulação de transitórios eletromagnéticos em redes polifásicas, com configurações arbitrárias, por um método que utiliza matriz de admitância de barras. A formulação matemática é baseada no método das características (Método de Bergeron) para elementos com parâmetros distribuídos e na regra de integração trapezoidal para parâmetros concentrados. Durante a solução são utilizadas técnicas de esparsidade e de fatorização triangular otimizada de matrizes.

Como um programa digital não permite obter uma solução contínua no tempo, são calculados valores a intervalos de tempos discretos. O programa permite a representação de não-linearidades, elementos com parâmetros concentrados, elementos com parâmetros distribuídos, chaves, transformadores, reatores etc.

O ATP compreende um pacote de programas e rotinas de suporte, tais como ATPDRAW (programa para criação do arquivo de dados a partir da elaboração de um desenho do circuito a ser simulado), TPLOT e PCPLOT (programas para apresentação dos resultados sob a forma de gráficos), LINE CONSTANTS e CABLE CONSTANTS (programas para cálculos de parâmetros de linhas de transmissão e cabos subterrâneos), TACS e MODELS (programas para simulação de controles e elementos não-convencionais), além de diversas outras rotinas que geram arquivos contendo conjuntos de instruções correspondentes a modelos do ATP.

O programa ATP é uma ferramenta de grande flexibilidade e de grande importância na realização de estudos de transitórios em sistemas de potência, ou mesmo de estudos em regime permanente onde a topologia da rede ou o problema a ser estudado não permite uma simples representação monofásica.

No entanto, a diversidade de opções de modelagem que oferece, e a extensa gama de estudos que permite realizar, fazem com que o usuário seja responsável por uma série de decisões, que vão desde a escolha do passo de integração mais adequado até a análise dos resultados obtidos. A experiência do usuário é de grande importância para a obtenção de resultados confiáveis, sendo recomendável que os principiantes sejam sempre orientados por um usuário mais experiente ou então que adquiram a necessária experiência partindo de simulações bem simples.

Para o cálculo de esforços torcionais sobre os eixos de turbogeradores, isto é, um fenômeno cujo interesse localiza-se em um componente específico da máquina, a modelagem matemática deve ser a mais completa possível. O programa ATP permite uma representação detalhada dos elementos componentes da rede elétrica para esse tipo de avaliação, o que inclui o sistema de potência, os geradores no sistema e o modelo mecânico do turbogerador a ser estudado.

A região de análise da rede elétrica que experimenta o fenômeno de interesse deve ser representada em detalhes, com modelos adequados para a realização do estudo e o restante da rede pode ser representado por um equivalente. A identificação dos nós de fronteira entre a rede a ser representada e a rede a ser equivalentada deve ser estrategicamente posicionada, o que exige familiaridade com a mesma e também julgamento de engenharia.

### **5.3 – Modelagem**

Cada tipo de estudo requer uma modelagem específica de acordo com as variáveis de interesse para o fenômeno a ser estudado. A TABELA 5 - 1 apresenta os modelos de componentes do sistema elétrico mais adequados para representação, considerando-se quatro tipos de estudos conforme apresentados em IEEE 1995.

O programa ATP disponibiliza modelos para os componentes do sistema elétrico conforme descritos a seguir.

#### **1. Elementos concentrados**

Resistências, indutâncias e capacitâncias podem ser representadas sem o acoplamento entre fases, conforme apresentado na Figura 5 - 1, sendo que tais elementos podem ser conectados em qualquer disposição formando componentes de acordo com o interesse, como filtros, bancos de capacitores, reatores de linha, equivalentes de rede etc.

TABELA 5 - 1 – MODELOS DE COMPONENTES.

Component	Torsional Oscillations	Transient Torques	Turbine-Blade Vibrations	Fast Bus Transfer
Synchronous Generator's Electrical System	Second-Order Model and Preferably Third-Order Model (d-q-o Model)	Third-Order Model (d-q-o Model) Including Saturation	Third-Order Model (d-q-o Model) Including Saturation	Not Applicable
Turbine-Generator Shaft System	Mass-Spring-Dashpot Model	Mass-Spring-Dashpot Model	Detail Mass-Spring-Dashpot Model	Not Applicable
Power Transformer	Conventional Low-Frequency Model including Saturation Characteristic	Conventional Low-Frequency Model including Saturation Characteristic	Conventional Low-Frequency Model including Saturation Characteristic	Conventional Low-Frequency Model including Saturation Characteristic
Transmission Line	Equivalent- $\pi$ Model	Equivalent- $\pi$ Model	Equivalent- $\pi$ Model	Not Applicable
Series/Shunt Capacitor	Ideal Capacitor	Ideal Capacitor	Ideal Capacitor	Ideal Capacitor
Series/Shunt Reactor	Series R-L	Series R-L	Series R-L	Series R-L
Static Load	Fixed Impedance Load	Fixed Impedance Load	Fixed Impedance Load	Fixed Impedance Load
Large Motor Load	d-q-o Model of Electrical System, Mass-Spring-Dashpot Model of Shaft System	Voltage Source Behind Fixed Impedance	Voltage Source Behind Fixed Impedance	d-q-o Model of Electrical System, Mass-Spring-Dashpot Model of Shaft System
HVDC Converter Station	Detailed Model of Converter and Linearized (Simplified) Model of Controls	Detailed Models of Converter and Controls	Detailed Models of Converter and Controls	Not Applicable
SVC	Detailed Model of Power Circuitry and Linearized (Simplified) Model of Controls	Detailed Model of Power Circuitry and Controls	Detailed Model of Power Circuitry and Controls	Not Applicable
Circuit Breaker	Ideal Switch	Ideal Switch	Ideal Switch	Ideal Switch
Generator Controls	Unimportant	Unimportant	Unimportant	Not Applicable
Protection System	Unimportant	Series Capacitor Overvoltages Protection System	Series Capacitor Overvoltage Protection System	Not Applicable

Fonte: IEEE. (1995, p. 1952).

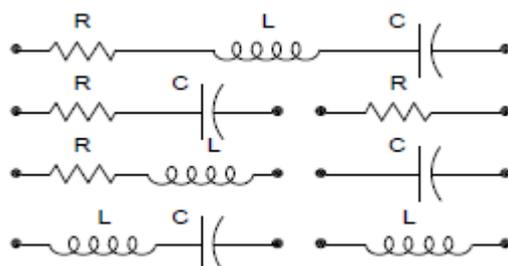


Figura 5 - 1 – Reatâncias, indutâncias e capacitâncias no ATP.

## 2. Elementos RL acoplados

Elementos R-L com acoplamento entre fases, cuja finalidade é a aplicação em equivalentes de rede, sendo possível a sua utilização com parâmetros de sequência zero e positiva são representados como mostrado na Figura 5 - 2.

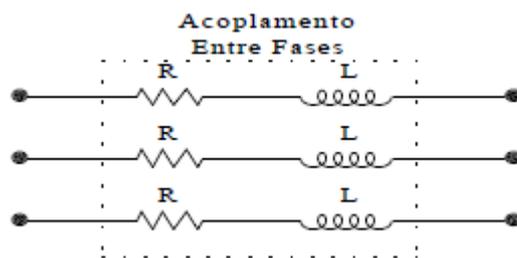


Figura 5 - 2 – Elemento R-L acoplado.

## 3. PI – Equivalentes polifásicos

São do tipo PI – equivalente com acoplamento entre fases, para um número qualquer de fases que pode ser representado conforme indicado na Figura 5 - 3, onde está ilustrado um circuito trifásico. Se as capacitâncias forem omitidas ele representa um elemento R-L acoplado, já se a indutância for omitida e a resistência considerar um valor muito elevado com o outro terminal aterrado, ele representa uma matriz de capacitâncias.

A finalidade é a representação de linhas de transmissão. O modelo permite ainda a associação de vários Pis em série, ou em cascata, de acordo com a necessidade da aplicação, como no caso de estudos de circulação de correntes em cabos pararraios.

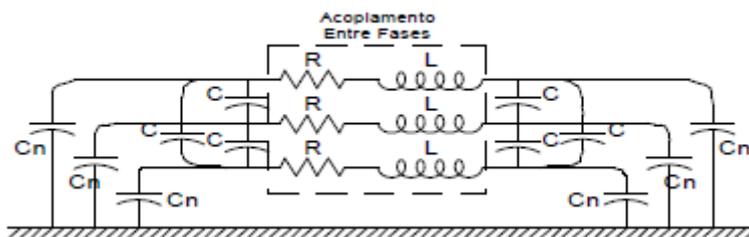


Figura 5 - 3 – PI – Equivalente.

## 4. Transformadores

Transformadores monofásicos com vários enrolamentos podem ser representados pelo circuito equivalente mostrado na Figura 5 - 4, onde são representadas as impedâncias de dispersão de cada enrolamento, o ramo magnetizante com saturação e perdas no núcleo e a relação de transformação entre os enrolamentos. Os transformadores trifásicos também podem ser construídos a partir da conexão de transformadores monofásicos.

O programa dispõe ainda de outras possibilidades para a modelagem de transformadores. A primeira consiste em calcular os parâmetros de sequência positiva e zero, incluindo as reatâncias do transformador e do gerador ou equivalente de sistema, e transformá-los em componentes de fase, que seriam modelados por elementos acoplados.

Uma segunda opção seria a representação de um transformador por uma matriz de impedâncias, utilizando-se o acoplamento magnético entre fases para representar a relação de transformação entre os enrolamentos. Existem rotinas internas do programa que fornecem os elementos para essa finalidade.

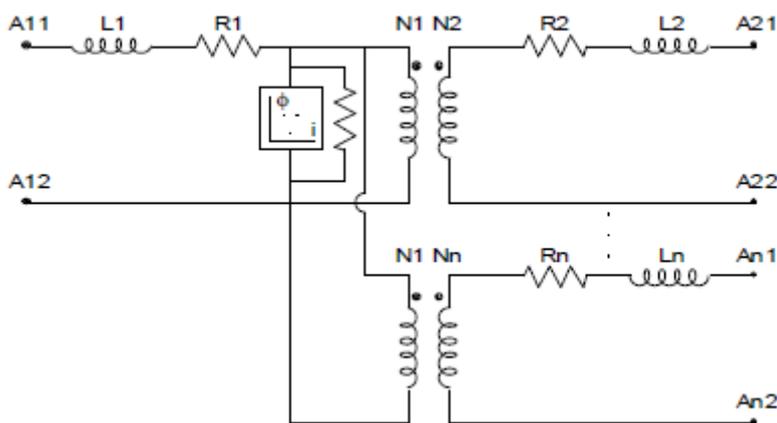


Figura 5 - 4 – Circuito equivalente para um transformador de N enrolamentos.

## 5. Linhas de transmissão

Os modelos de linhas de transmissão disponíveis no ATP são bastantes flexíveis e atendem às necessidades mais frequentes dos estudos de transitórios. Elas podem ser representadas por uma cadeia de Pis ou por parâmetros distribuídos, que por sua vez pode ser efetuada com ou sem variação dos parâmetros com a frequência.

Na prática os modelos de linhas com parâmetros distribuídos apresentam resultados plenamente satisfatórios e são utilizados na maioria dos estudos de transitórios em sistemas elétricos, não sendo essencial a utilização de modelos com parâmetros variando com a frequência. No entanto, o ATP possui diversos métodos para esse tipo de modelagem.

As linhas modeladas por parâmetros distribuídos à frequência constante podem ser do tipo sem ou com distorção. No primeiro tipo considera-se apenas os parâmetros “L” e “C” da linha e no segundo, a resistência da linha é adicional, sendo 25% em cada extremidade e 50% no meio da linha, uma vez que testes realizados demonstraram que a subdivisão da linha em mais pontos não se mostrou necessário e as equações de propagação na linha são acentuadamente simplificadas.

A quantidade de seções de linha necessárias depende do grau de distorção que pode ser admitido no estudo a ser realizado, sendo muito importante a faixa de frequências provocada pelo fenômeno em análise. Uma quantidade maior de elementos produz menor distorção e vice-versa.

## 6. Elementos não-lineares

O programa permite a representação de resistências e indutâncias não-lineares, sendo disponíveis diversas alternativas para esta finalidade. Basicamente, as seguintes características podem ser modeladas como mostra a Figura 5 - 5. As resistências são representadas através de pontos no plano tensão-corrente ( $V, i$ ) e as indutâncias por pontos no plano fluxo-corrente ( $\Psi, i$ ), havendo possibilidade de se representarem resistências variáveis em função do tempo.

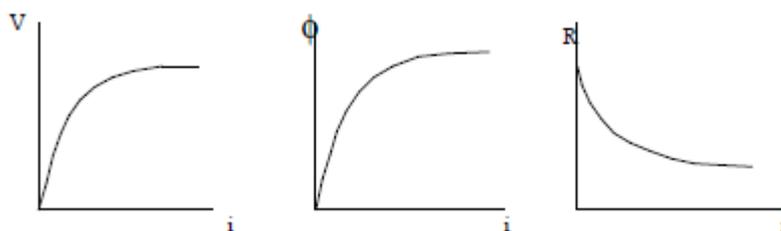


Figura 5 - 5 – Características não-lineares básicas.

## 7. Chaves

O programa contém uma variedade muito grande de modelos de chaves que podem ser representadas por chaves de tempo controlado, chaves estatísticas, chaves sistemáticas, chaves controladas por tensão ou por sinais e chaves de medição.

As chaves de tempo controlado podem efetuar operações de fechamento e/ou abertura em tempos especificados pelo usuário. Tais operações são realizadas uma única vez, sendo que a abertura ocorre nos zeros de corrente ou conforme uma determinada margem de corrente. Estas chaves simulam o comportamento de um disjuntor, com exceção do arco elétrico entre contatos, e podem ser dispostas de modo a representar também resistores de pré-inserção na abertura ou no fechamento.

As chaves estatísticas e as sistemáticas são utilizadas para simular o disjuntor considerando-se também a dispersão existente entre os tempos de fechamento de cada contato. As estatísticas têm os tempos de fechamento gerados conforme uma distribuição estatística do tipo normal ou do tipo uniforme, cujos parâmetros (tempo médio e desvio padrão) são definidos pelo usuário. Podem ser utilizadas para os contatos principais e para os contatos auxiliares do disjuntor. As sistemáticas executam a mesma função, porém com tempos de fechamento gerados de acordo com uma determinada lei de formação.

As chaves controladas por tensão têm uma determinada sequência de operação especificada pelo usuário de modo que a chave, estando originalmente aberta, feche após um tempo superior a um determinado tempo, desde que a tensão através da chave seja superior ao valor estabelecido pelo usuário. Após o fechamento é decorrido um intervalo de tempo para a abertura dentro da margem de corrente pré-fixada, sendo que a sequência permanece efetiva durante a simulação.

As chaves controladas por sinais são aquelas que recebem sinais provenientes da TACS e cuja função principal se refere à simulação de diodos e tiristores.

As chaves de medição são aquelas que se encontram permanentemente fechadas e cuja finalidade é de monitorar corrente e energia ou potência.

## 8. Fontes

O programa permite a representação de fontes de excitação, em tensão ou corrente, que são definidas analiticamente dentro do programa. É possível a simulação de fontes de excitação com formas de onda conforme indicado na Figura 5 - 6. Pode-se obter uma função composta pela associação de duas ou mais fontes.

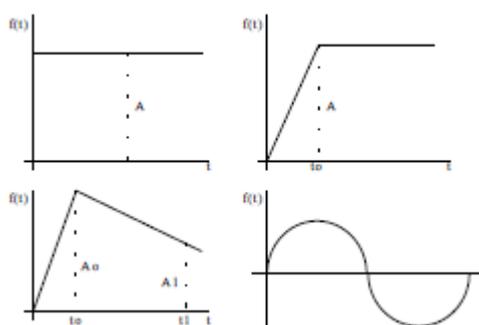


Figura 5 - 6 – Formas de onda básicas das fontes de excitação.

O usuário tem a opção de definir suas próprias fontes de excitação, seja ponto a ponto, ou através da subrotina TACS, ou então através de comandos em FORTRAN. É ainda possível a utilização de fontes do tipo exponencial dupla e de máquinas girantes, sejam elas máquinas síncronas, máquinas de indução ou máquinas de corrente contínua.

A modelagem de máquinas girantes compreende a parte elétrica e a parte mecânica, conforme apresentado no item a seguir. Por exemplo, um dos modelos para máquinas tem as seguintes características principais: representação da máquina pelas equações de Park com um máximo de dois circuitos no rotor para cada eixo, possibilidade de representação de todas as massas girantes e dos sistemas de excitação do circuito de campo elétrico.

O modelo do turbogerador mecânico no ATP consiste de massas agrupadas, constantes de mola e amortecedores, conforme apresentado na Figura 5 - 7.

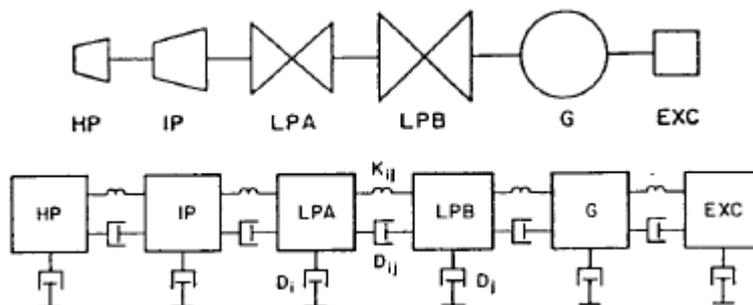


Figura 5 - 7 – Sistema de eixo do turbogerador.

### 9. Pararraios

Os elementos do tipo resistor não-linear são adequados para a representação de pararraios do tipo convencional (pararraios com *gap*) e do tipo ZnO (somente resistor não-linear). Devido a grande importância que este elemento tem em estudos de transitórios, principalmente quando são empregados pararraios ZnO, foram desenvolvidos alguns com o objetivo de prover o programa de componentes cada vez mais capazes de representar o comportamento real destes equipamentos.

### 10. Compensadores estáticos, válvulas conversoras e relés de proteção

O ATP não dispõe de modelos para a representação de compensadores estáticos, válvulas conversoras e relés, mas contém todos os componentes necessários para esta finalidade, através de rotinas TACS e MODELS. Os elementos dessas rotinas podem ser utilizados para a modelagem dos equipamentos descritos anteriormente, tanto no que se refere à interação destes equipamentos com a rede elétrica como para a análise de componentes utilizados para executar determinadas funções dentro do equipamento como um todo, por exemplo sistemas de controle, sistemas de disparo de válvulas, sistemas de medição, lógica de operação etc.

Os principais problemas associados a este tipo de modelagem são a falta de informações detalhadas a respeito do equipamento de cada fabricante e a sua complexidade, o que dificulta o desenvolvimento dos mesmos.

## 5.4 – Representação da Máquina Síncrona no ATP

Para os estudos de transitórios eletromagnéticos a representação adequada da unidade geradora é fundamental para se estudar o comportamento da mesma, e para o caso de avaliação de esforços torcionais nos eixos dessas unidades, uma representação detalhada do conjunto turbina-gerador se faz necessário. Isto quer dizer

que as dinâmicas tanto da parte elétrica quanto da parte mecânica das máquinas devem ser modeladas a fim de garantir uma correta simulação.

As partes elétrica e mecânica de uma máquina síncrona estão representadas na Figura 5 - 8. O modelo dinâmico da máquina síncrona no programa é trifásico e assume que a parte elétrica da máquina possui os seguintes enrolamentos:

- Três enrolamentos “a”, “b” e “c” na armadura, deslocados de 120 graus elétricos entre si, sendo um por fase e conectados à rede;
- Um enrolamento de campo “f” que produz fluxo no eixo direto;
- Um enrolamento hipotético “kd” no eixo direto que representa os efeitos do amortecimento;
- Um enrolamento hipotético “g” no eixo em quadratura que representa os efeitos produzidos pelas correntes de *Foucault*;
- Um enrolamento hipotético “kg” no eixo em quadratura que representa os efeitos do amortecimento.

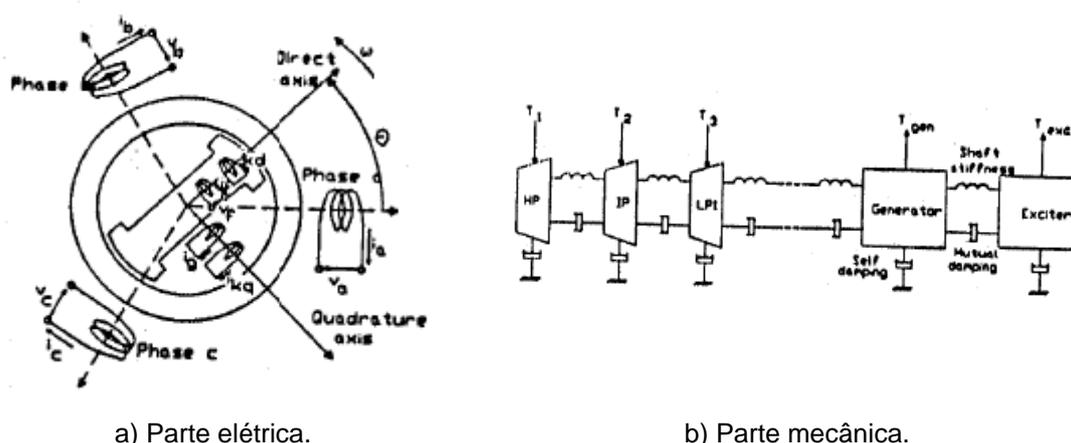


Figura 5 - 8 – Representação esquemática de uma máquina síncrona trifásica.

Fonte: ATP Rule Book. (2002, cap. VIII, p.1 ).

A dinâmica da máquina síncrona é internamente equilibrada em relação às fases da armadura, cujos enrolamentos são normalmente conectados em estrela com um possível ramo R-L entre o neutro e o terra local, sendo possível também a conexão em delta. A tensão aplicada no enrolamento de campo é considerada constante e determinada pelo programa, histerese não é considerada e os efeitos da saturação podem ser estudados através da descrição da curva de saturação de circuito aberto para os eixos “d” e “q”.

O modelo de máquina síncrona pode ser simulado com qualquer número de massas agrupadas no sistema eixo-rotor, conforme ilustrado na Figura 5 - 8. Cada seção do eixo é considerada como uma massa rígida conectada aos elementos adjacentes por molas desprovidas de massa.

Para cada massa do eixo, exceto para as massas representativas da excitatriz e do gerador, é permitido ter uma potência mecânica constante aplicada à mesma (além do torque do amortecimento mecânico e das conexões por molas com as massas adjacentes). O usuário especifica proporcionalmente fatores para cada massa, e a potência constante real é determinada internamente pelo programa.

### 1. Equações da parte elétrica

A parte elétrica é descrita por dois sistemas de equações: as equações de tensão e as relações fluxo-corrente, conforme descritas em (5.1) e (5.2).

$$[v] = -[R] \cdot [i] - \frac{d}{dt}[\lambda] \quad (5.1)$$

Sendo:

$[v] = [v_a, v_b, v_c, -v_f, 0, 0, 0]^t$  (zero nos três últimos componentes porque os enrolamentos “kd”, “g” e “kq” são curto-circuitados);

$[R] = \text{diag}[R_a, R_a, R_a, R_f, R_{kd}, R_g, R_{kq}]$  (todas as fases têm a mesma  $R_a$  – equilibrado internamente em relação às fases da armadura);

$[i] = [i_a, i_b, i_c, i_f, i_{kd}, i_g, i_{kq}]^t$ ;

$[\lambda] = [\lambda_a, \lambda_b, \lambda_c, \lambda_f, \lambda_{kd}, \lambda_g, \lambda_{kq}]^t$ .

$$[\lambda] = [L] \cdot [i] \quad (5.2)$$

Os valores instantâneos dos elementos da matriz  $[L]$  são funções da posição do rotor. Os coeficientes do conjunto resultante de equações diferenciais são funções periódicas do ângulo do rotor e, por isso, funções do tempo. Se os efeitos da saturação não são levados em consideração e os termos de terceira ordem e superiores nas expressões de *Fourier* das indutâncias de enrolamento da armadura são desprezados, essa dependência do tempo pode ser evitada pela transferência das grandezas da armadura para uma estrutura de referência anexada ao rotor. Os fluxos rotativos produzidos pela armadura são projetados sobre o eixo do rotor, onde parecem ser estacionários. Essa transformação de variáveis, conhecida como transformação de *Park*, é idêntica para fluxos, correntes e tensões.

$$\begin{bmatrix} \lambda_d \\ \lambda_q \\ \lambda_0 \end{bmatrix} = [T]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = [T]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad \text{e} \quad \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = [T]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

Sendo:

$$[T] = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta + 2\pi/3) \\ \text{sen} \theta & \text{sen}(\theta - 2\pi/3) & \text{sen}(\theta + 2\pi/3) \\ 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix} \quad e \quad [T] = \{[T]^{-1}\}^t$$

A transformação de *Park* converte os três enrolamentos da armadura em dois enrolamentos fictícios localizados nos eixos do rotor e um terceiro enrolamento estático, completamente desacoplado dos outros dois. Os coeficientes das equações resultantes são invariantes no tempo.

## 2. Equações da parte mecânica

A Figura 5 - 9 mostra a conexão do sistema de eixo em torno de uma massa “*i*”. O sistema mecânico é assumido como linear e, por isso, as massa rotativas conectadas por molas podem ser descritas pela forma rotacional da segunda lei de *Newton*.

$$[J] \cdot \frac{d^2}{dt^2}[\theta] + [D] \cdot \frac{d}{dt}[\theta] + [K] \cdot [\theta] = [T_{turbina}] - [T_{gerador/excitatriz}] \quad (5.4)$$

$$\frac{d}{dt}[\theta] = [w] \quad (5.5)$$

Sendo:

$[\theta]$  o vetor de posições angulares;

$[w]$  o vetor de velocidades angulares;

$[J]$  a matriz diagonal dos momentos de inércia;

$[D]$  a matriz tridiagonal de coeficientes de amortecimento;

$[K]$  a matriz tridiagonal de coeficientes de elasticidade;

$[T_{turbina}]$  o vetor de torques aplicados nos estágios das turbinas;

$[T_{gerador/excitatriz}]$  o vetor de torques eletromagnéticos do gerador e da excitatriz.

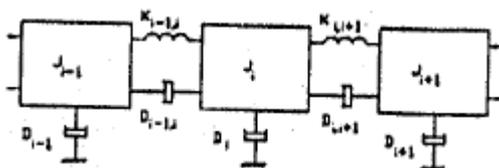


Figura 5 - 9 – Sistema de eixo em torno de uma massa “*i*”.

O modelo mais simples é a representação massa-mola. Normalmente é especificada a constante de tempo de inércia “*H*” ao invés do momento de inércia “*J*”, sendo aquela nova constante uma representação em p.u. da energia cinética na velocidade síncrona.

$$H = \frac{J \cdot \omega^2 / 2}{S_N} \text{ (s)} \quad (5.6)$$

O *link* entre as equações das partes elétrica e mecânica é feito através da posição do rotor e dos torques eletromagnéticos, conforme mostrado m (5.7).

$$\begin{aligned} \theta_{mec} &= \frac{\theta_{ele}}{p/2} \\ T_{gerador} &= \frac{p}{2} \cdot (\lambda_d \cdot i_q - \lambda_q \cdot i_d) \text{ (s)} \\ T_{excitatriz} &= \frac{-v_f \cdot i_f}{\omega_{excitatriz}} \end{aligned} \quad (5.7)$$

Sendo “*p*” o número de polos.

# CAPÍTULO 6

## APLICAÇÃO

---

### 6.1 – Introdução

A avaliação de esforços torcionais transitórios sobre os eixos de turbogeradores não é uma tarefa simples e requer muito cuidado na sua condução, uma vez que não existe um roteiro preciso que produza resultados exatos e confiáveis, e esse tipo de avaliação engloba características dos sistemas elétrico e mecânico.

Uma adequada execução depende de uma boa modelagem matemática dos elementos do sistema, que permita uma reprodução condizente com seu comportamento real nas simulações, para que possam ser quantificados os efeitos causados e avaliados os possíveis danos.

Nesse processo é fundamental a comunicação com o fabricante do turbogerador, que possui todos os dados relevantes de projeto desses componentes e que, embasado nesse fato, pode garantir a ocorrência de manobras próximas aos eixos sem a imposição de impactos que podem ferir a integridade física dos mesmos.

Assim, são apresentados passo-a-passo como proposta deste trabalho de dissertação, os procedimentos para a execução de um estudo de avaliação de esforços torcionais sobre os eixos dos turbogeradores, de uma central termelétrica que opera em ciclo combinado gás-vapor, decorrentes de religamentos automáticos de linhas de transmissão próximas às mesmas.

Para tanto, são utilizadas as técnicas previamente apresentadas, sendo a análise dividida em três fases:

1. Avaliação com técnicas de análise modal;
2. Avaliação com critérios simplificados;
3. Avaliação com critérios aprofundados.

As ferramentas computacionais utilizadas nas simulações e obtenções de resultados são descritas a seguir.

- Programas do pacote CEPEL: Anarede, Anatem, Anafas, Anat0 e PacDyn;
- ATP;
- Matlab.

## 6.2 – Sistema Elétrico Analisado

O sistema elétrico analisado trata-se da rede correspondente à área eletrogeográfica da região sudeste do SIN, notadamente à área Rio de Janeiro, em torno das subestações em 500kV de São José, Angra, Grajaú e Adrianópolis, próximas à usina termelétrica - UTE TERMORIO, conforme apresentado na Figura 6 - 4.

A configuração da usina é composta por três blocos de geração termelétrica, blocos 1, 2 e 3, constituídos por duas turbinas a gás (TG) e uma turbina a vapor (TV) cada, operando na forma de ciclos combinados. As turbinas a gás dos três blocos são idênticas, de 145 MVA cada e as turbinas a vapor são de 208 MVA e 145 MVA, para o bloco 1 e para os blocos 2 e 3, respectivamente.

A TABELA 6 - 1 apresenta uma identificação das unidades geradoras da UTE, de acordo com cada bloco.

TABELA 6 - 1 – UNIDADES GERADORAS.

Bloco	Unidade	Potência Nominal (MVA)
1	TG 11	145
	TG 12	145
	TV 18	208
2	TG 21	145
	TG 22	145
	TV 28	145
3	TG 31	145
	TG 32	145
	TV 38	145

A Figura 6 - 1 e a Figura 6 - 2 mostram os diagramas esquemático e funcional de uma central termelétrica operando em ciclo combinado gás-vapor, respectivamente. Para a UTE em estudo, no ciclo combinado, duas unidades a gás alimentam uma unidade a vapor em cada bloco de geração, conforme apresentado na Figura 6 - 3.

Os ciclos combinados para os três blocos de geração apresentam diferenças estruturais que devem ser modeladas corretamente nas simulações. Para o bloco 1 há extração de vapor e para os blocos 2 e 3 as caldeiras de recuperação apresentam dois estágios de pressão. Os diagramas de blocos dos elementos que devem ser modelados no estudo tais como turbinas a gás e a vapor, caldeiras de recuperação, controles de velocidade, aceleração, temperatura e VIGV são apresentados no ANEXO.

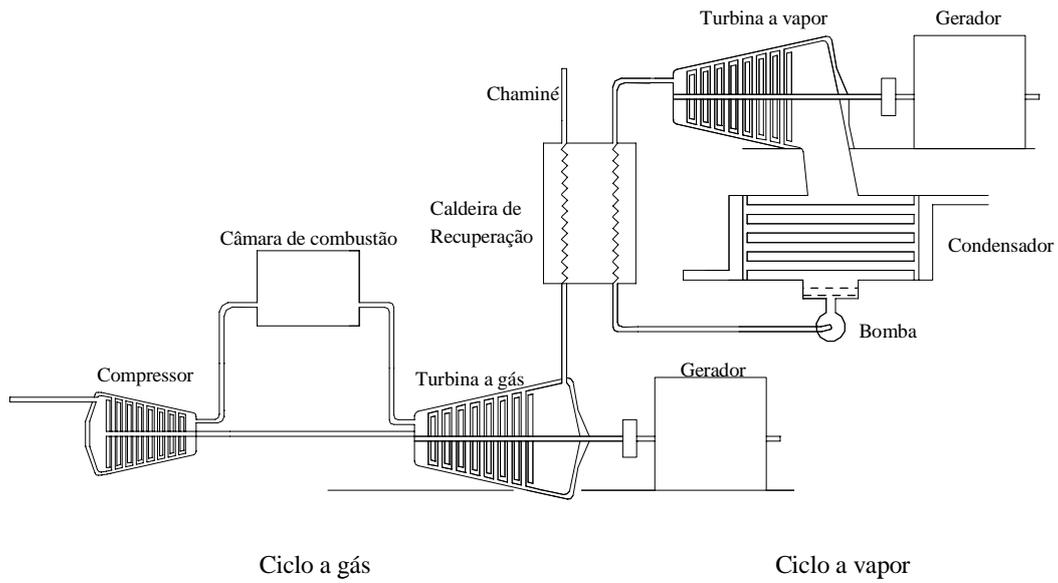


Figura 6 - 1 - Diagrama esquemático de uma central termelétrica operando em ciclo combinado.

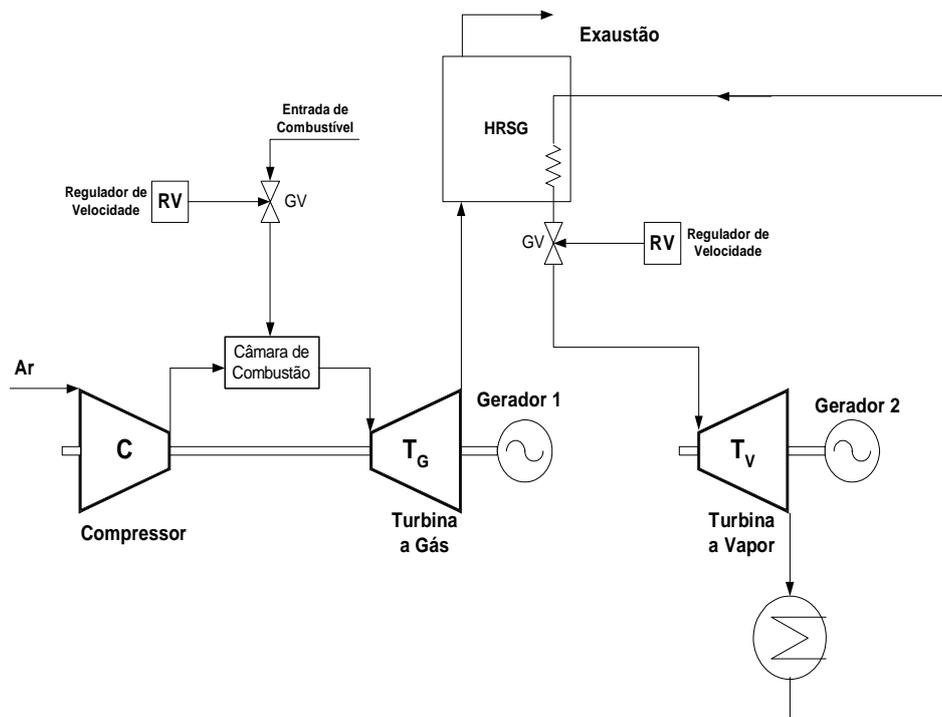


Figura 6 - 2 - Diagrama funcional de uma central termelétrica operando em ciclo combinado.

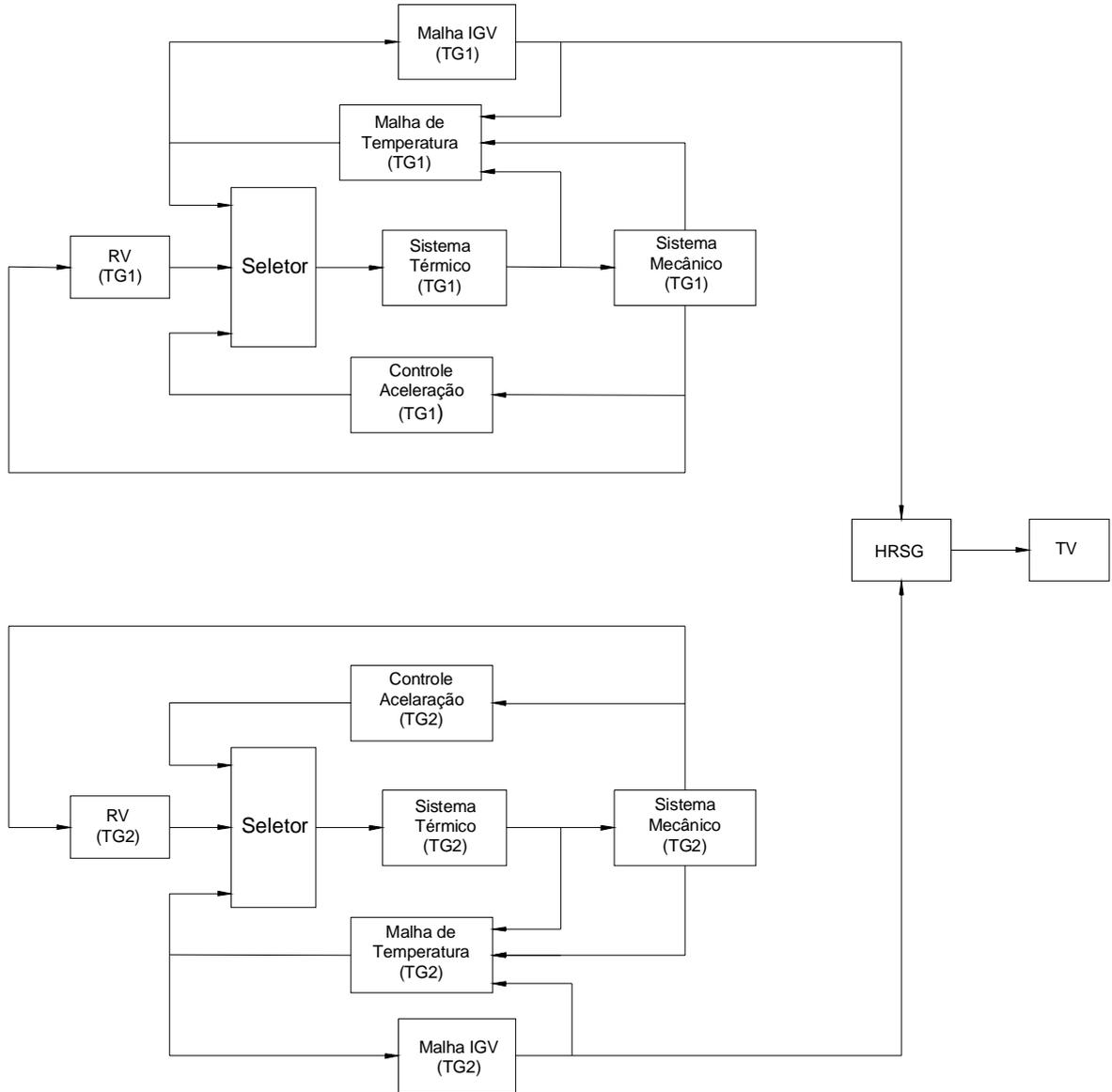


Figura 6 - 3 - Diagrama funcional da UTE TERMORIO.



### 6.3 – Avaliação com Técnicas de Análise Modal

Considerando o desenvolvimento teórico realizado no capítulo 3, são feitas as análises das frequências naturais de torção para os turbogeradores existentes na UTE TERMORIO. Desta forma, são apresentadas, a seguir, as análises para as unidades geradoras a vapor: TV18 - Phase 1, TV28/38 - Phase 2&3, e para as unidades a gás.

#### 6.3.1 – Unidade Geradora a Vapor TV18 - Phase 1

Os dados da unidade geradora a vapor TV18 - Phase 1 estão apresentados na TABELA 6 - 2.

TABELA 6 - 2 – DADOS DA UNIDADE GERADORA A VAPOR TV18 - PHASE 1.

Parâmetros	Unidade a Vapor TV18
Fator de Potência	0,85
Potência Nominal (MVA)	208,00
Tensão Nominal (kV)	18,00
Frequência Nominal (Hz)	60,00
Reatância Síncrona Eixo Direto ( $X_d$ ) (%)	214,00
Reatância Transitória Eixo Direto ( $X'_d$ ) (%)	21,00
Reatância Subtransitória Eixo Direto ( $X''_d$ ) (%)	16,00
Reatância Síncrona Eixo Quadratura ( $X_q$ ) (%)	200,00
Reatância Transitória Eixo Quadratura ( $X'_q$ ) (%)	34,00
Reatância de Dispersão ( $X_l$ ) (%)	14,00
Resistência de Armadura ( $R_a$ ) (%)	0,0854
Cte. de Tempo Subtransitório Eixo Direto ( $T''_{do}$ ) (s)	0,021
Cte. de Tempo Transitório Eixo Direto ( $T'_{do}$ ) (s)	9,79
Cte. de Tempo Subtransitório Eixo Quadratura ( $T''_{qo}$ ) (s)	0,032
Cte. de Tempo Transitório Eixo Quadratura ( $T'_{qo}$ ) (s)	0,93
Constante de Tempo de Inércia (H) (MWs/MVA)	4,522
Parâmetro da Curva de Saturação (Ag) (pu)	0,0498555
Parâmetro da Curva de Saturação (Bg) (pu)	6,8049751
Constante de Amortecimento (D) (pu/pu)	0

A Figura 6 - 5 mostra o eixo do turbogerador.

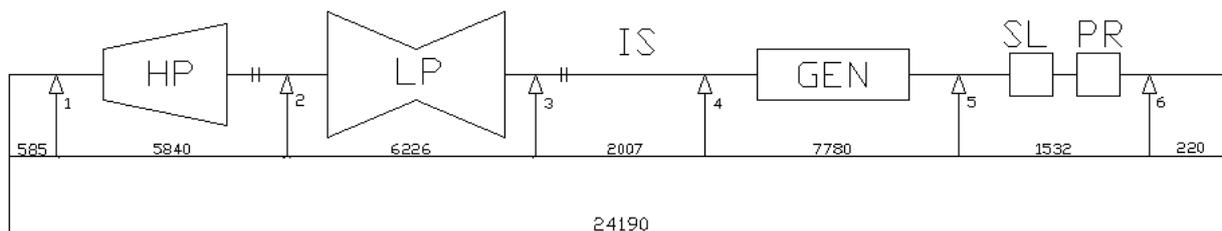


Figura 6 - 5 - Representação do eixo do turbogerador TV18 - Phase 1.

Para a unidade a vapor TV18 - Phase 1 considera-se o sistema de massas equivalentes apresentado na Figura 6 - 6.

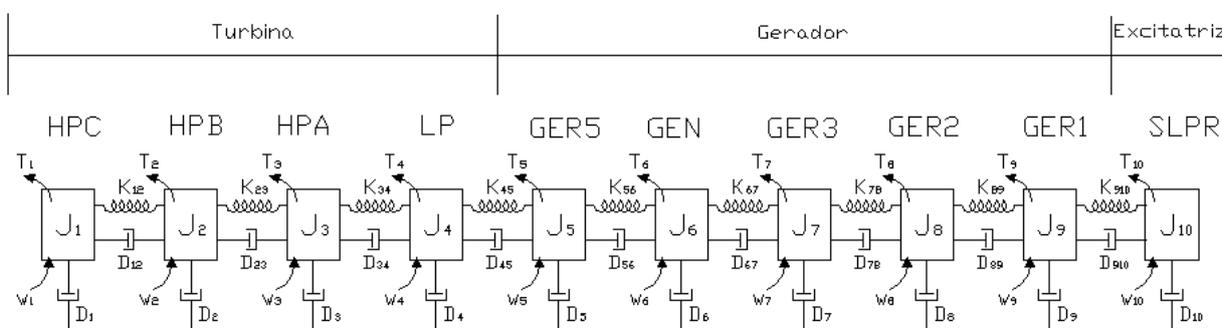


Figura 6 - 6 - Sistemas de massas equivalentes do eixo do turbogerador TV18 - Phase 1.

Na TABELA 6 - 3 tem-se os dados para o modelo de 10 massas considerado na Figura 6 - 6.

TABELA 6 - 3 – SISTEMA DE MASSAS EQUIVALENTES (TV18 - PHASE 1).

Nº	Coord. [mm]	Momento de Inércia (J) [kgm <sup>2</sup> ]	Coefficiente de Rigidez Torcional (K) [MNm/rad]	
1	192,8	67,62	47,160	HPC
2	1546,2	364,20	541,600	HPB
3	4247,9	1171,00	97,840	HPA
4	9491,2	6700,00	45,250	LP
5	15418,4	143,30	328,200	GER5
6	16880,7	2117,00	1196,000	GEN
7	19298,5	1419,00	1947,000	GER3
8	20590,8	1119,00	345,400	GER2
9	21678,6	121,40	51,050	GER1
10	23437,1	16,28	-----	SLPR
<b>Total</b>	<b>24190,0</b>	<b>13238,80</b>		

Pode-se calcular a constante de tempo de inércia "H" a partir dos valores de momento de inércia "J" através da expressão (6.1).

$$H = \frac{J [kg.m^2] \times \frac{(\pi \times n [1/min])^2}{(30 [s/min])^2}}{2 \times P [MW] \times \frac{I}{\cos \varphi} \times 10^6 [VA/MW]} [s] \text{ ou } [MWS / MVA] \quad (6.1)$$

O coeficiente de rigidez torcional “K” pode ser obtido, em pu torque/rad, da seguinte maneira:

$$K = \frac{K [N.m/rad]}{P [MW] \times \frac{I}{\cos \varphi} \times 10^6} \times \frac{4 \times W_0}{P_f^2} [pu.torque / rad] \quad (6.2)$$

De acordo com as expressões (6.1) e (6.2), tem-se os resultados apresentados na TABELA 6 - 4.

TABELA 6 - 4 – SISTEMA DE MASSAS EQUIVALENTES (TV18 - PHASE 1).

Nº	Coord. [mm]	Constante de Tempo de Inércia (H) [s]	Coefficiente de Rigidez Torcional (K) [pu torque/rad]	
1	192,8	0,02310	85,475	HPC
2	1546,2	0,12443	981,627	HPB
3	4247,9	0,40006	177,331	HPA
4	9491,2	2,28899	82,014	LP
5	15418,4	0,04896	594,848	GER5
6	16880,7	0,72325	2167,699	GEN
7	19298,5	0,48479	3528,854	GER3
8	20590,8	0,38230	626,023	GER2
9	21678,6	0,04148	92,526	GER1
10	23437,1	0,00556	-----	SLPR
<b>Total</b>	<b>24190,0</b>	<b>4,52292</b>		

### 6.3.1.1 – Modos de Torção obtidos através do programa Matlab

A matriz característica “A” para este problema foi montada com os dados das tabelas anteriores e através das submatrizes “K” e “D”, definidas anteriormente. Com a implementação de uma rotina em Matlab é possível obter os autovalores e autovetores da referida matriz. Através deste procedimento é possível conhecer as frequências associadas aos modos de oscilação (autovalores) e os indicadores de sensibilidade das massas rotativas (autovetores).

A magnitude dos autovetores indica o grau de facilidade de excitação do correspondente modo de oscilação pela aplicação de torques. Em geral, um rotor com “n” massas tem “n-1” modos torcionais. O “i-ésimo” modo torcional tem a “i-ésima” frequência natural mais elevada, e seu *mode shape* tem “i” polaridades reversas (Kundur, 1994).

Na TABELA 6 - 5 estão apresentadas todas as frequências correspondentes aos modos de oscilação do eixo do correspondente turbogerador. Tais frequências são obtidas através de simulações.

TABELA 6 - 5 – MODOS DE OSCILAÇÃO (TV18 - PHASE 1).

<b>Modos de Oscilação</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
<b>f (Hz)</b>	0	17,8	43,8	143,1	131,5
<b>Modos de Oscilação</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>
<b>f (Hz)</b>	231,0	231,6	265,0	303,0	344,0

Na Figura 6 - 7 estão apresentados os modos de torção nas frequências naturais do eixo.

Da TABELA 6 - 5 são destacadas as frequências naturais de oscilação de 17,8 Hz e de 43,8 Hz, que correspondem a valores subsíncronos. Estas frequências estão relacionadas aos modos torcionais do presente grupo gerador e são as de maior interesse, devido às interações da máquina com o sistema elétrico de potência.

Da Figura 6 - 7 pode-se observar que na frequência de 17,8 Hz os maiores problemas de esforços torcionais ocorrem entre o conjunto de massas referentes aos estágios de alta e baixa pressão da turbina (1-HPC, 2-HPB, 3-HPA e 4-LP) e o conjunto de massas correspondentes ao gerador e a excitatriz (5-GER5, 6-GEN, 7-GER3, 8-GER2, 9-GER1 e 10-SLPR).

Também da Figura 6 - 7 observa-se que na frequência de 43,8 Hz os principais problemas de esforços torcionais ocorrem entre o conjunto de massas referentes ao estágio de alta pressão da turbina (1-HPC, 2-HPB e 3-HPA) e o conjunto de massas correspondentes ao estágio de baixa pressão da turbina, gerador e excitatriz (4-LP, 5-GER5, 6-GEN, 7-GER3, 8-GER2, 9-GER1 e 10-SLPR).

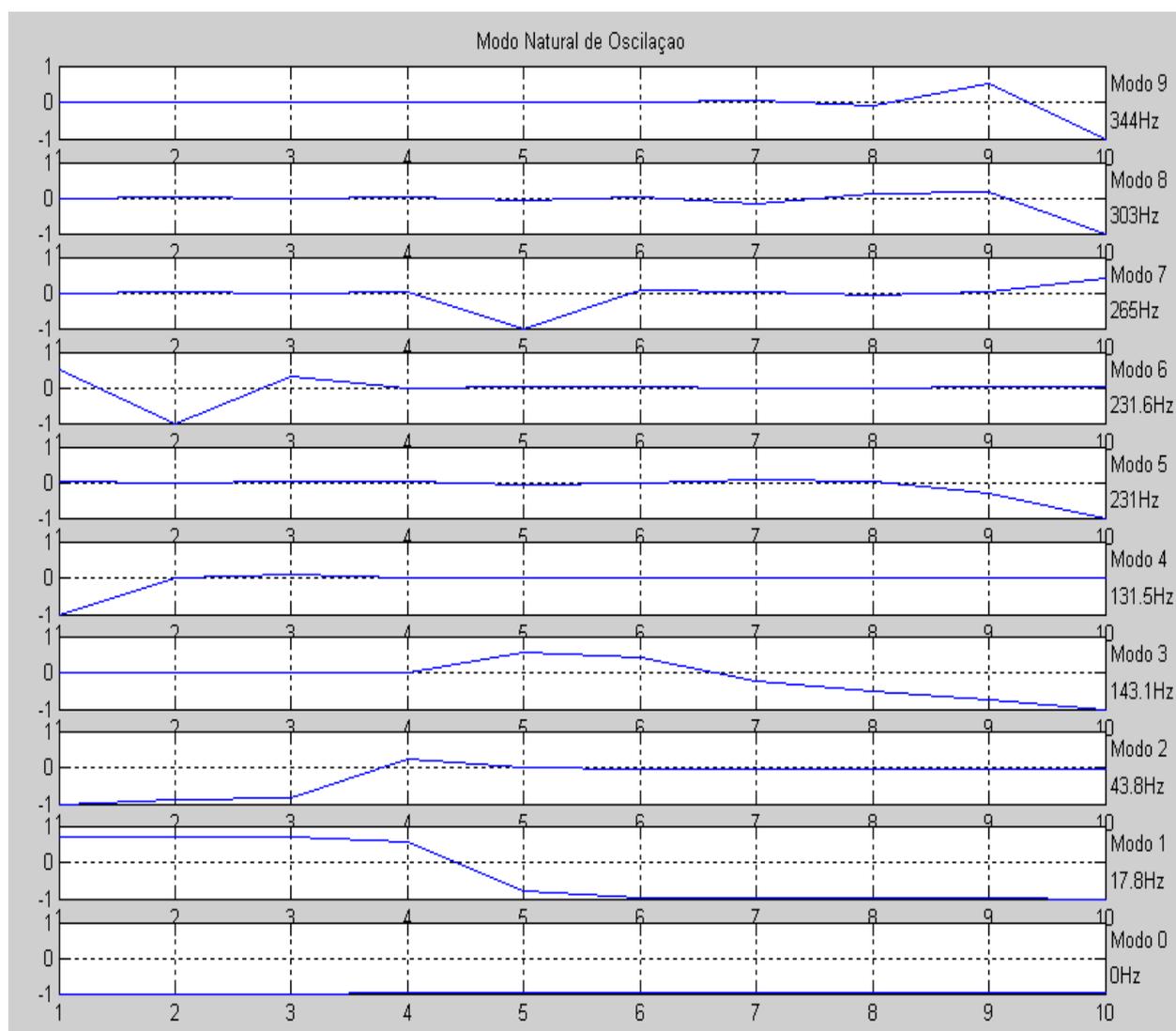


Figura 6 - 7 - Modos de torção nas frequências naturais do eixo (TV18 - Phase 1).

A seguir, da Figura 6 - 8 a Figura 6 - 16, estão apresentados os resultados obtidos através de diagramas de Bode, para cada uma das seções do eixo do turbogerador TV18 - Phase 1. Como sinal de entrada é considerada uma variação no conjugado elétrico do gerador. Este fato é retratado no vetor “ $u$ ” com a consideração de valores nulos para os diversos valores de “ $\Delta P$ ”, exceto o termo correspondente ao gerador. Pode-se observar variações acentuadas do torque exatamente nas frequências correspondentes aos modos de oscilação do eixo.

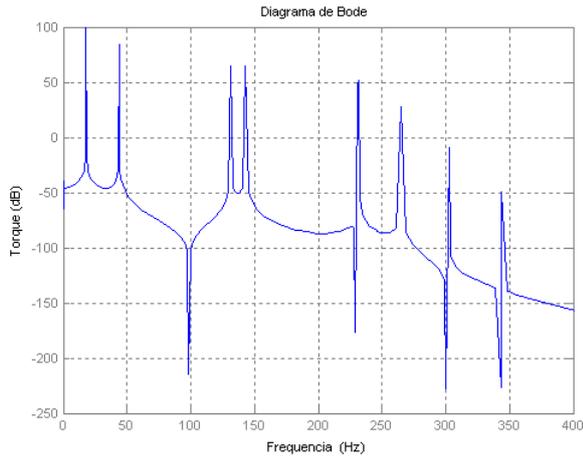


Figura 6 - 8 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções HPC e HPB.

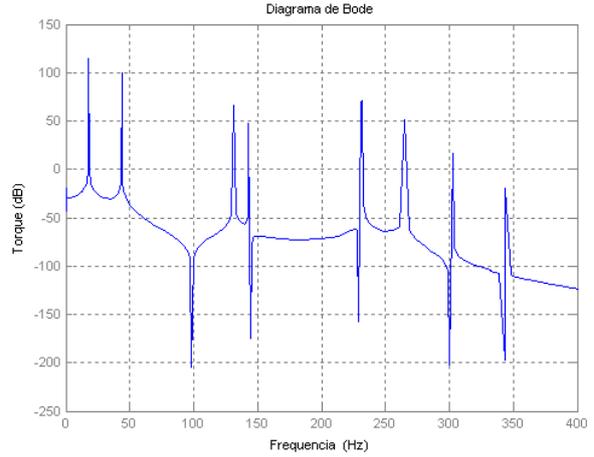


Figura 6 - 9 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções HPB e HPA.

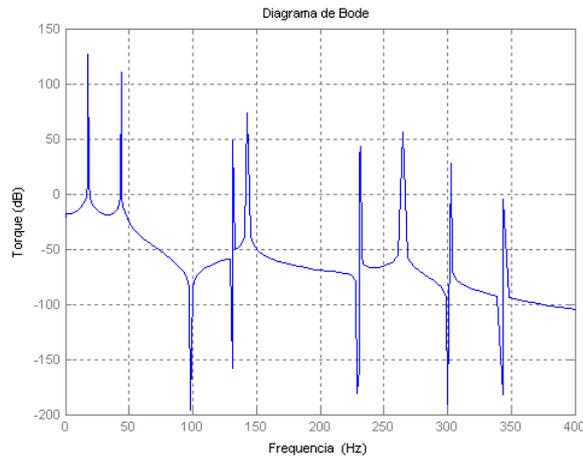


Figura 6 - 10 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções HPA e LP.

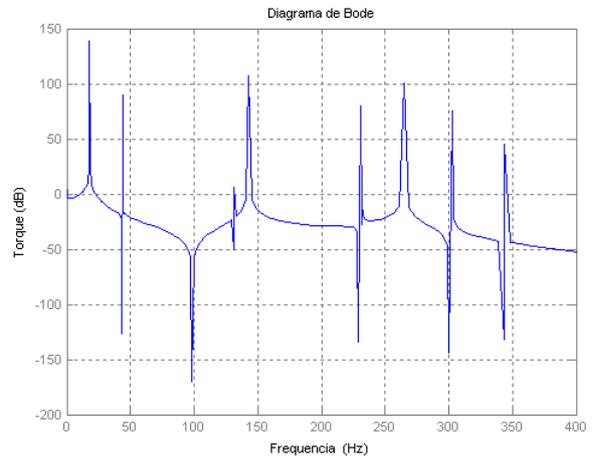


Figura 6 - 11 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções LP e GER5.

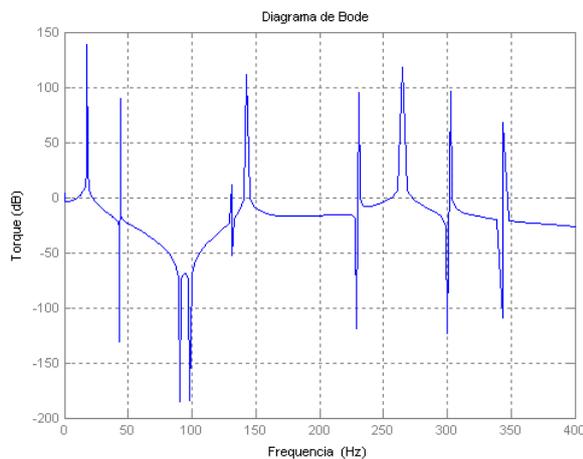


Figura 6 - 12 – Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções GER5 e GEN.

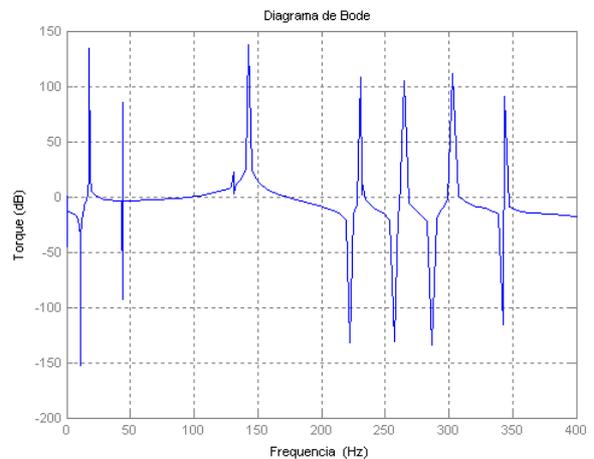


Figura 6 - 13 – Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções GEN e GER3.

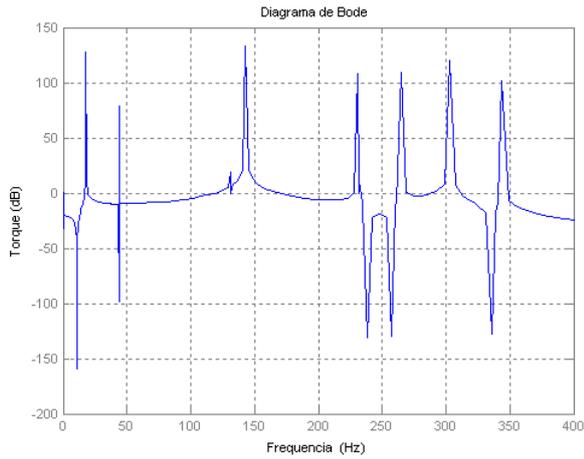


Figura 6 - 14 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções GER3 e GER2.

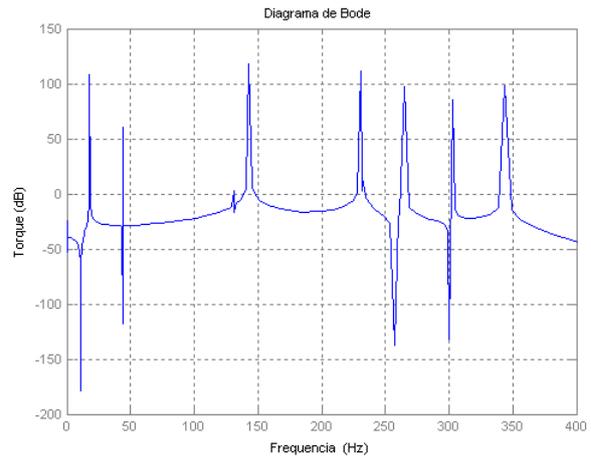


Figura 6 - 15 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções GER2 e GER1.

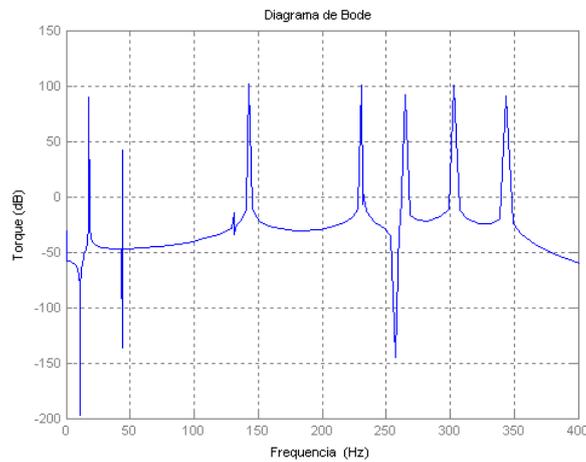


Figura 6 - 16 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções GER1 e SLPR.

A TABELA 6 - 6 apresenta um resumo das amplitudes máximas obtidas através dos diagramas de Bode.

TABELA 6 - 6 – TORQUE ENTRE AS MASSAS DO TURBOGERADOR TV18 - PHASE 1.

F (Hz)	Torque entre as Massas (dB)								
	HPC HPB	HPB HPA	HPA LP	LP GER5	GER5 GEN	GEN GER3	GER3 GER2	GER2 GER1	GER1 SLPR
17,8	99,1	115	126	137	139	134	127	108	89,7
43,8	83,9	99,2	110	89,6	89,7	85,4	78,7	60,1	41,8
131,5	64,6	65,6	48,7	5,72	11,2	22,7	18,7	2,23	-14,5
143,1	64,4	47,7	73,3	106	111	137	134	118	101
231	48,7	68,6	32,4	79,8	94,9	108	108	111	100
231,6	51,1	71,1	43,4	-8,39	2,27	13,1	11,6	15,1	4,46
265	28,1	51,7	55,5	101	118	105	109	97,8	92,3
303	-11,9	17	27,9	75,5	95,8	112	120	84,8	101
344	-52,3	-20	-4,77	44,3	67,6	90,4	102	98,8	90,3

Da TABELA 6 - 6 e dos diagramas de Bode anteriores pode-se concluir que as maiores amplitudes dos torques ocorrem entre os estágios “LP-GER5” e “GER5-GEN”, respectivamente 137 dB e 139 dB, na frequência de 17,8 Hz. Já para a frequência de 43,8 Hz a maior amplitude de torque ocorre entre os estágios “HPA-LP”, sendo de 110 dB. Tais resultados confirmam aqueles mostrados pelos *mode shapes*.

### 6.3.1.2 – Modos de torção obtidos através do programa PacDyn

Através do programa PacDyn é possível obter os mesmos resultados mostrados no item 6.3.1.1. O programa PacDyn é um pacote completo para a análise de estabilidade de regime permanente (pequenos sinais) de sistemas de potência de grande porte, no caso problemas relacionados com oscilação eletromecânica em sistemas.

Tal análise se baseia na linearização de um conjunto de equações diferenciais e algébricas em torno de um ponto de operação do sistema, ou seja, considera variações incrementais ao redor desse ponto. Esse pacote se utiliza das teorias solidamente estabelecidas da Álgebra Linear e Sistemas de Controle além de permitir simulações no domínio do tempo de longa duração para avaliar a estabilidade de pequeno-sinal em sistemas de potência.

Para a simulação com o programa considera-se a unidade geradora a vapor TV18 - Phase 1 conectada a uma barra infinita. Inicialmente são realizados estudos de fluxo de potência, através do programa Anarede. Posteriormente, com os dados dos elementos dinâmicos considerados e com os resultados obtidos do fluxo de potência são desenvolvidas as simulações com o programa.

Da Figura 6 - 17 a Figura 6 - 25 são apresentadas as frequências naturais calculadas pelo programa PacDyn, para a unidade geradora a vapor TV18 - Phase 1. Também constam nestas figuras os respectivos modos de torção do eixo.

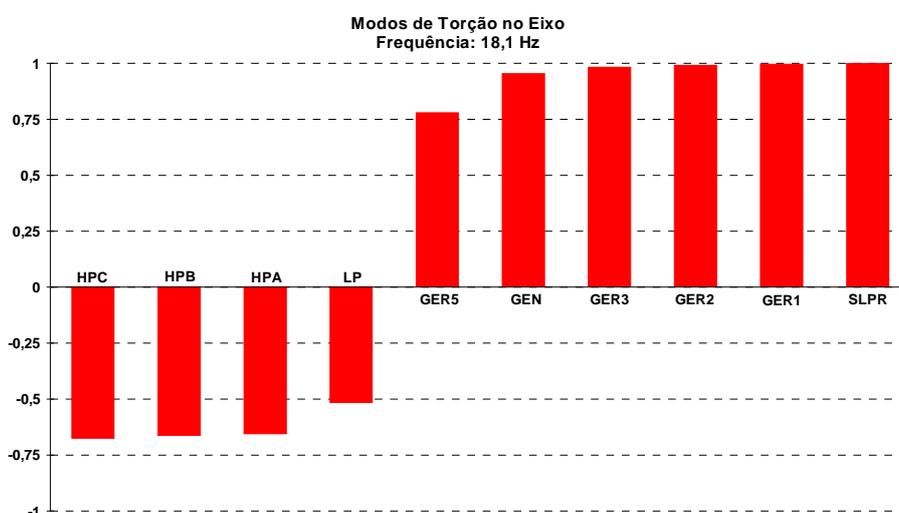


Figura 6 - 17 - Modos de torção no eixo da TV18 - Phase 1 na frequência de 18,1 Hz.

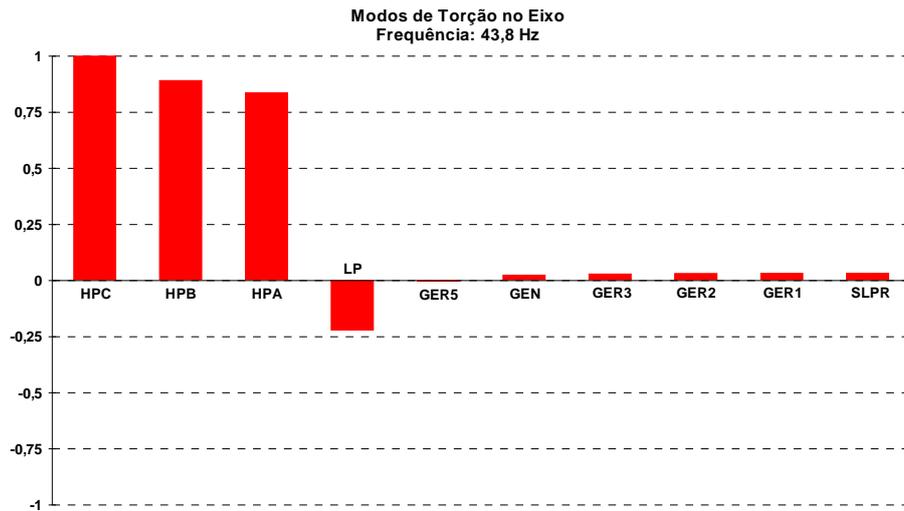


Figura 6 - 18 - Modos de torção no eixo da TV18 - Phase 1 na frequência de 43,8 Hz.

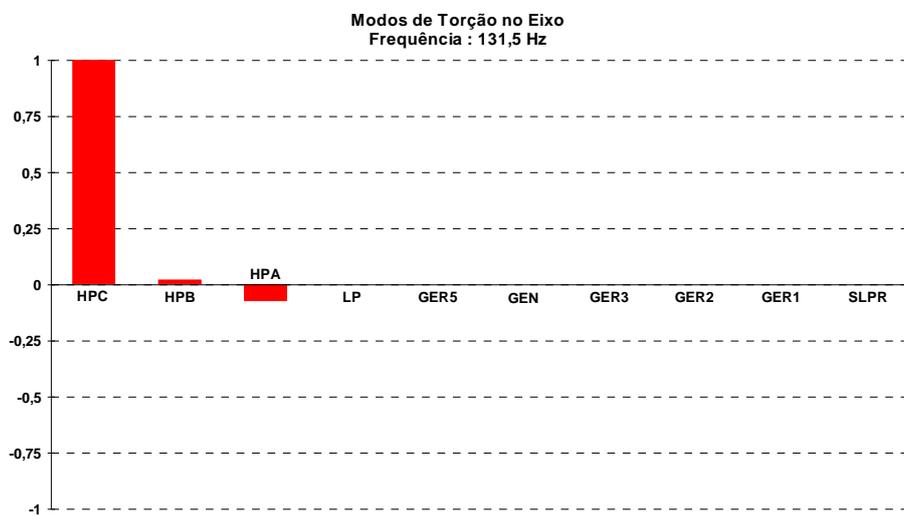


Figura 6 - 19 - Modos de torção no eixo da TV18 - Phase 1 na frequência de 131,5 Hz.

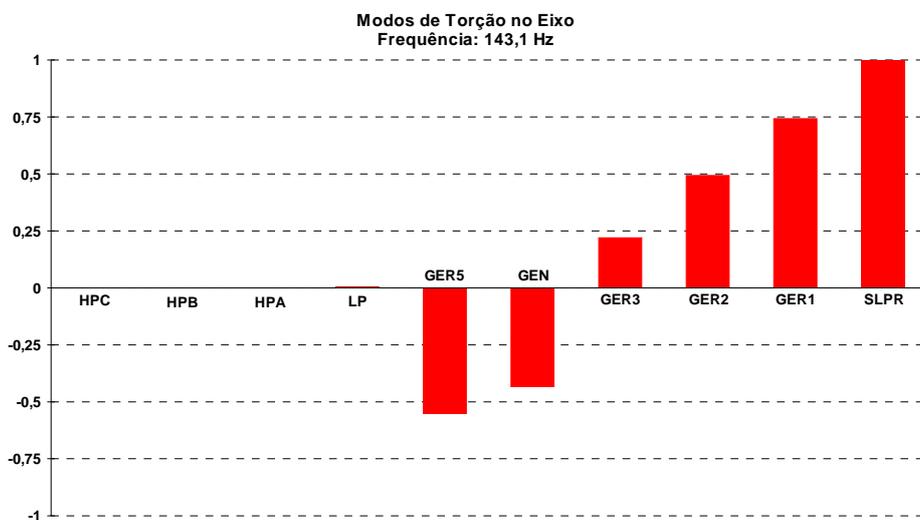


Figura 6 - 20 - Modos de torção no eixo da TV18 - Phase 1 na frequência de 143,1 Hz.

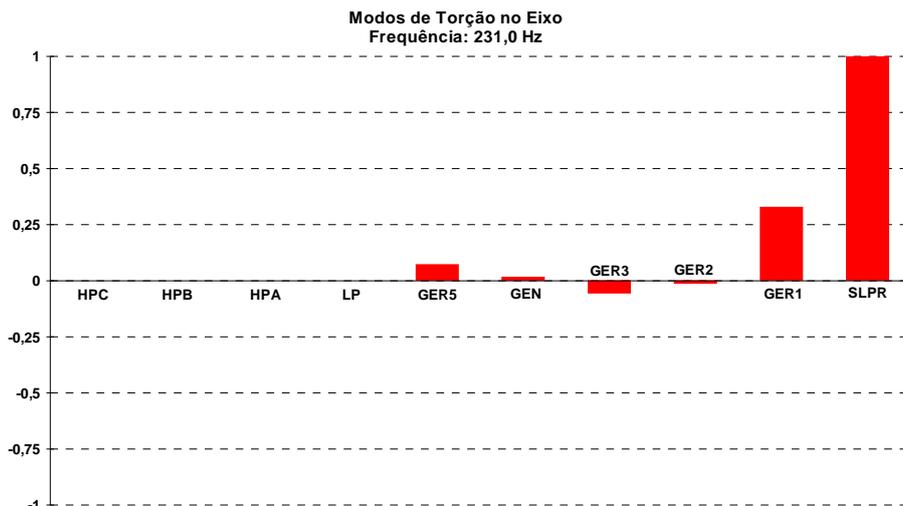


Figura 6 - 21 - Modos de torção no eixo da TV18 - Phase 1 na frequência de 231,0 Hz.

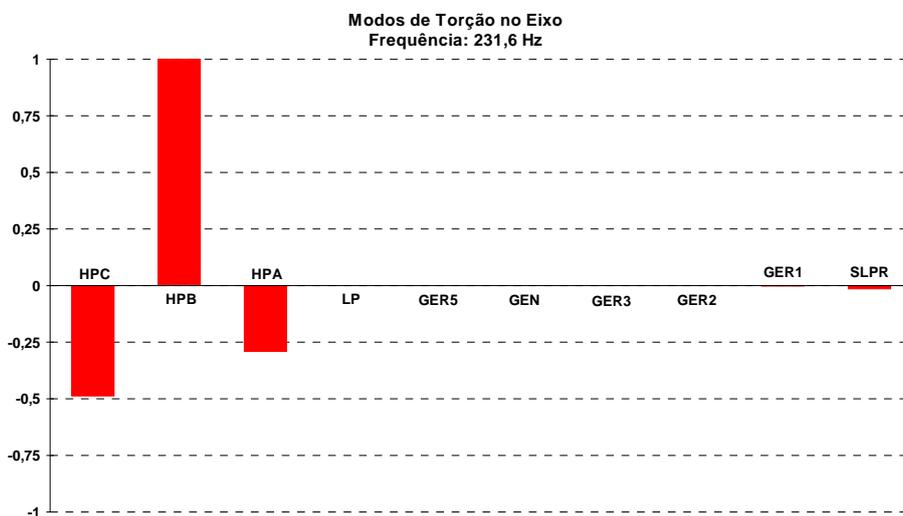


Figura 6 - 22 - Modos de torção no eixo da TV18 - Phase 1 na frequência de 231,6 Hz.

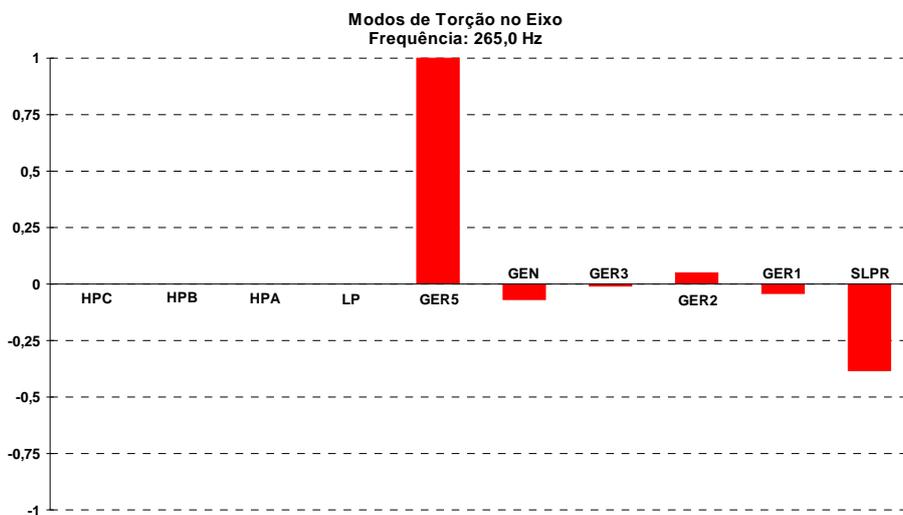


Figura 6 - 23 - Modos de torção no eixo da TV18 - Phase 1 na frequência de 265,0 Hz.

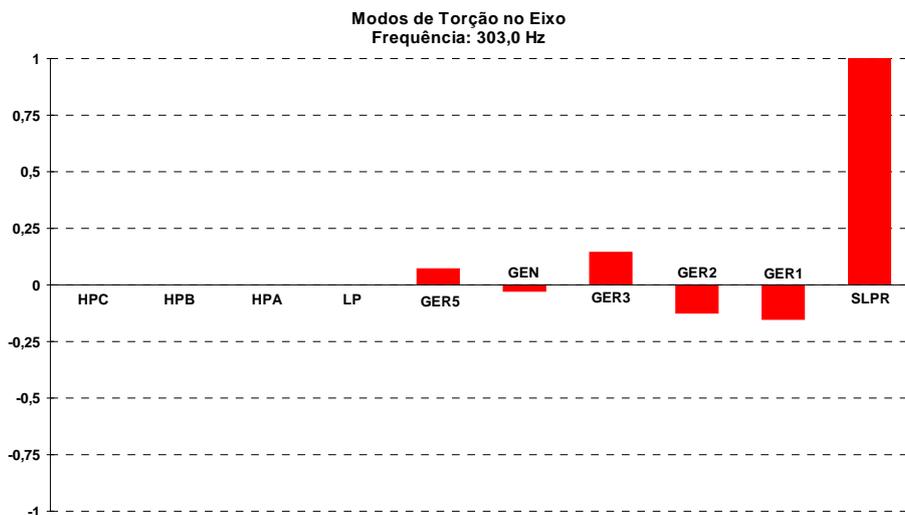


Figura 6 - 24 - Modos de torção no eixo da TV18 - Phase 1 na frequência de 303,0 Hz.

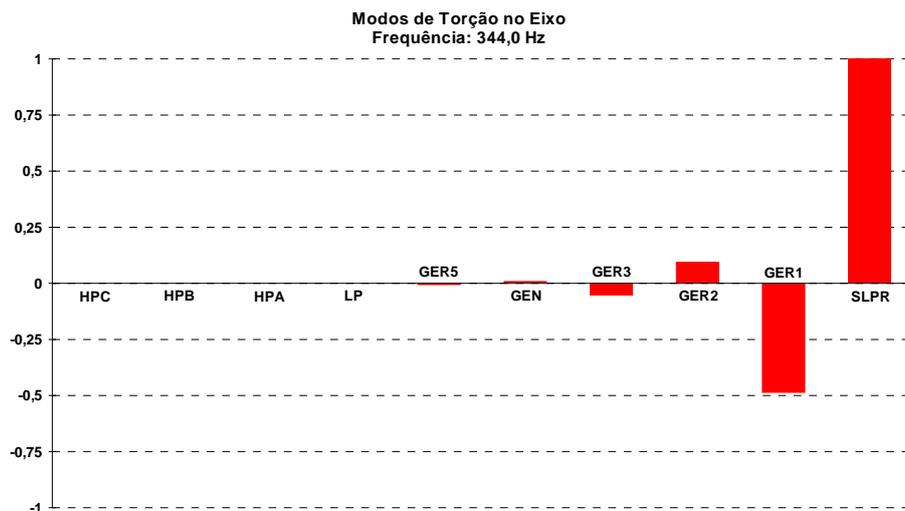


Figura 6 - 25 - Modos de torção no eixo da TV18 - Phase 1 na frequência de 344,0 Hz.

Os resultados apresentados da Figura 6 - 17 a Figura 6 - 25 confirmam aqueles obtidos com o programa MatLab (item 6.3.1.1).

### 6.3.2 – Unidades Geradoras a Vapor TV28/38 – Phase 2 & 3

Para as unidades geradoras a vapor TV28/38 - Phase 2&3 são considerados os dados apresentados na TABELA 6 - 7.

TABELA 6 - 7 – DADOS DAS UNIDADES GERADORAS A VAPOR TV28/38 - PHASE 2&3.

Parâmetros	Unidades a Vapor TV28/38
Fator de Potência	0,85
Potência Nominal (MVA)	145,00
Tensão Nominal (kV)	13,8
Frequência Nominal (Hz)	60,00
Reatância Síncrona Eixo Direto ( $X_d$ ) (%)	199,00
Reatância Transitória Eixo Direto ( $X'_d$ ) (%)	20,00
Reatância Subtransitória Eixo Direto ( $X''_d$ ) (%)	15,00
Reatância Síncrona Eixo Quadratura ( $X_q$ ) (%)	185,00
Reatância Transitória Eixo Quadratura ( $X'_q$ ) (%)	33,00
Reatância de Dispersão ( $X_l$ ) (%)	13,00
Resistência de Armadura ( $R_a$ ) (%)	0,0912
Cte. de Tempo Subtransitório Eixo Direto ( $T''_{do}$ ) (s)	0,019
Cte. de Tempo Transitório Eixo Direto ( $T'_{do}$ ) (s)	8,39
Cte. de Tempo Subtransitório Eixo Quadratura ( $T''_{qo}$ ) (s)	0,029
Cte. de Tempo Transitório Eixo Quadratura ( $T'_{qo}$ ) (s)	0,81
Constante de Tempo de Inércia (H) (MWs/MVA)	3,964
Constante de Amortecimento (D) (pu/pu)	0

A Figura 6 - 26 mostra o eixo do correspondente turbogerador.

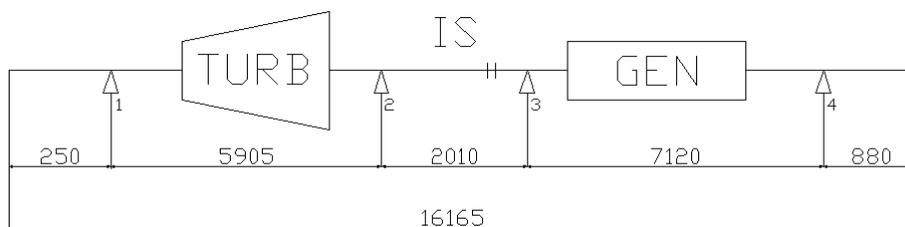


Figura 6 - 26 - Representação do eixo do turbogerador TV28/38 - Phase 2&3.

Para as unidades a vapor TV28/38 - Phase 2&3 considera-se o sistema de massas equivalentes apresentado na Figura 6 - 27.

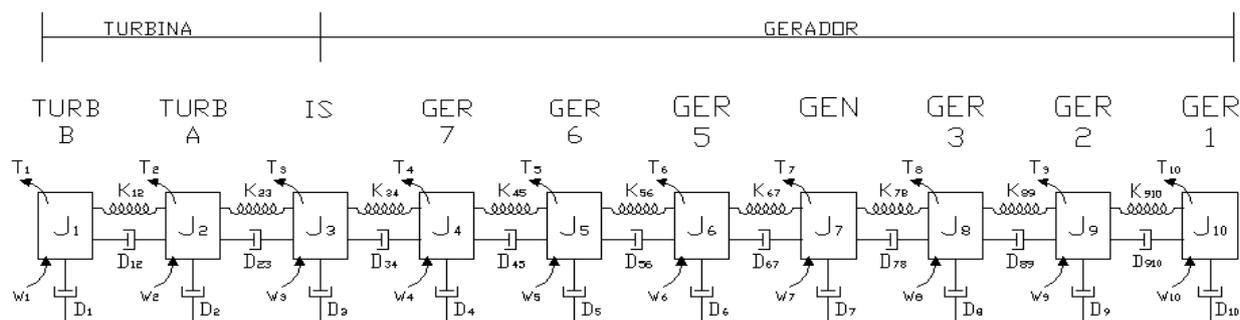


Figura 6 - 27 - Sistemas de massas equivalentes do eixo do turbogerador TV28/38 - Phase 2&3.

Na TABELA 6 - 8 têm-se os dados para o modelo de 10 massas considerado na Figura 6 - 27.

TABELA 6 - 8 - SISTEMA DE MASSAS EQUIVALENTES (TV28/38 - PHASE 2&3).

Nº	Coord. [mm]	Momento de Inércia (J) [kgm <sup>2</sup> ]	Coefficiente de Rigidez Torcional (K) [MNm/rad]	
1	1761,4	4794,00	470,100	TURBB
2	5128,5	465,50	110,100	TURBA
3	6545,6	75,62	54,840	IS
4	8746,6	63,14	224,400	GER7
5	9568,6	439,20	1518,000	GER6
6	10458,1	753,50	811,500	GER5
7	12475,1	869,20	1019,000	GEN
8	13881,6	567,70	220,800	GER3
9	14703,5	53,19	30,260	GER2
10	15985,1	7,11	-----	GER1
<b>Total</b>	<b>16170,0</b>	<b>8088,16</b>		

De forma análoga, calcula-se a constante de tempo de inércia “H” e o coeficiente de elasticidade “K”, ou rigidez torcional das unidades a vapor TV28/38 - Phase 2&3. Desta forma obtém-se o resultado apresentado na TABELA 6 - 9.

TABELA 6 - 9 – SISTEMA DE MASSAS EQUIVALENTES (TV28/38 - PHASE 2&3).

Nº	Coord. [mm]	Constante de Tempo de Inércia (H) [s]	Coefficiente de Rigidez Torcional (K) [pu torque/rad]	
1	1761,4	2,34943	1121,736	TURBB
2	5128,5	0,22813	286,137	TURBA
3	6545,6	0,03706	142,523	IS
4	8746,6	0,03094	583,190	GER7
5	9568,6	0,21524	3945,107	GER6
6	10458,1	0,36927	2108,995	GER5
7	12475,1	0,42597	2648,263	GEN
8	13881,6	0,27822	573,834	GER3
9	14703,5	0,02607	78,642	GER2
10	15985,1	0,00348	-----	GER1
<b>Total</b>	<b>16170,0</b>	<b>3,96381</b>		

### 6.3.2.1 – Modos de torção obtidos através do programa MatLab

Com o mesmo procedimento aplicado para a turbina a vapor TV18 – Phase 1, através de uma rotina em Matlab, determinam-se as frequências naturais de oscilação e os *mode shapes* das unidades a vapor TV28/38 - Phase 2&3, conforme apresentado na TABELA 6 - 10.

TABELA 6 - 10 – MODOS DE OSCILAÇÃO (TV28/38 - PHASE 2&3).

<b>Modos de Oscilação</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
<b>f (Hz)</b>	0	20,2	147,2	159,0	237,8
<b>Modos de Oscilação</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>
<b>f (Hz)</b>	262,3	307,9	337,5	400,3	414,8

Na Figura 6 - 28 estão apresentados os modos de torção nas frequências naturais do eixo.

Da TABELA 6 - 10 destaca-se a frequência natural de oscilação de 20,2 Hz, que corresponde a um valor subsíncrono. Esta frequência está relacionada ao modo torcional do presente grupo gerador, sendo à de maior interesse, devido às interações da máquina com o sistema elétrico de potência.

Da Figura 6 - 28 pode-se observar que na frequência de 20,2 Hz os maiores problemas de esforços torcionais ocorrem entre o conjunto de massas referentes à turbina (1-TURBB e 2-TURBA) e o conjunto de massas correspondentes ao gerador (4-GER7, 5-GER6, 6-GER5, 7-GEN, 8-GER3 e 9-GER2 e 10-GER1).

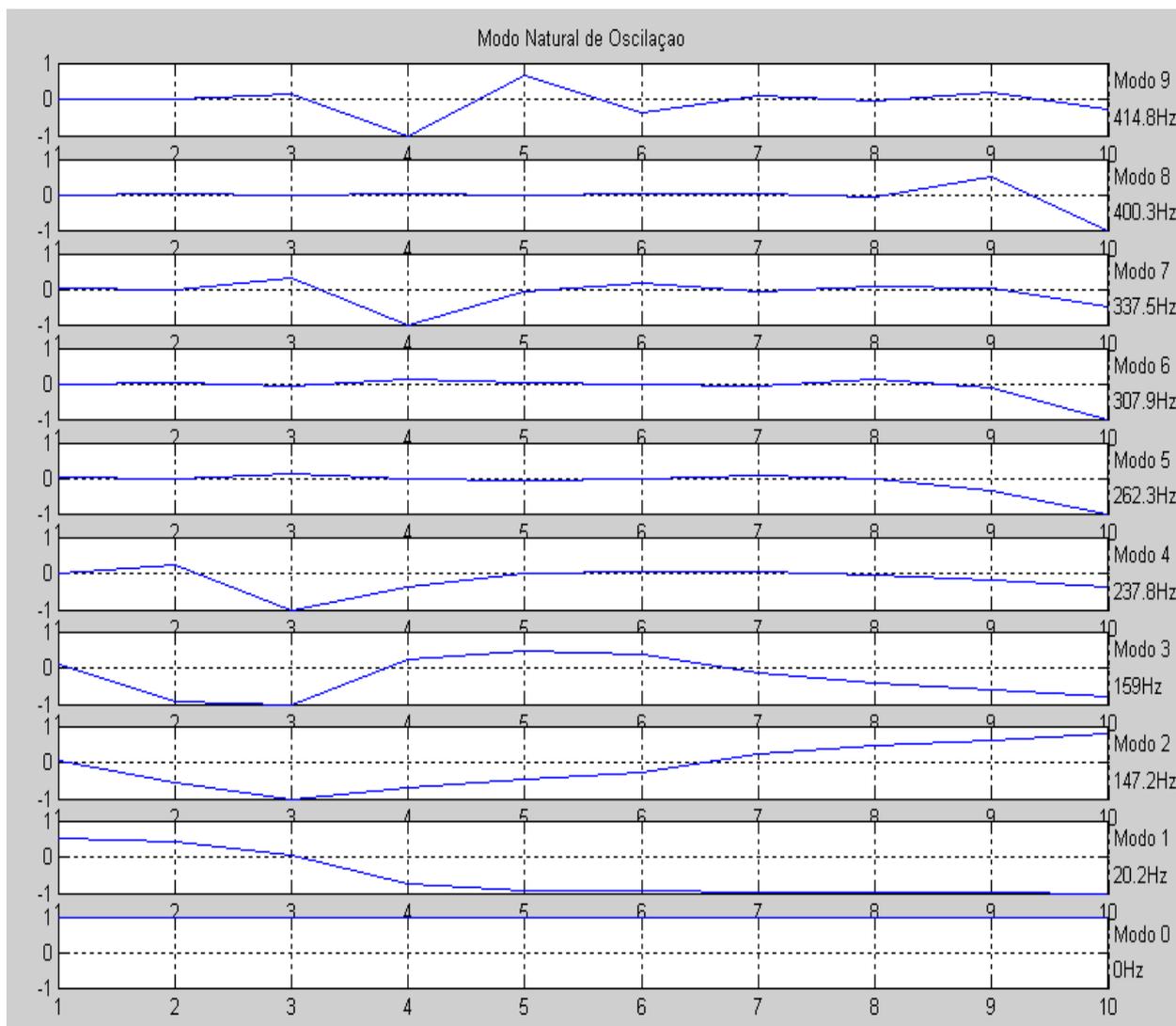


Figura 6 - 28 - Modos de torção nas frequências naturais do eixo (TV28/38 - Phase 2&3).

A seguir, da Figura 6 - 29 a Figura 6 - 37 estão apresentados os resultados, obtidos através de diagrama de Bode, para cada uma das seções do eixo do turbogerador TV28/38 - Phase 2&3. Como sinal de entrada é considerada uma variação no conjugado elétrico do gerador. Este fato é retratado no vetor “ $u$ ” com a consideração de valores nulos para os diversos “ $\Delta P$ ”, exceto o termo correspondente ao gerador. Também neste caso podem ser observadas variações acentuadas do torque, exatamente nas frequências correspondentes aos modos de oscilação do eixo.

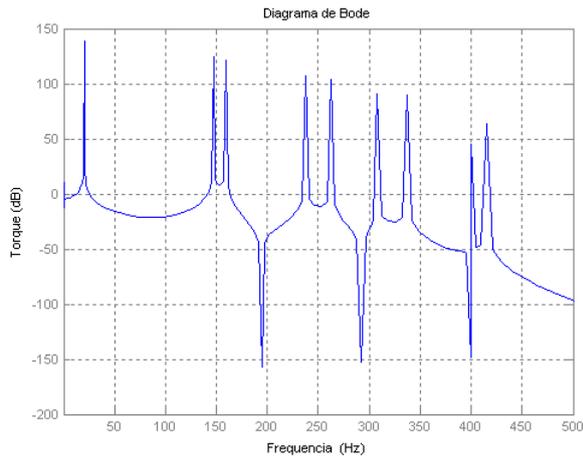


Figura 6 - 29 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções TURBB e TURBA.

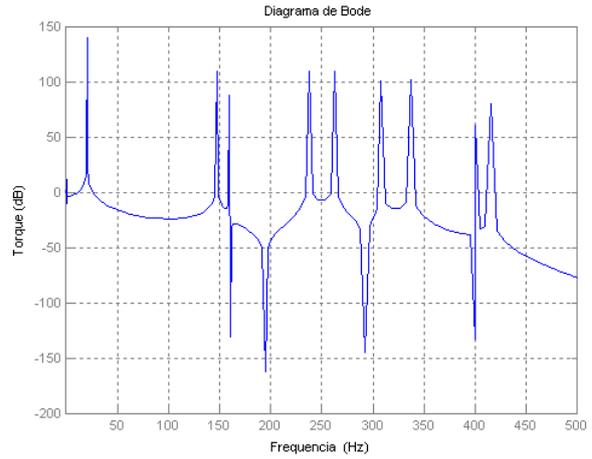


Figura 6 - 30 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções TURBA e IS.

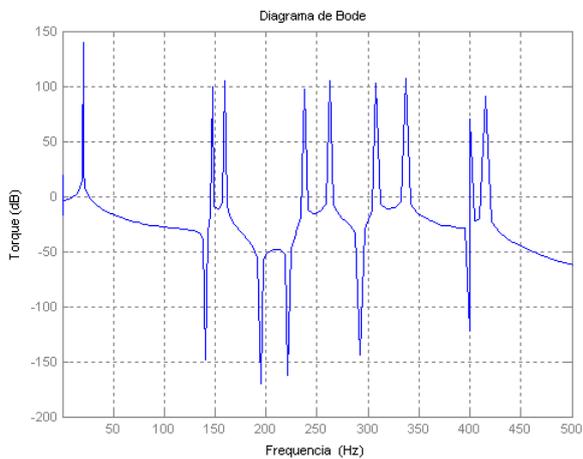


Figura 6 - 31 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções IS e GER7.

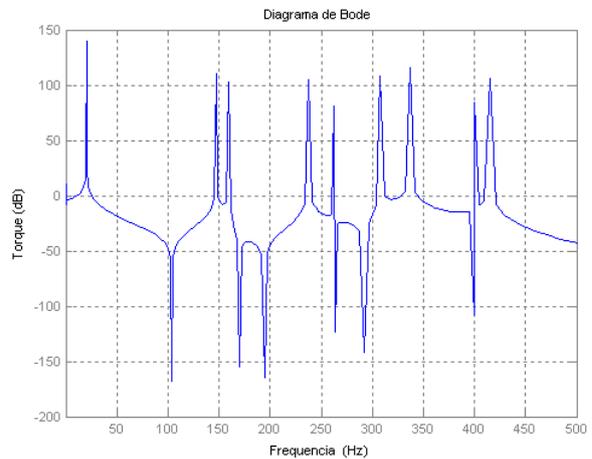


Figura 6 - 32 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções GER7 e GER6.

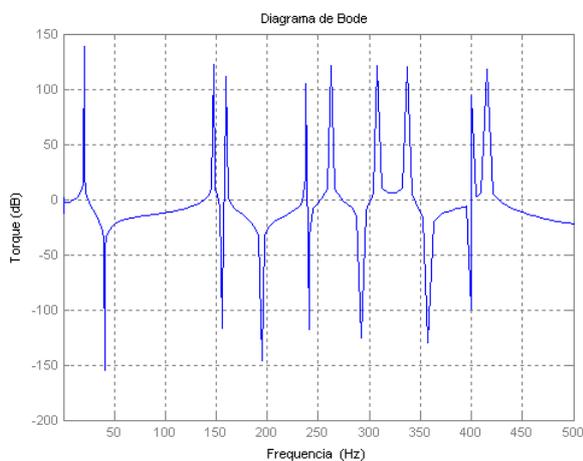


Figura 6 - 33 – Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções GER6 e GER5.

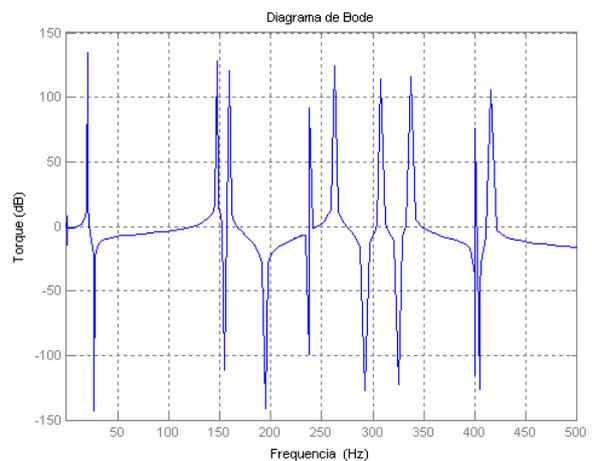


Figura 6 - 34 – Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções GER5 e GEN.

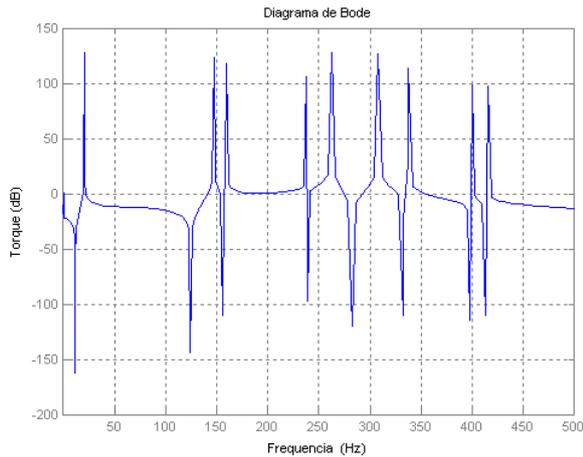


Figura 6 - 35 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções GEN e GER3.

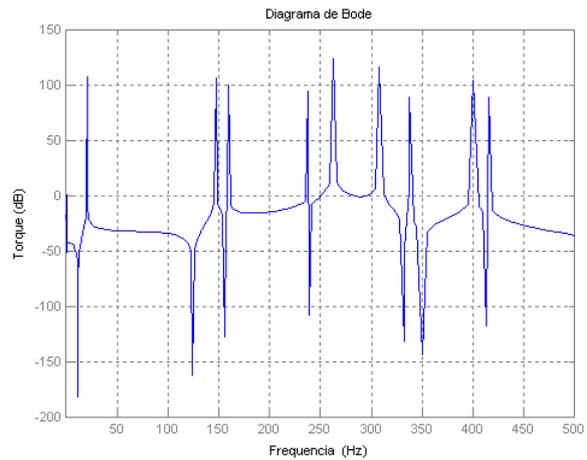


Figura 6 - 36 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções GER3 e GER2.

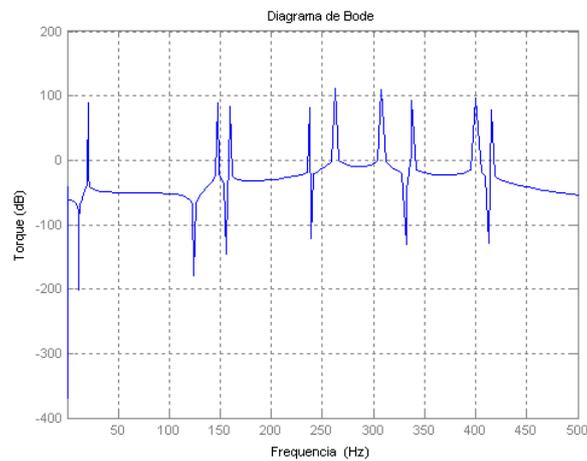


Figura 6 - 37 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções GER2 e GER1.

A TABELA 6 - 11 apresenta um resumo das amplitudes máximas obtidas através dos diagramas de Bode.

TABELA 6 - 11 – TORQUE ENTRE AS MASSAS DO TURBOGERADOR TV28/38 – PHASE 2 & 3.

F (Hz)	Torque entre as Massas (dB)								
	TURBA TURBB	TURBB IS	IS GER7	GER7 GER6	GER6 GER5	GER5 GEN	GEN GER3	GER3 GER2	GER2 GER1
20,2	137	140	140	140	138	135	127	107	88,3
147,2	124	108	99,5	110	122	128	123	106	88,7
159,0	121	87,3	105	102	111	121	117	99,5	83,4
237,8	106,6	109	96,2	105	105	91,6	106	94	81,3
262,3	103	109	104	81	120	123	128	123	112
307,9	90,8	99,4	102	108	120	114	127	116	110
337,5	89,7	101	106	116	119	116	114	88,5	93,4
400,3	44	59,9	69,9	83,1	94	75,9	98,4	104	95,7
414,8	63,6	79,6	89,7	105	118	106	97	88,3	77,6

Da TABELA 6 - 11 e dos diagramas de Bode anteriores pode-se concluir que as maiores amplitudes dos torques ocorrem entre os estágios “TURBB-IS”, “IS-GER7” e “GER7-GER6”, sendo todas de 140 dB, na frequência de 20,2 Hz. Tais resultados comprovam que os principais esforços torcionais ocorrem no acoplamento existente entre a turbina e o gerador, de acordo com o que foi observado através dos *mode shapes*.

### 6.3.2.2 – Modos de torção obtidos através do programa PacDyn

Através do programa PacDyn, de forma análoga à utilizada para a outra unidade a vapor, obtêm-se as frequências naturais de oscilação e os modos de torção correspondentes para a unidade geradora a vapor TV28/38 - Phase 2 & 3, conforme apresentado da Figura 6 - 38 a Figura 6 - 46.

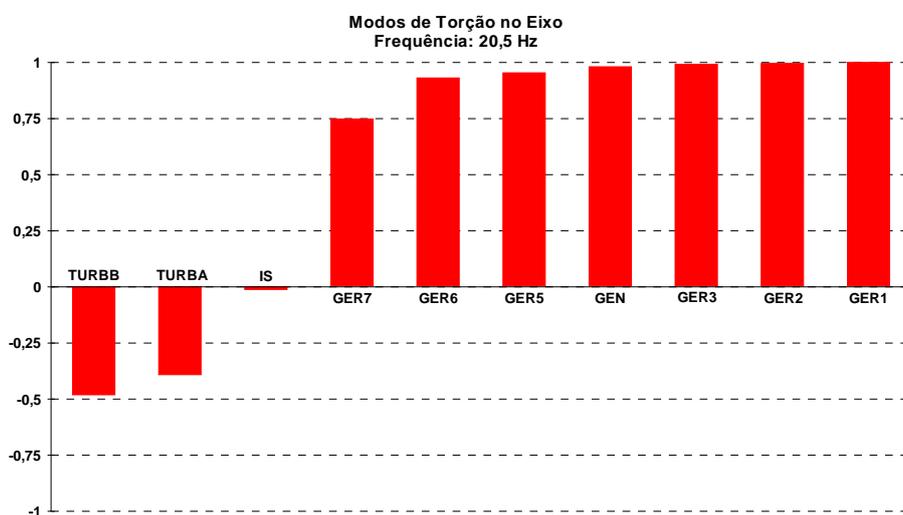


Figura 6 - 38 - Modos de torção no eixo da TV28/38 - Phase 2 & 3 na frequência de 20,5 Hz.

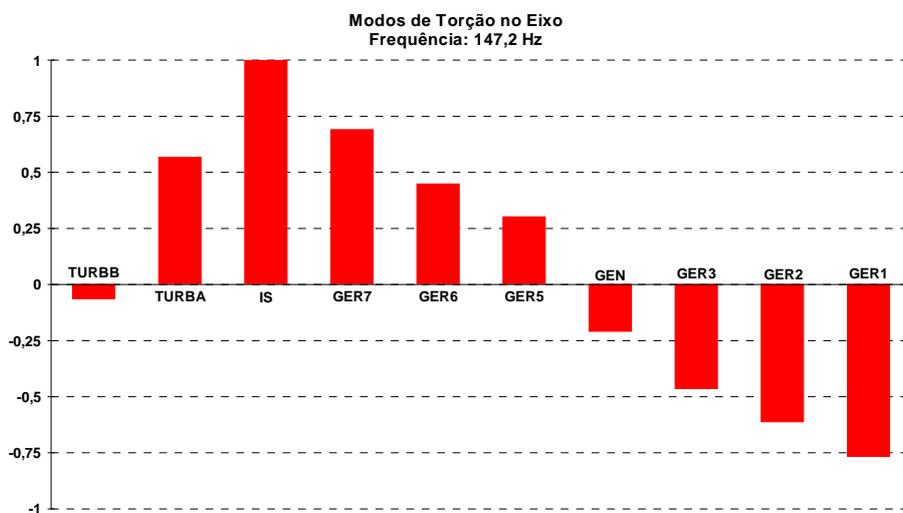


Figura 6 - 39 - Modos de torção no eixo da TV28/38 - Phase 2 & 3 na frequência de 147,2 Hz.

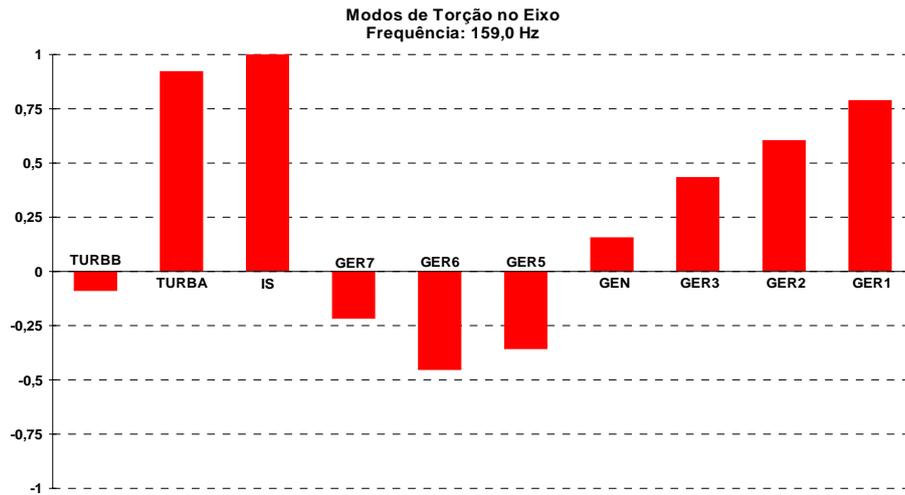


Figura 6 - 40 - Modos de torção no eixo da TV28/38 - Phase 2 & 3 na frequência de 159,0 Hz.

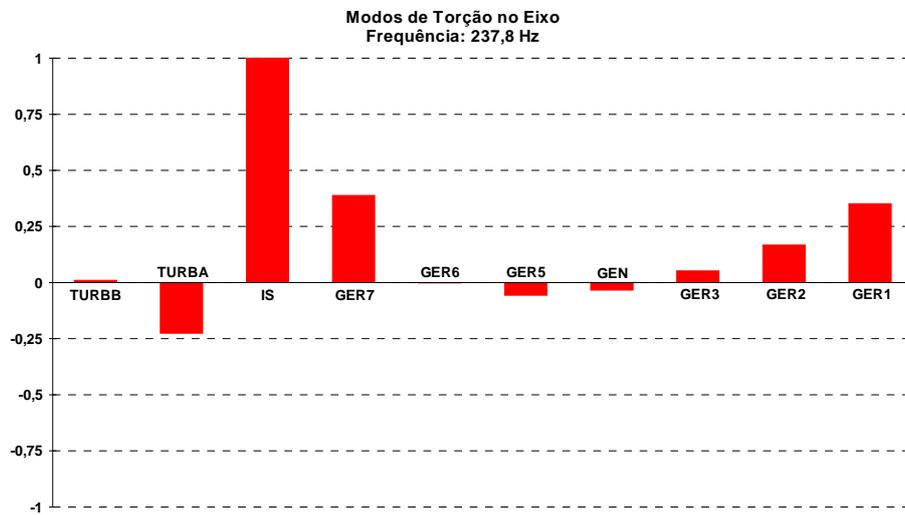


Figura 6 - 41 - Modos de torção no eixo da TV28/38 - Phase 2 & 3 na frequência de 237,8 Hz.

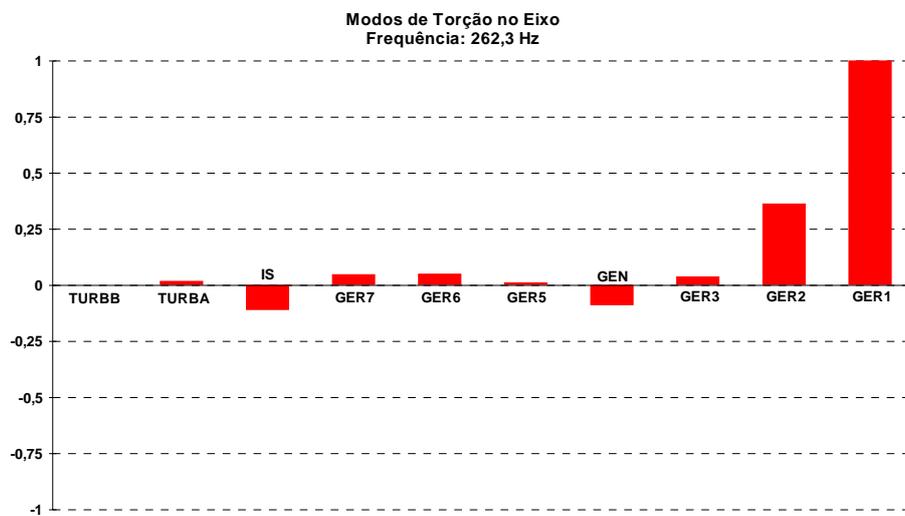


Figura 6 - 42 - Modos de torção no eixo da TV28/38 - Phase 2 & 3 na frequência de 262,3 Hz.

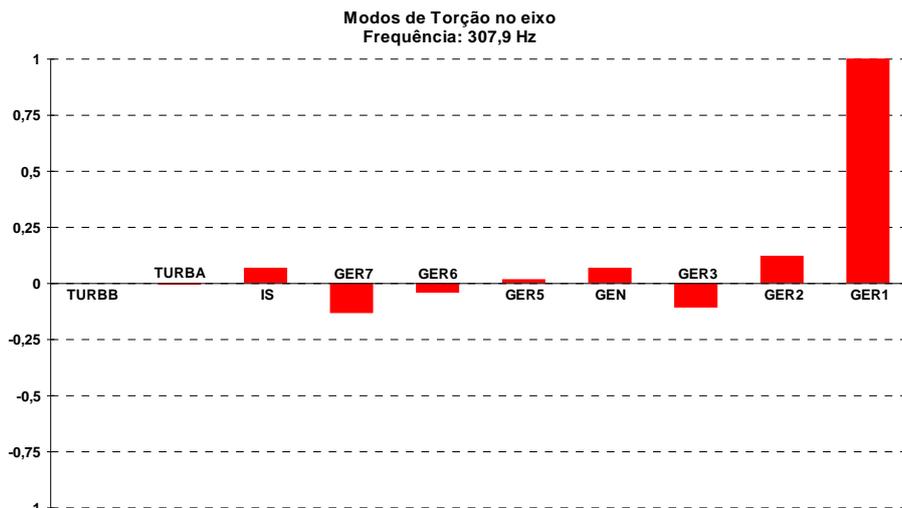


Figura 6 - 43 - Modos de torção no eixo da TV28/38 - Phase 2 & 3 na frequência de 307,9 Hz.

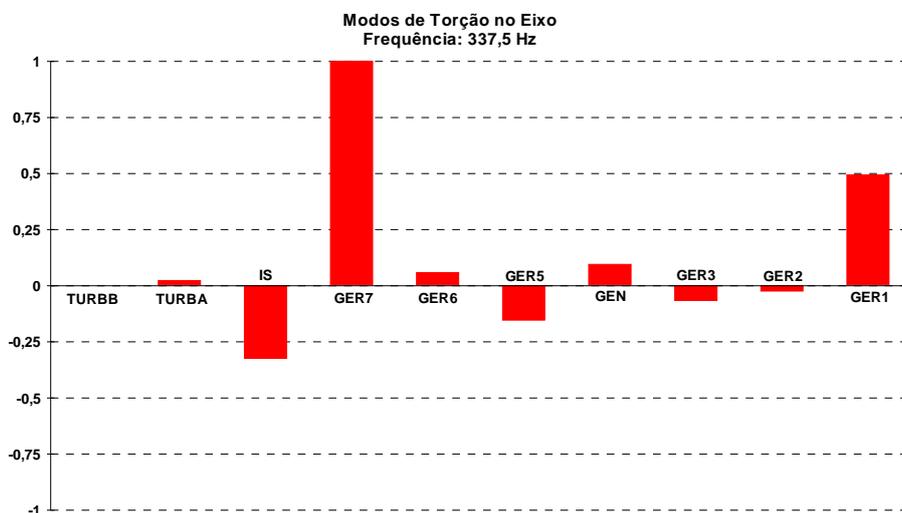


Figura 6 - 44 - Modos de torção no eixo da TV28/38 - Phase 2 & 3 na frequência de 337,5 Hz.

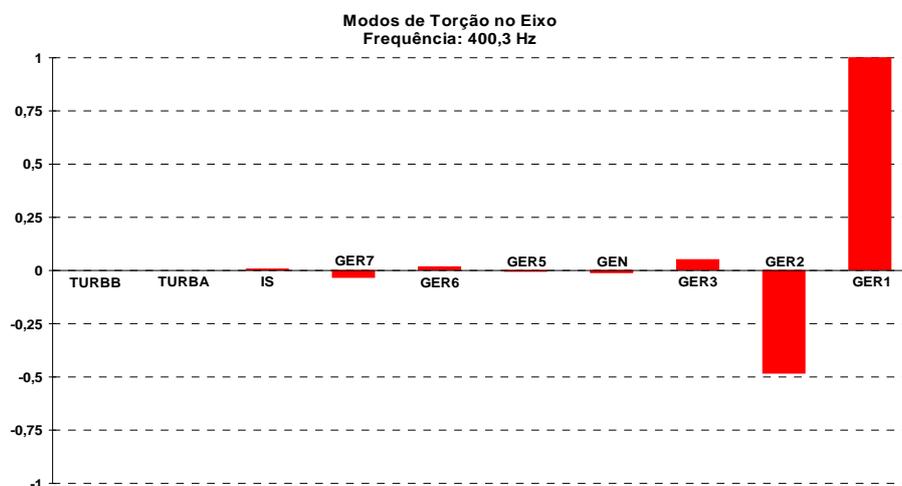


Figura 6 - 45 - Modos de torção no eixo da TV28/38 - Phase 2 & 3 na frequência de 400,3 Hz.

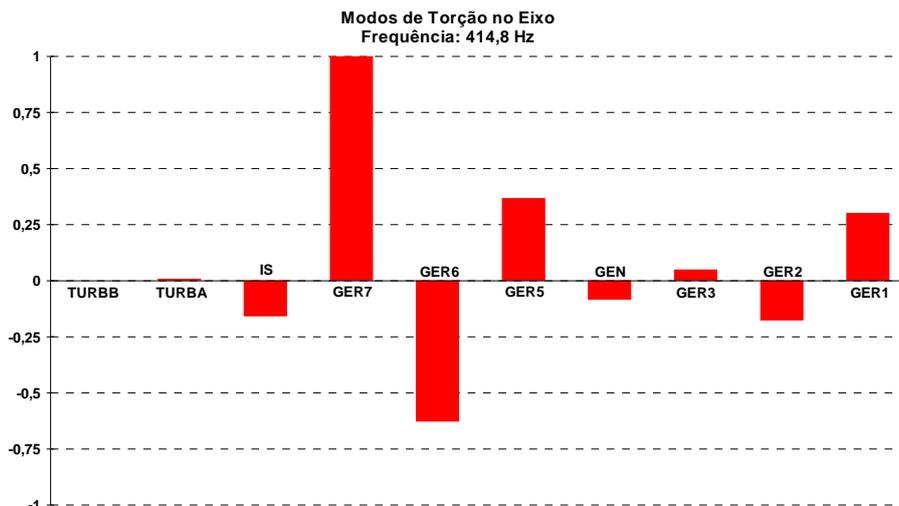


Figura 6 - 46 - Modos de torção no eixo da TV28/38 - Phase 2 & 3 na frequência de 414,8 Hz.

Os resultados apresentados da Figura 6 - 38 a Figura 6 - 46 confirmam aqueles obtidos com o programa MatLab (item 6.3.2.1).

### 6.3.3 – Unidades Geradoras a Gás

Os dados das unidades geradoras a gás estão apresentados na TABELA 6 - 12.

TABELA 6 - 12 – DADOS DAS UNIDADES GERADORAS A GÁS.

Parâmetros	Unidades Geradoras a Gás
Fator de Potência	0,85
Potência Nominal (MVA)	145,00
Tensão Nominal (kV)	13,80
Frequência Nominal (Hz)	60,00
Reatância Síncrona Eixo Direto (Xd) (%)	199,0
Reatância Transitória Eixo Direto (X'd) (%)	20,00
Reatância Subtransitória Eixo Direto (X''d) (%)	16,00
Reatância Síncrona Eixo Quadratura (Xq) (%)	185,00
Reatância Transitória Eixo Quadratura (X'q) (%)	33,00
Reatância de Dispersão (Xl) (%)	13,00
Resistência de Armadura (Ra) (%)	0,0912
Cte. de Tempo Subtransitório Eixo Direto (T''do) (s)	0,019
Cte. de Tempo Transitório Eixo Direto (T'do) (s)	8,39
Cte. de Tempo Subtransitório Eixo Quadratura (T''qo) (s)	0,029
Cte. de Tempo Transitório Eixo Quadratura (T'qo) (s)	0,81
Constante de tempo de inércia (H) (MWs/MVA)	6,390
Parâmetro da Curva de Saturação (Ag) (pu)	0,0169953
Parâmetro da Curva de Saturação (Bg) (pu)	7,3852866
Constante de Amortecimento (D) (pu/pu)	0

Os dados para a avaliação de esforços torcionais transitórios sobre os eixos das máquinas estão apresentados a seguir. A Figura 6 - 47 mostra o sistema de massas equivalentes, para as unidades a gás.

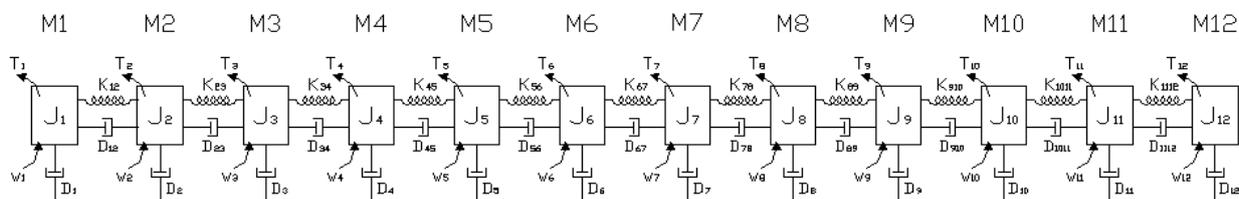


Figura 6 - 47 - Sistemas de massas equivalentes do eixo do turbogerador das unidades a gás.

Na TABELA 6 - 13, tem-se os dados para o modelo de 12 massas rotativas considerado na Figura 6 - 47.

TABELA 6 - 13 – SISTEMA DE MASSAS EQUIVALENTES (UNIDADES A GÁS).

Nº	Coord. [mm]	Momento de Inércia (J) [kgm <sup>2</sup> ]	Coefficiente de Rigidez Torcional (K) [MNm/rad]	
1	1395,4	4000,0	2200,0	M1
2	3999,7	3400,0	7200,0	M2
3	5875,9	4900,0	100,0	M3
4	8455,0	80,0	82,0	M4
5	10388,5	55,0	220,0	M5
6	11231,3	470,0	1600,0	M6
7	12113,9	550,0	1500,0	M7
8	13367,0	540,0	1700,0	M8
9	14360,4	550,0	1300,0	M9
10	15502,8	530,0	220,0	M10
11	16345,4	53,0	30,0	M11
12	17627,0	7,1	-----	M12
<b>Total</b>		<b>15135,1</b>		

De forma análoga obtém-se os resultados apresentados na TABELA 6 - 14.

TABELA 6 - 14 – SISTEMA DE MASSAS EQUIVALENTES (UNIDADES A GÁS).

Nº	Coord. [mm]	Constante de Tempo de Inércia (H) [s]	Coefficiente de Rigidez Torcional (K) [pu torque/rad]	
1	1395,4	1,96031	5719,865	M1
2	3999,7	1,66626	18719,559	M2
3	5875,9	2,40138	259,994	M3
4	8455,0	0,03921	213,195	M4
5	10388,5	0,02925	571,987	M5
6	11231,3	0,23034	4159,902	M6
7	12113,9	0,26954	3899,908	M7
8	13367,0	0,26464	4419,896	M8
9	14360,4	0,26954	3379,920	M9
10	15502,8	0,25974	571,987	M10
11	16345,4	0,02597	77,998	M11
12	17627,0	0,00348	-----	M12
<b>Total</b>		<b>7,41966</b>		

**6.3.3.1 – Modos de torção obtidos através do programa MatLab**

Com o mesmo procedimento aplicado para as turbinas a vapor, através de uma rotina em Matlab, determinam-se as frequências naturais de oscilação e os *mode shapes* das unidades a gás, conforme apresentado na TABELA 6 - 15.

TABELA 6 - 15 – MODOS NATURAIS DE OSCILAÇÃO (UNIDADES A GÁS).

<b>Modos de Oscilação</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
<b>f (Hz)</b>	0	20,2	162,2	134,9	219,4	270,4
<b>Modos de Oscilação</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>
<b>f (Hz)</b>	317,7	321,3	377,1	399,6	444,3	515,9

Da TABELA 6 - 15 destaca-se a frequência natural de oscilação de 20,2 Hz, que corresponde a um valor subsíncrono. Esta frequência está relacionada ao modo torcional do presente grupo gerador, sendo à de maior interesse, devido às interações da máquina com o sistema elétrico de potência.

Na Figura 6 - 48 estão apresentados os modos de torção associados às frequências naturais do eixo.

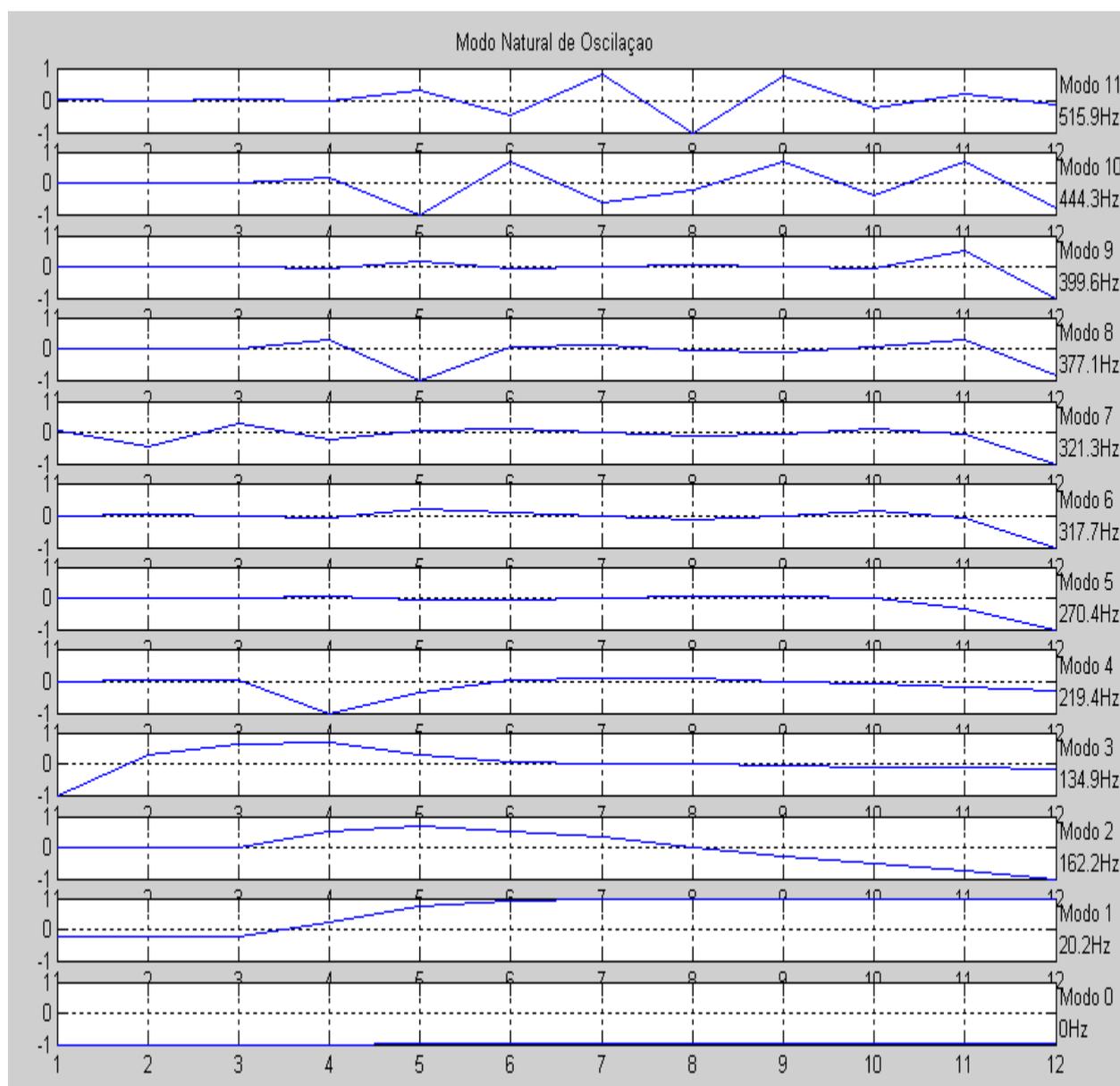


Figura 6 - 48 - Modos de torção nas frequências naturais do eixo (Unidades a Gás).

Da Figura 6 - 48 pode-se observar que na frequência de 20,2 Hz os maiores problemas de esforços torcionais ocorrem entre o conjunto de massas (M1 a M3) e o conjunto de massas (M5 a M12).

A seguir, da Figura 6 - 49 a Figura 6 - 59, são apresentados os resultados obtidos através de diagramas de Bode, para cada uma das seções do eixo do turbogerador das unidades a gás. Como sinal de entrada é considerada uma variação no conjugado elétrico do gerador. Este fato é retratado no vetor “*u*” com a consideração de valores nulos para os diversos “ $\Delta P$ ”, exceto o termo correspondente ao gerador, que foi adotado na massa denominada “M3”, em função da indisponibilidade de dados. Podem ser observadas variações acentuadas do torque, exatamente nas frequências correspondentes aos modos de oscilação do eixo.

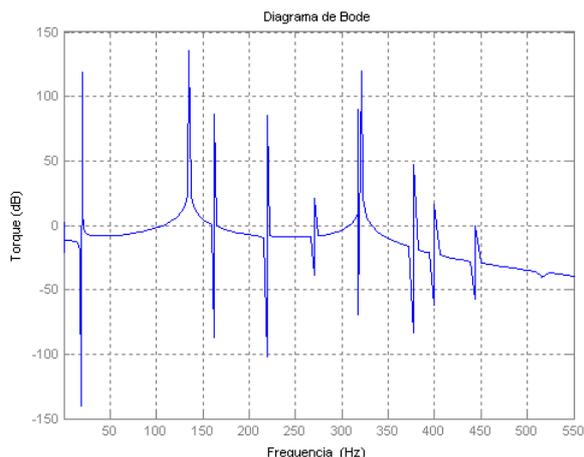


Figura 6 - 49 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções M1 e M2.

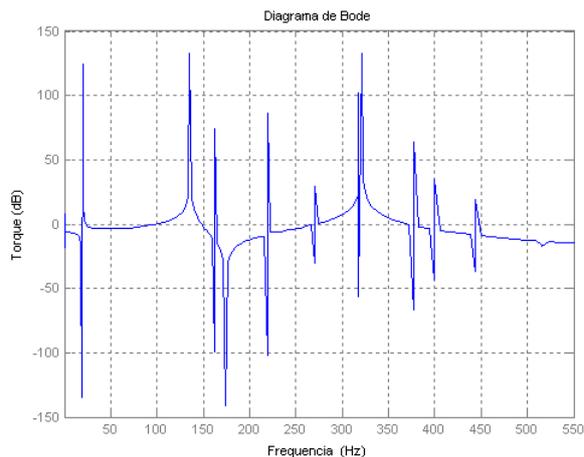


Figura 6 - 50 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções M2 e M3.

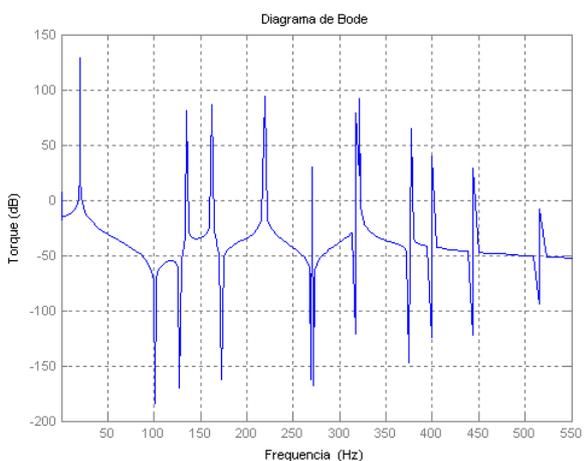


Figura 6 - 51 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções M3 e M4.

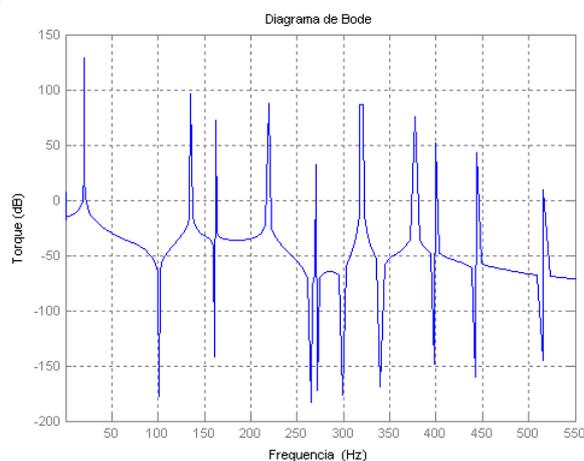


Figura 6 - 52 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções M4 e M5.

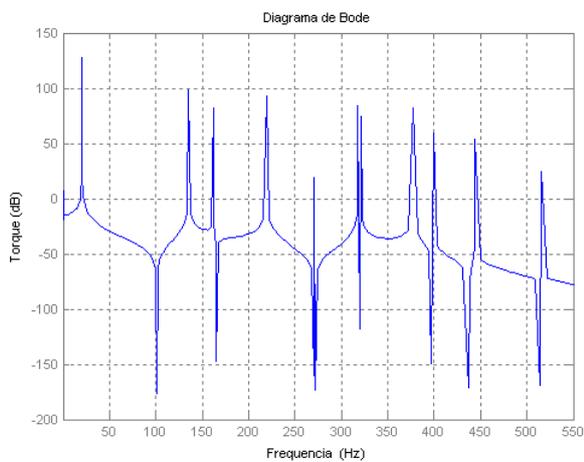


Figura 6 - 53 – Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções M5 e M6.

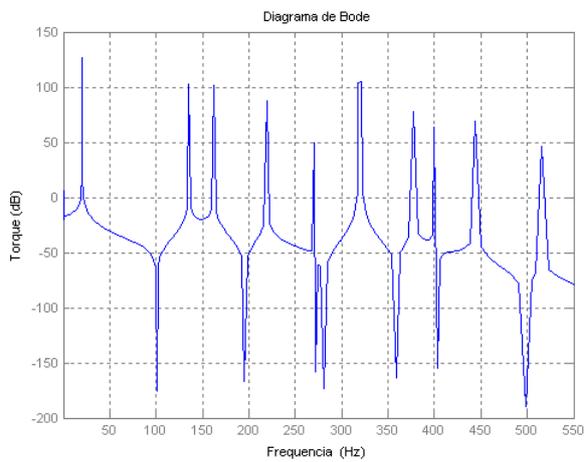


Figura 6 - 54 – Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções M6 e M7.

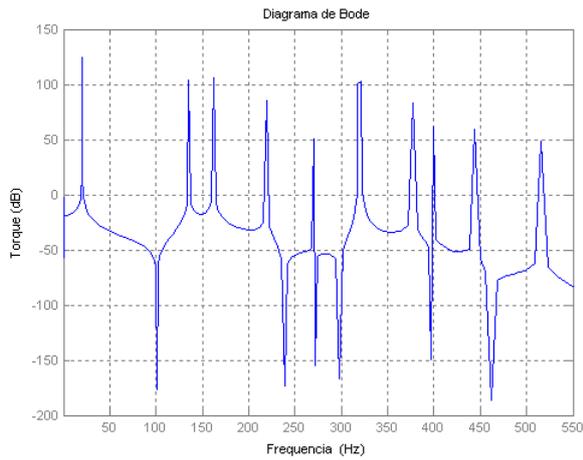


Figura 6 - 55 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções M7 e M8.

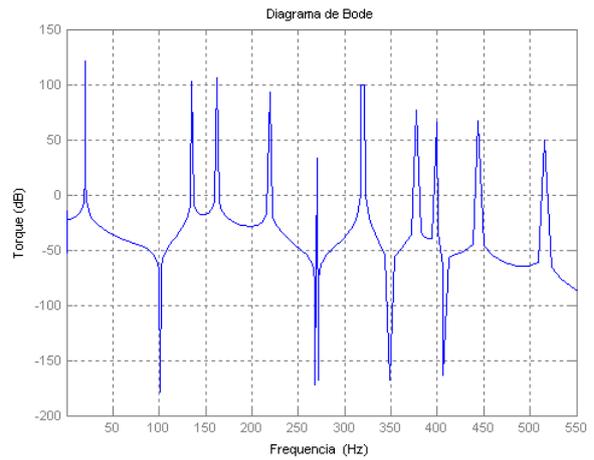


Figura 6 - 56 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções M8 e M9.

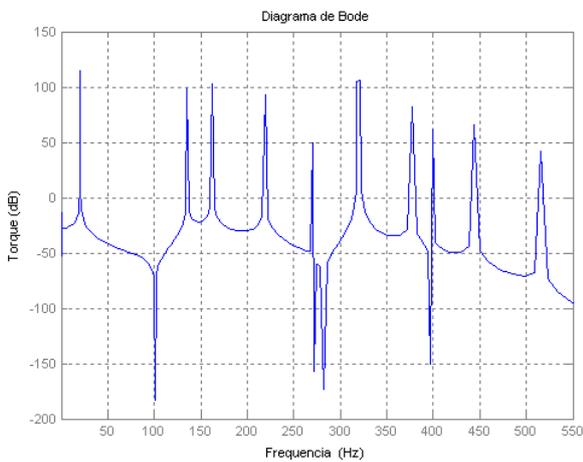


Figura 6 - 57 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções M9 e M10.

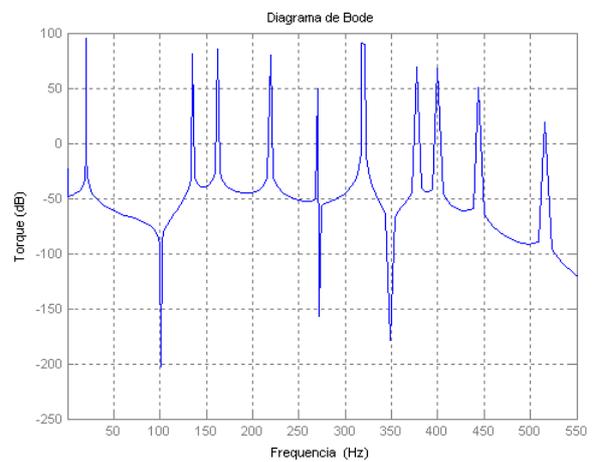


Figura 6 - 58 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções M10 e M11.

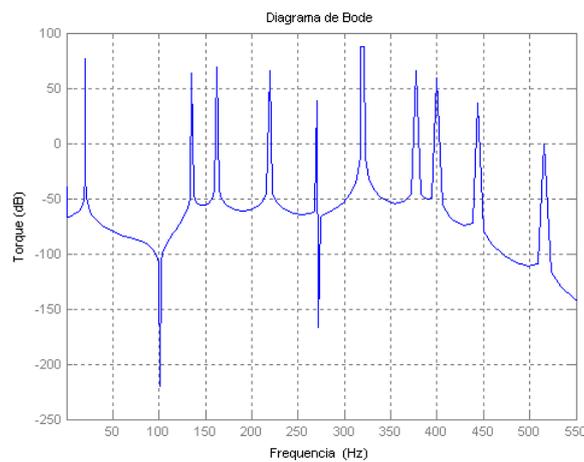


Figura 6 - 59 - Influência das frequências naturais de oscilação entre as seções M11 e M12.

A TABELA 6 - 16 apresenta um resumo das amplitudes máximas obtidas através dos diagramas de Bode.

Da TABELA 6 - 16 e dos diagramas de Bode anteriores pode-se concluir que as maiores amplitudes dos torques ocorrem entre as massas M3 e M4, M4 e M5, M5 e M6, sendo todas de 128 dB, na frequência de 20,2 Hz. Tais resultados comprovam o que foi observado através dos *mode shapes*.

TABELA 6 - 16 – TORQUE ENTRE AS MASSAS DO TURBOGERADOR DA UNIDADE A GÁS.

F (Hz)	Torque entre as Massas (dB)										
	M1 M2	M2 M3	M3 M4	M4 M5	M5 M6	M6 M7	M7 M8	M8 M9	M9 M10	M10 M11	M11 M12
20,2	119	124	128	128	128	126	124	121	115	95,4	76,9
134,9	135	133	81,2	96,1	98,8	102	104	103	98,5	80,6	63,5
162,2	86,6	74,4	86	72,3	81,7	101	106	106	102	85,7	69,2
219,4	85,3	86	93,9	88	93,2	87,3	85,4	93,4	93,4	80,4	66,3
270,4	20,8	28,7	29,7	32	17,8	49,3	50,9	33,4	49,6	49,2	38,6
317,7	89,4	102	78,3	86	84,6	104	101	100	105	90,4	87,3
321,3	120	133	92,3	86,5	74,1	104	102	99,5	106	89,5	87,5
377,1	47	63,7	64,8	75,9	82,4	77,8	82,6	77	81,8	69	65,8
399,6	16,7	34,6	39,1	50,9	59,7	64	61,1	65,5	61	67,8	59,4
444,3	-0,916	19,2	28,3	42,6	54,2	69,3	58,9	66,6	64,8	50,5	36
515,9	-39,1	-16	-8,67	8,76	24	45,8	48,3	48,9	41,6	18,8	-0,98

### 6.3.3.2 – Modos de torção obtidos através do programa PacDyn

Através do programa PacDyn foram obtidos os mesmos resultados mostrados no item 6.3.3.1. Da Figura 6 - 60 a Figura 6 - 70, são apresentadas as frequências naturais de oscilação, calculadas pelo programa PacDyn, para uma unidade geradora a gás. Também são obtidos os respectivos modos de torção do eixo.

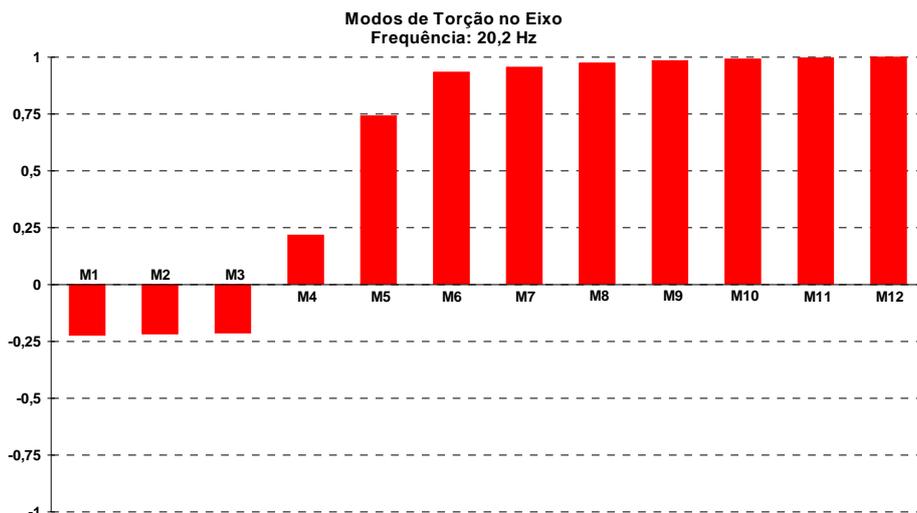


Figura 6 - 60 - Modos de torção no eixo da unidade a gás na frequência de 20,2 Hz.

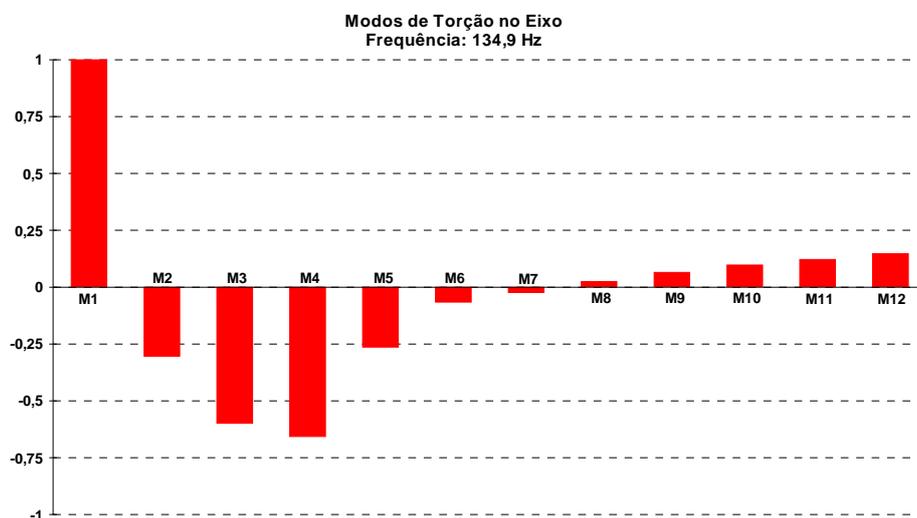


Figura 6 - 61 - Modos de torção no eixo da unidade a gás na frequência de 134,9 Hz.

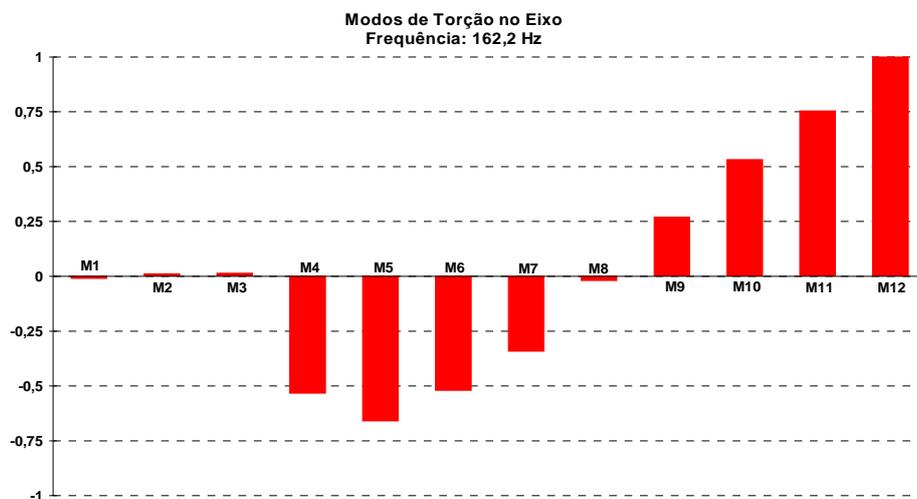


Figura 6 - 62 - Modos de torção no eixo da unidade a gás na frequência de 162,2 Hz.

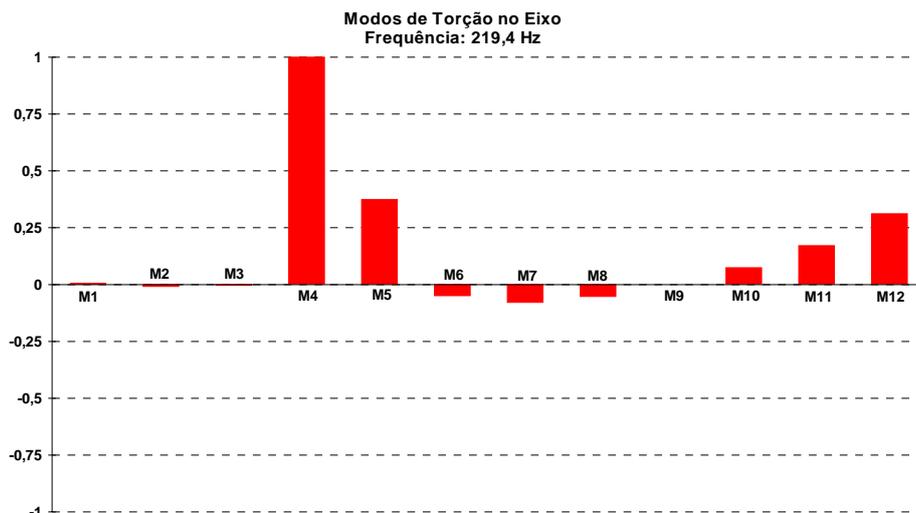


Figura 6 - 63 - Modos de torção no eixo da unidade a gás na frequência de 219,4 Hz.

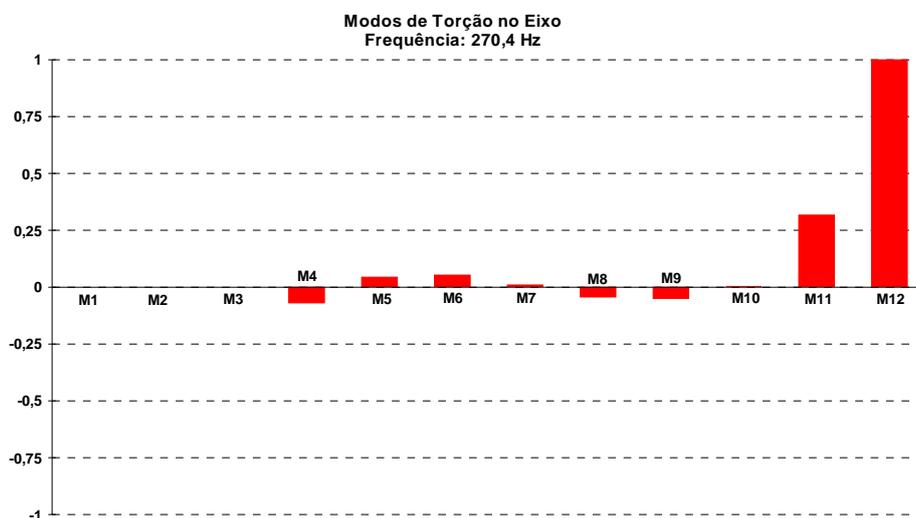


Figura 6 - 64 - Modos de torção no eixo da unidade a gás na frequência de 270,4 Hz.

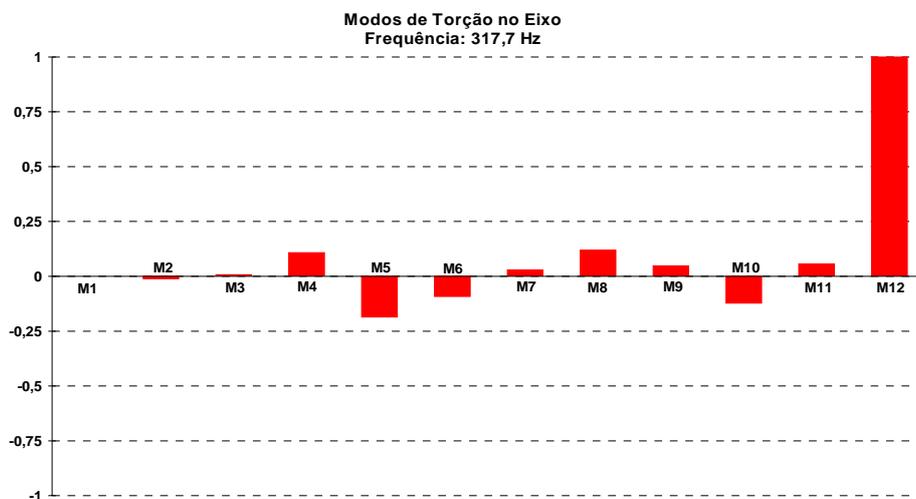


Figura 6 - 65 - Modos de torção no eixo da unidade a gás na frequência de 317,7 Hz.

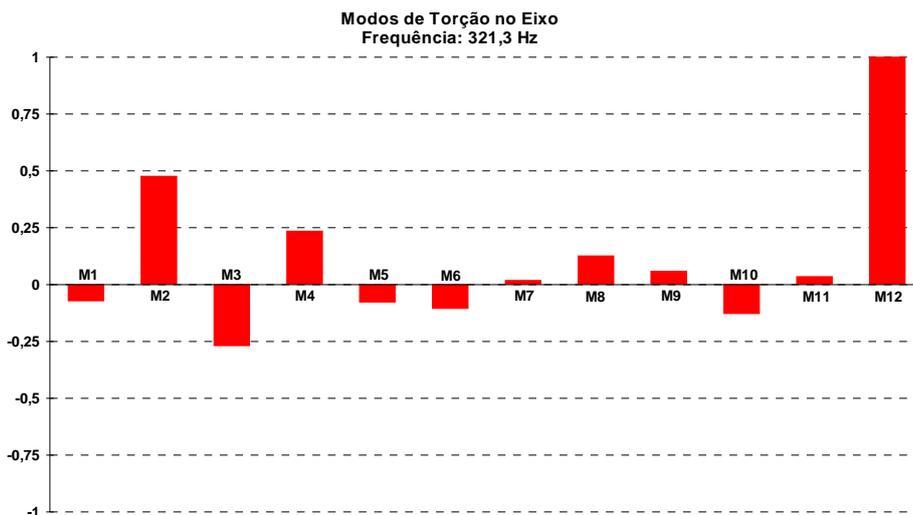


Figura 6 - 66 - Modos de torção no eixo da unidade a gás na frequência de 321,3 Hz.

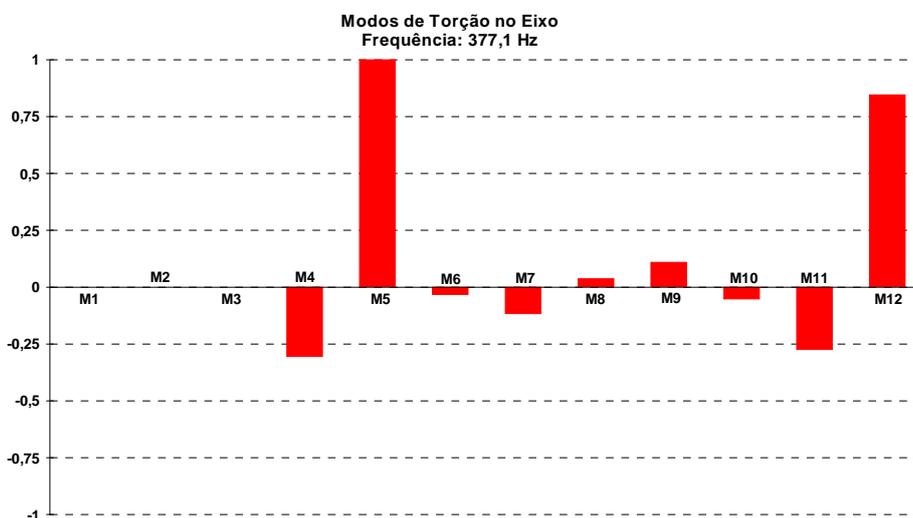


Figura 6 - 67 - Modos de torção no eixo da unidade a gás na frequência de 377,1 Hz.

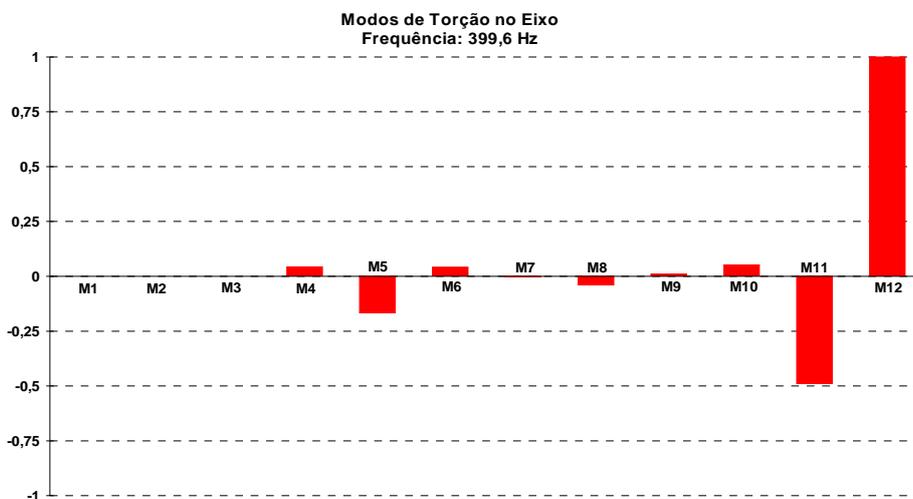


Figura 6 - 68 - Modos de torção no eixo da unidade a gás na frequência de 399,6 Hz.

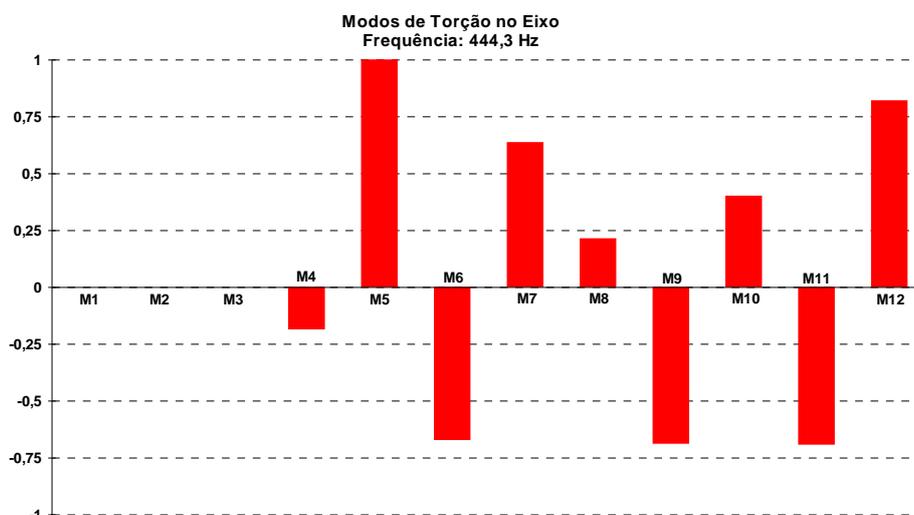


Figura 6 - 69 - Modos de torção no eixo da unidade a gás na frequência de 444,3 Hz.

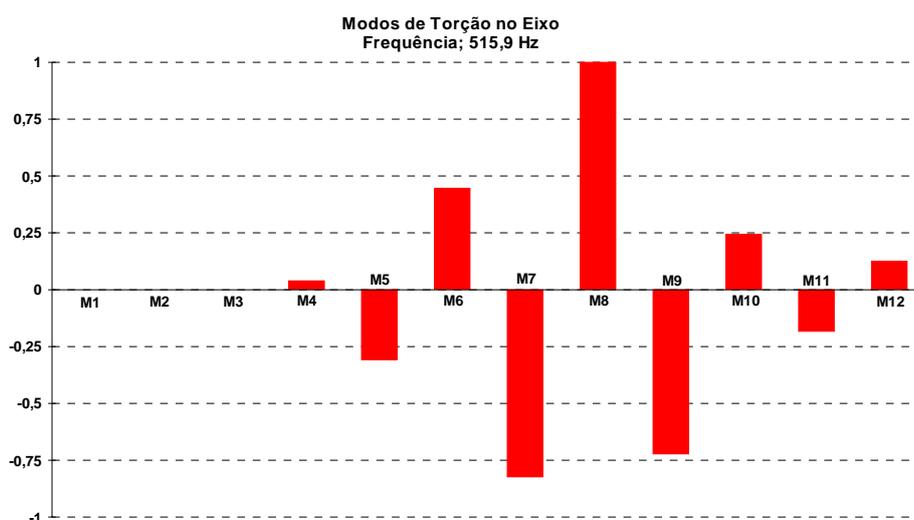


Figura 6 - 70 - Modos de torção no eixo da unidade a gás na frequência de 515,9 Hz.

Os resultados apresentados da Figura 6 - 60 a Figura 6 - 70 confirmam aqueles obtidos com o programa MatLab (item 6.3.3.1).

### 6.3.4 – Considerações

As principais considerações das análises realizadas são apresentadas a seguir para cada uma das unidades geradoras avaliadas.

### Unidade a vapor: TV18 - Phase 1

- As frequências naturais de oscilação, relacionadas aos principais modos torcionais do presente grupo gerador, são de 17,8 Hz e de 43,8 Hz;
- Para a frequência de 17,8 Hz os maiores problemas de esforços torcionais ocorrem entre o conjunto de massas referentes aos estágios de alta e baixa pressão da turbina e o conjunto de massas correspondentes ao gerador e a excitatriz;
- Para a frequência de 43,8 Hz os principais problemas de esforços torcionais ocorrem entre o conjunto de massas referentes ao estágio de alta pressão da turbina e o conjunto de massas correspondentes ao estágio de baixa pressão da turbina, gerador e excitatriz;
- De acordo com os diagramas de Bode as maiores amplitudes dos torques, com efeitos torcionais, ocorrem entre os estágios “LP-GER5” e “GER5-GEN”, sendo respectivamente de 137 dB e 139 dB, na frequência de 17,8 Hz. Para a frequência de 43,8 Hz a maior amplitude de torque ocorre entre os estágios “HPA-LP”, sendo de 110 dB. Tais resultados confirmam aqueles mostrados pelos *mode shapes*;

### Unidade a vapor: TV28/38 - Phase 2 & 3

- A frequência natural de oscilação correspondente ao principal modo torcional do presente grupo gerador é de 20,2 Hz;
- Para a frequência de 20,2 Hz os maiores problemas de esforços torcionais ocorrem entre o conjunto de massas referentes à turbina e o conjunto de massas correspondentes ao gerador;
- Dos diagramas de Bode obtidos conclui-se que as maiores amplitudes dos torques, com efeitos torcionais, ocorrem entre os estágios “TURBB-IS”, “IS-GER7” e “GER7-GER6”, sendo todas de 140 dB, na frequência de 20,2 Hz. Tais resultados comprovam que os principais esforços torcionais ocorrem no acoplamento existente entre a turbina e o gerador, de acordo com o que foi observado através dos *mode shapes*;

### Unidades a gás

- A frequência natural de oscilação correspondente ao principal modo torcional do presente grupo gerador é de 20,2 Hz;
- Para a frequência de 20,2 Hz os maiores problemas de esforços torcionais ocorrem entre o conjunto de massas (M1 a M3) e o conjunto de massas (M5 a M12);

- De acordo com os diagramas de Bode obtidos conclui-se que as maiores amplitudes dos torques, com efeitos torcionais, ocorrem entre as massas “M3 e M4”, “M4 e M5”, “M5 e M6”, sendo todas de 128 dB, na frequência de 20,2 Hz. Tais resultados comprovam o que foi observado através dos *mode shapes*.

Para todas as unidades os resultados obtidos através do programa PacDyn confirmam aqueles obtidos com o programa MatLab.

Para o exemplo utilizado, os resultados das frequências naturais de oscilação e os *mode shapes* puderam ser validados com os valores obtidos pelos fabricantes das turbinas, tanto a gás quanto a vapor.

## 6.4 – Avaliação com Critérios Simplificados

A partir do critério simplificado do ONS, o objetivo básico é avaliar o efeito de religamentos automáticos de linhas de transmissão nas unidades geradoras da UTE TERMORIO, no que tange à avaliação do comportamento dinâmico de suas máquinas em condições de defeito no sistema elétrico próximo às suas instalações, observando-se mais especificamente os problemas relacionados aos esforços mecânicos nos eixos.

Para a realização das simulações de transitórios eletromecânicos e a obtenção dos resultados dos impactos causados nos eixos dos turboreradores, o sistema elétrico da UTE TERMORIO foi representado desde a tensão de 18 kV, correspondente aos terminais do gerador da turbina a vapor do bloco 1, e 13,8 kV, correspondente aos terminais dos demais geradores da UTE, até o ponto de conexão com o SIN.

O diagrama unifilar apresentado na Figura 6 - 71 mostra a referida termelétrica inserida na região de análise, onde estão referenciados os números e nomes dos barramentos dessa região, circuitos de 345 kV e 500 kV que foram considerados nos estudos.

### 6.4.1 – Fluxo de Potência em Regime Permanente

Nos estudos de fluxo de potência em regime permanente são consideradas quatro configurações de operação para a UTE TERMORIO que estão apresentadas na TABELA 6 - 17.

TABELA 6 - 17 – CONFIGURAÇÕES ESTUDADAS.

Nome	Geração
Configuração 1	Bloco 1
Configuração 2	Bloco 2
Configuração 3	Blocos 1, 2 e 3
Configuração 4	TG 11

Em termos de nível de carregamento é considerado o nível de carga pesada nos estudos, com despacho máximo de potência para as unidades geradoras, conforme indicado na TABELA 6 - 18.

TABELA 6 - 18 – CONDIÇÕES OPERATIVAS CONSIDERADAS.

Bloco	Unidade	Despacho máximo (MW)
1	TG 11	106
	TG 12	106
	TV 18	172
2	TG 21	106
	TG 22	106
	TV 28	115
3	TG 31	106
	TG 32	106
	TV 38	115

Para os fluxos de potência de todas as configurações consideradas, nível de carga pesada e despacho máximo, as tensões nos barramentos da região de análise apresentam valores satisfatórios, dentro dos limites adotados.

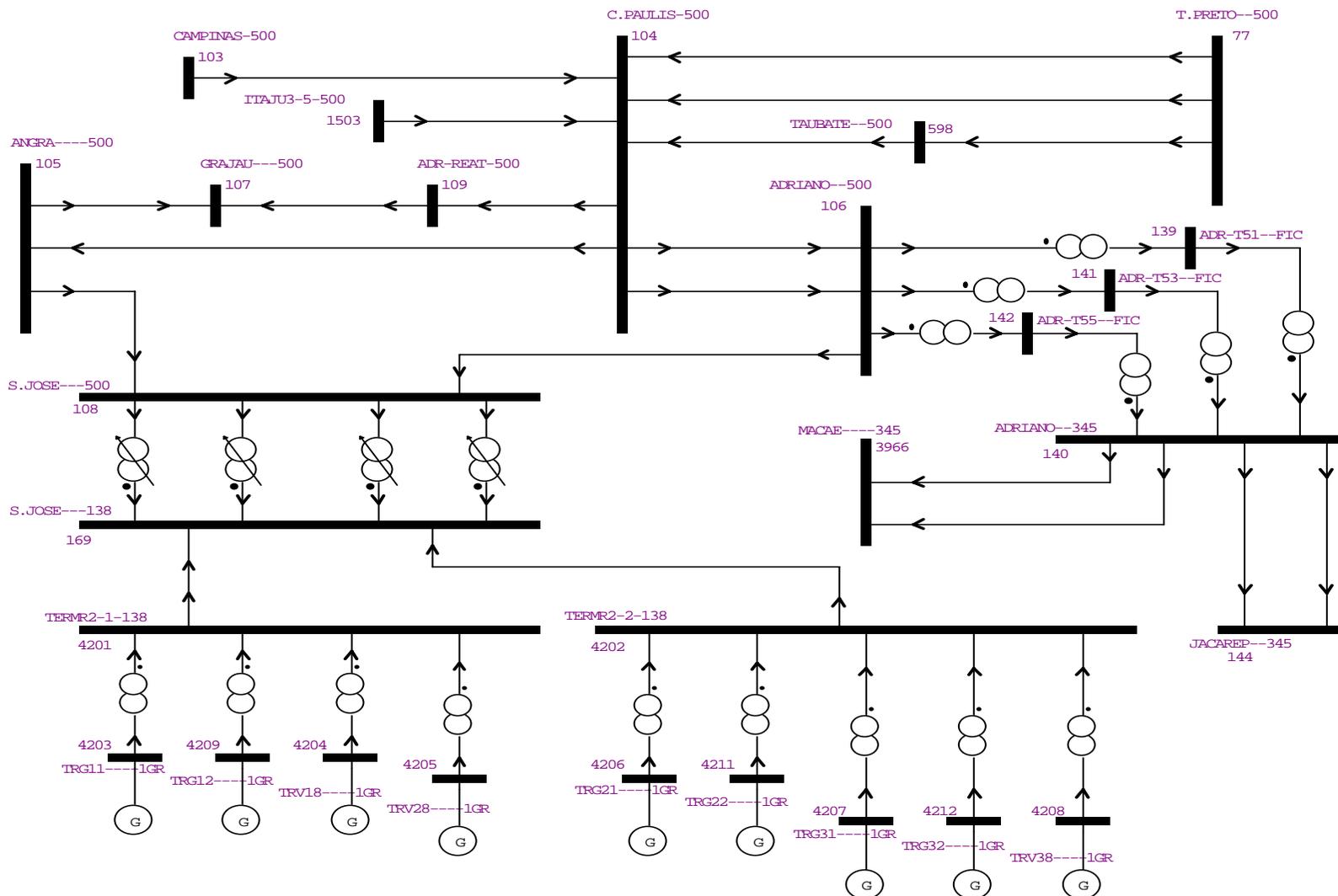


Figura 6 - 71 – Diagrama unifilar – TERMORIO.

### 6.4.2 – Estabilidade Angular Transitória

As seguintes premissas básicas foram adotadas nos estudos de estabilidade angular transitória considerados no presente trabalho:

- Foram admitidas como perturbações curtos-circuitos monofásicos em linhas de transmissão, em ambas as extremidades, com posterior eliminação através da abertura simultânea de seus disjuntores terminais, e religamento automático tripolar, com e sem sucesso.
- Para os casos de curtos-circuitos monofásicos foram utilizados dados obtidos de estudos de curto-circuito.
- Os tempos de eliminação dos defeitos foram adotados como sendo de 100 ms, de acordo com os *Procedimentos de Rede* do ONS, em seu submódulo 23.3, conforme apresentado no capítulo 3 (Tabela 3 - 1).
- O tempo considerado para os religamentos automáticos foi de 500 ms para os tripolares, conforme *Procedimentos de Rede* do ONS, submódulo 23.3. Também foram considerados tempos de 3 s, 7 s e 10 s para os religamentos.
- Foi considerado o nível de carga pesada nos estudos.
- Para a rede foram admitidas algumas topologias, conforme descrito anteriormente na TABELA 6 - 17, através das configurações numeradas de 1 a 4.
- As máquinas síncronas, turbinas e reguladores de velocidade foram modelados de acordo com o banco de dados do ONS e da UTE.
- Os modelos utilizados para os sistemas de excitação e reguladores de tensão foram obtidos do banco de dados do ONS.
- Nos estudos de estabilidade angular transitória (estudos de transitórios eletromecânicos) considera-se a inércia total do eixo do grupo gerador. Esta inércia compreende a soma de todas as massas girantes acopladas ao eixo, ou seja, inércia dos elementos da turbina, inércia do gerador e inércia da excitatriz (se esta for do tipo rotativa e estiver acoplada ao referido eixo).
- Os religamentos automáticos foram realizados, respeitando-se a máxima defasagem angular permitida entre os terminais de cada circuito no instante anterior ao religamento, para a efetiva realização dos mesmos.
- Foram realizados religamentos automáticos tripolares simultâneos dos disjuntores dos circuitos e, para os casos que apresentam as maiores variações de potência ativa, foram realizados os religamentos a partir dos terminais líderes dos circuitos

em questão. Os tempos de retardo considerados para o fechamento entre os disjuntores do circuito foram de 100 ms e 500 ms.

A medida da defasagem angular entre os terminais das LTs no instante do religamento é feita após o religamento somente do terminal líder do circuito, simulada já a ocorrência e eliminação do defeito e computados os tempos morto e de retardo de um terminal para o outro.

Para a avaliação dos esforços torcionais, segundo o critério de 50% de variação de potência elétrica, dos *Procedimentos de Rede* do ONS, foram realizadas simulações observando as seguintes condições:

- Curto-circuito monofásico ora no terminal líder, ora no terminal seguidor, com duração de 100ms e posterior eliminação através da abertura do circuito;
- Religamento tripolar pelo terminal líder com e sem sucesso;
- Tempo de retardo entre os disjuntores de 100 ms e 500 ms;
- Tempo morto para o religamento de 500 ms, 3 s, 7 s e 10 s;
- Configurações: Blocos 1, 2 e 3, somente o Bloco 1, somente o Bloco 2 ou Bloco 3 e somente uma turbina a gás do Bloco 1 em operação;
- Carregamento pesado e despacho máximo das unidades.

Os terminais líderes dos circuitos dos casos analisados e as diferenças angulares máximas permitidas entre os respectivos terminais desses circuitos para o religamento dos mesmos, estão estipulados na TABELA 6 - 19 (ONS, 2008).

TABELA 6 - 19 – TERMINAL LÍDER E DIFERENÇA ANGULAR MÁXIMA.

Circuito	Terminal Líder	Diferença Angular Máxima
LT 500 kV São José – Adrianópolis	Adrianópolis	15 ° elétricos
LT 500 kV São José – Angra	Angra	17 ° elétricos
LT 500 kV Adrianópolis – C. Paulista C1, C2 e C3	Cachoeira Paulista	25 ° elétricos
LT 500 kV Grajaú – Adrianópolis	Adrianópolis	35 ° elétricos
LT 500 kV Angra – Cachoeira Paulista	Cachoeira Paulista	25 ° elétricos
LT 500 kV Cachoeira Paulista – Tijuco Preto C2	Tijuco Preto	25 ° elétricos
LT 500 kV Itajubá – Cachoeira Paulista	Cachoeira Paulista	20 ° elétricos
LT 500 kV Itajubá – Poços de Caldas	Poços de Caldas	25 ° elétricos

Também foram realizadas simulações considerando-se indisponibilidades na rede elétrica para algumas das situações mencionadas. A TABELA 6 - 20 apresenta as indisponibilidades consideradas nos estudos.

TABELA 6 - 20 – INDISPONIBILIDADES.

Indisponibilidade	Código
LT 500 kV São José – Adrianópolis	IND01
LT 500 kV São José – Angra	IND02
LT 500 kV Adrianópolis – C. Paulista	IND03

A TABELA 6 - 21 apresenta os casos analisados nas simulações, identificando os circuitos envolvidos e a localização da perturbação.

TABELA 6 - 21 – CASOS ANALISADOS.

Caso	Abertura	Código
1	LT 500 kV <u>São José</u> - Adrianópolis	D04
2	LT 500 kV São José - <u>Adrianópolis</u>	D05
3	LT 500 kV <u>São José</u> - Angra	D06
4	LT 500 kV São José - <u>Angra</u>	D07
5	LT 500 kV <u>Adrianópolis</u> - Cachoeira Paulista C3	D08
6	LT 500 kV Adrianópolis - <u>Cachoeira Paulista</u> C3	D09
7	LT 500 kV <u>Adrianópolis</u> - Cachoeira Paulista C1	D08A
8	LT 500 kV Adrianópolis - <u>Cachoeira Paulista</u> C1	D09A
9	LT 500 kV <u>Grajaú</u> – Adrianópolis	D12
10	LT 500 kV Grajaú – <u>Adrianópolis</u>	D13
11	LT 500 kV <u>Angra</u> - Cachoeira Paulista	D14
12	LT 500 kV Angra - <u>Cachoeira Paulista</u>	D15
13	LT 500 kV <u>Cachoeira Paulista</u> – Tijuco Preto C2	D16
14	LT 500 kV Cachoeira Paulista – <u>Tijuco Preto</u> C2	D17
15	LT 500 kV <u>Cachoeira Paulista</u> – Itajubá	D22
16	LT 500 kV Cachoeira Paulista – <u>Itajubá</u>	D23
17	LT 500 kV <u>Poços de Caldas</u> – Itajubá	D30
18	LT 500 kV Poços de Caldas – <u>Itajubá</u>	D31

Obs.: Os termos sublinhados indicam a localização da perturbação.

### 6.4.3 – Resultados

Aplicando-se o critério simplificado, baseado na variação instantânea da potência ativa gerada pela máquina, para as inúmeras simulações realizadas, foram obtidos os resultados comentados a seguir.

Para casos em que o curto-circuito monofásico ocorre nos terminais líderes dos circuitos e, após a eliminação desse defeito através da abertura tripolar dos circuitos, há uma tentativa de religamento tripolar sem sucesso, a partir desses mesmos terminais líderes, considera-se que a proteção atua num tempo inferior ao tempo de retardo entre os disjuntores de ambas as extremidades da LT. Nessas condições os

terminais seguidores dos circuitos não chegam a ser fechados e, portanto, não há verificação das variações instantâneas de potência ativa das unidades da UTE.

Um resumo dos piores resultados para os casos analisados, ou seja, os maiores valores de variação instantânea da potência ativa das máquinas no instante do religamento, estão apresentados na TABELA 6 - 22.

TABELA 6 - 22 – RESULTADOS DE  $\Delta P_e$  PARA OS CASOS ANALISADOS.

LT 500 kV	Diferença angular máxima	Maior diferença angular	Maior $\Delta P_e$	Configuração
Adrianópolis – Cachoeira Paulista C1 e C2	25 ° elétricos	24,6 ° elétricos	14 %	Uma turbina a gás do Bloco 1
Adrianópolis – Cachoeira Paulista C3	25 ° elétricos	17 ° elétricos	25 %	Uma turbina a gás do Bloco 1
Grajaú – Adrianópolis	35 ° elétricos	24,7 ° elétricos	12 %	Uma turbina a gás do Bloco 1
São José – Adrianópolis <sup>(1)</sup>	15 ° elétricos	16 ° elétricos	49 %	Uma turbina a gás do Bloco 1
Angra – Cachoeira Paulista	25 ° elétricos	18 ° elétricos	14 % / 15 %	Uma turbina a gás do Bloco 1 / Bloco 2
São José - Angra	17 ° elétricos	11,5 ° elétricos	28 %	Uma turbina a gás do Bloco 1
Itajubá – Cachoeira Paulista <sup>(2)</sup>	20 ° elétricos	22,8 ° elétricos	11 %	Uma turbina a gás do Bloco 1
Itajubá – Poços de Caldas <sup>(3)</sup>	25 ° elétricos	27,8 ° elétricos	9 %	Uma turbina a gás do Bloco 1
Cachoeira Paulista – Tijuco Preto C2	25 ° elétricos	15,8 ° elétricos	20 %	Uma turbina a gás do Bloco 1

(1) Nas simulações com a LT 500 kV São José – Adrianópolis, a defasagem angular máxima no instante do religamento está sempre abaixo do limite de 15° para as configurações consideradas, exceto quando somente uma turbina a gás do Bloco 1 está em operação. Nessas circunstâncias o religamento não será realizado em função da atuação da proteção. De acordo com os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS, o religamento tripolar da referida LT pode ser realizado, apesar de estar muito próximo do limite de viabilidade para situações em que somente uma turbina a gás do Bloco 1 está em operação.

(2) Para a LT 500 kV Itajubá – Cachoeira Paulista, a defasagem angular máxima no instante do religamento está abaixo do limite de 20° somente na configuração em que os Blocos 1, 2 e 3 estão em operação, quando é observado um valor de 18,2°. Para as demais configurações, o limite angular para a ocorrência do religamento é extrapolado e, portanto, não será realizado.

(3) Nas simulações com a LT 500 kV Itajubá – Poços de Caldas, a defasagem angular máxima no instante do religamento está abaixo do limite de 25° somente para a configuração em que os Blocos 1, 2 e 3 estão em operação, chegando ao valor de

23,1º. Para as demais configurações o religamento não será realizado, pois o limite angular para a ocorrência do mesmo é extrapolado.

#### **6.4.4 – Considerações**

Dos estudos de transitórios eletromecânicos não foram verificados problemas, uma vez que as variações de potência elétrica das máquinas da UTE Termorio, observadas nas simulações, foram todas inferiores ao limite de 50% especificados pelo critério, embora no caso do religamento de uma das LTs avaliadas, este valor tenha sido praticamente alcançado.

Os maiores valores de variação de potência elétrica verificados, que chegam bem próximos do limite de 50%, foram na condição em que se encontra somente uma turbina a gás do Bloco 1 em operação, para os casos de religamento tripolar sem sucesso.

De acordo com os critérios que contemplam análises por meio de estudos de transitórios eletromecânicos, estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS, os religamentos tripolares dos casos analisados mostraram-se viáveis nas condições e configurações consideradas, sem acarretar danos aos eixos dos turbogeradores da UTE TERMORIO.

### **6.5 – Avaliação com Critérios Aprofundados**

Este item compreende a avaliação de esforços torcionais transitórios sobre os eixos das máquinas da UTE TERMORIO, sob o ponto de vista de transitórios eletromagnéticos. Com essa análise é possível quantificar os impactos causados pelas variações abruptas das potências geradas pelas unidades e assim, embasar as análises realizadas a partir dos resultados obtidos.

Para a análise de transitórios eletromagnéticos envolvendo a referida termelétrica, o sistema elétrico deve ser representado de forma trifásica (por exemplo, no programa ATP), com as condições iniciais de tensão ajustadas para a condição operativa correspondente.

Devido ao tamanho da rede do SIN parte da mesma foi substituída, nas presentes análises, por equivalentes de sequência, colocados em pontos da rede de modo a representar adequadamente a influência do sistema equivalentado nas simulações efetuadas.

Inicialmente foi montado um arquivo de dados, no formato para o programa ATP, denominado arquivo base, envolvendo a área de interesse no estudo com os respectivos equivalentes nos pontos escolhidos. A adequidade deste arquivo foi

verificada através da confrontação dos resultados das condições operativas em operação normal e em curtos-circuitos monofásicos e trifásicos na área representada.

### 6.5.1 – Metodologia

A metodologia aplicada para a obtenção do arquivo base para os estudos de transitórios eletromagnéticos foi a seguinte:

- Obter os equivalentes, de sequência positiva e zero, das partes da rede do SIN que não serão representadas no estudo, através do programa Anafas;
- Modelar os equivalentes através de elementos R-L mutuamente acoplados (ITYPE: 51, 52,...) e fontes senoidais (tipo 14);
- Modelar as cargas equivalentes através de elementos RLC não acoplados e concentrados;
- Representar o sistema elétrico na área de interesse, de forma trifásica, com as condições iniciais de tensão nas fontes e nos equivalentes ajustadas para a condição operativa correspondente, e comparar os resultados do fluxo de potência com os obtidos com o programa Anarede;
- Aplicar defeitos trifásicos e monofásicos na rede de interesse, no programa ATP, e comparar os resultados obtidos com o programa Anafas para a rede completa.

### 6.5.2 – Dados e Premissas Adotados

Os seguintes dados e premissas foram adotados na obtenção do arquivo base:

- Os dados de impedância para a montagem da rede foram obtidos de arquivos de fluxo de potência e de curto-circuito, de onde foram retirados os parâmetros de sequência positiva e zero, respectivamente;
- As linhas de transmissão foram representadas através do modelo de parâmetros distribuídos, sendo um dos dados requeridos o comprimento da mesma. Como esta informação não é disponibilizada nos arquivos de fluxo de potência e curto-circuito utilizados no estudo, seu valor foi estimado com base nos dados constantes dos Diagramas de Impedâncias disponibilizados no *site* do ONS;

- A susceptância *shunt* de sequência zero das linhas de transmissão foi estimada a partir de dados típicos para linhas de mesmo nível de tensão, visto que este dado não é representado nos arquivos de curto-circuito;
- As impedâncias mútuas de sequência zero dos circuitos da rede representada, cujos barramentos terminais são diferentes, foram desprezadas;
- Por esta razão, os circuitos da rede representada, que possuem impedâncias mútuas de sequência zero com circuitos da rede equivalentada, também foram desprezados;
- As impedâncias de transferência que surgem quando da obtenção dos equivalentes foram desprezadas;
- O cenário energético considerado para o regime permanente foi o de carga pesada, referente ao mês de dezembro de 2008.

Na TABELA 6 - 23 são apresentados os equivalentes do SIN que surgiram com a redução da rede, conforme ilustrado na Figura 6 - 72. Em alguns barramentos, a representação se fez por uma carga equivalente correspondente ao balanço do fluxo dos mesmos com os demais barramentos do SIN não representados na rede de interesse.

TABELA 6 - 23 – BARRAMENTOS DA REDE ONDE FORAM REPRESENTADOS OS EQUIVALENTES.

Barramento	Área Equivalentada
São José 138 kV	Todo o 138 kV, exceto conexões Termorio e Magé
Adrianópolis 138kV	Equivalente por carga (Cepel – P. Rosa – P. Angel - Guaxindi)
Jacarepaguá 138 kV	Todo o 138 kV, exceto conexão Grajaú
Angra 138 kV	Todo o 138 kV
Grajaú 138 kV	Todo o 138 kV, exceto conexão Jacarepaguá
Magé 138 kV	Todo o 138 kV, exceto conexões São José e Adrianópolis
C. Paulista 138 kV	Todo o 138 kV
Campos 138 kV	Todo o 138 kV
Campos 345 kV	Areinha e Vitória
Itutinga 345 kV	Furnas, Juiz de Fora e Itutinga 138 kV
Taubaté 440 kV	Bom Jardim e Taubaté 230 kV e 138 kV
P. Caldas 500 kV	Todo o 500 kV, exceto conexão Itajubá
Campinas 500 kV	Araraquara, Ibiúna e Campinas 345 kV
Itaberá 765 kV	Todo o 765 kV, exceto conexão T. Preto

Para a obtenção dos equivalentes a partir da redução do SIN utiliza-se o programa Anafas. Elimina-se a área de interesse do arquivo correspondente, mantendo as barras de fronteira entre a rede de interesse e a rede a ser equivalentada. Então se obtém as impedâncias equivalentes de sequência, próprias e de transferência (que foram desprezadas) destas barras de fronteira.

Para a avaliação dos esforços torcionais transitórios nos eixos das unidades, nas simulações realizadas foram observadas as seguintes condições:

- Curto-circuito monofásico no terminal seguidor, com duração de 100ms e posterior eliminação através da abertura do circuito;
- Religamento tripolar pelo terminal líder com e sem sucesso;
- Tempo de retardo entre os disjuntores de 500ms;
- Tempo morto para o religamento de 500ms e 7s;
- Configurações: Blocos 1, 2 e 3, somente o Bloco 1, somente o Bloco 2 ou Bloco 3 e somente uma turbina a gás do Bloco 1 em operação;
- Carregamento pesado e despacho máximo das unidades.

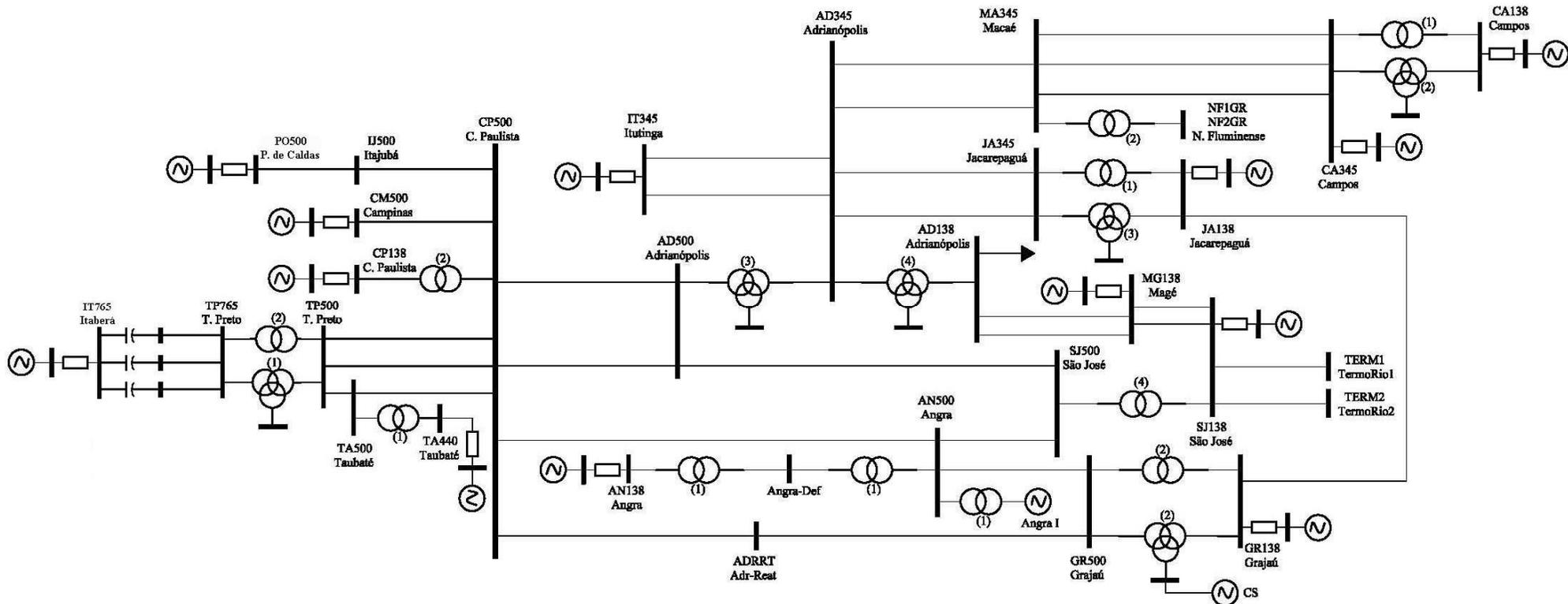


Figura 6 - 72 - Rede representada no estudo de transientes eletromagnéticos com os equivalentes.

### 6.5.3 – Resultados

Os resultados das simulações, ou seja, os torques observados nas seções dos eixos das máquinas em [p.u.] e em [MN.m], são apresentados no ANEXO, considerando-se a rede elétrica completa, com todos os elementos operando e o religamento tripolar sendo executado a partir dos terminais líderes.

Os valores dos torques bases utilizados estão dispostos nas tabelas apresentadas no ANEXO, para cada configuração e condição considerada.

A TABELA 6 - 24 apresenta um resumo dos máximos torques verificados para os casos críticos analisados.

TABELA 6 - 24 – RESULTADOS DE MÁXIMOS TORQUES PARA OS CASOS ANALISADOS.

LT 500 kV	Rede	Carga	Despacho	Torque – máximo pico		Seções dos Eixos
				TG / TV [pu]	TG / TV [MN.m]	
Adrianópolis – Cachoeira Paulista C1 e C2	Completa	Pesada	TG 11	2,3	0,665	M2 – M3
			Bloco 1	2,2/1,1	0,620/0,499	M2 – M3/GER6 – GER5
			Bloco 2	2,2/2,1	0,620/0,662	M2 – M3/GER6 – GER5
			Bloco 3	2,2/2,1	0,620/0,662	M2 – M3/GER6 – GER5
			Blocos 1, 2 e 3	5,1/1,5	1,408/0,501	M2 – M3/GER6 – GER5
Adrianópolis – Cachoeira Paulista C3	Completa	Pesada	TG 11	4,2	1,214	M2 – M3
			Bloco 1	3,7/3,2	1,043/1,453	M2 – M3/GER5 – GER4
			Bloco 2	4,0/2,4	1,128/0,756	M2 – M3/GER5 – GER4
			Bloco 3	4,0/2,4	1,128/0,756	M2 – M3/GER5 – GER4
			Blocos 1,2 e 3	3,3/2,8	0,911/1,274	M2 – M3/GER5 – GER4
Grajaú – Adrianópolis	Completa	Pesada	TG 11	2,8	0,809	M2 – M3
			Bloco 1	2,4/1,2	0,677/0,545	M2 – M3/GER6 – GER5
			Bloco 2	2,5/1,7	0,705/0,536	M2 – M3/GER5 – GER4
			Bloco 3	2,5/1,7	0,705/0,536	M2 – M3/GER5 – GER4
			Blocos 1,2 e 3	2,5/1,5	0,690/0,546	M2 – M3/ GER6 – GER5/GER5 – GER4
São José – Adrianópolis	Completa	Pesada	TG 11	3,9	1,127	M2 – M3
			Bloco 1	3,6/2,3	1,015/0,908	M2 – M3/GER6 – GER5
			Bloco 2	3,7/2,5	1,043/0,788	M2 – M3/GER6 – GER5
			Bloco 3	3,7/2,5	1,043/0,788	M2 – M3/GER6 – GER5
			Blocos 1,2 e 3	3,1/2,0	0,856/0,728	M2 – M3/GER5 – GER4
Angra – Cachoeira Paulista	Completa	Pesada	TG 11	3,1	0,896	M2 – M3
			Bloco 1	2,6/1,5	0,733/0,681	M2 – M3/GER5 – GER4
			Bloco 2	2,8/2,0	0,790/0,630	M2 – M3/GER5 – GER4
			Bloco 3	2,8/2,0	0,790/0,630	M2 – M3/GER5 – GER4
			Blocos 1,2 e 3	2,6/1,6	0,718/0,546	M2 – M3/GER5 – GER4
São José - Angra	Completa	Pesada	TG 11	4,0	1,156	M2 – M3
			Bloco 1	3,4/2,2	0,733/0,959	M2 – M3/GER5 – GER4
			Bloco 2	3,8/2,3	1,072/0,725	M2 – M3/GER5 – GER4
			Bloco 3	3,8/2,3	1,072/0,725	M2 – M3/GER5 – GER4
			Blocos 1,2 e 3	3,0/2,0	0,828/0,819	M2 – M3/GER5 – GER4
Itajubá – Cachoeira Paulista	Completa	Pesada	TG 11	2,0	0,578	M2 – M3
			Bloco 1	1,8/1,1	0,508/0,499	M2 – M3/GER6 – GER5
			Bloco 2	1,9/1,4	0,536/0,441	M2 – M3/GER5 – GER4
			Bloco 3	1,9/1,4	0,536/0,441	M2 – M3/GER5 – GER4
			Blocos 1,2 e 3	1,8/1,3	0,497/0,501	M2 – M3/ GER6 – GER5/GER5 – GER4
Itajubá – Poços de Caldas	Completa	Pesada	TG 11	2,1	0,607	M2 – M3
			Bloco 1	1,8/1,2	0,508/0,545	M2 – M3/GER6 – GER5
			Bloco 2	2,0/1,5	0,564/0,473	M2 – M3/GER5 – GER4
			Bloco 3	2,0/1,5	0,564/0,473	M2 – M3/GER5 – GER4
			Blocos 1,2 e 3	1,7/1,3	0,469/0,501	M2 – M3/ GER6 – GER5/GER5 – GER4
Cachoeira Paulista – Tijuco Preto C2	Completa	Pesada	TG 11	3,6	1,040	M2 – M3
			Bloco 1	3,1/1,6	0,874/0,726	M2 – M3/GER5 – GER4
			Bloco 2	3,3/2,0	0,931/0,630	M2 – M3/GER5 – GER4
			Bloco 3	3,3/2,0	0,931/0,630	M2 – M3/GER5 – GER4
			Blocos 1,2 e 3	2,8/1,6	0,773/0,592	M2 – M3/GER5 – GER4

### 6.5.4 – Considerações

Dos estudos de transitórios eletromagnéticos, para o cenário em que os Blocos 1, 2 e 3 estão operando em ciclos combinados, os máximos torques observados foram de

3,3 pu (0,911 MN.m) em turbinas a gás, 2,8 pu (1,274 MN.m) na turbina a vapor do Bloco 1 e 2,0 pu (0,600 MN.m) na turbina a vapor do Bloco 2 (ou do Bloco 3), no caso com a rede elétrica completa. No entanto, ainda neste cenário, considerando-se o religamento da LT 500 kV Adrianópolis – Cachoeira Paulista C1 e C2, verificou-se um torque máximo de 5,1 pu (1,408 MN.m) na turbina a gás do Bloco 1.

Para o cenário em que somente o Bloco 1 está em operação, nas unidades a gás e a vapor em ciclo combinado, os máximos torques observados foram de 3,7 pu (1,043 MN.m) em turbinas a gás e 3,2 pu (1,453 MN.m) na turbina a vapor, no caso com a rede elétrica completa.

Os máximos torques verificados nos eixos das unidades a gás e a vapor, para a configuração em ciclo combinado do cenário em que somente o Bloco 2 (ou o Bloco 3) está operando, foram de 4,0 pu (1,128 MN.m) nas turbinas a gás e 2,4 pu (0,756 MN.m) na turbina a vapor, para o caso com a rede elétrica completa.

No cenário em que somente uma turbina a gás do Bloco 1 está em operação, para a configuração com a rede completa, o máximo torque verificado foi de 4,2 pu (1,214 MN.m).

Oscilações sustentadas foram verificadas para os cenários em que somente o Bloco 1 ou os Blocos 1, 2 e 3 se encontram em operação na UTE, para rede completa, no eixo da turbina a vapor do Bloco 1, em todos os casos considerados nos estudos, com oscilação máxima no pior caso de  $\pm 1,6$  pu (0,750 MN.m) no religamento da LT 500 kV Adrianópolis – Cachoeira Paulista C3.

Os maiores torques observados foram verificados para as situações de religamento sem sucesso de realização.

Em casos, como os que foram aqui analisados, é recomendável consultar o(s) fabricante(s) das máquinas com o intuito de viabilizar o religamento das referidas linhas de transmissão, uma vez que foram verificados torques com valores de máximo pico elevados em algumas seções dos eixos das máquinas e, em alguns casos, oscilações sustentadas.

Os máximos torques observados nos eixos das turbinas a gás e a vapor, para todas as configurações consideradas no exemplo de estudo, são os mostrados na TABELA 6 - 25 e na TABELA 6 - 26.

TABELA 6 - 25 – TORQUES MÁXIMOS EM KN.m – TURBINAS A GÁS.

Despachos	Circuitos								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Blocos123	1408	911	690	856	718	828	497	469	773
TG11	665	1214	809	1127	896	1156	578	607	1040
Bloco1	620	1043	677	1015	733	733	508	508	874
Bloco2	620	1128	705	1043	790	1072	536	564	931
Bloco3	620	1128	705	1043	790	1072	536	564	931

TABELA 6 - 26 – TORQUES MÁXIMOS EM KN.m – TURBINAS A VAPOR.

Despachos	Circuitos								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Blocos123	501	1274	546	728	546	819	501	501	592
Bloco1	499	1453	545	908	681	959	499	545	726
Bloco2	662	756	536	788	630	725	441	473	630
Bloco3	662	756	536	788	630	725	441	473	630

Os estudos simplificados realizados com o programa Anatem mostraram algumas divergências, em termos de resultados, quando comparados aos estudos mais detalhados desenvolvidos com o programa ATP.

No caso dos estudos com o Anatem foi verificada uma condição próxima do limite para o caso de religamento da LT Adrianópolis – São José 500 kV (com variações de potência elétrica da ordem de 48%). Já para o caso de religamento da LT 500 kV Adrianópolis – Cachoeira Paulista C3, foram observadas variações de potência elétrica de até 25%, ou seja, uma condição distante do limite de 50% estabelecido, indicando não haver problemas para tal religamento. Enquanto isto, nos estudos com o programa ATP, o religamento da LT Adrianópolis – São José 500 kV apresentou torques elevados aplicados nos eixos das máquinas da Termorio, confirmando os resultados prévios obtidos dos estudos simplificados. No entanto, os piores resultados verificados ocorreram para o caso de religamento da LT 500 kV Adrianópolis – Cachoeira Paulista C3, fato não detectado na análise simplificada.

## CAPÍTULO 7

# CONCLUSÕES

---

O presente trabalho de dissertação de mestrado apresenta procedimentos de avaliação de esforços torcionais nos eixos de turbogeradores de centrais termelétricas, que operam em ciclo combinado gás-vapor, provenientes de manobras de religamentos automáticos de linhas de transmissão.

Tais procedimentos se baseiam na utilização de técnicas de análise modal, de critérios simplificados e critérios mais completos, sob o ponto de vista de transitórios eletromagnéticos, e visam à obtenção de informações que permitam avaliar se a prática de religamentos automáticos próximos a turbogeradores pode causar danos aos mesmos.

Uma dificuldade na realização desse tipo de avaliação reside na obtenção de dados referentes aos turbogeradores. A representação detalhada dos eixos das máquinas é fundamental para avaliar o comportamento das massas girantes que compõem os mesmos, durante a ocorrência de variações de torques impostas no sistema, e verificar a amplitude dos movimentos relativos subsequentes, ou seja, os impactos ocasionados, antevendo a possibilidade de haver danos físicos ao material dos eixos para determinada manobra.

Em contrapartida, os dados mecânicos dos turbogeradores normalmente são de posse dos fabricantes desses equipamentos e não são disponibilizados facilmente pelos mesmos. Muitas vezes os equipamentos são muito antigos e os agentes já não possuem mais os documentos referentes aos seus dados construtivos. Para contornar esse empecilho é importante o diálogo com os fabricantes dos equipamentos e o trabalho em conjunto entre ambas as partes.

Quando se considera uma central termelétrica que opera em ciclo combinado gás-vapor, nesse tipo de avaliação, a modelagem fidedigna de operação desse ciclo é imprescindível. Os elementos principais do ciclo, turbina a gás, acoplamento térmico entre os dois ciclos (caldeira de recuperação) e turbina a vapor devem ser modelados detalhadamente, juntamente com os componentes dos sistemas de controle presentes (velocidade, aceleração, temperatura e *IGV*) e as particularidades de cada ciclo (constantes de tempo, extração, queima suplementar, etc), de maneira que seu comportamento possa ser reproduzido e avaliado adequadamente.

Com a análise modal é possível avaliar o comportamento das massas girantes acopladas aos eixos nas respectivas frequências naturais de oscilação e, assim prever situações que podem ocasionar danos significativos aos mesmos, caso oscilações

subsíncronas interajam com o sistema mecânico, e sugerir medidas preventivas de planejamento.

As técnicas de análise modal são simples de serem utilizadas e fornecem uma maneira rápida e eficaz de se obter informações importantes a respeito do comportamento dinâmico de um sistema.

Uma análise com o critério recomendado pelo ONS, baseado na variação instantânea da potência ativa gerada pela unidade, fornece a orientação necessária para a condução dos estudos com critérios mais completos, uma vez que, através do índice “ $\Delta P$ ”, indica os casos mais prováveis de desencadear efeitos danosos aos eixos de turbogeradores e que por isso, merecem uma avaliação mais aprofundada.

A avaliação mais aprofundada, com a utilização de programas de transitórios eletromagnéticos, exige uma representação mais detalhada do sistema em avaliação e permite a mensuração dos torques torcionais impostos aos eixos, decorrentes de religamentos automáticos de linhas de transmissão.

Com os valores obtidos dos torques a que são submetidos os eixos, podem ser avaliados os problemas de estresse mecânico, como fadiga e perda de vida útil, que podem limitar a faixa de operação desses equipamentos, ou até mesmo inutilizá-los. Nessa etapa é fundamental a participação dos fabricantes dos equipamentos que, de posse de informações construtivas dos mesmos, poderá permitir ou não a prática do religamento.

O critério simplificado, apesar de ser recomendado pelos *Procedimentos de Rede* do ONS para avaliar se a prática de religamentos automáticos de linhas de transmissão pode ser realizada próxima de centrais termelétricas sem causar danos aos eixos dos turbogeradores, falhou na identificação de alguns casos do exemplo de aplicação presente neste trabalho. Resultados divergentes foram obtidos quando da comparação da metodologia simplificada com a técnica que emprega análise de transitórios eletromagnéticos (ATP). Em alguns destes casos uma classificação crítica, obtida com a análise detalhada, foi identificada como aceitável e não significativa pelo método simplificado.

A metodologia simplificada considera a avaliação do problema a partir de estudos de transitórios eletromecânicos convencionais. Este tipo de estudo não contempla características importantes do comportamento transitório das máquinas e da rede, como, por exemplo, a modelagem detalhada do eixo, a representação do efeito transformador e dos transitórios da rede. Assim, a validade do critério simplificado, como guia de identificação e de seleção de casos críticos, pode ser questionada, indicando a importância de uma reavaliação desta metodologia.

Na avaliação com critérios mais aprofundados a delimitação da área de interesse através de equivalentes de sequência requer experiência na condução do estudo. Para representar o restante da rede fora da região de análise normalmente é suficiente considerar de três a quatro barras à frente área de interesse, e assim garantir que o efeito da rede elétrica seja representado através de equivalentes adequadamente. Alguns testes comparativos devem ser conduzidos para avaliar se a escolha dos locais de implantação dos equivalentes está adequada antes da realização dos estudos com a rede equivalentada.

O impacto do religamento automático prejudicial ao eixo de um turbogerador depende do tempo em que se dá o evento, que pode ser crítico para determinada frequência torcional da máquina, em função da ocorrência da falta. Por isso, a consideração de um tempo de retardo para o instante do religamento pode ser fundamental para a atenuação do pico transitório provocado pela falta e garantia de um impacto sem danos significativos ao eixo.

Esses procedimentos são ferramentas de análise que visam auxiliar no planejamento e operação do sistema elétrico. Em virtude da não existência de um processo objetivo e eficaz de avaliação desse tipo de problemas e da dificuldade de obtenção de características construtivas de turbogeradores, a proposta deste trabalho procura fornecer uma orientação para a realização de análises de esforços torcionais transitórios.

A utilização de tais procedimentos, aliada a uma ação conjunta com os fabricantes das unidades geradoras e os agentes do sistema torna possível uma adequada avaliação a respeito dos efeitos de religamentos automáticos de linhas de transmissão sobre os eixos de turbogeradores de centrais termelétricas que operam em ciclo combinado gás-vapor.

## 7.1 – Trabalhos Futuros

Como sugestões para estudos futuros recomenda-se uma abordagem mais detalhada na realização dos procedimentos de avaliação, considerando-se as seguintes sugestões:

- O cálculo e representação nos estudos de avaliação dos coeficientes de amortecimentos inerentes ao modelo de representação do eixo por equivalentes massa-mola, com o objetivo de avaliar uma condição mais próxima da realidade, em que a influência desses elementos pode ser relevante;
- A consideração de manobras estatísticas nas avaliações tanto para a falta inicial aplicada quanto para a ocorrência do religamento automático da linha de transmissão, e a verificação do impacto causado aos eixos nesses instantes e

também no instante da realização de uma simples manobra de fechamento de anel sem uma condição de defeito na rede, com o objetivo de avaliar o nível de estresse mecânico nos componentes a partir de uma estimativa da ocorrência do pior impacto (maior torque imposto ao eixo mecânico).

## 7.2 – Trabalhos Publicados

O trabalho referente a esta dissertação resultou, até o momento, no seguinte artigo técnico publicado nos anais de simpósio internacional.

**Pereira, A.F., D.L.S. Marques, P.P.C. Mendes, C. Ferreira, E.A.P. Silva, I.D. Moreira, M.C. Lopes, 2009.** “Análise e Comparação de Resultados da Avaliação de Esforços Torcionais Transitórios em Centrais Termelétricas que Operam em Ciclo Combinado.” XIII ERIAC – Encontro Regional Iberoamericano do Cigré, Argentina, Maio 2009.

## Referências bibliográficas

---

**Anderson**, P.M., and A.A. Fouad, **1977**. Power System Control and Stability. Ames, Iowa: The Iowa State University Press.

**ATP Rule Book** – Alternative Transient Program – ATP, Janeiro de **2002**.

**Ballance**, J. W. and S. Goldberg, **1973**. “Subsynchronous Resonance in Series Compensated Transmission Lines.” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-92 (September/October), 1649-1658.

**Berdy**, J., P. G. Brown, J. G. Andrichak and S. B. Wilkinson, **1998**. “High-Speed Reclosing System and Machine Considerations”. 3-17.

**Bowler**, C. E. J., P. G. Brown and D. N. Walker, **1980**. “Evaluation of the Effect of Power Circuit Breaker Reclosing Practices on Turbine-Generator Shafts.” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99 (September/October), nº. 5, 1764-1779.

**Boyce**, M. P., **1982**. Gas Turbine Engineering Handbook. Gulf Publishing Company.

**Boyce**, M. P., **2002**. Handbook for Cogeneration and Combined Cycle Power Plants. Asme Press, New York.

**Butler**, J. W. and C. Concordia, **1937**. “Analysis of Series Capacitor Application Problems.” AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems, (August), 975-988.

**Carneiro**, W. A., **2007**. Avaliação do Comportamento Dinâmico de Turbinas a Gás Aeroderivativas na Operação em Ciclo Combinado. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI. Itajubá/MG.

**Concordia**, C. and G. K. Carter, **1941**. “Negative Damping of Electrical Machinery.” AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 60 (March), 116-119.

**CEPEL**, Manual do Usuário – Programa de Análise de Redes – ANAREDE, V9.0, Rio de Janeiro, Brasil, Dezembro de **2006**.

**CEPEL**, Manual do Usuário – Programa de Análise de Falhas – ANAFAS, V9.0, Rio de Janeiro, Brasil, Dezembro de **2006**.

**CEPEL**, Manual do Usuário – Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos – ANATEM, V9.0, Rio de Janeiro, Brasil, Dezembro de **2006**.

**CEPEL**, Pacdyn User's Manual, V7.0, Rio de Janeiro, Brasil, Janeiro de **2007**.

**Dutra**, A. F. A., **2006**. Padronização de Modelos Matemáticos de Turbinas Térmicas em Ciclo Combinado para Estudos de Transitórios Eletromecânicos. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI. Itajubá/MG.

**El-Serafi**, A. M. and S. O. Faried, **1994**. "Effect of Adaptive Reclosing on Turbine-Generator Shaft Torsional Torques." IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 9 (November), n.º. 4, 1730-1736.

**EMTP Theory Book** – Electro-Magnetic Transients Program. Bonneville Power Administration, Portland, Oregon, Abril **1982**.

**Gomes**, L. V., **2003**. Modelagem Matemática de Centrais Térmicas em Ciclo Combinado para Aplicação no Estudo de Estabilidade Eletromecânica de Sistemas Elétricos de Potência. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI. Itajubá/MG.

**Grigsby**, L.L., **2007**. Power System Stability and Control. CRC Press Taylor & Francis Group LTC.

**Hedin**, R. A., R. C. Dancy and K. B. Stump, **1973**. "An Analysis of the Subsynchronous Interaction of Synchronous Machines and Transmission Networks." Proceedings of the American Power Conference, Vol. 35.

**IEEE** Committee Report, **2003**. "IEEE Guide for Automatic Reclosing of Line Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines."

**IEEE** Subsynchronous Resonance Working Group, **1980**. "Proposed Terms and Definitions for Subsynchronous Oscillations." IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99 (March/April), n.º. 2, 506-511.

**IEEE** Subsynchronous Resonance Working Group, **1985**. "Terms, Definitions and Symbols for Subsynchronous Oscillations." IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104 (June), n.º. 6, 1326-1334.

**IEEE** Working Group on the Effects of Switching on Turbine-Generators, **1980**. "IEEE Screening Guide for Planned Steady-State Switching Operations to Minimize Harmful Effects on Steam Turbine-Generators." IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99 (July/August), n.º. 4, 1519-1521.

**IEEE** Working Group Interim Report, **1982**. "Effects of Switching Network Disturbances on Turbine-Generator Shaft Systems." IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101 (September), n.º. 9, 3151-3157.

**IEEE** Working Group on Modelling and Analysis of System Transients Using Digital Programs, **1995**. “Modelling and Analysis Guidelines for Slow Transients: Part I – Torsional Oscillations; Transient Torques; Turbine Blade Vibrations; Fast Bus Transfer.” IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10 (October), n<sup>o</sup>. 4, 1950-1955.

**Jackson**, M. C. and S. D. Umans, **1980**. “Turbine-Generator Shaft Torques and Fatigue: Part III – Refinements to Fatigue Model and Test Results.” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99 (May/June), n<sup>o</sup>. 3, 1259-1268.

**Jackson**, M. C., S. D. Umans, R. D. Dunlop, S.H. Horowitz and A. C. Parikh, **1979**. “Turbine-Generator Shaft Torques and Fatigue: Part I – Simulation Methods and Fatigue Analysis.” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98 (November/December), n<sup>o</sup>. 6, 2299-2307.

**Jackson**, M. C., S. D. Umans, R. D. Dunlop, S.H. Horowitz and A. C. Parikh, **1979**. “Turbine-Generator Shaft Torques and Fatigue: Part II – Impact of Systems Disturbances and High Speed Reclosure.” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98 (November/December), n<sup>o</sup>. 6, 2308-2328.

**Johns**, A. T., Y. H. Song and R. K. Aggarwal, **1993**. “Study of Turbine-Generator Torsional Oscillations with Particular Reference to Adaptive Autoreclosure.” IEEE TENCON, Beijing, 133-136.

**Joyce**, J. S., T. Kulig and D. Lambrecht, **1980**. “The Impact of High Speed Reclosure of Single and Multi-phase Systems Faults on Turbine-Generator Shaft Torsional Fatigue.” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99 (January/February), n<sup>o</sup>. 1, 279-291.

**Jusan**, F. C., **2007**. Análise Linear de Oscilações Subsíncronas em Sistemas Elétricos de Potência. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ/COPPE. Rio de Janeiro/RJ.

**Kimbark**, E. W., **1977**. “How to Improve System Stability without Risking Subsynchronous Resonance.” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-96, Part:1, n<sup>o</sup>. 5, 1608-1619.

**Kundur**, P., **1994**. Power System Stability and Control. EPRI, McGraw-Hill.

**Mendes**, P.P.C., **2006**. Estabilidade de Sistemas de Potência. Notas de Aula, Universidade Federal de Itajubá.

**Ogata**, K., **2003**. Engenharia de Controle Moderno. 4<sup>a</sup> Edição, Pearson Prentice Hall.

**ONS**, Página Eletrônica Oficial do ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, disponível no endereço eletrônico <http://www.ons.org.br>, **2009**.

**ONS**, Operador Nacional do Sistema Elétrico, **2008**. Estudos sobre Religamento Automático de LT de 500 kV da Região Sudeste. Diretoria de Planejamento Programação da Operação, RE 3/054/2008.

**Passaro**, M. C., **2002**. Modelagem de Turbinas a Gás e sua Aplicação em Programas de Transitórios Eletromecânicos. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI. Itajubá/MG

**Pereira**, M.P., **1998**. Introdução ao ATP (Alternative Transients Program). Furnas Centrais Elétricas S.A.

**Peres**, L. A. P., **1986**. Capacitores Série em Linhas de Transmissão: Análise Preventiva de Ressonância Subsíncrona. 1ª Edição, IMAGO editora.

**Ramey**, D. G., A. C. Sismour and G. C. Kung, **1980**. "Important Parameters in Considering Transient Torques on Turbine-Generator Shaft Systems." IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99 (January/February), nº. 1, 311-317.

**Ramos**, A. J. P., D. Lima, E. Tavares and R. K. Medeiros, **2003**. "Fast Line Three Phase Reclosing on Brazilian Grid and its Impact on Thermal Generation Plant Shaft." IEEE Bologna PowerTech Conference (June).

**Ramos**, A. J. P., W. S. Mota and Y. S. Dantas, **2007**. "Evaluation of Torsional Efforts on Thermal Machines Shaft with Gas Turbine Resulting of Automatic Reclosing." Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology, Vol. 22 (July), 517-522.

**Silva**, J. R. P., **2009**. Desenvolvimento de Modelos Matemáticos para a Configuração de Geração em Ciclo Combinado Gás-Vapor do Tipo *Single-Shaft*. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI. Itajubá/MG.

**Tomim**, M. A., **2004**. Análise de Estabilidade em Regime Permanente de Sistemas Elétricos Susceptíveis a Ressonância Subsíncrona. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI. Itajubá/MG.

**Walker**, D. N., C. E. J. Bowler, R. L. Jackson and D. A. Hodges, **1975**. "Results of Subsynchronous Resonance Test at Mohave." IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94 (September/October), nº. 5, 1878-1889.

**Walker**, D. N., S. L. Adams and R. J. Placek, **1981**. "Torsional Vibration and Fatigue of Turbine-Generator Shafts." IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100 (November), nº. 11, 4373-4380.

# ANEXO

---

Os diagramas de blocos representativos da central termelétrica, que opera em ciclo combinado gás-vapor, utilizada para aplicação dos procedimentos de avaliação mostrados no presente trabalho estão apresentados a seguir. Eles contemplam as turbinas a gás e vapor de cada ciclo e as caldeiras de recuperação, como também os respectivos sistemas de controle, que inclui controles de velocidade, aceleração, temperatura e VIGV. Os diagramas representados no estudo estão ilustrados na Figura A - 1 até a Figura A - 11.

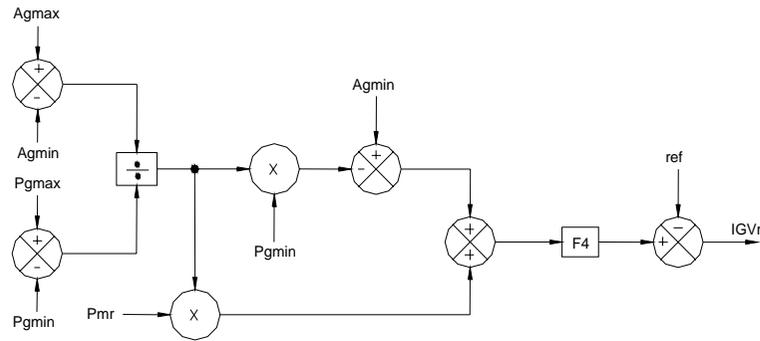
Os torques verificados nos eixos dos turbogeradores para os casos analisados nos estudos de esforços torcionais transitórios, em p.u., estão dispostos na TABELA A - 1 até a TABELA A - 16.

Algumas curvas de simulação no domínio do tempo, para um dos casos analisados descrito a seguir, estão apresentadas na Figura A - 12 até a Figura A - 29.

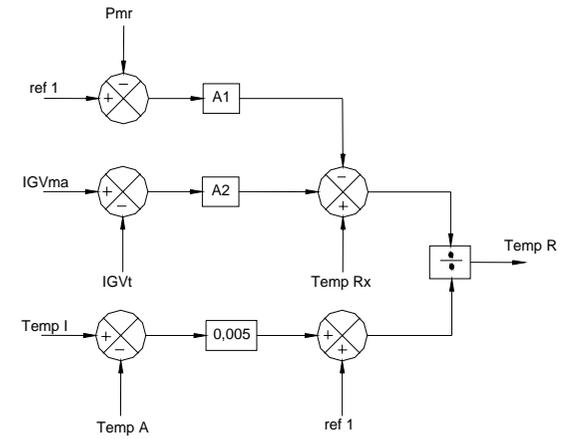
- Para a rede completa, com somente uma turbina a gás do Bloco 1 operando, curto-circuito monofásico em São José, eliminação do defeito através da abertura tripolar do circuito 500 kV São José - Adrianópolis e posterior religamento tripolar com sucesso de realização, em 7s e com 500ms de retardo entre o fechamento dos disjuntores.



Cálculo da Referência do IGV



Cálculo da Temp. de Referência Ajustada



Cálculo da Potência Mecânica

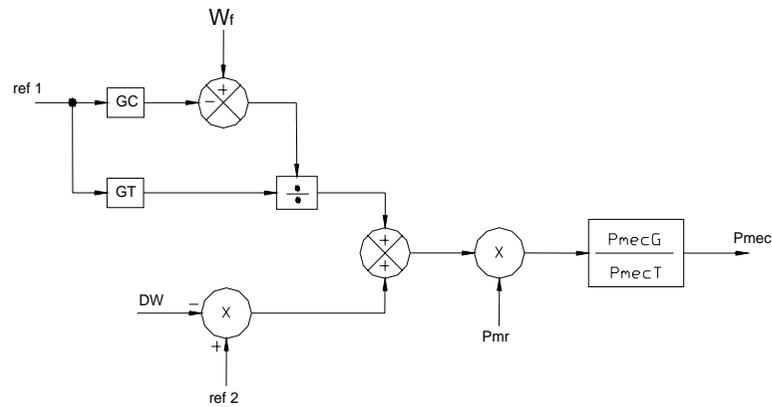


Figura A - 2 – Diagrama de blocos – cálculo da potência mecânica – referência do IGV – referência de temperatura.

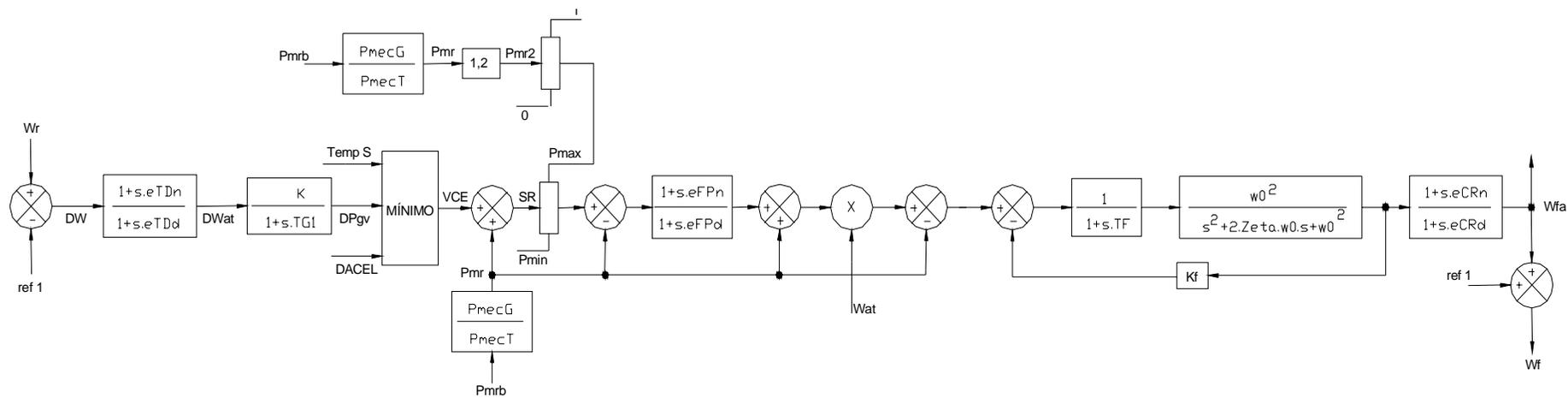


Figura A - 3 – Representação da planta apenas com regulador de velocidade.

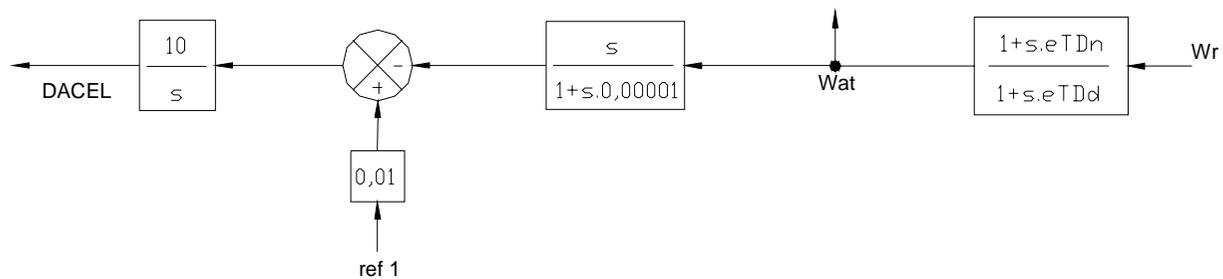


Figura A - 4 – Controle de aceleração.

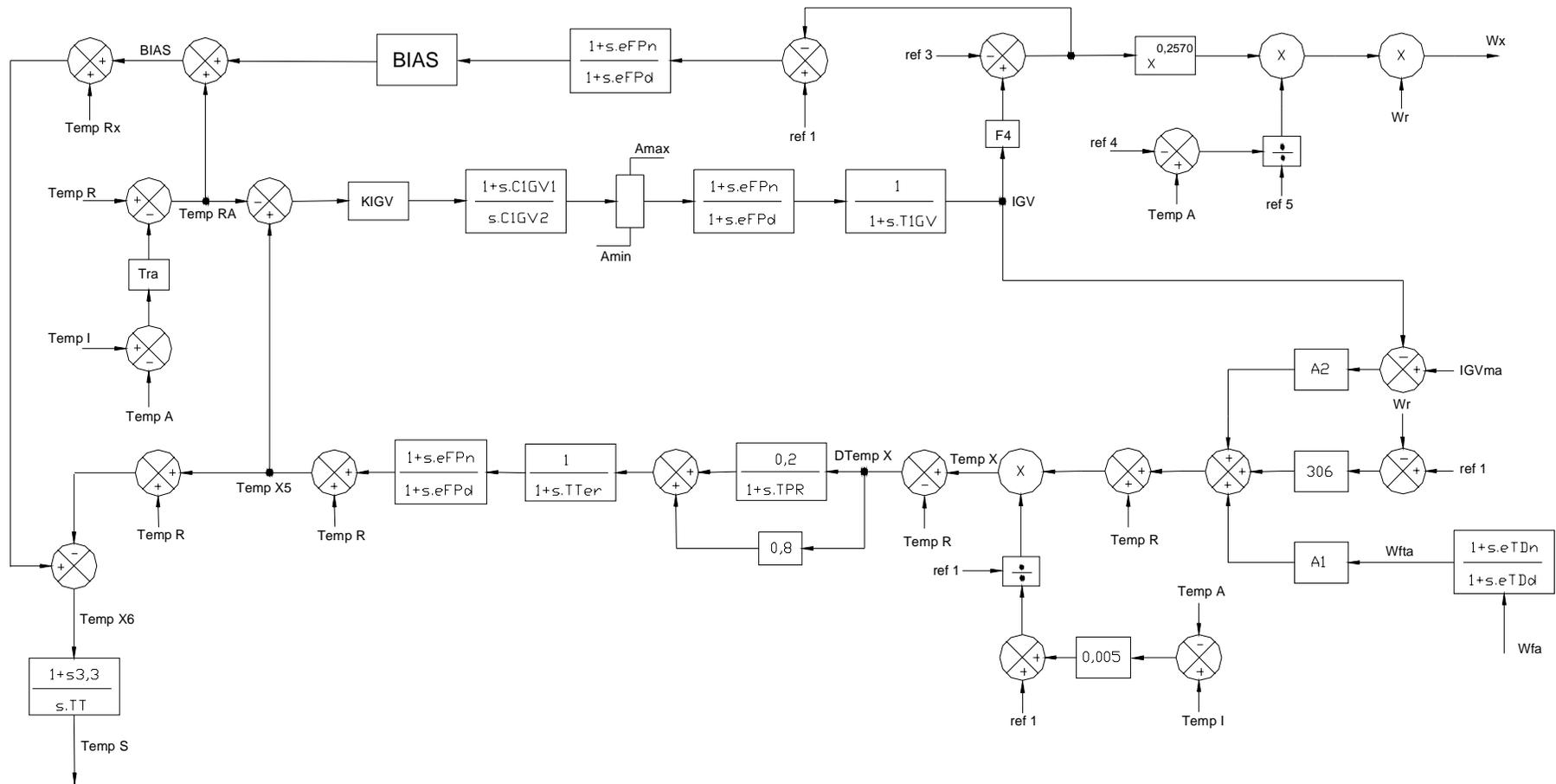


Figura A - 5 – Controle de temperatura e IGV.

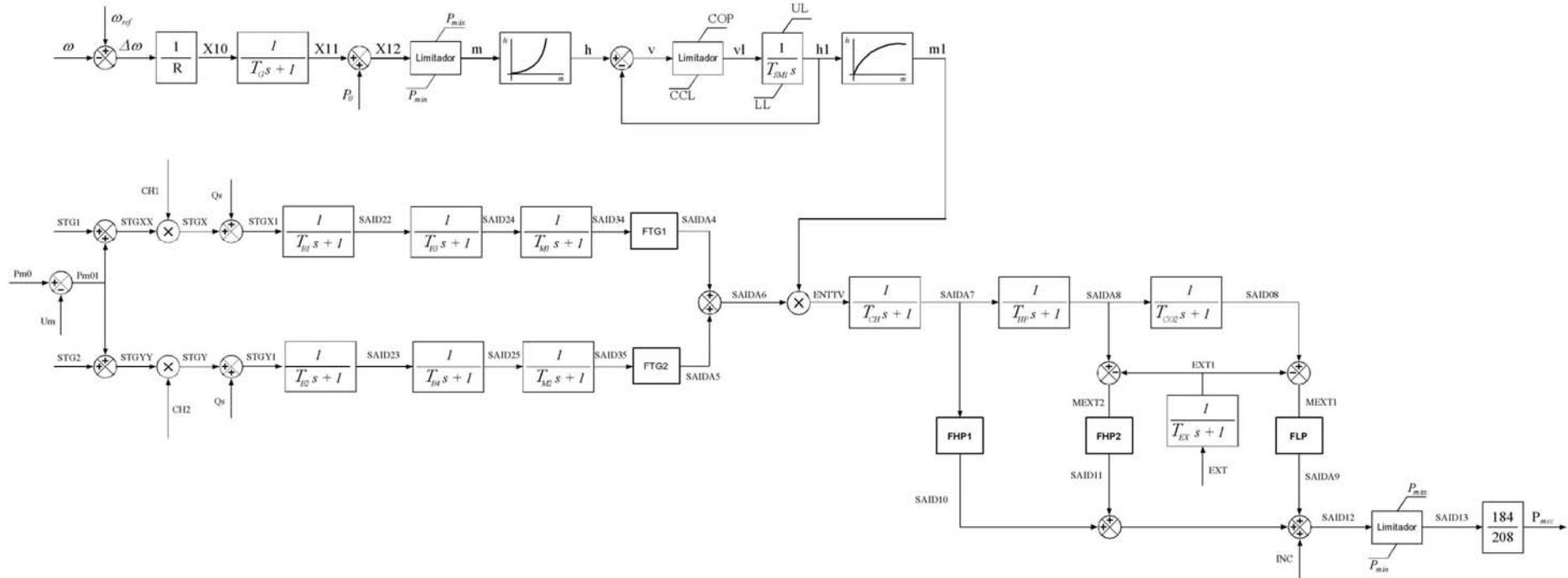


Figura A - 6 – Diagrama de blocos do regulador de velocidade, da turbina a vapor (TV18) e das caldeiras de recuperação (Bloco 1).

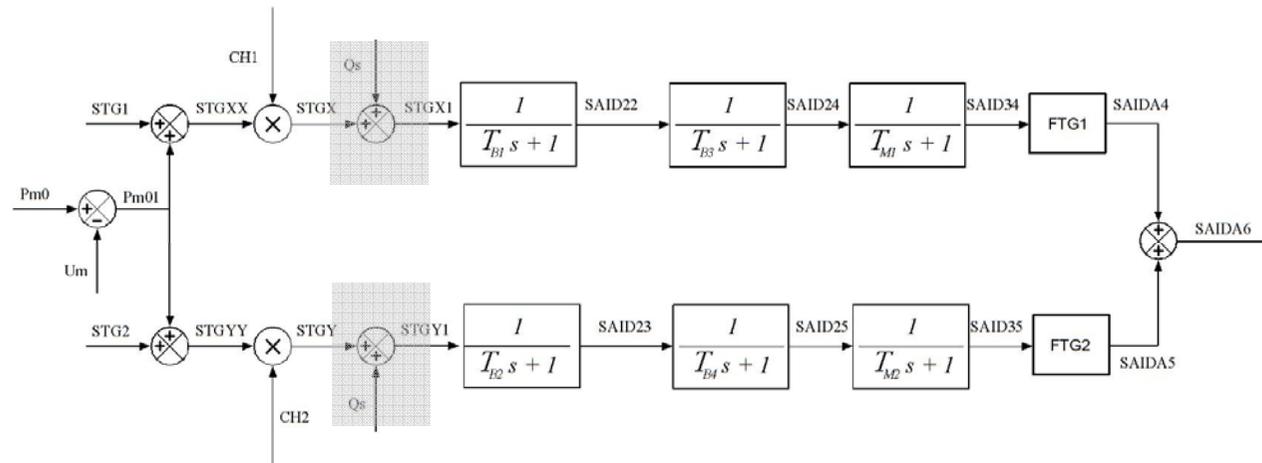


Figura A - 7 – Diagrama de blocos das caldeiras de recuperação (Bloco 1).

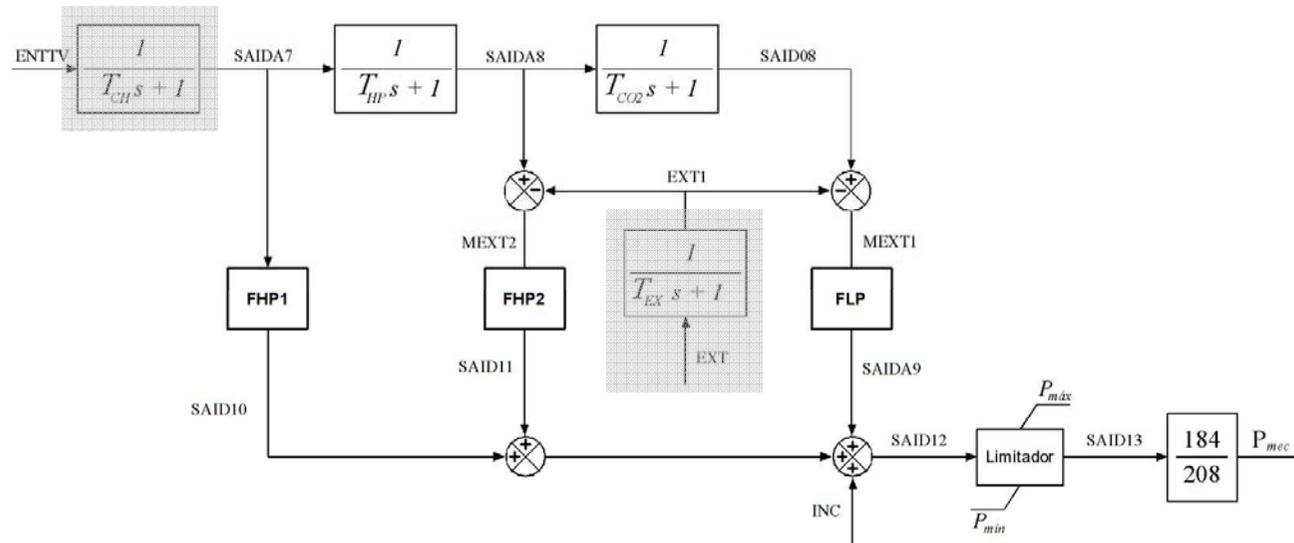


Figura A - 8 – Diagrama de blocos da turbina a vapor (Bloco 1).

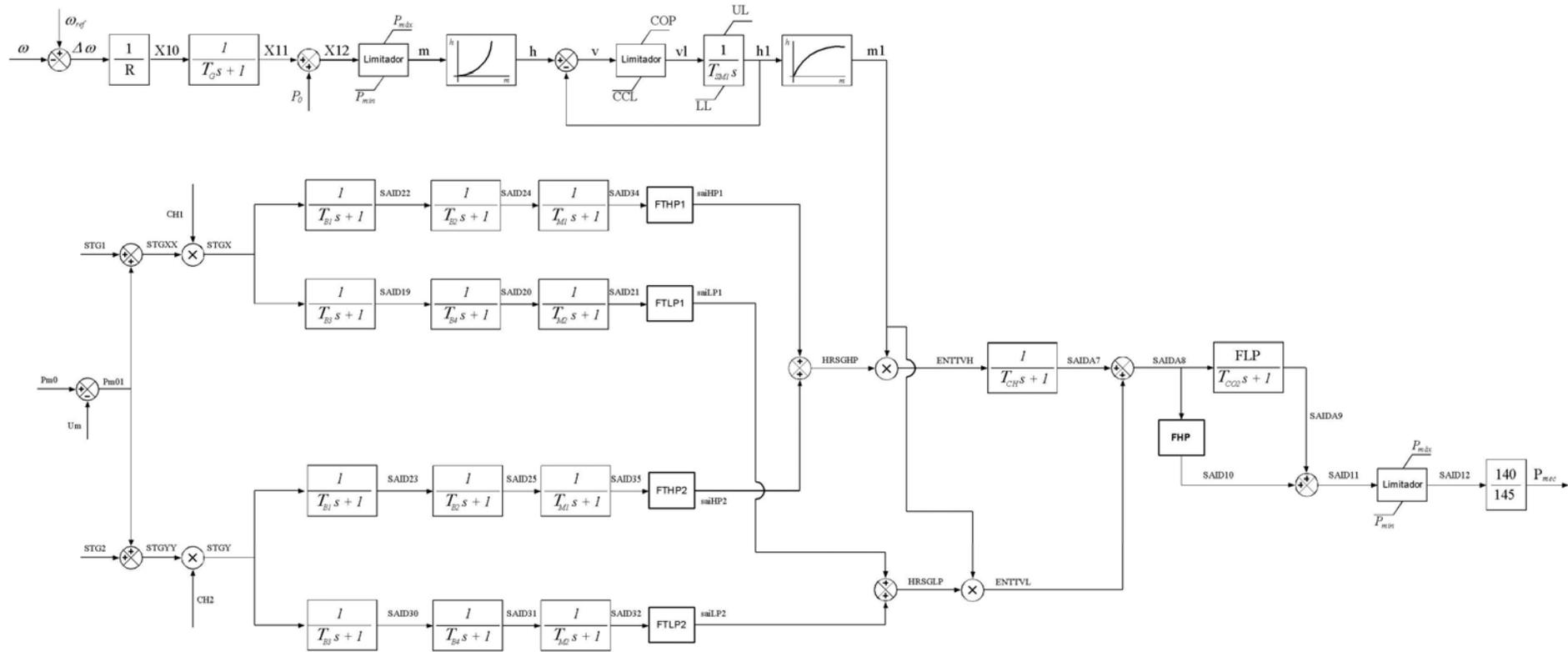


Figura A - 9 – Diagrama de blocos do regulador de velocidade, da turbina a vapor e das caldeiras de recuperação (Blocos 2 e 3).

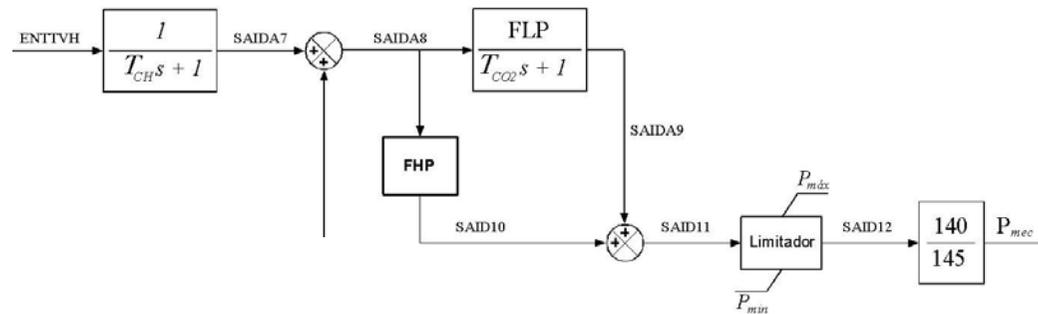


Figura A - 10 – Diagrama de blocos da turbina a vapor (Blocos 2 e 3).

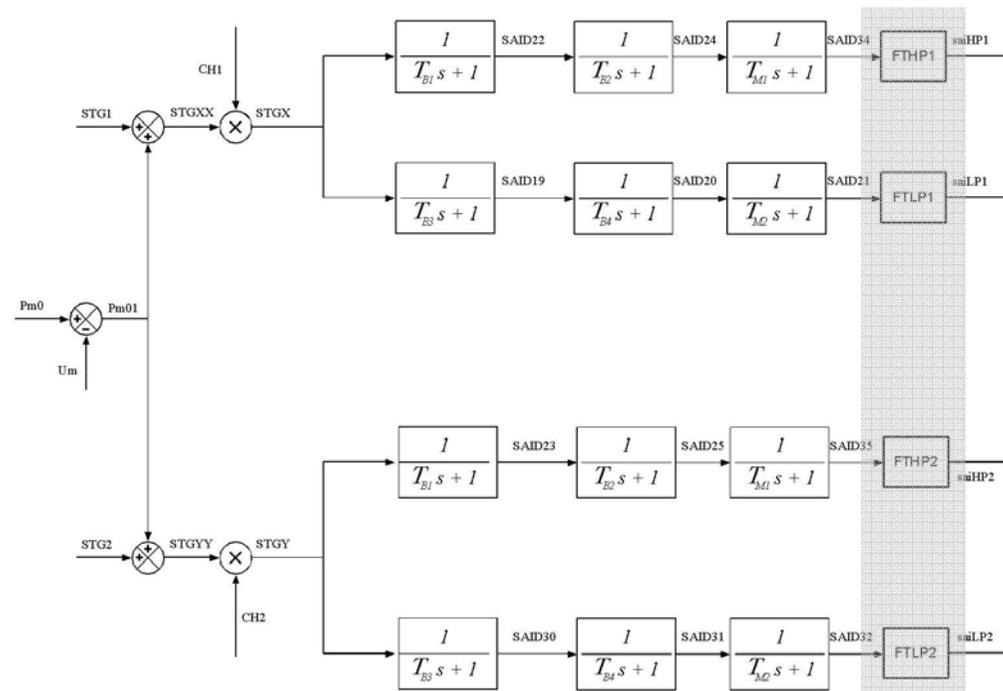


Figura A - 11 – Diagrama de blocos das caldeiras de recuperação (Blocos 2 e 3).

TABELA A - 1 – TORQUES DO CONJUNTO GERADOR-TURBINA – BLOCOS 1, 2 E 3 – REDE COMPLETA – RELIGAMENTO TRIPOLAR EM 500ms – TURBINAS A GÁS – P.U.

Religamento Tripolar – Tempo morto: 500 ms – BLOCOS 123																			
Tempo entre os disjuntores: 500 ms																			
Torque entre massas	Valor inicial	Torque (pu)																	
		COM Sucesso									SEM Sucesso								
		D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30	D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30
Torque base (MN.m)		0.276																	
<b>TG 11/12/21/22/31/32</b>																			
M1 – M2	0.6	2.8	2.8	2.9	2.1	1.8	2.1	2.3	1.3	1.3	2.8	2.9	2.9	2.1	1.8	2.2	2.5	1.3	1.4
M2 – M3	1.0	2.9	2.9	3.3	5.0	2.4	2.3	2.6	1.6	1.7	3.1	3.0	3.3	5.1	2.5	2.6	2.8	1.8	1.7
M3 – M4	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
M4 – M5	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
M5 – M6	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
M6 – M7	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0
M7 – M8	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0
M8 – M9	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0
M9 – M10	0.0	0.1	0.1	0.1	0.3	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.3	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0
M10 – M11	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
M11 – M12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

TABELA A - 2 – TORQUES DO CONJUNTO GERADOR-TURBINA – BLOCOS 1, 2 E 3 – REDE COMPLETA – RELIGAMENTO TRIPOLAR EM 500ms – TURBINA A VAPOR TV 18 – P.U.

Religamento Tripolar – Tempo morto: 500 ms – BLOCOS 123																			
Tempo entre os disjuntores: 500 ms																			
Torque entre massas	Torque (pu)																		
	Valor inicial	COM Sucesso									SEM Sucesso								
		D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30	D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30
Torque base (MN.m)	0.455																		
TV 18																			
TURBB – TURBA	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
TURBA – IS	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
IS – GER7	0.6	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
GER7 – GER6	1.0	1.3	1.3	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.3	1.3	1.3	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
GER6 – GER5	1.0	1.4	1.3	1.2	1.1	1.2	1.1	1.2	1.1	1.1	1.3	1.3	1.3	1.1	1.2	1.1	1.2	1.1	1.1
GER5 – GER4	0.0	1.6	1.6	1.7	0.5	0.8	1.1	1.1	0.4	0.4	1.6	1.6	2.8	0.5	0.8	1.2	1.3	0.4	0.4
GER4 – GER3	0.0	1.0	1.0	1.2	0.4	0.5	0.7	0.9	0.3	0.3	1.0	1.0	1.9	0.4	0.5	0.7	0.9	0.3	0.3
GER3 – GER2	0.0	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.2	0.2	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0
GER2 – GER1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

TABELA A - 3 – TORQUES DO CONJUNTO GERADOR-TURBINA – BLOCOS 1, 2 E 3 – REDE COMPLETA – RELIGAMENTO TRIPOLAR EM 500ms – TURBINAS A VAPOR TV 28/38 – P.U.

Religamento Tripolar – Tempo morto: 500 ms – BLOCOS 123																			
Tempo entre os disjuntores: 500 ms																			
Torque entre massas	Torque (pu)																		
	Valor inicial	COM Sucesso									SEM Sucesso								
		D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30	D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30
Torque base (MN.m)	0.300																		
<b>TV 28/38</b>																			
TURBB – TURBA	0.2	0.6	0.5	0.6	0.3	0.4	0.4	0.3	0.3	0.4	0.7	0.6	0.7	0.3	0.4	0.4	0.4	0.3	0.4
TURBA – IS	0.4	0.7	0.6	0.7	0.5	0.5	0.6	0.5	0.5	0.6	0.7	0.6	0.7	0.5	0.5	0.6	0.5	0.5	0.5
IS – GER7	0.6	0.9	0.8	0.9	0.7	0.7	0.8	0.7	0.7	0.8	0.9	0.8	0.9	0.7	0.7	0.8	0.7	0.7	0.8
GER7 – GER6	1.0	1.3	1.2	1.3	1.1	1.1	1.2	1.1	1.1	1.2	1.4	1.3	1.4	1.1	1.1	1.2	1.1	1.1	1.1
GER6 – GER5	1.0	1.5	1.4	1.7	1.4	1.2	1.2	1.5	1.2	1.2	1.7	1.7	1.9	1.5	1.4	1.3	1.5	1.3	1.2
GER5 – GER4	1.0	1.8	1.8	1.9	1.3	1.4	1.6	1.6	1.2	1.2	2.0	2.0	2.0	1.4	1.5	1.6	1.6	1.3	1.3
GER4 – GER3	0.0	0.6	0.5	1.2	0.6	0.3	0.3	0.8	0.2	0.2	0.6	0.6	1.4	0.6	0.4	0.3	0.8	0.2	0.2
GER3 – GER2	0.0	0.2	0.2	0.3	0.2	0.1	0.1	0.3	0.1	0.1	0.2	0.2	0.4	0.2	0.2	0.1	0.3	0.1	0.1
GER2 – GER1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0

TABELA A - 4 – TORQUES DO CONJUNTO GERADOR-TURBINA – BLOCOS 1, 2 E 3 – REDE COMPLETA – RELIGAMENTO TRIPOLAR EM 7s – TURBINAS A GÁS – P.U.

Religamento Tripolar – Tempo morto: 7 s – BLOCOS 123																				
Tempo entre os disjuntores: 500 ms																				
Torque entre massas	Torque (pu)																			
	Valor inicial	COM Sucesso										SEM Sucesso								
		D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30	D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30	
Torque base (MN.m)	0.276																			
<b>TG 11/12/21/22/31/32</b>																				
M1 – M2	0.6	2.8	2.8	2.9	1.9	1.8	2.1	2.3	1.3	1.3	2.8	2.8	2.9	1.9	1.8	2.1	2.3	1.3	1.3	
M2 – M3	1.0	2.9	2.9	3.0	4.9	2.4	2.3	2.6	1.6	1.7	2.9	2.9	3.0	4.9	2.4	2.3	2.6	1.7	1.7	
M3 – M4	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
M4 – M5	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
M5 – M6	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
M6 – M7	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	
M7 – M8	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	
M8 – M9	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	
M9 – M10	0.0	0.1	0.1	0.1	0.3	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.3	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	
M10 – M11	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
M11 – M12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

TABELA A - 5 – TORQUES DO CONJUNTO GERADOR-TURBINA – BLOCOS 1, 2 E 3 – REDE COMPLETA – RELIGAMENTO TRIPOLAR EM 7s – TURBINA A VAPOR TV 18 – P.U.

Religamento Tripolar – Tempo morto: 7 s – BLOCOS 123																			
Tempo entre os disjuntores: 500 ms																			
Torque entre massas	Torque (pu)																		
	Valor inicial	COM Sucesso									SEM Sucesso								
		D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30	D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30
Torque base (MN.m)	0.455																		
TV 18																			
TURBB – TURBA	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
TURBA – IS	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
IS – GER7	0.6	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
GER7 – GER6	1.0	1.3	1.3	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.3	1.3	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
GER6 – GER5	1.0	1.4	1.3	1.2	1.1	1.2	1.1	1.2	1.1	1.1	1.4	1.3	1.2	1.1	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1
GER5 – GER4	0.0	1.6	1.6	1.7	0.5	0.8	1.1	1.1	0.4	0.4	1.6	1.8	1.7	0.5	0.8	1.1	1.1	0.4	0.4
GER4 – GER3	0.0	1.0	1.0	1.2	0.4	0.5	0.7	0.9	0.3	0.3	1.0	1.0	1.2	0.4	0.5	0.7	0.9	0.3	0.3
GER3 – GER2	0.0	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0
GER2 – GER1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

TABELA A - 6 – TORQUES DO CONJUNTO GERADOR-TURBINA – BLOCOS 1, 2 E 3 – REDE COMPLETA – RELIGAMENTO TRIPOLAR EM 7s – TURBINAS A VAPOR TV 28/38 – P.U.

Religamento Tripolar – Tempo morto: 7 s – BLOCOS 123																			
Tempo entre os disjuntores: 500 ms																			
Torque entre massas	Torque (pu)																		
	Valor inicial	COM Sucesso									SEM Sucesso								
		D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30	D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30
Torque base (MN.m)	0.300																		
<b>TV 28/38</b>																			
TURBB – TURBA	0.2	0.6	0.5	0.6	0.3	0.4	0.4	0.3	0.3	0.4	0.6	0.5	0.6	0.3	0.4	0.4	0.3	0.3	0.4
TURBA – IS	0.4	0.7	0.6	0.7	0.5	0.5	0.6	0.5	0.5	0.6	0.7	0.6	0.7	0.5	0.5	0.6	0.5	0.5	0.6
IS – GER7	0.6	0.9	0.8	0.9	0.7	0.7	0.8	0.7	0.7	0.8	0.9	0.8	0.9	0.7	0.7	0.8	0.7	0.7	0.8
GER7 – GER6	1.0	1.3	1.2	1.3	1.1	1.1	1.2	1.1	1.1	1.2	1.3	1.2	1.3	1.1	1.1	1.2	1.1	1.1	1.2
GER6 – GER5	1.0	1.5	1.4	1.6	1.4	1.2	1.2	1.5	1.2	1.2	1.5	1.4	1.6	1.4	1.2	1.2	1.5	1.2	1.2
GER5 – GER4	1.0	1.8	1.8	1.9	1.3	1.4	1.6	1.6	1.2	1.2	1.8	1.8	1.9	1.3	1.4	1.6	1.6	1.2	1.2
GER4 – GER3	0.0	0.6	0.4	1.0	0.6	0.3	0.3	0.8	0.2	0.2	0.6	0.4	1.0	0.6	0.3	0.3	0.8	0.2	0.2
GER3 – GER2	0.0	0.2	0.2	0.3	0.2	0.1	0.1	0.3	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.2	0.1	0.1	0.3	0.1	0.1
GER2 – GER1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0

TABELA A - 7 – TORQUES DO CONJUNTO GERADOR-TURBINA – BLOCO 1 – REDE COMPLETA – RELIGAMENTO TRIPOLAR EM 500ms – TURBINAS A GÁS TG 11/12 – P.U.

Religamento Tripolar – Tempo morto: 500 ms – BLOCO 1																			
Tempo entre os disjuntores: 500 ms																			
Torque entre massas	Torque (pu)																		
	Valor inicial	COM Sucesso									SEM Sucesso								
		D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30	D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30
Torque base (MN.m)	0.282																		
<b>TG 11/12</b>																			
M1 – M2	0.6	3.2	3.2	3.5	1.6	2.1	2.5	2.8	1.5	1.4	3.3	3.2	3.5	1.6	2.1	2.5	2.9	1.5	1.5
M2 – M3	1.0	3.3	3.3	3.5	2.2	2.4	2.6	2.9	1.8	1.8	3.6	3.4	3.7	2.2	2.4	2.6	3.1	1.8	1.8
M3 – M4	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1
M4 – M5	0.0	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1
M5 – M6	0.0	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
M6 – M7	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
M7 – M8	0.0	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
M8 – M9	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0
M9 – M10	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0
M10 – M11	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
M11 – M12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

TABELA A - 8 – TORQUES DO CONJUNTO GERADOR-TURBINA – BLOCO 1 – REDE COMPLETA – RELIGAMENTO TRIPOLAR EM 500ms – TURBINA A VAPOR TV 18 – P.U.

Religamento Tripolar – Tempo morto: 500 ms – BLOCO 1																			
Tempo entre os disjuntores: 500 ms																			
Torque entre massas	Torque (pu)																		
	Valor inicial	COM Sucesso									SEM Sucesso								
		D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30	D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30
Torque base (MN.m)	0.454																		
TV 18																			
TURBB – TURBA	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
TURBA – IS	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
IS – GER7	0.6	0.8	0.8	0.7	0.6	0.7	0.7	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.8	0.6	0.7	0.7	0.6	0.6	0.7
GER7 – GER6	1.0	1.5	1.3	1.3	1.1	1.2	1.2	1.1	1.1	1.2	1.5	1.3	1.3	1.1	1.2	1.2	1.1	1.1	1.2
GER6 – GER5	1.0	1.6	1.4	1.4	1.1	1.2	1.3	1.2	1.1	1.2	1.3	1.3	1.4	1.1	1.2	1.3	1.2	1.1	1.2
GER5 – GER4	0.0	2.0	2.0	2.2	0.7	1.1	1.5	1.6	0.6	0.6	2.0	2.0	3.2	0.7	1.1	1.5	1.6	0.6	0.6
GER4 – GER3	0.0	1.3	1.1	1.5	0.5	0.7	0.9	1.0	0.4	0.4	1.3	1.1	2.1	0.5	0.7	0.9	1.0	0.4	0.4
GER3 – GER2	0.0	0.2	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.4	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1
GER2 – GER1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

TABELA A - 9 – TORQUES DO CONJUNTO GERADOR-TURBINA – BLOCO 1 – REDE COMPLETA – RELIGAMENTO TRIPOLAR EM 7s – TURBINAS A GÁS TG 11/12 – P.U.

Religamento Tripolar – Tempo morto: 7 s – BLOCO 1																				
Tempo entre os disjuntores: 500 ms																				
Torque entre massas	Torque (pu)																			
	Valor inicial	COM Sucesso										SEM Sucesso								
		D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30	D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30	
Torque base (MN.m)	0.282																			
TG 11/12																				
M1 – M2	0.6	3.2	3.2	3.5	1.6	2.1	2.5	2.8	1.5	1.4	3.2	3.2	3.5	1.6	2.1	2.5	2.8	1.5	1.4	
M2 – M3	1.0	3.3	3.3	3.5	2.1	2.4	2.6	2.9	1.8	1.8	3.3	3.3	3.5	2.1	2.4	2.6	2.9	1.8	1.8	
M3 – M4	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	
M4 – M5	0.0	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	
M5 – M6	0.0	0.2	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	
M6 – M7	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
M7 – M8	0.0	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
M8 – M9	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	
M9 – M10	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	
M10 – M11	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
M11 – M12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

TABELA A - 10 – TORQUES DO CONJUNTO GERADOR-TURBINA – BLOCO 1 – REDE COMPLETA – RELIGAMENTO TRIPOLAR EM 7s – TURBINA A VAPOR TV 18 – P.U.

Religamento Tripolar – Tempo morto: 7 s – BLOCO 1																			
Tempo entre os disjuntores: 500 ms																			
Torque entre massas	Torque (pu)																		
	Valor inicial	COM Sucesso									SEM Sucesso								
		D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30	D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30
Torque base (MN.m)	0.454																		
<b>TV 18</b>																			
TURBB – TURBA	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
TURBA – IS	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
IS – GER7	0.6	0.7	0.8	0.7	0.6	0.7	0.7	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.7	0.6	0.7	0.7	0.6	0.6	0.7
GER7 – GER6	1.0	1.5	1.3	1.3	1.1	1.2	1.2	1.1	1.1	1.2	1.5	1.3	1.3	1.1	1.2	1.2	1.1	1.1	1.2
GER6 – GER5	1.0	1.6	1.4	1.4	1.1	1.2	1.3	1.2	1.1	1.2	1.6	1.4	1.4	1.1	1.2	1.3	1.2	1.1	1.2
GER5 – GER4	0.0	2.0	2.0	2.2	0.7	1.1	1.5	1.6	0.6	0.6	2.0	2.0	2.2	0.7	1.1	1.5	1.6	0.6	0.6
GER4 – GER3	0.0	1.3	1.1	1.5	0.5	0.7	0.9	1.0	0.4	0.4	1.4	1.2	1.6	0.5	0.7	0.9	1.0	0.4	0.4
GER3 – GER2	0.0	0.2	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1
GER2 – GER1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

TABELA A - 11 – TORQUES DO CONJUNTO GERADOR-TURBINA – BLOCO 2/3 – REDE COMPLETA – RELIGAMENTO TRIPOLAR EM 500ms – TURBINAS A GÁS TG 21/22/31/32 – P.U.

Religamento Tripolar – Tempo morto: 500 ms – BLOCO 2/3																				
Tempo entre os disjuntores: 500 ms																				
Torque entre massas	Torque (pu)																			
	Valor inicial	COM Sucesso										SEM Sucesso								
		D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30	D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30	
Torque base (MN.m)	0.282																			
TG 21/22/31/32																				
M1 – M2	0.6	3.4	3.4	3.7	1.7	2.2	2.7	3.0	1.6	1.6	3.5	3.5	3.7	1.7	2.2	2.7	3.2	1.6	1.6	
M2 – M3	1.0	3.6	3.5	3.6	2.2	2.5	2.8	3.1	1.9	1.9	3.7	3.8	4.0	2.2	2.5	2.8	3.3	1.9	2.0	
M3 – M4	0.0	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	
M4 – M5	0.0	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	
M5 – M6	0.0	0.2	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
M6 – M7	0.0	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
M7 – M8	0.0	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
M8 – M9	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	
M9 – M10	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	
M10 – M11	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
M11 – M12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

TABELA A - 12 – TORQUES DO CONJUNTO GERADOR-TURBINA – BLOCO 2/3 – REDE COMPLETA – RELIGAMENTO TRIPOLAR EM 500ms – TURBINA A VAPOR TV 28/38 – P.U.

Religamento Tripolar – Tempo morto: 500 ms – BLOCO 2/3																				
Tempo entre os disjuntores: 500 ms																				
Torque entre massas	Torque (pu)																			
	Valor inicial	COM Sucesso										SEM Sucesso								
		D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30	D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30	
Torque base (MN.m)	0.315																			
TV 28/38																				
TURBB – TURBA	0.2	1.0	0.6	0.7	0.4	0.4	0.5	0.4	0.5	0.5	1.0	0.8	0.8	0.3	0.4	0.5	0.4	0.5	0.5	
TURBA – IS	0.4	1.2	0.7	0.8	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	1.1	0.8	0.8	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	
IS – GER7	0.6	1.3	0.9	1.0	0.8	0.7	0.8	0.8	0.8	0.9	1.2	0.9	1.0	0.8	0.7	0.8	0.8	0.8	0.9	
GER7 – GER6	1.0	1.8	1.4	1.4	1.3	1.1	1.2	1.2	1.2	1.3	1.9	1.4	1.5	1.3	1.1	1.2	1.2	1.2	1.3	
GER6 – GER5	1.0	2.3	1.9	1.7	2.0	1.5	1.4	1.6	1.3	1.3	2.5	2.1	2.0	2.1	1.5	1.5	1.6	1.3	1.3	
GER5 – GER4	1.0	2.2	2.2	2.4	1.6	1.6	1.9	1.9	1.4	1.4	2.3	2.3	2.4	1.7	1.7	2.0	2.0	1.4	1.4	
GER4 – GER3	0.0	0.6	0.6	0.9	1.7	0.8	0.5	0.5	0.2	0.2	0.8	0.6	1.3	1.7	0.8	0.6	0.5	0.2	0.3	
GER3 – GER2	0.0	0.2	0.2	0.3	0.5	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.4	0.5	0.3	0.3	0.2	0.1	0.2	
GER2 – GER1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.2	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	

TABELA A - 13 – TORQUES DO CONJUNTO GERADOR-TURBINA – BLOCO 2/3 – REDE COMPLETA – RELIGAMENTO TRIPOLAR EM 7s – TURBINAS A GÁS TG 21/22/31/32 – P.U.

Religamento Tripolar – Tempo morto: 7 s – BLOCO 2/3																			
Tempo entre os disjuntores: 500 ms																			
Torque entre massas	Torque (pu)																		
	Valor inicial	COM Sucesso									SEM Sucesso								
		D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30	D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30
Torque base (MN.m)	0.282																		
TG 21/22/31/32																			
M1 – M2	0.6	3.4	3.4	3.7	1.7	2.2	2.7	3.0	1.6	1.6	3.4	3.4	3.7	1.7	2.2	2.7	3.0	1.6	1.6
M2 – M3	1.0	3.6	3.5	3.6	2.1	2.5	2.8	3.1	1.9	1.9	3.6	3.5	3.6	2.1	2.5	2.8	3.1	1.9	1.9
M3 – M4	0.0	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1
M4 – M5	0.0	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1
M5 – M6	0.0	0.2	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1
M6 – M7	0.0	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
M7 – M8	0.0	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
M8 – M9	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0
M9 – M10	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0
M10 – M11	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
M11 – M12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

TABELA A - 14 – TORQUES DO CONJUNTO GERADOR-TURBINA – BLOCO 2/3 – REDE COMPLETA – RELIGAMENTO TRIPOLAR EM 7s – TURBINA A VAPOR TV 28/38 – P.U.

Religamento Tripolar – Tempo morto: 7 s – BLOCO 2/3																			
Tempo entre os disjuntores: 500 ms																			
Torque entre massas	Torque (pu)																		
	Valor inicial	COM Sucesso									SEM Sucesso								
		D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30	D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30
Torque base (MN.m)	0.315																		
<b>TV 28/38</b>																			
TURBB – TURBA	0.2	0.9	0.6	0.7	0.4	0.4	0.5	0.4	0.5	0.5	0.9	0.6	0.7	0.2	0.4	0.5	0.4	0.5	0.5
TURBA – IS	0.4	1.0	0.7	0.8	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	1.0	0.7	0.8	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7
IS – GER7	0.6	1.2	0.9	0.9	0.8	0.7	0.8	0.8	0.8	0.9	1.2	0.9	0.9	0.8	0.7	0.8	0.9	0.8	0.9
GER7 – GER6	1.0	1.8	1.4	1.3	1.3	1.1	1.2	1.2	1.1	1.3	1.8	1.4	1.3	1.3	1.1	1.2	1.2	1.2	1.3
GER6 – GER5	1.0	2.3	1.9	1.6	2.0	1.5	1.4	1.6	1.3	1.3	2.4	2.0	1.6	2.0	1.5	1.4	1.6	1.3	1.3
GER5 – GER4	1.0	2.2	2.2	2.4	1.5	1.6	1.9	1.9	1.4	1.4	2.2	2.2	2.4	1.7	1.6	1.9	2.0	1.4	1.5
GER4 – GER3	0.0	0.6	0.6	0.3	1.6	0.8	0.4	0.4	0.2	0.2	0.8	0.7	0.9	1.6	0.8	0.5	0.6	0.2	0.3
GER3 – GER2	0.0	0.2	0.2	0.3	0.4	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3	0.5	0.3	0.3	0.2	0.1	0.2
GER2 – GER1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0

TABELA A - 15 – TORQUES DO CONJUNTO GERADOR-TURBINA – TG 11 – REDE COMPLETA – RELIGAMENTO TRIPOLAR EM 500ms – P.U.

Religamento Tripolar – Tempo morto: 500 ms – TG 11																				
Tempo entre os disjuntores: 500 ms																				
Torque entre massas	Torque (pu)																			
	Valor inicial	COM Sucesso										SEM Sucesso								
		D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30	D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30	
Torque base (MN.m)	0.289																			
<b>TG 11</b>																				
M1 – M2	0.6	3.7	3.7	4.0	1.8	2.4	3.1	3.3	1.8	1.7	3.7	3.8	4.0	1.8	2.4	3.1	3.5	1.8	1.7	
M2 – M3	1.0	3.9	3.7	3.9	2.3	2.6	3.0	3.5	2.0	2.0	3.9	4.0	4.2	2.3	2.8	3.0	3.6	2.0	2.1	
M3 – M4	0.0	0.3	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.3	0.1	0.2	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	
M4 – M5	0.0	0.3	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.1	0.2	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
M5 – M6	0.0	0.3	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.1	0.2	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
M6 – M7	0.0	0.3	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
M7 – M8	0.0	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
M8 – M9	0.0	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
M9 – M10	0.0	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	
M10 – M11	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
M11 – M12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

TABELA A - 16 – TORQUES DO CONJUNTO GERADOR-TURBINA – TG 11 – REDE COMPLETA – RELIGAMENTO TRIPOLAR EM 7s – P.U.

Religamento Tripolar – Tempo morto: 7 s – TG 11																				
Tempo entre os disjuntores: 500 ms																				
Torque entre massas	Torque (pu)																			
	Valor inicial	COM Sucesso										SEM Sucesso								
		D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30	D04	D06	D08	D08A	D12	D14	D16	D22	D30	
Torque base (MN.m)	0.289																			
TG 11																				
M1 – M2	0.6	3.7	3.7	4.0	1.8	2.4	3.1	3.3	1.8	1.7	3.7	3.7	4.0	1.8	2.4	3.1	3.3	1.8	1.7	
M2 – M3	1.0	3.9	3.7	3.9	2.3	2.6	3.0	3.5	2.0	2.0	3.9	3.7	3.9	2.3	2.6	3.0	3.5	2.0	2.0	
M3 – M4	0.0	0.3	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.3	0.1	0.2	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	
M4 – M5	0.0	0.3	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.3	0.1	0.2	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	
M5 – M6	0.0	0.3	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.1	0.2	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
M6 – M7	0.0	0.3	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
M7 – M8	0.0	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
M8 – M9	0.0	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
M9 – M10	0.0	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	
M10 – M11	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
M11 – M12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

**Rede Completa  
Religamento Tripolar Com Sucesso em 7s  
Retardo entre os disjuntores de 500ms  
TG 11 em operação**

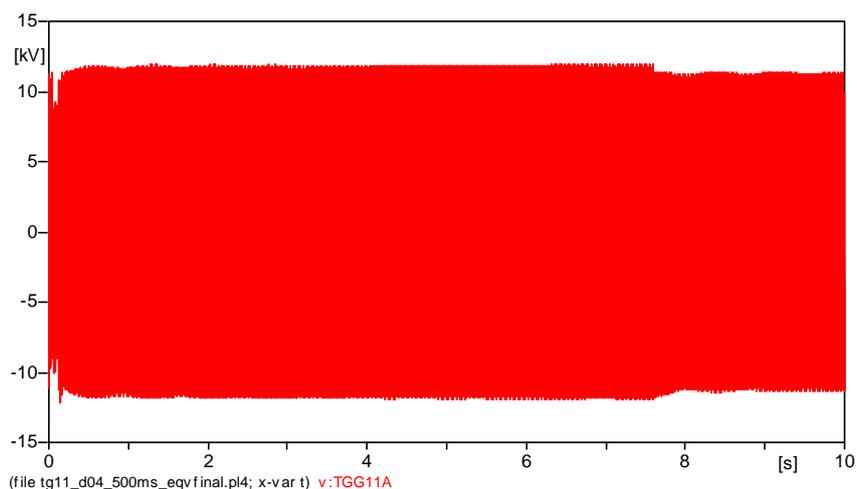


Figura A - 12 – Tensão fase-terra, fase a, nos terminais do gerador TG11 para CC1F em São José 500 kV e AB3F e REL3F C/SUCESSO da LT 500 kV São José – Adrianópolis, para a situação de se encontrar somente TG11 em operação.

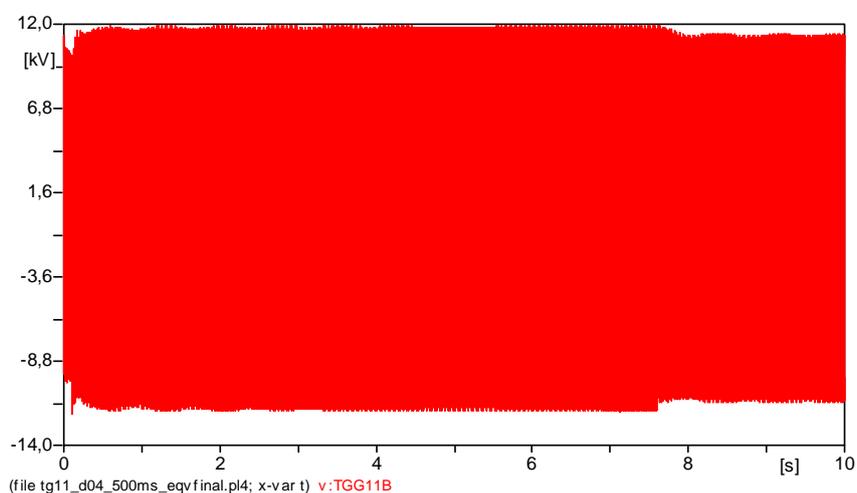


Figura A - 13 – Tensão fase-terra, fase b, nos terminais do gerador TG11 para CC1F em São José 500 kV e AB3F e REL3F C/SUCESSO da LT 500 kV São José – Adrianópolis, para a situação de se encontrar somente TG11 em operação.

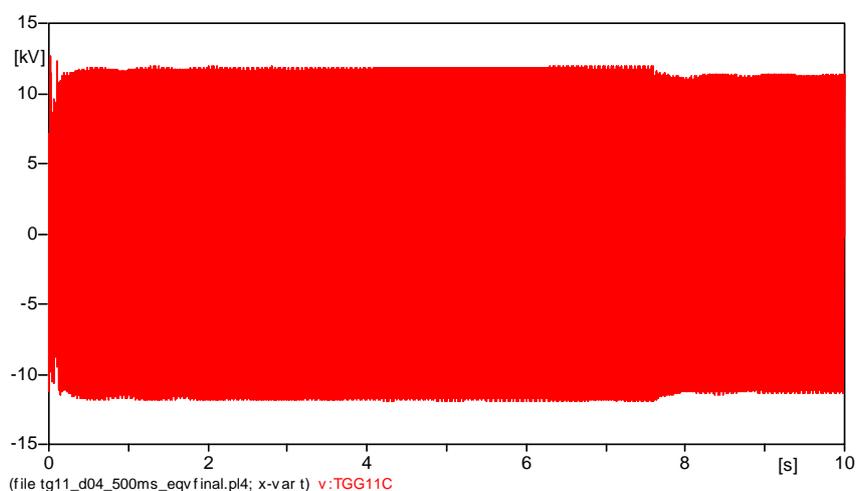


Figura A - 14 – Tensão fase-terra, fase c, nos terminais do gerador TG11 para CC1F em São José 500 kV e AB3F e REL3F C/SUCESSO da LT 500 kV São José – Adrianópolis, para a situação de se encontrar somente TG11 em operação.

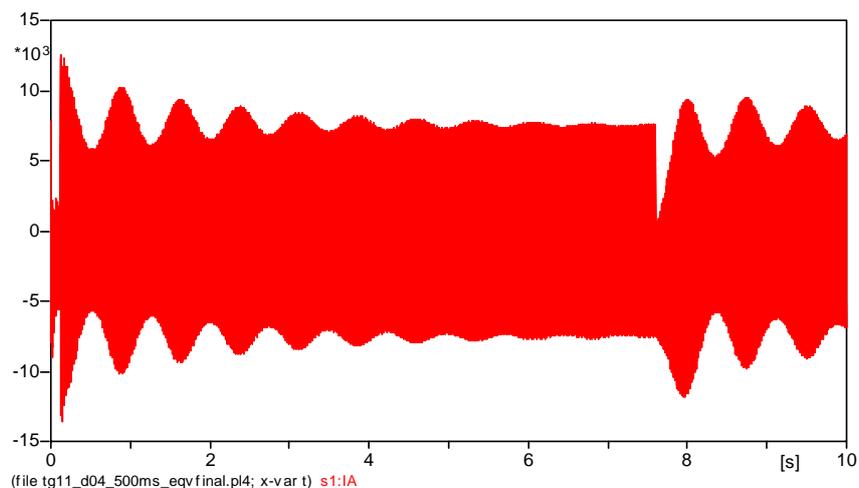


Figura A - 15 – Corrente na fase a, nos terminais do gerador TG11 para CC1F em São José 500 kV e AB3F e REL3F C/SUCESSO da LT 500 kV São José – Adrianópolis, para a situação de se encontrar somente TG11 em operação.

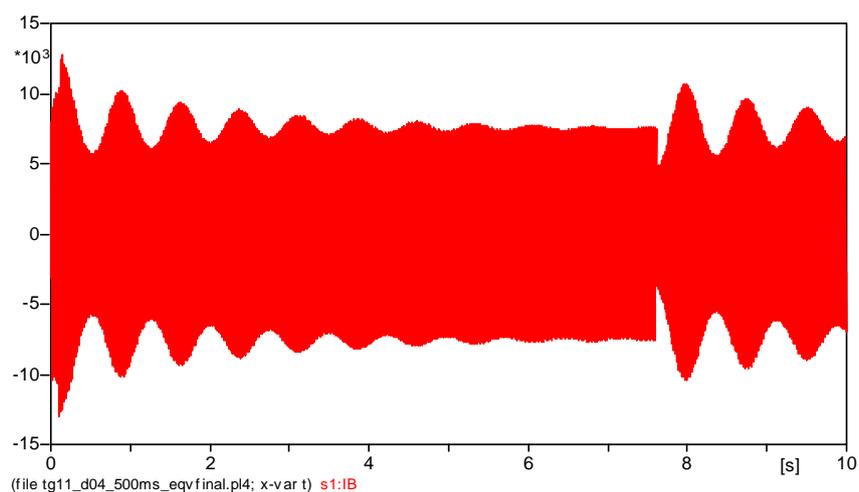


Figura A - 16 – Corrente na fase b, nos terminais do gerador TG11 para CC1F em São José 500 kV e AB3F e REL3F C/SUCESSO da LT 500 kV São José – Adrianópolis, para a situação de se encontrar somente TG11 em operação.

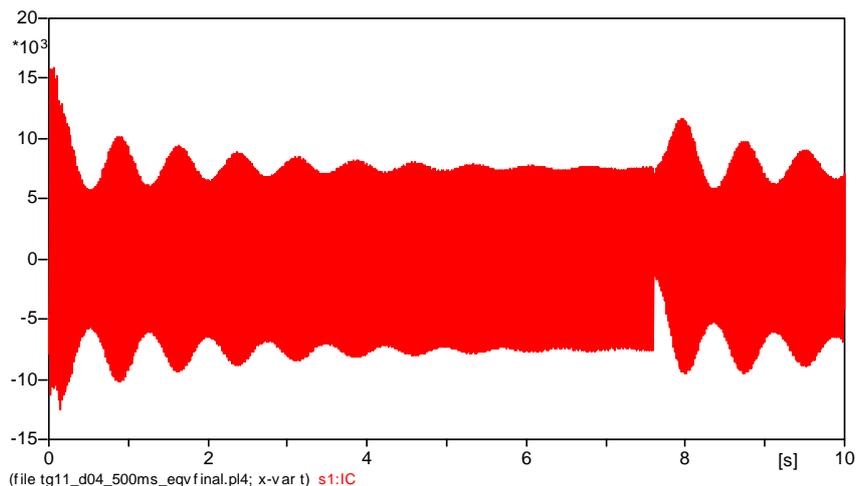


Figura A - 17 – Corrente na fase c, nos terminais do gerador TG11 para CC1F em São José 500 kV e AB3F e REL3F C/SUCESSO da LT 500 kV São José – Adrianópolis, para a situação de se encontrar somente TG11 em operação.

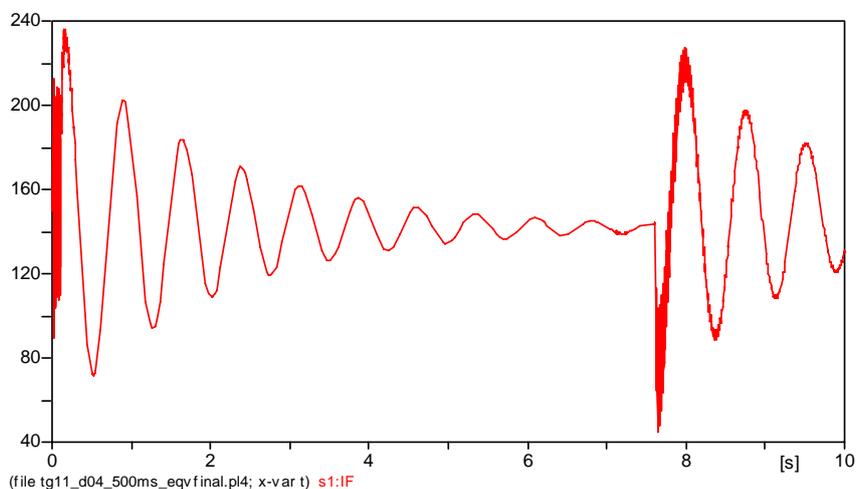


Figura A - 18 – Corrente de excitação do gerador TG11 para CC1F em São José 500 kV e AB3F e REL3F C/SUCESSO da LT 500 kV São José – Adrianópolis, para a situação de se encontrar somente TG11 em operação.

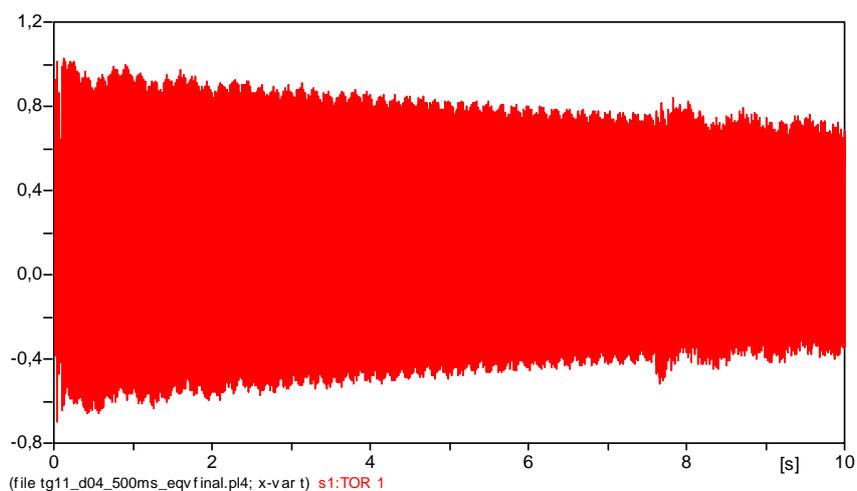


Figura A - 19 – Torque entre M1 e M2 (MN.m) do gerador TG11 para CC1F em São José 500 kV e AB3F e REL3F C/SUCESSO da LT 500 kV São José – Adrianópolis, para a situação de se encontrar somente TG11 em operação.

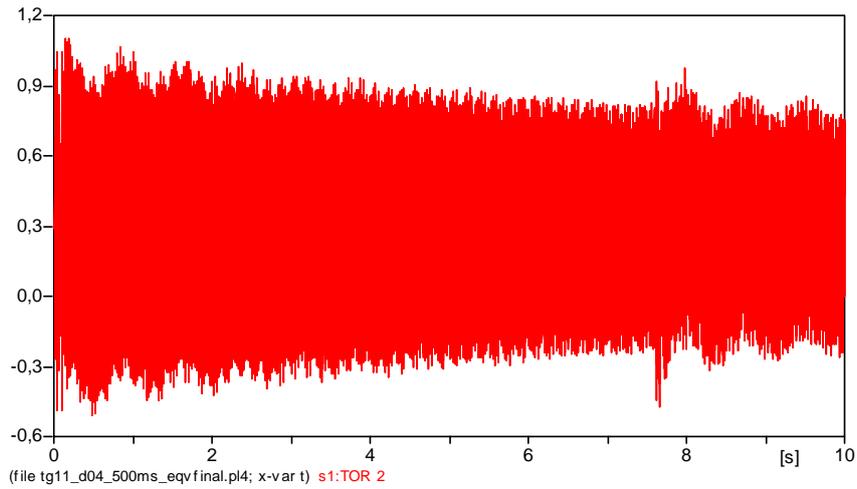


Figura A - 20 – Torque entre M2 e M3 (MN.m) do gerador TG11 para CC1F em São José 500 kV e AB3F e REL3F C/SUCESSO da LT 500 kV São José – Adrianópolis, para a situação de se encontrar somente TG11 em operação.

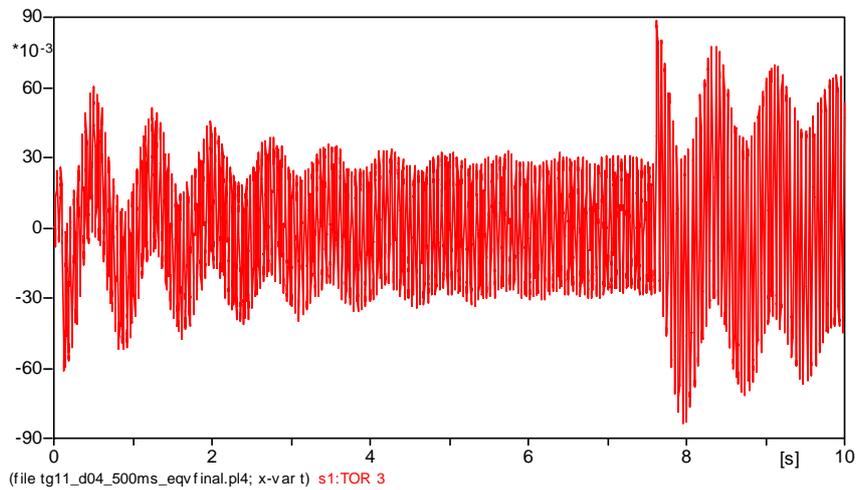


Figura A - 21 – Torque entre M3 e M4 (MN.m) do gerador TG11 para CC1F em São José 500 kV e AB3F e REL3F C/SUCESSO da LT 500 kV São José – Adrianópolis, para a situação de se encontrar somente TG11 em operação.

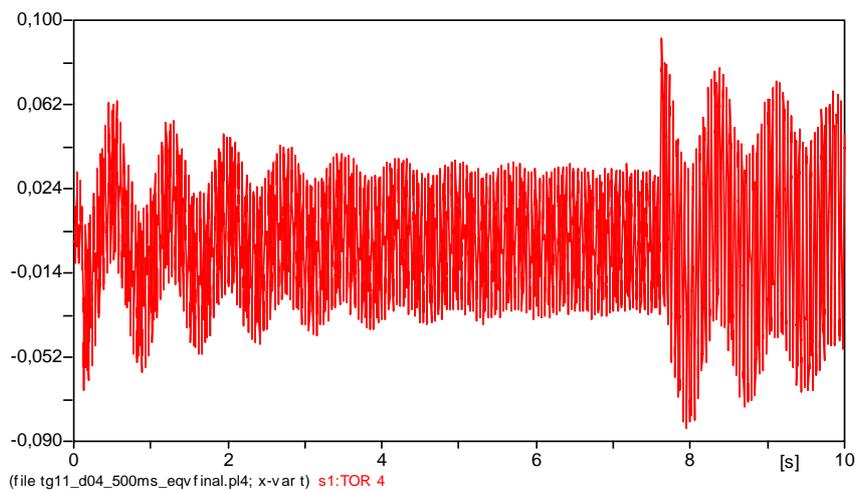


Figura A - 22 – Torque entre M4 e M5 (MN.m) do gerador TG11 para CC1F em São José 500 kV e AB3F e REL3F C/SUCESSO da LT 500 kV São José – Adrianópolis, para a situação de se encontrar somente TG11 em operação.

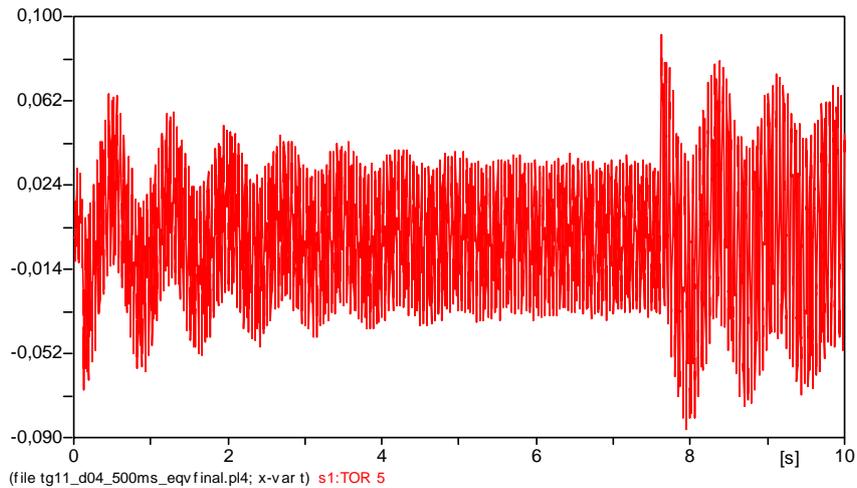


Figura A - 23 – Torque entre M5 e M6 (MN.m) do gerador TG11 para CC1F em São José 500 kV e AB3F e REL3F C/SUCESSO da LT 500 kV São José – Adrianópolis, para a situação de se encontrar somente TG11 em operação.

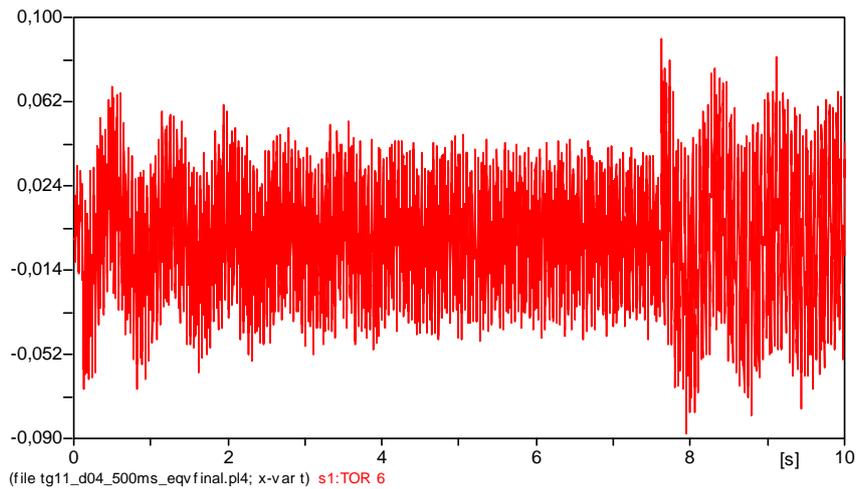


Figura A - 24 – Torque entre M6 e M7 (MN.m) do gerador TG11 para CC1F em São José 500 kV e AB3F e REL3F C/SUCESSO da LT 500 kV São José – Adrianópolis, para a situação de se encontrar somente TG11 em operação.

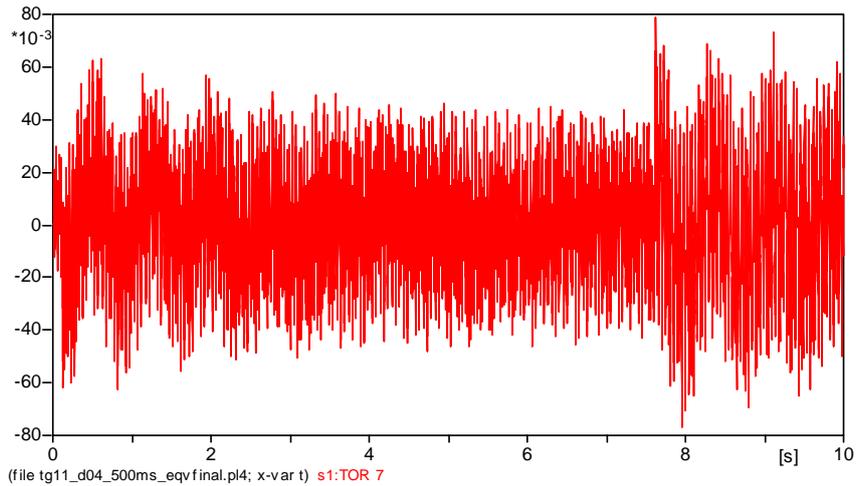


Figura A - 25 – Torque entre M7 e M8 (MN.m) do gerador TG11 para CC1F em São José 500 kV e AB3F e REL3F C/SUCESSO da LT 500 kV São José – Adrianópolis, para a situação de se encontrar somente TG11 em operação.

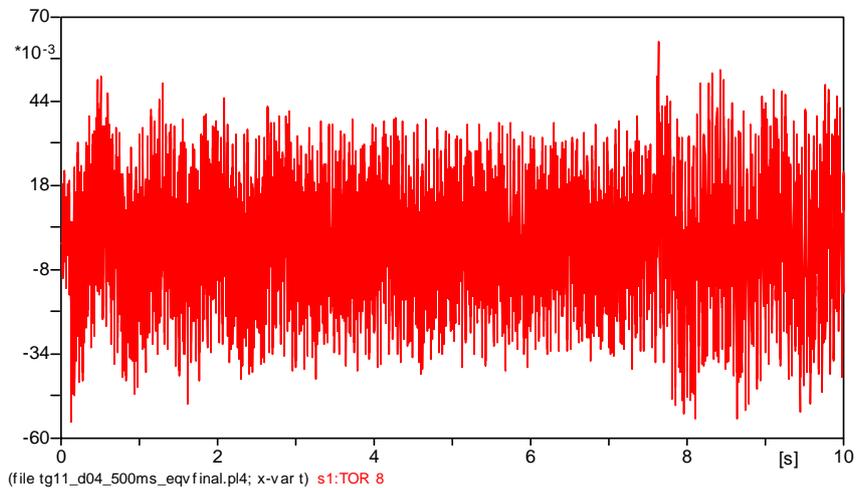


Figura A - 26 – Torque entre M8 e M9 (MN.m) do gerador TG11 para CC1F em São José 500 kV e AB3F e REL3F C/SUCESSO da LT 500 kV São José – Adrianópolis, para a situação de se encontrar somente TG11 em operação.

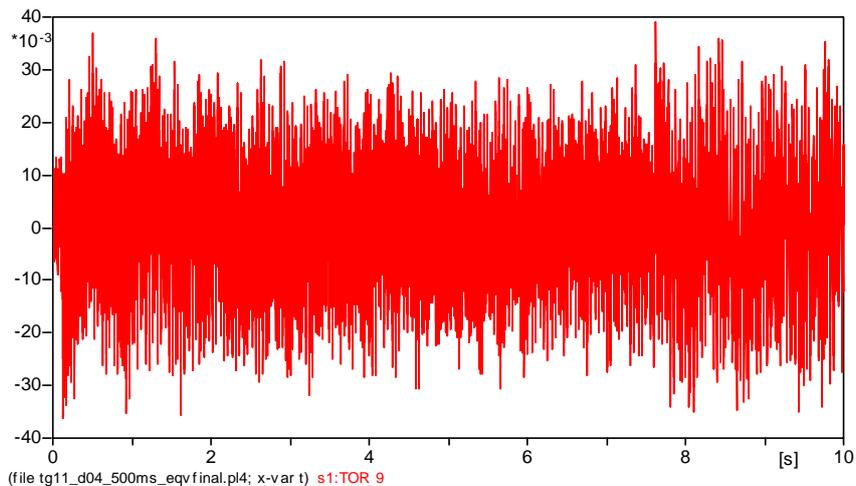


Figura A - 27 – Torque entre M9 e M10 (MN.m) do gerador TG11 para CC1F em São José 500 kV e AB3F e REL3F C/SUCESSO da LT 500 kV São José – Adrianópolis, para a situação de se encontrar somente TG11 em operação.

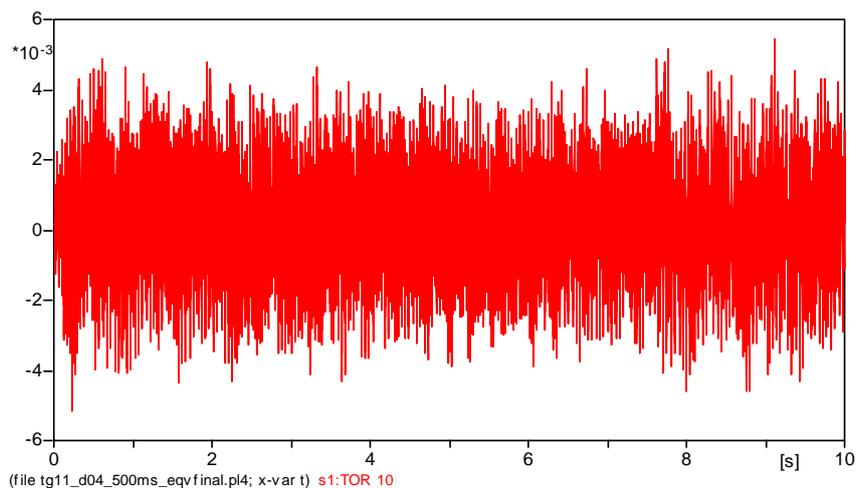


Figura A - 28 – Torque entre M10 e M11 (MN.m) do gerador TG11 para CC1F em São José 500 kV e AB3F e REL3F C/SUCESSO da LT 500 kV São José – Adrianópolis, para a situação de se encontrar somente TG11 em operação.

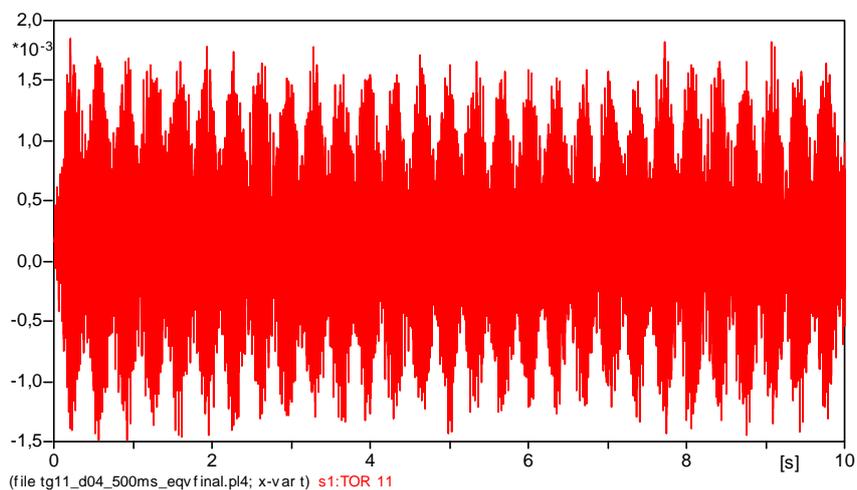


Figura A - 29 – Torque entre M11 e M12 (MN.m) do gerador TG11 para CC1F em São José 500 kV e AB3F e REL3F C/SUCESSO da LT 500 kV São José – Adrianópolis, para a situação de se encontrar somente TG11 em operação.