

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

AVALIAÇÃO DINÂMICA DA INTERLIGAÇÃO TUCURUÍ-MANAUS-MACAPÁ
FRENTE A PEQUENAS E GRANDES PERTURBAÇÕES

DIONE JOSE ABREU VIEIRA

DM 17/2013

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DIONE JOSE ABREU VIEIRA

AVALIAÇÃO DINÂMICA DA INTERLIGAÇÃO TUCURUÍ-MANAUS-MACAPÁ
FRENTE A PEQUENAS E GRANDES PERTURBAÇÕES

DM 17/2013

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DIONE JOSE ABREU VIEIRA

AVALIAÇÃO DINÂMICA DA INTERLIGAÇÃO TUCURUÍ-MANAUS-MACAPÁ
FRENTE A PEQUENAS E GRANDES PERTURBAÇÕES

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia elétrica, PPGEE, da Universidade Federal do Pará, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

AVALIAÇÃO DINÂMICA DA INTERLIGAÇÃO TUCURUÍ-MANAUS-MACAPÁ
FRENTE A PEQUENAS E GRANDES PERTURBAÇÕES

AUTOR: DIONE JOSE ABREU VIEIRA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À AVALIAÇÃO DA BANCA EXAMINADORA E PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

AVALIADA EM 11/07/2013

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Marcus Vinicius Alves Nunes
(Orientador – UFPA)

Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra
(Co-orientador – UFPA)

Profª. Dra. Carolina de Mattos Affonso
(Membro – PPGEE/ITEC/UFPA)

Prof. Dr. André Cavalcante do Nascimento
(Membro – IFPA)

VISTO:

Prof. Dr. Evaldo Pelaez
(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

Este trabalho é dedicado à minha família:
Ao meu finado Pai, Deogracia Vieira, à
minha esposa, Milla, à minha mãe, Socorro,
aos meus irmãos, João Paulo e Daiana, e ao
meu sobrinho, Jenner.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pelo dom da vida, por estar sempre ao meu lado, iluminando e guiando o meu caminho.

Agradeço a minha família, o meu alicerce. A minha esposa, Milla, pelo carinho, amor, companheirismo e incentivo demonstrado a todo instante. A minha mãe, Maria do Socorro, que me apoiou nos momentos difíceis com amor, força e confiança. Ao meu irmão, João Paulo, pelo companheirismo, incentivo e por acreditar no meu potencial em todos os momentos. A minha irmã, Daiana, pelo carinho e incentivo, ensinando-me a persistir nos meus objetivos e ajudando a alcançá-los. Ao meu sobrinho, Jenner Patrick Jr, pelos momentos de descontração vividos a cada dia.

Aos professores, Marcus Vinicius e Ubiratan, com quem tive o privilégio de conviver esses anos, agradeço a orientação, incentivo e contribuições técnicas. Faço uma ressalva em especial ao Professor Marcus Vinicius pela oportunidade e amizade adquirida ao longo dos anos.

Agradeço ao grupo CEAMAZON por todo o apoio e suporte técnico.

Enfim a todos que contribuíram para o sucesso deste trabalho. Muito obrigado!

“Se eu vi mais longe foi por estar de pé sobre ombros de gigantes.”

Isaac Newton

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA	V
AGRADECIMENTOS	VI
EPIGRAFE	VII
LISTA DE FIGURAS	XI
LISTA DE TABELAS	XV
RESUMO	XVI
ABSTRACT	XVII
1. INTRODUÇÃO	01
1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	01
1.2. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	02
2. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	04
2.1. INTRODUÇÃO.....	04
2.2. HISTÓRICO.....	04
2.3. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS).....	06
2.3.1. PROCEDIMENTOS DE REDE.....	07
2.3.2. ESTUDOS DE PLANEJAMENTO.....	07
2.3.2.1. AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA.....	07
2.3.2.2. AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES FUTURAS DA OPERAÇÃO.....	08
2.3.2.3. AVALIAÇÃO DE CURTO PRAZO DA OPERAÇÃO.....	09
2.3.3. DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS.....	10
2.3.3.1. ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA.....	10
2.3.3.2. ESTUDOS DE ESTABILIDADE.....	11
2.4. O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN).....	12
2.4.1 A INTEGRAÇÃO DOS SISTEMAS MANAUS E MACAPÁ.....	15

2.5.	CONCLUSÕES.....	16
3.	ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.....	17
3.1.	INTRODUÇÃO.....	17
3.2.	HISTÓRICO.....	17
3.3.	DEFINIÇÃO.....	18
3.4.	CLASSIFICAÇÃO.....	19
3.4.1.	ESTABILIDADE ANGULAR.....	20
3.4.1.1.	ESTABILIDADE TRANSITÓRIA.....	21
3.4.1.2.	ESTABILIDADE A PEQUENAS PERTURBAÇÕES.....	22
3.5.	AUTOVALORES E AUTOVETORES.....	24
3.6.	EQUAÇÕES DE ESTADOS.....	26
3.7.	MODELO LINEARIZADO DE UM SISTEMA DE POTÊNCIA.....	28
3.8.	MODO SHAPE.....	32
3.9.	CONTROLABILIDADE E OBSERVABILIDADE.....	33
3.10.	RESÍDUOS DA FUNÇÃO DE TRANSFERÊNCIA.....	34
3.11.	FATOR DE PARTICIPAÇÃO.....	36
3.12.	ESTABILIZADOR DE SISTEMA DE POTÊNCIA.....	37
3.13.	DIAGRAMA DE NYQUIST.....	42
3.14.	CONCLUSÕES.....	42
4.	PROJETO DE ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTÊNCIA....	43
4.1.	INTRODUÇÃO.....	43
4.2.	PROJETO DE ESTABILIZADORES.....	43
4.3.	CRITÉRIO DE NYQUIST.....	44
4.3.1.	PROJETO POR DIAGRAMA DE NYQUIST CONVENCIONAL.....	45
4.4.	PROJETO ESP EM SMI.....	46

4.4.1	ANÁLISE FRENTE A PEQUENAS PERTURBAÇÕES.....	46
4.4.2.	ANÁLISE FRENTE A GRANDES PERTURBAÇÕES.....	49
4.5.	CONCLUSÕES.....	50
5. ANÁLISES E RESULTADOS.....		51
5.1.	INTRODUÇÃO.....	51
5.2.	ANÁLISE DA INTERLIGAÇÃO TUCURUI-MANAUS-MACAPÁ...51	
5.2.1.	CENÁRIOS ANALISADOS.....	52
5.2.2.	ANÁLISE FRENTE A PEQUENAS PERTURBAÇÕES.....	52
5.2.3.	ANÁLISE FRENTE A GRANDES PERTURBAÇÕES.....	66
5.2.3.1.	CASO 1 – CENÁRIO DE CARGA PESADA.....	66
5.2.3.2.	CASO 2 – CENÁRIO DE CARGA MÉDIA.....	72
5.2.3.3.	CASO 3 – CENÁRIO DE CARGA LEVE.....	78
5.3.	CONCLUSÕES.....	84
6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....		85
6.1.	CONCLUSÃO.....	85
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....		87
ANEXO 1.....		89

LISTA DE FIGURAS

Capítulo 2

Figura 2.1 – Principais instituições do atual modelo setorial.....	05
Figura 2.2 – Mapa do Sistema Interligado Nacional – Horizonte 2013.....	13
Figura 2.3 – Mapa dos Sistemas Elétricos Isolados.....	14
Figura 2.4 – Diagrama eletrogeográfico da Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus.....	15

Capítulo 3

Figura 3.1 – Classificação da estabilidade em sistemas elétricos de potência.....	19
Figura 3.2 – Resposta do ângulo do rotor no tempo frente a um distúrbio transitório....	21
Figura 3.3 – Sistema instável aperiódico.....	22
Figura 3.4 – Sistema instável oscilatório.....	22
Figura 3.5 – Sistema estável.....	23
Figura 3.6 – Sistema Máquina barramento infinito – Modelo de Heffron-Phillips.....	38
Figura 3.7 – Componentes de um estabilizador de sistema de potência.....	40
Figura 3.8 – Modelo de um sistema de excitação.....	40
Figura 3.9 – Diagrama de Nyquist.....	42

Capítulo 4

Figura 4.1 – Realimentação dinâmica de saída.....	43
Figura 4.2 – Planta com realimentação negativa.....	44
Figura 4.3 – Diagrama unifilar do sistema máquina-barramento infinita.....	46
Figura 4.4 – Análise Modal do SMBI.....	47
Figura 4.5 – Diagrama de Nyquist da função de transferência $\Delta\omega / \Delta V_{ref}$ do SMBI.....	48
Figura 4.6 – Diagrama de blocos do ESP do SMBI.....	48
Figura 4.7 – ângulo do gerador em relação ao centro de massa.....	49

Figura 4.8 – ângulo do gerador em relação ao centro de massa.....50

Capítulo 5

Figura 5.1 – Mapa do sistema interligado nacional com as interligações Tucuruí-Macapá-Manaus.....51

Figura 5.2 – Análise Modal - caso 1 (Caso Base).....53

Figura 5.3 – Modo Shape de veloc. do rotor dos geradores do sistema em estudo.....54

Figura 5.4 – Fator de participação do modo eletromecânico instável.....55

Figura 5.5 – Resíduos da função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ da UTE de Mauá.....55

Figura 5.6 – Diagrama de Nyquist da f. de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ da UTE Mauá.....56

Figura 5.7 – Diagrama de blocos do ESP da UTE de Mauá.....56

Figura 5.8 – Velocidade angular do rotor do gerador da UTE de Mauá.....57

Figura 5.9 – Modo Shape de velocidade do rotor dos geradores de Coaraci Nunes.....57

Figura 5.10 – Fator de participação do modo eletromecânico.....58

Figura 5.11 – Diagrama de Nyquist da f. de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ UHE C.Nunes1.....58

Figura 5.12 – Diagrama de blocos do ESP da UHE de Coaraci Nunes1.....59

Figura 5.13 – Velocidade angular do rotor do gerador da UHE de Coaraci Nunes1.....59

Figura 5.14 – Modo Shape de velocidade do rotor dos geradores de Balbina.....60

Figura 5.15 – Fator de participação do modo eletromecânico.....60

Figura 5.16 – Resíduos da f. de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ da UHE de Balbina.....61

Figura 5.17 – Diagrama de Nyquist da f. de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ UHE Balbina.....62

Figura 5.18 – Diagrama de blocos do ESP da UHE de Balbina.....62

Figura 5.19 – Velocidade angular do rotor do gerador da UHE de Balbina.....62

Figura 5.20 – Modo Shape de velocidade do rotor dos geradores de Aparecida.....63

Figura 5.21 – Fator de participação do modo eletromecânico.....63

Figura 5.22 – Resíduos da função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ da UTE de Aparecida.....64

Figura 5.23 – Diagrama de Nyquist da f. de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ de Aparecida.....65

Figura 5.24 – Diagrama de blocos do ESP da usina de Aparecida.....	65
Figura 5.25 – Velocidade angular do rotor do gerador da UTE de Aparecida.....	65
Figura 5.26 – Ângulo relativo dos geradores síncronos do subsistema norte do SIN em relação à referência sem ESP.....	67
Figura 5.27 – Ângulo relativo dos geradores síncronos do subsistema norte do SIN em relação à referência com ESP.....	67
Figura 5.28 – Ângulo relativo do gerador da UTE de Mauá em relação à referência.....	68
Figura 5.29 – Potência elétrica do gerador da UTE de Mauá.....	68
Figura 5.30 – Ângulo relativo do gerador de C. Nunes 1 em relação à referência.....	69
Figura 5.31 – Potência elétrica do gerador síncrono da UHE de Coaraci Nunes 1.....	69
Figura 5.32 – Tensão nos terminais do gerador síncrono da UHE de C. Nunes 1.....	70
Figura 5.33 – Ângulo relativo do gerador de Balbina em relação à referência.....	70
Figura 5.34 – Potência elétrica do gerador síncrono da UHE de Balbina.....	71
Figura 5.35 – Ângulo relativo do gerador de Aparecida em relação à referência.....	71
Figura 5.36 – Potência elétrica do gerador da UTE de Aparecida.....	72
Figura 5.37 – Ângulo relativo dos geradores síncronos do subsistema norte do SIN em relação à referência sem ESP.....	72
Figura 5.38 – Ângulo relativo dos geradores síncronos do subsistema norte do SIN em relação à referência com ESP.....	73
Figura 5.39 – Ângulo relativo do gerador de Mauá em relação à referência.....	73
Figura 5.40 – Potência elétrica do gerador da UTE de Mauá.....	74
Figura 5.41 – Tensão terminal do gerador da UTE de Mauá.....	74
Figura 5.42 – Ângulo relativo do gerador C. Nunes1 em relação à referência.....	75
Figura 5.43 – Potência elétrica do gerador da UHE de Coaraci Nunes1.....	75
Figura 5.44 – Tensão terminal do gerador da UHE de Coaraci Nunes1.....	76
Figura 5.45 – Ângulo relativo do gerador de Balbina em relação à referência.....	76
Figura 5.46 – Potência elétrica do gerador síncrono da UHE de Balbina.....	77
Figura 5.47 – Ângulo relativo do gerador de Aparecida em relação à referência.....	77
Figura 5.48 – Potência elétrica do gerador de Aparecida.....	78

Figura 5.49 – Tensão terminal do gerador de Aparecida.....	78
Figura 5.50 – Ângulo relativo dos geradores síncronos do subsistema norte do SIN em relação à referência sem ESP.....	79
Figura 5.51 – Ângulo relativo dos geradores síncronos do subsistema norte do SIN em relação à referência com ESP.....	79
Figura 5.52 – Ângulo relativo do gerador de Mauá em relação à referência.....	80
Figura 5.53 – Potência elétrica do gerador da UTE de Mauá.....	80
Figura 5.54 – Ângulo relativo do gerador da UHE de Coaraci Nunes1 em relação à referência.....	81
Figura 5.55 – Potência elétrica do gerador da UHE de Coaraci Nunes1.....	81
Figura 5.56 – Tensão terminal do gerador da UHE de Coaraci Nunes1.....	82
Figura 5.57 – Ângulo relativo do gerador de Balbina em relação à referência.....	82
Figura 5.58 – Potência elétrica do gerador síncrono da UHE de Balbina.....	83
Figura 5.59 – Ângulo relativo do gerador de Aparecida em relação à referência.....	83
Figura 5.60 – Potência elétrica do gerador de Aparecida.....	84
Figura 5.61 – Tensão terminal do gerador de Aparecida.....	84

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Principais Autovalores obtidos do SMBI.....	47
Tabela 5.1 – Condições de operação em regime permanente analisadas.....	52
Tabela 5.2 – Principais Autovalores obtidos.....	53
Tabela 5.3 – Principais Autovalores obtidos.....	66

RESUMO

Esta dissertação apresenta uma avaliação dinâmica da conexão Tucuruí-Manaus-Macapá ao Sistema Interligado Nacional frente a pequenas e grandes perturbações. Todos os dados utilizados foram obtidos da base de dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico. No entanto, os parâmetros dos estabilizadores dos sistemas de potência das usinas de Macapá não estão sintonizados para a interconexão e as usinas de Manaus não apresentam dispositivos suplementares amortecedores. Sendo assim, o objetivo deste trabalho é projetar estabilizadores de sistemas de potência para as usinas hidrelétricas de Coaraci Nunes e Balbina, e também para as usinas térmicas de Mauá e Aparecida, através de técnicas de respostas em frequência baseada no critério de Nyquist. A utilização dos estabilizadores tem como finalidade o amortecimento dos modos eletromecânicos que surgem quando os sistemas isolados do Amapá e do Amazonas passam a ser integrados ao sistema interligado nacional. Os projetos são avaliados em diversos cenários operativos através de simulações no domínio do tempo.

Palavras-chaves: Sistemas de energia, estabilidade transitória, estabilidade a pequenas perturbações, estabilizador de sistemas de potência e técnica de resposta em frequência.

ABSTRACT

This work presents small-signal and transient stability analysis in the Tucuruí-Manaus-Macapá regional system when connected to the Brazilian Interconnected Power System (BIPS). All data used were obtained in the database of the Brazilian National Electric System Operator. Power System Stabilizers (PSS) in Coaraci Nunes and Balbina hydroelectrics power plants, and Maua and Aparecida thermoelectrics power plants are designed utilizing the Nyquist method available in the PacDyn software. The design of the PSS focuses the damping enhancement of the electromechanicals modes, which appears when Tucuruí-Manaus-Macapá's system is connected to the BIPS. The designs are evaluated on various operational scenarios through simulations in the time domain.

Keywords: power systems, transient stability, small-signal stability, power system stabilizer and technical frequency response.

Capítulo 1 – Introdução

1.1 Considerações Iniciais

Ao longo dos últimos anos, tem se tornado evidente os benefícios proporcionados pela interligação de diferentes sistemas elétricos de potência. A interconexão de redes elétricas permite não apenas uma operação mais econômica, devido ao melhor aproveitamento das fontes energéticas, mas também um aumento da confiabilidade e segurança dos sistemas elétricos. No Brasil, em 1963, foi realizada a primeira interligação elétrica pela usina de Furnas, envolvendo os maiores centros urbanos e industriais do país: São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte. Com o surgimento dos sistemas elétricos das demais regiões do país, ocorreram sucessivas interligações interestaduais, culminando, em 1999, com a integração dos subsistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste. Hoje, este sistema é conhecido como Sistema Interligado Nacional (SIN).

O SIN, criado com o objetivo de maximizar o aproveitamento energético do país, é um sistema de produção e transmissão hidrotérmico de grande porte, com predominância hidroelétrica. A sua expansão permitiu que regiões de menor capacidade de geração passassem a receber energia de outras localidades. Entretanto, o Brasil ainda apresenta muitos sistemas elétricos isolados, usualmente atendendo a centros de consumo localizados em regiões remotas ainda não conectadas ao SIN, sendo na maioria dos casos constituídas por gerações térmicas a diesel, que por sua vez é mais custosa e poluente do que outras formas de geração.

Esta realidade dos sistemas isolados é mais presente nos estados da região norte do país, como os estados do Pará, Amazonas, Acre, Rondônia, Roraima e Amapá. De forma a integrar parte da Amazônia ao SIN, foi licitada a concessão para construção e operação das linhas de transmissão e subestações que interligarão as regiões de Manaus, Macapá e da margem esquerda do Rio Amazonas entre as capitais do Amazonas e do Amapá. Esse empreendimento é conhecido como interligação Tucuruí-Manaus-Macapá, prevista para iniciar em operação no ano de 2013. Contudo, embora os estudos energéticos de planejamento realizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) apontem para soluções eficientes da interligação Tucuruí-Manaus-Macapá, o cenário desregulamentado do setor elétrico traz novos desafios para operação interligada, uma vez que estes passam a operar de forma mais estressada, com reduzida margem de estabilidade.

O Sistema Interligado Nacional é frequentemente submetido a distúrbios, sejam estes de pequenas magnitudes, como pequenas variações na carga e na geração, ou de grandes excursões, como perdas de unidades geradoras ou curtos-circuitos. Espera-se, contudo, que o sistema elétrico seja estável, isto é, capaz de suportar distúrbios, pequenos ou grandes, mantendo-se em equilíbrio após a perturbação. No entanto, o aumento dos fluxos de potência nas linhas de transmissão com baixa capacidade de

transferência de energia, o surgimento de novas tecnologias e dispositivos de controle contribuem para o surgimento de modos de oscilação de baixa frequência, que podem conduzir o sistema elétrico à instabilidade. Como os geradores dos sistemas interligados atuais são adotados de reguladores automáticos de tensão com ganho elevado e sistemas de excitação tiristorizados, de ação rápida, favorecem a melhoria da estabilidade transitória, em contrapartida reduzem a margem de estabilidade a pequenas perturbações. A utilização de controladores suplementares denominados como Estabilizadores de Sistemas de Potência (ESP) propiciam o aumento da margem de estabilidade do sistema, sendo uma solução para o amortecimento dos modos de oscilação eletromecânicos.

A interligação Tucuruí-Manaus-Macapá ao SIN apresenta como vantagens o aumento da oferta de energia nas capitais, suprimento de energia às populações a margem esquerda do rio Amazonas, substituição da geração térmica a óleo dos sistemas isolados com diminuição dos impactos ambientais gerados com redução na emissão de gases de efeito estufa e melhoria da qualidade de vida da população. Em contrapartida, resulta no surgimento de modos eletromecânicos de oscilação mal amortecidos, que podem levar o sistema à instabilidade na ocorrência de perturbações.

Dentro desse contexto, esta dissertação apresenta uma avaliação dinâmica da interligação Tucuruí-Manaus-Macapá ao Sistema Interligado Nacional frente a pequenas e grandes perturbações. Todos os dados utilizados neste trabalho foram obtidos na base de dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico. No entanto, os parâmetros dos estabilizadores de sistemas de potência das usinas de Macapá não estão sintonizados para a interconexão e as usinas de Manaus não apresentam dispositivos suplementares amortecedores. Sendo assim, o objetivo deste trabalho é projetar estabilizadores de sistemas de potência para as usinas hidrelétricas de Coaraci Nunes e Balbina, e também para as usinas térmicas de Mauá e Aparecida, através de técnicas de respostas em frequência baseada no critério de Nyquist. A utilização dos estabilizadores tem como finalidade o amortecimento dos modos eletromecânicos que surgem quando os sistemas isolados do Amapá e do Amazonas passam a ser integrados ao sistema interligado nacional. Os projetos são avaliados em diversos cenários operativos através de simulações no domínio do tempo.

1.2 Estrutura da dissertação

Este trabalho está dividido em seis capítulos, incluindo este, descritos a seguir:

No segundo capítulo, é apresentado um breve histórico sobre a atual estrutura do setor elétrico brasileiro, assim como as atribuições das empresas responsáveis pelos estudos de planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional e as diretrizes dos Procedimentos de Rede. São abordados ainda, o Sistema Interligado Nacional e a integração dos sistemas isolados de Manaus e Macapá.

No terceiro capítulo, é apresentada a descrição histórica, definição, conceito e classificação de estabilidade em sistemas elétricos de potência, assim como, a teoria relacionada às técnicas de análise linear e não linear, que serviram de base para os estudos realizados neste trabalho.

No quarto capítulo, é apresentada a metodologia de controle utilizada para o projeto de estabilizadores de sistemas de potência visando o amortecimento das oscilações eletromecânicas.

No quinto capítulo, são apresentados os resultados dos estudos que analisam a viabilidade da interligação Tucuruí-Manaus-Macapá ao sistema interligado nacional frente a pequenas e grandes perturbações. As análises lineares e não lineares são realizadas com o auxílio das ferramentas computacionais PACDYN e ANATEM, respectivamente. São projetados vários controladores estabilizadores de sistemas de potência para proporcionar amortecimento aos modos eletromecânicos pouco amortecidos que surgem devido à interconexão.

No sexto capítulo, são apresentadas as conclusões e recomendações para trabalhos futuros.

No anexo A, são apresentados os diagramas unifilares dos sistemas isolados de Manaus e Macapá.

Capítulo 2 – O Setor Elétrico Brasileiro

2.1 Introdução

Este capítulo apresenta um histórico sobre a atual estrutura do setor elétrico brasileiro, com uma exposição sobre as atribuições das empresas responsáveis pelos estudos de planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional e as diretrizes dos Procedimentos de Rede, para estabelecer uma base de conhecimentos que serão aplicadas nas análises a serem realizadas. São abordados ainda, o Sistema Interligado Nacional e a integração dos sistemas isolados de Manaus e Macapá.

2.2 Histórico

A reformulação da estrutura atual do setor elétrico brasileiro teve início, em 1993, a partir da Lei 8.631, que extinguiu a equalização tarifária vigente, no qual as empresas superavitárias transferiam recursos para as deficitárias, e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, preparando o mercado para a desestatização. Em 1995, foi sancionada a Lei 9.074 que possibilitou a entrada de produtores independentes de energia e criou o conceito de consumidor livre. Em 1996, o Ministério de Minas e Energia criou o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB). Este projeto proporcionou a desverticalização da produção: geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica que se tornaram, então, áreas de negócios independentes. A transmissão e a distribuição continuaram sendo tratadas como serviços públicos regulados, enquanto que a geração e a comercialização foram desreguladas a fim de incentivar a livre concorrência [1].

Ainda em 1996, o Governo Federal, criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com a função de regular as atividades do setor elétrico. Com o objetivo de organizar o mercado e a estrutura da matriz energética brasileira, outras mudanças foram implantadas, com destaque para criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), Sistema de Gerenciamento de Recursos Hídricos em 1997 e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em 1998 [1].

No entanto, foi devido ao racionamento ocorrido em 2001 e 2002, decorrente da diminuição nos níveis de água dos reservatórios das principais hidrelétricas do país, que surgiram uma série de questionamentos sobre os rumos do setor elétrico brasileiro. Ainda em 2002, com o intuito de adequar o modelo em implantação, foi criado o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, resultando em um conjunto de propostas de soluções. Nos anos de 2003 e 2004, foram lançadas as bases de um novo modelo para o setor elétrico, a partir das Leis nº 10.847 e nº 10.848, de 2004. O novo modelo, em termos institucionais, criou a Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), sendo responsável pelo planejamento do setor elétrico em longo prazo, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com a função de avaliar permanentemente a

segurança do suprimento de energia elétrica, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), para dar continuidade às atividades do MAE e organizar as atividades de comercialização de energia no sistema interligado nacional. A figura 2.1 ilustra as principais instituições do atual modelo setorial [2].

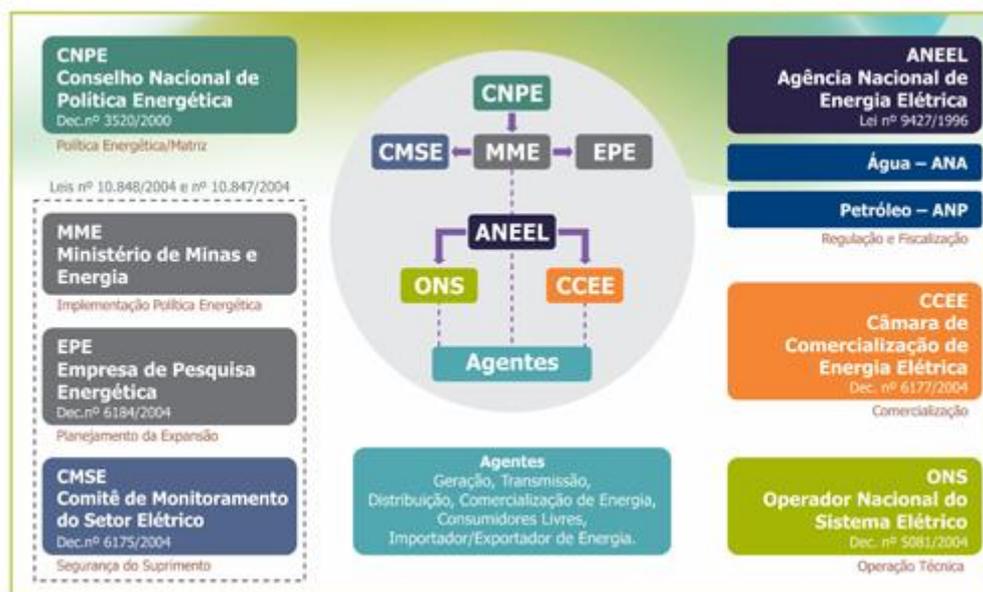


Figura 2.1 – Principais instituições do atual modelo setorial.
Fonte: ONS (2013)

O novo modelo do setor elétrico brasileiro tem por objetivo resolver muitos dos problemas estruturais de articulação e regulação, viabilizar investimentos privados e reduzir tarifas, gerando as condições necessárias para o desenvolvimento do setor elétrico e do país. Esta nova configuração visa atingir três objetivos principais: garantir a segurança do fornecimento de energia elétrica, promover a modicidade tarifária e promover a inserção social, em particular pelos programas de universalização de atendimento. Este modelo prevê um conjunto de medidas, como a exigência de contratação de totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres, contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas assegurando o equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, assim como o monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento. Em termos de modicidade tarifária, o modelo prevê a compra de energia elétrica pelas distribuidoras por meio de leilões, objetivando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada aos consumidores. A inserção social busca a universalização do acesso e do uso do serviço de energia elétrica, criando-se condições para que a eletricidade seja disponibilizada a todo cidadão brasileiro que ainda não possuem o serviço [2].

2.3 Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei nº 9.648, com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.848 e regulamentado pelo decreto nº 5.081, o Operador Nacional do Sistema Elétrico é um órgão colegiado, definido como pessoa jurídica de direito privado, regulamentado e fiscalizado pela ANEEL, sem fins lucrativos, que tem por finalidade executar as atividades de coordenação e controle da operação de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional, visando também minimizar a perda de coordenação ocasionada pela introdução da concorrência no setor e ainda possibilitar o acesso indiscriminado à rede básica de transmissão. A função do ONS é garantir o fornecimento de energia elétrica de maneira segura, contínua e econômica para todo o país [2].

Para o exercício de suas atribuições legais e o cumprimento de sua missão institucional, o ONS desenvolveu uma série de estudos e ações a serem exercidas sobre o sistema e seus agentes para fornecer energia garantindo a segurança do suprimento contínuo aos consumidores. O Operador Nacional é constituído por membros associados e membros participantes, empresas de geração, transmissão, distribuição e consumidores livres de grande porte. Participam também exportadores e importadores de energia, além do Ministério de Minas e Energia [2].

Em 12 de agosto de 2004, foi aprovado o atual estatuto do ONS pela Resolução Autorizativa nº328 da ANEEL, que estabeleceu suas atribuições, dentre elas:

- O planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização do SIN;
- A supervisão e a coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos, a supervisão e o controle da operação do SIN e das interligações internacionais;
- A contratação e a administração de serviços de transmissão de energia elétrica e as respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares;
- A proposição ao Poder Concedente das ampliações de instalação da rede básica, bem como de reforços do SIN, a serem considerados no planejamento da expansão do sistema de transmissão;
- A proposição de regras para a operação das instalações de transmissão da Rede Básica do SIN, mediante processo público e transparente, consolidadas em Procedimentos de Rede, a serem aprovadas pela ANEEL, observado o dispositivo no Art. 4º, § 3º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 [2];

2.3.1 Procedimentos de Rede

Os Procedimentos de Rede são documentos de caráter normativos elaborados pelo ONS, com participação dos Agentes de Operação, e aprovados pela ANEEL, que 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. Os principais objetivos dos Procedimentos de Rede são:

- Legitimar, garantir e demonstrar a Transparência, Integridade, Equanimidade, Reprodutibilidade e Excelência da Operação do SIN;
- Estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, no que se referem a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do sistema elétrico;
- Especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST), dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) [2].

2.3.2 Estudos de Planejamento

O ONS faz estudos de planejamento e programação para desenvolver suas atribuições gerando produtos, dentre eles, apresentam-se:

2.3.2.1 Ampliações e Reforços na Rede Básica

- O PAR (Plano de Ampliações e Reforços) é elaborado anualmente pelo ONS. Este plano conta com a participação dos Agentes de transmissão, geração, distribuição e consumidores livres conectados à rede básica, que leva em conta: as propostas de novas obras, as solicitações de acesso, as variações nas previsões de carga, os atrasos na implantação de instalações de geração e transmissão, assim como as informações de planejamento e do programa de operação elétrica e energética e da operação em tempo real. O PAR segue os padrões de desempenho estabelecidos nos Procedimentos de Rede, elaborado em consonância com o planejamento da expansão da transmissão do setor elétrico de responsabilidade da EPE/MME. Esses padrões estabelecem: critérios, procedimentos e os requisitos técnicos necessários ao planejamento, implantação, uso e operação do SIN e as responsabilidades do ONS e dos Agentes. Deste modo, os estudos anuais, apresentam resultados e conclusões sobre os estudos elaborados, assim como o entendimento do ONS sobre as ampliações e reforços da rede básica, necessários para preservar ou atingir o

adequado desempenho da rede, garantindo o funcionamento do mercado de energia elétrica e possibilitando o livre acesso aos agentes [2].

2.3.2.2 Avaliação das Condições Futuras da Operação

- O PEN (Plano Anual da Operação Energética) tem como objetivo apresentar as avaliações das condições de atendimento ao mercado previsto de energia elétrica do SIN para o horizonte do planejamento da operação energética, cinco anos à frente. Este horizonte é necessário, com base nos critérios de segurança da operação utilizados pelo ONS, para que possa ser avaliada a necessidade de tomadas de decisões de antecipação e/ou implantação de geração/transmissão pelo CMSE/EPE, órgãos coordenados pelo MME. As análises tomam por base: a previsão de carga, a oferta existente, as interligações inter-regionais, as expansões previstas de geração e transmissão, os condicionantes referentes à segurança operativa e as restrições ambientais e o uso múltiplo de água existente e prevista nas bacias hidrográficas.
- O PEL (Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo) tem como objetivo realizar o diagnóstico do desempenho do SIN, sob o ponto de vista de atendimento aos critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Os estudos utilizam recursos de geração e transmissão existentes e levam em conta a previsão de carga e o cronograma para a entrada em operação de novos equipamentos de transmissão e geração, programados para o horizonte da análise, afim de: definir ações no sentido de solucionar os problemas identificados no horizonte de estudo, avaliar os benefícios das novas obras na operação do sistema e indicar providências para antecipações de obras bem como para contornar eventuais atrasos de cronogramas, indicar medidas operativas para que a operação atenda aos padrões e critérios estabelecidos, identificar as restrições elétricas que impeçam a adoção de políticas energéticas que assegurem o menor custo da operação e subsidiar o poder concedente na tomada de decisões.
- A CAR (Curva de Aversão ao Risco) representa a evolução, ao longo de dois anos, dos requisitos mínimos de armazenamento de energia necessários ao atendimento pleno de carga prevista, levando em conta as características da sazonalidade e da complementaridade hidrológica, capacidades de intercâmbios inter-regionais e da geração térmica programada, de forma a garantir um nível mínimo de armazenamento ao final do período de segurança definido. A resolução da ANEEL nº3787, de dezembro de 2012, aprovou o uso da CAR do biênio 2013/2014 para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste. A Agência Reguladora ainda não aprovou o uso da Curva de Aversão ao Risco para o subsistema Norte, entretanto reconhece a necessidade de aplicação para a região.

- A Base de Dados em Regime Permanente Anual servira para estudos elétricos de fluxo de potência realizados no âmbito do Planejamento da Operação Elétrica do SIN. Os dados estão disponibilizados no padrão do programa ANAREDE.
- A Base de Dados para Estudos de Estabilidade Transitória e Pequenas Perturbações serviram de base para os estudos frente a grandes e pequenas perturbações no âmbito do Planejamento da Operação Elétrica do SIN. Os dados estão disponibilizados no padrão do programa ANATEM e PACDYN, respectivamente [2].

2.3.2.3 Avaliação de Curto Prazo da Operação

- Os Estudos de Segurança Operacional visam aumentar a capacidade do Sistema Interligado Nacional de suportar contingências extremas, buscando prevenir e minimizar a ocorrência de grandes perturbações, evitar sua propagação e reduzir o tempo de reestabelecimento do sistema. Estes estudos englobam: os Sistemas de Proteção e Controle, que envolvem estudos de Curto-circuito; Otimização e Controle, que tem por finalidade o ajuste dos controladores disponíveis no sistema elétrico; Recomposição do Sistema, que lida com um variado espectro de fenômenos, desde o regime permanente até os transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos; Estudos Pré-Operacionais, que abarcam análises de regime permanente, transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos visando respaldar o período inicial de operação de uma nova instalação, avaliando seu impacto sobre o sistema; Estudos de Comissionamento, que permite que os ensaios com a instalação energizada não comprometam a confiabilidade e a segurança operacional elétrica do SIN; Modernização de Instalações, que visa a manutenção ou a melhora das funcionalidades dos equipamentos; Controle Automático de Geração (CAG), que visa a manutenção do equilíbrio entre carga e geração.
- As Diretrizes para a Operação Eletroenergética encontram-se nessa área de planejamento operativo de curto prazo, que servem de base para a definição de metas e diretrizes eletroenergéticas, que são seguidas na programação diária e na operação em tempo real. Encontram-se subdivididas em: Diretrizes para a Operação Elétrica com horizonte quadrimestral e Diretriz para a Operação Elétrica com horizonte Mensal, que são elaboradas a partir da avaliação do desempenho do SIN e sob o ponto de vista do atendimento aos critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede; O PMO (Programa Mensal da Operação) fornece metas e diretrizes a serem seguidas pelos órgãos executivos da Programação Diária da Operação Eletroenergética e da Operação em Tempo Real; A Reserva de Potência Energética Operativa visa determinar sua quantificação e alocação, levando em conta os riscos de não atendimento as cargas e as estratégias adotadas para o controle automático de geração; Os

Estudos Hidrológicos abrangem o levantamento de restrições operativas hidráulicas, o planejamento e programação da operação de controle de cheias, a previsão de cenários de aflúncias e a reconstituição de vazões naturais nos locais de aproveitamentos; Os estudos Meteorológicos são relevantes às bacias hidrográficas e subsistemas, a precipitação observada e prevista nas bacias hidrográficas de interesse do SIN e a temperatura prevista para os principais centros de carga.

- A Base de Dados em Regime Permanente Quadrimestral e Mensal serviram de base para os estudos elétricos de fluxo de potência realizados no âmbito do Planejamento da Operação Elétrica do SIN. Os dados são disponibilizados no padrão do programa ANAREDE [2].

Para a realização desses estudos, os Agentes do SIN fornecem ao ONS os dados com as informações da rede elétrica. O ONS valida as informações para evitar que surjam inconsistências no sistema e possíveis erros nos estudos em regime permanente e dinâmicos. Em seguida, são realizados estudos computacionais no SIN em condições normais de operação ou sob contingência de linhas, transformadores ou outros equipamentos, a fim de avaliar a segurança do fornecimento definido nos Procedimentos de Rede.

2.3.3 Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos

O submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede determina as diretrizes e os critérios para os estudos elétricos de rede de simulação, dentre eles os estudos de fluxo de potência e de estabilidade, que são realizados para a avaliação das solicitações de acesso à rede básica, a elaboração de propostas de ampliações e reforços, a elaboração de estudos de planejamento e programação da operação elétrica, estudos pré-operacionais, de comissionamento e de proteção, bem como para a operação e análise da operação elétrica.

2.3.3.1 Estudos de Fluxo de Potência

Os estudos de fluxo de potência são realizados para avaliar o comportamento da rede elétrica em regime permanente. Sua finalidade é avaliar os níveis de tensão nos barramentos e o carregamento das linhas de transmissão, transformadores e demais componentes da rede, para um dado ponto de operação e uma dada condição de carga e geração, que atendam aos critérios estabelecidos nesse submódulo.

O sistema deve ser avaliado em condições de carga e geração que sejam pertinentes ao objetivo da avaliação, entre as quais, carga mínima, leve, média e pesada. Se necessário, podem ser avaliadas outras condições de carga em horários e/ou dias específicos. Em regime permanente, as cargas devem ser representadas, em regra geral,

com 100% de potência constante para a parte ativa ou reativa. No entanto, pode ser representada com percentuais variáveis de potência, impedância e corrente constantes, para adequarem-se aos objetivos específicos de cada estudo.

Os estudos de fluxo de potência devem abranger, além da condição operativa normal, análise de contingências de linhas, transformadores e outros equipamentos elétricos, com o objetivo de se definirem ações para que o SIN opere sem perda de carga e sem violações inadmissíveis dos limites de tensão e de carregamento. Na análise de contingências dos estudos de ampliações e reforços, o desempenho elétrico deve ser verificado nas seguintes situações:

- Imediatamente após o desligamento de elementos do sistema, quando se considera a atuação da regulação de tensão em barras controladas por unidade geradoras, compensadores síncronos e estáticos, e após a atuação dos tapes de transformadores com comutação sob carga que operem de modo automático;
- Quando a situação antes da atuação dos tapes de transformadores com comutação sob carga que operem de modo automático implicar em corte de carga.
- Após atuação dos controladores automáticos, em que devem ser consideradas medidas operativas que dependam da ação humana, como: chaveamento de capacitores e reatores; alteração da tensão de referência de unidades geradoras, compensadores síncronos e estáticos; redespacho de potência ativa em unidades geradoras; remanejamento de carga; alteração de ângulo nos transformadores defasadores; desligamento de circuitos; a separação de barramentos; a alteração da potência transferida através de elo de corrente contínua; a alteração de tapes de transformadores com comutação sob carga que operem no modo manual.

Os limites de tensão avaliados nos estudos elétricos para condição de operação normal e para condição de operação de emergência estão na faixa de 5% a 10% do valor nominal. Estes limites devem ser respeitados para que o sistema opere com segurança e sem violações.

2.3.3.2 Estudos de Estabilidade

Os estudos de estabilidade eletromecânica de sistemas elétricos de potência estão relacionados à análise do comportamento desses sistemas após distúrbios. O tipo de distúrbio e a natureza dos fenômenos a serem analisados definem o grau de detalhamento e as características da modelagem que deve ser usada na representação do sistema elétrico. Como resultado desses distúrbios, que usualmente são decorrentes de súbitas mudanças estruturais na rede elétrica, o sistema sai do ponto de operação estável que se encontrava para outro ponto de operação. As unidades geradoras são submetidas a acelerações e desacelerações de tal intensidade que certas unidades ou grupos de

unidades podem perder o sincronismo entre eles ou com o sistema. Dependendo da natureza e da duração do distúrbio, o comportamento eletromecânico das unidades geradoras pode ser amortecido ou não, terminando em um novo ponto de operação estável ou no colapso de do sistema.

Nos estudos de estabilidade em sistemas multimáquinas, o ONS possui banco de dados, complementados pelas informações dos agentes, com os modelos de máquinas, reguladores de tensão, seus limitadores e compensadores, sinais adicionais estabilizantes, reguladores de velocidade, compensadores estáticos, TCSC, sistemas CC, modelos de carga, proteções e demais equipamentos de controle. As diretrizes e os critérios que são aplicados aos estudos de estabilidade eletromecânica relacionam-se aos seguintes assuntos:

- Análise de estabilidade entre áreas, para a proposição de ampliações e reforços ou para o planejamento e programação da operação elétrica;
- Avaliação dos limites de transferência de potência entre áreas e subsistemas, com a definição dos limites de intercâmbio;
- Análise de sobretensões dinâmicas referentes a perturbações que provoquem rejeições de grandes blocos de carga para o ajuste de proteções de sobretensão e o dimensionamento de compensação reativa;
- Análise de ocorrências de grande parte do SIN, para determinação de suas causas e definição das providências necessárias para evita-las ou para reduzir seus impactos.
- Análise dos impactos relativos à energização, desenergização, fechamento de anéis, fechamento de paralelos, religamento automático, análise/definição de SEP e, ainda, ajuste de proteção e otimização de controladores;

2.4 O Sistema Interligado Nacional (SIN)

Com características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o Sistema Interligado Nacional é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil. Hidrotérmico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e proprietários múltiplos, estatais e privados, o SIN é formado por empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte do Brasil. A figura 2.2 ilustra o mapa do Sistema Interligado Nacional – Horizonte 2013.

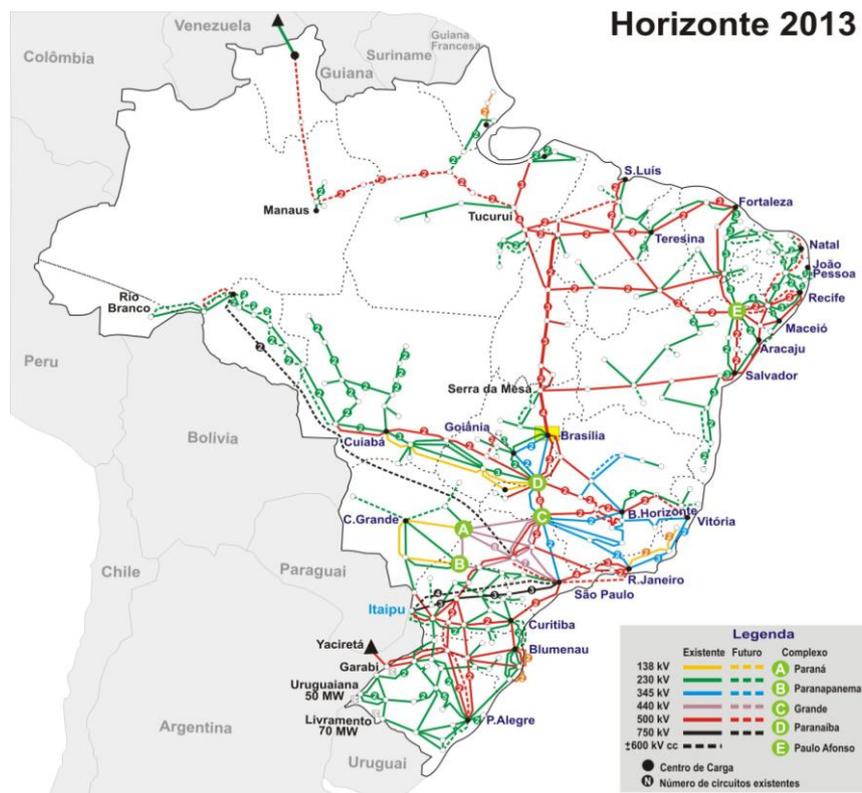


Figura 2.2 – Mapa do Sistema Interligado Nacional – Horizonte 2013.
Fonte: ONS (2013)

Este grande sistema atende a 96,6% da energia elétrica consumida no país, com geração predominante hidroelétrica, que corresponde a 74,6% da capacidade instalada, possui ainda geração térmica complementar com diversas fontes (diesel, óleo combustível, gás natural e nuclear), cerca de 20% e pequenas participações de outras fontes (eólica e biomassa). Apenas 3,4% da capacidade de produção de energia elétrica encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas elétricos dimensionados apenas para o atendimento de necessidades localizadas, chamados Sistemas Isolados, que se encontram, principalmente, na região amazônica. São assim chamados por não fazerem parte do SIN e por não permitirem o intercâmbio com outras regiões, por questões principalmente geográficas. Possuem geração térmica, a base de óleo diesel e óleo combustível, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) e térmicas movidas à biomassa, em sua grande maioria localizada na região norte do país. Com exceção de Belém, que faz parte do SIN, as capitais dos estados e o interior dessa região (estados do Acre, Amazonas, Pará, Rondônia, Roraima, Amapá e Mato Grosso), são atendidos pelos sistemas elétricos isolados. A figura 2.3 ilustra o mapa dos Sistemas Elétricos Isolados.



Figura 2.3 - Mapa dos Sistemas Elétricos Isolados.
Fonte: ANEEL (2008)

No Brasil, além de ser um fator histórico para o desenvolvimento econômico do país, a energia hidroelétrica desempenha um papel importante na integração e no desenvolvimento de regiões distantes dos grandes centros urbanos e industriais. O potencial hidráulico do Brasil está entre os cinco maiores do mundo, com 12% de água doce superficial do planeta e condições adequadas para exploração. O potencial hidrelétrico é estimado em cerca de 260 GW, sendo 40,5% localizados nas bacias hidrográficas do Amazonas – para efeito de comparação, a bacia do Paraná corresponde a 23%, a do Tocantins, a 10,6% e do São Francisco, a 10%. A Região Norte, em especial, tem um grande potencial ainda a ser explorado. Algumas das usinas em processo de obras, ou ainda de licitação, estarão na lista das maiores usinas do país, dentre elas: Belo Monte, que terá 11.233 MW de potência instalada; São Luiz do Tapajós, com 8.381 MW; Jirau, com 3.750 MW; e Santo Antônio, com 3.150 MW. Entre as maiores em funcionamento estão Itaipu, com 14.000 MW; Tucuruí, com 8.730 MW; Ilha Solteira, com 3.444 MW; Xingó, com 3.162 MW e Paulo Afonso IV, com 2.462 MW. As usinas da Região Norte representam um grande desafio logístico, pois a transmissão para os grandes centros ficam distantes milhares de quilômetros.

2.4.1 A Integração dos Sistemas Isolados Manaus e Macapá

O sistema elétrico do estado do Amazonas encontra-se isolado do SIN. Este sistema possui, na sua maior parte, usinas térmicas a óleo, contando apenas com a usina hidrelétrica de Balbina, de 250 MW, como geração hidráulica. Da mesma forma, o estado do Amapá encontra-se isolado do SIN. Este outro, por sua vez, possui apenas geração hidráulica da usina hidrelétrica de Coaracy Nunes, de 78 MW, que é complementada pelas usinas térmicas a diesel de Santana e outras pequenas usinas.

Prevista para o ano de 2013, a interligação das capitais Manaus (AM) e Macapá (AP) ao Sistema Interligado Nacional será através de um sistema de transmissão de 500 kV, em circuito duplo de mesma torre, partindo do barramento de 500 kV da etapa II da usina hidrelétrica de Tucuruí, na subestação de Tucuruí, com quatro subestações intermediárias de 500 kV nas proximidades de Xingu, Jurupari, Oriximiná, no estado do Pará e Silves no estado do Amazonas. Está previsto o atendimento às comunidades à margem esquerda do rio Amazonas a partir da subestação de Oriximiná. A figura 2.4 ilustra o diagrama eletrogeográfico dessa interligação.

Figura 3-6: Diagrama Eletrogeográfico da Interligação Tucuruí – Macapá - Manaus

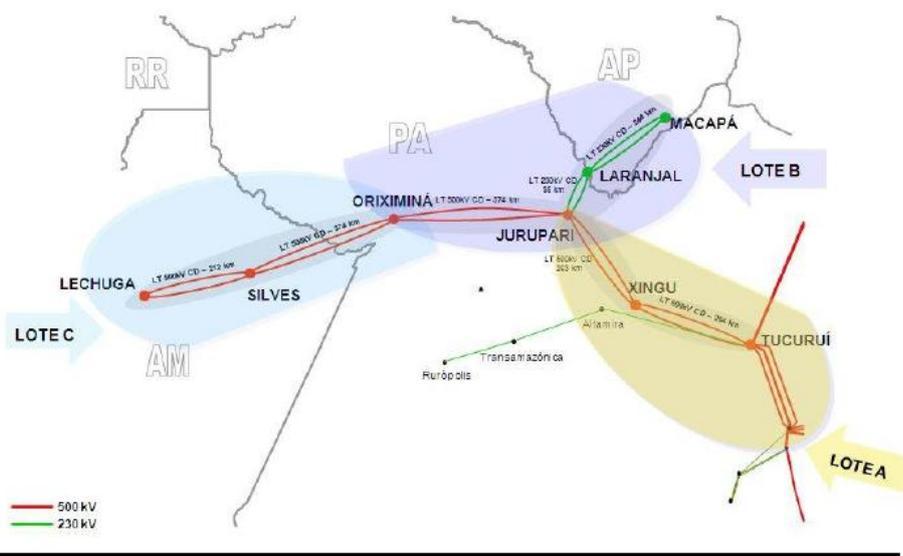


Figura 2.4 - Diagrama eletrogeográfico da Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus.
Fonte: ONS (2013)

A licitação deste empreendimento foi dividido em três lotes:

- Lote A – Linha de transmissão de 500 kV Tucuruí – Xingu – Jurupari e subestações associadas. Previsto para 31 de maio de 2013, foi licitada à Linhas de Xingu Transmissora de Energia – LXTE.

- Lote B – Linha de transmissão de 500 kV Jurupari – Oriximiná e linha de transmissão de 230 kV Jurupari – Laranjal – Macapá. Previsto para 31 de maio de 2013, foi licitada à Linhas de Macapá Transmissora de Energia – LMTE.
- Lote C – Linha de transmissão de 500 kV Oriximiná – Silves (antiga Itacoatiara) – Lechuga (antiga Cariri) e subestações associadas. Previsto para 31 de outubro de 2012, foi licitada à Manaus Transmissora de Energia – MTE.

A interligação do sistema de Manaus ao SIN será na subestação de Lechuga através de uma transformação 500/230 kV – 3 x 600 MVA. A interligação do sistema Macapá ao SIN será na subestação de Jurupari através de uma transformação de 500/230 kV – 2 x 450 MVA e da linha de transmissão de 230 kV Jurupari – Laranjal – Macapá, em circuito duplo de mesma torre. Estão previstos compensadores estáticos de +200/-200 MVar nas subestações de Jurupari, Oriximiná e Silves e um de +100/-100 na subestação de 230 kV de Macapá.

Com a interligação dos sistemas Manaus e Macapá ao SIN, estão previstas as desativações dos parques térmicos a óleo que atendem a estes sistemas. Com a chegada do gás natural da bacia do Urucú, foram consideradas que oito dessas usinas térmicas serão convertidas em gás natural ou bicomcombustível. Outro fator importante a ser destacado é a diminuição dos sistemas isolados, reduzidos para menos de 1%.

2.5 Conclusões

Neste capítulo foi feito um levantamento histórico sobre a atual estrutura do setor elétrico brasileiro, com uma exposição sobre as atribuições das empresas responsáveis pelos estudos de planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional. Foram abordadas informações pertinentes ao Sistema Interligado Nacional e a integração dos sistemas isolados de Manaus e Macapá. No próximo capítulo, será apresentado o estudo de estabilidade aplicada aos sistemas elétricos de potência.

Capítulo 3 – Estabilidade de Sistemas de Potência

3.1 Introdução

Neste capítulo são apresentadas uma descrição histórica, definição e classificação da estabilidade em sistemas elétricos de potência, assim como, a teoria relacionada às técnicas de análise linear e não linear, que serviram de base para os estudos realizados neste trabalho.

3.2 Histórico

Desde o surgimento dos primeiros sistemas elétricos industriais que a estabilidade de sistemas elétricos de potência tem sido reconhecida como um dos grandes problemas para a operação dos mesmos. Dois aspectos do problema sempre foram analisados historicamente nos estudos de estabilidade angular. O primeiro, conhecido como estabilidade transitória, refere-se às dificuldades do sistema elétrico de se manter em equilíbrio após a ocorrência de grandes distúrbios. O segundo, denominado como estabilidade a pequenas perturbações, refere-se às variações lentas na operação do sistema, ocasionadas por pequenas perturbações na rede elétrica.

Nos estudos de estabilidade transitória avalia-se a possibilidade de ocorrência de instabilidades monotônicas, que são identificadas a partir do crescimento contínuo do ângulo dos geradores síncronos. Neste estudo, a avaliação da estabilidade transitória restringe-se a primeira oscilação (do inglês, “first swing”) do ângulo do gerador síncrono subsequente à ocorrência de uma grande perturbação. Enquanto que o estudo de estabilidade a pequenas perturbações é avaliado pelo valor do coeficiente de torque sincronizante do gerador, sendo também representado pelo crescimento contínuo e oscilatório do ângulo do gerador síncrono [3].

No final dos anos 50, alguns estudos mostravam-se satisfatórios para a análise da estabilidade angular, uma vez que o amortecimento das oscilações não era um fator crítico. No entanto, as interligações dos sistemas elétricos, em função da expansão econômica e do desenvolvimento industrial, permitiram uma utilização mais racional das fontes energéticas, minimizando os custos e a poluição, em função da redução da utilização de usinas térmicas supridas por combustíveis fósseis. Em contra partida, devido a sua maior complexidade, favoreceram o aparecimento de oscilações eletromecânicas de baixa frequência pouco amortecidas. Para grandes perturbações na rede elétrica, verifica-se que mesmo não perdendo a estabilidade na primeira oscilação durante um curto intervalo de tempo, o sistema torna-se instável. A perda de estabilidade na forma de oscilações de amplitudes crescentes é constatada alguns segundos ou até mesmo minutos após a perturbação. A utilização de reguladores automáticos de tensão contribui para o surgimento dessas oscilações. Muito embora, o uso desses dispositivos com altos ganhos permitam o aumento do coeficiente de torque

sincronizante dos geradores síncronos, o que proporciona um aumento no limite da estabilidade a pequenas perturbações, os reguladores de tensão causam um impacto negativo no amortecimento dos sistemas elétricos diante de perturbações.

Nos anos 60, os estudos realizados por De Mello e Concordia [4] esclareceram a influência dos reguladores automáticos de tensão sobre a estabilidade dos sistemas elétricos de potência. Nestes estudos foi utilizado o modelo linearizado de Heffron-Phillips [5] para representar um gerador conectado a um barramento infinito. Com base nos conceitos de coeficiente de torque sincronizante, que é proporcional às variações angulares do gerador síncrono, e coeficiente de torque de amortecimento, que é proporcional às variações de velocidade do gerador síncrono, estabeleceram-se as bases para o entendimento do problema e suas soluções efetivas. Para fornecer torque de amortecimento adicional às oscilações do gerador síncrono, propôs-se a introdução de sinais suplementares nos sistemas de excitação dos geradores síncronos, tais sinais estabilizantes são fornecidos por dispositivos chamados de estabilizadores de sistemas de potência (do inglês, “Power System Stabilizers”).

Nos dias de hoje, os dispositivos estabilizadores suplementares por serem considerados uma solução simples, efetiva e barata, são amplamente utilizados pelas empresas de energia elétrica para proporcionar um adequado amortecimento das oscilações eletromecânicas. Outra solução bastante efetiva, que vem ganhando destaque, é a utilização dos dispositivos FACTS (do inglês, “Thyristor Controlled Series Compensator”). No Brasil existem controladores TCSC (do inglês, “Thyristor Controlled Series Compensator”) instalados nas linhas que interligam o norte ao sul do país, com o objetivo de amortecer oscilações eletromecânicas de modo inter-área do sistema interligado nacional. A expansão dos sistemas elétricos aumenta a sua complexidade, proporcionando o surgimento de novos modos de oscilações eletromecânicas pouco amortecidos. O projeto de estabilizadores de sistemas de potência é imprescindível para aumentar a margem de estabilidade dos sistemas elétricos.

3.3 Definição

A estabilidade em sistemas elétricos de potência pode ser definida como sendo a capacidade do sistema, para uma dada condição de operação, recuperar o seu estado de equilíbrio após a ocorrência de uma perturbação, com todas as variáveis do sistema operando dentro de seus limites nominais, de modo a manter a integridade do sistema [6]. A integridade é mantida quando praticamente todo o sistema elétrico permanece intacto, ou seja, sem corte de geração, sem cortes de cargas e sem abertura de linhas, exceto quando estes últimos são desconectados pela isolação de uma falta, ou de modo intencional a fim de preservar a continuidade de operação do resto do sistema. Quando sujeito a uma perturbação, de pequena ou grande magnitude, a estabilidade do sistema elétrico depende da natureza da perturbação e da condição de operação inicial. As pequenas perturbações ocorrem nas variações constantes de carga e as grandes

perturbações, de natureza mais severa, são os curtos-circuitos em linhas de transmissão ou corte de geração de grande porte.

O desempenho de um sistema elétrico de potência é influenciado por uma ampla gama de dispositivos com características e tempos de respostas diferentes. Devido à elevada dimensionalidade e complexidade dos sistemas elétricos é essencial fazer simplificações e analisar os problemas específicos com grau de detalhamento adequado. Não é muito eficaz estudar o problema da estabilidade de sistemas de potência como um único problema. Contudo, deve-se buscar sempre a estabilidade global do sistema, pois soluções para problemas de uma categoria não devem prevalecer em relação às outras.

3.4 Classificação

A estabilidade de sistemas elétricos de potência refere-se à capacidade que estes sistemas possuem de se manter em equilíbrio sob condições normais de operação, assim como atingir um estado aceitável de operação após a ocorrência de um distúrbio [6] [7]. Conforme ilustra a figura 3.1, o problema da estabilidade desses sistemas pode ser classificado como sendo de estabilidade angular, estabilidade de frequência e estabilidade de tensão [7].

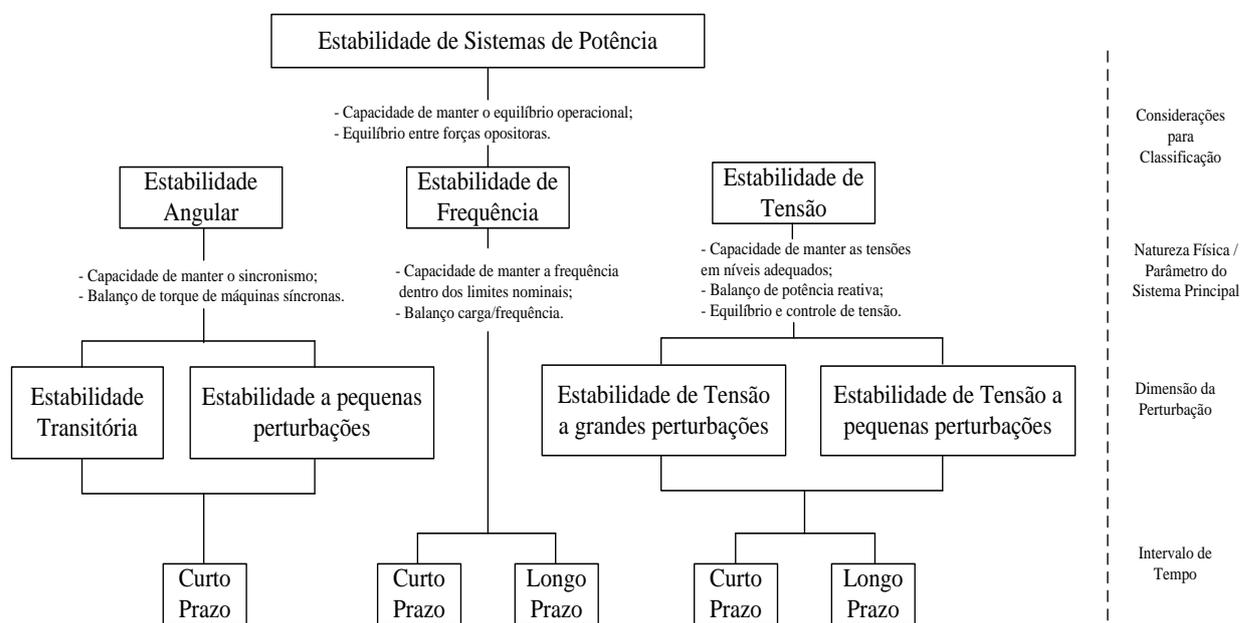


Figura 3.1 – Classificação da estabilidade em sistemas elétricos de potência

A estabilidade angular consiste, essencialmente, na capacidade dos geradores síncronos de se manterem em sincronismo após a ocorrência de uma perturbação, a

estabilidade de frequência é a capacidade que o sistema possui de manter a frequência dentro de seus limites nominais após uma perturbação, que pode resultar em um significativo desequilíbrio entre geração e carga. E por fim, a estabilidade de tensão é a capacidade que o sistema possui de manter as tensões em níveis adequados em todas as barras do sistema após ser submetido a uma perturbação.

3.4.1 Estabilidade Angular

A estabilidade angular refere-se à capacidade que os geradores síncronos possuem de continuar ou não em sincronismo após a ocorrência de um distúrbio no sistema. A estabilidade depende da habilidade do sistema elétrico em manter o equilíbrio entre o conjugado eletromagnético e o conjugado mecânico de cada máquina síncrona. Em regime permanente, existe equilíbrio entre o conjugado mecânico e o conjugado elétrico na saída de cada gerador síncrono, fazendo com que o gerador permaneça com velocidade constante. Quando o sistema é submetido a uma perturbação, esse equilíbrio é comprometido, resultando em aceleração e desaceleração dos rotores das máquinas síncronas.

Em sistemas de potência, após uma perturbação, a variação do conjugado elétrico de uma máquina síncrona pode ser decomposta em duas componentes [6]:

$$\Delta T_e = T_s \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (3.1)$$

Onde:

T_d - Coeficiente de torque de amortecimento

T_s - Coeficiente de torque sincronizante

A parcela de torque de amortecimento ($T_D \Delta \omega$) oscila em fase no tempo com a variação de velocidade do rotor e a parcela de torque sincronizante ($T_s \Delta \delta$) oscila em fase no tempo com a variação do ângulo do rotor.

A instabilidade pode ocorrer sob a forma aperiódica ou oscilatória, traduzidas por uma aceleração contínua ou por oscilações de amplitudes crescentes dos geradores síncronos, respectivamente. No primeiro caso, a instabilidade ocorre devido à falta de coeficiente de torque sincronizante dos geradores síncronos e no segundo devido à falta de coeficiente de torque de amortecimento [6]. Pode-se ainda subdividir os estudos de estabilidade angular em: estabilidade transitória e estabilidade a pequenas perturbações.

3.4.1.1 Estabilidade transitória

A estabilidade transitória pode ser definida como sendo a capacidade dos geradores síncronos em se manter em sincronismo após a ocorrência de uma grande perturbação. Diante de grandes distúrbios o comportamento dinâmico de um sistema elétrico de potência é essencialmente não linear. Desta forma, para a realização de estudos de estabilidade, não é possível linearizar o conjunto de equações algébricas e diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico do sistema, pois grandes perturbações se traduzem por grandes excursões nas variáveis. A avaliação da estabilidade transitória é realizada através da obtenção da solução ponto a ponto desse sistema utilizando métodos numéricos de integração.

A estabilidade transitória depende do ponto de operação pré-falta, do ponto de operação pós-falta e da severidade da perturbação. Geralmente, o tempo de simulação para a análise da estabilidade transitória é de 3 a 5 segundos após a ocorrência do distúrbio. A figura 3.2 ilustra o ângulo do rotor no tempo em uma situação de estabilidade e em duas situações de instabilidade.

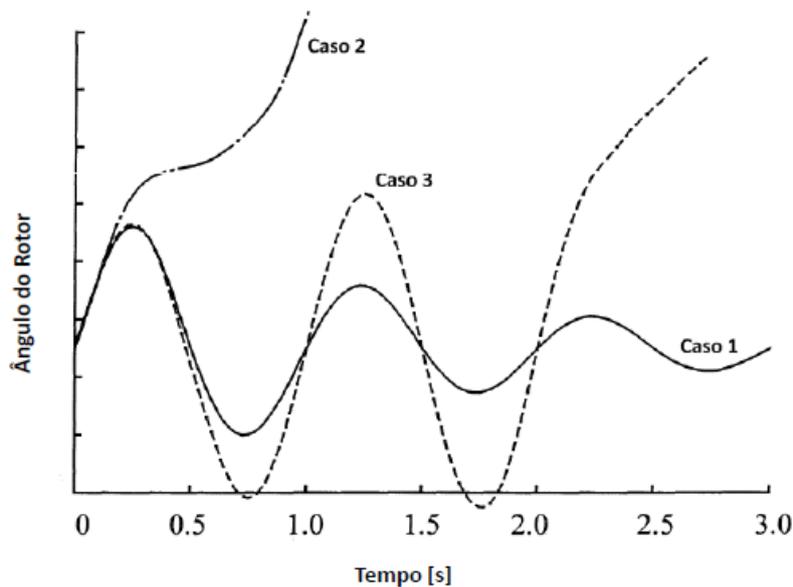


Figura 3.2 – Resposta do ângulo do rotor no tempo frente a um distúrbio transitório
Fonte: Kundur, 1994.

No primeiro caso, o ângulo do rotor atinge um valor máximo e então oscila com amplitude decrescente até atingir o seu estado de equilíbrio. No segundo caso, o ângulo do rotor cresce continuamente até a perda do sincronismo. Este tipo de instabilidade é conhecida como instabilidade de primeira oscilação (first swing) devido à falta de suficiente torque sincronizante. Por fim, no terceiro caso, o sistema é estável na primeira

oscilação, entretanto se torna instável devido ao crescimento das oscilações no decorrer do tempo.

3.4.1.2 Estabilidade a pequenas perturbações

A estabilidade a pequenas perturbações refere-se à capacidade dos sistemas elétricos de potência de manter o sincronismo entre seus geradores síncronos sob condições de pequenas perturbações. Por conseguinte, torna-se possível, para efeito de análise, a linearização das equações que compõem a modelagem do sistema.

A resposta do sistema frente a pequenas perturbações depende da condição inicial de operação, da robustez do sistema de transmissão e do tipo de sistema de excitação. Para um gerador síncrono operando sem regulador automático de tensão, com excitação de campo constante, a instabilidade é proporcionada pela insuficiência de torque sincronizante. Isso resulta em instabilidade aperiódica, através de um modo não oscilatório, conforme ilustra a figura 3.3. No caso do gerador operando com regulador automático de tensão, através da variação da corrente de excitação de campo, o coeficiente de torque sincronizante é melhorado, conforme é ilustrado na figura 3.4.

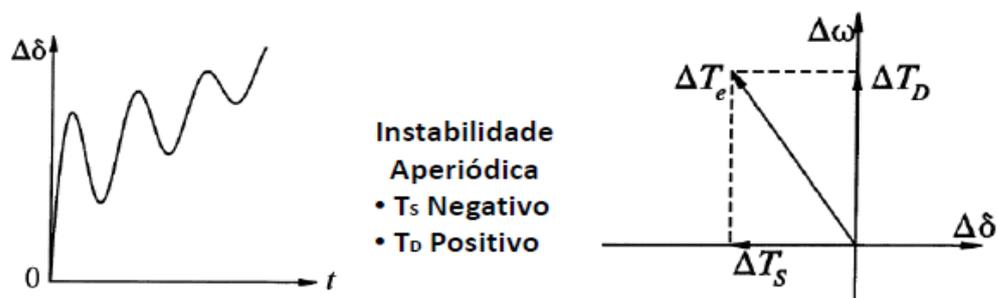


Figura 3.3 – Sistema instável aperiódico
Fonte: Kundur, 1994.

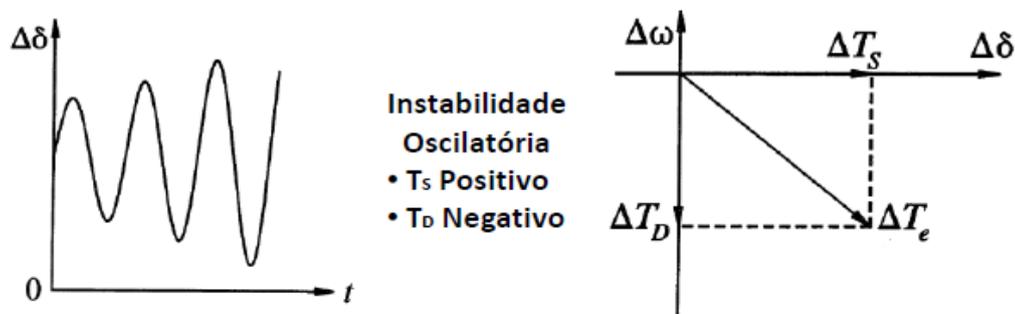


Figura 3.4 – Sistema instável oscilatório
Fonte: Kundur, 1994.

Esta melhora no torque sincronizante é obtida utilizando-se um sistema de excitação rápido em conjunto com um regulador de tensão com ganho elevado. Entretanto, devido à própria natureza do sistema, o uso do regulador de tensão com ganho elevado acarreta na redução do coeficiente de torque de amortecimento. Por fim, a figura 3.5 ilustra um caso de sistema estável [6].

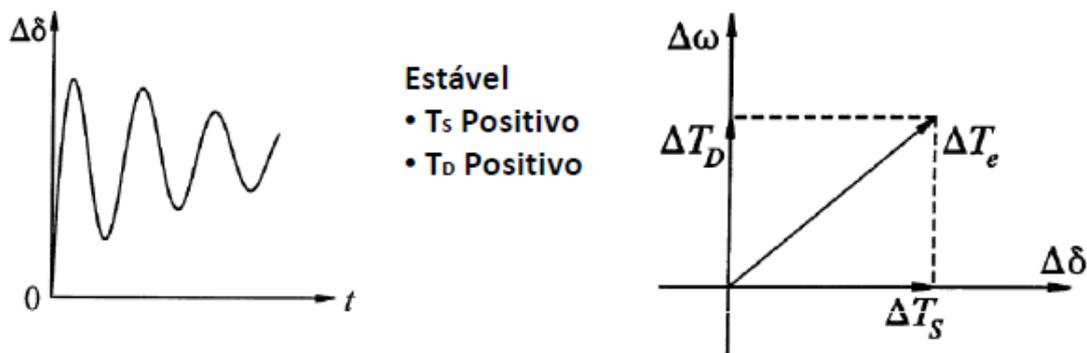


Figura 3.5 – Sistema estável
Fonte: Kundur, 1994.

Desde os primeiros estudos sobre as interligações dos sistemas elétricos de potência que o principal aspecto deste problema é a estabilidade oscilatória, traduzida por um amortecimento positivo para todos os modos naturais de oscilação do sistema, quando o mesmo é submetido a pequenas perturbações ou variações normais de carga.

Caracterização dos Modos de Oscilação

Nos sistemas de energia elétrica, as pequenas variações de carga que ocorrem continuamente ao longo do dia, podem excitar os modos de oscilação que são intrínsecos do sistema. Chamadas, usualmente, de oscilações eletromecânicas de baixa frequência, podem ser observadas no sistema como oscilações nos ângulos e velocidades dos rotores das máquinas síncronas, assim como nas oscilações dos fluxos de potência ativa das linhas. Quando mal amortecidas, estas oscilações podem trazer vários danos ao sistema elétrico.

Em geral, estes modos eletromecânicos podem ser classificados em: modos locais, modos inter-área, modos intra-planta, modos torcionais e modos de controle ou das excitatrizes.

- **Modos inter-área:** são caracterizados pela oscilação coerente de um grupo de unidade geradoras de uma área contra um grupo de unidades geradoras de outra área e por possuírem frequência na faixa de 0,1 a 0,7 Hz [8].

As oscilações de modo inter-área ocorrem quando as áreas interligadas de um sistema elétrico possuem linhas de transmissão fracas, ou seja, com baixa capacidade de transmissão de energia. Cada sistema elétrico possui características particulares e contribuem de maneira bastante diversa no aparecimento dessas oscilações, o que torna difícil a especificação do fator que tenha maior influência sobre a estabilidade destes modos.

- **Modos Locais:** são caracterizados pela oscilação de um gerador ou grupo de unidades geradoras de uma área contra o resto do sistema e por possuírem frequência na faixa de 0,7 a 2,0 Hz [9].

As oscilações de modo local ocorrem quando os geradores são conectados ao sistema por linhas de transmissão com altas reatâncias. Isto ocorre principalmente em casos que usinas hidrelétricas, quando situadas a longas distâncias da carga, são conectadas por linhas de transmissão longas, geralmente radiais, em alta e extra-alta tensão.

- **Modos Intra-planta:** são identificados por oscilações entre geradores de usinas próximas e por possuírem frequência na faixa de 2,0 a 3,0 Hz [6].
- **Modos torcionais, de controle ou das excitatrizes:** são causados pela interação dos controladores, quando os mesmos são projetados de maneira inadequada com a dinâmica do eixo do conjunto turbo-gerador e com o sistema de excitação. Possuem algumas dezenas de hertz.

Os modos de oscilações eletromecânicos são reconhecidos, em virtude do baixo amortecimento natural do sistema, como modos críticos. Em determinadas condições de operação, geralmente as de elevado carregamento, as características combinadas das cargas e dos controladores dos geradores, podem diminuir ou até mesmo tornar negativo o amortecimento dos modos de oscilação do sistema. Deste modo, as oscilações pouco amortecidas podem inviabilizar a operação do sistema.

Para que os sistemas elétricos de potência operem com segurança é necessário que o amortecimento dos modos eletromecânicos seja adequado. Muitos problemas podem ser desencadeados em sistemas interligados tais como desligamentos parciais ou totais (blecautes), caso os modos não estejam apropriadamente amortecidos.

A seguir, são apresentadas as teorias relacionada às técnicas de análise linear que serviram de base para os estudos realizados neste trabalho.

3.5 Autovalores e Autovetores

Seja uma matriz $A \in \mathbb{R}^{n \times n}$. Os autovalores da matriz A são os valores de λ que satisfazem a solução não trivial ($v \neq 0$) da equação (3.2) [10]:

$$Av = \lambda v \quad (3.2)$$

onde v é um vetor com dimensão n .

multiplicando o segundo membro da equação (3.2) pela matriz identidade e organizando os termos da equação, obtem-se a equação (3.3):

$$\begin{aligned} Av = \lambda Iv &\Leftrightarrow (\lambda I - A)v = 0 \\ (\lambda I - A)v &= 0 \end{aligned} \quad (3.3)$$

como $v \neq 0$:

$$\det[(\lambda I - A)] = 0 \quad (3.4)$$

A equação (3.4) é denominada equação característica da matriz A [11] e suas raízes, denotadas por λ , correspondem aos seus autovalores.

O conjunto das raízes de A , denotado por $\lambda(A)$, é chamado de espectro da matriz. A matriz diagonal (i,i) é o autovalor λ_i da matriz A e é indicada por λ .

Se $\lambda_i \in \lambda(A)$, então os vetores não nulos de $v \in \mathbb{C}^n$ que satisfaçam a equação (3.5):

$$Av = \lambda_i v \quad (3.5)$$

são chamados de autovetores à direita associados ao autovalor λ_i .

Entretanto, os vetores não nulos que satisfazem à equação (3.6):

$$Aw = \lambda_i w \quad (3.6)$$

são chamados de autovetores à esquerda associados ao autovalor λ_i .

Uma matriz real pode ter autovalores complexos, que aparecem sempre em pares complexos conjugados. Quando os autovalores são complexos, os autovetores à esquerda e à direita também são complexos [12].

Se a matriz A possui n autovalores distintos $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$, Φ é uma matriz formada pelos autovetores à direita e sua inversa Φ^{-1} é a matriz formada pelos autovetores à esquerda, então a matriz Φ pode ser utilizada para colocar a matriz A na forma diagonal (3.7):

$$\Phi^{-1}A\Phi = \Lambda = \begin{bmatrix} \lambda_1 & & \\ & \lambda_2 & \\ & & \lambda_n \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

3.6 Equações de estados

Um sistema linear dinâmico pode ser representado por equações de estado na forma (3.8):

$$\begin{cases} \dot{x} = Ax + Bu \\ y = Cx + Du \end{cases} \quad (3.8)$$

onde:

x – é o vetor de estados;

y – é o vetor de saída;

u – é o vetor de controle;

A – é a matriz de estados;

B – é a matriz de controle;

C – é a matriz de saída;

D – é a matriz de transmissão direta.

Considerando a transformação de variáveis dada por (3.9):

$$x = \Phi x_m \quad (3.9)$$

onde Φ é a matriz dos autovetores à direita da matriz A . É possível expressar a equação de estado em função da nova variável x_m conforme a equação (3.10):

$$\Phi \dot{x}_m = A \Phi x_m \quad (3.10)$$

$$\dot{x}_m = \Phi^{-1} A \Phi x_m \quad (3.11)$$

onde $\Phi^{-1} = \Psi$ é o autovetor à esquerda da matriz A .

$$\dot{x}_m = \Lambda x_m \quad (3.12)$$

onde Λ é uma matriz diagonal. Sendo assim, as equações diferenciais que formam a equação de estado tornam-se desacopladas, resultando em um sistema de n equações diferenciais de primeira ordem na forma (3.13):

$$\dot{x}_{mi} = \lambda_i x_{mi} \quad (3.13)$$

cuja solução é dada pela equação (3.14):

$$x_{mi(t)} = e^{\lambda_i(t-t_0)} x_{mi(t_0)} \quad (3.14)$$

A solução homogênea da equação de estado é dada por (3.15):

$$x_{(t)} = \Phi \text{diag}(e^{\lambda_i(t-t_0)}) \Psi x_{(t_0)} \quad (3.15)$$

Se o autovalor $\lambda_i = (\alpha_i + j\beta_i)$ for real, a resposta no tempo da parcela $e^{\lambda_i(t)}$ será uma exponencial crescente, caso $\lambda_i > 0$, e será uma exponencial decrescente, se $\lambda_i < 0$.

No entanto, se o autovalor $\lambda_i = (\alpha_i + j\beta_i)$ for complexo, a resposta no tempo será oscilatória, com frequência β_i e com uma envoltória exponencial crescente se $\alpha_i > 0$ e decrescente se $\alpha_i < 0$.

Para sistemas com resposta oscilatória, o decaimento da amplitude da oscilação será dado pelo fator de amortecimento ζ , conforme a equação (3.16). Os modos de oscilação são considerados instáveis para valores de amortecimento negativo [13].

$$\zeta = \frac{-\alpha_1}{\sqrt{\alpha_1^2 - \beta_1^2}} \quad (3.16)$$

3.7 Modelo Dinâmico Linearizado de um Sistema de Potência

Em estudos de estabilidade de sistemas de potência eletromecânicos, os componentes do sistema são modelados e representados por equações diferenciais e algébricas não lineares da forma (3.17):

$$\begin{aligned} \dot{x} &= f(x, z) \\ 0 &= g(x, z) \end{aligned} \quad (3.17)$$

onde:

x – é o vetor de variáveis de estado

z – é o vetor de variáveis algébricas

0 – vetor com todos os elementos nulos.

No sistema formado pelas equações (3.17), as equações diferenciais descrevem os componentes do sistema com representação dinâmica, como as máquinas síncronas, os motores de indução, os reguladores de tensão e de velocidade, os estabilizadores de sistemas de potência, os elos de corrente contínua, os dispositivos FACTS, entre outros.

As equações algébricas representam as equações dos fluxos de potência, o qual descreve a rede de transmissão em corrente alternada, através de sua formulação por matriz admitância nodal, além das relações algébricas relacionadas aos diversos equipamentos dinâmicos.

O estudo de estabilidade a pequenas perturbações de um sistema elétrico de potência é feito a partir da linearização das equações (3.17) em torno de um ponto de operação do sistema (x_0, y_0) :

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{x} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta z \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Resolvendo o sistema de equações (3.18) de forma a eliminar o vetor de variáveis algébricas Δz :

$$0 = J_3 \Delta x + J_4 \Delta z \quad (3.19)$$

$$\Delta z = -J_4^{-1} J_3 \Delta x \quad (3.20)$$

Substituindo (3.20) em (3.18), temos:

$$\Delta \dot{x} = J_1 \Delta x + J_2 \Delta z \Rightarrow \Delta \dot{x} = J_1 \Delta x - J_4^{-1} J_3 J_2 \Delta x \quad (3.21)$$

$$\Delta \dot{x} = (J_1 - J_4^{-1} J_3 J_2) \Delta x = A \Delta x \quad (3.22)$$

O símbolo Δ representa uma variação incremental no estado em torno de um ponto de operação e será omitido nas demais equações para maior simplicidade.

Os autovalores da matriz A , conforme visto no item 3.5, contém a informação do desempenho dinâmico do sistema e fornecem informações sobre a estabilidade do

sistema elétrico em torno do ponto de operação (x_0, y_0) . Portanto, a análise de estabilidade de um sistema elétrico de potência requer o cálculo dos autovalores de uma matriz assimétrica de dimensão elevada e com baixa esparsidade.

Nos sistemas elétricos de grande porte, com muitas variáveis de estados, é comum a utilização de métodos que calculam apenas um conjunto de autovalores com características específicas de interesse. Estes métodos possuem as seguintes propriedades [14]:

- Uso de técnicas de esparsidade;
- Um conjunto específico de autovalores pode ser calculado de forma eficiente;
- Boa convergência e estabilidade numérica.

Esses métodos podem ser aplicados de forma eficiente quando a matriz de espaço de estado é representada utilizando a formulação implícita, através da matriz Jacobiana do sistema, que se baseia na utilização de equações aumentadas para descrever a dinâmica do sistema, conforme descrito nas equações (3.23), (3.24) e (3.25):

$$\dot{x} = f(x, z, u) \quad (3.23)$$

$$0 = g(x, z, u) \quad (3.24)$$

$$y = h(x, z, u) \quad (3.25)$$

onde:

x – é o vetor de estados;

z – é o vetor de variáveis algébricas;

u – é o vetor de entradas;

y – representa as saídas do sistema que podem ser observadas.

O estudo de estabilidade a pequenas perturbações é feito a partir da linearização das equações (3.23), (3.24) e (3.25) em torno de um ponto de operação do sistema (x_0, z_0, u_0) :

$$\Delta \dot{x} = \frac{\partial f}{\partial x} \Big|_{x_0, z_0, u_0} \Delta x + \frac{\partial f}{\partial z} \Big|_{x_0, z_0, u_0} \Delta z + \frac{\partial f}{\partial u} \Big|_{x_0, z_0, u_0} \Delta u \quad (3.26)$$

$$0 = \frac{\partial f}{\partial x} \Big|_{x_0, z_0, u_0} \Delta x + \frac{\partial f}{\partial z} \Big|_{x_0, z_0, u_0} \Delta z + \frac{\partial f}{\partial u} \Big|_{x_0, z_0, u_0} \Delta u \quad (3.27)$$

$$\Delta y = \frac{\partial f}{\partial x} \Big|_{x_0, z_0, u_0} \Delta x + \frac{\partial f}{\partial z} \Big|_{x_0, z_0, u_0} \Delta z + \frac{\partial f}{\partial u} \Big|_{x_0, z_0, u_0} \Delta u \quad (3.28)$$

Representando as equações (3.26), (3.27) e (3.28) em notação matricial, temos (3.29):

$$\begin{bmatrix} \dot{x} \\ x \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x \\ z \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} bx \\ bz \end{bmatrix} u \quad (3.29)$$

$$[y] = [C_x \quad C_z] \cdot \begin{bmatrix} x \\ z \end{bmatrix} + Du \quad (3.30)$$

onde:

$\begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}$ - é a matriz Jacobiana do sistema;

$\begin{bmatrix} x \\ z \end{bmatrix}$ - é o vetor de estados aumentado;

$\begin{bmatrix} bx \\ bz \end{bmatrix}$ - é a matriz de entrada aumentada;

$[C_x \quad C_z]$ - é a matriz de saída aumentada.

A equação (3.5) que relaciona a matriz de estados, com os autovalores e autovetores, pode ser expressa em termos da matriz Jacobiana, tornando o problema de autovalores em um problema de autovalores generalizado da forma [15]:

$$\begin{pmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v \\ z \end{pmatrix} = \lambda \begin{pmatrix} I & 0 \\ 0 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v \\ z \end{pmatrix} \quad (3.31)$$

onde $[v \ z]^t$ é o autovetor à direita aumentado do autovalor λ . Da mesma forma, o autovetor à esquerda aumentado do autovalor λ é dado por $[v \ z]$.

A matriz Jacobiana apresentada na equação (3.31) é altamente esparsa, o que permite o uso de algoritmos que lidam de forma eficiente com matrizes esparsas. A vantagem desta esparsidade é a viabilidade da aplicação dos métodos de análise de estabilidade a pequenas perturbações na análise da estabilidade de sistemas elétricos de grande porte.

Alguns algoritmos de solução de problemas de estabilidade a pequenos sinais que utilizam o sistema de equações aumentado são:

- Quociente de Rayleigh;
- Algoritmo de Polo Dominante;
- Algoritmo de Bi-Iteração com Refatoração (RBI) [16];
- Algoritmo de Múltiplos polos Dominantes (DPSE) [17].

3.8 Modo Shape

É possível expressar a resposta do sistema em termos de vetor de estados x e x_m , como mostrado na equação (3.9), sendo relacionadas conforme as equações (3.32) e (3.33):

$$x(t) = \Phi x_m(t) = [\Phi_1 \ \Phi_2 \ \dots \ \Phi_n] x_m \quad (3.32)$$

e

$$x_m(t) = \Psi x(t) = [\Psi_1 \ \Psi_2 \ \dots \ \Psi_n]^T x(t) \quad (3.33)$$

As variáveis x_1, x_2, \dots, x_n são as variáveis de estado originais cuja escolha representa o desempenho dinâmico do sistema. As variáveis $x_{m1}, x_{m2}, \dots, x_{mn}$ são as variáveis de estado transformadas de forma que cada variável esteja associada a um autovalor ou modo.

Na equação (3.32), o autovetor à direita fornece o modo shape, ou seja, informa o comportamento das variáveis de estado de um determinado modo (autovalor) quando excitado. O grau de atividade da variável de estado x_k no estado i é dado pelo elemento ϕ_{ki} do autovetor à direita ϕ_i [6].

O módulo dos elementos de ϕ_i fornece o grau de atividade das n variáveis de estado no modo i e o ângulo dos elementos de ϕ_i fornece a defasagem angular das variáveis de estado em relação ao modo.

Na equação (3.33), o autovetor à esquerda Ψ_i identifica qual a combinação das variáveis de estado originais estão relacionadas com o modo i . Sendo assim, o elemento k do autovetor à esquerda Ψ_i mede a contribuição da atividade da variável de estado x_k no modo i .

Portanto, o modo shape permite a visualização da amplitude e da fase de um modo de oscilação quando se avalia um mesmo tipo de variável de saída, como a tensão, a velocidade angular, etc. Como o objetivo é analisar as oscilações eletromecânicas, normalmente os desvios de velocidade são uma boa opção de escolha para análise, o que se denomina modo shape da velocidade [18].

3.9 Controlabilidade e observabilidade

Um sistema será controlável se em um instante t_0 for possível, por meio de um vetor de controle, transferir o sistema de um estado inicial qualquer $x(t_0)$ para outro estado, em um intervalo de tempo finito.

No entanto, um sistema será observável se em um instante t_0 , for possível determinar o estado $x(t_0)$ a partir da observação da saída durante um intervalo de tempo finito [19].

Do sistema de equações mostrado em (3.9) e em termos da transformação de variáveis x_m definida em (3.19), tem-se (3.34):

$$\begin{cases} \Phi \dot{x}_m = A\Phi x_m + Bu \\ y = C\Phi x_m + Du \end{cases} \quad (3.34)$$

De modo a obter as equações de forma desacoplada, tem-se (3.35):

$$\begin{cases} \Phi \dot{x}_m = \Lambda x_m + B'u \\ y = C'x_m + Du \end{cases} \quad (3.35)$$

onde:

$$B' = \Phi^{-1}B \quad (3.36)$$

$$C' = C\Phi \quad (3.37)$$

Conclui-se que, a partir da equação (3.35), se a linha i da matriz B' for nula, as entradas do sistema não possuem qualquer efeito sobre o i -ésimo modo. Logo, o modo não é controlável e a matriz $B' = \Phi^{-1}B$ é definida como a matriz de controlabilidade modal.

Do mesmo modo, não será possível determinar a variável x_{mi} , se a i -ésima coluna da matriz C' for nula, pois as entradas do sistema não possuem qualquer efeito sobre o i -ésimo modo. Sendo assim, o modo é classificado como não observável e a matriz $C' = C\Phi$ é definida como matriz de observabilidade modal.

No projeto sistemas de controle no espaço de estado, os conceitos de controlabilidade e observabilidade possuem um papel importante, pois mesmo que a maioria dos sistemas físicos sejam controláveis e observáveis, seus modelos matemáticos correspondentes podem não exibir a propriedade de controlabilidade e observabilidade. Então, é necessário conhecer as condições nas quais um sistema é controlável e observável.

Alguns modos pouco amortecidos não detectados na monitoração de certas grandezas podem ser justificados pela não observabilidade dos mesmos. O modo shape, corresponde à visualização da observabilidade do modo em um dado subconjunto de variáveis do sistema.

3.10 Resíduos da função de transferência

Reformulando a equação (3.9) para os casos em que o vetor de saída y não é função direta do vetor de entrada u , logo a matriz D nula, e assim, tem-se (3.38):

$$\begin{cases} \dot{x} = Ax + Bu \\ y = Cx \end{cases} \quad (3.38)$$

Aplicando a transformada de Laplace em (3.38) e considerando o estado inicial nulo, obtêm-se as seguintes equações (3.39) e (3.40):

$$X(s) = (sI - A)^{-1}bU(s) \quad (3.39)$$

$$Y(s) = cX(s) = c(sI - A)^{-1}bU(s) \quad (3.40)$$

A função de transferência é dada por:

$$G(s) = \frac{Y(s)}{U(s)} = c(sI - A)^{-1}b \quad (3.41)$$

Caso a matriz de estados A possa ser diagonalizada, conforme mostrado em (3.7), então é possível escrever:

$$G(s) = \hat{c}(sI - \hat{A})^{-1}\hat{b} \quad (3.42)$$

$$G(s) = \sum_{i=1}^n \frac{R_i}{s - \lambda_i} = \sum_{i=1}^n \frac{\hat{b}_i \hat{c}_i}{s - \lambda_i} \quad (3.43)$$

onde:

\hat{A} - matriz diagonalizada

$\hat{b} = \Psi b$ - é o vetor de controlabilidade modal

$\hat{c} = c\Phi$ - é o vetor de observabilidade modal

\hat{b}_i – é o fator de controlabilidade modal

\hat{c}_i – é o fator de observabilidade modal

R_i – é o resíduo de $G(s)$ associado ao autovalor λ_i

Uma vez determinados os autovetores à direita e à esquerda, é possível determinar os resíduos associados a cada autovalor, calculando apenas o produto escalar desses autovetores, conforme a equação (3.43). Sendo assim, um resíduo R_i com módulo elevado, indica que o polo λ_i associado possui boa observabilidade e controlabilidade, permitindo direcionar o projeto de controladores para o sistema analisado [20].

3.11 Fatores de participação

A partir da equação (3.9) é possível definir a matriz de participação (3.44):

$$P = [P_1 \quad P_2 \quad \dots \quad P_n] \quad (3.44)$$

onde:

$$P = \begin{bmatrix} P_{11} \\ P_{21} \\ \vdots \\ P_{n1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{11} \Psi_{11} \\ \phi_{21} \Psi_{12} \\ \vdots \\ \phi_{n1} \Psi_{1n} \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

Os elementos da matriz de participação, conforme verificado na equação (3.45), também denominados fatores de participação, medem a associação entre cada variável de estado com os modos do sistema e vice-versa.

Quando há o interesse na análise de apenas um ou pouco modos de um sistema elétrico, o conceito de matriz de participação tem grande utilidade. Uma das dificuldades da representação dinâmica dos sistemas elétricos de potência é que os modelos necessários para a sua representação normalmente envolvem uma grande quantidade de variáveis associadas com diferentes componentes do sistema. Sendo assim, através dos métodos baseados no conceito de fatores de participação, os modos

relevantes podem ser avaliados separadamente sem prejudicar a dinâmica do sistema que está sendo analisado [21].

3.12 Estabilizador de sistema de potência (ESP)

O estabilizador de sistema de potência (do inglês, “Power System Stabilizer”) é um dispositivo suplementar que provê um sinal adicional para o regulador automático de tensão (RAT) com o objetivo de amortecer as oscilações do rotor do gerador por meio do controle de excitação da máquina síncrona.

Em regime permanente, embora as avaliações da estabilidade concentrem suas atenções para o torque de sincronização, o torque de amortecimento tem assumido uma importância cada vez maior nos atuais sistemas interligados. A utilização de tecnologia de eletrônica de potência na excitação dos geradores síncronos como, por exemplo, o uso de tiristores, permitiu uma redução no tempo de resposta das excitatrizes, o que beneficia na manutenção da estabilidade transitória. No entanto, prejudicam o torque de amortecimento da máquina [6].

No sistema interligado nacional, cuja geração é predominantemente hidráulica e contém longas linhas de transmissão, situações de baixo amortecimento manifestam-se em condições de carga pesada, proporcionando o aparecimento de oscilações nos fluxos de potência. Estas oscilações podem levar à atuação da proteção e a saída de operação de componentes do sistema elétrico.

Para que os reguladores automáticos de tensão disponham de amortecimento suficiente para operação segura em regime permanente, é imprescindível amortecer as oscilações eletromecânicas de baixa frequência. Para produzir amortecimento, o ESP deve produzir uma componente que amplie o torque de amortecimento, ou seja, um torque elétrico adicional no rotor, em fase com a velocidade, aumentando o amortecimento, conforme a equação (3.46):

$$\Delta T_{ESP} = K_{DESP} \Delta \omega \quad (3.46)$$

Para produzir torque de amortecimento, o ESP deve compensar a defasagem criada pelo conjunto formado pelo sistema de excitação, gerador e pelo resto do sistema. A dinâmica deste conjunto é representada por uma função de transferência que abrange desde a saída do ESP até a componente de torque criada pela excitação em resposta ao sinal adicional do estabilizador. Sendo assim, para que o controlador estabilizador produza o amortecimento desejado, ele deve compensar a dinâmica representada pela função GEP(s) [6].

O GEP(s) é influenciado pela potência do gerador, pelo ganho do regulador automático de tensão e pela reatância das linhas de transmissão. A figura 3.6 ilustra o modelo de Heffron-Phillips de um sistema máquina barramento infinito, cujo sinal de entrada do ESP é a velocidade angular do rotor.

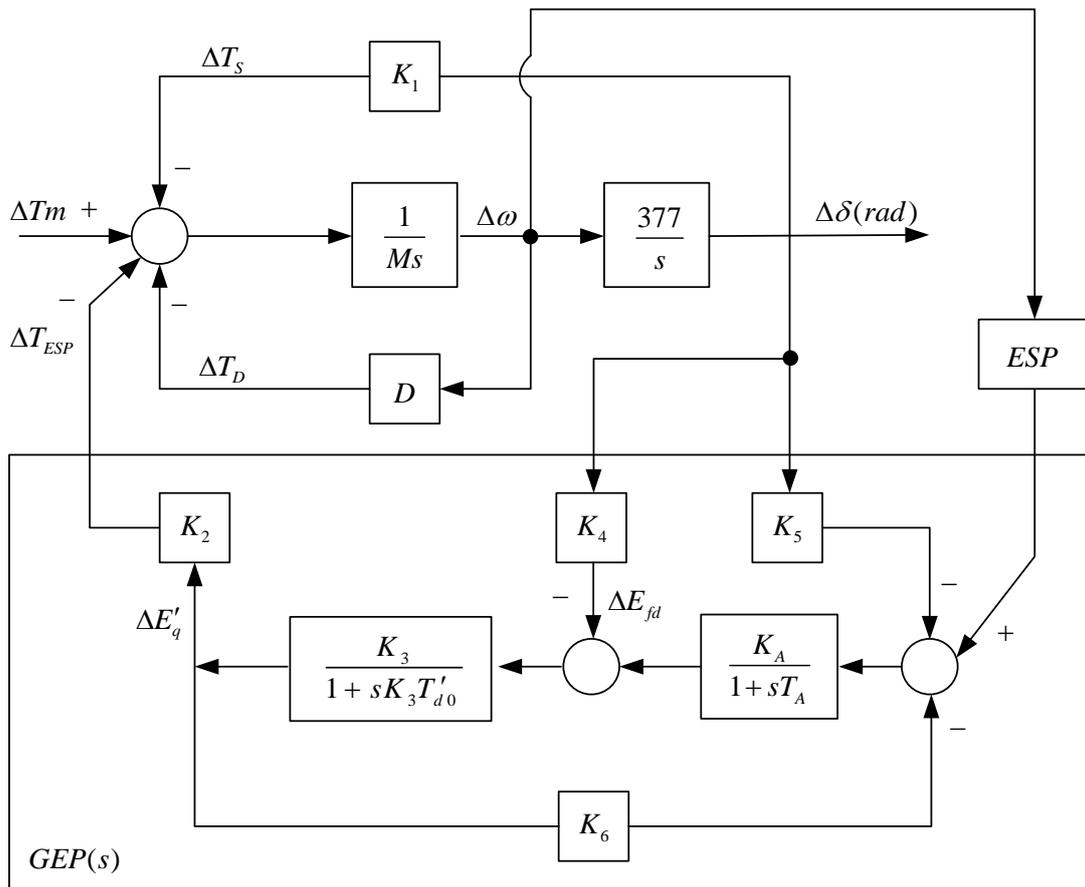


Figura 3.6 – Sistema Máquina barramento infinito – Modelo de Heffron-Phillips

onde as constantes do modelo linearizado, $K_1 \dots K_6$, são definidas como:

M – É a constante de inércia da máquina síncrona;

D – É o coeficiente de amortecimento intrínseco a máquina síncrona;

$\frac{K_A}{1+sT_A}$ – É o regulador automático de tensão, onde K_A é o ganho e T_A é a constante de tempo;

$\frac{K_3}{1 + sK_3T'_{d0}}$ – É a representação da dinâmica do enrolamento de campo;

K_1 – É o coeficiente de torque de sincronização;

K_2 – Corresponde à mudança no torque elétrico para uma mudança no enlace de fluxo no eixo direto, logo a mudança na tensão transitória do eixo de quadratura e ângulo do rotor constante;

K_3 – É o fator que depende da impedância;

K_4 – É o fator responsável pelo efeito desmagnetizante para uma mudança no ângulo do rotor, ou seja, o efeito de reação de armadura;

K_5 – É responsável pela mudança na tensão terminal com mudança no ângulo do rotor, mantendo E'_q constante;

K_6 – É o coeficiente responsável pela mudança na tensão terminal com mudança em E'_q , mantendo o ângulo do rotor constante;

O estabilizador introduz um sinal que compensa o desvio de tensão e produz uma componente do conjugado elétrico em fase com o desvio de velocidade do rotor. Sendo assim, o controlador estabilizador pode utilizar como sinais de entrada: a velocidade angular do rotor, a frequência do sistema, a potência elétrica, dentre outros.

3.12.1 Componentes dos estabilizadores de sistemas de potência

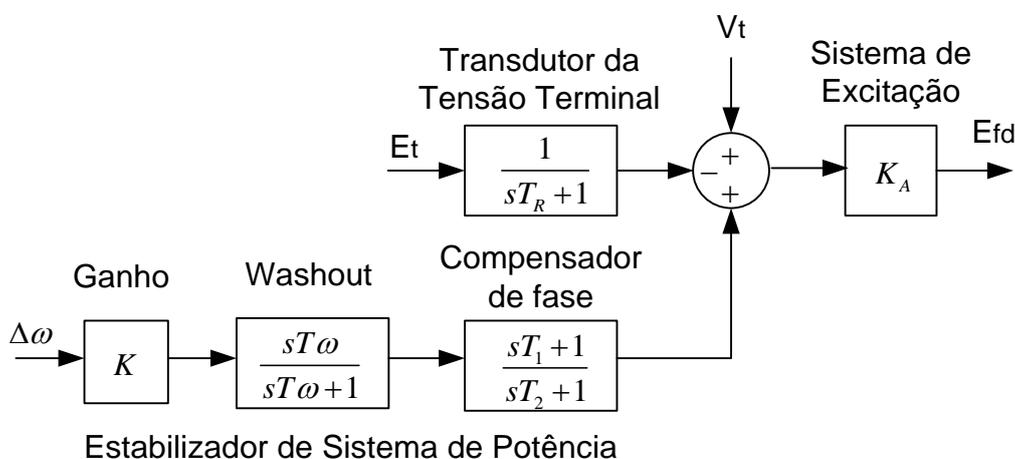
Os estabilizadores de sistemas de potência são compostos, em geral, pelos seguintes elementos, de acordo com a figura 3.7:

- Sensores para medir os sinais de entrada;
- Filtro passa-alta (do inglês, “washout”);
- Amplificador ou ganho;
- Compensador de avanço e atraso de fase (do inglês, “lead-lag”);
- Filtros de alta frequência;
- Limitadores.



Figuras 3.7 – Componentes de um estabilizador de sistema de potência

A figura 3.8 ilustra em diagrama de blocos um sistema de excitação estático incluindo um RAT e um ESP.



Figuras 3.8 – Modelo de um sistema de excitação

3.12.1.1 Ganho do estabilizador

O ganho de um estabilizador determina a magnitude do amortecimento introduzido pelo ESP. O parâmetro do ganho, idealmente, deveria ser ajustado para um valor que correspondesse ao máximo amortecimento do modo eletromecânico, no entanto existem restrições que limitam os valores de ajuste do mesmo. Uma dessas limitações é a estabilidade de modo associado à tensão de campo, denominado de modo excitatriz. A frequência desse modo varia na faixa de 3 a 6 Hz e está relacionado com a malha de controle que envolve o sistema de excitação e o regulador de tensão. O amortecimento do modo excitatriz decresce com o aumento do ganho do estabilizador, logo é necessário escolher um amortecimento adequado ao modo eletromecânico sem comprometer o amortecimento do modo excitatriz.

3.12.1.2 Compensação de fase

O bloco de compensação de fase permite o ajuste entre a entrada do sistema de excitação e a variação do conjugado elétrico, que pode estar atrasado em relação à primeira grandeza. Na prática este bloco pode ser composto por dois ou mais blocos de primeira ordem ou ainda por blocos de segunda ordem.

A fase a ser compensada depende da condição de operação do sistema, sendo assim deve existir um compromisso para estabelecer uma característica aceitável para as diferentes condições de operação.

3.12.1.3 Filtro passa-alta (washout)

O bloco washout é um filtro passa-alta, cuja constante de tempo, $T\omega$, deve ser grande o suficiente para que o sinal de velocidade de entrada do controle estabilizador não seja atenuado e não tenha sua fase modificada [6]. Sem este filtro, as variações de velocidade do gerador resultariam em compensação na tensão do terminal do gerador, desnecessariamente.

3.12.1.4 Filtros de alta frequência

O ESP pode desencadear oscilações torcionais, quando o amortecimento inerente ao sistema é insuficiente. Neste caso, o estabilizador, devido às oscilações, pode saturar e tornar-se não efetivo, desencadeando a saturação do regulador de tensão e, conseqüentemente, a perda do sincronismo e a saída do gerador [23].

Sendo assim, é importante a utilização de filtros torcionais para evitar a instabilidade torcional. Logo, os ESP que utilizam a velocidade como sinal de entrada necessitam de maior atenuação torcional, o que pode ser minimizado pela localização adequada do medidor de velocidade.

3.12.1.5 Limitadores

O limitador maximiza a contribuição do ESP, independente do nível de tensão, mantendo a margem de segurança adequada. Este elemento evita que a tensão terminal seja muito elevada, o que de certa forma influenciaria na atuação do regulador de tensão, e possibilita uma faixa de controle suficiente, diminuindo a probabilidade de uma unidade geradora sair de operação devido à atuação do controle suplementar [6].

3.13 Diagrama de Nyquist

O diagrama de Nyquist de uma função de transferência senoidal $G(j\omega)$ consiste no traçado do lugar geométrico, no plano complexo, do valor de $G(j\omega)$ quando ω varia de $-\infty$ a $+\infty$ [24]. A figura 3.9 ilustra o diagrama de Nyquist.

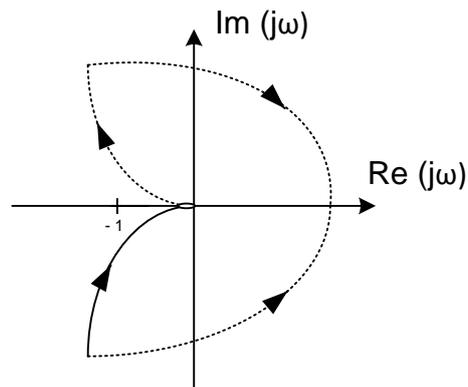


Figura 3.9 – Diagrama de Nyquist

Em sistemas dinâmicos lineares com coeficientes reais, o diagrama de Nyquist é simétrico em relação ao eixo real, o que significa que a metade do diagrama de Nyquist relativo a ω variando de 0 a $+\infty$ é simétrica, em relação ao eixo real, à outra metade relativa a ω variando de 0 a $-\infty$. Deste modo, pode-se traçar o diagrama de Nyquist apenas relativo às frequências positivas, uma vez que em sistemas de potência os polos complexos aparecem em pares conjugados.

O diagrama de Nyquist pode ser utilizado para determinar a estabilidade de um sistema de malha fechada a partir da sua resposta em frequência de malha aberta e seus polos de malha aberta, através do método denominado critério de estabilidade Nyquist.

Esse critério é a base da maioria dos métodos de resposta em frequência utilizados na teoria de controle clássico para a análise da estabilidade de sistemas de controle.

3.14. Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os conceitos e características dos estudos de estabilidade aplicados aos sistemas elétricos de potência, assim como a teoria relacionada às técnicas de análise linear e não linear. No próximo capítulo, é apresentada a técnica de controle utilizada, nesta dissertação, para o projeto de controladores estabilizadores de sistemas de potência.

Capítulo 4 – Projeto de Estabilizadores de Sistemas de Potência

4.1 Introdução

Neste capítulo é apresentada a metodologia de controle utilizada na presente dissertação para o projeto de estabilizadores de sistemas de potência, a técnica de resposta em frequência baseado no critério de Nyquist, visando o amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência.

4.2 Projeto de Estabilizadores

O projeto de controle estabilizador de sistemas elétricos de potência é realizado através do adequado posicionamento de polos por realimentação dinâmica da saída, como ilustra a figura 4.1.

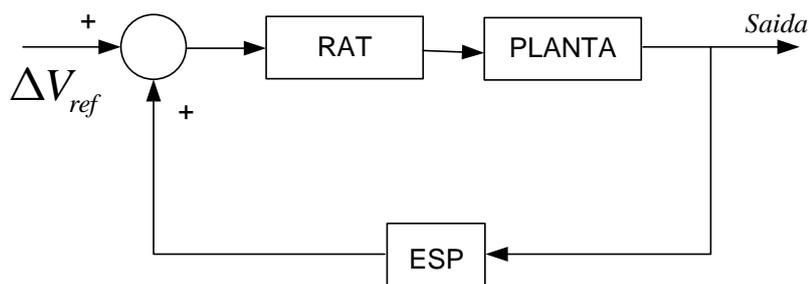


Figura 4.1 – Realimentação dinâmica de saída

Para que os polos assumam um posicionamento adequado é imprescindível a utilização de blocos do tipo avanço-atraso, pois apenas o ajuste de ganho pode não produzir as alterações no comportamento do sistema, necessárias para atender às especificações estabelecidas. Sendo assim, o estabilizador deslocará determinados polos do sistema pouco amortecidos para posições com maior grau de amortecimento.

A função de transferência do controlador avanço-atraso é representada por (4.1):

$$H(s) = \left(\frac{1 + \alpha Ts}{1 + Ts} \right) \quad (4.1)$$

Para fornecer a defasagem adequada devem ser escolhidos os parâmetros de α e T , sendo que, para $\alpha > 1$ a fase do sistema sofrerá um avanço, enquanto que para valores de $1 > \alpha > 0$ a fase do sistema sofrerá um atraso.

Existem diversos métodos para projeto de estabilizadores de sistemas de potência. No entanto, neste trabalho, será dada ênfase ao projeto de estabilizadores utilizando técnica de resposta em frequência pelo método de Nyquist.

4.3 Critério de Nyquist

Considerando o sistema de realimentação, conforme a figura 4.2, a função de transferência em malha aberta será dada por $G(s)H(s)$ e a de malha fechada $F(s) = G(s)/[1 + G(s)H(s)]$. Supondo que este sistema possua p polos de malha aberta instáveis, não havendo polos sobre o eixo imaginário, então o critério de Estabilidade de Nyquist estabelece que o sistema em malha fechada será estável se, e somente se, o diagrama de Nyquist de $G(s)H(s)$ envolver o ponto -1 do plano complexo exatamente p voltas no sentido anti-horário [19].

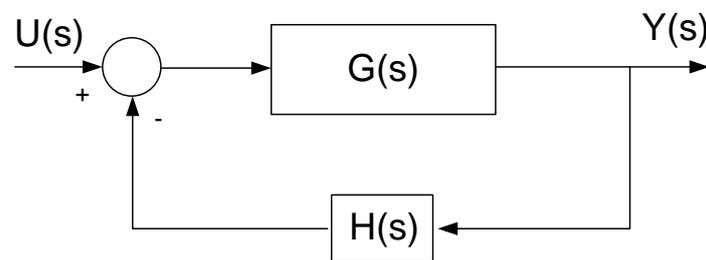


Figura 4.2 – Planta com realimentação negativa

Através da equação (4.2), o critério de Nyquist estabelece que:

$$P_c = P_0 + N \quad (4.2)$$

onde:

N – É o número de envolvimentos do ponto -1 no sentido horário do diagrama de Nyquist.

P_0 – É o número de polos instáveis da função de transferência de malha aberta.

P_c – É o número de polos instáveis da função de transferência de malha fechada.

A partir do número de polos instáveis e da resposta em frequência de uma função de transferência $G(s)$ específica, o critério de Nyquist permite a determinação dos parâmetros $H(s)$ para que o sistema de malha fechada seja estável. O procedimento básico para ajuste do estabilizador é a determinação da compensação de fase e ganho para que o diagrama polar da função de transferência de malha aberta $G(s)H(s)$ envolva o ponto -1 de forma adequada [18].

4.3.1 Projeto por Diagrama de Nyquist Convencional

Supondo que a função de transferência $G(s)$ possua um par de polos complexos conjugados instáveis, ou com fator de amortecimento abaixo do desejado e sendo sua frequência de ressonância ω_c . O projeto de $H(s)$ segue dois critérios básicos descritos a seguir.

Para um sistema com par de polos complexos conjugados no semi-plano direito, o projeto de $H(s)$ é feito através da escolha de blocos do tipo avanço-atraso que compensem o ângulo $G(j\omega_c)$, de modo que o ângulo de $F(j\omega_c)$ seja igual a 180 graus, fazendo com que o diagrama de Nyquist envolva o ponto -1 no sentido anti-horário em torno da frequência ω_c . O módulo de $F(j\omega_c)$ é igual à margem de ganho e pode ser ajustado através da escolha de um ganho apropriado [24].

Para um sistema com polos no semi-plano esquerdo, projeta-se $H(s)$ através da escolha de blocos do tipo avanço-atraso que compensem o ângulo de $G(j\omega_c)$ de tal forma que o ângulo de $F(j\omega_c)$ seja igual a 0 grau, de modo que o diagrama de Nyquist não esteja próximo do envolvimento do ponto -1 em torno da frequência ω_c .

Os parâmetros α e T podem ser obtidos a partir das equações (4.3) e (4.4):

$$\alpha = \frac{1 + \text{sen}\phi_m}{1 - \text{sen}\phi_m} \quad (4.3)$$

$$T = \frac{1}{\sqrt{\alpha\omega_c}} \quad (4.4)$$

Os parâmetros α e T do compensador avanço-atraso podem ser escolhidos de tal forma que o valor de máximo avanço (ou atraso) de fase dos blocos de compensação ocorra para a frequência de interesse ω_c . Esse critério otimiza a compensação, resultando em um ganho menor para altas frequências.

4.4. Projeto ESP em Sistema Máquina Barra Infinita (SMBI)

O sistema em estudo, de acordo com a figura 4.3, é representado por um gerador equivalente formado por seis unidades geradoras de 184 MVA cada. Está conectado a um barramento infinito através de uma linha de transmissão com reatância de $x = 0,05$ p.u e fornece 1000 MW à rede elétrica.

- Parâmetros do Gerador síncrono em p.u:

$$X_d = 1,138 \quad X_q = 0,681 \quad X'_d = 0,35 \quad X''_d = 0,288 \quad L' = 0,158$$

$$T'_{do} = 5,6s \quad T''_{do} = 0,08s \quad T''_{qo} = 0,15s \quad H = 4,938s \quad D = 0$$

- Parâmetros do Regulador de Tensão:

$$K_A = 100 \quad T_A = 0,05s$$

O ponto de operação corresponde a uma condição de carga pesada em que o gerador entrega 1000 MW à rede. Para os estudos de fluxo de carga, foi utilizado o programa computacional ANAREDE.

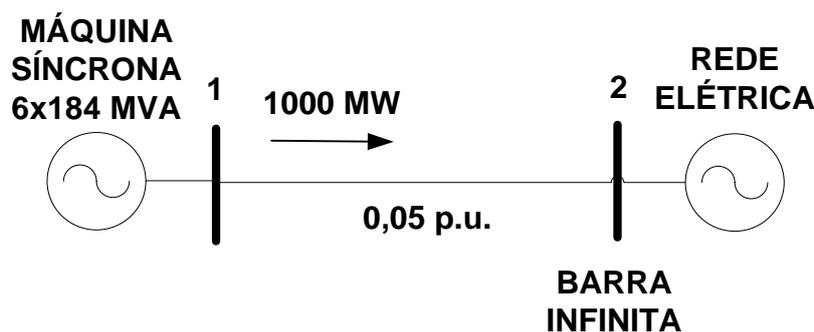


Figura 4.3 – Diagrama unifilar do sistema máquina-barra infinita

4.4.1. Análise Frente a Pequenas Perturbações

Para a análise dinâmica frente a pequenas perturbações foi utilizada a ferramenta computacional PACDYN. Deve-se analisar, inicialmente, o comportamento linearizado

do sistema, para em seguida avaliar a atuação dos dispositivos suplementares amortecedores na resposta do sistema frente a distúrbios. Sendo assim, é preciso identificar os modos eletromecânicos mal amortecidos do sistema e ajustar os parâmetros dos estabilizadores para proporcionar o amortecimento desejado.

Inicialmente, são identificados os principais autovalores do sistema em estudo. Neste caso, utilizou-se o método QR [25], para a determinação dos polos do sistema, como ilustram a figura 4.4 e a tabela 4.1.

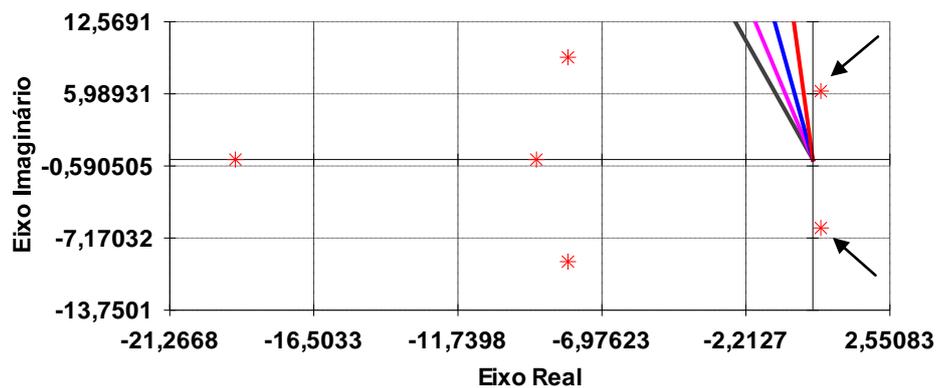


Figura 4.4 – Análise Modal do SMBI

Tabela 4.1 – Principais Autovalores obtidos do SMBI

	Parte Real	Parte Imaginária	Módulo	Frequência (Hz)	Amortecimento (%)
1	0,2658	6,2558	6,2615	0,9956	-4,2452
2	0,2658	- 6,2558	6,2615	- 0,9956	-4,2452

A figura 4.4 ilustra o comportamento dos modos eletromecânicos e auxilia na avaliação do amortecimento dos mesmos. É dado destaque a um par de polos complexos no semi-plano direito com baixo amortecimento ou instável. Observando a tabela 4.1, verifica-se que o par de polos complexos apresenta amortecimento negativo, logo este modo eletromecânico pode comprometer a segurança dinâmica do sistema diante de distúrbios na rede.

O projeto do estabilizador, para o amortecimento do modo local, é realizado através da análise do Diagrama de Nyquist para a função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ do gerador síncrono, onde é possível visualizar a compensação de fase necessária para diversas frequências de interesse. Para que o sistema seja estável, o critério de Nyquist estabelece que o ponto -1 do diagrama seja envolvido uma vez nessa frequência, visto

que o sistema possui um polo instável. A figura 4.5 ilustra a frequência do modo local a ser amortecida.

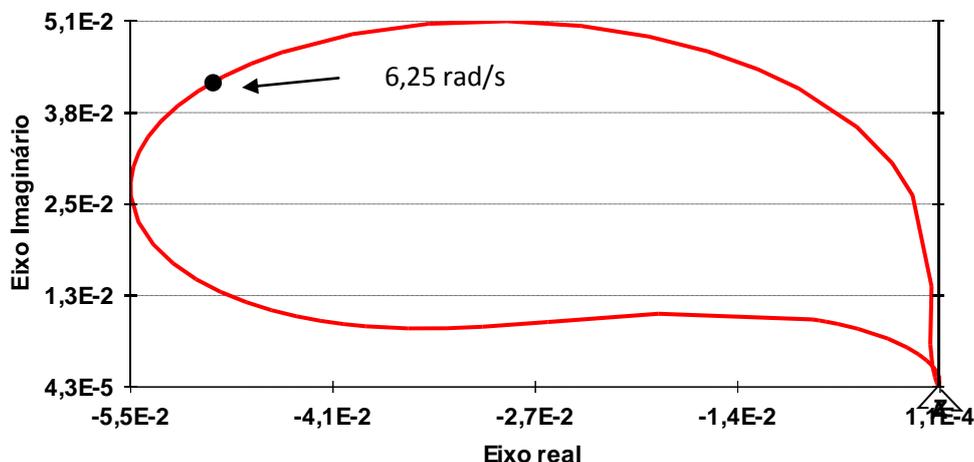


Figura 4.5 – Diagrama de Nyquist da função de transferência $\Delta\omega / \Delta V_{ref}$ do SMBI

Optou-se por um amortecimento de 20%, valor suficiente para o bom desempenho do controlador e que não compromete os outros modos eletromecânicos do sistema. A figura 4.6 ilustra o diagrama de blocos do estabilizador de sistemas de potência do gerador síncrono projetado através do diagrama de Nyquist, utilizando o programa PACDYN.

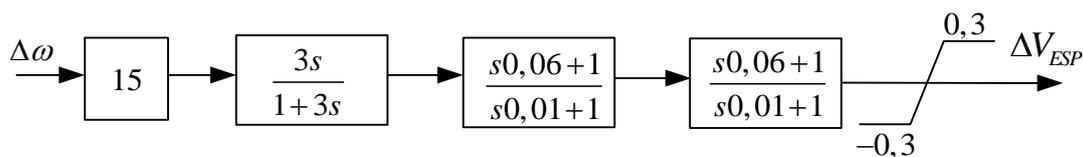


Figura 4.6 – Diagrama de blocos do ESP do SMBI

Após o ajuste e a implementação do ESP foi realizada uma simulação no domínio do tempo com a aplicação de um degrau de 10% na referência do regulador de tensão do gerador, monitorando o ângulo do gerador em relação ao centro de massa. A figura 4.7 ilustra o ângulo do gerador em relação ao centro de massa antes e após a implementação do ESP, mostrando-se mais adequada com o controlador estabilizador para a operação do sistema.

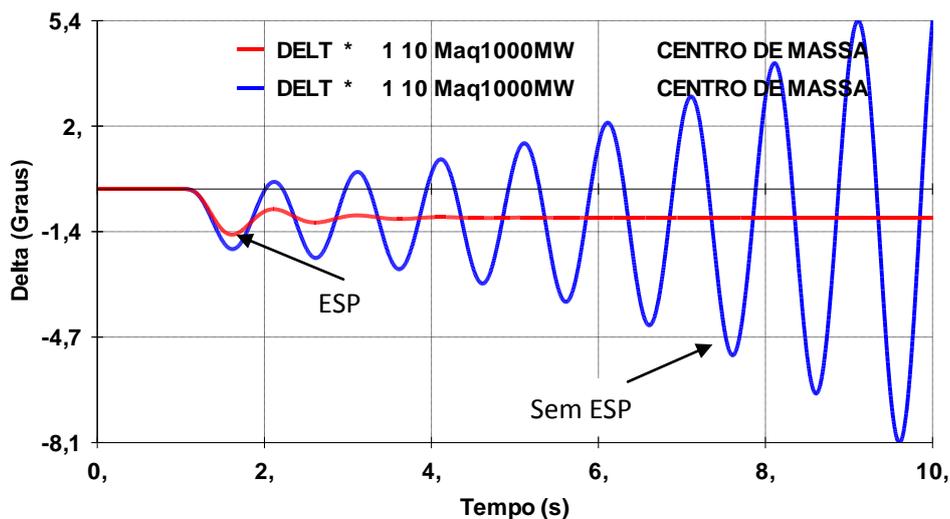


Figura 4.7 – ângulo do gerador em relação ao centro de massa.

4.4.2. Análise frente a grandes perturbações

Uma vez projetado o estabilizador de sistemas de potência, é importante comprovar a efetividade dos ajustes propostos através da análise do desempenho dinâmico do sistema diante de transitórios eletromecânicos. Para tanto, são realizadas simulações computacionais no programa ANATEM.

Sendo assim, foi aplicado um curto-circuito de 150 ms na barra terminal do gerador síncrono. A figura 4.8 ilustra o ângulo do gerador síncrono em relação ao centro de massa para a mesma perturbação operando em controle manual, com regulador de tensão e com estabilizador de sistema de potência. No primeiro caso, em vermelho, o ângulo do rotor cresce continuamente até a perda do sincronismo. Este tipo de instabilidade é conhecida como instabilidade de primeira oscilação (first swing) devido à falta de suficiente torque sincronizante. No segundo caso, em azul, o sistema é estável na primeira oscilação, entretanto se torna instável devido ao crescimento das oscilações no decorrer do tempo. Por fim, no terceiro caso, em verde, o ângulo do rotor atinge um valor máximo e então oscila com amplitude decrescente até atingir o seu estado de equilíbrio.

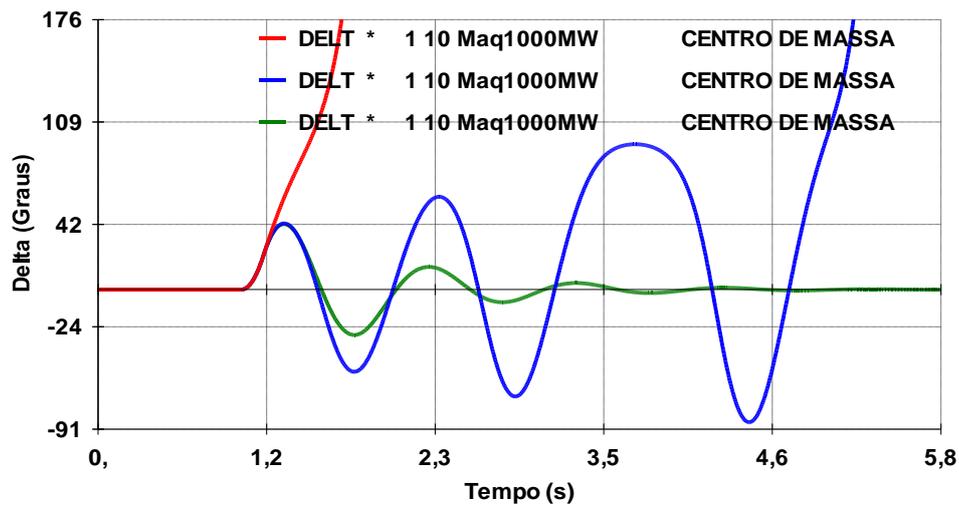


Figura 4.8 – ângulo do gerador em relação ao centro de massa

4.5- Conclusões

Neste capítulo foi apresentada a metodologia de controle utilizada neste trabalho para o projeto de estabilizadores de sistemas de potência, sendo utilizada a técnica de resposta em frequência baseado no critério de Nyquist, visando o amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência. No próximo capítulo, serão apresentados os resultados da implementação de estabilizadores de sistemas de potência no sistema Tucuruí-Manaus-Macapá interligado ao SIN.

Capítulo 5 – Análises e Resultados

5.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados os resultados dos estudos dinâmicos que analisam a viabilidade da interligação Tucuruí-Manaus-Macapá ao Sistema Interligado Nacional frente a pequenas e grandes perturbações. As análises lineares e não lineares são realizadas com o auxílio das ferramentas computacionais PACDYN e ANATEM, respectivamente. Diversos controladores estabilizadores são projetados para proporcionar amortecimento aos modos eletromecânicos pouco amortecidos que surgem após a interconexão.

5.2 Análise da interligação Tucuruí-Manaus-Macapá ao SIN

Com a interligação Tucuruí-Manaus-Macapá, o Sistema Interligado Nacional passa a apresentar um total 4803 barras, 722 geradores, 6845 linhas e 2483 transformadores. Todas as informações estáticas e dinâmicas, para realização destes estudos, foram obtidas a partir da base de dados do ONS [2]. A figura 5.1 ilustra o mapa da configuração do SIN com a interconexão.

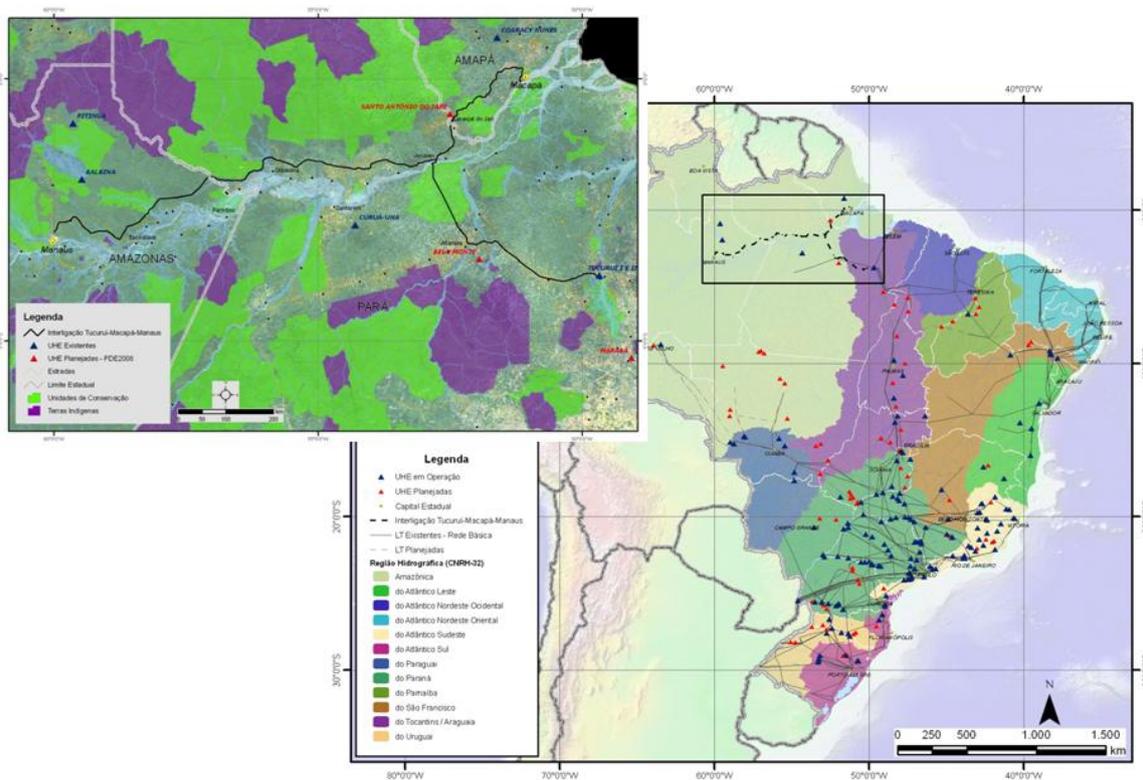


Figura 5.1 – Mapa do sistema interligado nacional com as interligações Tucuruí-Manaus-Macapá

O Operador Nacional do Sistema Elétrico fornece dados para estudos em regime permanente e de transitórios eletromecânicos do Sistema Interligado Nacional. Entretanto, os parâmetros dos estabilizadores dos geradores síncronos de Macapá são fornecidos para a sua operação isolada, ou seja, não se adequam a configuração interligada ao SIN. No caso de Manaus, o problema é ainda mais crítico, pois seus geradores síncronos não possuem dispositivos estabilizadores amortecedores.

Sendo assim, o objetivo deste trabalho é projetar estabilizadores de sistemas de potência para os geradores síncronos de Manaus e Macapá proporcionando o amortecimento dos modos eletromecânicos mal amortecidos que surgem em virtude da interligação e avaliar a robustez destes controladores em cenários de carga leve, média e pesada. O projeto destes estabilizadores é realizado através de técnicas de resposta em frequência baseada no método de Nyquist e a validação dos mesmos é realizada no domínio tempo para verificação do comportamento dinâmico do sistema diante de perturbações.

5.2.1. Cenários Analisados

Neste trabalho, os dados em regime permanente do SIN são referentes ao mês de novembro de 2011 e são acrescidos dos dados da interligação Tucuruí-Manaus-Macapá referente a julho de 2013. Todas estas informações foram obtidas a partir do banco de dados do ONS. Para os estudos de fluxo de carga, foi utilizado o programa computacional ANAREDE. A tabela 5.1 ilustra as condições operativas analisadas.

Tabela 5.1 – Condições de operação em regime permanente analisadas

Condições operativas da Interligação Tucuruí-Manaus-Macapá ao SIN	
Caso 1	Carga Pesada
Caso 2	Carga Média
Caso 3	Carga Leve

5.2.2. Análise Frente a Pequenas Perturbações

Para a análise dinâmica frente a pequenas perturbações foi utilizado o programa computacional PACDYN. No entanto, independente do software utilizado para o projeto de estabilizadores, deve-se analisar inicialmente o comportamento linearizado do sistema, para em seguida avaliar a atuação dos dispositivos suplementares amortecedores na resposta do sistema frente a distúrbios. Sendo assim, é preciso identificar os modos eletromecânicos mal amortecidos do sistema e ajustar o

controlador amortecedor para o cenário em que o modo eletromecânico possua o pior amortecimento. O caso base utilizado na análise e no projeto dos estabilizadores foi o caso 1, conforme a tabela 5.1.

Inicialmente, são identificados os principais autovalores do sistema em estudo. Neste caso, utilizou-se o método QR, para a determinação dos polos do sistema.

A figura 5.2 ilustra o comportamento destes modos e destaca um par de polos complexos instável com amortecimento negativo. Observando a tabela 5.2, verifica-se que os pares de polos complexos apresentam amortecimento abaixo dos 10%, logo estes modos eletromecânicos podem comprometer a segurança dinâmica do sistema diante de distúrbios na rede.

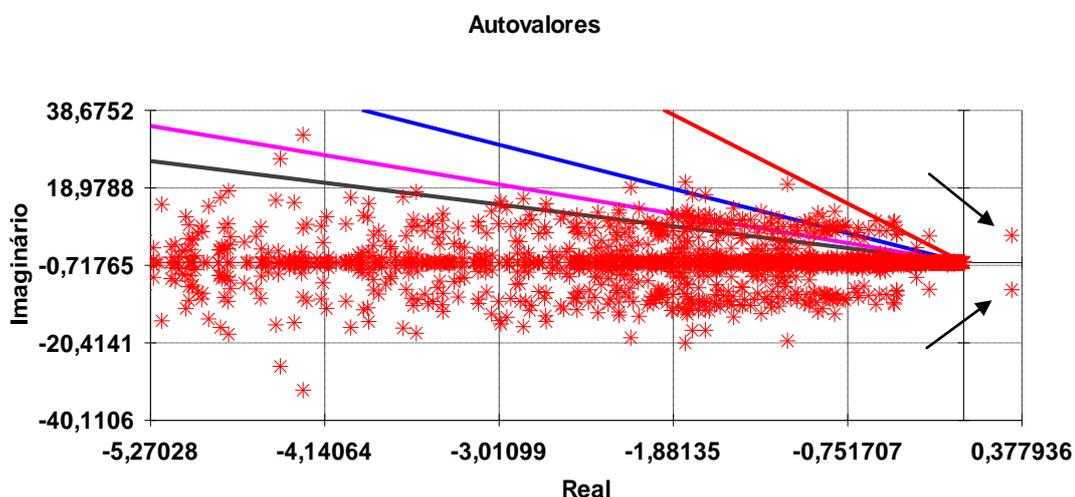


Figura 5.2 – Análise Modal - caso 1 (Caso Base)

Tabela 5.2 – Principais Autovalores obtidos

	Parte Real	Parte Imaginária	Módulo	Frequência (Hz)	Amortecimento (%)
1	0,3115	6,9026	6,9026	1,0986	-4,5089
2	0,3115	-6,9026	6,9026	-1,0986	-4,5089
3	-1,1414	19,912	19,912	3,1691	5,7228
4	-1,1414	-19,912	19,912	-3,1691	5,7228
5	-0,7813	9,1670	9,2002	1,4590	8,4920
6	-0,7813	-9,1670	9,2002	-1,4590	8,4920

7	-0,7797	8,9176	8,9516	1,4193	8,7096
8	-0,7797	-8,9176	8,9516	-1,4193	8,7096

Portanto, para melhor identificar a que modo eletromecânico estes polos complexos instáveis estão associados, calcula-se o modo shape das velocidades angulares dos geradores para caracterização dos polos. Os autovalores 1 e 2, referentes à tabela 5.2, apresentam $p = 0,3115 \pm j 6,9026$, com frequência de 1,0986 Hz e amortecimento $\zeta = - 4,5089$. Na figura 5.3, observa-se que este par de polos apresenta características de modo local referente à usina térmica de Mauá.

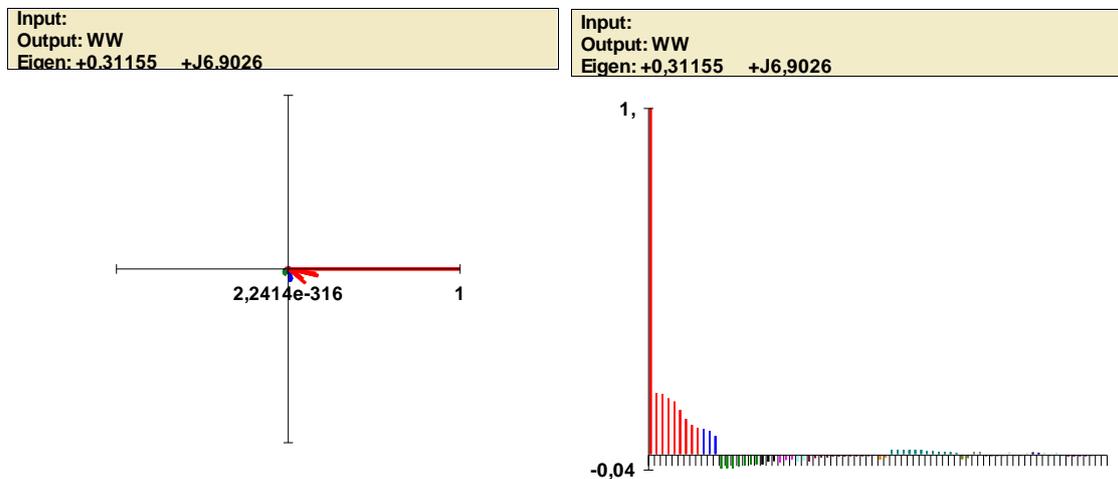


Figura 5.3 – Modo Shape de velocidade do rotor dos geradores do sistema em estudo

É importante ressaltar que o modo shape é um índice relacionado à observabilidade do modo eletromecânico, ou seja, pode-se dizer pela amplitude dos fasores que o modo é mais observável na UTE de Mauá.

Outra forma de identificação desses modos pode ser realizada calculando-se o fator de participação, que mostra a relação dos autovalores da matriz de estado do sistema com as variáveis de estado. Na figura 5.4, as variáveis de estados com maior participação são $\Delta\omega$ da Usina Térmica de Mauá, indicando que esses fatores são referentes ao modo eletromecânico.

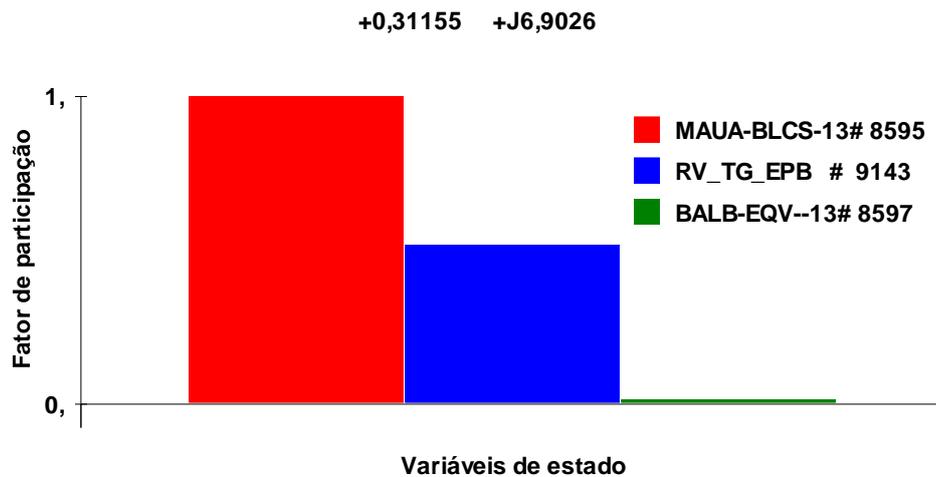


Figura 5.4 – Fator de participação do modo eletromecânico instável

Para analisar qual unidade geradora é a mais indicada para o amortecimento do modo local, são calculados os resíduos dos geradores do sistema para a função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$, em que ΔV_{ref} é a variação da tensão de referência do regulador de tensão e $\Delta\omega$ é a variação da velocidade angular do rotor do gerador. A figura 5.5 ilustra os resíduos associados ao modo eletromecânico, indicando que o gerador da UTE de Mauá é o mais indicado para a instalação do estabilizador.

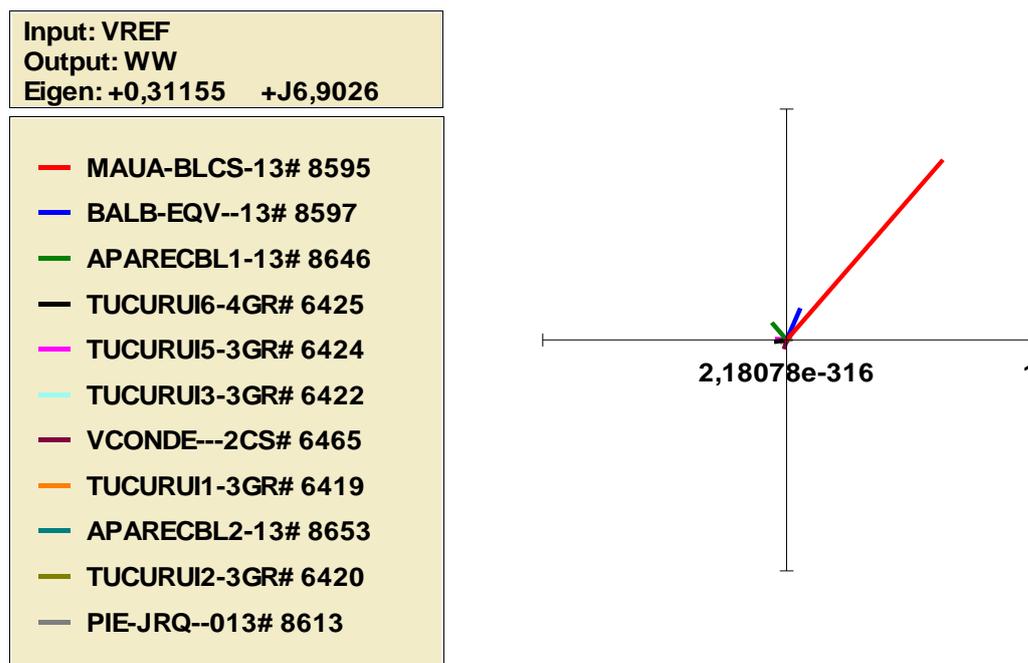


Figura 5.5 – Resíduos da função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ da UTE de Mauá.

O projeto do estabilizador é realizado através da análise do Diagrama de Nyquist para a função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ da UTE Mauá, onde é possível visualizar a compensação de fase necessária para diversas frequências de interesse. Para que o sistema seja estável, o critério de Nyquist estabelece que o ponto -1 do diagrama seja envolvido uma vez nessa frequência, visto que o sistema possui um polo instável. A figura 5.6 ilustra a frequência do modo local a ser amortecida.

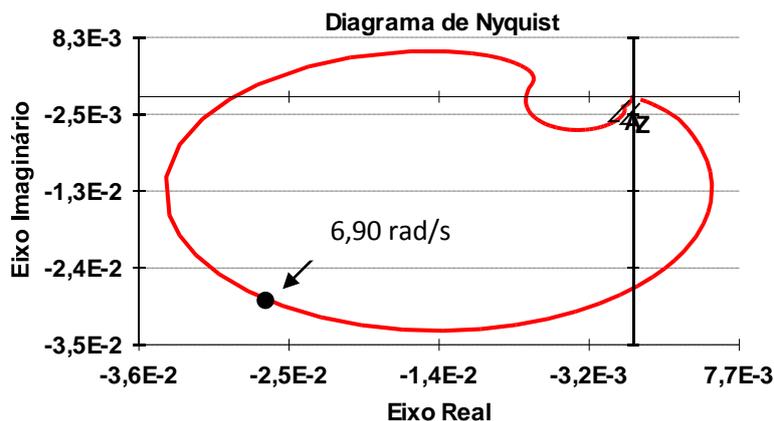


Figura 5.6 – Diagrama de Nyquist da função de transferência $\Delta\omega / \Delta V_{ref}$ da UTE Mauá

Optou-se por um amortecimento de 30%, valor suficiente para o bom desempenho do ESP e que não compromete os outros modos eletromecânicos do sistema. A figura 5.7 ilustra o diagrama de blocos do estabilizador de sistemas de potência da UTE Mauá projetado através do diagrama de Nyquist, utilizando o programa PACDYN.

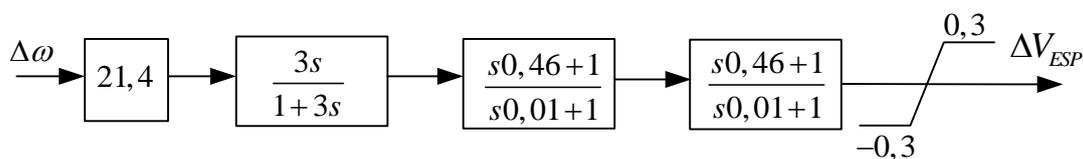


Figura 5.7 – Diagrama de blocos do ESP da UTE de Mauá

Após o ajuste e a implementação do ESP foi realizada uma simulação no domínio do tempo com a aplicação de um degrau de 10% na referência do regulador de tensão da UTE de Mauá, monitorando a velocidade angular do rotor do gerador. A figura 5.8 ilustra a velocidade angular do gerador antes e após a implementação do ESP, mostrando-se mais adequada com o controlador estabilizador para a operação do sistema.

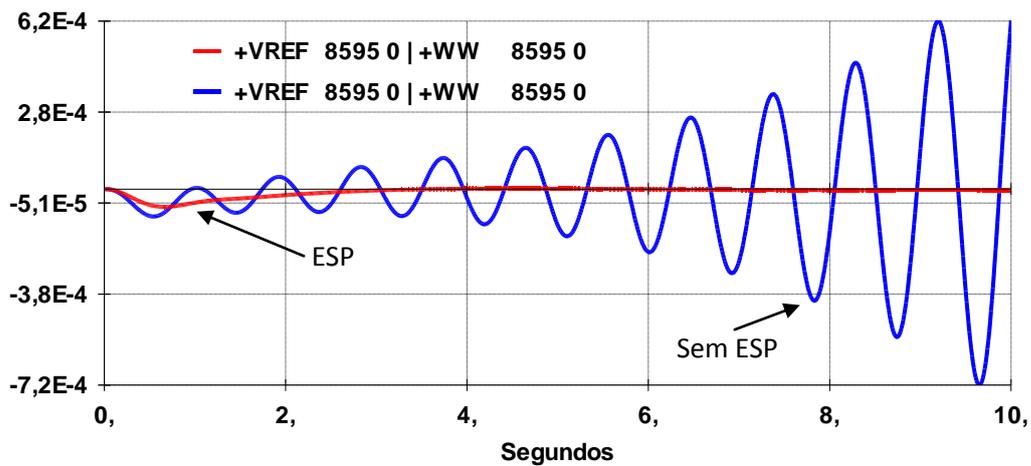


Figura 5.8 – Velocidade angular do rotor do gerador da UTE de Mauá.

Com a implementação do ESP na UTE de Mauá, os autovalores 7 e 8, referentes à tabela 5.2, passam a apresentar $p = -0,7938 \pm j 8,9106$ com frequência de 1,4182 Hz e amortecimento $\zeta = 8,8737$. Para identificar a qual modo eletromecânico estes polos complexos estão associados, calcula-se o modo shape das velocidades angulares dos geradores. Na figura 5.9, observa-se que este par de polos apresenta características de modo local na usina hidrelétrica de Coaraci Nunes 1 (equivalente de 48 MW).

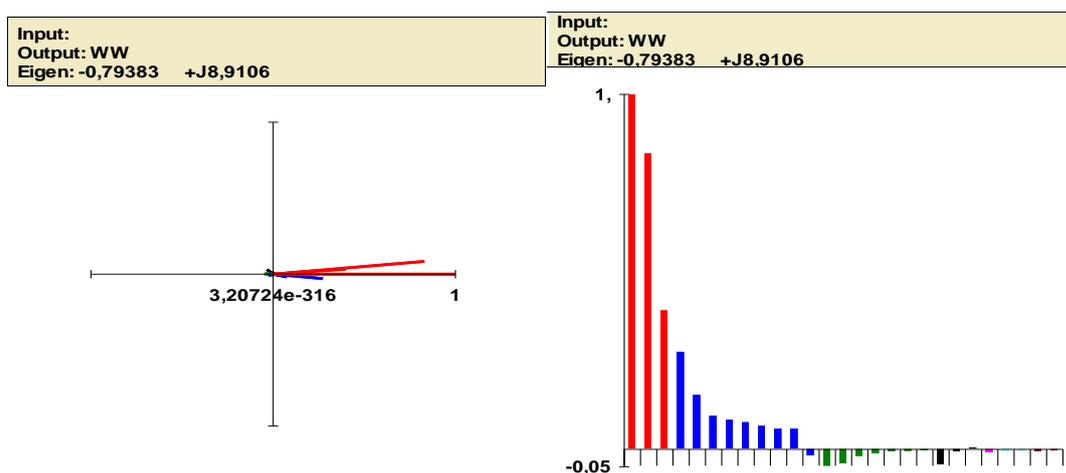


Figura 5.9 – Modo Shape de velocidade do rotor dos geradores de Coaraci Nunes

O fator de participação, que mostra a relação dos autovalores da matriz de estado do sistema com as variáveis de estado, também auxiliam na identificação desses modos. Na figura 5.10, as variáveis de estados com maior participação são $\Delta\omega$ da UHE de Coaraci Nunes1, indicando que esses fatores são referentes ao modo eletromecânico.

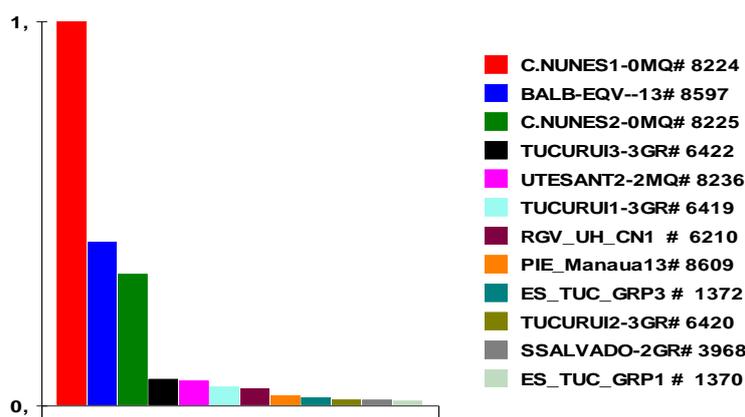


Figura 5.10 – Fator de participação do modo eletromecânico

O ajuste do estabilizador é realizado através do critério de Nyquist para a função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ da UTE Coaraci Nunes1, onde é possível visualizar a compensação de fase necessária para a frequência de interesse. A figura 5.11 ilustra a frequência do modo local a ser amortecida.

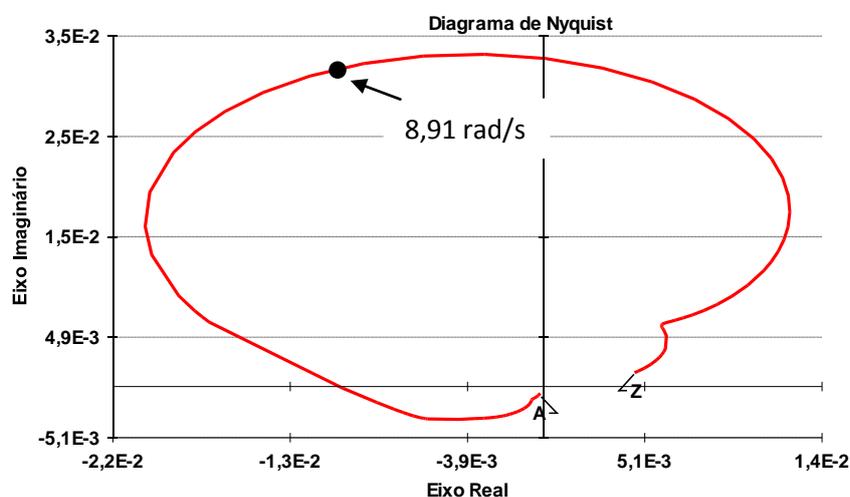


Figura 5.11 – Diagrama de Nyquist da função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ UHE C.Nunes1

Optou-se por um amortecimento de 20%, valor suficiente para o bom desempenho do controlador estabilizador suplementar e que não compromete os outros modos eletromecânicos do sistema. A figura 5.12 ilustra o diagrama de blocos do estabilizador de sistemas de potência da UHE Coaraci Nunes1 ajustado através da técnica de resposta em frequência baseada no critério de Nyquist.

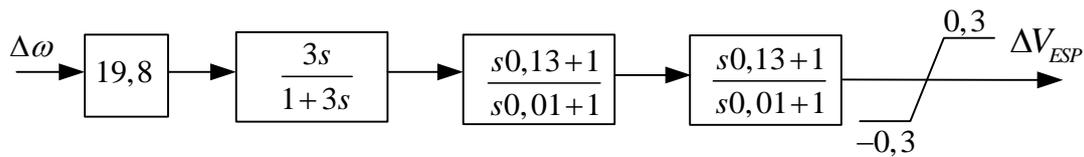


Figura 5.12 – Diagrama de blocos do ESP da UHE de Coaraci Nunes1

Após o ajuste do controle estabilizador, foi realizada uma simulação no domínio do tempo com a aplicação de um degrau de 10% na referência do regulador de tensão da UHE de Coaraci Nunes1, monitorando a velocidade angular do rotor do gerador. A figura 5.13 ilustra a velocidade angular do gerador antes e após a implementação do controlador amortecedor, mostrando-se mais adequada com o controle amortecedor.

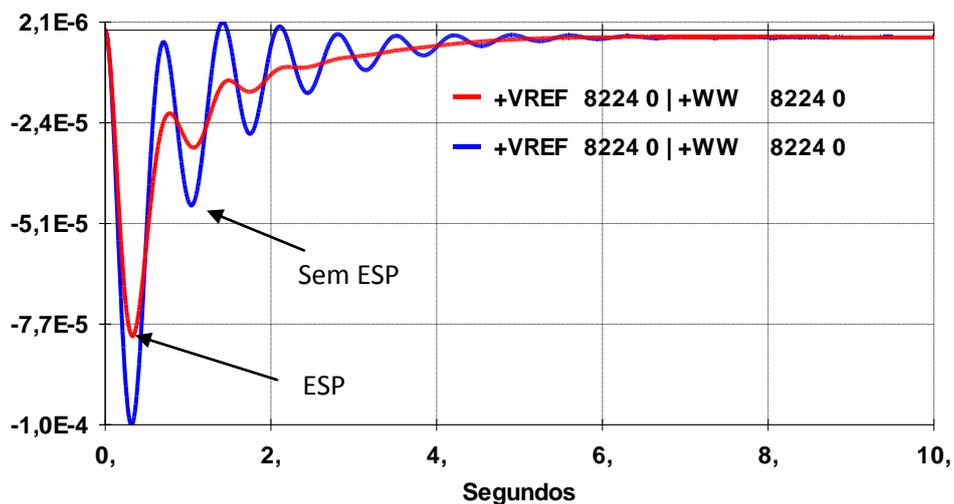


Figura 5.13 – Velocidade angular do rotor do gerador da UHE de Coaraci Nunes1.

Com o ajuste do estabilizador do sistema de potência na UHE de Coaraci Nunes1, os autovalores 5 e 6, referentes à tabela 5.2, passam a apresentar $p = -0,82688 \pm j 9,0746$, com frequência de 1,44 Hz e amortecimento $\zeta = 9,0744$. Para identificar a que modo eletromecânico estes polos complexos estão associados, calcula-se o modo shape das velocidades angulares dos geradores. Na figura 5.14, observa-se que este par de polos apresenta características de um modo local na UHE de Balbina.

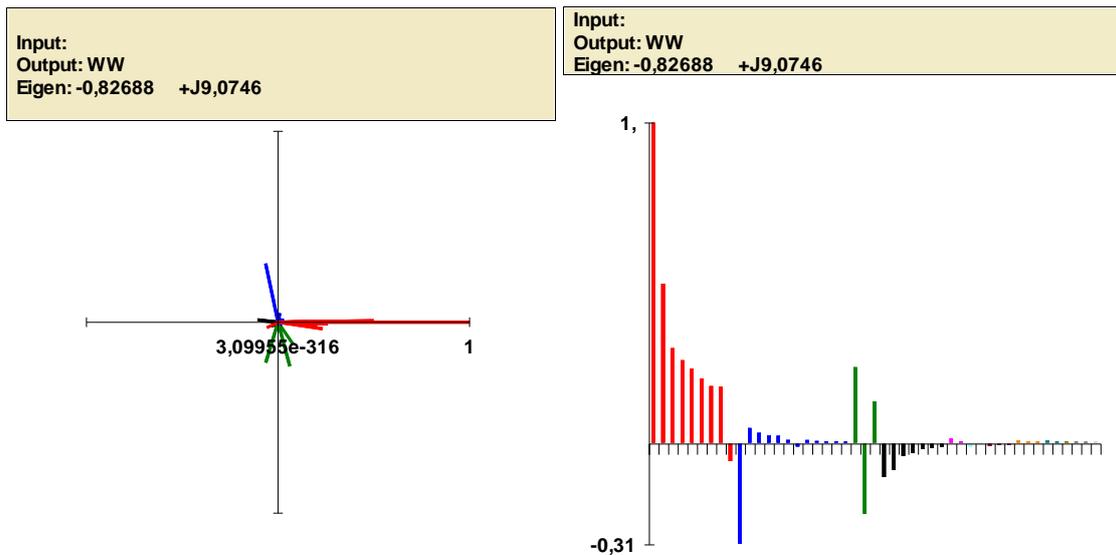


Figura 5.14 – Modo Shape de velocidade do rotor dos geradores de Balbina

O fator de participação também auxilia na identificação desses modos. Na figura 5.15, a variável de estado com maior participação é $\Delta\omega$ e da UHE Balbina, indicando que esses fatores são referentes ao modo eletromecânico.

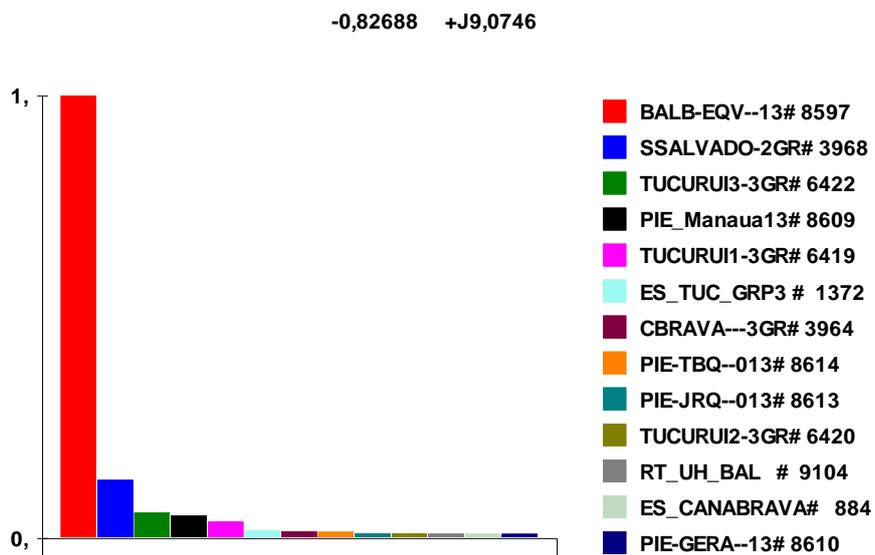


Figura 5.15 – Fator de participação do modo eletromecânico

Para identificar qual unidade geradora é a mais indicada para o amortecimento do modo local, são calculados os resíduos dos geradores do sistema para a função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$, em que ΔV_{ref} é a variação da tensão de referência do regulador de tensão e $\Delta\omega$ é a variação da velocidade angular do rotor do gerador. A figura 5.16 ilustra os resíduos associados ao modo eletromecânico, indicando que o gerador da UHE de Balbina é o mais indicado para a instalação do estabilizador.

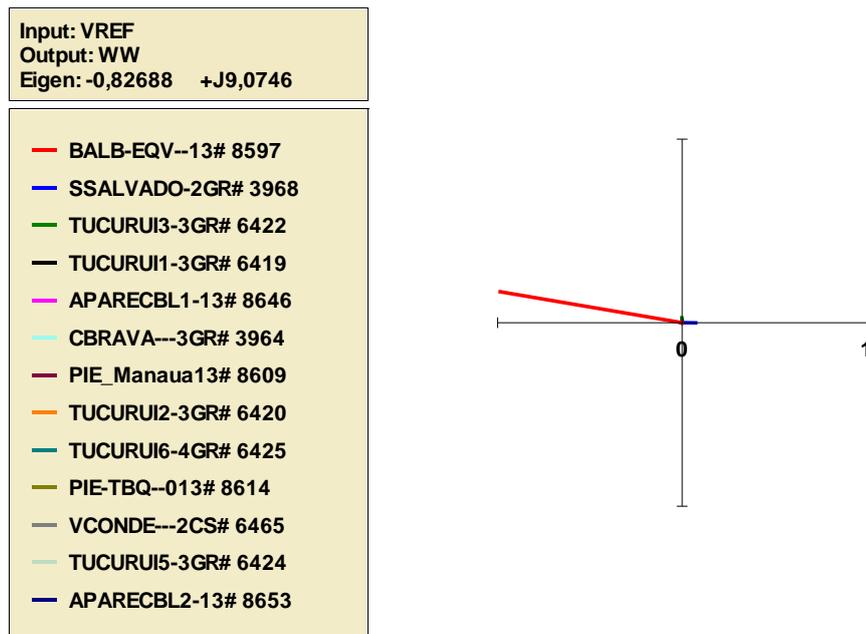


Figura 5.16 – Resíduos da função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ da UHE de Balbina.

O ajuste do estabilizador é realizado através de técnicas de resposta em frequência baseada no diagrama de Nyquist para a função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ da UHE Balbina, onde é possível visualizar a compensação de fase necessária para a frequência de interesse. A figura 5.17 ilustra a frequência do modo local a ser amortecida.

Optou-se por um amortecimento de 25%, valor suficiente para o bom desempenho do controlador e que não compromete os outros modos eletromecânicos do sistema. A figura 5.18 ilustra o diagrama de blocos do estabilizador de sistemas de potência da UHE Balbina ajustado através do diagrama de Nyquist, utilizando o programa PACDYN.

Após o projeto do ESP, foi realizada uma simulação no domínio do tempo com a aplicação de um degrau de 10% na referência do regulador de tensão da UHE de Balbina, monitorando a velocidade angular do rotor do gerador. A figura 5.19 ilustra a velocidade angular do gerador antes e após a implementação do controlador amortecedor, mostrando-se mais adequada para operação do sistema com o ESP.

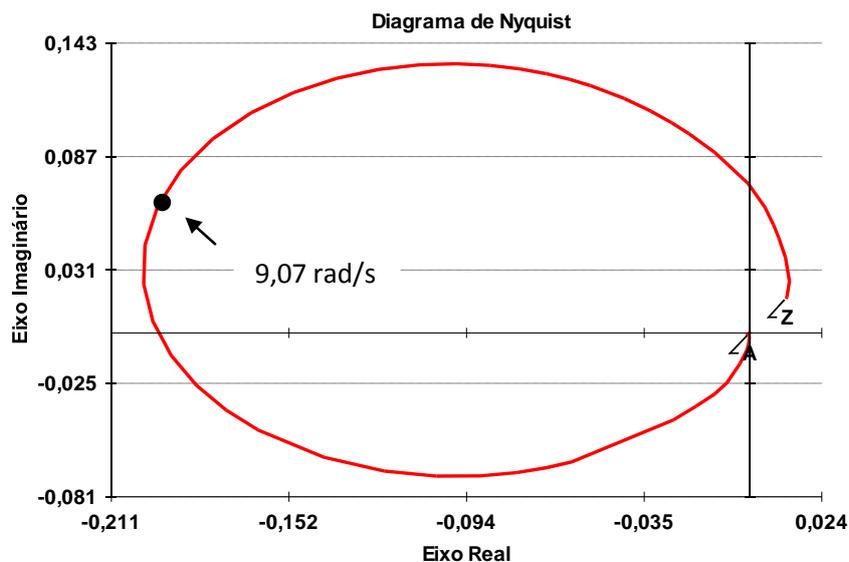


Figura 5.17 – Diagrama de Nyquist da função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ UHE Balbina

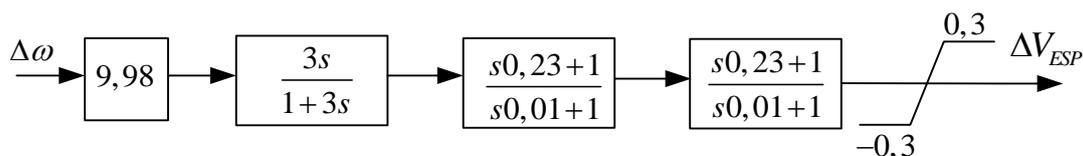


Figura 5.18 – Diagrama de blocos do ESP da UHE de Balbina

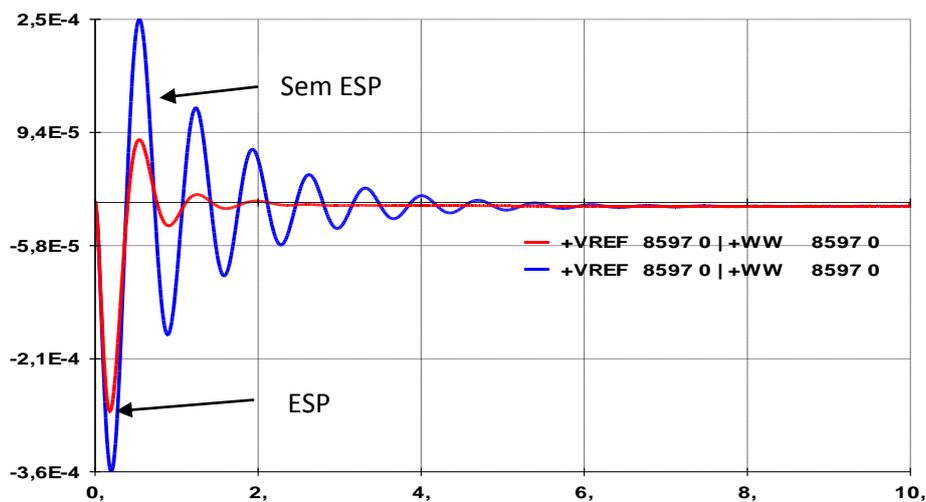


Figura 5.19 – Velocidade angular do rotor do gerador da UHE de Balbina.

Após o projeto do ESP da UHE de Balbina, os autovalores 3 e 4, referentes à tabela 3, passam a apresentar $p = -1,1368 \pm j 19,913$, com frequência de 3,16 Hz e

amortecimento $\zeta = 5,69$. Para melhor identificar a que modo eletromecânico estes polos complexos estão associados, calcula-se o modo shape das velocidades angulares dos geradores. Na figura 5.20, observa-se que este par de polos apresenta características de um modo intra-planta na UTE de Aparecida.

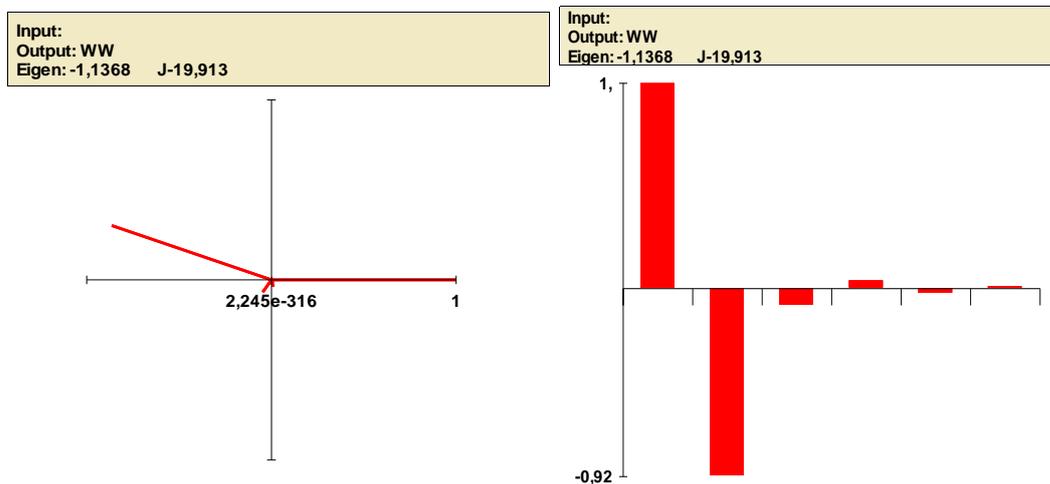


Figura 5.20 – Modo Shape de velocidade do rotor dos geradores de Aparecida

O fator de participação, que mostra a relação dos autovalores da matriz de estado do sistema com as variáveis de estado, auxilia na identificação desses modos. Na figura 5.21, as variáveis de estados com maior participação são $\Delta\omega$ da usina térmica de Aparecida, indicando que esses fatores são referentes ao modo eletromecânico.

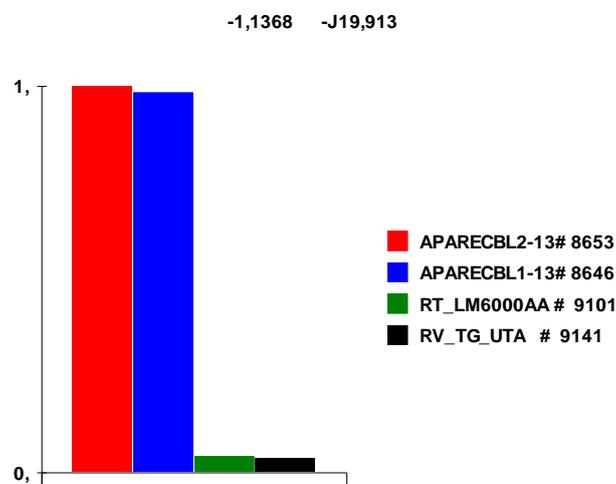


Figura 5.21 – Fator de participação do modo eletromecânico

Para analisar qual unidade geradora é a mais indicada para o amortecimento do modo intra-planta, são calculados os resíduos dos geradores do sistema para a função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$, em que ΔV_{ref} é a variação da tensão de referência do regulador de tensão e $\Delta\omega$ é a variação da velocidade angular do rotor do gerador. A figura 5.22 ilustra os resíduos associados ao modo eletromecânico, indicando que o gerador da usina térmica de Aparecida é a mais indicada para a instalação do controle suplementar.

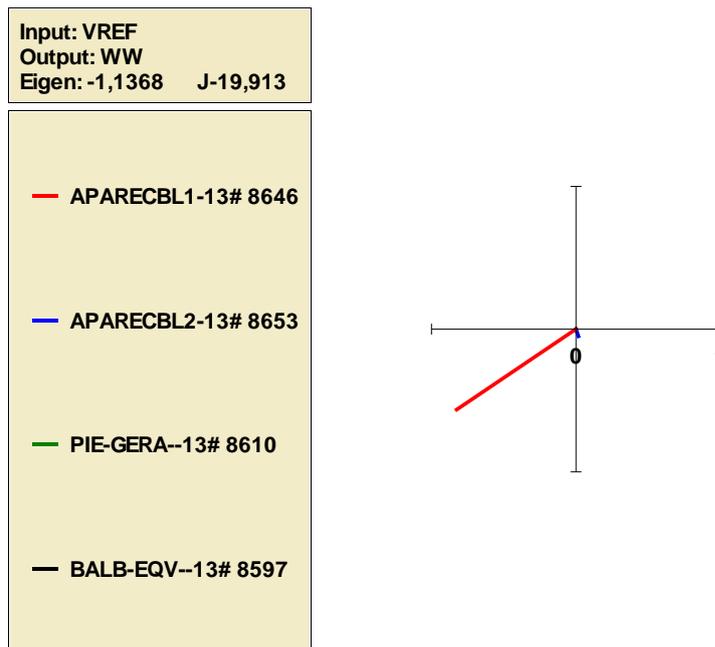


Figura 5.22 – Resíduos da função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ da UTE de Aparecida.

O projeto do ESP é realizado através de técnicas de resposta em frequência baseado no diagrama de Nyquist para a função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ da usina de Aparecida, onde é possível visualizar a compensação de fase necessária para a frequência de interesse. A figura 5.23 ilustra a frequência do modo a ser amortecida.

Para um amortecimento de 13%, valor suficiente para o bom desempenho do controlador e que não compromete os outros modos eletromecânicos do sistema. A figura 5.24 ilustra o diagrama de blocos do estabilizador de sistemas de potência da usina de Aparecida ajustado através do diagrama de Nyquist, utilizando o programa PACDYN.

Após o projeto do ESP, foi realizada uma simulação no domínio do tempo com a aplicação de um degrau de 10% na referência do regulador de tensão da usina de Aparecida, monitorando a velocidade angular do rotor do gerador. A figura 5.25 ilustra a velocidade angular do gerador antes e após a implementação do controlador amortecedor, mostrando-se mais adequada para operação do sistema com o ESP.

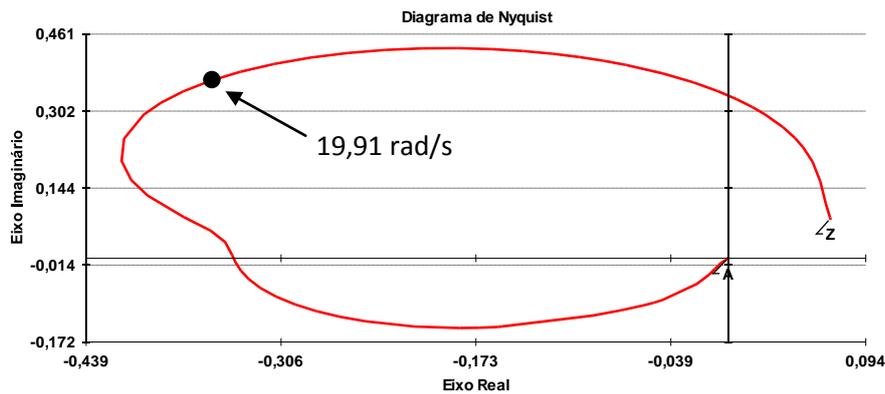


Figura 5.23 – Diagrama de Nyquist da função de transferência $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ de Aparecida

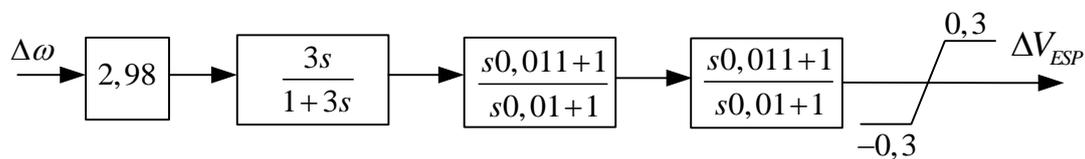


Figura 5.24 – Diagrama de blocos do ESP da usina de Aparecida

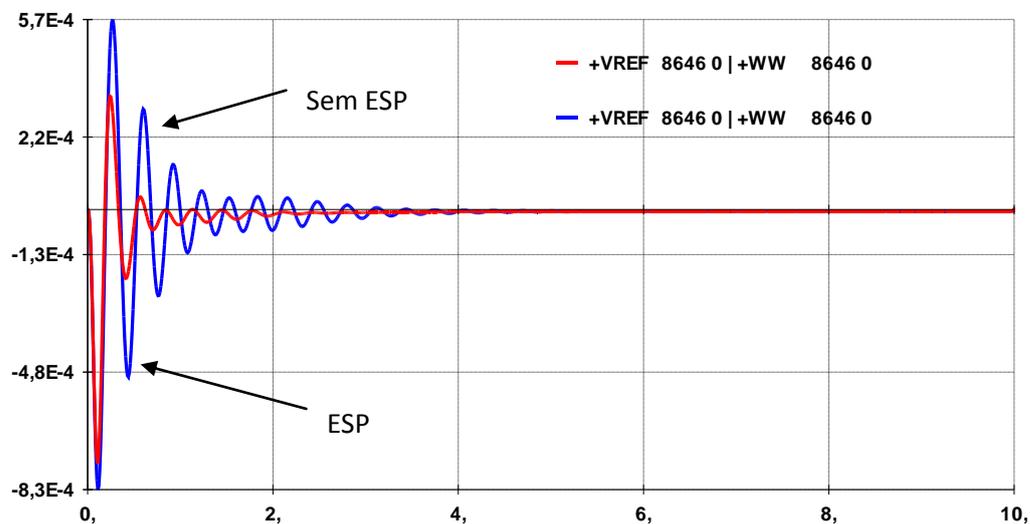


Figura 5.25 – Velocidade angular do rotor do gerador da UTE de Aparecida.

Deste modo, os estabilizadores projetados para o amortecimento dos modos eletromecânicos, oriundos da interligação Tucuruí-Manaus-Macapá ao sistema interligado nacional, satisfazem o cenário de carga pesada contribuindo para a estabilidade do sistema. A Tabela 5.3 ilustra os principais autovalores obtidos após os

ajustes dos estabilizadores. Os valores de amortecimento dos ESP projetados foram escolhidos de tal forma que não comprometessem os outros modos do sistema.

Tabela 5.3 – Principais Autovalores obtidos

	Parte Real	Parte Imaginária	Módulo	Frequência (Hz)	Amortecimento (%)
1	-2,1791	6,9159	7,2510	1,1007	30,052
2	-2,1791	-6,9159	7,2510	-1,1007	30,052
3	-2,6068	19,882	20,053	3,1644	13,000
4	-2,6068	-19,882	20,053	-3,1644	13,000
5	-2,3393	9,0645	9,3615	1,4427	24,988
6	-2,3393	-9,0645	9,3615	-1,4427	24,988
7	-1,7747	8,8790	9,0546	1,4131	19,600
8	-1,7747	-8,8790	9,0546	-1,4131	19,600

5.2.3. Análise Frente a Grandes Perturbações

Uma vez projetados os estabilizadores de sistemas de potência das usinas de Manaus e Macapá para o cenário de carga pesada, é importante comprovar a efetividade dos ajustes propostos através da análise do desempenho dinâmico do sistema diante de grandes perturbações. Para tanto, são realizadas simulações computacionais no programa ANATEM para avaliar o comportamento do sistema diante de transitórios eletromecânicos em diversos cenários operativos.

A seguir, são apresentados os resultados de simulação do sistema diante de grandes perturbações. O desempenho dos controladores foi avaliado em 3 cenários operativos (carga pesada, média e leve) e com a mesma perturbação (curto-circuito de 100 ms na linha Tucuruí - Vila do Conde com a saída de um dos circuitos do trecho).

5.2.3.1. Caso 1 – Cenário de Carga Pesada

No cenário de carga pesada, em que também é o mais crítico em termos de amortecimento, foi simulada a ocorrência de um curto-circuito trifásico de 100 ms na linha de 500 kV que interliga Tucuruí a Vila do Conde, eliminado através da abertura

dos disjuntores de uma das linhas deste trecho. As figuras 5.26 e 5.27 ilustram os ângulos dos geradores síncronos do subsistema norte do SIN (Geradores síncronos de Tucuruí, Manaus e de Macapá) em relação à referência antes e após a implementação dos estabilizadores de sistemas de potência, respectivamente.

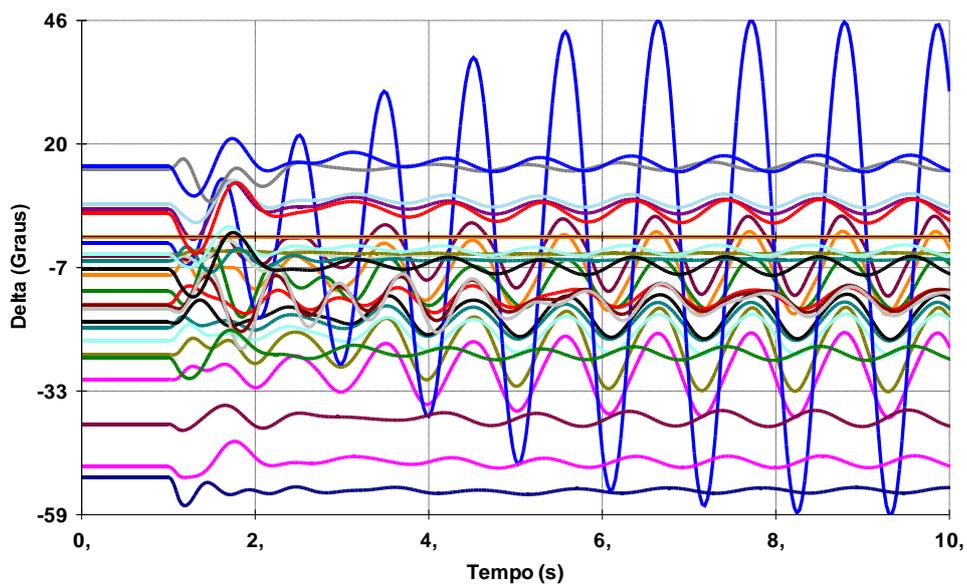


Figura 5.26 – Ângulo relativo dos geradores síncronos do subsistema norte do SIN em relação à referência sem ESP

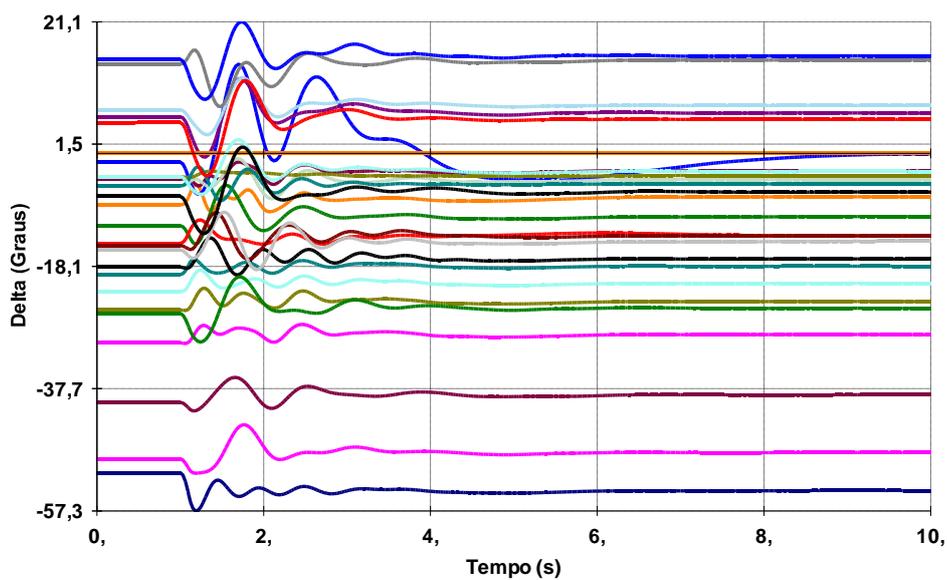


Figura 5.27 – Ângulo relativo dos geradores síncronos do subsistema norte do SIN em relação à referência com ESP

Os resultados mostram que quando os geradores síncronos dos sistemas isolados de Macapá e Manaus operam interligados ao SIN sem o ajuste dos seus estabilizadores, comprometem a estabilidade do sistema.

As figuras 5.28 e 5.29 apresentam o desempenho dinâmico do ângulo relativo em relação à referência e a potência elétrica do gerador da UTE de Mauá, respectivamente, antes e após implementação do controlador amortecedor. A utilização do ESP na malha de controle do gerador mostra-se satisfatória na ocorrência dessa perturbação.

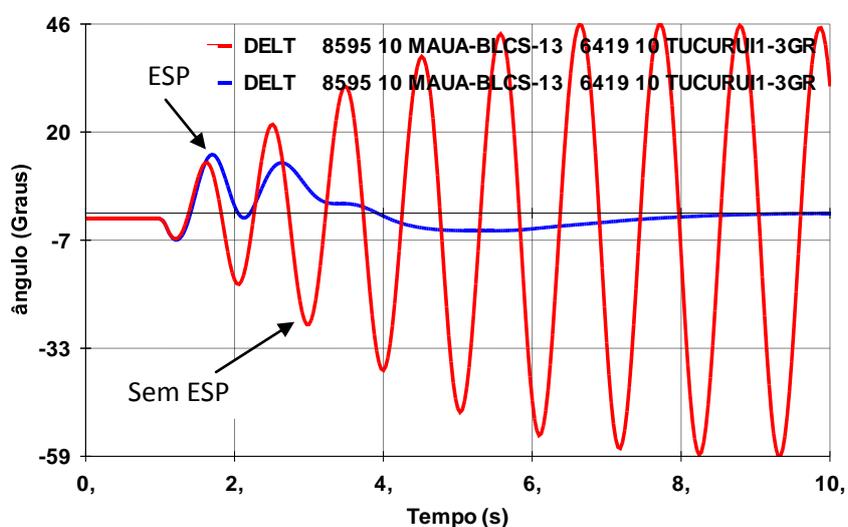


Figura 5.28 – Ângulo relativo do gerador da UTE de Mauá em relação à referência

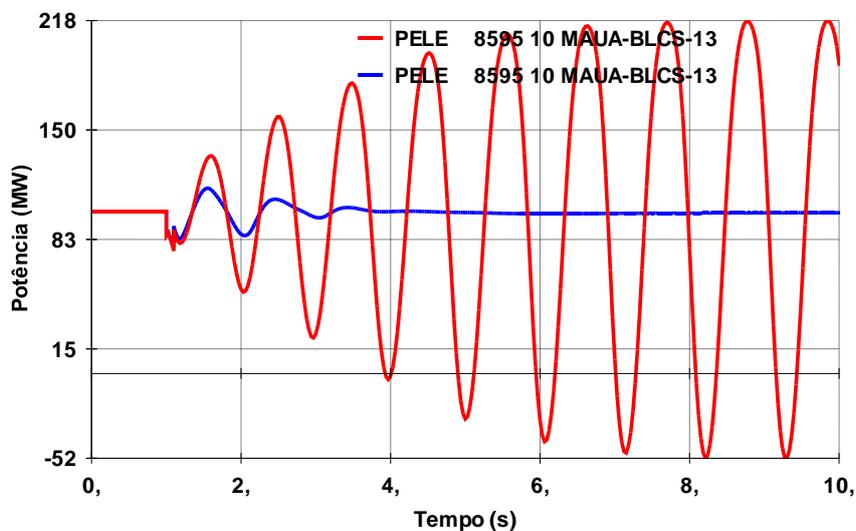


Figura 5.29 – Potência elétrica do gerador da UTE de Mauá

Para a mesma perturbação ainda em cenário de carga pesada, o desempenho do gerador síncrono de Coaraci Nunes1 é avaliado diante do transitório. As figuras 5.30, 5.31 e 5.32 apresentam os resultados do ângulo relativo em relação à referência, a potência elétrica e a tensão nos terminais do gerador, respectivamente, antes e após a implementação do dispositivo de controle. A implementação do ESP na malha de controle do gerador mostra-se eficiente diante do curto-circuito.

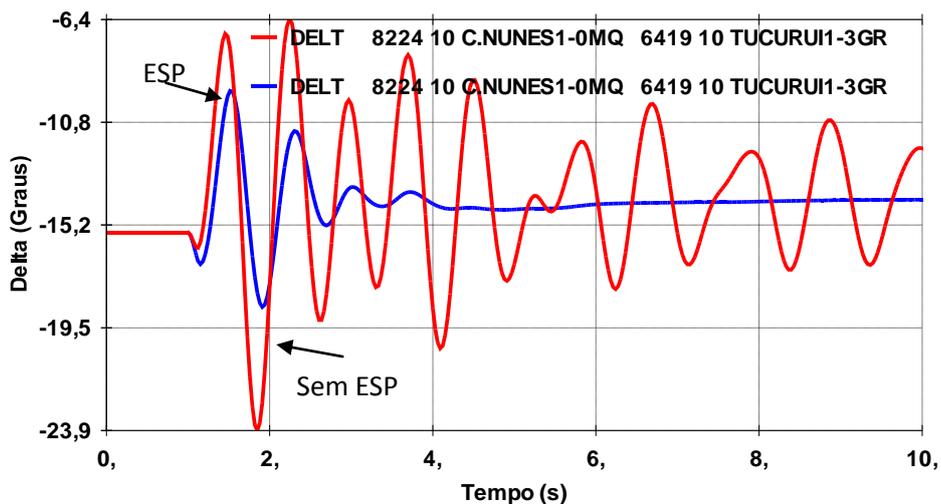


Figura 5.30 – Ângulo relativo do gerador de Coaraci Nunes 1 em relação à referência

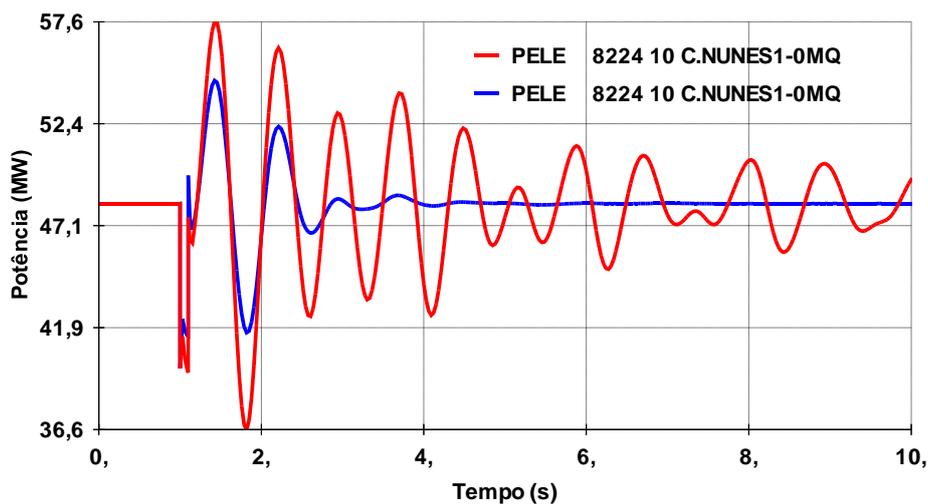


Figura 5.31 – Potência elétrica do gerador síncrono da UHE de Coaraci Nunes 1

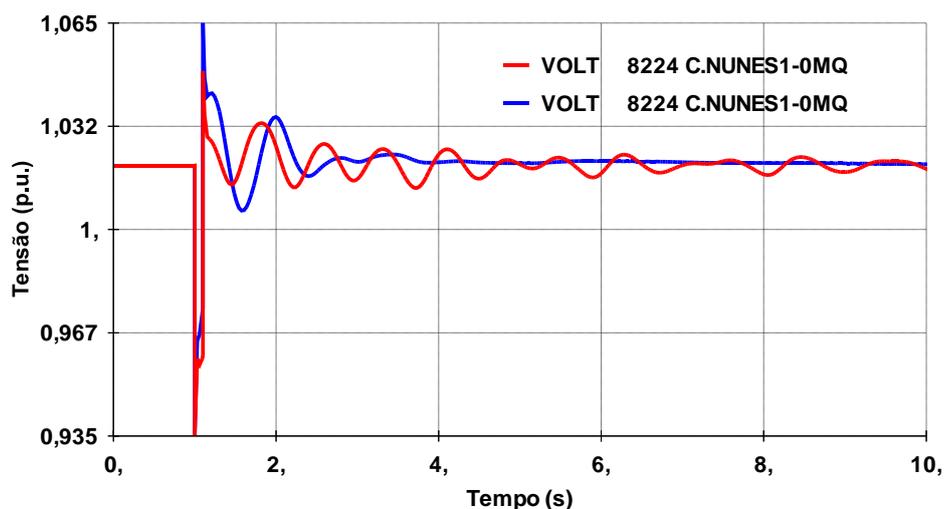


Figura 5.32 – Tensão nos terminais do gerador síncrono da UHE de Coaraci Nunes 1

O desempenho do gerador síncrono de Balbina, para esta mesma perturbação ainda em cenário de carga pesada, é avaliado diante do transitório. As figuras 5.33 e 5.34 apresentam os resultados do ângulo relativo em relação à referência e a potência elétrica do gerador síncrono, respectivamente, antes e após a implementação do estabilizador. A implementação do ESP na malha de controle do gerador mostra o bom desempenho do controlador na ocorrência desta perturbação.

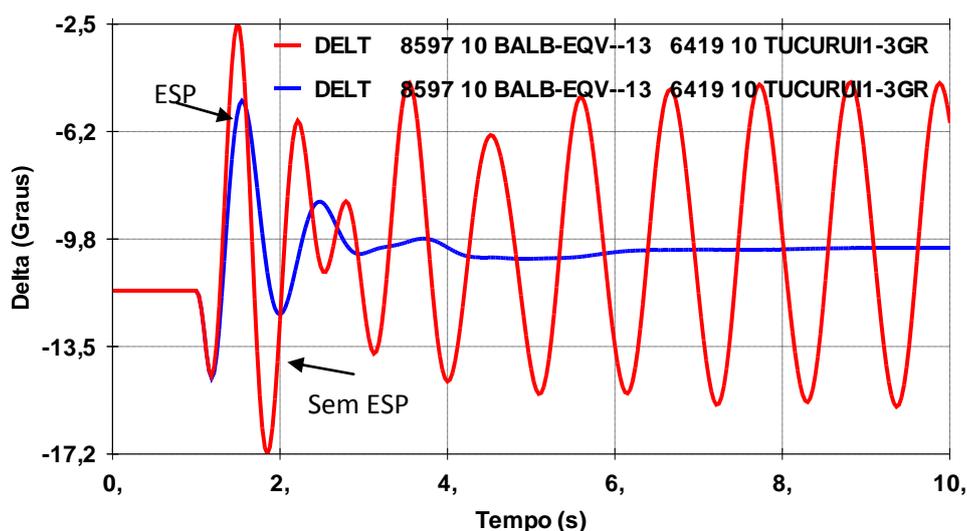


Figura 5.33 – Ângulo relativo do gerador da UHE de Balbina em relação à referência

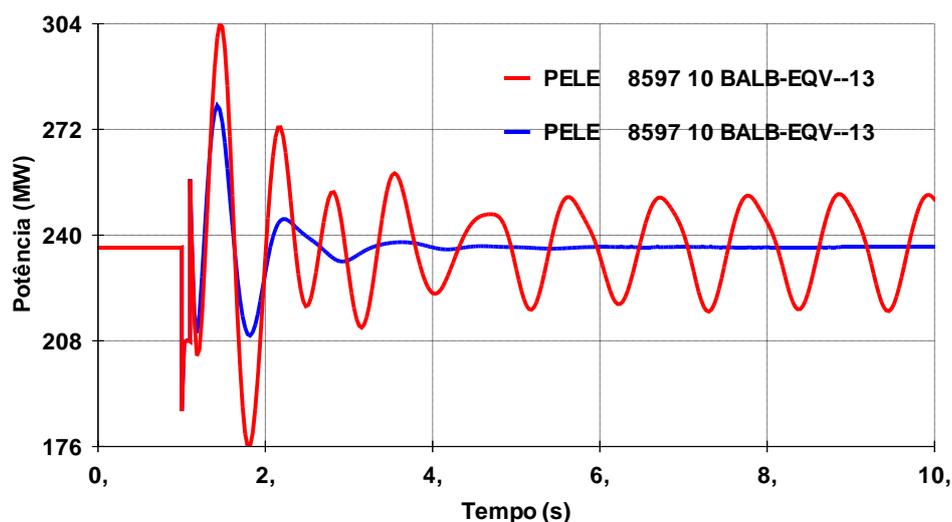


Figura 5.34 – Potência elétrica do gerador síncrono da UHE de Balbina

O gerador síncrono da UTE de Aparecida, para esta mesma perturbação em cenário de carga pesada, também é avaliado diante do transitório. As figuras 5.35 e 5.36 apresentam os resultados do ângulo relativo em relação à referência e a potência elétrica do gerador, respectivamente, antes e após a introdução do controlador. A implementação do ESP mostra a eficiência do controlador suplementar amortecedor na ocorrência desta perturbação.

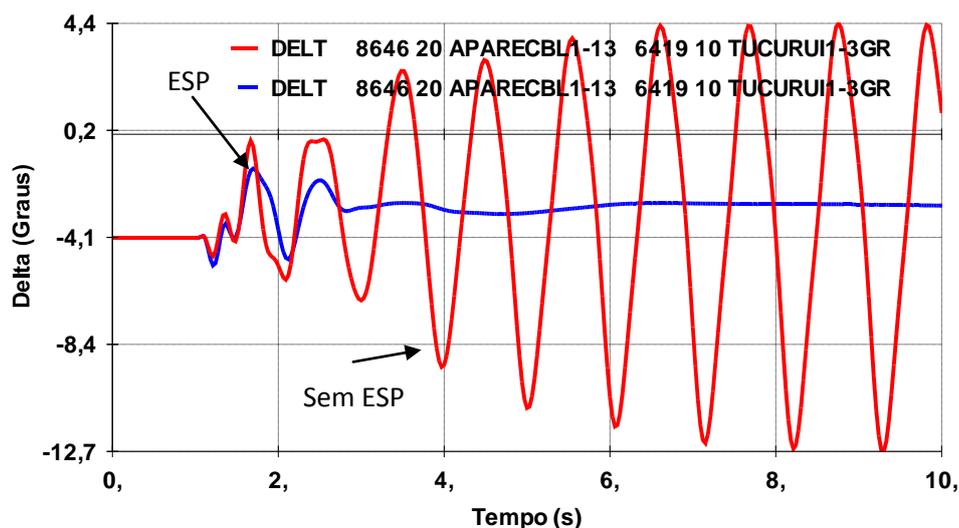


Figura 5.35 – Ângulo relativo do gerador da UTE de Aparecida em relação à referência

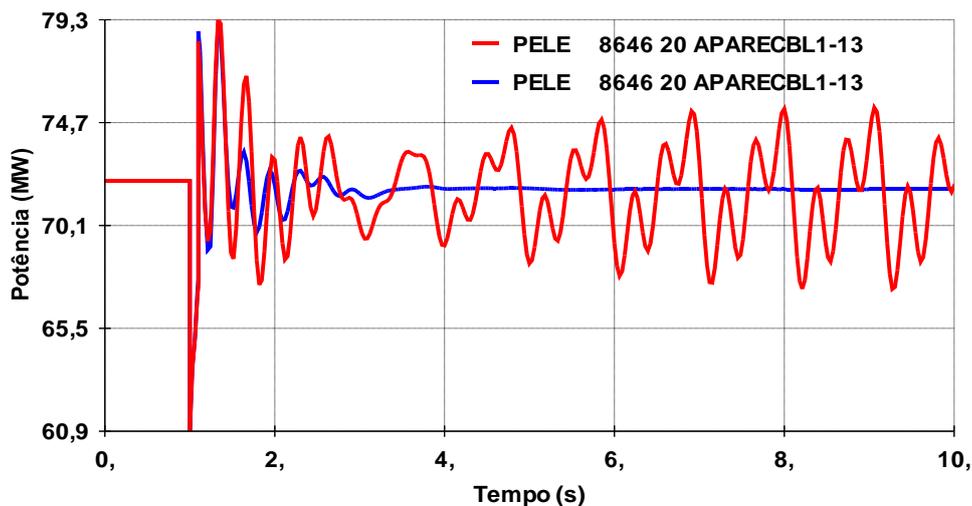


Figura 5.36 – Potência elétrica do gerador da UTE de Aparecida

5.2.3.2. Caso 2 – Cenário de Carga Média

No cenário de carga média, foi simulada a ocorrência de um curto-circuito trifásico de 100 ms na linha de 500 kV que interliga Tucuruí a Vila do Conde, eliminado através da abertura dos disjuntores de uma das linhas deste trecho. As figuras 5.37 e 5.38 ilustram os ângulos dos geradores síncronos do subsistema norte do SIN em relação à referência antes e após a implementação dos estabilizadores de sistemas de potência, respectivamente. Os resultados mostram que quando os geradores síncronos dos sistemas isolados de Macapá e Manaus operam interligados ao SIN com o ajuste dos seus estabilizadores, aumentam a margem de estabilidade do sistema.

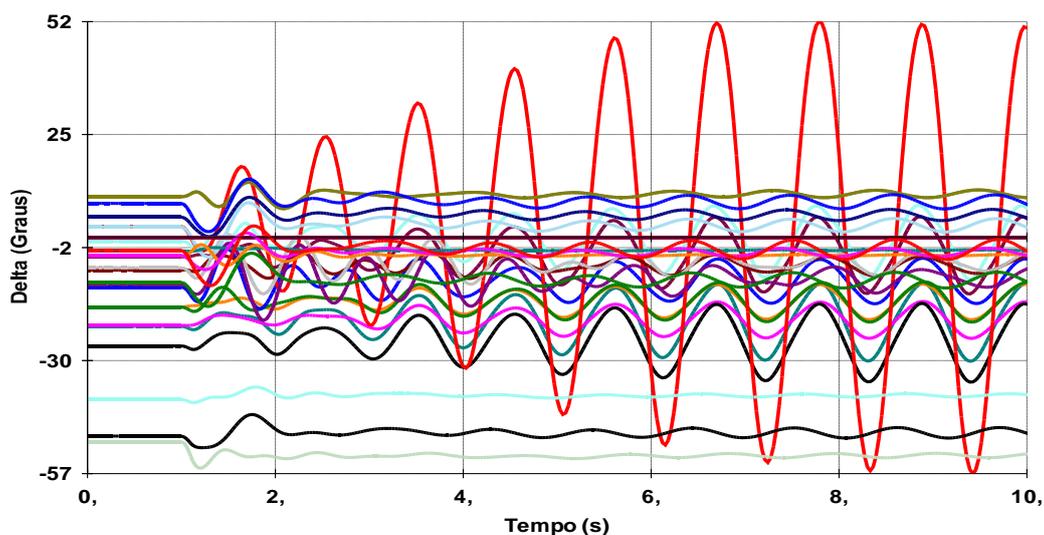


Figura 5.37 – Ângulo relativo dos geradores síncronos do subsistema norte do SIN em relação à referência sem ESP

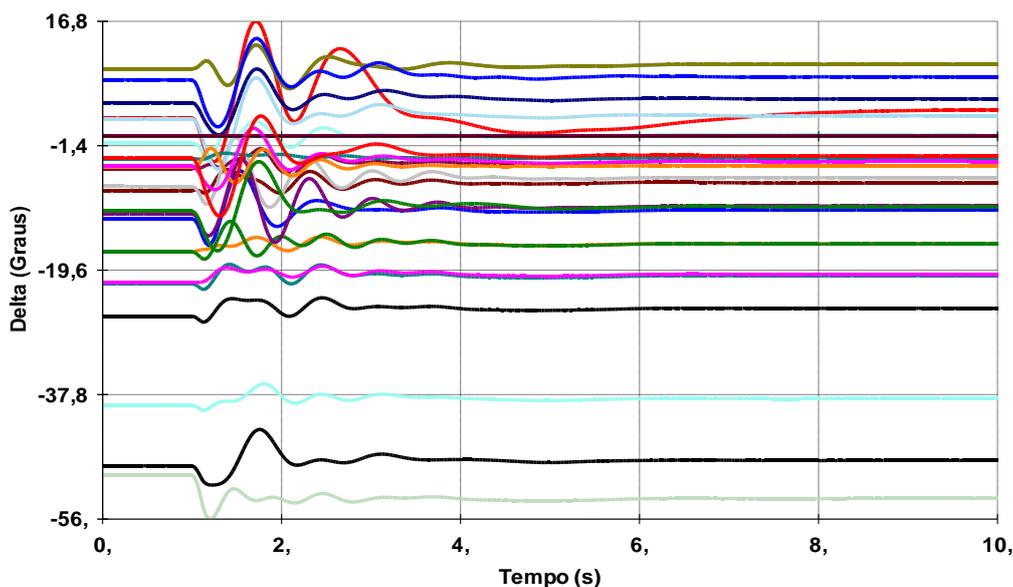


Figura 5.38 – Ângulo relativo dos geradores síncronos do subsistema norte do SIN em relação à referência com ESP

As figuras 5.39, 5.40 e 5.41 apresentam o desempenho dinâmico do ângulo relativo em relação à referência, a potência elétrica e a tensão nos terminais do gerador da UTE de Mauá, respectivamente, antes e após a introdução do amortecimento. A implementação do ESP na malha de controle do gerador mostra-se satisfatória na ocorrência da perturbação.

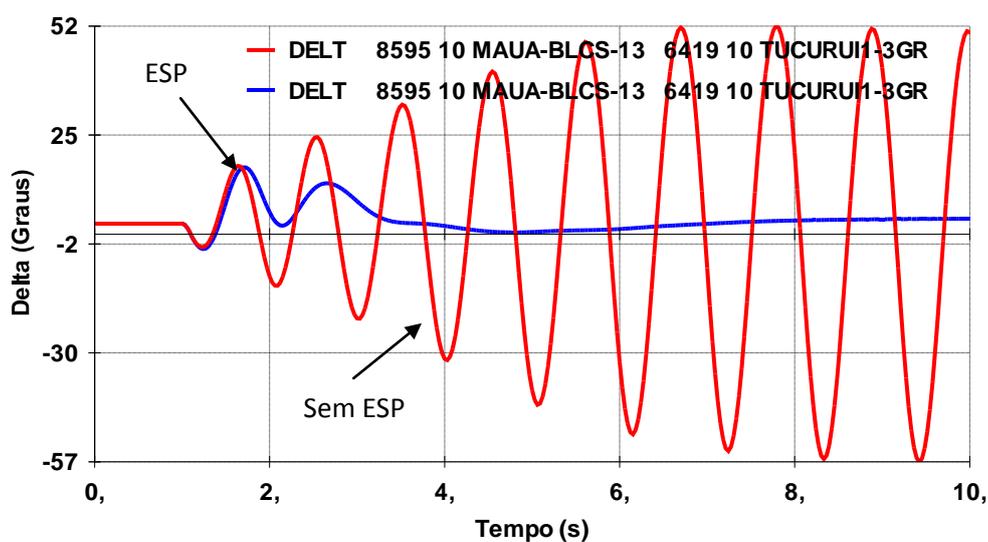


Figura 5.39 – Ângulo relativo do gerador da UTE de Mauá em relação à referência

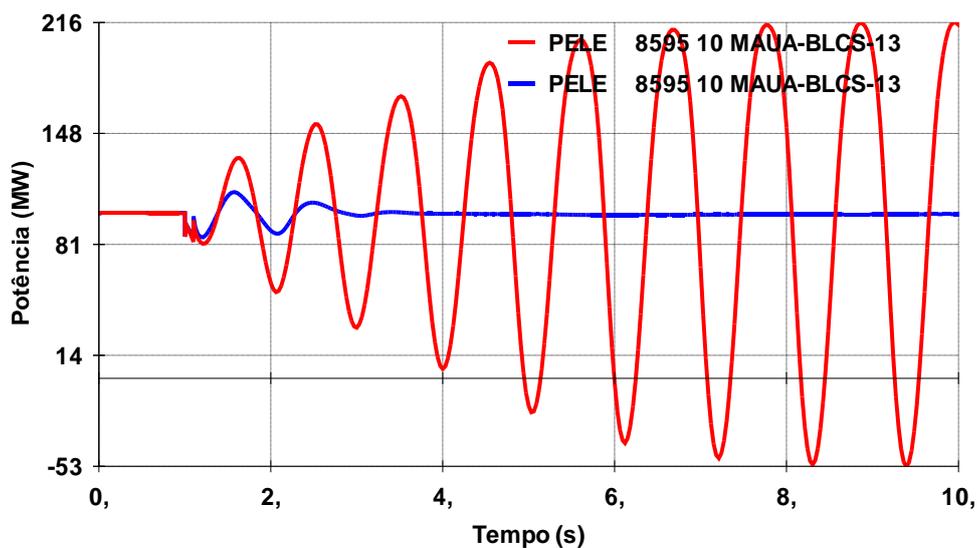


Figura 5.40 – Potência elétrica do gerador da UTE de Mauá

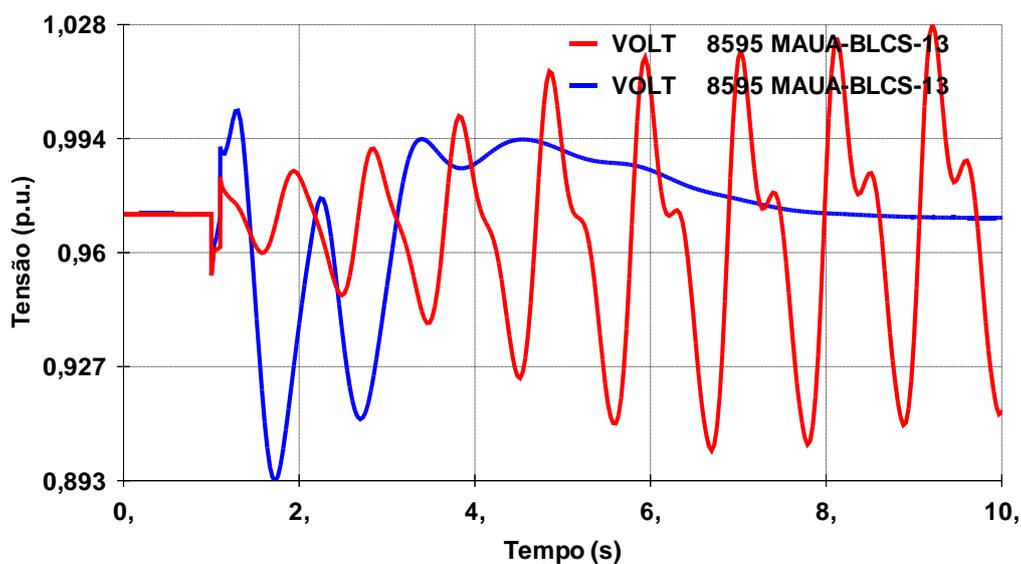


Figura 5.41 – Tensão terminal do gerador da UTE de Mauá

Para esta mesma perturbação ainda em cenário de carga média, o desempenho do gerador síncrono de Coaraci Nunes1 é avaliado diante do transitório. As figuras 5.42, 5.43 e 5.44 apresentam os resultados do ângulo relativo em relação à referência, a potência elétrica e a tensão nos terminais do gerador, respectivamente, antes e após a implementação do controlador. A implementação do ESP na malha de controle do gerador mostra-se eficiente na ocorrência do distúrbio.

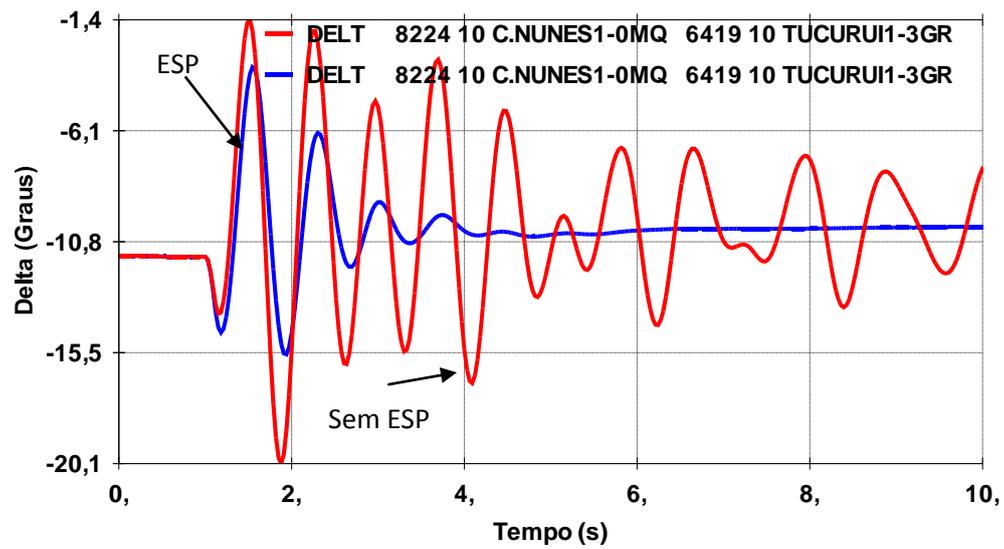


Figura 5.42 – Ângulo relativo do gerador da UHE de Coaraci Nunes I em relação à referência

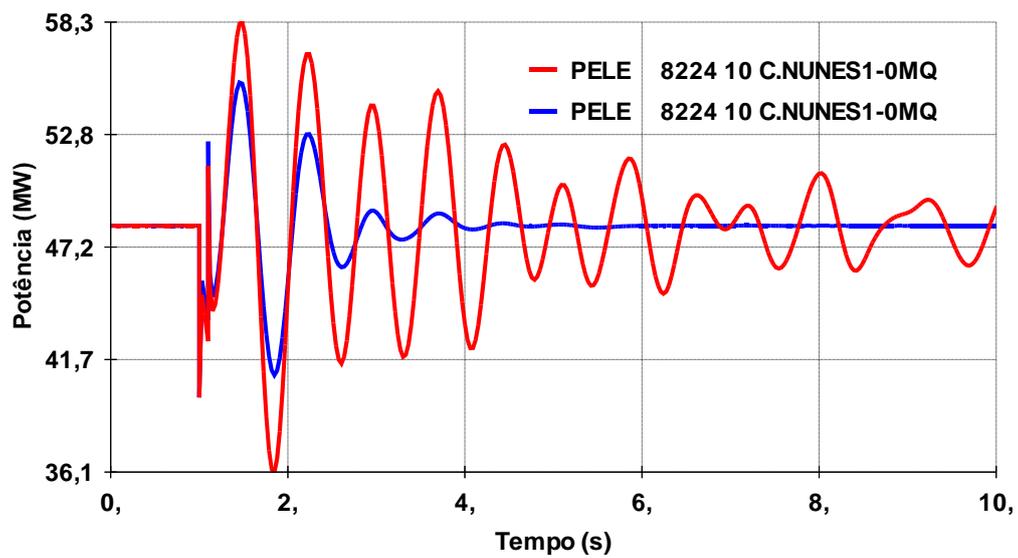


Figura 5.43 – Potência elétrica do gerador da UHE de Coaraci Nunes I

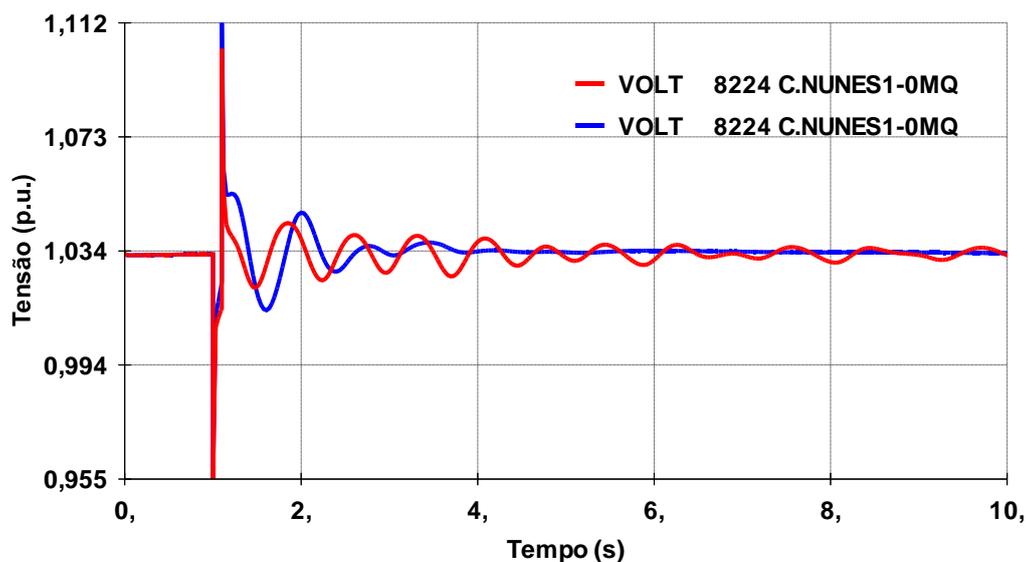


Figura 5.44 – Tensão terminal do gerador da UHE de Coaraci Nunes1

O desempenho do gerador síncrono de Balbina, para esta mesma perturbação ainda em cenário de carga média, é avaliado diante do transitório. As figuras 5.45 e 5.46 apresentam os resultados do ângulo relativo em relação à referência e a potência elétrica do gerador síncrono, respectivamente, antes e após a introdução do amortecimento. A implementação do ESP na malha de controle do gerador mostra o bom desempenho do controlador na ocorrência desta perturbação.

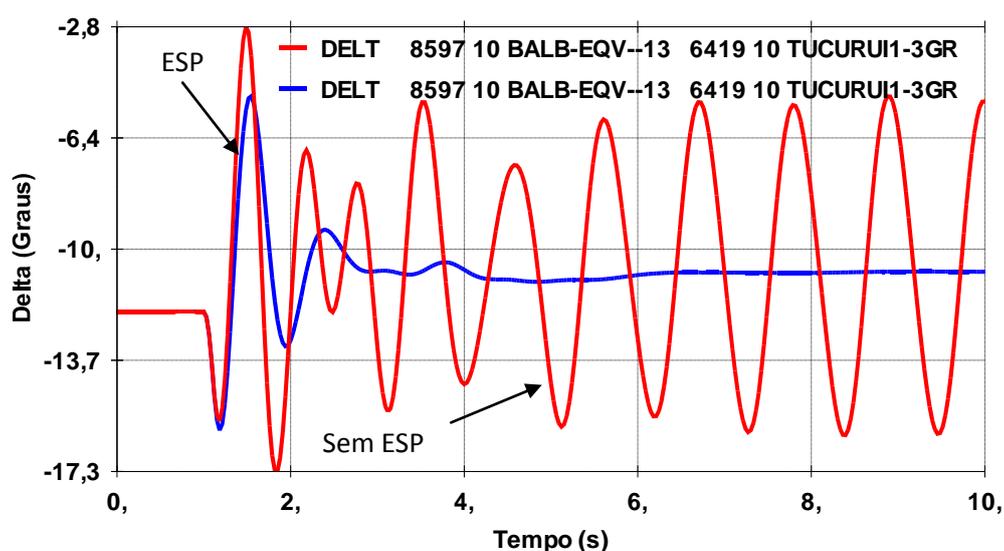


Figura 5.45 – Ângulo relativo do gerador da UHE de Balbina em relação à referência

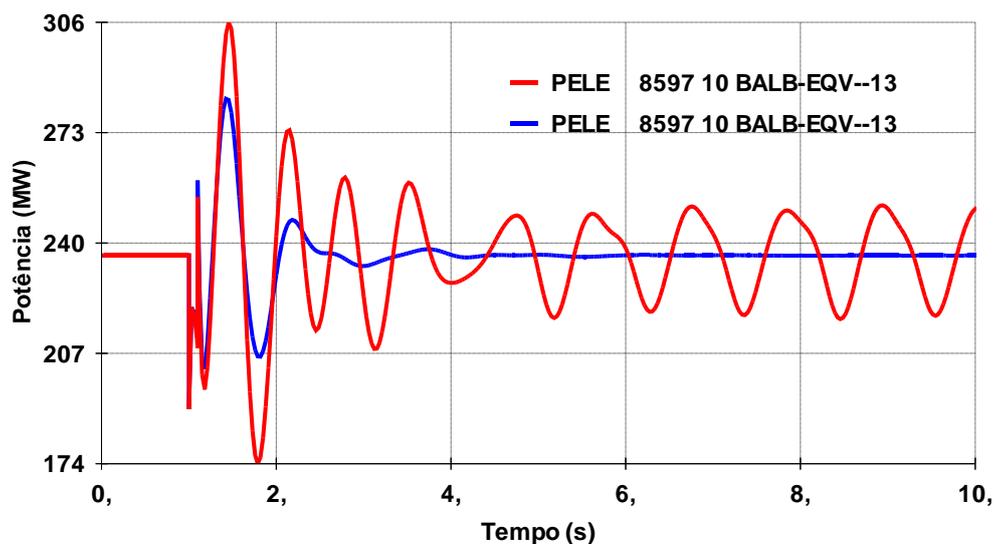


Figura 5.46 – Potência elétrica do gerador síncrono da UHE de Balbina

O gerador síncrono da UTE de Aparecida, para esta mesma perturbação em cenário de carga média, também é avaliado diante do transitório. As figuras 5.47, 5.48 e 5.49 apresentam os resultados do ângulo relativo em relação à referência, a potência elétrica e tensão no terminal do gerador, respectivamente, antes e após o uso do estabilizador. A implementação do ESP na malha de controle do gerador mostra a eficiência do controlador suplementar amortecedor na ocorrência desta perturbação.

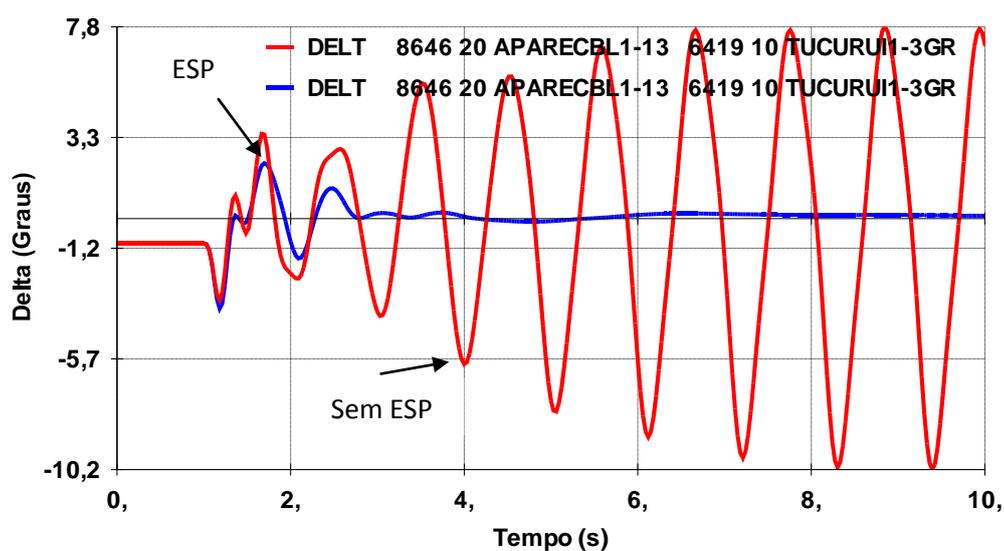


Figura 5.47 – Ângulo relativo do gerador de Aparecida em relação à referência

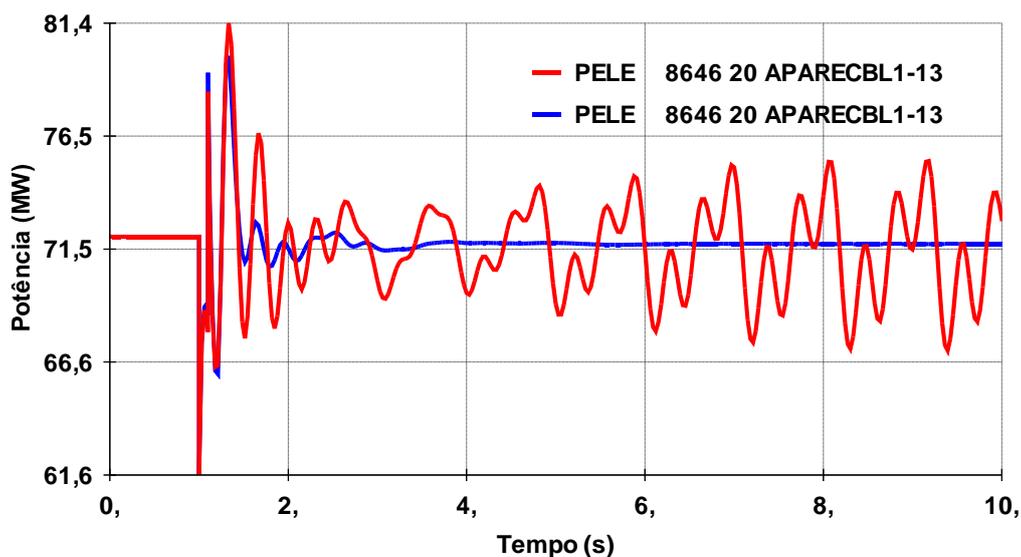


Figura 5.48 – Potência elétrica do gerador de Aparecida

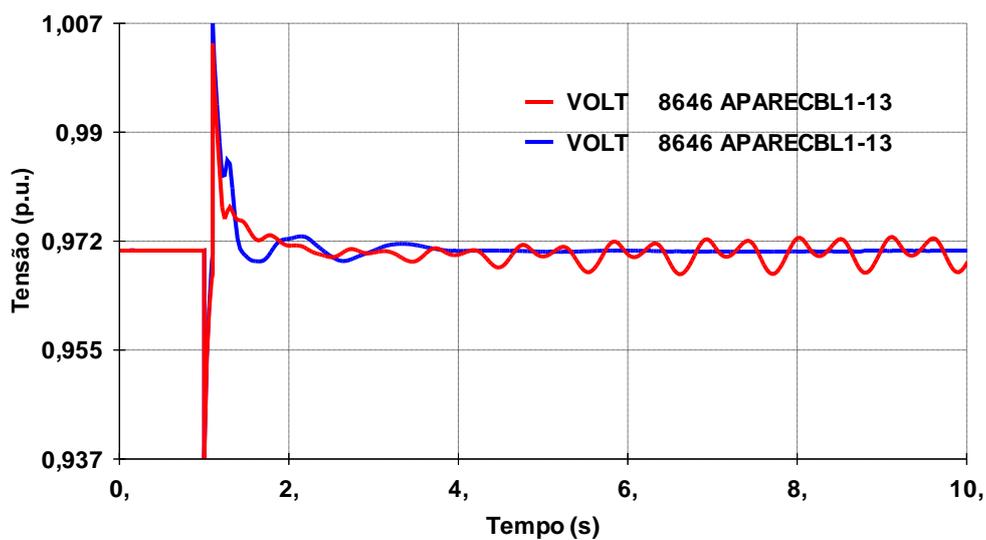


Figura 5.49 – Tensão terminal do gerador de Aparecida

5.2.3.1. Caso 2 – Cenário de carga leve

No cenário de carga leve, foi simulada a ocorrência de um curto-circuito trifásico de 100 ms na linha de 500 kV que interliga Tucuruí a Vila do Conde, eliminado através da abertura dos disjuntores de uma das linhas deste trecho. As figuras 5.50 e 5.51 ilustram os ângulos dos geradores síncronos do subsistema norte do SIN em relação à referência antes e após a implementação dos estabilizadores.

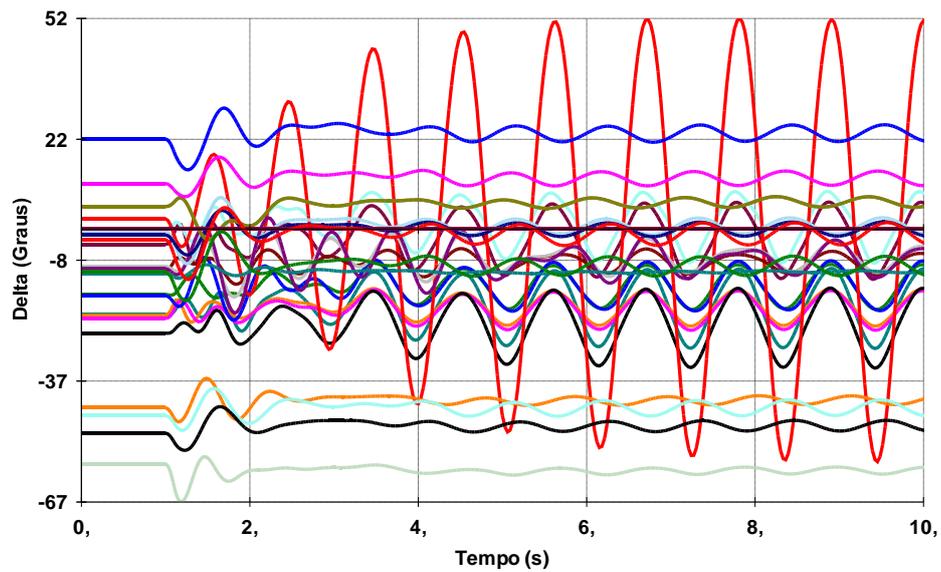


Figura 5.50 – Ângulo relativo dos geradores síncronos do subsistema norte do SIN em relação à referência sem ESP

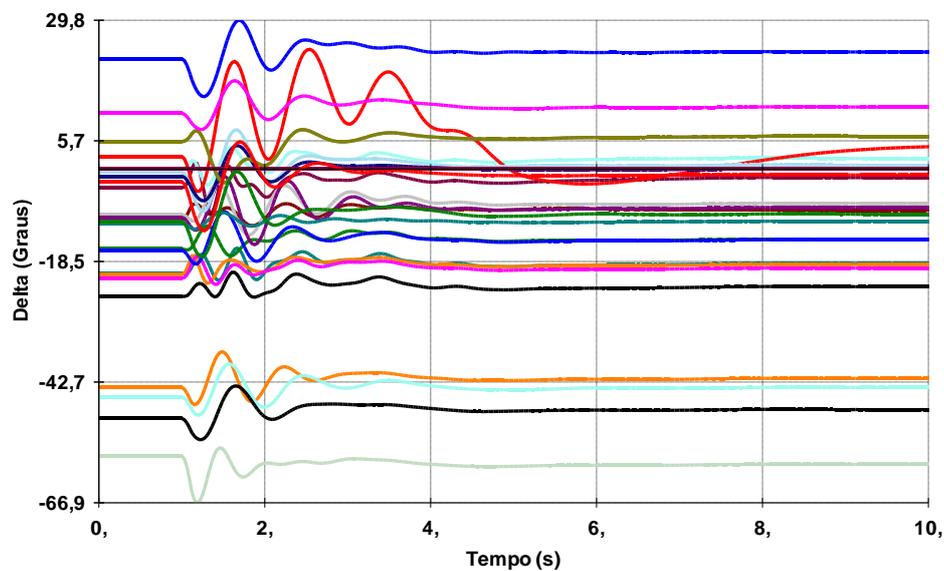


Figura 5.51 – Ângulo relativo dos geradores síncronos do subsistema norte do SIN em relação à referência com ESP

Os resultados mostram que quando os geradores síncronos dos sistemas isolados de Macapá e Manaus operam interligados ao SIN é imprescindível a utilização dos estabilizadores de sistemas de potência para a manutenção da estabilidade do sistema.

As figuras 5.52 e 5.53 apresentam o desempenho dinâmico do ângulo relativo em relação à referência e a potência elétrica do gerador da UTE de Mauá, respectivamente, antes e após o uso do controlador amortecedor.

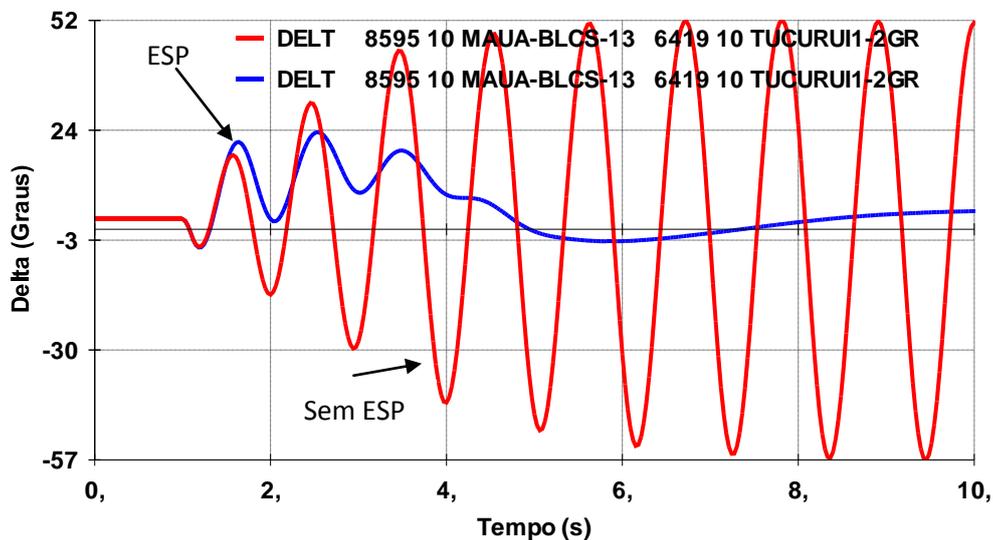


Figura 5.52 – Ângulo relativo do gerador da UTE de Mauá em relação à referência

A implementação do ESP na malha de controle do gerador mostra-se satisfatória na ocorrência dessa perturbação.

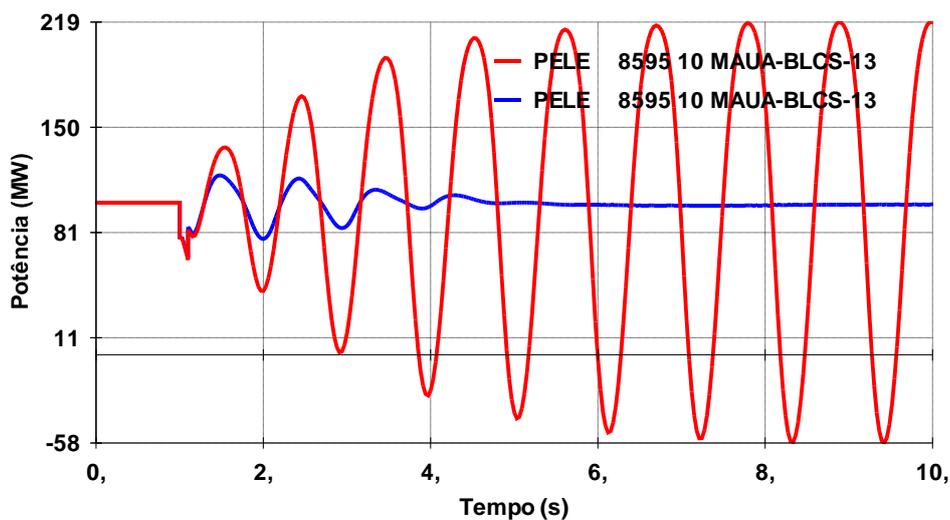


Figura 5.53 – Potência elétrica do gerador da UTE de Mauá

Para esta mesma perturbação ainda em cenário de carga média, o desempenho do gerador síncrono de Coaraci Nunes1 é avaliado diante do transitório. As figuras 5.54, 5.55 e 5.56 apresentam os resultados do ângulo relativo em relação à referência, a potência elétrica e a tensão nos terminais do gerador, respectivamente, antes e após a implementação do estabilizador. A implementação do ESP na malha de controle do gerador mostra-se eficiente na ocorrência dessa perturbação.

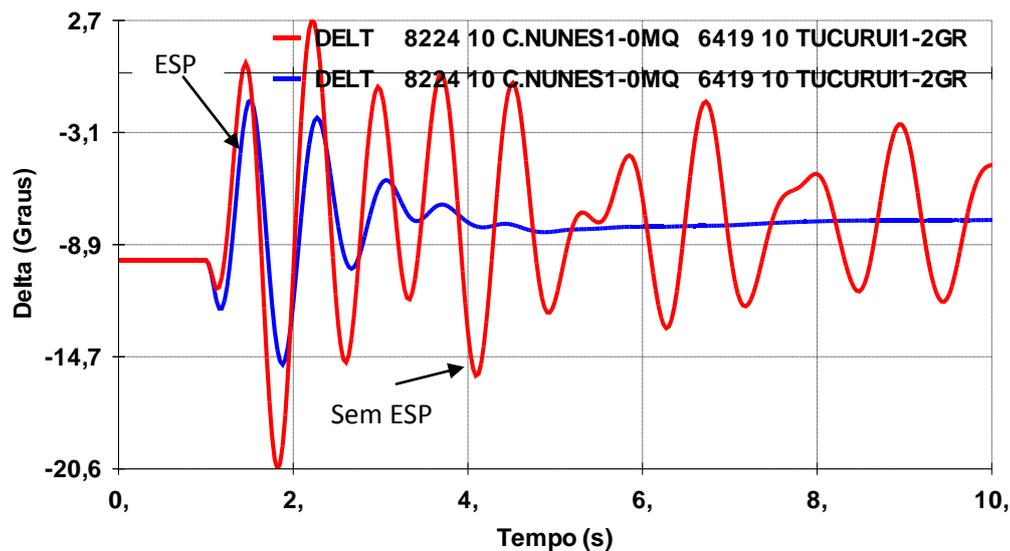


Figura 5.54 – Ângulo relativo do gerador da UHE de Coaraci Nunes1 em relação à referência

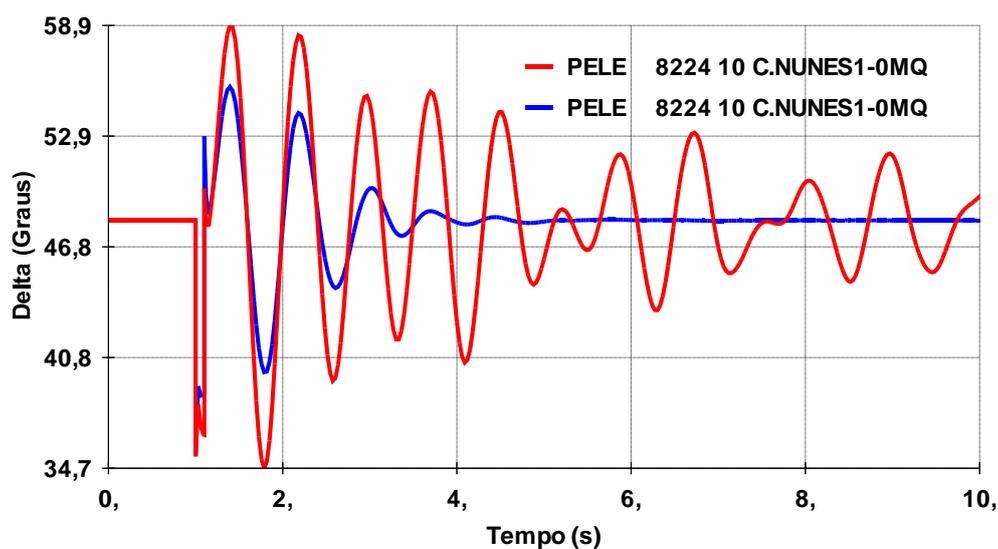


Figura 5.55 – Potência elétrica do gerador da UHE de Coaraci Nunes1

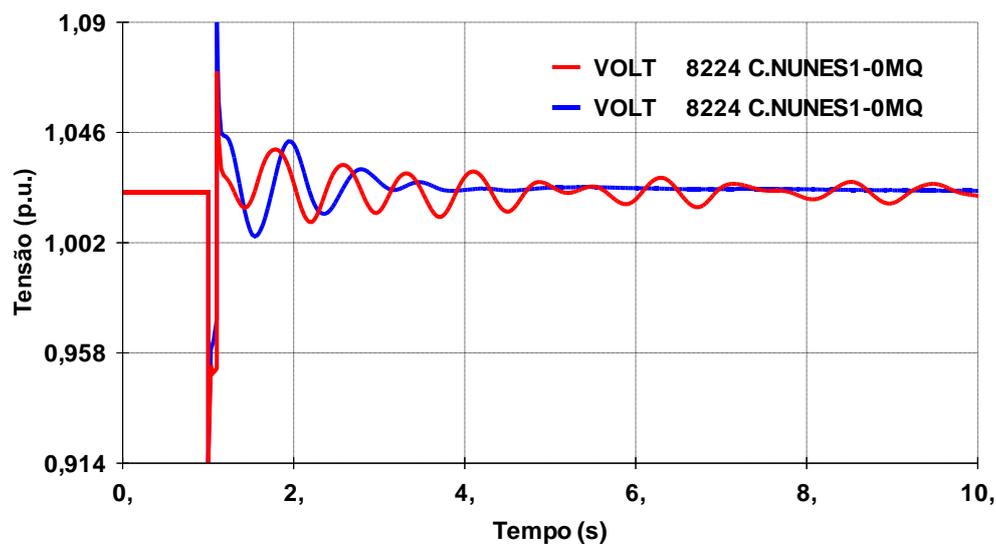


Figura 5.56 – Tensão terminal do gerador da UHE de Coaraci Nunes 1

O desempenho do gerador síncrono de Balbina, para esta mesma perturbação ainda em cenário de carga leve, é avaliado diante do transitório considerado. As figuras 5.57 e 5.58 apresentam os resultados do ângulo relativo em relação à referência e a potência elétrica do gerador síncrono, respectivamente, antes e após a utilização do controle amortecedor. A implementação do ESP na malha de controle do gerador mostra o bom desempenho do controlador na ocorrência desta perturbação.

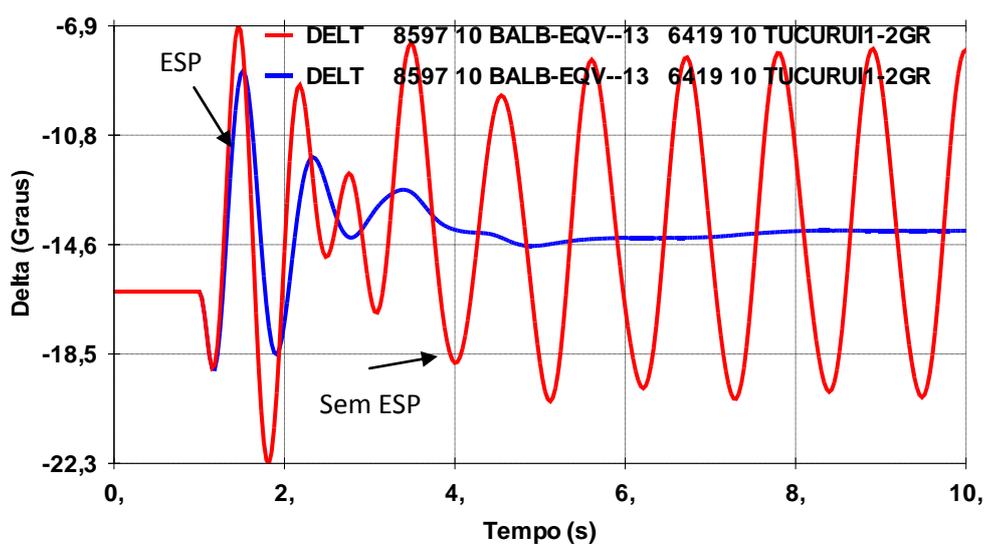


Figura 5.57 – Ângulo relativo do gerador da UHE de Balbina em relação à referência

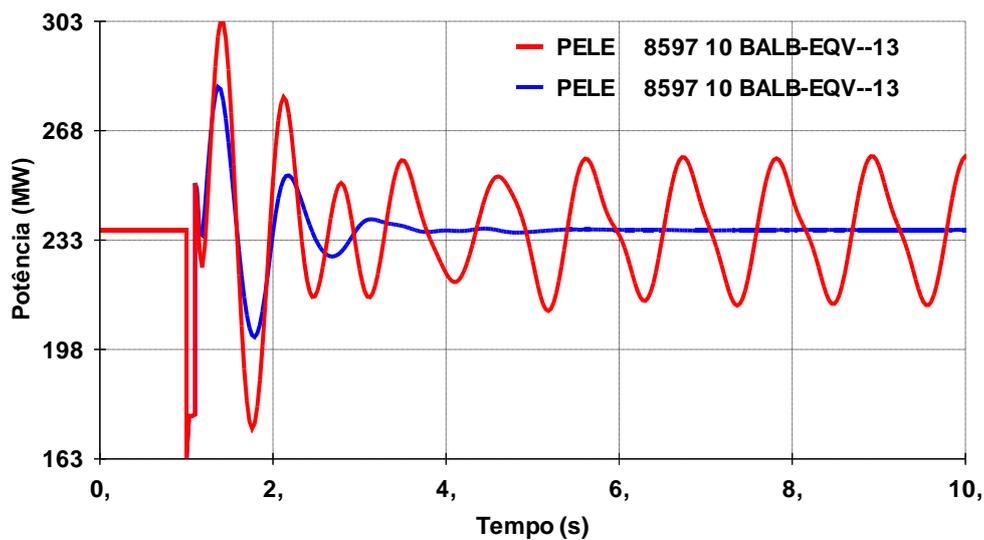


Figura 5.58 – Potência elétrica do gerador síncrono da UHE de Balbina

O gerador síncrono de Aparecida, para esta mesma perturbação em cenário de carga leve, também é avaliado diante do transitório. As figuras 5.59, 5.60 e 5.61 apresentam os resultados do ângulo relativo em relação à referência, a potência elétrica e tensão no terminal do gerador, respectivamente, antes e após a implementação do estabilizador. A implementação do ESP na malha de controle do gerador mostra o eficiente desempenho do controlador suplementar amortecedor na ocorrência desta perturbação.

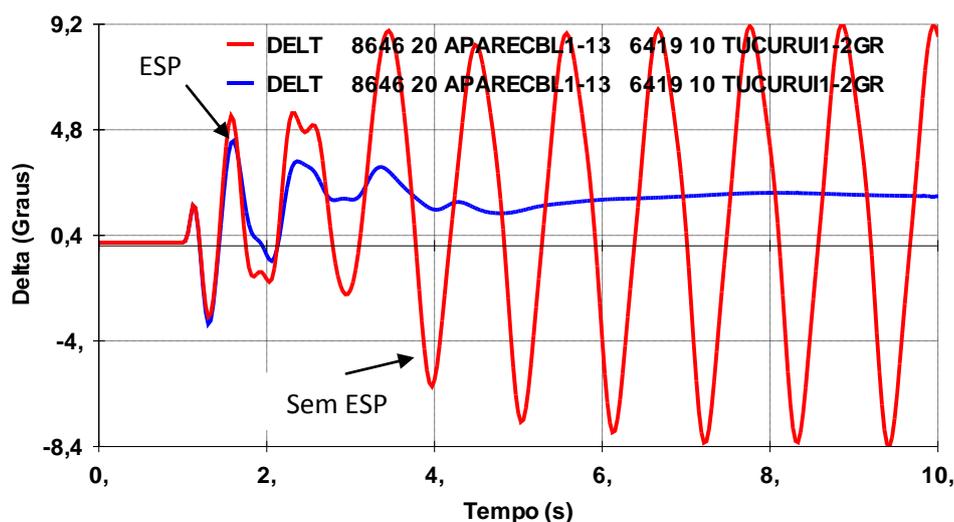


Figura 5.59 – Ângulo relativo do gerador de Aparecida em relação à referência

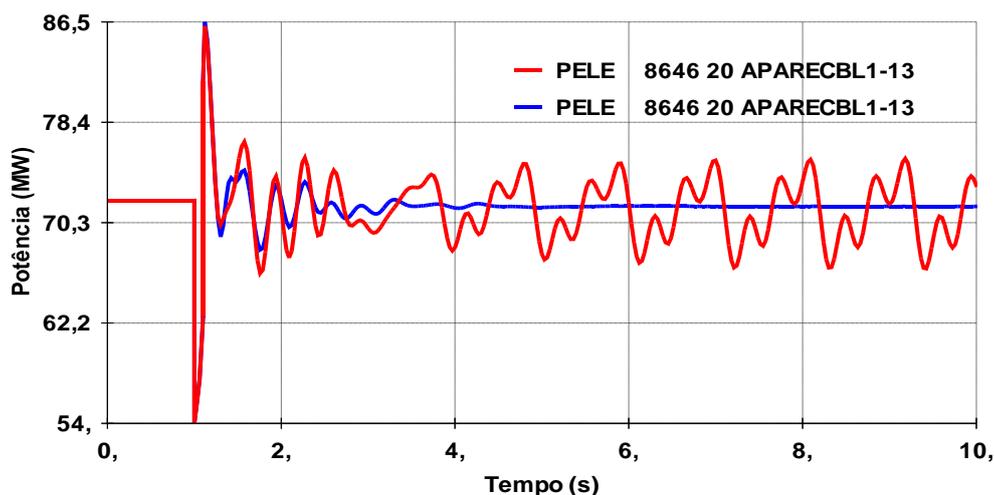


Figura 5.60 – Potência elétrica do gerador de Aparecida

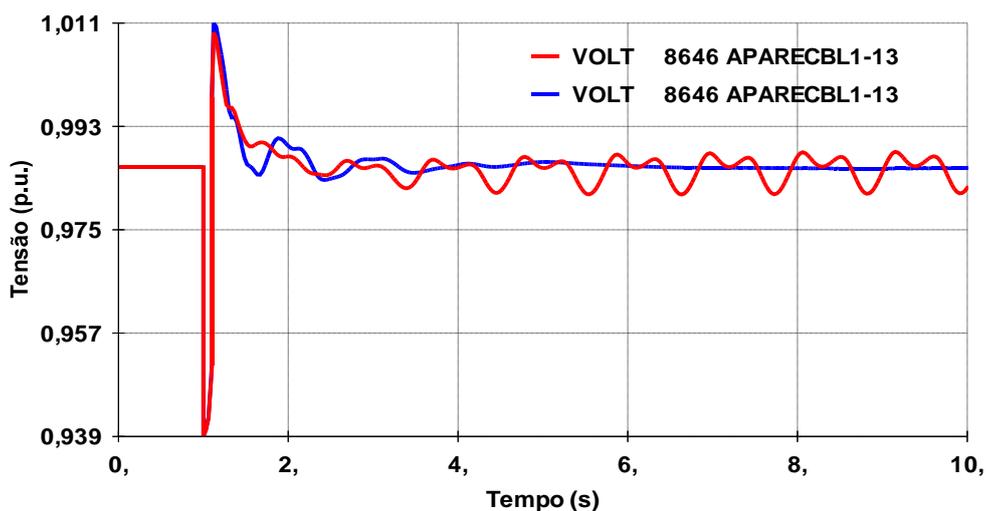


Figura 5.61 – Tensão terminal do gerador de Aparecida

5.3. Conclusões

Portanto, as simulações dinâmicas frente a pequenas e grandes perturbações, apresentadas neste trabalho, mostraram que o ajuste dos estabilizadores de sistemas de potência nas usinas de Mauá, Coaraci Nunes, Balbina e Aparecida é de fundamental importância para a manutenção da estabilidade da interligação Tucuruí-Manaus-Macapá ao Sistema Interligado Nacional. Todos os cenários analisados apresentaram desempenho satisfatório com a utilização dos estabilizadores suplementares amortecedores na malha de controle dos geradores síncronos pouco amortecidos em virtude da interligação.

Capítulo 6 – Conclusão

6.1. Conclusões

Nessa dissertação foram realizados estudos e análises dinâmicas frente a pequenas e grandes perturbações relacionadas à conexão Tucuruí-Manaus-Macapá ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Os dados utilizados neste trabalho foram contemplados na base de dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). No entanto, os parâmetros dos estabilizadores de sistemas de potência de alguns geradores síncronos de Macapá não estavam sintonizados para a interconexão, assim como os geradores de Manaus não apresentavam dispositivos suplementares amortecedores na malha de controle dos seus geradores, o que contribuiu de maneira negativa para o amortecimento e para a estabilidade do sistema elétrico. Sendo assim, o objetivo deste trabalho foi ajustar os estabilizadores de sistemas de potência para os geradores síncronos de Manaus e Macapá, visando o amortecimento dos modos eletromecânicos pouco amortecidos originados com a interligação e que comprometiam a estabilidade do sistema elétrico, avaliando-se a robustez destes controladores em diversos cenários operativos através de simulações no domínio do tempo.

As técnicas lineares utilizadas na análise e no projeto dos controladores para o amortecimento das oscilações eletromecânicas pouco amortecidas são de grande importância no estudo da estabilidade de sistemas elétricos de potência. Neste sentido, a utilização do programa computacional PACDYN mostrou-se bastante útil no projeto dos controladores deste trabalho, uma vez que permitiu a análise em sistemas de grande porte, como é o caso do Sistema Interligado Nacional.

O projeto dos controladores estabilizadores de sistemas de potência utilizando a técnica de resposta em frequência baseada no critério de Nyquist mostrou-se eficiente no amortecimento dos modos eletromecânicos mal amortecidos que surgiram diante da interligação. Desta forma, a inclusão de ESP nas usinas de Mauá, Coaraci Nunes, Balbina e Aparecida foi necessária e suficiente para garantir o amortecimento dos modos críticos para os cenários operativos avaliados.

Além disso, as análises com o modelo não linear do sistema em estudo serviram para validar os resultados obtidos com o modelo linearizado, bem como analisar o comportamento do sistema nos cenários operativos de carga leve, média e pesada, diante de grandes perturbações. A ferramenta computacional utilizada para as simulações no domínio do tempo foi o ANATEM que se mostrou bastante útil para a realização das simulações.

É importante ressaltar que a implementação dos estabilizadores de sistemas de potência na malha de controle dos reguladores de tensão dos geradores síncronos não prejudicou o amortecimento dos outros modos eletromecânicos do Sistema Interligado

nacional. Além do baixo custo destes equipamentos, sua utilização permite aumentar os limites de intercâmbio entre os sistemas interligados.

Portanto, os estabilizadores amortecedores, implementados na interligação Tucuruí-Manaus-Macapá ao SIN proporcionaram benefícios reais para a estabilidade do sistema elétrico, devendo os presentes resultados obtidos serem divulgados aos órgãos operadores do sistema elétrico nacional.

Para trabalhos futuros, são feitas as seguintes sugestões:

- Utilizar outras técnicas para projetar controladores estabilizadores de sistemas de potência ou dispositivos FACTS para o amortecimento de oscilações eletromecânicas de baixa frequência, como: controle adaptativo, lógica fuzzy e algoritmos genéticos.
- Ajuste simultâneo e coordenado de estabilizadores de sistemas de potência e dispositivos FACTS utilizando técnicas de inteligência computacional.
- Fazer estudos de equivalentes dinâmicos do Sistema Interligado Nacional visando, principalmente, a diminuição do custo computacional nos estudos de estabilidade frente a pequenas e grandes perturbações.

Referencias Bibliográficas

- [1] CCEE – História do Setor Elétrico Brasileiro. Câmara de comercialização de Energia Elétrica. [Citado em: 18 de maio de 2013]. <http://www.ccee.org.br>
- [2] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. [Citado em: 18 de maio de 2013]. <http://www.ons.org.br>
- [3] E. W. Kimbark, *Power System Stability*. Wiley & Sons, New York, 1956.
- [4] F. P. de Mello and C. Concordia, “Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1969.
- [5] N. G. Hingorani and L. Gyugyi, *Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. IEEE Press - Jon Wiley & Sons, 2000.
- [6] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, Mc-Grall Hill, New York, 1994.
- [7] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, “Definition and classification of power system stability,” *IEEE Transactions on Power System*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [8] Klein, M. Rogers, G. J. e Kundur, P. 1991. A fundamental study os inter-area oscilation in power systems. *IEEE transactions on Power Systems*, vol. 6, n. 3, pp- 914-921.
- [9] Pal, B. e Chaudhuri, B. 2005. *Robust control in Power systems*. Springer Science + Business Media, Inc.
- [10] Kailath, T., 1980. *Linear Systems*, 1st ed., Prentice-Hall, Inc., USA.
- [11] Strang, G., 1988. *Linear Algebra and Its Applications*, 3rd ed., Harcourt Brace Jovanovic, Inc., USA.
- [12] Lima, L.T.G, 1991. Estudo Comparativo de Métodos Iterativos de Cálculo de Autovalores Aplicados ao Estudo de Estabilidade a Pequenas Perturbações de Sistemas Elétricos de Potência, Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
- [13] Ramos, R. A., 2002. Procedimento de Projeto de Controladores Robustos para o Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas em Sistemas de Potência, Tese de D.Sc., USP, São Carlos, Brasil.
- [14] Wang, L.; Semlyen, A., 1990. - Application of Sparse Eigenvalue Techniques to the Small Signal Stability Analysis of Large Power Systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 5, n. 2 (May), pp. 635-642.

- [15] Martins, N., 2004. - *Overview of Numerical Algorithms for Small Signal Stability Analysis and Control Design*, Technical Report CEPEL/DSE – 167/2004, Rio de Janeiro, Brasil.
- [16] Campagnolo, J. M.; Martins, N.; Falcão, D. M., 1996. Refactored Bi-Iteration: A High Performance Eigensolution Method for Large Power System Matrices, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 3 (Aug.), pp. 1228-1235.
- [17] Martins, N., 1997. The Dominant Pole Spectrum Eigensolver, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 1 (Feb.), pp. 245-254.
- [18] Barbosa, A. A., 1999. *Utilização de Ferramentas Lineares na Análise e Controle do Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas em Sistemas de Grande Porte*, Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
- [19] Ogata, K., 2003. *Engenharia de Controle Moderno*, 4ª Ed., Prentice Hall, Brasil.
- [20] Martins, N.; Lima, L. T. G.; Pinto, H. J. C. P., 1996. Computing Dominant Poles of Power System Transfer Functions, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 1 (Feb.), pp. 162-170.
- [21] Pérez-Arriaga, I. J.; Verghese, G. C.; Schweppe, F. C., 1982. Selective Modal Analysis with Applications to Electric Power Systems, Part I: Heuristic Introduction, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-101, n. 9 (Sept.), pp. 3117-3125.
- [22] Machowski, J.; Bialek, J. W.; Bumby, J. R., 1997. *Power System Dynamics and Stability*, 1st ed., John Wiley & Sons, England.
- [23] Caldeira, N. S., 2009. *Aplicação de Estabilizadores de Sistemas de Potência em Reguladores de Velocidade e Turbinas*, Dissertação de M. Sc., Unifei, Itajubá/MG, Brasil
- [24] Gomes Jr., S.; Martins, N.; Pinto, H.J.C.P., 1998. Utilização do Método de Nyquist para a Estabilização de Sistemas de Potência Envolvendo Alocação de Par de Pólos 150 Complexos, In: *Anais do XII Congresso Brasileiro de Automática – CBA*, Set., pp.137-142, Uberlândia.
- [25] Golub., G., Van Loan, C., *Matrix Computations*, 2nd Ed., 1989, The John Hopkins University Press.

