



INFLUÊNCIA DA MODULAÇÃO DE POTÊNCIA DE ELOS DE TRANSMISSÃO EM
CORRENTE CONTÍNUA NA ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA E NO
AMORTECIMENTO DE MODOS INTERÁREAS

Alexandre Akio Nohara

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

Orientadores: Glauco Nery Taranto

Tatiana Mariano Lessa de Assis

Rio de Janeiro

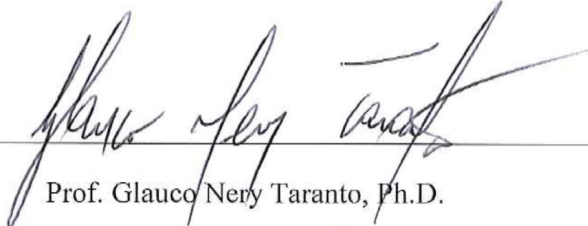
Junho de 2015

INFLUÊNCIA DA MODULAÇÃO DE POTÊNCIA DE ELOS DE TRANSMISSÃO EM
CORRENTE CONTÍNUA NA ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA E NO
AMORTECIMENTO DE MODOS INTERÁREAS


Alexandre Akio Nohara

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

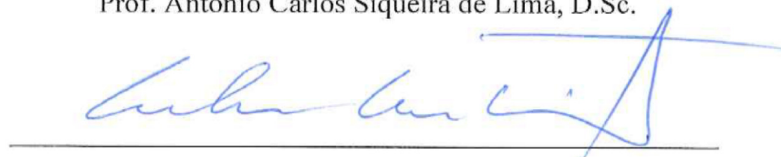
Examinada por:



Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.



Prof. Antonio Carlos Siqueira de Lima, D.Sc.



Dr. Nelson Martins, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JUNHO DE 2015

Nohara, Alexandre Akio

Influência da Modulação de Potência de Elos de Transmissão em Corrente Contínua na Estabilidade de Frequência e no Amortecimento de Modos Interáreas/
Alexandre Akio Nohara. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE,2015.

XVII, 127 p.: il.;29,7 cm

Orientadores: Glauco Nery Taranto

Tatiana Mariano Lessa de Assis

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2015.

Referências Bibliográficas: p. 116 - 119

1. Controle de frequência 2. Estabilidade de frequência
3. Transmissão em corrente contínua 4. Análise linear. I.
Taranto, Glauco Nery *et al.* II. Universidade Federal do Rio
de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III.
Titulo.

“Pai nosso, como filhos de pais carinhosos e compreensivos, invocamos Tua divina proteção sobre todos os pais e mães de nossa Pátria e de todo o mundo.

Digna-Te a derramar as Tuas bênçãos sobre nossas mães que nos tem oferecido seus incessantes cuidados em todos os anos de nossas vidas.

Que sempre estejamos conscientes do dever de sermos irmãos dos indefesos, de todos que sofrem.

Que encontremos alegria em servir ao nosso próximo, em ajudar e consolar os doentes e os que estão tristes.

Pedimos Tua bênção sobre todos os que trabalham, acalmando os que sofrem e ajudando os necessitados.

Ajude-nos a conduzir as nossas vidas com retidão e patriotismo, para que sejamos dignos daqueles que lutaram por nossa querida Pátria, servindo-a ou sacrificando-se por ela.

Amém.”

Interlúdio das Nove Horas – Ordem DeMolay

À minha família

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Hiroshige Nohara e Elizabeth Marques de Freitas, e a minha avó, Maria Merian Braga Malini, pela educação e pelo amor.

Aos amigos Adriano de Andrade Barbosa, Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Gabriel Rogatto, Guilherme Henrique Bernardes Cunha (Stallone), Paulo Eduardo Martins Quintão, Rafael Le Masson e Sergio Luís de Azevedo Sardinha pelo incentivo e contribuições para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao Operador Nacional do Sistema Elétrico pela oportunidade de realizar o mestrado.

Aos colegas do ONS, que me permitiram apresentar alguns dos resultados obtidos ao longo do trabalho de integração do Complexo do Rio Madeira ao SIN.

Aos colegas da ABB, ELETRONORTE, ELETROSUL, ESBR e SAESA que sempre envidaram grandes esforços no sentido de transpor os desafios impostos pelos empreendimentos do rio Madeira e que compartilharam o conhecimento e a experiência que se mostraram fundamentais para este trabalho.

Aos meus orientadores Glauco Nery Taranto e Tatiana Mariano Lessa de Assis pela orientação, por todo o apoio e por não terem desistido de mim.

Aos inúmeros colegas e amigos que cometi a injustiça de não citar o nome mas que, de alguma forma, contribuíram para a evolução deste trabalho.

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

INFLUÊNCIA DA MODULAÇÃO DE POTÊNCIA DE ELOS DE TRANSMISSÃO EM
CORRENTE CONTÍNUA NA ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA E NO
AMORTECIMENTO DE MODOS INTERÁREAS

Alexandre Akio Nohara

Junho/2015

Orientadores: Glauco Nery Taranto

Tatiana Mariano Lessa de Assis

Programa: Engenharia Elétrica

Uma das principais características de sistemas interligados por elos em corrente contínua é a possibilidade de se operar de forma assíncrona. Nesta condição, não existirá a contribuição natural do torque elétrico das máquinas síncronas e a estabilidade de frequência dependerá, principalmente, da regulação de velocidade das unidades geradoras. Neste sentido, o controle de frequência dos sistemas de transmissão de corrente contínua, que é uma malha de controle responsável por modular a potência transmitida no sentido de recuperar o equilíbrio carga/geração, desempenha um papel fundamental para a operação estável de sistemas interligados por um sistema de transmissão em corrente contínua.

Este trabalho irá analisar a influência do controle de frequência de um elo CCAT sobre a estabilidade de frequência de um sistema assíncrono, no caso, o complexo de usinas hidrelétricas do rio Madeira, e sobre o amortecimento de modos de oscilação interárea quando este complexo operar de forma síncrona com o Sistema Interligado Nacional (SIN), onde serão exploradas técnicas de análise linear de sistemas de potência com a finalidade de identificar os modos de oscilação associados e avaliar a influência dos parâmetros sobre o desempenho sistêmico.

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

INFLUENCE OF HIGH VOLTAGE DIRECT CURRENT TRANSMISSION LINK
POWER MODULATION OVER THE FREQUENCY STABILITY AND DAMPING OF
INTERAREA OSCILLATING MODES

Alexandre Akio Nohara

June/2015

Advisor: Glauco Nery Taranto

Tatiana Mariano Lessa de Assis

Department: Electrical Engineering

One of the main characteristics of power systems interconnected by direct current links is the possibility to operate asynchronously. In this condition, there will be no contribution of the synchronous machine natural electric torque and the frequency stability will depend, only, of the generating units speed governors. In this sense, the frequency control of the direct current transmission systems, that is a control channel responsible to modulates the transmitted power in way to recover the load/generation balance, plays a key role for the stable operation of a power system interconnected by direct current links.

This work will investigate the direct current link frequency control influence over the frequency stability of an asynchronous system, in this case, the Madeira river generating complex, and over the interarea oscillating modes damping, when this complex operates synchronously with the Brazilian Interconnected Power System (BIPS), where will be used power system linear analysis techniques to identify the related oscillating modes and evaluate the control parameters influence over the system performance.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I INTRODUÇÃO.....	1
I.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	1
I.2 OBJETIVOS.....	4
I.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	4
CAPÍTULO II FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	6
II.1 PRINCÍPIOS DE TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA.....	6
II.2 COMPONENTES DE UM SISTEMA DE TRANSMISSÃO CCAT.....	9
II.3 EQUAÇÕES ELEMENTARES DOS CONVERSORES.....	12
II.4 ASSOCIAÇÃO DE CONVERSORES.....	20
II.5 NÍVEIS DE CONTROLE.....	23
II.6 FILOSOFIA BÁSICA DE CONTROLE.....	29
II.1 ASPECTOS DE CONTROLE DE UNIDADES GERADORAS.....	33
II.2 REGULADOR DE TENSÃO.....	33
II.3 REGULADOR DE VELOCIDADE.....	40
II.4 TURBINA HIDRÁULICA.....	48
CAPÍTULO III O APROVEITAMENTO HIDROELÉTRICO DO RIO MADEIRA.....	53
III.1 UHE JIRAU.....	54
III.1 UHE SANTO ANTÔNIO.....	57
III.2 SISTEMA DE TRANSMISSÃO.....	61
CAPÍTULO IV ESTABILIZAÇÃO DA FREQUÊNCIA ELÉTRICA NO COMPLEXO DO RIO MADEIRA.....	64
IV.1 CARACTERÍSTICAS DE SISTEMAS ISOLADOS POR CONVERSORES.....	65
IV.2 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA.....	66
IV.3 ANÁLISE DA REGULAÇÃO PRIMÁRIA.....	75
IV.4 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO CONTROLE DE FREQUÊNCIA SOBRE O MODO DE OSCILAÇÃO	79
CAPÍTULO V ESTABILIZAÇÃO DE MODOS INTERÁREAS.....	100
V.1 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA.....	100
V.2 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO CONTROLE DE FREQUÊNCIA SOBRE O MODO DE OSCILAÇÃO	102

CAPÍTULO VI CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	114
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	116
APÊNDICE.....	120
ANEXO	123

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura I.1-1 – Sistema Interligado Nacional - SIN (Fonte: ONS).....	2
Figura II.1-1 – Elo CCAT na configuração monopolar com retorno pela terra ou metálico .	7
Figura II.1-2 – Elo CCAT na configuração bipolar.....	8
Figura II.2-1 – Ponte de Graetz (6 pulsos)	9
Figura II.3-1 – Comutação da válvula 1 para a válvula 3.....	13
Figura II.3-2 – Tensão no conversor durante o processo de comutação	14
Figura II.3-3 – Corrente e tensão CC de um conversor considerando os ângulos de atraso de disparo e de comutação.....	15
Figura II.3-4 – Corrente e tensão nos conversores operando como retificador e inversor (Fonte: [5]).....	17
Figura II.3-5 – Detalhe da comutação de um conversor operando como inversor.....	19
Figura II.4-1 – Configuração de um conversor de 12 pulsos	20
Figura II.4-2 – Comparação entre um conversor de 6 pulsos e um de 12 pulsos.....	21
Figura II.4-3 – Comparação entre os espectros de componentes harmônicas de corrente produzidas por conversor de 6 pulsos (a) e um de 12 pulsos (b).....	22
Figura II.5-1 – Diagrama de blocos da malha do CCA.....	25
Figura II.5-2 – Diagrama de blocos simplificado da lógica de controle do tape do transformador conversor.....	27
Figura II.5-3 – Diagrama de blocos simplificado do controle de frequência do elo CCAT	28
Figura II.6-1 – Modelo simplificado de um elo CCAT.....	30
Figura II.6-2 – Característica estática $V_d \times I_d$ de operação.....	32
Figura II.8-1 – Diagrama de blocos de um sistema de excitação típico (Fonte: [8])	34
Figura II.8-2 – Função de transferência de um controlador do tipo PID.....	35
Figura II.8-3 – Sistema de excitação de uma unidade geradora com excitatriz estática alimentada pela tensão terminal do gerador	36
Figura II.8-4 – Diagrama de capacidade típico (Fonte:[9]).....	37
Figura II.8-5 – Diagrama de blocos do estabilizador de sistema de potência – PSS2B (Fonte: [8]).....	39
Figura II.9-1 – Diagrama de blocos simplificado do regulador de velocidade	41

Figura II.9-2 – Característica de operação em de uma unidade geradora em regime permanente com estatismo.....	42
Figura II.9-3 – Função de transferência de um regulador de velocidade do tipo PID típico	43
Figura II.9-4 – Sistema utilizado para os testes do regulador de velocidade	45
Figura II.9-5 – Resposta a tomada de carga para diferentes valores de ganho proporcional do regulador de velocidade (potência mecânica)	45
Figura II.9-6 – Resposta a tomada de carga para diferentes valores de ganho proporcional do regulador de velocidade (frequência)	46
Figura II.9-7 – Sistema de controle de posicionamento do distribuidor/rotor da turbina	47
Figura II.10-1 – Seção transversal de uma turbina do tipo bulbo (Fonte: HTE Engineering)	48
Figura II.10-2 – Modelo não-linear da turbina hidráulica	49
Figura II.10-3 – Resposta da turbina hidráulica (potência mecânica) durante aplicação de rampa na abertura do distribuidor para diferentes valores de T_w	51
Figura III-1 – Rio Madeira e as usinas de Jirau e Santo Antônio (Fonte: Base Cartográfica compilada do IBGE).....	53
Figura III.1-1 – Diagrama unifilar simplificado da UHE Jirau (Fonte: ONS)	54
Figura III.1-2 – Curvas de queda e afluência para a UHE Jirau para o ano de 2014 (Fonte: ONS)	57
Figura III.1-1 – Diagrama unifilar simplificado da UHE Santo Antônio (Fonte: ONS).....	58
Figura III.1-2 – Curvas de queda e afluência para a UHE Santo Antônio para o ano de 2014 (Fonte: ONS)	60
Figura III.2-1 – Integração do complexo do rio Madeira no SIN (Fonte: ONS).....	62
Figura III.2-2 – Sistema de transmissão do AHE Madeira (Fonte: EPE).....	63
Figura IV.2-1 – Registro de frequência durante ensaio em campo	67
Figura IV.2-2 – Registro de tensão durante ensaio em campo	68
Figura IV.2-3 – Registro de frequência nas unidades geradoras (com PSS).....	69
Figura IV.2-4 – Tensão terminal nas unidades geradoras (com PSS).....	69
Figura IV.2-5 – Registro de frequência nas unidades geradoras (sem PSS).....	70
Figura IV.2-6 – Tensão terminal nas unidades geradoras (sem PSS)	70

Figura IV.2-7 – Registro do sistema de supervisão de unidade geradora na UHE Santo Antônio indicando o início da oscilação (fonte: SAESA).....	72
Figura IV.2-8 – Oscilação no Complexo do Madeira registrada pelo regulador de velocidade da unidade geradora da UHE Santo Antônio (fonte: SAESA).....	73
Figura IV.2-9 – Análise de Fourier dos sinais contidos na Figura IV.2-8	74
Figura IV.3-1 – Lugar das raízes do modo de oscilação em questão para diferentes valores de T_w da turbina hidráulica	76
Figura IV.3-2 – Lugar das raízes do modo da turbina para diferentes valores de K_p do regulador de velocidade.....	77
Figura IV.3-3 – Resposta dinâmica do sistema após a aplicação de degrau no regulador de velocidade para diferentes valores de T_w	78
Figura IV.3-4 – Valores para a constante de tempo T_w para diferentes valores de queda da UHE Santo Antônio (conforme informado no modelo ANATEM)	79
Figura IV.4-1 – Cenário considerado para as avaliações (configuração do conjunto de usinas e do sistema de transmissão CCAT).....	81
Figura IV.4-2 – Frequência vista pela SE Coletora Porto Velho e nas unidades geradoras após a aplicação de degrau no regulador de tensão da UHE Jirau considerando elevados valores de T_w nas usinas.....	82
Figura IV.4-3 – Potência no conversor retificador do elo CCAT	83
Figura IV.4-4 – Mode shape de velocidade para os modos apresentado na Tabela IV.4-1 .	84
Figura IV.4-5 – Fatores de participação para o modo hidromecânico desconsiderando a atuação do controle de frequência do elo CCAT.....	85
Figura IV.4-6 – Resposta em frequência (diagrama de Nyquist) para a função de transferência $\Delta P_{ord}/\Delta f$	86
Figura IV.4-7 – Diagrama de blocos simplificado do controle de frequência utilizado para as avaliações	87
Figura IV.4-8 – Lugar das raízes do modo de oscilação em questão para diferentes valores de ganho proporcional do controle de frequência	88
Figura IV.4-9 – Lugar das raízes do modo de oscilação em questão para diferentes valores de constante de tempo do integrador do controle de frequência	89

Figura IV.4-10 – Fatores de participação para o modo hidromecânico considerado a atuação do controle de frequência do elo CCAT.....	90
Figura IV.4-11 – Frequência vista pela SE Coletora Porto Velho após a aplicação de degrau no regulador de tensão da UHE Jirau considerando diferentes valores para o ganho proporcional.....	91
Figura IV.4-12 – Potência no conversor retificador do elo CCAT após a aplicação de degrau no regulador de tensão da UHE Jirau considerando diferentes valores para o ganho proporcional.....	91
Figura IV.4-13 – Frequência vista pela SE Coletora Porto Velho após a aplicação de degrau no regulador de tensão da UHE Jirau considerando diferentes condições do controle de frequência	92
Figura IV.4-14 – Potência no conversor retificador do elo CCAT após a aplicação de degrau no regulador de tensão da UHE Jirau considerando diferentes condições do controle de frequência.....	93
Figura IV.4-15 – Frequência vista pela SE Coletora Porto Velho	94
Figura IV.4-16 – Potência no conversor retificador do elo CCAT	95
Figura IV.4-17 – Frequência vista pelo restante do SIN (Terminal de Araraquara).....	96
Figura IV.4-18 – Potência no bipolo associado ao complexo do Madeira na ocasião do distúrbio.....	96
Figura IV.4-19 – Frequência vista pelo restante do SIN após ocorrência no sistema de transmissão do Madeira	97
Figura IV.4-20 – Frequência vista pelo restante do SIN após ocorrência no sistema de transmissão do Madeira (detalhe).....	98
Figura IV.4-21 – <i>Mode shape</i> para o modo 0,168 Hz das frequências registradas pelas diferentes PMU no SIN	98
Figura V.1-1 – Diagrama geométrico da área Acre e Rondônia (Fonte: ONS).....	101
Figura V.2-1 – Cenário considerado para as avaliações (configuração do conjunto de usinas e do sistema de transmissão CCAT).....	102
Figura V.2-2 – Diagrama unifilar da área Acre e Rondônia (configuração do conjunto de usinas e da interligação com o SIN)	103

Figura V.2-3 – Frequência vista pela SE Coletora Porto Velho e nas unidades geradoras após a aplicação de degrau no regulador de tensão da UHE Jirau considerando elevados valores de T_w nas usinas.....	104
Figura V.2-4 – Potência no conversor retificador do elo CCAT após a aplicação de degrau no regulador de tensão da UHE Jirau	105
Figura V.2-5 – Tensão nos barramentos da SE Coletora Porto Velho após a aplicação de degrau no regulador de tensão da UHE Jirau	105
Figura V.2-6 – Mode shape de velocidade para os modos apresentado na Tabela V.2-1 ..	107
Figura V.2-7 – Fatores de participação para o modo interarea (Acre e Rondônia vs. SIN) desconsiderando a atuação do controle de frequência do elo CCAT	108
Figura V.2-8 – Resposta em frequência (diagrama de Nyquist) para a função de transferência $\Delta P_{ord}/\Delta f$	109
Figura V.2-9 – Diagrama de blocos do controle de frequência utilizado para as avaliações quando o complexo do rio Madeira opera de forma síncrona com relação ao SIN	110
Figura V.2-10 – Lugar das raízes do modo de oscilação interárea e do complexo do rio Madeira para diferentes valores de ganho proporcional do controle de frequência.....	110
Figura V.2-11 – Fatores de participação para o modo interarea considerado a atuação do controle de frequência do elo CCAT	111
Figura V.2-12 – Frequência vista pela SE Coletora Porto Velho após a aplicação de degrau no regulador de tensão considerando diferentes condições do controle de frequência	112
Figura V.2-13 – Potência no elo CCAT após a aplicação de degrau no regulador de tensão considerando diferentes condições do controle de frequência	112
Figura 0-1 – Curva de capacidade das unidades geradoras da UHE Jirau (UG01-UG28). 123	
Figura 0-2 – Curva de capacidade das unidades geradoras da UHE Jirau (UG29-UG50). 123	
Figura 0-3 – Curva de capacidade das unidades geradoras da UHE Santo Antônio.....	124
Figura 0-4 – Malha de regulação de potência e de velocidade (Fonte: ONS).....	125
Figura 0-5 – Malha de posicionamento do distribuidor e das pás do rotor (Fonte: ONS) .	126
Figura 0-6 – Modelo da turbina (Fonte: ONS)	127

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela II.5-1 – Parâmetros do CCA	25
Tabela II.5-2 – Parâmetros do controle de frequência do elo CCAT	28
Tabela II.8-1 – Limites operacionais de uma unidade geradora.....	38
Tabela II.8-2 – Variáveis e parâmetros do estabilizador de sistema de potência – PPS2B..	40
Tabela II.9-1 – Variáveis e parâmetros do regulador de velocidade	44
Tabela II.9-2 – Sinais e parâmetros da malha de controle de posicionamento do distribuidor da turbina	47
Tabela II.10-1 – Variáveis e parâmetros do modelo não linear da turbina hidráulica	50
Tabela II.10-2 – Parâmetros da turbina hidráulica utilizados.....	51
Tabela III.1-1 – Fornecedores de equipamentos para a UHE Jirau.....	55
Tabela III.1-2 – Características principais dos geradores da UHE Jirau (Fonte: [15])	56
Tabela III.1-1 – Fornecedores de equipamentos para a UHE Santo Antônio	59
Tabela III.1-2 – Características principais dos geradores da UHE Santo Antônio (Fonte: [16])	60
Tabela IV.3-1 – Parâmetros do regulador de velocidade e da turbina hidráulica utilizados	76
Tabela IV.4-1 – Dados dos modos dominantes desconsiderado a atuação do controle de frequência	83
Tabela IV.4-2 – Valores dos parâmetros do controle de frequência adotados	89
Tabela IV.4-3 – Dados do modo dominante considerando a atuação do controle de frequência	90
Tabela V.2-1 – Dados dos modos dominantes desconsiderado a atuação do controle de frequência (sem PSS nas UHE Jirau e Santo Antônio)	106
Tabela V.2-2 – Dados do modo dominante considerando a atuação do controle de frequência	111

ÍNDICE DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

α	Ângulo de disparo
β	Ângulo de avanço
γ	Ângulo de extinção
μ	Ângulo de comutação
I_d	Corrente na linha CC
I_M	Margem de corrente
V_d	Tensão no lado CC do conversor
V_{do}	Tensão no lado CC do conversor em vazio
AHE	Aproveitamento Hidroelétrico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIPS	<i>Brazilian Interconnected Power System</i>
CA	Corrente Alternada
CCAT	Corrente Contínua em Alta Tensão
CC	Corrente Contínua
CCC	Conversor Comutado a Capacitor (<i>Capacitor Comutated Converter</i>)
CEA	Ângulo de Extinção Constante (<i>Constant Extinction Angle</i>)
CEC	Controle de Erro de Corrente (<i>Current Error Control</i>);
CEPEL	Centro de Pesquisas em Energia Elétrica
DPSE	<i>Dominant Pole Spectrum Eigensolver</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESBR	Energia Sustentável do Brasil

FACTS	Sistemas de Transmissão CA Flexíveis (<i>Flexible AC Transmission System</i>)
GSC	Coordenador da Usina (<i>Generator Station Coordinator</i>)
HVDC	Corrente Contínua em Alta Tensão (<i>High Voltage Direct Current</i>)
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
LCC	Conversor Comutado pela Rede (<i>Line Commutated Converter</i>)
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Interligado
PID	Proporcional Integral Derivativo
PMU	Unidade de Medição Fasorial (<i>Phasor Measurement Unit</i>)
PSS	Estabilizador de Sistema de Potência (<i>Power System Stabilizer</i>)
SAESA	Santo Antônio Energia SA
SIN	Sistema Interligado Nacional
TCSC	Capacitor Série Controlada por Tiristores (<i>Thyristor Controlled Serie Capacitor</i>)
VSC	Conversor Baseado em Fonte de Tensão (<i>Voltage Source Converter</i>)
UHE	Usina Hidroelétrica
UTE	Usina Termoelétrica
VDCOL	Limitador de Ordem de Corrente Dependente da Tensão (<i>Voltage Dependent Current Order Limiter</i>);

CAPÍTULO I INTRODUÇÃO

I.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema de potência de proporções continentais responsável pela produção e transmissão de energia elétrica do Brasil. Tal sistema é caracterizado por um parque gerador hidrotérmico e por extensas malhas de linhas de transmissão responsáveis pelo transporte da energia produzida nos parques geradores até os centros de consumo.

Dada a predominância de geração de natureza hidráulica no SIN e considerando a sazonalidade da oferta de energia entre as diferentes regiões, este sistema de transmissão viabiliza, através das interligações regionais, uma operação otimizada das fontes existentes envolvendo um compromisso entre a segurança (elétrica e energética) do suprimento da carga e aspectos econômicos.

Com o crescimento econômico do Brasil e, conseqüentemente, o aumento da demanda pela energia, continuamente são integrados novos empreendimentos de geração ao SIN, expandindo a sua capacidade instalada. Tal expansão possui como premissa as políticas energéticas e ambientais definidas pelo governo, de forma que, notadamente nos últimos anos, vem se observando integração maior da geração de natureza térmica e eólica na matriz energética brasileira.

No entanto, os aproveitamentos hidrelétricos de grande porte mais recentes, como os dos rios Madeira, Xingu e São Luís dos Tapajós, estão geograficamente localizados em pontos afastados dos grandes centros consumidores, demandando assim a expansão do sistema de transmissão, além de reforços nas instalações existentes, de forma a permitir o escoamento desta energia, com segurança, até os pontos de consumo.

A Figura I.1-1 apresenta um diagrama do SIN dando ênfase às instalações pertencentes à rede básica (instalações com nível de tensão igual ou superior a 230 kV).

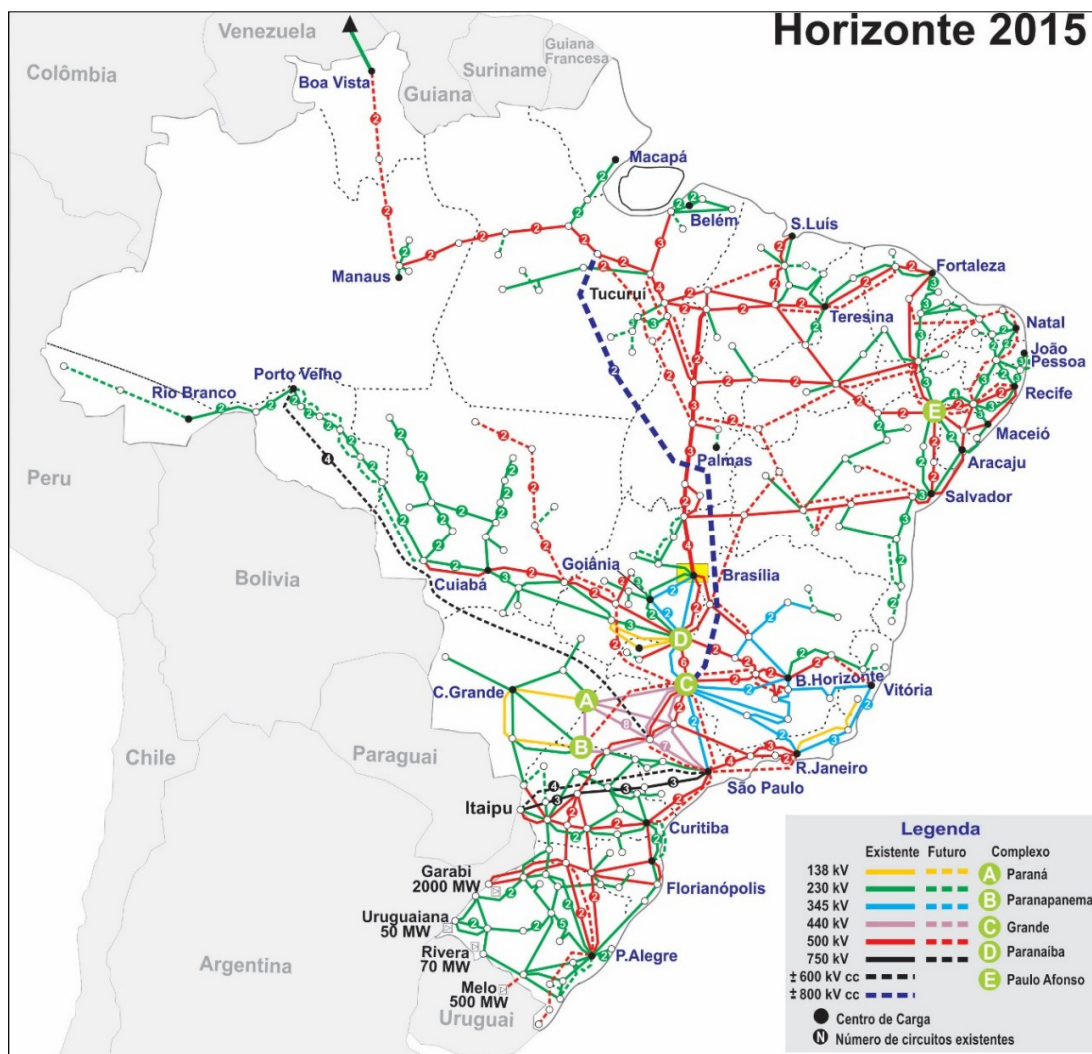


Figura I.1-1 – Sistema Interligado Nacional - SIN (Fonte: ONS)

Dada as distâncias a serem transpostas, entre outros fatores, as alternativas de transmissão em corrente contínua tornam-se técnica e economicamente mais interessantes, de forma que, para estes empreendimentos citados, estão previstos quatro elos de corrente contínua em alta tensão (CCAT) para escoar a energia produzida pelo complexo do Rio Madeira e da usina hidrelétrica (UHE) Belo Monte (localizada no rio Xingu).

Com múltiplos elos em corrente contínua em alta tensão com terminais eletricamente próximos, ou seja, em um sistema *multi-infeed*, há a possibilidade de interação entre os controladores destes elos, sendo necessária uma investigação detalhada do seu comportamento para garantir uma operação segura. Por outro lado, estes novos equipamentos

possibilitam, por meio de seus respectivos sistemas de controle, melhorar o desempenho dinâmico do sistema frente a contingências e condições extremas de intercâmbio de energia.

Os controladores de equipamentos conectados à rede elétrica (unidades geradoras, equipamentos FACTS – *Flexible AC Transmission Systems* e elos CCAT) devem ser ajustados de forma a garantir desempenho dinâmico satisfatório. Como tal entende-se resposta rápida e estável, respeitando os requisitos estabelecidos pelos Procedimentos de Rede [1].

Os elos CCAT também podem interagir com o sistema em que estão conectados em diversas faixas de frequência, desde oscilações de alta frequência associadas à rede elétrica até a baixa frequência associada à regulação de velocidade das unidades geradoras.

Em sistemas interligados de forma síncrona, existirá um acoplamento eletromecânico entre os rotores das unidades geradoras de tal forma que o ângulo de seus rotores determinará a potência elétrica de suas unidades e, conseqüentemente, o ponto de operação. Ou seja, para a operação estável de um sistema sincronamente conectado, a frequência dos rotores das suas máquinas síncronas deverá ser a mesma em todos os pontos deste.

Existe a possibilidade de se interligar dois sistemas de forma assíncrona, através de conversores ou máquinas de indução. Desta forma, como o acoplamento entre estes dois sistemas é apenas elétrico, não existe uma relação entre os ângulos desses dois sistemas e o seu ponto de operação de tal forma que será possível operar com frequências diferentes para estes dois sistemas de forma estável.

O presente trabalho possui como finalidade investigar alguns destes modos de oscilação que podem surgir em função da entrada em operação de elos CCAT, e do início da operação assíncrona deste complexo, mais especificamente aqueles associados ao controle de frequência do elo, utilizando as técnicas de análise linear de sistemas de potência e apresentar as soluções adotadas em campo para garantir a operação estável e segura deste sistema.

Adicionalmente, com base nos resultados da análise supracitada, será avaliada a possibilidade da utilização de elos CCAT para amortecimento de oscilações eletromecânicas. O caso que será analisado será o complexo do rio Madeira, quando as usinas e o sistema de

transmissão presentes operarem de forma síncrona com o SIN, através de uma conexão com a área Acre e Rondônia.

Serão utilizadas técnicas de análise linear de controladores para identificar modos de oscilação associados aos controladores dos elos CCAT e quantificar a sua influência sobre os demais modos de relevância para o SIN, a citar:

- Influência do controle de frequência do elo CCAT sobre a estabilidade de frequência (interação dos controladores do elo do sistema do rio Madeira e dos reguladores de velocidade das UHE Jirau e Santo Antônio);
- Modos entre regiões geoeletricas (modos interáreas);

Com tais modos identificados, será avaliada a possibilidade de ocorrência de condições instáveis em função da parametrização dos controladores destes elos, podendo ainda serem propostos ajustes de forma a melhorar o desempenho de tais sistemas visando maior amortecimento das oscilações presentes neste sistema.

I.2 OBJETIVOS

Esta dissertação possui como proposta apresentar a influência do controle de frequência dos elos CCAT para a estabilização da frequência elétrica de sistemas assíncronos. Para tal, serão exploradas técnicas de análise linearizada de sistemas de potência e simulação no domínio do tempo para avaliação do desempenho de elos de transmissão em corrente contínua e seus controladores, possuindo como foco a interação destes com outros elementos do sistema de potência.

Também será avaliada a influência deste mesmo controlador sobre o amortecimento de modos interáreas para casos em que exista um elo de corrente contínua operando em paralelo com uma interligação síncrona.

I.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está dividida em oito capítulos.

No CAPÍTULO II serão apresentados os princípios teóricos para o desenvolvimento deste trabalho. Serão apresentados os conceitos básicos associados à transmissão de energia em corrente contínua e os aspectos de controle de elos CCAT, apresentando as malhas de controle de maior interesse para este trabalho. Neste capítulo também serão apresentados os principais aspectos associados ao controle de unidades geradoras, notadamente pontos relacionados ao sistema de excitação e de regulação de velocidade das unidades geradoras, que serão necessários para a compreensão dos fenômenos que serão analisados neste trabalho.

O CAPÍTULO III possui o objetivo de apresentar as principais características do Aproveitamento Hidroelétrico do Rio Madeira, descrevendo as principais características das UHE Jirau e Santo Antônio bem como do sistema de transmissão em corrente contínua que realizará a integração destas ao SIN. Estes elementos serão objeto de análise ao longo deste trabalho.

No CAPÍTULO IV são aplicados os conceitos desenvolvidos nos capítulos anteriores para a investigação e mitigação de um problema real vivenciado no complexo de geração do rio Madeira associado a um modo de baixa frequência.

No CAPÍTULO V será investigada a influência do controle de frequência sobre modo interárea, quando o complexo do Madeira estiver conectado de forma síncrona com o SIN.

No CAPÍTULO VI são apresentadas as principais conclusões obtidas a partir das disciplinas desenvolvidas e dos resultados obtidos neste trabalho. Neste capítulo também serão propostos trabalhos futuros relacionados ao tema desenvolvido nesta dissertação.

CAPÍTULO II FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Neste capítulo serão apresentados os conceitos básicos envolvidos neste trabalho. Serão apresentados os princípios fundamentais de transmissão em corrente contínua e os conceitos básicos de controle de unidades geradoras.

II.1 PRINCÍPIOS DE TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

A finalidade de um sistema de transmissão em corrente contínua, assim como em corrente alternada, é transmitir energia elétrica de um ponto a outro do sistema elétrico de forma segura e seguindo critérios técnicos e econômicos adotados no sistema de potência.

Ainda existem funções complementares que podem ser exploradas no sentido de melhorar o desempenho do sistema de potência. Dentre as principais funções destacam-se:

- Limitar a corrente na linha CC em condições anormais de operação;
- Manter a tensão CC dentro de um valor especificado;
- Minimizar o consumo de potência reativa das estações conversoras;
- Ação estabilizadora do sistema de potência.

A inclusão de elos CCAT, em sistemas de corrente alternada, baseia-se no processo de retificação e inversão da potência através de conversores de eletrônica de potência. No terminal retificador, a potência elétrica é convertida de corrente alternada para corrente contínua e então transmitida pelas linhas de transmissão CC. No terminal inversor, a potência elétrica é convertida de corrente contínua para corrente alternada e entregue num ponto do sistema.

As soluções de transmissão em corrente contínua mais comuns consistem em elos de transmissão ponto a ponto, onde um terminal é conectado na estação coletora (onde, em geral, são conectadas as usinas ou outras fontes) e o outro terminal receptor (onde estão localizadas as cargas). Os dois terminais (retificador e inversor) são conectados por uma linha CC que, em geral, é longa o suficiente de forma que a alternativa em corrente contínua seja mais vantajosa economicamente em relação às alternativas em corrente alternada.

O elemento chave para o funcionamento apropriado deste sistema de transmissão está no processo de comutação responsável pela conversão CA-CC e vice-versa. Os elos CCAT

são extremamente dependentes do sistema CA em que estão conectados para que este processo de comutação ocorra de forma apropriada. Alguns parâmetros como a potência de curto-circuito dos terminais onde será conectado o elo são indicadores de possíveis dificuldades para o dimensionamento e operação deste sistema [2]. Além disto, deve-se garantir que as principais grandezas como tensões nos barramentos e frequência elétrica do sistema CA permaneçam estáveis e dentro de faixas aceitáveis para a operação.

Sistemas fracos, ou seja, sistemas com baixa potência de curto-circuito, podem comprometer o desempenho dinâmico do elo frente a recuperação de faltas ou contingências na rede de transmissão levando a restrições. Tais restrições podem demandar soluções estruturais para garantir o desempenho apropriado do sistema de transmissão em corrente contínua como, por exemplo, a instalação de compensadores síncronos no sentido de elevar a potência de curto-circuito dos terminais.

Existem duas configurações mais comuns para um elo CCAT para transmissão ponto a ponto: monopolar (com retorno metálico ou pela terra) e bipolar.

A configuração monopolar é a mais simples, onde os terminais são conectados por apenas um condutor. O retorno da corrente pode ser realizado pela terra ou através de um retorno metálico.

Esta configuração pode ainda ser utilizada para a operação do elo em regime permanente quando um dos conversores do bipolo estiver indisponível para manutenção ou quando um dos condutores de algum dos polos estiver sob falta permanente (neste caso deve-se utilizar o retorno pela terra). A Figura II.1-1 apresenta a configuração de um elo CCAT na configuração monopolar.

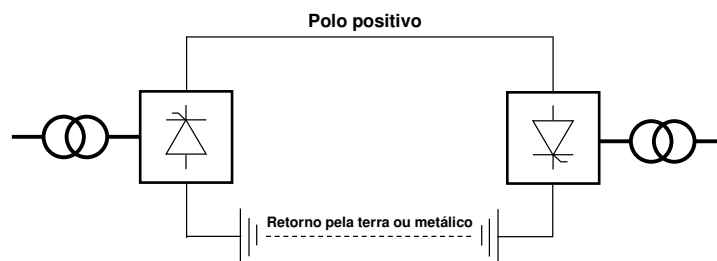


Figura II.1-1 – Elo CCAT na configuração monopolar com retorno pela terra ou metálico

A configuração bipolar faz uso de dois polos, um com tensão positiva e outro com tensão negativa. Quando os dois polos operam equilibrados, ou seja, com mesma corrente nos polos, a circulação de corrente pelos eletrodos de aterramento é praticamente nula de forma que a presença de um retorno metálico não se faz necessária.

Quando da contingência de qualquer um dos polos, o controle do elo é capaz de transferir a potência perdida neste para o polo remanescente até o seu limite de sobrecarga. Tal ação implica em menor impacto para os sistemas conectados pelo elo CCAT, o que representa um grande benefício desta configuração.

Nota-se que na ocorrência desta contingência, o polo não passa a operar na configuração monopolar até que o polo desligado seja colocado novamente em operação. A Figura II.1-2 apresenta a configuração de um elo CCAT na configuração bipolar.

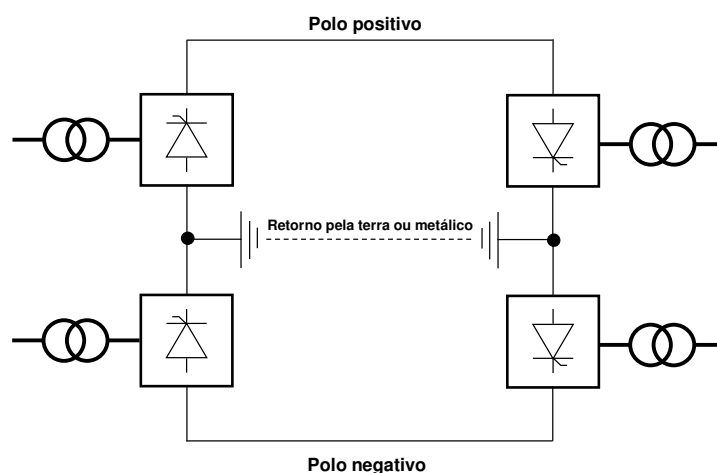


Figura II.1-2 – Elo CCAT na configuração bipolar

Existem outras tecnologias e configurações possíveis como, por exemplo, os elos multiterminais e a tecnologia HVDC VSC que permitem a transmissão de energia para mais de um ponto no sistema, ao contrário do que é realizado pela transmissão ponto a ponto.

Nas seções a seguir serão descritos os principais componentes de um elo CCAT, deduzidas as equações elementares de um conversor convencional e serão demonstrados os benefícios da associação de conversores formando uma ponte de 12 pulsos.

II.2 COMPONENTES DE UM SISTEMA DE TRANSMISSÃO CCAT

Os elos CCAT necessitam de equipamentos diferentes daqueles utilizados em instalações CA convencionais. Por outro lado, alguns equipamentos são bem comuns diferenciando apenas o seu dimensionamento e propósito tal como transformadores e equipamentos de compensação de potência reativa.

Conversores

Os conversores utilizados em transmissão de energia elétrica atualmente mais difundidos são os do tipo comutados pela rede, ou como conhecidos pela sigla LCC (*Line Commutated Converter*). Tais conversores dependem da presença de tensão nos terminais CA para viabilizar a comutação entre as válvulas tiristoras tanto do terminal retificador quanto do terminal inversor.

São os equipamentos responsáveis pela conversão CA-CC e vice-versa e são obtidos através de associação de válvulas tiristoras em ponte. A Figura II.2-1 apresenta o arranjo básico para um conversor trifásico (ponte de Graetz).

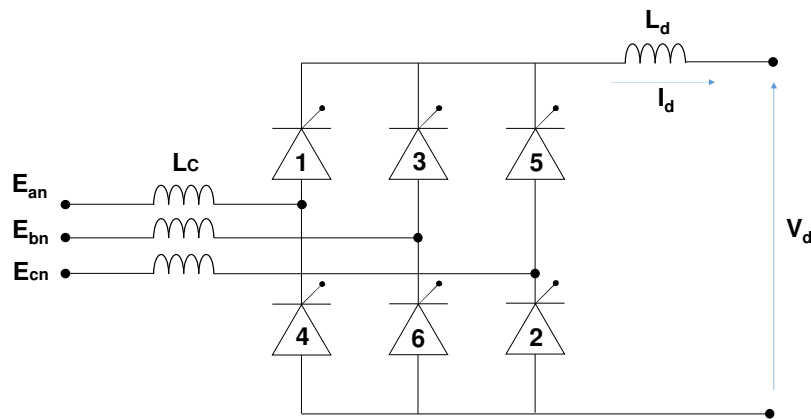


Figura II.2-1 – Ponte de Graetz (6 pulsos)

E_{an} , E_{bn} e E_{cn} representam as tensões CA (fase-neutro) das fases A, B e C, respectivamente, L_c representa a indutância do transformador conversor, L_d representa a indutância do reator de alisamento e V_d representa a tensão CC nos terminais do conversor.

A tensão CC nos terminais do conversor é controlada através da comutação dos tiristores que recebem pulsos de disparo em sequência conforme a numeração indicada na figura.

O ângulo de disparo (α) influencia o nível da tensão CC. Este deve possuir um valor mínimo (α_{\min}) de forma que, no instante do disparo, todos os tiristores envolvidos estejam diretamente polarizados e com tensão suficiente para iniciar a condução.

Ponte de conversores com maior quantidade de pulsos podem ser obtidos através da associação de pontes de seis pulsos como será mostrado adiante.

Em geral, para elos CCAT, são empregados conversores em série de 12 pulsos pois, por possuírem harmônicos característicos de ordem mais elevada, representam maior economia para o projeto dos filtros CA.

Transformadores conversores

São os transformadores conversores que conectam os conversores à rede elétrica. São responsáveis por realizar elevação/redução da tensão da rede para o nível do conversor.

Também são responsáveis por controlar as tensões CA nos terminais dos conversores através da mudança dos seus tapes de forma a permitir que o ângulo de atraso de disparo (α) dos conversores permaneça em uma faixa próxima ao valor nominal (para o conversor operando como retificador) e controlar a tensão no lado CC (para o conversor operando como inversor).

Reator de alisamento

É um reator conectado no terminal CC dos conversores em série com a linha CC. A sua indutância limita as variações de corrente, tornando o processo de comutação entre as válvulas mais estável.

Devido a sua grande indutância, o reator de alisamento desempenha também a importante função de limitar as correntes de curto-circuito em caso de faltas na linha CC.

Filtros CA

São circuitos RLC conectados nos terminais CA dos conversores e apresentam a finalidade de impedir que os componentes harmônicos produzidos pelos conversores sejam injetados no sistema CA, impedindo a violação dos limites de distorção harmônica e outros indicadores de qualidade de energia. Estes filtros são sintonizados em frequências compatíveis aos harmônicos característicos dos conversores a que estão associados.

Em geral, para um conversor de 12 pulsos, os filtros estão sintonizados para frequências correspondentes ao 11º e 13º harmônicos (harmônicos característicos). Além dos filtros sintonizados nas frequências dos harmônicos característicos, também são utilizados filtros do tipo passa-alta para eliminar os componentes harmônicos de ordem mais elevada.

Como estes equipamentos possuem natureza capacitiva na frequência fundamental, também são considerados no dimensionamento da compensação de potência reativa do elo CCAT e utilizados para suprir parte da potência reativa indutiva dos conversores.

Filtros CC

São circuitos RLC conectados aos terminais CC dos conversores e possuem a finalidade de impedir que os harmônicos presentes nestes terminais causem alguma influência em sistemas de comunicações próximos ao sistema de transmissão CCAT.

Compensação de potência reativa

Os conversores são equipamentos que consomem potência reativa indutiva do sistema onde estão conectados proporcionalmente à potência transmitida. Sendo assim, para a operação apropriada do sistema de transmissão CCAT, devem existir fontes de potência reativa capacitiva próximas para evitar que a demanda desta potência reativa indutiva pelos conversores venha a provocar dificuldades para o controle de tensão do sistema CA. Em geral, devido à natureza capacitiva dos bancos de filtros CA, estes se encarregam de fornecer parte da potência reativa demandada pelos conversores.

Outras fontes de potência reativa capacitiva podem ser obtidas através de compensadores síncronos, estáticos e bancos de capacitores. O tipo de compensação capacitiva que será utilizada dependerá das necessidades do elo CCAT considerando as suas características e a da rede elétrica onde este será conectado de forma a garantir um desempenho dinâmico apropriado.

Para sistemas fracos (com baixo nível de curto-circuito), em geral, são adotados compensadores síncronos pois, por possuírem tensão interna, agregam potência de curto-circuito tornando o processo de comutação dos conversores menos sensíveis as faltas no sistema CA.

Eletrodos de aterramento

São cabos condutores subterrâneos que fornecem uma referência de terra para os conversores e permitem uma conexão de baixa impedância para a terra caso o elo CCAT esteja operando na configuração monopolar.

Quando o elo CCAT opera em condições que levem à injeção corrente pelos eletrodos de aterramento, ou seja, na configuração monopolar com retorno pela terra haverá desgaste sobre estes eletrodos. Neste sentido, existe uma limitação de tempo que o elo pode operar nesta condição, mantendo a perda de vida útil dentro de valores aceitáveis.

Linha de transmissão CC

As linhas de transmissão de um elo CCAT pode empregar o uso de cabos subterrâneos/submarinos ou linhas de transmissão aéreas. As linhas de transmissão aéreas são similares as linhas CA convencionais com exceção da quantidade de feixes de condutores.

II.3 EQUAÇÕES ELEMENTARES DOS CONVERSORES

A seguir serão desenvolvidas as equações que permitirão avaliar o comportamento dos conversores. A formulação será desenvolvida para os conversores de 6 pulsos da

tecnologia LCC. Maiores detalhes acerca da demonstração das mesmas podem ser encontrados em [3], [4], [5] e [6].

Processo de comutação

Os tiristores possuem algumas características básicas:

- A condução é iniciada quando os tiristores estão diretamente polarizados e é recebido o pulso de disparo correspondente.
- A condução é interrompida quando os tiristores estiverem reversamente polarizados.
- Os tiristores somente podem conduzir corrente em uma única direção.

Considerando estas propriedades, no instante em que a próxima válvula receber o pulso de disparo, ou seja, durante a comutação, existirão três válvulas conduzindo até que a válvula que estava deixando de conduzir se torne reversamente polarizada interrompendo a passagem de corrente. A Figura II.3-1 representa a ponte conversora no instante da comutação, com as válvulas 1 e 2 conduzindo e a válvula 3 recebe o pulso de disparo, iniciando assim a sua condução.

A indutância do reator de alisamento é suficientemente grande de forma que é razoável considerar que a corrente na linha CC é constante durante a comutação das válvulas.

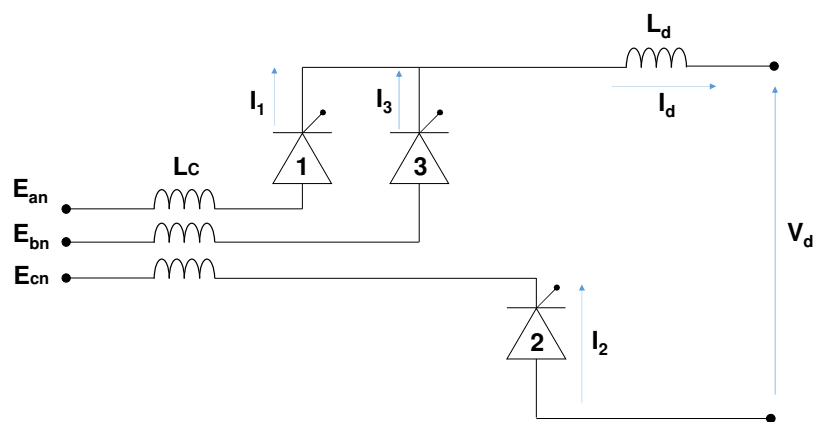


Figura II.3-1 – Comutação da válvula 1 para a válvula 3

Onde:

- I_1 é a corrente fluindo na fase A.
- I_3 é a corrente fluindo na fase B.
- I_2 é a corrente fluindo na fase C.
- L_d é a indutância do reator de alisamento.
- V_d é a tensão média nos terminais CC do conversor.
- I_d é a corrente na linha CC.

Enquanto as válvulas 1 e 3 estiverem conduzindo simultaneamente, ou seja, durante a comutação, a tensão vista pelo polo positivo do conversor será igual à média aritmética entre as tensões das fases que estão comutando [5].

A Figura II.3-2 apresenta as tensões no conversor para um ângulo de atraso de disparo α qualquer.

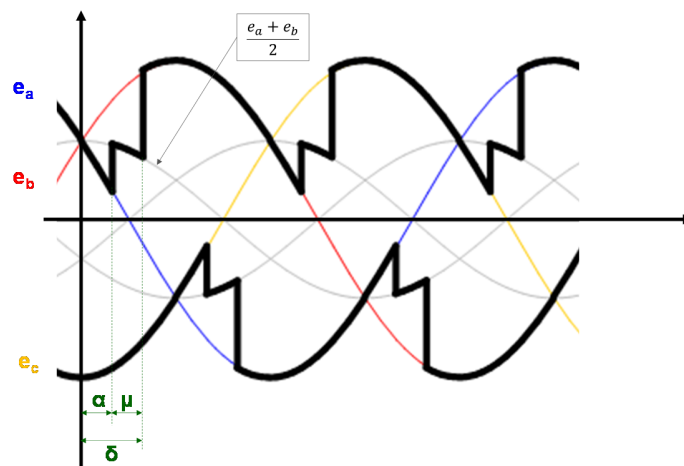


Figura II.3-2 – Tensão no conversor durante o processo de comutação

Onde:

- e_a é a tensão fase-neutro da fase A.
- e_b é a tensão fase-neutro da fase B.
- e_c é a tensão fase-neutro da fase C.
- α é o ângulo de atraso de disparo.
- μ é o ângulo de comutação.

A tensão CC no conversor será igual a diferença de tensão entre os terminais positivo e negativo. A Figura II.3-3 apresenta as formas de onda da corrente em cada válvula tiristora da ponte, as tensões nos terminais do conversor e a diferença destas (tensão na linha CC).

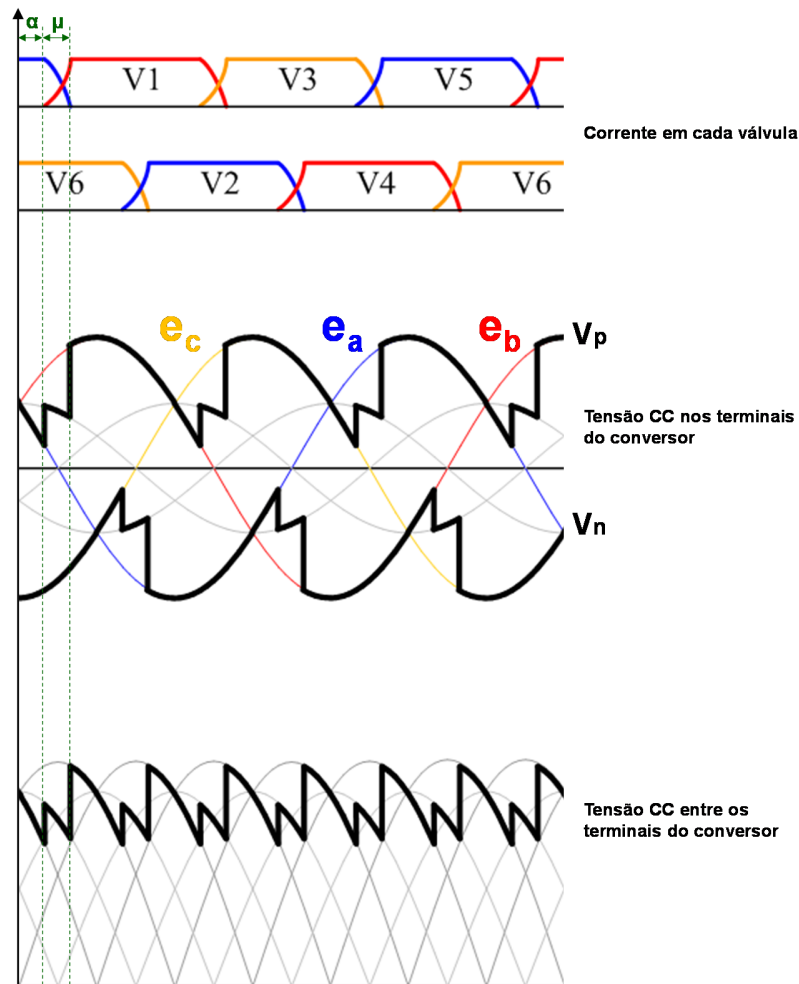


Figura II.3-3 – Corrente e tensão CC de um conversor considerando os ângulos de atraso de disparo e de comutação

Equações de tensão e corrente no conversor

A tensão média CC (V_d), é calculada através de (4.1), obtida a partir do cálculo do valor médio da forma de onda apresentada na Figura II.3-3. Esta expressão é válida para o retificador operando em regime permanente e para ângulos de comutação (μ) inferiores a 60° .

Acima deste valor de ângulo de comutação poderá ocorrer de quatro válvulas estarem conduzindo simultaneamente, onde, para esta condição, as equações serão outras [6].

$$V_{dr} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a V_{acr} \cdot \frac{\cos(\alpha) + \cos(\alpha + \mu)}{2} \quad (4.1)$$

Onde:

- **a** é a relação de espiras do transformador conversor.
- **V_{acr}** é a tensão CA do lado do retificador

Pode-se escrever (4.1) em função da reatância de comutação, originando (4.2), denominada equação característica do retificador.

$$V_{dr} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a V_{acr} \cos(\alpha) - \frac{3}{\pi} X_{cr} I_{dr} \quad (4.2)$$

Onde:

- **X_{cr}** é a reatância de comutação do retificador (dada predominantemente pela reatância do transformador conversor).
- **I_{dr}** é a corrente CC do retificador.

O ângulo de comutação é calculado por (4.3):

$$\mu = \arccos \left[\cos(\alpha) - \frac{2X_{cr}I_{dr}}{\sqrt{2}E_r} \right] - \alpha \quad (4.3)$$

Pode-se substituir o termo referente à tensão primária do transformador pela tensão secundária (E_r) e explicitar (4.1) e (4.2) em função do ângulo de comutação. Do ponto de vista do sistema CA, é necessário determinar a injeção ou absorção de potência ativa e reativa pelo retificador. Assim, a corrente I_{dr} pode ser determinada por (4.4).

$$I_{dr} = \frac{E_r}{\sqrt{2}X_{cr}} [\cos(\alpha) - \cos(\alpha + \mu)] \quad (4.4)$$

Uma aproximação válida para o fator de potência pode ser realizada igualando-se as potências CC e CA do conversor, resultando em (4.5).

$$\cos(\phi_r) = \frac{1}{2} [\cos(\alpha) - \cos(\alpha + \mu)] \quad (4.5)$$

Desta forma, a potência reativa indutiva do retificador pode ser calculada por (4.6).

$$Q_{ret} = P_{dr} \cdot \text{tg}(\phi_r) \quad (4.6)$$

Conversor operando como inversor

Para a operação do conversor como inversor, o ângulo de disparo deverá ter valores superiores a 90° , quando ocorrerá a inversão da tensão nos terminais do conversor. Como as válvulas da ponte conversora permitem que a corrente a atravesse apenas no sentido de polarização direta, a inversão dos terminais do conversor permitirá obter uma tensão positiva com relação ao potencial neutro, comum ao conversor retificador.

Considerando o exposto, a expressão para a tensão média (V_{di}) volta a ter o mesmo sinal de (4.1), conforme mostra (4.7).

$$V_{di} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_i \cdot \frac{\cos(\gamma) + \cos(\gamma + \mu)}{2} \quad (4.7)$$

Onde E_i é a tensão no lado CA do inversor.

A Figura II.3-3 apresenta as formas de onda da tensão CA e da corrente em uma válvula do lado retificador e do lado inversor.

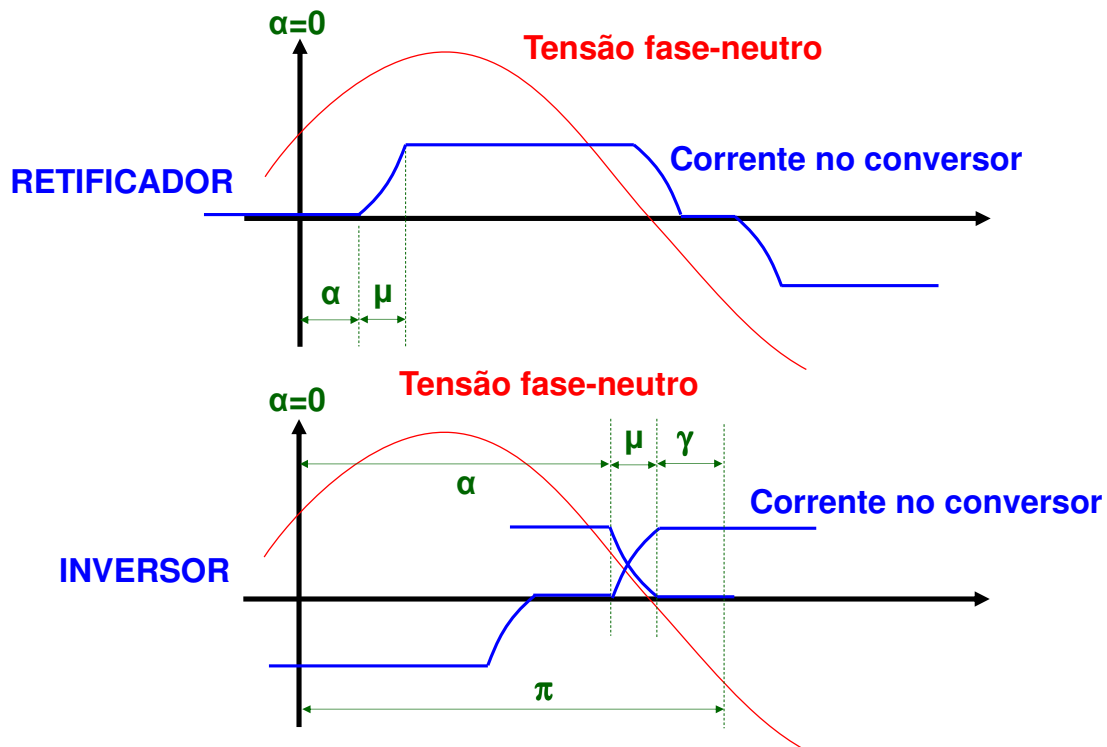


Figura II.3-4 – Corrente e tensão nos conversores operando como retificador e inversor (Fonte: [5])

É mais conveniente para a análise da operação do inversor que as equações sejam expressas em função do ângulo de extinção γ , por questões de praticidade. Observando a Figura II.3-4 pode-se obter a relação (4.8).

$$\alpha + \mu = \pi - \gamma \quad (4.8)$$

Todas as equações apresentadas na seção anterior, desenvolvidas para o retificador, também são válidas para o conversor operando como inversor, desde que seja substituído o ângulo de disparo (α) pelo ângulo de extinção (γ) e seja realizada a troca do sinal da expressão obtida.

A equação (4.7) pode ser escrita em função da corrente CC no inversor (I_{di}) e da reatância de comutação do inversor (X_{ci}) dando origem a (4.9).

$$V_{di} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_i \cos(\beta) + \frac{3}{\pi} X_{ci} I_{di} \quad (4.9)$$

Onde o ângulo β , que é denominado de ângulo de avanço de disparo, é definido como (4.10):

$$\beta = \gamma + \mu \quad (4.10)$$

A corrente CC no inversor então será dada por (4.11):

$$I_{di} = \frac{E_i}{\sqrt{2}X_{ci}} [\cos(\gamma) + \cos(\gamma + \mu)] \quad (4.11)$$

O fator de potência será (4.12):

$$\cos(\phi_i) = \frac{1}{2} [\cos(\gamma) + \cos(\gamma + \mu)] \quad (4.12)$$

A potência reativa indutiva será dada por (4.13):

$$Q_{inv} = P_{di} \operatorname{tg}(\phi_i) \quad (4.13)$$

A potência ativa transmitida pelo retificador (2.14) e fornecida pelo inversor (4.15) em função da tensão média e da corrente CC são:

$$P_{dr} = V_{dr} I_{dr} \quad (4.14)$$

$$P_{di} = V_{di} I_{di} \quad (4.15)$$

Com o elo de corrente contínua operando em regime permanente, a corrente na linha CC é dada por (4.16):

$$I_d = \frac{V_{dr} - V_{di}}{R_d} \quad (4.16)$$

Onde R_d é a resistência da linha CC.

Na Figura II.3-5 está representado um detalhe do processo de comutação em um inversor. Podem-se observar nesta figura os efeitos da variação do ângulo de disparo. Aumentando o valor do ângulo de disparo (α), a tensão média CC tende a diminuir (a tensão CC será igual a zero quando o ângulo de atraso de disparo for igual a 90°).

Quando o ângulo de disparo (α) assumir valores maiores que 90° , condição necessária para o conversor operar como inversor, o valor médio da tensão CC será menor que zero (inversão de polaridade).

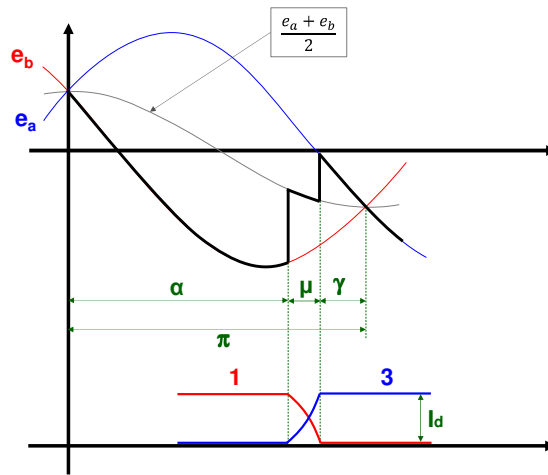


Figura II.3-5 – Detalhe da comutação de um conversor operando como inversor

Observando ainda a Figura 2.10 pode-se escrever (2.17):

$$\alpha + \mu + \gamma = \pi \quad (2.17)$$

Em um elo de corrente contínua, a corrente na linha CC é definida pela diferença de tensão CC entre os seus terminais. Estas tensões, por sua vez, são função das tensões CA, reatâncias dos transformadores conversores, posição dos taps dos transformadores conversores e dos ângulos de disparo dos tiristores.

Em regime permanente, as tensões nos terminais CC dos conversores diferem apenas da queda de tensão resistiva na linha CC originada pela corrente CC transmitida, esta regulada por um controle de corrente constante. Este controle pode ser realizado em qualquer um dos conversores, no entanto é mais comum que este esteja ativo no conversor operando como retificador.

As indutâncias dos reatores de alisamento também contribuem para a eficácia do controlador reduzindo as variações da corrente CC e permitindo mais tempo para a atuação dos controladores de corrente nos conversores.

Em operação normal, o ângulo de extinção do inversor é mantido em seu valor mínimo para obter a maior tensão CC possível, e por consequência, redução no consumo de potência reativa por este conversor.

A operação com γ mínimo, para o conversor operando como inversor, possui a finalidade de minimizar a probabilidade de falhas de comutação frente a distúrbios no sistema, elevando as chances das válvulas tiristoras que estiverem comutando (deixando de conduzir) restabelecerem a sua capacidade de bloqueio e impedir a circulação de corrente através delas.

II.4 ASSOCIAÇÃO DE CONVERSORES

Diversas pontes podem ser associadas de forma a obter um maior nível de tensão. As pontes são conectadas em série no lado CC e em paralelo no lado CA. O arranjo mais comum para conversores para transmissão de energia é o arranjo de 12 pulsos, onde é associado um par de conversores (de seis pulsos) conectados ao sistema CA por dois transformadores (ou um transformador de três enrolamentos), um ligado em Y-Y e o outro em Y- Δ .

A Figura II.4-1 mostra o arranjo de um conversor de 12 pulsos. Estes também podem ser associados de forma a compor um arranjo bipolar conforme apresentado no início deste capítulo.

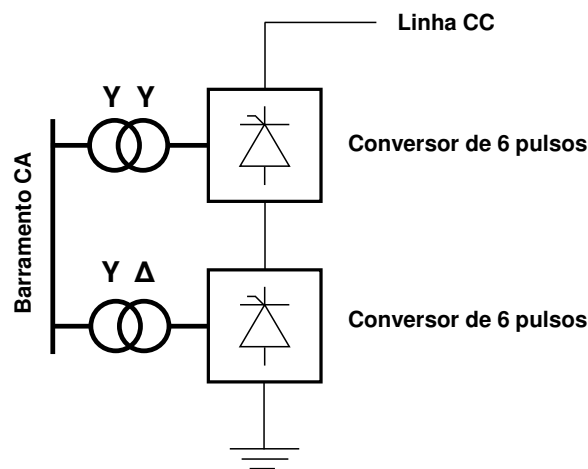


Figura II.4-1 – Configuração de um conversor de 12 pulsos

Os fasores de tensão nos terminais de cada um dos conversores estão defasados em 30° devido à conexão em delta. Como resultado desta associação, a tensão resultante no lado CC apresenta significativamente melhor regulação (menos oscilação de tensão nos terminais CC do conversor) devido a sobreposição a tensão terminal de cada conversor. Uma comparação entre os dois tipos de conversores é apresentada na Figura II.4-2.

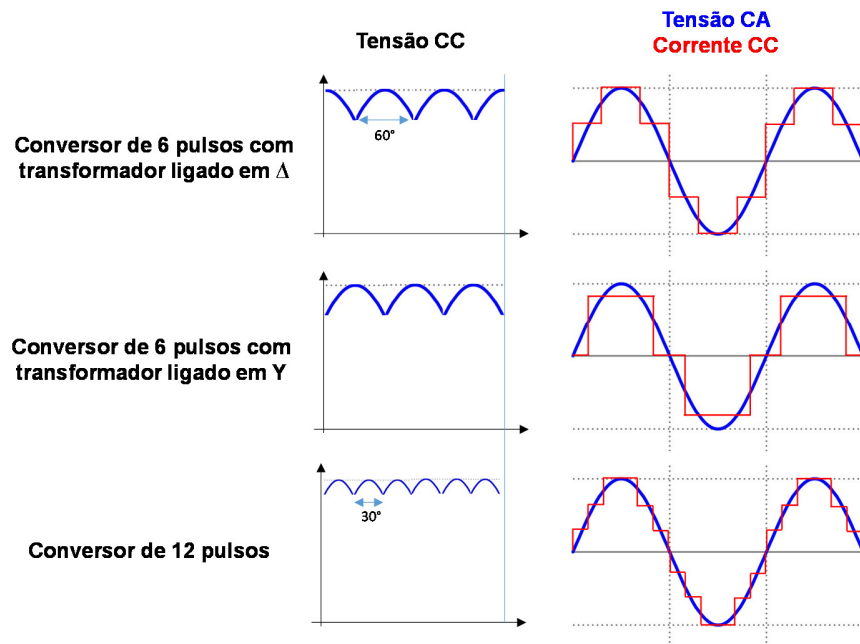


Figura II.4-2 – Comparação entre um conversor de 6 pulsos e um de 12 pulsos

Pode-se observar, claramente, que as correntes no conversor de 12 pulsos se assemelham muito mais a uma forma de onda senoidal do que as correntes no conversor de 6 pulsos. Isso evidencia que o conversor de 12 pulsos apresenta menos problemas associados à produção de harmônicos. Portanto, os filtros necessários para eliminá-los serão bem mais simples do que o conversor de 6 pulsos. A Figura II.4-3 mostra o espectro teórico dos harmônicos produzidos por um conversor de 6 pulsos e por um de 12 pulsos.

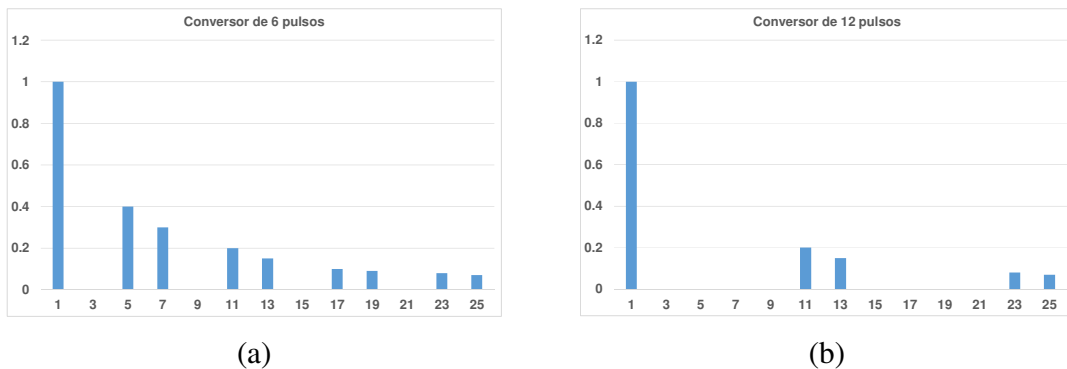


Figura II.4-3 – Comparação entre os espectros de componentes harmônicas de corrente produzidas por conversor de 6 pulsos (a) e um de 12 pulsos (b)

Pode-se demonstrar esta característica a partir das expansões em série de Fourier das formas de onda das correntes no lado CA dos conversores. Para um conversor de 6 pulsos que utiliza um transformador conversor com a ligação YY, a expansão em série de Fourier da corrente no lado CA do transformador é dada por (2.18) [4].

$$i = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d \left[\begin{aligned} & \text{sen}(\omega t) - \frac{\text{sen}(5\omega t)}{5} - \frac{\text{sen}(7\omega t)}{7} + \frac{\text{sen}(11\omega t)}{11} + \frac{\text{sen}(13\omega t)}{13} \\ & - \dots \end{aligned} \right] \quad (2.18)$$

Para um conversor de 6 pulsos que utiliza um transformador conversor com a ligação YΔ, a expansão em série de Fourier da corrente no lado CA do transformador é dada por (2.19).

$$i = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d \left[\begin{aligned} & \text{sen}(\omega t) + \frac{\text{sen}(5\omega t)}{5} + \frac{\text{sen}(7\omega t)}{7} + \frac{\text{sen}(11\omega t)}{11} + \frac{\text{sen}(13\omega t)}{13} \\ & + \dots \end{aligned} \right] \quad (2.19)$$

Assim, como em um arranjo de 12 pulsos utiliza-se um conversor com transformador YY e o outro com transformador YΔ, conectando os dois conversores na barra CA, a corrente líquida injetada na barra será a soma das duas correntes e com a expansão em série de Fourier dada por (2.20).

$$i = \frac{4\sqrt{3}}{\pi} I_d \left[\text{sen}(\omega t) + \frac{\text{sen}(11\omega t)}{11} + \frac{\text{sen}(13\omega t)}{13} + \frac{\text{sen}(23\omega t)}{23} + \frac{\text{sen}(25\omega t)}{25} + \dots \right] \quad (2.20)$$

Com um conversor de 12 pulsos, os harmônicos de 5^a, 7^a, 17^a e 19^a ordem são anulados, resultando em menor investimento nos bancos de filtros.

Na prática, devido a assimetrias e imperfeições nos equipamentos oriundas dos próprios processos de fabricação distorções e desequilíbrios na rede elétrica, haverá componentes não previstas nos modelos do sistema denominadas de harmônicos não-característicos [7]. Assim, dependendo do sistema, e das condições operativas do mesmo, poderá haver a presença de componentes harmônicas diferentes daquelas características do conversor.

O projeto dos filtros passivos para a eliminação dos harmônicos de baixa ordem é mais desafiador uma vez que, por estarem próximos a frequência fundamental, haverá uma maior circulação de componentes da frequência fundamental quando comparado com filtros de harmônicos de ordem superior.

II.5 NÍVEIS DE CONTROLE

O sistema de controle de um sistema CCAT é dividido, essencialmente, em quatro níveis, cada um com sua hierarquia e responsabilidade bem definida conforme apresentado a seguir.

Controle mestre: Também conhecido como controle de estação, é responsável por definir a distribuição de potência entre os elos existentes e por ações associadas a eventos externos aos elos CCAT (por exemplo, comando de corte de geração após perda de elementos de transmissão ou ações de redução automática da potência transmitida - “*run-back*” após perda de unidades geradoras nas usinas e/ou elementos que limitem a transmissão pelo elo CCAT). Neste nível de controle, também são realizadas manobras de filtros CA em função das condições do sistema (minimizar risco de auto-excitação de unidades geradoras, controlar sobretensões e o intercâmbio de potência reativa com o restante do sistema elétrico).

Controle de bipolo: Define a distribuição de potência entre os polos de um mesmo bipolo de forma coordenada, seja como consequência de uma ação operativa ou de uma contingência (perda de um polo). É responsável também por coordenar as manobras de filtros CA em função da potência transmitida (unidades de filtragem mínima de componentes harmônicos para evitar sobrecargas nos filtros CA e garantir performance harmônica).

Controle de polo: Responsável por coordenar e monitorar os controles a nível de conversor durante as etapas de desbloqueio (*start-up* ou após recuperação de falta). Realiza a regulação de corrente na linha CC e também é responsável pelo controle de tape do transformador elevador associado aos seus conversores.

Controle de conversor: Responsável por traduzir a ordem de corrente do polo em um sinal de disparo para as válvulas tiristoras definindo os instantes de condução das mesmas. É responsável também por impor as limitações aos valores máximo e mínimo para o ângulo de disparo.

A seguir serão descritas as principais malhas de controle de um sistema CCAT, em especial aquelas relacionadas com o controle de frequência.

Amplificador do Controle de Corrente - CCA

O amplificador do controle de corrente ou regulador de corrente é a malha responsável por regular a corrente na linha CC em um valor determinado, no caso, na ordem de corrente (I_{ord}). Trata-se de um regulador do tipo proporcional-integral que atua no sentido de eliminar o erro de corrente.

A Figura II.5-1 apresenta um diagrama de blocos da referida malha de controle.

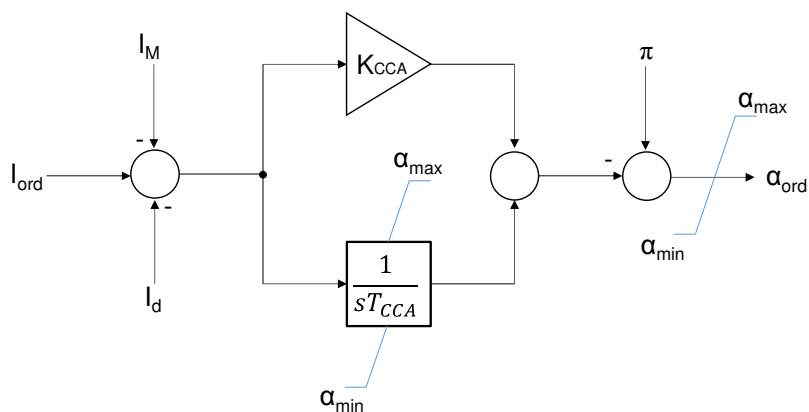


Figura II.5-1 – Diagrama de blocos da malha do CCA

A Tabela II.5-2 contém a descrição das variáveis e parâmetros do CCA.

Tabela II.5-1 – Parâmetros do CCA

Parâmetro	Descrição	Unidade
I_{ord}	Sinal da ordem de corrente do conversor	[pu]
I_M	Margem de corrente (constante)*	[pu]
I_d	Corrente na linha CC	[pu]
α_{ord}	Valor ordenado para o ângulo de atraso de disparo	[rad]
α_{min}	Valor mínimo para o ângulo de atraso de disparo	[rad]
α_{max}	Valor máximo para o ângulo de atraso de disparo	[rad]
K_{CCA}	Ganho proporcional do controle de corrente	[MWpu/Hzpu]*
T_{CCA}	Constante de tempo do integrador do controle de corrente	[s]

Obs: (*)Apenas para o conversor que estiver operando como inversor.

O sinal de ordem de ângulo de atraso de disparo é enviado para o controle de conversor. Este por sua vez irá produzir uma sequência de disparo para as válvulas tiristoras considerando o ângulo calculado.

Limitador de Ordem de Corrente Dependente da Tensão – VDCOL

Este limitador atua quando a tensão nos terminais CC do conversor sofre redução considerável, seja pela ocorrência de alguma contingência ou por outra razão de natureza sistêmica. Sua principal função é impedir o consumo elevado de potência reativa pelos conversores durante a falta, reduzindo assim a probabilidade da ocorrência de falhas de comutação e o estresse sobre as válvulas tiristoras.

Controlador de Erro de Corrente - CEC

Quando o inversor do elo está conectado a um sistema com baixa potência de curto-circuito, a sua característica em γ mínimo apresentará uma maior inclinação fazendo com que sejam possíveis até três pontos de operação distintos, caracterizando instabilidade.

A prática mostra que, nestas condições, o elo irá alternar entre estes pontos de operação. Tal fenômeno é conhecido como instabilidade de três pontos.

Para evitar este comportamento, o controle do inversor é adequado para que, nesta faixa, o conversor apresente uma característica de V_d constante ou de β constante impedindo a aparição de outros pontos de operação que não sejam o definido em projeto.

Controle do tape do transformador elevador

Esta malha de controle atua sobre o tape do transformador elevador elevando ou reduzindo a relação de transformação e, logo, a tensão nos terminais AC do conversor.

No terminal retificador, a finalidade deste controle é manter o ângulo de disparo do conversor sempre próximo do valor nominal de forma que, durante o período transitório, este possua faixa para excursionar sem atingir os limites.

No terminal inversor, como este opera com ângulo de extinção mínimo, este controlador possui a finalidade de regular a tensão no terminal CC do conversor em valores próximos ao nominal.

Sendo assim, o controle do tape do transformador elevador atua mantendo o ângulo de disparo próximo ao seu valor nominal ou a tensão CC do conversor próximo a um valor ajustado.

A Figura II.5-2 apresenta um diagrama simplificado ilustrando esta filosofia de controle.

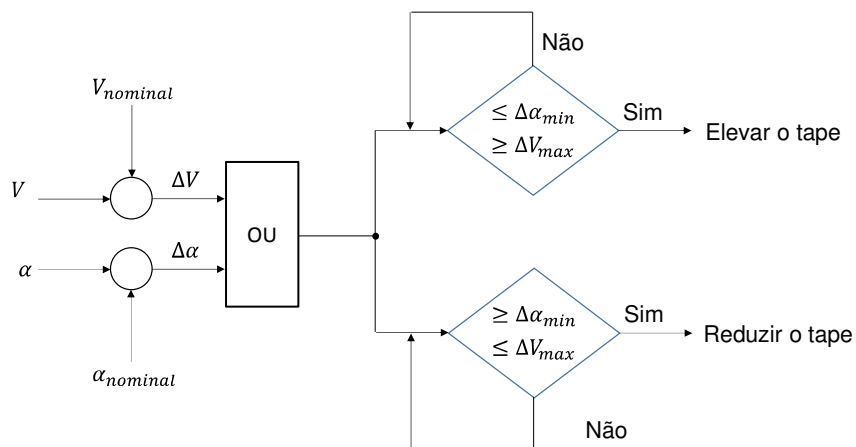


Figura II.5-2 – Diagrama de blocos simplificado da lógica de controle do tape do transformador conversor

Controle de frequência

Os sistemas CCAT não apresentam sensibilidade a variações de frequência na rede CA associada. A inserção de um controle de frequência em sistemas CCAT faz com que eles adquiram uma característica de carga dependente da frequência da rede CA. Com essa característica, o sistema CCAT modula a potência CC quando há um desvio da frequência em relação ao seu valor nominal.

Todos os equipamentos associados ao sistema de transmissão em corrente contínua do complexo do Rio Madeira (bipolos e estações *back-to-back*) possuem sinais de controle capazes de modular a potência transmitida em função de desvios de frequência nos sistemas CA em que estão conectados. Estes sinais são denominados de controle de frequência.

Estes sinais são basicamente controladores do tipo proporcional-integral que recebem como entrada a frequência elétrica no ponto de conexão do conversor e como saída o sinal de modulação de potência transmitida para o controle do elo CCAT. Considerando a natureza integral deste controlador, o mesmo atuará no sentido de trazer a frequência do sistema para o seu valor nominal eliminando, assim, o erro de regime permanente introduzido pelo estatismo de regime permanente dos reguladores de velocidade das usinas.

A Figura II.5-3 a seguir apresenta um diagrama de blocos equivalente deste controlador.

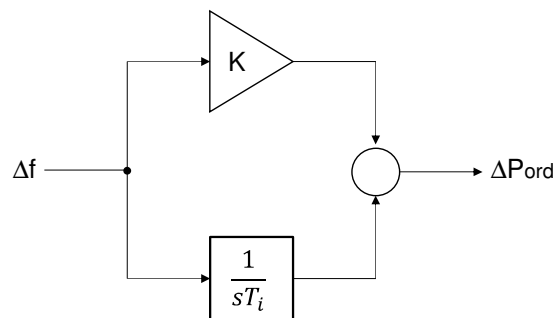


Figura II.5-3 – Diagrama de blocos simplificado do controle de frequência do elo CCAT

A descrição das variáveis e parâmetros do controle de frequência do elo CCAT está contida na Tabela II.5-2.

Tabela II.5-2 – Parâmetros do controle de frequência do elo CCAT

Parâmetro	Descrição	Unidade
Δf	Desvio de frequência	[puHz]
ΔP	Sinal de modulação da potência	[puMW]*
K	Ganho proporcional do controle de frequência	[puMW/puHz]*
T_i	Constante de tempo do integrador do controle de frequência	[s]

Obs: (*) Valor em pu calculado na potência base do elo CCAT.

Especificamente para o sistema de transmissão do complexo do rio Madeira, os bipolos que realizam a conexão deste complexo no SIN possuem controladores para restabelecer a frequência tanto do sistema em Porto Velho (controlador STAB500) quando

do SIN (STABSIN). Neste último, contribui com a geração das UHE Jirau e Santo Antônio para a regulação do equilíbrio carga-geração do sistema receptor.

As estações conversoras *back-to-back* também possuem controladores desta natureza que participam do controle da frequência tanto do complexo do rio Madeira (STAB500), quanto do sistema Acre e Rondônia em casos de ilhamento após a abertura das interligações em 230 kV com o SIN (STAB230).

Por critérios de projeto, o controle de frequência dos elos do rio Madeira foi concebido a nível polo foi atribuída ao nível de controle de polo, ou seja, a ordem de potência do polo é atualizada diretamente pelo controle de frequência. Já a parcela integral, foi atribuída no nível de controle de bipolo, de forma que a contribuição calculada pelo controle de frequência é dividida igualmente entre os polos disponíveis.

Por questões de estabilidade do controle da frequência do complexo do rio Madeira, apenas um dos bipolos, que é selecionado pelo controle mestre, poderá possuir parcela integral ativa (esta ação possui como finalidade evitar o conflito de controle com outros elementos do sistema de transmissão CCAT que também possuem controle de frequência do tipo integral). No entanto, todos os elementos poderão possuir a parcela proporcional ativa, sendo esta ação fundamental para garantir a operação estável deste sistema quando de escoamento máximo da geração nas usinas.

II.6 FILOSOFIA BÁSICA DE CONTROLE

A filosofia básica de controle do sistema CCAT baseia-se em regular as tensões nos terminais da linha CC, através do ângulo de disparo dos conversores, de forma a manter a corrente igual a um valor ajustado. A Figura II.6-1 ilustra este sistema de uma forma simplificada.

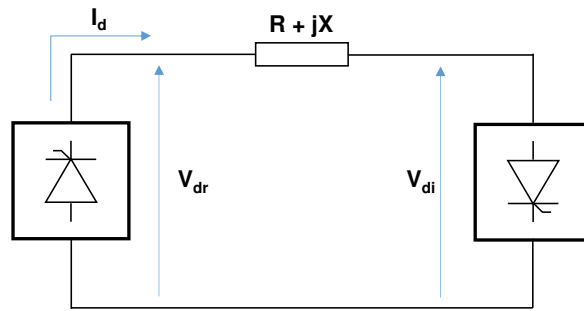


Figura II.6-1 – Modelo simplificado de um elo CCAT

Em condições de regime permanente, a reatância da linha não influenciará na corrente da linha CC que pode ser calculada pela equação (5.1):

$$I_d = \frac{V_{dr} - V_{di}}{R} \quad (5.1)$$

Conforme as equações desenvolvidas no CAPÍTULO II, podemos reescrever a equação (5.2) da seguinte forma:

$$I_d = \frac{V_{dor} \cos(\alpha) - V_{doi} \cos(\gamma)}{R_{cr} + R - R_{ci}} \quad (5.2)$$

A potência injetada pela estação retificadora será dada pela equação (5.3):

$$P_{dr} = V_{dr} I_d \quad (5.3)$$

A potência recebida pela estação inversora será dada pela potência injetada pela estação retificadora subtraídas as perdas elétricas na transmissão. Logo será dada por (5.4).

$$P_{di} = V_{di} I_d = P_{dr} - R I_d^2 \quad (5.4)$$

Como foi dito anteriormente, o objetivo principal do controle de elo CCAT é manter a corrente na linha CC dentro de uma faixa especificada. Ambas as estações (retificadora e inversora) possuem capacidade de modular a tensão terminal dos conversores, através dos seus CCA, de forma a controlar a corrente na linha CC.

No entanto, em condições normais, a estação retificadora é responsável por controlar a corrente enquanto o seu ângulo de disparo não atingir o valor mínimo. Simultaneamente, a estação inversora permanece com o controle saturado, operando com γ mínimo (α máximo), em função da margem de corrente ajustada no CCA do controle de corrente do inversor. Esta

filosofia de operação é adotada para minimizar o consumo de potência reativa pelo inversor e minimizar a probabilidade de ocorrência de falhas de comutação durante transitórios no sistema de transmissão.

No momento em que o ângulo de atraso de disparo do retificador atingir valores inferiores ao seu valor mínimo, seja por queda na tensão CA provocado por alguma falta ou por outras razões sistêmicas, o retificador não será mais capaz de elevar a tensão CC no terminal do conversor e, por sua vez, de controlar a corrente na linha CC. Desta forma, o inversor assumirá o controle de corrente e será obrigado a reduzir a sua tensão terminal no sentido de restabelecer a corrente do elo CCAT.

O controle de corrente será mantido no terminal inversor até a tensão CA seja recuperada para os valores normais ou até que o controle de comutação de tapes do transformador conversor eleve a tensão nos terminais do retificador retirando este da condição de α_{\min} .

A possibilidade de controlar rapidamente a corrente transmitida pelo elo, e consequentemente a potência transmitida, permite ao sistema CCAT contribuir de maneira eficaz para manter a estabilidade transitória do sistema CA

Considerando esta filosofia e as malhas de controle presentes neste sistema, a característica estática de operação de um elo em corrente contínua assume a forma conforme apresentada na Figura II.6-2.

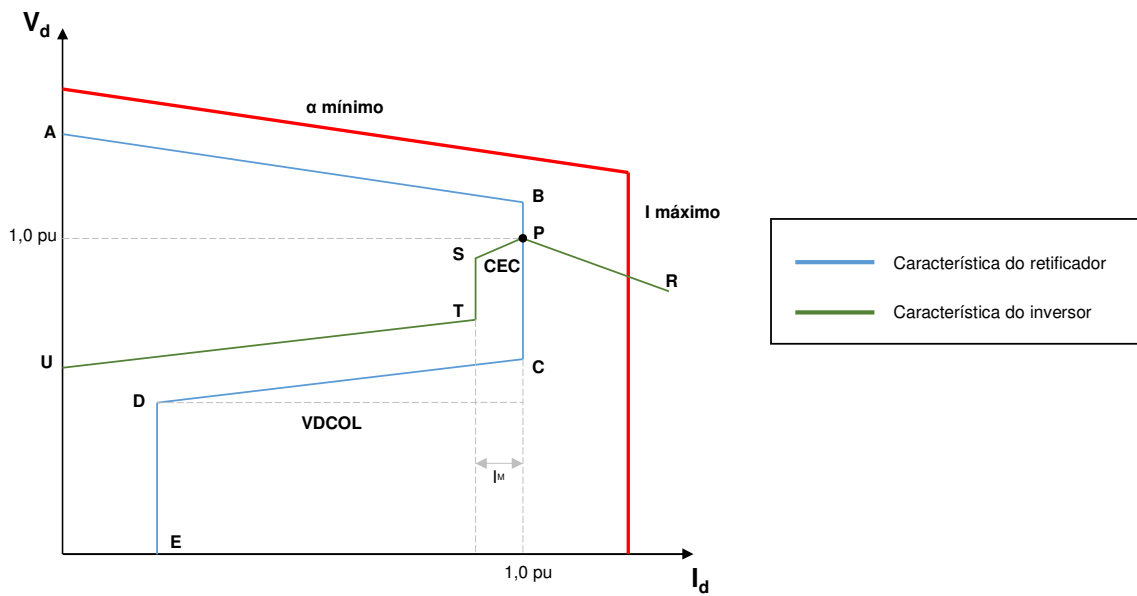


Figura II.6-2 – Característica estática V_d x I_d de operação

O ponto P representa o ponto de operação do elo CCAT, definido pela interseção das características do retificador e do inversor.

O trecho OS é característica do canal do Controle de Erro de Corrente (CEC).

Os trechos CDE e STU representam a características do VDCOL do retificador e do inversor, respectivamente.

II.1 ASPECTOS DE CONTROLE DE UNIDADES GERADORAS

Em qualquer sistema de potência, as unidades geradoras devem ser dotadas de elementos de controle que definirão o ponto de operação das mesmas. Especificamente para geradores síncronos, estes possuem, necessariamente, um sistema de excitação para realizar o controle da tensão terminal da unidade geradora e de um regulador de velocidade que será responsável por realizar o controle da velocidade de rotação do conjunto turbina-gerador.

Esta seção será dedicada para apresentar os aspectos básicos de controle das unidades geradoras síncronas que possuem influência diretamente no desempenho de sistemas interligados por elos de corrente contínua.

II.2 REGULADOR DE TENSÃO

Os reguladores de tensão possuem a finalidade de controlar a tensão terminal das unidades geradoras em um valor de referência ajustada pelo operador. Esta ação é realizada por um sistema de controle que calcula o erro de tensão com base em uma referência definida pelo operador e atua sobre a tensão de campo da unidade geradora elevando ou reduzindo a corrente nos enrolamentos do rotor e, conseqüentemente, elevando ou reduzindo a tensão terminal do gerador.

A Figura II.2-1 apresenta um diagrama de blocos simplificado mostrando a estrutura de um sistema de excitação típico e suas interfaces com a unidade geradora.

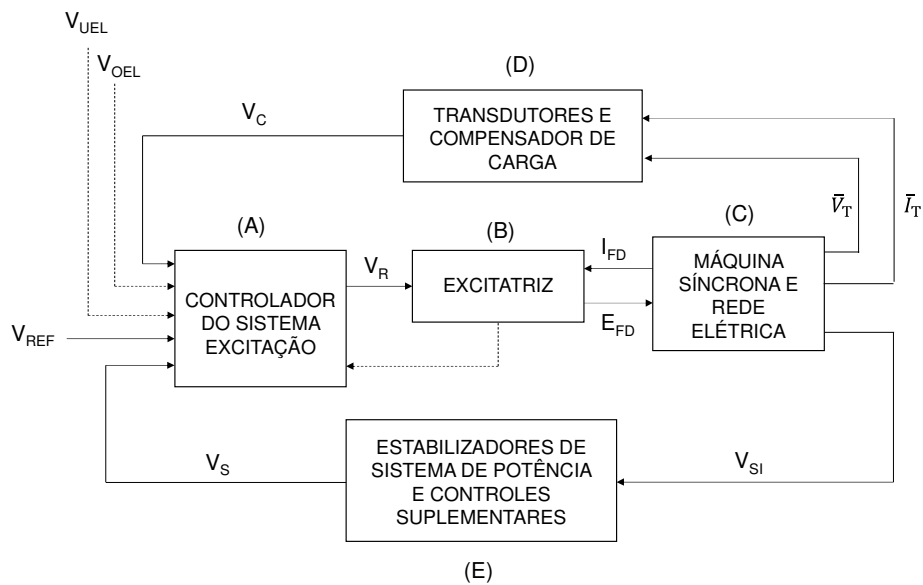


Figura II.2-1 – Diagrama de blocos de um sistema de excitação típico (Fonte: [8])

O bloco A representa o elemento de controle responsável por fornecer o valor de referência (V_R) para a tensão de campo (E_{FD}) que deverá ser fornecida pela excitatriz (bloco B) aos enrolamentos do rotor da unidade geradora (bloco C). Este valor de referência é calculado com base em um valor definido pelo operador (V_{REF}) e na tensão medida nos terminais da unidade geradora (V_C).

Sinais provenientes de limitadores de sobreexcitação (V_{OEL}) e subexcitação (V_{UEL}) também atuam no sistema de excitação e também interferem no cálculo desta referência.

O bloco D corresponde ao conjunto de transdutores de tensão e corrente nos terminais da unidade geradora que fornecerão os valores processados destas grandezas para o regulador de tensão. O sinal de tensão terminal que será utilizado no controlador (V_C) é calculado a partir dos fasores de tensão (\bar{V}_T) e corrente (\bar{I}_T) nos terminais da máquina.

O bloco E representa todos os canais de controles suplementares que utilizam outras grandezas além da tensão e corrente e atuam sobre o sistema de excitação da unidade geradora como, por exemplo, os sinais estabilizadores (PSS) e limitadores.

Regulador automático de tensão (RAT)

Atualmente, a tecnologia mais empregada para a regulação de tensão é um controlador automático digital, que pode ser do tipo Proporcional-Integral-Derivativo (PID), com excitatriz estática. Este tipo de excitatriz possui a elevada velocidade de resposta, trazendo benefícios expressivos para a estabilidade transitória do sistema frente a contingências. No entanto, deve-se atentar que esta velocidade pode levar a uma degradação do amortecimento dos modos de oscilação da unidade geradora (modos eletromecânicos e de controle).

A Figura II.2-2 apresenta um diagrama de blocos que representa a estrutura de um regulador automático de tensão típico do tipo PID.

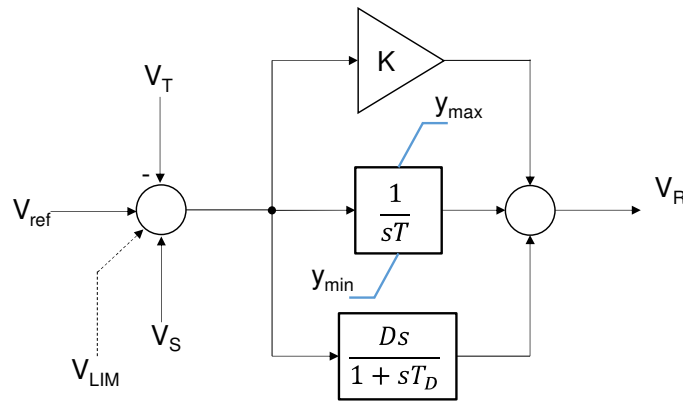


Figura II.2-2 – Função de transferência de um controlador do tipo PID

No diagrama apresentado, K , T e D são, respectivamente, o valor do ganho proporcional, a constante de tempo do canal integral e D é o ganho derivativo do controlador.

Os limites y_{max} e y_{min} são os limites que a saída do integrador pode assumir. É importante ressaltar que os limites sobre a saída deste integrador devem limitar também a variável de estado deste bloco (*non-windup*) [8].

O controlador do tipo PID irá calcular uma referência de tensão de campo para a excitatriz de forma a anular o sinal de erro entre a tensão terminal e a tensão de referência.

Excitatriz

A excitatriz é o elemento do sistema de excitação da unidade geradora responsável por alimentar o rotor do gerador síncrono e este, por sua vez, produzir o campo magnético necessário para a indução de tensão nos terminais dos enrolamentos do estator.

Existem, comercialmente, diversas tecnologias diferentes para excitatrizes. Originalmente, utilizava-se um reostato acionado mecanicamente para variar a tensão nos enrolamentos do rotor. Este tipo de excitatriz, no entanto, possui resposta muito lenta não sendo capaz de atender aos requisitos mínimos de desempenho hoje estabelecidos pelos procedimentos de rede [1].

As tecnologias mais utilizadas atualmente são as excitatrizes estáticas, que consistem em um retificador eletronicamente controlado, que pode ser alimentado pela própria unidade geradora ou por outra fonte independente, controlado pelo regulador de tensão. Este tipo de excitatriz possui velocidade de resposta elevada, dada as características dos conversores eletrônicos, quando comparado com outros tipos que possuem partes mecânicas móveis. A Figura II.2-3 apresenta um diagrama do sistema de excitação para uma unidade geradora típica com excitatriz estática alimentada pela própria tensão terminal do gerador.

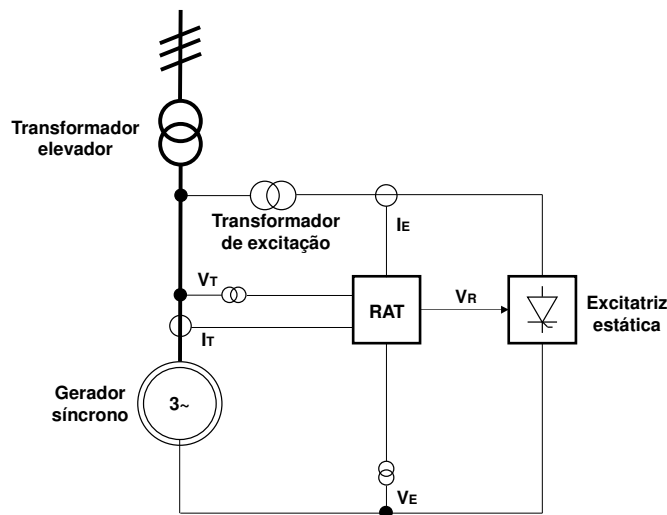


Figura II.2-3 – Sistema de excitação de uma unidade geradora com excitatriz estática alimentada pela tensão terminal do gerador

A excitatriz recebe o sinal de referência (V_R) proveniente do regulador automático de tensão (RAT) e produz uma tensão de campo sobre os enrolamentos do rotor. Existindo esta

tensão, surgirá a corrente nos enrolamentos de campo produzindo o campo magnético que induzirá tensão na unidade geradora.

Limitadores

Os limitadores são canais de controle implementados nos reguladores de tensão e velocidade que possuem como finalidade impedir que a unidade geradora permaneça em pontos de operação proibitivos ou que representem perda de vida útil inadmissível para a unidade geradora.

A Figura II.2-4 apresenta a curva de capacidade com os principais limites operacionais de uma unidade geradora típica.

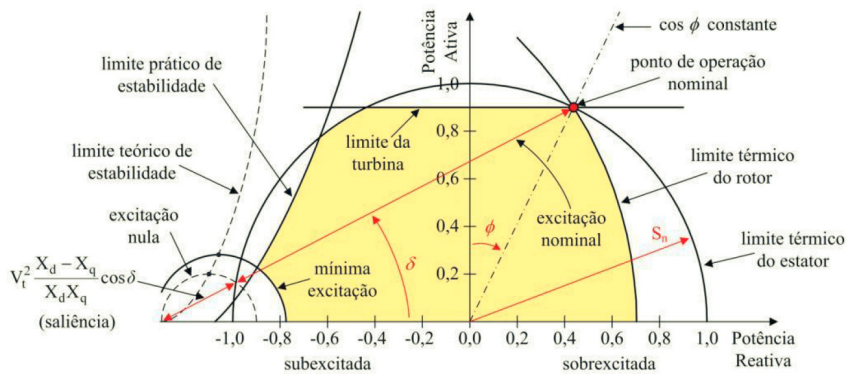


Figura II.2-4 – Diagrama de capacidade típico (Fonte:[9])

A região destacada em amarelo contém os pontos de operação permitidos, em regime permanente, desta unidade. Transitoriamente, a unidade geradora poderá operar em pontos fora desta região, no entanto, os limitadores atuarão assim que forem atendidas as condições ajustadas.

A Tabela II.2-1 apresenta um breve descritivo sobre os principais limites de uma unidade geradora hidráulica e a forma com que os limitadores são implantados em seus sistemas de controle.

Tabela II.2-1 – Limites operacionais de uma unidade geradora

Limite	Finalidade	Implementação
Limite térmico do estator	Preservar os enrolamentos do estator da unidade geradora, impedindo que nele circule corrente maior que a admitida.	Canal de controle no regulador de tensão (limitador de corrente estatórica) que atua sobre a tensão de campo de forma a deslocar o ponto de operação da unidade geradora para a região de operação normal. Pode ter atuação instantânea ou temporizada de acordo com o nível de sobrecarga.
Limite térmico do rotor	Preservar os enrolamentos do rotor da unidade geradora impedindo que nele circule corrente maior que a admitida.	Canal de controle no regulador de tensão (limitador de sobreexcitação) que atua reduzindo a tensão de campo de forma a deslocar o ponto de operação da unidade geradora para a região de operação normal. Pode ter atuação instantânea ou temporizada de acordo com o nível de sobrecarga.
Limite de estabilidade	Evitar que a unidade geradora atinja o limite de estabilidade fazendo com que a mesma perca o sincronismo com relação ao sistema ou que a proteção de perda de excitação atue indevidamente.	Canal de controle no regulador de tensão (limitador de mínima excitação ou de subexcitação) que atua elevando a tensão de campo de forma a deslocar o ponto de operação para a região de operação normal. Este limitador possui atuação instantânea.
Limite V/Hz	Evitar que a relação tensão terminal/frequência elétrica seja excedida além daquela considerada no projeto do gerador e do transformador elevador.	Canal de controle no regulador de tensão (limitador V/Hz) que atua reduzindo a tensão de campo caso a relação V/Hz ajustada no limitador seja excedida. Este limitador, em geral, possui atuação instantânea.
Limite da turbina	Evitar que a turbina gere potência maior que a permitida pelo gerador.	Limitador físico no servomecanismo de abertura do distribuidor da turbina ou implementado como canal de controle no regulador de velocidade de forma a evitar sobrecarga na unidade geradora (limitador de abertura).

Deve-se atentar para que estes limitadores estejam coordenados com as proteções das unidades geradoras de forma a evitar desligamentos desnecessários destas.

Estabilizador de sistema de potência (PSS)

O Estabilizador de sistema de potência (PSS), ou sinal adicional estabilizador, é um canal de controle inserido no regulador de tensão que possui a finalidade de garantir o amortecimento dos modos de oscilação eletromecânicos associados a unidade geradora.

Esta ação é realizada modulando a tensão de campo do gerador com um sinal em fase com a velocidade do rotor da unidade geradora.

Para atendimento aos requisitos de desempenho dinâmico do SIN, é definido pelos procedimentos de rede que os novos Agentes de geração que venham a acessar a Rede Básica possuam PSS do tipo baseado no sinal de integral de potência acelerante [1].

A Figura II.2-5 apresenta um diagrama de blocos para o PSS baseado no sinal de integral de potência acelerante.

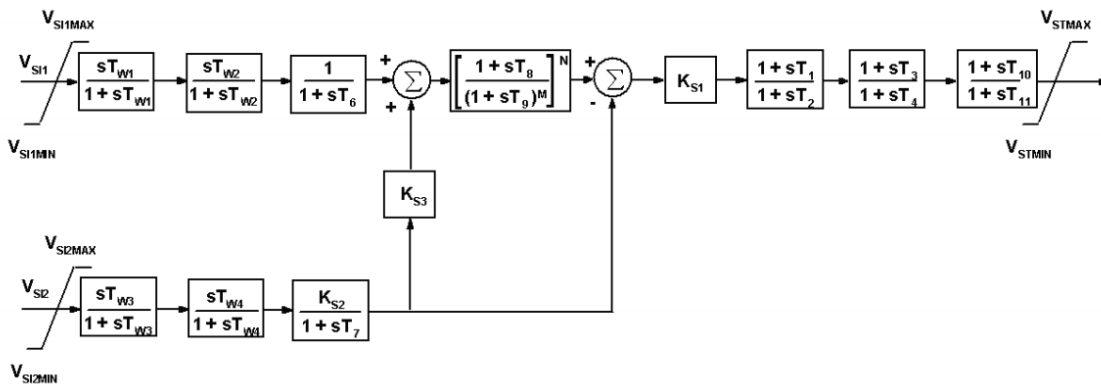


Figura II.2-5 – Diagrama de blocos do estabilizador de sistema de potência – PSS2B (Fonte: [8])

A Tabela II.2-2 apresenta os parâmetros do estabilizador de sistema de potência indicado na Figura II.2-5.

Tabela II.2-2 – Variáveis e parâmetros do estabilizador de sistema de potência – PPS2B

Parâmetro	Descrição	Unidade
V_{SI1}	Sinal de velocidade da unidade geradora	pu
V_{SI2}	Sinal de potência elétrica da unidade geradora	pu
T_{W1}, T_{W2}	Constante de tempo dos blocos <i>Wash out</i>	s
T_{W3}, T_{W4}	Constante de tempo dos blocos <i>Wash out</i>	s
K_{S1}	Ganho do PSS	pu
K_{S2}	Fator de compensação para cálculo da integral da potência elétrica	pu
K_{S3}	Fator de <i>matching</i> de sinal	pu
T_1, T_3, T_{10}	Constantes de tempo de avanço do PSS	s
T_2, T_4, T_{11}	Constantes de tempo de atraso do PSS	s
T_6	Constante de tempo do filtro de medição de desvio de frequência angular	s
T_7	Constante de tempo para o cálculo da integral da potência elétrica	s
T_8	Constante de tempo do filtro de rastreamento de rampa	s
T_9	Constante de tempo do filtro de rastreamento de rampa	s
M	Ordem do filtro de rastreamento de rampa	-
N	Ordem do filtro de rastreamento de rampa	-

II.3 REGULADOR DE VELOCIDADE

Os reguladores de velocidade de unidades geradoras, em sua essência, possuem a finalidade de controlar a velocidade de rotação do conjunto turbina-gerador em uma referência ajustada. Esta ação é realizada por um regulador que supervisiona a velocidade de rotação da unidade geradora e atua sobre os mecanismos de abertura do distribuidor admitindo ou restringindo o fluxo na turbina.

A Figura II.3-1 apresenta um diagrama de blocos simplificado com a filosofia básica de funcionamento do regulador de velocidade de unidades geradoras hidráulicas.

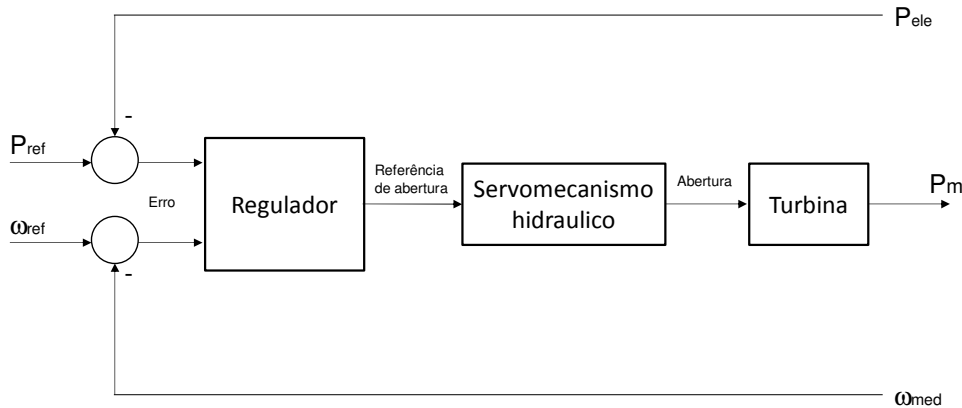


Figura II.3-1 – Diagrama de blocos simplificado do regulador de velocidade

Os controladores mais modernos utilizados são do tipo eletrohidráulico, que consistem em um regulador digital, que pode ser do tipo PID, responsável pelo processamento do sinal de desvio e comandar um mecanismo hidráulico (servomotor e amplificador) que atuará sobre a abertura do distribuidor e sobre o ângulo das pás do rotor (para turbinas do tipo Kaplan ou bulbo).

Operação paralela de unidades geradoras

Em qualquer sistema de potência deve haver um controle responsável por garantir o equilíbrio entre carga e geração. Como foi comentado anteriormente, o regulador de velocidade se encarrega desta atribuição onde este controlador providencia a elevação ou redução da potência desenvolvida pela turbina no sentido de controlar a velocidade de rotação da turbina. No entanto, quando existe mais de uma unidade geradora operando em paralelo, se todas as unidades geradoras atuarem no sentido de regular a frequência do sistema em seu valor nominal, teremos um sistema naturalmente instável, onde não há ponto de operação possível.

Neste sentido, introduz-se um parâmetro no sistema de controle denominado estatismo de regime permanente (R). Este parâmetro fará com que o regulador de velocidade admita um erro de regime permanente, assim, a parcela de potência ativa que esta unidade

contribuirá para o sistema será proporcional ao desvio de frequência observado. A Figura II.3-2 apresenta a característica de regime permanente de uma unidade geradora dotada de estatismo de regime permanente diferente de zero.

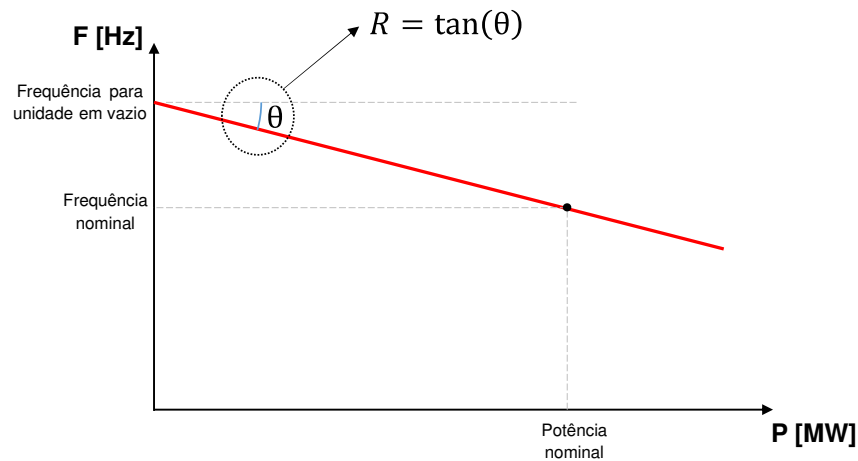


Figura II.3-2 – Característica de operação em de uma unidade geradora em regime permanente com estatismo

O estatismo de regime permanente viabiliza a operação conjunta de diversas unidades geradoras e permite que a contribuição para o controle da frequência em um sistema de potência seja dividida proporcionalmente entre todas as unidades geradoras presentes neste.

Em um sistema com diversas unidades geradoras, a grande maioria dos reguladores de velocidade permite diferentes modalidades de operação a depender das necessidades de controle do sistema:

- **Controle isócrono:** A unidade geradora assumirá integralmente o controle de frequência não admitindo, neste caso, erro de frequência em regime permanente. Em geral, este modo é utilizado somente para a unidade geradora isolada do sistema e girando em vazio.
- **Controle de velocidade:** Nesta modalidade, com a unidade geradora sincronizado com o sistema, o controlador atuará no sentido de eliminar o erro de controle de frequência. Em função do estatismo de regime permanente inserido pelo regulador de velocidade, o controle admitirá erro de regime permanente de forma a tornar viável a operação de unidades geradoras em paralelo.

- **Controle de potência:** É utilizado um canal adicional que monitora o erro de potência que é calculado através da potência ativa injetada pela unidade geradora com relação a uma referência ajustada pelo operador. Ainda como controle de potência, o regulador possui um canal de sensibilidade com relação à frequência elétrica da rede que faz com que o regular contribua para a regulação da frequência do sistema caso esta desvie acima de um valor ajustado (canal com banda morta).
- **Controle de abertura:** O controlador ajustará a abertura do distribuidor da turbina em um valor definido pelo operador, em função da potência desejada para despacho. O estatismo será introduzido no canal de erro de posição (estatismo de posição).

A Figura II.3-1 apresenta um diagrama de blocos simplificado para um regulador de velocidade (em modo de controle de potência) do tipo PID.

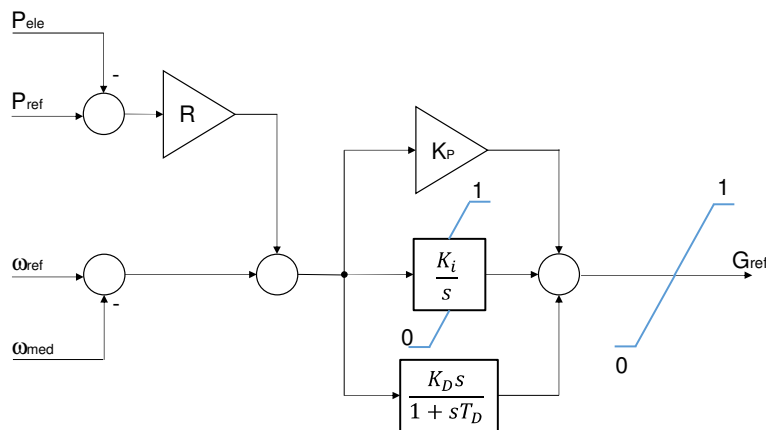


Figura II.3-3 – Função de transferência de um regulador de velocidade do tipo PID típico

A Tabela II.3-1 apresenta a descrição das variáveis e parâmetros contidos no modelo do regulador de velocidade típico, conforme apresentado na Figura II.3-3.

Tabela II.3-1 – Variáveis e parâmetros do regulador de velocidade

Parâmetro	Descrição	Unidade
ω_{ref}	Referência de velocidade do rotor	pu
ω_{med}	Sinal de velocidade do rotor	pu
P_{ref}	Referência de potência da unidade geradora	pu
K_p	Ganho proporcional do regulador de velocidade	pu
K_i	Ganho integral do regulador de velocidade	pu
K_D	Ganho derivativo do regulador de velocidade	pu
R	Estatismo de regime permanente	pu
T_D	Constante de tempo da parcela derivativa	s
G_{ref}	Referência para a posição do distribuidor da turbina hidráulica	pu

O regulador de velocidade fornece uma referência para a abertura do distribuidor da turbina que será utilizada pelo sistema de posicionamento do distribuidor/pás do rotor para atuar sobre a abertura da turbina, admitindo maior ou menor volume de água.

Resposta para aplicação de degrau

Para avaliar a influência do ganho proporcional do regulador de velocidade foi considerado um sistema composto por 4 unidades geradoras alimentando uma carga de 200 MW e foi simulada, através do programa ANATEM desenvolvido pelo CEPEL, a aplicação de um degrau de 20 MW nesta carga. A Figura II.3-4 apresenta o sistema hipotético utilizado para realizar os testes do regulador de velocidade.

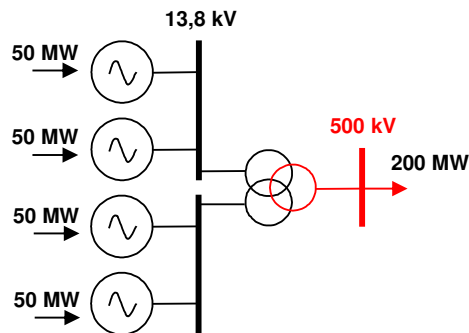


Figura II.3-4 – Sistema utilizado para os testes do regulador de velocidade

O regulador de velocidade está operando na modalidade de controle de potência com sensibilidade de frequência. A Figura II.3-5 apresenta as curvas de potência mecânica para diferentes valores de ganho proporcional.

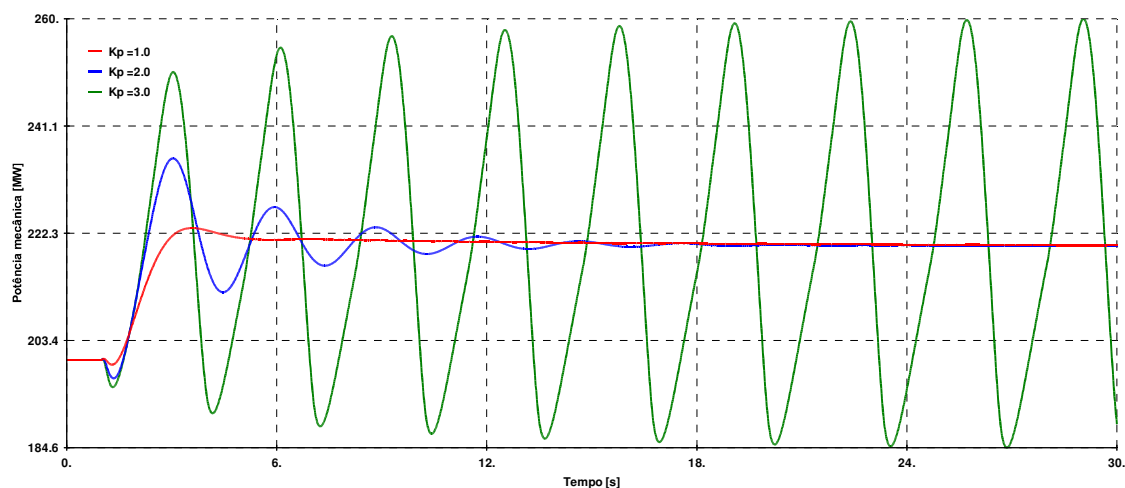


Figura II.3-5 – Resposta a tomada de carga para diferentes valores de ganho proporcional do regulador de velocidade (potência mecânica)

Observa-se que, para ganhos mais elevados, a resposta do regulador se torna mais rápida. No entanto, constata-se que a resposta dinâmica das unidades geradoras se torna mais oscilatória indicando degradação dos modos associados ao conjunto turbina-gerador. Este modo pode ser tornar instável para ganhos muito elevados.

Para resposta do regulador de velocidade mais lenta, a frequência no sistema tende a excursionar mais, atingindo valores menores (ou maiores no caso de rejeição de carga). A Figura II.3-6 apresenta as curvas de frequência para diferentes valores de ganho proporcional.

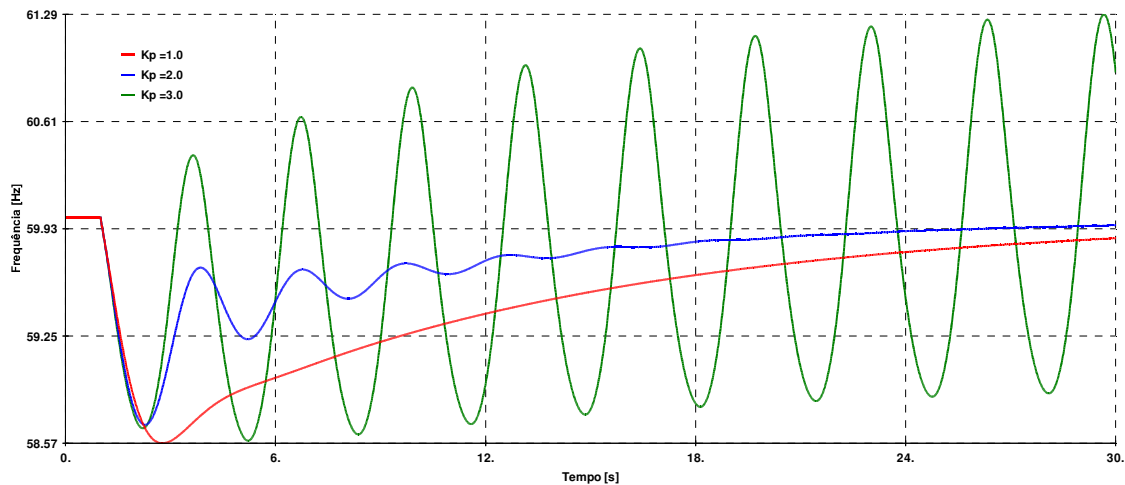


Figura II.3-6 – Resposta a tomada de carga para diferentes valores de ganho proporcional do regulador de velocidade (frequência)

Sistema de posicionamento do distribuidor/rotor

A abertura do distribuidor é controlada por uma série de atuadores hidráulicos que recebem uma posição de referência e atuam sobre os mecanismos do distribuidor no sentido de se obter a abertura desejada.

Para as turbinas de dupla regulação (turbinas que regulam a potência desenvolvida através do controle da abertura do distribuidor e do ângulo das pás do rotor), como por exemplo as do tipo Kaplan ou bulbo, o ângulo das pás do rotor é ajustado com a finalidade de obter o maior rendimento possível da turbina. Este ângulo é calculado pelo regulador de velocidade através de uma curva de conjugação com relação a abertura do distribuidor.

A Figura II.3-7 apresenta um diagrama de blocos referente ao modelo dos servomecanismos que realizam o posicionamento do distribuidor da turbina com base em uma referência de abertura definida pelo regulador de velocidade. Este modelo também é válido para os mecanismos que realizam o posicionamento do ângulo das pás do rotor das turbinas que possuam dupla regulação (Kaplan ou bulbo).

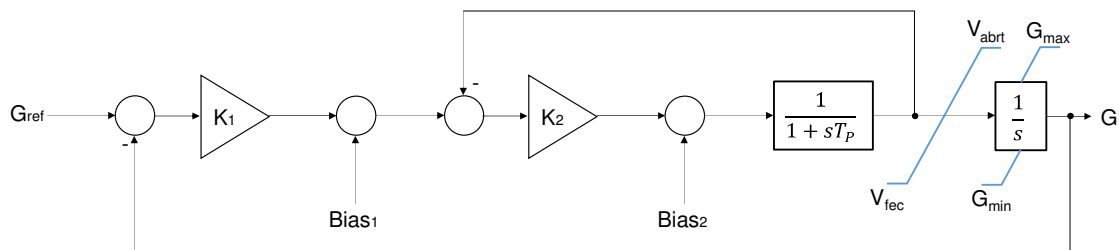


Figura II.3-7 – Sistema de controle de posicionamento do distribuidor/rotor da turbina

A Tabela II.3-2 apresenta os sinais e parâmetros envolvidos na malha de controle de posicionamento.

Tabela II.3-2 – Sinais e parâmetros da malha de controle de posicionamento do distribuidor da turbina

Parâmetro	Descrição	Unidade
G_{ref}	Sinal de referência de abertura proveniente do regulador de velocidade	pu
K_1	Ganho proporcional da malha de controle do servomotor do distribuidor	pu
$Bias_1$	Posição de equilíbrio da malha de posicionamento do servomotor	pu
K_2	Ganho proporcional da malha de controle da válvula principal	pu
$Bias_2$	Posição de equilíbrio da malha de posicionamento da válvula principal	pu
T_P	Constante de tempo do conjunto válvula proporcional + válvula principal	s
V_{abrt}	Velocidade de abertura do servomotor	pu/s
V_{fec}	Velocidade de fechamento do servomotor	pu/s
G_{max}	Abertura máxima do servomotor	pu
G_{min}	Abertura mínima do servomotor	pu

Naturalmente a resposta dinâmica deste conjunto dependerá, além das características deste regulador eletrohidráulico, dos aspectos mecânicos da turbina. Tais aspectos associados às características dinâmicas da turbina hidráulica, que são objeto de interesse para os fenômenos envolvidos nesta dissertação, serão desenvolvidos com maiores detalhes na seção a seguir.

II.4 TURBINA HIDRÁULICA

A turbina consiste no elemento responsável pela conversão da energia mecânica obtida através do fluxo de água em energia mecânica de rotação do eixo que movimentará o gerador elétrico.

A eficiência do aproveitamento hidrelétrico está fortemente associada à escolha apropriada do tipo de turbina a ser utilizada. Esta escolha é dependente das características de queda e de vazão definidos durante os estudos de viabilidade da usina.

Comercialmente os tipos mais comuns são as turbinas do tipo Pelton, Francis, Kaplan e Bulbo. Esta última tem sido utilizada intensivamente nos aproveitamentos da região amazônica por possuírem bom rendimento para operar com baixas quedas e elevadas vazões.

A questão da baixa queda é fundamental para os aproveitamentos hidrelétricos na região amazônica pois, por serem regiões de extensas planícies, a elevação no nível do rio leva ao alagamento de grandes áreas provocando impacto ambiental inaceitável.

A Figura II.4-1 apresenta um diagrama da seção transversal de uma turbina do tipo bulbo.

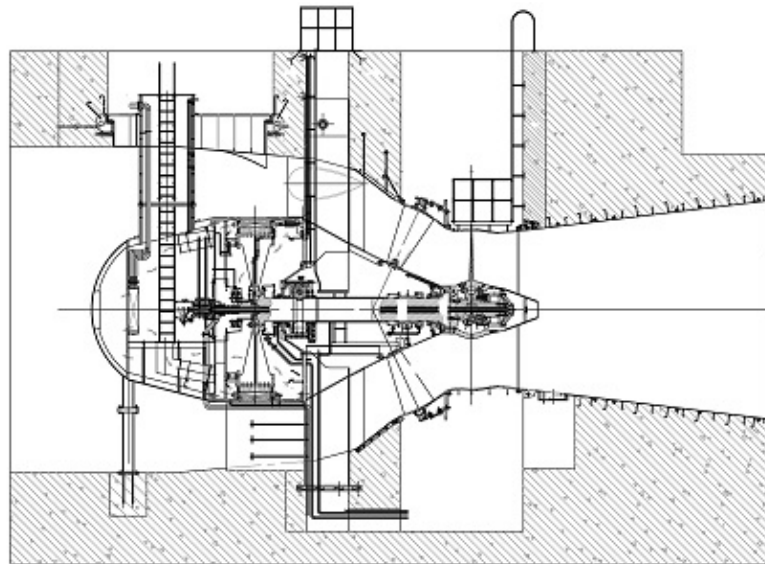


Figura II.4-1 – Seção transversal de uma turbina do tipo bulbo (Fonte: HTE Engineering)

Diversos fatores influenciam o desempenho da turbina hidráulica como características construtivas, fluxo d'água e queda líquida.

Para a simulação em programas de estabilidade eletromecânica, faz-se necessária uma representação detalhada do comportamento dinâmico dos equipamentos envolvidos, inclusive as características hidrodinâmicas associadas ao conduto forçado e a reação da coluna líquida no interior da turbina.

Existem diversos trabalhos que investigam em detalhes a representação de turbinas hidráulicas ([10] e [11]). Por exemplo, na referência [12] o autor realiza uma instigação a respeito da representação das turbinas de dupla regulação (Kaplan e bulbo, por exemplo).

Usualmente em simulações de estabilidade eletromecânica é utilizado o modelo não-linear indicado na literatura [3] onde é representado o efeito não-linear da inércia da coluna líquida e o amortecimento em função de desvios de frequência.

A Figura II.4-2 apresenta um diagrama de blocos referente este modelo não-linear de uma turbina hidráulica.

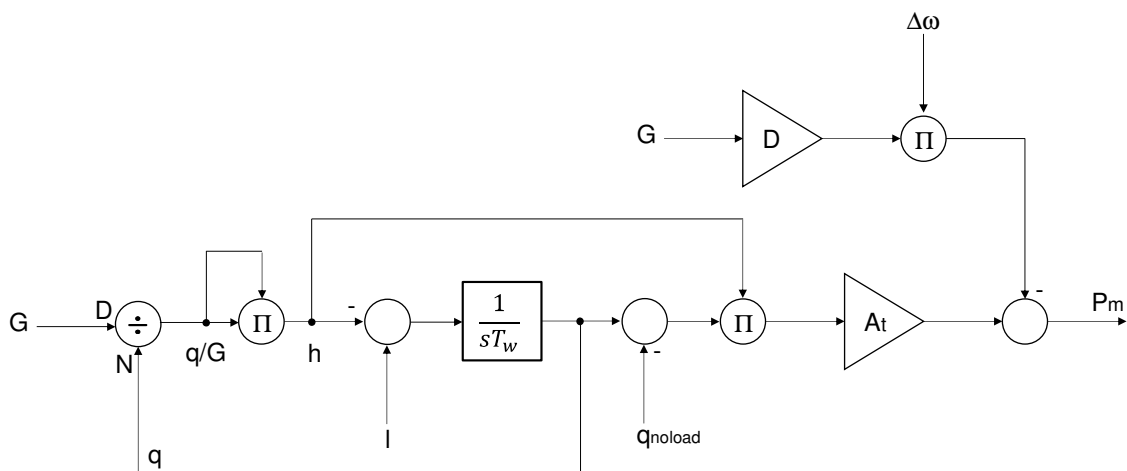


Figura II.4-2 – Modelo não-linear da turbina hidráulica

A Tabela II.4-1 apresenta a descrição das variáveis e parâmetros contidos no modelo não-linear da turbina hidráulica.

Tabela II.4-1 – Variáveis e parâmetros do modelo não linear da turbina hidráulica

Parâmetro	Descrição	Unidade
G	Posição do distribuidor	pu
h	Queda líquida	pu
T_w	Constante de tempo associada a turbina e coluna líquida	s
A_t	Ganho da turbina	pu
D	Amortecimento natural associado a variação de velocidade dependente da abertura	pu
l	Altura da queda líquida	[pu]
q_{noload}	Vazão na turbina para rotação nominal e o gerador sem carga	[pu]

Obs: (*)Valor em pu calculado na base do polo (1575 MW).

A constante de tempo T_w contida no modelo da turbina hidráulica é calculado pela equação:

$$T_w = \frac{LQ_0}{gAH_0} \quad (3.1)$$

Onde L é o comprimento efetivo do conduto forçado, Q_0 é o fluxo de água em regime, g é a aceleração da gravidade, A é a área da seção de admissão da turbina e H_0 é a diferença entre as cotas a montante e a jusante (queda líquida sobre a turbina).

Constata-se através da equação (3.1) que está constante possui uma relação inversa com relação a queda líquida. Isto implica que a constante T_w será tão maior quanto menor for a queda líquida e, dada a natureza inversa desta relação, as variações de T_w podem ser grandes para pequenas variações de H_0 .

Valores maiores de T_w indicam que a resposta da turbina hidráulica frente a alterações na abertura do distribuidor será mais lenta. Para demonstrar esta afirmação, foi simulada a aplicação de uma rampa na abertura do distribuidor de uma turbina hidráulica típica com os parâmetros indicados na Figura II.4-2. Foram considerados diferentes valores para a constante de tempo da água.

Tabela II.4-2 – Parâmetros da turbina hidráulica utilizados

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
A_t	Ganho da turbina	1,0	pu
D	Amortecimento natural associado a variação de velocidade dependente da abertura	0,9	pu

A Figura II.4-3 apresenta a resposta desta turbina, em malha aberta, através de curvas de potência mecânica desenvolvida por esta após a aplicação de rampa, de 0,5 pu até 0,845 pu (abertura máxima) a uma taxa de 1,0 pu por segundo, na abertura desta para diferentes valores de T_w .

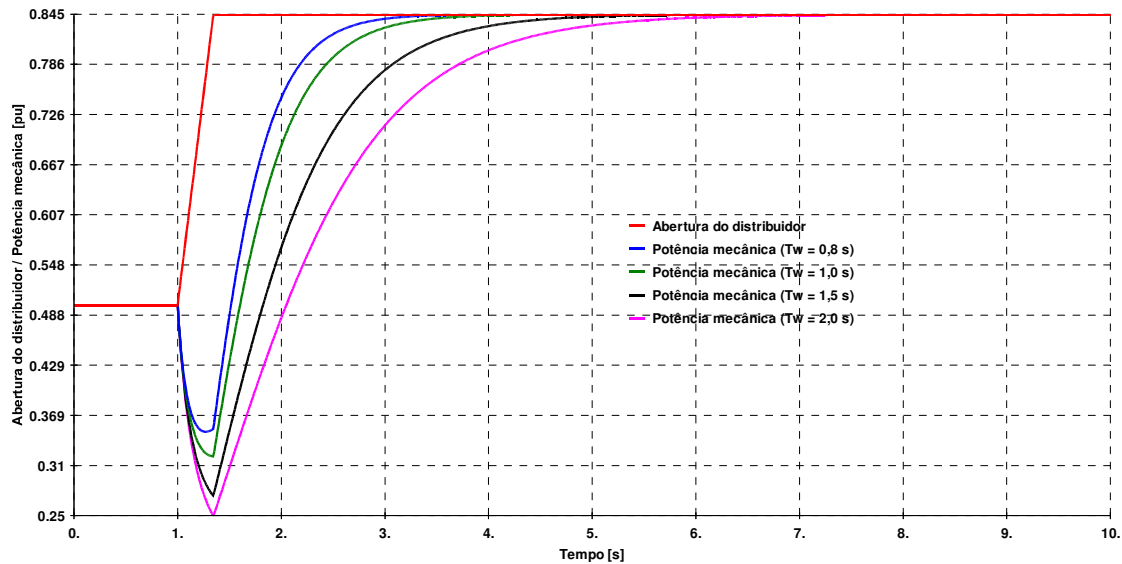


Figura II.4-3 – Resposta da turbina hidráulica (potência mecânica) durante aplicação de rampa na abertura do distribuidor para diferentes valores de T_w

Observa-se a partir destes resultados que a resposta da turbina se torna mais lenta conforme a constante de tempo da água assume valores maiores. Outro ponto que chama a atenção é o efeito da fase não-mínima (queda de potência mecânica imediatamente após a aplicação do distúrbio) que vai se tornando mais acentuado com maiores valores para a constante de tempo da água.

Tal comportamento ocorre em função das características hidráulicas da turbina e do conduto forçado e é próprio de sistemas conhecidos como sendo de fase não mínima. Este

tipo de sistema é caracterizados por possuir pelo menos um polo ou um zero no semi-plano direito do plano complexo [3]. Para a turbina hidráulica, teremos um zero, cuja posição dependerá da constante de tempo T_w .

Na simulação, por ser uma avaliação em malha aberta, a velocidade de rotação do rotor permaneceu constante durante a simulação de forma que não estão presentes os efeitos do amortecimento da turbina (dependente e não dependente da abertura do distribuidor) com a variação de velocidade.

CAPÍTULO III O APROVEITAMENTO HIDROELÉTRICO DO RIO MADEIRA

Os empreendimentos atualmente em construção no rio Madeira, localizados na região Amazônica, possuem como objetivo a exploração do potencial hidroelétrico do mesmo, que são caracterizados por grandes vazões no período chuvoso. Este é composto por duas usinas: Jirau e Santo Antônio. Ambas operam a fio d'água e possuirão capacidade instalada de 3.750 MW e 3.568 MW, respectivamente, após conclusão deste empreendimento.

A Figura III-1 apresenta a localização geográfica destas usinas no rio Madeira.

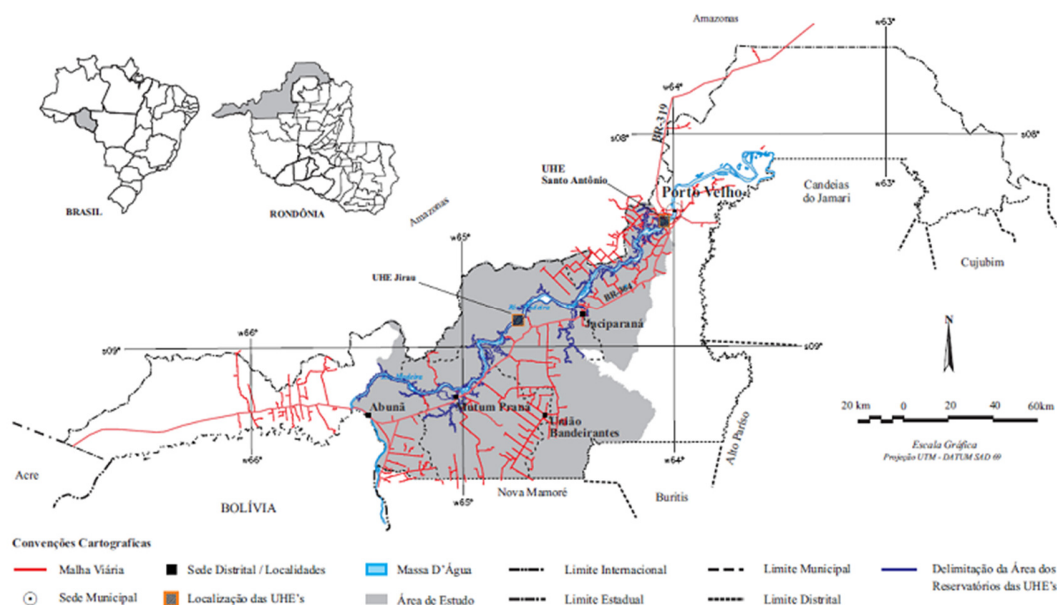


Figura III-1 – Rio Madeira e as usinas de Jirau e Santo Antônio (Fonte: Base Cartográfica compilada do IBGE)

Para o escoamento desta energia, a alternativa vencedora do leilão ANEEL 007/2008 foi a tecnologia CC que viabiliza a conexão do complexo gerador ao SIN por meio de dois bipolos CCAT, de 3.150 MW cada, até a SE Araraquara 2, no estado de São Paulo e por dois conversores *back-to-back* de 400 MW cada que permitirão a conexão, de forma assíncrona, ao sistema elétrico de Rondônia [13].

Este capítulo possuirá como objetivo apresentar as principais características das UHE Jirau e Santo Antônio e do sistema de transmissão em corrente contínua associado a este empreendimento.

III.1 UHE JIRAU

A UHE Jirau possui capacidade de geração igual a 3.750 MW distribuídos em 50 unidades geradoras, de 83,33 MVA cada, alocadas em duas casas de força (margem direita - JIMD com 28 unidades geradoras e margem esquerda – JIME com 22 unidades).

Originalmente, a UHE Jirau foi projetada considerando 44 unidades geradoras. Durante a construção do empreendimento, a Energia Sustentável do Brasil (ESBR), detentora da concessão da UHE Jirau, garantiu a expansão da UHE de Jirau, para o leilão A-3 (horizonte de três anos), de 44 para 50 unidades geradoras, resultando na expansão da capacidade instalada total de 3.300 MW para 3.750 MW [14].

A UHE Jirau é conectada a SE Coletora Porto Velho através de três circuitos em 500 kV. As casas de força da margem esquerda e direita possuem uma interligação entre seus barramentos. A Figura III.1-1 apresenta um diagrama simplificado da UHE Jirau.

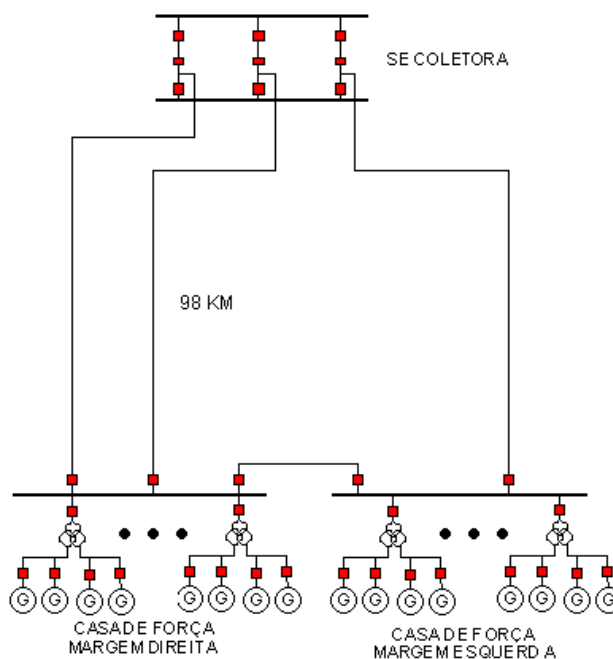


Figura III.1-1 – Diagrama unifilar simplificado da UHE Jirau (Fonte: ONS)

Observa-se que a usina utiliza transformadores elevadores com dois primários. Cada transformador permite a conexão de quatro unidades geradoras aos barramentos de 500 kV.

Com a estratégia da ANEEL para incentivar a concorrência e minimizar riscos de fornecimento, foram especificados equipamentos (unidades geradoras, transformadores elevadores, sistemas de proteção e controle, entre outros) de diversos fabricantes. A Tabela III.1-1 apresenta uma relação dos principais fornecedores.

Tabela III.1-1 – Fornecedores de equipamentos para a UHE Jirau

Equipamento	Fabricantes
Turbina bulbo	ALSTOM e DONGFANG
Gerador	ALSTOM e ANDRITZ
Transformador elevador	SIEMENS
Regulador de velocidade	ALSTOM e DONGFANG/ABB
Regulador de tensão	ALSTOM e ABB

Nota-se uma grande diversidade de fornecedores, em especial aqueles associados ao sistema de controle das unidades geradoras. Face a isto, providências tais como a parametrização apropriada e adequações na função de transferência destes controladores devem ser garantidas para se obter um desempenho dinâmico apropriado e evitar, assim, possíveis conflitos de controle.

As unidades geradoras utilizadas na UHE Jirau são do tipo bulbo com 4 pás. A Tabela III.1-2 apresenta as principais características dos geradores empregados na UHE Jirau.

Tabela III.1-2 – Características principais dos geradores da UHE Jirau (Fonte: [15])

Parâmetro	Unidade	Valor
Potência aparente nominal	MVA	83,334
Potência ativa nominal	MW	75,0
Tensão nominal	kV	13,8
Corrente nominal do estator	A	3.486,0
Frequência nominal	Hz	60,0
Constante de inércia do conjunto turbina-gerador (H)	s	1,905

As curvas de capacidade das unidades geradoras da UHE Jirau estão contidas no Anexo 1 nos anexos deste documento.

A UHE Jirau possui um sistema de controle denominado *Generator Station Coordinator* (GSC) que se comunica com o controle do sistema de transmissão em corrente contínua (Controle Mestre) e é responsável por enviar as informações de geração. Além disso, o GSC promove também a coordenação das ações de desligamento de unidades geradoras no sentido de restabelecer equilíbrio entre a geração e a transmissão de potência na ocorrência de contingências no sistema.

Com relação as características hidrológicas do rio Madeira a que a UHE Jirau está submetida, a Figura III.1-2 apresenta as curvas de afluência e queda líquida ao longo do ano de 2014 para a UHE Jirau ilustrando estas características.

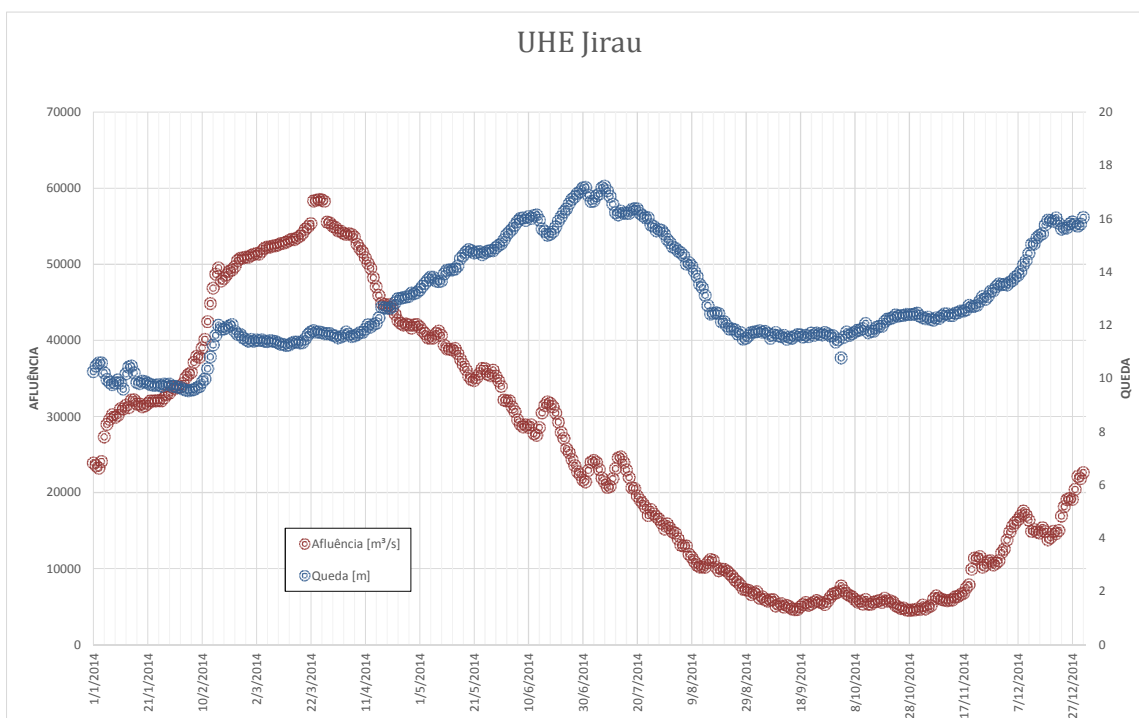


Figura III.1-2 – Curvas de queda e afluência para a UHE Jirau para o ano de 2014 (Fonte: ONS)

III.1 UHE SANTO ANTÔNIO

A UHE Santo Antônio possui capacidade igual a 3.150 MW distribuídos em 44 unidades geradoras de 82,25 MVA, do tipo bulbo, alocadas em três casas de força (margem direita – SAMD possuindo 8 unidades geradoras, leito do rio – SALE com 18 unidades e margem esquerda – SAME com 24 unidades geradoras). A UHE Santo Antônio é conectada à SE Coletora Porto Velho por meio de 4 circuitos em 500 kV.

A Santo Antônio Energia (SAESA), detentora da concessão da UHE Santo Antônio, demonstrou interesse em expandir a capacidade instalada da usina através da inclusão de seis unidades geradoras adicionais ao projeto original.

Os recursos de transmissão para escoar esta energia pelo sistema de transmissão em corrente contínua teriam toda a sua capacidade em uso após a inclusão das unidades geradoras adicionais da UHE Jirau, de forma que não seria possível explorar a geração plena destas seis unidades geradoras adicionais da UHE Santo Antônio através dos bipolos.

Neste sentido, estudou-se alternativas para viabilizar a conexão destas unidades de forma síncrona ao sistema Acre e Rondônia, através dos estudos de planejamento da expansão da transmissão [14], onde foram identificadas ações e reforços estruturais.

As casas de força da margem direita e leito do rio possuem uma interligação entre seus barramentos. A Figura III.1-1 apresenta um diagrama simplificado da UHE Santo Antônio. Neste diagrama não estão contempladas as unidades geradoras adicionais.

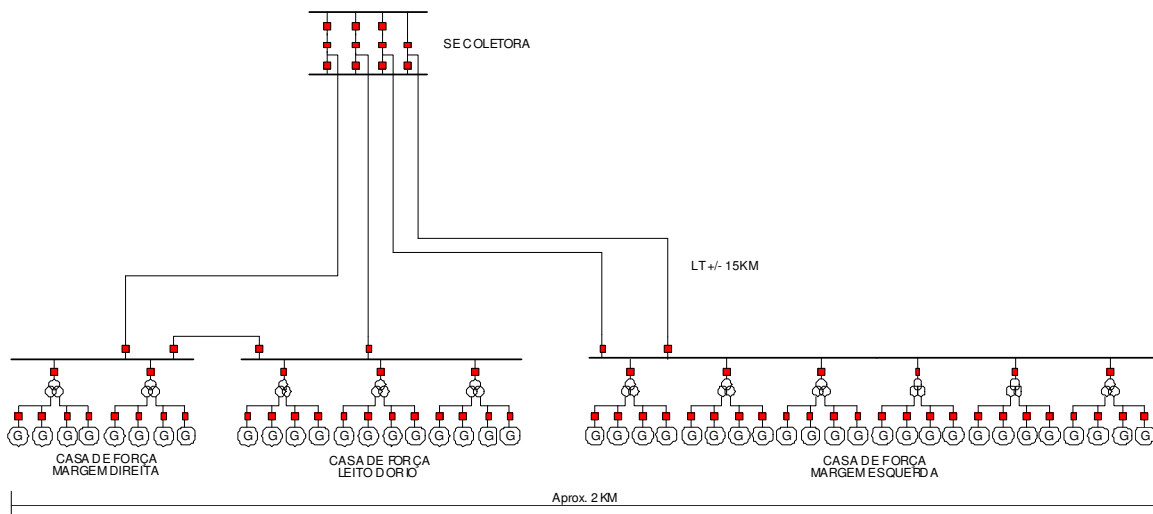


Figura III.1-1 – Diagrama unifilar simplificado da UHE Santo Antônio (Fonte: ONS)

Observa-se que a usina utiliza transformadores elevadores com dois primários. Cada transformador permite a conexão de quatro unidades geradoras aos barramentos de 500 kV.

A exemplo da UHE Jirau, também existe uma grande variedade de fornecedores para a UHE Santo Antônio. A Tabela III.1-1 apresenta uma relação dos principais fornecedores.

Tabela III.1-1 – Fornecedores de equipamentos para a UHE Santo Antônio

Equipamento	Fabricantes
Turbina bulbo	ALSTOM e VOITH
Gerador	ALSTOM e ANDRITZ
Transformador elevador	ALSTOM e ABB
Regulador de velocidade	ALSTOM e VOITH
Regulador de tensão	ALSTOM e ANDRITZ

Uma característica importante da UHE Santo Antônio é o comportamento da queda d'água líquida da usina ao longo do ano. No período chuvoso, ou seja, de elevadas vazões, existe uma tendência de afogamento do canal de fuga das turbinas reduzindo assim a queda líquida da barragem. Durante o período seco, com menores vazões e conseqüente desligamento de algumas unidades geradoras, ocorre o rebaixamento do canal de fuga permitindo assim desníveis mais elevados.

A Figura III.1-2 apresenta uma curva de afluência e queda líquida ao longo do ano de 2014 para a UHE Santo Antônio demonstrando as características descritas. Este comportamento da queda líquida da usina influencia diretamente o desempenho das unidades geradoras como será apresentado neste trabalho.

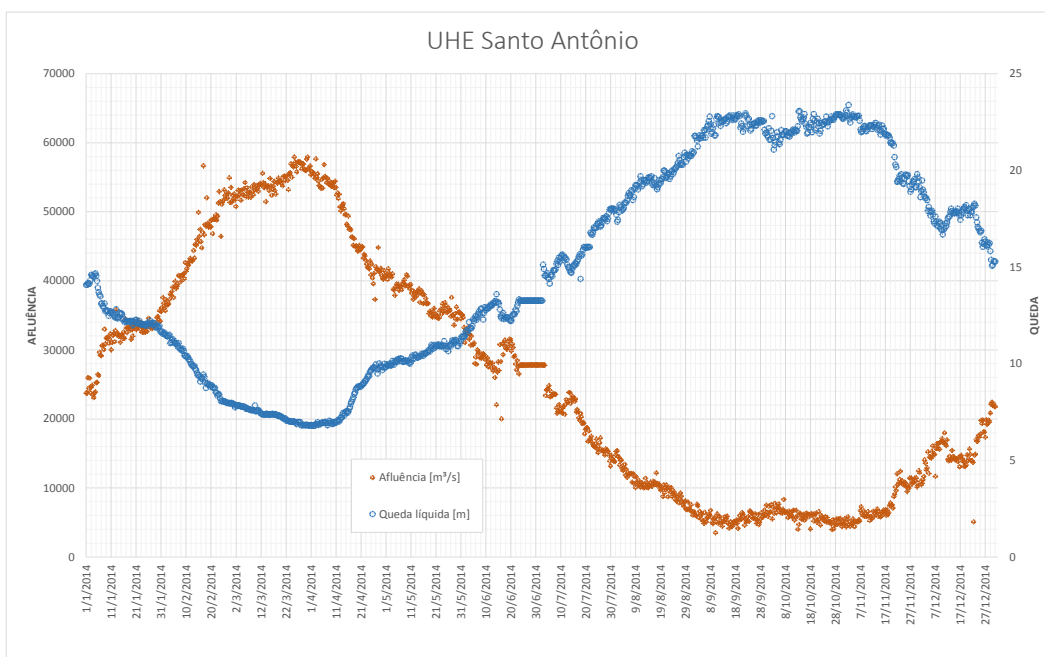


Figura III.1-2 – Curvas de queda e afluência para a UHE Santo Antônio para o ano de 2014
(Fonte: ONS)

As unidades geradoras utilizadas na UHE Santo Antônio são do tipo bulbo, sendo que 24 unidades geradoras possuem 4 pás no rotor e 20 destas possuem 5 pás (as unidades geradoras adicionais da UHE Santo Antônio possuirão turbinas com 5 pás). A Tabela III.1-2 apresenta as principais características dos geradores empregados na UHE Santo Antônio.

Tabela III.1-2 – Características principais dos geradores da UHE Santo Antônio (Fonte: [16])

Parâmetro	Unidade	Valor
Potência aparente nominal	MVA	82,25
Potência ativa nominal	MW	74,8 ⁽¹⁾ 71,05 ⁽²⁾
Tensão nominal	kV	13,8
Corrente nominal do estator	A	3.441,0
Frequência nominal	Hz	60,0
Constante de inércia do conjunto turbina-gerador (H)	s	1,40

Obs: (1) Para a turbina com 4 pás.
(2) Para a turbina com 5 pás.

As curvas de capacidade das unidades geradoras da UHE Santo Antônio estão contidas no Anexo 2 nos anexos deste documento.

De forma similar à UHE Jirau, a UHE Santo Antônio também possui um controle GSC em sua instalação com as mesmas atribuições.

III.2 SISTEMA DE TRANSMISSÃO

A SE Coletora Porto Velho é responsável por realizar a conexão das UHE Jirau e Santo Antônio com o sistema de transmissão em corrente contínua. Este sistema composto por dois bipolos convencionais (pontes de 12 pulsos do tipo *Line Commutated Converter – LCC*), de 3.150 MW cada e tensão nominal de ± 600 kV, e por duas estações conversoras *back-to-back* com tecnologia CCC (*Capacitor Commutated Converter*). Os bipolos transmitem a energia gerada pelas UHE Jirau e Santo Antônio para a SE Araraquara 2 (Estado de São Paulo), na região Sudeste apresentam 2.375 km de comprimento, As estações conversoras tipo *back-to-back* apresentam potência nominal de 400 MW, perfazendo um total de 800 MW, e conectam a SE Coletora Porto Velho no sistema Acre e Rondônia, em 230 kV.

A Figura III.2-1 apresenta um diagrama unifilar do empreendimento conforme concebido pelos estudos de planejamento realizados pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética), conforme [17]. Estão indicados neste diagrama as expansões no sistema de transmissão das áreas Acre e Rondônia e Mato Grosso que se mostraram necessários nos estudos de planejamento.

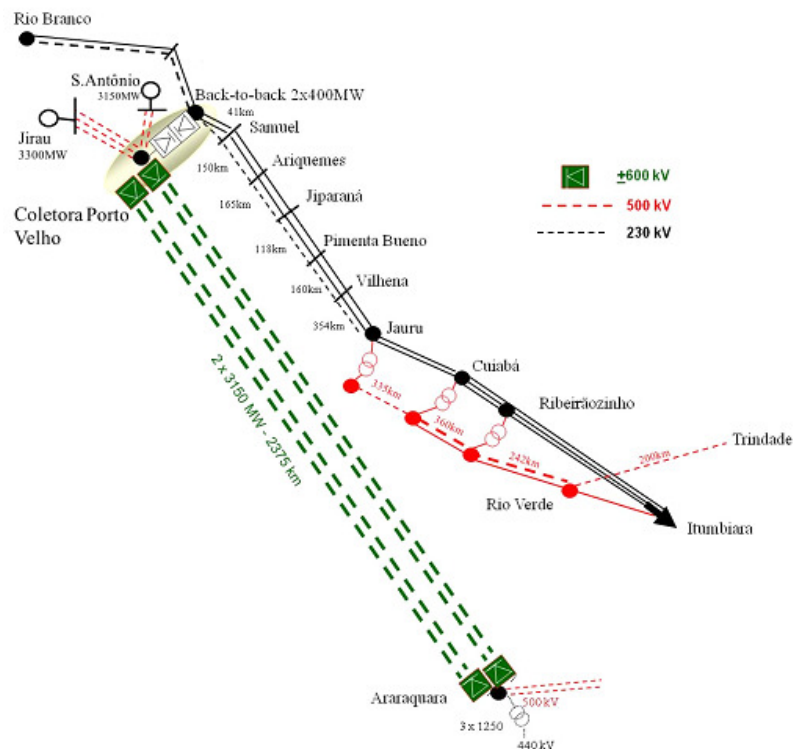


Figura III.2-1 – Integração do complexo do rio Madeira no SIN (Fonte: ONS)

Com esta alternativa, o parque gerador do complexo do Rio Madeira opera de forma assíncrona com relação ao restante do SIN (com exceção das unidades adicionais da UHE Santo Antônio que serão interligadas de forma síncrona ao sistema da área Acre e Rondônia). Este fato representa um dos grandes desafios para a operação deste complexo, uma vez que tais usinas não receberão contribuições de inércia sincronizada e potência de curto-circuito do SIN.

Estes equipamentos de transmissão CCAT (bipolos e *back-to-back*) estavam separados por lotes distintos no leilão de transmissão, de forma que, originalmente, cada um destes equipamentos estava sob a responsabilidade de Agentes diferentes. Como consequência, fabricantes diferentes foram contratados para fornecer a tecnologia, sendo a ABB o fornecedor dos equipamentos do Bipolo 1 e das estações *back-to-back* e a ALSTOM o fornecedor dos equipamentos do Bipolo 2.

Considerando a natureza do empreendimento em questão e os riscos apontados pelos estudos na fase de projeto básico, como auto-excitação das unidades geradoras e variações de frequência a taxas extremamente elevadas, verificou-se a necessidade de um sistema de

controle responsável por coordenar os diferentes elementos de transmissão e de geração deste complexo.

Este sistema de controle, que ficou conhecido como controle mestre, é responsável por comandar ações para restabelecer o equilíbrio entre carga e geração na ocorrência de contingências de perda de elementos de transmissão e gerenciamento de potência reativa através da conexão/desconexão de filtros dos bipolos.

A Figura III.2-2 apresenta com maiores detalhes o sistema de transmissão CC associado às usinas do rio Madeira.

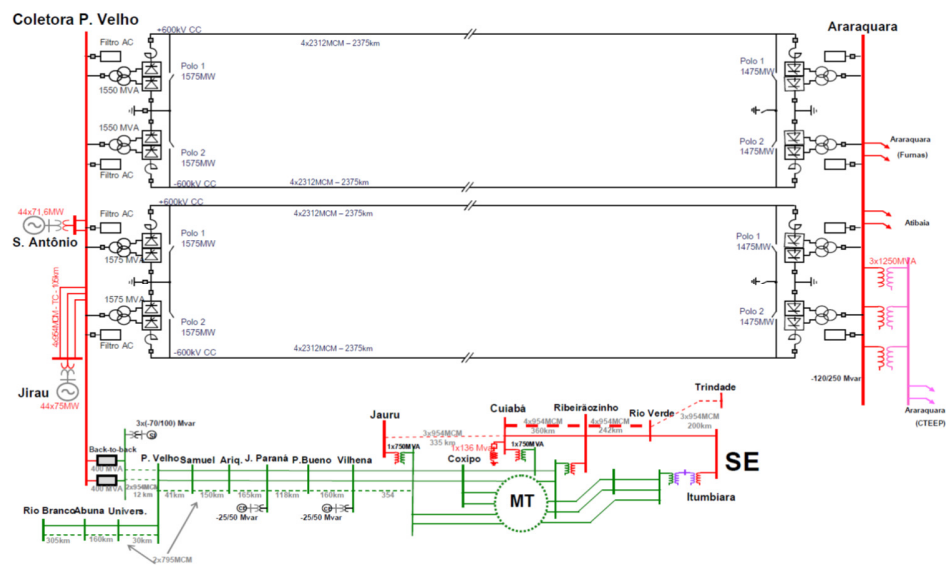


Figura III.2-2 – Sistema de transmissão do AHE Madeira (Fonte: EPE)

Nota-se que todo o sistema conectado ao barramento de 500 kV da SE Coletora Porto Velho opera de forma assíncrona com relação ao restante do SIN. Esta configuração impõe grandes desafios para a operação deste sistema, desde a estabilização da frequência, até aspectos associados a energização de equipamentos e controle de tensão em regime permanente [18].

As linhas de transmissão em corrente contínua foram dimensionadas com limite térmico igual ao dobro da potência de um bipolo. Isto se deve a possibilidade da operação paralela dos conversores dos dois bipolos em uma mesma linha. Esta condição operativa agrega maior confiabilidade ao sistema de transmissão para uma eventual perda de estrutura da linha de transmissão ou outra razão que leve a uma falta em qualquer uma das linhas.

CAPÍTULO IV ESTABILIZAÇÃO DA FREQUÊNCIA ELÉTRICA NO COMPLEXO DO RIO MADEIRA

Após o complexo gerador do Rio Madeira iniciar a operação assíncrona com relação ao SIN, conectado através da estação conversora *back-to-back* e/ou do bipolo 1, foram identificadas oscilações na frequência elétrica desta ilha. Análises dos registros de campo e a natureza das oscilações indicavam que tal oscilação estava associada à regulação primária de velocidade das unidades geradoras deste complexo.

Existem alguns trabalhos, como por exemplo [24] e [25], que tratam da otimização dos reguladores de velocidade de sistemas isolados para garantir um desempenho apropriado da regulação da frequência elétrica. Nestes trabalhos os autores demonstram o processo de cálculo da parametrização apropriada do regulador de velocidade para obter uma resposta apropriada do conjunto turbina/geradora em função das características destes (notadamente a inércia e a potência nominal) e do tempo de resposta da turbina (constante de tempo da água).

A referência [26] apresenta uma investigação sobre uma oscilação extremamente lenta e sustentada na frequência elétrica de uma usina isolada por um elo CCAT. Os autores concluem, neste trabalho, que o modo observado está associado a características do sistema de regulação de velocidade e da turbina hidráulica e demonstram que a modulação da potência transmitida pelo elo pode ser benéfica para garantir o amortecimento deste modo.

Uma vez caracterizado o problema, o ONS, em conjunto com os Agentes envolvidos (ESBR, SAESA e ELETRONORTE), investigou alternativas para a solução deste problema onde uma delas é o reajuste do controle de frequência do elo CCAT.

Neste capítulo serão apresentados os resultados das análises a pequenos sinais para avaliar a influência do controle de frequência sobre este sistema e a eficácia do mesmo para a estabilização do modo de oscilação.

IV.1 CARACTERÍSTICAS DE SISTEMAS ISOLADOS POR CONVERSORES

Uma das características dos elos CCAT é que estes permitem a interligação elétrica de sistemas de potência que operam em frequências diferentes. Este tipo de conexão é denominado interligação assíncrona.

Nesta modalidade de interligação, não existe a força restauradora responsável por manter as unidades geradoras desta ilha com a mesma velocidade (sincronismo) com relação ao restante do sistema. Sendo assim a estabilização da frequência entre estes dois sistemas deverá ser realizada artificialmente através da modulação da potência elétrica transmitida pelo elo (controle de frequência) e/ou pela da regulação primária das unidades geradoras de cada sistema.

Um exemplo desta aplicação é o sistema de transmissão em corrente contínua que interliga o Brasil com o Paraguai com a finalidade de escoar parte da energia produzida pela UHE Itaipu (parte paraguaia), que opera em 50 Hz, para o sistema elétrico brasileiro.

Sistemas como este, que possuem unidades geradoras de grande porte (com maior inércia), apresentam um comportamento mais estável pois são menos susceptíveis a grandes excursões de frequência. Os grandes blocos de carga presentes nestes sistemas contribuem benéficamente para a estabilização da frequência através da característica de amortecimento natural desta [28].

O complexo do Rio Madeira, conforme a concepção original do projeto, opera com frequência nominal de 60 Hz, porém, de forma assíncrona com relação ao restante do SIN por necessidades de desempenho dinâmico deste. Sua interligação será realizada através de conversores, inclusive a conexão local para atendimento da área Acre e Rondônia.

Ao contrário do sistema de Itaipu, este sistema não recebe contribuições da característica amortecedora da carga com relação à frequência. As cargas presentes no complexo, compostas predominantemente pelos serviços auxiliares das usinas e subestações, são muito pequenas quando comparada com a capacidade instalada do parque gerador.

Os conversores de um elo CCAT possuem característica de potência constante com relação à frequência elétrica, de forma que as modulações de potência em função dos desvios da frequência do sistema são inseridas artificialmente através do controle de frequência. Sem

esta modulação, o controle da frequência no complexo será realizado única e exclusivamente pela regulação primária das usinas.

Além destes fatos, a baixa inércia das turbinas do tipo bulbo e a grande quantidade de unidades geradoras, aliada a diversidade de fabricantes envolvidos, tornam a estabilização da frequência neste sistema um grande desafio.

IV.2 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

A operação inicial das primeiras unidades geradoras da UHE Santo Antônio se deu de forma síncrona com as áreas Acre e Rondônia, onde o escoamento da potência gerada por esta usina era realizado por meio de um transformador 500/230 kV, denominado transformador provisório.

Com a entrada em operação da estação *back-to-back*, que permite o escoamento da geração das UHE Santo Antônio e Jirau para a área Acre e Rondônia, o complexo do Rio Madeira passou a operar de forma assíncrona com relação ao SIN, como definido pelo projeto original do empreendimento. Nesta condição operativa, o sistema composto pelas usinas não recebe qualquer contribuição proveniente do restante do sistema para a estabilização da frequência a menos que a potência transmitida pelos conversores seja modulada para tal.

Sem esta modulação, a frequência no complexo de usinas fica dependente apenas da regulação primária das unidades geradoras. Esta condição torna-se ainda mais desafiadora considerando que ambas as usinas utilizam grandes quantidades de turbinas hidráulicas do tipo bulbo, caracterizadas por possuírem baixa inércia, fornecidas por diferentes fabricantes.

Ao iniciar a operação assíncrona, foram registradas oscilações sustentadas na frequência e tensão em todos os barramentos deste complexo. Estas oscilações são caracterizadas por possuírem baixa frequência de oscilação (0,15 Hz) e permanecerem sustentadas por várias dezenas de minutos, evidenciando que este modo de oscilação estava fortemente associado à regulação de velocidade das unidades geradoras das usinas.

O controle de frequência da estação *back-to-back* para o complexo do Madeira (STAB500) consiste em um controlador do tipo proporcional-integral (a parcela integral

somente é ativada neste por ação do operador e quando estiver desabilitada nos bipolos) com ganho proporcional de 1 pu/pu e constante de tempo do integrador igual a 10 s.

Considerando o exposto, foram realizadas investigações em campo envolvendo a ativação do controle de frequência nas estações *back-to-back* e a sua eficácia para a estabilização do conjunto de unidades geradoras.

A Figura IV.2-1 indica a frequência elétrica no complexo do Madeira, indicando o instante em que o controle de frequência (STAB500) da estação *back-to-back* é ativado e desativado. Percebe-se que, imediatamente após a desativação do controle de frequência, estabelece-se um processo oscilatório de baixa frequência e baixo amortecimento [27], conforme observado em outras ocorrências.

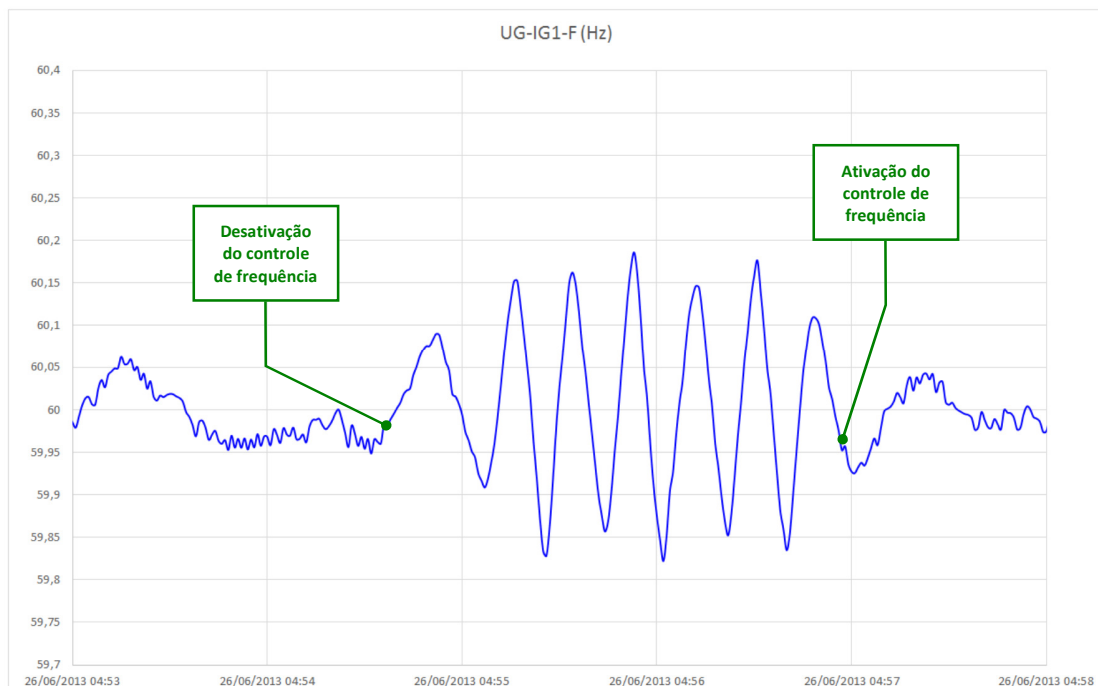


Figura IV.2-1 – Registro de frequência durante ensaio em campo

Com relação a tensão nas unidades geradoras, a Figura IV.2-2 apresenta o registro de tensão terminal na unidade geradora, observa-se a existência de desvios na tensão terminal da unidade geradora similares aos desvios de frequência apresentados anteriormente. Nota-se que neste caso, os PSS das unidades geradoras estavam presentes.

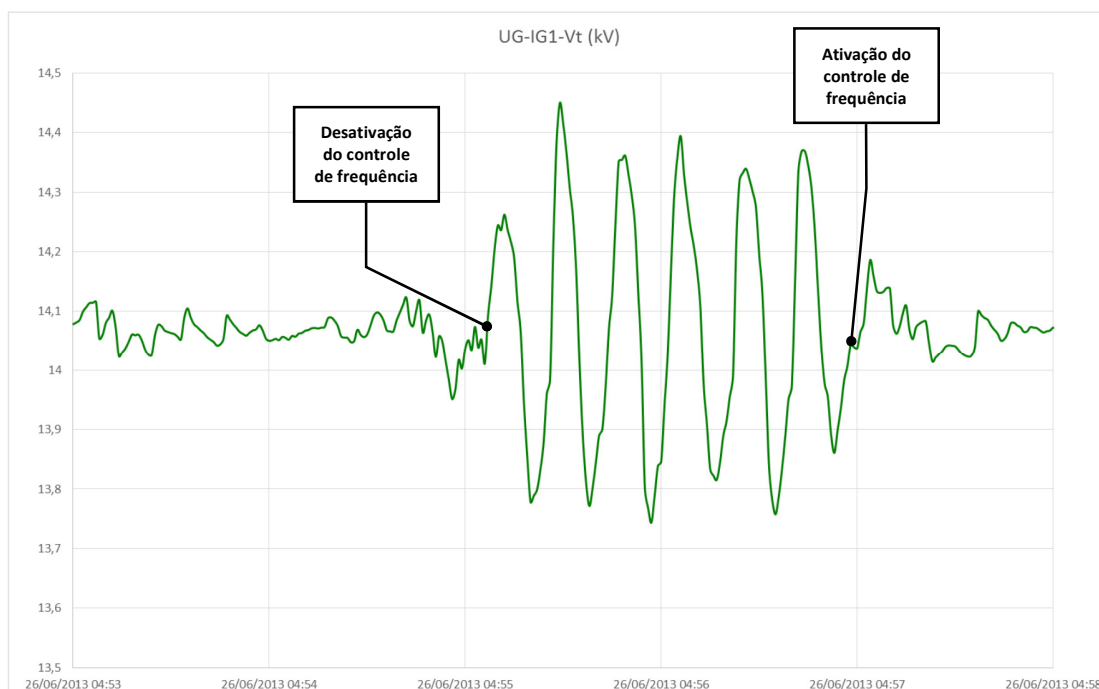


Figura IV.2-2 – Registro de tensão durante ensaio em campo

O instante em que o controle de frequência é reabilitado, as oscilações, tanto de frequência quanto de tensão, cessam imediatamente.

Para avaliar se os PSS das unidades geradoras possuíam influência sobre as oscilações no complexo do Madeira quando da operação assíncrona, foram realizados ensaios considerando uma pequena perturbação (abertura do transformador provisório) com a presença ou não dos PSS.

A Figura IV.2-3 apresenta o registro de frequência no instante em que é realizada a abertura do transformador provisório. Neste ensaio, os PSS das unidades geradoras se encontravam ativados.

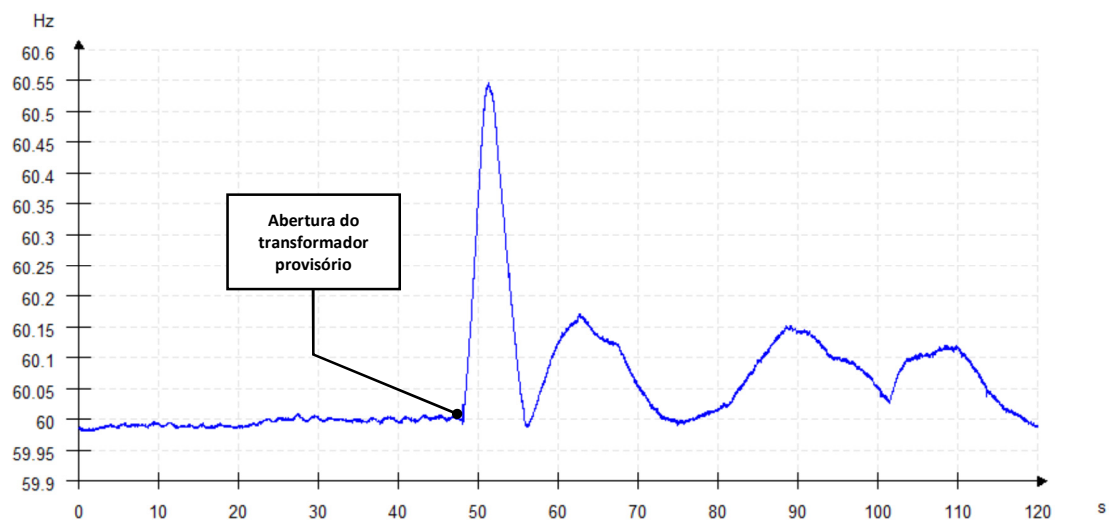


Figura IV.2-3 – Registro de frequência nas unidades geradoras (com PSS)

Imediatamente após a abertura do transformador provisório se estabelece um processo oscilatório de baixa frequência similar aquele apresentado anteriormente. Como os PSS estavam em serviço, os desvios de frequência são inseridos no sistema de excitação da unidade geradora, levando a variações na tensão de excitação da máquina e, conseqüentemente, desvios na tensão terminal.

A Figura IV.2-4 apresenta o registro da tensão terminal da unidade geradora para este ensaio. Notam-se desvios de magnitude considerável e associadas aos desvios de frequência observados.

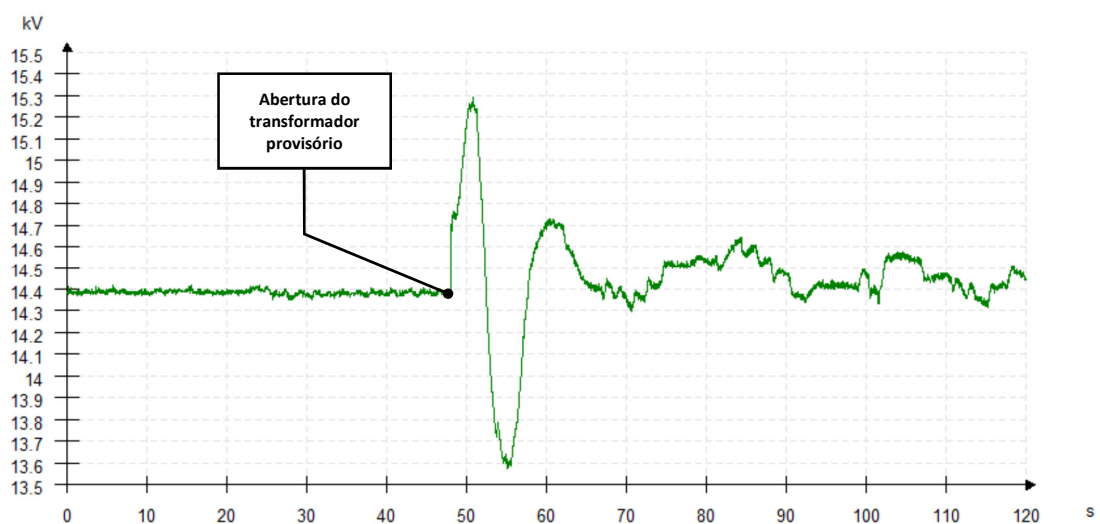


Figura IV.2-4 – Tensão terminal nas unidades geradoras (com PSS)

O ensaio de abertura do transformador provisório é novamente realizado. Desta vez, todos os PSS das unidades geradoras foram desativados previamente. A Figura IV.2-5 apresenta o registro de frequência durante a abertura do transformador provisório com um pequeno carregamento. Observa-se que este evento excita o modo de oscilações da frequência.

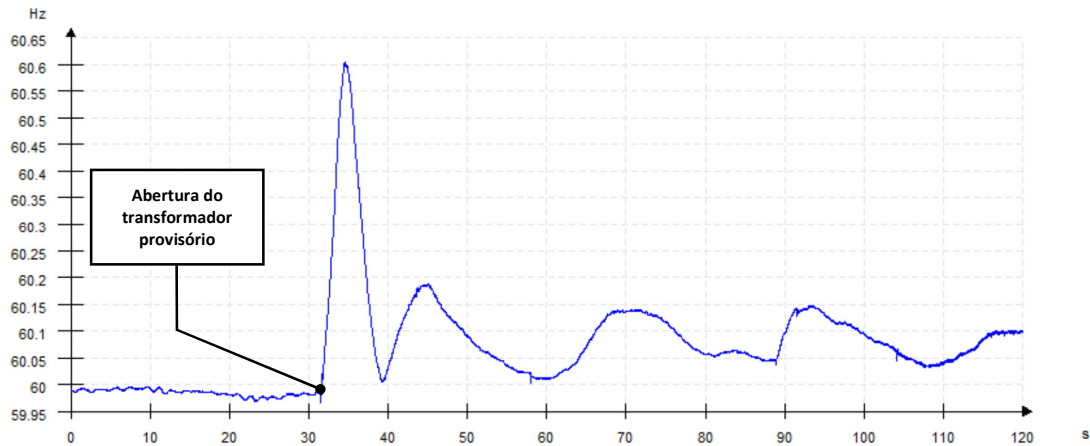


Figura IV.2-5 – Registro de frequência nas unidades geradoras (sem PSS)

Observa-se que, sem a presença dos PSS, as tensões das unidades geradoras se apresentam estáveis, mesmo com os desvios de frequência das mesmas, indicando que a presença dos PSS dá origem aos desvios de tensão terminal nas unidades geradoras. A Figura IV.2-6 apresenta o registro da tensão terminal de uma unidade geradora para o mesmo ensaio, sem os PSS.

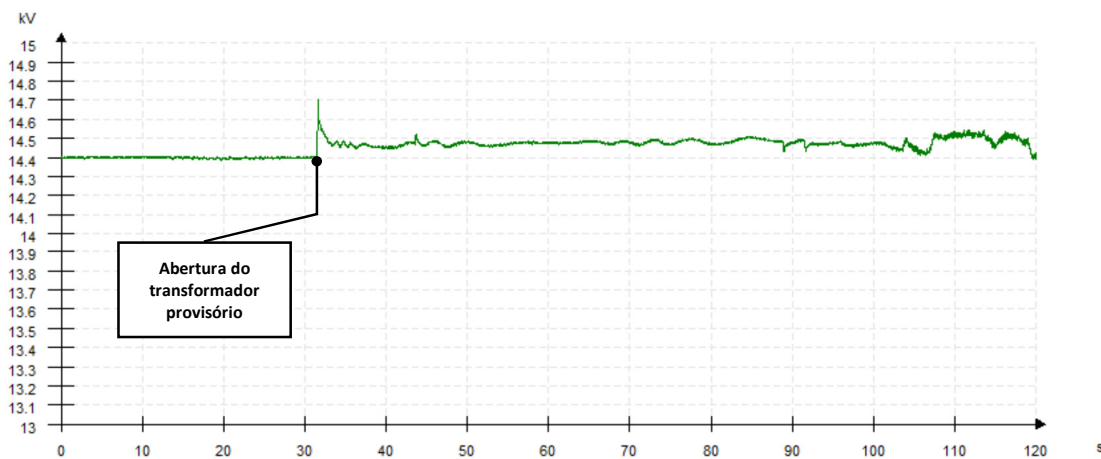


Figura IV.2-6 – Tensão terminal nas unidades geradoras (sem PSS)

Concluiu-se também, a partir dos resultados destes ensaios que as oscilações nas tensões das unidades geradoras eram provocadas pela presença dos PSS destas. De forma que os desvios de frequência interferiam via a realimentação do canal de frequência/tensão de referência sobre o sistema de excitação da unidade geradora, provocando um acoplamento entre as malhas de tensão e frequência da máquina.

Cabe destacar que os PSS não davam origem às oscilações de frequência, mas contribuía para perturbar o sistema degradando o seu desempenho dinâmico do sistema. Como tais variações não eram desejadas, e os PSS não possuíam um propósito quando da operação assíncrona, foi inserido, em ambiente operacional, procedimento de manobra para a retirada de todos os PSS das unidades geradoras das UHE Jirau e Santo Antônio quando estas usinas passassem a operar de forma assíncrona com relação ao SIN, ou seja, transformador provisório desligado.

Com a entrada em operação do primeiro bipolo e de mais unidades geradoras nas UHE Jirau e Santo Antônio, tais oscilações foram novamente relatadas. Muito embora o problema associado às oscilações de tensão tenha sido resolvido através da medida operativa de desativar os PSS, as oscilações de frequência do complexo do Madeira ainda representavam um obstáculo a ser superado.

Conforme mais unidades geradoras eram comissionadas e colocadas em operação comercial, o elo CCAT associado ao complexo do rio Madeira se tornava um elemento de grande relevância para o sistema, de forma que uma solução robusta para a questão destas oscilações de frequência tornou-se essencial para garantir a segurança do SIN.

A Figura IV.2-7 apresenta registros obtidos na UG08 da UHE Santo Antônio durante a ocorrência da oscilação observada no dia 02/07/2014, conforme descrita anteriormente.

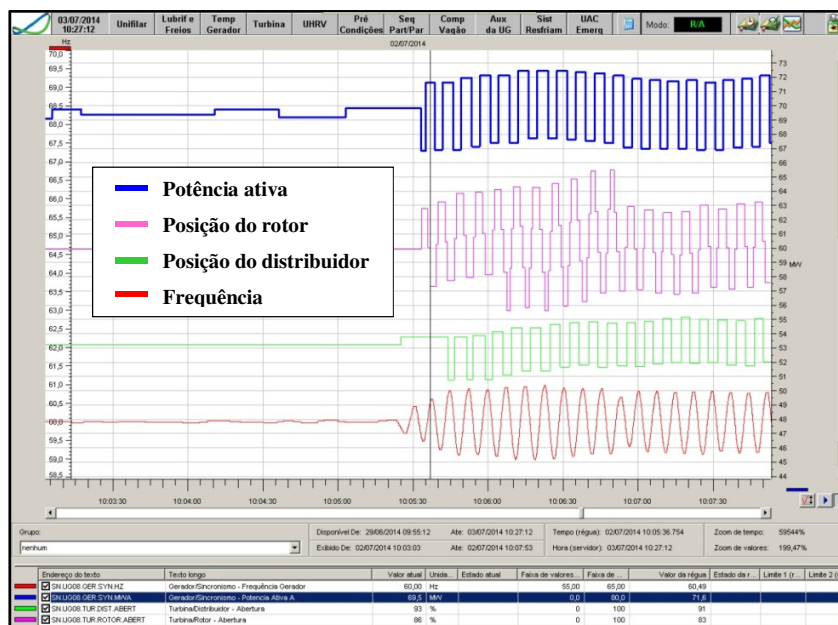


Figura IV.2-7 – Registro do sistema de supervisão de unidade geradora na UHE Santo Antônio indicando o início da oscilação (fonte: SAESA)

A curva vermelha apresenta a frequência da unidade geradora, a curva azul apresenta a potência ativa gerada, a curva em verde representa a posição do distribuidor e a curva lilás apresenta a posição das pás do rotor da turbina.

Observa-se que, no instante em que as oscilações iniciam, o regulador de velocidade da unidade atua comandando a abertura e fechamento do distribuidor e das pás do rotor da turbina na tentativa de estabilizar a frequência deste sistema.

As oscilações de frequência ficam sustentadas e mantêm um desvio máximo da frequência em torno de 0,7 Hz com relação ao valor nominal. Também são observadas pequenas oscilações da potência elétrica, com desvios de aproximadamente 2 MW por unidade geradora.

A Figura IV.2-8 apresenta registros com maior precisão da oscilação em discussão. A curva preta é referente à frequência registrada, a curva verde representa a potência ativa gerada, a curva azul representa a posição do distribuidor e a curva vermelha representa a posição das pás do rotor da turbina.

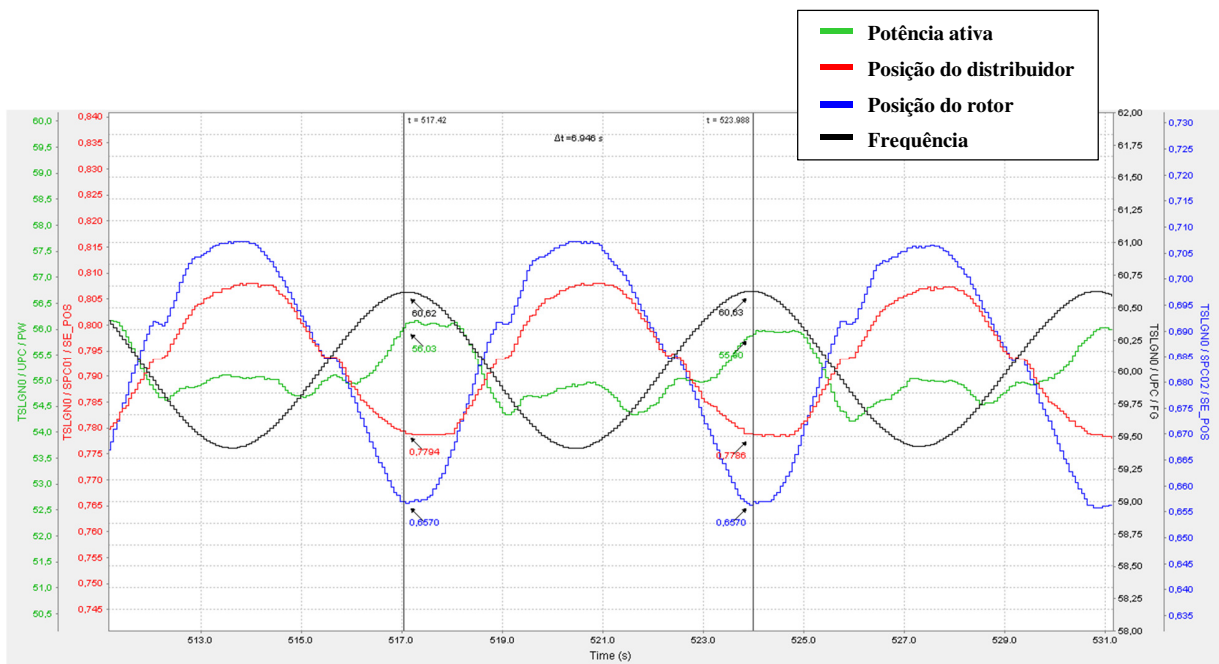


Figura IV.2-8 – Oscilação no Complexo do Madeira registrada pelo regulador de velocidade da unidade geradora da UHE Santo Antônio (fonte: SAESA)

Observa-se neste registro oscilação sustentada com um período de oscilação próximo a 7 segundos (0,15 Hz) e com valor máximo em torno de 60,63 Hz. Através da análise de Fourier dos sinais contidos neste registro é possível determinar os modos dominantes observados no processo oscilatório. A Figura IV.2-9 apresenta o resultado desta análise.

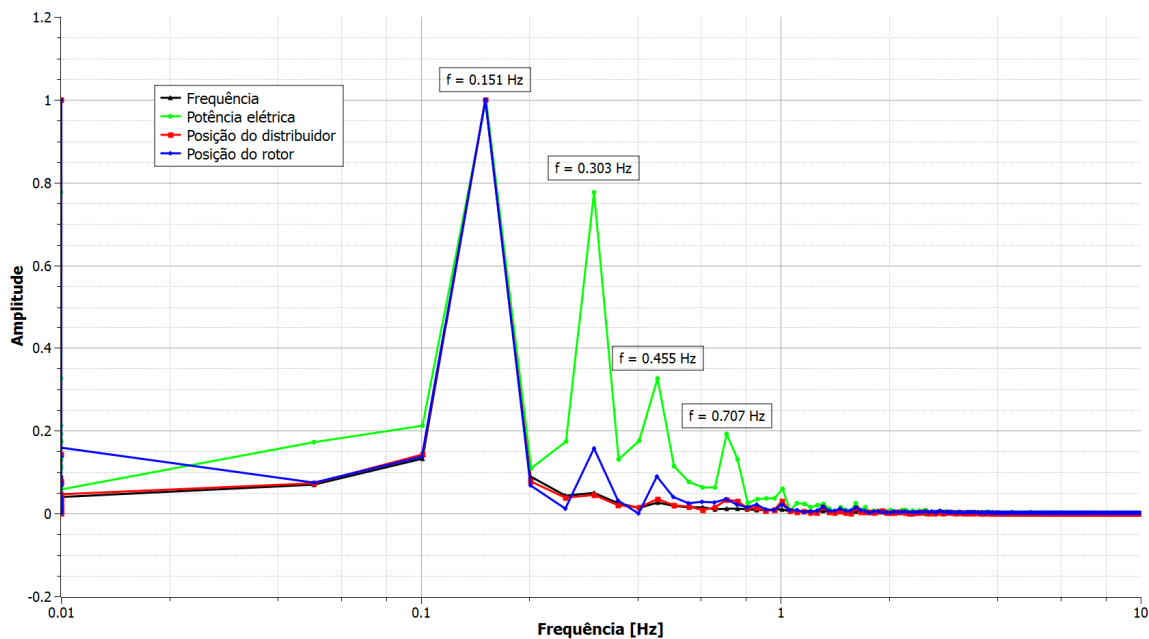


Figura IV.2-9 – Análise de Fourier dos sinais contidos na Figura IV.2-8

Oscilações com amplitude e frequência fixas, conforme as apresentadas nos registros, para sistemas lineares e invariantes no tempo somente, são possíveis se existir um par de autovalores sobre o eixo imaginário, o que é uma condição praticamente impossível de ser mantida. Para sistemas práticos, oscilações com estas características ocorrem devido às não-linearidades presentes nos sistemas reais. Este tipo de oscilação é denominada ciclo-limite.

Oscilações sustentadas como estas levam a atuação contínua e excessiva dos mecanismos hidráulicos de posicionamento do distribuidor e do rotor da turbina, como apresentado nos registros, de forma que os servomotores destes mecanismos consomem grande quantidade de óleo nestes períodos. Considerando que as bombas de reposição de óleo do sistema hidráulico não foram dimensionadas para atuação contínua por longos períodos de tempo, no instante em que a pressão no tanque de óleo do circuito hidráulico do regulador de velocidade caía para valores inadmissíveis, proteções de natureza mecânica promoviam a retirada de operação da unidade geradora.

Estes desligamentos além de representarem transtorno operativo para o complexo, impunham risco para a segurança do sistema. Em face disto, iniciou-se uma investigação com o intuito de identificar a origem destas oscilações e formas para mitigar este problema.

As UHE Jirau e Santo Antônio são usinas do tipo a fio d'água e não podem possuir grande reservatório por estarem localizadas em uma região de planície. Por isso devem turbinar ou verter toda a água que chega até a usina para evitar o alagamento excessivo das vizinhanças do rio Madeira.

Como consequência destas características, ocorre também que a queda líquida entre a superfície do rio e do canal de descarga da turbina é naturalmente baixa, em especial para a UHE Santo Antônio. Tal configuração impõe às turbinas hidráulicas certos padrões de comportamento como, por exemplo, valores elevados para a constante de tempo da água (T_w), levando a uma resposta mais lenta da turbina hidráulica para cenários de baixa queda líquida.

Esta resposta mais lenta, aliada com os grandes desvios de frequência aos quais este sistema pode ser submetido face à baixa inércia das turbinas do tipo bulbo, impõe desafios para a operação e controle deste sistema. Essas características podem levar à degradação do desempenho dinâmico deste sistema em certos períodos do ano, principalmente sobre aspectos relacionados à estabilização da frequência elétrica.

Neste sentido, para uma compreensão dos fatores envolvidos, será realizada avaliação das características de um grupo de geração isolado, com especial atenção para a regulação primária de velocidade, com o objetivo de identificar os modos de oscilação que dão origem à instabilidade observada.

IV.3 ANÁLISE DA REGULAÇÃO PRIMÁRIA

Uma vez que existem fatos e evidências de que a oscilação observada no complexo do rio Madeira possui forte relação com a regulação primária das unidades geradoras das UHE Jirau e Santo Antônio, inicialmente serão avaliados os modos de oscilação associados ao regulador de velocidade e do conjunto turbina gerador.

O sistema adotado para a avaliação de desempenho do regulador de velocidade isolado foi o proposto na Figura II.3-4. Como a carga foi modelada como potência constante, esta simulará o efeito do elo de corrente contínua sem modulação na ordem de potência (controle de frequência).

Como modelo de referência para o regulador de velocidade, foi utilizado o modelo ALSTOM com os parâmetros apresentados na Tabela IV.3-1.

Tabela IV.3-1 – Parâmetros do regulador de velocidade e da turbina hidráulica utilizados

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
K_p	Ganho proporcional do regulador de velocidade	2,0	pu
T_i	Constante de tempo do integrador	8,8	pu
K_d	Ganho derivativo do regulador de velocidade	0,0	pu
R_p	Estatismo de regime permanente	0,05	puHz/puMW
T_w	Constante de tempo associada a turbina e coluna líquida	0,8	s
A_t	Ganho da turbina	1,0	pu
D	Amortecimento natural associado a variação de velocidade dependente da abertura	0,9	pu

Calculando-se os autovalores associados a este sistema, constata-se a existência de um modo de oscilação associado à turbina hidráulica de baixa frequência, que neste trabalho denominaremos de modo da turbina, e que para certos valores de T_w , este modo pode se tornar instável. A Figura IV.3-1 apresenta o lugar das raízes para o modo em questão frente a variação do parâmetro T_w da turbina.

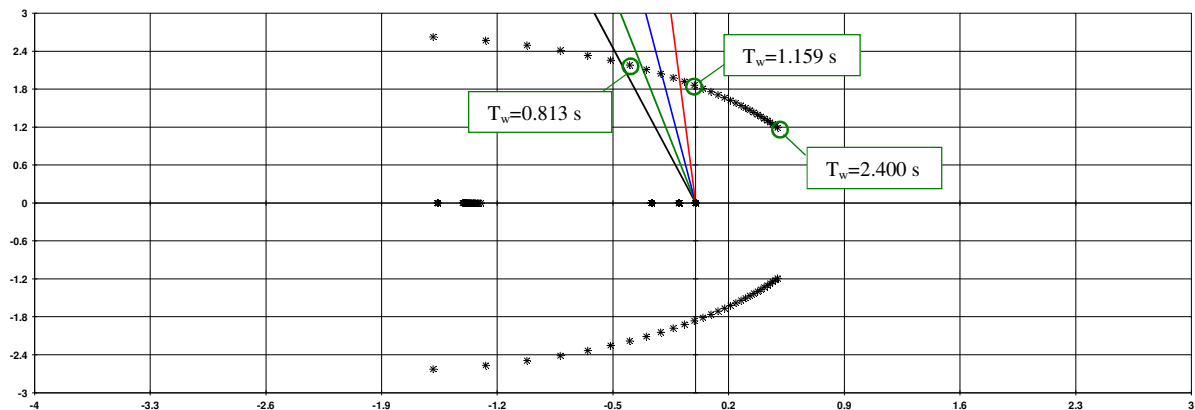


Figura IV.3-1 – Lugar das raízes do modo de oscilação em questão para diferentes valores de T_w da turbina hidráulica

Uma forma de estabilizar o modo da turbina seria reduzir o ganho proporcional associado ao regulador de velocidade. No entanto, esta ação resultará em uma ação mais lenta da regulação de velocidade podendo levar a um desempenho dinâmico insatisfatório. A figura a seguir apresenta o lugar das raízes para diferentes valores de ganho proporcional do regulador de velocidade considerando uma constante de tempo da água T_w igual a 2,4 s.

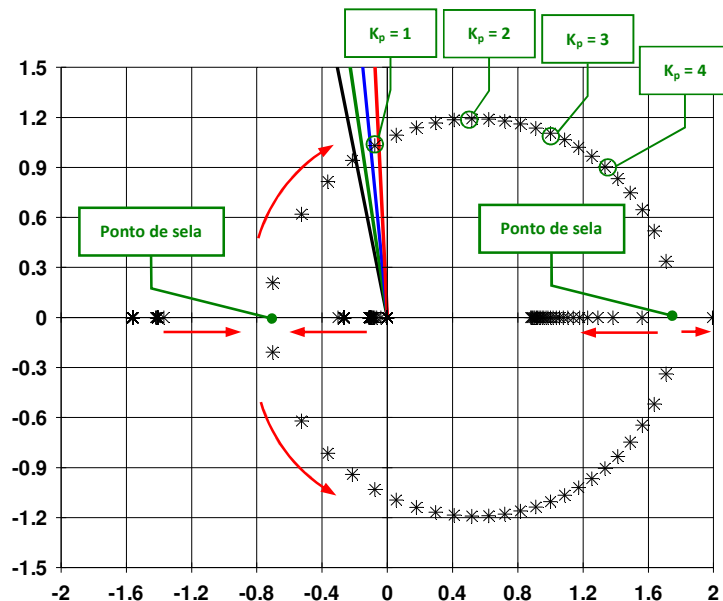


Figura IV.3-2 – Lugar das raízes do modo da turbina para diferentes valores de K_p do regulador de velocidade

A redução do ganho proporcional associado ao regulador de velocidade das unidades geradoras é capaz de estabilizar o modo da turbina. Nota-se também que a redução deste parâmetro do regulador faz com que a frequência natural do modo reduza.

Para confirmar a influência da constante de tempo da água sobre o desempenho da regulação de velocidade foram realizadas as simulações não-lineares no domínio do tempo considerando diferentes valores de T_w . A Figura IV.3-3 apresenta os resultados destas simulações.

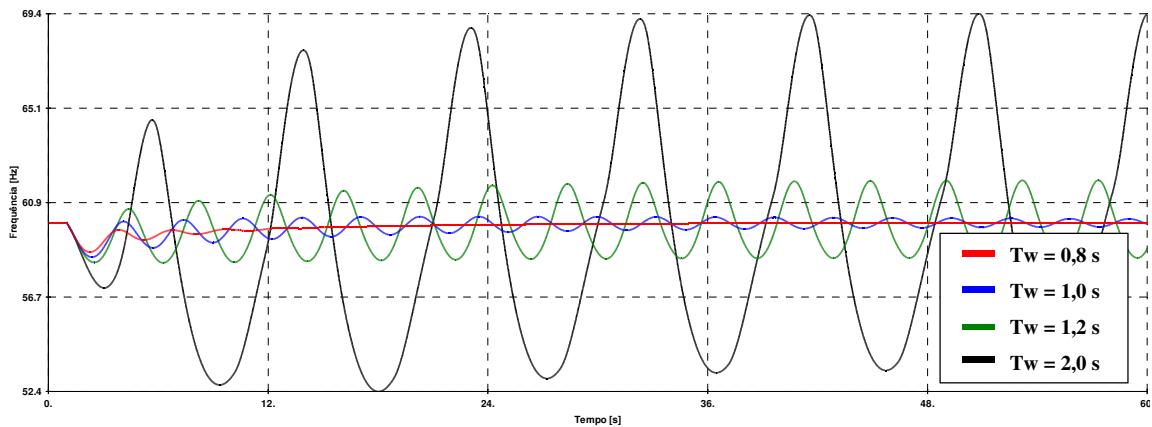


Figura IV.3-3 – Resposta dinâmica do sistema após a aplicação de degrau no regulador de velocidade para diferentes valores de T_w

Considerando o ciclo hidrológico em que a UHE Santo Antônio opera, esta questão se torna crítica em certos períodos do ano. Notadamente quando a queda líquida entre os canais de admissão e fuga das turbinas é menor levando a constantes de tempo associada à turbina com valores mais elevados.

A Figura IV.3-4 apresenta um gráfico com os valores de T_w em função da queda líquida na UHE Santo Antônio. A queda líquida nominal da UHE Santo Antônio é 14,9 m.

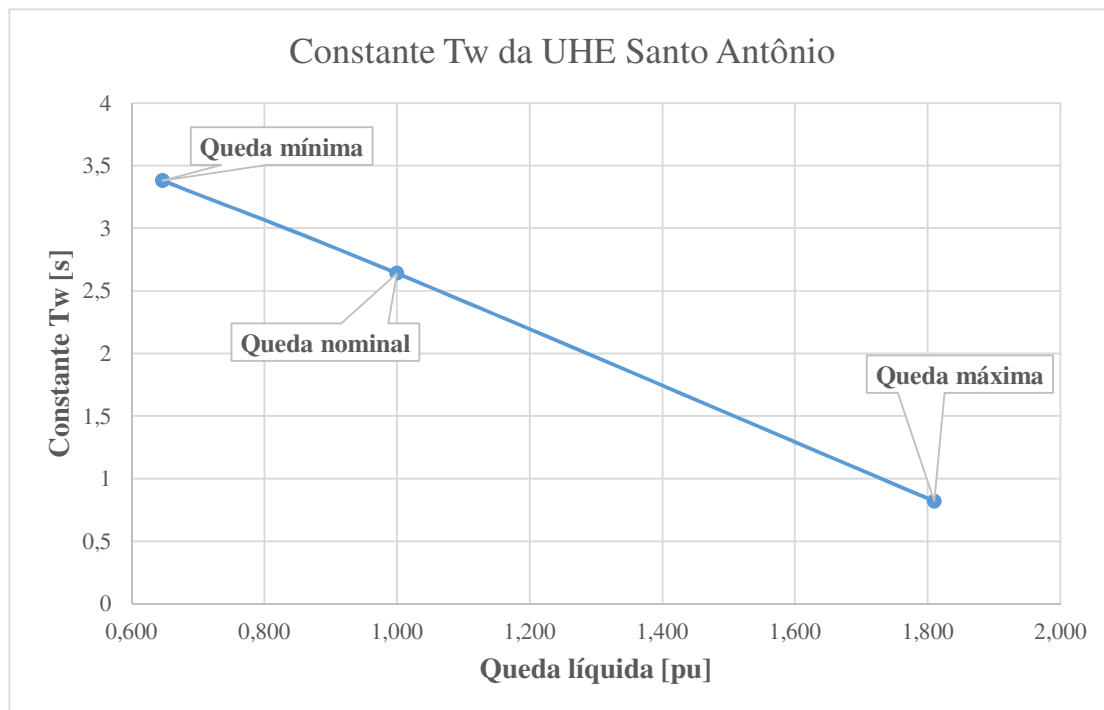


Figura IV.3-4 – Valores para a constante de tempo Tw para diferentes valores de queda da UHE Santo Antônio (conforme informado no modelo ANATEM)

Neste sentido, de forma a garantir a otimização dos controladores das unidades geradoras e o amortecimento satisfatório das oscilações hidromecânicas, o controle de frequência associado ao sistema em corrente contínua (tanto das estações conversoras *back-to-back* quanto dos bipolos) se apresenta como um recurso fundamental como será demonstrado na próxima seção.

IV.4 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO CONTROLE DE FREQUÊNCIA SOBRE O MODO DE OSCILAÇÃO

Com o intuito de avaliar a influência do controle de frequência do bipolo sobre o modo da turbina serão utilizadas técnicas de análise de estabilidade a pequenos sinais para avaliar o comportamento dos modos de oscilação dominantes no complexo do Madeira.

Inicialmente, será avaliado o sistema sem a atuação do controle de frequência para identificar a instabilidade em ambiente de simulação e analisar as propriedades dos modos

de oscilação envolvidos. Inicialmente, serão calculados os autovalores associados aos modos dominantes.

Uma vez que os modos tenham sido identificados, serão avaliados os seus respectivos *mode shapes* de velocidade e fatores de participação para determinar a natureza destes modos e as principais variáveis envolvidas no problema.

Será calculada a resposta em frequência da função de transferência $\Delta P_{ord}/\Delta f$ (sinal de modulação da potência no elo em função do desvio de frequência no barramento), que será a função correspondente ao controle de frequência, com o intuito de prever o comportamento dos polos no instante em que a malha de controle de frequência for introduzida no modelo.

Posteriormente, já considerando a atuação do controle de frequência, será calculado o lugar das raízes para diferentes ajustes dos parâmetros do controle.

Os resultados obtidos através da análise linearizada serão confrontados com as ferramentas de simulação no domínio do tempo para validação.

Cenário considerado

Para as simulações foram utilizados os programas ANATEM e PACDYN, ambos desenvolvidos pelo CEPEL.

O cenário utilizado para as avaliações a seguir consiste no complexo do rio Madeira com as UHE Jirau e Santo Antônio operando com 10 e 14 unidades geradoras, respectivamente.

O elo CCAT que conecta as SE Coletora Porto Velho e Araraquara 2 está operando na configuração monopolar, com o controle de corrente no terminal retificador, e transmitindo 1.600 MW, correspondente a toda a potência gerada nas UHE Jirau e Santo Antônio. Este sistema está operando de forma assíncrona com relação ao restante do SIN e não foi considerada a presença da estação *back-to-back*.

A Figura IV.4-1 apresenta um diagrama unifilar simplificado ilustrando a topologia e a configuração explorada, indicando os modelos de reguladores de velocidade considerados em cada casa de força.

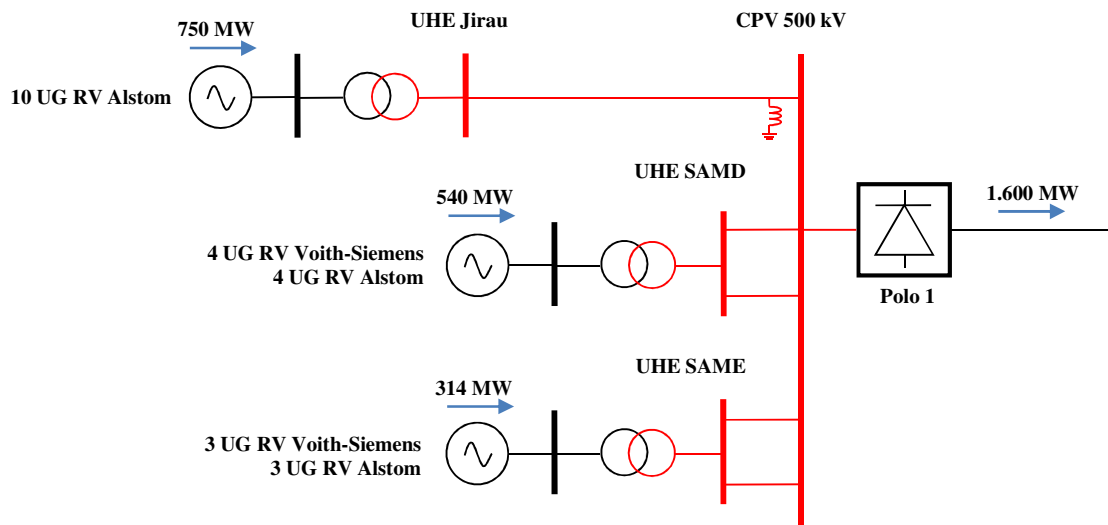


Figura IV.4-1 – Cenário considerado para as avaliações (configuração do conjunto de usinas e do sistema de transmissão CCAT)

Foi considerado um cenário de queda líquida desfavorável nas usinas (elevados valores de T_w , da ordem de 3,0 segundos) de forma a obter o caso crítico do ponto de vista da regulação primária de velocidade.

Resultados das simulações desconsiderando a atuação do controle de frequência

Inicialmente será analisado o sistema sem a contribuição do controle de frequência.

A Figura IV.4-2 apresenta a frequência elétrica medida na SE Coletora Porto Velho após a aplicação de degrau na tensão de referência do regulador de tensão da UHE Jirau (degrau de 1%). Os registros de potência elétrica e mecânica estão contidos na seção de apêndices deste documento.

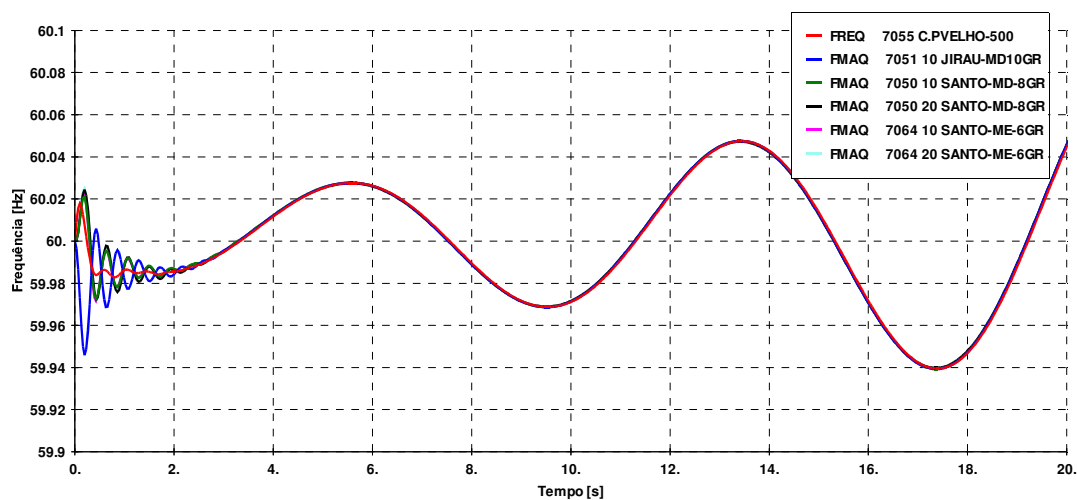


Figura IV.4-2 – Frequência vista pela SE Coletora Porto Velho e nas unidades geradoras após a aplicação de degrau no regulador de tensão da UHE Jirau considerando elevados valores de T_w nas usinas

Nos instantes iniciais da simulação é possível observar um modo de oscilação entre as unidades geradoras do complexo que amortece em poucos segundos. Existe também um outro modo que se apresenta instável no qual todas as unidades geradoras oscilam coerentemente.

Nesta simulação, a potência no conversor retificador do elo CCAT se mostra praticamente constante pois foi desconsiderada qualquer contribuição proveniente do controle de frequência. Desta forma, não há nenhuma modulação da potência em função dos desvios de frequência no sentido tanto para amortecer quanto para instabilizar as oscilações. A potência elétrica no conversor retificador para esta simulação está ilustrada pela Figura IV.4-3.

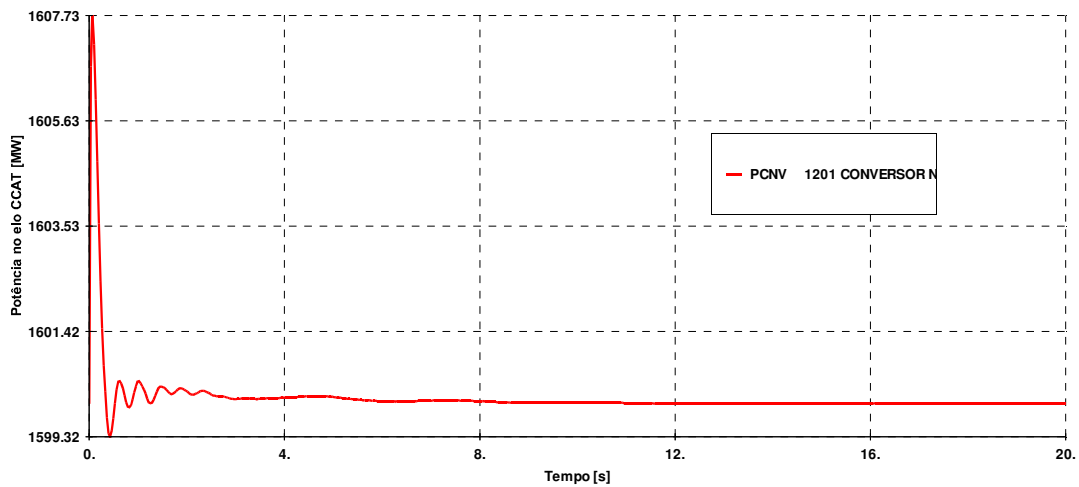


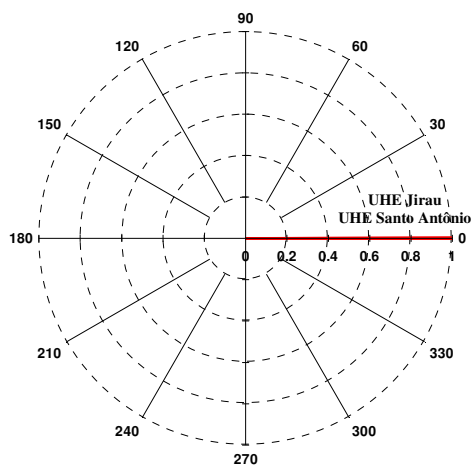
Figura IV.4-3 – Potência no conversor retificador do elo CCAT

Através do programa PacDyn, é possível calcular os modos dominantes para este caso a partir de um ponto de operação determinado pelo programa de fluxo de potência (ANAREDE) e dos dados dinâmicos do sistema. Os dados associados a este modo encontram-se na Tabela IV.4-1.

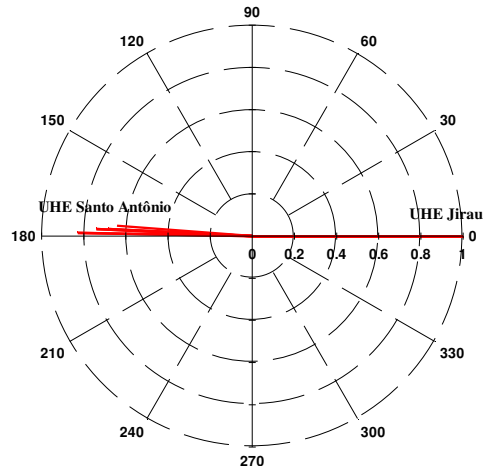
Tabela IV.4-1 – Dados dos modos dominantes desconsiderado a atuação do controle de frequência

Modo	Autovalor	Frequência [Hz]	Módulo	Amortecimento [%]
1	0,1073+j 0,7640	0,12	0,77	-13,91
2	-1,3724+j 14,0537	2,24	14,12	9,72

Através do *mode shape* de velocidade de cada modo, é possível determinar a natureza deles. A Figura IV.4-4 apresenta o *mode shape* de velocidade dos dois modos calculados.



Modo 1 (a)



Modo 2 (b)

Figura IV.4-4 – Mode shape de velocidade para os modos apresentado na Tabela IV.4-1

O *mode shape* (a) indica que o modo 1 se trata do modo de oscilação instável observado na Figura IV.4-2, comum a todas as UG do complexo, onde se observa que os rotores de todas as unidades geradoras oscilam coerentemente.

Por outro lado, o *mode shape* (b) indica que o modo 2 se trata do modo entre as UG da UHE Jirau e da UHE Santo Antônio, cujos rotores oscilam entre si em oposição de fase. Em condições normais, este modo se apresenta bem amortecido de forma que este modo continuará a ser observado nas avaliações para determinar a influência do controle de frequência sobre o seu amortecimento.

Para determinar os equipamentos e controladores que possuem influência sobre o modo 1, calculam-se os fatores de participação para o modo de interesse de forma a confirmar a hipótese de que o modo em questão se trata do modo da turbina.

A Figura IV.4-5 apresenta os fatores de participação para este modo desconsiderando a presença do controle de frequência do elo CCAT. As unidades geradoras que apresentam participação no modo em questão são somente as unidades geradoras das UHE Santo Antônio e Jirau, onde a participação mais elevada é, neste caso, associada aos reguladores de velocidade da UHE Santo Antônio, confirmando a hipótese inicial.

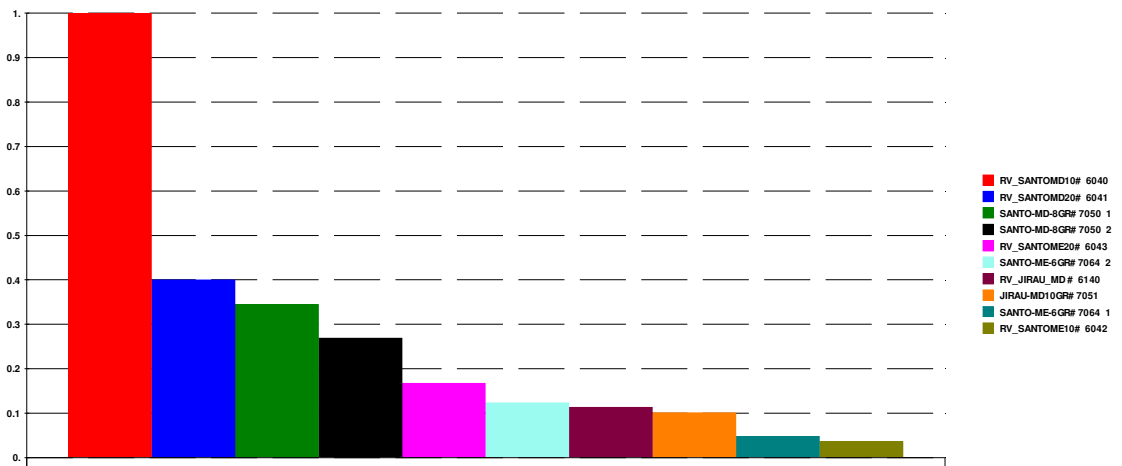


Figura IV.4-5 – Fatores de participação para o modo hidromecânico desconsiderando a atuação do controle de frequência do elo CCAT

Ainda com o sistema de controle em malha aberta, calculamos a resposta em frequência para a função de transferência $\Delta P_{ord}/\Delta f$ (sinal de modulação da potência no elo em função do desvio de frequência no barramento). A Figura IV.4-6 apresenta a resposta em frequência calculada sob a forma do diagrama de Nyquist.

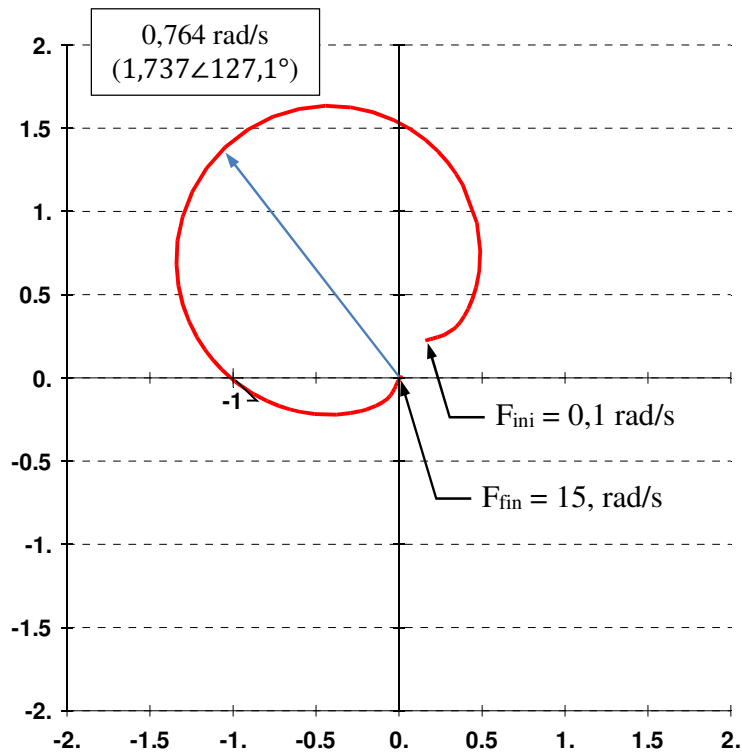


Figura IV.4-6 – Resposta em frequência (diagrama de Nyquist) para a função de transferência $\Delta P_{ord}/\Delta f$

No instante em que o controle de frequência for introduzido, fechando a realimentação de frequência no controle de potência do elo, espera-se ligeira elevação da frequência do modo conforme for sendo elevado o ganho do controle de frequência, uma vez que a referida malha de controle não possuirá compensação de fase.

Resultados das simulações com a atuação do controle de frequência

Introduzindo a malha de controle de frequência do elo CCAT será possível avaliar a influência de seus parâmetros sobre os modos de oscilação dominantes no complexo do rio Madeira.

Com base nos resultados obtidos pela resposta em frequência, foi possível observar que, mesmo sem a compensação de fase, o modo irá se deslocar no sentido de elevar o seu amortecimento, conforme elevamos o ganho proporcional do controle de frequência.

Como utilizaremos um controle do tipo proporcional-integral para realizar a modulação da potência, o erro de regime permanente da frequência elétrica com relação a frequência nominal ajustada no controlador será zero, devido à parcela integral do controle, a qual não admite erro de regime permanente.

Operacionalmente é desejável que esta ação integral de trazer a frequência para o seu valor nominal seja lenta o suficiente para minimizar a possibilidade de conflito com a atuação da regulação primária das unidades geradoras. Isto significa que é possível adotar constantes de tempo do integrador mais elevadas (da ordem de alguns segundos). Adiante serão avaliados os benefícios e consequências em função da constante de tempo do integrador.

As simulações a seguir consideraram uma malha para o controle de frequência conforme o diagrama de blocos da Figura IV.4-7, que é idêntico ao controle de frequência apresentado no capítulo 7 apenas incluindo o bloco para representar o atraso para medição (T_m) da frequência elétrica no barramento (f).

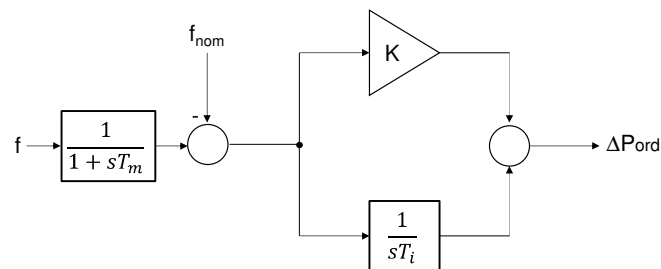


Figura IV.4-7 – Diagrama de blocos simplificado do controle de frequência utilizado para as avaliações

Considerando uma constante de tempo para a parcela integral igual a 10 segundos e apenas um elo operando na modalidade monopolar, os modos dominantes foram calculados para diferentes valores de ganho proporcional. A Figura IV.4-8 apresenta o lugar das raízes considerando esta variação de parâmetro.

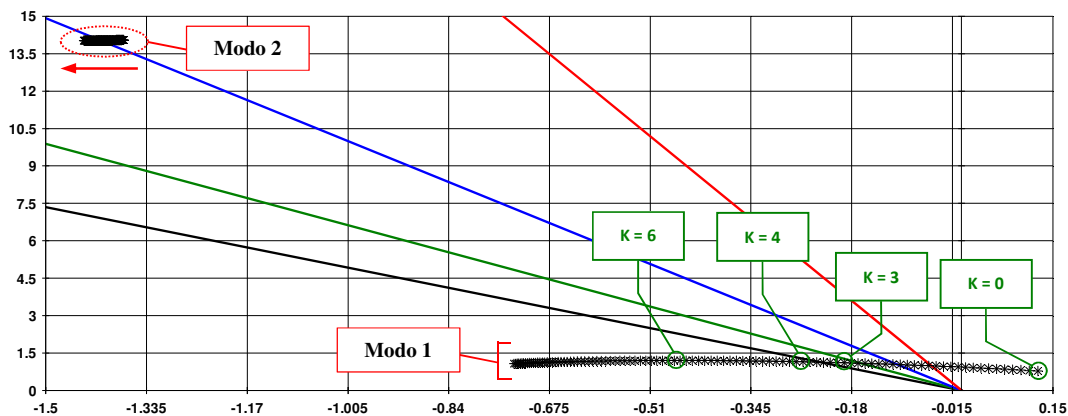


Figura IV.4-8 – Lugar das raízes do modo de oscilação em questão para diferentes valores de ganho proporcional do controle de frequência

Constata-se que o efeito da parcela proporcional do controle de frequência atua no sentido de estabilizar o modo da turbina (Modo 1), conforme esperado. Outro fato relevante é que, quando em operação bipolar (dois polos em operação), a contribuição da parcela proporcional será o dobro, deslocando este polo ainda mais para o semi-plano esquerdo.

Em função das baixas constantes de tempo associadas aos conversores (quando comparadas com o período de oscilação), a ausência da compensação de fase pouco influencia a frequência do modo que, praticamente, não se altera conforme elevamos o ganho proporcional.

Com relação ao Modo 2 (UHE Jirau contra a UHE Santo Antônio), observamos que introdução do controle de frequência também agrega amortecimento a este modo, conforme pode ser observado no diagrama de lugar das raízes apresentado anteriormente.

Avaliando agora a influência da constante de tempo do integrador temos o lugar das raízes apresentado na Figura IV.4-9. Para esta avaliação considerou-se um ganho proporcional igual a 4 e apenas um elo em operação na modalidade monopolar.

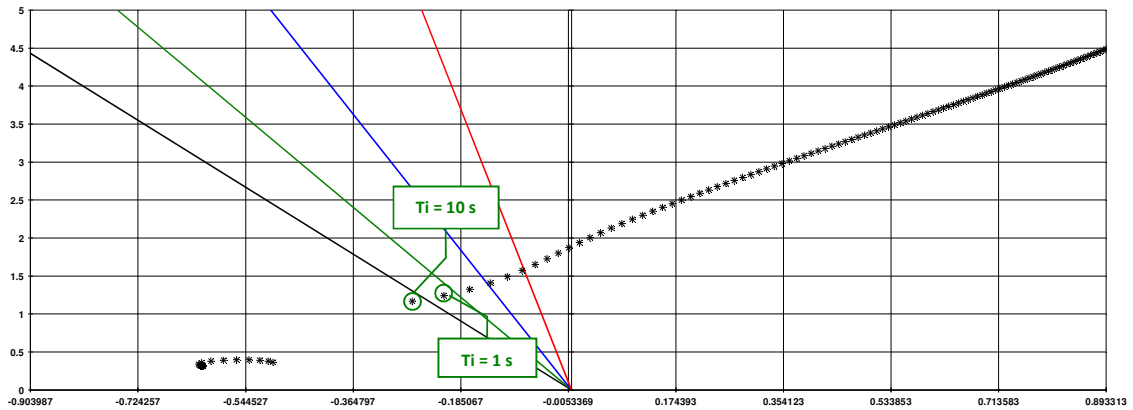


Figura IV.4-9 – Lugar das raízes do modo de oscilação em questão para diferentes valores de constante de tempo do integrador do controle de frequência

Com base nas informações obtidas através dos diagramas de lugar das raízes, para se obter amortecimento superior a 20% pode ser adotado um conjunto de ajustes conforme a Tabela IV.4-2.

Tabela IV.4-2 – Valores dos parâmetros do controle de frequência adotados

Parâmetro	Valor	Unidade
K (ganho proporcional do regulador)	4,0	[pu _{MW} /pu _{Hz}]*
T _i (constante de tempo do integrador)	10,0	[s]
T _m (constante de tempo do transdutor de frequência)	0,020	[s]

Obs: (*) Valor em pu calculado na base do polo (1575 MW).

Considerando a presença do controle de frequência com estes novos ajustes, o modo assume nova frequência e amortecimento conforme apresentado na Tabela IV.4-3.

Tabela IV.4-3 – Dados do modo dominante considerando a atuação do controle de frequência

Modo	Autovalor	Frequência [Hz]	Módulo	Amortecimento [%]
1	-0,2708+j 1,1545	0,18	1,19	22,84
2	-1,3946+j 14,0437	2,24	14,11	9,88

A Figura IV.4-10 apresenta os fatores de participação deste modo após a inclusão do controle de frequência. Percebe-se que o estado associado a este controlador assume participação expressiva sobre este modo.

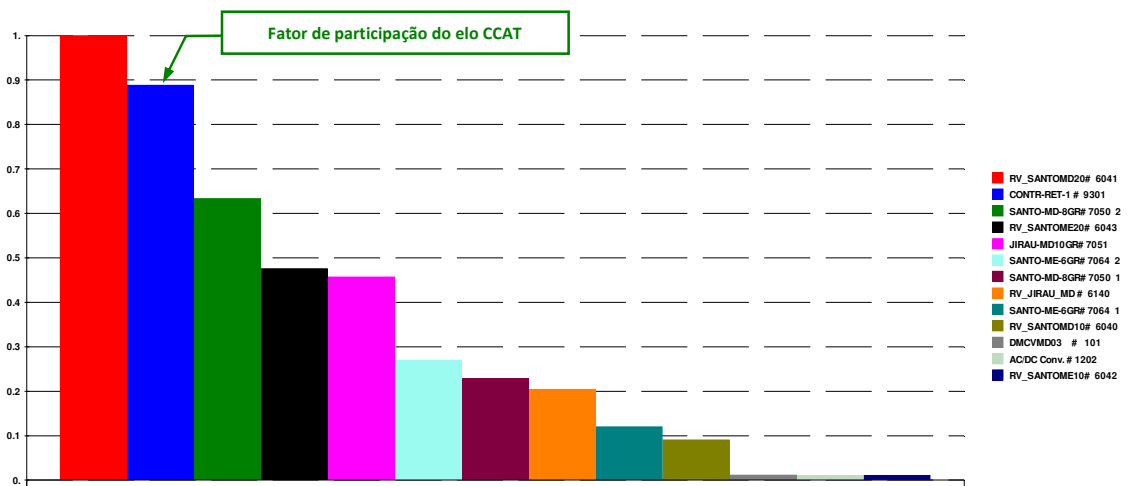


Figura IV.4-10 – Fatores de participação para o modo hidromecânico considerado a atuação do controle de frequência do elo CCAT

Considerando os resultados obtidos e o conjunto de ajustes obtidos a partir da análise linearizada, com o intuito de validar as constatações, foram realizadas as simulações completas (como modelo não-linear) considerando diferentes valores para o ganho proporcional (valores iguais a 1, 2, 3 e 4), mantendo a constante de tempo do integrador igual a 10 segundos. Estes resultados se encontram na Figura IV.4-11.

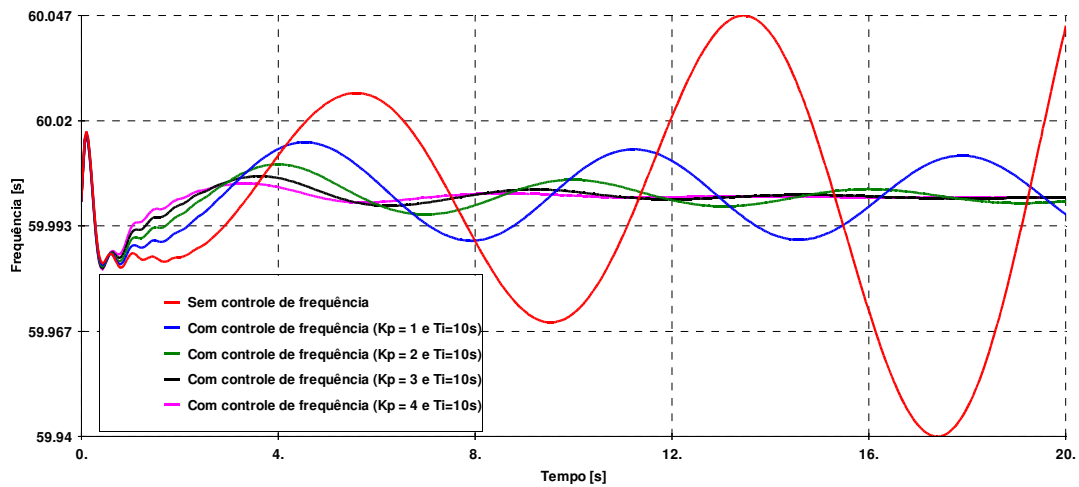


Figura IV.4-11 – Frequência vista pela SE Coletora Porto Velho após a aplicação de degrau no regulador de tensão da UHE Jirau considerando diferentes valores para o ganho proporcional

Estes resultados corroboram com as constatações obtidas até o momento. O modo da turbina foi estabilizado com sucesso através da modulação da potência transmitida pelo elo CCAT. Para estes mesmos resultados, a Figura IV.4-12 apresenta a potência no conversor retificador do elo CCAT.

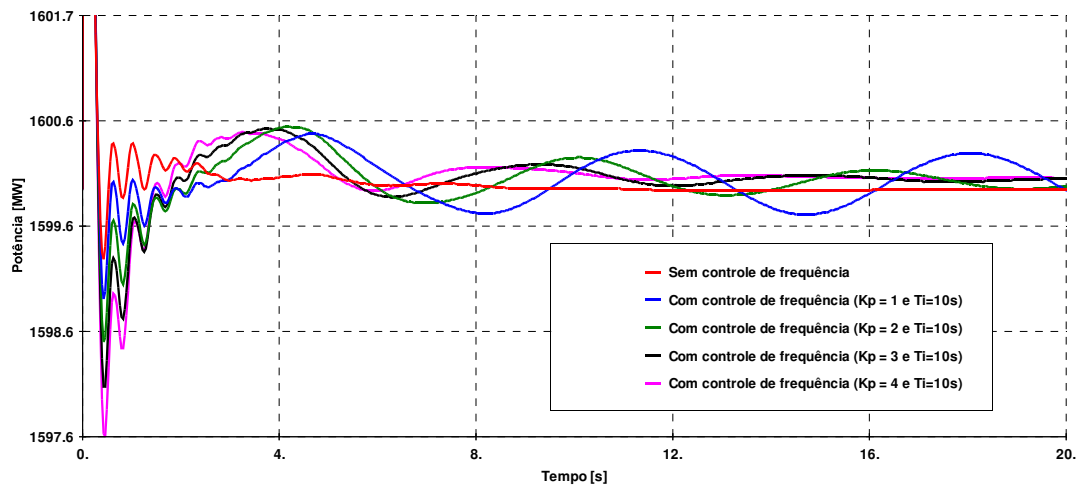


Figura IV.4-12 – Potência no conversor retificador do elo CCAT após a aplicação de degrau no regulador de tensão da UHE Jirau considerando diferentes valores para o ganho proporcional

Conclui-se que a presença do controle de frequência por si não é suficiente para garantir a estabilização da frequência elétrica do complexo do rio Madeira. Existe um valor mínimo do ganho proporcional para que o elo CCAT possa estabilizar e garantir o

amortecimento do modo da turbina, em especial quando de condições críticas do ponto de vista da regulação primária de velocidade das unidades geradoras.

Verificou-se também que este controlador também agrega amortecimento para o modo de oscilação eletromecânica existente entre a UHE Jirau e a UHE Santo Antônio (Modo 2).

Com relação à influência da constante de tempo do integrador, foram simulados diferentes valores para esta constante. A Figura IV.4-13 apresenta estes resultados, considerando o ganho proporcional do controle de frequência igual a 4.

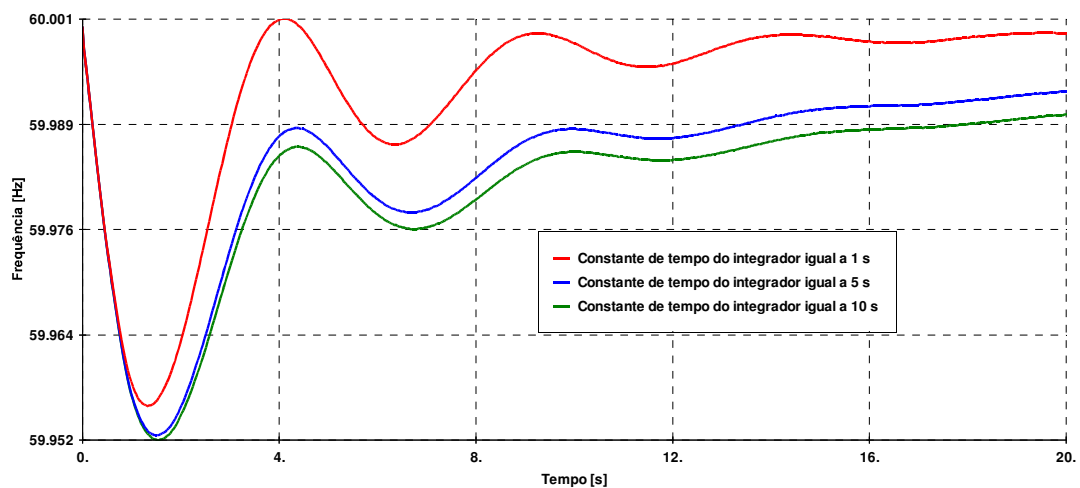


Figura IV.4-13 – Frequência vista pela SE Coletora Porto Velho após a aplicação de degrau no regulador de tensão da UHE Jirau considerando diferentes condições do controle de frequência

Observa-se que para constantes de tempo mais elevadas, o sistema precisará de mais tempo para atingir e estabilizar na frequência nominal com mais tempo. No entanto, o comportamento da frequência nestes casos se apresenta mais estável e mais amortecido.

Para constantes de tempo menores, a parcela integral do controle de frequência terá atuação mais evidente durante os instantes iniciais do período transitório. Isto significa que, frente a perturbações mais severas, o valor do resíduo acumulado pelo integrador tenderá a ser tão maior quanto for maior o desvio de frequência e quanto menor for a constante de tempo. A Figura IV.4-14 apresenta a potência no elo CCAT para diferentes valores da constante de tempo do integrador.

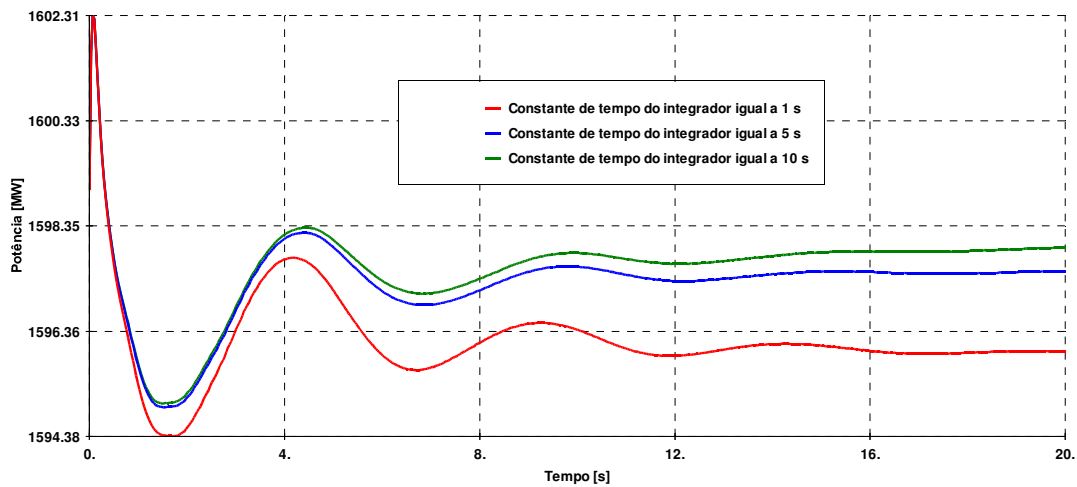


Figura IV.4-14 – Potência no conversor retificador do elo CCAT após a aplicação de degrau no regulador de tensão da UHE Jirau considerando diferentes condições do controle de frequência

Este resíduo pode vir a representar óbice para a estabilidade deste sistema uma vez que as ações de redistribuição de potência frente a emergências no complexo gerador ou no sistema de transmissão podem ser contaminadas por este resíduo.

Ainda que a constante de tempo associada à parcela integral do controle de frequência seja pequena, existirá a ação para eliminar o erro de regime permanente da frequência inerente ao estatismo de regime permanente definido para os reguladores de velocidade das unidades geradoras. Esta constante de tempo deverá possuir valor compatível com o tempo de resposta da regulação primária para que o desempenho do sistema seja satisfatório.

Naturalmente, ações no sentido de otimizar o desempenho dinâmico da regulação de velocidades das UHE Jirau e Santo Antônio deverão ser providenciadas, porém, a ação do controle de frequência se mostra fundamental e indispensável para a operação segura e estável do complexo de usinas e do sistema de transmissão.

Resultados das simulações para valores intermediários de ganho proporcional do controle de frequência

Como demonstrado na seção anterior, existe um valor mínimo para o ganho proporcional do controle de frequência para estabilizar o modo. Para estes casos, em que o controle de frequência não apresenta ganho suficiente para amortecer o modo da turbina, a oscilação deste modo tende a se manter sustentada por longos períodos de tempo.

Os registros destas ocorrências mostram que as oscilações cessam após o desligamento de algumas unidades geradoras e redução natural da potência elétrica. Neste sentido foi realizada simulação na tentativa de reproduzir, qualitativamente, os eventos observados.

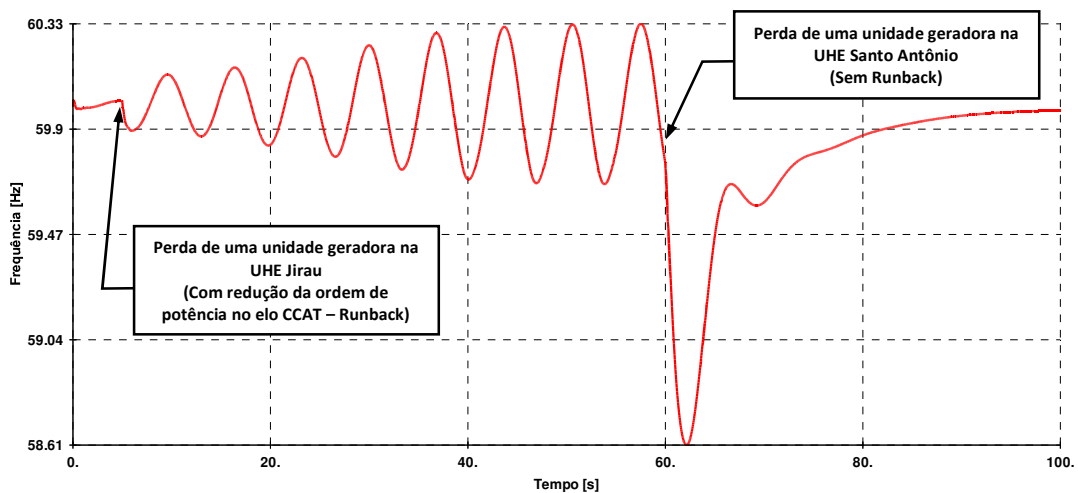


Figura IV.4-15 – Frequência vista pela SE Coletora Porto Velho

Para este caso é possível observar a potência elétrica transmitida pelo elo CCAT na Figura IV.4-16.

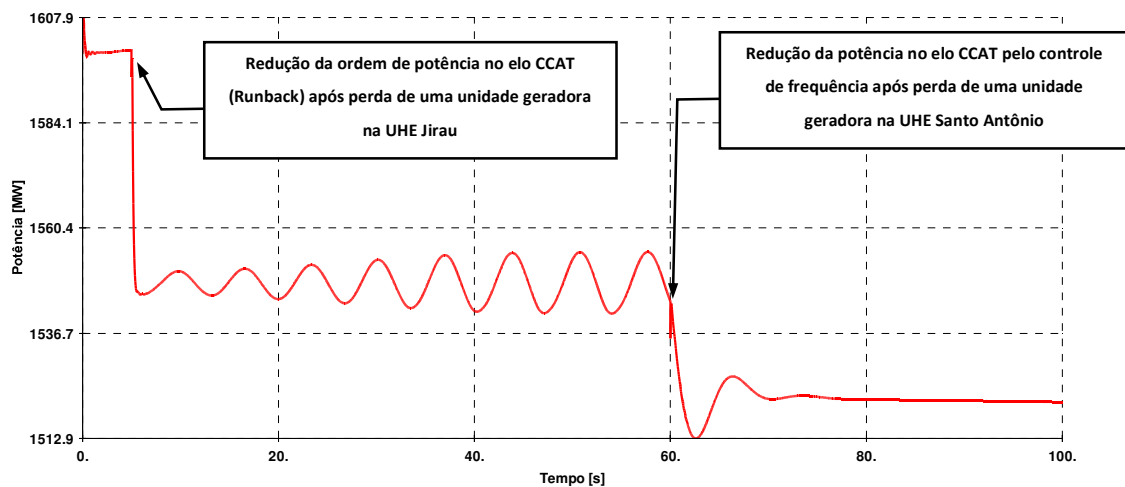


Figura IV.4-16 – Potência no conversor retificador do elo CCAT

Um ponto importante que deve ser considerado é que, uma vez que o elo CCAT está realizando a modulação para estabilizar a frequência no complexo do Madeira, a injeção de potência no sistema receptor de Araraquara, na região Sudeste, provocará um distúrbio neste sistema.

Como a inércia sincronizada do SIN, quando comparada com a inércia sincronizada nas UHE Jirau e Santo Antônio, é muito maior, este sistema poderá absorver a energia destas oscilações sem maiores desdobramentos.

A Figura IV.4-17 apresenta a frequência vista pelo terminal de Araraquara obtida pela simulação realizada anteriormente.

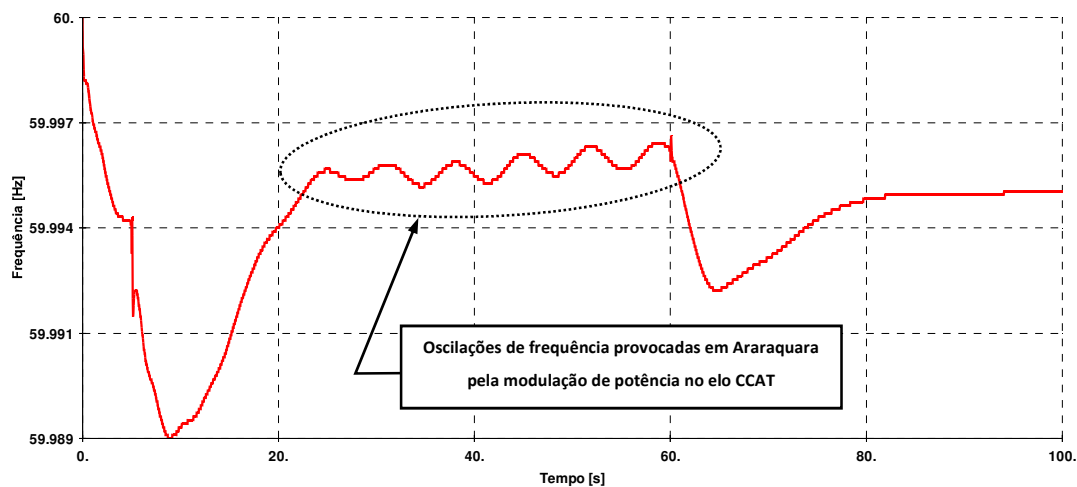


Figura IV.4-17 – Frequência vista pelo restante do SIN (Terminal de Araraquara)

Os efeitos da modulação da potência transmitida pelo bipolo se tornam mais evidentes a medida que maiores quantidades de unidades geradoras entram em operação no complexo de usinas, levando a transmissão de maiores montantes de potência. Para ilustrar esta afirmação, a Figura IV.4-18 apresenta o registro da potência elétrica transmitida pelo bipolo associado ao complexo do Madeira durante a ocorrência das referidas oscilações.

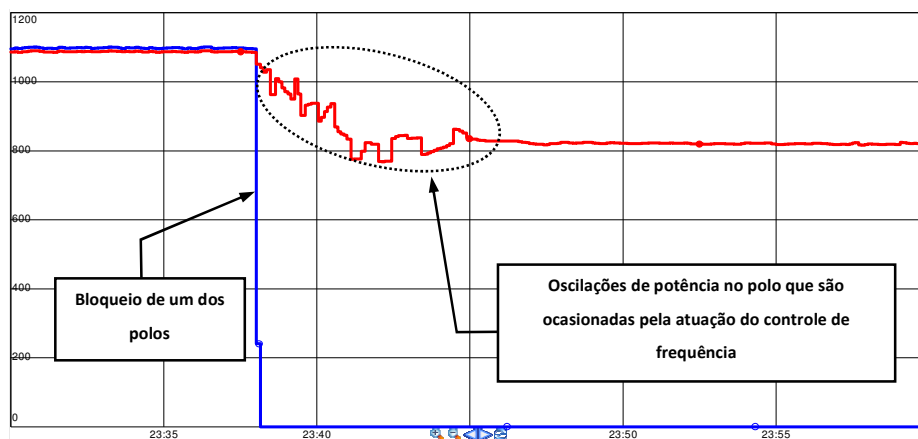


Figura IV.4-18 – Potência no bipolo associado ao complexo do Madeira na ocasião do distúrbio

Esta ocorrência foi verificada no dia 22 de novembro de 2014, quando houve o bloqueio de um dos polos do sistema de transmissão do Madeira. Na ocasião cada polo se encontrava transmitindo aproximadamente 1.100 MW (bipolo transmitindo 2.200 MW).

Estavam sincronizadas 25 unidades geradoras na UHE Santo Antônio e 18 unidades geradoras na UHE Jirau.

Em função da modalidade de operação selecionada para o bipolo na ocasião, não estava prevista a transferência de potência para o polo são, de forma que, no sentido de restabelecer o equilíbrio entre a potência transmitida e a geração após o bloqueio de um dos polos, ocorre o corte de unidades geradoras em número proporcional a potência perdida.

Na sequência, ocorrem oscilações de frequência no complexo do Madeira. Como o controle de frequência se encontrava ativo no polo remanescente, ocorre modulação da potência transmitida pelo elo face as oscilações de frequência no complexo de usinas.

Como esta potência é injetada no SIN, ocorrerão oscilações de frequência no SIN com frequência igual à oscilação observada no complexo de usinas do Madeira. A Figura IV.4-19 apresenta a frequência observada em diversos pontos do SIN obtida, no sistema de distribuição, pelo Sistema de Medição Fasorial (PMU) do projeto MedFase [29].

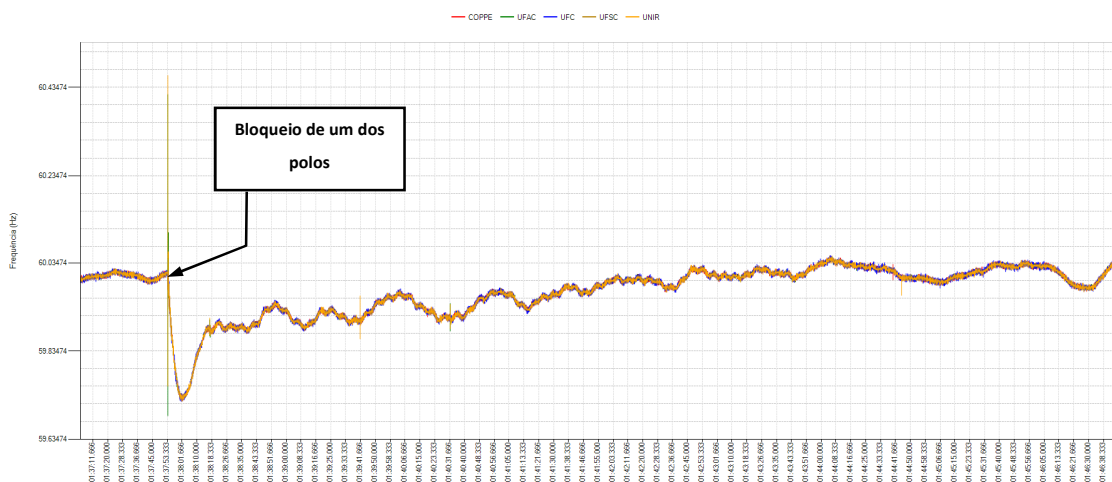


Figura IV.4-19 – Frequência vista pelo restante do SIN após ocorrência no sistema de transmissão do Madeira

Enquanto a frequência do SIN estava em processo de recuperação face a perda de injeção de potência pelo polo bloqueado, nota-se a presença de uma componente oscilatória de baixa frequência (aproximadamente 0,17 Hz). A Figura IV.4-20 apresenta um detalhe deste registro, dando destaque às oscilações mencionadas.

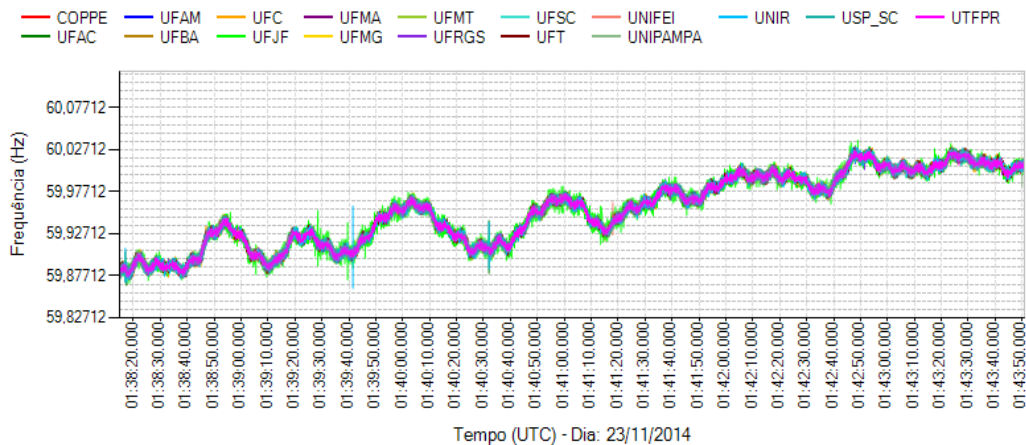
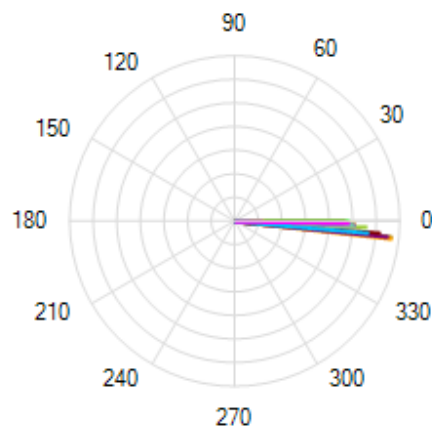


Figura IV.4-20 – Frequência vista pelo restante do SIN após ocorrência no sistema de transmissão do Madeira (detalhe)

Após tratamento destes dados, foi obtido o *Mode Shape* da frequência elétrica destas PMU de forma a determinar a natureza das oscilações. A Figura IV.4-21 apresenta este *mode shape*.



Modo: 0,168 Hz

Data: 23/11/2014 - Horário: 01:42:54 - 01:43:19

Figura IV.4-21 – *Mode shape* para o modo 0,168 Hz das frequências registradas pelas diferentes PMU no SIN

Observa-se que a frequência elétrica observada em todas as regiões elétricas do SIN, para este modo, oscila coerentemente, o que de fato é esperado por se tratar de um modo de baixa frequência. No entanto, esta perturbação pode se tornar um problema quando existirem

modos interáreas com frequência próxima ao modo estudado, onde tal excitação pode vir a degradar o amortecimento, ou até mesmo instabilizar, este eventual modo.

Ressalta-se que na ocorrência mencionada, o controle de frequência do elo CCAT possuía ganho proporcional igual a 3 pu/pu e constante de tempo do integrador igual a 1 s. Muito embora o controle de frequência se encontre atuante neste caso, os parâmetros presentes nesta ocasião não foram suficientes para garantir amortecimento adequado.

Embora maiores valores para o ganho proporcional do controle de frequência representem benefícios para o desempenho dinâmico do sistema, do ponto de vista eletromecânico, por se tratar de uma malha de controle que atua diretamente sobre o controle de corrente do elo CCAT, avaliações complementares do ponto de vista do equipamento (estresse sobre as válvulas tiristoras, estabilidade do controle de corrente, entre outros) devem ser realizadas para garantir a suportabilidade do equipamento.

Após a alteração do ganho proporcional e da constante de tempo do integrador do controle de frequência do bipolo serem alterados para 4 pu/pu e 10 s, respectivamente, não têm sido observadas oscilações desta natureza na condição em que o controle de frequência operava normalmente.

CAPÍTULO V ESTABILIZAÇÃO DE MODOS INTERÁREAS

No capítulo anterior foi analisada a influência do controle de frequência de um elo CCAT para a estabilização de um modo de baixa frequência de oscilação associado, principalmente, à regulação primária/turbina das unidades geradoras de um sistema elétrico que opera de forma assíncrona com relação ao restante do SIN.

Tradicionalmente, conforme descrito em [30], o tratamento clássico para estabilizar modos interáreas consiste no reajuste do sistema de excitação e dos estabilizadores das unidades geradoras ou inclusão de equipamentos FACTS dedicados para esta finalidade, no caso Compensação Série Controlada por Tiristores (TCSC – Thyristor Controlled Serie Capacitor). A referência [31] propõe ajustes para o regulador de velocidade com a finalidade de estabilizar modos de oscilação interarea.

No entanto, os elos CCAT também podem ser explorados para realizar a estabilização de modos eletromecânicos, em especial para elos que realizam a interligação entre regiões geolétricas distintas onde existam modos de oscilação interáreas. A referência [32] descreve os efeitos da modulação de potência transmitida em um elo CCAT para controlar o amortecimento de oscilações entre áreas elétricas distintas (modo interárea).

Neste capítulo será avaliada a influência do controle de frequência de um elo CCAT sobre o amortecimento de modos eletromecânicos de sistemas interligados por elos CCAT em paralelo com interligações CA, mais especificamente sobre o modo interárea do sistema Acre e Rondônia contra o restante do SIN.

V.1 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

Atualmente, a conexão síncrona do complexo do rio Madeira com as áreas Acre e Rondônia através de um transformador 500/230 kV é um dos recursos explorados em condições específicas do sistema elétrico, como por exemplo, durante a recomposição do complexo de usinas e do sistema de transmissão em corrente contínua.

Nesta configuração, as unidades geradoras das UHE Jirau e Santo Antônio estão sincronamente interligadas com o SIN, juntamente com as unidades das UHE Samuel e da usina termoeletrica (UTE) Termonorte II. Estas unidades geradoras são interligadas através

de um sistema de transmissão praticamente radial. Neste sentido, haverá um modo de oscilação de natureza eletromecânica na qual estas usinas irão oscilar de forma coerente contra o restante do SIN. Como este conjunto de unidades representa uma área, denomina-se este modo de interárea.

Como este sistema possui tensão nominal de 230 kV e aproximadamente 960 km de comprimento, espera-se uma elevada impedância de transferência entre estas máquinas e o restante do SIN. Em condições normais de operação, este modo se apresenta estável e bem amortecido.

No entanto, na ocorrência de contingências, este modo poderá se tornar instável, ou seja, com amortecimento negativo, quando haverá um processo oscilatório instável podendo levar a separação dos sistemas através da abertura da interligação por perda de sincronismo.

A Figura V.1-1 apresenta um diagrama da interligação do sistema Acre e Rondônia com o restante do SIN.



Figura V.1-1 – Diagrama geoeletrico da área Acre e Rondônia (Fonte: ONS)

V.2 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO CONTROLE DE FREQUÊNCIA SOBRE O MODO DE OSCILAÇÃO

Cenário considerado

Para as simulações, foram utilizados os programas ANATEM e PACDYN, ambos desenvolvidos pelo CEPEL.

O cenário utilizado para as avaliações a seguir consiste no complexo do rio Madeira com as UHE Jirau e Santo Antônio presentes com 20 e 28 unidades geradoras, respectivamente.

O elo CCAT que conecta as SE Coletora Porto Velho e Araraquara 2 está operando na configuração monopolar, com o controle de corrente no terminal retificador, e transmitindo 1600 MW, correspondente a toda a potência gerada nas UHE Jirau e Santo Antônio.

Este sistema está operando interligado ao SIN através de um transformador 500/230 kV. Não foi considerada a presença da estação *back-to-back*.

A Figura V.2-1 apresenta um diagrama unifilar simplificado ilustrando a topologia e a configuração explorada, indicando os modelos de reguladores de velocidade considerados em cada casa de força.

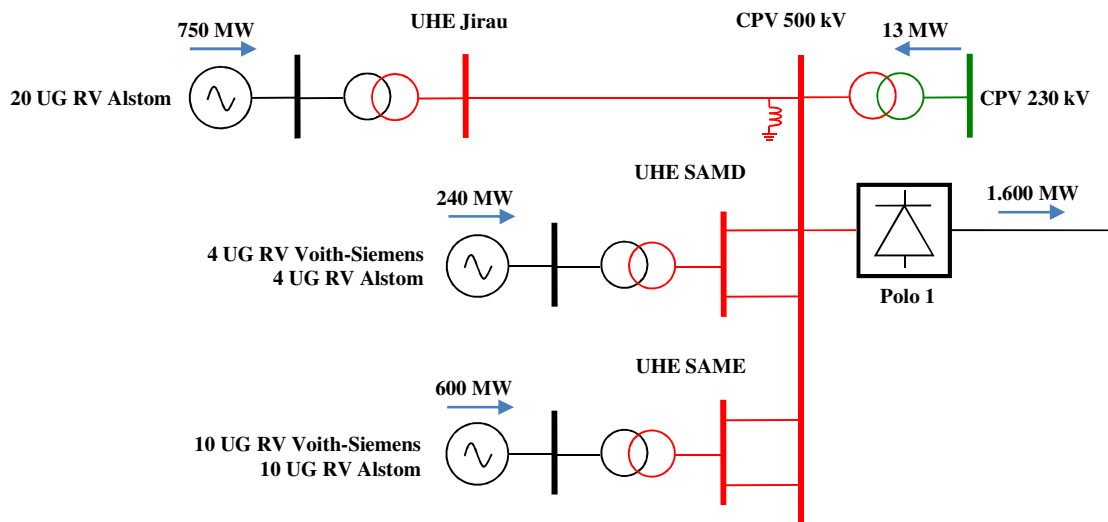


Figura V.2-1 – Cenário considerado para as avaliações (configuração do conjunto de usinas e do sistema de transmissão CCAT)

Na área Acre e Rondônia foi considerada a UHE Samuel gerando 200 MW (5 unidades) e a UTE Termonorte II, de ciclo combinado, gerando 133 MW nas unidades a gás (3 unidades) e 67 MW (1 unidade) na unidade a vapor.

A Figura V.2-2 apresenta um diagrama unifilar do sistema Acre e Rondônia simplificado ilustrando a topologia e a configuração explorada.

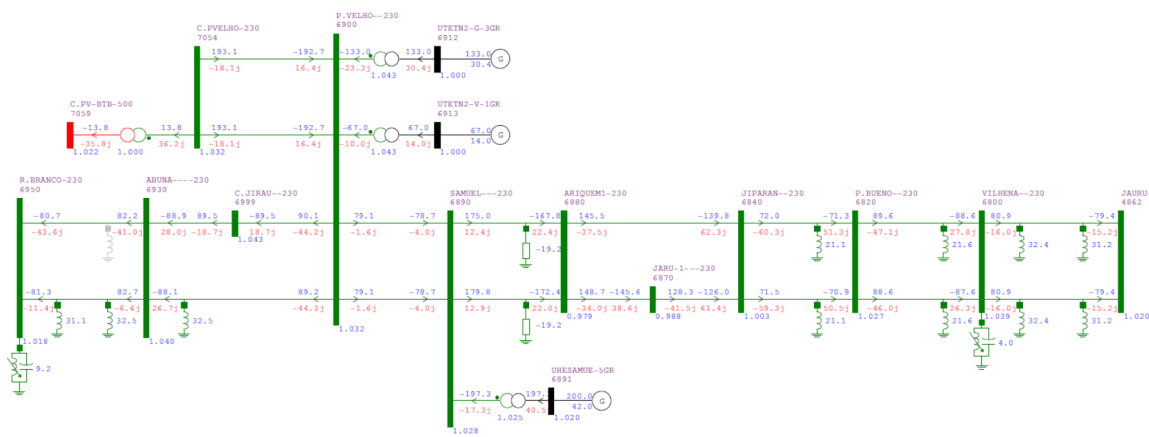


Figura V.2-2 – Diagrama unifilar da área Acre e Rondônia (configuração do conjunto de usinas e da interligação com o SIN)

Como neste caso o complexo do Madeira está operando sincronamente com o restante do SIN, a parcela integral do controle de frequência é desabilitada, permanecendo ativa apenas a parcela proporcional. Esta ação é necessária para evitar ações indesejadas do controle de frequência do elo CCAT no sentido de eliminar desvios de frequência que ocorrem naturalmente no SIN em função de variações de carga e/ou geração.

Resultados das simulações desconsiderando a atuação do controle de frequência

O objetivo destas análises é identificar os modos dominantes na área Acre e Rondônia quando as usinas do rio Madeira se encontrarem sincronizados neste através do transformador 500/230 kV.

Neste sistema, os PSS da UHE Samuel e UTE Termonorte II estão sintonizados para agregar amortecimento ao modo interárea do sistema Acre e Rondônia, além do modo local associado a cada uma destas usinas.

A Figura V.2-3 apresenta a frequência elétrica medida na SE Coletora Porto Velho após a aplicação de degrau na tensão de referência do regulador de tensão da UHE Jirau (degrau de 1%).

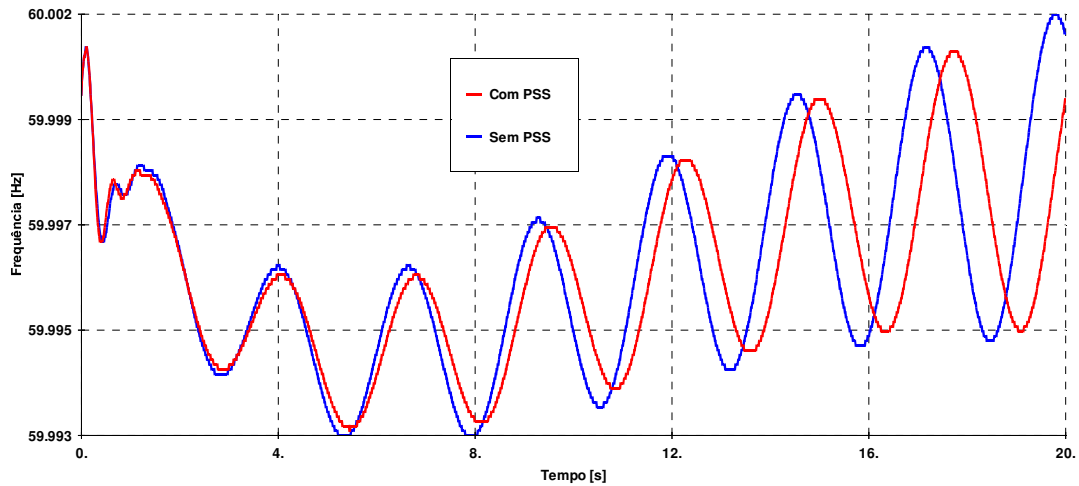


Figura V.2-3 – Frequência vista pela SE Coletora Porto Velho e nas unidades geradoras após a aplicação de degrau no regulador de tensão da UHE Jirau considerando elevados valores de T_w nas usinas

Nesta simulação, a potência no conversor retificador do elo CCAT (Figura V.2-4) se mostra praticamente constante, não realizando nenhuma contribuição no sentido de amortecer as oscilações. No caso em que os PSS estão presentes, observa-se uma modulação na potência transmitida provocada pela oscilação na tensão nos terminais do retificador.

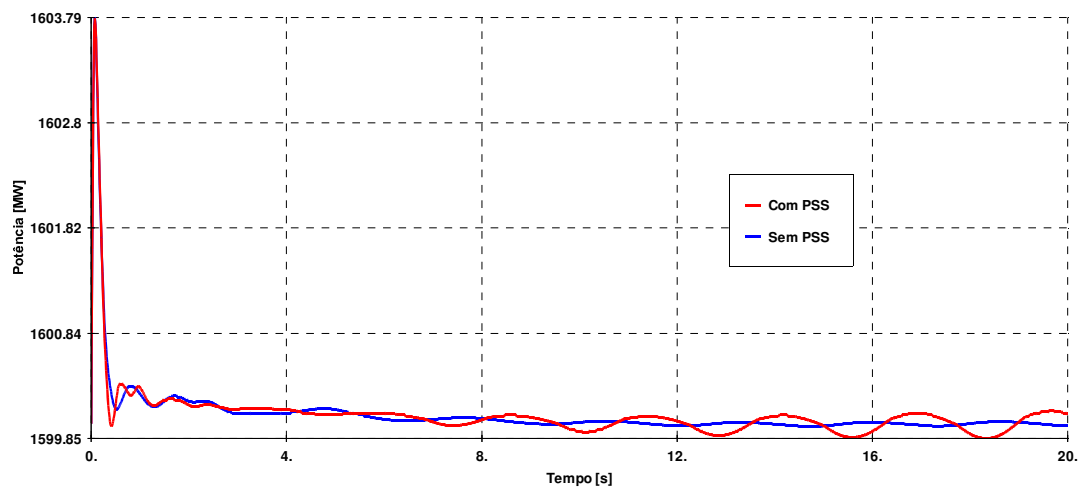


Figura V.2-4 – Potência no conversor retificador do elo CCAT após a aplicação de degrau no regulador de tensão da UHE Jirau

A Figura V.2-5 apresenta as tensões nos barramentos da SE Coletora Porto Velho (para casos com e sem os PSS das UHE Jirau e Santo Antônio) após a aplicação de degrau no regulador de tensão das unidades geradoras da UHE Jirau.

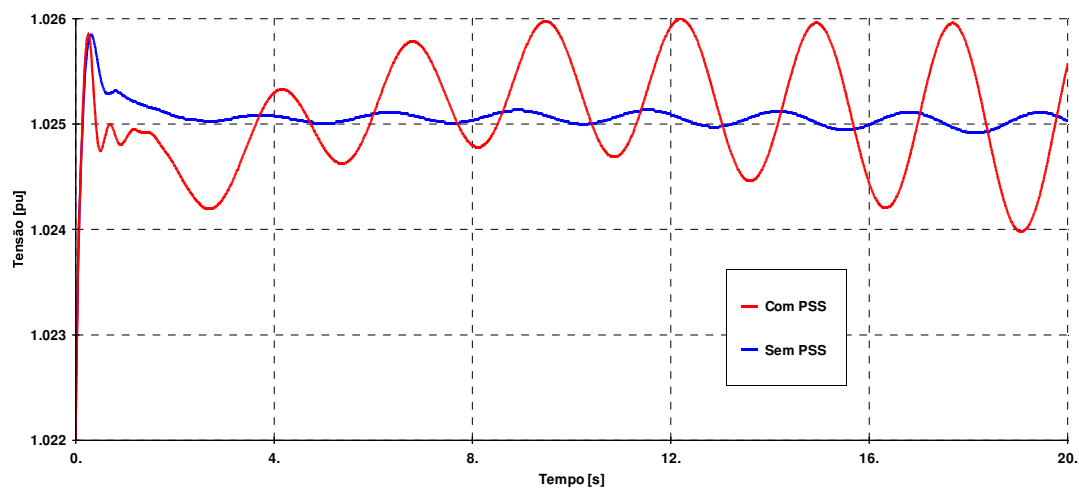


Figura V.2-5 – Tensão nos barramentos da SE Coletora Porto Velho após a aplicação de degrau no regulador de tensão da UHE Jirau

Para estes casos verifica-se a existência de pelo menos um modo que se apresenta instável. Para este resultado foi desconsiderada qualquer contribuição proveniente do controle de frequência dos elos CCAT.

Com procedimento similar ao adotado no capítulo anterior é possível calcular os modos dominantes. Foram calculados os modos dominantes para o caso considerando a presença ou não dos PSS das UHE Jirau e Santo Antônio. Os dados associados aos modos dominantes para estes casos encontram-se na Tabela V.2-1. Consta-se que, quando em operação síncrona das UHE Jirau e Santo Antônio com o SIN, o modo associado às turbinas deixa de ser dominante e se mostra estável e bem amortecido.

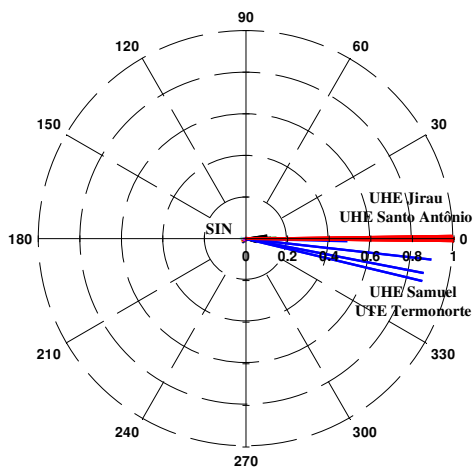
Tabela V.2-1 – Dados dos modos dominantes desconsiderado a atuação do controle de frequência (sem PSS nas UHE Jirau e Santo Antônio)

Modo	Autovalor	Frequência [Hz]	Módulo	Amortecimento [%]	Observação
1	0,06314+j 0,3080	0,37	2,31	-2,73	Com PSS
2	-2,9317+j 14,0997	2,24	14,40	20,36	Com PSS
1	0,06164+j 2,3828	0,38	2,38	-2,59	Sem PSS
2	-1,8266+j 13,6068	2,17	13,73	13,30	Sem PSS

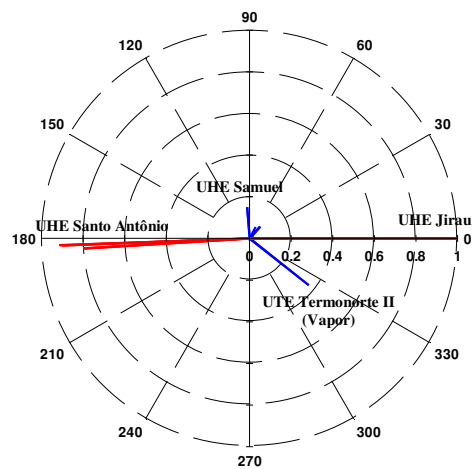
Constata-se que o Modo 1 se encontra no semi-plano direito, indicando que este modo se trata do modo instável observado.

O Modo 2 se apresenta bem amortecido e percebe-se que os PSS das UHE Jirau e Santo Antônio agregam amortecimento expressivo para este modo. Em condições normais, este modo se apresenta bem amortecido.

Através do *mode shape* de velocidade de cada modo, é possível determinar a natureza deles. A Figura V.2-6 apresenta o *mode shape* de velocidade dos dois modos calculados.



Modo 1 (a)



Modo 2 (b)

Figura V.2-6 – Mode shape de velocidade para os modos apresentado na Tabela V.2-1

O *mode shape* (a) é referente ao Modo 1, que se apresenta instável, indica que os rotores de todas as unidades geradoras das usinas do rio Madeira e da área Acre e Rondônia oscilam coerentemente. Considerando o exposto, conclui-se que este modo se trata do modo interárea.

Por outro lado, o *mode shape* (b) indica que o Modo 2 se trata do modo entre as UG da UHE Jirau e da UHE Santo Antônio, cujos rotores oscilam entre si em oposição de fase.

A Figura V.2-7 apresenta os fatores de participação para este modo desconsiderando a presença do controle de frequência do elo CCAT. Constatase maior participação das usinas presentes no sistema Acre e Rondônia no modo em questão, em especial unidades geradoras das UHE Jirau e Santo Antônio.

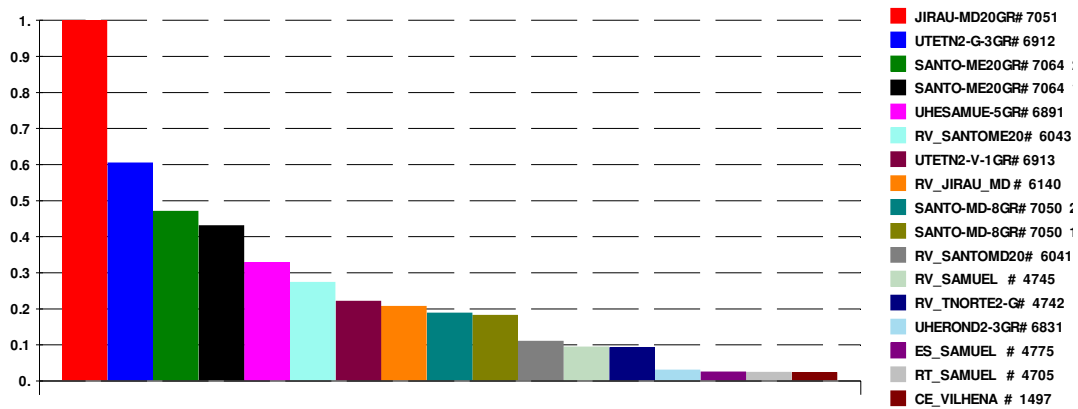


Figura V.2-7 – Fatores de participação para o modo interarea (Acre e Rondônia vs. SIN) desconsiderando a atuação do controle de frequência do elo CCAT

Ainda com o sistema de controle em malha aberta, calculamos a resposta em frequência para a função de transferência $\Delta P_{ord}/\Delta f$ (sinal de modulação da potência no elo em função do desvio de frequência no barramento). A Figura V.2-8 apresenta a resposta em frequência calculada sob a forma do diagrama de Nyquist.

Para esta função de transferência, verifica-se pouca diferença entre o caso considerando a presença do PSS das UHE Jirau e Santo Antônio e o caso sem estes PSS.

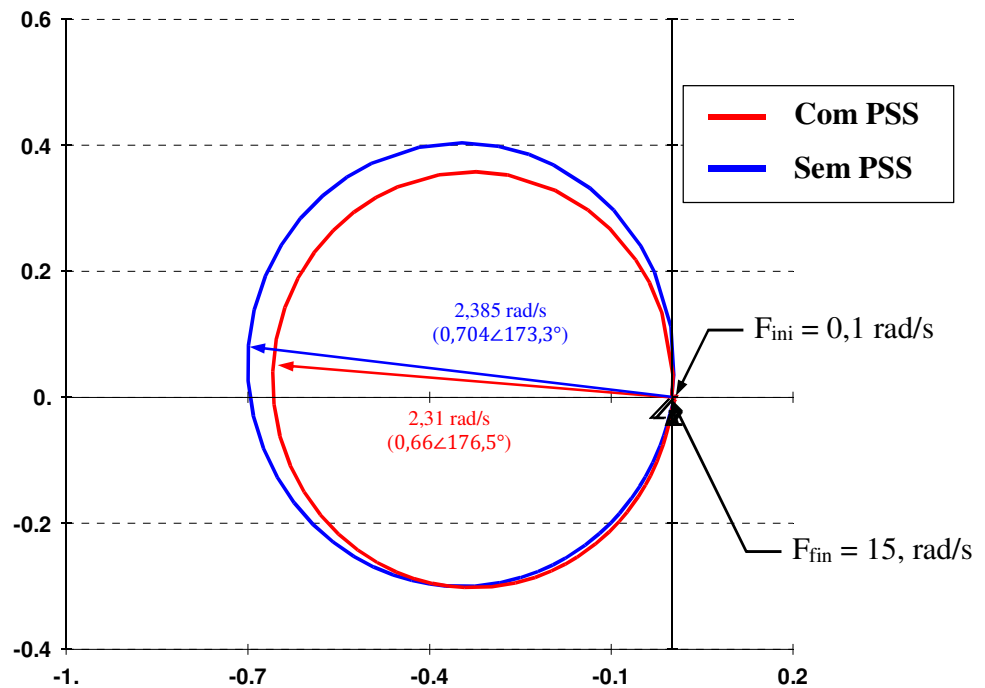


Figura V.2-8 – Resposta em frequência (diagrama de Nyquist) para a função de transferência $\Delta P_{ord}/\Delta f$

No instante em que o controle de frequência for introduzido, fechando a realimentação de frequência no controle de potência do elo, praticamente não haverá alteração na frequência do modo uma vez que, para a frequência do modo interárea, o ângulo de fase é muito próximo de 180 graus, não havendo necessidade de compensação de fase.

Resultados das simulações com a atuação do controle de frequência

Considerando esta condição operativa, o controle de frequência possuirá estrutura ligeiramente diferente daquela adotada no capítulo anterior. Quando o complexo do rio Madeira opera de forma síncrona com relação ao SIN, a parcela integral é desabilitada, permanecendo apenas as contribuições da parcela proporcional.

A Figura V.2-9 apresenta o digrama de blocos do controle de frequência considerando esta condição operativa

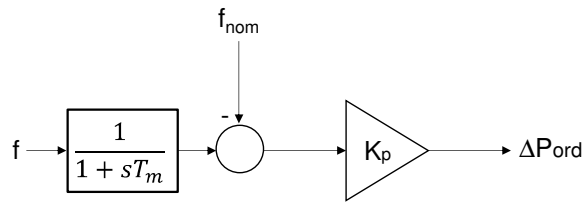


Figura V.2-9 – Diagrama de blocos do controle de frequência utilizado para as avaliações quando o complexo do rio Madeira opera de forma síncrona com relação ao SIN

Considerando ainda apenas um elo operando na modalidade monopolar, os modos dominantes foram calculados para diferentes valores de ganho proporcional. A Figura V.2-10 apresenta o lugar das raízes considerando esta variação de parâmetro. O caso utilizado para obter este diagrama considera a presença dos PSS das UHE Jirau e Santo Antônio.

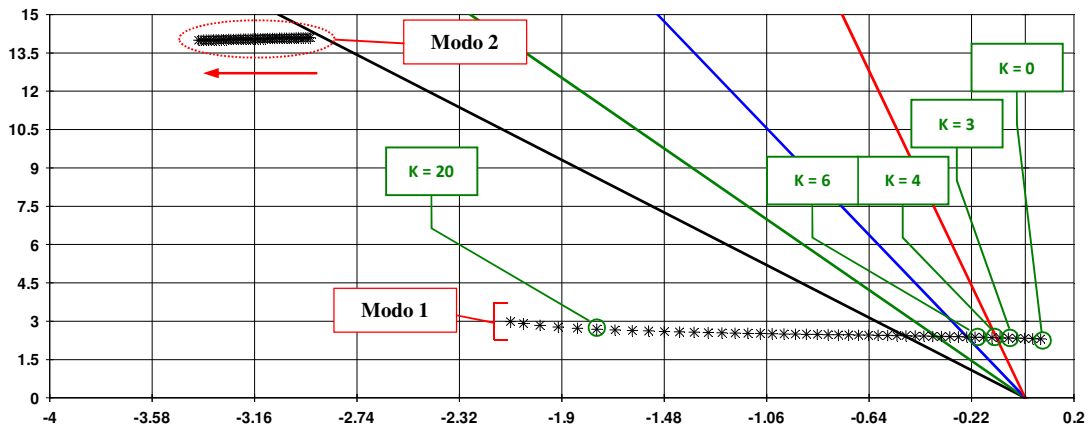


Figura V.2-10 – Lugar das raízes do modo de oscilação interárea e do complexo do rio Madeira para diferentes valores de ganho proporcional do controle de frequência

Constata-se que o efeito da parcela proporcional do controle de frequência atua no sentido de estabilizar o modo interárea do sistema Acre e Rondônia com relação ao restante do SIN.

Em função das baixas constantes de tempo associadas aos conversores (quando comparadas com o período de oscilação), a ausência da compensação de fase pouco influencia a frequência do modo que, praticamente, não se altera conforme elevamos o ganho proporcional.

Com relação ao Modo 2 (UHE Jirau contra a UHE Santo Antônio), observamos que introdução do controle de frequência também agrega amortecimento a este modo, conforme pode ser observado no diagrama de lugar das raízes.

Considerando a presença do controle de frequência com estes novos ajustes, o modo assume nova frequência e amortecimento conforme apresentado na Tabela V.2-2.

Tabela V.2-2 – Dados do modo dominante considerando a atuação do controle de frequência

Modo	Autovalor	Frequência [Hz]	Módulo	Amortecimento [%]	Observação
1	-0,1039+j 2,4365	0,39	2,44	4,26	Sem PSS
2	-1,8392+j 13,6098	2,17	13,73	13,39	
1	-0,09944+j 2,3485	0,37	2,35	4,23	Com PSS
2	-2,9797+j 14,0909	2,24	14,40	20,68	

A Figura V.2-11 Figura IV.4-10 apresenta os fatores de participação deste modo após a inclusão do controle de frequência. Percebe-se que o estado associado a este controlador assume participação expressiva sobre este modo.

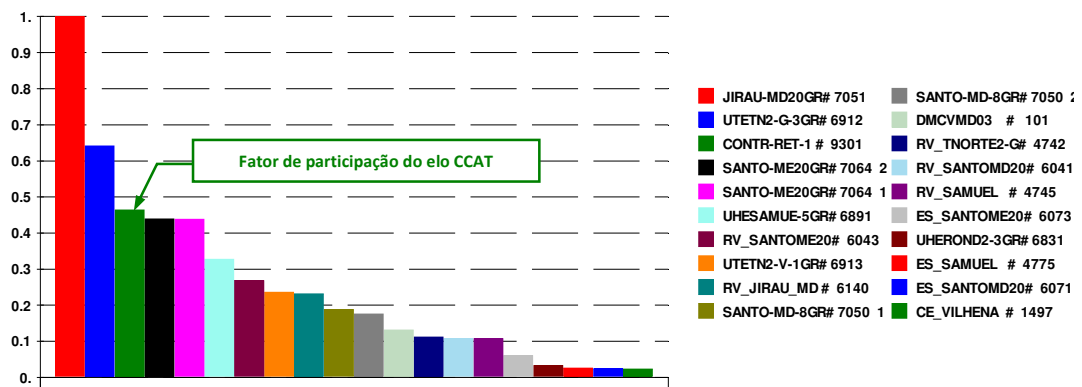


Figura V.2-11 – Fatores de participação para o modo interarea considerado a atuação do controle de frequência do elo CCAT

Considerando este conjunto de ajustes, foi realizada a simulação completa no domínio do tempo considerando o ganho proporcional igual a 4, constante de tempo do integrador

igual a 1 segundo (curva vermelha), e 10 segundos (curva azul) e com o controle de frequência desativado (curva verde). Estes resultados se encontram na figura a seguir.

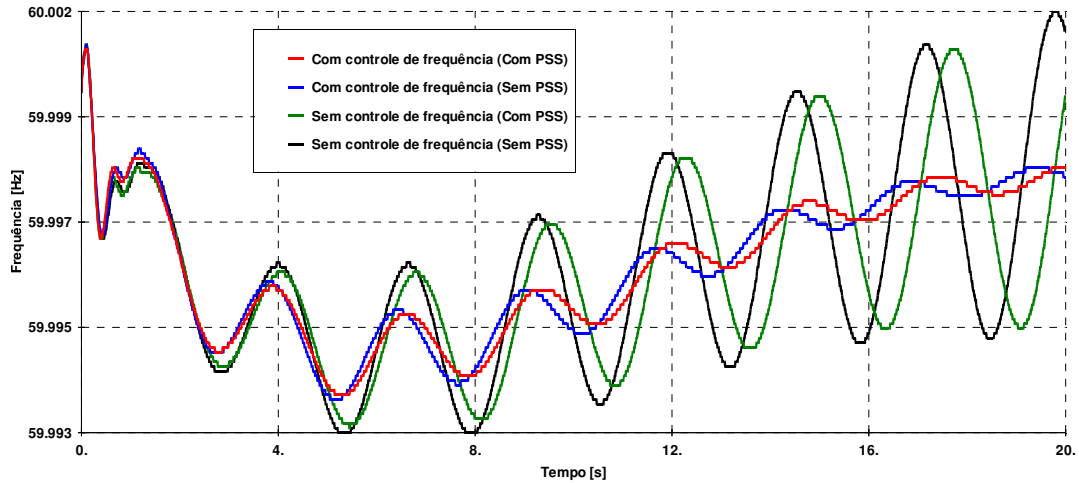


Figura V.2-12 – Frequência vista pela SE Coletora Porto Velho após a aplicação de degrau no regulador de tensão considerando diferentes condições do controle de frequência

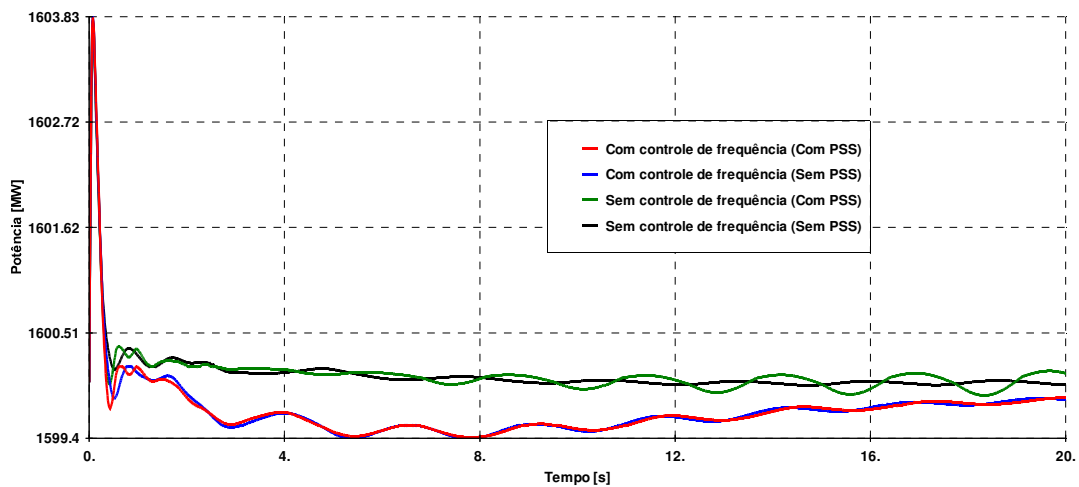


Figura V.2-13 – Potência no elo CCAT após a aplicação de degrau no regulador de tensão considerando diferentes condições do controle de frequência

Verificou-se que a elevação do ganho proporcional atua benéficamente agregando amortecimento do modo interárea do sistema Acre e Rondônia quando o complexo do rio Madeira opera de sincronamente com relação ao SIN. Verificou-se também que este

controlador também agrega amortecimento para o modo de oscilação existente entre a UHE Jirau e a UHE Santo Antônio.

CAPÍTULO VI CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

A estabilização da frequência elétrica no complexo do rio Madeira se mostrou como um grande desafio frente as particularidades deste empreendimento: equipamentos de fabricantes diversos, operação assíncrona com relação ao SIN e grande quantidade de turbinas do tipo bulbo que possuem baixa inércia.

Além destes aspectos, dadas as características construtivas das UHE Jirau e Santo Antônio, o ciclo hidrológico do rio Madeira impõe significativas variações de queda líquida nas turbinas. Foi observado ao longo da experiência operativa deste complexo que estas variações afetam diretamente o desempenho do sistema de regulação primária de velocidade das unidades geradoras destas usinas.

Verificou-se, através de técnicas de análise linear, a existência de um modo de oscilação de baixa frequência que se apresenta dominante quando o complexo do rio Madeira opera de forma assíncrona com relação ao restante do SIN, corroborando com as constatações obtidas a partir dos registros de campo. Este modo pode se apresentar instável para valores elevados da constante de tempo da água (T_w), a depender das condições de afluência do rio Madeira.

Neste sentido, verificou-se a necessidade de propor uma solução robusta para este problema com eficácia para todo o ciclo hidrológico do rio Madeira. Solução esta que envolve ações na regulação primária de velocidade das usinas e, principalmente, ações sobre o controle de frequência do elo CCAT do complexo do rio Madeira.

Constatou-se que o controle de frequência associado aos elos CCAT atua benéficamente no sentido de amortecer este modo associado a turbinas das UHE Jirau e Santo Antônio. Os resultados obtidos por simulação no domínio do tempo e registros de ensaios em campo corroboram com estas conclusões.

Considerando que o controle de frequência é um canal que atua diretamente sobre o controle de corrente, a elevação do ganho proporcional do controle de frequência deve ser avaliada sob os aspectos de estabilidade do controlador do elo CCAT. Ganhos muito elevados podem representar instabilidade de controle e/ou maior esforço sobre os tiristores.

Os resultados indicam que os outros modos de oscilação (modo entre a UHE Jirau e UHE Santo Antônio e o modo interárea do sistema Acre e Rondônia, quando as usinas do rio Madeira operam de forma síncrona com relação ao SIN) também são beneficiados em termos de amortecimento quando se considera a atuação do controle de frequência associado aos elos CCAT.

Com relação a parcela integral do controle de frequência, verificou-se que pequenos valores para a constante de tempo do integrador tendem a instabilizar o modo. Desta forma, é desejável que esta constante de tempo assuma valores maiores no sentido de não provocar perda de amortecimento do modo associado às turbinas e coordenar com as ações operativas para restabelecer a frequência no complexo de usinas para o valor nominal.

Trabalhos futuros

Estão planejadas diversas interligações em corrente contínua para o SIN nos próximos anos, como por exemplo o caso dos aproveitamentos de Belo Monte, São Luiz do Tapajós, etc.

Neste sentido, como trabalhos futuros, propõe-se estender análises desenvolvidas neste trabalho, para os demais elos CCAT previstos para o SIN com o objetivo de identificar potenciais benefícios para o desempenho dinâmico do sistema tais como:

- Ganho no amortecimento de modos interáreas associados a interligações regionais (Norte/Sudeste e Norte/Nordeste).
- Melhoria do desempenho dinâmico quando da operação assíncrona (interligações abertas).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ONS, *Submódulo 3.6 – Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão à Rede Básica*, Procedimentos de Rede, Vigência 16/09/2010.
- [2] ALSTOM, *HVDC: Connecting to the future*, 1ª Edição, ALSTOM Grid, 2010.
- [3] KUNDUR, P., 1994, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, Inc.
- [4] ARRILLAGA, J, 1998, *High Voltage Direct Current Transmission*, 2ª Edição, IEE Power and Energy Series 29.
- [5] FERNANDES, B. S., 2005, *Elos de transmissão em corrente contínua em programas de estabilidade transitória*, Dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [6] KIMBARK, E.W., *Direct Current Transmission*, Volume 1, New York, John Wiley & Sons, 1971.
- [7] KŮS, V., PEROUTKA, Z., DRÁBEK, P., “Non-characteristic Harmonics and Interharmonics of Power Electronic Converters”, *CIREN 2005. 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, pp.1,5, 6-9, Turin, Itália, Junho de 2005.
- [8] IEEE, *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, Norma IEEE 421.5-2005, 2005.
- [9] GUIMARÃES, C. H. C., RANGEL, R. D., “Diagramas Operacionais de Unidades Geradoras” X *SEPOPE*, SP-018, Florianópolis, SC, Brasil, maio de 2006.
- [10] SOUZA, Z. de, FUCHS, R. D., SANTOS, A. H. M., 1983, *Centrais Hidro e Termelétricas*, Edgard Blücher do Brasil.

- [11] TENORIO, L. A. L., 2010, *Hydro Turbine and Governor Modelling: Electric-Hydraulic Interaction*, Dissertação de mestrado, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Noruega.
- [12] SANTOS, M. S. C., 2012, *Modelagem Dinâmica de Turbinas Hidráulicas Axiais de Dupla Regulagem para Estudos de Estabilidade Angular Transitória em Sistemas Elétricos de Potência*, Dissertação de Mestrado, UNIFEI, Itajubá, MG, Brasil.
- [13] ANEEL, *Transmissão Associada à Integração das Usinas do Rio Madeira*, Anexo Técnico do Edital de Leilão nº 007/2008, 2008.
- [14] EPE, *Estudos para a Licitação da Expansão da Transmissão – Análise técnico – econômica de alternativas*, Relatório R1, 2014.
- [15] ESBR, *Relatório de ensaios dinâmicos da UG 33*, Relatório de Comissionamento, 2013.
- [16] SAESA, *Unidade Geradora 25 - Relatório de comissionamento*, Relatório de Comissionamento, 2013.
- [17] EPE, *Estudos Relativos aos Grande Aproveitamentos Hidrelétricos na Região Amazônica – Análise do Sistema de Integração dos Aproveitamentos Hidrelétricos do Rio Madeira e Reforços no SIN*, Relatório R1 – Detalhamento de Alternativas, 2008.
- [18] AQUINO, A. F. C., BARBOSA, A. A., NOHARA, A. A. et. al., 2015, “Desafios para escoamento da Energia do Complexo do Gerador do Madeira no Horizonte de Planejamento e Programação da Operação do SIN”, *Artigo a ser apresentado no XXIII SNPTEE*, Foz do Iguaçu, PR, Brasil.
- [19] ONS, *Manual de Procedimentos Operativos – Cadastro de Dados Operacionais de Equipamentos da Interligação em Corrente Contínua do Madeira*, Instrução de Operação CD-CT.6MD.01, Revisão 09, Vigência - 05/03/2015.

- [20] TOLEDO, P. F., PINTO, M. F., AQUINO, A. F. C., NOHARA, A. A., “Adapting the Controls of Rio Madeira HVDC Transmission Systems to Improve the Frequency Stability of Generators in Jirau and Santo Antonio Power Plants”, artigo a ser apresentado no HVDC and Power Electronics Interational Colloquium (CIGRÈ), Agra, India, 2015.
- [21] KUNDUR, P. et al. “Definition and Classification of Power System Stability - IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definition”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, n. 2, Maio de 2014;
- [22] OGATA, K., *Engenharia de Controle Moderno*, 4ª Edição, Pearson Prentice Hall, 2003.
- [23] ROGERS, G., *Power System Oscillations*, 1ª Edição, Norwell, MA, Kluwer Academic Publishers., 2000.
- [24] GUSTAFSSON, M., *Improved Governing of Kaplan Turbine Hydropower Plants Operating Island Grids*, Dissertação de Mestrado, Royal Institute of Technology, Estocolmo, Suécia, Junho de 2013.
- [25] VILLEGAS, H. N., *Electromechanical Oscillations in Hydro-Dominant Power Systems: An Application to the Colombian Power System*, Dissertação de Mestrado, Iowa State University, Iowa, USA, 2011.
- [26] GONG, T., WANG G., TAO, L., "Analysis and control on ultra low frequency oscillation at seeding end of UHVDC power system", *POWERCON 2014 International Conference on Power System Technology*, pp.832,837, Outubro de 2014.
- [27] AQX, *Relatório de Monitoração - UHE Santo Antônio*, Relatório técnico, 2013
- [28] ELGERD, O., *Electric Energy Systems Theory*, 2ª edição, São Paulo, McGraw Hill do Brasil, 1982.

- [29] UFSC. Website do projeto MedFasee (Monitoração do SIN em Tempo Real), www.medfasee.ufsc.br/temporeal/ [Acesso em maio de 2015]
- [30] BARBOSA, A. A., 1999, *Utilização de Ferramentas Lineares Na Análise e Controle do Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas Em Sistemas de Grande Porte*, Dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [31] WEIXELBRAUN, M., RENNER, H., KIRKELUTEN, O., “Damping Low Frequency Oscillations with Hydro Governors”, *PowerTech IEEE*, pp.1,6, 16-20, Grenoble, França, Junho de 2013.
- [32] RODRÍGUEZ, H. A. A., *Study of Supplementary Controls for Embedded HDVC Links in AC Power Systems*, Dissertação de mestrado, Chalmers University of Technology, Göteborg, Suécia, 2008.
- [33] ONS; Base de dados para estudos de estabilidade e transitórios eletromecânicos - NOV 2013, Novembro de 2013. Disponível on-line no site: http://www.ons.org.br/avaliacao_condicao/casos_eletromecanicos.aspx [Acesso em junho de 2014]

APÊNCICE

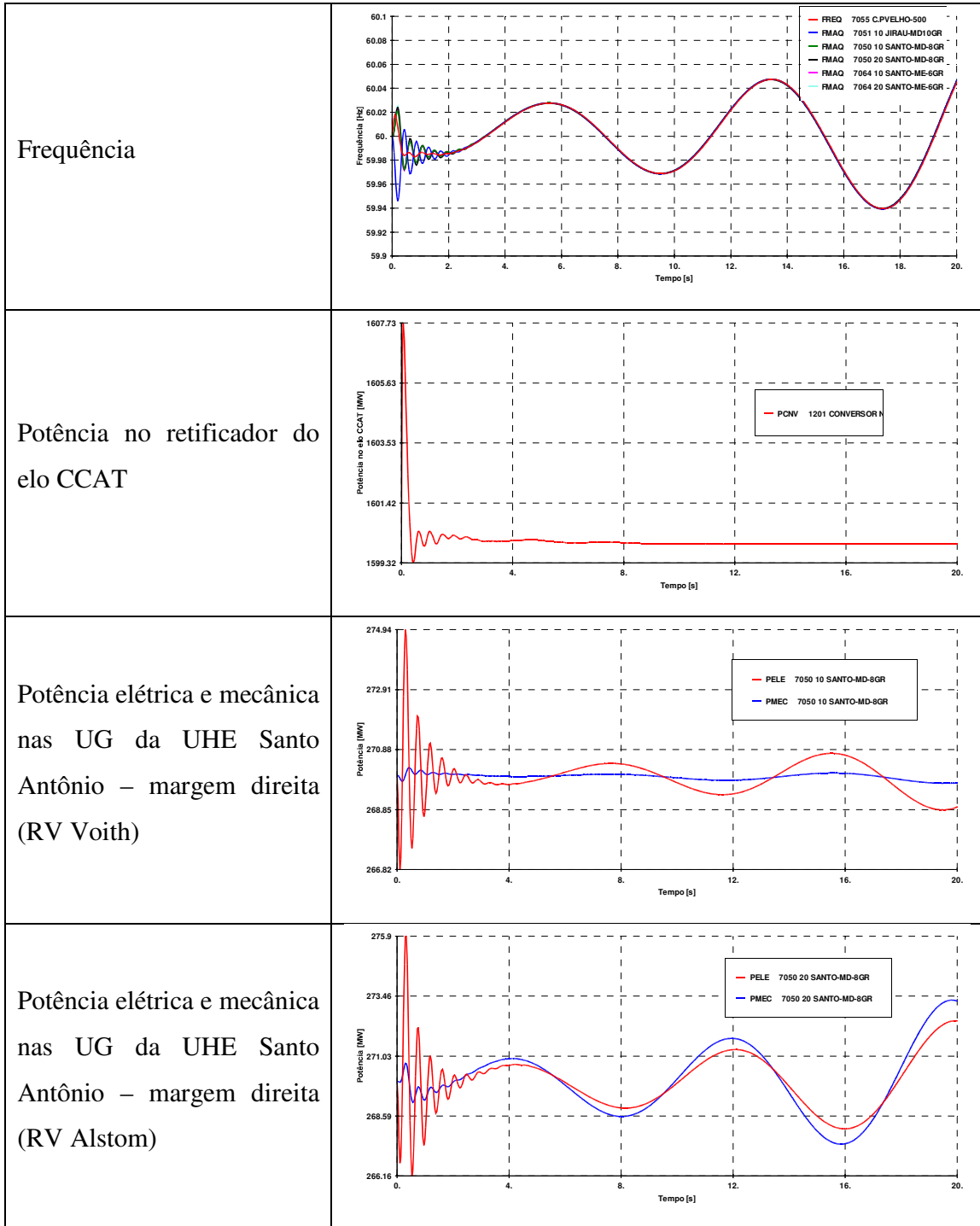
Programas computacionais utilizados

As avaliações de fluxo de potência, bem como a definição do ponto de operação e da topologia do sistema em estudo, foram realizadas com o uso do programa ANAREDE (fluxo de potência de redes elétricas e análises de regime permanente) desenvolvido pelo CEPEL.

Para as avaliações de estabilidade eletromecânica foram utilizados os programas ANATEM 10.1 (estabilidade transitória) e PACDYN 10.1 (estabilidade a pequenos sinais). Ambos também foram desenvolvidos e mantidos pelo CEPEL.

A base de dados do SIN contendo a topologia do sistema estudado foi a utilizada para referente as avaliações da operação elétrica para o horizonte quadrimestral. Para a base de dados para estabilidade eletromecânica utilizada foi a referente a Novembro de 2013. Ambas as bases são disponibilizadas pelo ONS em seu site [33].

Resultados de simulação (frequência e potência nas UG do complexo do rio Madeira) sem a atuação do controle de frequência



<p>Potência elétrica e mecânica nas UG da UHE Jirau – margem esquerda (RV Voith)</p>	
<p>Potência elétrica e mecânica nas UG da UHE Santo Antônio – margem esquerda (RV Voith)</p>	
<p>Potência elétrica e mecânica nas UG da UHE Santo Antônio – margem esquerda (RV Alstom)</p>	

ANEXO

Anexo 1 - Curvas de capacidade das unidades geradoras da UHE Jirau

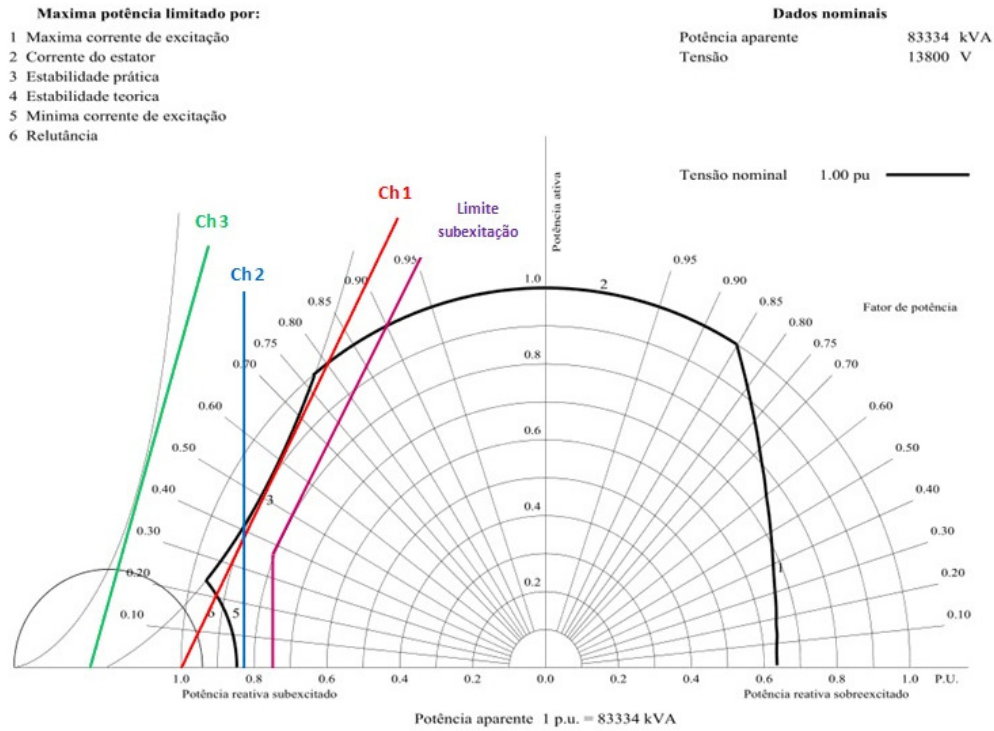


Figura 0-1 – Curva de capacidade das unidades geradoras da UHE Jirau (UG01-UG28)

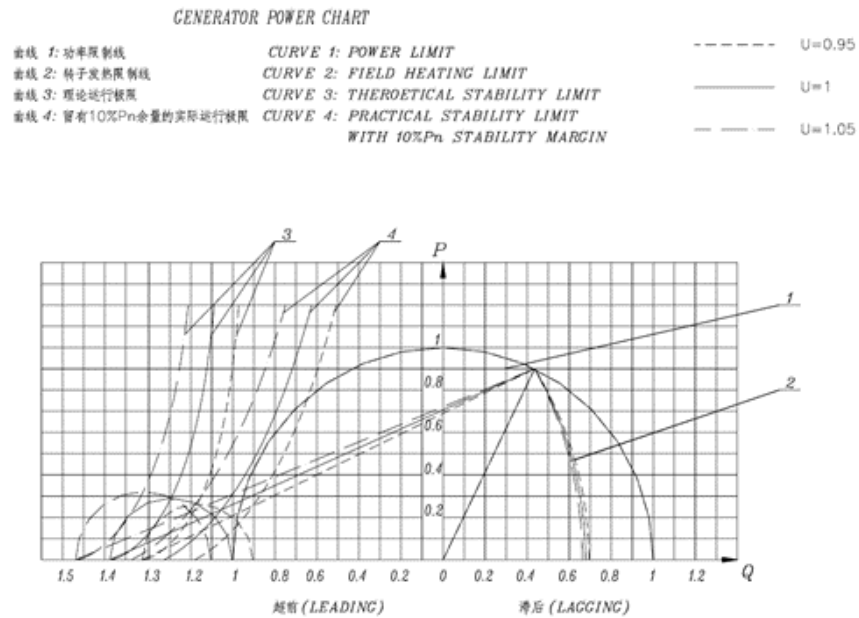


Figura 0-2 – Curva de capacidade das unidades geradoras da UHE Jirau (UG29-UG50)

Anexo 2 - Curvas de capacidade das unidades geradoras da UHE Santo Antônio

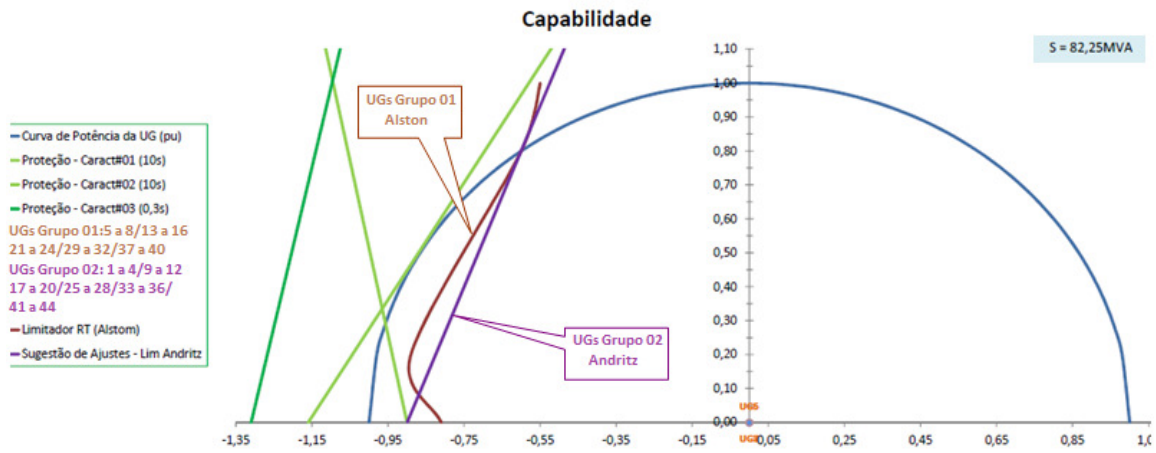


Figura 0-3 – Curva de capacidade das unidades geradoras da UHE Santo Antônio

Anexo 3 – Diagramas de blocos do regulador de velocidade (Fonte: ONS)

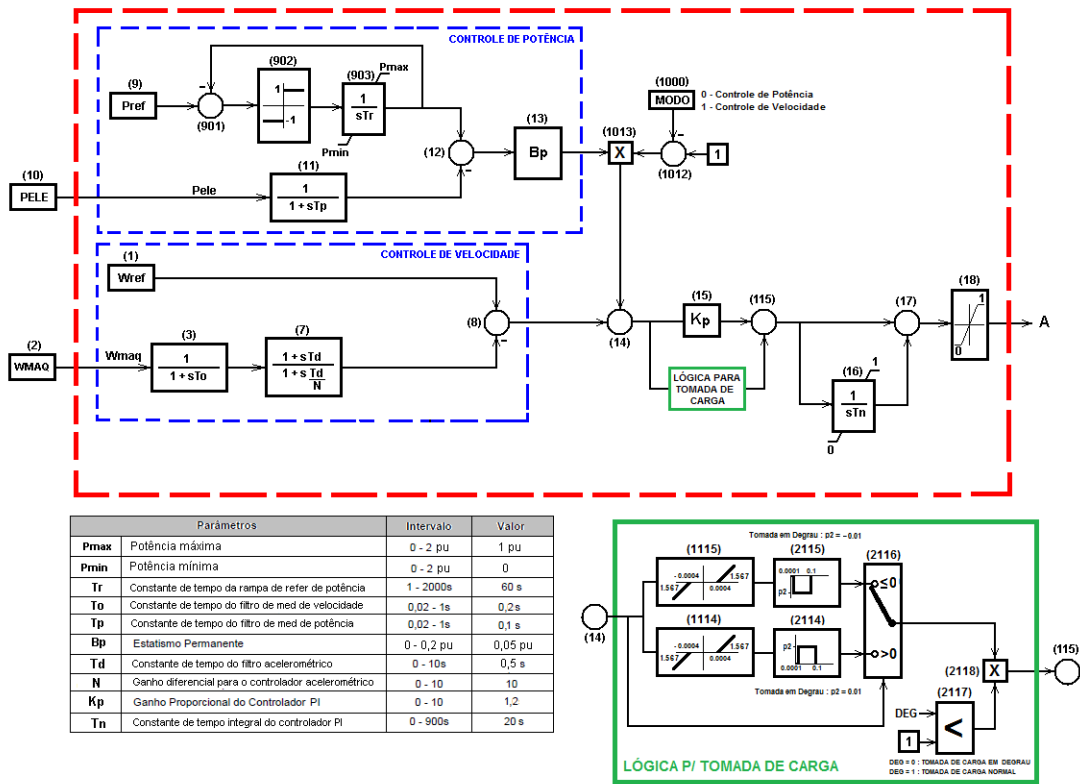
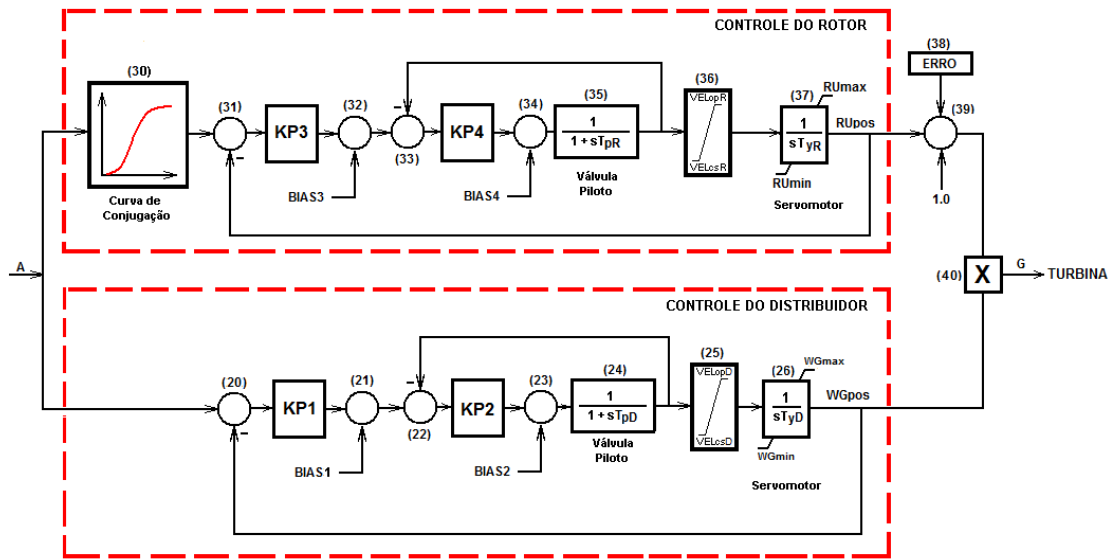


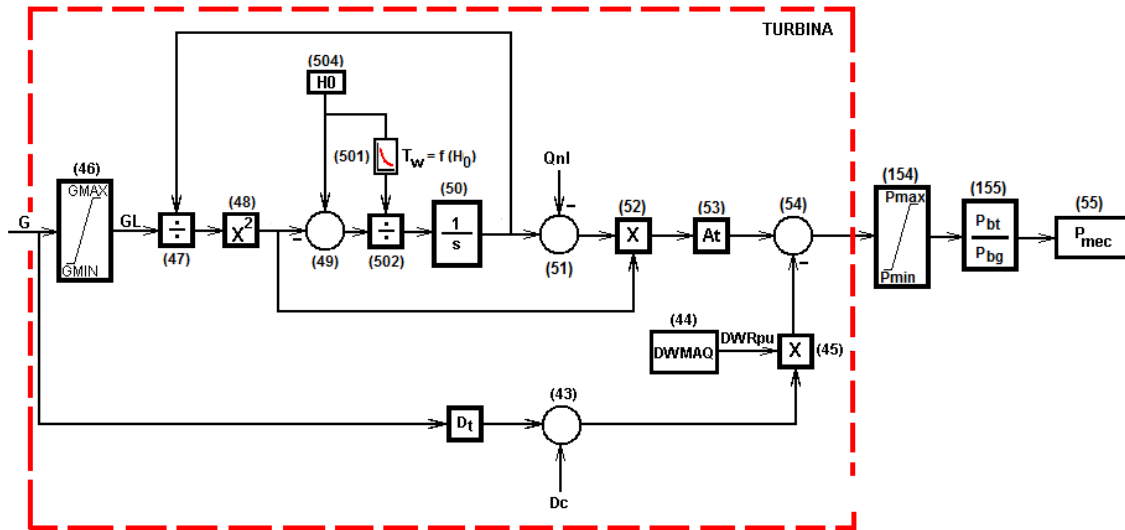
Figura 0-4 – Malha de regulação de potência e de velocidade (Fonte: ONS)



Curva de Conjugação	
0.1	0.0
0.11	0.0001
0.22	0.05
0.33	0.13
0.44	0.25
0.56	0.38
0.67	0.55
0.78	0.83
0.89	0.99
1.0	1.0

Parâmetros	Intervalo	Valor	
Kp1	Ganho Proporcional da Malha de Controle do Servomotor do Distribuidor	0,1 – 20	15,0
Bias1	Posição de equilíbrio da malha de posicionamento do servomotor do Distribuidor	0 - 100%	50%
Kp2	Ganho Proporcional da Malha de Controle da Válvula Principal (distribuidora) do Distribuidor	0,1 – 20	5,0
Bias2	Posição de equilíbrio da malha de posicionamento da válvula principal do Distribuidor	0 - 100%	50%
TpD	Const de Tempo da Válvula Piloto do Distribuidor	-	0,05 s
TyD	Const de Tempo do Servomotor do Distribuidor	-	10,0 s
VELopD	Veloc de Abertura do Servomotor do Distribuidor	-	0,10 s ⁻¹
VELcsD	Veloc de Fecham do Servomotor do Distribuidor	-	-0,10 s ⁻¹
WUmax	Abertura máxima do servomotor do Distribuidor	-	100%
WUmin	Abertura mínima do servomotor do Distribuidor	-	0%
Kp3	Ganho Proporcional da Malha de Controle do Servomotor do Rotor	0,01 - 20	25,0
Bias3	Posição de equilíbrio da malha de posicionamento do servomotor do Rotor	0 - 100%	50%
Kp4	Ganho Proporcional da Malha de Controle da Válvula Principal do Rotor	0,01 - 20	4,0
Bias4	Posição de equilíbrio da malha de posicionamento da válvula principal do Rotor	0 - 100%	50%
TpR	Constante de Tempo da Válvula Piloto do Rotor	-	0,05 s
TyR	Constante de Tempo do Servomotor do Rotor	-	30,0
VELopR	Velocidade de Abertura do Servomotor do Rotor	-	0,10 s ⁻¹
VELcsR	Velocidade de Fecham do Servomotor do Rotor	-	-0,10 s ⁻¹
RUmax	Abertura máxima do Servomotor do Rotor	-	100%
RUmin	Abertura mínima do Servomotor do Rotor	-	0 %

Figura 0-5 – Malha de posicionamento do distribuidor e das pás do rotor (Fonte: ONS)



Parâmetros		Valor
H₀	Queda inicial	0.648 – 1.81
G_{max}	Abertura máxima do gate	2.0
G_{min}	Abertura mínima do gate	0
T_w	Constante de tempo da água	f(H ₀)
Q_{n1}	Vazão em vazio	0.2
At	Ganho da turbina	1.367
D_t	Amort da turbina depend da abert do distribuidor	0.5
D_c	Amort da turbina independ da abert do distribuidor	0.0
P_{max}	Potência máxima da turbina	1.0
P_{min}	Potência mínima da turbina	0
P_{bg}	Potência base do gerador	82.5
P_{bt}	Potência base da turbina	74.25

H ₀	T _w
0.648	3.38
1.0	0.264
1.81	0.82

Figura 0-6 – Modelo da turbina (Fonte: ONS)