

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Victor Vieira da Freiria

Análise do Sistema Especial de Proteção da UHE Belo Monte e do sistema HVDC associado,
sob o ponto de vista da estabilidade transitória

Florianópolis

2021

Victor Vieira da Freiria

Análise do Sistema Especial de Proteção da UHE Belo Monte e do sistema HVDC associado,
sob o ponto de vista da estabilidade transitória

Trabalho Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Dr.

Co-orientador: Prof, Diego Issicaba, Dr.

Florianópolis

2021

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Freiria, Victor

Análise do Sistema Especial de Proteção da UHE Belo Monte e do sistema HVDC associado, sob o ponto de vista da estabilidade transitória / Victor Freiria ; orientador, Antonio Felipe da Cunha Aquino, coorientador, Diego Issicaba, 2021.

103 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2021.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Engenharia elétrica. 3. Sistemas Especiais de Proteção. 4. Sistemas HVDC. 5. Usina hidrelétrica de Belo Monte. I. Felipe da Cunha Aquino, Antonio . II. Issicaba, Diego. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Victor Vieira da Freiria

Título: Análise do Sistema Especial de Proteção da UHE Belo Monte e do sistema HVDC associado, sob o ponto de vista da estabilidade transitória

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharelem Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 08 de novembro de 2021.

Prof. Jean Vianeite Leite, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Antonio Felipe da Cunha Aquino, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Diego Issicaba, Dr.
Coorientador
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Eng. Eletricista Guido Rossetto Moraes, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina


Eng. Eletricista Anderson Rotay Gaspar
Operador Nacional do Sistema Elétrico

AGRADECIMENTOS

Inicialmente agradeço aos meus familiares, em especial os meus pais, Rosilene e Ivair, pelos ensinamentos e proporcionar oportunidades ao longo da vida. Da mesma forma agradecer meus avós, Manoel e Silvia, meu irmão Lucas e aos demais membros de minha família que sempre me deram suporte.

Aos Professores Antonio Felipe da Cunha de Aquino e Diego Issicaba pelo apoio e orientação dada na realização deste trabalho, pela confiança e ensinamentos repassados durante o trabalho e também minha participação no LabPlan (Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica).

Aos meus amigos e colegas do LabPlan pela parceria e conhecimento repassado durante esse período de convívio.

RESUMO

O Sistema Especial de Proteção (SEP) tem uma forte relação com a operação do sistema elétrico de potência, atuando para evitar que parte do sistema elétrico, ou o sistema por completo, entre em colapso. Desta forma, o SEP possibilita uma otimização na operação dos sistemas elétricos de potência, ao permitir maior exploração das redes de transmissão, ao agregar maiores níveis de segurança operacional e ao viabilizar o uso mais econômico da rede elétrica. SEPs destinados ao controle da estabilidade transitória apresentam requisitos especiais de tempo de atuação, pois estão associados a fenômenos mais rápidos, os quais, em alguns casos, são capazes de gerar a perda de estabilidade do sistema. Posto isso, primeiramente, realizou-se o levantamento dos principais SEPs no SIN destinados ao controle da estabilidade transitória, caracterizando cada um destes SEPs e a severidade das contingências associadas, determinada a partir das acelerações das máquinas síncronas do SIN. Por fim, foram examinados os efeitos de alterações de parâmetros do SEP da UHE Belo Monte na estabilidade transitória do SIN, como análise da aplicação de curtos-circuitos, da variação do tempo de atuação (latência), da transferência de potência entre os bipolos do sistema HVDC da UHE Belo Monte e da configuração da rede elétrica. Os resultados das alterações dos parâmetros do SEP da UHE Belo Monte permitem observar a influência de cada parâmetro na ação de controle do próprio SEP e, também, no desempenho transitório do SIN. Além disso, os resultados fornecem indicações qualitativas para concepção das referências do SEP para controle da estabilidade transitória.

Palavras-chave: Sistemas Especiais de Proteção; Sistema Interligado Nacional; Sistema HVDC; UHE Belo Monte; Estabilidade transitória.

ABSTRACT

The Special Protects Schemes (SPS) has a strong relationship with the operation of electric power system, acting to avoid that part of the electrical system, of the entire system, collapses. In this way, SPS makes it possible to optimize the operation of electric power system, by allowing greater exploration of power transmission networks, by adding greater levels of operational security and by enabling more economical use of the electrical network. SPS for transient stability control have special parameters of time of actuation, as they are associated with faster phenomes, which, in some cases, are capable of causing the system lose its stability. That said, first, a survey was carried out of the main SPS for transient stability control of the BIPS, in order to characterize each of these SPS and the severity of associated contingencies, determined by acceleration of synchronous machines of BIPS. Finally, the effects of changing parameters of the SPS of hydroelectric plant of Belo Monte in the transient stability of BIPS, as analyze of short-circuit application, as variation of actuation time (latency), as power transfer between HVDC system's bipoles of hydroelectric plant of Belo Monte and as changing the electric grid. The result of parameter changes of SPS of hydroelectrical plant of Belo Monte allows to observe the influence of each parameter in the SPS action control and, also, in transient performance of BIPS. Furthermore, the results supply qualitative indications in the conception of references of SPS for transient stability control.

Keywords: Special Protects Schemes. Brazilian Interconnected Power System. HVDC System. Hydroelectric Plant of Belo Monte. Actuation Time. Short-Circuit. Power Transference, Bipole Xingu-Estreito. Bipole Xingu-Terminal Rio.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Classificação de estabilidade de sistemas de potência.....	20
Figura 2 Capacidade instalada no SIN prevista para 2024.....	24
Figura 3 Sistema de transmissão do SIN.....	25
Figura 4 Principais blocos de geração e interligações entre sistemas.....	26
Figura 5 Número de SEPs em operação no SIN (2002 a 2019)	26
Figura 6 Troncos de transmissão com SEPs para controle da estabilidade transitória	27
Figura 7 Diagrama esquemático das interligações Norte-Nordeste, Norte-Sudeste e Sudeste-Nordeste	29
Figura 8 Diagrama esquemático do tronco de escoamento da geração do complexo Teles Pires (MT).....	33
Figura 9 Diagrama esquemático entre SE Colinas e Serra da Mesa 2.....	36
Figura 10 Diagrama esquemático entre SE Serra da Mesa e SE Itumbiara	37
Figura 11 Diagrama esquemático do tronco de escoamento de geração da UHE Itaipu 60 Hz	40
Figura 12 Principais fluxos entre os subsistemas do SIN, para o caso NexpSE	48
Figura 13 Principais fluxos entre os subsistemas do SIN, para o caso SEimpMax.....	48
Figura 14 Potência acelerante.....	54
Figura 15 Frequência das máquinas síncronas	54
Figura 16 Aceleração	54
Figura 17 Defasagem angular entre os rotores das máquinas do grupo 30 da UHE Belo Monte e a UHE Itumbiara	54
Figura 18 Frequência das máquinas síncronas do grupo 30 de geração da UHE Belo Monte	56
Figura 19 Defasagem angular entre os rotores das máquinas do grupo 30 da UHE Belo Monte e a UHE Itumbiara	56
Figura 20 Potência acelerante.....	58
Figura 21 Frequência das máquinas síncronas	58
Figura 22 Aceleração das máquinas síncronas	58
Figura 23 Defasagem angular entre os rotores das máquinas de UHE Peixe e a UHE Itumbiara	58
Figura 24 Potência acelerante.....	62
Figura 25 Frequência das máquinas síncronas	62

Figura 26 Aceleração das máquinas síncronas	62
Figura 27 Defasagem angular entre os rotores das máquinas do grupo 30 da UHE Belo Monte e a UHE Itumbiara	62
Figura 28 Potência acelerante.....	64
Figura 29 Frequência das máquinas síncronas	64
Figura 30 Aceleração das máquinas síncronas	64
Figura 31 Defasagem angular entre os rotores das máquinas do grupo 30 da UHE Peixe Angical e a UHE Itumbiara.....	64
Figura 32 Potência acelerante.....	67
Figura 33 Frequência das máquinas síncronas	67
Figura 34 Aceleração das máquinas síncronas	67
Figura 35 Defasagem angular dos rotores das UHEs para a abertura LT 500 kV Paranaíta-Cláudia C1/C2	67
Figura 36 Potência acelerante UHE Itaipu 60 Hz.....	69
Figura 37 Frequência da máquina da UHE Itaipu 60 Hz	69
Figura 38 Aceleração UHE Itaipu 60 Hz	69
Figura 39 Defasagem angular entre rotores das máquinas síncronas da UHE Itaipu 60 Hz e a UHE Ilha Solteira.....	69
Figura 40 Defasagem angular entre rotores das máquinas síncronas da UHE Belo Monte e UH Itumbiara para aplicação de diferentes curtos-circuitos.....	74
Figura 41 Defasagem angular entre rotores das máquinas síncronas da UHE Belo Monte e UHE Itumbiara (tempo de atuação 150ms).....	76
Figura 42 Frequência do SIN (tempo de atuação 150ms).....	76
Figura 43 Frequência do SIN (detalhe)	76
Figura 44 Tensão nas barras de 500 kV Xingu, Estreito, Terminal Rio, Tucuruí e Serra da Mesa	76
Figura 45 Defasagem angular das máquinas da UHE Belo Monte em relação à UHE Itumbiara (tempo de atuação de 272ms).....	77
Figura 46 Defasagem angular das máquinas da UHE Belo Monte em relação à UHE Itumbiara (tempo de atuação de 273ms).....	77
Figura 47 Defasagem Ângulo entre os rotores máquinas síncronas da UHE Belo Monte e UHE Itumbiara (tempo de atuação de 10ms)	78
Figura 48 Frequência do SIN (tempo de atuação de 10ms)	78
Figura 49 Frequência do SIN (detalhe) (tempo de atuação de 10ms)	78

Figura 50 Frequência do SIN (detalhe) (tempo de atuação de 150ms).....	78
Figura 51 Defasagens angular entre rotores das máquinas síncronas da UHE Belo Monte e UHE Itumbiara para diferentes tempos de atuação	80
Figura 52 Defasagens angular entre rotores das máquinas síncronas da UHE Belo Monte e UHE Itumbiara para diferentes tempos de atuação	80
Figura 53 Máxima transferência de potência para o bipolo Xingu-Terminal Rio.....	82
Figura 54 Fluxo de potência ativa dos bipolos	83
Figura 55 Defasagens angulares entre rotores das máquinas da UHE Belo Monte e UHE Itumbiara para os casos com e sem transferência de potência	83
Figura 56 Defasagem angular entre rotores das máquinas síncronas da UHE Belo Monte e UHE Itumbiara com e sem transferência de potência e diferentes cortes de máquinas	84
Figura 57 Defasagem angular das máquinas de Belo Monte para corte de 7 máquinas.....	85
Figura 58 Defasagem angular entre rotores das máquinas síncronas da UHE Belo Monte e UHE Itumbiara para diferentes cortes de geração	85
Figura 59 Fluxo de potência nos bipolos	86
Figura 60 Defasagem angular entre rotores das máquinas síncronas da UHE Belo Monte e UHE Itumbiara	86
Figura 61 Defasagens angulares entre rotores máquinas síncronas da UHE Belo Monte e UHE Itumbiara para diferentes patamares de transferência de potência	87
Figura 62 Representação da LT Xingu-Serra Pelada-Miracema e Xingu-Serra da Mesa-Itacaiúnas.....	88
Figura 63 Potência acelerante das máquinas síncronas da UHE Belo Monte (grupo 30)	89
Figura 64 Frequência das máquinas síncronas	89
Figura 65 Aceleração das máquinas síncronas da UHE Belo Monte (grupo 30).....	89
Figura 66 Incremento de defasagem angular entre os rotores das máquinas da UHE Belo Monte (grupo 30) e a UHE Itumbiara.....	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Atuação da lógica 3	31
Tabela 2 Lógica de corte de geração para abertura dupla no tronco 500 kV	34
Tabela 3 Lógica de corte de geração para abertura tripla LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa C1/C2 e LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2	35
Tabela 4 Lógica de corte de geração para abertura dupla LT 500 kV Samambaia – Itumbiara e LT 500 kV Samambaia - Emborcação.....	36
Tabela 5 Lógica de corte de geração para contingência na LT 765 kV Foz do Iguaçu - Ivaiporã	39
Tabela 6 Lógica de corte de geração para contingência na LT 765 kV Ivaiporã - Itaberá.....	40
Tabela 7 Acelerações de referência para os geradores submetidos a curto-circuito trifásico..	51
Tabela 8 Acelerações (RoCoF) para bloqueio do bipolo Xingu–Estreito com 4.000 MW, cenário Norte exportador (NexpSE)	53
Tabela 9 Acelerações (RoCoF) para bloqueio do bipolo Xingu–Terminal Rio com 4.000 MW, cenário Norte exportador (NexpSE)	53
Tabela 10 Acelerações (RoCoF) abertura tripla LT 500 kV Gurupi-Serra C1/C2 da Mesa e LT 500 kV Peixe 2-Serra da Mesa 2 com 3.442 MW, cenário Norte exportador (NexpSE)	56
Tabela 11 Acelerações (RoCoF) abertura dupla LT 500 kV Samambaia–Itumbiara e LT 500 kV Samambaia–Emborcação com 1.098 MW, cenário Norte exportador (NexpSE)	57
Tabela 12 Acelerações (RoCoF) para bloqueio do bipolo Xingu–Estreito com 4.000 MW, cenário Sudeste importador (SeimpMax).....	59
Tabela 13 Acelerações (RoCoF) para bloqueio do bipolo Xingu–Terminal Rio com 4.000 MW, cenário Sudeste importador (SEimpMax).....	60
Tabela 14 Acelerações (RoCoF) abertura tripla LT 500 kV Gurupi-Serra C1/C2 da Mesa e LT 500 kV Peixe 2-Serra da Mesa 2 com 3.844 MW, Sudeste importador (SEimpMax)	62
Tabela 15 Acelerações (RoCoF) abertura dupla LT 500 kV Samambaia–Itumbiara e LT 500 kV Samambaia–Emborcação com 1.160 MW, Sudeste importador (SeimpMax)	63
Tabela 16 Acelerações (RoCoF) abertura dupla LT 500 kV Cláudia–Paranatinga C1/C3 com 1.766 MW, Sudeste importador (SeimpMax)	65
Tabela 17 Acelerações (RoCoF) abertura dupla LT 500 kV Paranaíta–Cláudia C1/C2 com 1.469 MW, Sudeste importador (SeimpMax)	65
Tabela 18 Acelerações (RoCoF) abertura tripla LT 765 kV Ivaiporã–Itaberá C1/C2/C3 com 5.302 MW, Sudeste importador (SeimpMax)	67

Tabela 19 Acelerações (RoCoF) abertura tripla LT 765 kV Foz do Iguaçu–Ivaiporã C1/C2/C3 com 6.092 MW, Sudeste importador (SeimpMax).....	68
Tabela 20 Maiores valores de acelerações (RoCoF) para cada UHE	70
Tabela 21 Incremento na defasagem angular na primeira oscilação das máquinas de Belo Monte	79
Tabela 22 Diferença angular da primeira oscilação nas máquinas de Belo Monte	86
Tabela 23 Parâmetros das máquinas síncronas.....	97

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANAREDE	Programa de Análise de Redes Elétricas
ANATEM	Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos
BC	<i>British Columbia</i>
CA	Corrente Alternada
CAG	Controle Automático de Geração
CC	Corrente Contínua
CLP	Controladores Lógicos Programáveis
EDF	<i>Électricité de France</i>
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
FNS	Fluxo Norte – Sudeste
FCOMC	Fluxo Miracema – Colinas
FLJMC	Fluxo Lajeado – Miracema
FSBITEB	Fluxo Samambaia – Itumbiara – Emborcação
FESIZ	Fluxo Estreito – Imperatriz
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i> (Corrente Contínua em Alta Tensão)
HVAC	<i>High Voltage Alternating Current</i>
LT	Linha de Transmissão
LTC	<i>Load Tap Changer</i> (Tap com Comutação em Carga)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PPS	Proteção de Perda de Sincronismo
SIN	Sistema Interligado Nacional
SE	Subestação
SEP	Sistema Especial de Proteção
TEPCO	<i>Tokyo Electric Power Company</i>
UHE	Usina Hidrelétrica
UG	Unidade Geradora
WAMPACS	<i>Wide Area Monitoring Protection Control Systems System</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	OBJETIVOS.....	16
1.1.1	Objetivo Geral	16
1.1.2	Objetivos Específicos	17
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO	17
2	SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO (SEP).....	18
2.1	CONCEITOS E APLICAÇÕES.....	19
2.1.1	Estabilidade Angular	20
2.1.2	Estabilidade de Frequência	22
2.1.3	Estabilidade de Tensão	22
2.2	SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO NO CONTEXTO DO SIN	24
2.2.1	SEP da UHE Belo Monte.....	28
2.2.2	SEP de Teles Pires.....	32
2.2.3	SEP Interligação Norte – Sudeste	34
2.2.4	SEP Itaipu 60 Hz.....	37
2.3	EXEMPLOS DE SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO EM OUTROS PAÍSES	41
2.3.1	Austrália.....	41
2.3.2	Canadá	41
2.3.3	França	43
2.3.4	Japão	43
2.3.5	Romênia	44
2.3.6	Rússia	44
3	SEVERIDADE DE CONTINGÊNCIAS DE TRANSMISSÃO NO SIN	46
3.1	DESCRIÇÃO DAS FERRAMENTAS, CENÁRIOS E CONTINGÊNCIAS	46
3.1.1	Ferramentas de simulação.....	46

3.1.2	Cenários examinados	47
3.1.3	Contingências simuladas	49
3.2	QUANTIFICAÇÃO DAS ACELERAÇÕES ASSOCIADAS ÀS CONTINGÊNCIAS	50
3.2.1	Referências para avaliação das simulações	51
3.2.2	Cenário Norte Exportador (NexpSE)	52
3.2.3	Cenário Sudeste Importador (SEimpMAX)	59
3.3	RESUMO DOS CASOS	69
4	EFEITO DAS AÇÕES DO SEP DA UHE BELO MONTE NA ESTABILIDADE DO SIN	71
4.1	DESCRIÇÃO DAS FERRAMENTAS, CENÁRIOS E CONTINGÊNCIAS	71
4.1.1	Ferramentas de simulação	71
4.1.2	Cenários examinados	71
4.1.3	Contingências simuladas	71
4.2	RESULTADOS	72
4.2.1	Efeitos da duração do curto-circuito na linha de corrente contínua do bipolo	72
4.2.2	Efeitos do tempo de atuação (latência) do SEP	74
	<i>Aumento do tempo de atuação (latência) do SEP</i>	<i>76</i>
	<i>Redução do tempo de atuação (latência) do SEP</i>	<i>77</i>
	<i>Resumo dos casos analisados</i>	<i>78</i>
4.2.3	Efeito da transferência de potência entre bipolos na atuação do SEP	81
	<i>Redução do número de máquinas desconectadas</i>	<i>82</i>
	<i>Variação do montante de potência transferida</i>	<i>85</i>
4.2.4	Efeito da configuração da rede elétrica nas referências para atuação do SEP	87
5	CONCLUSÃO	91
	REFERÊNCIAS	94
	ANEXO A – Dados de máquinas síncronas	97

1 INTRODUÇÃO

A função básica dos sistemas de potência é fornecer grandes blocos de energia aos centros de consumo por meio de um sistema de transmissão. O sistema brasileiro, em especial, necessita de um sistema de transmissão compatível com as grandes distâncias existentes entre os centros de geração e os centros de maior carga, característica típica de um sistema predominantemente hidráulico (HONÓRIO, 2004).

A crescente demanda por energia elétrica provoca inevitavelmente a necessidade de expansão e modernização dos sistemas elétricos. Acompanhado a isto, o setor elétrico brasileiro vem sofrendo diversas mudanças no decorrer dos últimos anos. Entre os fatores, podem ser citados: o apelo ambiental para a transição para uma matriz energética mais renovável, com a implantação de parques de geração fotovoltaica e eólica, além de usinas térmicas à biomassa; as crises energéticas devidas aos efeitos das mudanças climáticas nas vazões; a implementação de geração distribuída, a qual permite que o consumidor gere a própria energia; ou pela evolução nos critérios de operação e transmissão. Estes fatores tornam o fornecimento de energia um grande desafio.

No caso brasileiro, em particular, há ainda as dificuldades para realização de obras de geração e de transmissão previstas no planejamento do sistema elétrico, o que pode afetar a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Tais atrasos fazem com que se tenha que explorar os limites do SIN ao máximo. Destaca-se, também, a tendência de flexibilização dos critérios de operação do sistema elétrico, por exemplo o critério “n” adotado em situações de hidrologia desfavorável, o que pode diminuir a robustez do sistema de transmissão, tornando-o mais suscetível a contingências capazes de gerar grandes perturbações no SIN. Essa é uma constante preocupação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela operação do SIN (GUARINI, 2009). Neste contexto, os Sistemas Especiais de Proteção (SEPs) auxiliam a operação do sistema elétrico, pois realizam ações para a preservação de sua integridade.

Nesse contexto, a monitoração contínua e proteção do SIN contra eventos de impacto sistêmico assume cada vez maior importância, em razão da operação do sistema próxima aos limites de transmissão. Através de esquemas confiáveis e eficientes, é possível aumentar a capacidade do SIN em suportar ou reduzir os impactos de contingências severas, tornando o desempenho do sistema satisfatório frente a estes eventos, e também aumentar a

confiabilidade no suprimento de energia. Busca-se, por exemplo, preservar o equilíbrio entre carga e geração e evitar situações que podem levar a perda de estabilidade do sistema.

No contexto atual do SIN, a utilização dos SEPs é indispensável, sendo estes sistemas implementados em diversos pontos do SIN nos últimos anos (ONS, 2019). A infraestrutura de muitos SEPs instalados tem como base relés e Controladores Lógicos Programáveis (CLPs), mediante a medição de parâmetros do sistema elétrico. Atualmente, são mais comumente compostos por Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED), que são unidades multifuncionais para proteção, controle, automação, medição, e monitoramento dos sistemas elétricos.

Em relação aos requisitos de desempenho dos SEPs, assim como qualquer sistema de proteção, deve-se apresentar os seguintes requisitos técnicos: confiabilidade, seletividade, sensibilidade e velocidade de atuação. A confiabilidade é caracterizada pela garantia que a proteção irá atuar somente para a anormalidade para que foi desenvolvida e não irá atuar para anormalidades em que ela não foi desenvolvida. A seletividade é definida como a capacidade da proteção de isolar apenas elementos do sistema que estão em falta ou aqueles necessários para mitigar a contingência, com o intuito de não realizar atuações desnecessárias. No quesito de sensibilidade, define-se que o sistema de proteção deve ser sensível e possuir a capacidade de operar em condições anormais. Por fim, a proteção deve apresentar um tempo de atuação adequado no que se refere ao processo de aquisição, processamento e envio de sinais que possibilitam a atuação da proteção, devendo este processo realizado no menor tempo possível.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

O presente trabalho tem o objetivo principal a analisar o SEP associado aos elos HVDC da usina hidrelétrica (UHE) Belo Monte, bipolos 800 kVcc Xingu – Estreito e Xingu – Terminal Rio, com foco principal nos aspectos sistêmicos e parâmetros que afetam o desempenho da Lógica 3, no que se refere à estabilidade transitória do SIN. Neste sentido, os resultados de maior interesse são as avaliações a respeito da influência dos seguintes parâmetros: (i) aplicação de curto-circuito; (ii) tempos de atuação do SEP, ou seja, latência total até a efetivação do desligamento de unidades geradoras; (iii) montantes de potência

processo de transferência de potência entre os bipolos; e, também, (iv) alterações na configuração da rede elétrica.

1.1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Fundamentação teórica de artigos e livros para embasamento do trabalho;
- Levantamento dos principais SEPs de controle de estabilidade do SIN;
- Levantamento da utilização de SEPs em outros sistemas elétricos;
- Análise comparativa da severidade de contingências nos principais troncos de transmissão do SIN, em relação à estabilidade transitória.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho está organizado em cinco capítulos, conforme descrito a seguir. No capítulo 2 apresenta-se uma revisão bibliográfica a respeito dos Sistemas Especiais de Proteção, trazendo os principais conceitos, funcionamento e aplicações destes sistemas, além de trazer o posicionamento dos mesmos no sistema elétrico brasileiro, realizando um levantamento dos principais SEPs no Brasil e, por fim, realiza-se um breve levantamento da aplicação de SEPs em sistemas elétricos em outros países. O capítulo 3 é referente a primeira etapa das simulações, na qual se propõem analisar a severidade das contingências aplicadas aos principais troncos de transmissão do sistema elétrico brasileiro. No capítulo 4 realiza-se a segunda etapa de simulações, a qual se propõem analisar a relação causa e efeito no desempenho transitório do SIN, do SEP da UHE Belo Monte e a severidade das contingências aplicadas ao se alterar características das ações de controle deste SEP e da rede elétrica. Por fim, no capítulo 5 apresentam-se as conclusões dos estudos, destacando as contribuições deste trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

2 SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO (SEP)

Os SEPs são sistemas que, ao detectar uma condição anormal de operação do sistema elétrico ou múltiplas contingências, realiza ações automáticas para preservar o sistema elétrico, seus equipamentos ou linhas de transmissão (LTs) (ONS, 2020a). Os SEPs podem, por exemplo, atuar para limitar ou eliminar sobrecargas nos elementos do sistema elétrico, preservando a integridade de equipamentos e linhas de transmissão. Além disso, podem por meio de ações automáticas evitar a propagação de distúrbios, tarefa que pode exigir tempos de atuação reduzidos, da ordem de dezenas de milissegundos. Estas ações de controle podem gerar alterações na geração ou na própria configuração do sistema com o intuito de manter o sistema estável, dentre elas destaca-se: desligamento de unidades geradoras ou de linhas de transmissão, corte de cargas, desligamento de elementos de compensação *shunt*, aumento de potência de sistemas HVDC.

Embora cada SEP possua um objetivo específico, o seu objetivo principal é manter a integridade do sistema elétrico frente a eventos que possam resultar em instabilidade ou no desligamento em cascata de equipamentos. Entre os objetivos secundários estão os de controlar sobrecargas em LTs, evitar sobretensões que possam colocar em risco equipamentos, controlar subfrequências ou sobretensões que resultem em cortes de carga. A resposta do sistema para tais perturbações ocorre através de variações de frequência, tensão e ângulos das máquinas. Para controlar estes distúrbios, os SEPs permitem que o sistema, na configuração pós-contingência, disponha dos recursos para que sua integridade seja mantida, a depender da natureza da contingência.

Usualmente, os SEPs agem após uma perturbação severa para o sistema elétrico. O seu funcionamento está tipicamente baseado em medidas elétricas (tensões, correntes e potência, por exemplo) e no estado (aberto, fechado) de disjuntores, informações fornecidas pelos sistemas de supervisão. Após o recebimento destas informações, ocorre a etapa de processamento destes dados e atuação do sistema de tomada de decisão que irá avaliar as opções e iniciar as ações de controle. Por fim, têm-se as ações de controle que serão tomadas dependendo do cenário analisado.

2.1 CONCEITOS E APLICAÇÕES

De uma forma geral, os estudos de planejamento da expansão e operação elétrica na definição das obras necessárias para a rede de transmissão têm como base o critério de perda simples de um elemento da rede, denominado critério “n-1”, o qual é aplicado no SIN e em diversos outros sistemas elétricos de potência. Neste critério os sistemas elétricos de potência devem ser capazes de suportar a perda de qualquer elemento, de forma não simultânea, sem que ocorra a interrupção do fornecimento de energia e sem que os padrões mínimos para suprimento às cargas sejam violados. Adicionalmente, o critério “n-2” tem sido adotado em grandes troncos de transmissão e interligações entre subsistemas do SIN, na busca por uma operação mais segura entre regiões Norte, Nordeste, Sudeste-Centro Oeste e Sul do Brasil. No critério “n-2”, os sistemas elétricos de potência devem ser capazes de suportar perdas simultâneas, para linhas de transmissão de mesma torre e mesma faixa de passagem (ONS, 2021e).

A alteração deste critério para “n-k”, onde o sistema deve suportar contingências múltiplas e simultâneas, resultaria num sistema seguro e redundante, porém com elevado custo para sua implementação e operação. Somado a isto, restrições ambientais e físicas impõem dificuldades para a expansão dos sistemas de geração e transmissão. A combinação destas circunstâncias não torna possível a construção de um sistema totalmente imune a perturbações. No contexto do desempenho elétrico, faz-se necessário a utilização de SEPs que irão manter a segurança do sistema ao minimizar o efeito de contingências múltiplas, assim, reduzindo os seus impactos e evitando a propagação das perturbações ao longo do sistema (AQUINO et al, 2010).

Tipicamente, a instalação dos sistemas especiais de proteção é justificada quando há possibilidades de perda da integridade do sistema elétrico devido a ocorrência dos seguintes fenômenos, isolados ou combinados: instabilidade angular, instabilidade de frequência, instabilidade de tensão e desligamento em cascata.

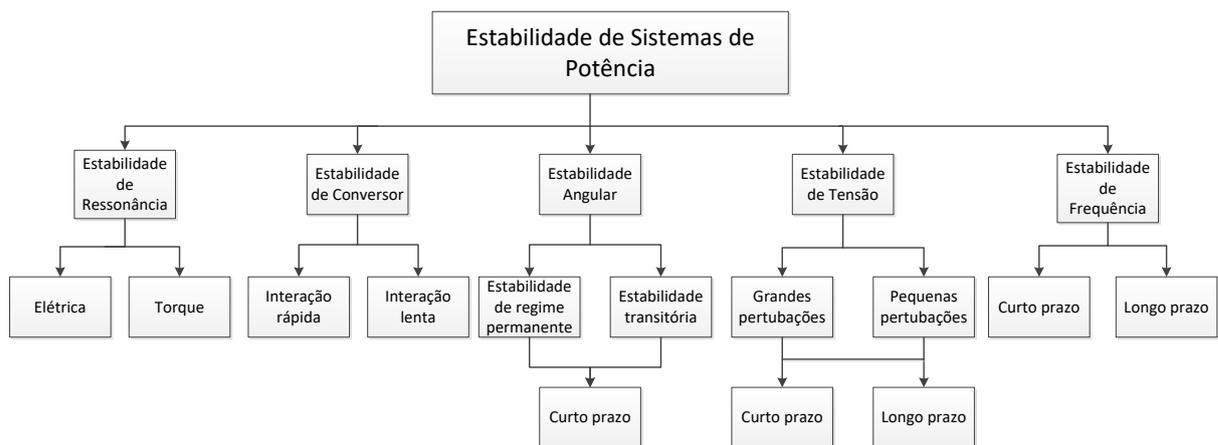
Além da natureza dos eventos, a estrutura do sistema elétrico pode ser um fator agravante para os efeitos destes fenômenos. As consequências destes fenômenos podem ser ampliadas ou atenuadas de acordo com as características do sistema. De forma geral, o sistema de transmissão pode ser dividido em sistemas de transmissão densamente malhados (geração e carga bem distribuídas) e sistemas de transmissão pouco malhados (centros

localizados de geração e carga). Destaca-se que sistemas malhados estão mais sujeitos a problemas relacionados a sobrecarga térmica, sendo menos suscetíveis a problemas de instabilidade angular. Já sistemas pouco malhados estão mais sujeitos a problemas relacionados à estabilidade angular e à estabilidade de tensão.

Na Figura 1 está apresentada, de forma esquemática, a classificação da estabilidade dos sistemas de potência, sob o ponto de vista dos fenômenos envolvidos. Serão abordados, a seguir, aqueles fenômenos que são de maior interesse para contextualização teórica do trabalho. São eles:

- Estabilidade angular;
- Estabilidade de frequência;
- Estabilidade de tensão.

Figura 1 Classificação de estabilidade de sistemas de potência



Fonte: Hatziargyriou (2021)

2.1.1 Estabilidade Angular

A estabilidade angular é definida pela capacidade de todas as máquinas síncronas manterem o sincronismo quando submetidos a uma perturbação. Desta forma, depende da capacidade de restabelecer o equilíbrio entre o torque eletromagnético e mecânico de cada máquina síncrona do sistema após ser submetido a uma pequena ou grande perturbação (KUNDUR et al, 2004). A resposta do sistema para eventos desta natureza resultará em excursões nos ângulos dos geradores e variações nos fluxos de potência ativa e reativa, sendo influenciada pelas relações não lineares entre potência elétrica e ângulo do rotor. A

estabilidade angular é tradicionalmente classificada em estabilidade de regime permanente (ou a pequenas perturbações) e estabilidade transitória (grandes perturbações).

Estabilidade de regime permanente

A estabilidade de regime permanente, ou estabilidade angular a pequenas perturbações ou pequenos sinais, é a capacidade do sistema de potência de manter o sincronismo das suas máquinas síncronas sob ocorrências de pequenos distúrbios, como variações normais de carga ou geração, que ocorre constantemente no sistema. A instabilidade pode ocorrer de duas formas: por falta de torque de sincronismo, quando se observa um aumento aperiódico no ângulo do rotor; ou por insuficiência do torque de amortecimento, quando se observam oscilações angulares de amplitudes de crescentes (HATZIARGYRIOU et al, 2021).

Nos sistemas elétricos de potência atuais, a estabilidade a pequenas perturbações está altamente relacionada com a insuficiência de amortecimento das oscilações, como consequência – em geral - do uso de controles de tensão, especialmente os rápidos. Entretanto, este problema ainda pode ocorrer quando as máquinas síncronas operam com excitação constante ou quando são submetidas a ações dos limitadores de excitação. Além disso, o impacto da estabilidade de regime permanente pode ser de caráter local ou global. Quando de caráter local, há oscilações entre unidades geradoras de uma usina contra o restante do sistema síncrono, denominado de modos locais. Quando de caráter global, há oscilações entre grupos de máquinas síncronas, que irão operar separadamente, mas em sincronismo dentro dos grupos, denominado de modos interáreas (KUNDUR et al, 2004).

Estabilidade transitória

A estabilidade transitória (ou estabilidade a grandes perturbações) é a capacidade do sistema de potência manter o sincronismo quando submetido a contingências severas, como o curto-circuito em uma linha de transmissão ou perda de grandes blocos de geração.

A resposta do sistema quando submetido a estas condições envolve grandes excursões angulares dos rotores das máquinas síncronas do sistema e apresenta influência das relações não lineares entre potência elétrica e ângulo do rotor. Além disso, a estabilidade

transitória do sistema é dependente das condições iniciais do sistema e da severidade da contingência (KUNDUR et al, 2004).

Em sistemas de grande porte, a instabilidade ocorre usualmente de duas formas: pela aceleração relativa de um ou mais rotores, com crescimento progressivo do deslocamento angular, como sua causa principal a falta de torque de sincronismo; ou por oscilações crescentes do rotor, causadas pela superposição de diversos modos de oscilações do sistema (HATZIARGYRIOU et al, 2021).

2.1.2 Estabilidade de Frequência

A estabilidade de frequência é definida como a capacidade do sistema elétrico de potência recuperar a frequência e mantê-la dentro dos limites estipulados, após desequilíbrios significativos entre geração e carga, causados pela variação natural das cargas ou por rejeições de carga ou geração (KUNDUR et al, 2004).

O controle de frequência é realizado pelo controle de carga-frequência, o qual é executado em dois níveis. O primeiro nível é o controle primário de frequência, realizado pelos reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras. Esse controle tem como objetivo limitar variações da frequência quando há desequilíbrio entre carga e geração, com tempo de resposta na ordem de segundos. Já o segundo nível é o controle secundário de frequência, realizado pelas unidades geradoras que compõem o Controle Automático de Geração (CAG), que visa restabelecer a frequência do sistema no seu valor estipulado e manter e/ou restabelecer os intercâmbios de potência ativa aos valores estipulados, com tempo de resposta da ordem de dezenas de segundos a minutos (HATZIARGYRIOU et al, 2021) .

Caso as ações realizadas pelo controle de carga-frequência sejam incapazes de limitar as variações de frequências a níveis aceitáveis ou a reserva de potência operativa do sistema seja esgotada, há a atuação de medidas mais enérgicas como as proteções sistêmicas de subfrequência, corte de carga, e de sobrefrequência, corte de geração, a fim de restabelecer o equilíbrio carga-geração.

2.1.3 Estabilidade de Tensão

A estabilidade de tensão é caracterizada como a capacidade de um sistema manter o perfil de tensões adequados em todas as barras sob condições normais ou em condições de

distúrbio (KUNDUR et al, 2004). O estado de instabilidade de tensão se sucede quando uma perturbação resulta no aumento ou declínio progressivo da tensão nas barras do sistema. Em sistemas de transmissão está fortemente relacionado com a indisponibilidade do fornecimento de potência reativa, representado por um aumento ou redução no perfil de tensão. Tem o seu início de forma localizada com a possibilidade de se expandir por todo o sistema de potência, resultando na perda de sincronismo (HATZIARGYRIOU et al, 2021).

Usualmente a estabilidade de tensão pode ser categorizada em estabilidade de tensão para pequenas perturbações e estabilidade de tensão para grandes perturbações.

Estabilidade de tensão para pequenas perturbações

A estabilidade de tensão para pequenas perturbações, também denominada de estabilidade de tensão de regime permanente, é a capacidade do sistema de manter o perfil de tensão adequado quando submetido a pequenos distúrbios, como variações normais de carga e geração. A resposta do sistema para distúrbios desta magnitude depende das condições operativas do sistema, das características da carga e, também, dos dispositivos de controle de tensão (KUNDUR et al, 2004).

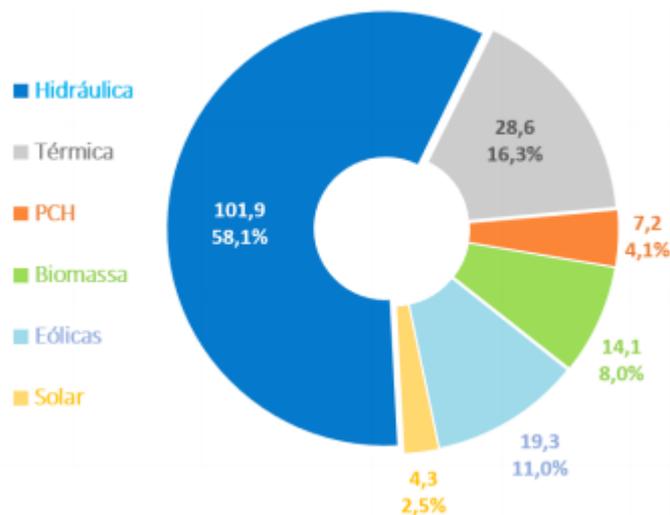
Estabilidade de tensão para grandes perturbações

A estabilidade de tensão para grandes perturbações é a capacidade do sistema de manter o perfil de tensão quando submetido a contingência severas como curtos-circuitos, perda de geração ou variações rápidas e grandes no equilíbrio carga-geração (KUNDUR et al, 2004). A resposta do sistema para distúrbios destas proporções é influenciada pelas condições de operação do sistema, características da carga, dinâmica dos sistemas de controle e os elementos de proteção do sistema.

2.2 SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO NO CONTEXTO DO SIN

O sistema elétrico brasileiro é composto por quatro subsistemas elétricos principais: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Cada subsistema relaciona-se de forma específica com o SIN, em função dos recursos energéticos disponíveis e aspectos socioeconômicos, determinante para os níveis de carga. Devido à grande disponibilidade de recursos hídricos, o sistema de produção de energia elétrica do Brasil é de caráter hidro-termo-eólico de grande porte com predominância de usinas hidrelétricas. A geração de energia está especialmente concentrada em usinas hidrelétricas, conforme ilustra a Figura 2, porém nos últimos anos houve grande expansão da geração eólica, especialmente nas regiões Sul e Nordeste, onde houve quebras de recordes de geração durante o ano de 2021 (ONS, 2021d).

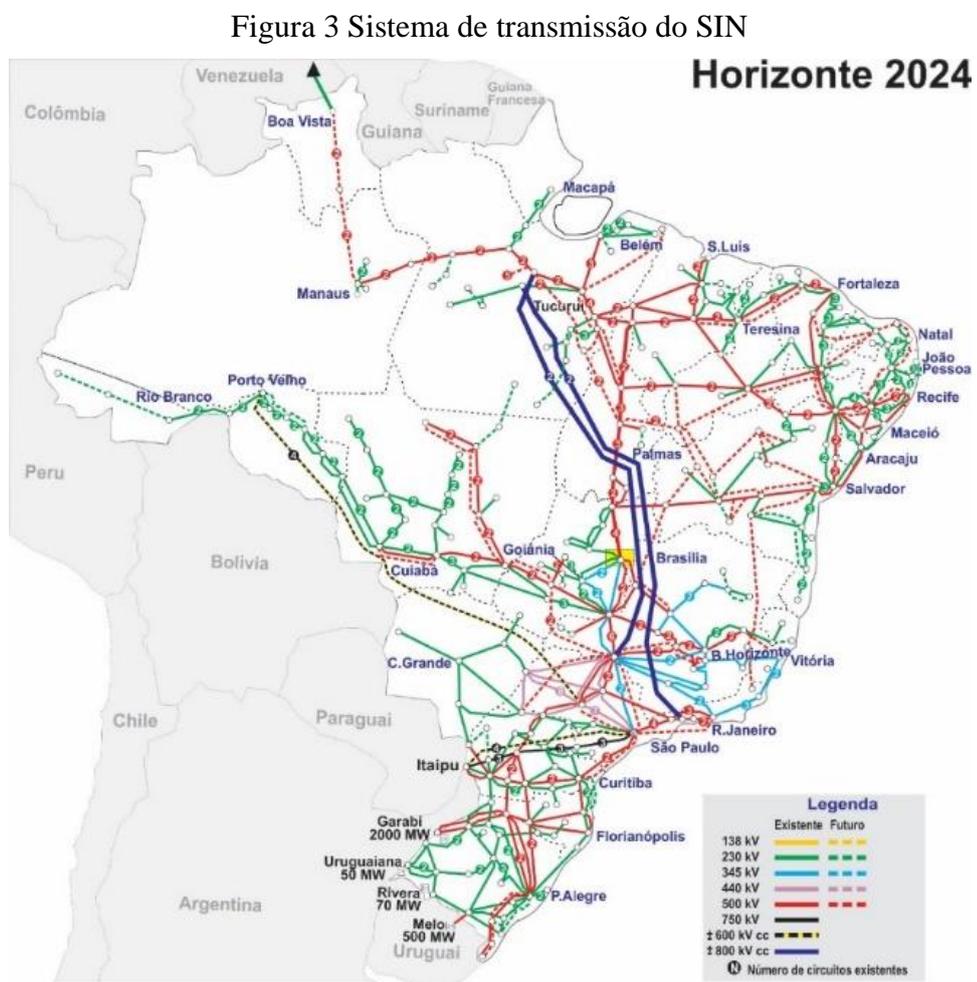
Figura 2 Capacidade instalada no SIN prevista para 2024



Fonte: ONS (2021a)

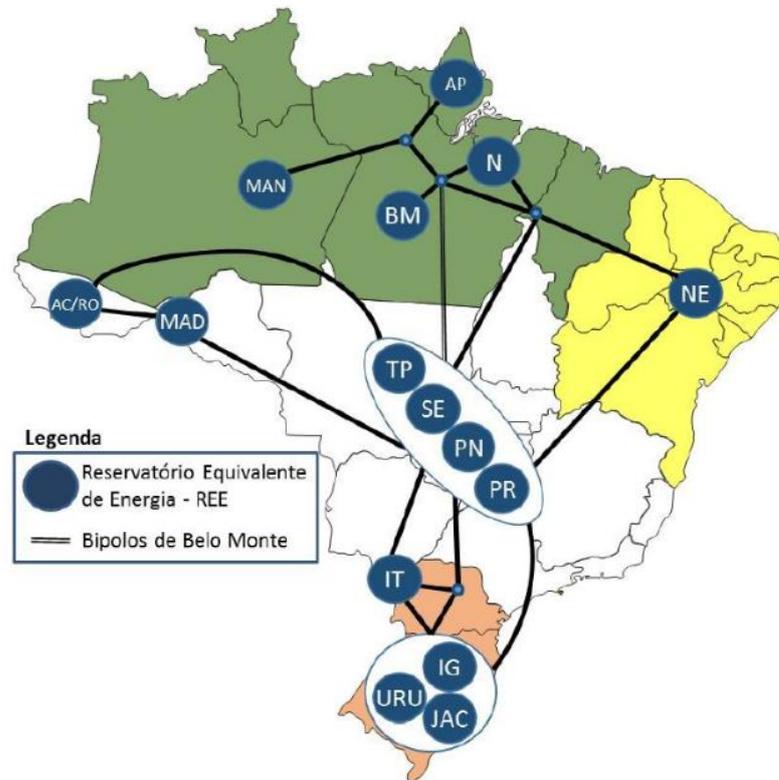
O sistema de transmissão do SIN, ilustrado na Figura 3, é responsável por conectar grandes blocos de geração ao centro de carga e pela interligação dos subsistemas. Na rede básica, utiliza-se a tecnologia *High Voltage Alternating Current* (HVAC) em níveis de 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500/525 kV e 765 kV e a tecnologia *High Voltage Direct Current* (HVDC) em níveis de 600 kV e 800 kV. Os principais centros de geração e interligações do SIN são ilustrados na Figura 4. Destaca-se as interligações entre as usinas do rio Madeira (MAD), UHE Belo Monte (BM) e UHE Itaipu 50 Hz (IT) e a região Sudeste que ocorrem através de sistemas HVDC, já o restante do sistema é através de sistemas HVAC (DECKER et al, 2020).

Na Figura 3 é possível observar que os elos HVDC constituem rotas de transmissão paralelas a linhas de transmissão de corrente alternada. Destaque para os elos HVDC de Belo Monte, que apresentam as suas estações conversoras (Xingu, Estreito e Terminal Rio) instaladas no mesmo sistema de corrente alternada. Devido a esta configuração, contingências no sistema de transmissão da UHE Belo Monte pode afetar a estabilidade eletromecânica das máquinas síncronas do SIN, podendo gerar a perda de sincronismo das unidades geradoras do Norte à perda de sincronismo em relação ao restante do SIN. Os sistemas HVDC restantes do SIN interligam usinas que operam de maneira assíncrona em relação ao restante do sistema.



Fonte: ONS (2021)

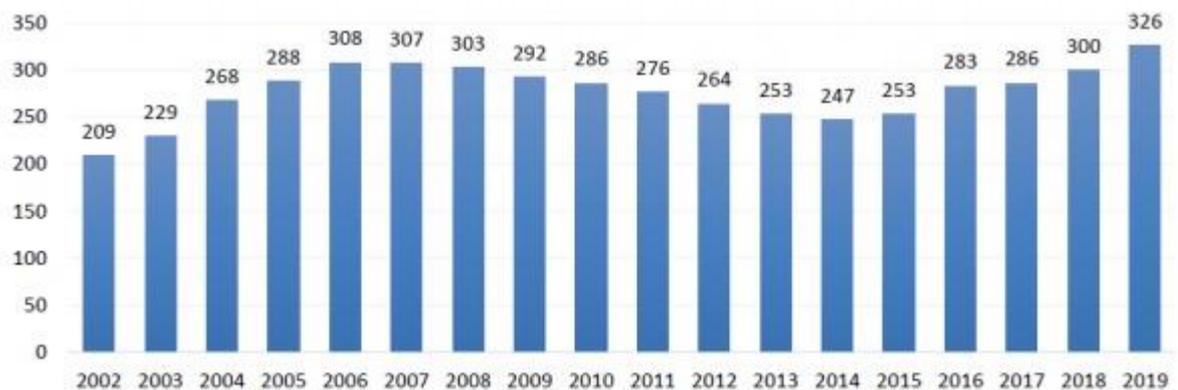
Figura 4 Principais blocos de geração e interligações entre sistemas



Fonte: ONS (2019c)

Para fazer frente às contingências no SIN, especialmente as múltiplas, há centenas de SEPs instalados. Na Figura 5 está apresentada a evolução do número de SEP instalados no SIN nos últimos 18 anos, entre 2002 e 2019 (ONS, 2019). Pode se observar que nos últimos anos houve um acréscimo nos números de SEP.

Figura 5 Número de SEPs em operação no SIN (2002 a 2019)

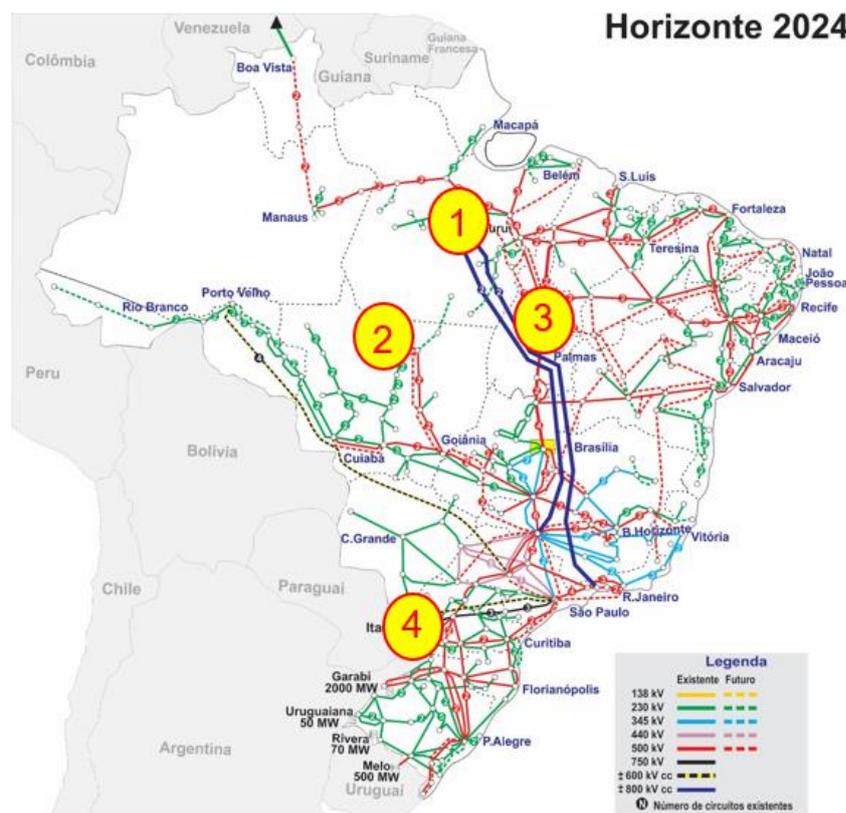


Fonte: ONS (2019a)

Entre os diversos SEPs em operação atualmente no SIN, há alguns de grande importância, por estarem relacionados a sistemas de grande capacidade de transmissão. É o caso dos SEPs associados aos troncos de transmissão indicados na Figura 6, que serão abordados a seguir. Todos eles possuem lógicas de corte de unidades geradoras para fazer frente a contingências em linhas de transmissão, concebidas para o controle de estabilidade transitória.

- SEP da UHE Belo Monte (1);
- SEP da UHE Teles Pires (2);
- SEP da Interligação Norte – Sudeste (3);
- SEP da UHE Itaipu 60 Hz (4).

Figura 6 Troncos de transmissão com SEPs para controle da estabilidade transitória



Fonte: ONS (2021)

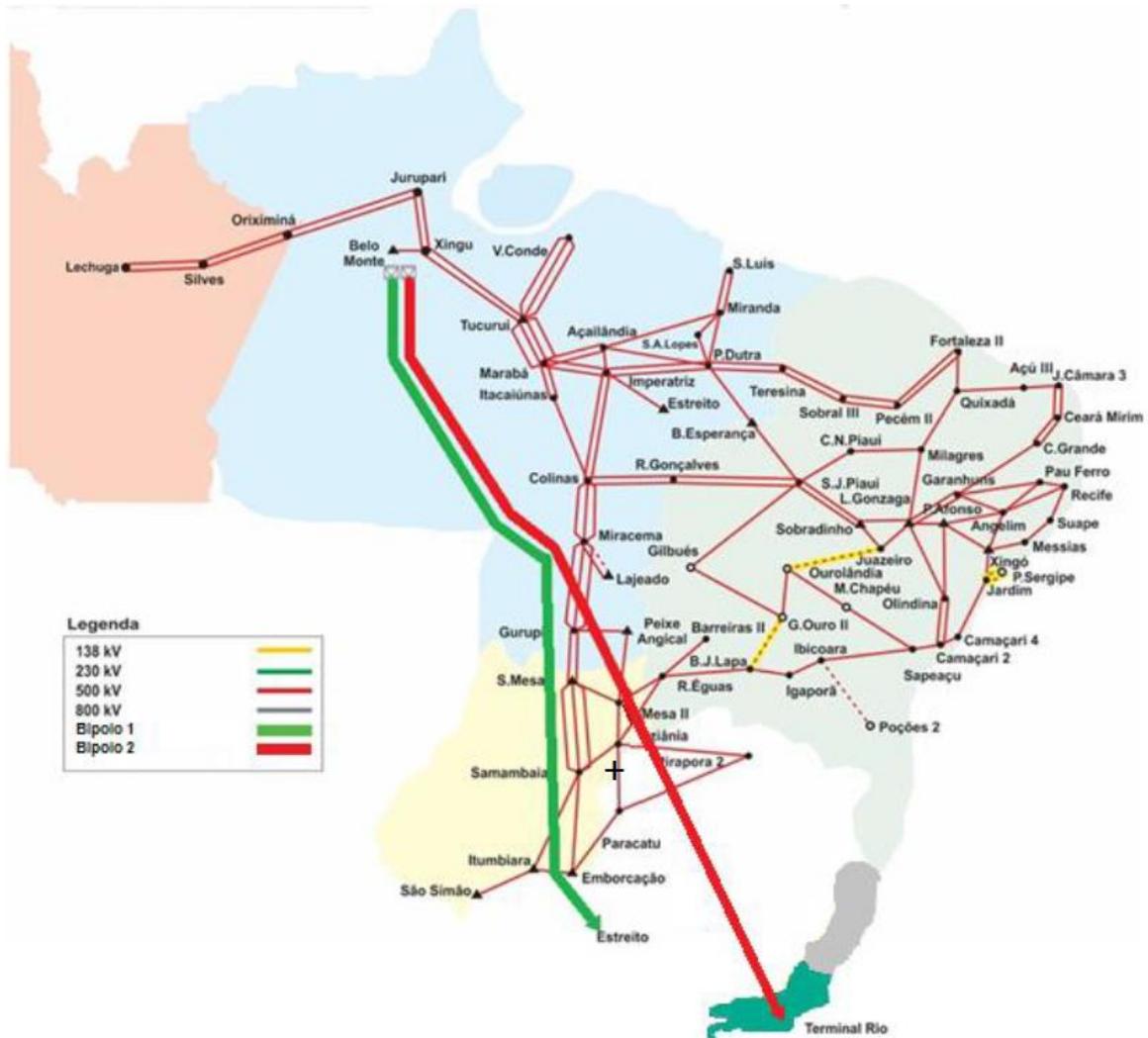
Nas próximas seções, os SEPs citados serão descritos em detalhes. Serão detalhadas as lógicas de atuação referentes ao controle de estabilidade transitória, para algumas das

contingências mais severas. O desempenho dinâmico do sistema para as contingências será ilustrado no capítulo 3, com o objetivo de caracterizar a severidade das contingências.

2.2.1 SEP da UHE Belo Monte

O sistema especial de proteção da UHE Belo Monte é um dos SEPs de grande porte em operação no SIN, já que a ocorrência de contingências neste ponto do sistema tem capacidade de causar grandes consequências para o SIN, inclusive blecautes. A UHE Belo Monte, está localizada no rio Xingu, no município de Vitória do Xingu, no estado do Pará, com conexão na Rede Básica na SE Xingu 500 kV. Possui uma capacidade de 10.998 MW por meio de dezoito unidades geradoras com 611 MW cada, operando em regime a fio d'água. Para viabilizar o escoamento de grandes blocos geração da UHE Belo Monte se fez necessário a integração dos bipolos Xingu – Estreito (2017) e Xingu – Terminal Rio (2018), conforme ilustrado na Figura 7, a capacidade máxima de transmissão para ambos os bipolos é de 4000 MW. Ressalta-se que integração da UHE Belo Monte ao SIN ocorreu sem a expansão prevista do sistema de transmissão de corrente alternada, devido a atrasos em obras importantes, que estabeleceria um caminho alternativo para o despacho da geração das usinas da região Norte, em especial para UHE Belo Monte (ONS, 2019b). Portanto, o SEP ganha uma grande relevância, de modo a assegurar a segurança do SIN, garantindo a exploração dos recursos energéticos.

Figura 7 Diagrama esquemático das interligações Norte-Nordeste, Norte-Sudeste e Sudeste-Nordeste



Fonte: ONS (2019b)

O SEP da UHE Belo Monte apresenta seis lógicas de proteção sistêmica, conforme indicadas a seguir:

- Lógica 1 – Relacionada a perdas simples no circuito na LT Xingu – Tucuruí;
- Lógica 2 – Referente à perda dupla dos circuitos da LT Xingu – Tucuruí;
- Lógica 3 – Relacionada às contingências internas ao sistema de transmissão em corrente contínua (bloqueio de bipolo);
- Lógica 4 – Referente à perda dupla nos circuitos da interligação Norte-Sudeste;
- Lógica 5 – Associada à perda de unidades da UHE Belo Monte;

- Lógica 6 – Relacionada ao isolamento da seção de barras na SE Xingu quando operando na configuração com barras separadas.

A seguir serão apresentados detalhes relativos à Lógica 3, pois entre as lógicas é a que trata das contingências mais severas sob o ponto de vista da estabilidade transitória.

Lógica 3 – Contingências internas ao sistema de transmissão em corrente contínua

A lógica 3 refere-se às contingências internas ao sistema HVDC, sendo a lógica do SEP de Belo Monte de maior interesse para o estudo deste trabalho, em especial no cenário em que a região Norte está exportando energia elétrica pelos bipolos, portanto com o fluxo de potência ativa no sentido da SE Xingu (PA) para SE Estreito (MG) e SE Terminal Rio (RJ).

Na concepção da lógica 3, considera-se que as contingências internas ao sistema HVDC (desligamento de bipolo) resultam em elevação transitória do fluxo na interligação Norte – Sudeste, sendo capaz, em alguns casos, de resultar na perda de sincronismo entre as regiões Norte/Nordeste e Sul/Sudeste, com a consequente abertura das interligações Norte – Sudeste e Sudeste – Nordeste. No cenário Norte exportador, a ação de controle necessária é o corte de geração das UHE Belo Monte e UHE Tucuruí.

A perda de somente um dos polos de qualquer dos bipolos do sistema HVDC poderá ser mitigada através da transferência de potência para o bipolo remanescente. Já a perda de um dos bipolos ou do último polo remanescente pode gerar o esgotamento de sobrecarga do outro bipolo, tornando, assim, necessária a ação de corte de geração (ONS, 2019b).

Para viabilizar o corte de geração, existem canais de comunicação redundantes para o envio da informação do fluxo de potência da interligação Norte – Sudeste ao SEP. O fluxo de potência é medido nas SE Miracema e SE Colinas. A informação do valor do fluxo da interligação Norte-Sudeste (FNS) possibilita o corte mais seletivo das unidades geradoras, uma vez que a severidade da contingência de bloqueio de bipolo depende da potência CC transmitida, mas também da potência que flui pelo sistema de corrente alternada.

A estratégia de atuação da lógica 3 é baseada no recebimento contínuo de medidas analógicas pelo Controle Mestre do SEP (ordens de potência dos bipolos, fluxo e potência no FNS e margem disponível para execução de elevação de potência no bipolo remanescente) nos sistemas CA e CC. Com base nestes valores pré-distúrbio são determinados os montantes de *Run-up* (MW), elevação da potência, a ser realizado no bipolo remanescente e o montante

de corte de geração (MW). O Controle Mestre deverá converter o montante de corte de geração (MW) em número de unidades geradoras a serem desconectadas na UHE Belo Monte, como referência os despachos individuais de cada unidade geradora, com limite de atuação de 150 milissegundos (ONS, 2019b).

A ação de corte de geração tem como objetivo de reduzir a potência acelerante que atua sobre as unidades remanescentes e, assim, garantir a estabilidade transitória do sistema (GUARINI, 2009). Apesar de ser uma ação de controle eficiente, é necessário tomar alguns cuidados, visando o aumento do desempenho e da confiabilidade do SEP. Alguns destes cuidados estão relacionados a cortes de máquinas desnecessários ou a possibilidade de ocorrência de auto excitação nas unidades remanescentes após o corte de unidades geradoras, caso ocorra rejeição de carga.

Para o SEP da UHE Belo Monte, caso o montante de potência (MW) não corresponda a um número inteiro de unidades geradoras na fila de corte, deverá ser cortada a próxima unidade (“*overtrip*”) na lista de prioridade fornecidas pela usina ao Controle Mestre.

O corte de geração para o SEP Belo Monte é feito com base nas medidas de potência CC perdida (MW), apresentados na primeira coluna, destaca-se para a primeira linha onde a potência interrompida apresenta valor negativo, para este caso, em especial, o fluxo do bipolo ocorre no sentido Estreito e Terminal Rio em direção a Xingu. Além disso, o corte de geração também é feito de acordo com as medidas de FNS (MW), onde seus patamares são apresentados nas colunas seguintes. Sendo assim, quanto maior patamar de potência interrompida, e de FNS será necessário um maior corte de geração para estabilizar o sistema, conforme a Tabela 1.

Tabela 1 Atuação da lógica 3

Potência CC Perdida (MW)	Cortes de Geração (MW)		
	FNS \leq 1500 MW	1500 < FNS \leq 3000 MW	FNS > 3000
MW \leq 0	0	540	540
0 < MW \leq 50	0	1080	1080
50 < MW \leq 100	0	1080	1620
100 < MW \leq 250	0	1620	2160
250 < MW \leq 400	0	2160	2160
400 < MW \leq 600	0	2160	3240
600 < MW \leq 800	540	2700	3240
800 < MW \leq 1000	540	3240	3780
1000 < MW \leq 1200	1080	3780	3780
1200 < MW \leq 1600	1620	3780	3780
1600 < MW \leq 2000	2160	3780	3780
2000 < MW \leq 2400	2700	3780	3780

Potência CC Perdida (MW)	Cortes de Geração (MW)		
	FNS \leq 1500 MW	1500 < FNS \leq 3000 MW	FNS > 3000
2400 < MW \leq 2800	3240	3780	3780
MW > 2800	3780	3780	3780

Fonte: ONS, 2019b

Ressalta-se que no final do período úmido, a UHE Belo Monte tenderá operar com as unidades geradoras convertidas para compensadores síncronos, isto ocorre pelo fato de ser uma usina a fio d'água. Enquanto a UHE Tucuruí continuará operando com capacidade de geração, devido à capacidade de armazenamento do seu reservatório (ONS, 2019b).

Devido a estes fatos, o corte das unidades geradoras na UHE Belo Monte pode não ser suficiente para suprir o montante de potência necessário para estabilização do sistema elétrico quando da contingência de bipolo. Dessa forma, em alguns cenários é necessário efetuar um corte complementar de máquinas na UHE Tucuruí. Para essa estratégia complementar de corte de geração, considera-se que quatro unidades da UHE Tucuruí são equivalentes a duas unidades geradoras da UHE Belo Monte.

Caso a potência a ser cortada for superior ao despacho total da UHE Belo Monte e a diferença for menor ou igual a 611 MW, será necessário realizar o corte complementar de duas unidades geradoras da UHE Tucuruí. Já para o caso em que a potência a ser cortada for superior a geração total da UHE Belo Monte e a diferença for maior que 611 MW, será necessário realizar o corte complementar de quatro unidades geradoras da UHE Tucuruí (ONS, 2019b).

2.2.2 SEP de Teles Pires

O SEP da UHE Teles Pires está instalado no estado do Mato Grosso na SE Sinop. Este empreendimento tem o objetivo de escoar a geração do complexo Teles Pires, formado pelas usinas hidrelétricas Teles Pires, São Manoel, Colíder e Sinop, bem como promover o atendimento às cargas conectadas à SE Sinop, SE Lucas do Rio Verde e SE Sorriso, conforme ilustrado na Figura 8.

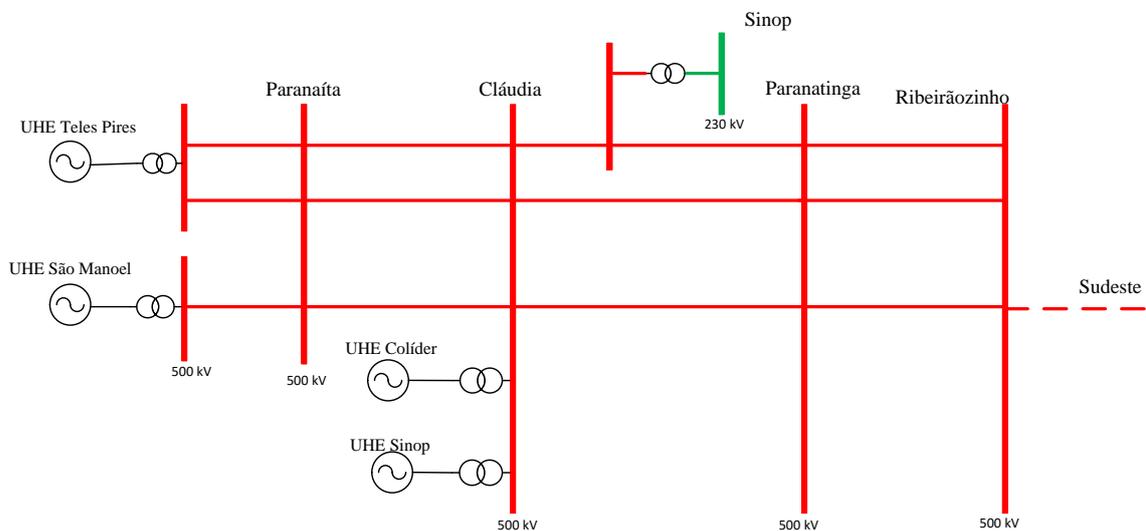
O SEP em serviço tem como finalidade garantir a estabilidade do sistema e evitar sobretensões quando submetido a contingências. Suas ações de controle devem atuar em até 150 milissegundos após a detecção do distúrbio, de acordo com as seguintes lógicas:

- Corte de geração para perda dupla no tronco 500 kV;

- Desligamento do reator de barra da SE Sinop;
- Perda tripla no trecho Paranaíta – Ribeirãozinho (500 kV).

Para fins de comparação, a lógica de maior interesse para o estudo deste trabalho é a de corte de geração devido a contingências com perda dupla de linhas de transmissão. A contingência tripla isola as usinas do restante do SIN e não apresenta grande interesse no contexto desse trabalho, que tem como foco a estabilidade transitória.

Figura 8 Diagrama esquemático do tronco de escoamento da geração do complexo Teles Pires (MT)



Fonte: Autor (2021)

Lógica de Corte de Geração para Perda Dupla no Tronco 500 kV

O SEP detecta as contingências duplas no tronco de 500 kV entre as SE Paranaíta e SE Ribeirãozinho e promove o corte de unidades geradoras das UHE Teles Pires, UHE São Manoel, UHE Colíder e UHE Sinop, com a finalidade de evitar a perda de sincronismo das máquinas remanescentes. O SEP permite programar uma maior capacidade de geração destas usinas (ONS, 2020b).

A lógica toma como referência para pré-seleção das ações de corte de geração o fluxo nos circuitos LT 500 kV Cláudia/Paranaíta C1 e C3, e LT 500 kV Cláudia – Sinop, na

SE Cláudia, primeira coluna, e as contingências sendo descritas nas próximas colunas, como segue na Tabela 2. Quanto mais elevado o fluxo, maior o número de unidades a ser cortado para que a estabilidade seja garantida.

Tabela 2 Lógica de corte de geração para abertura dupla no tronco 500 kV

FLUXO - F (MW)	Contingência Duplas de Linhas de 500 kV											
	LT Paranaíta/Cláudia (C1/C2, C1/C3 e C2/C3)				LT Cláudia/Paranatinga (C1 ou C3) e LT Cláudia/ Sinop				LT Paranatinga/Ribeirãozinho (C1/C2, C1/C3 e C2/C3)			
					LT Cláudia/Paranatinga (C1 ou C3) e LT Sinop/Paranatinga							
					LT Cláudia/Paranatinga C1/C3							
UHE Teles Pires	UHE São Manoel	UHE Colíder	UHE Sinop	UHE Teles Pires	UHE São Manoel	UHE Colíder	UHE Sinop	UHE Teles Pires	UHE São Manoel	UHE Colíder	UHE Sinop	
$F \leq 2.200$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
$2.201 \leq F \leq 2.500$	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
$2.501 \leq F \leq 2.700$	1	-	-	-	1	2	-	-	1	-	-	-
$F \geq 2.701$	1	3	3	-	1	2	3	1	1	1	1	-

Fonte: ONS, 2020b

2.2.3 SEP Interligação Norte – Sudeste

A interligação Norte – Sudeste conecta as regiões Norte e Sudeste e é constituída por um tronco de transmissão CA de 500 kV entre as SEs Itacaiúnas (PA)/Imperatriz (MA) e a SE Serra da Mesa (GO). Apresenta, ainda, um tronco em corrente contínua formado pelos bipolos Xingu – Estreito e Xingu–Terminal Rio. A interligação é de suma importância para a operação do SIN, pois é responsável por escoar o excedente da energia elétrica gerada nas usinas do norte do país.

O SEP da interligação Norte-Sudeste foi o segundo grande SEP instalado no SIN, em 1999, com finalidade principal de manter o bom desempenho dinâmico do sistema Norte/Sudeste, além de minimizar sobretensões devido às emergências mais críticas ao longo

da interligação, mantendo, sempre que possível, os sistemas Norte, Nordeste e Sudeste conectados eletricamente.

Foram consideradas duas contingências, ambas no cenário de alta exportação de energia da região norte para o sudeste: a abertura tripla das LT 500 kV Gurupi–Serra da Mesa C1/C2 e LT 500 kV Peixe 2–Serra da Mesa 2, indicadas na Figura 9 e perda dupla LT 500 kV Samambaia–Itumbiara e LT 500 kV Samambaia–Emborcação, indicadas na Figura 10.

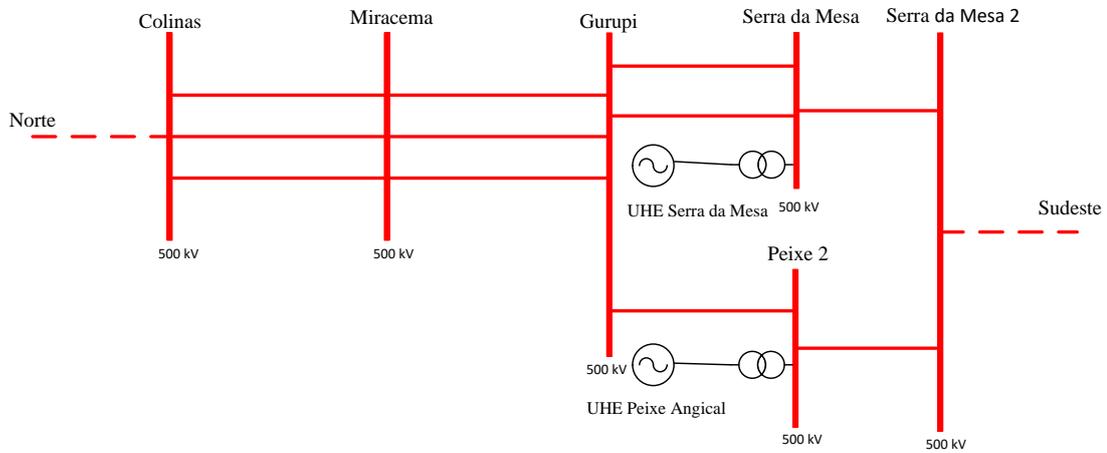
Na Tabela 3 é descrita a ação de controle referente a abertura tripla das LT 500 kV Gurupi–Serra da Mesa C1/C2 e LT 500 kV Peixe 2–Serra da Mesa 2. Na segunda e terceira coluna, apresenta-se os fluxos de potências utilizados como referência para a atuação da ação de controle: fluxo Miracema – Colinas (FCOMC), fluxo Lajeado – Miracema (FLJMC), fluxo Estreito – Imperatriz (FESIZ) e fluxo Norte – Sudeste (FNS). Na última coluna é descrita a ação de controle de acordo com os valores do fluxo de potência nas referências

Tabela 3 Lógica de corte de geração para abertura tripla LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa C1/C2 e LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2

Contingência	Referências para Ações de Controle		Ação de Controle
Abertura Total LT Serra da Mesa – Gurupi e LT Peixe 2 – Serra da Mesa 2	FCOMC < 700 MW	FNS > 0 MW e 540 < FLJMC ≤ 720 MW	Corte de uma UG na UHE Lajeado
		FNS > 0 MW e FLJMC > 720 MW	Corte de duas Ugs na UHE Lajeado
	700 ≤ FCOMC < 1000 MW	---	Corte de duas Ugs na UHE Tucuruí
		540 < FLJMC ≤ 720 MW	Corte de uma UG na UHE Lajeado
		FLJMC > 720 MW	Corte de duas Ugs na UHE Lajeado
	1000 ≤ FCOMC < 1600 MW	---	Corte de quatro Ugs na UHE Tucuruí
		540 < FLJMC ≤ 720 MW	Corte de uma UG na UHE Lajeado
		FLJMC > 720 MW	Corte de duas Ugs na UHE Lajeado
	FCOMC ≥ 1600 MW	---	Corte de duas Ugs na UHE Tucuruí
		540 < FLJMC ≤ 720 MW	Corte de uma Ugs na UHE Lajeado
		FLJMC > 720 MW	Corte de duas Ugs na UHE Lajeado
		FESIZ > 650 MW	Corte de duas Ugs na UHE Estreito

Fonte: ONS (2021b)

Figura 9 Diagrama esquemático entre SE Colinas e Serra da Mesa 2



Fonte: Autor (2021)

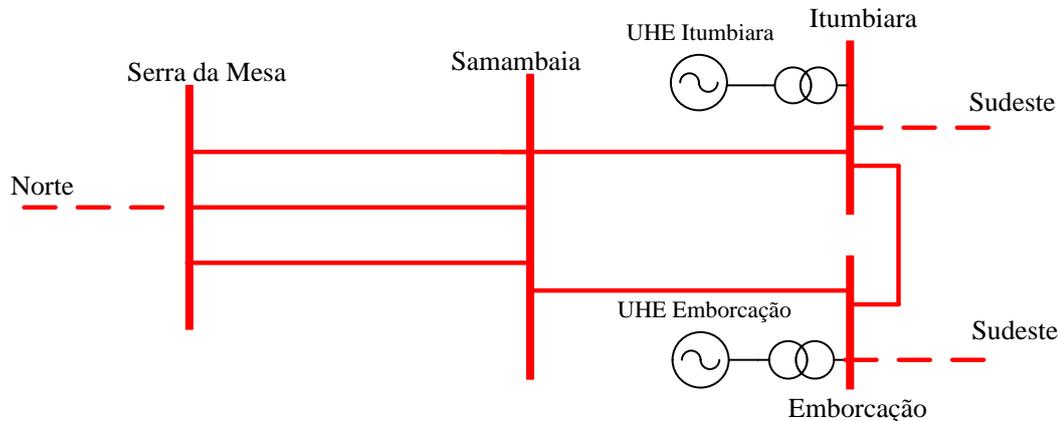
Na Tabela 4 é descrita a ação de controle referente a perda dupla LT 500 kV Samambaia–Itumbiara e LT 500 kV Samambaia–Emborcação. Na segunda coluna, apresenta-se o fluxo de potência utilizado como referência para a atuação da ação de controle: fluxo Samambaia – Itumbiara – Emborcação (FSBITEB). Já na sua última coluna é descrita a ação de controle de acordo com os patamares de fluxo de potência na referência.

Tabela 4 Lógica de corte de geração para abertura dupla LT 500 kV Samambaia – Itumbiara e LT 500 kV Samambaia - Emborcação

Contingência	Referência para Ações de Controle	Ação de Controle
Perda dupla LT Samambaia – Itumbiara e LT Samambaia – Emborcação	$FSBITEB \leq 1800 \text{ MW}$	Não há corte de geração
	$1800 < FSBITEB \leq 2300 \text{ MW}$	Corte de duas UGs na UHE Tucuruí
	$2300 < FSBITEB \leq 2800 \text{ MW}$	Corte de quatro UGs na UHE Tucuruí
	$FSBITEB > 2800 \text{ MW}$	Corte de quatro UGs na UHE Tucuruí

Fonte: ONS (2021b)

Figura 10 Diagrama esquemático entre SE Serra da Mesa e SE Itumbiara



Fonte: Autor (2021)

2.2.4 SEP Itaipu 60 Hz

A UHE Itaipu está localizada entre a fronteira do Brasil e o Paraguai, com uma capacidade instalada de 14.000 MW (metade opera a 60 Hz e metade a 50 Hz), sendo uma das grandes usinas que compõem o SIN fornecendo grandes blocos de energia para o sistema.

O SEP relacionado a UHE Itaipu 60 Hz foi o grande primeiro sistema de proteção instalado no SIN, em 1996, está localizado no tronco de transmissão de 765 kV que conecta as SE de Foz do Iguaçu (PR) e SE Tijuco Preto (SP), sendo formado por três circuitos em paralelo com a finalidade de escoar a geração da UHE Itaipu, auxiliando a transferência de energia entre os sistemas elétricos da região Sul e Sudeste, conforme indicado na Figura 11 (OLIVEIRA; ALVES, 2020).

O esquema especial de proteção apresenta as lógicas para atuar no desligamento das unidades geradoras na UHE Itaipu 60 Hz devido a contingências no tronco de 765 kV, a fim de adequar o montante de geração na interligação à sua capacidade de transmissão pós-contingência e evitar a perda de sincronismo das unidades remanescentes. Utiliza como referência os valores da geração da UHE Itaipu 60 Hz, o fluxo de potência ativa entre SE Foz do Iguaçu e SE Ivaiporã (FIV), fluxo de potência ativa entre as SE Ivaiporã e SE Itaberá (FSE) e o valor das tensões nestas linhas de transmissão (VT) (ONS, 2021c).

Inicialmente, tomou-se como cenário de simulação o caso em que há alta exportação de energia da região sul para o sudeste, com altos valores de geração na UHE Itaipu 60 Hz.

Para os critérios de comparação de severidade entre os SEPs, utilizou-se como referência as ações de controle de acordo com a lógica que atua através do corte de geração na UHE Itaipu 60 Hz devido à perda tripla na LT 765 kV Foz do Iguaçu - Tijuco Preto.

Esta lógica age para valores de $FSE \geq 900$ MW, o número de unidades geradoras a serem desligadas é calculado em função do fluxo na transformação na SE Ivaiporã, sentido tronco de 765 kV para tronco de 500 kV (F_{trIV}), do fluxo entre as SE Foz do Iguaçu e SE Ivaiporã (FIV) e da quantidade de circuitos do tronco de 765 kV em operação entre a SE Foz do Iguaçu e SE Ivaiporã (ONS, 2021c).

Para o caso em que $F_{trIV} \leq 500$ MW e há três circuitos operando entre SE Foz de Iguaçu e SE Ivaiporã, define-se o número de unidades a serem cortadas como:

$$N_{\text{corte}} = N_{\text{maq}} - \text{Inteiro} \left\{ N_{\text{maq}} \cdot \frac{F_{trIV} + 2400}{FIV} \right\} \quad (1)$$

Para o caso em que $F_{trIV} > 500$ MW ou pelo menos um dos circuitos entre SE Foz do Iguaçu e SE Ivaiporã esteja desligado, define-se o número de unidades a serem cortadas como:

$$N_{\text{corte}} = N_{\text{maq}} - \text{Inteiro} \left\{ N_{\text{maq}} \cdot \frac{F_{trIV} + 900}{FIV} \right\} \quad (2)$$

Também se tomou como referência ação de controle de acordo com a lógica que atua através de corte de geração da UHE Itaipu 60 Hz a fim de evitar a perda de sincronismo da UHE Itaipu 60 Hz devido à contingência nos circuitos de 765 kV entre a SE Foz do Iguaçu e a SE Ivaiporã. Para esta lógica utiliza-se como referência FIV e FSE . A lógica está exposta na Tabela 5, onde na primeira coluna apresenta-se o número de unidades geradoras ligadas na UHE Itaipu 60 Hz, nas próximas colunas encontram-se a ação de controle de acordo com os patamares das referências e do número de unidades geradoras ligadas.

Tabela 5 Lógica de corte de geração para contingência na LT 765 kV Foz do Iguaçu - Ivaiporã

Nº UGs na UHE Itaipu	Selecione 1 UG para o corte		Selecione 2 UGs para o corte		Selecione 3 UGs para o corte		Selecione 4 UGs para o corte	
	FIV (MW)	FSE (MW)	FIV (MW)	FSE (MW)	FIV (MW)	FSE (MW)	FIV (MW)	FSE (MW)
5	1500	3900	-	-	-	-	-	-
6	1500	4100	1600	4700	-	-	-	-
7	1500	4300	1600	4700	1700	4800	-	-
8	4000	4300	4600	4800	4800	4900	5400	5100
9	4200	4400	4800	4800	5000	4900	5500	5500
10	4400	4500	4900	4900	5200	5000	5600	5800

Fonte: ONS (2021c)

Por fim, a última contingência utilizada como referência foi a lógica para a abertura dupla na LT 765 kV Ivaiporã – Itaberá ou abertura dupla na LT 765 kV Itaberá – Tijuco Preto. Assim, como a lógica anterior utiliza-se como referência FIV e FSE. Além, de utilizar a configuração da rede de transmissão como referência. Neste contexto, define-se como configuração completa a condição onde todos os circuitos entre SE Foz do Iguaçu e SE Tijuco preto estão ligados. Já a configuração intermediária 1 é caracteriza pelos seguintes cenários de operação: um circuito do da LT 765 kV Itaberá – Ivaiporã estar desligado; ou um circuito da LT 765 kV Itaberá – Tijuco Preto estar desligado; ou um circuito da LT 765 kV Itaberá – Ivaiporã e um circuito LT 765 kV Itaberá – Tijuco estarem desligados A configuração intermediária 2 é definida para o casos: um circuito da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã estiver desligado; ou a LT 525 kV Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu estiver desligada; ou um circuito da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã e um circuito LT 765 kV Itaberá – Ivaiporã estiverem desligados; ou um circuito da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã e um circuito LT 765 kV Itaberá – Tijuco Preto estiverem desligados. Por fim a configuração incompleta é caracterizada pelo cenário onde há mais circuitos desligados além dos definidos para a configuração intermediária 1 e/ou 2 (ONS, 2021c).

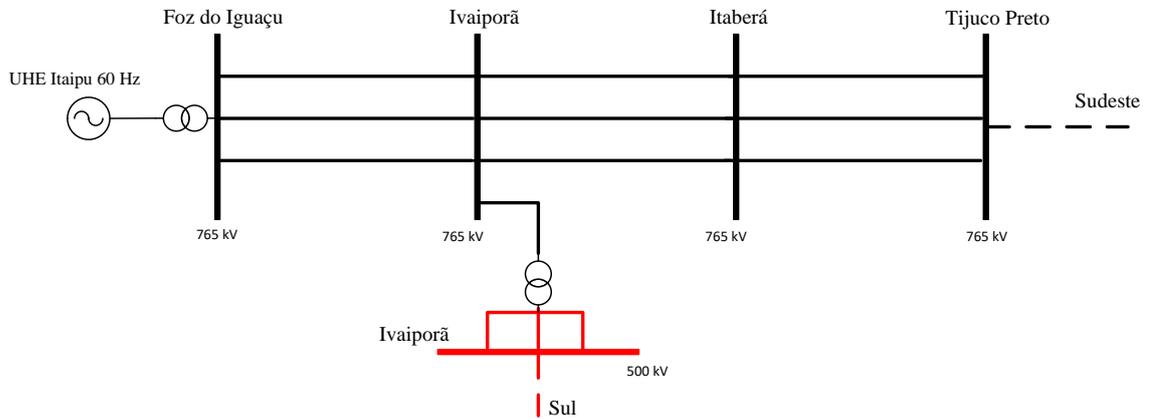
A lógica de atuação está ilustrada na Tabela 6, onde na primeira coluna encontra-se a configuração da rede elétrica do trecho 765 kV, já na segunda coluna apresenta-se o número de unidades geradoras ligadas na UHE Itaipu, nas colunas próximas colunas apresenta-se a ação de controle de acordo com as referências da lógica da ação de controle.

Tabela 6 Lógica de corte de geração para contingência na LT 765 kV Ivaiporã - Itaberá

Configuração	Nº UGs na UHE Itaipu	Selecione 1 UG para o corte		Selecione 2 UGs para o corte		Selecione 3 UGs para o corte		Selecione 4 UGs para o corte	
		FIV (MW)	FSE (MW)	FIV (MW)	FSE (MW)	FIV (MW)	FSE (MW)	FIV (MW)	FSE (MW)
Completa ou intermediária 1	5	3500	3700	-	-	-	-	-	-
	6	-	-	4100	3900	-	-	-	-
	7	-	-	4600	3900	5200	4600	-	-
	8	-	-	4800	4100	5600	5000	-	-
	9	-	-	5000	4100	5900	5000	6500	5500
	10	-	-	5000	4100	5900	5000	6500	5800
Intermediária 2 ou incompleta	5	2800	3700	-	-	-	-	-	-
	6	-	-	3300	3800	4200	4600	-	-
	7	-	-	4200	4000	4900	4800	5200	5200
	8	-	-	4500	4000	5100	4800	5500	5200
	9 ou 10	-	-	4900	4000	5400	4800	5800	5200

Fonte: ONS (2021c)

Figura 11 Diagrama esquemático do tronco de escoamento de geração da UHE Itaipu 60 Hz



Fonte: Autor (2021)

2.3 EXEMPLOS DE SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO EM OUTROS PAÍSES

As seções a seguir apresentarão alguns exemplos de SEPs aplicados em sistemas elétricos de potência em diversos países. O objetivo é ilustrar a aplicação de SEPs em outros sistemas elétricos, as suas configurações, ações de controle, bem como o sistema elétrico que estão inseridos. Desta forma, não serão abordados apenas SEPs que apresentam ações de controle para atuação da estabilidade transitória.

2.3.1 Austrália

O sistema HVDC *Murraylink* que compõe o sistema elétrico australiano interconecta os estados de *South Australia* e *Victoria*. O esquema especial de proteção deste sistema apresenta duas ações de controle baseadas em *run-back*, sendo a primeira de atuação mais rápida e a segunda com atuação mais lenta, ambas ativadas quando ocorre um *trip* em linhas AC específicas ou há colapso de tensão. A atuação de caráter mais rápido age contra a sobrecarga térmica ou colapso de tensão. Já o *run-back* de caráter mais lento resulta da redução de parte da potência ativa em caso de baixos níveis de tensão do sistema HVDC. Já outro sistema HVDC do sistema elétrico australiano, o sistema HVDC monopolar de Basslin que interconecta a ilha da Tasmânia com o estado de Victoria, possui um esquema de proteção que previne a sobrecarga térmica devido a perda de certas linhas CA através da redução de potência do conversor (ENTSO-E, 2019).

2.3.2 Canadá

Sistema Hydro – Quebec

O sistema elétrico de potência *Hydro – Quebec* é composto por linhas de transmissão de 735 kV e um sistema de corrente contínua de 450 kV com 1200 km de comprimento. Outras características marcantes deste sistema é que não apresenta conexão síncrona com sistemas elétricos vizinhos e possui grandes distâncias entre os centros de geração e carga (ENTSO-E, 2010).

Os seus sistemas especiais de proteção devem suportar distúrbios de diversas naturezas, desde perdas simples ou duplas de linhas de transmissão até perdas de unidades geradoras nas usinas. Para resguardar o sistema elétrico frente a estas contingências, os sistemas de proteção realizam as seguintes ações de controle:

- Corte de geração e corte de carga para contingência com perdas das linhas de transmissão;
- Controle automático de reatores *shunt* com propósito de controlar a tensão do sistema após uma contingência severa;
- Corte de carga por subtensão;
- Corte de carga por subfrequência para retomar o equilíbrio carga – geração.

British Columbia (BC Hydro)

O sistema elétrico de potência *BC Hydro* se assemelha ao brasileiro, devido ao fato de ter sua matriz elétrica baseada em fontes hidráulicas, tal qual o SIN. Além disso, os fenômenos que limitam sua operação (estabilidade transitória e de tensão, por exemplo) são similares ao sistema brasileiro.

As ações de controles aplicadas pelos SEPS empregados pela *BC Hydro* (HONÓRIO, 2004);

- Corte de geração;
- Desligamento e religamento rápido de linhas de transmissão;
- Corte de carga por subtensão;
- Chaveamento de banco de capacitores para auxílio de potência reativa;
- Resistores dinâmicos de frenagem.

Ontário

Há mais de 50 anos que o sistema de Ontário vem utilizando da ferramenta de SEPs para aumentar a segurança do sistema através de diversas ações de controle (HONÓRIO, 2004):

- Desligamento de unidades geradoras;
- Rampeamento de geração;
- Separação controlada do sistema;

- Chaveamento de reatores/capacitores;
- Corte de carga;
- Excitação transitória (PSS – Sinal adicional estabilizante).

2.3.3 França

O sistema elétrico francês EDF (*Électricité de France*) é planejado para permanecer estável após uma contingência que resulte na perda de “k” elementos, critério de operação “n-k”. Esse critério estabelece o maior risco aceitável de operação, sendo determinado pela relação entre a probabilidade de ocorrência de perturbação e pela extensão de corte de energia esperado devido à perda de k elementos. Portanto, a ocorrência de um evento que ultrapasse o risco máximo limitado impõe a necessidade da atuação do Plano de Defesa (HONÓRIO, 2004). Denomina-se Plano de Defesa o conjunto de ações para evitar o colapso de tensão e/ou frequência, desligamento de linhas de transmissão em cascata e perda de sincronismo.

Dentre as ações de controle que formam o plano de defesa destaca-se o SEP para colapsos com dinâmica rápida, como por exemplo: corte de carga por subfrequência, bloqueio de LTCs, rejeição de geração, operação de relés *out-of-step* e de esquemas coordenados contra a perda de sincronismo.

As ações programadas têm como propósito: estancar o colapso e restabelecer o equilíbrio por completo ou em boa parte do sistema; minimizar as consequências do colapso, com intervenções mais efetivas, segundo critérios específicos e pré determinados; e limitar a propagação do colapso do sistema e preparar o restabelecimento do sistema.

2.3.4 Japão

Tokyo Electric Power Company (TEPCO) faz parte do sistema elétrico de potência japonês, sendo composto por três grandes centros de geração, localizados na região norte, nordeste e sudeste, e o centro de carga localizado na região de Tóquio e seus arredores. Possui um sistema de transmissão principal de 500 kV, a área de Tóquio conecta-se ao sistema de transmissão através de um sistema de transmissão radial de 275 kV (ENTSO-E, 2010).

Os esquemas de proteção especial atuam da seguinte forma:

- Sistema de atuação preventiva;

- Proteção para ilhamento com controle de balanço de potência ativa e reativa para a região metropolitana de Tóquio;
- Corte de geração para sobretensão.

2.3.5 Romênia

Assim como o SIN o planejamento do sistema elétrico romeno segue o critério “n-1”. Portanto, para casos que extrapolem o critério “n-1” faz-se necessário a operação dos SEPs que agem de acordo com o Plano de Defesa, semelhante ao sistema francês, que conta com as seguintes ações (HONÓRIO, 2004):

- Corte de carga por subtensão ou subfrequência;
- Desligamento automático de linhas de transmissão de 220 kV, caso a capacidade máxima de transferência de potência da seja excedida;
- Partida automática de unidades hidrelétricas e de turbina a gás;
- Ilhamento de unidades térmicas com carga local baseado em critérios de subfrequência e de taxa de variação de frequência;
- Isolamento/Ilhamento de geradores com seus próprios serviços auxiliares baseado no critério de subfrequência.

2.3.6 Rússia

O planejamento do controle de emergência do sistema elétrico de potência russo é baseado na confiabilidade dos sistemas de potência interligados. Para este tipo de estratégia, quando ocorre uma contingência em uma das áreas do sistema ela pode se propagar ao sistema de potência inteiro ou por uma grande parte, e assim, ocasionando em um desligamento em cascata, caso não forem tomadas as medidas para limitar sua propagação (HONÓRIO, 2004).

O sistema de controle de emergências do sistema de potência deve localizar as faltas e prevenir as suas propagações em casaca para regiões vizinhas. Então, são tomadas as seguintes ações automáticas:

- Proteção contra perda de sincronismo – PPS;

- Corte de carga por subfrequência, prevenção contra a queda da frequência e da tensão, desligamento de usinas térmicas para reequilibrar a carga e geração locais;
- Religamento automático de ilhas de transmissão;
- Partida e tomada de carga de geradores hidrelétricos por subfrequência devido à redução de potência disponível no sistema;
- Restabelecimento do suprimento às cargas anteriormente cortadas através da elevação da frequência.

3 SEVERIDADE DE CONTINGÊNCIAS DE TRANSMISSÃO NO SIN

Nesta seção serão apresentados resultados de simulações que visam caracterizar a severidade das contingências de transmissão associadas aos SEPs descritos na seção 2.2. Uma vez que os SEPs em questão têm como objetivo o controle da estabilidade transitória no SIN, a severidade das contingências será apontada com base nas acelerações dos rotores das máquinas síncronas de maior importância para o desempenho dinâmico do SIN. Os resultados foram obtidos a partir de simulações de contingências no *software* ANATEM, considerando a representação do SIN para o horizonte elétrico para o verão 2021/2022.

3.1 DESCRIÇÃO DAS FERRAMENTAS, CENÁRIOS E CONTINGÊNCIAS

3.1.1 Ferramentas de simulação

As simulações foram realizadas com os *softwares* ANAREDE, ANATEM e PLOT CEPEL, todos desenvolvidos pelo Cepel. Apresenta-se, a seguir, breve descrição sobre os *softwares* utilizados.

ANAREDE: O programa computacional ANAREDE (Análise de Redes Elétricas) agrega um conjunto de aplicações integradas que inclui fluxo de potência, equivalente de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão e de fluxo, e análise de segurança de tensão. Além disso, o programa apresenta uma gama de modelos, tais como curva de carga, de banco de capacitores, e também de equipamentos equivalentes e individualizados.

ANATEM: O programa computacional ANATEM (Análise de Transitórios Eletromecânicos) é uma ferramenta computacional com fins de estudo da estabilidade transitória de sistemas elétricos de potência. Destinando-se à análise de grandes perturbações nos sistemas de potência, compreendendo os períodos de estabilidade transitória e dinâmica.

PLOT CEPEL: Módulo de gerenciamento dos gráficos exportados pelo ANATEM, onde é possível visualizar os gráficos das simulações realizadas no ANATEM.

3.1.2 Cenários examinados

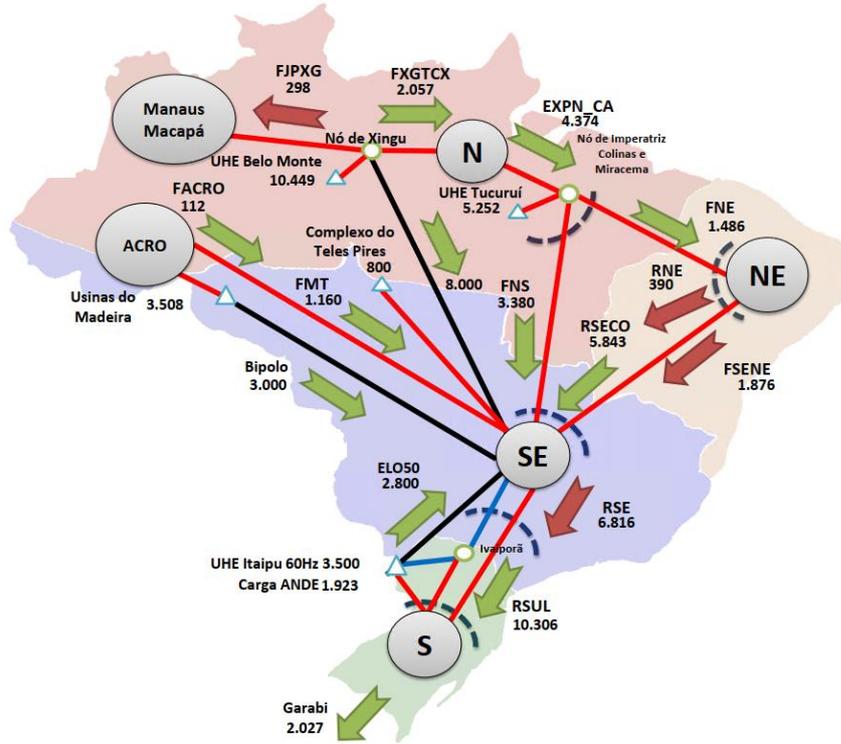
Para a realização das avaliações de severidade das contingências associados aos SEPs descritos na seção 2.2 foram utilizados dois cenários de operação. O primeiro cenário de operação, Norte exportador, tem como característica principal a exportação de energia do subsistema Norte para o subsistema Sudeste; já o segundo cenário de operação Sudeste importador tem como característica principal a importação máxima de energia do subsistema Sudeste.

Desta forma o primeiro caso base, Norte exportador será denominado de NexpSE. O cenário é compatível com a configuração do SIN para o ano 2021. Neste cenário, o sistema HVDC da UHE Belo Monte transfere máxima potência pelos bipolos, 8.000 MW (2 x 4.000 MW). Além disso, há altos valores de fluxo de potência ativa na rede de corrente alternada que interliga a região Norte e a região Sudeste do Brasil, ou seja, um alto carregamento na interligação Norte-Sudeste (cerca de 3.380 MW), conforme ilustrado na Figura 12. O cenário tem como base o patamar de carga leve com 58.192 MW, considerado um cenário crítico. Ressalta-se que, em geral, cenários de carga leve apresentam maior severidade sob ponto de vista do comportamento dinâmico, pois há poucas máquinas sincronizadas (baixa inércia equivalente) e as mesmas operam subexcitadas.

O segundo caso base, Sudeste importador será denominado de SEimpMax. O cenário é compatível com a configuração do SIN para o ano 2021. Neste cenário, o sistema HVDC da UHE Belo Monte transfere máxima potência pelos bipolos, 8.000 MW (2 x 4.000 MW). Além disso, como no caso descrito anteriormente há altos valores de fluxo de potência ativa na rede de corrente alternada que interliga a região Norte e a região Sudeste do Brasil, ou seja, um alto carregamento na interligação Norte-Sudeste (cerca de 3.768 MW), conforme ilustrado na Figura 13. O cenário tem como base patamar de carga média, com 98.288 MW de carga.

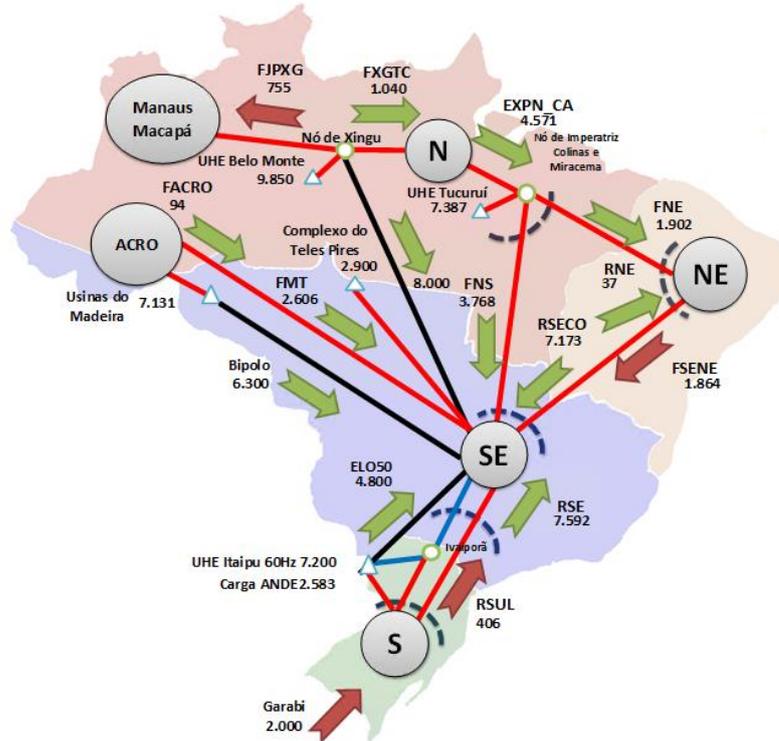
Para ambas as figuras os fluxos de potência são representados através das setas, sendo a seta em verde referente a exportação de energia e a seta em vermelho referente a importação de energia.

Figura 12 Principais fluxos entre os subsistemas do SIN, para o caso NexpSE



Fonte: ONS (2021)

Figura 13 Principais fluxos entre os subsistemas do SIN, para o caso SEimpMax



Fonte: ONS (2021)

3.1.3 Contingências simuladas

A seguir serão descritas as contingências simuladas referentes aos SEPs descritos na seção 2.2.

Sistema de transmissão HVDC associado à UHE Belo Monte

Foram simulados o bloqueio do bipolo 800 kVcc Xingu – Estreito e o bloqueio do bipolo 800 kVcc Xingu – Terminal Rio. As contingências foram simuladas no instante 200 ms e o tempo de simulação considerado foi de 500 ms, suficiente para a caracterização das acelerações iniciais.

Não foi considerada aplicação prévia de curto-circuito e ações de transferência de potência para o bipolo remanescente, ou seja, no caso do bloqueio do bipolo Xingu–Estreito, por exemplo, nenhuma potência foi transferida para o bipolo Xingu–Terminal Rio. Além disso, não foram consideradas as ações de corte de geração associadas ao SEP atualmente instalado. O objetivo foi o de obter valores máximos de aceleração correspondentes à interrupção de 4.000 MW de potência.

Sistema de transmissão da interligação Norte–Sudeste

Foram simuladas aberturas triplas e duplas no sistema de transmissão da interligação Norte-Sudeste. Desta forma, simulou-se abertura tripla LT 500 kV Gurupi-Serra da Mesa C1/C2 e LT 500 kV Peixe 2-Serra da Mesa 2, com os valores de potência interrompida variando na faixa de 3.422 a 3.844 MW, a depender do cenário simulado. Foi considerada ainda a contingência dupla da LT 500 kV Samambaia-Itumbiara e LT 500 kV Samambaia-Emborcação, com os valores de potência interrompida variando na faixa de 1.098 a 1.160 MW, a depender do cenário simulado. As contingências foram simuladas no instante 200 ms e o tempo de simulação considerado foi de 500 ms, suficiente para a caracterização das acelerações iniciais.

Não foi considerada aplicação prévia de curto-circuito. Além disso, não foram consideradas as ações de corte de geração associados aos SEPs atualmente instalados, pois o objetivo foi o de obter valores máximos de aceleração correspondentes à cada contingência.

Sistema de transmissão associado ao complexo de geração UHE Teles Pires

Foram simuladas aberturas duplas no sistema de transmissão de 500 kV associado ao complexo de geração da UHE Teles Pires. Desta forma, simulou-se abertura dupla na LT 500 kV Cláudia-Paranatinga C1/C3, interrompendo a transferência de 1.766 MW, e abertura dupla LT 500 kV Paranaíta-Cláudia C1/C2, interrompendo a transferência de 1.469 MW. As contingências foram simuladas no instante 200 ms e o tempo de simulação considerado foi de 500 ms, suficiente para caracterização das acelerações iniciais.

Não foi considerada aplicação prévia de curto-circuito. Além disso, não foram consideradas as ações de corte de geração associados aos SEPs atualmente instalados, pois o objetivo foi o de obter valores máximos de aceleração correspondentes à cada contingência.

Sistema de transmissão associado ao complexo de geração UHE Itaipu 60 Hz

Foram simuladas aberturas triplas no sistema de transmissão de 765 kV associado ao complexo de geração da UHE Itaipu 60 Hz. Desta forma, simulou-se abertura tripla LT 765 kV Ivaiporã-Itaberá C1/C2/C3, interrompendo a transferência 5.302 MW, e abertura tripla LT 765 kV Foz do Iguaçu-Ivaiporã C1/C2/C3, interrompendo a transferência de 6.092 MW. As contingências foram simuladas no instante 200 ms e o tempo de simulação considerado foi de 400 ms, suficiente para a caracterização das acelerações iniciais. Problemas de convergência impediram que as simulações prosseguissem até 500 ms, a exemplo do que foi feito para as demais contingências.

Não foi considerada aplicação prévia de curto-circuito. Além disso, não foram consideradas as ações de corte de geração associados aos SEP atualmente instalados, pois o objetivo foi o de obter valores máximos de aceleração correspondentes à cada contingência.

3.2 QUANTIFICAÇÃO DAS ACELERAÇÕES ASSOCIADAS ÀS CONTINGÊNCIAS

Nas seções a seguir serão expostos os resultados das simulações das contingências nos troncos de transmissão descritos na seção 3.1, considerando os cenários de operação apresentados na seção 3.1.2. Por fim, apresenta-se uma análise a partir de um compilado com os principais resultados obtidos.

3.2.1 Referências para avaliação das simulações

Os valores das acelerações de cada unidade geradora foram normalizados, visando facilitar a comparação dos resultados. Para tanto, foram determinadas acelerações de referência em Hz/s, a partir da estimativa da aceleração para um curto-circuito trifásico nos terminais da máquina síncrona, quando esta está despachando sua potência máxima. A estimativa da aceleração pode ser obtida com base na Equação 3, que é derivada da equação de oscilação do rotor da máquina síncrona, fazendo $P_e = 0$ (KUNDUR, 1993):

$$\text{Aceleração de referência} = \frac{P_m - P_e}{2H} \times f_{nom} \text{ [Hz/s]} \quad (3)$$

onde P_m representa a de potência mecânica e P_e representa a potência elétrica ambas no instante após a contingência, em pu, H a inércia da máquina síncrona, em s, e f_{nom} a frequência nominal do sistema.

Na Tabela 7 são apresentadas as acelerações de referência calculadas para as máquinas de interesse para este trabalho. Observa-se que as acelerações para curto-circuito trifásico se situam na faixa de 5 a 10 Hz/s, considerando unidades geradoras com inércia da ordem de 5 a 3 segundos, respectivamente.

Tabela 7 Acelerações de referência para os geradores submetidos a curto-circuito trifásico

UHE		Nº Ugs	Inércia (s)	Base (MVA)	Aceleração Referência (Hz/s)
Maq.	Grupo				
Belo Monte	10	9	4,779	679	5,65
	20	5	4,338	679	6,22
	30	4	4,678	679	5,77
Tucuruí	1	5	4,667	350	6,43
	2	3	4,667	350	6,43
	3	4	4,667	350	6,43
	5	4	4,2	390	7,14
	6	7	4,2	390	7,14
Itaipu	10	10	5,389	737	5,44
Estreito		8	3,55	151,8	10,15
Lajeado		5	3,064	190	9,27
Peixe		3	2,806	175	10,15
Serra da Mesa		3	5	472,6	5,33
Teles Pires		5	3,452	404,5	7,82
Colíder		3	3,051	111,1	8,85
São Manoel		4	3,451	194,5	7,82
Sinop		2	3,22	222,3	8,39

Fonte: Autor (2021)

As próximas seções apresentam os resultados das simulações. Como forma de mensurar e caracterizar a severidade separou-se os resultados de cada contingência em tabelas para os diferentes cenários, sendo constituída dos seguintes parâmetros: aceleração inicial (A_0) em Hz/s, representado o valor da aceleração da máquina síncrona no instante em que se aplica a contingência; aceleração máxima (A_{Max}) em Hz/s, referente ao maior valor de aceleração atingido pela máquina síncrona durante o intervalo de simulação, 500 milissegundos; aceleração de referência, conforme descrita anteriormente. Com base nos valores de aceleração de referência, foram calculados os valores normalizados das acelerações iniciais e das acelerações máximas, $A_{0\%}$ e $A_{Max\%}$, respectivamente. As tabelas apresentam, ainda, os valores de potência acelerante em MW, calculados pela diferença entre a potência mecânica e a potência elétrica registradas para cada unidade geradora no instante da contingência. Além disso, a tabela é composta por alguns dados das máquinas, tais como: número de unidades geradoras (UGs) de cada usina; inércia (H) das máquinas síncronas de cada usina; e a base em MVA de cada máquina.

3.2.2 Cenário Norte Exportador (NexpSE)

Para as simulações no cenário Norte exportador (NexpSE) simulou-se as contingências internas ao sistema HVDC da UHE Belo Monte, bloqueio do bipolo Xingu – Estreito e bloqueio bipolo Xingu – Terminal Rio, e também as contingências relacionadas à interligação Norte-Sudeste, abertura tripla das LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa C1/C e LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2 e abertura dupla 500 kV LT Samambaia – Itumbiara e LT 500 kV Samambaia – Emborcação.

Sistema de transmissão HVDC associado à UHE Belo Monte

Na Tabela 8 e Tabela 9, apresentam-se os resultados referentes as simulações para o bloqueio Xingu-Estreito e bloqueio Xingu–Terminal Rio.

Tabela 8 Acelerações (RoCoF) para bloqueio do bipolo Xingu–Estreito com 4.000 MW, cenário Norte exportador (NexpSE)

UHE		Aceleração Contingência		Aceleração Referência (Hz/s)	A _{0%} (%)	A _{Max%} (%)	Nº UGs	Inércia (s)	Base (MVA)	Potência Acelerante Inicial/Máq. (%)
Máq.	Grupo	A ₀ (Hz/s)	A _{Max} (Hz/s)							
Belo Monte	10	0,88	1,15	5,65	15,5	20,3	9	4,779	679	14,4
	20	0,88	1,12	6,22	14,1	19,6	5	4,338	679	13,1
	30	1,16	1,22	5,77	20,1	21,2	4	4,678	679	18,4
Tucuruí	1	0,66	0,71	6,43	10,3	11,0	3	4,667	350	10,3
	2	0,64	0,73	6,43	9,95	11,4	3	4,667	350	10,1
	3	0,69	0,69	6,43	10,7	10,7	3	4,667	350	8,1
	5	0,89	0,92	7,14	12,5	12,9	3	4,2	390	10,8
	6	0,88	0,92	7,14	12,3	12,9	5	4,2	390	12,5
Estreito		0,28	0,31	10,15	2,75	3,0	5	3,55	151,8	3,3
Lajeado		0,11	0,11	9,27	1,19	1,19	3	3,064	190	1,1
Peixe		-0,1	-0,2	10,15	-0,99	-1,97	2	2,806	175	-1,0
Serra da Mesa		-0,17	-0,19	5,33	-3,19	-3,56	1	5	472,6	-2,9

Fonte: Autor (2021)

Tabela 9 Acelerações (RoCoF) para bloqueio do bipolo Xingu–Terminal Rio com 4.000 MW, cenário Norte exportador (NexpSE)

UHE		Aceleração Contingência		Aceleração Referência (Hz/s)	A _{0%} (%)	A _{Max%} (%)	Nº UGs	Inércia (s)	Base (MVA)	Potência Acelerante Inicial/Máq. (%)
Máq.	Grupo	A ₀ (Hz/s)	A _{Max} (Hz/s)							
Belo Monte	10	0,88	1,22	5,65	15	21,6	9	4,779	679	14,4
	20	0,88	1,16	6,22	14,1	18,6	5	4,338	679	13,1
	30	1,16	1,32	5,77	20,1	22,9	4	4,678	679	18,4
Tucuruí	1	0,68	0,80	6,43	10,58	12,44	3	4,667	350	10,8
	2	0,67	0,80	6,43	10,42	12,44	3	4,667	350	10,4
	3	0,71	0,73	6,43	11,04	11,35	3	4,667	350	11,2
	5	0,91	1,0	7,14	12,74	14	3	4,2	390	12,8
	6	0,9	1,0	7,14	12,6	14	5	4,2	390	12,7
Estreito		0,34	0,39	10,15	3,35	3,84	5	3,55	151,8	4,1
Lajeado		0,34	0,34	9,27	3,67	3,67	3	3,064	190	3,5
Peixe		0,19	0,19	10,15	1,87	1,87	2	2,806	175	1,8
Serra da Mesa		0,04	0,055	5,33	0,75	1,03	1	5	472,6	0,7

Fonte: Autor (2021)

Através da Tabela 8 e Tabela 9 pode-se observar que a UHE Belo Monte é usina de maior porte, apresentado altos valores de inércia e de potência de base. Devido à sua proximidade ao distúrbio, as unidades geradoras dessa usina são as que mais absorvem os impactos da contingência, em especial o grupo de geração 30, o que explica os seus altos valores de potência acelerante (18,4%) por máquina logo após ao distúrbio.

Outra constatação importante é que para ambas as contingências a aceleração inicial nas máquinas (grupo 30) da UHE Belo Monte é igual, 1,16 Hz/s, o que está coerente, pois o

impacto inicial é o mesmo, ou seja, interrupção de 4.000 MW nos bipolos. No entanto, a aceleração máxima em até 300ms após a contingência apresenta uma pequena diferença entre os casos, 1,32 Hz/s para o bloqueio Xingu – Terminal Rio e 1,22 Hz/s para bloqueio Xingu – Estreito. Esta diferença é justificada pela diferença da resposta dinâmica do bipolo remanescente, que é afetada pelo comportamento dinâmico das tensões nas estações conversoras e pela estratégia de controle do bipolo.

Nas figuras a seguir apresenta-se o comportamento das máquinas síncronas para o bloqueio do bipolo Xingu – Estreito. É possível observar que o grupo 10 de geração da UHE Belo Monte é o que apresenta maiores valores de potência acelerante logo após a contingência, Figura 14 (curva em vermelho). Comportamento similar foi observado para o bloqueio de Xingu – Terminal Rio. Isto é justificado pelo fato deste grupo de geração apresentar o maior número de UGs (9 UGs), apresentando uma maior massa girante, a qual é capaz de absorver a maior parcela do impacto da contingência.

Contingência: bloqueio bipolo Xingu - Estreito

Figura 14 Potência acelerante

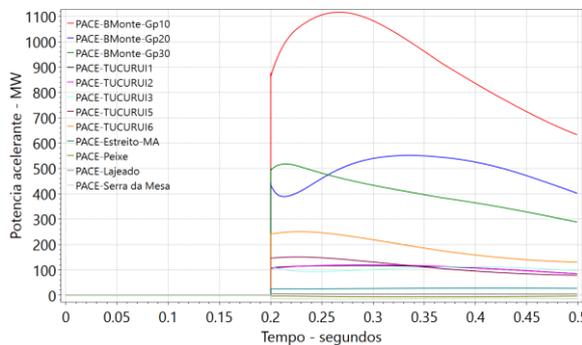


Figura 15 Frequência das máquinas síncronas

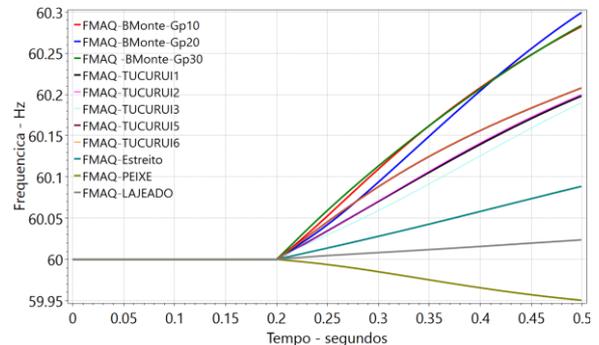


Figura 16 Aceleração

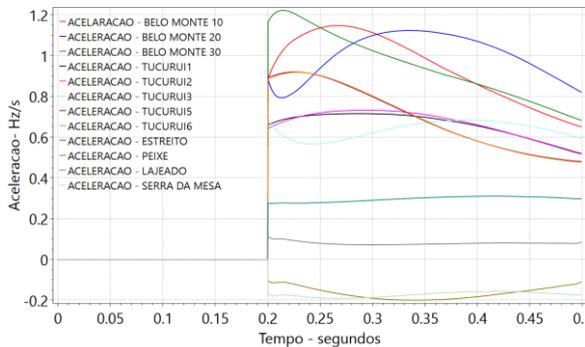
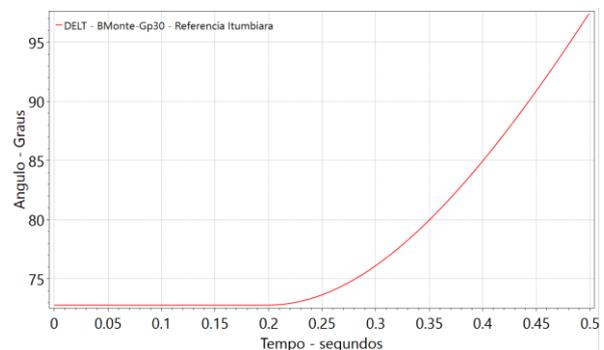


Figura 17 Defasagem angular entre os rotores das máquinas do grupo 30 da UHE Belo Monte e a UHE Itumbiara



Fonte: Autor (2021)

Por outro lado, como observado anteriormente, o grupo de geração 30 da UHE Belo Monte é o que apresenta a maior taxa de variação de frequência (aceleração), conforme

indicam a Figura 15 e a Figura 16. Esta maior aceleração inicial se justifica pelos parâmetros elétricos das unidades geradoras desse grupo, especialmente a reatância subtransitória de eixo direto e a sua constante de inércia, conforme indicado no Anexo A. De fato, a reatância subtransitória de eixo direto e a potência acelerante inicial apresentam uma relação inversamente proporcional, ou seja, quanto menor a reatância subtransitória, maior a potência acelerante no instante do impacto. Da mesma forma ocorre com a inércia e a aceleração das máquinas, as quais também apresentam uma relação inversamente proporcional. Quanto menor a inércia, maior a aceleração inicial, ou a taxa de variação de frequência. Conforme indicado no anexo A, o grupo de geração 30 da UHE Belo Monte possui o menor valor do produto entre inércia e reatância subtransitória entre os grupos de geração da UHE Belo Monte, justificando assim a sua maior aceleração inicial, ou taxa de variação de frequência.

Observa-se, ainda, que maiores acelerações resultam em maiores excursões angulares, o que resulta em maiores riscos de perda de sincronismo (KUNDUR et al, 2004). Na Figura 17 está apresentada a defasagem angular entre os rotores das máquinas do grupo 30 da UHE Belo Monte e a UHE Itumbiara. Observa-se que a defasagem angular é incrementada em quase 25 graus nos primeiros 300 ms após a contingência, o que caracteriza a severidade do evento sob o ponto de vista dinâmico.

Como abordado anteriormente, as máquinas síncronas da UHE Belo Monte apresentam o mesmo valor de aceleração no instante inicial, imediatamente após a contingência de qualquer dos bipolos, pois estão despachados inicialmente com o mesmo montante de potência (4.000 MW). No entanto, como mostrado na Figura 18 e na Figura 19, a frequência elétrica e a defasagem angular crescem mais rapidamente no caso do bloqueio do bipolo Xingu-Estreito, conforme já comentado anteriormente.

Contingência: bloqueio bipolo Xingu - Estreito

Figura 18 Frequência das máquinas síncronas do grupo 30 de geração da UHE Belo Monte

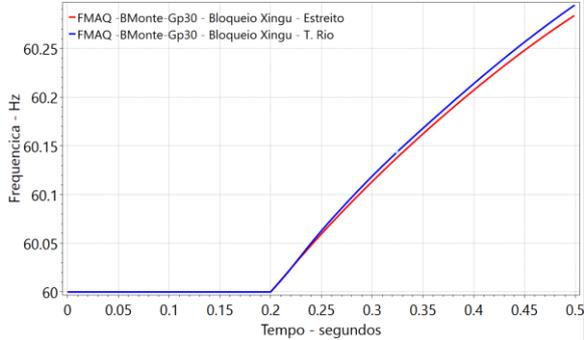
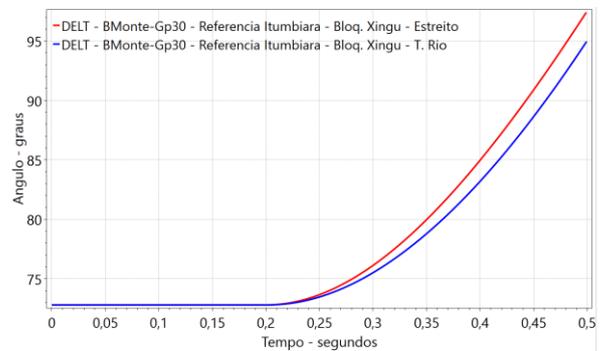


Figura 19 Defasagem angular entre os rotores das máquinas do grupo 30 da UHE Belo Monte e a UHE Itumbiara



Fonte: Autor (2021)

Sistema de transmissão da interligação Norte-Sudeste

A seguir apresentam-se os resultados referentes às contingências na interligação Norte-Sudeste. A Tabela 10 diz respeito à abertura tripla LT 500 kV Gurupi-Serra da Mesa C1/C2 e LT 500 kV Peixe 2-Serra da Mesa 2, interrompendo um fluxo de 3.442 MW. Já a Tabela 11 diz respeito à abertura dupla LT 500 kV Samambaia-Itumbiara e LT 500 kV Samambaia-Emborcação, interrompendo um fluxo de 1.098 MW.

Tabela 10 Acelerações (RoCoF) abertura tripla LT 500 kV Gurupi-Serra C1/C2 da Mesa e LT 500 kV Peixe 2-Serra da Mesa 2 com 3.442 MW, cenário Norte exportador (NexpSE)

UHE		Aceleração Contingência		Aceleração Referência (Hz/s)	A _{0%} (%)	A _{Max%} (%)	Nº UGs	Inércia (s)	Base (MVA)	Potência Acelerante Inicial/Máq. (%)
Máq.	Grupo	A ₀ (Hz/s)	A _{Max} (Hz/s)							
Belo Monte	10	0,07	0,55	5,65	1,2	9,73	9	4,779	679	1,3
	20	0,07	0,57	6,22	1,1	9,16	5	4,338	679	1,1
	30	0,1	0,58	5,77	1,7	9,53	4	4,678	679	1,7
Tucuruí	1	0,67	0,81	6,43	10,4	12,6	3	4,667	350	10,5
	2	0,67	0,84	6,43	10,4	13,06	3	4,667	350	5,4
	3	0,7	0,78	6,43	10,9	12,1	3	4,667	350	11,0
	5	0,4	0,67	7,14	5,6	9,4	3	4,2	390	5,7
	6	0,39	0,68	7,14	5,5	9,5	5	4,2	390	5,6
Estreito		1,76	1,79	10,15	17,3	17,3	5	3,55	151,8	20,9
Lajeado		6,83	6,83	9,27	73,7	73,7	3	3,064	190	69,9
Peixe		9,13	9,13	10,15	89,9	89,9	2	2,806	175	85,4
Serra da Mesa		-3,4	1,2	5,33	-63,79	22,5	1	5	472,6	-56,7

Fonte: Autor (2021)

Tabela 11 Acelerações (RoCoF) abertura dupla LT 500 kV Samambaia–Itumbiara e LT 500 kV Samambaia–Emborcação com 1.098 MW, cenário Norte exportador (NexpSE)

UHE		Aceleração Contingência		Aceleração Referência (Hz/s)	A _{0%} (%)	A _{Max%} (%)	Nº UGs	Inércia (s)	Base (MVA)	Potência Acelerante Inicial/Máq. (%)
Máq.	Grupo	A ₀ (Hz/s)	A _{Max} (Hz/s)							
Belo Monte	10	0,006	0,06	5,65	0,11	1,1	9	4,779	679	1,0
	20	0,006	0,06	6,22	0,1	1,0	5	4,338	679	0,5
	30	0,009	0,06	5,77	0,16	1,0	4	4,678	679	0,6
Tucuruí	1	0,07	0,08	6,43	1,1	1,2	3	4,667	350	1,0
	2	0,07	0,09	6,43	1,1	1,4	3	4,667	350	3,1
	3	0,07	0,09	6,43	1,1	1,4	3	4,667	350	1,1
	5	0,04	0,08	7,14	0,6	1,1	3	4,2	390	0,6
	6	0,04	0,08	7,14	0,6	1,1	5	4,2	390	0,6
Estreito		0,18	0,18	10,15	1,8	1,8	5	3,55	151,8	2,1
Lajeado		0,64	0,64	9,27	6,9	6,9	3	3,064	190	6,6
Peixe		0,82	0,82	10,15	8,1	8,1	2	2,806	175	7,7
Serra da Mesa		0,63	0,63	5,33	11,8	11,8	1	5	472,6	10,6

Fonte: Autor (2021)

Entre estes dois distúrbios, a abertura tripla LT 500 kV Gurupi–Serra da Mesa C1/C2 e LT 500 kV Peixes 2–Serra da Mesa 2 apresenta-se mais severa para o SIN, especialmente em função do maior fluxo de potência interrompido. Destaca-se, adicionalmente, as elevadas acelerações observadas nas unidades geradoras eletricamente mais próximas à contingência, como é o caso dos geradores da UHE Peixe Angical. Em relação às unidades geradoras da UHE Belo Monte, as contingências na interligação são menos impactantes, resultando em acelerações cerca de 10 vezes menores que aquelas observadas no bloqueio dos bipolos. Nesse sentido, as contingências na interligação Norte-Sudeste têm menor potencial para levar as unidades da UHE Belo Monte à perda de sincronismo.

Na Figura 20 está apresentada a potência acelerante inicial das máquinas síncronas, destaca-se a UHE Peixe Angical. Devido a sua proximidade ao distúrbio as unidades geradoras dessa usina são as que mais absorvem impactos da contingência. Desta forma, apresenta o maior valor para potência acelerante dentre as máquinas síncronas (85,4%) por máquina logo após ao distúrbio, conforme indicado na Tabela 10. Além disso, a UHE Peixe Angical apresenta a maior taxa de variação de frequência e de aceleração, conforme Figura 21 e Figura 22. Na Figura 23 está apresentada a defasagem angular entre rotores das máquinas da UHE Peixe Angical e a UHE Itumbiara. Observa-se que a defasagem angular é incrementada em quase 64 graus nos primeiros 300 ms após a contingência, o que caracteriza a severidade desta contingência nas UHEs mais próximas, ainda que menos severas para os bipolos Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio.

Contingência: abertura tripla LT 500 k V Gurupi – Serra da Mesa C1/C2 e LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2

Figura 20 Potência acelerante

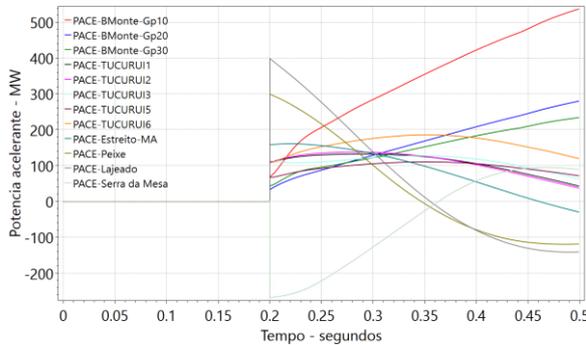


Figura 22 Aceleração das máquinas síncronas

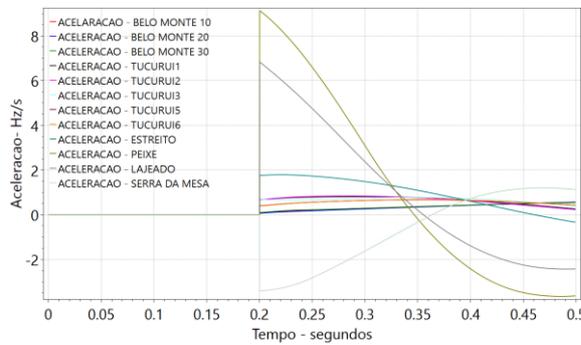


Figura 21 Frequência das máquinas síncronas

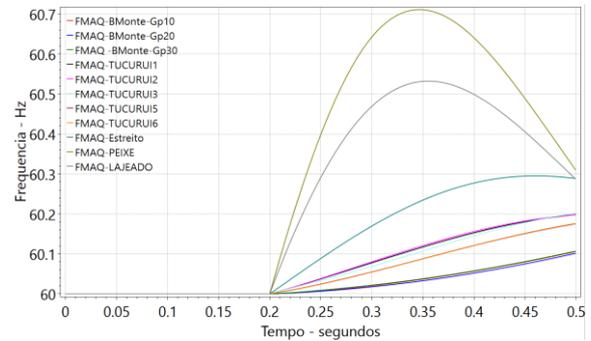
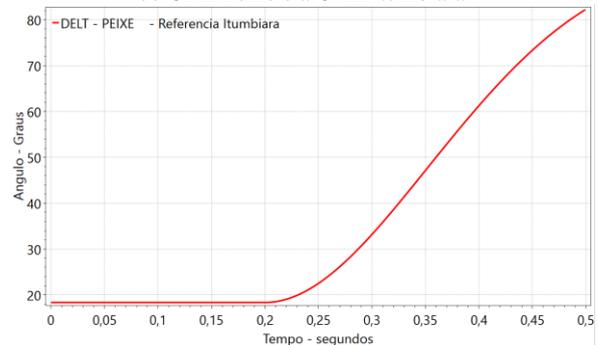


Figura 23 Defasagem angular entre os rotores das máquinas de UHE Peixe e a UHE Itumbiara



Fonte: Autor (2021)

Deve-se observar ainda que as unidades geradoras da UHE Serra da Mesa sofrem desaceleração na contingência tripla LT 500 kV Gurupi-Serra da Mesa C1/C2 e LT 500 kV Peixe 2-Serra da Mesa 2, uma vez que ficam mais fortemente conectadas aos sistemas Sudeste/Centro-Oeste após a contingência. Esse comportamento é típico de contingências em interligações entre subsistemas, com aceleração nos sistemas exportadores e desacelerações nos sistemas importadores.

Destaca-se para os resultados da abertura dupla LT 500 kV Samambaia-Itumbiara e LT 500 kV Samambaia-Emborcação, como já destacado, esta contingência apresenta menor severidade, resultando em acelerações cerca de 10 vezes menores que aquelas observadas na abertura tripla 500 kV Gurupi-Serra da Mesa C1/C2 e LT 500 kV Peixe 2-Serra da Mesa 2. Além disso, para esta contingência não há desaceleração das máquinas síncronas, uma vez que todas as máquinas síncronas ficam fortemente conectadas ao sistema Norte e Nordeste após a contingência.

3.2.3 Cenário Sudeste Importador (SEimpMAX)

Para o cenário Sudeste importador máximo (SeimpMax), foram simuladas contingências internas ao sistema HVDC da UHE Belo Monte, bloqueio do bipolo Xingu–Estreito e bloqueio bipolo Xingu–Terminal Rio, contingências referentes à interligação Norte–Sudeste, abertura tripla das LT 500 kV Gurupi–Serra da Mesa C1/C e LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2 e abertura dupla 500 kV LT Samambaia–Itumbiara e LT 500 kV Samambaia – Emborcação. Além destas contingências, também foram simuladas as contingências referentes ao SEP da UHE Teles Pires, abertura dupla LT 500 kV Cláudia-Paranatinga C1/C3 e abertura dupla LT 500 kV Paranaíta–Cláudia C1/C2, e também relativa ao SEP da UHE Itaipu 60 Hz, abertura tripla LT 765 kV Ivaiporã–Itaberá C1/C2/C3 e abertura tripla LT 765 kV Foz do Iguaçu–Ivaiporã C1/C2/C3.

Sistema de transmissão HVDC associado à UHE Belo Monte

Na Tabela 12 e Tabela 13, apresentam-se os resultados referentes as simulações para o bloqueio Xingu-Estreito e bloqueio Xingu–Terminal.

Tabela 12 Acelerações (RoCoF) para bloqueio do bipolo Xingu–Estreito com 4.000 MW, cenário Sudeste importador (SeimpMax)

UHE		Aceleração Contingência		Aceleração Referência (Hz/s)	A _{0%} (%)	A _{Max%} (%)	Nº UGs	Inércia (s)	Base (MVA)	Potência Acelerante Inicial/Máq. (%)
Máq.	Grupo	A ₀ (Hz/s)	A _{Max} (Hz/s)							
Belo Monte	10	0,95	1,11	5,65	16,8	19,6	9	4,779	679	14,04
	20	0,78	1,09	6,22	12,5	17,5	5	4,338	679	12,78
	30	1,18	1,19	5,77	20,4	20,6	3	4,678	679	18,1
Tucuruí	1	0,55	0,66	6,43	8,55	10,3	5	4,667	350	8,29
	2	0,52	0,67	6,43	8,1	10,4	3	4,667	350	7,74
	3	0,51	0,68	6,43	7,9	10,6	4	4,667	350	8,70
	5	0,74	0,78	7,14	10,4	10,9	4	4,2	390	11,35
	6	0,76	0,79	7,14	10,6	11,1	7	4,2	390	11,96
Estreito		0,21	0,39	10,15	2,1	3,84	8	3,55	151,8	2,4
Lajeado		0,09	0,18	9,27	0,97	1,94	5	3,064	190	0,84
Peixe		-0,05	-0,19	10,15	0,5	1,87	3	2,806	175	-0,62
Serra da Mesa		-0,24	0,24	5,33	4,5	4,5	3	5	472,6	-4,21

Fonte: Autor (2021)

Tabela 13 Acelerações (RoCoF) para bloqueio do bipolo Xingu–Terminal Rio com 4.000 MW, cenário Sudeste importador (SEimpMax)

UHE		Aceleração Contingência		Aceleração Referência (Hz/s)	A _{0%} (%)	A _{Max%} (%)	Nº UGs	Inércia (s)	Base (MVA)	Potência Acelerante Inicial/Máq. (%)
Maq.	Grupo	A ₀ (Hz/s)	A _{Max} (Hz/s)							
Belo Monte	10	0,95	1,2	5,65	16,8	21,2	9	4,779	679	14,04
	20	0,78	1,15	6,22	12,5	18,5	5	4,338	679	12,78
	30	1,18	1,31	5,77	20,4	22,7	3	4,678	679	18,1
Tucuruí	1	0,55	0,72	6,43	8,55	11,2	5	4,667	350	8,70
	2	0,52	0,72	6,43	8,1	11,2	3	4,667	350	8,17
	3	0,51	0,76	6,43	7,9	11,8	4	4,667	350	9,20
	5	0,74	0,88	7,14	10,4	12,3	4	4,2	390	10,48
	6	0,76	0,88	7,14	10,6	12,3	7	4,2	390	10,66
Estreito		0,26	0,49	10,15	2,56	4,83	8	3,55	151,8	2,37
Lajeado		0,3	0,3	9,27	3,24	3,24	5	3,064	190	3,35
Peixe		0,22	0,22	10,15	2,17	2,17	3	2,806	175	2,26
Serra da Mesa		0,1	0,1	5,33	1,88	1,88	3	5	472,6	1,54

Fonte: Autor (2021)

A Tabela 12 e a Tabela 13 trazem os resultados para as contingências internas aos bipolos Xingu–Estreito e Xingu–Terminal Rio, respectivamente onde interrompe-se o fornecimento de 4.000 MW para a região Sudeste. Agora o cenário de simulação é o SEimpMax, onde há grandes valores de importação de energia pela região Sudeste. O efeito é bastante similar ao observado no cenário NexpsE, uma vez que os despachos dos bipolos são os mesmos.

Assim como, no caso NexpsE observa-se que a UHE Belo Monte é a usina de maior porte, apresentando altos valores de inércia e de potência base. Também para este caso as unidades geradoras dessa usina são as que mais absorvem os impactos da contingência, devido à sua proximidade ao distúrbio, em destaque o grupo de geração 30, o qual apresenta altos valores de potência acelerante (18,1%) por máquina após o distúrbio.

Outra constatação importante é que, novamente, para ambas as contingências a aceleração inicial das máquinas (grupo 30) da UHE Belo Monte é igual 1,18 Hz/s, o que de fato está correto, pois o impacto inicial é o mesmo, interrupção de 4.000 MW nos bipolos. Entretanto, a aceleração máxima em até 300 ms após a contingência apresenta uma pequena diferença entre os casos, 1,31 Hz/s para o bloqueio Xingu-Terminal Rio e 1,19 Hz/s para o bloqueio Xingu-Estreito. Essa diferença se justifica pela diferença da resposta dinâmica do bipolo remanescente, que é afetada pelo comportamento dinâmico das tensões nas estações conversoras e pela estratégia de controle do bipolo.

Nas figuras a seguir apresenta-se o comportamento das máquinas síncronas para o bloqueio do bipolo Xingu-Estreito. É possível observar que o grupo 10 de geração da UHE Belo Monte é o que apresenta maiores valores de potência acelerante instantes após a contingência, Figura 24 (curva em vermelho). Esse comportamento também é observado para o bloqueio Xingu-Terminal Rio. Isto é justificado pelo fato deste grupo de geração apresentar o maior número de UGs (9 UGs), apresentando uma maior massa girante, a qual absorve uma parcela maior do impacto.

Da mesma forma que o caso NexpSE, o grupo de geração 30 da UHE Belo Monte é o que apresenta a maior taxa de variação de frequência, conforme já indicado na Tabela 12 e na Tabela 13 e representado na Figura 25 e na Figura 26. Como explicado na seção 3.2.2, isso ocorre devido aos parâmetros elétricos das unidades geradoras desse grupo, especialmente reatância subtransitória de eixo direto e a sua constante de inércia.

Na Figura 27 está apresentada a defasagem angular entre os rotores das máquinas do grupo 30 da UHE Belo Monte e a UHE Itumbiara.

Observa-se, ainda, que a defasagem angular é incrementada em quase 24 graus nos primeiros 300 ms após a contingência, o que caracteriza a severidade do evento sob o ponto de vista dinâmico. Já que maiores acelerações resultam em maiores excursões angulares, o que resulta em maiores riscos de perda sincronismo (KUNDUR et al, 2004).

Continência: bloqueio Xingu - Estreito

Figura 24 Potência acelerante

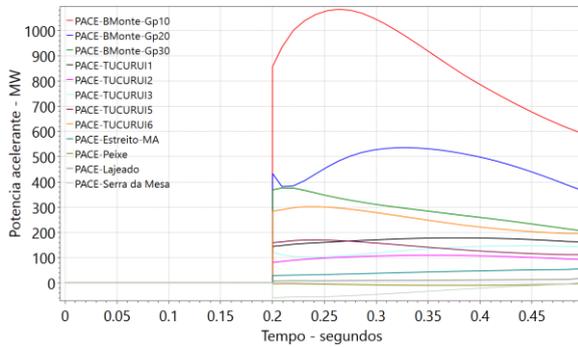


Figura 25 Frequência das máquinas síncronas

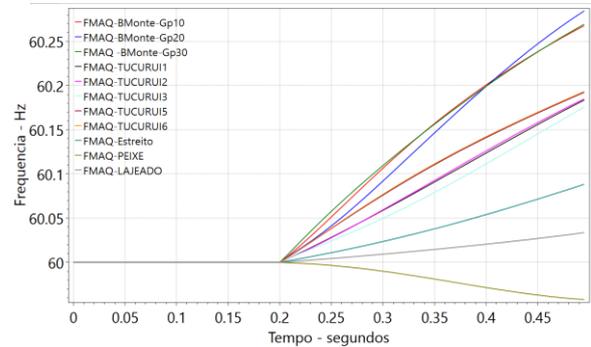


Figura 26 Aceleração das máquinas síncronas

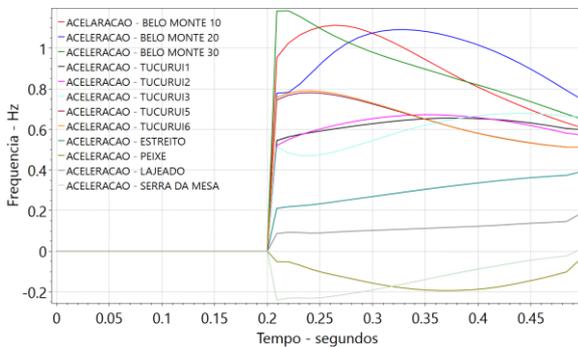
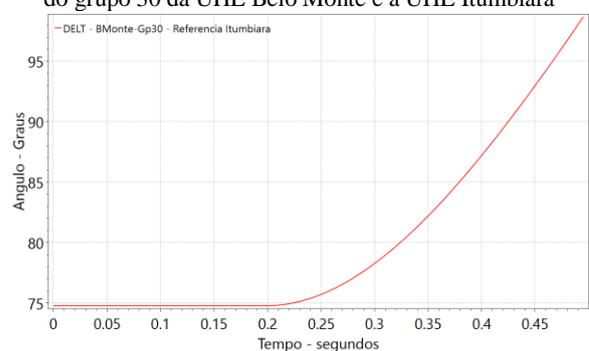


Figura 27 Defasagem angular entre os rotores das máquinas do grupo 30 da UHE Belo Monte e a UHE Itumbiara



Fonte: Autor (2021)

Sistema de transmissão da interligação Norte-Sudeste

A seguir apresentam-se os resultados referentes as contingências na interligação Norte-Sudeste. A Tabela 14 diz respeito a abertura tripla LT 500 kV Gurupi-Serra da Mesa C1/C2 e LT 500 kV Peixe 2-Serra da Mesa 2, interrompendo o fornecimento de 3.844 MW. Já a Tabela 15 diz respeito a abertura dupla LT 500 kV Samambaia-Itumbiara e LT Samambaia-Emborcação, interrompendo o fornecimento de 1.160 MW.

Tabela 14 Acelerações (RoCoF) abertura tripla LT 500 kV Gurupi-Serra C1/C2 da Mesa e LT 500 kV Peixe 2-Serra da Mesa 2 com 3.844 MW, Sudeste importador (SEimpMax)

UHE		Aceleração Contingência		Aceleração Referência (Hz/s)	A ₀ % (%)	A _{Max} % (%)	Nº UGs	Inércia (s)	Base (MVA)	Potência Acelerante Inicial/Máq. (%)
Maq.	Grupo	A ₀ (Hz/s)	A _{Max} (Hz/s)							
Belo Monte	10	0,09	0,52	5,65	1,59	9,2	9	4,779	679	1,3
	20	0,09	0,53	6,22	1,44	8,52	5	4,338	679	1,2
	30	0,12	0,52	5,77	2,1	9,0	3	4,678	679	1,3
Tucuruí	1	0,61	0,7	6,43	9,49	10,9	5	4,667	350	9,1
	2	0,58	0,73	6,43	8,4	11,4	3	4,667	350	8,5
	3	0,58	0,69	6,43	9,02	10,7	4	4,667	350	9,6
	5	0,35	0,61	7,14	4,9	8,5	4	4,2	390	4,7

	6	0,36	0,61	7,14	5,04	8,5	7	4,2	390	4,8
Estreito		1,45	1,48	10,15	14,3	14,58	8	3,55	151,8	16,9
Lajeado		5,47	5,47	9,27	59	59	5	3,064	190	58,2
Peixe		7,18	7,18	10,15	70,7	70,7	3	2,806	175	69,1
Serra da Mesa		-4,38	1,88	5,33	-82,1	35,3	3	5	472,6	-7,4

Fonte: Autor (2021)

Tabela 15 Acelerações (RoCoF) abertura dupla LT 500 kV Samambaia–Itumbiara e LT 500 kV Samambaia–Emborcação com 1.160 MW, Sudeste importador (SeimpMax)

UHE		Aceleração Contingência		Aceleração Referência (Hz/s)	A _{0%} (%)	A _{Max%} (%)	N° UGs	Inércia (s)	Base (MVA)	Potência Acelerante Inicial/Máq. (%)
Maq.	Grupo	A ₀ (Hz/s)	A _{Max} (Hz/s)							
Belo Monte	10	0,009	0,05	5,65	0,2	0,9	9	4,779	679	0,1
	20	0,008	0,05	6,22	0,1	0,8	5	4,338	679	0,1
	30	0,01	0,05	5,77	0,2	0,9	3	4,678	679	0,1
Tucuruí	1	0,05	0,06	6,43	0,8	0,9	5	4,667	350	0,8
	2	0,05	0,07	6,43	0,8	1,1	3	4,667	350	0,8
	3	0,05	0,07	6,43	0,8	1,1	4	4,667	350	0,9
	5	0,03	0,07	7,14	0,4	1	4	4,2	390	0,4
	6	0,03	0,07	7,14	0,4	1	7	4,2	390	0,4
Estreito		0,13	0,13	10,15	1,3	1,3	8	3,55	151,8	1,6
Lajeado		0,47	0,47	9,27	5,1	5,1	5	3,064	190	5,1
Peixe		0,59	0,59	10,15	5,8	5,8	3	2,806	175	5,7
Serra da Mesa		0,73	0,73	5,33	13,7	13,7	3	5	472,6	12,4

Fonte: Autor (2021)

Entre estes dois distúrbios, a abertura tripla LT 500 kV Gurupi–Serra da Mesa C1/C2 e LT 500 kV Peixes 2–Serra da Mesa 2 apresenta-se mais severa para o SIN, especialmente em função do maior fluxo de potência interrompido, 3.844 MW, similar as simulações para o cenário NexPSE.

Da mesma maneira que as simulações anteriores da seção 3.2.2, salienta-se as elevadas acelerações nas unidades geradoras mais próximas à contingência, como é o caso das máquinas síncronas da UHE Peixe Angical. Como já se esperava, as contingências na interligação Norte-Sudeste são menos impactantes para a UHE Belo Monte, desta forma, resulta em acelerações cerca de 10 vezes menores que aquelas observadas no bloqueio dos bipolos. Portanto, as contingências na interligação Norte-Sudeste, também para este cenário, têm menor potencial de levar as unidades da UHE Belo Monte à perda de sincronismo.

A seguir apresenta-se o comportamento das máquinas síncronas para a abertura tripla LT 500 kV Gurupi-Serra C1/C2 da Mesa e LT 500 kV Peixe 2-Serra da Mesa 2. Na Figura 28 está apresentada a potência acelerante inicial das máquinas síncronas, destaca-se a UHE Peixe Angical. Devido a sua proximidade ao distúrbio as unidades geradoras dessa usina são as que

mais absorvem impactos da contingência, apresentando o maior valor para potência acelerante dentre as máquinas síncronas (69,1%) por máquina logo após ao distúrbio, conforme indicado na Tabela 14. Além disso, a UHE Peixe Angical apresenta a maior taxa de variação de frequência e de aceleração, conforme Figura 29 e Figura 30. Na Figura 31 está apresentada a defasagem angular entre rotores das máquinas da UHE Peixe Angical e a UHE Itumbiara. Observa-se que a defasagem angular é incrementada em quase 64 graus nos primeiros 300 ms após a contingência, o que caracteriza a severidade desta contingência, ainda que menor em relação as contingências nos bipolos Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio.

Contingência: abertura tripla LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa C1/C2 e LT 500 kV Peixes 2 – Serra da Mesa 2

Figura 28 Potência acelerante

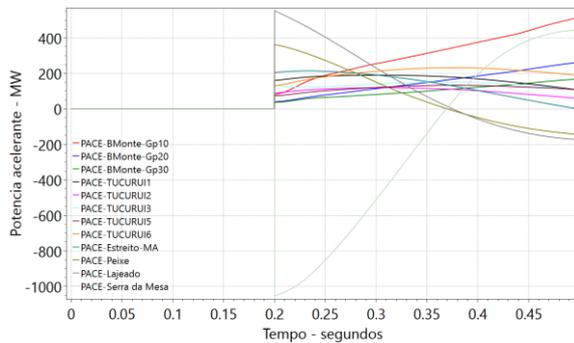


Figura 30 Aceleração das máquinas síncronas

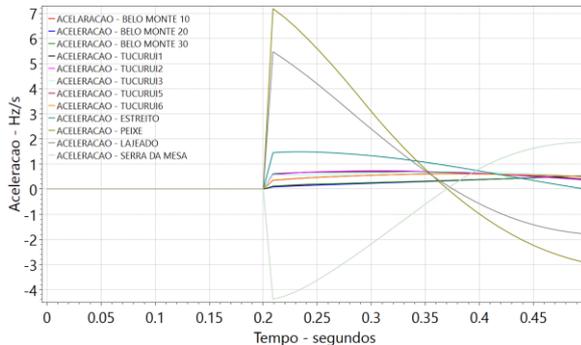


Figura 29 Frequência das máquinas síncronas

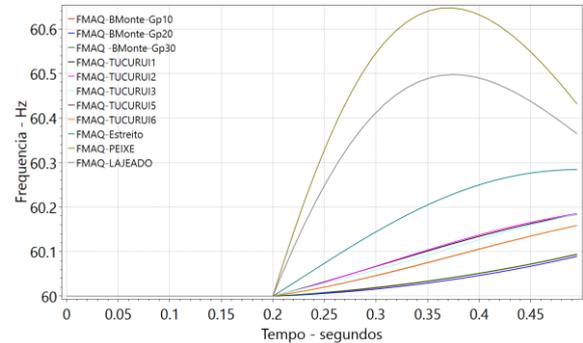
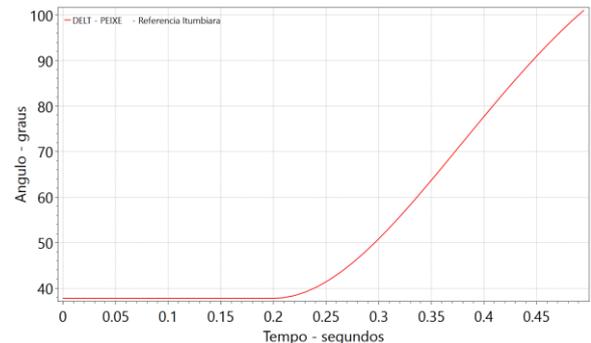


Figura 31 Defasagem angular entre os rotores das máquinas do grupo 30 da UHE Peixe Angical e a UHE Itumbiara



Fonte: Autor (2021)

Destaca-se, ainda, que as unidades geradoras da UHE Serra da Mesa sofrem desaceleração na abertura tripla LT 500 kV Gurupi-Serra C1/C2 da Mesa e LT 500 kV Peixe 2-Serra da Mesa 2 (Tabela 14), do mesmo modo que ocorreu para esta contingência com o cenário NexPSE, uma vez que ficam mais fortemente conectadas aos sistemas Sudeste/Centro-Oeste após a contingência. Esse comportamento característico de contingências em interligações entre subsistemas, com aceleração nos sistemas exportadores e desacelerações nos sistemas importadores.

Sistema de transmissão associado ao complexo de geração UHE Teles Pires

A seguir apresentam-se os resultados referentes as contingências no sistema de transmissão associado ao complexo de geração da UHE Teles Pires. A Tabela 16 diz respeito a abertura dupla LT 500 kV Cláudia – Paranatinga C1/C3, interrompendo 1.766 MW. Já Tabela 17 diz respeito a abertura dupla LT 500 kV Paranaíta – Cláudia C1/C2, interrompendo 1.469 MW.

Tabela 16 Acelerações (RoCoF) abertura dupla LT 500 kV Cláudia–Paranatinga C1/C3 com 1.766 MW, Sudeste importador (SeimpMax)

UHE	Aceleração Contingência		Aceleração Referência (Hz/s)	A _{0%} (%)	A _{Max%} (%)	N° UGs	Inércia (s)	Base (MVA)	Potência Acelerante Inicial/Máq. (%)
	A ₀ (Hz/s)	A _{Max} (Hz/s)							
Teles Pires	1,22	1,22	7,82	15,6	15,6	5	3,452	404,5	14,2
Colíder	2,67	2,67	8,85	30,2	30,2	3	3,051	111,1	28,4
São Manoel	1,51	1,51	7,82	19,3	19,3	4	3,451	194,5	17,8
Sinop	2,51	2,51	8,39	29,9	29,9	2	3,22	222,3	27,8

Fonte: Autor (2021)

Tabela 17 Acelerações (RoCoF) abertura dupla LT 500 kV Paranaíta–Cláudia C1/C2 com 1.469 MW, Sudeste importador (SeimpMax)

UHE	Aceleração Contingência		Aceleração Referência (Hz/s)	A _{0%} (%)	A _{Max%} (%)	N° UGs	Inércia (s)	Base (MVA)	Potência Acelerante Inicial/Máq. (%)
	A ₀ (Hz/s)	A _{Max} (Hz/s)							
Teles Pires	2,06	20,6	7,82	26,3	26,3	5	3,452	404,5	24,1
São Manoel	2,49	2,49	8,85	28,14	28,14	3	3,051	111,1	68,5
Sinop	-2,24	1,64	8,39	-26,7	19,9	2	3,22	222,3	-25,5
Colíder	-2,38	1,25	7,82	-26,9	14,1	4	3,451	194,5	-11,2

Fonte: Autor (2021)

Entre os dois distúrbios, a abertura dupla LT 500 kV Paranaíta–Cláudia C1/C2 revela-se ser mais severa, especialmente em função de isolar as UHE São Manoel e UHE Sinop do restante do SIN, conforme Figura 8. Destaca-se os altos valores de aceleração e potência acelerante das máquinas síncronas da UHE São Manoel.

As contingências referentes ao sistema de transmissão associado ao complexo de geração da UHE Teles Pires são de alta severidade local, ou seja, para o complexo Teles Pires. No entanto, apresentam menor severidade sob o ponto de vista do SIN.

A seguir apresentam-se o comportamento das máquinas síncronas para a abertura dupla LT 500 kV Paranaíta-Cláudia C1/C2. Na Figura 32 está apresentada a potência acelerante inicial das máquinas síncronas. É possível observar que a UHE Teles Pires apresenta os maiores valores de potência acelerante logo após a contingência. Isso é justificado pelo fato de ser a usina que apresenta o maior número de UGs (6 UGs), apresentando uma maior massa girante, a qual é capaz de absorver a maior parcela do impacto da contingência. Ainda, destaca-se a UHE São Manoel que apresenta o maior valor de potência acelerante dentre as máquinas síncronas (68,5%) por máquina logo após à contingência, conforme indicado na Tabela 17. Além disso, a UHE São Manoel apresenta a maior taxa de variação de frequência e aceleração, conforme Figura 33 e Figura 34.

Adicionalmente, é possível observar que a abertura dupla LT 500 kV Paranaíta-Cláudia C1/C2 causa na separação de dois grupos de usinas, as usinas a montante da abertura que apresentam valores positivos de potência acelerante e aceleração, já a usinas a jusante da abertura que apresentam valores negativos de aceleração e potência acelerante. Na Figura 8 é claramente possível observar a separação entre dois grupos de geração após a abertura da linha de transmissão, as usinas a montante, UHE Teles Pires e UHE São Manoel, e a usinas a jusante, UHE Colíder e UHE Sinop. Também é retificado pela Figura 35 que demonstra a evolução do ângulo nas barras referentes as UHEs ao longo do tempo, onde há a clara separação de dois grupos entre as usinas.

Contingência: abertura LT 500 kV Paranaíta – Cláudia C1/C2

Figura 32 Potência acelerante

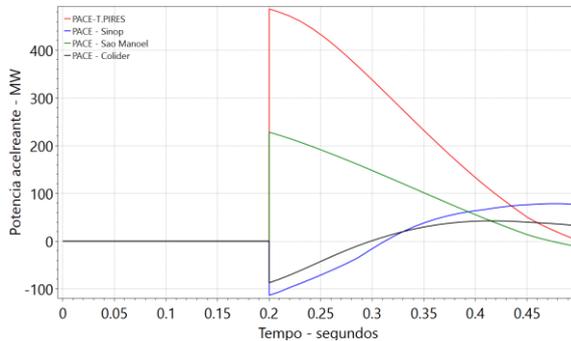


Figura 33 Frequência das máquinas síncronas

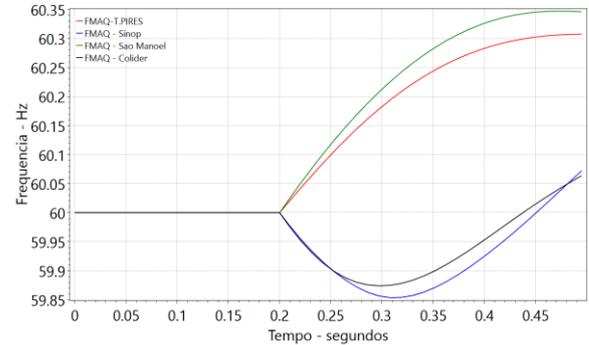


Figura 34 Aceleração das máquinas síncronas

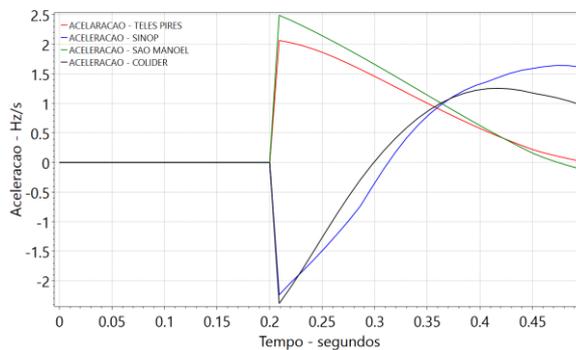
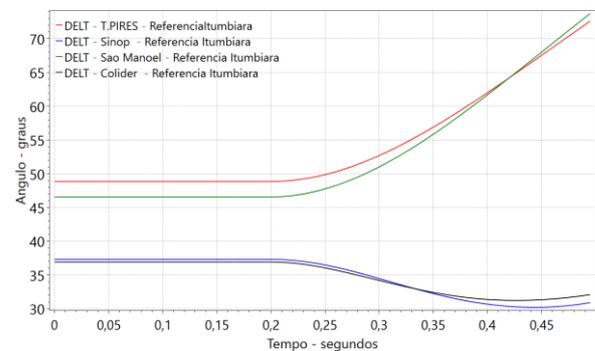


Figura 35 Defasagem angular dos rotores das UHEs para a abertura LT 500 kV Paranaíta- Cláudia C1/C2



Fonte: Autor (2021)

Sistema de transmissão associado ao complexo de geração UHE Itaipu 60 Hz

A seguir expõem-se os resultados da contingência para o SEP da UHE Itaipu 60 Hz. Simulou-se a abertura tripla LT 765 kV Ivaiporã–Itaberá C1/C2/C3, interrompendo 5.302 MW, Tabela 18, e abertura tripla LT 765 kV Foz do Iguaçu–Ivaiporã C1/C2/C3, interrompendo 6.092 MW, Tabela 19.

Tabela 18 Acelerações (RoCoF) abertura tripla LT 765 kV Ivaiporã–Itaberá C1/C2/C3 com 5.302 MW, Sudeste importador (SeimpMax)

UHE		Aceleração Contingência		Aceleração Referência (Hz/s)	A _{0%} (%)	A _{Max%} (%)	Nº UGs	Inércia (s)	Base (MVA)	Potência Acelerante Inicial/Máq. (%)
Maq.	Grupo	A ₀ (Hz/s)	A _{Max} (Hz/s)							
Itaipu 60 Hz	10	1,24	1,24	5,44	22,8	22,8	10	5,389	737	22,3

Fonte: Autor (2021)

Tabela 19 Acelerações (RoCoF) abertura tripla LT 765 kV Foz do Iguaçu–Ivaiporã C1/C2/C3 com 6.092 MW, Sudeste importador (SeimpMax)

UHE		Aceleração Contingência		Aceleração Referência (Hz/s)	A _{0%} (%)	A _{Max%} (%)	Nº UGs	Inércia (s)	Base (MVA)	Potência Acelerante Inicial/Máq. (%)
Maq.	Grupo	A ₀ (Hz/s)	A _{Max} (Hz/s)							
Itaipu 60 Hz	10	3,44	3,44	5,44	63,24	63,24	10	5,389	737	61,8

Fonte: Autor (2021)

A partir dos resultados expostos nas tabelas conclui-se que a abertura tripla LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã C1/C2/C3 é mais severa, já que apresenta maiores valores de aceleração no instante pós contingência e também de potência acelerante por máquina (61,8%), justificados pelo maior montante de potência interrompida. De fato, na barra de Ivaiporã há uma conexão com o sistema de 500 kV, Figura 11, diminuindo, assim o fluxo de potência no trecho LT 765 kV Ivaiporã – Itaberá C1/C2/C3. O fato de ser uma planta de geração de grande porte do SIN também corrobora com a alta severidade desta contingência.

A seguir apresentam-se o comportamento das máquinas síncronas. É possível observar que a severidade da contingência é demonstrada através dos gráficos de potência acelerante e aceleração, Figura 36 e Figura 38. Além disso, a severidade da contingência é refletida na variação da frequência das máquinas síncronas da UHE Itaipu, Figura 37, e também pela variação da defasagem angular dos rotores da UHE Itaipu e a UHE Itumbiara, Figura 39, onde a defasagem angular é incrementada em quase 27 graus nos primeiros 300 ms após a contingência, caracterizando a severidade desta contingência.

Contingência: abertura tripla LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã C1/C2/C3

Figura 36 Potência acelerante UHE Itaipu 60 Hz

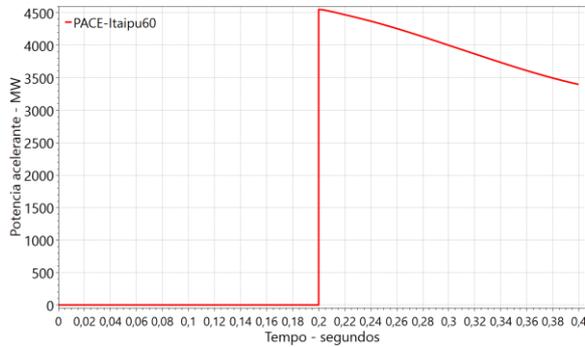


Figura 37 Frequência da máquina da UHE Itaipu 60 Hz

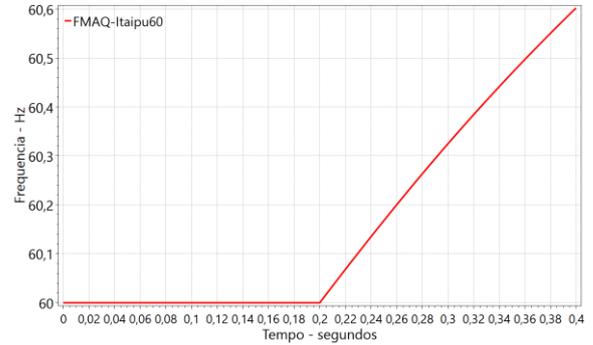


Figura 38 Aceleração UHE Itaipu 60 Hz

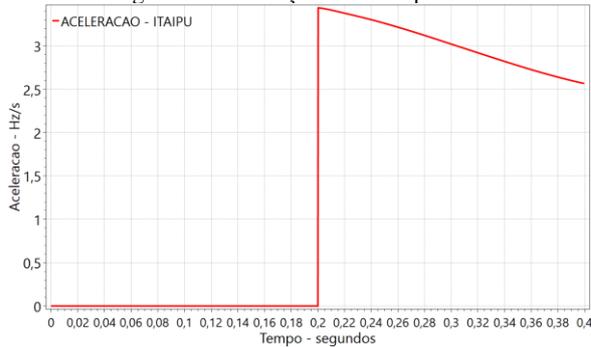
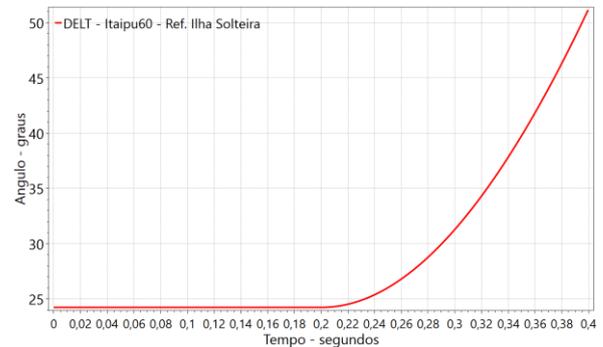


Figura 39 Defasagem angular entre rotores das máquinas síncronas da UHE Itaipu 60 Hz e a UHE Ilha Solteira



Fonte: Autor (2021)

3.3 RESUMO DOS CASOS

A Tabela 20 reúne os maiores valores de acelerações obtidos para cada UHE envolvidas nas simulações, considerando os dois cenários de operação. Observa-se que as contingências nos bipolos CC de Belo Monte e no tronco CA de Itaipu 60 Hz resultam em acelerações elevadas em usinas de grande porte do SIN, a UHE Belo Monte e a UHE Itaipu 60 Hz, respectivamente. Nesse sentido, são contingências de elevada severidade para o SIN, pois envolvem grandes valores de energia cinética, demandando ações de controle bastante enérgicas para a estabilização do sistema elétrico.

Ainda através destas primeiras simulações, verificou-se que entre os cenários bases simulados, NexpSE e SEimpMax, o caso em que o Norte exporta para o Sudeste (NexpSE) é mais severo em razão de apresentar maiores valores de fluxo de potência na interligação Norte-Sudeste. Portanto, para as próximas simulações referentes a lógica 3 do SEP da UHE Belo Monte se utilizará o cenário NexpSE.

Tabela 20 Maiores valores de acelerações (RoCoF) para cada UHE

UHE		Aceleração Contingência		Aceleração Referência (Hz/s)	A _{0%} (%)	A _{Max%} (%)	Contingência	Cenário		
Maq.	Grupo	A ₀ (Hz/s)	A _{Max} (Hz/s)							
Belo Monte	10	0,88	1,22	5,65	15	21,6	Bloqueio Xingu – T. Rio	NexpSE		
	20	0,88	1,16	6,22	14,1	18,6				
	30	1,16	1,32	5,77	20,1	22,9				
Tucuruí	1	0,68	0,80	6,43	10,58	12,44				
	2	0,67	0,80	6,43	10,42	12,44				
	3	0,71	0,73	6,43	11,04	11,35				
	5	0,91	1,0	7,14	12,74	14				
Itaipu	10	1,24	1,24	5,44	22,8	22,8			Abertura LT 500 kV Ivaiporã - Itaberá	SEimpMax
Estreito		1,76	1,79	10,15	17,3	17,3			Abertura LT 500 kV S. da Mesa – Emborc. e LT 500 kV S. da Mesa 2 – Peixe 2	NexpSE
Lajeado		6,83	6,83	9,27	73,7	73,7				
Peixe		9,13	9,13	10,15	89,9	89,9				
Serra da Mesa		0,73	0,73	5,33	13,7	13,7				
Colíder		2,67	2,67	8,85	30,2	30,2	Abertura LT 500 kV Cláudia - Paranatinga	SEimpMax		
Teles Pires		2,06	20,6	7,82	26,3	26,3	Abertura LT 500 kV Paranaíta - Cláudia			
São Manoel		1,51	1,51	7,82	19,3	19,3				
Sinop		2,51	2,51	8,39	29,9	29,9				

Fonte: Autor (2021)

Após a determinação da severidade das contingências dos SEPs expostos na seção 2.2 e confirmar que as contingências internas ao sistema HVDC da UHE Belo Monte são bastante severas e devido a sua grande importância para o SIN, no próximo capítulo será abordado com mais detalhes aspectos relativos à lógica 3 do SEP da UHE Belo Monte e a sua influência no desempenho da lógica.

4 EFEITO DAS AÇÕES DO SEP DA UHE BELO MONTE NA ESTABILIDADE DO SIN

Nesta seção são apresentados resultados de simulações de contingências internas ao sistema HVDC da UHE Belo Monte, que visam caracterizar e relacionar as condições operacionais verificadas instantes antes da contingência com as medidas de controle necessárias para estabilização do sistema. Em particular, são examinados os efeitos na estabilidade transitória que decorrem das contingências, da alteração de parâmetros da lógica 3 do SEP de Belo Monte e de alterações no sistema de transmissão de escoamento da geração desta usina.

4.1 DESCRIÇÃO DAS FERRAMENTAS, CENÁRIOS E CONTINGÊNCIAS

4.1.1 Ferramentas de simulação

Assim como na seção 3, foram utilizados os *softwares* desenvolvidos pelo Cepel, ANAREDE, ANATEM e PLOT CEPEL, cuja descrição está apresentada na seção 3.1.1.

4.1.2 Cenários examinados

Como já apontado anteriormente, no cenário NexpSE, detalhado na seção 3.1.2, as contingências nos bipolos Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio apresentam maior severidade. Portanto, as próximas simulações relativas ao SEP de Belo Monte serão baseadas neste cenário.

4.1.3 Contingências simuladas

As contingências simuladas são aquelas internas ao sistema HVDC da UHE Belo Monte e que resultam na atuação da lógica 3 do SEP associado a esta usina, em especial os bloqueios dos bipolos Xingu-Estreito ou Xingu-Terminal Rio. Conforme abordado na seção 2.2.1, a ação da lógica 3 visa o controle da estabilidade transitória por meio do desligamento de uma ou mais unidades geradoras na UHE Belo Monte, 150 milissegundos após a detecção do distúrbio, e da transferência de parte da potência bloqueada para o bipolo remanescente

(ONS, 2021d). A janela de tempo entre o bloqueio e o corte de geração tem como base valores típicos utilizados pelo ONS, o qual considera o tempo necessário para aquisição, processamento e envio dos sinais e a abertura de disjuntores de unidades geradoras na UHE.

De acordo com as referências da lógica 3, indicadas na Tabela 1, e considerando os valores de despacho dos bipolos (2 x 4.000 MW) e de FNS (3.380 MW) para o cenário NexpSE, sem considerar a transferência de potência para o bipolo remanescente, seria necessário cortar 3.780 MW de geração, logo:

$$\begin{aligned} \text{N}^\circ \text{UGs} &= \text{Inteiro}\left\{\frac{\text{Corte de Geração (MW)}}{\text{Potência Máxima por máquina Belo Monte}}\right\} = \text{Inteiro}\left\{\frac{3780}{611,11}\right\} = \\ &\text{N}^\circ \text{UGs} = \text{Inteiro}\{6,2\} \end{aligned} \quad (4)$$

Como só poderia realizar o corte de um número inteiro de unidades geradoras seria necessário realizar o desligamento de 7 unidades geradoras de Belo Monte para se atingir a estabilidade transitória do sistema.

Por meio dos resultados da seção 3, confirmou-se que o bloqueio do bipolo Xingu – Estreito é mais severo, portanto, para o estudo dos efeitos do SEP de Belo Monte na estabilidade transitória será considerado somente o bloqueio do bipolo Xingu – Estreito. A seguir serão descritas as variações feitas para ilustração dos efeitos das contingências e ações de controle na estabilidade.

4.2 RESULTADOS

Nas seções a seguir, são apresentados os resultados referentes à avaliação dos efeitos na estabilidade transitória que decorrem das contingências internas ao sistema HDVC da UHE Belo Monte, descritas na seção 4.1.3, da alteração de parâmetros da lógica 3 do SEP da UHE Belo Monte e de alterações no sistema de transmissão de escoamento da geração desta usina.

4.2.1 Efeitos da duração do curto-circuito na linha de corrente contínua do bipolo

Nesta seção, será estudado o efeito da aplicação de curto-circuito prévia ao bloqueio do bipolo Xingu-Estreito no desempenho transitório do SEP. Foram simuladas o bloqueio do bipolo Xingu-Estreito com aplicação prévia de curto-circuito e com atuação da ação de controle de corte de geração para o SEP. Foram considerados curtos-circuitos na linha de

corrente contínua, com duração de 50 a 150 ms. Após 150 ms em relação ao bloqueio do bipolo, foram desligadas 7 UGs do grupo 10 de geração na UHE Belo Monte e ajustados os parâmetros do transformador elevador equivalente da UHE, de acordo com o novo número de máquinas na usina. O tempo de simulação foi de 30 segundos, suficiente para analisar o desempenho dinâmico do SIN.

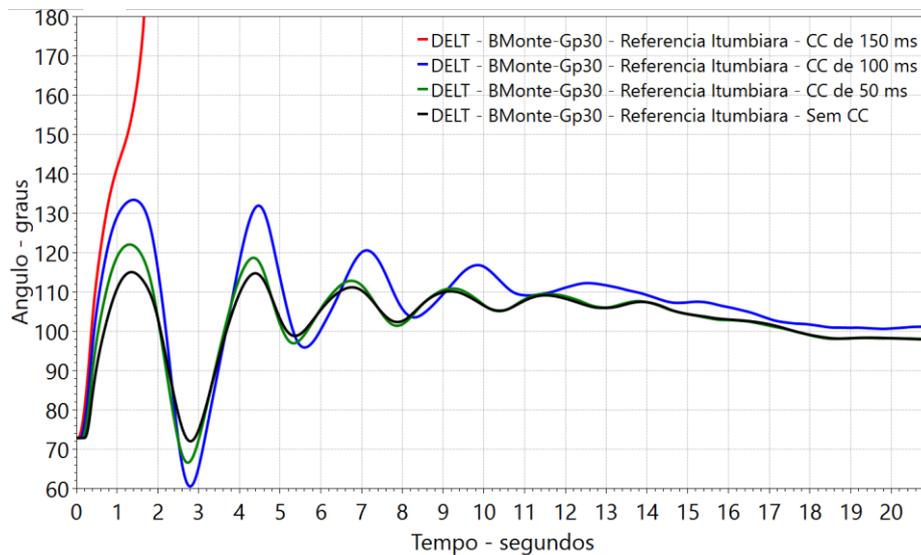
Não foram consideradas ações de transferência de potência para o bipolo remanescente, ou seja, no caso do bloqueio do bipolo Xingu – Estreito, por exemplo, nenhuma potência foi transferida para o bipolo Xingu – Terminal Rio.

Na Figura 40 são apresentados os resultados das simulações, desde o caso em que não há aplicação de curto-circuito até o caso com curto-circuito de duração de 150 ms. Observa-se que a aplicação de curto-circuito prévia ao bloqueio do bipolo aumenta a severidade da contingência. Transitoriamente há uma queda de desempenho visto que há uma variação grande do ângulo interno da máquina durante a primeira oscilação para o caso que aplica curto-circuito de duração de 100 ms, cerca de $60,4^\circ$, representando um aumento de 42,8% em relação ao caso em que não aplica curto-circuito que apresenta uma variação angular de $42,3^\circ$ durante a primeira oscilação.

Portanto, constata-se que a aplicação de curto-circuito no bipolo resulta em uma piora durante o transitório do sistema para a mesma contingência e a mesma ação de controle do SEP, corte de 7 máquinas.

Adicionalmente, aplicou-se curto-circuito na linha CC com diferentes intervalos de duração até o sistema atingir instabilidade, sendo aplicados curtos-circuitos de 50 a 150 ms, Figura 40. Observa-se que à medida que aumenta a duração do curto-circuito ocorre a degradação no desempenho da resposta dinâmica do sistema elétrico, curtos-circuitos com elevada duração fazem com que o sistema apresente maiores valores de defasagem angular na primeira oscilação, em destaque para o curto-circuito de duração de 150 ms que resultou na perda de estabilidade do sistema. Além disso, verifica-se que os casos em que se reduziu a duração do curto-circuito resultaram em uma melhora na resposta dinâmica do sistema, que é comprovado pela redução das defasagens angulares, em destaque para o curto-circuito de duração de 50 ms que apresentou comportamento dinâmico similar ao caso em que não se aplicou curto-circuito após a primeira oscilação.

Figura 40 Defasagem angular entre rotores das máquinas síncronas da UHE Belo Monte e UH Itumbiara para aplicação de diferentes curtos-circuitos



O conhecimento preciso dos tempos de atuação das proteções da linha CC é fundamental para concepção das referências do SEP para controle da estabilidade transitória, pois como demonstrado, a duração do curto-circuito exerce grande influência no desempenho da resposta dinâmica do sistema elétrico. O aumento do intervalo de tempo para atuação da proteção da linha CC exerce efeito negativo no desempenho dinâmico do sistema, em casos de intervalos grandes podem gerar a instabilidade do sistema. Além disso, sistemas de proteção e controle mais rápidos viabilizam a adoção de medidas de controle menos energéticas, o que é benéfico para o sistema elétrico.

4.2.2 Efeitos do tempo de atuação (latência) do SEP

Como abordado anteriormente, o tempo típico para que as ações da lógica de corte de geração sejam efetivadas é de 150 ms. Nesta etapa, as simulações consideraram diferentes tempos de atuação do SEP, com a finalidade de observar o efeito no desempenho dinâmico do sistema. Foram simulados o bloqueio do bipolo Xingu-Estreito seguido do corte de geração associado ao SEP. As contingências de bloqueio de bipolo foram simuladas no instante 200 ms. As simulações consideraram diferentes tempos de atuação do SEP, maiores e menores que o tempo de atuação de referência do SEP implementado no campo (150ms), com a finalidade de observar o efeito no desempenho dinâmico do sistema. Em todos os casos, foi

considerado o desligamento de 7 UGs do grupo 10 de geração da UHE Belo Monte e o correspondente ajuste nos parâmetros do transformador elevador equivalente que conecta a UHE com o SIN. O tempo de simulação foi de 30 segundos, suficiente para analisar o desempenho dinâmico do SIN.

Não foi considerada aplicação prévia de curto-circuito. Além disso, não foram consideradas ações de transferência de potência para o bipolo remanescente.

Inicialmente aplicou-se o tempo típico (150 ms) de atuação ação de controle. A Figura 41 apresenta as defasagens angulares dos rotores das máquinas da UHE de Belo Monte (região Norte) em relação às máquinas da UHE de Itumbiara (região Sudeste); nota-se forte oscilação, mas as máquinas alcançam um novo ponto de operação estável. Já na Figura 42, tem-se o comportamento da frequência do sistema ao longo do tempo, onde as máquinas que compõem o SIN operam em sincronismo entre elas. Apesar do sistema manter-se estável na primeira oscilação (primeiro *swing*) e nas demais, o corte de geração resulta em subfrequência significativa no SIN, com a frequência atingindo cerca de 58,5 Hz, além de permanecer mais de 10 segundos com a frequência abaixo de 59 Hz. A partir da Figura 41 e da Figura 42 é possível observar que o sistema consegue se estabilizar após o corte de geração, encontrando um novo ponto de operação.

A Figura 43 apresenta com maior detalhe o comportamento da frequência do sistema. O detalhamento destes registros permite observar com maior clareza o comportamento da frequência instantes após a contingência, nos primeiros segundos é possível visualizar o comportamento das máquinas das regiões Norte e Sudeste em relação à contingência. O bloqueio do bipolo é visto pela região Norte como uma perda de carga, portanto ocorre um aumento transitório da frequência, sobrefrequência, após o distúrbio. Para a região Sudeste o evento é visto como perda de geração, logo há uma queda da frequência, subfrequência, após o bloqueio. Posteriormente ao desligamento de máquinas, ocorre a queda de frequência na região Norte, o que é essencial para que a estabilidade seja mantida.

Figura 41 Defasagem angular entre rotores das máquinas síncronas da UHE Belo Monte e UHE Itumbiara (tempo de atuação 150ms)

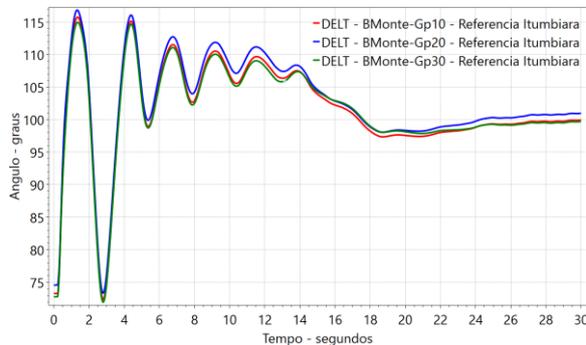


Figura 42 Frequência do SIN (tempo de atuação 150ms)

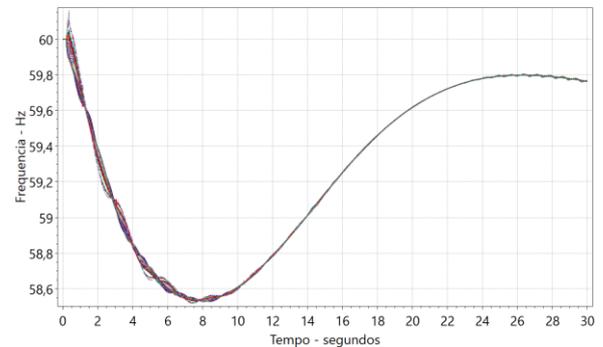


Figura 43 Frequência do SIN (detalhe)

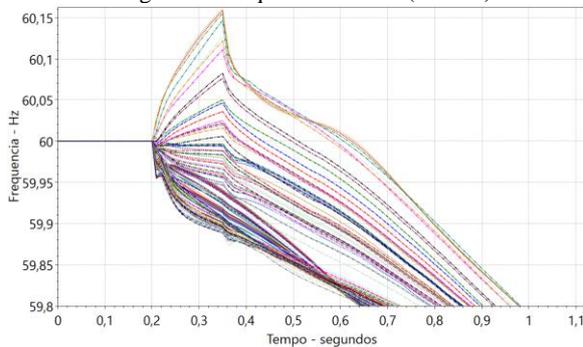
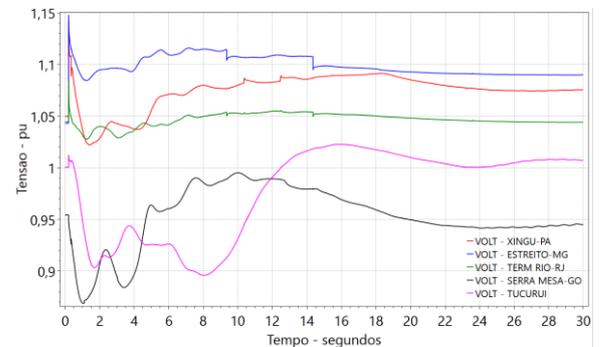


Figura 44 Tensão nas barras de 500 kV Xingu, Estreito, Terminal Rio, Tucuruí e Serra da Mesa



Fonte: Autor (2021)

Aumento do tempo de atuação (latência) do SEP

Em um segundo momento, foi postergado o início da ação de controle a fim de alcançar o tempo crítico de atuação do SEP, ou seja, o valor máximo de retardo que ainda mantém o sistema estável. Chegou-se em um valor de tempo crítico de 272 ms para as condições examinadas, ou seja, sem transferência de potência e sem curto-circuito, conforme ilustra a Figura 45. Observa-se que o sistema consegue passar a primeira oscilação e atingir a estabilidade, mesmo com o retardo da ação de controle. Ao atrasar o tempo de atuação em mais 1 ms, totalizando 273 ms de atraso, o sistema perde a estabilidade, como podemos observar na Figura 46.

Figura 45 Defasagem angular das máquinas da UHE Belo Monte em relação à UHE Itumbiara (tempo de atuação de 272ms)

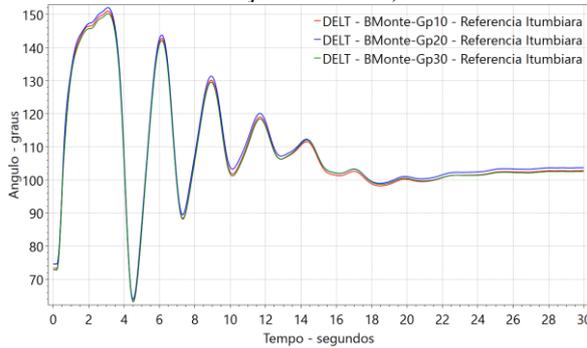
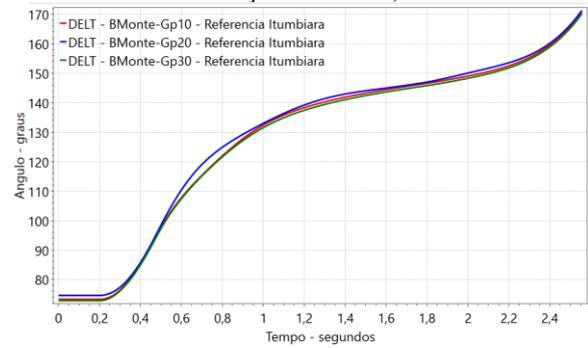


Figura 46 Defasagem angular das máquinas da UHE Belo Monte em relação à UHE Itumbiara (tempo de atuação de 273ms)



Fonte: Autor (2021)

Redução do tempo de atuação (latência) do SEP

Por fim, antecipou-se ao máximo o tempo de atuação da ação de controle (corte de geração), até um valor mínimo de 10 ms após o bloqueio do bipolo. Na perspectiva da frequência do sistema, observa-se que ação antecipada do SEP permite reduzir a frequência (desacelerar) nas máquinas da região Norte mais rapidamente, conforme pode ser observado na comparação entre a Figura 49 (para tempo de atuação de 10ms) e a Figura 50 (para tempo de atuação de 150ms). Como consequência, as defasagens das máquinas da UHE Belo Monte em relação à UHE de Itumbiara atingem valores de picos menores para a primeira oscilação, como indicado na Figura 47. Ressalta-se que este valor de tempo de atuação (10ms) não pode ser obtido na prática, devido ao intervalo de tempo necessário para aquisição, processamento e envio dos sinais que caracterizam a contingência e atuam no desligamento das unidades geradoras na UHE. Ou seja, o objetivo é o de explorar os efeitos, conforme comentado anteriormente.

Figura 47 Defasagem Ângulo entre os rotores máquinas síncronas da UHE Belo Monte e UHE Itumbiara (tempo de atuação de 10ms)

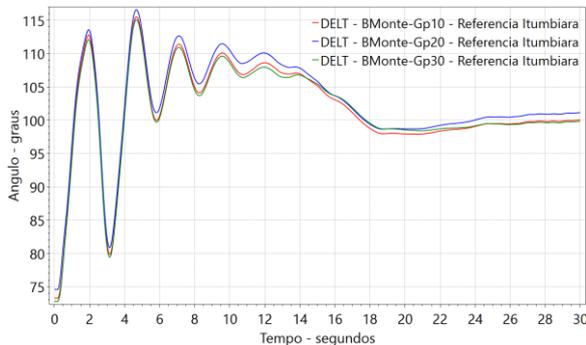


Figura 48 Frequência do SIN (tempo de atuação de 10ms)

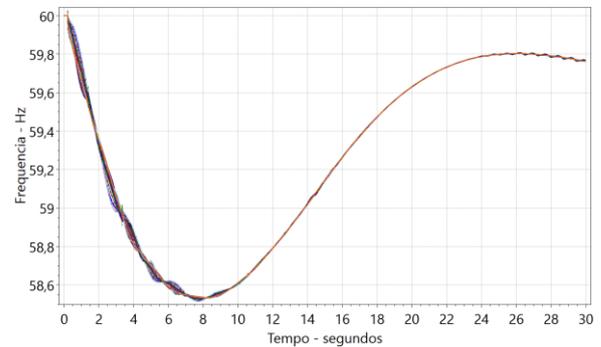


Figura 49 Frequência do SIN (detalhe) (tempo de atuação de 10ms)

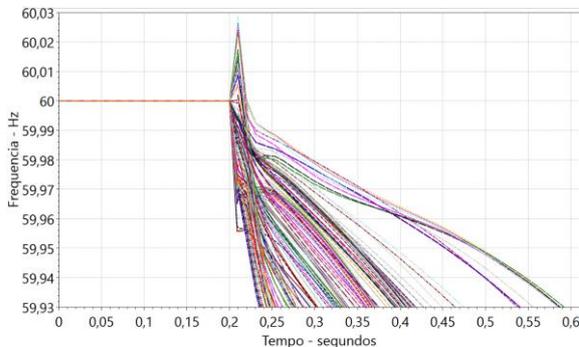
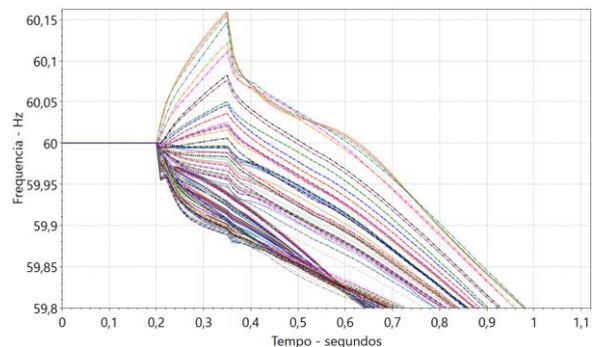


Figura 50 Frequência do SIN (detalhe) (tempo de atuação de 150ms)



Fonte: Autor (2021)

Resumo dos casos analisados

Ao realizar a análise dos resultados para diferentes tempos de atuação da ação de controle é plausível afirmar que o tempo de atuação (latência), intervalo de tempo até a tomada de ação, exerce influência significativa na resposta dinâmica do sistema elétrico, em especial na estabilidade transitória. Tempos de atuação elevados fazem com que o sistema não tenha bom desempenho quando submetido a distúrbios, como pode se observar na Tabela 21, onde maiores valores de defasagem angular na primeira oscilação são observados para os casos em que o tempo de atuação é maior que 150 ms. Ainda na Tabela 21, verifica-se para os casos em que se reduziu o tempo de atuação do SEP uma melhora na resposta dinâmica do sistema, o que é comprovado pela redução das defasagens angulares.

A Figura 51 e a Figura 52 apresentam as defasagens angulares das máquinas síncronas em relação à UHE Itumbiara para os diversos casos examinados, com tempos de atuação entre 10 e 273 ms. Observa-se que, para uma mesma contingência, tempos menores

de atuação reduzem a sua severidade, já tempos de atuação muito grandes aumentar sua severidade.

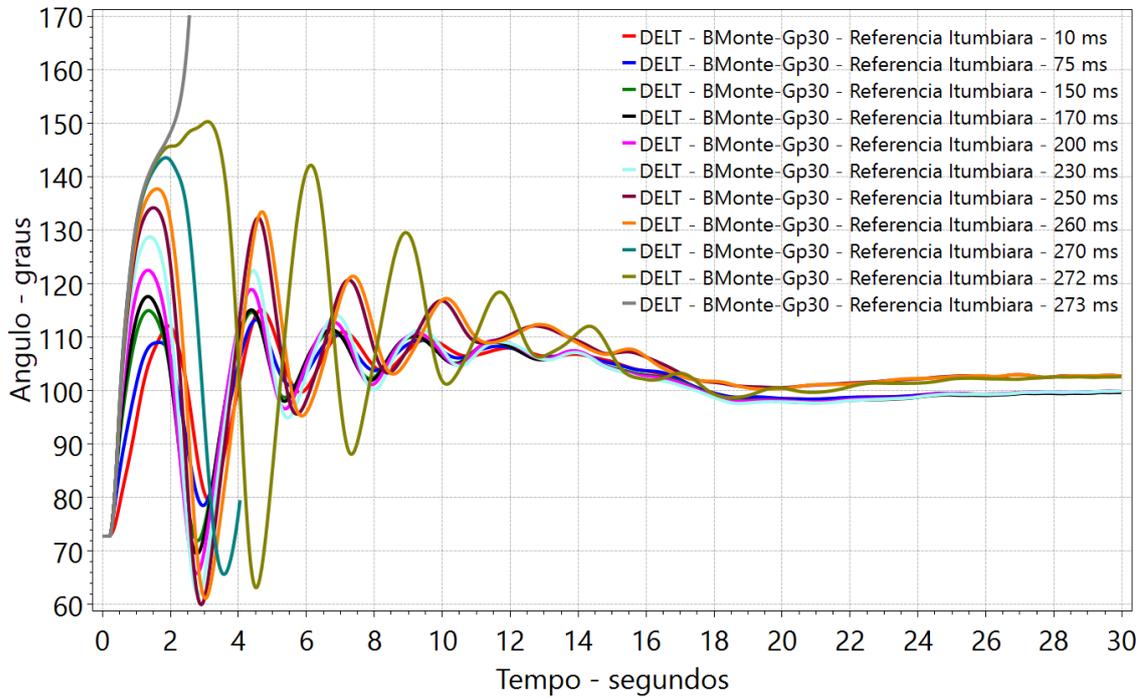
Portanto, o conhecimento do tempo de atuação demonstra ser fundamental na concepção das referências do SEP. Pois o ajuste adequado do tempo de atuação (latência) é um dos fatores que determinam o desempenho da resposta dinâmica do sistema elétrico. Conforme a Tabela 21, têm-se que à medida que se aumenta o tempo de atuação há uma degradação na resposta dinâmica do SEP até o sistema se tornar instável.

Tabela 21 Incremento na defasagem angular na primeira oscilação das máquinas de Belo Monte

Tempo de Atuação (ms)	Incremento na defasagem angular na primeira oscilação (graus)	Diferença em relação ao caso de referência [150 ms] (%)
10	39,0	-7,8
75	35,9	-15,1
150	42,3	0
170	44,9	6,1
200	49,9	17,9
230	56,1	32,6
250	61,3	44,9
260	64,5	52,5
270	70,3	66,2
272	77,5	83,2
273	Caso instável	-

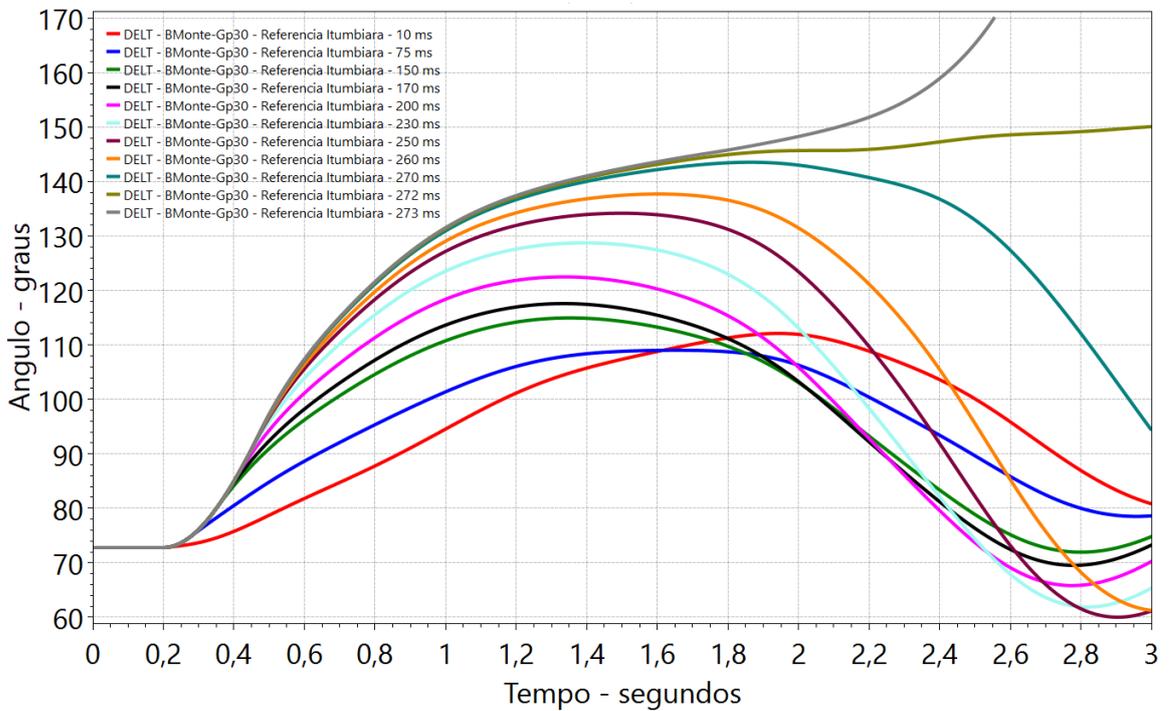
Fonte: Autor (2021)

Figura 51 Defasagens angular entre rotores das máquinas síncronas da UHE Belo Monte e UHE Itumbiara para diferentes tempos de atuação



Fonte: Autor (2021)

Figura 52 Defasagens angular entre rotores das máquinas síncronas da UHE Belo Monte e UHE Itumbiara para diferentes tempos de atuação



Fonte: Autor (2021)

4.2.3 Efeito da transferência de potência entre bipolos na atuação do SEP

Esta seção ilustra o efeito da transferência de potência entre bipolos na severidade das contingências. Foram realizadas contingências de bloqueio do bipolo Xingu-Estreito, seguido da transferência de potência para o bipolo remanescente. A contingência de bloqueio do bipolo Xingu-Estreito foi realizada no instante 200 ms, a transferência de potência para o bipolo remanescente foi iniciada 30ms depois, no instante 230 ms, a uma taxa de 14.000 MW/s, conforme parâmetros do SEP atualmente implantado. No instante 350 ms, 150ms após o bloqueio, foi realizado o desligamento de 7 unidades geradoras do grupo 10 de geração da UHE Belo Monte e o correspondente ajuste dos parâmetros do transformador elevador equivalente que conecta a usina com o SIN. O tempo de simulação foi de 30 segundos, suficiente para analisar o desempenho dinâmico do SIN. Não foi considerada aplicação prévia de curto-circuito.

Devido à maior severidade do bloqueio do bipolo Xingu-Estreito, foi aplicada contingência neste bipolo com transferência de potência para o bipolo Xingu-Terminal Rio. A transferência de potência para o bipolo Xingu-Terminal Rio segue a relação indicada na Figura 53, a qual é determinada pela seguinte expressão:

$$\text{Max. Transf. Pot. bipolo Xingu – T. Rio} = \text{Min}[3850 - 0,75 * P_{\text{BIP2}}, 2900] \quad (5)$$

onde P_{BIP2} representa o despacho inicial do bipolo remanescente, para este caso, o despacho do bipolo Xingu-Terminal Rio.

Figura 53 Máxima transferência de potência para o bipolo Xingu-Terminal Rio



Fonte: ONS (2019b)

As simulações foram feitas em duas etapas. Inicialmente, foi avaliado se a transferência de potência possibilitaria o desligamento de um menor número de unidades geradoras para a estabilização do sistema. Posteriormente, foi avaliado o desempenho transitório do sistema para diferentes patamares de transferência de potência.

Redução do número de máquinas desconectadas

De acordo, com o ponto de operação, NexPSE, e com base na Equação 5, a transferência de potência prevista é de 425 MW para cada polo remanescente (total de +850 MW para o bipolo Xingu-Terminal Rio), o processo de transferência de potência é apresentado na Figura 54. O cálculo do valor de potência a ser transferido encontra-se a seguir.

$$\text{Max. Transf. Pot. bipolo Xingu - T. Rio} = \text{Min}[3850 - 0,75 * 4000, 2900]$$

$$\text{Max. Transf. Pot. bipolo Xingu - T. Rio} = \text{Min}[850, 2900]$$

A transferência de potência tende a reduzir a severidade da contingência, pois uma parcela da potência interrompida é transferida para o bipolo remanescente e o desbalanço de potência torna-se menor em relação ao caso sem transferência (e, portanto, menos severo), neste caso Xingu – Terminal Rio. Esta transferência é iniciada 30 ms após o bloqueio e é feita a uma taxa de 14.000 MW/s. Portanto, espera-se encontrar menores valores para o ângulo das máquinas de Belo Monte durante a primeira oscilação, o que pode ser confirmado na Figura 55, onde se observa uma redução de cerca de 24 graus na defasagem angular na primeira oscilação em relação ao caso com transferência.

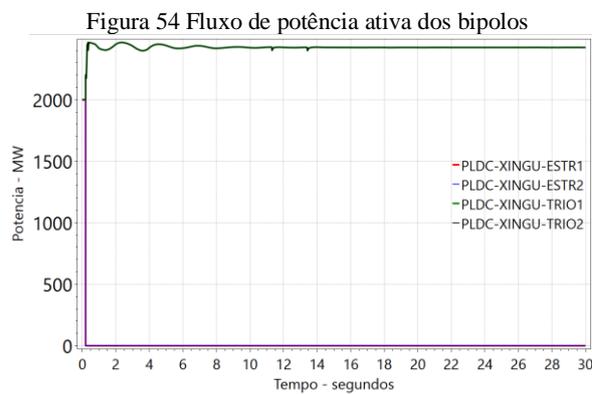
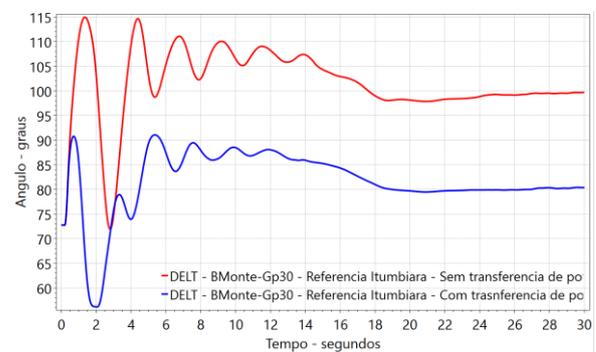


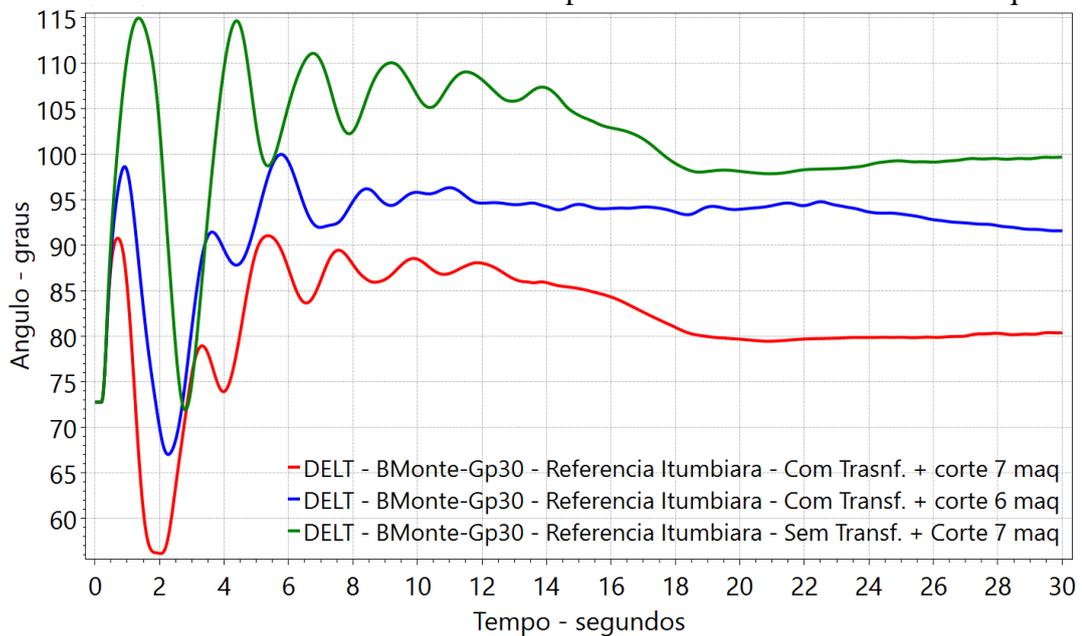
Figura 55 Defasagens angulares entre rotores das máquinas da UHE Belo Monte e UHE Itumbiara para os casos com e sem transferência de potência



Fonte: Autor (2021)

Na sequência, foram mantidos os mesmos parâmetros de simulação, com exceção do número de unidas geradoras desconectadas, que foi reduzido de 7 para 6. Verifica-se que houve uma certa piora no comportamento dinâmico das máquinas da UHE Belo Monte, representado pelo aumento de aproximadamente 8 graus da excursão angular na primeira oscilação, em relação ao caso com transferência de potência e corte de 7 UGs, mas o sistema conseguiu estabilizar-se e encontrar um novo ponto de operação, conforme indicado na Figura 56. Além disso, o desempenho com transferência de potência e corte de 6 UGs é melhor do que aquele observado sem transferência de potência e corte de 7 UGs, conforme ilustrado na Figura 56, o que indica a relevância dessa ação de controle para a estabilidade do sistema.

Figura 56 Defasagem angular entre rotores das máquinas síncronas da UHE Belo Monte e UHE Itumbiara com e sem transferência de potência e diferentes cortes de máquinas



Fonte: Autor (2021)

Na sequência, o número de unidades desconectadas foi reduzido ainda mais, para 5 unidades geradoras. No entanto, para este caso o sistema tornou-se instável, conforme ilustra a Figura 58.

A partir da análise qualitativa dos primeiros resultados, conclui-se que a transferência de potência tem uma influência bastante positiva na dinâmica transitória do sistema. De fato, o processo de transferência de potência diminuiu a severidade da contingência, trazendo um melhor desempenho dinâmico como visto na Figura 57 que apresenta melhores valores de variação angular durante a primeira oscilação. Como resultado dessa melhoria, a transferência de potência permite reduzir o montante de geração a ser desligado por ação do SEP, o que é algo bastante positivo, pois busca-se sempre cortar o menor número de unidades geradoras a fim de minimizar as excursões de frequência e o consequente corte de carga.

Figura 57 Defasagem angular das máquinas de Belo Monte para corte de 7 máquinas

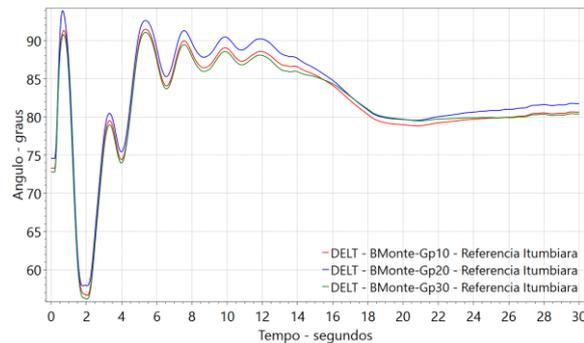
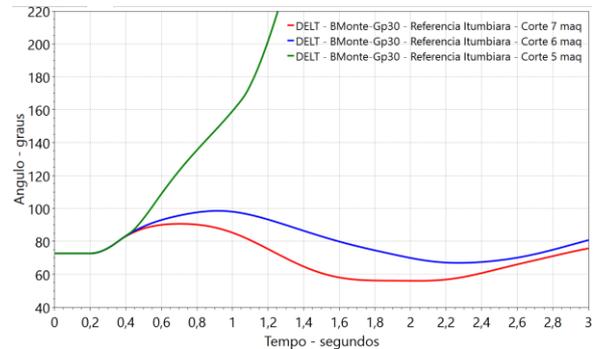


Figura 58 Defasagem angular entre rotores das máquinas síncronas da UHE Belo Monte e UHE Itumbiara para diferentes cortes de geração



Fonte: Autor (2021)

Variação do montante de potência transferida

Na segunda etapa foram feitas simulações aplicando diferentes valores de transferência de potência para o bipolo Xingu-Terminal Rio, após o bloqueio do bipolo Xingu-Estreito, iniciando com o caso sem transferência até o caso com transferência de 1.000 MW, sempre com a taxa de 14.000 MW/s.

Os resultados obtidos indicaram que a máxima transferência de potência para o bipolo Xingu-Terminal Rio foi de 900 MW. Ao se realizar uma transferência de 1.000 MW, foram observadas falhas de comutação no bipolo Xingu-Terminal Rio, conforme pode ser observado na Figura 59. Esse comportamento resultou em instabilidade, conforme ilustra a Figura 60. Ressalta-se que o SEP atual pratica como valor máximo a transferência de 850 MW, provavelmente em função do fenômeno apresentado.

Figura 59 Fluxo de potência nos bipolos

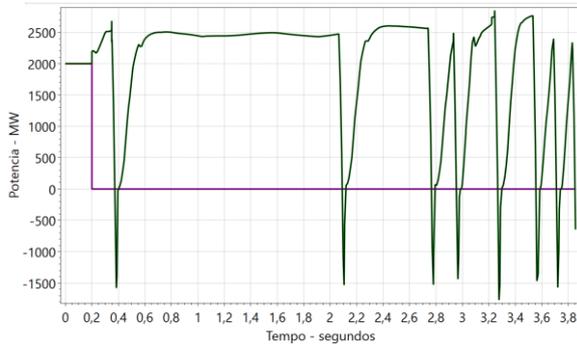
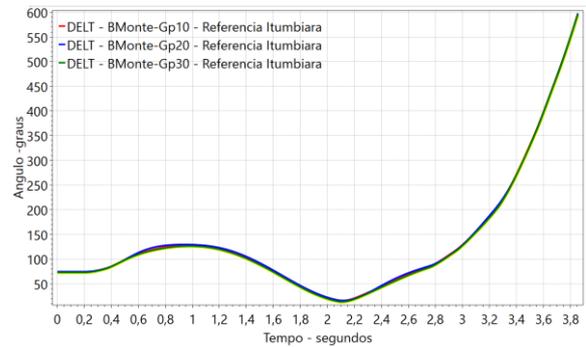


Figura 60 Defasagem angular entre rotores das máquinas síncronas da UHE Belo Monte e UHE Itumbiara



Fonte: Autor (2021)

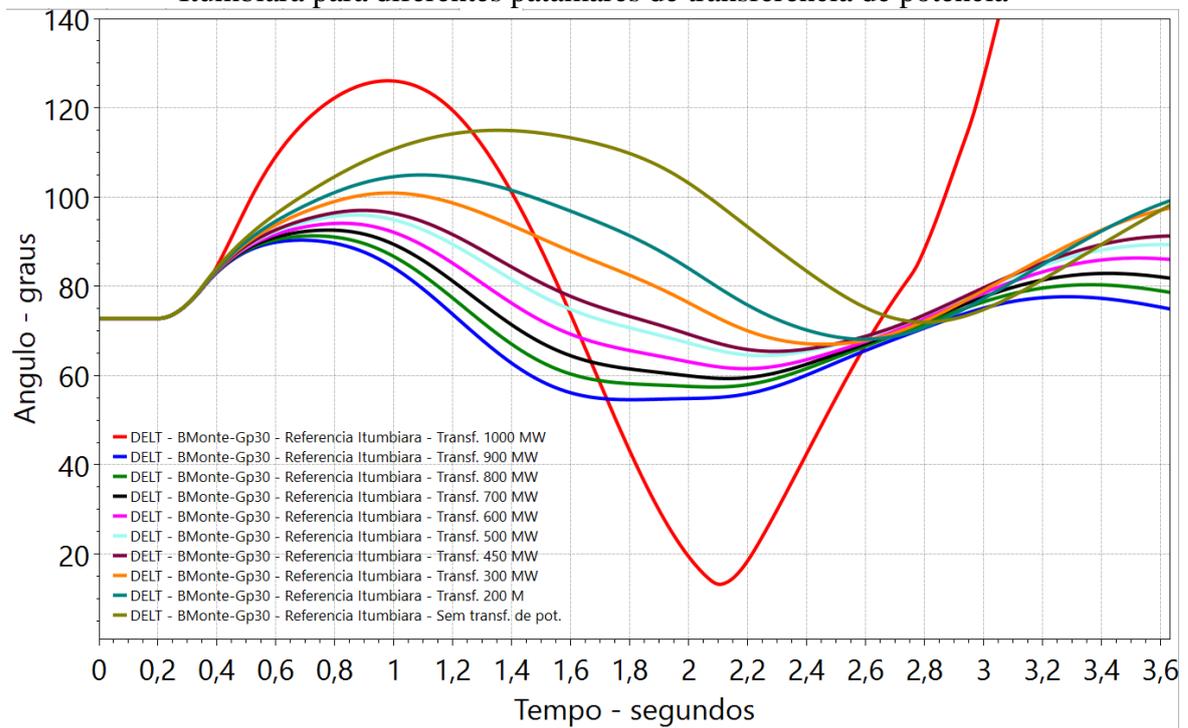
Na Figura 61 são apresentados a defasagem angulares entre os rotores das máquinas síncronas da UHE Belo Monte e UHE Itumbiara para diferentes montantes de potência transferida, partindo do caso inicial onde não há transferência de potência até a transferência de 1.000 MW para o bipolo remanescente, e da Tabela 22 percebe-se uma redução na excursão angular transitória à medida que se aumenta o patamar de transferência de potência.

Tabela 22 Diferença angular da primeira oscilação nas máquinas de Belo Monte

Potência transferida (MW)	Incremento na defasagem angular na primeira oscilação (graus)	Diferença em relação ao caso base – Sem transferência (%)
0	42,3	0
200	32,3	-23,6
300	28,0	-33,8
450	24,2	-42,8
500	23,2	-45,2
600	19,8	-53,2
700	20,7	-51,1
800	19,7	-53,4
850	19,3	-54,4
900	18,97	-55,2
1000	Caso instável	-

Fonte: Autor (2021)

Figura 61 Defasagens angulares entre rotores máquinas síncronas da UHE Belo Monte e UHE Itumbiara para diferentes patamares de transferência de potência



Fonte: Autor (2021)

Portanto, a partir da análise qualitativa dos resultados infere-se que a transferência de potência exerce influência positiva para o sistema e para o SEP, tanto ao possibilitar reduzir o número de unidades geradoras a serem desligadas na ação de controle da lógica 3 do SEP Belo Monte quanto por trazer uma melhora no comportamento transitório, representando pela excursão das defasagens angulares dos rotores das máquinas síncronas durante a primeira oscilação.

4.2.4 Efeito da configuração da rede elétrica nas referências para atuação do SEP

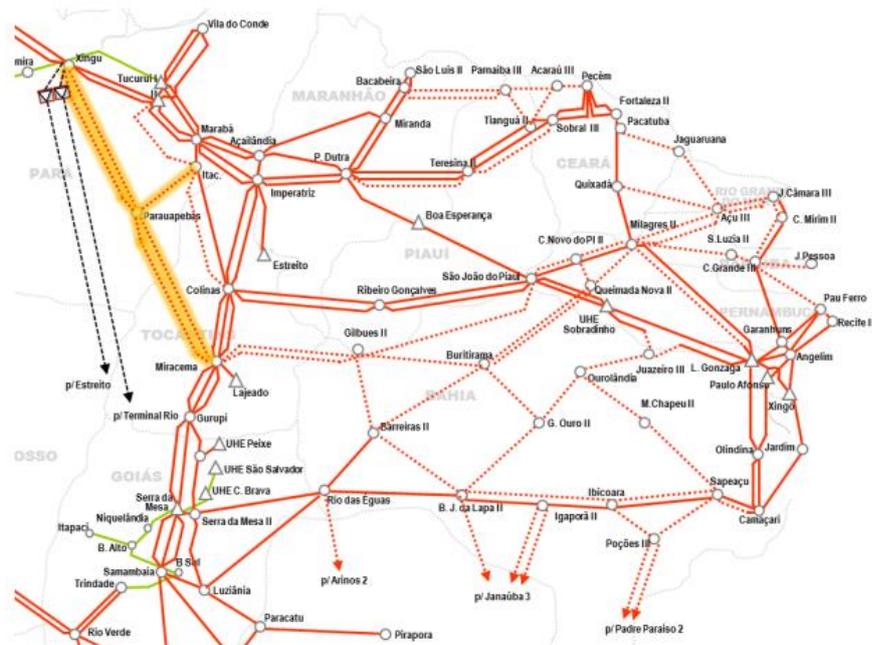
A última etapa de simulações visa estudar o impacto da configuração do sistema elétrico no desempenho do sistema e, também, nas ações de controle do SEP. As consequências das contingências podem ser agravadas ou atenuadas, a depender do sistema de transmissão. Um sistema elétrico densamente malhado apresenta melhor desempenho frente a contingências de perda de transmissão, pois apresenta caminhos alternativos para o escoamento de energia. Neste sentido, o fluxo escoar por caminhos de menor impedância, resultando em menores excursões angulares e menores problemas de natureza dinâmica.

Para isto, considerou-se a inclusão das linhas de transmissão 500 kV Xingu-Serra Pelada–Miracema e 500 kV Xingu-Serra da Mesa-Itacaiúnas, previstas para entrada em operação no final de 2021. Foi simulado o bloqueio do bipolo Xingu-Estreito com atuação da ação de corte de geração do SEP. A contingência foi simulada no instante 200 ms, no instante 350 ms realizou-se o desligamento de 7 unidades geradoras do grupo 10 de geração da UHE Belo Monte e o ajuste dos parâmetros do transformador elevador equivalente. O tempo de simulação foi de 30 segundos, suficiente para analisar o desempenho dinâmico do SIN.

Não foram consideradas a aplicação prévia de curto-circuito e as ações de transferência de potência para o bipolo remanescente.

Com o intuito de observar o efeito da estrutura da rede elétrica no desempenho do sistema após contingências, foram realizadas simulações considerando a inclusão de novas linhas de transmissão 500 kV Xingu - Serra Pelada – Miracema e 500 kV Xingu-Serra da Mesa-Itacaiúnas, conforme indicado na Figura 62. Estes empreendimentos estão associados ao escoamento da geração de Belo Monte através do sistema CA e visam o aumento do intercâmbio de energia entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste. A entrada em operação está prevista para o final de 2021.

Figura 62 Representação da LT Xingu-Serra Pelada-Miracema e Xingu-Serra da Mesa-Itacaiúnas



Fonte: EPE (2017)

Ao se inserir a LT 500 kV Xingu-Serra Pelada-Miracema e LT 500 kV Xingu-Serra da Mesa-Itacaiúnas, espera-se diminuir a severidade da contingência, pois ocorre uma redução da impedância equivalente do sistema elétrico. De fato, observa-se redução da potência acelerante e também na aceleração, conforme indicado na Figura 63 e Figura 65, respectivamente, quando esses valores são comparados com aqueles obtidos para a rede sem os novos reforços. A redução na impedância da rede elétrica permite que outras usinas do sistema elétrico tenham uma maior participação na potência acelerante, aliviando o impacto sobre as máquinas da UHE Belo Monte. Pelo mesmo motivo, verifica-se redução na taxa de variação da frequência da máquina síncrona e na defasagem angular entre rotores das máquinas da UHE Belo Monte e a UHE Itumbiara, conforme indicado na Figura 64 e na Figura 66, respectivamente.

Figura 63 Potência acelerante das máquinas síncronas da UHE Belo Monte (grupo 30)

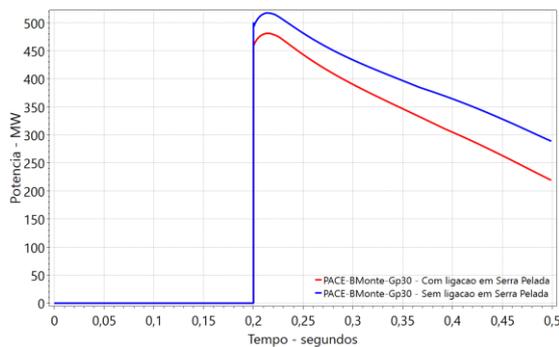


Figura 64 Frequência das máquinas síncronas

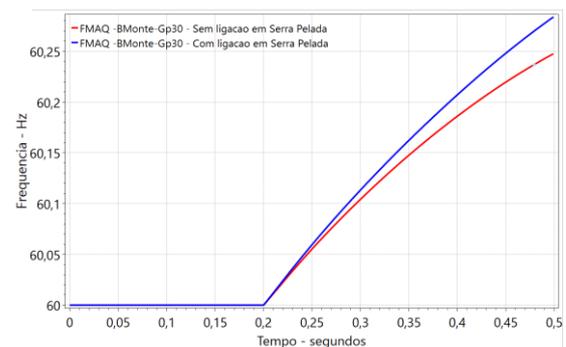


Figura 65 Aceleração das máquinas síncronas da UHE Belo Monte (grupo 30)

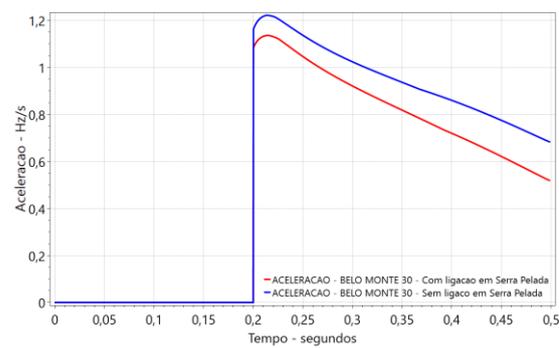
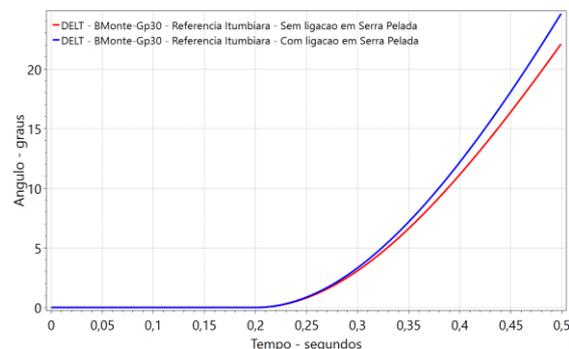


Figura 66 Incremento de defasagem angular entre os rotores das máquinas da UHE Belo Monte (grupo 30) e a UHE Itumbiara



Fonte: Autor (2021)

5 CONCLUSÃO

O trabalho apresentou definições e conceitos básicos sobre os SEPs, incluindo as etapas relativas à identificação e mitigação dos efeitos dos distúrbios. Adicionalmente, trouxe os principais fenômenos para os quais os SEPs são concebidos, quais sejam, a estabilidade angular, estabilidade de frequência, estabilidade de tensão.

Em um segundo momento, o trabalho apresentou um levantamento dos SEPs mais críticos para a estabilidade transitória do SIN, bem como alguns exemplos de SEPs aplicados em sistemas elétricos em outros países. A partir do levantamento dos principais SEPs do SIN, foram determinadas as contingências de maior severidade para o SIN, bem como o cenário mais crítico entre os examinados. Para tanto, foram determinadas acelerações e potências acelerantes das principais máquinas, durante contingências nos troncos de transmissão do SIN. Pelas suas características, as contingências nos bipolos de Belo Monte foram escolhidas como aquelas de maior severidade para o SIN.

A segunda etapa das simulações destinou-se exclusivamente à avaliação do SEP da UHE Belo Monte, em destaque a lógica 3 que diz a respeito às contingências internas do sistema HVDC da UHE Belo Monte: bloqueio do bipolo Xingu – Estreito e do bipolo Xingu – Terminal Rio. As investigações realizadas nestas novas simulações visam traçar a relação causa e efeito no desempenho transitório do sistema, ou seja, no nível de severidade das contingências aplicadas e nas ações de controle da lógica 3 ao se alterar o distúrbio (aplicação de curto circuito), o tempo de atuação da ação de controle, a aplicação de transferência de potência e ao se alterar a rede elétrica.

A aplicação de curto-circuito e a prolongação da sua duração prévia ao bloqueio do bipolo gerou uma degradação da resposta dinâmica do sistema, representada através do aumento da variação da defasagem angular dos rotores das máquinas síncronas da UHE Belo Monte e UHE Itumbiara durante a primeira oscilação. Desta forma, o conhecimento preciso dos tempos de atuação das proteções de linha CC é fundamental para a concepção das referências do SEP para controle de estabilidade transitória, visto que sistemas de proteção e controle mais rápidos possibilitam ações de controle, por parte do SEP, menos enérgicas, trazendo benefício para o sistema elétrico.

Para analisar a influência do tempo de atuação (latência) aplicou-se diversos patamares de tempo para a tomada de decisão da ação de controle. Inicialmente, atrasando ao máximo a tomada de decisão, até chegar-se ao tempo crítico do sistema e, posteriormente,

adiantando ao máximo a entrada da ação de controle, até gerar a perda de estabilidade do sistema. Constatou-se que o tempo de atuação (latência) tem influência direta no desempenho transitório do sistema, pois à medida que se modifica o tempo de atuação do SEP, há alteração na resposta dinâmica do sistema elétrico. Latências baixas geram uma menor excursão da defasagem angular dos rotores durante a primeira oscilação, já latências altas geram uma maior excursão da defasagem angular dos rotores durante a primeira oscilação. Portanto, o conhecimento do tempo de atuação também é fundamental na concepção das referências do SEP.

Na questão da transferência de potência, buscou-se avaliar a influência da transferência de potência na severidade da contingência. Então, aplicou-se diferentes montantes de potências a serem transferidas neste processo até o momento que o sistema atingiu instabilidade. A transferência de potência além de possibilitar reduzir a severidade da contingência, pois consegue transferir uma parcela da potência interrompida na contingência para o bipolo remanescente, também possibilita o sistema elétrico apresentar melhor desempenho dinâmico frente ao distúrbio. Sendo este desempenho otimizado à medida que se aumenta o patamar de potência transferida.

Por fim, a última simulação destinou-se para análise no desempenho do sistema ao se alterar a configuração da rede elétrica CA. Uma rede elétrica mais malhada com possibilidade de mais trechos para escoar o despacho de suas usinas tende ser mais resistente à distúrbios que promovem o bloqueio ou interrupção do fornecimento de energia elétrica por algum trecho, pois apresenta caminhos alternativos que irão suprir a falta deste trecho interrompido. Foi exatamente isto que se observou ao se inserir um novo trecho de linha de transmissão para escoar o despacho da UHE Belo Monte.

Desta maneira, com base nos resultados obtidos para as quatro simulações foi possível determinar quais parâmetros do sistema e do SEP tem a capacidade de exercer influência positiva ou negativa tanto no desempenho transitório do sistema quanto na ação de controle do próprio SEP.

Como sugestão para trabalhos futuros indica-se o aprofundamento no desenvolvimento de metodologias e aplicação para o controle, medição e proteção sistêmica com foco em Sistemas Especiais de Proteção (SEP), em especial SEPs baseados em medidas de sincrofasores, sendo representando por *Wide Area Monitoring, Protection and Control Systems System* (WAMPACS). WAMPACS visa aplicar em conjunto os conceitos e

funcionalidades de sistemas de monitoração, proteção e controle. A sua aplicação é bastante promissora, implementada cada vez mais durante os últimos anos.

REFERÊNCIAS

- AQUINO, Antonio Felipe da Cunha et al. **Estratégias organizacionais para integração e otimização dos recursos das áreas de proteção e de estudos elétricos**. Recife, 2010.
- DECKER, Ildemar et al. **Desenvolvimento de projeto piloto de sistema especial de proteção (SEP) utilizando-se a tecnologia de sincrofasores**. Relatório técnico, Produto 2. Florianópolis, 2020.
- ENTSO-E. **Technical Background and Recommendations for Defence Plans in the Continental Europe Synchronous Area**. Brussels: ENTSO-E, 2010.
- ENTSO-E. **HVDC Links in System Operations**. Brussels: ENTSO-E, 2019.
- ENTSO-E. **Special Protection Schemes**. Brussels: ENTSO-E, 2012.
- ENTSO-E. **Special Protection Schemes**. Brussels: ENTSO-E, 2010.
- EPE, **Estudos para licitação da expansão da transmissão: recomendação de reforços para mitigar atrasos de instalações de transmissão concedidas**. Brasília: EPE, 2017.
- GUARINI, Marcelo de Castro. **Análise de Segurança de Esquemas de Proteção para Sistemas Elétricos de Potência**. 2009. 122 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009. Disponível em: <http://www.pee.ufrj.br/index.php/pt/producao-academica/dissertacoes-de-mestrado/2009-1/2009033002/file>. Acesso em: 12 jul. 2021.
- HONÓRIO, Ivana Campos. **Sistemas Especial de Proteção e Proteção de Perda de Sincronismo. Estabelecimento de Critérios e Procedimento para Seletividade e Priorização**. 2004. 164 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2004.
- HIGGINS, P; Foley, Aoife; Li, Kang; Devlin, Joseph. **System flexibility provision using short term grid scale storage**. Belfast: IET Generatio, Transmission & Distribution, 2015.
- HATZIARGYRIOU, Nikos et al. **Definition and classification of power system stability – revisited & extended**. IEE Transactions on power systems, Vol. 36, No. 4, 2021
- LACERDA, Sérgio Louredo Maia; CARNEIRO, Greyce Hayana Ribeiro. **Dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs) e a norma IEC 61850: união que está dando certo**. João Pessoa, 2010.
- ONS, **PEN 2020**. Rio de Janeiro: ONS, 01 de julho de 2020. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/conhecimentos/acervo-digital//documentos-e-publicacoes?categoria=Relat%C3%B3rio+PEN>. Acesso em: 09 de ago. 2021a.
- ONS, **Glossário dos Procedimentos de Rede**. Rio de Janeiro: ONS, 2020a.
- ONS, **Testes de Desempenho dos Sistemas Especiais de Proteção**, Relatório Técnico. Rio de Janeiro, 2019a.

ONS. **Estudos Pré-operacionais para Integração do Bipolo Xingu-Terminal Rio ao Sistema Interligado Nacional. Volume 4 – Diretrizes para operação elétrica.** Rio de Janeiro: ONS, 2019b.

ONS, **PAR/PEL Executivo 2020-2024 – Planejamento elétrico do médio prazo do SIN.** Relatório Técnico. Rio de Janeiro, 2019c.

ONS. **Estudos Pré-operacionais para Integração da SE Sinop 500 kV e Transformadores 500/230 kV de 2 x 400 MVA.** Rio de Janeiro: ONS, 2020b.

ONS. **Manual de Procedimentos da Operação:** módulo 5 – submódulo 5.12 Esquemas Especiais de Proteção da Área 500/230 kV Manaus - Macapá. Rio de Janeiro: ONS, 2021a.

ONS. **Integração da UHE Cachoeira Caldeirão ao SIN – Análise Pré Operacional.** Rio de Janeiro: ONS, 2015.

ONS. **Manual de Procedimentos da Operação:** Módulo 5 – Submódulo 5.12 Esquemas Especiais da Interligação Norte / Sudeste. Rio de Janeiro. ONS, 2021b;

ONS. **Manual de Procedimentos da Operação:** Módulo 5 – Submódulo 5.12 Esquemas Especiais da Interligação Sul / Sudeste. Rio de Janeiro. ONS, 2021c;

ONS. **Manual de Procedimentos da Operação:** Módulo 5 – Submódulo 5.12 Esquemas Especiais da Interligação em Corrente Contínua de Xingu. Rio de Janeiro. ONS, 2021d.

ONS. **ONS: Nordeste bate novo recorde de geração eólica.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20201130-recorde-eolica-nordeste.aspx>. Acesso em: 10 out. 2021, 2021d.

ONS. **NT-ONS DPL 00792021 – Levantamento dos pontos de atenção do SIN.** Rio de Janeiro. ONS, 2021e.

KUNDUR, Prabha et al. **Definition and classification of power system stability.** IEEE Transactions on power systems, Vol 19, No.2, 2004.

KUNDUR, Prabha. **Power System Stability and Control.** Palo Alto, Califórnia: McGraw-Hill, Inc, 1993.

ZYMLER, Rafael; SILVA, Alexandre de Melo; SILVEIRA, Maria Alzira Noli; NEVES, Patrícia Silva; SILVA, Luiz Felipe Ferreira Marques da; NUNES, Alexandre Rodrigues; SILVA, Magda Figueiredo e; CUNHA, André Moreira da. **Planejamento da Operação da Interligação Norte – Sudeste com os Elos CCAT Xingu – Estreito e Xingu – Terminal Rio.** Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <http://www.bvr.com.br/snptee/xxvsnptee/public/GOP/4415.pdf>. Acesso em: 13 ago. 2021

ANEXO A – Dados de máquinas síncronas

Na Tabela 23 apresenta os dados das máquinas síncronas de interesse para os estudos deste trabalho.

Tabela 23 Parâmetros das máquinas síncronas

UHE		X'd	X''d	Rtrf	Xtrf	Inércia (s)	Base (MVA)
Maq.	Grupo						
Belo Monte	10	32	27	0,029	3,1242	4,779	679
Belo Monte	20	35	29	0,029	3,1242	4,338	679
Belo Monte	30	31	22	0,029	3,1242	4,678	679
Tucuruí	1	25	17	-	3,44	4,667	350
	2	25	19	-	3,44	4,667	350
	3	25	16	-	3,44	4,667	350
	5	30	20	-	4,71	4,2	390
	6	30	20	-	4,71	4,2	390
Itaipu	10	31,7	25,2		2,027	5,389	737
Estreito		35,3	30,1	-	10,323	3,55	151,8
Lajeado		35	28	-	6,320	3,064	190
Peixe		35	31	-	6,857	2,806	175
Serra da Mesa		28,9	27,2	-	2,507	5	472,6
Colíder		38,82	29,83	-	9,174	3,452	111,1
Teles Pires		38	32	0,0522	3,9197	3,051	404,5
São Manoel		35	23	0,0878	7,0764	3,451	194,5
Sinop		34	27	0,0956	6,677	3,22	223,3