



ESTUDO SOBRE OS IMPACTOS DA INTERLIGAÇÃO TUCURUÍ-MACAPÁ-MANAUS NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Rodrigo Alves das Neves

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadores: Carmen Lúcia Tancredo Borges

Leandro Dehon Penna

Rio de Janeiro

Dezembro de 2010

ESTUDO SOBRE OS IMPACTOS DA INTERLIGAÇÃO
TUCURUÍ-MACAPÁ-MANAUS NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Rodrigo Alves das Neves

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO
DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS PARA
OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Examinado por:

Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc. - UFRJ

Eng. Leandro Dehon Penna, M.Sc. - ONS

Prof. Sebastião Ércules Melo Oliveira, D.Sc. - UFRJ

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph. D - UFRJ

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Dezembro de 2010

Neves, Rodrigo Alves das

Estudo sobre os impactos da interligação Tucuruí-Macapá-
Manaus no Sistema Interligado Nacional/ Rodrigo Alves das
Neves. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2010.

VI, 125 p.:Il.; 29,7 cm

Orientadores: Carmen Lúcia Tancredo Borges

Leandro Dehon Penna

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso
de Engenharia Elétrica, 2010.

Referências Bibliográficas: p. 119-120.

1.Fluxo de potência 2.Estabilidade 3.Sistema Interligado
Nacional

I. Neves, Rodrigo Alves das. II. Universidade Federal do Rio
de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Elétrica.
III. Estudo sobre os impactos da interligação Tucuruí-
Macapá-Manaus no Sistema Interligado Nacional.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Estudo sobre os impactos da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus no Sistema Interligado Nacional.

Rodrigo Alves das Neves

Dezembro/2010

Orientadores: Carmen Lúcia Tancredo Borges

Leandro Dehon Penna

Curso: Engenharia Elétrica

Esse estudo tem por objetivo a aplicação prática dos métodos de fluxo de potência e de estabilidade para analisar os impactos da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus no Sistema Interligado Nacional, prevista para estar em operação no ano de 2013.

Através de um cenário de exportação de energia da Região Norte para a Região Nordeste, e outro de exportação de energia da Região Norte para a Região Sudeste, ambos em carga pesada, serão realizadas as análises de fluxo de potência em regime permanente: em rede completa, onde serão apresentados os principais fluxos na interligação Tucuruí-Macapá-Manaus e os intercâmbios regionais; e em contingência, mostrando problemas de tensão e de carregamento.

As contingências mais severas, observadas na análise em regime permanente, são estudadas de forma completa através dos métodos dinâmicos no capítulo de estabilidade, onde são apresentados os resultados das análises de variação de tensão e de defasagem angular de acordo com os critérios dos Procedimentos de Rede.

Palavras-chave: Fluxo de potência, estabilidade, Sistema Interligado Nacional.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

STUDY ON THE IMPACTS OF INTERCONNECTION TUCURUÍ-MACAPA-
MANAUS IN THE NATIONAL INTERCONNECTED SYSTEM.

Rodrigo Alves das Neves

December/2010

Advisors: Carmen Lúcia Tancredo Borges

Leandro Dehon Penna

Course: Electrical Engineering

This study aims at the practical application of methods of power flow and stability to analyze the impact of interconnection Tucuruí-Macapá-Manaus, in the National Interconnected System, scheduled to be operational in 2013.

Through a landscape of energy exports from the North Region to the Northeast Region, and other landscape of energy exports from the Northern Region to the Southeast Region, both in heavy load, will be carried out the analysis of power flow in steady state, where that will present the main flows in the interconnection Tucuruí-Macapá-Manaus and regional exchanges, and in contingency, showing problems of tension and loading.

The most severe contingencies, observed in the steady state analysis, are studied in a comprehensive manner through dynamic methods of stability in the chapter, which presents the results of analysis of variation in voltage and phase shift according to the criteria of the Grid Procedures .

Keywords: Power flow, stability, Interconnected System.

Agradecimentos

A Deus, na pessoa de Jesus Cristo, por ter tanto amor por mim ao se entregar na cruz como forma de expiar os meus pecados. Mas não apenas pelo poder de me livrar do inferno que lhe agradeço, senão por me amar, compreender e me ajudar a entender que apenas a sua Graça é que me permite conhecê-lo e me leva a amar ao meu próximo. Muito obrigado, meu Deus, por tamanha vida que tens me dado e por ser tão bom comigo, mesmo sendo eu pecador e tão imperfeito.

Aos meus pais, Ricardo e Deborah, pelo amor, amizade, por acreditarem em mim e me incentivarem a não desistir dos meus sonhos bem como lutar por eles com todas as minhas forças. O exemplo de luta, dignidade, caráter e honestidade aprendi com vocês. Com esta formação é que agora inicio a caminhada por um futuro, por enquanto incerto, mas que com toda base que tive dentro de casa, tem tudo para ser bem sucedido. Bem como aos meus avós, por serem responsáveis pela formação dessas pessoas mais que especiais.

Ao meu grande irmão Rafael, pelo amor, carinho, companheirismo, compreensão, sempre demonstrados de forma excepcional, e sem a menor dúvida de ser um dos maiores exemplos de vida pra mim.

Ao meu amigo de todas as horas, Gabriel Lins, não apenas amigo para a música, senão para a vida. Sendo prova que existem amigos mais chegados que irmãos. Também aos meus amigos de Juiz de Fora, Gabriel Ventura e Thiago, pelo companheirismo nesses dois últimos anos.

Aos colegas de faculdade, que dividiram comigo muitas experiências vividas na UFRJ: Marcos Serrão, Antônio, César, Beatriz, Rodrigo Delgado, Vinícius Ferrão, Francisco e João.

Aos engenheiros da Gerência de Componentes e Sistemas Elétricos da ELETRONUCLEAR, por representarem o primeiro degrau da minha carreira profissional, em especial aos engenheiros: Jony, Aluizio e Mundim.

Aos professores da Escola Politécnica da UFRJ, responsáveis por todo o conhecimento transmitido ao longo desses 6 anos de curso. Em especial aos professores participantes deste trabalho.

Aos engenheiros da Gerência de Planejamento da Operação Elétrica do ONS, de forma especial pela imensa participação de todos tanto na minha formação profissional quanto pessoal. Em especial ao Marcos, pelo companheirismo, pela amizade e também pelo grande apoio na elaboração gráfica deste trabalho.

Ao meu supervisor de estágio e principal orientador deste trabalho, engenheiro Leandro Penna, por todas as horas investidas no meu crescimento profissional, representando, na minha carreira, o principal elo entre a teoria e a prática no estudo dos sistemas de potência.

Sumário

Sumário.....	1
1. Introdução.....	3
1.1 Considerações gerais.....	3
1.2 Organização do Trabalho.....	3
2. Revisão bibliográfica.....	5
2.1 Descrições gerais	5
2.2 Fluxo de potência.....	5
2.2.1 Descrições gerais	5
2.2.2 Modelagem matemática.....	6
2.2.3 Representação dos componentes	12
2.3 Estabilidade.....	22
2.3.1 Descrição geral	22
2.3.2 Enfoques no estudo da estabilidade de um sistema de potência.....	23
2.3.3 Modelagem matemática.....	25
2.4 Sistema elétrico brasileiro.....	36
2.4.1 O Operador Nacional do Sistema (ONS)	37
2.4.2 Procedimentos de Rede	38
2.4.3 Plano decenal de expansão da energia - PDE 2010/2019.....	47
3. Análise de regime permanente	48
3.1 Introdução	48
3.2 Interligações Regionais.....	48
3.2.1 A Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus.....	50
3.2.2 Principais fluxos nas interligações	53
3.3 Cenários de estudo	57
3.3.1 Cenário 01: Máxima exportação da Região Norte para a Região Nordeste	58
3.3.2 Cenário 02: Máxima exportação da Região Norte para a Região Sudeste	67
3.4 Conclusões	74
4 Análise de estabilidade eletromecânica	75
4.1 Introdução	75

4.2	Cenário 01: Máxima exportação da Região Norte para a Região Nordeste	77
4.3	Cenário 02: Máxima exportação da Região Norte para a Região Sudeste	93
4.4	Perda dupla da interligação Tucuruí – Xingú	109
4.5	Conclusão.....	116
5	Conclusão final e trabalhos futuros	117
5.1	Conclusão final	117
5.2	Trabalhos futuros	118
	Bibliografia.....	119
	Anexo A – Método Newton-Raphson multivariável	121

1. Introdução

1.1 Considerações gerais

Na história da sociedade, a energia elétrica, desde a sua descoberta, sempre ocupou lugar de destaque, tendo em vista a dependência da qualidade de vida e do progresso econômico tanto da qualidade dos produtos quanto dos serviços relacionados à energia elétrica, que por sua vez dependem de como as empresas de eletricidade projetam, operam e mantêm os sistemas elétricos de potência. Os sistemas elétricos são tipicamente divididos em segmentos como: geração, transmissão, distribuição, utilização e comercialização. A oferta da energia elétrica aos seus usuários é realizada através da prestação de serviço público concedido para exploração à entidade privada ou governamental. As empresas que prestam serviço público de energia elétrica o fazem por meio da concessão ou permissão concedidos pelo poder público. [1]

Com a evolução da exploração dos recursos naturais da Região Norte do Brasil, e conseqüentemente do crescimento demográfico e industrial, previsto principalmente para as suas capitais, o Ministério de Minas e Energia observou a necessidade da expansão do sistema de transmissão objetivando o atendimento aos sistemas elétricos dessas capitais. Essa expansão é integrante do conjunto de medidas apresentadas no Plano Decenal de Energia 2010-2019, que constitui uma base sólida para o crescimento econômico neste horizonte de planejamento, uma vez que o aumento do investimento produtivo requer a oferta de energia com qualidade e confiabilidade.

Esse estudo tem por objetivo a aplicação prática dos métodos de fluxo de potência e de estabilidade para apresentar uma análise sobre os impactos da interligação Tucuruí – Macapá – Manaus no Sistema Interligado Nacional, prevista para estar em operação no ano de 2013.

1.2 Organização do Trabalho

O Capítulo 2 é responsável por apresentar uma revisão sobre os dois principais estudos a respeito de um sistema elétrico de potência: o Fluxo de Potência e a Estabilidade; e por uma breve exposição das atribuições das empresas responsáveis pelo planejamento e operação do SIN. Serão abordadas as modelagens matemáticas dos componentes de rede e as equações mais utilizadas nesses estudos, e serão apresentadas

as diretrizes dos procedimentos de rede para estabelecer uma base de conhecimentos para aplicação nas análises que serão realizadas.

O Capítulo 3 apresenta as definições das principais interligações entre os sistemas das Regiões Norte, Nordeste e Sudeste, e as análises em regime permanente para os impactos da interligação tema deste trabalho nos cenários de exportação máxima da Região Norte para a Região Nordeste e, posteriormente, para o a Região Sudeste; ambos em carga pesada.

O Capítulo 4 mostra os resultados dos estudos de estabilidade eletromecânica para os mesmos cenários apresentados no terceiro capítulo deste trabalho. São apresentadas as simulações dinâmicas das contingências mais severas mostradas no terceiro capítulo além dos resultados para a perda dupla dos dois circuitos da interligação.

O Capítulo 5 é responsável por agregar todas as conclusões deste trabalho, tanto da análise em regime permanente quanto da análise de estabilidade eletromecânica. Também são mostradas sugestões de possíveis trabalhos futuros.

2. Revisão bibliográfica

2.1 Descrições gerais

Esta parte é responsável por apresentar de forma resumida os principais conceitos e metodologias para os estudos de fluxo de potência e de estabilidade que serão necessários para a exposição e para o embasamento teórico das demais etapas deste trabalho. Será dividida nesses dois conteúdos principais, o fluxo de potência e a estabilidade, abordando suas respectivas modelagens matemáticas, componentes de rede e apresentação de métodos numéricos para a solução desses estudos.

2.2 Fluxo de potência

2.2.1 Descrições gerais

Os estudos de fluxo de potência são responsáveis por fornecer as soluções das redes elétricas em análise. Através das técnicas e das metodologias desenvolvidas nesses estudos é possível calcular tensões e correntes de uma rede seguindo a modelagem adequada de cada componente.

Os resultados desses estudos revelam características importantes sobre o comportamento físico do sistema, mostrando possíveis violações de tensão ou de carregamento, ou operações indevidas de alguns equipamentos. Uma vez que esse tipo de comportamento é verificado, torna-se necessário realizar diversas medidas e ajustes para que o sistema possa atender a todos os critérios desejados em condições normais de operação. Após o resultado do fluxo de potência, podem ser analisados certos aspectos importantes como: o carregamento e as perdas nas linhas de transmissão e nos transformadores, potência elétrica gerada e consumida, tensões em diversas barras e as consequências em regime permanente da perda de um desses componentes.

As referências sobre os estudos de fluxo de potência se encontram nos itens [2], [3] e [4] da bibliografia deste trabalho.

2.2.2 Modelagem matemática

O estudo do fluxo de potência é a base para o estudo dos sistemas elétricos. Através de um conjunto de equações diferenciais, é possível construir um sistema não linear para calcular os fluxos de potência ativa e reativa em todos os ramos da rede, bem como as tensões em todas as barras, conforme será mostrado abaixo. No Anexo A será mostrado o método numérico de solução mais utilizado nos *softwares* utilizados para esse estudo, o método Newton-Raphson multivariável.

2.2.2.2 Equações nodais - 1ª Lei de Kirchhoff (Lei das Correntes ou Leis dos Nós)

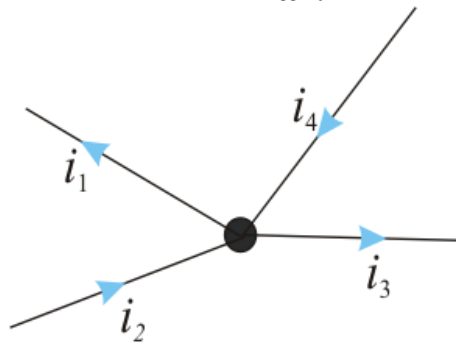


Figura 2-1 - Nó elétrico para exemplificação da primeira lei de Kirchhoff

“Em um nó, a soma das correntes elétricas que entram é igual à soma das correntes que saem, ou seja, um nó não acumula carga.”

Sendo $i_k = \frac{\partial q}{\partial t}$, logo a formulação matemática da 1ª Lei de Kirchhoff pode ser descrita como a seguir:

$$\sum_{k=1}^N i_k = 0 \quad (2.1)$$

Esta igualdade se verifica pelo Princípio da Conservação da Carga Elétrica, o qual estabelece que num ponto qualquer a quantidade de carga elétrica que chega ($\partial Q_2 + \partial Q_4$) deve ser exatamente igual à quantidade que o deixa ($\partial Q_1 + \partial Q_3$), assim temos:

$$(\partial Q_2 + \partial Q_4) = (\partial Q_1 + \partial Q_3) \quad (2.2)$$

É possível relacionar a carga elétrica com seu valor de corrente dividindo por (∂t), obtendo a relação observada pela lei dos nós que será utilizada diretamente na formulação matemática do problema de fluxo de potência:

$$\dot{I}_2 + \dot{I}_4 = \dot{I}_1 + \dot{I}_3 \quad (2.3)$$

2.2.2.3 Matriz Ybarra

Escrevendo as equações nodais em forma matricial, modeladas pelas admitâncias da rede, tem-se um sistema linear descrito pelas injeções de corrente na rede por fontes independentes (vetor \dot{I}), pela tensão nas barras em relação ao referencial adotado (vetor \dot{V}) e a matriz Y_{barra} que relaciona as duas grandezas anteriores de acordo com as admitâncias da rede como pode ser visto, a seguir, na equação 2.4. Esta matriz também será utilizada a seguir, na formulação do fluxo de potência, juntamente com a 1ª Lei de Kirchhoff.

$$\dot{I} = Y_{barra} \times \dot{V} \quad (2.4)$$

A matriz Y_{barra} tem as seguintes características:

- Simétrica – basta montar uma das metades em relação a sua diagonal principal para conhecer a matriz por inteira;
- Complexa – representação das admitâncias $Y_{jk} = G_{jk} + j \times B_{jk}$;
- Quadrada de dimensão n, onde n é o número de barras do sistema sem contar a barra de referência;
- Esparsa, normalmente tem-se mais de 95% dos elementos nulos – exigindo menores esforços computacionais no armazenamento de dados;
- Os elementos da diagonal principal são positivos e os elementos fora da diagonal principal são negativos;
- Os elementos da diagonal principal Y_{kk} são o somatório das admitâncias diretamente ligadas à barra k;
- Os elementos fora da diagonal principal Y_{kj} são o simétrico da soma das admitâncias que ligam as barras k e j.

2.2.2.4 Formulação do problema de fluxo de potência

Seja uma barra k pertencente a um sistema elétrico e conectada a fontes geradoras, cargas e linhas de transmissão de acordo com o esquema mostrado na figura 2-2, abaixo:

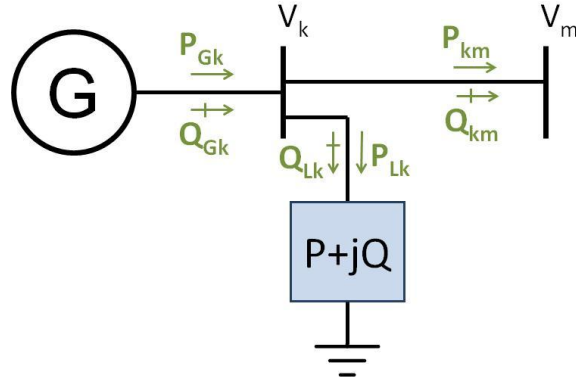


Figura 2-2 - Esquema de distribuição de fluxos de potência

Para estudar o fluxo de potência através das barras desse sistema, deve-se determinar a injeção de potência líquida para cada uma das barras de acordo com as seguintes relações:

$$P_k = P_{Gk} - P_{Lk} \quad (2.5)$$

$$Q_k = Q_{Gk} - Q_{Lk} \quad (2.6)$$

$$\dot{S}_k = P_k + j \times Q_k \quad (2.7)$$

Considerando apenas a injeção de potência líquida nessa mesma barra, é possível representá-la graficamente de acordo com a figura 2-3 e algebricamente pelas equações 2.8 e 2.9 mostradas a seguir:

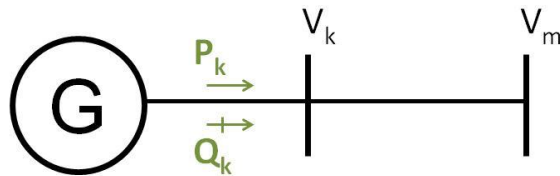


Figura 2-3 - Representação de injeção de potência líquida

$$\dot{S}_k = \dot{V}_k \times (\dot{I}_k)^* = P_k + j \times Q_k \quad (2.8)$$

$$\dot{I}_k = \frac{P_k - j \times Q_k}{(\dot{V}_k)^*} \quad (2.9)$$

Reescrevendo as equações nodais de acordo com a 1ª Lei de Kirchhoff e utilizando a matriz Y_{barra} , ambos mostrados anteriormente, é possível representar o sistema de potência em estudo pelo sistema linear da equação 2.4, $[\dot{I}] = [Y_{\text{barra}}] \times [\dot{V}]$, sendo que para cada barra “k” será encontrada uma injeção de corrente dada pela equação 2.10. Torna-se necessário o cálculo do número complexo conjugado que representa o fasor dessa injeção de corrente, mostrado na equação 2.11, de modo a substituí-lo diretamente na equação 2.8.

$$\dot{I}_k = \sum_{m=1}^n (Y_{km} \times \dot{V}_m) \quad (2.10)$$

$$(\dot{I}_k)^* = \sum_{m=1}^n (Y_{km}^* \times \dot{V}_m^*) \quad (2.11)$$

Substituindo a expressão de $(\dot{I}_k)^*$ na expressão da potência líquida, tem-se:

$$\dot{S}_k = P_k + j \times Q_k = \dot{V}_k \times (\dot{I}_k)^* = \dot{V}_k \times \left(\sum_{m=1}^n (Y_{km}^* \times \dot{V}_m^*) \right) \quad (2.12)$$

para $k = 1, 2 \dots n$ e para toda barra “m” ligada diretamente à barra “k”

A partir dessa equação 2.12, serão separadas as componentes de potência ativa e reativa, para o desenvolvimento das principais equações do estudo do fluxo de potência. Suas considerações de admitâncias e de tensões nas barras adjacentes serão mostradas a seguir, passando a representar seus valores não mais em forma polar, mas agora em forma retangular.

$$P_k = \text{Re}\{\dot{S}_k\} \text{ e } Q_k = \text{Im}\{\dot{S}_k\} \quad (2.13)$$

$$Y_{km} = G_{km} + j \times B_{km} \quad (2.14)$$

$$\dot{V}_k = V_k \angle \theta_k = V_k \times \cos(\theta_k) + j \times V_k \times \text{sen}(\theta_k) \quad (2.15)$$

$$\dot{V}_m = V_m \angle \theta_m = V_m \times \cos(\theta_m) + j \times V_m \times \text{sen}(\theta_m) \quad (2.16)$$

$$P_k = V_k \times \left[\sum_{m=1}^n V_m \times \{G_{km} \times \cos(\theta_{km}) + B_{km} \times \sin(\theta_{km})\} \right] \quad (2.17)$$

para $k = 1, 2 \dots n$ e para toda barra “m” ligada diretamente à barra “k”

$$Q_k = V_k \times \left[\sum_{m=1}^n V_m \times \{G_{km} \times \sin(\theta_{km}) - B_{km} \times \cos(\theta_{km})\} \right] \quad (2.18)$$

para $k = 1, 2 \dots n$ e para toda barra “m” ligada diretamente à barra “k”

Para as equações acima, tem-se:

- k – número da barra no sistema, variando de 1 até o número total de barras
- m – índice da barra ligada diretamente a barra “k”
- V_k e V_m – tensões nas barras “k” e “m”, respectivamente
- θ_k e θ_m – ângulos das tensões das barras “k” e “m” em relação a uma referência angular única para o sistema
- θ_{km} – diferença angular entre as barras “k” e “m”, nessa mesma ordem
- P_k e Q_k – injeções líquidas de potência conforme as equações 2.5 e 2.6

A partir das equações 2.17 e 2.18, as barras de um sistema de potência foram classificadas da seguinte forma:

- **Barra swing ou flutuante ou $V\theta$ ou *slack***

Barra necessária para fornecer referência angular e suprir as perdas ativas e reativas do sistema em estudo. Por este motivo, a barra swing não tem sua geração ativa fixada, mas calculada após a solução do problema. Normalmente é escolhida como barra de referência aquela onde está concentrada a maior capacidade de geração do sistema. Esta barra é única para todo o sistema.

Dados fixos: V_k , θ_k

Dados calculados: P_k , Q_k

- **Barra de carga ou PQ**

Dentro de um sistema real, a maioria das barras é deste tipo. Ela representa o atendimento de cargas solicitadas pelos consumidores e não existe controle específico de tensão nessas barras.

Dados fixos: P_k, Q_k

Dados calculados: V_k, θ_k

- **Barra de tensão controlada ou PV**

Neste tipo de barra são definidas a tensão e a injeção de potência ativa. Este conjunto de barras é normalmente constituído por geradores e compensadores síncronos.

Dados fixos: P_k, V_k

Dados calculados: Q_k, θ_k

Outra etapa importante nesse algoritmo, depois de aplicar a classificação de tipo de barra para todas as barras do sistema, é a organização das equações de acordo com as suas incógnitas em dois subsistemas, conforme é apresentado a seguir:

- **Subsistema 1**

Conjunto de equações que devem ser resolvidas com o objetivo de se encontrar a solução do fluxo de potência, módulo e ângulo das tensões nas barras. São agrupadas neste subsistema as barras com valores fixos de potência ativa e/ou reativa de acordo com as equações 2.19 e 2.20.

$$P_k = P_k(V, \theta), k \in \text{barras } \{PQ, PV\} \quad (2.19)$$

$$Q_k = Q_k(V, \theta), k \in \text{barras } \{PQ\} \quad (2.20)$$

- **Subsistema 2**

Substituindo, neste segundo subsistema, as variáveis encontradas na solução do subsistema 1, é possível determinar as incógnitas restantes do fluxo de potência: a injeção de potência ativa e reativa da barra *swing* e a injeção de potência reativa das barras de tensão controlada, como mostrado nas equações 2.21 e 2.22.

$$P_k = P_k(V, \theta), k \in \text{barras } \{V\theta\} \quad (2.21)$$

$$Q_k = Q_k(V, \theta), k \in \text{barras } \{V\theta, PV\} \quad (2.22)$$

Dessa forma é possível construir dois subsistemas cujas soluções são as respostas para o estudo do fluxo de potência, determinando todas as grandezas elétricas necessárias para análise do sistema em regime permanente.

2.2.3 Representação dos componentes

2.2.3.2 Linhas de transmissão

O modelo pi-equivalente de uma linha de transmissão, representado na figura 2-4, é definido por três parâmetros: a resistência série r_{km} ; a reatância série x_{km} ; e a susceptância *shunt* b_{km}^{shunt} . [3]

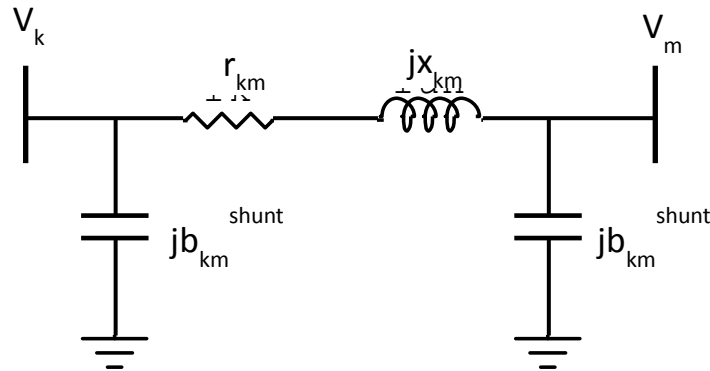


Figura 2-4 - Circuito pi-equivalente para uma linha de transmissão

A figura 2-5 faz uma representação desses parâmetros de forma concentrada, onde os parâmetros elétricos distribuídos z e y , respectivamente, impedância e admitância, ambos por unidade de comprimento, podem ser expressos de acordo com as

equações que seguem em Z_{eq} e Y_{eq} , em função do comprimento elétrico da linha, γ e do comprimento físico da linha, l :

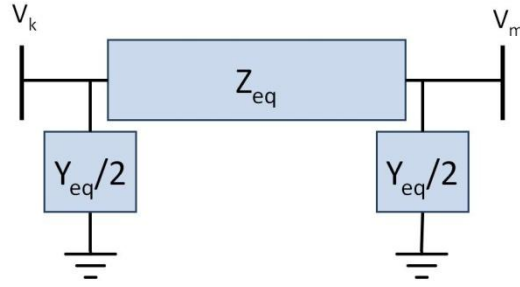


Figura 2-5 - Modelo pi-equivalente concentrado para uma linha de transmissão

$$Z_{eq} = \frac{Z \times \sinh(\gamma \times l)}{\gamma \times l} \quad (2.23)$$

$$Y_{eq} = \frac{Y \times \tanh(\gamma \times l/2)}{\gamma \times l/2} \quad (2.24)$$

$$\gamma = \sqrt{z \times y} \quad (2.25)$$

$$Z = z \times l \quad (2.26)$$

$$Y = y \times l \quad (2.27)$$

2.2.3.3 Transformador monofásico de dois enrolamentos

Desprezando a corrente de magnetização, as perdas por histerese e por correntes parasitas no núcleo, e considerando o rendimento elevado, normalmente apresentados nos transformadores de potência, pode-se desprezar o ramo paralelo e a resistência dos enrolamentos da modelagem completa. Adotando como base de tensão os valores nominais de tensão de cada enrolamento do transformador, é possível obter a reatância equivalente e as seguintes representações:

$$x_{eq} = x_1 + x'_2 \quad (2.28)$$

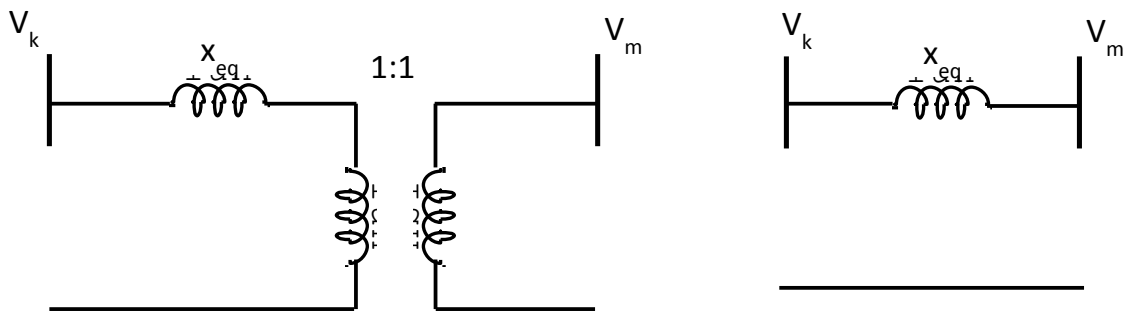


Figura 2-6 - Modelagem do transformador monofásico em pu

2.2.3.4 Transformador monofásico de três enrolamentos

Os ensaios normais nos transformadores monofásicos de três enrolamentos normalmente fornecem os seguintes parâmetros para o primário (P), para o secundário (S) e para o terciário (T):

- $x_{PS} = x_P + x_S$, reatâncias na base do enrolamento primário
- $x_{PT} = x_P + x_T$, reatâncias na base do enrolamento primário
- $x_{ST} = x_S + x_T$, reatâncias na base do enrolamento secundário

Para o estudo do fluxo de potência é comum representá-lo unindo-se os três enrolamentos por um ponto elétrico fictício, onde, utilizando as mesmas bases, são válidas as relações apresentadas pelas equações 2.29, 2.30 e 2.31 que retratam as grandezas mostradas acima em um modelo de circuito, apresentado pela figura 2-7:

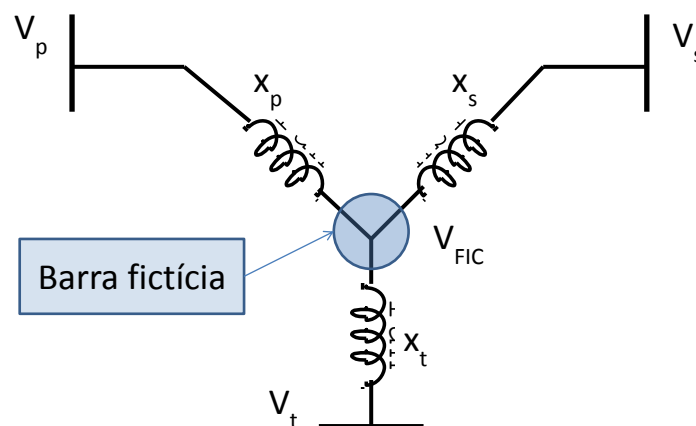


Figura 2-7 - Modelagem do transformador trifásico em pu

$$x_P = \frac{1}{2} \times (x_{PS} + x_{PT} - x_{ST}) \quad (2.29)$$

$$x_S = \frac{1}{2} \times (x_{PS} + x_{ST} - x_{PT}) \quad (2.30)$$

$$x_T = \frac{1}{2} \times (x_{PT} + x_{ST} - x_{PS}) \quad (2.31)$$

2.2.3.5 Transformador com ajuste de tape

Para auxiliar o controle de tensão nos sistemas elétricos, são utilizados transformadores com ajuste de tape automático enquanto energizados (LTC – *Load-tap-changing*) ou quando desenergizados. Considerando as relações entre as grandezas do primário e do secundário definidas pelas equações 2.32 e 2.33, é possível construir um modelo matemático para representar o LTC no estudo do fluxo de potência. Este modelo é apresentado na figura 2-8.

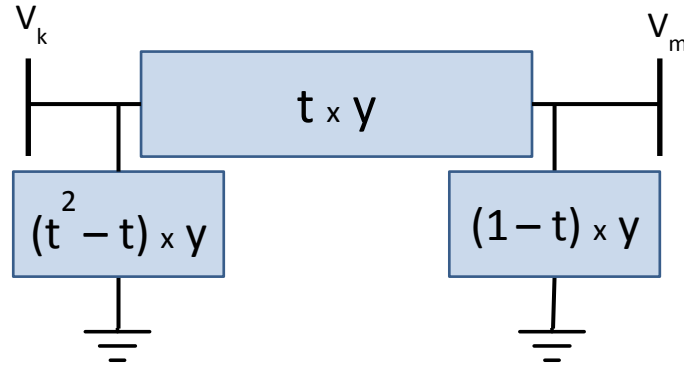


Figura 2-8 - Modelagem do transformador com ajuste de tape

$$\frac{\dot{V}_k}{\dot{V}_m} = \frac{1}{t} \quad (2.32)$$

$$\frac{\dot{I}_k}{\dot{I}_m} = t \quad (2.33)$$

2.2.3.6 Gerador

Nos estudos de fluxo de potência, o gerador é o componente que pode fornecer potência ativa e reativa à barra a qual está ligado. Normalmente é representado por uma barra PV como pode ser vista na figura 2-9.

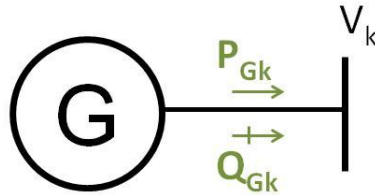


Figura 2-9 - Modelagem do gerador

2.2.3.7 Reator

O reator é um componente de absorção de potência reativa, representado por sua potência reativa nominal. Como um reator tem sua reatância constante (X_r), a potência reativa (Q_r), absorvida por ele, varia de acordo com o quadrado da tensão aplicada aos seus terminais, obedecendo à relação do circuito modelado:

$$Q_r = \frac{V_r^2}{X_r} \quad (2.34)$$

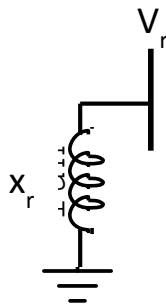


Figura 2-10 - Modelagem de um reator ideal

2.2.3.8 Banco de capacitores

Os bancos de capacitores são fontes de potência reativa, representados por esse seu valor nominal. Como um banco de capacitores tem susceptância constante (Y_c), a

potência reativa (Q_c), fornecida por ele, varia com o quadrado da tensão aplicada aos seus terminais, obedecendo à relação:

$$Q_c = V_c^2 \times Y_c \quad (2.35)$$

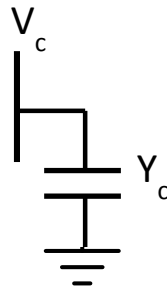


Figura 2-11 - Modelagem de um banco de capacitores ideais

2.2.3.9 Compensador síncrono

Para o estudo do fluxo de potência, o compensador síncrono é representado semelhantemente a um gerador síncrono, como mostrado anteriormente, embora apenas como injeção de potência reativa. Tal semelhança é nítida na observação da figura 2-12.

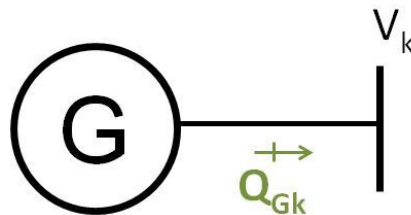


Figura 2-12 - Modelagem do compensador síncrono

2.2.3.10 Compensador estático

Os compensadores estáticos são equipamentos que têm como objetivo o controle de tensão em alguma barra especificada. Eles funcionam através de circuitos de eletrônica de potência, capazes de fornecer ou consumir potência reativa, dentro de uma faixa de operação. Este objetivo é semelhante ao do compensador síncrono, mas nos aspectos construtivos, eles se diferem bastante. A figura 2-13 apresenta a modelagem do compensador estático:

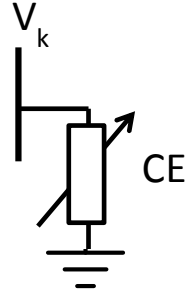


Figura 2-13 - modelagem do compensador estático

Eles podem ser modelados, em regime permanente, em função da potência reativa ou da corrente, e podem controlar a tensão na própria barra terminal ou em uma barra remota. A modelagem em função da potência reativa é dada pela figura 2-14 e pela equação 2.36, e a modelagem em função da corrente é dada pela figura 2-15 e pela equação 2.37, todas essas mostradas a seguir. É desejável que os compensadores operem dentro da região linear, mostrada em ambos os gráficos, e descrita pelas equações citadas.

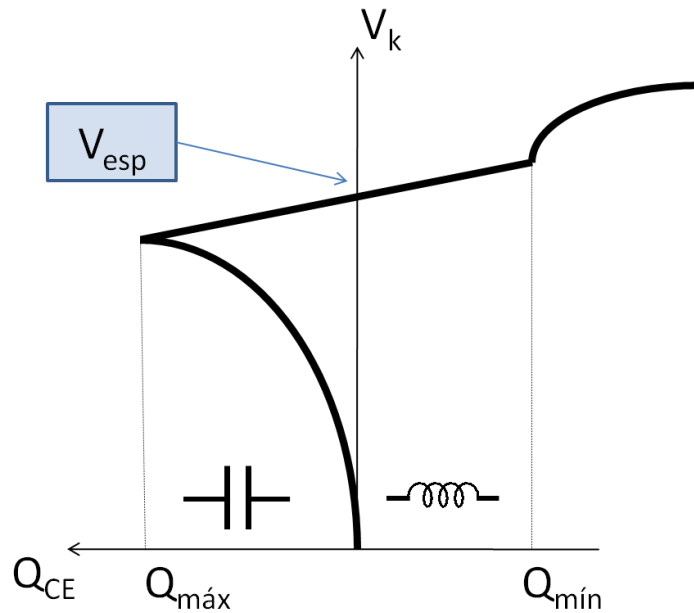


Figura 2-14 - Tensão da barra controlada em função da potência reativa do compensador estático

$$V_k = V_{esp} - Q_{CE} \times r \quad (2.36)$$

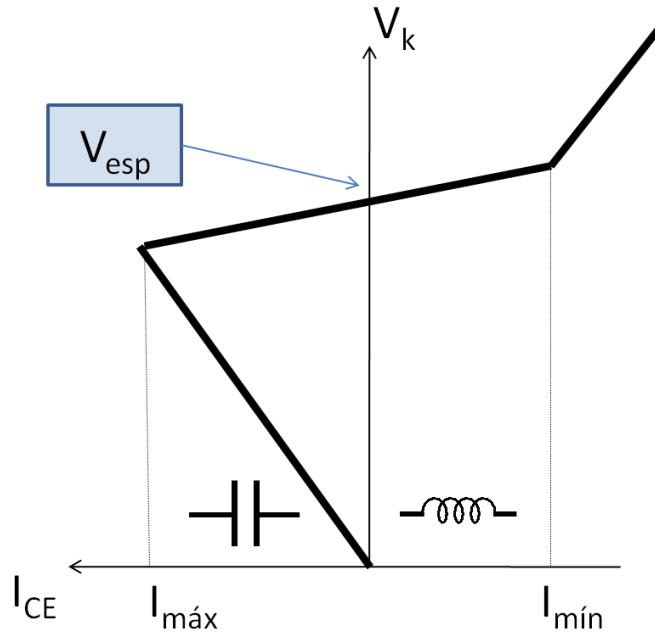


Figura 2-15 - Tensão da barra controlada em função da corrente do compensador estático

$$V_k = V_{esp} - I_{CE} \times r = V_{esp} - \frac{Q_{CE} \times r}{V_t} \quad (2.37)$$

Essas equações são expressas em função dos seguintes termos:

- V_k – Tensão da barra a ser controlada
- V_{esp} – Tensão especificada para a barra controlada
- V_t – Tensão nos terminais do compensador estático
- Q_{CE} – Potência reativa do compensador estático
- I_{CE} – Corrente do compensador estático
- r – Coeficiente de inclinação da reta que determina a região linear de operação

2.2.3.11 Carga

Para os estudos de fluxo de potência, as cargas são representações de componentes que absorvem potência ativa e reativa constantes.

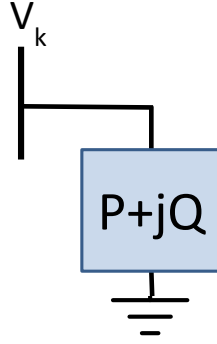


Figura 2-16 - Modelagem de carga

O modelo ZIP é expresso pelas parcelas de impedância constante (c_P e c_Q), corrente constante (b_P e b_Q) e potência constante (a_P e a_Q) da seguinte maneira:

$$P_k = (a_P + b_P \times V_k + c_P \times V_k^2) \times P_k^{nominal} \quad (2.38)$$

$$Q_k = (a_Q + b_Q \times V_k + c_Q \times V_k^2) \times Q_k^{nominal} \quad (2.39)$$

Considerando sempre que o somatório de todas as parcelas equivale à potência total consumida pela carga, logo:

$$(a_P + b_P + c_P) = 1 \quad (2.40)$$

$$(a_Q + b_Q + c_Q) = 1 \quad (2.41)$$

Na figura 2-17, são mostrados os equipamentos modelados nesta seção num exemplo de situação real de fluxo de potência utilizando o software ANAREDE.

2.3 Estabilidade

2.3.1 Descrição geral

A estabilidade de um sistema é uma condição de equilíbrio entre forças opostas. O mecanismo no qual máquinas síncronas interconectadas mantêm o sincronismo em relação umas às outras, é através de forças restauradoras que aparecem sempre quando existem forças que tendem a acelerar ou desacelerar uma ou mais máquinas com respeito às outras máquinas. No estado de regime permanente, existe um equilíbrio entre o torque mecânico motriz e o torque de carga elétrica em cada máquina, fazendo com que a velocidade do rotor permaneça constante. Se o sistema é perturbado, este equilíbrio é desfeito, resultando em aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas que são regidas pelas leis de movimento rotacional de um corpo.[5]

A análise da estabilidade de um sistema elétrico de potência apresenta um estudo sobre o impacto causado por alguma perturbação na dinâmica eletromecânica de um sistema de potência. O estudo da estabilidade é iniciado com uma dada condição de operação, ou seja, uma situação estática de fluxo de potência, mas tem o objetivo de verificar o comportamento do sistema no intervalo de tempo que começa a partir da ocorrência de uma perturbação. Segundo a definição do IEEE, diz-se que um sistema de potência é estável, do ponto de vista da estabilidade transitória, para uma condição de operação particular e para uma dada grande perturbação se, após a ocorrência da perturbação, o sistema é capaz de alcançar uma condição de operação aceitável.[6]

Os exemplos mais simples de demonstrar os conceitos desse tipo de estudo são realizados para sistemas que possam ser aproximados por um modelo máquina-barras infinita ou por um modelo de duas máquinas, onde é possível utilizar um método gráfico conhecido como o critério das áreas iguais. Para os sistemas reais, conhecidos como sistemas multimáquinas, a solução é normalmente obtida por métodos numéricos no domínio do tempo que trazem os mesmos conceitos dos dois modelos mais simples citados anteriormente.

A análise da estabilidade transitória no caso geral de um sistema multimáquinas é feita com o auxílio de programas que simulam o modelo matemático do sistema para cada contingência selecionada. Se for verificado que o ângulo entre quaisquer duas máquinas do sistema, determinado via integração numérica, tende a aumentar sem

limites após o instante de aplicação da perturbação, conclui-se que o sistema é instável. Se, por outro lado, as diferenças angulares entre as máquinas atingem um valor máximo e depois decrescem, conclui-se que a tendência é que o sistema permaneça estável. A conclusão definitiva sobre a estabilidade requer a observação das demais oscilações subsequentes à primeira delas, já que, em sistemas multimáquinas, é possível que uma máquina permaneça em sincronismo com as demais na primeira oscilação e perca esta condição nas oscilações seguintes, em razão das interações dinâmicas com as outras máquinas.[6]

O estudo da estabilidade de um sistema de potência pode ser classificado segundo as diversas categorias responsáveis pelos enfoques dos estudos, conforme será mostrado. Essas categorias são baseadas nas seguintes considerações:

- A natureza física da instabilidade;
- O tamanho da perturbação considerada;
- Os equipamentos, os processos e o domínio do tempo que devem ser considerados de forma a determinar a estabilidade;
- Método para o cálculo ou previsão da estabilidade.[5]

2.3.2 Enfoques no estudo da estabilidade de um sistema de potência

Esses enfoques têm como referência os itens [7] e [8] da bibliografia deste trabalho.

2.3.2.2 Estudo de estabilidade angular

Corresponde ao estudo de estabilidade convencional, que avalia a habilidade do sistema de potência em manter suas unidades geradoras operando em condições de sincronismo. Estudos desta natureza consideram os efeitos das oscilações eletromecânicas inerentes ao sistema, analisando o comportamento existente entre as potências fornecidas pelos geradores e os deslocamentos angulares de seus rotores.

Em regime permanente, esse enfoque também é chamado de estudo de estabilidade angular para pequenos impactos, ou ainda, de estudo de estabilidade angular para pequenos sinais. De uma forma geral avalia a capacidade de manutenção do sincronismo das unidades geradoras do sistema de potência para as situações de pequenos impactos, como variações normais de carga, por exemplo.

Portanto, corresponde à análise da estabilidade do ponto de equilíbrio ou de operação. A natureza da resposta do sistema aos pequenos impactos depende de diversos fatores incluindo as condições operativas, a capacidade de transmissão e os sistemas de excitação das unidades geradoras. Neste tipo de estudo de estabilidade os impactos são considerados suficientemente pequenos, de tal forma que equações linearizadas podem ser utilizadas nas análises.

Em regime transitório, a estabilidade angular avalia a habilidade do sistema de potência em manter o sincronismo de suas unidades geradoras quando da ocorrência de perturbação como curtos-circuitos em elementos importantes e perdas de grandes blocos de geração, por exemplo. A natureza da resposta do sistema envolve amplas excursões angulares dos rotores das unidades geradoras e é influenciada pelas relações não-lineares existentes entre potência e ângulo. Fatores como condições iniciais operativas, e principalmente, tipos e localizações dos distúrbios influem na avaliação e definem este tipo de estudo de estabilidade.

Tipicamente os estudos de estabilidade angular transitória avaliam o comportamento do sistema para um período de tempo de 5 a 20 segundos após a ocorrência do impacto. Em função das grandes excursões observadas para as variáveis de estado, representativas do sistema, a análise da estabilidade transitória deve ser realizada através de equações não-lineares.

Em grandes sistemas interligados, a instabilidade ocorre normalmente de duas formas:

- através de aceleração do rotor, com crescimento progressivo do deslocamento angular, sendo a causa fundamental a falta de conjugado sincronizante;
- através de oscilações crescentes do rotor, causadas pela superposição de diversos modos de oscilação do sistema.

2.3.2.3 Estabilidade de tensão

Um sistema entra em um estado de instabilidade de tensão quando uma perturbação, elevação de carga, ou alteração na configuração, causa um contínuo e incontrolável declínio da tensão. Sendo substancialmente relacionado à indisponibilidade de suprimento de potência reativa, o fenômeno é caracterizado por uma redução progressiva na magnitude da tensão, iniciando de forma localizada e

podendo então se expandir até mesmo por todo o sistema interligado, causando colapso na operação.

Em regime permanente, este tipo de estudo é também denominado por estudo de estabilidade de tensão para pequenos impactos, ou ainda, estudo de estabilidade de tensão para pequenos sinais. Ele avalia a habilidade do sistema de potência em manter um perfil adequado de tensões após ter sido submetido a um pequeno impacto, como uma variação normal de carga, por exemplo. A natureza da resposta do sistema a estes pequenos impactos depende de fatores como: a condição operativa, as características das cargas e dos dispositivos de controle de tensão.

Assim sendo, pode-se dizer que este tipo de estudo de estabilidade de tensão tem como função principal determinar as características próprias do sistema, quanto à relação entre tensões e potências reativas. A instabilidade se manifesta principalmente pela insuficiência de potência reativa, o que define uma redução progressiva nas magnitudes das tensões.

Para grandes impactos, este tipo de estudo de estabilidade determina a capacidade do sistema de potência de controlar as tensões de seus barramentos após a ocorrência de uma grande perturbação, como desligamento de elementos importantes, curtos-circuitos em linhas de transmissão, alteração rápida e substancial no equilíbrio carga/geração, etc. Pode-se dizer que o sistema apresenta estabilidade, nestas condições, se, após o distúrbio, seus controladores levarem as tensões de todas as barras a uma condição de equilíbrio adequada. Influem neste comportamento: a condição operativa do sistema, a natureza da perturbação considerada, as características das cargas, a dinâmica dos sistemas de controle e os elementos de proteção do sistema.

Os estudos de estabilidade de tensão para grandes impactos requerem a avaliação do desempenho dinâmico não-linear do sistema de potência em um período de tempo suficiente, que possa até considerar os efeitos de elementos como, transformadores com taps variáveis, limitadores das correntes de campo dos geradores, esquemas de corte de carga por subtensão, etc. Estes períodos de tempo podem se estender desde alguns segundos até dezenas de minutos.

2.3.3 Modelagem matemática

2.3.3.2 Equação de oscilação da máquina síncrona

Observando o rotor de uma máquina síncrona de acordo com a sua dinâmica mecânica de funcionamento, é possível descrever as ações de dois torques de sentidos opostos: um com origem mecânica, produzido pelo movimento de algum tipo de turbina, e outro com origem elétrica, produzido pela interação entre os campos eletromagnéticos do rotor e do estator. Desta forma, é possível modelar matematicamente esse comportamento a partir da equação diferencial de funcionamento mecânico da máquina síncrona:

$$T_a = T_{mecânico} - T_e = J \times \frac{d^2 \theta_{mecânico}}{dt^2} \text{ [N.m]} \quad (2.42)$$

- T_a é o torque de aceleração em N.m
- $T_{mecânico}$ é o torque mecânico em N.m
- T_e é o torque eletromagnético ou torque elétrico líquido, já descontado o atrito, a ventilação e outros, em N.m
- J é o momento de inércia do rotor em kg.m^2
- $\theta_{mecânico}$ é o deslocamento angular do rotor em relação a um referencial fixo em radianos mecânicos

Para realizar o estudo da estabilidade de um sistema de potência, é necessário traduzir os termos mecânicos em função dos seus correspondentes elétricos. Seguindo algumas etapas de manipulações desejadas na equação de oscilação da máquina síncrona como a escolha de referenciais adequados e a multiplicação de ambos os membros pela velocidade angular mecânica, relacionando-a com a velocidade síncrona, para transformar as grandezas de torque em potência. Fazendo as devidas substituições e organizando os termos encontrados, encontra-se a equação de oscilação da máquina síncrona em função dos seus parâmetros elétricos, como pode ser vista na equação 2.43 e a expressão do momento angular (M) na equação 2.44:

$$P_a = P_{mecânico} - P_e = M \times \frac{d^2 \delta_{mecânico}}{dt^2} \quad (2.43)$$

$$M = \frac{2 \times H \times S}{\omega_{mecânico}} \quad (2.44)$$

A constante H é a razão entre a energia cinética armazenada no rotor da máquina na sua velocidade síncrona e sua potência trifásica aparente:

$$H = \frac{EC_{rotor}}{S} \quad (2.45)$$

Como normalmente os estudos são realizados utilizando os valores em pu nas bases do sistema em questão, aplica-se a equação anterior também com seus valores em pu na base das mesmas bases do sistema, assim temos uma nova notação, apresentada pela equação 2.46:

$$P_a = P_{mecânico} - P_e = \frac{2 \times H}{\omega_s} \times \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (2.46)$$

- H é a constante da máquina em MJ/MVA ou segundos;
- $\omega_s = 2 \times \pi \times f$, em radianos elétricos por segundo;
- δ é o ângulo entre a tensão e a corrente do estator da máquina, em radianos elétricos;
- $P_a, P_{mecânico}, P_e$ Potências acelerante, mecânica e elétrica, respectivamente, em pu na base da máquina;

Na tabela 2-1, são apresentados valores típicos para a constante de inércia H, agrupados em intervalos por tipo de máquina.[9]

Tabela 2-1 - Valores típicos da constante de inércia H

Tipo de máquina síncrona	Constante de inércia H [MJ/MVA ou s]
Turbo-alternador	$3 < H < 7$
Alternador hidráulico	$2 < H < 4$
Compensador síncrono	$1 < H < 2$
Motor síncrono	$0,5 < H < 2$

Prosseguindo com a análise da equação anterior, a descrição do termo da potência elétrica é feita de acordo com as equações de transferência de potência da

máquina síncrona, ou seja, através das curvas potência ângulo para as máquinas de pólos lisos e de pólos salientes. Conhecendo inicialmente:

- E_f tensão de excitação da máquina,
- V_{inf} tensão da barra infinita,
- x_s reatância síncrona,
- x_e reatância equivalente do sistema entre a barra terminal da máquina e a barra infinita,
- x_d reatância de eixo direto,
- x_q reatância de eixo em quadratura.

Os dois tipos de máquinas síncronas que serão representadas nesse estudo são: pólos lisos e pólos salientes. É importante lembrar que durante o estudo de fluxo de potência, ou seja, em regime permanente, a potência elétrica gerada pela máquina é sempre igual à potência mecânica líquida fornecida ao eixo, mas para os intervalos de tempo compreendidos pelos estudos de estabilidade isto não é verificado, conforme abordado na descrição geral dos estudos de estabilidade e na equação de oscilação da máquina síncrona. Por esta razão, é necessário acompanhar o comportamento da potência elétrica gerada pelas máquinas logo após a perturbação, para poder analisar o sistema dentro do intervalo de tempo do estudo da estabilidade.

2.3.3.3 Máquina de pólos lisos:

O gerador síncrono de pólos lisos é representado segundo o modelo da figura 2-18, onde são apresentadas as relações entre as tensões, de excitação e terminal, e a corrente de armadura:

$$\vec{E}_f = \vec{V}_t + j \times x_s \times \vec{I}_a \quad (2.47)$$

$$x_s = x_a + x_l \quad (2.48)$$

- x_s – reatância síncrona em regime permanente
- x_a – reatância de armadura
- x_l – reatância de dispersão

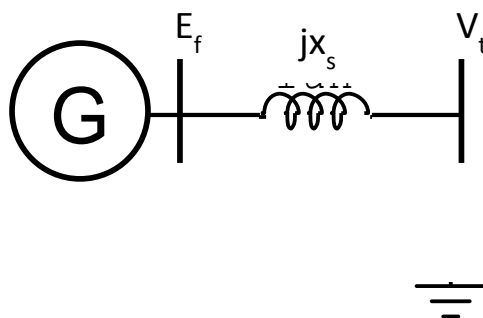


Figura 2-18 - Modelagem da máquina de pólos lisos para o estudo da estabilidade

Para realizar o estudo de estabilidade, precisa-se escrever a potência elétrica da máquina de pólos lisos em função do ângulo de carga, δ , logo, a potência elétrica será substituída durante a perturbação pela sua respectiva equação de transferência de potência elétrica, como mostrado na equação 2.49:

$$P_e = \frac{E_f \times V_\infty}{x_s + x_e} \times \text{sen}(\delta) \quad (2.49)$$

Podemos observar graficamente como se comporta essa transferência de potência em função do ângulo de carga com o auxílio gráfico abaixo que será mostrado novamente no estudo do método das áreas iguais.

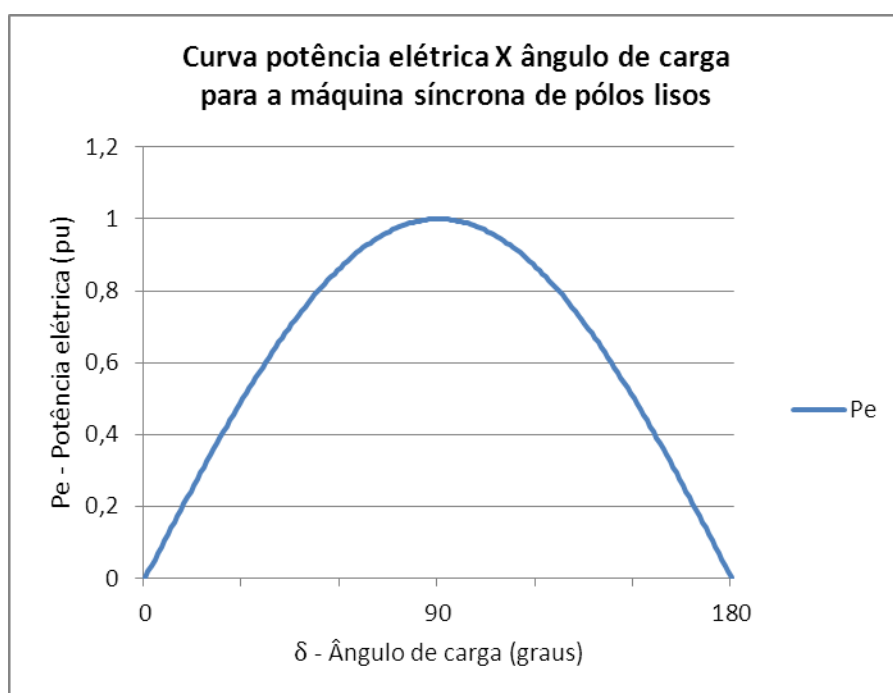


Figura 2-19 - Curva potência x ângulo - Pólos lisos

2.3.3.4 Máquina de pólos salientes

O gerador de pólos salientes não tem modelo dado apenas por um circuito equivalente, mas a relação entre as tensões, de excitação e terminal, e a corrente de armadura da máquina é dada por:

$$\dot{E}_f = \dot{V}_t + j \times x_d \times \dot{I}_d + j \times x_q \times \dot{I}_q \quad (2.50)$$

- x_d – reatância de eixo direto
- x_q – reatância de eixo em quadratura
- $\dot{I}_a = \dot{I}_d + \dot{I}_q$

No estudo de estabilidade, a consideração dessa máquina é feita, semelhantemente a máquina de pólos lisos, pela sua equação de transferência de potência elétrica dada pela equação 2.50 e por sua representação alternativa na equação 2.52, representando separadamente os termos que representam as amplitudes associadas as funções senoidais da relação entre a potência elétrica e o ângulo de carga:

$$P_e = \frac{E_f \times V_\infty}{x_d + x_e} \times \sin(\delta) + \frac{V_\infty^2}{2} \times \frac{(x_d - x_q)}{(x_d + x_e) \times (x_q + x_e)} \times \sin(2\delta) \quad (2.51)$$

$$P_e = K_1 \times \sin(\delta) + K_2 \times \sin(2\delta) \quad (2.52)$$

onde,

$$K_1 = \frac{E_f \times V_\infty}{x_d + x_e} \quad (2.53)$$

$$K_2 = \frac{V_\infty^2}{2} \times \frac{(x_d - x_q)}{(x_d + x_e) \times (x_q + x_e)} \quad (2.52)$$

A função da potência elétrica para a máquina de pólos salientes é dada pela soma de duas funções senoidais com a frequência dobrada na segunda parcela. Pode ser vista no gráfico seguinte:

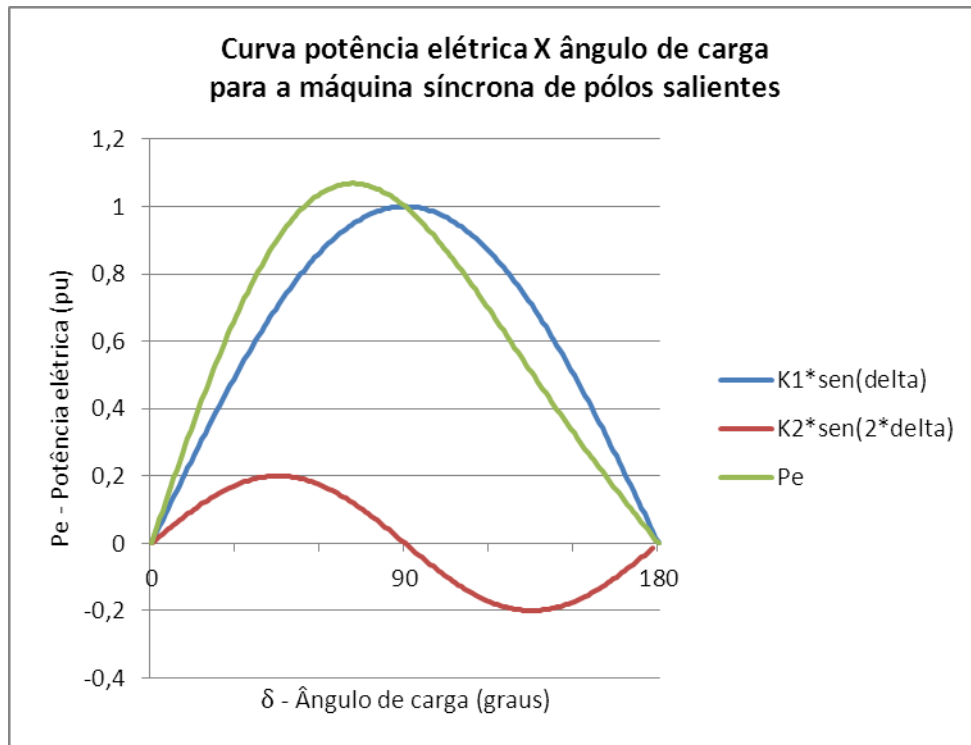


Figura 2-20 - Curva potência x ângulo - Pólos salientes

2.3.3.5 Modelagem de cargas

Para os estudos de estabilidade, as cargas do sistema são representadas de acordo com o modelo ZIP, visto anteriormente no item 2.2.3.9 deste trabalho, e modelado segundo as equações 2.38, 2.39, 2.40 e 2.41.

2.3.3.6 Critério das áreas iguais

Para o caso de um sistema formado por duas máquinas ou por uma máquina conectada a uma barra infinita é possível chegar a uma conclusão sobre a estabilidade a partir do comportamento das máquinas após a primeira oscilação. Neste caso, pode ser aplicado um método gráfico que propicia uma interpretação física dos fenômenos dinâmicos envolvidos no problema de estabilidade transitória. Este método é chamado de Critério das áreas Iguais.[6]

No que diz respeito à representação das máquinas, o Critério das Áreas Iguais baseia-se nas seguintes hipóteses:

- A potência mecânica de entrada das máquinas é suposta constante, logo as variações de potência mecânica são devidas à ação dos reguladores de velocidade dos geradores. Todavia, esta ação não se faz sentir, em geral, na primeira oscilação, já que as constantes de tempo dos reguladores de velocidade e das turbinas são muito altas para permitir a variação de potência mecânica em tão curto espaço de tempo.[6]
- As máquinas síncronas são representadas pelas suas respectivas equações de potência ângulo, utilizando a sua reatância transitória no denominador da equação, de forma a substituir o termo da potência elétrica na equação de oscilação.[6]

Para que o sistema seja estável, é necessário que a máquina disponha de energia suficiente para frear ou acelerar de forma a buscar outro ângulo de carga com a mesma transferência de potência elétrica observada antes do distúrbio e, conseqüentemente, torque de aceleração nulo. Essa capacidade é vista em relação ao ângulo de carga integrando a equação de oscilação da máquina síncrona como mostrado a seguir, bem como o valor do seu ângulo crítico e do seu tempo crítico (máximo do ângulo de carga e o respectivo tempo para o caso no qual a transferência de potência elétrica é nula durante a falta):

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_{mecânico} - P_{e\text{ pré-falta}}) d\delta = \int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_{mecânico} - P_{e\text{ pós-falta}}) d\delta \quad (2.55)$$

$$\delta_{crítico} = \cos^{-1}(\sin(\delta_0) \times (\pi - 2\delta_0) - \cos(\delta_0)) \quad (2.56)$$

$$t_{crítico} = \sqrt{\frac{(\delta_{crítico} - \delta_0) \times 4 \times H}{\omega_s \times P_{mecânico}}} \quad (2.57)$$

Normalmente são encontrados sistemas de transmissão com mais de um circuito entre duas barras para aumentar a capacidade de transmissão, confiabilidade, transmissão de potência quando da falta de um deles, entre outros fatores. Nesses casos, o estudo do critério das áreas iguais é visto graficamente pelos exemplos seguintes:

- Curvas de transferência de potência antes, durante e após a falta:

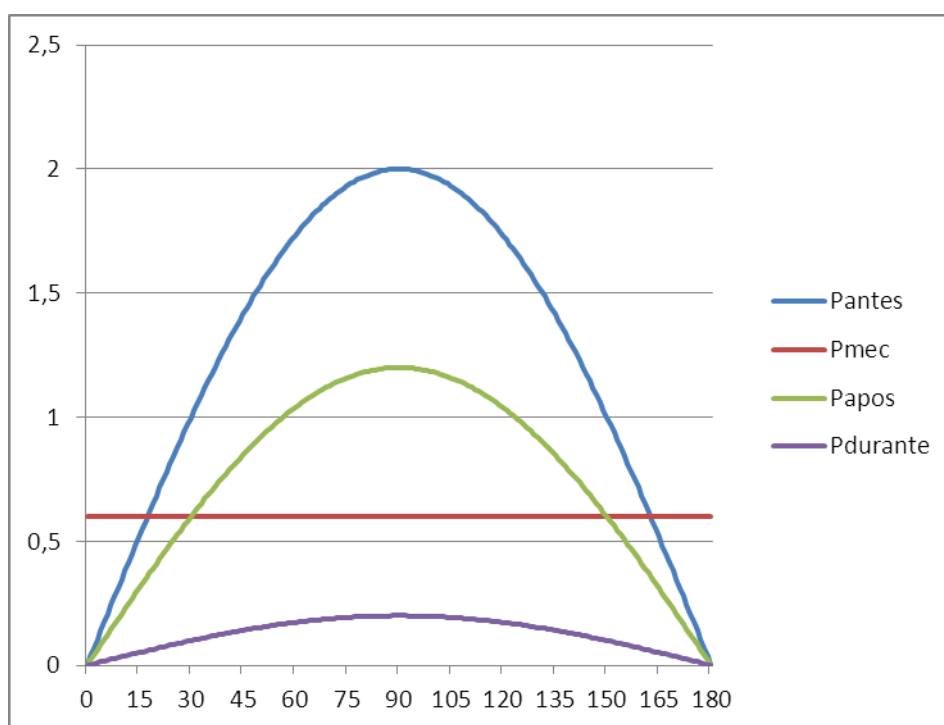


Figura 2-21 - Curvas potência x ângulo para as diferentes reatâncias de cada instante

- Caso estável ($A1 < A2$):

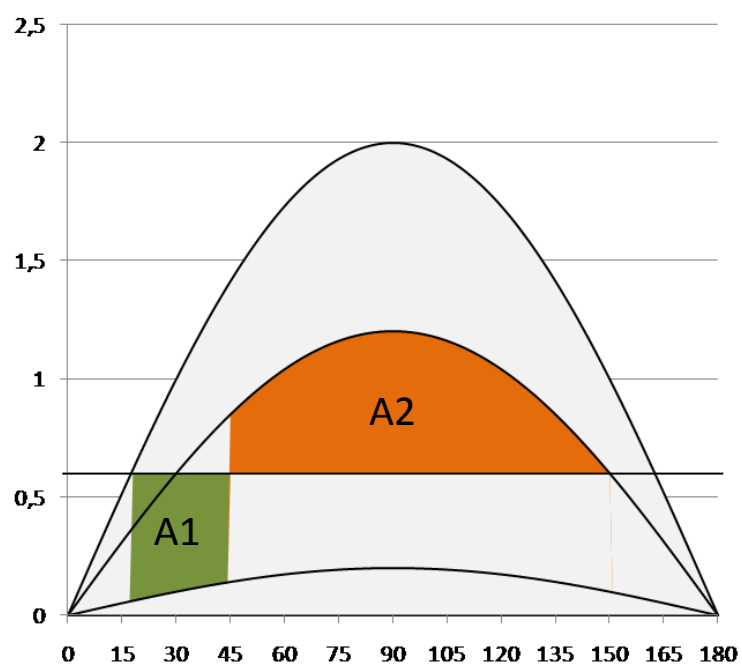


Figura 2-22 - Critério das áreas iguais - Caso estável

- Caso instável ($A1 > A2$):

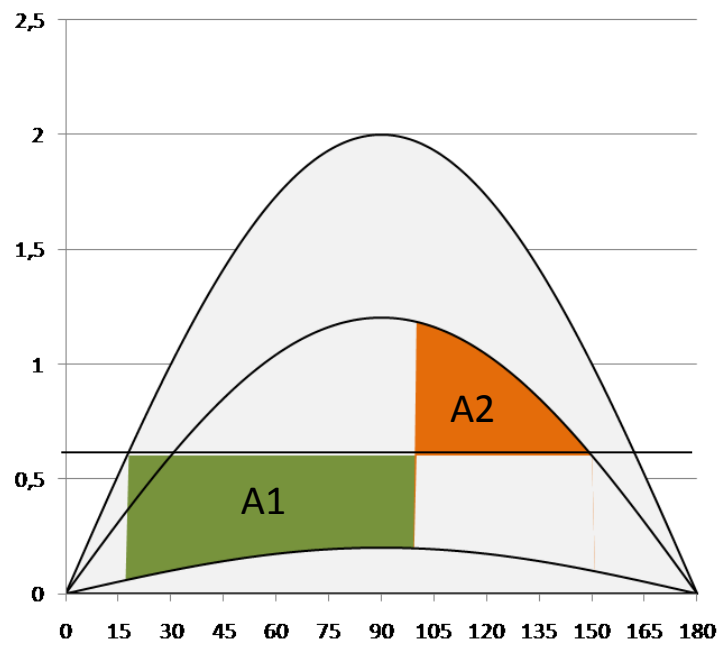


Figura 2-23 - Critério das áreas iguais - Caso instável

- Caso limite de estabilidade ($A1 = A2$):

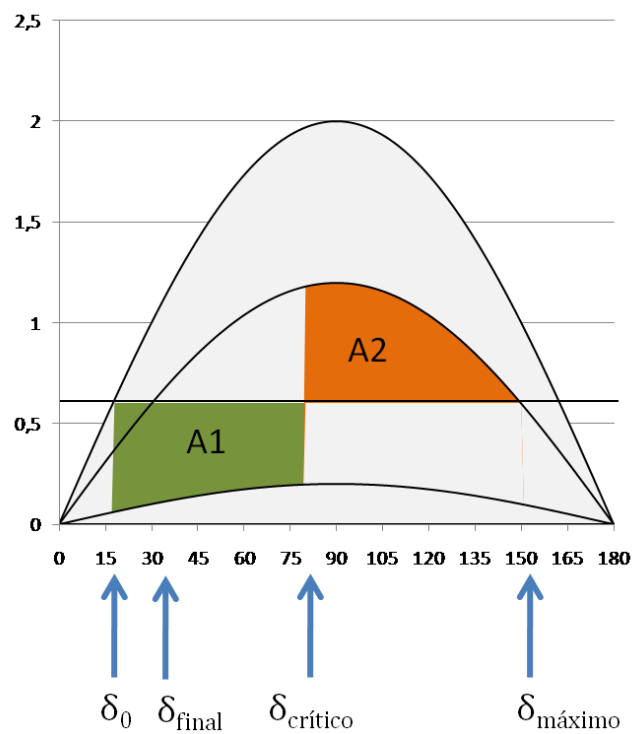


Figura 2-24 - Critério das áreas iguais - Caso limite de estabilidade

Através da análise desse caso limite, é possível visualizar que, se o sistema tiver condições de ser estável, existirá um ângulo crítico limite para a eliminação do defeito. A determinação desse ângulo é abordada utilizando as relações a seguir:

$$P_e^{(regime\ permanente)} = P_{máximo} \times \text{sen}(\delta) \quad (2.58)$$

$$P_e^{(falta)} = \frac{P_{máximo}^{(falta)}}{P_{máximo}} \times \text{sen}(\delta) = r_1 \times P_{máximo} \times \text{sen}(\delta) \quad (2.59)$$

$$P_e^{(pós-falta)} = \frac{P_{máximo}^{(pós-falta)}}{P_{máximo}} \times \text{sen}(\delta) = r_2 \times P_{máximo} \times \text{sen}(\delta) \quad (2.60)$$

$$r_1 = \frac{P_{máximo}^{(falta)}}{P_{máximo}} \quad (2.61)$$

$$r_2 = \frac{P_{máximo}^{(pós-falta)}}{P_{máximo}} \quad (2.62)$$

Usando o critério das áreas iguais, com a integração da equação de oscilação da máquina síncrona, tem-se como resultado final o ângulo crítico para a eliminação do distúrbio dado por:

$$\delta_{crítico} = \cos^{-1} \left(\frac{\frac{P_{mecânico}}{P_{máximo}} \times (\delta_{máximo} - \delta_0) + r_2 \times \cos(\delta_{máximo}) - r_1 \times \cos(\delta_0)}{r_2 - r_1} \right) \quad (2.63)$$

onde,

$$\delta_{máximo} = 180^\circ - \delta_1 \quad (2.64)$$

$$r_2 \times P_{máximo} \times \text{sen}(\delta_1) = P_{mecânico} \quad (2.65)$$

$$P_e^{(pós-falta)} = P_{mecânico} \quad (2.66)$$

$$P_{máximo} \times \text{sen}(\delta_0) = P_{mecânico} \quad (2.67)$$

2.4 Sistema elétrico brasileiro

O atual modelo do setor elétrico brasileiro criou novas instituições e alterou as funções de algumas instituições já existentes. A reforma do setor elétrico brasileiro começou em 1993 com a Lei nº 8.631, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores. Foi marcada pela promulgação da Lei nº 9.074 de 1995, que criou o Produtor Independente de Energia e o conceito de Consumidor Livre. Em 1996, foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. As principais conclusões desse projeto foram a necessidade de implementar a desverticalização das empresas de energia elétrica, ou seja, dividi-las nos segmentos de geração, transmissão e distribuição; incentivar a competição nos segmentos de geração e de comercialização; e manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados como monopólios naturais, sob regulação do Estado.[10]

Foi também identificada a necessidade de criação de um órgão regulador (a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL), de um operador para o sistema elétrico nacional (Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS) e de um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica (o então Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE). Concluído em agosto de 1998, o Projeto RE-SEB definiu o esboço conceitual e institucional do modelo a ser implantado.[10]

Em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica. Esse acontecimento gerou uma série de questionamentos sobre os rumos que o setor elétrico estava trilhando. Visando a adequar o modelo em implantação, foi instituído em 2002 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, cujo trabalho resultou em um conjunto de propostas de alterações. Durante os anos de 2003 e 2004, o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o setor, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho do mesmo ano. Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação de uma instituição responsável pelo planejamento do setor elétrico em longo prazo – a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica – o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) – e uma instituição para dar continuidade às atividades do MAE, relativas à comercialização de energia elétrica no sistema interligado – a Câmara de Comercialização de Energia

Elétrica (CCEE)(10). Neste modelo setorial, podemos representar as relações entre essas instituições de acordo com o diagrama a seguir.[11]

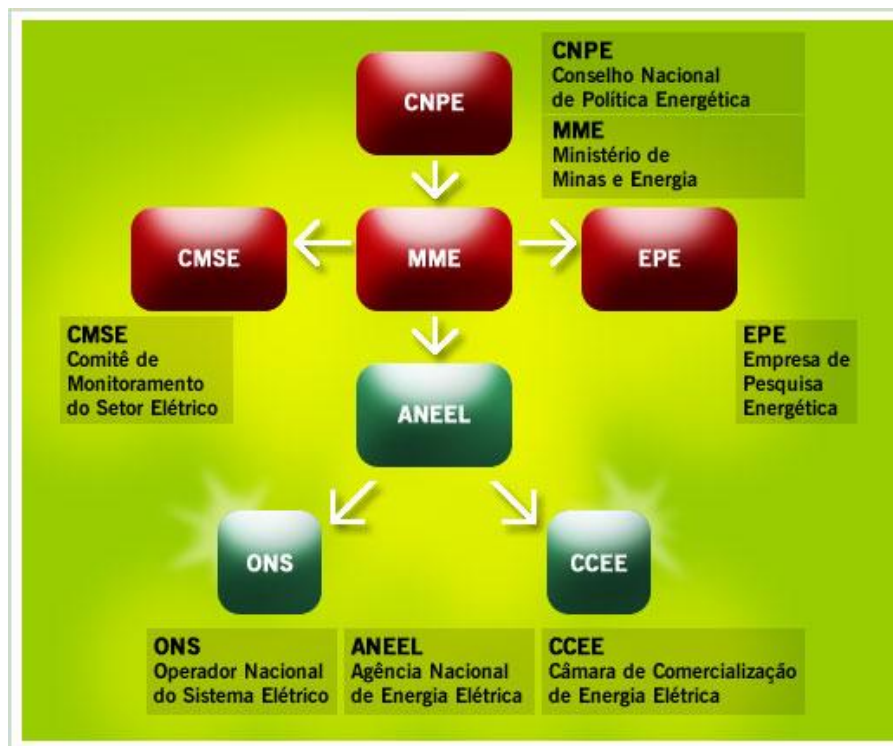


Figura 2-25 - Principais instituições do modelo setorial atual

As alterações promovidas em 2004 pelo novo modelo do setor estabeleceram ainda como responsabilidade da ANEEL, direta ou indiretamente, a promoção de licitações na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos Agentes de Distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN).[10]

2.4.1 O Operador Nacional do Sistema (ONS)

O Operador Nacional do Sistema (ONS) é um órgão colegiado, criado em 1999, definido como pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL, que tem por objetivo executar as atividades de coordenação e controle da operação de geração e transmissão, no âmbito do SIN, visando também minimizar a perda de coordenação ocasionada pela introdução da concorrência no setor e ainda possibilitar o acesso indiscriminado à rede básica de transmissão. Essa função é essencial para a economia e para o bem estar social, pois objetiva garantir o suprimento de energia elétrica de forma segura, contínua e econômica para todo o país. Entretanto, o Operador Nacional do Sistema não é proprietário dos ativos de transmissão. As empresas de transmissão delegam a este órgão os direitos de comercialização dos

serviços prestados pelas suas linhas, recebendo uma remuneração pela cessão de seus direitos.[11]

Para o cumprimento de sua missão, o Estatuto do ONS, documento aprovado pela ANEEL na Resolução Autorizativa Nº 328, de 12/08/2004, que estabeleceu suas atribuições, entre elas:

- O planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização do Sistema Interligado Nacional - SIN;
- A proposição ao Poder Concedente das ampliações de instalações da rede básica de transmissão, bem como reforços do SIN, a serem considerados no planejamento da expansão do sistema de transmissão;
- A proposição de regras para a operação das instalações da transmissão da Rede Básica do SIN, mediante processo público e transparente, consolidadas em Procedimentos de Rede, a serem aprovadas pela ANEEL, observando o disposto no Art. 4º, § 3º, da Lei nº9.427, de 26 de dezembro de 1996.[11]

2.4.2 Procedimentos de Rede

As informações que serão apresentadas nesta seção, 2.4.2 Procedimentos de Rede, têm como referência os itens [11] e [12] da bibliografia deste trabalho.

2.4.2.2 Aspectos gerais

Os Procedimentos de Rede são um conjunto de normas e requisitos técnicos que estabelecem as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, no que se referem a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do SIN e das demais atribuições do Operador. Esses documentos são elaborados pelo ONS, com a participação dos Agentes e homologados pela ANEEL. Atualmente, em atendimento à Resolução Normativa nº 115 da ANEEL, de 29.11.2004, os Procedimentos de Rede estão em processo de revisão para adequação à legislação e regulamentação vigentes e para assegurar a aderência à prática adotada pelo ONS e pelos diversos agentes setoriais.[11] Seus principais objetivos são:

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

Para desenvolver suas atribuições, o ONS realiza estudos de planejamento e programação gerando os seus produtos decorrentes deste processo, entre eles:

- PAR – O Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica é um dos principais produtos do ONS. É realizado anualmente, com um horizonte de estudo de três anos, e estabelece as necessidades de expansão da Rede Básica para preservar seu adequado desempenho operacional e garantir o livre acesso. Para permitir o tratamento das particularidades do SIN, os estudos, que resultam na proposição de obras ao Poder Concedente, são realizados de forma descentralizada, abertos à participação de todos os Agentes, abrangendo as Regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste. Desde que o PAR começou a ser elaborado, há 6 anos, as obras nele propostas representaram um acréscimo de 16.000 km de linhas de transmissão, ou seja, um crescimento de 25% na Rede Básica. No que se refere ao aumento da capacidade de transformação, no mesmo período foram implantados 40.000 MVA adicionais, representando um acréscimo de 26%. [11]
- Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo – PEL, feito em dois ciclos, sendo o primeiro realizado anualmente e o segundo para contemplar as alterações do sistema que possam modificar significativamente os resultados do primeiro ciclo; tem por objetivo: definir ações que solucionem os problemas identificados no horizonte do estudo; avaliar o benefício dos novos equipamentos e instalações de transmissão e geração na operação do sistema e indicar providências para antecipações de equipamentos e instalações de transmissão e geração para contornar eventuais atrasos de cronogramas; indicar medidas operativas para que a operação atenda aos padrões e critérios estabelecidos nos

Procedimentos de Rede, utilizando os recursos de geração e da rede de transmissão existentes, a previsão de carga e o cronograma para a entrada em operação de novos equipamentos de transmissão e geração, programados para o horizonte do estudo; identificar as restrições elétricas que impeçam a adoção de políticas energéticas que assegurem o menor custo da operação; indicar, em situações especiais, a necessidade de constituir grupos de trabalho específicos que visem ao aprofundamento da análise de problemas identificados no horizonte do estudo e a busca de soluções para esses problemas; e subsidiar o MME e a ANEEL na tomada de decisões. [11]

- Diretrizes para a Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral - é realizada com base na avaliação do desempenho do SIN, indicando medidas operativas para que a operação atenda aos referidos padrões e critérios, utilizando os recursos de geração e da rede de transmissão existentes, a previsão de carga e o cronograma para a entrada em operação de novos equipamentos de transmissão e geração, programados para o horizonte do estudo; compatibilizando as restrições elétricas, cuja finalidade é a segurança operativa e o atendimento à carga, com as políticas energéticas que visam ao menor custo da operação; subsidiar os processos de planejamento da operação elétrica de curto prazo. [11]
- Diretrizes para a Operação Elétrica com Horizonte Mensal – é subsidiada pelo estudo anterior, tendo em vista os mesmos objetivos básicos, mas com um horizonte de estudo menor e com a responsabilidade de subsidiar a elaboração da programação de intervenções em instalações da rede de operação; e subsidiar a operação em tempo real. [11]
- Base de Dados para Estudos Elétricos de Fluxo de Potência para o Horizonte do Estudo, que abrange informações como dados de circuito, configurações, novos empreendimentos, etc. [11]

A primeira etapa para a realização desses estudos se inicia com os agentes do SIN fornecendo os dados elétricos das suas redes para o ONS, de acordo com as modelagens apresentadas anteriormente, e com o ONS consolidando esses dados para evitar o surgimento de inconsistências no sistema e possíveis erros tanto de fluxo de potência quanto de estabilidade. Seguindo da montagem dos casos de referência de acordo com os prazos previstos no início do estudo, posteriormente disponibilizados para os agentes de operação, e, em caso de necessidade, alguns casos específicos que

podem ser acrescentados, por determinação do ONS ou por solicitação de algum agente. Por fim, são realizadas análises computacionais no sistema em condições normais ou sob contingências de linhas, transformadores e outros equipamentos do sistema elétrico, verificando o atendimento aos padrões definidos nos Procedimentos de Rede.

2.4.2.3 Definições das redes

Conforme disposto no submódulo 23.2 dos Procedimentos de Rede, temos os seguintes critérios para a definição das instalações que compõem a rede de simulação, a rede complementar e a rede de supervisão:

Rede de simulação do SIN:

- Rede básica;
- Demais Instalações da Transmissão – DIT, conforme definidas e regulamentadas pela ANEEL;
- Usinas despachadas centralizadamente, com as respectivas instalações de conexão, e instalações de distribuição, fora da rede de operação, que interligam essas usinas à rede de operação;
- Instalações com tensão igual ou superior a 138 kV através das quais sejam fechados anéis entre duas ou mais subestações da rede básica;
- Instalações com tensão inferior a 138 kV através das quais sejam fechados, somente em operação normal, anéis entre duas ou mais subestações da rede básica;
- Outras instalações cuja representação seja necessária para reproduzir com grau de precisão adequado os fenômenos que ocorrem no SIN.

Rede complementar do SIN:

- Circuitos que formem anel com a rede básica ou que interliguem barramentos definidos para a rede complementar, cujo controle é necessário para que o ONS efetue a adequada operação da rede básica;
- Barramentos e equipamentos de compensação reativa, a eles conectados, localizados no secundário e terciário de transformadores de potência integrantes da rede básica, cujo controle é necessário para que o ONS efetue a adequada operação da rede básica;

- Instalações fora da rede básica, cujo controle é necessário para que o ONS efetue a adequada operação da rede básica;
- Instalações de conexão de usinas despachadas centralizadamente, cuja operação possa afetar o desempenho da rede básica.
- As instalações fora da rede básica ao que se refere à rede de simulação serão estabelecidas pelo ONS, compreendendo: as conversoras de frequência e as suas instalações de conexão ligadas diretamente à rede básica na tensão igual ou superior a 230 kV; os barramentos secundários de transformadores de fronteira com instalações de conexão de usinas despachadas centralizadamente a eles conectados; os transformadores defasadores; e os transformadores de propriedade de agentes de distribuição com tensão primária igual ou superior a 230 kV.

Rede de supervisão do SIN:

- Rede de operação;
- Instalações e equipamentos que garantam que o sistema supervisionado forme, em condições normais de operação, uma única ilha elétrica observável, viabilizando uma modelagem do sistema elétrico que permita ao ONS o processamento das funções avançadas de tempo real, inclusive a realização de simulações de desempenho do SIN;
- DIT fora da rede de operação, instalações de distribuição fora da rede de operação e instalações de conexão, que interligam as usinas despachadas centralizadamente à rede de operação, nos casos em que a ausência de supervisão possa levar a resultados incorretos nas simulações em tempo real para verificação da segurança do SIN;
- Outras instalações, que não atendam aos critérios anteriores, mas que sejam consideradas fundamentais para que o modelo da rede elétrica, obtido a partir da rede de supervisão, represente o funcionamento adequado das ferramentas de apoio à tomada de decisão em tempo real.

O modelo da rede elétrica, obtido a partir da rede de supervisão, deve permitir simulações de contingências na rede de operação cujos resultados tenham desvio relativo de carregamento máximo de 10%, se comparados com os resultados da simulação dessas mesmas contingências na rede de simulação.

Todas essas definições apresentadas pelo submódulo 23.2 podem ser observadas através do diagrama, representado na figura 2-26, a seguir:

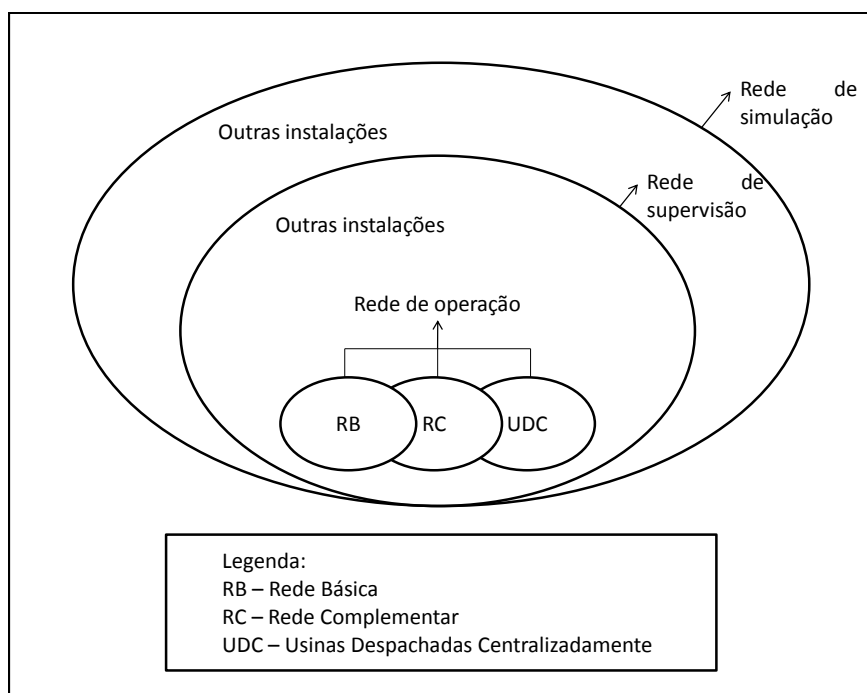


Figura 2-26 - Redes do SIN

A rede de simulação brasileira é representada por um sistema de aproximadamente 5000 barras, dentre essas cerca de 500 são do tipo PV, ou seja, de tensão controlada conforme mostrado na metodologia do fluxo de potência. A barra swing é representada pelo barramento de baixa tensão usina de Ilha Solteira, em São Paulo. Para conectar as barras do SIN são representados cerca de 7100 circuitos, sendo da ordem de 4400 linhas de transmissão, 1400 transformadores fixos, 1300 transformadores com ajuste de tape, 1 transformador defasador em Angra dos Reis-RJ e um transformador defasador com ajuste de tape em Natal-RN.

2.4.2.4 Diretrizes e critérios para fluxo de potência em circuitos de corrente alternada

A partir da definição dessas redes, o submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede determina as diretrizes e os critérios para o estudo de fluxo de potência e de estabilidade, de acordo com a teoria apresentada no início deste capítulo, que serão aplicados neste estudo.

O sistema deve ser analisado para as condições de carga e de geração que são pertinentes ao objetivo da avaliação, entre as quais, carga pesada, média, leve e mínima. Quando necessário, podem ser analisadas outras condições de carga para horários e/ou dias específicos. Em regime permanente, as cargas devem ser representadas, em regra geral, com 100% de potência constante para as partes ativa e reativa. Entretanto, podem ser representadas com percentuais variáveis conforme o modelo ZIP apresentado na modelagem de carga para o fluxo de potência.

Os estudos de fluxo de potência devem abranger, além da condição operativa normal, análise de contingências de linhas, transformadores e outros equipamentos do sistema elétrico, com o objetivo de se definirem ações para que o SIN opere sem perda de carga e sem violações inadmissíveis dos limites de tensão e de carregamento. Na análise de contingências dos estudos de planejamento e programação da operação elétrica, pré-operacionais e de comissionamento, o desempenho elétrico deve ser verificado nas seguintes situações:

- Imediatamente após o desligamento de elemento(s) do sistema, quando se considera apenas a atuação da regulação de tensão em barras controladas por unidades geradoras, compensadores síncronos e estáticos, e de SEP pertinentes;
- Após a atuação dos tapes de transformadores com comutação sob carga que operem no modo automático;
- No instante em que são consideradas as medidas operativas que dependem da ação humana, tais como as indicadas na tabela 2-2.

Tabela 2-2 - Medidas operativas que dependem da ação humana

Medidas operativas que dependem da ação humana
Chaveamento de capacitores e/ou reatores
Alteração da tensão de referência de unidades geradoras, compensadores síncronos e estáticos
Redespacho de potência ativa em unidades geradoras
Remanejamento de carga
Desligamento de circuitos
Alteração da potência transferida através de elos de corrente contínua
Separação de barramentos

Alteração de tapes de transformadores com comutação sob carga que operem no modo manual
Alteração de ângulo nos transformadores defasadores

Os limites de tensão a serem observados nos estudos elétricos para a condição operativa normal e para condição operativa de emergência se encontram na tabela 2-3. As faixas operativas mais adequadas de tensão (diretrizes operativas) são definidas pelos estudos de planejamento e programação da operação elétrica e pelos estudos pré-operacionais, e devem observar os limites apresentados e respeitar as limitações específicas informadas pelos agentes.

Tabela 2-3 - Tensões entre fases admissíveis a 60Hz

Tensão nominal de operação ⁽¹⁾	Condição operativa normal		Condição operativa de emergência	
(kV)	(kV)	(pu) ⁽²⁾	(kV)	(pu) ⁽²⁾
< 138	—	0,95 a 1,05	—	0,90 a 1,05
230	218 a 242	0,95 a 1,05	207a 242	0,90 a 1,05
345	328 a 362	0,95 a 1,05	311 a 362	0,90 a 1,05
440	418 a 460	0,95 a 1,046	396 a 460	0,90 a 1,046
500	500 a 550	1,00 a 1,10	475 a 550	0,95 a 1,10
525	500 a 550	0,95 a 1,05	475 a 550	0,90 a 1,05
765	690 a 800	0,90 a 1,046	690 a 800	0,90 a 1,046

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

(2) Valores em pu tendo como base a tensão nominal de operação.

2.4.2.5 Diretrizes e critérios para estabilidade em circuitos de corrente alternada

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

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

Para os estudos de estabilidade multimáquinas, o ONS tem bancos de dados, complementados pelas informações dos agentes, com os modelos de máquinas, reguladores de tensão, seus limitadores e compensadores, sinais adicionais estabilizantes, reguladores de velocidade, compensadores estáticos, TCSC9, sistemas CC, modelos de carga, proteções e demais equipamentos de controle. As diretrizes e os critérios apresentados que são aplicados aos estudos de estabilidade eletromecânica relacionam-se aos seguintes assuntos:

- Análise de estabilidade entre áreas, para a proposição de ampliações e reforços ou para o planejamento e programação da operação elétrica;
- Avaliação dos limites de transferência de potência entre áreas e subsistemas, com definição dos limites de intercâmbio;
- Análise dos impactos relativos a energização, desenergização, fechamento de anéis, fechamento de paralelos, religamento automático, análise/definição de SEP e, ainda, ajuste de proteções e otimização de controladores;
- Análise de sobretensões dinâmicas referentes a perturbações que provoquem rejeições de grandes blocos de carga para o ajuste de proteções de sobretensão e o dimensionamento de compensação reativa;
- Análise de ocorrências de grande porte no SIN, para determinação de suas causas e definição das providências necessárias para evitá-las ou para reduzir seus impactos.

Em cenários energéticos desfavoráveis, as diretrizes e critérios constantes deste submódulo podem ser flexibilizados, em atendimento às necessidades específicas da ocasião, nas avaliações eletroenergéticas conduzidas no âmbito da programação diária e do planejamento elétrico mensal. Essa flexibilização e seu contexto devem ser explicitados no escopo dos estudos.

2.4.3 Plano decenal de expansão da energia - PDE 2010/2019

O Ministério de Minas e Energia (MME) apresentou no dia 20 de maio de 2010, o Plano Decenal de Expansão da Energia – PDE 2010/2019. De acordo com o plano, até 2019, todas as capitais do país estarão conectadas ao sistema interligado nacional, garantindo os mesmos suprimentos a todas elas. [13]

As principais diretrizes e prioridades do Plano incluem: a auto-suficiência energética (importação e exportação); a hidroeletricidade e usinas da Amazônia; a diversificação da matriz energética; a inserção de fontes alternativas, como biomassa e eólica; os sistemas isolados da região Norte, bem como a transmissão entre regiões e bacias hidrográficas; e a viabilização da expansão do sistema energético nos próximos dez anos.[13]

O PDE 2010 – 2019 prevê investimentos no setor elétrico da ordem de R\$ 214 bilhões nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica, sendo R\$ 175 bilhões em geração elétrica e R\$ 39 bilhões em transmissão de energia elétrica. Quanto aos biocombustíveis até 2019, estão previstos investimentos de R\$ 66 bilhões, representando 7% dos investimentos totais na expansão de energia. No período de 2010 a 2019, foi projetado um crescimento da demanda de energia elétrica de 5,1% ao ano, o que torna necessário agregar anualmente o equivalente a 7.100 MW de nova capacidade (incluindo auto-produção clássica), isto é, nos próximos 10 anos, ou seja, 71.300 MW de capacidade instalada neste período. Desse total da expansão, 79% se dá por fontes renováveis, o equivalente a 55.800 MW.[13]

3. Análise de regime permanente

3.1 Introdução

Este capítulo é direcionado ao estudo, em regime permanente, das interligações Norte-Nordeste e Norte-Sul, contemplando a entrada em operação da conexão dos sistemas isolados das capitais Manaus e Macapá ao Sistema Interligado Nacional através da subestação de Tucuruí, no estado do Pará.

Manaus é o principal centro financeiro, corporativo e econômico da Região Norte do Brasil, é também a cidade mais populosa da Amazônia e oitava em relação ao Brasil de acordo com as estatísticas do IBGE, sendo uma das cidades brasileiras mais conhecidas mundialmente, principalmente pelo seu potencial turístico e pelo ecoturismo, sendo o décimo maior destino de turistas no Brasil. Ficou conhecida no começo do século XX, na época áurea da borracha. Nessa época foi batizada como Coração da Amazônia e Cidade da Floresta. Atualmente seu principal centro econômico é o Pólo Industrial de Manaus, em grande parte responsável pelo fato da cidade deter o 7º maior PIB do país, respondendo por 1,4% da economia nacional. [14]

Já Macapá é a única capital estadual que não possui interligação por rodovia a outras capitais e vem se destacando da maioria dos municípios do Brasil pelo crescimento econômico e populacional bem acima das médias nacionais. [14]

Para sustentar esses níveis de crescimento, tanto econômico quanto populacional, torna-se necessário um fornecimento de energia adequado e de operação interligada. Esta parte do estudo será responsável por apresentar os resultados das análises de fluxo de potência em regime permanente e em contingências para a conexão desses sistemas ao SIN. Serão analisados os cenários de máxima exportação da Região Norte para a Região Nordeste e de máxima exportação da Região Norte para a Região Sudeste, de acordo com as definições que serão apresentadas a seguir, considerando a configuração do SIN no horizonte do ano de 2013.

3.2 Interligações Regionais

A operação do Sistema Interligado Nacional de forma coordenada, aproveitando-se as diversidades hidrológicas existentes entre as bacias hidrográficas

nacionais, proporciona maior disponibilidade de energia do que a operação de cada subsistema isoladamente. Para viabilizar a transferência de energia entre as bacias localizadas nas diferentes regiões geográficas do extenso território brasileiro, com a conseqüente otimização da geração de energia, são utilizadas as interligações regionais.[15]

Para realizar esse estudo, serão consideradas as interligações entre os subsistemas das Regiões Norte, Nordeste e Sudeste. As conexões deste sistema de 500 kV, conforme apresentado pela figura 3-1, considerando a Região Norte como referência são:

- Com a Região Nordeste: nas subestações de Teresina II e Boa Esperança, no Estado do Piauí, através dos circuitos Presidente Dutra – Teresina II (C1 e C2) e Presidente Dutra – Boa Esperança e nas subestações São João do Piauí e Sobradinho nos estados do Piauí e da Bahia respectivamente, através do circuito Colinas - Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho, sendo que esse último trecho representa a duplicação dos circuitos entre São João do Piauí e Sobradinho. Essa interligação foi concebida inicialmente para escoar a geração excedente na UHE Tucuruí da Região Norte para a Região Nordeste e atualmente possibilita a troca de energia também com a região Sudeste. Está prevista para janeiro de 2011 a expansão da interligação Norte - Nordeste através do 2º circuito da LT 500 kV Colinas - Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí e do circuito 500 kV São João do Piauí – Milagres.
- Com a região Sudeste: na subestação de Miracema, no Estado do Tocantins. A interligação entre as regiões Norte e Sudeste, denominada de interligação Norte-Sul, é constituída atualmente por um sistema de transmissão composto por três circuitos em 500 kV entre as subestações de Itacaiúnas/Imperatriz, no Estado do Maranhão, e a subestação de Serra da Mesa, no Estado de Goiás, passando pelas subestações de Colinas, Miracema e Gurupi, no Estado do Tocantins.

A interligação entre as regiões Sudeste e Nordeste é feita através da LT 500 kV Serra da Mesa II – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II - Ibicoara – Sapeaçu – Camaçari II, denominada de interligação Sudeste-Nordeste, com cerca de 1100 km de extensão, passando pelos Estados de Goiás e Bahia, também é mostrada na figura 3-1.

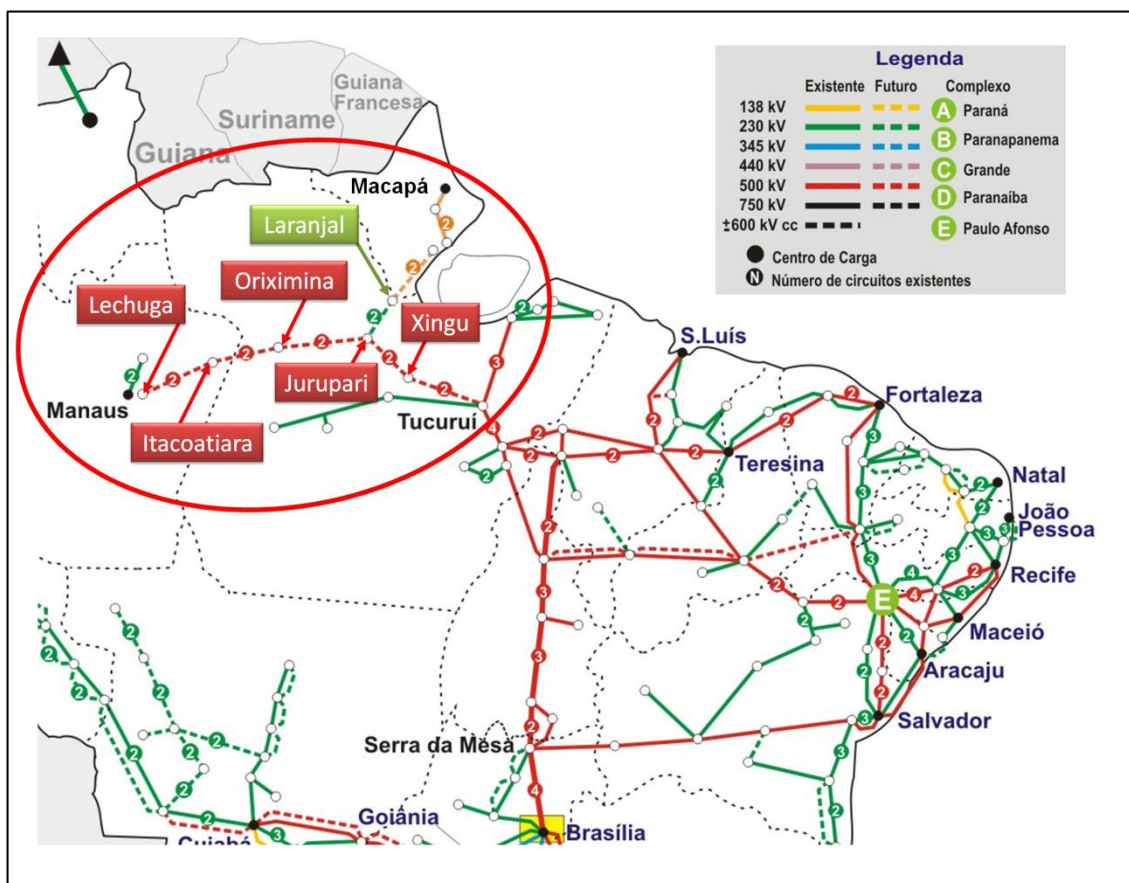


Figura 3-2 - Disposição geográfica da interligação

Os estudos de planejamento realizados pelo CCPE (Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos) e pelo CTET (Comitê Técnico para Expansão da Transmissão) recomendaram a utilização de um circuito duplo na tensão de 500 kV, 4x954 MCM, desde a subestação na usina hidrelétrica de Tucuruí até a cidade de Manaus, na rota pela margem esquerda do rio Amazonas, contemplando quatro subestações intermediárias de 500 kV nas proximidades de Xingu, Jurupari, Oriximiná e Itacoatiara.

A partir da subestação de Oriximiná está previsto o atendimento às comunidades situadas na margem esquerda do rio Amazonas. Para atender à cidade de Macapá foi recomendado um circuito duplo na tensão de 230 kV, 2x795 MCM, a partir da SE Jurupari, com seccionamento em Laranjal do Jari, conforme diagrama unifilar apresentado na figura 3-3. Recomendou-se ainda, a instalação de compensadores estáticos de +200/-200 Mvar nas subestações 500 kV de Jurupari, Oriximiná e Itacoatiara e um de +100/-100 Mvar na subestação de 230 kV de Macapá, para assegurar o adequado desempenho da interligação.[17]

O sistema de transmissão assim dimensionado tem capacidade suficiente para atender uma carga de até 1.730 MW. Para fazer frente ao crescimento de demanda previsto para a região, esse sistema apresenta compensação série de 70% em cada trecho de linha de 500 kV, para aumentar a capacidade de suprimento a um mercado regional de até 2.530 MW.

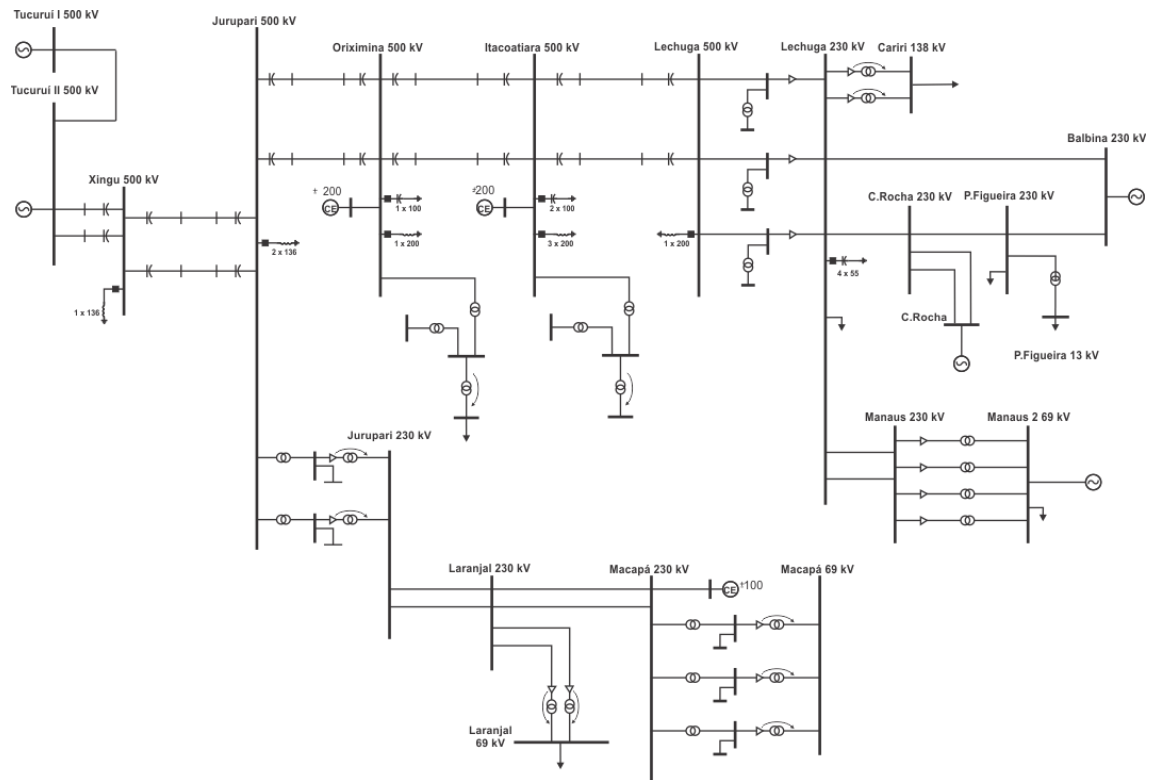


Figura 3-3 - Diagrama unifilar da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus

Os parâmetros elétricos das linhas da interligação são representados de acordo com a modelagem pi-equivalente, apresentada no item Linhas de Transmissão da seção de Modelagem matemática para o estudo de fluxo de potência, segundo as informações contidas na tabela 3-1.

Tabela 3-1 - Parâmetros de linha da interligação

Linha de Transmissão	Extensão (km)	r(%)	x(%)	B(MVAr)
Tucuruí - Xingu 500kV	270	0,177	2,769	418,5
Xingu - Jurupari 500kV	257	0,173	2,698	407,2
Jurupari - Oriximiná 500kV	370	0,239	3,808	592,2
Oriximiná - Itacoatiara 500kV	370	0,239	3,808	592,2
Itacoatiara - Lechuga 500kV	211	0,144	2,228	333,3

Para o controle de tensão na interligação, podem ser utilizados os seguintes equipamentos, em cada subestação, conforme as informações mostradas nas tabelas tabela 3-2 e tabela 3-3 de acordo também com a modelagem matemática de componentes de rede:

Tabela 3-2 - Equipamentos de barra para controle de tensão

SE	Reator de barra manobrável (MVar)	Compensador estático (MVar)
Xingu	136	-
Jurupari	136	+200/-200
Oriximiná	200	+200/-200
Itacoatiara	-	+200/-200
Macapá	-	+100/-100

Tabela 3-3 - Equipamentos de linha

Linha de Transmissão	Reator de linha (MVar)	SE
Tucuruí - Xingu 500kV	136	Xingu
Xingu - Jurupari 500kV	136	Xingu e Jurupari
Jurupari - Oriximiná 500kV	200	Jurupari e Oriximiná
Oriximiná - Itacoatiara 500kV	200	Oriximiná e Itacoatiara
Itacoatiara - Lechuga 500kV	110	Itacoatiara e Lechuga
Laranjal - Macapá 230kV	25	Laranjal e Macapá

3.2.2 Principais fluxos nas interligações

A partir das determinações das fronteiras entre os sistemas regionais mostradas anteriormente, esta seção tem por objetivo trazer as definições dos principais fluxos de potência, agrupando os fluxos de cada circuito em blocos conforme apresentado nas informações da figura 3-4 e da tabela 3-4 abaixo.

Recebimento do Nordeste (RNE)	<p>Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes instalações:</p> <ul style="list-style-type: none"> • LT 500 kV Presidente Dutra-Teresina II C1 e C2; • LT 500 kV Presidente Dutra-Boa Esperança; • LT 500 kV Colinas-Ribeiro Gonçalves C1; • LT 230 kV Peritoró-Teresina (*) e • LT 500 kV Serra da Mesa 2-Rio das Éguas. <p>*Com valor positivo para o fluxo que sai de Presidente Dutra, Colinas, Peritoró e Serra da Mesa 2.</p>
Exportação do SE → NNE (EXPSE)	<p>Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes instalações:</p> <ul style="list-style-type: none"> • LT 500 kV Miracema-Colinas C1, C2 e C3 e • LT 500 kV Serra da Mesa 2-Rio das Éguas. <p>Com valor positivo para o fluxo que sai de Miracema e Serra da Mesa 2.</p>
Fluxo N→NE (FNE)	<p>Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes instalações:</p> <ul style="list-style-type: none"> • LT 500 kV Presidente Dutra-Teresina II C1 e C2; • LT 500 kV Presidente Dutra-Boa Esperança; • LT 500 kV Colinas-Ribeiro Gonçalves C1 e • LT 230 kV Peritoró-Teresina (*). <p>*Com valor positivo para o fluxo que sai de Presidente Dutra, Colinas e Peritoró.</p>
Fluxo SE→NE (FSENE)	<p>Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Serra da Mesa 2-Rio das Éguas, com valor positivo para o fluxo que sai de Serra da Mesa 2.</p>
Fluxo N→S (FNS)	<p>Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes instalações:</p> <ul style="list-style-type: none"> • LT 500 kV Gurupi-Serra da Mesa I C1 e C2; • LT 500 kV Peixe II-Serra da Mesa II <p>Com valor positivo para o fluxo que chega em Serra da Mesa e em Serra da Mesa II.</p>
FMCCO	<p>Somatório do fluxo de potência ativa nas LT 500 kV Miracema-Colinas C1, C2 e C3, com valor positivo para o fluxo que sai de Miracema.</p>

FCOMC	Somatório do fluxo de potência ativa nas LT 500 kV Colinas-Miracema C1, C2 e C3, com valor positivo para o fluxo que sai de Colinas.
-------	--

A máxima exportação da Região Norte é caracterizada quando do período de maior afluência do rio Tocantins, normalmente no intervalo entre os meses de dezembro a junho. Com potencial hidroelétrico de cerca de 12.700MW, o rio Tocantins é o segundo maior rio totalmente brasileiro, e nele estão instaladas as seguintes usinas hidroelétricas:

- UHE de Serra da Mesa, no município de Minaçu-GO, potência instalada de 1.293 MW;
- UHE de Cana Brava, também no município de Minaçu-GO, com capacidade de 465 MW;
- UHE de São Salvador, localizada em São Salvador-TO, com capacidade de 243MW;
- UHE de Peixe Angical, no município de Peixe-TO, com potência instalada de 498MW;
- UHE Luiz Eduardo Magalhães no município de Lajeado-TO, com potência instalada de 902 MW;
- UHE de Estreito-MA, em construção, tem previsão de funcionamento para 2011, quando irá gerar 1084 MW;
- UHE de Tucuruí localizada no sul do Pará, é a segunda maior do Brasil, com potência instalada de 8.270 MW.

Considerando o horizonte desse estudo, a exportação da Região Norte (EXPN) é caracterizada por uma parcela excedente da geração da UHE de Tucuruí e da UHE de Estreito, conforme mostrado na tabela 3-4, não contemplando, desta forma, as gerações das demais usinas do rio Tocantins.

Para o máximo recebimento da Região Nordeste, são esperados carregamentos elevados em todos os circuitos do tronco 500 kV entre as subestações de Tucuruí e Presidente Dutra. Com a entrada em operação da expansão da interligação Norte-Nordeste, prevista para janeiro de 2011, através do segundo circuito da LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Milagres, foi possível aumentar em

cerca de 1000 MW médios o recebimento máximo da Região Nordeste, passando para aproximadamente 5000 MW, associado à máxima exportação da Região Norte. Com a entrada em operação da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, foco deste trabalho, no horizonte do ano de 2013, haverá uma redução do limite da EXPN, uma vez que esses sistemas, antes isolados, serão atendidos também pelo mesmo sistema de 500 kV da Região Norte.[18]

Para a máxima exportação da Região Norte para a Região Sudeste, será analisado o fluxo na interligação Norte-Sul, no trecho entre as subestações de Gurupi/Peixe II e Serra da Mesa/Serra da Mesa II (FNS), que é limitado em regime permanente no valor de 4100 MW para todas as condições de carga, em função da capacidade nominal dos capacitores série dessa interligação. [15]

3.3 Cenários de estudo

Os dois cenários desse estudo foram construídos com base na configuração do SIN prevista para o ano de 2013, ambos em carga pesada e com geração térmica nula nos sistemas de Macapá e Manaus.

Buscando estudar o comportamento do SIN nos limites dos intercâmbios regionais citados anteriormente, serão apresentados os seguintes cenários:

- **Cenário 01: Máxima exportação da Região Norte para a Região Nordeste**
- **Cenário 02: Máxima exportação da Região Norte para a Região Sudeste.**

Desta forma, o primeiro cenário contemplará o recebimento máximo da Região Nordeste, da ordem de 5.000 MW, e o segundo, o fluxo máximo na interligação Norte-Sul de 4.100 MW.

A análise de contingências nos dois cenários desse estudo foi dividida em três grandes grupos: Grupo I - Interligação Norte-Nordeste, Grupo II - Interligação Norte-Sul e Sudeste-Nordeste, e Grupo III - Interligação Tucuruí – Macapá – Manaus; contemplando os sistemas de 500 kV responsáveis por essas interligações e os principais transformadores da interligação Tucuruí – Macapá – Manaus.

3.3.1 Cenário 01: Máxima exportação da Região Norte para a Região Nordeste

3.3.1.1 Análise de Fluxo de Potência para a rede completa

Considerando o primeiro cenário de intercâmbio, no patamar de carga pesada, tem-se um fluxo total de 1360MW, somando os fluxos nos dois circuitos, entre as barras de Tucuruí e Xingú, neste mesmo sentido. A UHE de Tucuruí está operando com seu despacho nominal, 8.270 MW, com todas as máquinas em funcionamento, para buscar a máxima exportação da Região Norte. No entanto, as máquinas da Região Nordeste encontram-se com despachos abaixo dos seus valores nominais, de forma a aumentar o recebimento da Região Nordeste (RNE) até o seu valor máximo, alcançando, assim, o cenário desejado.

Utilizando o *software* ANAREDE é possível calcular todos os fluxos de potência da rede de simulação de acordo com a metodologia apresentada no início deste trabalho.

O ponto de operação deste primeiro cenário mostra uma exportação da Região Norte de 2.670 MW e um recebimento da Região Nordeste da ordem de 5.000 MW. Os fluxos FSENE e FMCCO contribuem, cada um, com cerca de 1.050 e 1250 MW, respectivamente, que, somados a EXPN, totalizam o RNE.

O fluxo SENE é um dos principais responsáveis pelo atendimento as cargas no sul da Bahia, através das subestações de Bom Jesus da Lapa, Ibicoara e Sapeaçu, como pode ser visto na figura 3-5.

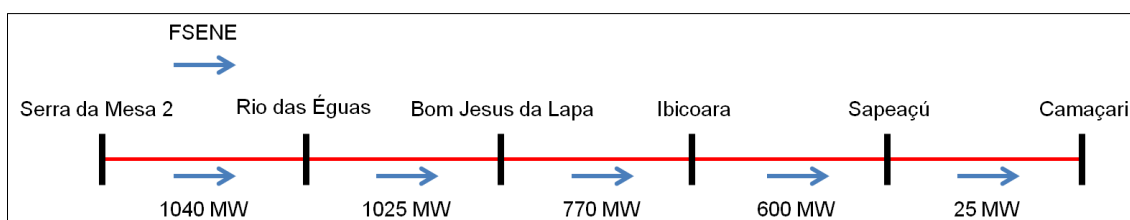


Figura 3-5 - Importância do FSENE

O compensador estático de Bom Jesus da Lapa é modelado em função da potência reativa, como mostrado na figura 2-14, mas não está operando na região linear devido ao esgotamento da capacidade de controle de tensão da barra de 500 kV dessa subestação. Esse esgotamento é causado pelo elevado carregamento na interligação Sudeste-Nordeste.

Os fluxos nas linhas de transmissão das interligações podem ser vistos através das informações do diagrama mostrado a seguir, na figura 3-6, de acordo com as definições apresentadas na tabela 3-4.

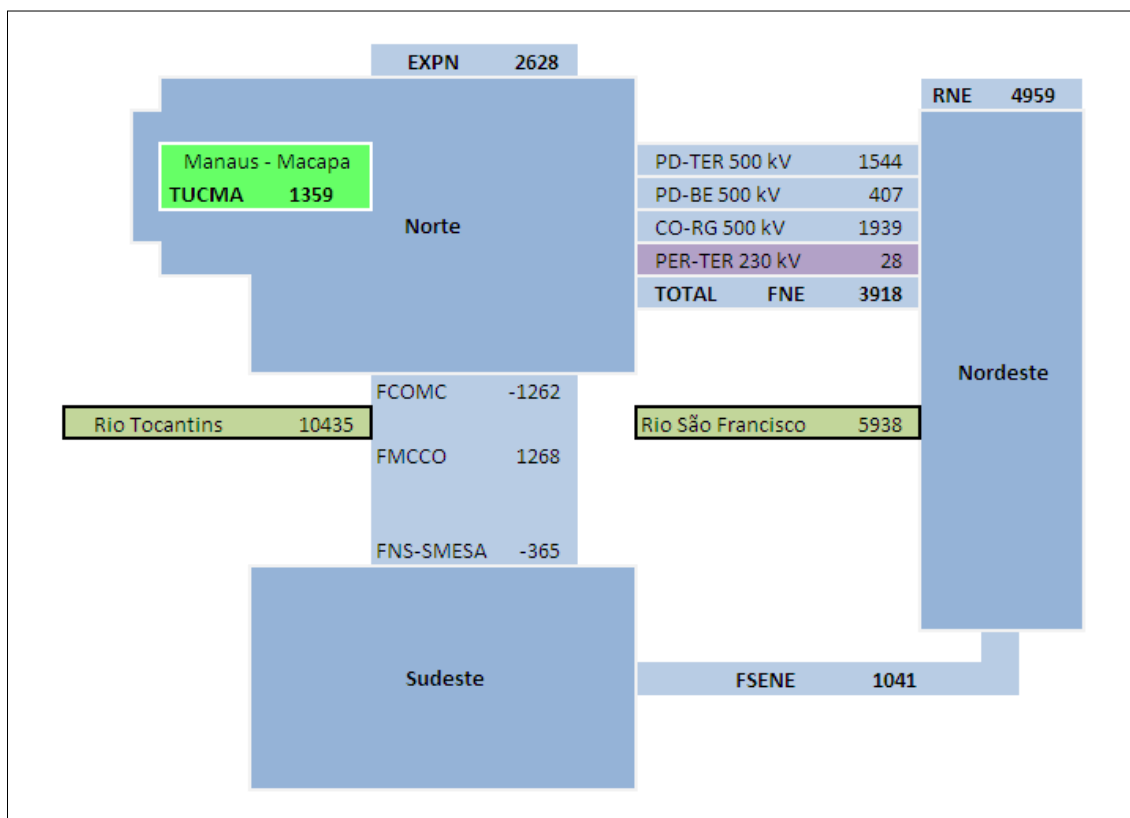


Figura 3-6 - Principais fluxos nas interligações - Cenário 01

Outra importante conclusão desta análise de fluxo de potência é obtida com a observação das usinas do rio São Francisco; com potência nominal total de 10.750 MW, foi estabelecido um despacho de geração em pouco mais de 50% do seu valor nominal, objetivando o aumento do RNE, até o seu valor máximo, e o aumento também dos fluxos nas linhas de transmissão da interligação Norte-Nordeste.

Ainda neste diagrama, é possível concluir que uma grande parte do recebimento da Região Nordeste é composta pelas usinas hidroelétricas instaladas no rio Tocantins. Para isto, basta notar a contribuição dessas usinas através da diferença de, aproximadamente, 900 MW entre os fluxos FMCCO e FNS-SMESA (lembrando que este último fluxo, quando negativo, tem sentido orientado de Serra da Mesa em direção a Gurupi/Peixe), nas extremidades da interligação Norte-Sul, além da própria EXPN máxima. Essas contribuições são detalhadas na figura 3-7.

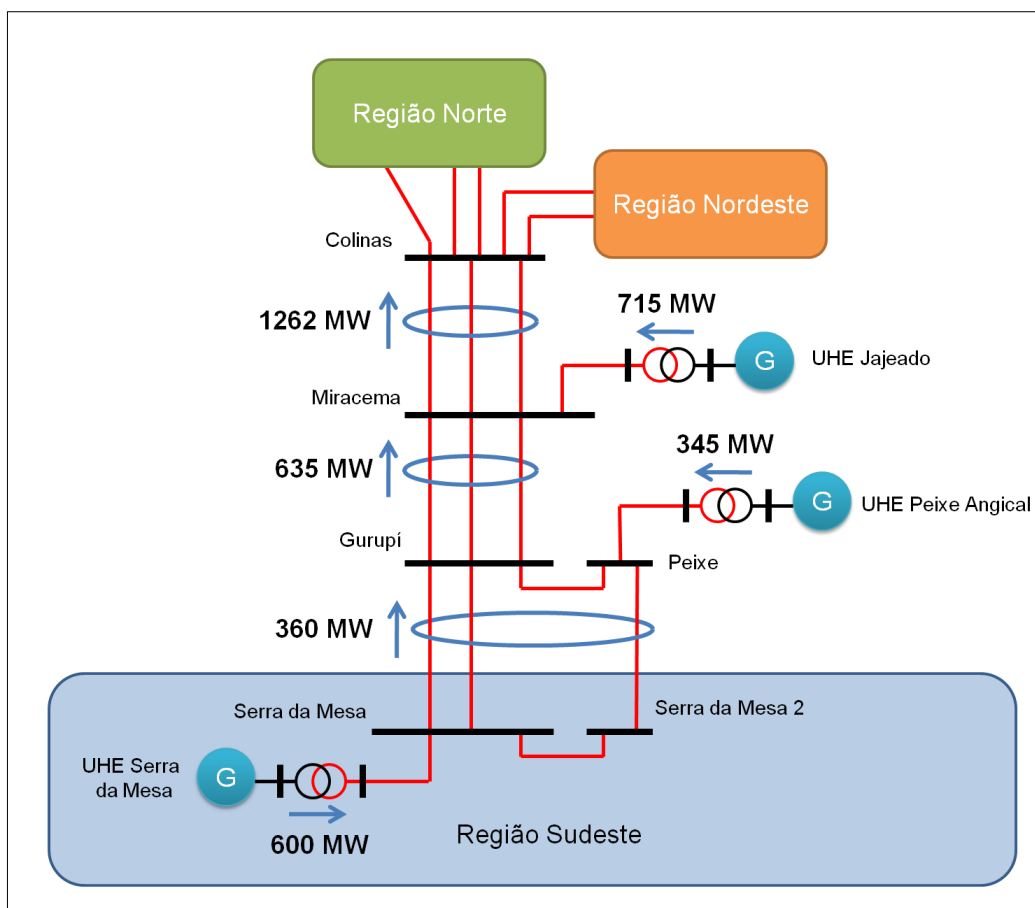


Figura 3-7 - Fluxos na interligação Norte-Sul

3.3.1.2 Análise de Contingências

Foram estudadas as contingências de todas as linhas do sistema de 500 kV, uma por vez, em regime permanente. Os resultados das análises são mostrados através das tabelas abaixo, que apresentam o número de violações encontradas nessas contingências, de acordo com os seus respectivos grupos.

Tabela 3-5 - Violações apresentadas nas contingências do Grupo I

Grupo I - Interligação Norte-Nordeste		
Contingência	Cenário 01	
	Violações de tensão	Violações de carregamento
LT 500 kV TUCURUI - MARABA C2	0	0
LT 500 kV MARABA - AÇAILANDIA C2	0	0
LT 500 kV MARABA - IMPERATRIZ C2	0	0

LT 500 kV MARABA - ITACAIUNAS C2	0	0
LT 500 kV AÇAILANDIA - IMPERATRIZ C1	0	0
LT 500 kV AÇAILANDIA - P.DUTRA C1	0	1
LT 500 kV IMPERATRIZ - P.DUTRA C2	0	2
LT 500 kV IMPERATRIZ - COLINAS C2	0	0
LT 500 kV ITACAIUNAS - COLINAS C1	0	0
LT 500 kV P.DUTRA - TERESINA C2	0	0
LT 500 kV P.DUTRA - BOA ESPERANÇA C1	0	0
LT 500 kV BOA ESPERANÇA – S. J. DO PIAUI C1	0	0
LT 500 kV COLINAS - RIBEIRO GONÇALVES C2	0	0
LT 500 kV RIBEIRO GONÇALVES - S.J. DO PIAUI C2	0	0

Tabela 3-6 - Violações apresentadas nas contingências do Grupo II

Grupo II - Interligação Norte-Sul e Sudeste-Nordeste		
Contingência	Cenário 01	
	Violações de tensão	Violações de carregamento
LT 500 kV COLINAS - MIRACEMA C3	0	0
LT 500 kV MIRACEMA - GURUPI C3	0	0
LT 500 kV GURUPI - PEIXE C1	0	0
LT 500 kV GURUPI - S. DA MESA C1	0	0
LT 500 kV GURUPI - S. DA MESA C2	0	0
LT 500 kV PEIXE - S. DA MESA 2 C1	0	0
LT 500 kV S. DA MESA - S. DA MESA 2 C1	0	0
LT 500 kV S. DA MESA 2 - B.J. DA LAPA C1	5	2

Tabela 3-7 - Violações apresentadas nas contingências do Grupo III

Grupo III - Interligação Tucuruí - Macapá – Manaus		
Contingência	Cenário 01	
	Violações de tensão	Violações de carregamento
LT 500 kV TUCURUI – XINGU	0	0
LT 500 kV XINGU – JURUPARI	0	0
LT 500 kV JURUPARI – ORIXIMINA	0	0
LT 500 kV ORIXIMINA – ITACOATIARA	0	0
LT 500 kV ITACOATIARA – LECHUGA	0	0
LT 500 kV ITACOATIARA – LECHUGA	0	0
TRANSFORMADOR DE JURUPARI 500-230 kV	0	0
TRANSFORMADOR DE LARANJAL 230-69 kV	0	0
TRANSFORMADOR DE MACAPA 230-69 kV	0	0
TRANSFORMADOR DE LECHUGA 500-230 kV	0	0
TRANSFORMADOR DE ORIXIMINA 500-138 kV	0	0
TRANSFORMADOR DE ITACOATIARA 500-138 kV	0	0
TRANSFORMADOR DE CARIRI 230-138 kV	0	0
TRANSFORMADOR DE MANAUS 230-69 kV	0	0
TRANSFORMADOR DE MAUA 230-138 kV	0	0

Analisando os resultados mostrados nas tabelas acima é possível notar que os grupos I e II apresentam violações de tensão e/ou carregamento. As contingências mais severas terão seus efeitos detalhados a seguir, e, por ordem decrescente de severidade, são: Serra da Mesa 2 – Bom Jesus da Lapa C1, Imperatriz – Presidente Dutra C2, Açailândia – Presidente Dutra C1, e Colinas – Ribeiro Gonçalves C2, sendo que esta última não apresenta violações. Todas essas contingências serão estudadas posteriormente no capítulo referente à estabilidade eletromecânica.

a) Serra da Mesa II – Bom Jesus da Lapa – C1

Sendo a mais severa entre todas as contingências do sistema de transmissão de 500 kV, a abertura da linha em questão interrompe um fluxo de 1.000 MW que é responsável, principalmente, pelo atendimento ao sul da Bahia.

Essa contingência tem por consequência a sobrecarga nos circuitos que compõem o fluxo Norte-Nordeste, dificultando, assim, o controle de tensão nas barras das subestações de Presidente Dutra, Fortaleza, Teresina e Camaçari. Para compensar as quedas de tensão causadas por essa sobrecarga, os equipamentos de controle de tensão respondem com o aumento de potência reativa, como pode ser observado nas informações da tabela 3-8, inclusive com a sobrecarga do compensador síncrono de Presidente Dutra acima do limite permitido em emergência. Outras importantes observações são: o aumento em quase 78% do carregamento dos compensadores estáticos de Fortaleza e de Milagres e o aumento do carregamento dos compensadores síncronos de Teresina e de Camaçari, em 38,73 e 28,65%, respectivamente.

Tabela 3-8 - Análise de carregamento na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa II - Bom Jesus da Lapa C1

Análise do carregamento de emergência		
Equipamento	Valor % do carregamento de emergência	Relação Caso Base
Compensador síncrono de Presidente Dutra	104,17	24,06
Compensador estático de Fortaleza	97,91	77,78
Compensador síncrono de Teresina	97,08	38,73
Compensador síncrono de Camaçari	94,59	28,65
Compensador estático de Campina Grande	88,49	42,78
Análise do carregamento normal		
Equipamento	Valor % do carregamento normal	Relação Caso Base
Compensador estático de Milagres	81,62	78,23

Como citado anteriormente, a sobrecarga nas linhas de transmissão que compõem o FNE acarreta a diminuição do perfil de tensão nas principais subestações do sistema Nordeste, diminuindo também as tensões na rede de 230 kV da Região, como é possível observar nos resultados do fluxo de potência mostrados na tabela 3-9.

Tabela 3-9 - Violações de tensão na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa II - Bom Jesus da Lapa C1

Violação de Tensão		
Nome	Valor pu	Relação Caso Base
FORTALEZ-1CE	1,1556	0,1281
SBF-----230	0,8621	-0,1439
JAGUARARI230	0,8779	-0,1356
PICOS----230	0,8826	-0,0814
PIRIPIRI-230	0,875	-0,0678

As medidas operativas para essa contingência devem ser focadas no aumento do perfil de tensões, na redução do carregamento dos circuitos remanescentes e com o aumento da injeção de potência reativa. Para isso, é necessário redespachar as usinas da Região Nordeste e/ou da Região Norte, de forma a reduzir o FNE. Podem ser desligados os reatores manobráveis de barra das subestações: Presidente Dutra, Boa Esperança, Ribeiro Gonçalves, São João do Piauí e Milagres.

A linha de transmissão no eixo de 500 kV entre Serra da Mesa e Sapeaçu, que compreende esta contingência, possui um Esquema de Controle de Emergência (ECE) com a finalidade de minimizar os riscos para o Sistema Interligado Nacional. Esse ECE será detalhado no Capítulo 4 deste trabalho juntamente com a simulação completa da atuação deste ECE. Uma das lógicas desse esquema atua para o caso de abertura automática ou manual do circuito de 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas de forma a desligar também o circuito Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II e vice-versa. A aplicação direta dessa lógica, no estudo desta contingência, se dá quando da simulação da contingência dos dois circuitos citados como se fosse uma única contingência. [19]

b) Imperatriz – Presidente Dutra – C2

O estudo do fluxo de potência do caso base deste primeiro cenário mostra um fluxo de 1200 MW da subestação de Imperatriz para a subestação de Presidente Dutra, no segundo circuito dessa linha de transmissão de 500 kV. Quando dessa contingência em regime permanente, temos este fluxo sendo dividido entre as linhas de transmissão de 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra C1 e Açailândia – Presidente Dutra C1. O sistema responde de maneira semelhante à mostrada na contingência anterior, como podemos observar nas informações da tabela 3-10, porém com menor severidade devido

ao fato de existirem circuitos em paralelo com capacidade para compensar os efeitos da perda do circuito em questão.

Tabela 3-10 - Análise de carregamento na contingência da LT 500 kV Imperatriz - Presidente Dutra C2

Análise do carregamento de emergência		
Equipamento	Valor % do carregamento de emergência	Relação Caso Base
Compensador síncrono de Presidente Dutra	102,04	21,93
LT 500 kV Açailândia – Presidente Dutra C1	91,03	25,66
LT 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra C2	84,2	28,25
Compensador síncrono de Teresina	83,85	25,5

As variações de tensão também são bastante inferiores em relação às exibidas nos resultados da contingência anterior, não resultando em nenhuma violação. Também podem ser tomadas as mesmas medidas operativas, desligando alguns dos reatores manobráveis de barra para aumentar as tensões no sistema de 500 kV e, por consequência o aumento das tensões nas redes de 230 e 138 kV.

c) Açailândia – Presidente Dutra C1

O ponto de operação do sistema de 500 kV alcançado nesta contingência é semelhante ao da contingência anterior, quando o fluxo interrompido pela contingência busca caminhos nos circuitos em paralelo. Esse aumento de fluxo nos circuitos em paralelo acarreta a redução do perfil de tensões nas barras do sistema de 500 kV e, por esta razão, é observada a violação no compensador síncrono de Presidente Dutra, mostrada através da tabela 3-11.

As medidas operativas também devem buscar o aumento do perfil de tensões do sistema de 500 kV, desligando os reatores de barra, principalmente na subestação de Presidente Dutra.

Tabela 3-11 - Análise de carregamento na contingência da LT 500 kV Açailândia – P. Dutra – C1

Análise do carregamento de emergência		
Equipamento	Valor % do carregamento de emergência	Relação Caso Base
Compensador síncrono de Presidente Dutra	102,3	22,19

d) Colinas – Ribeiro Gonçalves – C2

Os dois circuitos dessa linha de transmissão são eletricamente semelhantes, de tal forma que os resultados, na contingência de qualquer um deles, são idênticos. Nessa contingência, o fluxo de um circuito é suprido quase que integralmente pelo remanescente sem exceder a capacidade de carregamento normal. O restante do fluxo do circuito interrompido é transmitido pelos dois circuitos da LT 500 kV Colinas – Imperatriz, e posteriormente ao sistema da Região Nordeste.

Com esse aumento de carregamento também nos dois circuitos da LT 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra, tem-se uma redução na tensão na barra de 500 kV da SE Presidente Dutra, e por consequência o aumento do carregamento do compensador síncrono da mesma subestação, como pode ser observado nas informações da tabela 3-12. A medida operativa para essa contingência é o desligamento do reator de barra manobrável 500 kV da SE Presidente Dutra.

Tabela 3-12 - Análise de carregamento na contingência da LT 500 kV Colinas - Ribeiro Gonçalves C2

Análise do carregamento de emergência		
Nome	Valor % do carregamento de emergência	Relação Caso Base
Compensador síncrono de Presidente Dutra	92,35	12,24

As contingências simples das linhas de transmissão da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus não são tão severas quanto às apresentadas anteriormente. Em ordem decrescente de severidade são elas: LT 500 kV Itacoatiara – Lechuga C1, LT 500 kV Oriximiná – Itacoatiara C1, LT 500 kV Jurupari – Oriximiná C1, LT 500 kV Xingu – Jurupari C1. Os efeitos dessas contingências são percebidos através das tensões abaixo de 0,95 pu em algumas barras da rede de 230 kV de Manaus e têm por medida operativa

o controle de tensão ao longo da interligação, através dos compensadores estáticos, tendo em vista o aumento da tensão na subestação de 500 kV Lechuga, que é a subestação de entrada para o sistema Manaus. É válido lembrar que nos casos de rede incompleta, esse limite inferior passa a ser de 0,9 pu, de acordo com os procedimentos de rede vistos anteriormente e com os limites apresentados na tabela 2-3, e por isso esses efeitos não são classificados como violações. A tabela 3-13 exibe uma comparação entre as tensões em pu do caso base com as tensões em pu nos cenários das contingências do grupo III.

Tabela 3-13 - Tensões na área Manaus

Contingência	Barra	Tensão no caso base (pu)	Tensão em contingência (pu)
LT 500 kV Xingú-Juruparí	P. Figueira 230 kV	0,95	0,935
LT 500 kV Juruparí-Oriximiná	Manaus 69 kV	0,9714	0,9346
	P. Figueira 230 kV	0,95	0,9226
LT 500 kV Oriximiná-Itacoatiara	Manaus 230 kV	0,9901	0,9492
	P. Figueira 230 kV	0,95	0,9188
LT 500 kV Itacoatiara-Lechuga	Manaus 230 kV	0,9901	0,9447
	P. Figueira 230 kV	0,95	0,9152

3.3.2 Cenário 02: Máxima exportação da Região Norte para a Região Sudeste

3.3.2.1 *Análise de Fluxo de Potência para a rede completa*

Este cenário tem por objetivo o estudo do SIN considerando o fluxo máximo na interligação Norte-Sul. Como visto anteriormente, esse fluxo se limita em 4.100 MW pela capacidade dos capacitores série. Para obter esse nível de intercâmbio a partir do cenário anterior, é necessário redespachar as usinas das Regiões Norte, Nordeste e Sudeste, reduzindo o RNE e aumentando o fluxo na interligação Norte-Sul. Também é necessário desligar os reatores manobráveis, elevando, assim, a tensão em todas as barras da interligação para valores acima de 1,05 pu. Desta forma, torna-se possível transmitir uma potência maior com um valor menor de corrente, evitando a limitação dos equipamentos.

Analisando este segundo cenário de acordo com a mesma metodologia apresentada no primeiro, tem-se como resultado um ponto de operação com um valor de exportação da Região Norte de 2.900 MW, sendo maior que a EXPN do primeiro cenário. Para isso, foi realizado o redespacho na geração da UHE Estreito, passando de 800 MW para 1000 MW. Essa operação tem por objetivo ajustar o FNS até o valor desejado, com uma menor contribuição das usinas da Região Nordeste.

Nota-se também a inversão do sentido do FNE, transformando a Região Nordeste, que antes era importadora, agora em exportadora de energia para a Região Sudeste. Essa condição de exportadora de energia pode ser vista diretamente pelo sinal negativo do RNE. O fluxo FSENE é praticamente nulo. Os demais fluxos podem ser observados no diagrama da figura 3-8, a seguir:

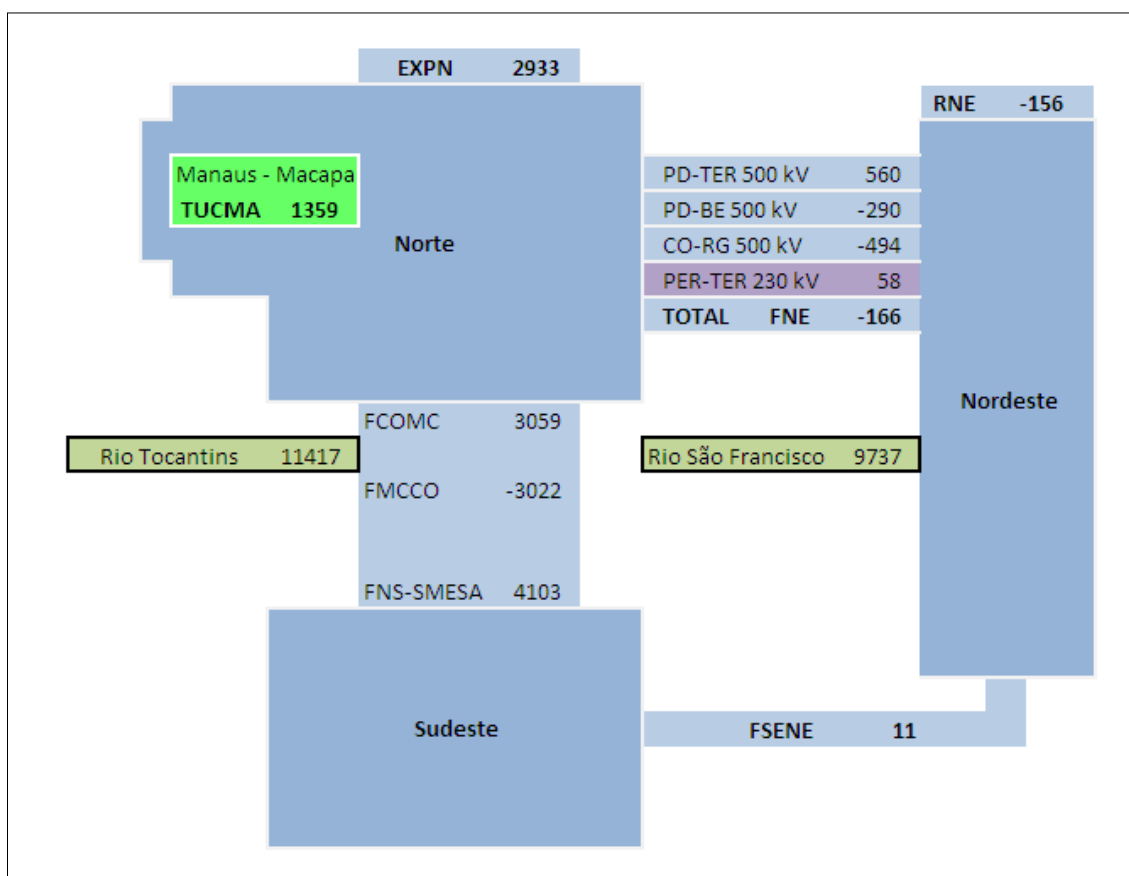


Figura 3-8 - Principais fluxos nas interligações - Cenário 02

Analisando este diagrama, também é possível concluir que o aumento no despacho das usinas do Rio São Francisco é um dos fatores responsáveis para diminuir o recebimento da Região Nordeste, de forma a inverter o sentido do fluxo na interligação Norte-Nordeste. Os aproveitamentos do rio Tocantins encontram-se praticamente com 100% de utilização, de forma a alcançar o limite de carregamento da

interligação Norte-Sul mesmo com a redução da exportação da região Norte, devida à conexão com os sistemas Macapá e Manaus.

3.3.2.2 *Análise de contingências*

De forma semelhante ao primeiro cenário, foram estudadas as contingências de todas as linhas do sistema de 500 kV, uma por vez, em regime permanente. Os resultados das análises são mostrados através das tabelas abaixo, que apresentam o número de violações encontradas nessas contingências, de acordo com os seus respectivos grupos.

Tabela 3-14 - Análise de contingências do Grupo I

Grupo I - Interligação Norte-Nordeste		
Contingência	Cenário 02	
	Violações de tensão	Violações de carregamento
LT 500 kV TUCURUI - MARABA C2	0	0
LT 500 kV MARABA - AÇAILANDIA C2	0	0
LT 500 kV MARABA - IMPERATRIZ C2	0	0
LT 500 kV MARABA - ITACAIUNAS C2	0	0
LT 500 kV AÇAILANDIA - IMPERATRIZ C1	0	0
LT 500 kV AÇAILANDIA - P.DUTRA C1	0	0
LT 500 kV IMPERATRIZ - P.DUTRA C2	0	0
LT 500 kV IMPERATRIZ - COLINAS C2	0	0
LT 500 kV ITACAIUNAS - COLINAS C1	0	0
LT 500 kV P.DUTRA - TERESINA C2	0	0
LT 500 kV P.DUTRA - BOA ESPERANÇA C1	0	0
LT 500 kV BOA ESPERANÇA – S. J. DO PIAUI C1	0	0
LT 500 kV COLINAS - RIBEIRO GONÇALVES C2	0	0
LT 500 kV RIBEIRO GONÇALVES - S.J. DO PIAUI C2	0	0

Tabela 3-15 - Análise de contingências do Grupo II

Grupo II - Interligação Norte-Sul e Sudeste-Nordeste		
Contingência	Cenário 02	
	Violações de tensão	Violações de carregamento
LT 500 kV COLINAS - MIRACEMA C3	0	2
LT 500 kV MIRACEMA - GURUPI C3	0	2
LT 500 kV GURUPI - PEIXE C1	0	2
LT 500 kV GURUPI - S. DA MESA C1	0	3
LT 500 kV GURUPI - S. DA MESA C2	0	3
LT 500 kV PEIXE - S. DA MESA 2 C1	0	3
LT 500 kV S. DA MESA - S. DA MESA 2 C1	0	0
LT 500 kV S. DA MESA 2 - B.J. DA LAPA C1	0	0

Tabela 3-16 - Análise de contingências do Grupo III

Grupo III - Interligação Tucuruí - Macapá – Manaus		
Contingência	Cenário 02	
	Violações de tensão	Violações de carregamento
LT 500 kV TUCURUI – XINGU	0	0
LT 500 kV XINGU – JURUPARI	0	0
LT 500 kV JURUPARI – ORIXIMINA	0	0
LT 500 kV ORIXIMINA – ITACOATIARA	0	0
LT 500 kV ITACOATIARA – LECHUGA	0	0
LT 500 kV ITACOATIARA – LECHUGA	0	0
TRANSFORMADOR DE JURUPARI 500-230 kV	0	0
TRANSFORMADOR DE LARANJAL 230-69 kV	0	0
TRANSFORMADOR DE MACAPA 230-69 kV	0	0
TRANSFORMADOR DE LECHUGA 500-230 kV	0	0
TRANSFORMADOR DE ORIXIMINA 500-138 kV	0	0
TRANSFORMADOR DE ITACOATIARA 500-138 kV	0	0
TRANSFORMADOR DE CARIRI 230-138 kV	0	0
TRANSFORMADOR DE MANAUS 230-69 kV	0	0
TRANSFORMADOR DE MAUA 230-138 kV	0	0

Através das tabelas acima, é possível observar que, neste cenário, só existem violações nas contingências do Grupo II. Como este cenário representa o carregamento nominal da interligação Norte-Sul, a contingência de cada trecho do circuito acarreta sempre na sobrecarga dos remanescentes, violando, assim, os limites de carregamento. As linhas de transmissão do Grupo I e a interligação Sudeste-Nordeste não apresentam violações em contingência em função dos reduzidos carregamentos nos seus circuitos neste cenário.

As contingências mais severas terão seus efeitos detalhados a seguir, e, por ordem decrescente de severidade, são: Peixe - Serra da Mesa 2 C1, Gurupi - Serra da Mesa C2, Gurupi - Peixe C1, Miracema - Gurupi C3 e Colinas – Miracema C3. Para todas essas contingências, a medida operativa para contornar as violações de carregamento apresentadas é o redespacho entre as usinas das Regiões Norte, Nordeste e Sudeste, reduzindo a geração da Região Norte e aumentando a geração das Regiões Nordeste e Sudeste. Essas contingências serão estudadas de acordo com a modelagem de estabilidade no próximo capítulo.

a) Peixe - Serra da Mesa 2 C1

Essa contingência é a mais severa deste cenário porque representa a interrupção do circuito com o maior fluxo, 1500 MW, sendo essa a sua capacidade normal de carregamento. Os dois circuitos remanescentes da LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa têm capacidade de carregamento de 1300 MW cada um. Na tabela 3-17 é possível observar esta sobrecarga nos demais circuitos da interligação, violando, na LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa, os limites normais dos dois circuitos e o valor limite de emergência para o circuito 01 da mesma linha de transmissão.

Tabela 3-17 - Análise de carregamento na contingência da LT 500 kV Peixe - Serra da Mesa 2 C1

Análise do carregamento de emergência		
Equipamento	Valor % do carregamento de emergência	Relação Caso Base
LT 500 kV GURUPI - S. DA MESA C1	106,44	10,66

Análise do carregamento normal		
Equipamento	Valor % do carregamento normal	Relação Caso Base
LT 500 kV GURUPI - S. DA MESA C1	159,65	63,87
LT 500 kV GURUPI - S. DA MESA C2	151,17	60,41

b) Gurupi - Serra da Mesa C2

Como visto anteriormente, essa contingência interrompe um fluxo da ordem de 1300 MW, que se redistribui nos dois circuitos remanescentes, gerando sobrecarga em ambos, como pode ser observado na tabela 3-18; o circuito 01 desta linha de transmissão tem sobrecarga de 45,5% do seu valor nominal, enquanto que a LT Gurupi – Peixe – Serra da Mesa II tem sobrecarga de 16,73% no primeiro trecho e 38,12% no segundo em relação também ao seu carregamento nominal. Essa contingência é semelhante à contingência da LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa C1.

Tabela 3-18 - Análise de carregamento na contingência da LT 500 kV Gurupi - Serra da Mesa C2

Análise do carregamento normal		
Equipamento	Valor % do carregamento normal	Relação Caso Base
LT 500 kV GURUPI - S. DA MESA C1	145,5	49,72
LT 500 kV GURUPI - PEIXE C1	116,73	33,76
LT 500 kV PEIXE - S. DA MESA 2 C1	138,12	34,54

c) Gurupi - Peixe C1

Essa contingência é a menos severa do trecho entre as subestações de Gurupi e Serra da Mesa/Serra da Mesa II. Como esperado, essa contingência ocasiona sobrecarga nos dois circuitos da LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa, mostrada na tabela 3-19, e possui as mesmas medidas operativas.

Tabela 3-19 - Análise de carregamento na contingência da LT 500 kV Gurupi - Peixe C1

Análise do carregamento normal		
Equipamento	Valor % do carregamento normal	Relação Caso Base
LT 500 kV GURUPI - S. DA MESA C1	145,16	49,38
LT 500 kV PEIXE - S. DA MESA 2 C1	137,49	46,73

d) Miracema - Gurupi C3

O procedimento de análise entre as contingências apresentadas em configurações de três circuitos em paralelo se repete a partir desta contingência, onde esta é a mais severa do trecho entre as subestações de Miracema e Gurupi. A sobrecarga nos circuitos 01 e 02 podem ser observadas pelas informações da tabela 3-20.

Tabela 3-20 - Análise de carregamento na contingência da LT 500 kV Miracema - Gurupi C3

Análise do carregamento normal		
Equipamento	Valor % do carregamento normal	Relação Caso Base
LT 500 kV MIRACEMA - GURUPI C1	145,6	48,97
LT 500 kV MIRACEMA - GURUPI C2	142,89	47,97

e) Ccolinas – Miracema C3

Em continuidade ao mostrado na contingência anterior, a contingência do terceiro circuito da LT 500 kV Colinas – Miracema é a mais severa do trecho entre as subestações de Colinas e Miracema. Essa contingência encerra a lista de contingências que apresentam violações em regime permanente para o segundo cenário de estudo. Os efeitos de sobrecarga nos circuitos adjacentes podem ser vistos na tabela 3-21.

Tabela 3-21 - Análise de carregamento na contingência da LT 500 kV Colinas - Miracema C3

Análise do carregamento normal		
Equipamento	Valor % do carregamento normal	Relação Caso Base
LT 500 kV COLINAS - MIRACEMA C2	120,25	39,76

Para as contingências na interligação Tucuruí – Macapá – Manaus, foram observados os mesmos resultados obtidos no primeiro cenário.

3.4 Conclusões

Através da análise em regime permanente, realizada no primeiro cenário desse estudo, em rede completa, é possível concluir que mesmo com a entrada em operação da interligação Tucuruí – Macapá – Manaus é possível estabelecer um ponto de operação com o máximo recebimento da Região Nordeste alcançado com o segundo circuito da LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí. Entretanto, para alcançar este ponto de operação, torna-se necessário uma maior contribuição das usinas da Região Sudeste, em função da redução da capacidade de exportação da Região Norte, causada pela interligação dos sistemas isolados de Macapá e Manaus.

Uma análise semelhante pode ser realizada no segundo cenário de estudo. A entrada em operação da interligação Tucuruí – Macapá – Manaus não impediu que fosse possível alcançar o ponto de operação do SIN com o fluxo máximo da interligação Norte-Sul. Porém, foram necessárias maiores contribuições das usinas da Região Nordeste também em função da redução da EXPN vista anteriormente.

As contingências mais severas apresentadas nesses dois cenários serão estudadas no capítulo a seguir, de acordo com os métodos dinâmicos, de forma a verificar o comportamento do sistema nessas contingências.

4 Análise de estabilidade eletromecânica

4.1 Introdução

A análise de estabilidade eletromecânica apresentada neste capítulo tem como referência teórica a bibliografia e as equações apresentadas no item 2.3 desse estudo. Os critérios adotados têm como referência o Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede.

De acordo com o Submódulo 23.3, os principais critérios para estabilidade eletromecânica são:

- A tensão mínima para situação pós-distúrbio no SIN, na primeira oscilação, não pode ser inferior a 60% da tensão nominal de operação (63% para 500kV) e, nas demais oscilações, deve ser superior a 80% da tensão nominal de operação (84% para 500kV);
- A máxima variação de tensão admitida entre o instante inicial e o final da simulação dinâmica é de 10% da tensão nominal de operação, ou seja, $V_{\text{final}} = [V_{\text{inicial}} - 10\% V_{\text{nop}}]$;
- A amplitude máxima de oscilações de tensão eficaz pico a pico deve ser de 2%, em valor absoluto, 10 (dez) segundos após a eliminação do distúrbio.[12]
- A metodologia utilizada para analisar a defasagem angular entre os Subsistemas Norte-Nordeste-Sudeste foi definida de acordo com o Estudo de Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo – Janeiro/2011 a Abril/2012 – 1º Ciclo. [15]

A metodologia em questão utiliza um parâmetro para assegurar a estabilidade entre os sistemas, que é a excursão angular entre os sistemas em estudo. Esta excursão, medida entre os centros de massa representativos das regiões, deve ser tal que o ângulo máximo de excursão de potência em relação ao eixo da senóide (90°) não supere a diferença entre o ângulo final e o mesmo eixo da senóide (90°). A equação 4.1 e a figura 4.1 resumem o critério em questão. [15]

$$|\delta_{\text{máximo}} - 90^\circ| \leq |\delta_{\text{final}} - 90^\circ| \quad (4.1)$$

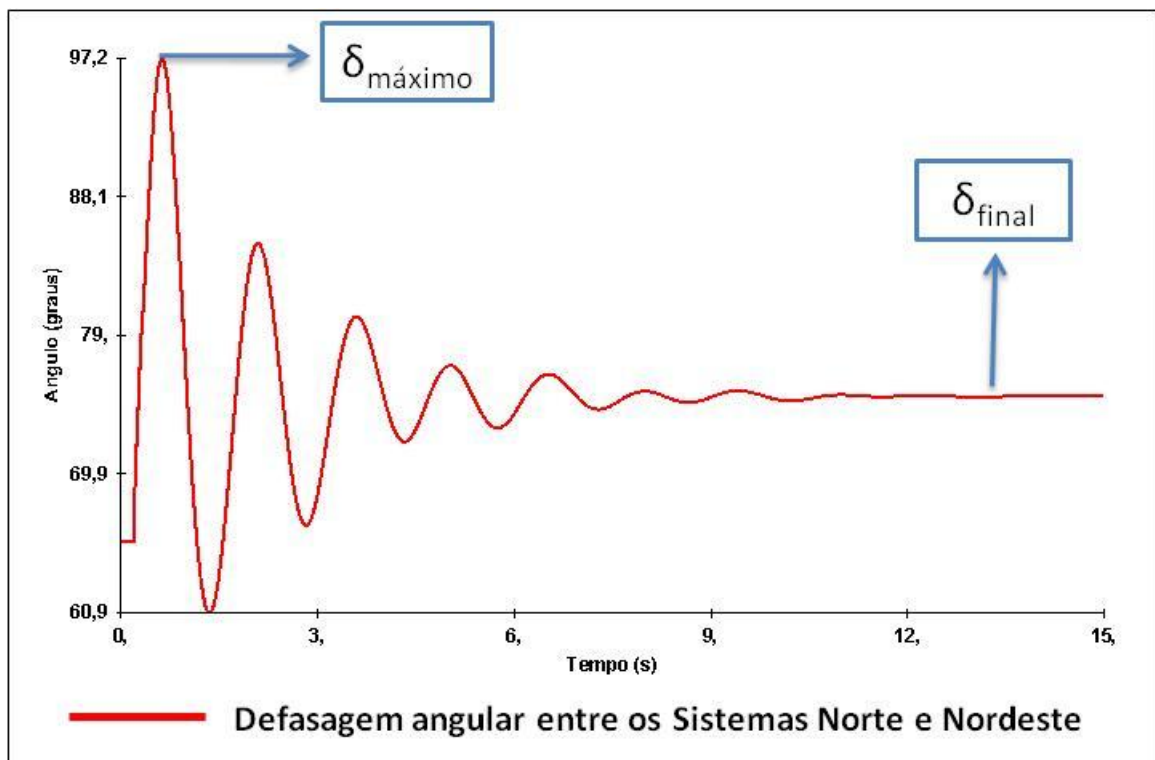


Figura 4-1 - Defasagem angular entre os Sistemas Norte e Nordeste

Essa metodologia é empírica e foi sendo aperfeiçoada, pelo ONS, com o acúmulo de experiências ao longo dos anos de operação do SIN como uma forma para avaliar a estabilidade angular do SIN e garantir uma margem segura para operação.

De acordo com os Procedimentos de Rede, a análise da ocorrência de algum distúrbio no SIN que provoque um desbalanço entre a carga e a geração, perda de geração ou rejeição de carga, ou ainda algum evento no qual haja necessidade de corte de geração, o comportamento da frequência deverá atender às seguintes restrições:

- Não poderá exceder 66 Hz ou ser inferior a 57,0 Hz em condições extremas;
- Poderá permanecer acima de 63 Hz por no máximo 10 segundos;
- Poderá permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 5 segundos.

As contingências simuladas nesse trabalho consideram as seguintes premissas:

- Curto-circuito monofásico em 200 ms;
- Tempo de eliminação do curto-circuito seguido da abertura da respectiva linha de transmissão de 100 ms;

- Tempo de atuação dos Esquemas de Controle de Emergência de 200 ms após a abertura da respectiva linha de transmissão;

Os reatores de curto-circuito utilizados nas simulações são:

- SE 500 kV Serra da Mesa: 3929 MVar;
- SE 500 kV Imperatriz: 7493 MVar;
- SE 500 kV Açailândia: 3388 MVar;
- SE 500 kV Colinas: 3810 MVar;
- SE 500 kV Tucuruí: 17157 MVar;
- SE 500 kV Peixe Angical: 3450 MVar;
- SE 500 kV Gurupi: 3444 MVar;
- SE 500 kV Miracema: 4795 MVar;

4.2 Cenário 01: Máxima exportação da Região Norte para a Região Nordeste

Para esse cenário, serão mostradas, de acordo com a modelagem completa de estabilidade, as contingências mais severas apresentadas no capítulo de análise em regime permanente, sendo elas: LT 500 kV Serra da Mesa 2 – Bom Jesus da Lapa C1, LT 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra C2, LT 500 kV Açailândia – Presidente Dutra C1, e LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves C2, e a contingência da LT 500 kV Tucuruí – Marabá C2.

De acordo com a referência bibliográfica [18], no patamar de carga pesada, uma das contingências limitantes para o RNE da ordem de 5000 MW é a contingência da LT 500 kV Tucuruí – Marabá C2, de forma a garantir a estabilidade angular entre os sistemas Norte e Nordeste. Por esta razão esta contingência é abordada neste capítulo, mesmo sem apresentar violações em regime permanente.

a) LT 500 kV Serra da Mesa 2 – Bom Jesus da Lapa C1

Essa contingência possui um Esquema de Controle de Emergência (ECE) que atua, no cenário de exportação da Região Norte, através de um Controlador Lógico Programável (CLP) cortando duas máquinas da UHE de Tucuruí, 300 ms após o distúrbio, quando o FSENE é superior a 700 MW. Como este cenário apresenta FSENE

igual a 1041 MW, esse esquema atuará reduzindo a exportação da Região Norte, devido ao corte de duas máquinas na UHE de Tucuruí, e, por consequência, aumentando a contribuição da Região Sudeste. [20]

As tabelas 4-1 e 4-2 mostram os resultados das análises de tensão e de diferença angular entre os subsistemas:

Tabela 4-1 - Variação de tensão na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa 2 - Bom Jesus da Lapa

Subestação (500 kV)	$\Delta V(\%)$ (sem ECE)	$\Delta V(\%)$ (com ECE)
Ribeiro Gonçalves	6,74	6,54
Presidente Dutra	5,33	4,66
Miracema	2,68	2,93
Gurupi	1,36	1,75
Bom Jesus da Lapa	1,27	1,27
Serra da Mesa 2	0,78	0,42
Serra da Mesa	0,4	0,4

Tabela 4-2 - Variação angular entre subsistemas na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa 2 - Bom Jesus da Lapa sem a atuação do ECE

Subestações (500 kV)	Ângulo máximo sem ECE (graus)	Ângulo final sem ECE (graus)	Violação do critério
Tucuruí 1 e Paulo Afonso	81,59	73,82	Não
Tucuruí 2 e Paulo Afonso	78,91	71,22	Não
Tucuruí 1 e Serra da Mesa	13,95	10,26	Não
Tucuruí 2 e Serra da Mesa	11,4	7,66	Não

Ressalta-se que, com a utilização do ECE de corte de máquina, as variações angulares entre as subestações de 500 kV de Tucuruí, Paulo Afonso e Serra da Mesa foram menores que as apresentadas na tabela 4-2, não violando o critério angular.

As figuras 4-2, 4-3 e 4-4 apresentam os fluxos nas interligações regionais, de acordo com o comportamento descrito, onde as curvas representadas em vermelho mostram o comportamento do SIN sem a atuação do ECE e em azul o comportamento visto com a atuação do ECE através do corte de duas máquinas na UHE de Tucuruí.

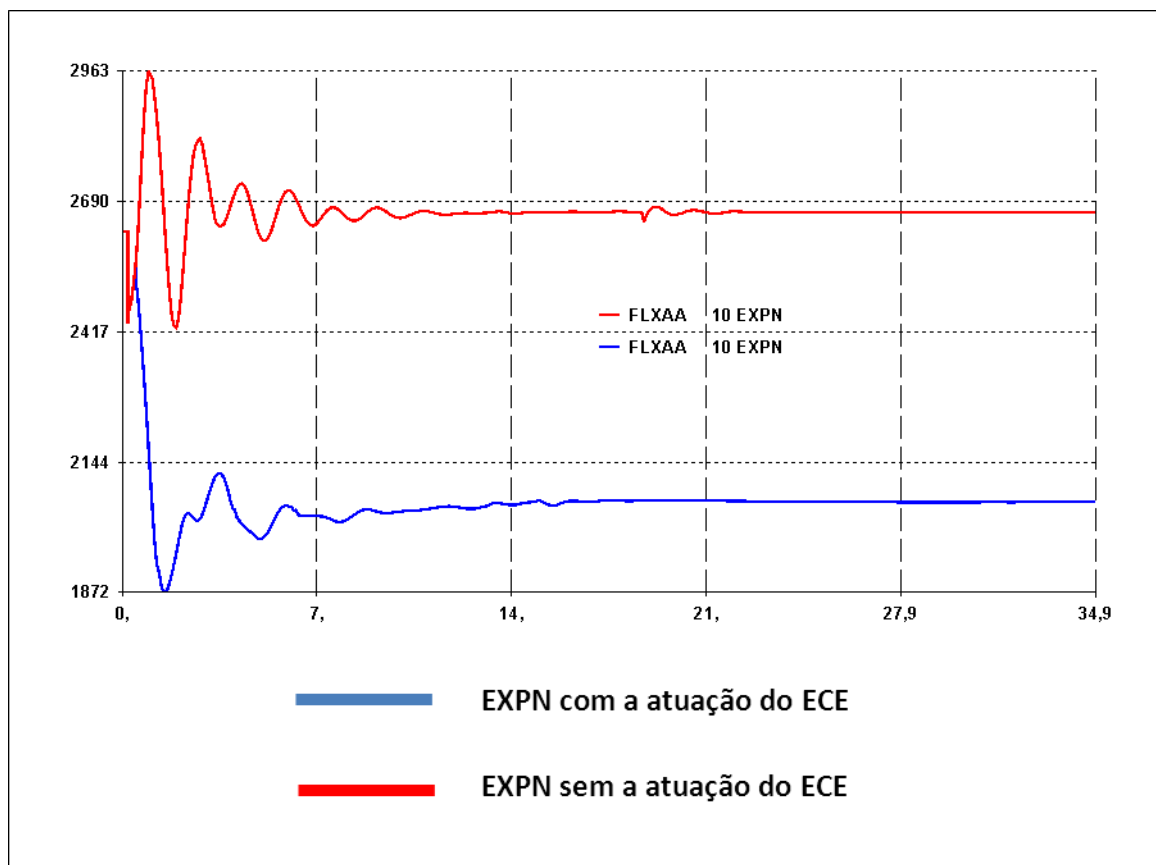


Figura 4-2 - EXPN na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa 2 - Bom Jesus da Lapa

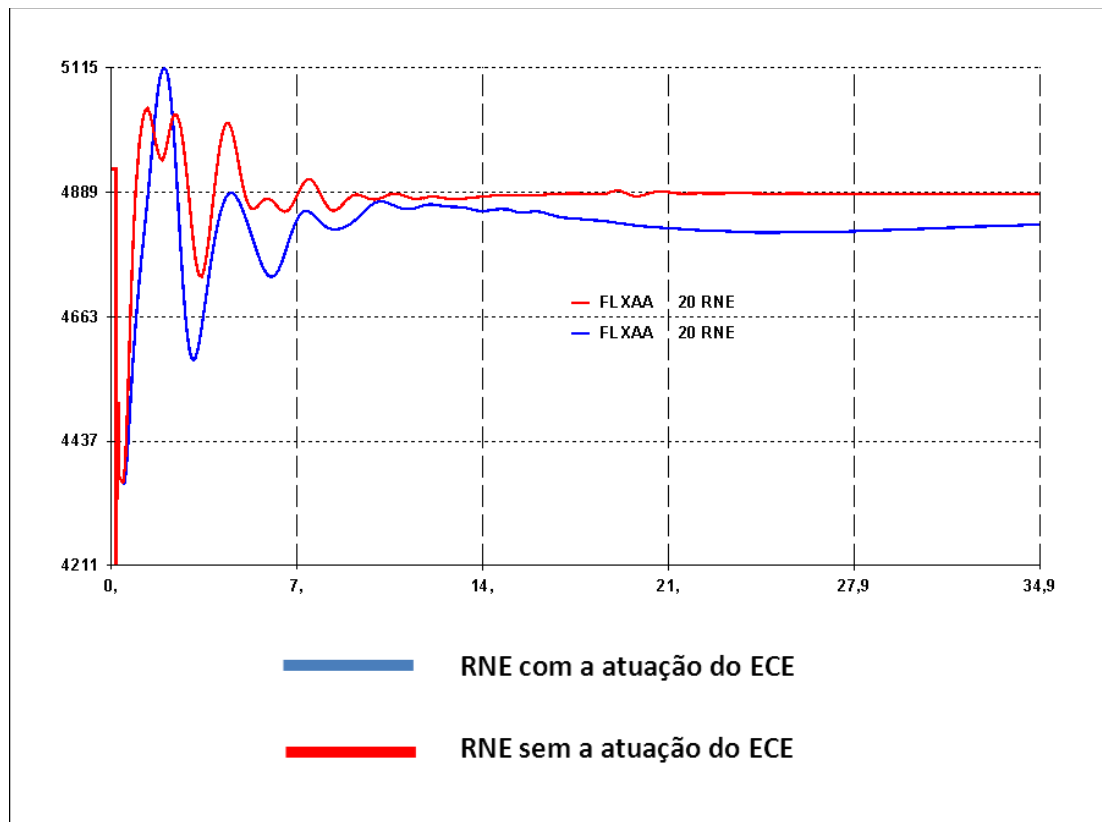


Figura 4-3 - RNE na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa 2 - Bom Jesus da Lapa

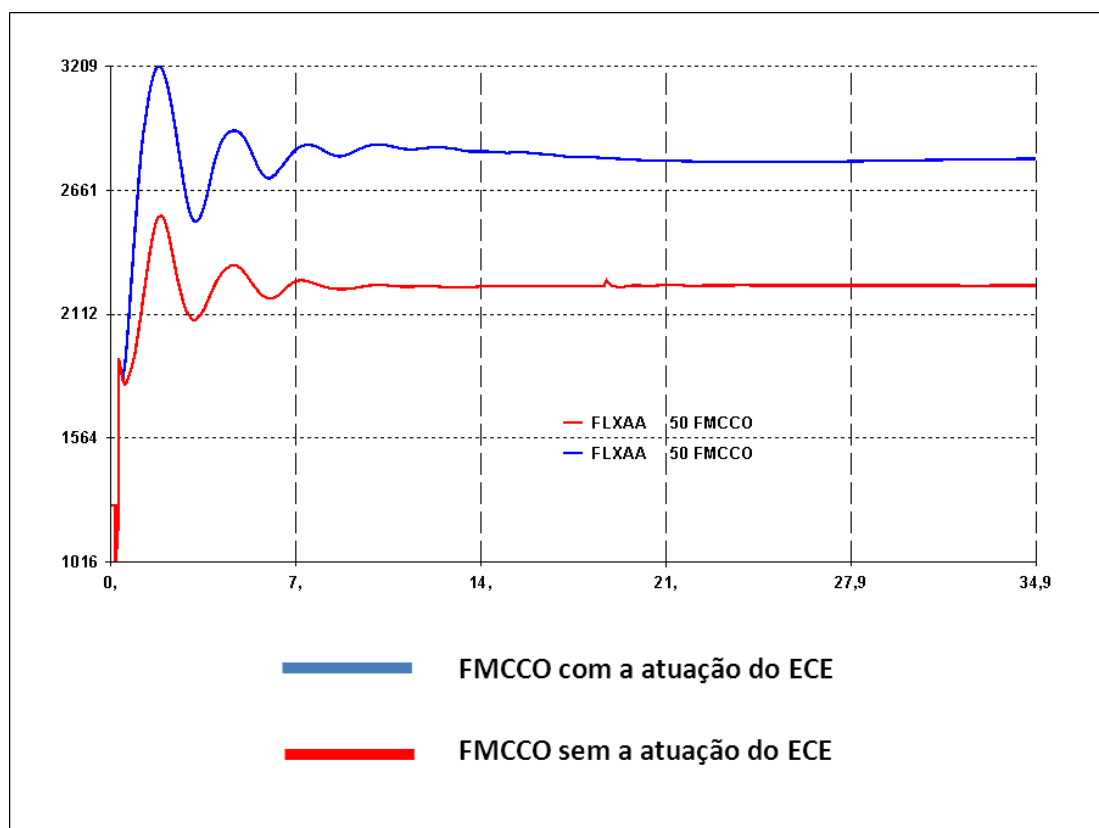


Figura 4-4 - FMCCO na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa 2 - Bom Jesus da Lapa

Também é possível observar, através da figura 4-4, a redução da potência reativa do compensador síncrono da subestação de Presidente Dutra, resultante do alívio no carregamento dos circuitos da interligação Norte-Nordeste e da modelagem completa do SIN. Os demais compensadores citados no item de análise em regime permanente seguem o mesmo comportamento do compensador síncrono de Presidente Dutra, evitando, assim, as sobrecargas observadas na análise de regime permanente.

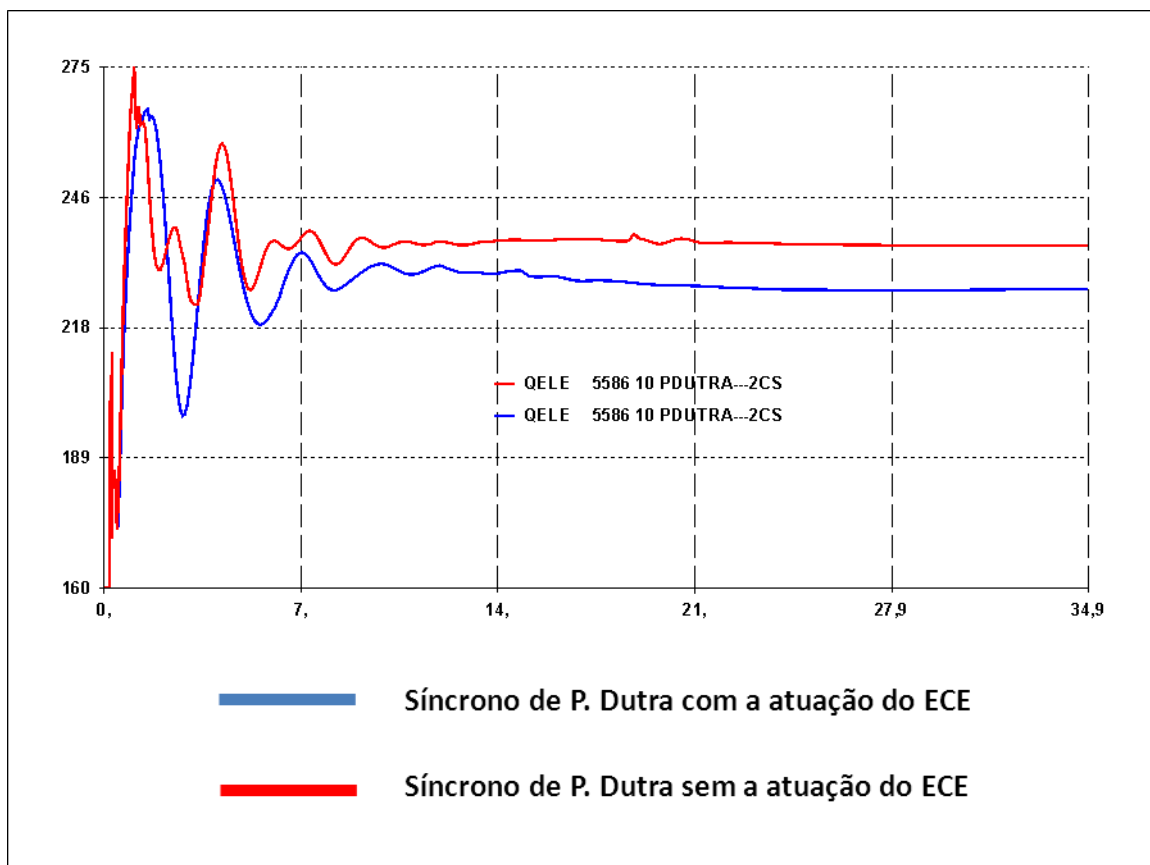


Figura 4-5 - Potência reativa do compensador síncrono de Presidente Dutra

As figuras 4-6 e 4-7, a seguir, mostram as oscilações de tensão nas barras de 500 kV das subestações de Presidente Dutra e Ribeiro Gonçalves, também representando em vermelho o comportamento sem a atuação do ECE e em azul o comportamento com a atuação do referido ECE.

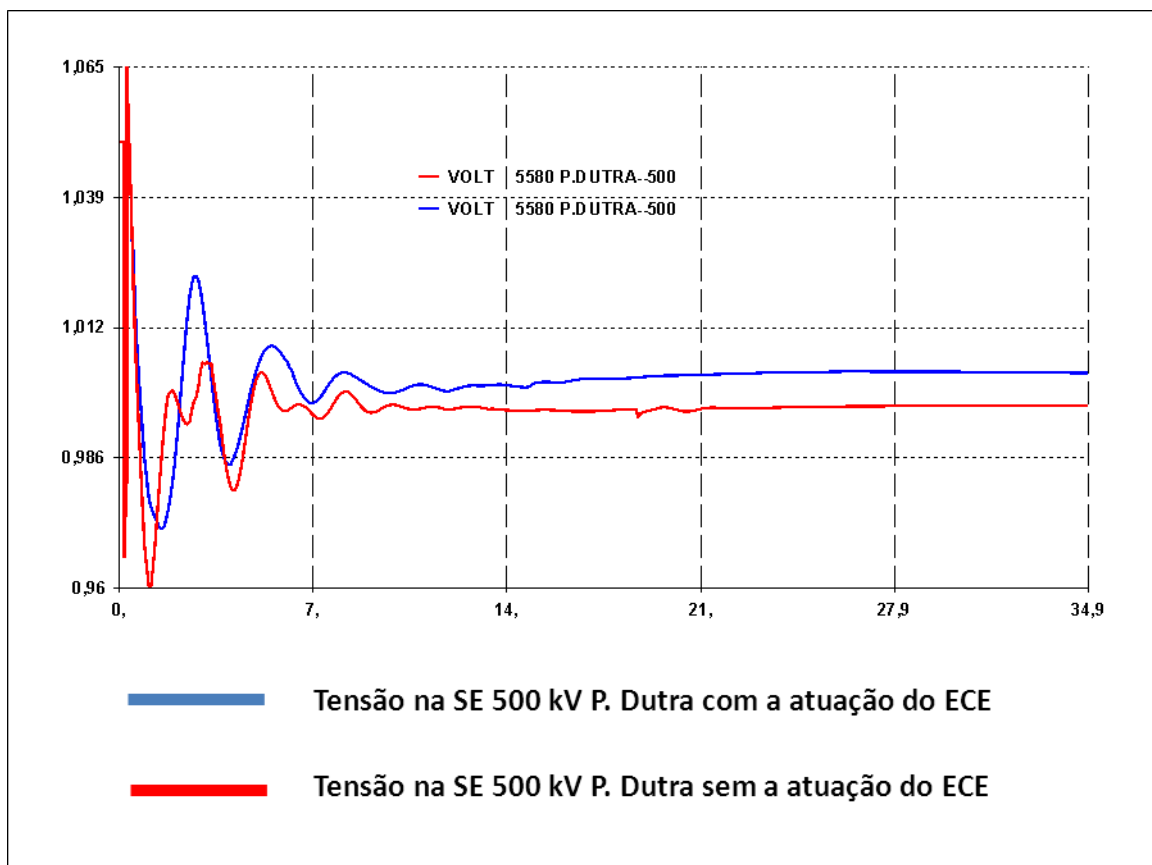


Figura 4-6 - Tensão na SE P. Dutra na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa 2 - Bom Jesus da Lapa

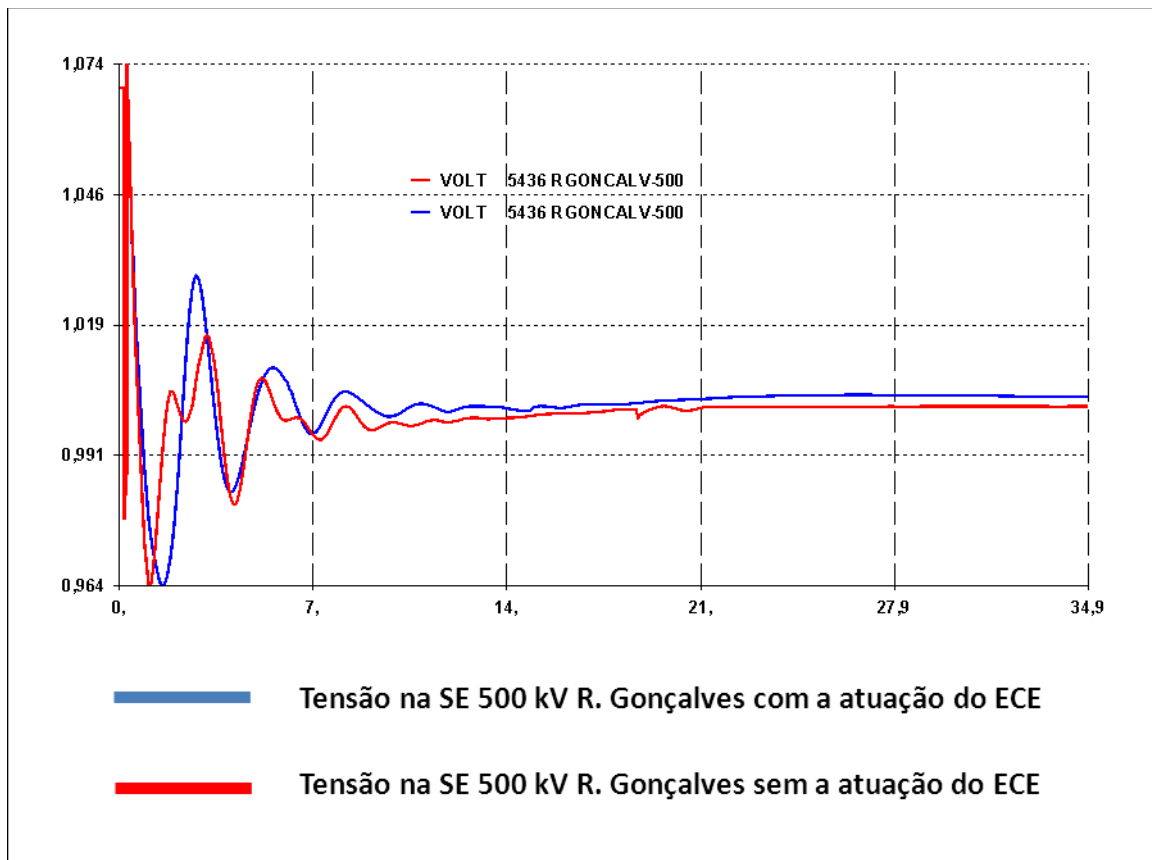


Figura 4-7 - Tensão na SE R. Gonçalves na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa 2 - Bom Jesus da Lapa

A variação da frequência nas máquinas é praticamente imperceptível, não violando o critério apresentado.

Através da análise das informações mostradas nas tabelas 4-1 e 4-2, e dos gráficos acima, é possível concluir que, com a atuação do ECE, nenhum dos critérios foi violado.

b) LT 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra – C2

Essa contingência não apresenta ECE e, por isso, será analisada apenas com a aplicação do defeito seguido da abertura do segundo circuito da LT 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra.

As tabelas 4-3 e 4-4 mostram os resultados das análises de tensão e de diferença angular entre os subsistemas:

Tabela 4-3 - Variação de tensão na contingência da LT 500 kV Imperatriz - P. Dutra - C2

Subestação (500 kV)	$\Delta V(\%)$
Presidente Dutra	4,23
Açailândia	2,7
Ribeiro Gonçalves	2,38
Imperatriz	2,3
Colinas	1,9
Marabá	1,48

Tabela 4-4 - Variação angular entre subsistemas na contingência da LT 500 kV Imperatriz - P. Dutra - C2

Subestações (500 kV)	Ângulo máximo (graus)	Ângulo final (graus)	Violação do critério
Tucuruí 1 e Paulo Afonso	65,92	59,95	Não
Tucuruí 2 e Paulo Afonso	62,96	57,37	Não
Tucuruí 1 e Serra da Mesa	19,87	15,56	Não
Tucuruí 2 e Serra da Mesa	16,89	12,98	Não

A seguir são mostradas as oscilações de tensão nas barras de 500 kV das subestações de Presidente Dutra e Açailândia.

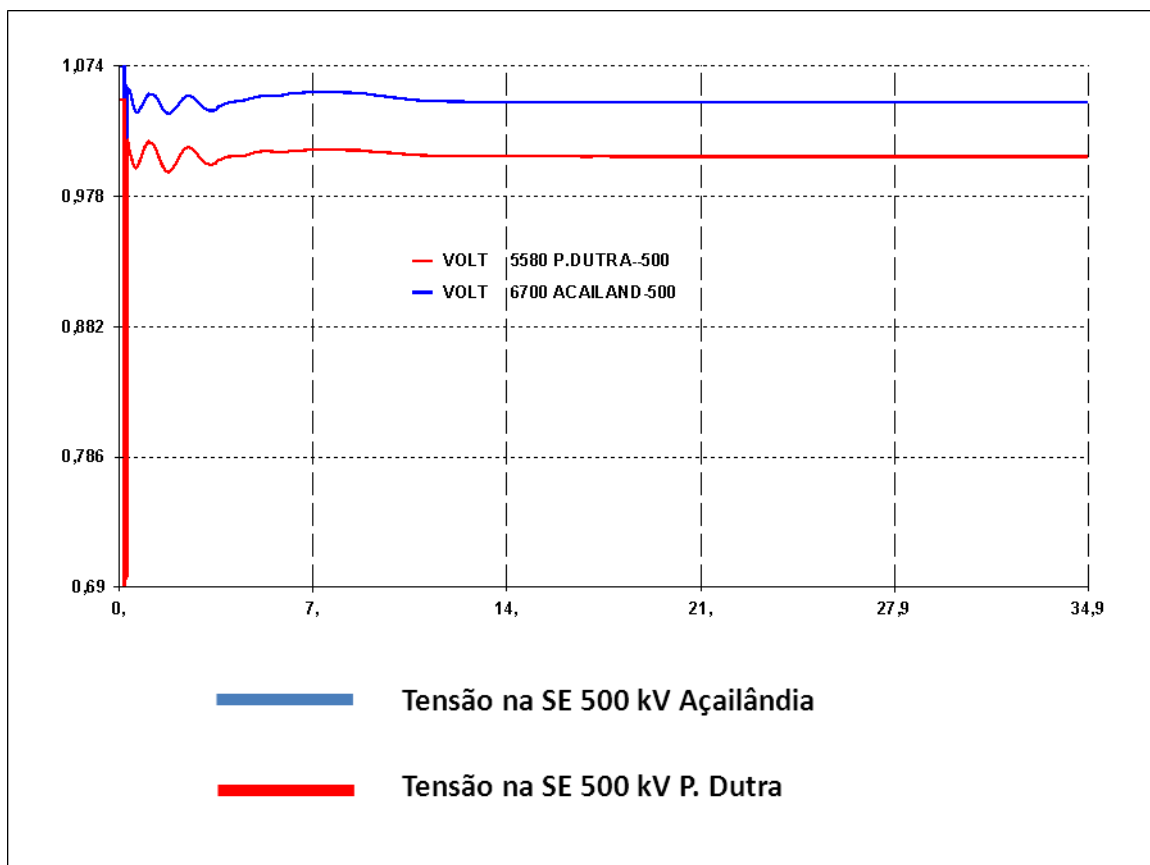


Figura 4-8 - Variação de tensão nas SEs P. Dutra e Açailândia

Na modelagem completa do estudo de estabilidade, o carregamento do compensador síncrono de Presidente Dutra não apresentou a mesma violação observada em regime permanente. Esse fato se deve a representação da modelagem completa do SIN.

Para esta contingência o critério de análise da frequência também não foi violado.

Através da análise das informações mostradas nas tabelas acima, também é possível concluir que nenhum dos critérios apresentados foi violado.

c) LT 500 kV Açailândia – Presidente Dutra C1

Essa contingência também não apresenta ECE.

As tabelas 4-5 e 4-6 mostram os resultados das análises de tensão e de diferença angular entre os subsistemas de acordo com os critérios mostrados no início deste capítulo:

Tabela 4-5 - Variação de tensão na contingência da LT 500 kV Açailândia - P. Dutra C1

Subestação (500 kV)	$\Delta V(\%)$
Presidente Dutra	4,41
Imperatriz	2,91
Ribeiro Gonçalves	2,78
Açailândia	2,25
Marabá	1,61

Tabela 4-6 - Variação angular entre subsistemas na contingência da LT 500 kV Açailândia - P. Dutra C1

Subestações (500 kV)	Ângulo máximo (graus)	Ângulo final (graus)	Violação do critério
Tucuruí 1 e Paulo Afonso	64,57	62,04	Não
Tucuruí 2 e Paulo Afonso	62,12	59,45	Não
Tucuruí 1 e Serra da Mesa	19,08	17,13	Não
Tucuruí 2 e Serra da Mesa	16,59	14,54	Não

A figura 4-9 mostra o comportamento da oscilação da tensão na barra de 500 kV das SEs Presidente Dutra e Imperatriz na contingência da LT 500 kV Açailândia – Presidente Dutra C1.

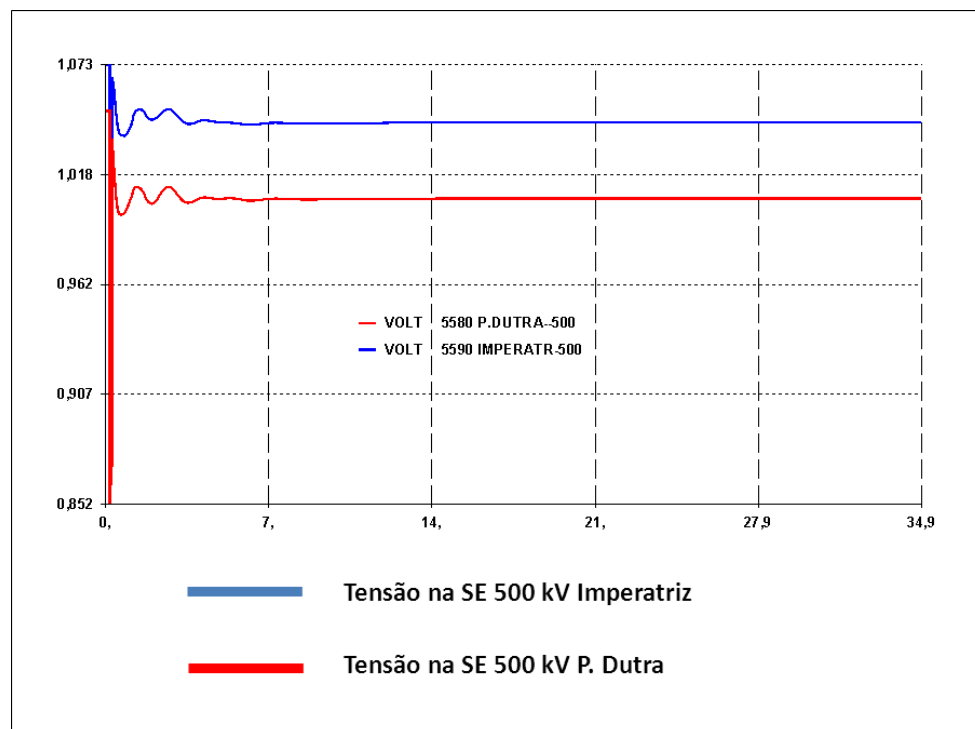


Figura 4-9 - Tensão nas SEs P. Dutra e Imperatriz na contingência da LT 500 kV Açailândia - P. Dutra C1

De forma semelhante à contingência anterior, devido à representação da modelagem completa do SIN para o estudo de estabilidade, o carregamento do compensador síncrono de Presidente Dutra não apresentou a mesma violação observada em regime permanente.

A variação da frequência não violou o critério mostrado.

A análise de todos os resultados mostrados para essa contingência não revela nenhuma violação dos critérios apresentados inicialmente.

d) Colinas – Ribeiro Gonçalves – C2

Essa contingência também apresenta um Esquema de Controle de Emergência (ECE) que atua, no cenário de exportação da Região Norte, através de um Controlador Lógico Programável (CLP) cortando quatro máquinas da UHE de Tucuruí, 300 ms após o distúrbio, quando o somatório dos fluxos nos dois circuitos da LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves é superior a 1400 MW. Como este cenário apresenta fluxo igual a 1939 MW para essa linha de transmissão, esse esquema atuará de forma semelhante ao da contingência da LT 500 kV Serra da Mesa 2 – Bom Jesus da Lapa, reduzindo a exportação da Região Norte, devido ao corte de quatro máquinas na UHE de Tucuruí, e, por consequência, aumentando a contribuição da Região Sudeste. [20]

As tabelas 4-7 e 4-8 mostram os resultados das análises de tensão e de diferença angular entre os subsistemas:

Tabela 4-7 - Variação de tensão na contingência da LT 500 kV Colinas - R. Gonçalves C2

Subestação (500 kV)	$\Delta V(\%)$ (sem ECE)	$\Delta V(\%)$ (com ECE)
Ribeiro Gonçalves	2,92	2,44
Colinas	1,51	1,5
Presidente Dutra	1,97	0,82
São João do Piauí	1,35	0,7

Tabela 4-8 - Variação angular entre subsistemas na contingência da LT 500 kV Colinas - R. Gonçalves C2

Subestações (500 kV)	Ângulo máximo sem ECE (graus)	Ângulo final sem ECE (graus)	Violação do critério
Tucuruí 1 e Paulo Afonso	62,99	60,63	Não

Tucuruí 2 e Paulo Afonso	60,55	58,35	Não
Tucuruí 1 e Serra da Mesa	16,64	14,72	Não
Tucuruí 2 e Serra da Mesa	14,04	12,13	Não

Ressalta-se que, com a utilização do ECE de corte de máquina, as variações angulares entre as subestações de 500 kV de Tucuruí, Paulo Afonso e Serra da Mesa foram menores que as apresentadas na tabela 4-8, não violando o critério angular.

As figuras 4-10, 4-11 e 4-12 mostram as oscilações das tensões nas barras de 500 kV das subestações Presidente Dutra, Ribeiro Gonçalves e Colinas, respectivamente. As curvas em vermelho representam o comportamento dessas tensões sem a atuação do ECE, enquanto que a curva em azul representa o comportamento do sistema com a atuação do ECE cortando quatro máquinas na UHE de Tucuruí.

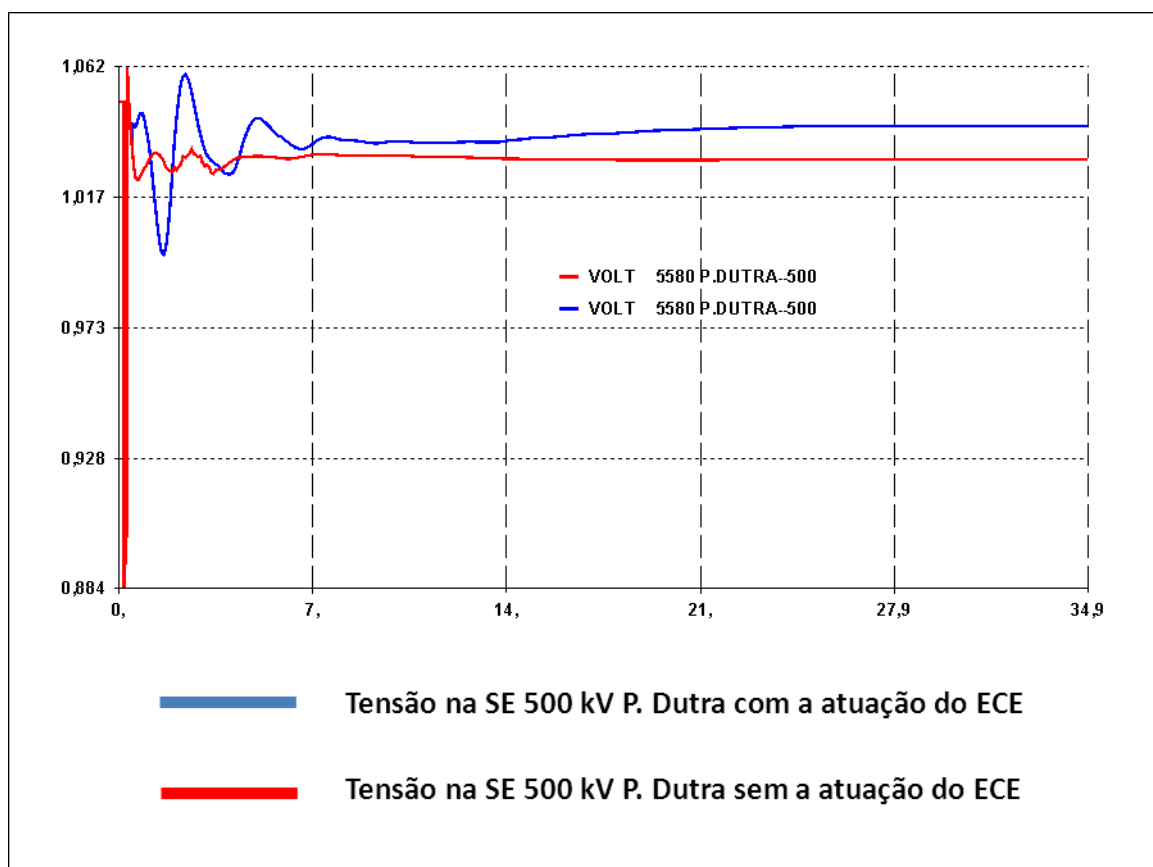


Figura 4-10 - Tensão na SE P. Dutra na contingência da LT 500 kV Colinas – R. Gonçalves – C1

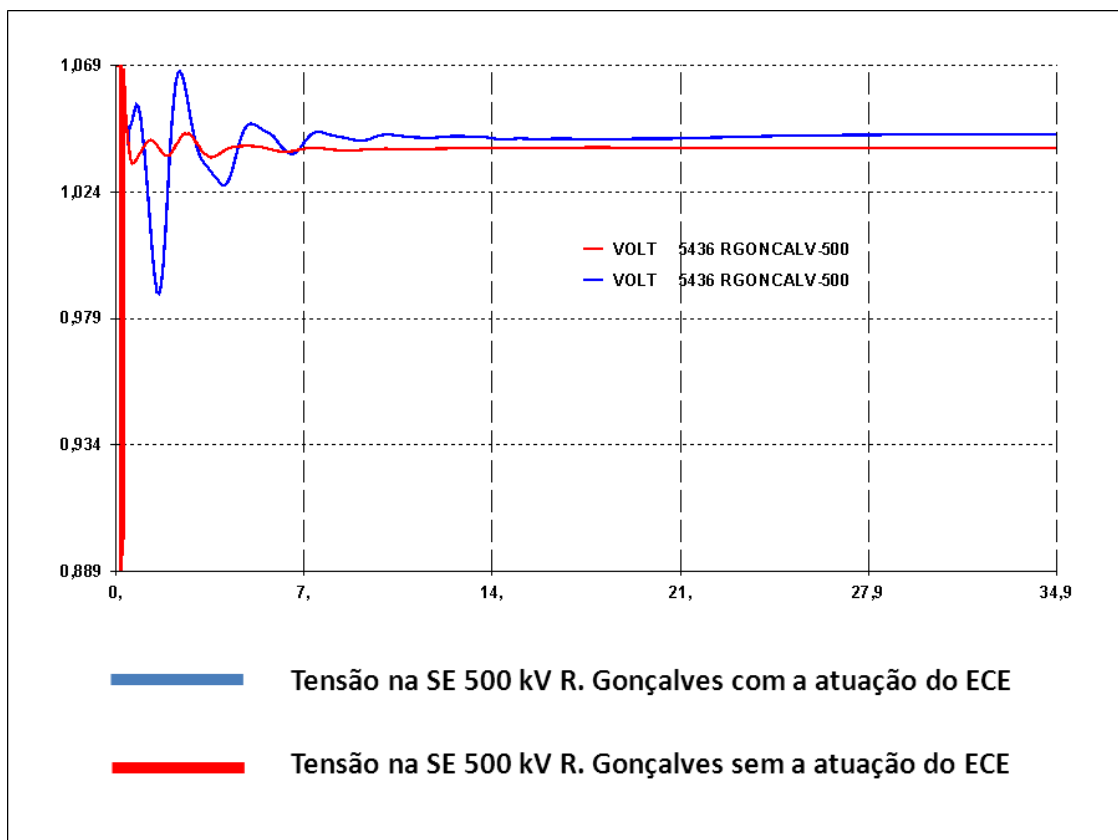


Figura 4-11 - Tensão na SE R. Gonçalves na contingência da LT 500 kV Colinas – R. Gonçalves – C1

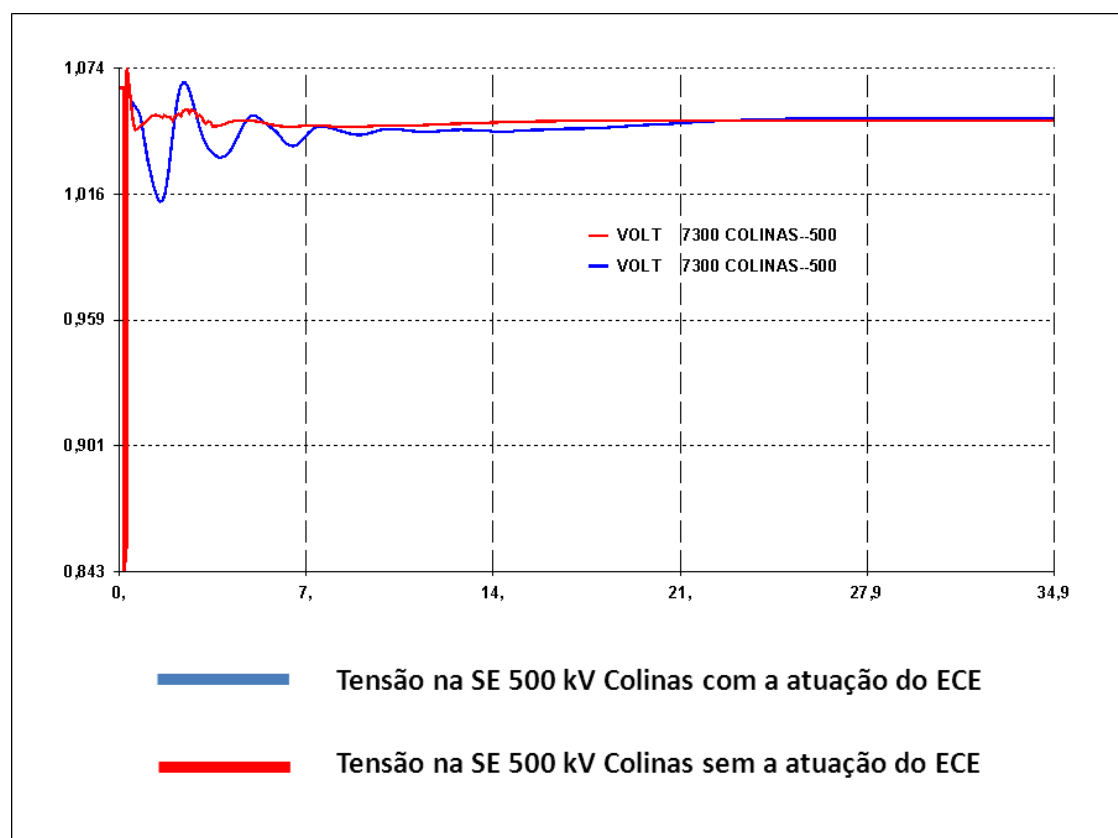


Figura 4-12 - Tensão na SE Colinas na contingência da LT 500 kV Colinas – R. Gonçalves – C1

O corte de quatro máquinas na UHE de Tucuruí é responsável pela redução da exportação da Região Norte e, conseqüentemente, pelo aumento do fluxo na interligação Norte-Sul. A seguir são mostrados os gráficos que representam os fluxos nas interligações. Em vermelho são mostrados os fluxos sem a atuação do ECE e em azul os fluxos com a atuação do ECE.

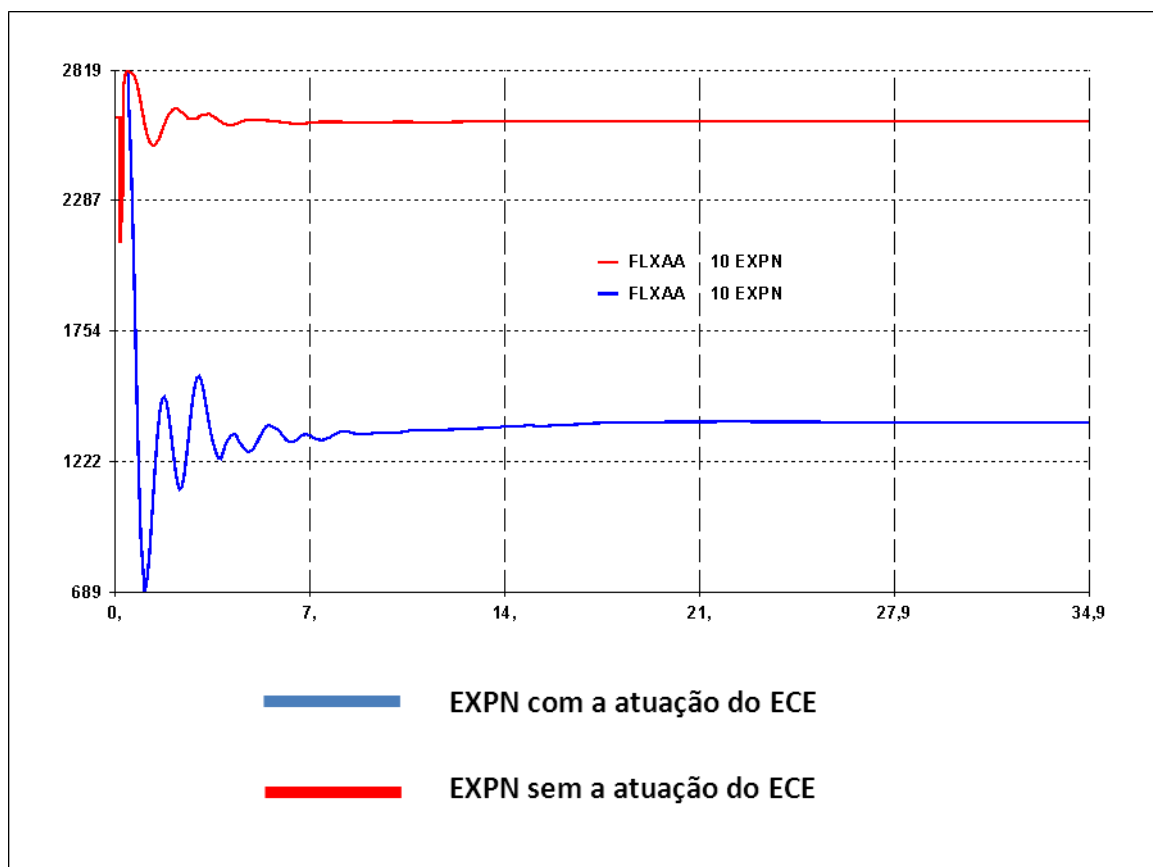


Figura 4-13 – EXPN na contingência da LT 500 kV Colinas – R. Gonçalves – C2

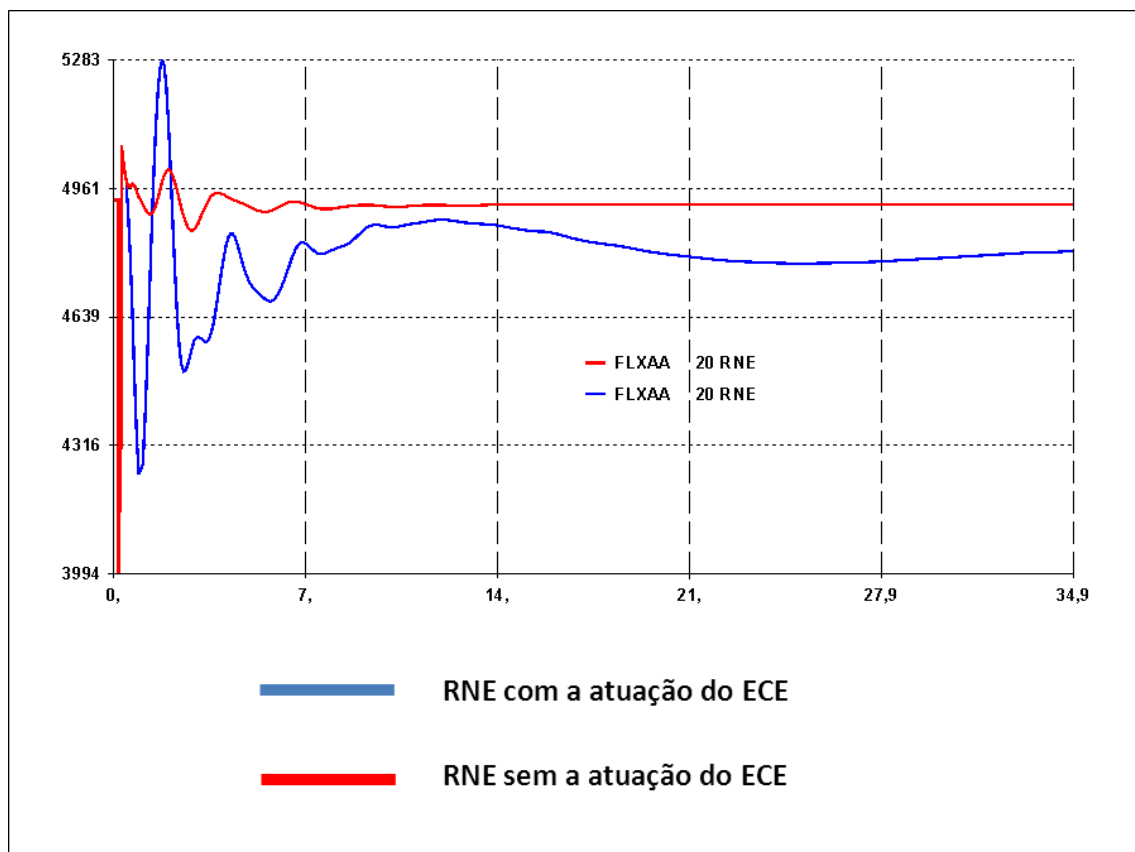


Figura 4-14 – RNE na contingência da LT 500 kV Colinas – R. Gonçalves – C2

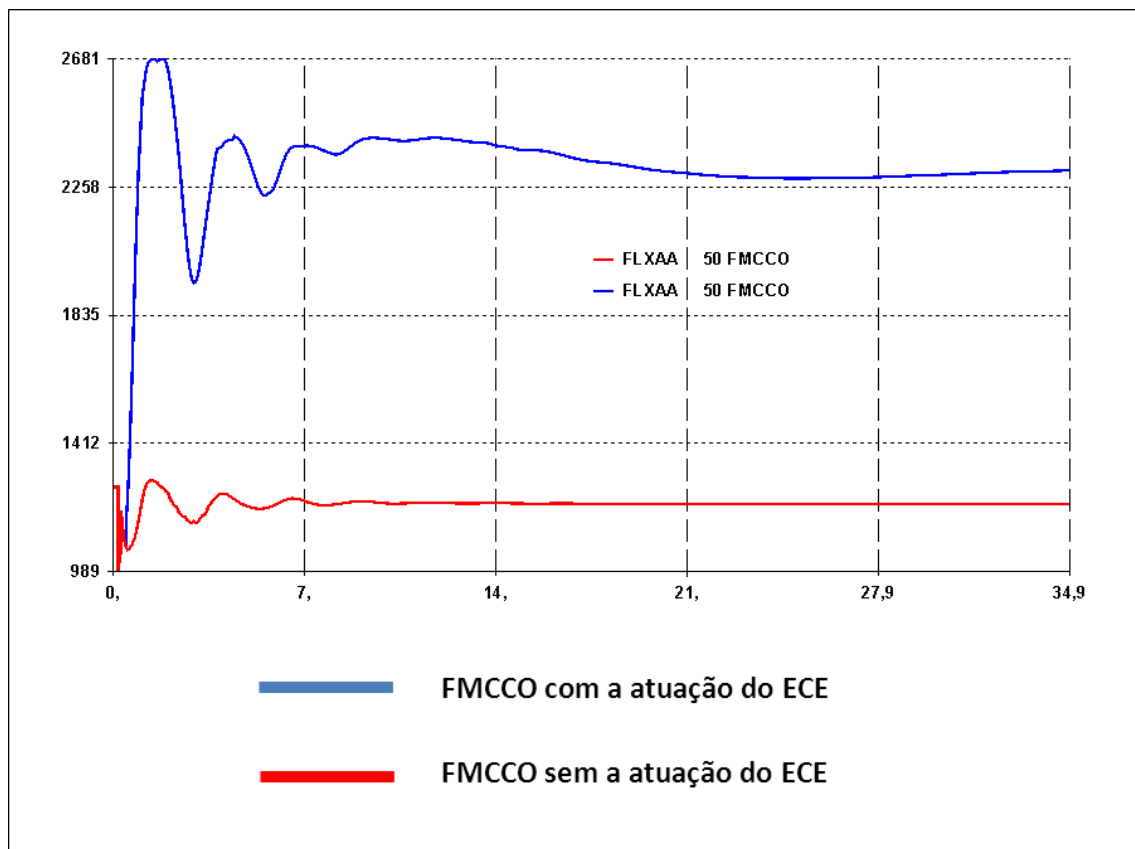


Figura 4-15 – FMCCO na contingência da LT 500 kV Colinas – R. Gonçalves – C2

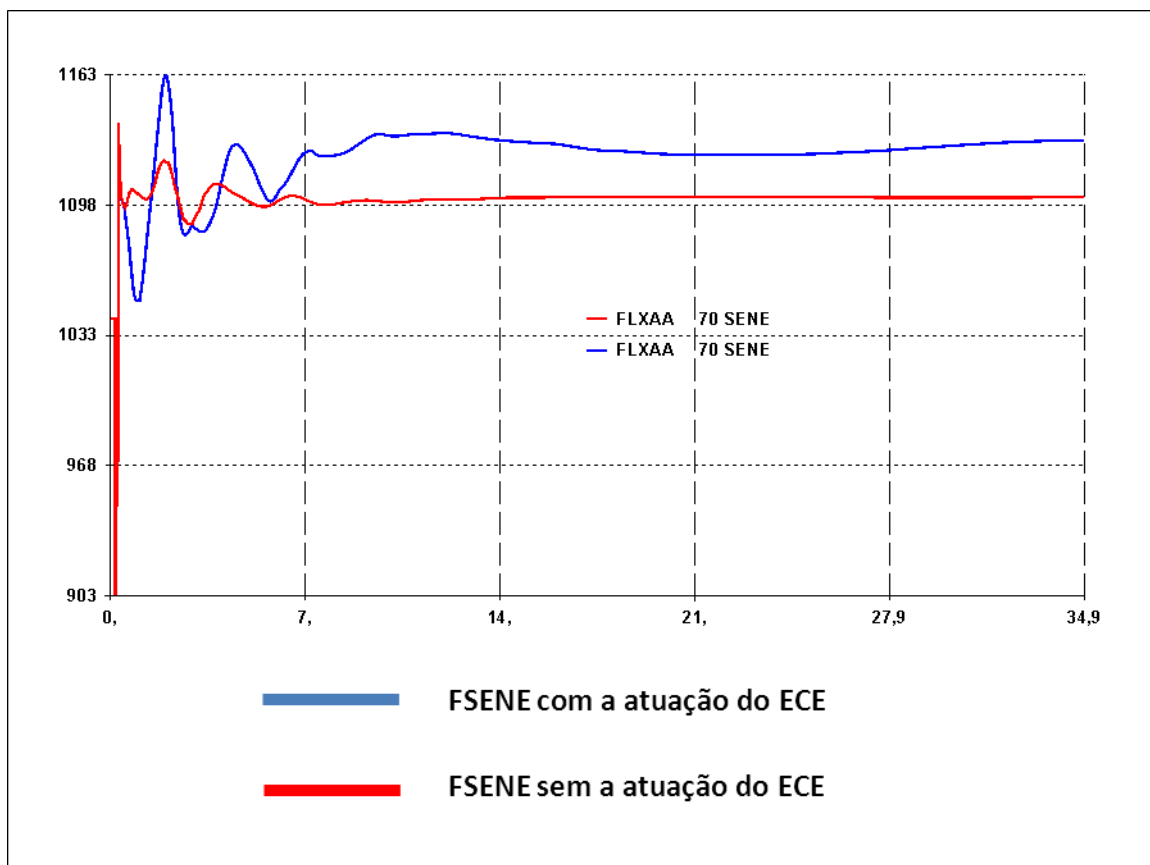


Figura 4-16 – FSENE na contingência da LT 500 kV Colinas – R. Gonçalves – C2

A variação entre as frequências máxima e mínima nessa contingência, considerando a atuação do ECE, é de 0,48 Hz, não violando o critério mostrado.

A análise dos resultados mostrados não apresenta nenhuma violação dos critérios citados.

e) LT 500 kV Tucuruí – Marabá – C2

De acordo com a referência bibliográfica [18], no patamar de carga pesada, uma das contingências limitantes para o RNE da ordem de 5000 MW, é a contingência da LT 500 kV Tucuruí – Marabá C2, de forma a garantir a estabilidade angular entre os sistemas Norte e Nordeste. Por esta razão esta contingência é abordada neste capítulo mesmo sem apresentar violações em regime permanente. O objetivo dessa abordagem é mostrar que, neste cenário, de máxima exportação da Região Norte para a Região Nordeste, esse critério não foi violado.

As tabelas 4-9 e 4-10 mostram os resultados das análises de tensão e de diferença angular entre os subsistemas:

Tabela 4-9 - Variação de tensão na contingência da LT 500 kV Tucuruí - Marabá C2

Subestação (500 kV)	$\Delta V(\%)$
Marabá	1,4
Itacaiúnas	1,4
Açailândia	1,07
Imperatriz	0,9
Tucuruí 1	0,8
Presidente Dutra	0,72
Ribeiro Gonçalves	0,58

Tabela 4-10 - Variação angular entre subsistemas na contingência da LT 500 kV Tucuruí - Marabá C2

Subestações (500 kV)	Ângulo máximo (graus)	Ângulo final (graus)	Violação do critério
Tucuruí 1 e Paulo Afonso	78,77	62,86	Não
Tucuruí 2 e Paulo Afonso	71,28	57,35	Não
Tucuruí 1 e Serra da Mesa	33,03	21,45	Não
Tucuruí 2 e Serra da Mesa	25,52	15,95	Não

Com a entrada em operação da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, o carregamento dos quatro circuitos entre as subestações de 500 kV de Tucuruí e Marabá é reduzindo de acordo com o patamar de carga.

Observando o comportamento da curva potência-ângulo, mostrada nas figuras 2-20 e 2-21, é possível perceber que, para uma menor transferência de potência, com os mesmos circuitos, tem-se uma abertura angular menor. Assim, com a redução do carregamento dos quatro circuitos da LT 500 kV Tucuruí – Marabá, a abertura angular entre os sistemas das Regiões Norte e Nordeste é menor, passando a não violar o critério apresentado.

A figura 4-17 mostra o comportamento da oscilação da tensão na barra de 500 kV das SEs Itacaiúnas e Marabá na contingência da LT 500 kV Tucuruí – Marabá C2.

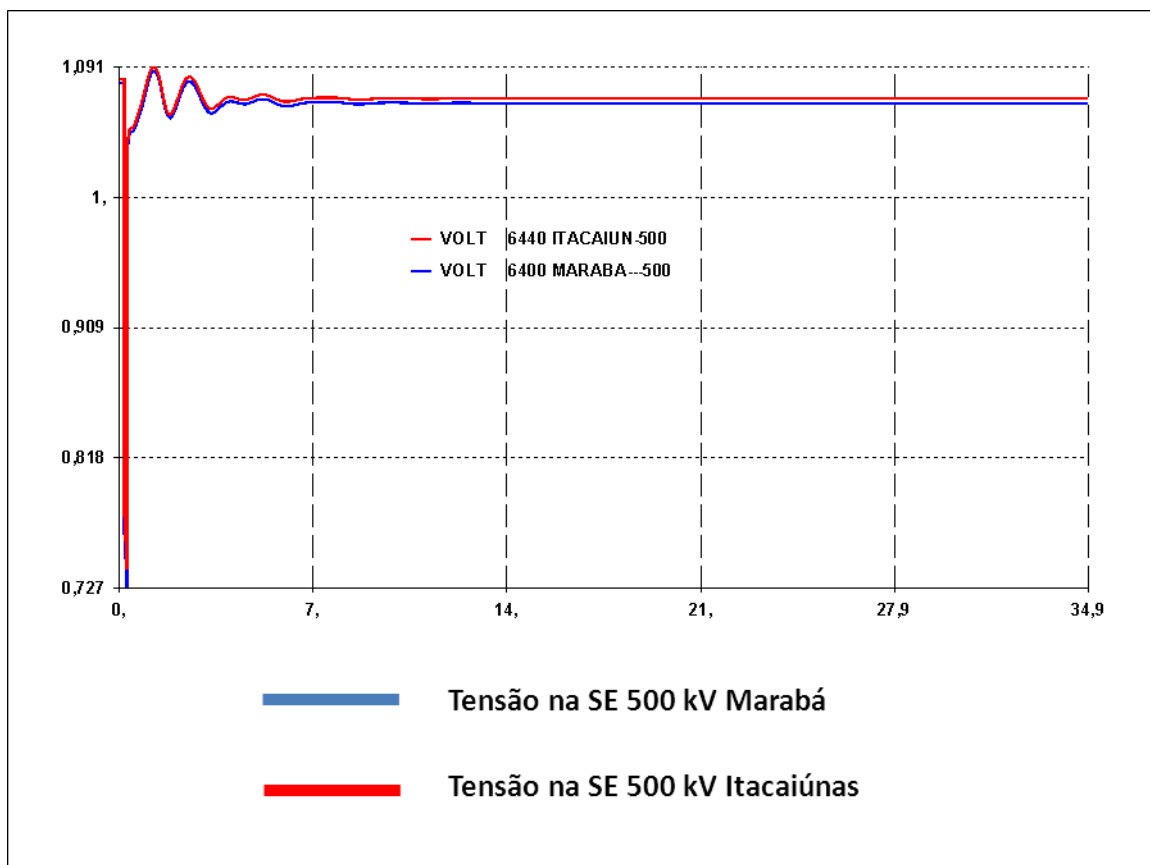


Figura 4-17 - Tensão nas SEs Itacaiúnas e Marabá na contingência da LT 500 kV Tucuruí - Marabá C2

Os resultados obtidos na modelagem completa da contingência da LT 500 kV Tucuruí – Marabá C2, para este cenário de estudo, não apresentaram violações de variação de tensão, de frequência e nem de diferença angular entre os subsistemas.

4.3 Cenário 02: Máxima exportação da Região Norte para a Região Sudeste

Para esse cenário, serão mostradas as contingências mais severas apresentadas no capítulo de análise em regime permanente, sendo elas: LT 500 kV Peixe - Serra da Mesa 2 C1, LT 500 kV Gurupi - Serra da Mesa C2, LT 500 kV Gurupi - Peixe C1, Miracema - Gurupi C3 e LT 500 kV Colinas – Miracema C3.

O fluxo máximo de 4100 MW, entre as subestações de Gurupi/Peixe II e Serra da Mesa/Serra da Mesa II, está associado a um esquema de corte de geração nas usinas de Tucuruí, Lajeado e Peixe Angical acionado através de CLP, que tem como objetivo

controlar a corrente nos circuitos remanescentes quando da perda de qualquer trecho dessa interligação, trazendo o carregamento nestes circuitos para valores iguais ou inferiores a 2250 A/2000 MVA. Este carregamento deverá ser reduzido através da adoção de medidas operativas de redespacho entre as regiões num período máximo de 30 minutos para o valor nominal do equipamento (1300 MVA), utilizando-se uma margem de segurança de 115 A/100 MVA, para atender aos desvios do CAG, o que implica na prática de 1200 MVA. [15]

Os critérios apresentados no item 4.1 também serão aplicados nesse cenário, exceto o critério de abertura angular entre os subsistemas que é aplicado somente ao cenário Norte exportador para o Nordeste. [15]

a) Peixe - Serra da Mesa 2 – C1

O ECE desta contingência atua cortando três máquinas, sendo uma na UHE de Tucuruí, uma na UHE Lajeado e uma na UHE de Peixe Angical.

A tabela 4-11 mostra os resultados das análises de tensão:

Tabela 4-11 - Variação de tensão na contingência da LT 500 kV Peixe - Serra da Mesa 2

Subestação (500 kV)	$\Delta V(\%)$ (sem ECE)	$\Delta V(\%)$ (com ECE)
Serra da Mesa 2	0,17	2,4
Gurupi	3,00	0,71
Serra da Mesa	1,73	0,56
Miracema	2,26	0,3
Presidente Dutra	0,71	0,18
Colinas	1,55	0,04
Ribeiro Gonçalves	1,00	0,03

O corte das máquinas citadas é responsável pela redução da EXPN e do fluxo nos circuitos remanescentes da interligação Norte-Sul, como pode ser visto nas figuras 4-18 e 4-19, onde a curva em vermelho representa o comportamento do SIN sem a atuação do ECE citado enquanto que a curva em azul representa o comportamento com a atuação do ECE.

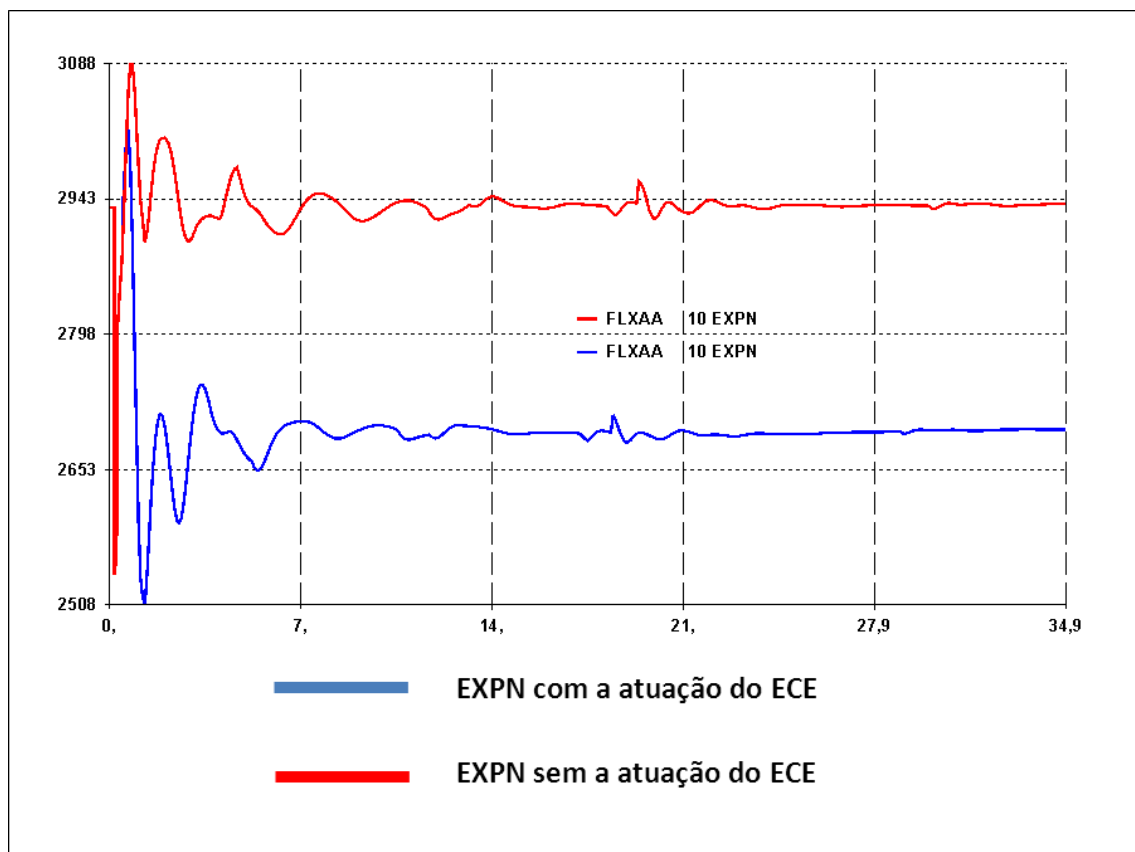


Figura 4-18 - EXPN na contingência da LT 500 kV Peixe - Serra da Mesa 2

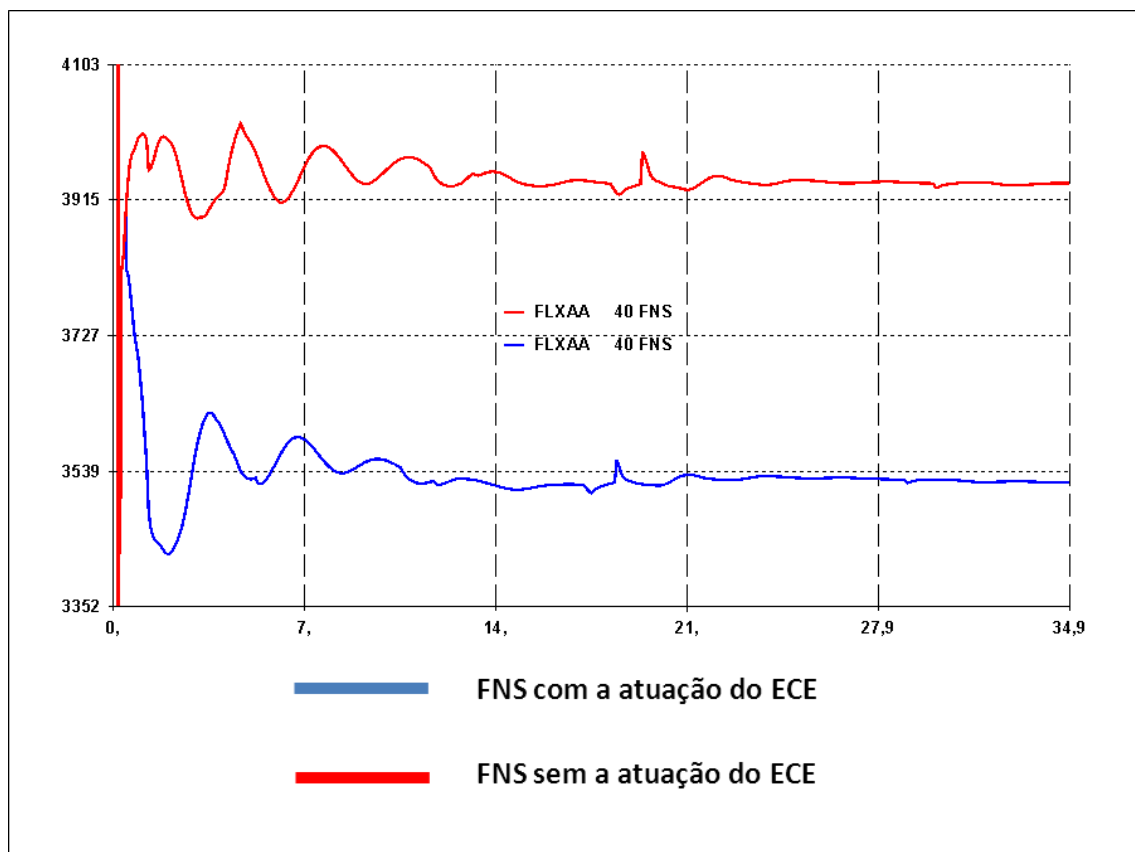


Figura 4-19 - FNS na contingência da LT 500 kV Peixe - Serra da Mesa 2

As figuras 4-20 e 4-21 apresentam a corrente em pu de cada circuito remanescente no trecho que apresenta a contingência. Como a tensão, em pu, na barra de 500 kV da SE Serra da Mesa é 1,071, ao final do regime transitório, e considerando a atuação do ECE, os carregamentos dos circuitos 01 e 02 da LT 500 kV Gurupi – Serra Mesa são iguais a 1771 e 1875 MW, respectivamente, mostrando que o ECE foi capaz de reduzir os fluxos desses dois circuitos aos valores desejados. Sem a atuação do ECE os carregamentos dos circuitos 01 e 02 passam a ser de 1990 e 2105 MW, respectivamente, violando assim a capacidade de emergência da referida linha de transmissão. A curva em vermelho representa o comportamento do SIN sem a atuação do ECE citado enquanto que a curva em azul representa o comportamento com a atuação do ECE.

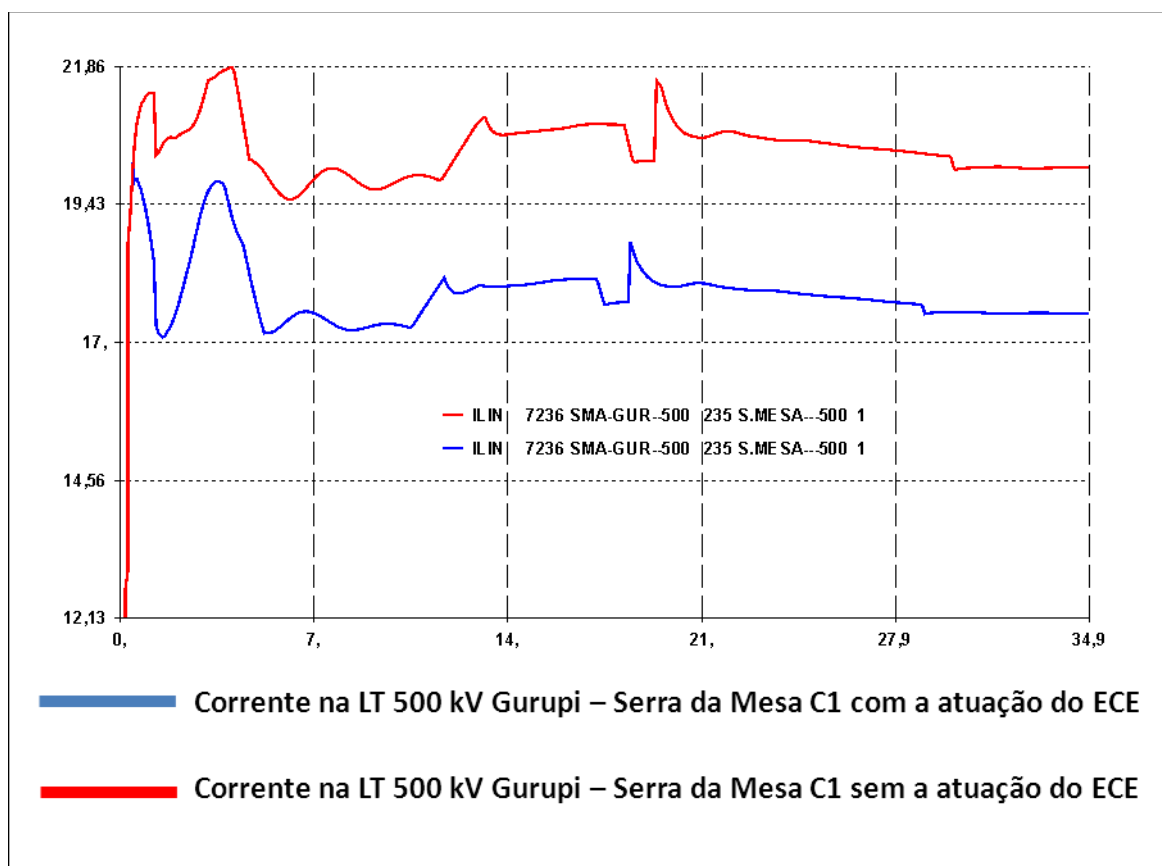


Figura 4-20 - Corrente na LT 500 kV Gurupi - Serra da Mesa C1

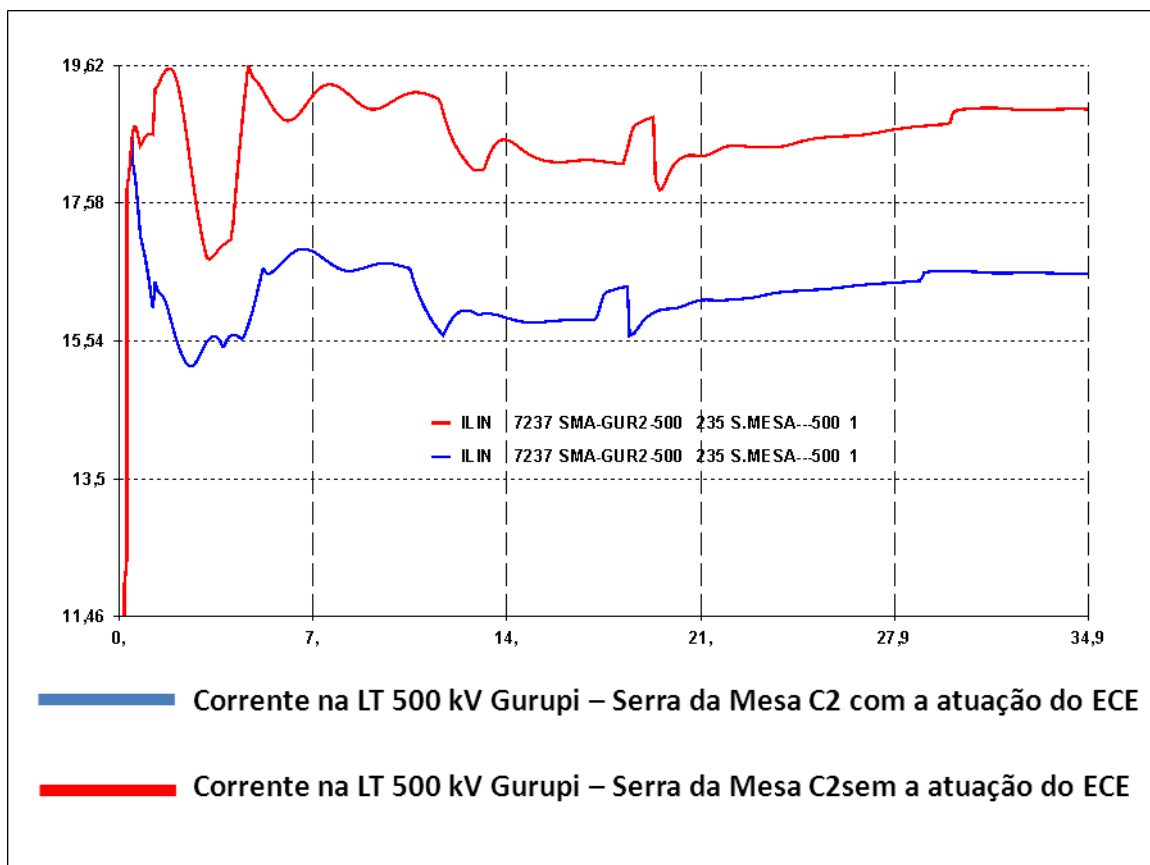


Figura 4-21 - Corrente na LT 500 kV Gurupi - Serra da Mesa C2

Analisando os resultados para essa contingência, não foram observadas violações nos critérios de tensão ou de frequência. O objetivo do ECE foi alcançado, reduzindo o carregamento nos circuitos remanescentes. Como visto anteriormente, é necessário realizar o redespacho entre as Regiões Norte e Sudeste objetivando a redução do fluxo na interligação Norte-Sul.

Ressalta-se que as discontinuidades apresentadas nas figuras 4-18, 4-19, 4-20 e 4-21 representam a atuação do TCSC (capacitor série controlado a tiristor) existente nas subestações de 500 kV de Serra da Mesa e Imperatriz.

b) Gurupi – Serra da Mesa – C2

A contingência da LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa C2 possui o mesmo ECE da contingência anterior, sendo responsável, também, por cortar as mesmas três máquinas: uma na UHE de Tucuruí, uma na UHE Lajeado e uma na UHE de Peixe Angical. Por isso, o SIN se comporta de maneira semelhante.

A tabela 4-12 mostra os resultados das análises de tensão:

Tabela 4-12 - Variação de tensão na contingência da LT 500 kV Gurupi - Serra da Mesa C2

Subestação (500 kV)	$\Delta V(\%)$ (sem ECE)	$\Delta V(\%)$ (com ECE)
Serra da Mesa 2	1,23	0,87
Colinas	0,68	0,82
Miracema	1,04	0,81
Gurupi	1,33	0,78
Serra da Mesa	1,16	0,7
Presidente Dutra	0,39	0,53
Ribeiro Gonçalves	0,46	0,51

A figura 4-22 apresenta a variação da tensão no barramento de 500 kV da SE Serra da Mesa 2 na contingência da LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa C2. A curva em vermelho representa o comportamento do SIN sem a atuação do ECE, enquanto que a curva em azul representa o comportamento com a atuação do ECE.

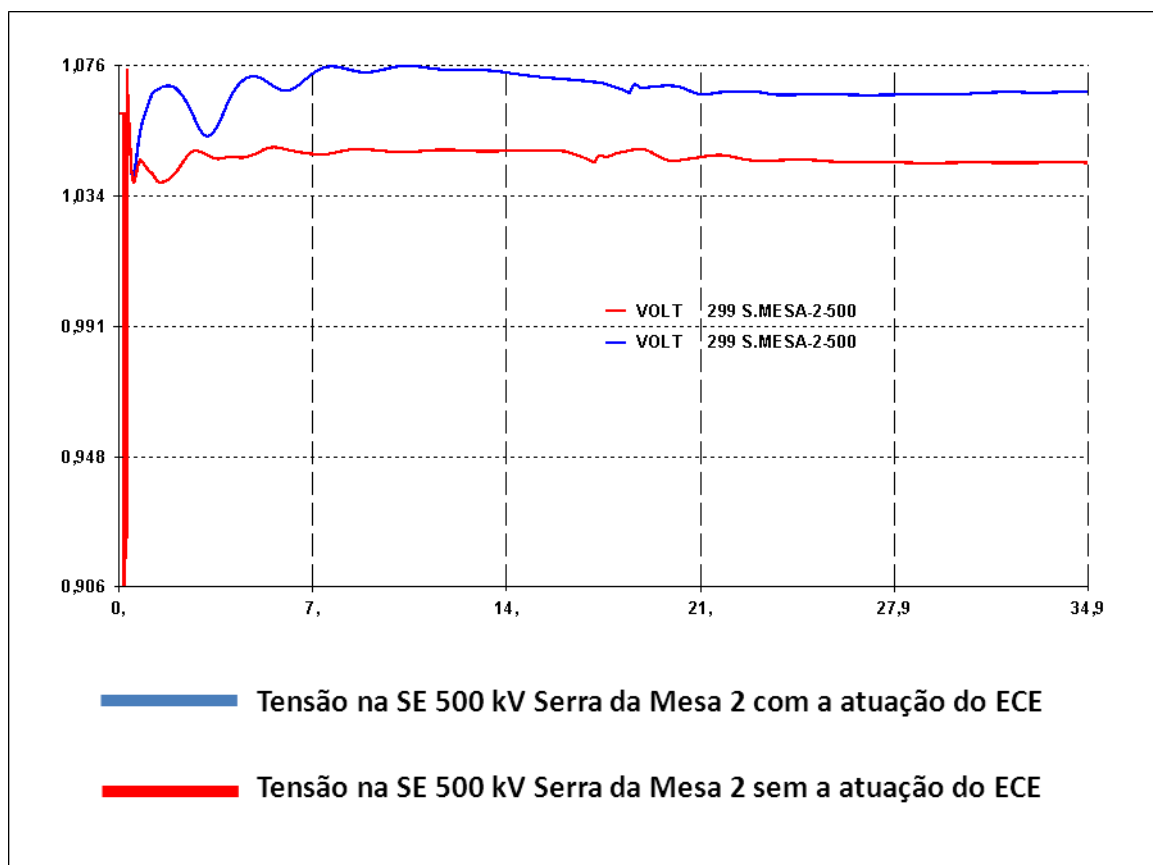


Figura 4-22 - Tensão na SE Serra da Mesa 2 na contingência da LT 500 kV Gurupi - Serra da Mesa C2

As figuras 4-23 e 4-24 mostram a corrente, em pu, dos circuitos remanescentes de forma a atender aos critérios de carregamento mostrados anteriormente, na descrição do ECE. A corrente sem a atuação do ECE está representada em vermelho, enquanto que a corrente com a atuação do ECE está representada em azul.

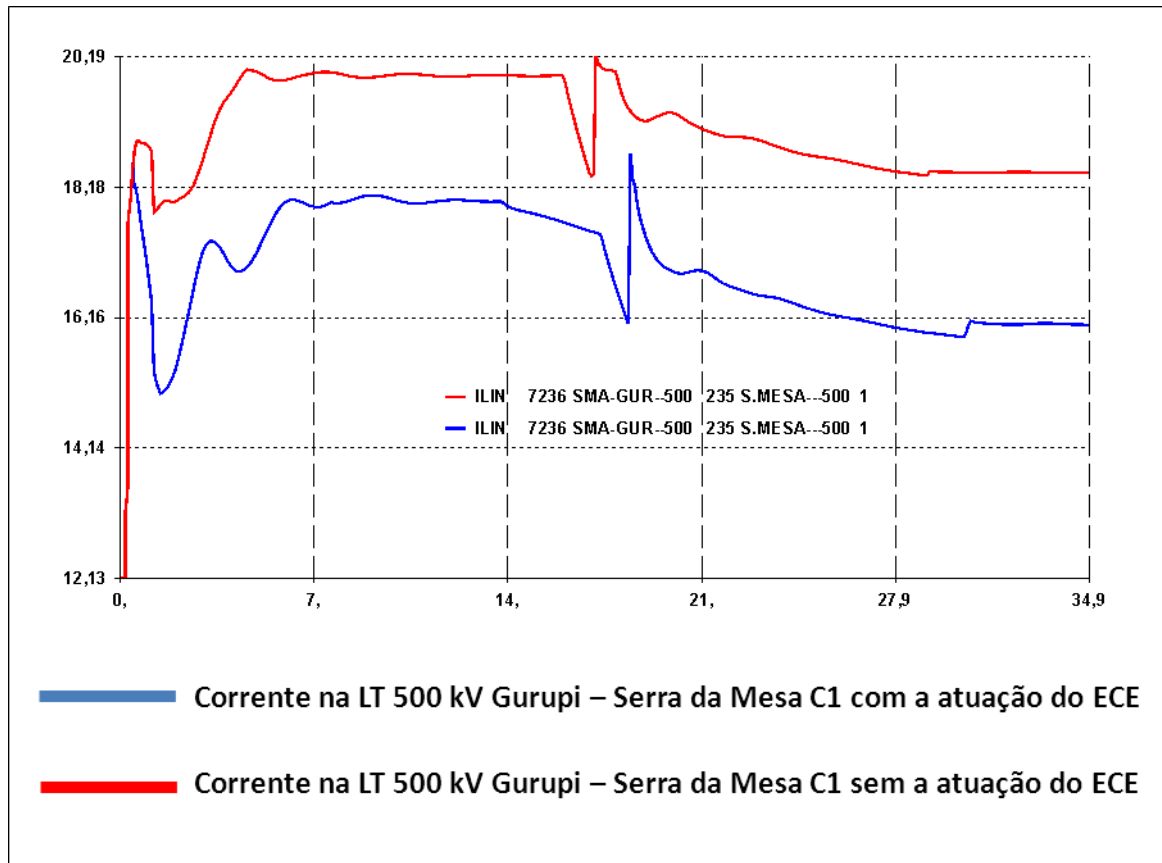


Figura 4-23 - Corrente na LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa C1

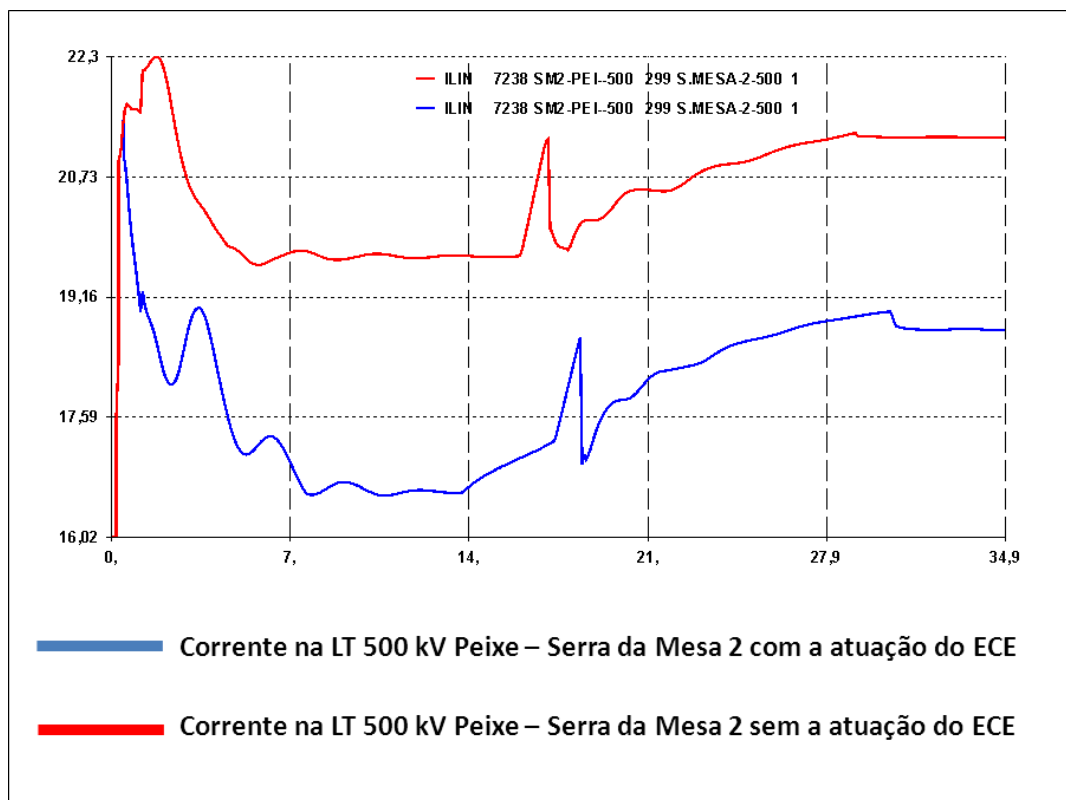


Figura 4-24 - Corrente na LT 500 kV Peixe - Serra da Mesa 2

Os resultados dessa contingência são semelhantes aos resultados da contingência anterior. Também não foram observadas violações nos critérios de tensão, nem de defasagem angular entre subsistemas e nem de frequência. O objetivo do ECE também foi alcançado, reduzindo o carregamento nos circuitos remanescentes para os valores desejados. Como visto anteriormente, é necessário realizar o redespacho entre as Regiões Norte e Sudeste com o objetivo de reduzir o fluxo na interligação Norte-Sul.

Esses resultados também são observados na contingência da LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa – C1

Ressalta-se que as descontinuidades apresentadas nas figuras 4-23 e 4-24 representam a atuação do TCSC (capacitor série controlado a tiristor) existente nas subestações de 500 kV de Serra da Mesa e Imperatriz.

c) Gurupi – Peixe – C1

A contingência da LT 500 kV Gurupi – Peixe C1 apresenta o mesmo ECE que realiza o corte de duas máquinas, sendo uma delas na UHE de Tucuruí e outra na UHE de Lajeado. O objetivo desse corte de geração é o mesmo mostrado nas demais contingências deste cenário, reduzir o fluxo na interligação Norte-Sul de forma a evitar a sobrecarga nos equipamentos dos circuitos remanescentes.

Nessa contingência, a geração da UHE de Peixe Angical é transmitida para a Região Sudeste somente através da LT 500 kV Peixe – Serra da Mesa 2 C1 e, por essa razão, o corte de uma máquina dessa UHE, por meio do ECE, não é capaz de aliviar o carregamento nos circuitos remanescentes entre as subestações de 500 kV de Gurupí e Serra da Mesa.

A tabela 4-13 mostra os resultados das análises de tensão:

Tabela 4-13 - Variação de tensão na contingência da LT 500 kV Gurupí - Serra da Mesa C1

Subestação (500 kV)	$\Delta V(\%)$ (sem ECE)	$\Delta V(\%)$ (com ECE)
Serra da Mesa 2	0,9	2,6
Gurupí	2,9	0,9
Serra da Mesa	1,2	0,5
Ribeiro Gonçalves	1,2	0,5
Miracema	2,1	0,4
Colinas	0,7	0,1
Presidente Dutra	1,0	0,1

A figura 4-25 apresenta a variação da tensão no barramento de 500 kV da SE Serra da Mesa 2 na contingência da LT 500 kV Gurupí – Peixe C1. A curva em vermelho representa o comportamento do SIN sem a atuação do ECE, enquanto que a curva em azul representa o comportamento com a atuação do ECE.

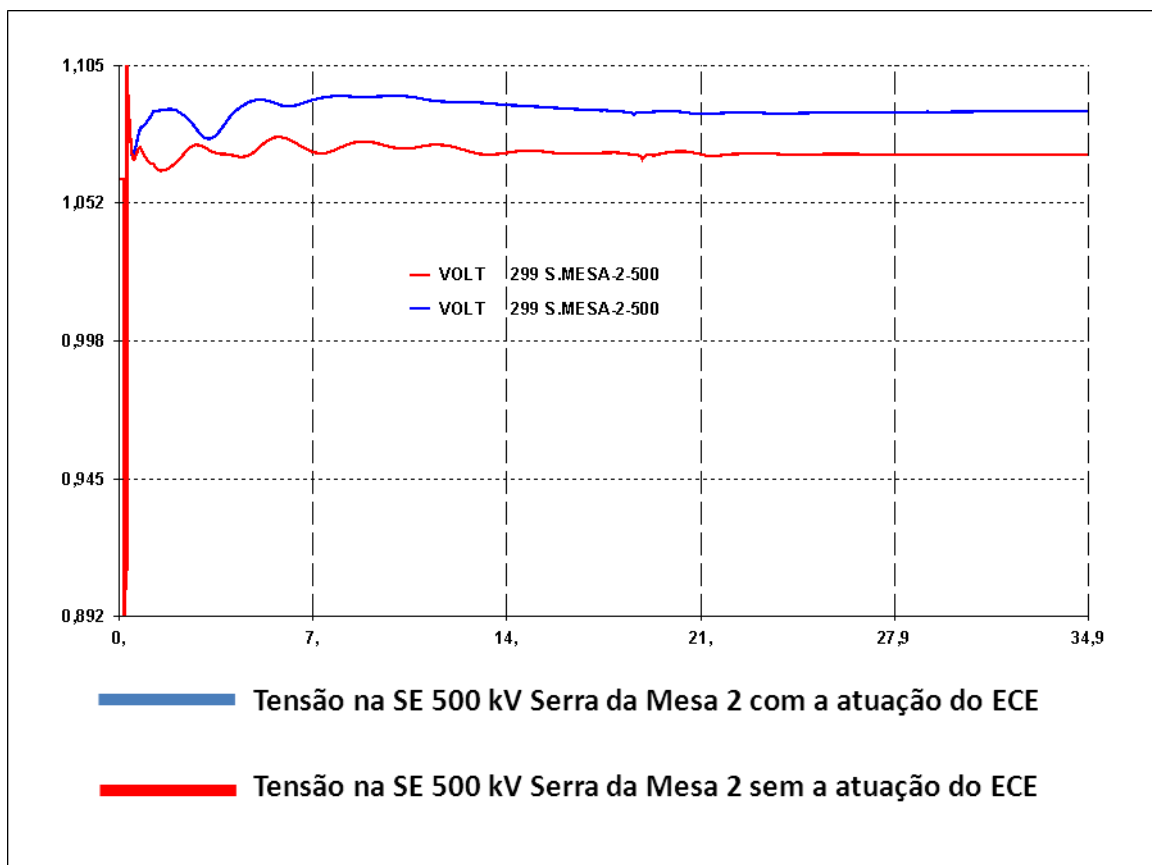


Figura 4-25 - Tensão na SE Serra da Mesa 2 na contingência da LT 500 kV Gurupi - Peixe

De forma semelhante às duas contingências anteriores, o ECE também foi capaz de reduzir o carregamento nos circuitos remanescentes, mesmo cortando apenas duas máquinas. Essa redução de carregamento pode ser observada através da corrente nesses circuitos, mostradas nas figuras 4-26 e 4-27, onde as curvas em vermelho representam o comportamento do SIN sem a atuação do ECE citado enquanto que as curvas em azul.

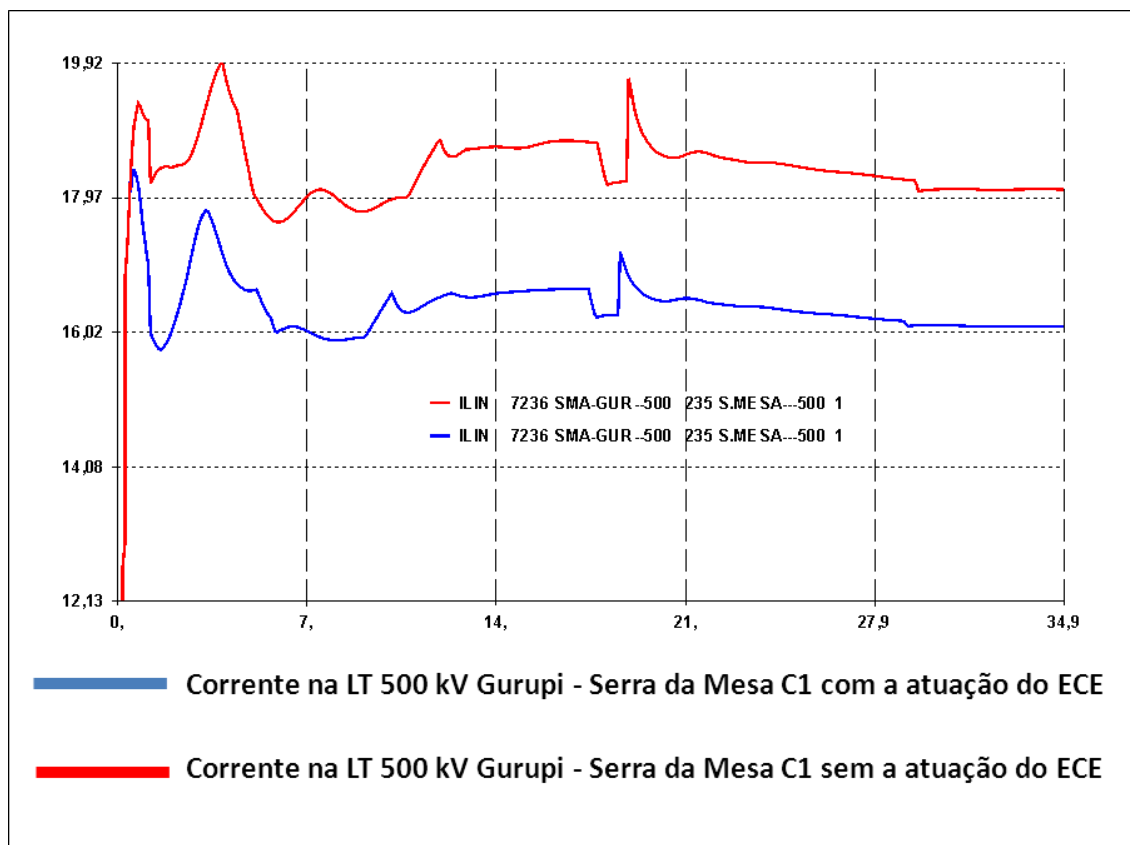


Figura 4-26 - Corrente na LT 500 kV Gurupi - Serra da Mesa C1

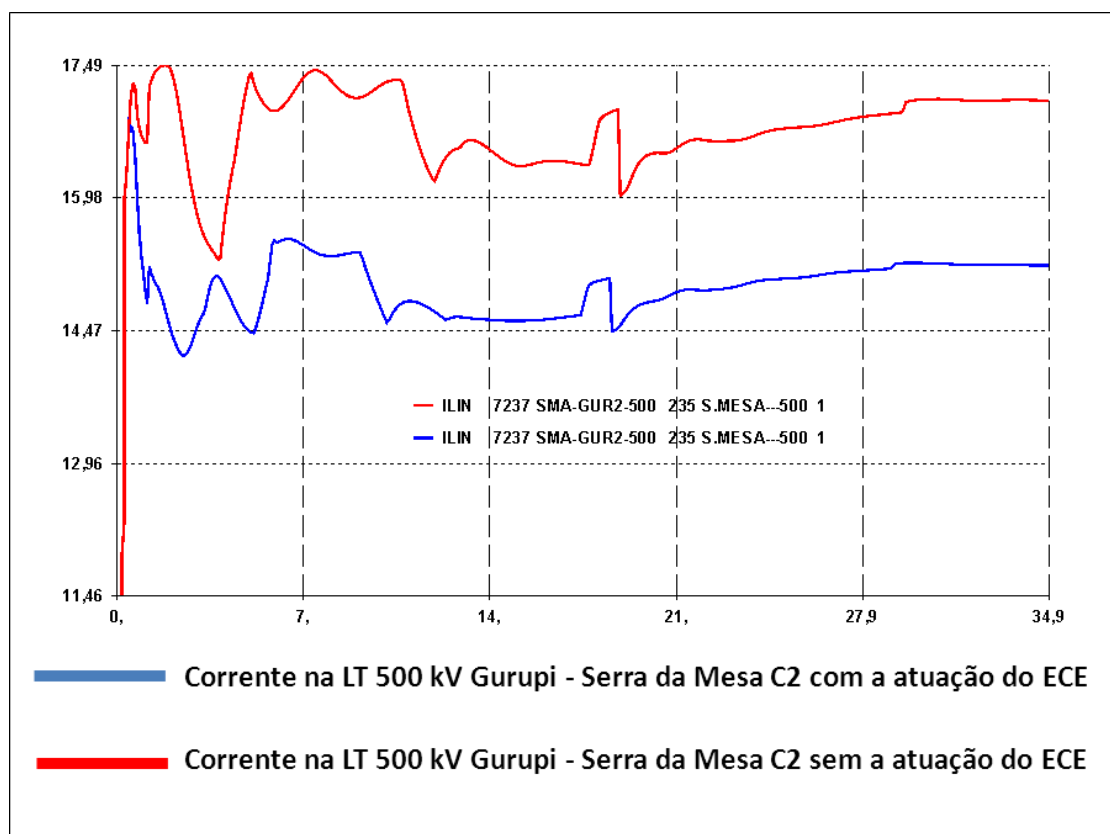


Figura 4-27 - Corrente na LT 500 kV Gurupi - Serra da Mesa C2

Os resultados apresentados nessa contingência são semelhantes aos resultados das duas contingências anteriores. Também não foram observadas violações nos critérios de tensão, entre subsistemas e nem de frequência. O objetivo do mesmo ECE também foi alcançado, reduzindo o carregamento nos circuitos remanescentes.

Como visto anteriormente, é necessário realizar o redespacho entre as Regiões Norte e Sudeste.

Ressalta-se que as discontinuidades apresentadas nas figuras 4-26 e 4-27 representam a atuação do TCSC (capacitor série controlado a tiristor) existente nas subestações de 500 kV de Serra da Mesa e Imperatriz.

d) Miracema – Gurupi – C3

A contingência da LT 500 kV Miracema – Gurupi C3 possui o mesmo ECE da contingência anterior, realizando o corte de duas máquinas, sendo uma delas na UHE de Tucuruí e outra na UHE de Lajeado. O objetivo desse corte de geração é o mesmo mostrado nas demais contingências deste cenário, reduzindo o fluxo na interligação Norte-Sul de forma a evitar a sobrecarga nos equipamentos dos circuitos remanescentes.

A tabela 4-14 mostra os resultados das análises de tensão:

Tabela 4-14 - Variação de tensão na contingência da LT 500 kV Miracema - Gurupi C3

Subestação (500 kV)	$\Delta V(\%)$ (sem ECE)	$\Delta V(\%)$ (com ECE)
Serra da Mesa 2	0,65	1,08
Serra da Mesa	0,66	1,0
Gurupi	1,13	0,69
Colinas	0,89	0,47
Presidente Dutra	0,41	0,38
Miracema	1,33	0,3
Ribeiro Gonçalves	0,6	0,29

A figura 4-28 mostra a variação da tensão na barra de 500 kV da SE Serra da Mesa 2 na contingência da LT 500 kV Miracema – Gurupi C3. A curva representada em vermelho mostra o comportamento da tensão sem a atuação do ECE, enquanto que a curva em azul mostra o comportamento da tensão com a atuação do referido ECE.

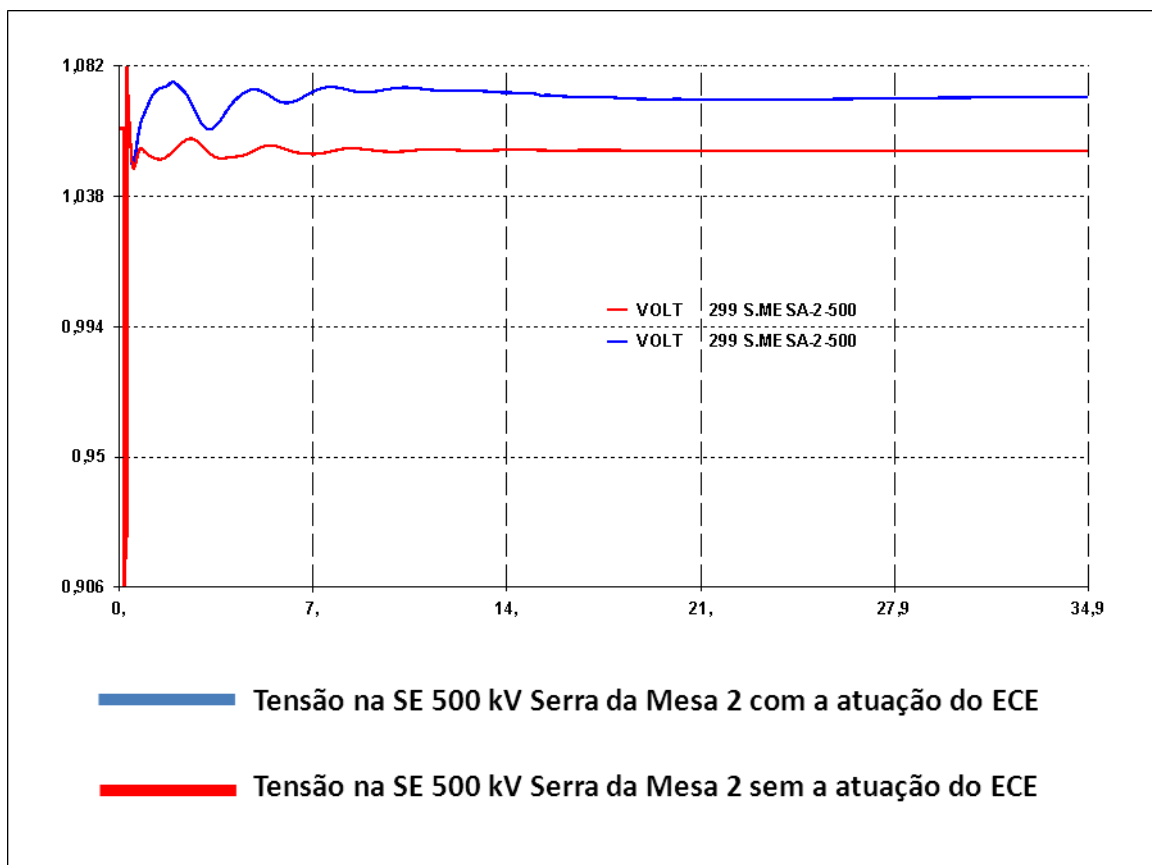


Figura 4-28 - Tensão na SE Serra da Mesa 2

O corte de geração promovido pelo ECE dessa contingência é capaz de reduzir o carregamento nos circuitos remanescentes no trecho em contingência. Os efeitos dessa ação podem ser observados através da corrente nesses circuitos remanescentes mostrados nas figuras 4-29 e 4-30, onde as curvas em vermelho representam o comportamento do sistema sem a atuação do ECE e as curvas em azul representam o comportamento do sistema com a atuação do ECE.

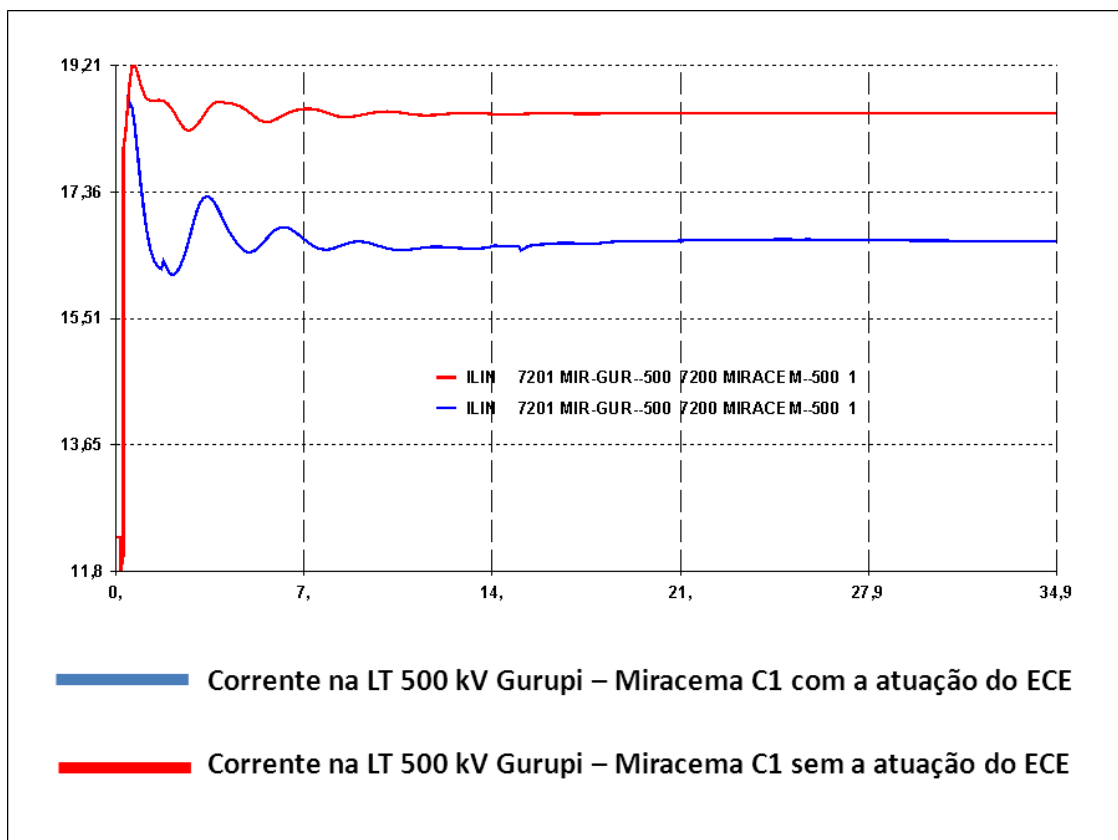


Figura 4-29 - Corrente na LT 500 kV Miracema - Gurupi C1

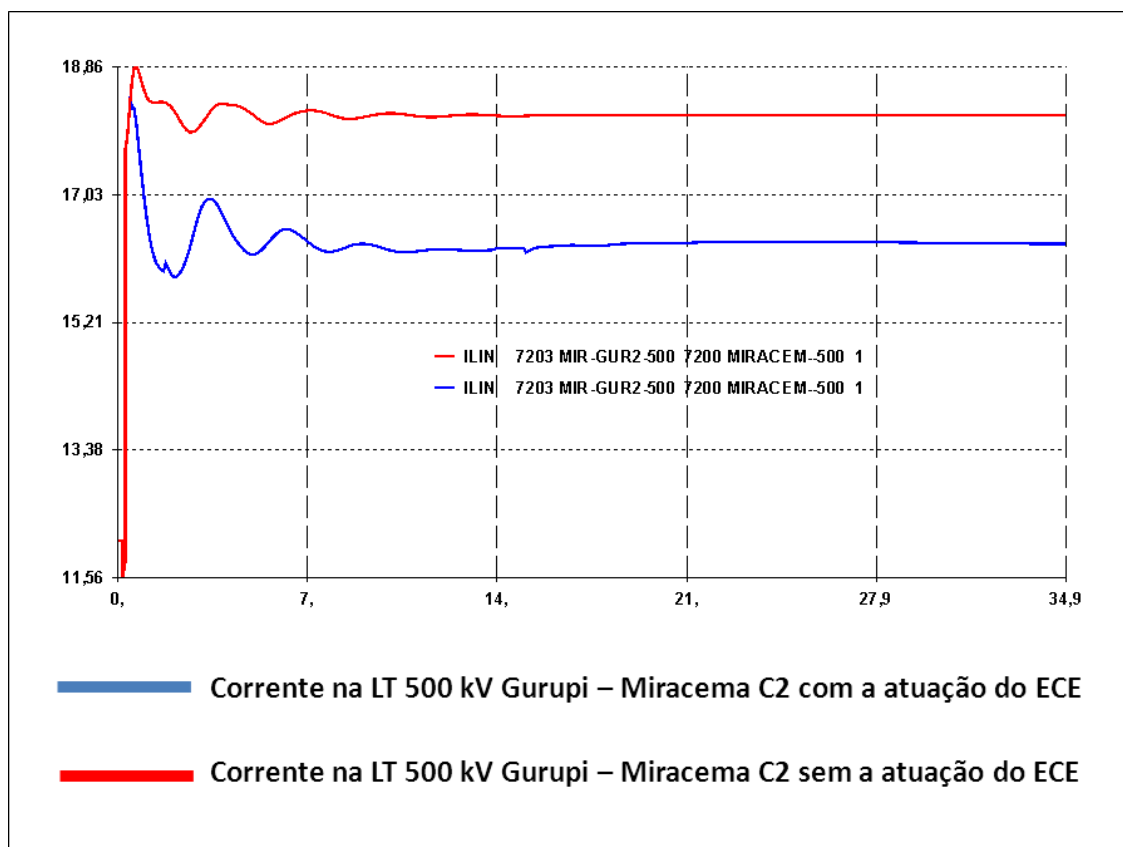


Figura 4-30 - Corrente na LT 500 kV Miracema - Gurupi C2

O ECE desta contingência também é capaz de reduzir o carregamento nos circuitos remanescentes do trecho com o corte de apenas duas máquinas, ao invés de três como o primeiro esquema. Neste cenário, a geração da UHE de Peixe Angical é transmitida para a Região Sudeste através da LT 500 kV Peixe – Serra da Mesa 2 C1 e, por essa razão, o corte de uma máquina dessa UHE não é capaz de aliviar o carregamento no trecho entre as subestações de Miracema e Gurupi.

Não foram observadas violações dos critérios, apresentados inicialmente, para a contingência da LT 500 kV Miracema – Gurupi C3.

e) Colinas – Miracema – C3

Essa contingência não apresenta ECE. A sobrecarga nos circuitos remanescentes não ultrapassa o limite de carregamento em condição de emergência, e, dessa forma, é possível redespachar as usinas das Regiões Norte e Sudeste de forma a reduzir o fluxo na interligação Norte-Sul até valores desejáveis.

A tabela 4-15 mostra os resultados das análises de tensão:

Tabela 4-15 - Variação de tensão na contingência da LT 500 kV Colinas – Miracema C3

Subestação (500 kV)	$\Delta V(\%)$
Miracema	0,9
Serra da Mesa	0,7
Gurupi	0,6
Presidente Dutra	0,6
Serra da Mesa 2	0,4
Ribeiro Gonçalves	0,4
Colinas	0,3

A figura 4-31 mostra a variação da tensão na barra de 500 kV da SE Miracema na contingência da LT 500 kV Colinas – Miracema C3.

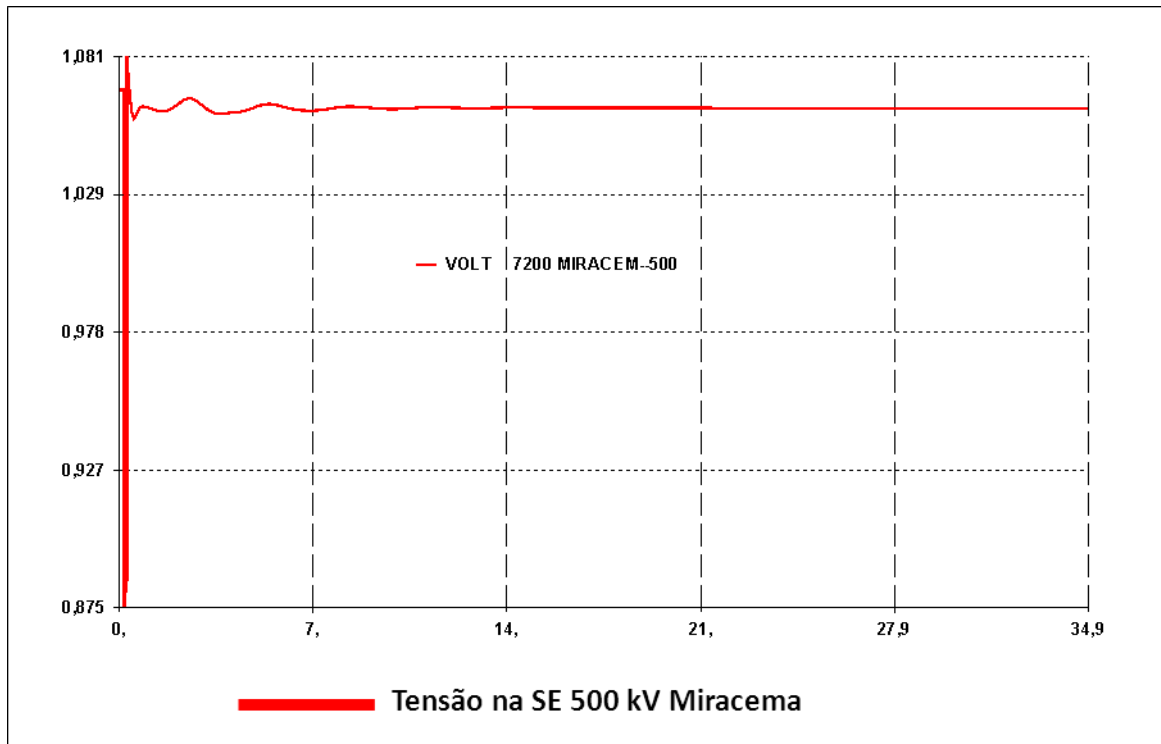


Figura 4-31 - Tensão na SE Miracema na contingência da LT 500 kV Colinas - Miracema C3

A figura 4-32 apresenta a variação de fluxo nos dois circuitos remanescentes da LT 500 kV Colinas – Miracema. Como visto anteriormente, esse fluxo não ultrapassa os limites de emergência, podendo ser mantido por um tempo determinado até que o redespacho seja realizado.

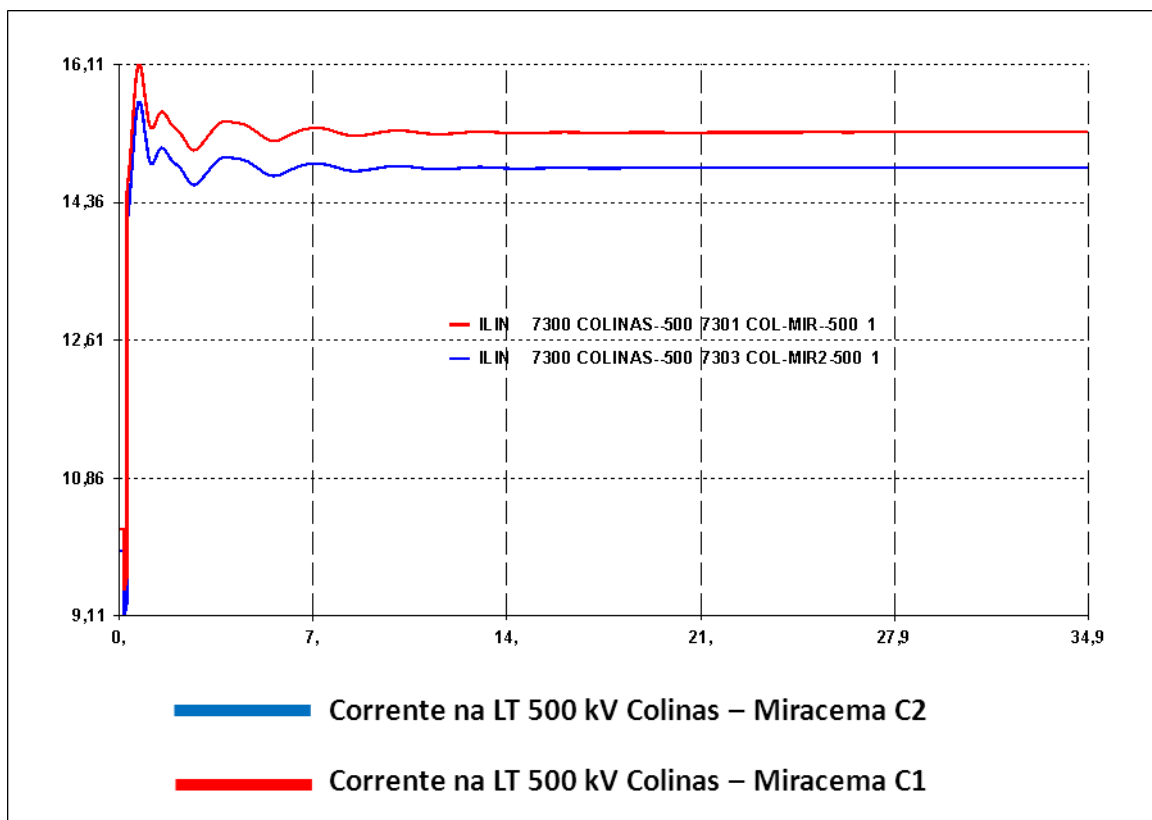


Figura 4-32 - Corrente nas LTs 500 kV Colinas - Miracema C1 e C2

Na modelagem completa para essa contingência, não foram observadas violações nos critérios de tensão, nem de defasagem angular entre subsistemas e nem de frequência. A violação de carregamento normal para o segundo circuito da LT 500 kV Colinas – Miracema observada na análise em regime permanente fica mantida de acordo com a explicação apresentada. Para eliminar essa violação, é necessário redespachar as usinas das Regiões Norte e Sudeste.

4.4 Perda dupla da interligação Tucuruí – Xingú

A abertura dos dois circuitos da LT 500 kV Tucuruí – Xingú, para ambos os cenários estudados, interrompe um fluxo da ordem de 1350 MW, representando uma rejeição de carga considerável para o restante do SIN. O estudo de perda dupla é realizado neste trabalho porque os dois circuitos compartilham as mesmas torres de transmissão em determinados trechos.

No primeiro cenário, de exportação da Região Norte para a Região Nordeste, este fluxo é redirecionado principalmente para a Região Sudeste, invertendo, assim, o

fluxo interligação Norte-Sul. Como essa interligação apresentava um carregamento abaixo de 50 %, esse redirecionamento de fluxo não viola os limites de carregamento em nenhum dos três circuitos. Verifica-se também um aumento considerável nos valores de exportação da Região Norte, e, por outro lado, o RNE sofre apenas um pequeno aumento. A figura 4-33 mostra o comportamento dos fluxos nas interligações.

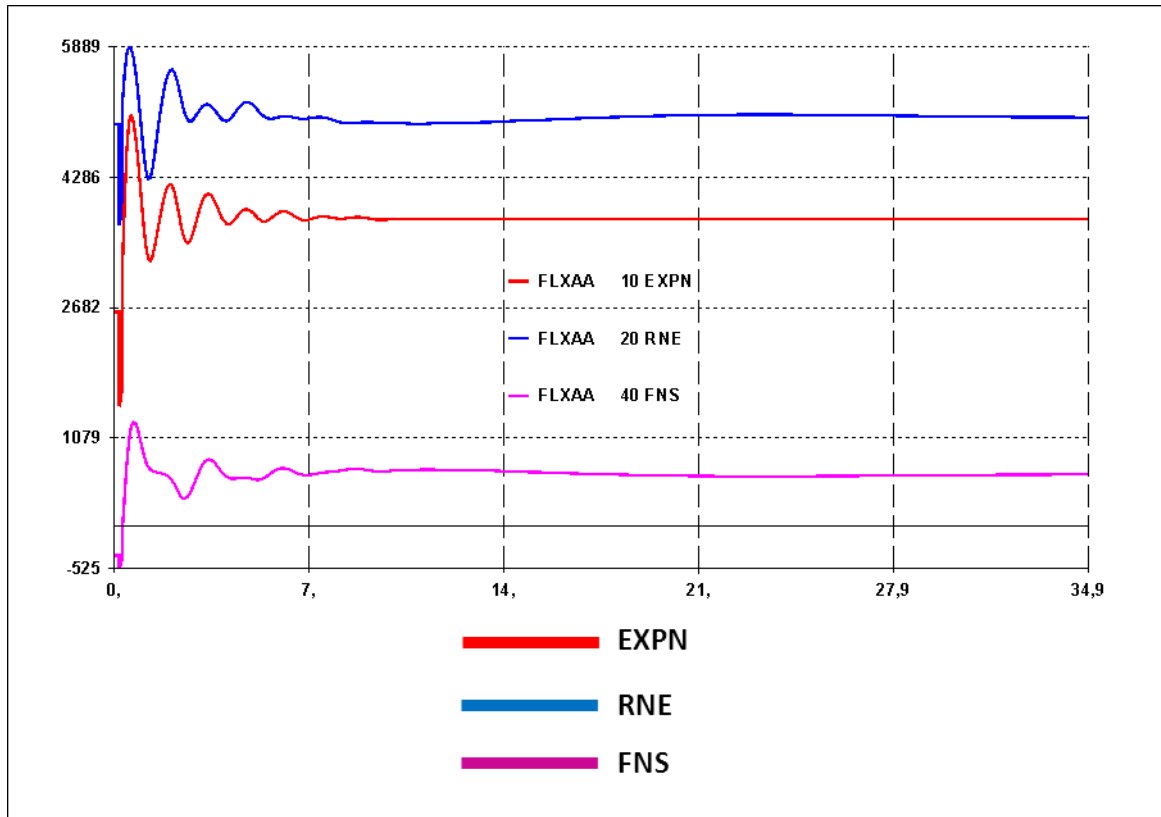


Figura 4-33 - Fluxos nas interligações na perda da LT 500 kV Tucuruí - Xingú C1 e C2

Nessas condições, não é necessário um ECE para cortar máquinas na UHE de Tucuruí porque não houve violações nos circuitos das interligações regionais. Para as demais máquinas do SIN, o efeito dessa contingência dupla é a redução da potência elétrica gerada, como pode ser visto através do exemplo de Itaipú, mostrado na figura 4-34.

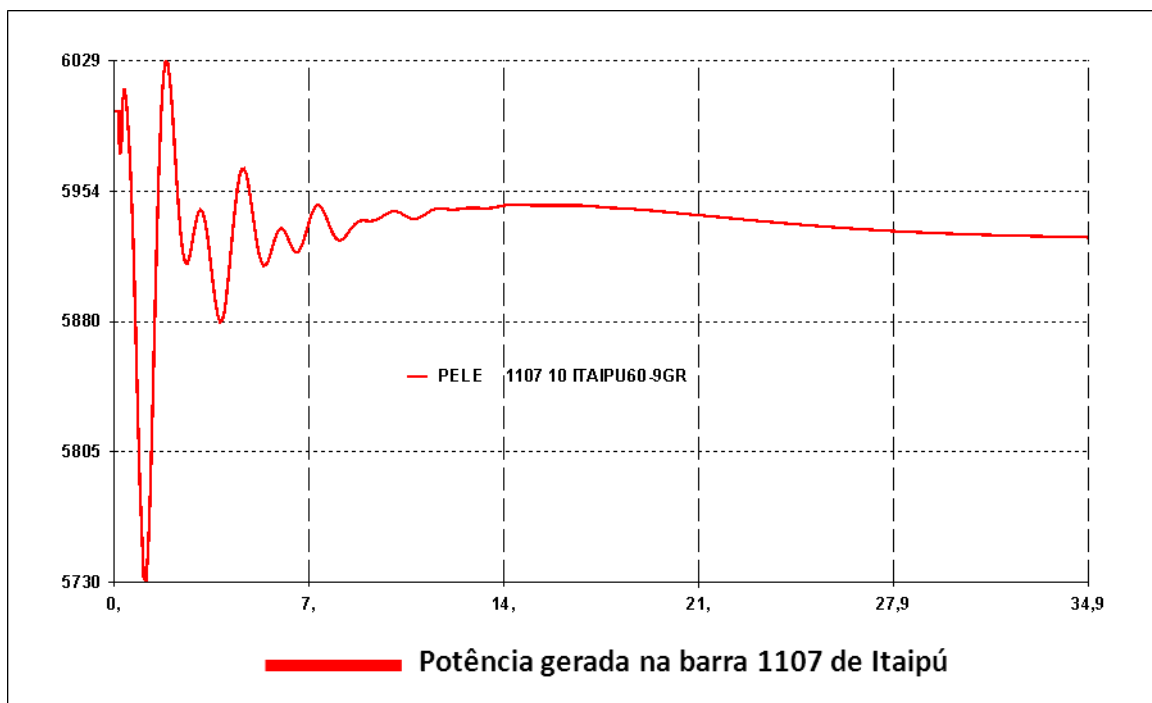


Figura 4-34 - Geração em Itaipú 60 Hz na perda da LT 500 kV Tucuruí - Xingú C1 e C2

Para o segundo cenário de estudo, de exportação da Região Norte para a Região Sudeste, este fluxo também é redirecionado quase integralmente para a Região Sudeste, através da interligação Norte-Sul. Entretanto, devido ao carregamento máximo dessa interligação, este redirecionamento será responsável por uma sobrecarga da ordem de 20% em todos os três circuitos da interligação e, por consequência, também pela redução das tensões nas subestações de 500 kV: Gurupi, Peixe, Serra da Mesa, Serra da Mesa 2, Itumbiara, entre outras próximas. Ainda devido a essa sobrecarga, a proteção da interligação Norte-Sul atua abrindo os três circuitos, tornando o cenário instável.

A figura 4-35 ilustra o afundamento de tensão no barramento de 500 kV da SE Serra da Mesa, resultante dos efeitos citados acima.

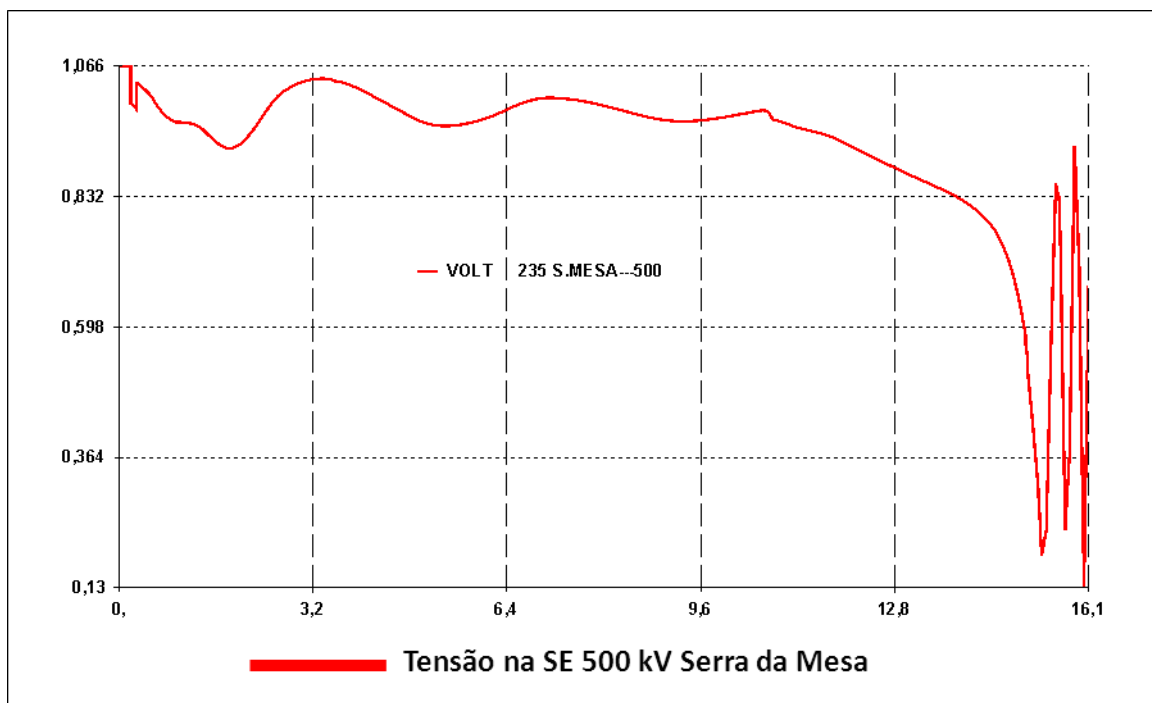


Figura 4-35 - Tensão na SE Serra da Mesa na perda da LT 500 kV Tucuruí - Xingú C1 e C2

Logo, torna-se necessário o corte de máquinas, principalmente na UHE de Tucuruí, de forma automática quando dessa abertura dupla, através de um ECE, semelhante ao existente nas contingências mais severas apresentadas, trazendo o carregamento da interligação Norte-Sul para os seus valores admissíveis, e exercendo, também, o controle de tensão nas barras afetadas pela abertura.

Para que o fluxo na interligação Norte-Sul retorne a um valor inferior a 4100 MW, é necessário cortar automaticamente quatro máquinas na UHE de Tucuruí. A figura 4-36 apresenta em vermelho o FNS sem corte de máquinas, em rosa com o corte de duas máquinas, em azul o corte de três máquinas, e por fim, em preto o corte de quatro máquinas.

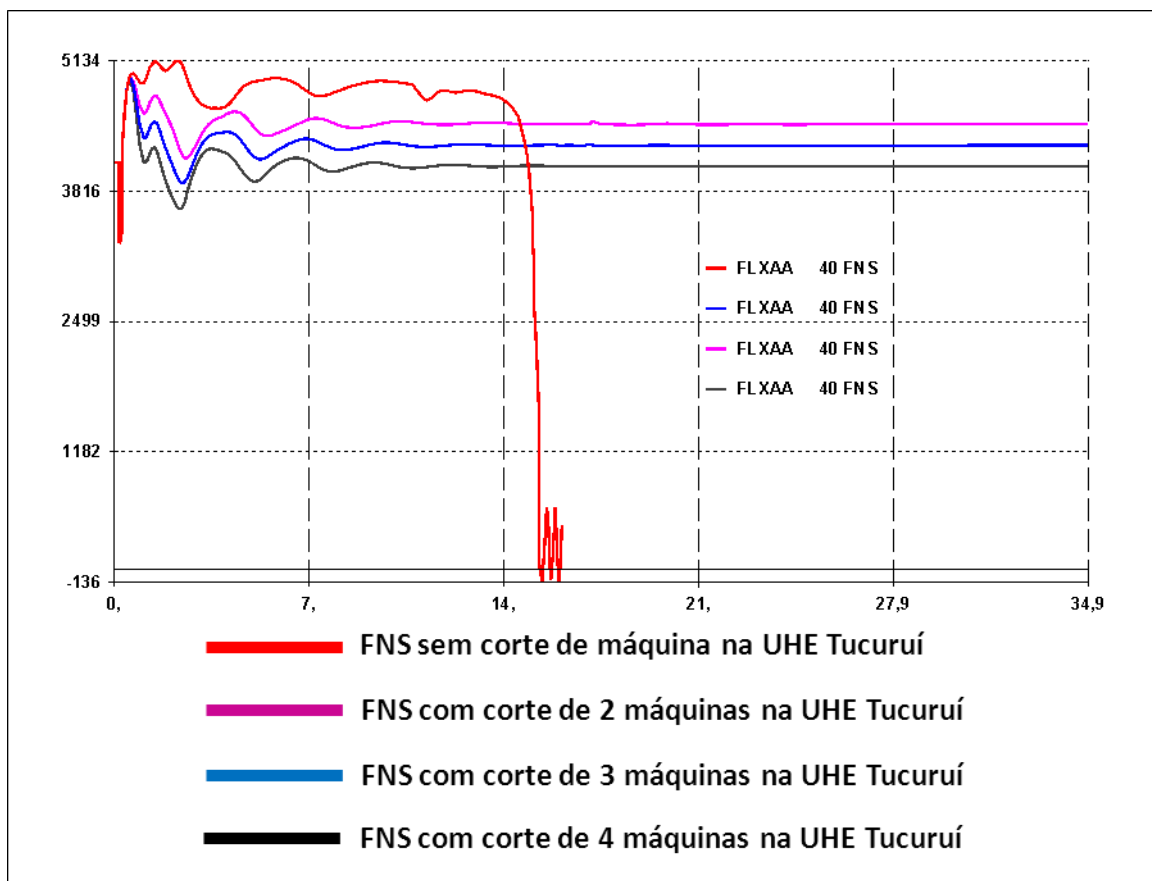


Figura 4-36 - Fluxo na interligação Norte-Sul na perda da LT 500 kV Tucuruí - Xingú C1 e C2

Observa-se que o corte de quatro máquinas reduz o fluxo na interligação Norte-Sul para um valor aceitável de regime permanente, trazendo esse fluxo para 4070 MW.

O restabelecimento da tensão no barramento de 500 kV da subestação de Serra da Mesa pode ser visto na figura 4-37.

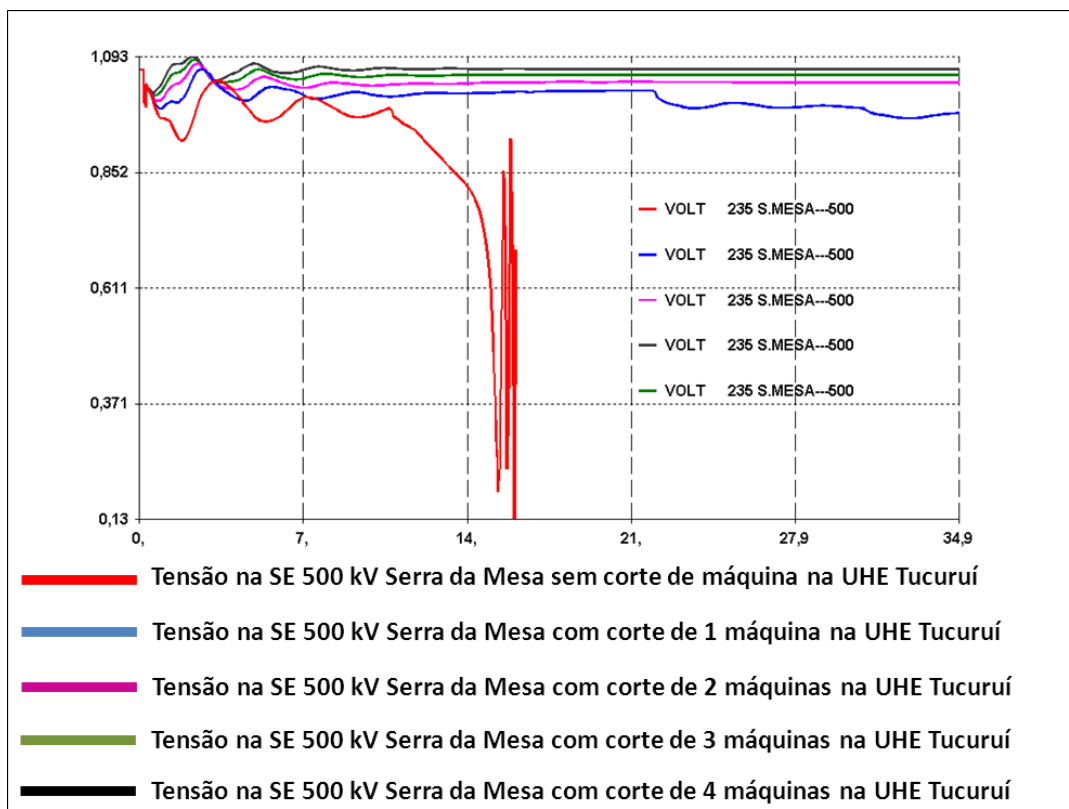


Figura 4-37 - Tensão no barramento de 500 kV da SE Serra da Mesa na perda da LT 500 kV Tucuruí - Xingú C1 e C2

Outro aspecto a ser analisado é o comportamento dos sistemas de Manaus e de Amapá na perda dos dois circuitos da LT 500 kV Tucuruí – Xingú para ambos os cenários apresentados anteriormente. Nessa perda dupla, deve-se prosseguir com o ilhamento desses dois sistemas.

A demanda energética da área Manaus, prevista para 2013, em carga pesada, é da ordem de 1200 MW, entretanto, sua geração máxima é da ordem de 900 MW, sendo 650 MW através de usinas térmicas e 250 MW através da UHE Balbina. De forma semelhante, a área Amapá tem demanda prevista da ordem de 200 MW e geração máxima de 78 MW através da UHE Coaracy Nunes. As figuras 4-38 e 4-39 mostram o decaimento da frequência na UHE Balbina e a tensão no barramento de 69 kV da SE Manaus, respectivamente, na perda dupla da interligação.

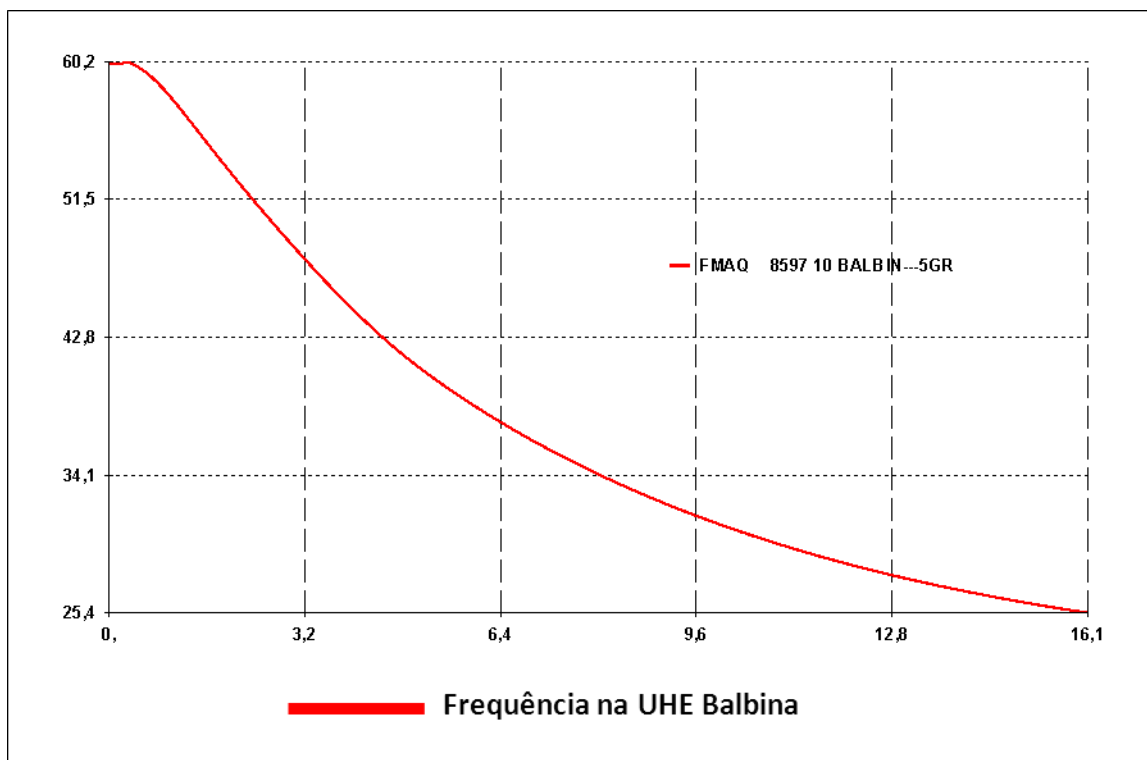


Figura 4-38 - Frequência na UHE Balbina na perda da LT 500 kV Tucuruí - Xingú C1 e C2

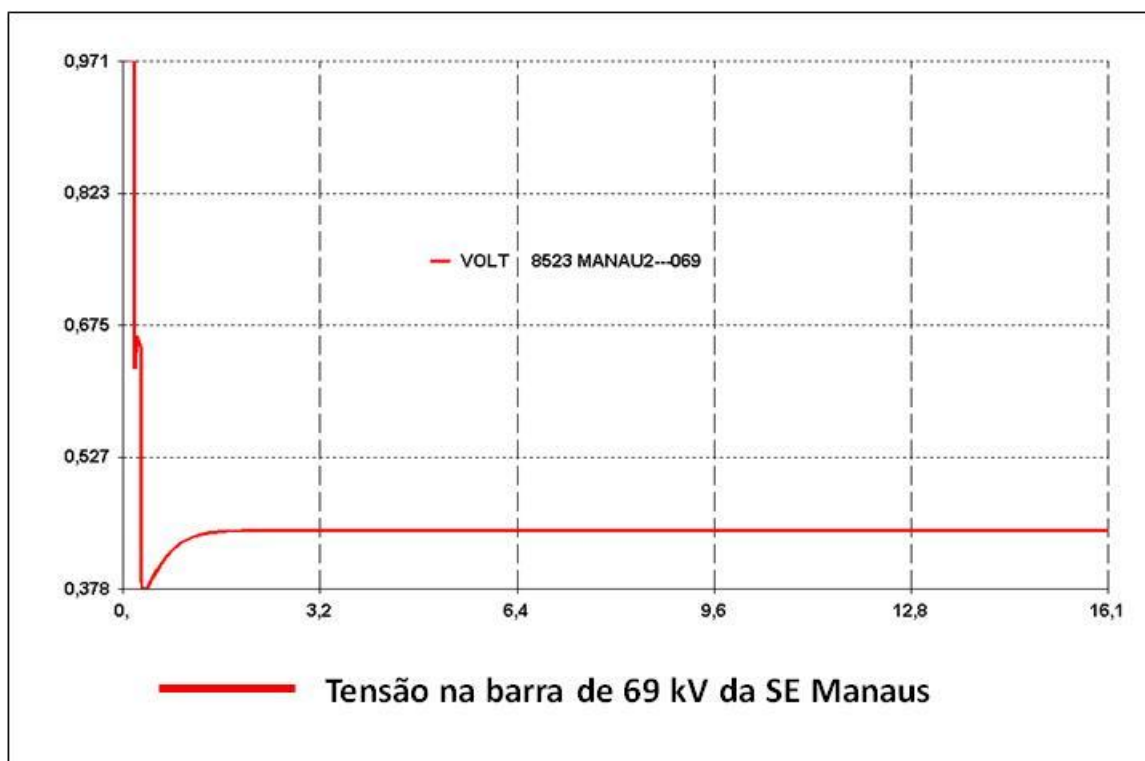


Figura 4-39 - Tensão na barra de 69 kV da SE Manaus na perda da LT 500 kV Tucuruí - Xingú C1 e C2

Assim, para ambos os cenários apresentados, é importante observar a necessidade, nessa contingência, de um esquema regional de alívio de carga, ERAC, para as áreas Manaus e Amapá que seja capaz de cortar cargas não-prioritárias,

mantendo a frequência e a tensão dessas áreas dentro dos critérios mostrados no início do capítulo. [17]

4.5 Conclusão

A análise de estabilidade eletromecânica para as contingências simples dos dois cenários estudados não apresentou nenhuma violação dos critérios apresentados para tensão, carregamento ou frequência. A importância da atuação dos esquemas de controle de emergência, e da modelagem completa das máquinas, foi verificada nos resultados das simulações dinâmicas, onde não foram encontradas as violações apontadas na análise em regime permanente.

Em ambos os cenários de estudo, foi possível notar que a ordem de severidade das contingências, estabelecida em regime permanente, foi mantida, reduzindo assim, a necessidade de analisar todas as contingências possíveis pelos métodos dinâmicos.

Para o primeiro cenário de estudo, não foi observada a violação do critério angular na contingência da LT 500 kV Tucuruí – Marabá C2, que, antes da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, era considerada como um dos fatores limitantes ao máximo recebimento da Região Nordeste.

Os esquemas de controle de emergência tiveram importância principalmente no segundo cenário de estudo. A abertura da interligação Norte-Sul poderia ser provocada em função das sobrecargas observadas nos circuitos remanescentes, entretanto, o ECE foi capaz de conduzir o SIN, de forma automática, a um ponto de operação aceitável.

A perda dupla dos dois circuitos da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, no trecho entre as subestações de Tucuruí e Xingú, foi a contingência mais severa estudada neste trabalho. Foram levantadas medidas capazes de reduzir automaticamente os seus efeitos, tanto para os sistemas de Macapá e Manaus quanto para o restante do SIN.

5 Conclusão final e trabalhos futuros

5.1 Conclusão final

As referências teóricas apresentadas no início desse estudo foram fundamentais tanto em regime permanente quanto na análise de estabilidade eletromecânica. Para realizar essas análises, foram criados dois cenários de estudo: um de máxima exportação da Região Norte para a Região Nordeste, objetivando estudar o máximo recebimento da Região Nordeste, e outro também de máxima exportação da Região Nordeste como ênfase para a Região Sudeste, objetivando estudar o fluxo na interligação Norte-Sul.

Em regime permanente, foram analisados os dois cenários citados, ambos em carga pesada em rede completa. Também foram estudadas as contingências de todas as linhas de transmissão de 500 kV entre os sistemas das Regiões Norte, Nordeste e Sudeste. Para a interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, além dos circuitos de 500 kV, foram estudados os principais circuitos de 230 kV e os principais transformadores. As violações de tensão e de carregamento foram registradas, de forma a classificar essas contingências, objetivando estudar as mais severas através da metodologia completa no estudo de estabilidade.

O estudo de estabilidade eletromecânica foi responsável por apresentar os resultados através da modelagem completa do SIN. Para o primeiro cenário de estudo foram mostradas as contingências das linhas de transmissão de 500 kV: Serra da Mesa 2 – Bom Jesus da Lapa C1, Imperatriz – Presidente Dutra C2, Açailândia – Presidente Dutra C1, Colinas – Ribeiro Gonçalves C2 e Tucuruí – Marabá C2; e para o segundo cenário de estudo: Peixe - Serra da Mesa 2 C1, Gurupi - Serra da Mesa C2, Gurupi - Peixe C1, Miracema - Gurupi C3 e Colinas – Miracema C3.

Não foi observada nenhuma violação dos critérios apresentados para tensão, carregamento e frequência. Foram mostrados os efeitos dos esquemas de controle de emergência através do corte de máquinas nas UHEs de Tucuruí, Lajeado e Peixe Angical.

Não foi observada a violação do critério angular na contingência da LT 500 kV Tucuruí – Marabá C2, considerada como um dos fatores limitantes ao máximo recebimento da Região Nordeste. [15] Com a entrada em operação da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, o carregamento dos quatro circuitos entre as subestações de

500 kV de Tucuruí e Marabá é reduzindo de acordo com o patamar de carga. Assim, a abertura angular entre os sistemas das Regiões Norte e Nordeste também é menor, passando a não violar o critério apresentado.

O estudo da perda dupla dos dois circuitos da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus no trecho entre as subestações de 500 kV de Tucuruí e Xingú mostrou a necessidade de um esquema de alívio de carga, ERAC, nos sistemas de Macapá e Manaus, e de um ECE para o restante do SIN, evitando o afundamento de tensão nas subestações: Gurupi, Peixe, Serra da Mesa, Serra da Mesa 2, Itumbiara, entre outras próximas, causado inicialmente pela elevada sobrecarga e posteriormente pela abertura dos três circuitos da interligação Norte-Sul.

Ao final deste trabalho, foi possível mostrar que a interligação Tucuruí-Macapá-Manaus interfere diretamente no SIN através da redução da exportação de energia da Região Norte. Mesmo com essa redução, foi possível manter os limites de intercâmbio entre as Regiões Norte, Nordeste e Sudeste, onde se destacam: o recebimento máximo da Região Nordeste da ordem de 5000 MW, alcançado com a entrada em operação do segundo circuito da LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí e o fluxo máximo na interligação Norte-Sul em 4100 MW, em função dos capacitores série dessa interligação.

5.2 Trabalhos futuros

Como sugestão de trabalhos futuros, tem-se:

- a) O estudo de todas as contingências do sistema de 500 kV entre as Regiões Norte, Nordeste e Sudeste em outros patamares de carga;
- b) O levantamento da modelagem completa de todas as máquinas dos sistemas de Macapá e de Manaus;
- c) definição aprofundada dos estágios do esquema de alívio de carga, ERAC, para essas áreas;

Bibliografia

1. **Leão, Ruth Pastôra Saraiva, Ph.D.** Departamento de Engenharia Elétrica - Universidade Federal do Ceará. *GTD – Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica*. [Online] 2009. www.dee.ufc.br/~rleao.
2. **Grainger, John J. e Stevenson Jr., William D.** *Power System Analysis*. s.l. : McGraw-Hill Book Co., 1994.
3. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. **Monticelli, Alcir J.** São Paulo : Edgar Blücher, 1983.
4. **Borges, Carmem Lucia Tancredo.** *Análise de Sistemas de Potência*. 2005.
5. **Taranto, Glaucio Nery.** *Dinâmica e Controle de Sistemas de Potência*. 2010.
6. **Costa, Antônio Simões.** *Dinâmica e Controle de Sistema Elétricos de Potência* . 2002.
7. **GESis - Grupo de Engenharia de Sistemas - UNIFEI.** *Conceitos Básicos de Estabilidade*. Itajuba : s.n., 2007.
8. **Kundur, Prabha.** Definition and Classification of Power System Stability. *IEEE Transactions on Power Systems*. May, 2004, Vol. 19.
9. **Guimarães, Geraldo Caixeta.** *Dinâmica da Geração - FEELT - UFU*. Uberlândia : s.n., 2009.
10. CCEE - Histórico do Setor Elétrico Brasileiro. [Online] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. [Citado em: 10 de Junho de 2010.] <http://www.ccee.org.br>.
11. [Online] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. [Citado em: 15 de Junho de 2010.] <http://www.ons.org.br>.
12. **ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico.** Procedimentos de Rede. 2009. Revisão 1.0.
13. **MME - Ministério de Minas e Energia.** PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia 2010-2019. 2010.
14. **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. IBGE.** [Online] [Citado em: 05 de Agosto de 2010.] www.ibge.gov.br.
15. **ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico.** Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN - PEL - JAN/2010 a ABR/2011. 2009.
16. *T&C Amazônia*. **Doile, Gabriel Nasser Doyle de e Nascimento, Rodrigo Limp.** 2010, Vol. 18.

17. **ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico.** Estudo da Interligação Tucuruí - Macapá - Manaus - Ano 2012. 2009.
18. —. *Estudos pré-operacionais para a entrada em operação do 2º circuito 500 kV da LT Colinas - R. Gonçalves - S. J. do Piauí e da LT 500 kV da LT S. J. do Piauí - Milagres.* 2010. Volume X - Limites de Intercâmbio - Rede completa.
19. —. *Banco de dados de sistemas especiais de proteção.*
20. —. *Controladores lógicos programáveis para as interligações N/NE e SE/NE e sistema de 500 kV associado à UHE Serra da Mesa.* 2010. RE 3/088/2010.

Anexo A – Método Newton-Raphson multivariável

Em análise numérica, o método de Newton-Raphson tem o objetivo de estimar as raízes de uma função. Para isso, toma-se um ponto qualquer da função, calcula-se a equação da reta tangente da função nesse ponto utilizando a derivada da função nesse mesmo ponto, calcula-se o ponto interceptado pela tangente no eixo das abcissas, calcula-se o valor da função nesse ponto, e repete-se o processo, que deve tender a uma das raízes da função rapidamente, ou não tender a nada, deixando isso claro logo. Em notação matemática:

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)}$$

Aplicando este método ao subsistema 1 definido anteriormente no estudo do fluxo de potência, determinam-se os resíduos de potência (Power mismatches)

$$\begin{aligned}\Delta P_k &= P_k^{(especificado)} - P_k^{(calculado)}, \text{ onde } k \in \{PQ, PV\} \\ \Delta Q_k &= Q_k^{(especificado)} - Q_k^{(calculado)}, \text{ onde } k \in \{PQ\}\end{aligned}$$

Buscam-se, com o método Newton-Raphson multivariável, as raízes para os resíduos de potência, de forma a aproximar os valores calculados dos valores especificados a cada iteração de acordo com os critérios de convergência adotados.

$$\begin{aligned}\Delta P_k &= 0, \text{ onde } k \in \{PQ, PV\} \\ \Delta Q_k &= 0, \text{ onde } k \in \{PQ\}\end{aligned}$$

Dimensionando as equações do sistema, tem-se a seguinte distribuição entre as numerações das barras:

Sistema com n barras	
Barras PQ	de 1 a l
Barras PV	de (l+1) a (n-1)
Barra Vθ	N

Descrevendo as etapas do método Newton-Raphson multivariável na solução do subsistema 1 do estudo do fluxo de potência:

- Vetor com os resíduos de potência

$$\underline{F} = [\Delta P_1 \ \Delta P_2 \ \dots \ \Delta P_{n-1} \ \Delta Q_1 \ \Delta Q_2 \ \dots \ \Delta Q_l]^t = \begin{bmatrix} \underline{\Delta P} \\ \underline{\Delta Q} \end{bmatrix}$$

- Vetor com as variáveis que desejamos encontrar

$$\underline{x} = [\theta_1 \ \theta_2 \ \dots \ \theta_{n-1} \ V_1 \ V_2 \ \dots \ V_l]^t = \begin{bmatrix} \underline{\theta} \\ \underline{V} \end{bmatrix}$$

- Sistema na forma matricial

$$\underline{F}(\underline{x}^{(i)}) = -J^{(i)}(\underline{x}^{(i)}) \times \underline{\Delta x}^{(i)}$$

ou de forma equivalente em

$$\begin{bmatrix} \underline{\Delta P} \\ \underline{\Delta Q} \end{bmatrix}^{(i)} = -J^{(i)}(\underline{x}^{(i)}) \times \begin{bmatrix} \underline{\Delta \theta} \\ \underline{\Delta V} \end{bmatrix}^{(i)}$$

Depois de resolver este sistema, atualiza-se o vetor $\underline{x}^{(i)}$ ou $\begin{bmatrix} \underline{\theta} \\ \underline{V} \end{bmatrix}^{(i)}$ de acordo

com a expressão:

$$\begin{bmatrix} \underline{\theta} \\ \underline{V} \end{bmatrix}^{(i+1)} = \begin{bmatrix} \underline{\theta} \\ \underline{V} \end{bmatrix}^{(i)} + \begin{bmatrix} \underline{\theta} \\ \underline{V} \end{bmatrix}^{(i)}$$

Matriz Jacobiana

$\frac{\partial P_1}{\partial \theta_1}$	$\frac{\partial P_1}{\partial \theta_2}$...	$\frac{\partial P_1}{\partial \theta_{n-1}}$	$\frac{\partial P_1}{\partial V_1}$	$\frac{\partial P_1}{\partial V_2}$...	$\frac{\partial P_1}{\partial V_l}$
$\frac{\partial P_2}{\partial \theta_1}$	$\frac{\partial P_2}{\partial \theta_2}$...	$\frac{\partial P_2}{\partial \theta_{n-1}}$	$\frac{\partial P_2}{\partial V_1}$	$\frac{\partial P_2}{\partial V_2}$...	$\frac{\partial P_2}{\partial V_l}$
...
$\frac{\partial P_{n-1}}{\partial \theta_1}$	$\frac{\partial P_{n-1}}{\partial \theta_2}$...	$\frac{\partial P_{n-1}}{\partial \theta_{n-1}}$	$\frac{\partial P_{n-1}}{\partial V_1}$	$\frac{\partial P_{n-1}}{\partial V_2}$...	$\frac{\partial P_{n-1}}{\partial V_l}$

$\frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1}$	$\frac{\partial Q_1}{\partial \theta_2}$...	$\frac{\partial Q_1}{\partial \theta_{n-1}}$	$\frac{\partial Q_1}{\partial V_1}$	$\frac{\partial Q_1}{\partial V_2}$...	$\frac{\partial Q_1}{\partial V_l}$
$\frac{\partial Q_2}{\partial \theta_1}$	$\frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2}$...	$\frac{\partial Q_2}{\partial \theta_{n-1}}$	$\frac{\partial Q_2}{\partial V_1}$	$\frac{\partial Q_2}{\partial V_2}$...	$\frac{\partial Q_2}{\partial V_l}$
...
$\frac{\partial Q_l}{\partial \theta_1}$	$\frac{\partial Q_l}{\partial \theta_2}$...	$\frac{\partial Q_l}{\partial \theta_{n-1}}$	$\frac{\partial Q_l}{\partial V_1}$	$\frac{\partial Q_l}{\partial V_2}$...	$\frac{\partial Q_l}{\partial V_l}$

- Elementos das submatrizes do Jacobiano

Submatrizes do Jacobiano
$H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k \times V_m \times \{G_{km} \times \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \times \text{cos}(\theta_{km})\}$
$H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = V_k^2 \times B_{kk} - V_k \times \left[\sum_{m \in k} V_m \times \{G_{km} \times \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \times \text{cos}(\theta_{km})\} \right]$
$N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k \times \{G_{km} \times \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \times \text{sen}(\theta_{km})\}$
$N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k \times G_{kk} + \left[\sum_{m \in k} V_m \times \{G_{km} \times \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \times \text{sen}(\theta_{km})\} \right]$
$M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k \times V_m \times \{G_{km} \times \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \times \text{sen}(\theta_{km})\}$
$M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -V_k^2 \times G_{kk} - V_k \times \left[\sum_{m \in k} V_m \times \{G_{km} \times \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \times \text{sen}(\theta_{km})\} \right]$
$L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k \times \{G_{km} \times \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \times \text{cos}(\theta_{km})\}$
$L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -V_k \times B_{kk} + \left[\sum_{m \in k} V_m \times \{G_{km} \times \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \times \text{cos}(\theta_{km})\} \right]$

Estrutura do Jacobiano:

- Os elementos fora da diagonal principal correspondentes a barras não diretamente conectadas são nulos, ou seja, o jacobiano é altamente esparsa.
- As matrizes H, N, M, L têm estrutura semelhante à da matriz YBARRA, exceto pelas linhas e pelas colunas não representadas. Se todas as barras forem PQ, a estrutura do jacobiano será semelhante a estrutura de Y_{barras}, e as submatrizes (H, M, N, L) são quadradas.
- As matrizes H, N, M, L são simétricas em estrutura. Se existe H₁₂ existe H₂₁, no caso de matriz quadrada.

- O jacobiano é assimétrico em valores, assim como H, M, N, L, porém são simétricos em estrutura, isto é, em relação a posição dos zeros, pois $\sin(\theta_{km}) = -\sin(\theta_{mk})$ e $\cos(\theta_{km}) = \cos(\theta_{mk})$.

Sistema com n barras	
H	(n-1)x(n-1)
M	(l)x(n-1)
N	(n-1)x(l)
L	(l)x(l)

Expressões do fluxo de potência nos diversos ramos e shunts

Expressões para o fluxo de potência em uma linha longa, considerando o sentido da barra “k” para a barra “m”
$\dot{S}_{km} = \dot{V}_k \times \dot{I}_{km}^*$ $\dot{S}_{km} = g_{km} \times V_k^2 - jb_{km} \times V_k^2 - jb_{shunt} \times V_k^2 - (g_{km} - jb_{km}) \times V_k \times V_m \angle(\theta_{km})$
$P_{km} = g_{km} \times V_k^2 - g_{km} \times V_k \times V_m \times \cos(\theta_{km}) + b_{km} \times V_k \times V_m \times \sin(\theta_{km})$
$Q_{km} = -(b_{km} + b_{shunt}) \times V_k^2 - g_{km} \times V_k \times V_m \times \sin(\theta_{km}) + b_{km} \times V_k \times V_m \times \cos(\theta_{km})$
Expressões para o fluxo de potência em uma linha longa, Considerando agora o sentido inverso, da barra “m” para a barra “k”
$\dot{S}_{mk} = \dot{V}_m \times \dot{I}_{mk}^*$ $\dot{S}_{mk} = g_{km} \times V_m^2 - jb_{km} \times V_m^2 - jb_{shunt} \times V_m^2 - (g_{km} - jb_{km}) \times V_k \times V_m \angle(\theta_m - \theta_k)$
$P_{mk} = g_{km} \times V_m^2 - g_{km} \times V_k \times V_m \times \cos(\theta_{mk}) + b_{km} \times V_k \times V_m \times \sin(\theta_{mk})$
$Q_{mk} = -(b_{km} + b_{shunt}) \times V_m^2 - g_{km} \times V_k \times V_m \times \sin(\theta_{mk}) + b_{km} \times V_k \times V_m \times \cos(\theta_{mk})$

- Perdas ativas em linhas longas

$$P_{perdas} = P_{km} + P_{mk} = g_{km} \times V_k^2 + g_{km} \times V_m^2 - 2 \times g_{km} \times V_k \times V_m \times \cos(\theta_m - \theta_k)$$

- “Perdas” reativas em linhas longas

$$\begin{aligned}
Q_{perdas} &= Q_{km} + Q_{mk} \\
&= b_{km} \times (-V_k^2 + 2 \times V_k \times V_m \times \cos(\theta_k - \theta_m) - V_m^2) - b_{shunt} \times V_k^2 \\
&\quad - b_{shunt} \times V_m^2
\end{aligned}$$