

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 788

**METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DA MARGEM
DE ESTABILIDADE DE TENSÃO SOB A
PERSPECTIVA DA EXPANSÃO E DA OPERAÇÃO
DE SISTEMAS DE POTÊNCIA**

Sandro Yohasner Chavarria Condega

DATA DA DEFESA: 18/07/2013

Universidade Federal de Minas Gerais

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DA MARGEM DE
ESTABILIDADE DE TENSÃO SOB A PERSPECTIVA DA
EXPANSÃO E DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA**

Sandro Yohasner Chavarria Condega

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Maria Helena Murta Vale

Belo Horizonte - MG

Julho de 2013

"Metodologia para Determinação da Margem de Estabilidade de Tensão sob a Perspectiva da Expansão e da Operação de Sistemas de Potência"

Sandro Yohasner Chavarria Condega

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 18 de julho de 2013.

Por:

Maria Helena Murta Vale

**Prof. Dr. Maria Helena Murta Vale
DEE (UFMG) - Orientadora**

Seleme Isaac Seleme Júnior

**Prof. Dr. Seleme Isaac Seleme Júnior
DELT (UFMG)**

Fabício Silveira Chaves

**Dr. Fabrício Silveira Chaves
LRC (UFMG)**

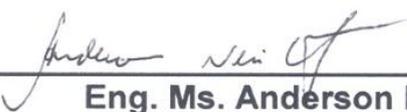
"Metodologia para Determinação da Margem de Estabilidade de Tensão sob a Perspectiva da Expansão e da Operação de Sistemas de Potência"

Sandro Yohasner Chavarria Condega

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 18 de julho de 2013.

Convidado especial


Eng. Ms. Anderson Neves Cortez
DDC (CEMIG) - Convidado

DEDICATÓRIA

*A Deus pela sabedoria e a minha família,
especialmente a minha mãe
Maria Condega Villagra*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus por iluminar meu caminho e permitir chegar à conclusão deste trabalho.

A minha mãe Maria Condega Villagra, que mesmo longe soube me aconselhar e me dar seu apoio incondicional.

Aos meus colegas de mestrado do LRC pelo compartilhamento de conhecimento técnico e científico, além das discussões “filosóficas” durante o desenvolvimento desta pesquisa.

À UFMG e ao PPGEE pela oportunidade de fazer parte do programa de pós – graduação de uma das melhores universidades do Brasil, e ao CNPq pelo apoio através da bolsa de estudos.

Ao professor Seleme Isaac pela grande ajuda e apoio durante o caminho que me trouxe até o final desta aspiração pessoal.

E muito especialmente à minha orientadora, professora Maria Helena, pela sua orientação e otimismo, assim como pelos seus ensinamentos que transcenderão fronteiras.

RESUMO

A perda de Estabilidade de Tensão nos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) é um fenômeno que deve ser evitado ao máximo devido aos graves efeitos que traz para o sistema, como, por exemplo, grandes desligamentos da rede elétrica. Sendo assim, a instabilidade de tensão deve ser analisada desde as etapas iniciais de planejamento, por meio da adoção de Margens de Estabilidade de Tensão que garantam a operação segura do SEP. A determinação de margens apropriadas para as diversas atividades realizadas no SEP não constitui tarefa trivial, motivando o desenvolvimento desta dissertação.

Este trabalho tem como *objetivo* propor uma metodologia que permita determinar as Margens de Estabilidade de Tensão a serem adotadas nas etapas de Planejamento da Expansão e da Operação dos SEP. Tal proposta se baseia na identificação dos parâmetros que afetam de forma decisiva o valor das margens e em uma análise de sensibilidade que pondera o impacto da incerteza destes parâmetros na sua composição.

Da forma como foi estruturada, a proposta feita nesta dissertação abrange as particularidades das atividades de Expansão e Operação dos SEP e se constitui em uma ferramenta de análise para a identificação da margem de estabilidade de tensão de forma mais apurada. Adicionalmente, permite que os planejadores tenham maior sensibilidade sobre o comportamento do sistema elétrico no que concerne à estabilidade de tensão.

ABSTRACT

Voltage Instability in Electrical Power Systems (EPS) is a phenomenon that should be avoided due to the serious effects that it brings to the system, as, for example, large network outages. It should be considered from the early stages of planning tasks by the adoption of Voltage Stability Margins to ensure EPS safe operation. The determination of appropriate margins for the various activities carried out in the EPS is not a trivial task.

This work proposes a methodology to determine appropriate Voltage Stability Margins to be adopted in the Expansion and Operational Planning of the EPS. This proposal is based on the identification of parameters that decisively affect the value of these margins. It carries out a sensitivity analysis that establishes weighting factors to consider the impact of the uncertainty related to these parameters on the composition of the margin value.

The proposal made in this dissertation takes into account the particularities of the Expansion and Operation activities providing an analysis tool to assist planners in the identification of a more accurate voltage margin. Additionally, it allows them getting a better understanding about electrical system behavior regarding voltage instability phenomenon.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	10
2. CONCEITOS BÁSICOS E FUNDAMENTOS TEÓRICOS	14
2.1. Considerações Iniciais.....	14
2.2. Estabilidade de Tensão – Conceitos Básicos.....	14
2.2.1. Teorema da Máxima Transferência de Potência	16
2.2.2. Curva PV e Margem de Estabilidade de Tensão.....	19
2.3. Atividade de Expansão dos Sistemas Elétricos de Potência	20
2.4. Atividade de Operação dos Sistemas Elétricos de Potência.....	22
2.5. Estados Operativos dos Sistemas Elétricos de Potência	23
2.5.1. Descrição dos Estados Operativos	24
2.5.2. Considerações sobre a Análise de Contingências e a Margem de Estabilidade de Tensão	26
2.6. Considerações Finais.....	26
3. CARACTERIZAÇÃO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO	28
3.1. Considerações Iniciais.....	28
3.2. Margem de Estabilidade de Tensão – Definições.....	28
3.2.1. Breve Histórico	28
3.2.2. Margem de Estabilidade de Tensão e Margem de Segurança de Tensão	32
3.3. MST na Expansão e na Operação dos SEP	34
3.4. Fatores que Afetam o Valor da Margem de Estabilidade de Tensão	35
3.4.1. Identificação dos Fatores de Interesse	35
3.4.2. Descrição dos Fatores de Interesse Selecionados	37
3.5. Considerações Finais.....	42
4. PROPOSTA PARA CÁLCULO DA MARGEM DE SEGURANÇA DE TENSÃO	43
4.1. Considerações Iniciais.....	43
4.2. Caracterização do Sistema Elétrico Adotado nas Análises	43
4.3. Análise do Impacto da Incerteza do Fator de Potência na Determinação de Pmax	45
4.3.1. Etapa 1 - Cálculo da Pmax para Todas as Barras de Carga.....	45
4.3.2. Etapa 2 - Regressão Linear da Pmax com Relação ao Ângulo (θ) para Todas as Barras de Carga	48
4.3.3. Etapa 3 - Cálculo da Pmax de Todas as Barras de Carga Utilizando a Reta de Regressão Estimada	51
4.3.4. Etapa 4 - Análise do Impacto da Incerteza do Fator de Potência na Pmax das Barras de Carga	53
4.3.5. Análise da Variação do Fator de Potência no Sistema Exemplo	57

4.3.6. A Incerteza do Fator de Potência e a MST	59
4.4. Análise do Impacto da Variação do Despacho da Geração na Pmax das Barras de Carga	60
4.4.1. Etapa 1 - Montagem dos Casos Base	60
4.4.2. Etapa 2 - Aumento das Potências nas Barras de Carga e Despacho dos Geradores	61
4.4.3. Etapa 3 - Cálculo das Potências Máximas	65
4.4.4. Etapa 4 - Cenários de Despacho.....	68
4.4.5. A Variação do Despacho dos Geradores e a MST	68
4.5. Análises Complementares	69
4.5.1. Influência do Erro de Previsão de Demanda na Pmax das Barras de Carga	69
4.5.2. Influência da Análise de Contingências na MST.....	73
4.5.3. Influência das Incertezas das Obras Planejadas na Pmax das Barras de Carga	74
4.6. Cálculo da Margem de Segurança de Tensão - Proposta	75
4.6.1. Pesquisas de Base	75
4.6.2. Proposta de Cálculo da MST	77
4.7. Considerações Finais.....	79
5. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA.....	81
5.1. Considerações Iniciais.....	81
5.2. Caracterização do Sistema Adotado para Aplicação da Proposta.....	81
5.3. Condições para a Aplicação da Metodologia Proposta	85
5.4. Análise do Impacto da Incerteza do Fator de Potência.....	86
5.5. Análise da Variação do Despacho de Geração	88
5.6. Cálculo da Margem de Segurança de Tensão.....	91
5.7. Considerações Finais.....	92
6. CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE DO TRABALHO	93
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	95
ANEXO A – PROCESSO DE REGRESSÃO LINEAR.....	99
ANEXO B – RESULTADOS DA APLICAÇÃO DA PROPOSTA.....	105

LISTA DE FIGURAS

Figura 2. 1. Sistema de Duas Barras. Fonte: [Leal13].....	16
Figura 2. 2. Evolução das Relações P_c/P_{max} , V/E e I_2/I_{cc} . Fonte: [Silva10].....	18
Figura 2. 3. Exemplo de Curva PV. Fonte: [Vale12b].....	19
Figura 2. 4. Etapas da Atividade de Expansão Elétrica dos Sistemas de Potência. Fonte: [Menezes07].....	21
Figura 2. 5. Etapas da Atividade de Operação dos Sistemas Elétricos de Potência.....	23
Figura 3. 1. Margem de Estabilidade de Tensão segundo o WECC. Fonte: [Abed98]	30
Figura 3. 2. Formas de Representação da Margem de Estabilidade de Tensão. Fontes: [Bedoya06], [Kazemi08] e [Morison04].....	32
Figura 3. 3. Identificação da MET e MST sobre uma Curva PV. Fonte: [Vale12b].....	33
Figura 3. 4. Efeito do Fator de Potência sobre o Ponto de MTP. Fonte: [Silva10].....	40
Figura 4. 1. Diagrama Unifilar do Sistema Exemplo	44
Figura 4. 2. Gráfico de Dispersão da Potência Máxima vs. Ângulo (θ) – Sistema Exemplo	49
Figura 4. 3. Gráfico de Dispersão da Potência Máxima vs. Ângulo (θ) com Retas de Regressão ..	49
Figura 4. 4. Potência Máxima Linearizada vs. Ângulo (θ).....	52
Figura 4. 5. Curva PV Mostrando os Aumentos de Carga	62
Figura 4. 6. Curva PV e Variação da Carga	70
Figura 4. 7. Curva PV da Barra 4 (1), da Barra 5 (2) e da Barra 6 (3).....	72
Figura 4. 8. Curva PV com os Estados Operativos do Sistema Delimitados pela <i>MST-contingência</i>	73
Figura 4. 9. Relação entre a MST e a <i>MST-contingência</i>	74
Figura 5. 1. Topologia do Sistema IEEE-30b. Fonte: [UW13]	82
Figura A. 1. Diagrama de Dispersão com Reta de Regressão. Fonte: [Gorgas13].....	100
Figura A. 2. Distância entre os Valores Originais e os Valores Dados pela Reta de Regressão. Fonte: [Gorgas13].....	101
Figura B. 1. Gráfico de Dispersão da Potência Máxima vs. Ângulo (θ) – Sistema IEEE-30b.....	109
Figura B. 2. Exemplo do Resultado da Linearização em Algumas Barras de Carga do Sistema ..	110

LISTA DE TABELAS

Tabela 3. 1. Níveis de Performance de Estabilidade de Tensão segundo WECC. Fonte: [Abed98].....	31
Tabela 3. 2. Fatores que Afetam a Margem.....	36
Tabela 3. 3. Estatística das Datas de Tendência vs. Datas do Ato Legal. Fonte: [CMSE12]	38
Tabela 4. 1. Dados das Barras do Sistema.....	44
Tabela 4. 2. Dados das Linhas do Sistema.....	44
Tabela 4. 3. Potência Reativa para Diferentes Fatores de Potência	47
Tabela 4. 4. Potência Máxima das Barras de Carga para Diferentes Fatores de Potência	48
Tabela 4. 5. Equações da Reta de Regressão	50
Tabela 4. 6. Dados Correspondentes à Regressão Linear	50
Tabela 4. 7. Equações da Potência Máxima Linearizada.....	52
Tabela 4. 8. Potência Máxima Linearizada das Barras de Carga para Diferentes Fatores de Potência	53
Tabela 4. 9. Referência do Impacto da Incerteza do Fator de Potência na Pmax.....	55
Tabela 4. 10. Fatores de Aumento/Diminuição para as Barras de Carga do Sistema Exemplo....	58
Tabela 4. 11. Exemplo de Mudança de Referência para o Cálculo do FAD	58
Tabela 4. 12. Valores de Pmax Calculados pela Linearização e pelo FAD	59
Tabela 4. 13. Casos Base do Despacho da Geração para o Sistema Exemplo	61
Tabela 4. 14. Tipos de Geradores Presentes no Sistema Exemplo	61
Tabela 4. 15. Fatores de Participação Utilizados nas Análises.....	64
Tabela 4. 16. Exemplo de Cálculo Utilizando Fator de Participação Total de 10%.....	64
Tabela 4. 17. Potências Máximas nas Barras de Carga – Sendo G1 a Barra <i>Slack</i>	65
Tabela 4. 18. Potências Máximas nas Barras de Carga – Sendo G2 a Barra <i>Slack</i>	66
Tabela 4. 19. Potências Máximas nas Barras de Carga – Sendo G3 a Barra <i>Slack</i>	66
Tabela 4. 20. Variação Percentual da Potência Máxima para a Barra de Carga 4	67
Tabela 4. 21. Variação Percentual da Potência Máxima para a Barra de Carga 5	67
Tabela 4. 22. Variação Percentual da Potência Máxima para a Barra de Carga 6	67
Tabela 4. 23. Cenários de Despacho	69
Tabela 4. 24. Erros de Previsão de Demanda Avaliados	71
Tabela 4. 25. Potência Máxima das Barras de Carga para Cada Erro de Previsão de Demanda ..	71
Tabela 4. 26. Tensão Crítica nas Barras de Carga para Cada Erro de Previsão de Demanda.....	72
Tabela 4. 27. MST para as Barras de Carga do Sistema Exemplo – Primeiro Caso	78
Tabela 4. 28. MST para as Barras de Carga do Sistema Exemplo – Segundo Caso	78
Tabela 5. 1. Caracterização das Barras de Carga e de Geração do Sistema IEEE-30b	83
Tabela 5. 2. Caracterização dos Ramos do Sistema IEEE-30b	84
Tabela 5. 3. Fatores de Potência das Barras de Carga do Sistema.....	85
Tabela 5. 4. Linearização da Pmax das Barras de Carga com Relação ao Ângulo (θ)	86
Tabela 5. 5. Equações Linearizadas da Potência Máxima das Barras de Carga	87
Tabela 5. 6. Fatores de Aumento/Diminuição das Barras de Carga	88
Tabela 5. 7. Casos Bases dos Geradores do Sistema.....	89
Tabela 5. 8. Fator de Participação dos Geradores	89

Tabela 5. 9. Variação Percentual da Potência Máxima – G1 Barra <i>Slack</i>	90
Tabela 5. 10. Variação Percentual da Potência Máxima – G2 Barra <i>Slack</i>	91
Tabela 5. 11. Definição dos Cenários de Despacho	91
Tabela 5. 12. Condições do Sistema para o Cálculo da MST.....	92
Tabela 5. 13. MST das Barras de Carga	92
Tabela B. 1. Potências Máximas das Barras de Carga para Diferentes Fatores de Potência – Parte 1	105
Tabela B. 2. Potências Máximas das Barras de Carga para Diferentes Fatores de Potência – Parte 2	106
Tabela B. 3. Potências Máximas Linearizadas das Barras de Carga para Diferentes Fatores de Potência – Parte 1.....	107
Tabela B. 4. Potências Máximas Linearizadas das Barras de Carga para Diferentes Fatores de Potência – Parte 2.....	108

1

INTRODUÇÃO

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) possuem um comportamento dinâmico que requer constante monitoração para que limites críticos não sejam atingidos. Atualmente, observa-se que tais sistemas têm operado cada vez mais perto destes limites, fato que tem exigido a busca por iniciativas que evitem a ocorrência de fenômenos que possam levá-los a situações emergenciais.

Atualmente, um desses fenômenos em particular vem sendo objeto de muitas pesquisas, e tem ganhado atenção especial nos estudos relacionados aos SEP. Tal fenômeno está relacionado à Estabilidade de Tensão do sistema.

Embora o tema Estabilidade de Tensão seja abordado de forma aprofundada nos demais capítulos, nesta introdução são apresentados conceitos e definições básicos, visando dar início às discussões sobre o assunto e possibilitar a contextualização deste trabalho.

Na bibliografia técnica são encontradas várias definições sobre estabilidade de tensão. Uma referência interessante, onde diversas definições são organizadas é a dissertação [Cortez01]. Nesta, o autor destaca a adotada pelo IEEE¹, a qual estabelece que a Estabilidade de Tensão “*é a capacidade do sistema de manter as suas tensões, de forma que, quando a admitância da carga crescer, a sua potência também aumentará, pois tanto a demanda quanto as tensões são controláveis*”.

Também muito utilizada é a definição do IEEE para o fenômeno da Instabilidade de Tensão: “*estado de operação do sistema onde a tensão permanece decaindo de forma brusca ou lenta, e as ações automáticas de controle ou dos operadores não evitam tal decaimento.*”

Os impactos negativos produzidos pela instabilidade de tensão nos sistemas elétricos podem ser localizados, como a perda de uma área do sistema, ou de grandes proporções causando sérios desligamentos, até mesmo *blackouts*.

Além da própria variação da carga do sistema, existem diversos fatores que propiciam a ocorrência da instabilidade de tensão, tais como: alto consumo de potência reativa com cargas pesadas; sobrecompensação *shunt* capacitiva; ocorrência de contingência; fontes de tensão muito afastadas dos centros de carga; localização inadequada dos controladores; presença significativa de cargas do tipo potência constante; operação dos transformadores com mudança de tap (OLTC).

¹ IEEE: *Institute of Electrical and Electronic Engineering*

Um fato relevante a salientar é que, embora a instabilidade de tensão seja um fenômeno dinâmico, sua análise tem sido realizada por meio de *modelagem estática*, apresentando resultados bastante consistentes. No entanto, suas limitações, tais como a consideração do fator de potência da carga constante, a não representação da dinâmica de certos elementos (OLTC, bancos de capacitores, por exemplo), dentre outras, devem ser consideradas nos estudos de estabilidade de tensão.

A modelagem estática, conforme tratado posteriormente neste texto, considera como ponto crítico de instabilidade de tensão, o chamado *Ponto de Máxima Transferência de Potência* da rede elétrica, para cargas do tipo potência constante. Uma vez determinado este ponto crítico, é importante que o SEP se mantenha a uma certa “distância” do mesmo. A esta distância, entre o ponto de operação e o ponto crítico, dá-se o nome de *Margem de Estabilidade de Tensão*.

Devido aos impactos negativos para a operação dos SEP e à sua característica dinâmica, a perda de estabilidade de tensão deve ser evitada ao máximo. Nesta direção, torna-se imprescindível que esta seja analisada desde as etapas de *planejamento* executadas nas atividades de *Expansão* e de *Operação* do sistema. Isto leva à necessidade de se determinarem os valores das margens considerando as incertezas inerentes aos estudos de planejamento.

Embora os conceitos acima estejam bem fundamentados na literatura técnica, conforme mostrado neste trabalho, não são claras as razões que justificam os valores das margens indicados nas publicações. Em geral, não são mostradas as ponderações atribuídas aos fatores que influenciam a determinação dos valores sugeridos para as margens.

Adicionalmente, não são estabelecidas as diferenças das margens aplicadas às atividades do SEP. Uma margem não consistente na Expansão pode gerar elevados custos de investimentos ou não preparar o sistema para evitar o risco de instabilidade de tensão. Na operação, uma margem inadequada pode resultar insegurança para a operação do sistema, ou a subutilização dos seus recursos.

A importância de se especificar uma margem de estabilidade de tensão consistente para as atividades de Expansão e Operação, assim como a carência de documentos que tratam do assunto de forma detalhada e bem fundamentada foram as principais motivações para o desenvolvimento desta dissertação de mestrado.

Vale ressaltar que o tema estabilidade de tensão tem sido objeto de intensa pesquisa por parte da equipe do LRC²/PPGEE/UFMG. Várias são as publicações relacionadas ao assunto. Destacam-se as dissertações e tese [Lobato98], [Cortez01], [MarianoJr08], [Chaves01], [Silva10], [Ribeiro10] e [Leal13], o projeto de Pesquisa e

² LRC – *Lightning Research Center* – Núcleo de Desenvolvimento Científico e Tecnológico em Descargas Atmosféricas – Convênio UFMG-CEMIG

Capítulo 1 – Introdução

Desenvolvimento [P&D13], além de diversas publicações, como as recentes [Leal12], [Andrade13] e [Vale12b].

A presente dissertação se insere nesta pesquisa, caracterizando-se como uma continuidade dos trabalhos, em especial da dissertação [Cortez01] que aborda de forma mais específica o tema Margem de Estabilidade de Tensão.

Do exposto acima, pode-se identificar o objetivo básico deste trabalho: *propor uma Metodologia para cálculo de Margens de Estabilidade de Tensão a serem adotadas nas atividades de Expansão e Operação dos Sistemas Elétricos de Potência*. Como objetivo específico, *propõe-se a identificação dos Parâmetros de Interesse na composição das margens e a elaboração de uma análise de sensibilidade do impacto das suas incertezas no valor final das mesmas*.

A relevância do tema para a área da engenharia elétrica, seu caráter inovador, sua contribuição para o ganho da qualidade da operação do sistema elétrico, bem como as condições favoráveis de desenvolvimento na UFMG justificam a realização desta pesquisa de mestrado.

Para se atingir os objetivos citados, este documento está estruturado em seis capítulos, sendo o presente capítulo uma introdução ao tema.

O *Capítulo 2* apresenta um conjunto dos principais conceitos e fundamentos teóricos relacionados à estabilidade de tensão, incluindo: o método de análise mais utilizado, as consequências da perda de estabilidade nos SEP e as equações matemáticas que a representam. Adicionalmente, são tratados os conceitos básicos referentes às etapas desenvolvidas nas atividades de Expansão e Operação, assim como uma valoração da importância de se considerar uma margem de estabilidade de tensão nas mesmas.

No *Capítulo 3* é feita uma revisão bibliográfica sobre a margem de estabilidade de tensão, onde são abordados os principais trabalhos que tratam do tema. Também é apresentada a diferenciação entre as chamadas *margem de estabilidade de tensão* e *margem de segurança de tensão*. Um ponto importante abordado neste capítulo é a identificação dos *fatores de interesse* que influenciam o cálculo destas margens.

O *Capítulo 4* caracteriza de forma detalhada a *metodologia proposta*, foco desta dissertação, a qual permite realizar o cálculo da margem de segurança de tensão para qualquer SEP, com base nos fatores de interesse identificados. Neste capítulo é utilizado um sistema exemplo de pequeno porte que permite desenvolver cada uma das considerações feitas na proposta, identificando como cada um dos fatores de interesse influencia o valor final da margem.

No *Capítulo 5* é feita uma aplicação direta da metodologia proposta no sistema de 30 barras do IEEE, com o objetivo de mostrar a facilidade de desenvolvimento da

Capítulo 1 – Introdução

metodologia, assim como sua capacidade de ajustar-se às características próprias do SEP sob análise.

Finalmente o *Capítulo 6* apresenta as principais conclusões do trabalho e as propostas para os desenvolvimentos futuros. Em seguida, o texto ainda contém as *Referências Bibliográficas* utilizadas na pesquisa e dois anexos. O *Anexo A* contém uma breve abordagem sobre o processo de regressão linear utilizado neste trabalho e o *Anexo B* registra resultados parciais da aplicação da proposta detalhada no Capítulo 5.

2

CONCEITOS BÁSICOS E FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1. Considerações Iniciais

Este capítulo tem por objetivo contextualizar os desenvolvimentos realizados nesta dissertação e, para isto, está estruturado em dois temas principais: *Conceitos Básicos relacionados à Estabilidade de Tensão e Atividades realizadas nos SEP*.

No que se refere ao tema Estabilidade de Tensão, são descritas as definições que formam a base teórica necessária para o melhor entendimento das análises e considerações feitas nos capítulos posteriores, em especial o Teorema da Máxima Transferência de Potência.

As principais atividades executadas no SEP, no contexto desta dissertação, correspondem à Expansão e à Operação do sistema. O estudo de Estabilidade de Tensão, embora possua equacionamento básico comum, deve ser visto de forma distinta com respeito a estas atividades. Isto porque, mesmo atuando com uma meta comum, possuem objetivos particulares e específicos no sentido de se obter o maior aproveitamento das capacidades do sistema com segurança e qualidade. Enquanto a Expansão atua no sentido de prover o SEP com novos recursos, a Operação gerencia os recursos já existentes.

Sendo assim, o tratamento dado ao fenômeno da instabilidade de tensão deve ser diferenciado, pois os critérios levados em conta em cada uma dessas atividades são distintos no que se refere ao mesmo [Cortez01]. Neste sentido, este capítulo descreve as características da Expansão e da Operação, incluindo suas etapas, e enfatiza a importância de se considerar uma Margem de Estabilidade de Tensão nestas atividades.

2.2. Estabilidade de Tensão – Conceitos Básicos

A literatura técnica sobre o tema Estabilidade de Tensão é bastante vasta. No que concerne aos conceitos básicos, destacam-se os livros [Cutsem98], [Kundur94], [Taylor94] e [Ajjarapu06]. Neste item são lembrados apenas os conceitos necessários para o entendimento das análises elaboradas na presente dissertação.

Carson W. Taylor, em [Cutsem98], fez uma afirmação que define como a Estabilidade de Tensão é um fenômeno complexo: “*Maybe I can’t define stability, but I know it when I see it*”, quer dizer, “*Talvez eu não consiga definir estabilidade, mas eu sei quando a vejo*”. Mesmo que essa frase quase filosófica de Taylor bem caracterize tal complexidade, muitas são as definições sobre a estabilidade de tensão e estas, em geral, se relacionam ao campo de atuação de quem as define.

No campo da engenharia elétrica, por exemplo, é muito utilizada a definição estabelecida pelo IEEE introduzida no Capítulo 1, onde a Estabilidade de Tensão é considerada “a capacidade do sistema de manter as suas tensões, de forma que, quando a admitância da carga crescer, a sua potência também aumentará, pois tanto a demanda quanto as tensões são controláveis”. Da mesma forma, é adotada a definição de Instabilidade de Tensão como sendo “o estado de operação do sistema onde a tensão permanece decaindo de forma brusca ou lenta, e as ações automáticas de controle ou dos operadores não evitam tal decaimento.”

Esta mesma organização (IEEE) também estabelece outros conceitos relevantes. Por exemplo, o Colapso de Tensão é definido como o “processo no qual a instabilidade de tensão ou angular, provoca uma degradação no perfil das tensões em uma parte significativa do sistema”. Um outro conceito está relacionado à Segurança de Tensão definida como sendo “a habilidade de um sistema de operar estável e de manter a estabilidade das tensões após a ocorrência de uma contingência ou de uma mudança adversa no ponto de operação do mesmo.”

Vale mencionar que a literatura apresenta outras definições, não apenas as do IEEE. A referência [Cortez01] discute diferentes definições, apresentando uma análise organizada sobre as mesmas. Nesta dissertação, são adotadas as definições do IEEE citadas acima, devido à sua simplicidade e clareza de compreensão, estando em sintonia com os desenvolvimentos realizados.

É importante ressaltar que, apesar do fenômeno da instabilidade de tensão ser dinâmico, tem sido amplamente estudado por meio de modelagem estática, com resultados bastante consistentes.

A análise estática considera como ponto crítico de estabilidade, para cargas do tipo potência constante, o ponto de **Máxima Transferência de Potência**. O uso de **curvas do tipo PV** (potência ativa *versus* tensão) são muito utilizadas nos estudos associados a este ponto crítico, facilitando a definição da **Margem de Estabilidade de Tensão**. Devido à sua relevância para este trabalho, estes são os temas tratados neste item.

2.2.1. Teorema da Máxima Transferência de Potência

O teorema da Máxima Transferência de Potência (MTP) traz conceitos fundamentais quando se trata de compreender o fenômeno da instabilidade de tensão, já que permite estabelecer matematicamente a limitação da rede em relação à potência que pode ser entregue por dela.

Para entender melhor este teorema, considera-se o sistema de duas barras, uma de carga (B2) e outra de geração (B1), como mostrado na **Figura 2. 1**, extraída de [Leal13]³.

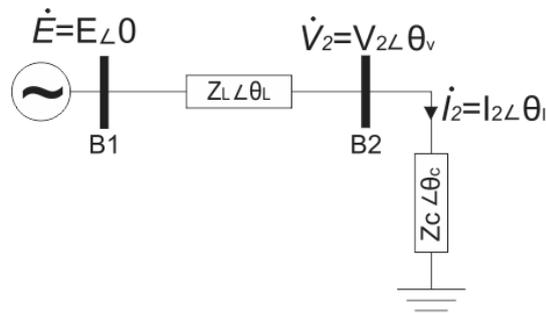


Figura 2. 1. Sistema de Duas Barras. Fonte: [Leal13]

O sistema da **Figura 2. 1** possui uma fonte ideal de tensão terminal \dot{E} , uma linha com impedância \bar{Z}_L e uma carga com impedância \bar{Z}_C , percorrida por uma corrente \dot{I}_2 e conectada à B2, com tensão \dot{V}_2 . Para esse sistema, a corrente \dot{I}_2 pode ser calculada da seguinte forma:

$$\dot{I}_2 = \frac{\dot{E}}{\bar{Z}_L + \bar{Z}_C} \quad (\text{II-1})$$

Sabendo que:

$$|Z_L + Z_C| = \sqrt{Z_L^2 + Z_C^2 + 2Z_L Z_C \cos(\theta_L - \theta_C)} \quad (\text{II-2})$$

Tirando o módulo da equação (II-1) encontra-se:

$$I_2 = \frac{E}{\sqrt{Z_L^2 + Z_C^2 + 2Z_L Z_C \cos(\theta_L - \theta_C)}} \quad (\text{II- 3})$$

A corrente de curto-circuito na barra B2 do sistema da **Figura 2. 1** é dada por:

³ A anotação utilizada neste texto é: *fasores* são indicados com um ponto sobre a variável; *grandezas complexas*, não fasoriais, são indicadas por meio de um traço.

$$I_{cc} = \frac{E}{Z_L} \quad (\text{II- 4})$$

Substituindo a equação (II- 4) na equação (II- 3), tem-se:

$$I_2 = \frac{I_{cc}}{\sqrt{1 + \left(\frac{Z_c}{Z_L}\right)^2 + \frac{2Z_c}{Z_L} \cos(\theta_L - \theta_c)}} \quad (\text{II- 5})$$

Desta forma a potência ativa da carga pode ser calculada como:

$$P_c = Z_c(I_2)^2 \cos(\theta_c) \quad (\text{II- 6})$$

$$P_c = \frac{I_{cc}^2 \cos(\theta_c)}{\frac{1}{Z_c} + \frac{Z_c}{Z_L^2} + \frac{2}{Z_L} \cos(\theta_L - \theta_c)} \quad (\text{II- 7})$$

Derivando a equação (II- 7) em relação a Z_c , obtém-se a expressão:

$$\frac{dP_c}{dZ_c} = \frac{0 \left[\frac{1}{Z_c} + \frac{Z_c}{Z_L^2} + \frac{2}{Z_L} \cos(\theta_L - \theta_c) \right] - I_{cc}^2 \cos(\theta_c) \left[-\frac{1}{Z_c^2} + \frac{1}{Z_L^2} \right]}{\left[\frac{1}{Z_c} + \frac{Z_c}{Z_L^2} + \frac{2}{Z_L} \cos(\theta_L - \theta_c) \right]^2} \quad (\text{II- 8})$$

Simplificando a expressão (II- 7) tem-se:

$$\frac{dP_c}{dZ_c} = -I_{cc}^2 \cos(\theta_c) \frac{\left[\frac{Z_c^2}{Z_L^2} - 1 \right]}{\left[Z_c + \frac{Z_c^3}{Z_L^2} + \frac{2Z_c^2}{Z_L} \cos(\theta_L - \theta_c) \right]^2} \quad (\text{II- 9})$$

Para se determinar o ponto de máximo da expressão (II- 9), faz-se $\frac{dP_c}{dZ_c} = 0$, com o que é determinada a impedância de carga onde acontece a MTP, que resulta em:

$$\frac{Z_c^2}{Z_L^2} - 1 = 0 \quad (\text{II- 10})$$

$$Z_c = Z_L \quad (\text{II- 11})$$

Analisando a equação (II- 11) é possível perceber que, quando o módulo da impedância da carga é igual ao módulo da impedância da linha, ocorre a máxima potência transmitida da fonte para a carga, fato que é a base sobre a qual se fundamenta o teorema da MTP. Esta potência é denominada **Pmax**.

Além desta afirmação é possível estabelecer outras relações importantes a partir do equacionamento apresentado acima, tais como:

$$\frac{P_c}{P_{max}} = \frac{\frac{2Z_c}{Z_L} \cos(\theta_L - \theta_c)}{1 + \left(\frac{Z_c}{Z_L}\right)^2 + \frac{2Z_c}{Z_L} \cos(\theta_L - \theta_c)} \quad (\text{II- 12})$$

$$\frac{V}{E} = \frac{\frac{Z_c}{Z_L}}{\sqrt{1 + \left(\frac{Z_c}{Z_L}\right)^2 + \frac{2Z_c}{Z_L} \cos(\theta_L - \theta_c)}} \quad (\text{II- 13})$$

$$\frac{I_2}{I_{cc}} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{Z_c}{Z_L}\right)^2 + \frac{2Z_c}{Z_L} \cos(\theta_L - \theta_c)}} \quad (\text{II- 14})$$

O valor da potência máxima transmitida para a carga, quando $Z_c = Z_L$, pode ser calculada pela equação (II- 15).

$$P_{max} = \frac{E^2 \cos \theta_c}{2Z_L[1 + \cos(\theta_L - \theta_c)]} \quad (\text{II- 15})$$

As equações (II- 12), (II- 13) e (II- 14) podem ser aplicadas ao sistema da **Figura 2. 1** realizando um aumento sucessivo da carga (diminuição de Z_c) na barra B2, mantendo o fator de potência constante, gerando curvas como as mostradas na **Figura 2. 2** (exemplo extraído de [Silva10])

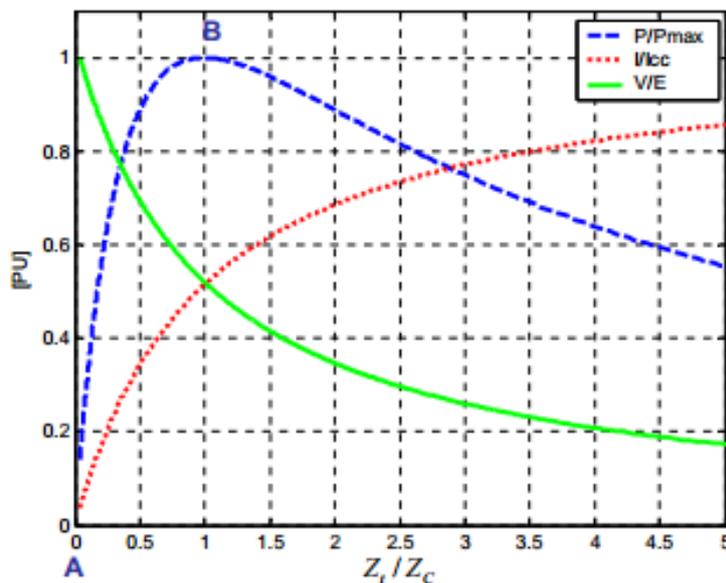


Figura 2. 2. Evolução das Relações P_c/P_{max} , V/E e I_2/I_{cc} . Fonte: [Silva10]

Analisando a evolução do comportamento das grandezas elétricas apresentadas na **Figura 2. 2**, nota-se que, quando $\frac{Z_L}{Z_c} = 1$, a curva da relação de potências (P_c/P_{max}) atinge um valor máximo (indicado por “B”), fato que consolida o exposto em (II- 11).

2.2.2. Curva PV e Margem de Estabilidade de Tensão

Conforme já citado, as curvas do tipo PV constituem uma ferramenta das mais utilizadas nas análises estáticas, para a avaliação da estabilidade de tensão nos SEP. Sua construção é feita para uma barra de carga qualquer, de maneira semelhante à simulação da **Figura 2. 2**. Realizando um aumento contínuo da carga nesta barra, mantendo seu fator de potência constante, a tensão e a potência consumida são monitoradas. Um exemplo de curva PV é mostrado na **Figura 2. 3** , adaptada de [Vale12b].

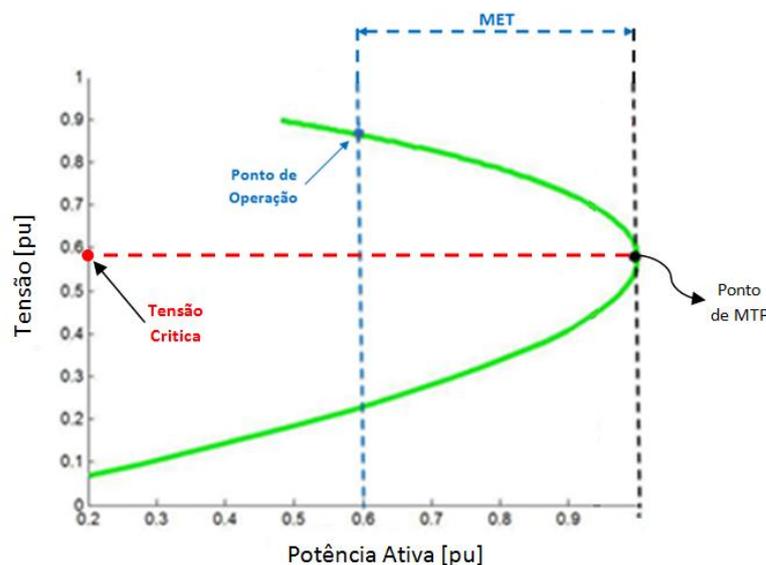


Figura 2. 3. Exemplo de Curva PV. Fonte: [Vale12b]

Na **Figura 2. 3** é possível observar o Ponto de Máxima Transferência de Potência (MTP) o qual é considerado o ponto onde acontece a perda de estabilidade, para cargas do tipo potência constante. Neste ponto, tem-se a tensão crítica que corresponde ao valor de tensão no qual é entregue a potência máxima da rede para a barra de carga.

Nesta **Figura 2. 3** está indicada a chamada Margem de Estabilidade de Tensão (MET). O tema “margem de estabilidade” é tratado em detalhes no próximo capítulo, porém, sua definição básica é aqui incluída, para introduzi-la no contexto das curvas PV: “*Margem de Estabilidade de Tensão é a distância entre o ponto atual de operação do sistema e o ponto de máxima transferência de potência*”.

À medida que a MET diminui, o risco de perda de estabilidade de tensão aumenta. Sendo assim, o SEP deve manter uma MET adequada que permita uma operação segura.

Embora a utilização da curva PV seja uma das ferramentas mais comumente utilizadas na análise do fenômeno de estabilidade de tensão, a mesma possui suas limitações.

A mais significativa delas decorre do fato de sua construção se basear em análise que considera o SEP “estático”, não refletindo o comportamento dinâmico do mesmo. Além disso, requer que o fator de potência das cargas seja mantido fixo. Estas considerações, mesmo que necessárias, não podem ser negligenciadas. Para levar em conta a inexatidão inerente à modelagem estática, deve-se considerar uma margem com respeito ao ponto calculado para a MTP.

Vale comentar que, na prática, mesmo com as limitações presentes nos métodos de análise estática, estes apresentam resultados consistentes na avaliação da estabilidade de tensão dos SEP.

2.3. Atividade de Expansão dos Sistemas Elétricos de Potência

A atividade de Expansão tem como função principal analisar quais serão as condições do SEP no futuro, prever para onde este está “caminhando”, e estabelecer a execução de obras e investimentos necessários para reforçar ou ampliar a capacidade operacional do sistema, provendo-o dos recursos necessários para garantir uma operação adequada no presente e no horizonte de tempo analisado.

Para cumprir esse objetivo, a atividade de Expansão executa três etapas básicas: Planejamento, Projeto e Execução do Plano [Vale12a]. Esta dissertação está relacionada à etapa de Planejamento.

A Expansão é responsável pela elaboração de obras e investimentos a serem realizados no SEP. As obras podem ser do tipo *energético*, onde é analisada a necessidade de se aumentar a capacidade de geração de energia elétrica, ou do tipo *elétrico* onde se realizam estudos relacionados à expansão da rede elétrica, tais como a inclusão de novas linhas de transmissão, novos equipamentos de controle, subestações, etc.

Esta dissertação se insere no contexto da Expansão Elétrica, cujas etapas estão ilustradas na **Figura 2. 4**, adaptada de [Menezes07]. Nesta figura, destacam-se:

- Planejamento: responsável pela elaboração dos planos de expansão; baseia-se na avaliação de diferentes alternativas, considerando critérios técnicos e econômicos.

O horizonte típico de planejamento é de dez anos. A expansão identificada para os cinco primeiros anos deve ser implementada (*planejamento determinativo*). As obras recomendadas para os cinco anos posteriores são consideradas indicativas (*planejamento indicativo*).

Projeto e Implantação de Obras: refere-se à parte de detalhamento técnico das obras definidas na etapa anterior; são realizados o acompanhamento e o suporte aos estudos de viabilidade técnica das obras, facilitando as especificações de instalações e equipamentos a serem utilizados no SEP.

Construção ou Priorização de Obras: trata-se do seguimento da execução das obras planejadas, além da realização de ajustes e priorização do programa de expansão, reforços e reformas no SEP.

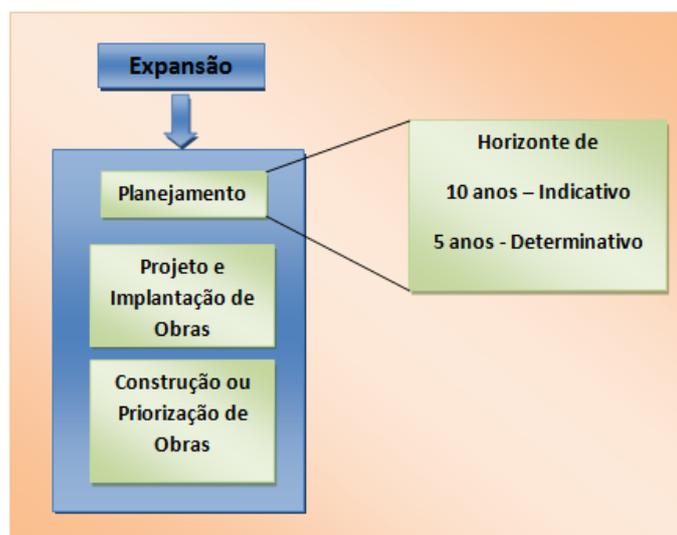


Figura 2. 4. Etapas da Atividade de Expansão Elétrica dos Sistemas de Potência.

Fonte: [Menezes07]

Com base no exposto acima, pode-se contextualizar, de forma mais específica, onde são aplicados os desenvolvimentos realizados nesta dissertação. Os estudos de Estabilidade de Tensão propostos se inserem na etapa de Planejamento Elétrico no que concerne à análise técnica de alternativas de expansão.

Importância da Margem de Estabilidade de Tensão na Atividade de Expansão

Devido ao horizonte de planejamento desta atividade, os problemas que podem afetar o sistema devem ser identificados com antecedência, da mesma forma que as ações a serem adotadas para minimizar seu impacto na operação futura do SEP. [Cortez01]

Adicionalmente, o uso de ferramentas estatísticas e probabilísticas no planejamento que, embora sejam bastante precisas não conseguem contemplar fenômenos que escapam ao seu espaço de atuação (cenários políticos ou econômicos tanto nacionais como internacionais, por exemplo), justifica a consideração de limites ou margens que possam garantir uma operação segura do SEP durante todo o horizonte de planejamento previsto. É neste contexto que a margem de estabilidade de tensão se insere. [Cortez01]

Uma MET inadequada pode interferir significativamente as projeções e os investimentos a serem feitos para o horizonte de planejamento considerado. Adotando-se uma margem subdimensionada, o sistema poderá apresentar operação em condições de risco, em termos de estabilidade de tensão, em um período de tempo menor que o previsto. Por outro lado, o superdimensionamento da margem poderá gerar um investimento muito elevado, podendo torná-lo financeiramente inviável.

2.4. Atividade de Operação dos Sistemas Elétricos de Potência

A atividade de Operação é responsável pelo gerenciamento dos recursos já disponíveis no SEP os quais foram planejados e estabelecidos na Expansão. Pode-se perceber que, embora estas duas atividades sejam executadas em momentos diferentes, existe relação e dependência inequívoca entre elas.

Para cumprir seu objetivo, a Operação executa três etapas básicas: Planejamento da Operação, Operação em Tempo Real e Pós-Operação [Vale12a]. Tais etapas são realizadas em termos da operação energética (relacionada aos despachos das usinas) e elétrica (relativa à atuação na rede elétrica).

Nesta dissertação, os desenvolvimentos relacionam-se à Operação Elétrica. Conforme ilustrado na **Figura 2. 5**, destacam-se:

Planejamento da Operação: caracteriza-se pela elaboração de estudos e análises de longo, médio e curto prazo, do comportamento presente e futuro do SEP, os quais servem de base para a elaboração das instruções operativas a serem executadas na operação em tempo real.

Operação em Tempo Real: compreende as atividades realizadas no instante de operação atual do SEP, onde são efetivadas as ações de controle preestabelecidas na etapa anterior, por meio das instruções operativas, as quais visam manter o sistema operando adequadamente.

Pós-Operação: foca-se na análise das ocorrências e nas ações efetuadas no passado do sistema, visando a diferentes propósitos, como, por exemplo, o aprendizado com os erros e acertos como forma de realimentação para as etapas anteriores.

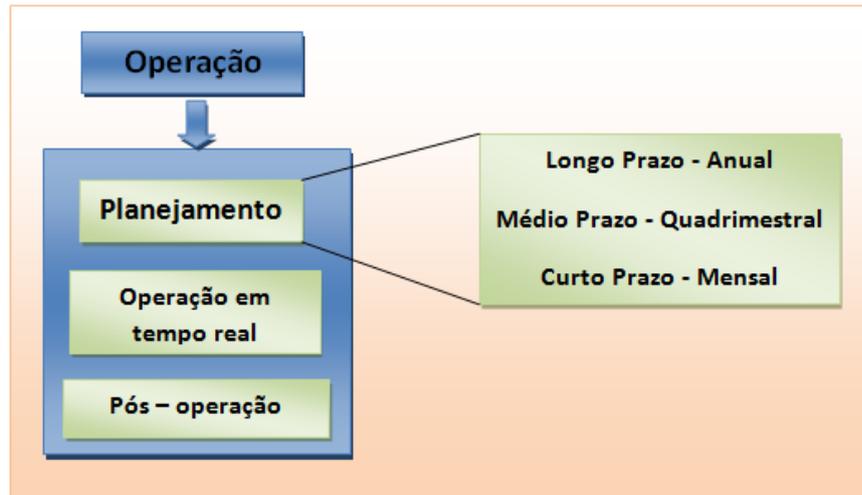


Figura 2. 5. Etapas da Atividade de Operação dos Sistemas Elétricos de Potência

Importância da Margem de Estabilidade de Tensão na Atividade de Operação

As Instruções Operativas geradas nos estudos de planejamento da operação devem considerar uma margem de estabilidade de tensão bem dimensionada para garantir a segurança do SEP sem, contudo, limitar o uso dos recursos existentes na rede.

Na operação em tempo real nem sempre se apresentam as mesmas condições previstas no planejamento e, portanto, o comportamento do SEP deve ser monitorado para verificar se a margem de estabilidade de tensão está sendo respeitada. Isto favorece ações de controle preventivo.

2.5. Estados Operativos dos Sistemas Elétricos de Potência

Em todas as atividades, os estudos incluem análises do comportamento do SEP nas condições de estado normal, emergência e restaurativo [Vale86]. No que concerne à avaliação da segurança do sistema, é ainda realizada a chamada *Análise de Contingências*. A determinação da margem de estabilidade de tensão deve considerar estes diferentes estados.

Neste item, de forma sucinta, os conceitos básicos relacionados aos estados operativos são lembrados, como forma de subsidiar as análises apresentadas posteriormente. A referência básica para os temas aqui tratados é o texto [Vale86].

2.5.1. Descrição dos Estados Operativos

a) Vetor de Estado

Para se compreender a definição dos estados no qual o SEP pode operar, é preciso reconhecer que o mesmo é um sistema dinâmico. Essa dinâmica é estabelecida pela variação da carga, ações de controle, eventuais contingências (perda de geração ou linhas de transmissão, por exemplo), dentre outras perturbações voluntárias ou não.

Quando o sistema está sujeito a pequenas variações de carga, fato que ocorre durante a maior parte da operação do SEP, é possível considerar que o sistema se encontra em regime permanente, pois este evolui lentamente no tempo (*quase-estático*).

Considerando essa condição do SEP, as tensões complexas (módulo e ângulo) das barras do sistema são escolhidas para caracterizar o ponto de operação do mesmo. Estas grandezas são consideradas como variáveis de estado e compõem o chamado *Vetor de Estado do Sistema*.

$$\underline{x} = \begin{bmatrix} \underline{\theta} \\ \underline{V} \end{bmatrix} \quad (\text{II-16})$$

Sendo:

\underline{x} : vetor de estado do sistema;

\underline{V} : vetor dos módulos das tensões das barras do sistema;

$\underline{\theta}$: vetor dos ângulos das tensões das barras do sistema.

b) Definição dos Estados Operativos - Restrições de Carga e Restrições Operativas

Embora o raciocínio acima pareça simples, a operação do SEP é muito complexa, variando para cada condição operativa. Com o objetivo de formalizar as diferentes situações nas quais o sistema possa se encontrar, estabelecem-se marcos de referência que permitem definir os estados operativos com base em dois tipos de restrições: Restrições de Carga e Restrições de Operação.

As *Restrições de Carga* podem ser expressas matematicamente pelas equações do Fluxo de Potência e estabelecem o balanço que deve existir entre a carga e a geração. As *Restrições de Operação* incluem, dentre outros, os limites operativos

(máximos e mínimos) de grandezas elétricas (tensão, frequência, fluxo de potência nas linhas, etc.) e os limites físicos dos equipamentos (linhas, transformadores, geradores, etc.). Os limites relativos à perda de estabilidade de tensão devem ser também considerados.

Com base nestas restrições, é possível definir três estados nos quais o sistema pode operar:

- Estado Normal: condição onde tanto as restrições de carga quanto as restrições operativas são atendidas, isto é, não existe nenhuma violação dos limites estabelecidos e o sistema supre toda a demanda.

Nesta condição, o SEP pode estar operando de forma segura ou insegura (alerta). O grau de segurança é definido com base na simulação de um *conjunto de contingências* no sistema e na análise da resposta do mesmo a cada uma delas.

Normalmente, as simulações consideram desligamentos simples e múltiplos de linhas de transmissão ou transformadores, assim como perda simples de geração ou carga. Um dos critérios de segurança adotado em muitos países é o critério N-1 que visa garantir a permanência no estado normal, mesmo quando há a perda de um elemento do sistema elétrico.

O sistema é dito seguro quando, para todas as contingências, continuar atendendo às restrições de carga e de operação. Ele é considerado inseguro (ou alerta) quando, para alguma das contingências, houver violação.

Estado de Emergência: condição onde existe violação das restrições de operação do sistema, indicando que algum dos limites pré-estabelecidos (tensão mínima/máxima nas barras, por exemplo) não foi atendido. Esta violação pode ser leve ou severa dependendo da perturbação que a originou. As restrições de carga são atendidas.

Estado Restaurativo: condição onde tanto as restrições de carga quanto as restrições operativas não são atendidas; os desligamentos de carga podem ser parciais ou totais, correspondendo a grandes *blackouts*.

c) Tipos de Controle

Uma vez definidos e caracterizados os estados operativos do SEP, podem ser identificados os diferentes tipos de controle:

Controle no Estado Normal: compreende as ações tradicionais de controle (tensão, frequência, etc.) e, também, aquelas que caracterizam

o Controle Preventivo, do qual faz parte a análise de contingências. Tal controle tem por objetivo manter o sistema operando no estado normal, minimizando as transições para o estado de emergência.

Controle de Emergência: seu objetivo é eliminar as violações das restrições operativas. Muitas vezes sua ação leva o SEP diretamente para o estado normal, porém, existem situações onde desligamentos de carga são necessários, e a sua ação leva o sistema para o estado restaurativo.

- Controle Restaurativo: seu objetivo é o restabelecimento do sistema após um desligamento parcial ou total por meio de ações rápidas e seguras, que levem o SEP a operar no estado normal.

2.5.2. Considerações sobre a Análise de Contingências e a Margem de Estabilidade de Tensão

Conforme já citado, o objetivo da análise de contingências é, basicamente, determinar se o estado de operação do sistema encontra-se *normal-seguro* ou *normal-alerta*, avaliando a resposta do SEP frente às simulações de um conjunto de contingências (perturbações) [Vales86].

No contexto do planejamento da Expansão, a análise de contingências deve ser executada para garantir os recursos necessários à operação segura do SEP. No planejamento da Operação, esta análise é importante na elaboração de instruções operativas que considerem a segurança do sistema, afastando-o de situações de risco.

Normalmente, as análises avaliam a resposta do sistema quanto aos impactos das contingências nos carregamentos dos ramos, nas tensões dos barramentos, no sincronismo das máquinas, dentre outros. No que se refere aos estudos de estabilidade de tensão, a adoção de margens que considerem a condição de contingência tem sido indicada para avaliar se o SEP, após a aplicação da contingência, continua no estado normal de operação.

Desta forma, haveria uma margem de estabilidade de tensão para o estado normal e outra, mais restritiva, para garantir o estado normal-seguro, conforme discutido em detalhes nos capítulos que se seguem.

2.6. Considerações Finais

Considerando as particularidades de cada atividade descrita, é importante fazer notar que o estabelecimento de uma margem de estabilidade de tensão é tão relevante na Expansão quanto na Operação. Entretanto, os fatores em jogo são diferentes em termos das incertezas envolvidas.

Adicionalmente é possível dizer que, se está margem não for dimensionada adequadamente nas etapas de planejamento, o sistema poderá ter sua operação segura comprometida em tempo real, em termos de estabilidade de tensão.

Com base nos conceitos sobre estabilidade de tensão apresentados percebe-se que a instabilidade nos SEP é um fenômeno complexo que depende de muitos fatores, e que esta complexidade faz com que a determinação de uma margem adequada seja um processo não trivial.

Considerando este contexto, o próximo capítulo aborda o tema margem de estabilidade de tensão, discutindo os fatores que influenciam sua determinação, como forma de subsidiar a proposta apresentada nesta dissertação.

3

CARACTERIZAÇÃO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO

3.1. Considerações Iniciais

O objetivo deste capítulo é abordar o tema margem de estabilidade de tensão de uma maneira mais detalhada, complementado os conceitos introduzidos no Capítulo 2.

Inicialmente, é apresentada uma revisão bibliográfica sobre os antecedentes históricos que definem a MET, citando as principais pesquisas desenvolvidas nesta direção.

Posteriormente, visando aprofundar ainda mais em questões importantes referentes ao tema, é desenvolvida uma contextualização da MET com relação ao estabelecimento de uma margem mínima de segurança. Esta abordagem está direcionada à determinação da chamada Margem de Segurança de Tensão (MST).

É também escopo deste capítulo descrever o papel que a MST desempenha nas atividades de Expansão e Operação dos SEP, assim como os fatores que afetam o seu comportamento na etapa de planejamento destas atividades. Neste sentido, é apresentada uma análise dos trabalhos mais significativos relacionados ao cálculo da MST, visando identificar os fatores mais relevantes, denominados Fatores de Interesse, que afetam o valor final desta margem. O texto inclui uma descrição geral destes fatores, indicando a forma em que são tratados nesta dissertação.

3.2. Margem de Estabilidade de Tensão – Definições

3.2.1. Breve Histórico

Os primeiros passos das pesquisas em direção ao tema Margem de Estabilidade de Tensão são encontrados em [Ajarapu98] onde é apresentada uma grande quantidade de trabalhos sobre Estabilidade de Tensão.

Em um desses trabalhos [Cutsem91], Thierry Van Cutsem apresenta, provavelmente, uma das primeiras propostas em relação ao estabelecimento de uma margem para se evitar a instabilidade de tensão. O autor indica a necessidade de uma margem de potência reativa no sistema, para se evitar o risco de instabilidade. As

primeiras considerações sobre a ocorrência da instabilidade de tensão foram atribuídas a uma deficiência de potência reativa no sistema. Sabe-se que esta deficiência, localizada em pontos estratégicos da rede, favorece extremamente o processo de instabilidade de tensão. Porém, atualmente, este fenômeno tem sido analisado em uma perspectiva mais ampla da rede, considerando margens em termos de potência ativa.

A literatura tem adotado, para Margem de Estabilidade de Tensão – MET, a definição já apresentada no Capítulo 2, referindo-a à distância entre o ponto de operação atual do sistema e o ponto de Máxima Transferência de Potência. A margem de potência ativa tem sido a mais utilizada na literatura, ficando a margem de potência reativa incluída nos estudos complementares.

Nesta linha de pesquisa, surgiram outros trabalhos que, apesar de apresentarem diferenças com relação à abordagem do problema, no fundo possuem o mesmo objetivo, a determinação da margem de estabilidade de tensão do sistema, com relação ao ponto de MTP.

Assim, em [Dobson93] é proposto calcular a proximidade do sistema a uma Bifurcação Sela-Nó e o pior caso de carga é usado para determinar a margem no espaço de parâmetros de carga (Curva P vs. Q). Em [Zambroni94], é considerada a existência de duas regiões (estável e instável) onde o sistema pode operar, e a fronteira entre elas pode ser identificada pela singularidade do determinante da matriz jacobiana do fluxo de potência, o qual é utilizado para calcular a proximidade do sistema ao ponto de instabilidade.

A margem de estabilidade de tensão ou margem de carga, como também é chamada em alguns artigos, aos poucos foi sendo introduzida nas análises realizadas nas atividades de Expansão e de Operação do SEP.

Em [Parker96] é proposto o cálculo de uma margem de potência reativa a partir da resolução de um problema de otimização, a qual pode ser utilizada como um dos requisitos no planejamento da expansão de potência reativa. A solução deste problema é feita por meio de uma implementação de Pontos Interiores no Método de Newton desenvolvido para o Fluxo de Potência Ótimo.

Em [Berizzi96], o trabalho é orientado para a operação do sistema em tempo real, utilizando indicadores baseados em análise de sensibilidade de nós e análise de autovalores (singularidade) da matriz jacobiana que permitem determinar a distância do sistema ao ponto de instabilidade. Nesse artigo também são avaliadas estratégias de controle que possam afastar o sistema desse ponto crítico através da Decomposição em Valores Singulares ou SVD do inglês *Singular Value Decomposition*.

Uma abordagem parecida é utilizada em [Barquin95] onde é proposta a análise dos autovalores da matriz jacobiana para calcular a distância (margem) ao limite de máximo carregamento. Neste caso é utilizado o conceito do Mínimo Valor Singular e

são determinadas margens ao limite de carregamento em termos de potência ativa e reativa.

À medida que as pesquisas foram se aprofundando no entendimento da margem de estabilidade de tensão e do fenômeno em si, as análises foram considerando outros aspectos. Tais aspectos incluem, desde como os diferentes elementos que compõem o sistema afetam o cálculo da margem [Greene97] até como essa margem reagiria às possíveis contingências no sistema e quais contingências seriam as piores em termos de estabilidade de tensão [Chiang97].

Os estudos sobre margem de estabilidade de tensão continuaram seu desenvolvimento, seguindo a mesma direção daqueles mencionados anteriormente. Mas foi em 1998 que a *Western Electricity Coordinating Council* (WECC) [Abed98] dos Estados Unidos introduziu o que chamaram de *Margem Mínima para a Estabilidade de Tensão*. Esta é dada como uma porcentagem da potência ativa ou reativa no ponto de máxima transferência de potência, para as diferentes contingências que possam acontecer no sistema e sejam capazes de afetar a estabilidade de tensão do mesmo. Conforme mostrado na **Figura 3. 1**, extraída de [Abed98], as margens apresentam valores diferentes para diferentes tipos de contingências, estabelecendo níveis de performance segundo as considerações apresentadas na **Tabela 3. 1** adaptada de [Abed98].

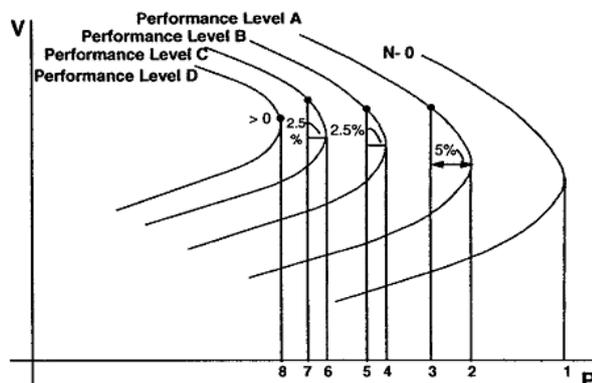


Figura 3. 1. Margem de Estabilidade de Tensão segundo o WECC. Fonte: [Abed98]

Tabela 3. 1. Níveis de Performance de Estabilidade de Tensão segundo WECC. Fonte: [Abed98]

Nível de Performance	Tipo de Contingência	MW Margem
A	Desligamento de só um elemento do sistema	$\geq 5\%$
B	Perda de barramento	$\geq 2,5\%$
C	Desligamento de dois elementos do sistema	$\geq 2,5\%$
D	Desligamento de três elementos do sistema	$> 0\%$

Observa-se que, apesar deste conceito de margem mínima estar sendo utilizado nas normativas das empresas que participam deste órgão, é quase impossível evitar fazer questionamentos com relação a alguns aspectos importantes, tais como:

- Qual foi a base para se considerar uma porcentagem de 5% para o caso de contingências N-1?
- Qual a distância mínima (margem) que o sistema deve manter em condição normal de operação (N-0) para ser considerado seguro?
- Os valores indicados são aplicados a qualquer sistema elétrico?
- Que elementos foram considerados para determinar as porcentagens da margem e como eles influenciam o valor destas?

Em [Abed98], busca-se responder a esta última pergunta, listando os elementos considerados na determinação da margem mínima de estabilidade de tensão. Entretanto, a forma em que estes elementos influenciam a margem não é expressa de forma direta.

Provavelmente estas e outras questões motivaram o trabalho de [Cortez01], dissertação desenvolvida no LRC, que propõe uma metodologia para se calcular uma margem mínima de estabilidade de tensão aplicada ao Planejamento da Expansão. Esta proposta é uma das poucas que expressam de forma clara a maneira de se calcular esta margem. Ela foi direcionada ao estudo do sistema elétrico brasileiro, o que permitiu que fosse utilizada por órgãos do setor elétrico nacional [CCPE02]. A dissertação aqui apresentada, de certa forma, constitui continuidade do trabalho de [Cortez01].

Do exposto acima, torna-se evidente a necessidade de se desenvolverem pesquisas que procurem aprofundar ainda mais na determinação de uma margem mínima que possa se adequar às características particulares de cada SEP, considerando as especificidades das atividades de Expansão e de Operação. Adicionalmente, os fatores que a influenciam precisam ser mais bem avaliados, com o objetivo de se ter uma visão mais ampla e clara sobre a mesma e contribuir, assim, para o melhor aproveitamento do SEP.

3.2.2. Margem de Estabilidade de Tensão e Margem de Segurança de Tensão

A literatura, na maioria dos seus trabalhos, utiliza a definição apresentada no Capítulo 2 para a Margem de Estabilidade de Tensão - MET, sendo adotada independentemente do foco de atuação das pesquisas. Assim, tanto trabalhos orientados ao mercado de energia, como [Aghaei11] e [Chung03], ou orientados ao estabelecimento de procedimentos matemáticos para o cálculo da margem, como em [Bedoya06], utilizam praticamente o mesmo conceito.

As curvas PV são a forma mais comum de se representarem graficamente as margens em termos de potência ativa. Há trabalhos que representam o mesmo conceito, porém de forma diferente. Em [Bedoya06], por exemplo, como ilustrado na **Figura 3. 2 (a)**, é usado um gráfico de áreas indicando uma *região factível* e outra *região infactível*, sendo adotado um fator de carga λ incrementando desde um Caso Base λ_0 até a fronteira entre as duas regiões onde se encontra o ponto de máximo carregamento.

Em [Kazemi08] são utilizados os parâmetros PQV (potência ativa, reativa e tensão) a partir dos quais é gerada uma superfície. O ponto de operação do sistema deve ficar longe da borda inferior para ser considerado estável (**Figura 3. 2 b**). Uma representação diferente é utilizada em [Morison04] onde um *monograma de segurança* (**Figura 3. 2 c**) mostra uma região segura onde o sistema pode operar sem violar critérios operativos, dentre os quais se encontra o limite de estabilidade de tensão.

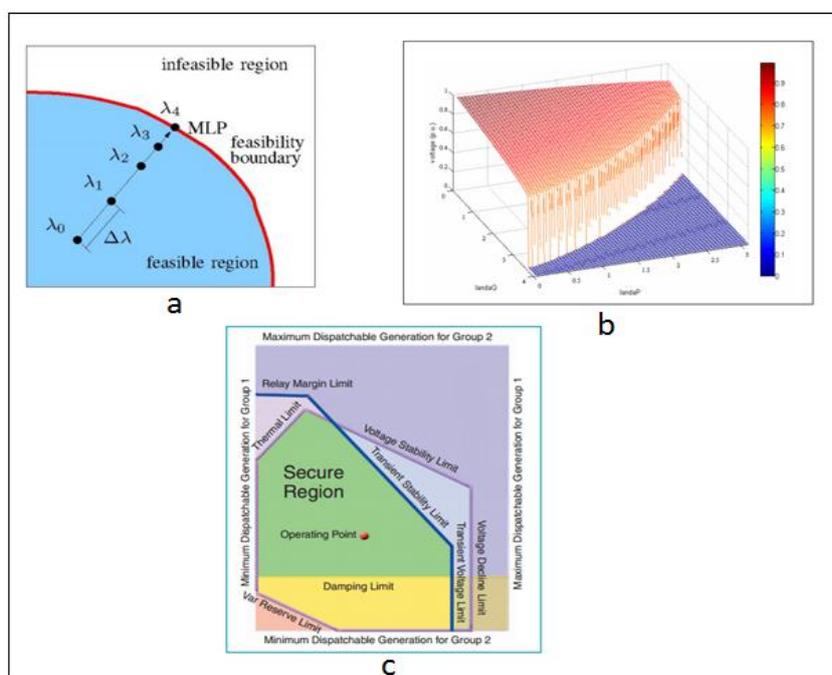


Figura 3. 2. Formas de Representação da Margem de Estabilidade de Tensão. Fontes: [Bedoya06], [Kazemi08] e [Morison04]

Além da MET, a literatura utiliza um outro conceito de margem, relacionado à segurança do SEP, definindo a chamada Margem de Segurança de Tensão (MST). Esta margem corresponde a uma distância mínima a ser respeitada com relação ao ponto de MTP, conforme indicado na **Figura 3. 3** retirada de [Vale12b].

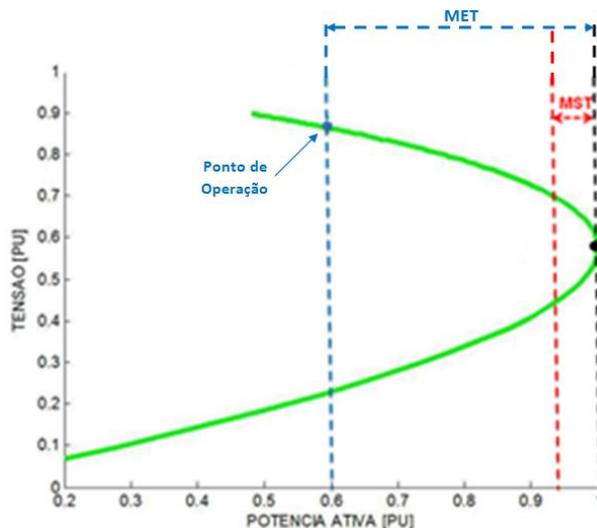


Figura 3. 3. Identificação da MET e MST sobre uma Curva PV. Fonte: [Vale12b]

A análise da literatura técnica permite observar que, tanto a definição da MET quanto o cálculo da mesma, já constituem ponto de consenso, não apresentando muitas questões para serem esclarecidas. Entretanto, o mesmo não se pode dizer sobre a MST.

Em termos de definições da MST, existem alguns trabalhos que coincidem em certos aspectos como, por exemplo, [Vale12b] e [Su99] onde a mesma pode ser definida de forma geral como sendo “a distância mínima entre o ponto de operação atual do sistema ao ponto de instabilidade de tensão”.

Para [Cutsem98], a margem de segurança pode ser interpretada sob duas linhas de pensamento. Por um lado está pode indicar a proximidade a “um limite de capacidade de carga pós-contingência definindo uma margem de capacidade de carga” ou, por outro lado, pode indicar a proximidade a “um limite de operação segura demarcando uma margem de operação segura”.

Analisando as diversas definições, é possível então identificar um elemento chave que representa de forma clara o significado da MST sendo está a distância mínima ou proximidade a um limite, que, neste caso, é o de estabilidade de tensão do sistema. Isto leva a afirmar que a diferença da MET com relação à MST é mais conceitual, pois, no final, a MST é o mínimo valor que a MET pode assumir para o qual o sistema possa ser considerado seguro em termos de estabilidade de tensão. Isto pode ser observado na **Figura 3. 3**, a qual ilustra esta relação.

A MST corresponde, usualmente, a uma porcentagem da potência máxima que o sistema pode suprir no ponto de MTP. Porém, é possível dizer que a MST traz certas

informações a mais que a MET. Estas informações vêm no sentido de identificar o quão seguro encontra-se o sistema no ponto de operação atual e quanto este pode ser carregado sem correr o risco de instabilidade de tensão.

Para que a MST possa realmente significar estas informações tão importantes, seu valor deve ser determinado de forma consistente. Neste aspecto, ainda existem algumas questões que precisam ser esclarecidas, como em [Abed98], onde o WSCC não especifica como é efetuado o cálculo dos valores percentuais das margens que são estabelecidas para a operação do sistema em estado normal e sob condições de contingência.

Até aqui, a MET e a MST foram consideradas segundo aspectos gerais, como forma de iniciar as discussões a elas relacionadas. Porém, conforme já salientado neste trabalho, a metodologia de cálculo do valor da MST deve levar em conta as características de cada sistema elétrico e as especificidades da atividade na qual a margem é utilizada. No próximo item, são identificados marcos de referência a serem considerados na determinação da MST no contexto das atividades de Expansão e de Operação.

3.3. MST na Expansão e na Operação dos SEP

É de se esperar um maior grau de incerteza nas informações utilizadas pelas atividades que trabalham com maiores horizontes de tempo futuro. Sendo assim, a partir de uma análise de ordem qualitativa em relação a MST, é plausível inferir que o valor adotado para a Expansão Elétrica deva ser mais elevado que o da Operação Elétrica.

No planejamento, existem incertezas que devem ser estimadas no *presente* para que a operação no *futuro* não seja comprometida. Para isto, são utilizadas estimativas relacionadas não apenas à estabilidade de tensão como também a outros fatores que afetam a operação do SEP, tais como a disponibilidade de geração, o crescimento da carga ou demanda e a construção de novas obras (linhas, subestações ou usinas). Como o horizonte da Operação no longo prazo é de 1 ano, tais fatores podem ser estimados com maior certeza.

Nesta mesma linha, para as atividades de Operação, é de se esperar que a MST seja maior para a etapa de planejamento do que para o tempo real. Este fato fica consolidado no documento Procedimentos de Redes do ONS [ONS13], onde “*como critério geral, as margens de segurança de tensão para os estudos de ampliações e reforços e de planejamento da operação são de 7% e 4%, nas análises com rede completa e incompleta, respectivamente. Em tempo real, uma margem de 4% deve ser a meta*”.

Com todos os elementos apresentados, é possível levantar alguns fatores que influenciam a determinação de uma MST adequada tanto para a Expansão como para a Operação, conforme discussão a seguir.

3.4. Fatores que Afetam o Valor da Margem de Estabilidade de Tensão

3.4.1. Identificação dos Fatores de Interesse

A identificação dos fatores a serem considerados na determinação do valor da MST se relaciona, basicamente, às aproximações feitas nos estudos de Expansão e Operação, às incertezas das informações utilizadas e, principalmente, às incertezas inerentes à abordagem estática que se baseia na curva PV, para calcular o ponto de máximo carregamento.

A revisão bibliográfica realizada sobre esta questão mostra que há trabalhos que registram fatores que justificam a necessidade de se adotar uma margem de segurança, a MST, porém poucos são aqueles que indicam como determiná-la, de forma prática, como em [Cortez01].

Dentre os trabalhos que tratam dos fatores, pode ser citada a referência [Pikulski08]. Nesta, o comprimento da linha, a demanda de potência ativa e reativa, o fator de potência da carga e os transformadores com mudança de tap sob carga são considerados como alguns dos muitos fatores que devem ser considerados nos estudos de *expansão* do SEP. Em [Wan00] e [Warlanda02], se estabelece que a estabilidade de tensão em *tempo real* é afetada pelas contingências, a dinâmica da carga, o suporte de potência reativa e o despacho da geração.

Estas e outras referências que abordam o tema apontam fatores que, quase sempre, coincidem com aqueles descritos em [Cortez01]. Mesmo quando indicam outros fatores, não aprofundam na sua caracterização nem no impacto destes no cálculo da MST e da MET do sistema.

Para fundamentar a escolha dos fatores que são abordados nesta dissertação, foi feita a análise de dois dos trabalhos mais relevantes que contêm uma melhor descrição sobre o estabelecimento da MST para os SEP. Estes trabalhos são os apresentados em [Cortez01] e [Abed98]. No caso de [Cortez01], são considerados basicamente três fatores: Incerteza das obras Planejadas, Erros na Previsão de Demanda e a Influência da Demanda Instantânea. Já em [Abed98], a lista de fatores é mais diversificada. A **Tabela 3. 2** registra os fatores levantados, agrupando os elementos comuns.

Tabela 3. 2. Fatores que Afetam a Margem

Fatores segundo [Abed98] e [Cortez01]	Agrupando os Fatores
Variação na característica da carga, especialmente no fator de potência	Variação do Fator de Potência da Carga
Variação no despacho do sistema	Despacho de Potência Ativa
Demanda de potência ativa e reativa maior que a prevista	Erro na Previsão de Demanda
<ul style="list-style-type: none">• Risco da ocorrência de outro evento importante antes dos 30 minutos de ajuste do evento anterior• Desligamentos não estudados nos sistemas membros• Desligamentos não estudados nos sistemas vizinhos• Desligamento de unidades após distúrbios importantes• Desligamento de linhas devido à baixa tensão após um distúrbio importante• Aumento de fluxo nas linhas após uma contingência importante• Incapacidade de realizar um reajuste adequado para voltar ao estado seguro	Ocorrência de Contingências
Atrasos ou antecipação de obras previstas na expansão	Incerteza das Obras Planejadas
<ul style="list-style-type: none">• Intercâmbio elevado e variável de potência reativa com sistemas vizinhos• Limitações de potência reativa dos geradores vizinhos, mais restritas que as planejadas	Despacho de Potência Reativa – Deficiência
<ul style="list-style-type: none">• Limitadores da corrente de campo respondendo prematuramente• Os recursos de potência reativa do sistema não respondem	Dinâmica do SEP – Tempo Real
Diferença entre demanda instantânea (Operação) e demanda integralizada em uma hora (Expansão)	Demanda Instantânea/Demanda Integralizada

Nesta dissertação são analisados os cinco primeiros elementos agrupados na **Tabela 3. 2.** É realizada uma análise de sensibilidade da variação de cada um destes fatores e sua influência no valor do ponto de MTP.

Observa-se que a análise realizada neste trabalho avalia o impacto do despacho de potência ativa por parte dos geradores no cálculo da margem, não abordando de forma direta o *Despacho de Potência Reativa (deficiência)*.

Com relação aos fatores relativos à Dinâmica do SEP, mais especificamente ao comportamento dos recursos em tempo real, sua modelagem nos estudos de planejamento se mostra complexa e, diante das demais incertezas presentes nas análises, torna-se menos relevante, ficando este elemento a ser considerado em trabalhos posteriores.

Quanto ao último fator, segundo [Cortez01], este tem a ver com a relação existente entre a demanda instantânea utilizada na Operação e a demanda integralizada em uma hora que é considerada na Expansão. Procura-se identificar sistemas que, devido às suas características de variação da carga, estejam mais vulneráveis à instabilidade de tensão. Nesta referência, o impacto deste fator na margem se dá por meio de um valor somado à margem determinada pelos demais fatores. Como este trabalho tem como foco a análise da influência dos fatores no valor

da MTP, esta relação entre as demandas não é avaliada. Contudo, esta poderia ser considerada como um elemento adicional.

Desta forma, a partir das considerações feitas, é possível consolidar a análise em cinco fatores a serem avaliados na determinação da MST para a Atividade de Expansão:

1. Incerteza das Obras Planejadas
2. Erro na Previsão de Demanda
3. Ocorrência de Contingências
4. Variação do Fator de Potência da Carga
5. Variação do Despacho da Geração

No caso da Atividade de Operação dos cinco fatores acima só serão considerados quatro deles, devido ao fato das incertezas das obras planejadas constituírem um fator menos crítico nesta atividade.

3.4.2. Descrição dos Fatores de Interesse Selecionados

Antes de realizar a descrição dos fatores de interesse, há um elemento que cabe aqui mencionar, que é o fato destes, além de afetarem o valor final da MST, são comuns a todos os sistemas, o que permite a criação de uma proposta de metodologia ampla e aplicável a qualquer SEP. Desta forma, as descrições a seguir visam dar um caráter abrangente que evidencie esta característica.

3.4.2.1. Incerteza das obras planejadas

Neste fator entram em jogo muitos elementos que às vezes estão fora da área técnica dos projetos das obras em si. As legislações que regem o setor elétrico variam de um país para o outro da mesma forma que o ambiente econômico e social.

Por tal razão, o mais indicado a ser feito, para considerar o efeito deste fator na MST, é elaborar um estudo sobre o histórico do planejamento e construção dos projetos realizados no sistema durante um período de 5 a 10 anos. Para cada sistema em particular, propõe-se a composição de uma referência cronológica acerca dos atrasos e suas causas.

No caso do Brasil, por exemplo, em [CMSE12], o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) do Ministério de Minas e Energia (MME) apresenta uma avaliação das obras de expansão do sistema interligado brasileiro tanto na geração quanto na transmissão a qual é apresentada na **Tabela 3. 3**.

Tabela 3. 3. Estatística das Datas de Tendência vs. Datas do Ato Legal. Fonte: [CMSE12]

Projetos Monitorados	Datas de Tendência (%)	Atraso Médio (meses)
361 Novas Usinas	40	7
19.143 km de Linhas de Transmissão	18	14
50.554 MVA de Capacidade de Transformação (Subestações)	44	5

Na tabela mostrada é possível observar que 40% das obras de novas usinas, 18% das linhas de transmissão e 44% das subestações estão com datas de tendência dentro do cronograma previsto, ou seja, cumprindo o cronograma planejado. Observa-se que, a menos da construção das linhas de transmissão, o atraso médio das obras não supera um ano.

No mesmo documento citado acima, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) registra que o atraso na construção das linhas de transmissão decorre de exigências ambientais e propõe uma discussão com os órgãos respectivos, de forma a melhorar esta situação. Este fato exemplifica muito bem como os aspectos legislativos influenciam o resultado final do projeto, ressalta a dificuldade de se preverem mudanças em longo prazo, e mostra a importância de se considerarem as características de cada SEP.

Com este tipo de informação é possível criar uma referência com relação ao atraso de obras e determinar não só o atraso médio das obras como também as causas que o provocam, podendo fazer uma boa estimativa das incertezas envolvidas.

Uma opção interessante para avaliar o impacto deste fator no comportamento da estabilidade de tensão do sistema é a realização de simulações sobre um Caso Base do SEP sob estudo, nas quais seria considerado o sistema com e sem a(s) obra(s) prevista(s), de forma a analisar seu impacto no ponto de MTP.

3.4.2.2. Erro na Previsão de Demanda

Como não poderia ser diferente, no SEP quem define a expansão, os reforços e a operação do mesmo é a demanda (carga). Portanto, conhecer qual será a sua evolução no futuro define os planos de expansão, quanto aos investimentos a serem executados, e os plano de operação, no que se refere à elaboração das instruções operativas.

Entretanto, mesmo com o uso das melhores técnicas e ferramentas estatísticas e a experiência acumulada pelos planejadores existem questões na previsão dessa demanda que são pouco previsíveis. A política, problemas da economia local e global, desenvolvimento econômico do país, assim como elementos sociais, interferem nestas previsões, sendo fatores de difícil tratamento estatístico.

Como a previsão da demanda futura não é cem por cento exata, é justificável que esta incerteza deva ser considerada na determinação da MST.

Sugere-se que o comportamento da evolução da carga do SEP seja analisado, com a finalidade de se estimar o erro médio de previsão de demanda, considerando no mínimo os 5 últimos anos de operação do sistema, nos estudos de expansão. Já no caso do planejamento da operação, sugere-se ajustar o período a ser avaliado considerando o horizonte de planejamento correspondente (anual, quadrimestral ou mensal).

3.4.2.3. Ocorrência de Contingências

A análise de contingências é realizada em todas as atividades do SEP, nos estudos de Expansão e de Operação e, também, em tempo real, para a avaliação da segurança do sistema, conforme comentado no Capítulo 2. Para que o sistema atenda aos critérios de segurança relativo a contingências (N-1, por exemplo), a MST deve considerá-las.

Isto indica que, para se determinar a MST, é necessário fazer a análise das piores contingências em termos de estabilidade de tensão, pois esta margem se torna um limite de operação que deverá ser respeitado para garantir a segurança do sistema. Em geral, é sugerido considerar a pior contingência. Tem-se assim uma *MST-contingência*, normalmente superior à MST do sistema completo.

Na elaboração dos planos de Expansão, respeitar a *MST-contingência* garantiria ao SEP recursos suficientes para uma operação normal, mesmo na condição de contingência. Quanto aos planos de Operação, o limite imposto pela *MST-contingência* levaria à elaboração de instruções operativas que tornassem o SEP seguro para enfrentar as contingências e continuar no estado normal.

A análise de contingência tradicionalmente executada em tempo real, nos centros de controle, simula as contingências no SEP em estado normal de operação (a curtos intervalos de tempo), para identificar se este se encontra seguro ou inseguro. Normalmente, tais simulações baseiam-se em cálculos de fluxo de potência. Duas possibilidades se apresentam para o monitoramento da segurança do sistema em tempo real: monitoramento direto do ponto de operação e verificação se o limite da *MST-contingência*, previamente calculado, está sendo respeitado; inclusão da

verificação da segurança de estabilidade de tensão na análise de contingências de tempo real, avaliando se o limite de MST está sendo respeitado. Na segunda opção, a análise indicaria qual contingência poderia causar instabilidade de tensão; na primeira, a avaliação ficaria mais geral, pois o limite da *MST-contingência* seria calculado para a pior contingência, na etapa de estudos. Percebe-se assim a importância de se definirem margens adequadas.

No contexto do planejamento, a realização desta análise está muito ligada à condição de operação do sistema prevista para o sistema, o que leva a dizer que, quanto mais incertezas houver sobre esta condição, maior o risco do sistema não responder como deveria ou como foi planejado.

Considerando o exposto, sugere-se que, para determinar a MST-contingência, seja avaliada a pior contingência para o SEP, em termos de estabilidade de tensão. A partir do Caso Base do sistema sob análise, deve-se analisar o impacto desta contingência no ponto de MTP, acrescentando o ao valor da MST.

3.4.2.4. Variação do Fator de Potência da Carga

O fator de potência da carga é um elemento a ser considerado no cálculo da MST, pois tem impacto significativo no cálculo do ponto de máximo carregamento. Apesar disso, este elemento está presente em poucas das referências estudadas sobre o tema, embora seu efeito sobre a estabilidade de tensão do SEP seja tão significativo como apresentado na **Figura 3. 4** adaptada de [Silva10], a qual mostra como o ponto de MTP pode variar em dependência do fator de potência da carga.

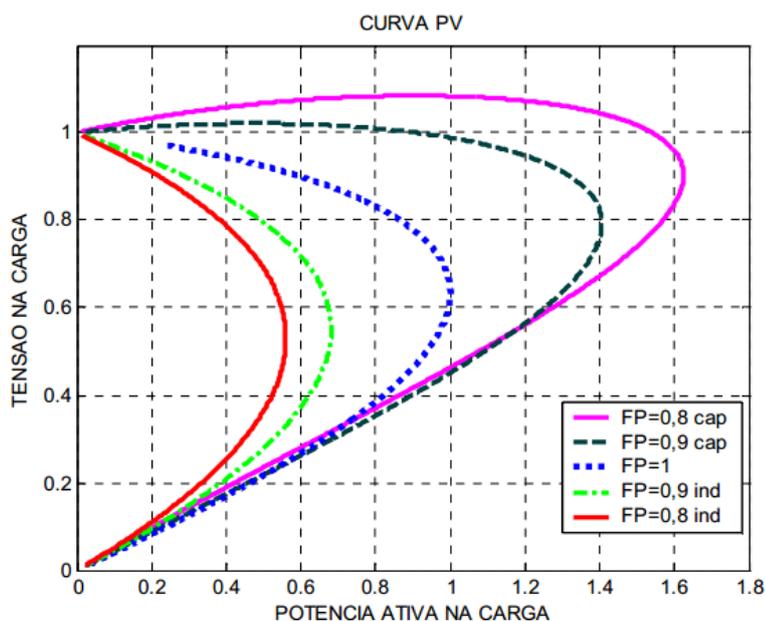


Figura 3. 4. Efeito do Fator de Potência sobre o Ponto de MTP. Fonte: [Silva10]

Nos estudos realizados na análise estática, o cálculo da potência máxima utilizando a curva PV considera constante o fator de potência da carga. Portanto, é importante que seja investigado o impacto da incerteza neste fator sobre o valor da potência no ponto crítico de estabilidade.

Referindo está problemática à margem, seria preciso determinar como esse grau de incerteza no fator de potência da carga repercute na MST, e quais as providências que deveriam ser tomadas com o objetivo de se considerar este efeito no valor final da mesma.

Seria recomendável fazer uma análise a partir do Caso Base do SEP sob estudo, modificando os fatores de potência das barras de carga com o objetivo de avaliar o comportamento do ponto de MTP em função destas alterações e, desta forma, estabelecer uma relação entre estes dois elementos.

3.4.2.5. Variação do Despacho da Geração

Com relação a este fator a ser considerado na determinação da MST é possível encontrar alguns estudos mostrando que a variação no despacho da geração das usinas de um SEP impacta no valor da potência máxima das barras de carga.

Em [Wang00], por exemplo, é proposta uma metodologia para aumentar a margem de segurança de tensão do sistema e fornecer um suporte às barras do sistema com baixa tensão, utilizando o re-despacho dos geradores do SEP. Este re-despacho é feito calculando um vetor normal à fronteira de colapso de tensão ou à fronteira de baixa tensão ou LVB do inglês *Low Voltage Boundary* a qual é definida na referência.

Em [Leme07], os autores propõem o re-despacho da geração de potência ativa para reduzir as perdas na transmissão, aumentando a capacidade de carga do sistema, ou seja, aumentando a potência que o sistema pode fornecer às barras de carga no ponto de MTP. Para determinar quais dos geradores do sistema estão disponíveis para serem re-despachados é utilizada uma relação de sensibilidade obtida como um subproduto do Método da Continuação.

As referências acima mostram a importância deste fator na estabilidade de tensão do sistema, porém o aspecto mais relevante a ser avaliado neste trabalho é a relação existente entre o re-despacho da geração e a MST. Em [Cortez00] é possível obter dados interessantes a este respeito, pois é mostrado como diferentes *critérios de re-despacho* afetam a margem de estabilidade de tensão chegando a obter variações nos valores que oscilam entre 10% a 30%.

O exposto reforça o fato de que, dependendo do critério de re-despacho, diferentes resultados são obtidos sobre a capacidade do SEP em fornecer potência às

barras de carga no ponto de MTP, tornando-se importante considerar a influência deste fator no cálculo da MST.

Para se estabelecer quantitativamente como este fator afeta a MST, sugere-se fazer uma análise a partir do Caso Base do SEP sob estudo, de forma a avaliar diferentes cenários de despacho no sistema, e identificar como estes impactam no ponto de MTP. Esta análise pode ser simplificada se o despacho histórico das usinas do sistema for conhecido, pois, desta forma, os cenários de despacho a serem avaliados ficam limitados.

3.5. Considerações Finais

A abordagem feita neste capítulo permitiu identificar como a MST se insere nas atividades de Expansão e Operação dos SEP, além de mostrar que a diferença entre a MET e a MST é conceitual, pois, na prática, a MST não é mais do que o menor valor que a MET pode atingir para manter a segurança do sistema.

A importância do estabelecimento da MST nos SEP se baseia no fato de que nem sempre tudo aquilo que foi planejado nas atividades de Expansão e Operação irá acontecer da forma como foi previsto. Diante desta constatação, as margens constituem limites que buscam diminuir o risco de situações de instabilidade, garantindo condições operativas mais adequadas.

Na Expansão, devido ao maior grau de incertezas sobre o comportamento futuro do SEP, deve-se considerar uma margem de segurança que permita salientar esta situação, porém mantendo um equilíbrio com os investimentos que serão necessários. A determinação de uma MST mais exata na Operação permite que seu valor possa ser, inclusive, reduzido, favorecendo a utilização eficiente dos recursos disponíveis no sistema, dentro da área de segurança que deve ser mantida. No caso da atividade de Operação, o valor da MST normalmente se apresenta menor que o da Expansão, pois o grau das incertezas envolvidas é menor.

A identificação dos fatores de interesse que afetam a MST foi uma etapa importante nas investigações realizadas nesta dissertação, pois constitui a base na qual se desenvolve a análise de sensibilidade que configura a proposta do trabalho, a qual é descrita no capítulo que se segue.

4

PROPOSTA PARA CÁLCULO DA MARGEM DE SEGURANÇA DE TENSÃO

4.1. Considerações Iniciais

O objetivo deste capítulo é apresentar uma proposta de *Metodologia para o Cálculo da Margem de Segurança de Tensão* dos sistemas elétricos, aplicada às atividades de planejamento da Expansão e da Operação.

A proposta se baseia na análise dos fatores de interesse identificados no Capítulo 3. O texto apresenta uma avaliação do impacto da incerteza do fator de potência e da variação do despacho da geração na potência máxima das barras de carga, além de determinar o alcance do erro de previsão de demanda sobre esta potência. Questões relacionadas à análise de contingências e às incertezas das obras planejadas também são discutidas.

A metodologia é descrita em detalhes, sendo adotado um *Sistema Exemplo* de pequeno porte para subsidiar as análises que fundamentam a proposta.

Com base em todas as considerações sobre os fatores de interesse, o capítulo propõe um equacionamento matemático que permite o cálculo da MST.

4.2. Caracterização do Sistema Elétrico Adotado nas Análises

Neste item são apresentadas as características do sistema elétrico de 5 barras adotado nas análises desenvolvidas neste capítulo. Na **Tabela 4. 1** são mostrados os dados das barras de geração e de carga do sistema no Caso Base. A **Tabela 4. 2** apresenta os parâmetros das linhas de transmissão e as ligações entre as barras. Os valores das tabelas estão no sistema p.u. (por unidade). O diagrama unifilar deste *Sistema Exemplo* está ilustrado na **Figura 4. 1**.

Tabela 4. 1. Dados das Barras do Sistema

Nº da Barra	Tipo	Tensão (p.u.)		Potência Gerada (p.u.)		Potência Consumida (p.u.)	
		Módulo	Ângulo	P	Q	P	Q
1	Slack	1,05	0	0	0	0	0
2	PV	1,05	0	0,7	0	0	0
3	PV	1,05	0	0,6	0	0	0
4	PQ	1,0	0	0	0	0,9	0,558
5	PQ	1,0	0	0	0	1,0	0,619
6	PQ	1,0	0	0	0	0,7	0,434

Tabela 4. 2. Dados das Linhas do Sistema

Barra		Parâmetros das Linhas (p.u.)		
Origem	Destino	R	X	B
1	2	0,10	0,20	0,04
1	4	0,05	0,20	0,04
1	5	0,08	0,30	0,06
2	3	0,05	0,25	0,06
2	4	0,05	0,10	0,02
2	5	0,10	0,30	0,04
2	6	0,07	0,20	0,05
3	5	0,12	0,26	0,05
3	6	0,02	0,10	0,02
4	5	0,20	0,40	0,08
5	6	0,10	0,30	0,06

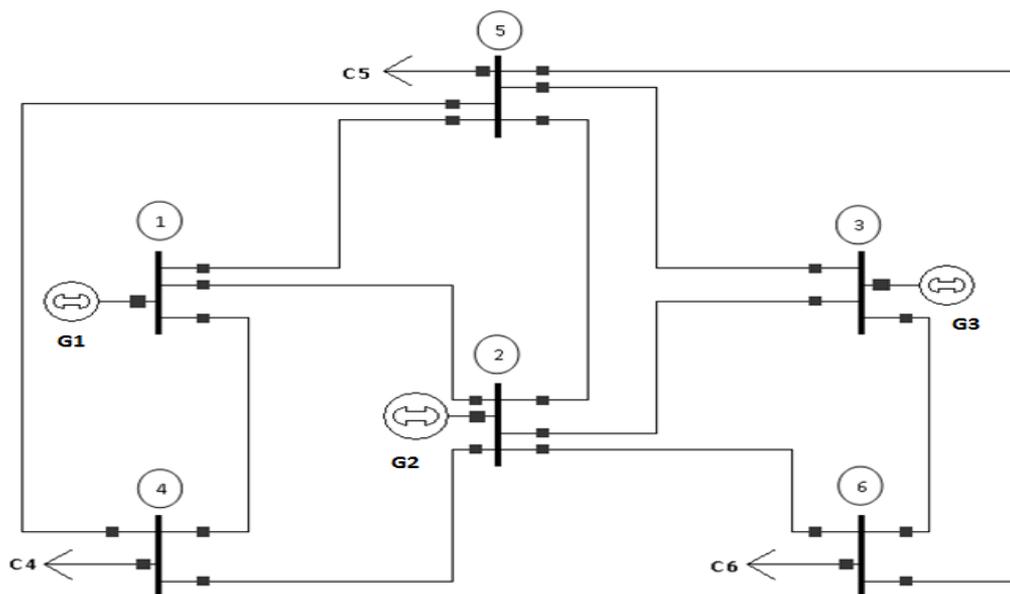


Figura 4. 1. Diagrama Unifilar do Sistema Exemplo

4.3. Análise do Impacto da Incerteza do Fator de Potência na Determinação de Pmax

Como mencionado em itens anteriores, no cálculo de Pmax, o fator de potência da carga é considerado constante. Logo, a incerteza com relação ao fator de potência adotado nas simulações é refletida no valor de Pmax.

Nesta dissertação, propõe-se uma metodologia de estudo, a qual pode ser descrita por meio de quatro etapas:

Etapa 1 - Cálculo da Pmax para Todas as Barras de Carga;

Etapa 2 - Regressão Linear da Pmax com Relação ao Ângulo (θ) para Todas as Barras de Carga;

Etapa 3 - Cálculo da Pmax de Todas as Barras de Carga Utilizando a Reta de Regressão Estimada;

Etapa 4 - Impacto da Incerteza do Fator de Potência na Pmax das Barras de Carga.

4.3.1. Etapa 1 - Cálculo da Pmax para Todas as Barras de Carga

Nesta primeira etapa foi utilizada a metodologia da curva PV para o cálculo da Pmax, variando o fator de potência das barras de carga desde $\cos \theta = 1$ a $\cos \theta = 0$, ou seja, desde 0° até 90° . O resultado deste processo foram os valores de Pmax das barras de carga para diferentes fatores de potência. É importante mencionar que neste caso a modificação do fator de potência da carga foi feita alterando diretamente o valor da potência reativa e mantendo constante a potência ativa das barras de carga, isto considerando:

$$Q = \tan \theta * P \quad (\text{IV- 1})$$

Nesta equação, tem-se:

Q : potência reativa para cada fator de potência considerado;

P : potência ativa da carga, a qual é mantida constante;

θ : ângulo relativo ao fator de potência que está sendo analisado.

Apenas para exemplificar de forma geral esta primeira etapa, considera-se uma barra de carga de um sistema qualquer, a qual possui uma carga C de valor $S = P + jQ$. Conhecendo o valor da potência ativa da carga e fixando-a é possível calcular a potência reativa para qualquer fator de potência contido entre $\cos \theta = 1$ e $\cos \theta = 0$; para um fator de potência unitário ($\theta = 0^\circ$) a potência reativa será:

$$Q = \tan(\theta) * P \quad (\text{IV- 2})$$

$$Q = 0 \quad (\text{IV- 3})$$

Desta forma, para dar início à variação do fator de potência, considera-se uma carga $C' = P$ o que indica uma carga totalmente resistiva. Uma vez determinada a carga C' , é utilizada a metodologia da curva PV (aumento da carga até o ponto de MTP) a qual permite obter o primeiro valor de Pmax para o fator de potência unitário. Este mesmo processo se repete para todos os fatores de potência contidos entre $\cos \theta = 1$ e $\cos \theta = 0$ para cada uma das barras de carga.

Para efetuar a análise até o fator de potência igual a zero ($\theta = 90^\circ$), caso onde a tangente do ângulo não está definida, uma opção é utilizar o valor da potência reativa obtido do ângulo (θ) imediatamente anterior, e fazer a potência ativa igual a zero, de forma a se ter uma carga totalmente indutiva ($C'' = jQ$).

Na **Tabela 4. 3** são registrados os valores de potência reativa para distintos fatores de potência (FP) das barras de carga do *Sistema Exemplo* mostrado na **Figura 4. 1**, os quais foram calculados a partir da expressão (IV- 1) e utilizados para determinar as potências máximas apresentadas na **Tabela 4. 4**.

Vale comentar que a variação dos fatores de potência considerada nesta análise é a mesma para todas as barras de carga, visando a obtenção dos dados de entrada necessários para a realização do processo de linearização (Etapa 2). No entanto, uma vez concluído o procedimento aqui proposto é possível realizar uma avaliação independente das barras de carga analisando seu comportamento para diferentes incertezas.

A incerteza do fator de potência a ser utilizada nesta etapa pode ser determinada pelo comportamento histórico do SEP sob análise. Desta forma, sugere-se analisar a incerteza típica do fator de potência das barras de carga do sistema, visando reduzir a faixa de fatores de potência a serem testados.

Tabela 4. 3. Potência Reativa para Diferentes Fatores de Potência

Ângulo (graus)	FP	Potência Reativa (p.u.)			Ângulo (graus)	FP	Potência Reativa (p.u.)		
		C4	C5	C6			C4	C5	C6
0	1	0	0	0	46	0,6947	0,93198	1,03553	0,72487
1	0,9998	0,01571	0,01746	0,01222	47	0,682	0,96513	1,07237	0,75066
2	0,9994	0,03143	0,03492	0,02444	48	0,6691	0,99955	1,11061	0,77743
3	0,9986	0,04717	0,05241	0,03669	49	0,6561	1,03533	1,15037	0,80526
4	0,9976	0,06293	0,06993	0,04895	50	0,6428	1,07258	1,19175	0,83423
5	0,9962	0,07874	0,08749	0,06124	51	0,6293	1,11141	1,23490	0,86443
6	0,9945	0,09459	0,10510	0,07357	52	0,6157	1,15195	1,27994	0,89596
7	0,9925	0,11051	0,12278	0,08595	53	0,6018	1,19434	1,32704	0,92893
8	0,9903	0,12649	0,14054	0,09838	54	0,5878	1,23874	1,37638	0,96347
9	0,9877	0,14255	0,15838	0,11087	55	0,5736	1,28533	1,42815	0,99970
10	0,9848	0,15869	0,17633	0,12343	56	0,5592	1,33430	1,48256	1,03779
11	0,9816	0,17494	0,19438	0,13607	57	0,5446	1,38588	1,53986	1,07791
12	0,9781	0,19130	0,21256	0,14879	58	0,5299	1,44030	1,60033	1,12023
13	0,9744	0,20778	0,23087	0,16161	59	0,515	1,49785	1,66428	1,16500
14	0,9703	0,22440	0,24933	0,17453	60	0,5	1,55885	1,73205	1,21244
15	0,9659	0,24115	0,26795	0,18756	61	0,4848	1,62364	1,80405	1,26283
16	0,9613	0,25807	0,28675	0,20072	62	0,4695	1,69265	1,88073	1,31651
17	0,9563	0,27516	0,30573	0,21401	63	0,454	1,76635	1,96261	1,37383
18	0,9511	0,29243	0,32492	0,22744	64	0,4384	1,84527	2,05030	1,43521
19	0,9455	0,30989	0,34433	0,24103	65	0,4226	1,93006	2,14451	1,50115
20	0,9397	0,32757	0,36397	0,25478	66	0,4067	2,02143	2,24604	1,57223
21	0,9336	0,34548	0,38386	0,26870	67	0,3907	2,12027	2,35585	1,64910
22	0,9272	0,36362	0,40403	0,28282	68	0,3746	2,22758	2,47509	1,73256
23	0,9205	0,38203	0,42447	0,29713	69	0,3584	2,34458	2,60509	1,82356
24	0,9135	0,40071	0,44523	0,31166	70	0,342	2,47273	2,74748	1,92323
25	0,9063	0,41968	0,46631	0,32642	71	0,3256	2,61379	2,90421	2,03295
26	0,8988	0,43896	0,48773	0,34141	72	0,309	2,76992	3,07768	2,15438
27	0,891	0,45857	0,50953	0,35667	73	0,2924	2,94376	3,27085	2,2896
28	0,8829	0,47854	0,53171	0,37220	74	0,2756	3,13867	3,48741	2,44119
29	0,8746	0,49888	0,55431	0,38802	75	0,2588	3,35885	3,73205	2,61244
30	0,866	0,51962	0,57735	0,40415	76	0,2419	3,60970	4,01078	2,80755
31	0,8572	0,54077	0,60086	0,42060	77	0,225	3,89833	4,33148	3,03203
32	0,848	0,56238	0,62487	0,43741	78	0,2079	4,23417	4,70463	3,29324
33	0,8387	0,58447	0,64941	0,45459	79	0,1908	4,63010	5,14455	3,60119
34	0,829	0,60706	0,67451	0,47216	80	0,1736	5,10415	5,67128	3,96990
35	0,8192	0,63019	0,70021	0,49015	81	0,1564	5,68238	6,31375	4,41963
36	0,809	0,65389	0,72654	0,50858	82	0,1392	6,40383	7,11537	4,98076
37	0,7986	0,67820	0,75355	0,52749	83	0,1219	7,32991	8,14435	5,70104
38	0,788	0,70316	0,78129	0,54690	84	0,1045	8,56293	9,51436	6,66006
39	0,7771	0,72881	0,80978	0,56685	85	0,0872	10,28705	11,43005	8,00104
40	0,766	0,75519	0,83910	0,58737	86	0,0698	12,87060	14,30067	10,01047
41	0,7547	0,78236	0,86929	0,60850	87	0,0523	17,17302	19,08114	13,35680
42	0,7431	0,81036	0,90040	0,63028	88	0,0349	25,77263	28,63625	20,04538
43	0,7314	0,83926	0,93252	0,65276	89	0,0175	51,56097	57,28996	40,10297
44	0,7193	0,86912	0,96569	0,67598	90	0	51,56097	57,28996	40,10297
45	0,7071	0,90000	1,00000	0,70000					

Tabela 4. 4. Potência Máxima das Barras de Carga para Diferentes Fatores de Potência

Ângulo (graus)	FP	Potência Máxima (p.u.)			Ângulo (graus)	FP	Potência Máxima (p.u.)		
		C4	C5	C6			C4	C5	C6
0	1	4,30186	4,77984	3,34589	37	0,7986	2,67456	2,97173	2,08021
1	0,9998	4,30186	4,77984	3,34589	38	0,788	2,57070	2,85633	1,99943
2	0,9994	4,30186	4,77984	3,34589	39	0,7771	2,52030	2,80033	1,96023
3	0,9986	4,13481	4,59424	3,21596	40	0,766	2,47088	2,74542	1,92179
4	0,9976	4,13481	4,59424	3,21596	41	0,7547	2,42243	2,69159	1,88411
5	0,9962	4,05374	4,50415	3,15291	42	0,7431	2,37493	2,63881	1,84717
6	0,9945	3,97425	4,41584	3,09108	43	0,7314	2,32836	2,58707	1,81095
7	0,9925	3,97425	4,41584	3,09108	44	0,7193	2,28271	2,53634	1,77544
8	0,9903	3,89633	4,32925	3,03048	45	0,7071	2,23795	2,48661	1,74063
9	0,9877	3,89633	4,32925	3,03048	46	0,6947	2,19407	2,43785	1,70650
10	0,9848	3,81993	4,24436	2,97105	47	0,682	2,15105	2,39005	1,67304
11	0,9816	3,81993	4,24436	2,97105	48	0,6691	2,10887	2,34319	1,64023
12	0,9781	3,81993	4,24436	2,97105	49	0,6561	2,02698	2,25220	1,57654
13	0,9744	3,67159	4,07955	2,85568	50	0,6428	1,98724	2,20804	1,54563
14	0,9703	3,67159	4,07955	2,85568	51	0,6293	1,94827	2,16474	1,51532
15	0,9659	3,59960	3,99956	2,79969	52	0,6157	1,94827	2,16474	1,51532
16	0,9613	3,52902	3,92114	2,74479	53	0,6018	1,87262	2,08069	1,45648
17	0,9563	3,52902	3,92114	2,74479	54	0,5878	1,79990	1,99989	1,39992
18	0,9511	3,45983	3,84425	2,69098	55	0,5736	1,76461	1,96068	1,37247
19	0,9455	3,39199	3,76887	2,63821	56	0,5592	1,73001	1,92223	1,34556
20	0,9397	3,39199	3,76887	2,63821	57	0,5446	1,69609	1,88454	1,31918
21	0,9336	3,32548	3,69497	2,58648	58	0,5299	1,63023	1,81136	1,26795
22	0,9272	3,26027	3,62252	2,53577	59	0,515	1,56692	1,74102	1,21872
23	0,9205	3,26027	3,62252	2,53577	60	0,5	1,53620	1,70689	1,19482
24	0,9135	3,19634	3,55149	2,48605	61	0,4848	1,47655	1,64061	1,14842
25	0,9063	3,13367	3,48186	2,43730	62	0,4695	1,41921	1,57690	1,10383
26	0,8988	3,07223	3,41358	2,38951	63	0,454	1,39138	1,54598	1,08219
27	0,891	3,07223	3,41358	2,38951	64	0,4384	1,33735	1,48595	1,04016
28	0,8829	3,01199	3,34665	2,34266	65	0,4226	1,28542	1,42825	0,99977
29	0,8746	3,01199	3,34665	2,34266	66	0,4067	1,23551	1,37279	0,96095
30	0,866	2,89503	3,21670	2,25169	67	0,3907	1,18753	1,31948	0,92364
31	0,8572	2,89503	3,21670	2,25169	68	0,3746	1,14142	1,26824	0,88777
32	0,848	2,83826	3,15362	2,20754	69	0,3584	1,11904	1,24337	0,87036
33	0,8387	2,78261	3,09179	2,16425	70	0,342	1,03382	1,14869	0,80408
34	0,829	2,72805	3,03117	2,12182	71	0,3256	0,99367	1,10408	0,77286
35	0,8192	2,67456	2,97173	2,08021	72*	0,309	0,97419	1,08243	0,75770
36	0,809	2,62212	2,91346	2,03942					

* Valor do ângulo (72°) correspondente ao ponto de parada do processo iterativo.

4.3.2. Etapa 2 - Regressão Linear da Pmax com Relação ao Ângulo (θ) para Todas as Barras de Carga

A partir dos dados apresentados na **Tabela 4. 4**, foi gerado o gráfico de dispersão mostrado na **Figura 4. 2**. Neste gráfico evidencia-se a existência de um comportamento linear da distribuição dos dados, ou seja, que a relação da potência máxima das barras de carga com relação ao ângulo (θ) se aproxima de uma linha reta.

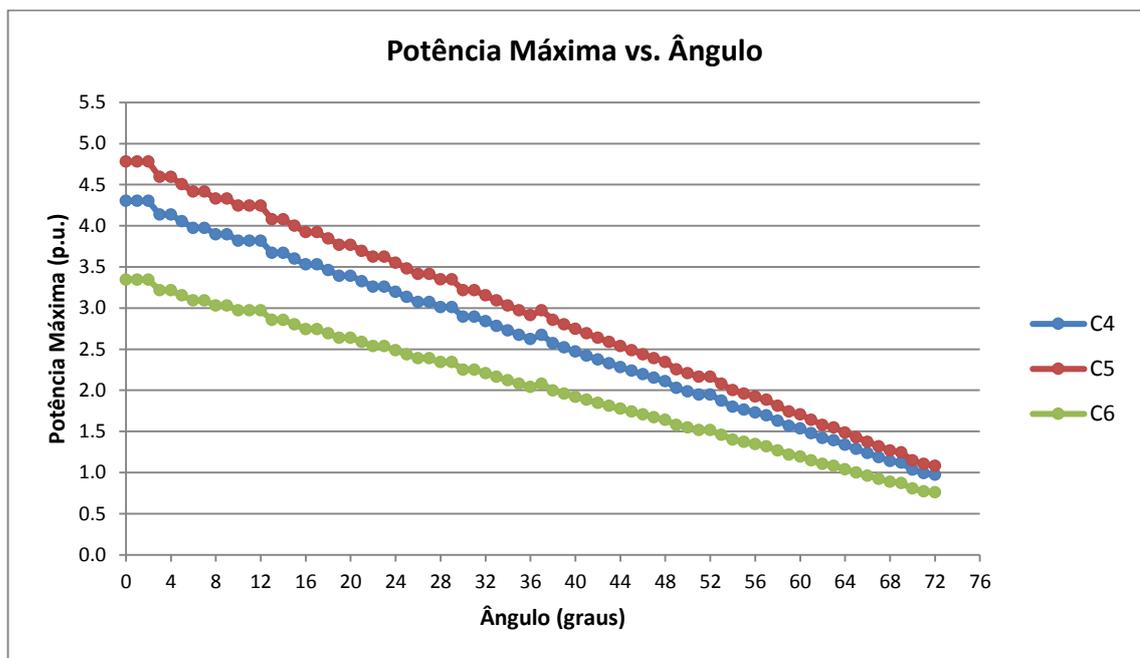


Figura 4. 2. Gráfico de Dispersão da Potência Máxima vs. Ângulo (θ) – Sistema Exemplo

Tendo como base esta característica dos dados e sabendo que uma regressão linear se baseia na relação linear existente entre uma variável independente e uma variável dependente, como expresso em [Gorgas13], foi possível calcular uma reta de regressão que estimasse o comportamento da Pmax com relação ao ângulo (θ) como mostrado na Figura 4. 3.

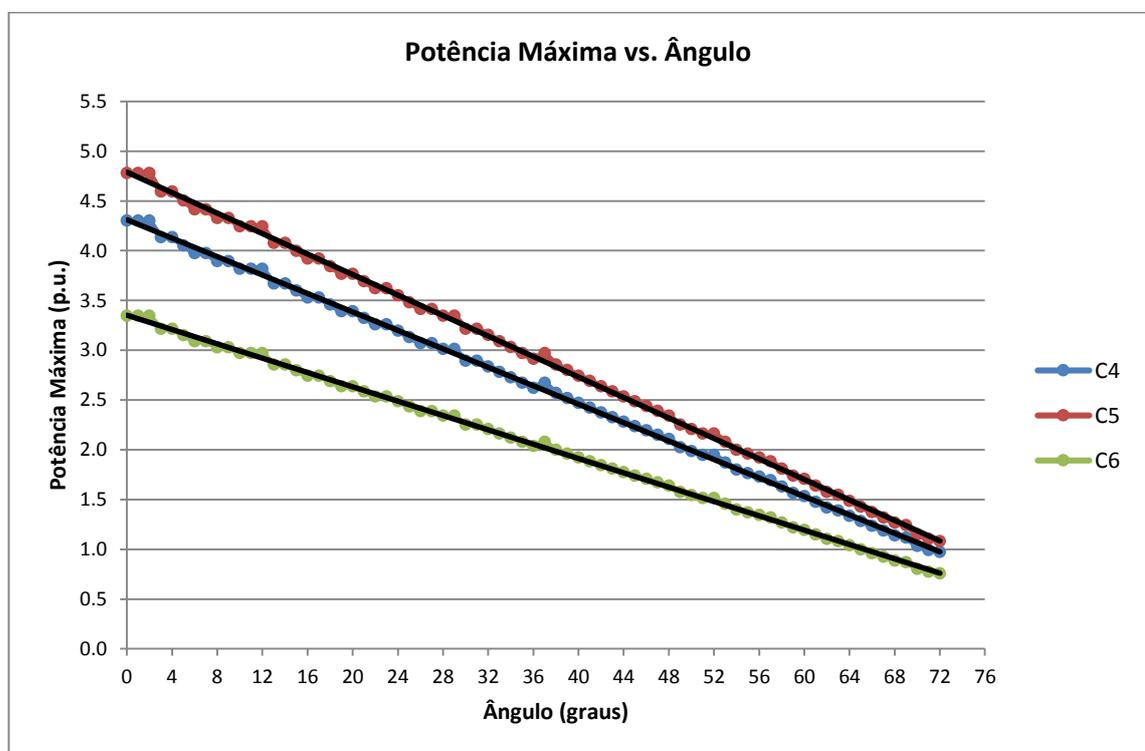


Figura 4. 3. Gráfico de Dispersão da Potência Máxima vs. Ângulo (θ) com Retas de Regressão

Neste item são utilizados conceitos relacionados ao processo de regressão linear. Como referência básica a este processo, o Anexo A apresenta, de forma sucinta, os conceitos matemáticos a ele referentes.

As equações que definem as retas de regressão linear, mostradas na **Figura 4. 3**, são do tipo da expressão (IV- 4) e estão apresentadas na **Tabela 4. 5**.

$$Y_n = a + bX_n \quad (\text{IV- 4})$$

Nesta expressão, Y_n é a variável dependente, X_n é a variável independente e a e b são os parâmetros de regressão.

Tabela 4. 5. Equações da Reta de Regressão

Barra de Carga	Equação
C4	$y = 4,3096 - 0,0463x$
C5	$y = 4,7884 - 0,0515x$
C6	$y = 3,3519 - 0,0360x$

Além das retas de regressão obtidas a partir do processo de linearização, nesta etapa também são calculados outros dados importantes relacionados ao mesmo, os quais são mostrados na **Tabela 4. 6**.

Tabela 4. 6. Dados Correspondentes à Regressão Linear

Barra de Carga	Coefficiente de Correlação Linear	Erro Típico de Estimação	Variância Residual
C4	-0,9996	0,0265	0,0007
C5	-0,9996	0,0316	0,0010
C6	-0,9996	0,0141	0,0002

A partir dos dados apresentados na **Tabela 4. 6** é possível notar que a correlação linear entre a potência máxima e o ângulo (θ) é quase perfeita. Além disso, a média do erro entre as estimações feitas com as retas de regressão e os dados de entrada variam aproximadamente entre 0,014 e 0,032, o que indica uma dispersão dos dados entre 0,0002 e 0,001 (Anexo A).

Diante do exposto, pode-se considerar que a regressão linear feita nesta etapa do estudo reflete de forma bastante fiel o comportamento da potência máxima das barras de carga frente às variações do fator de potência, permitindo utilizar estas retas de regressão na etapa seguinte.

4.3.3. Etapa 3 - Cálculo da Pmax de Todas as Barras de Carga Utilizando a Reta de Regressão Estimada

As equações das retas de regressão linear, mostradas na **Tabela 4. 5**, definem uma equação simplificada da reta e, portanto, é possível dizer que o parâmetro de regressão **b** da expressão (IV- 4) indica a variação da variável dependente (Y_n) com relação à variável independente (X_n), conforme (IV- 5).

$$b = \frac{\partial Y_n}{\partial X_n} \quad (\text{IV- 5})$$

Por outro lado, o parâmetro de regressão **a** da mesma expressão (IV- 4) é o primeiro ponto onde a reta corta o eixo das ordenadas, o que acontece quando a variável independente é igual a zero ($X_n = 0$). Levando isto em conta, é possível expressar a equação (IV- 4) em termos das grandezas elétricas que estão sendo analisadas, como em (IV- 6).

$$Pmax_n = Pmax_0 + \frac{\partial Pmax}{\partial \theta} * \theta_i \quad (\text{IV- 6})$$

Nesta expressão, tem-se:

$Pmax_n$: potência máxima da barra de carga “n” para cada ângulo testado;

$Pmax_0$: potência máxima da barra de carga para um $\text{Cos } \theta = 1$ ($\theta = 0^\circ$);

θ_i : ângulo correspondente a cada fator de potência testado;

$\frac{\partial Pmax}{\partial \theta}$: variação da potência máxima com relação ao ângulo do fator de potência da carga.

Com a expressão (IV- 6) pode-se calcular o valor da Pmax de cada barra de carga para qualquer fator de potência. Nesta condição não existe nenhuma restrição matemática para testar todos os fatores de potência existentes entre $\text{Cos } \theta = 1$ e $\text{Cos } \theta = 0$, obtendo uma reta de regressão com os valores estimados a partir da linearização. No entanto, é recomendável estabelecer esta reta de regressão até o ponto onde os dados de entrada foram obtidos, com o objetivo de manter uma relação entre estes e os dados linearizados, para a realização da análise posterior.

Vale comentar que, se o comportamento histórico dos fatores de potência das cargas do sistema é um dado conhecido, então só é necessário realizar a estimação da Pmax para aquela faixa histórica, facilitando assim o processo de cálculo.

No caso do **Sistema Exemplo** as equações das retas de regressão da **Tabela 4. 5** podem ser expressas em termos da equação (IV- 6) como mostra a **Tabela 4. 7**. Foi a partir destas equações que foram estimadas as potências máximas linearizadas das barras de carga apresentadas na **Tabela 4. 8**, lembrando que os ângulos dos fatores de potência que foram avaliados se encontram entre 0° e 72° e, portanto, o processo de linearização não sobre passa este ponto.

Tabela 4. 7. Equações da Potência Máxima Linearizada

Barra de Carga	Equações da Potência Máxima
C4	$P_{max_4} = 4,3096 - 0,0463 \theta_i$
C5	$P_{max_5} = 4,7884 - 0,0515 \theta_i$
C6	$P_{max_6} = 3,3519 - 0,0360 \theta_i$

Na **Figura 4. 4** é apresentado o gráfico de dispersão dos dados da **Tabela 4. 8** onde é possível observar o resultado do processo de linearização que facilitou a análise feita na última etapa do estudo.

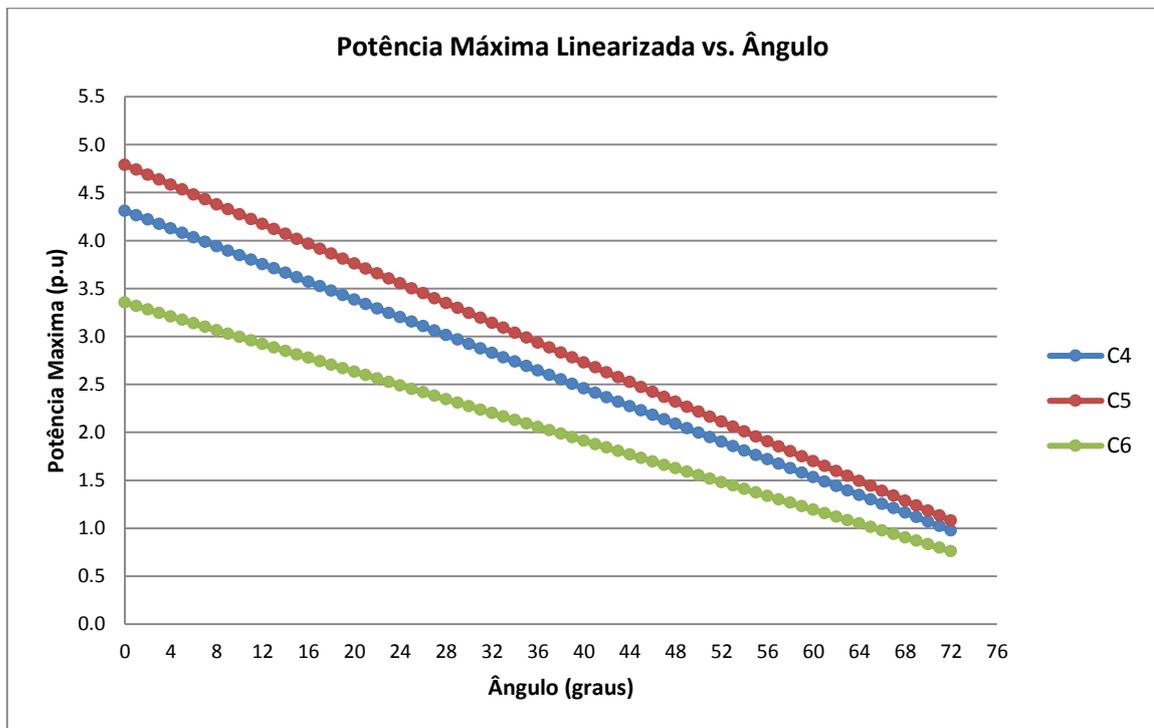


Figura 4. 4. Potência Máxima Linearizada vs. Ângulo (θ)

Tabela 4. 8. Potência Máxima Linearizada das Barras de Carga para Diferentes Fatores de Potência

Ângulo (graus)	FP	Potência Máxima (p.u.)			Ângulo (graus)	FP	Potência Máxima (p.u.)		
		C4	C5	C6			C4	C5	C6
0	1	4,3096	4,7884	3,3519	37	0,7986	2,5965	2,8829	2,0199
1	0,9998	4,2633	4,7369	3,3159	38	0,788	2,5502	2,8314	1,9839
2	0,9994	4,217	4,6854	3,2799	39	0,7771	2,5039	2,7799	1,9479
3	0,9986	4,1707	4,6339	3,2439	40	0,766	2,4576	2,7284	1,9119
4	0,9976	4,1244	4,5824	3,2079	41	0,7547	2,4113	2,6769	1,8759
5	0,9962	4,0781	4,5309	3,1719	42	0,7431	2,365	2,6254	1,8399
6	0,9945	4,0318	4,4794	3,1359	43	0,7314	2,3187	2,5739	1,8039
7	0,9925	3,9855	4,4279	3,0999	44	0,7193	2,2724	2,5224	1,7679
8	0,9903	3,9392	4,3764	3,0639	45	0,7071	2,2261	2,4709	1,7319
9	0,9877	3,8929	4,3249	3,0279	46	0,6947	2,1798	2,4194	1,6959
10	0,9848	3,8466	4,2734	2,9919	47	0,682	2,1335	2,3679	1,6599
11	0,9816	3,8003	4,2219	2,9559	48	0,6691	2,0872	2,3164	1,6239
12	0,9781	3,754	4,1704	2,9199	49	0,6561	2,0409	2,2649	1,5879
13	0,9744	3,7077	4,1189	2,8839	50	0,6428	1,9946	2,2134	1,5519
14	0,9703	3,6614	4,0674	2,8479	51	0,6293	1,9483	2,1619	1,5159
15	0,9659	3,6151	4,0159	2,8119	52	0,6157	1,902	2,1104	1,4799
16	0,9613	3,5688	3,9644	2,7759	53	0,6018	1,8557	2,0589	1,4439
17	0,9563	3,5225	3,9129	2,7399	54	0,5878	1,8094	2,0074	1,4079
18	0,9511	3,4762	3,8614	2,7039	55	0,5736	1,7631	1,9559	1,3719
19	0,9455	3,4299	3,8099	2,6679	56	0,5592	1,7168	1,9044	1,3359
20	0,9397	3,3836	3,7584	2,6319	57	0,5446	1,6705	1,8529	1,2999
21	0,9336	3,3373	3,7069	2,5959	58	0,5299	1,6242	1,8014	1,2639
22	0,9272	3,291	3,6554	2,5599	59	0,515	1,5779	1,7499	1,2279
23	0,9205	3,2447	3,6039	2,5239	60	0,5	1,5316	1,6984	1,1919
24	0,9135	3,1984	3,5524	2,4879	61	0,4848	1,4853	1,6469	1,1559
25	0,9063	3,1521	3,5009	2,4519	62	0,4695	1,439	1,5954	1,1199
26	0,8988	3,1058	3,4494	2,4159	63	0,454	1,3927	1,5439	1,0839
27	0,891	3,0595	3,3979	2,3799	64	0,4384	1,3464	1,4924	1,0479
28	0,8829	3,0132	3,3464	2,3439	65	0,4226	1,3001	1,4409	1,0119
29	0,8746	2,9669	3,2949	2,3079	66	0,4067	1,2538	1,3894	0,9759
30	0,866	2,9206	3,2434	2,2719	67	0,3907	1,2075	1,3379	0,9399
31	0,8572	2,8743	3,1919	2,2359	68	0,3746	1,1612	1,2864	0,9039
32	0,848	2,828	3,1404	2,1999	69	0,3584	1,1149	1,2349	0,8679
33	0,8387	2,7817	3,0889	2,1639	70	0,342	1,0686	1,1834	0,8319
34	0,829	2,7354	3,0374	2,1279	71	0,3256	1,0223	1,1319	0,7959
35	0,8192	2,6891	2,9859	2,0919	72	0,309	0,976	1,0804	0,7599
36	0,809	2,6428	2,9344	2,0559					

4.3.4. Etapa 4 - Análise do Impacto da Incerteza do Fator de Potência na Pmax das Barras de Carga

Para avaliar este impacto, parte-se dos dados obtidos na etapa anterior e consideraram-se dois valores estimados pela reta de regressão linear para uma barra de carga qualquer. $Pmax_1$ refere-se ao valor da potência máxima nesta barra, para um fator de potência $Cos \theta_1$, e $Pmax_2$ o valor da potência máxima da mesma barra para um fator de potência $Cos \theta_2$ onde:

$$Pmax_1 < Pmax_2$$

$$Cos \theta_1 < Cos \theta_2$$
(IV- 7)

Capítulo 4 – Proposta para Cálculo da Margem de Segurança de Tensão

Considerando as restrições impostas em (IV- 7) é possível dizer que o delta ou diferencial de aumento de $Pmax_1$ para $Pmax_2$ nessa barra ($\Delta Aumt.$) é dado por:

$$\Delta Aumt. = Pmax_2 - Pmax_1 \quad (IV- 8)$$

Substituindo (IV- 6) em (IV- 8) tem-se:

$$\Delta Aumt. = Pmax_0 + \frac{\partial Pmax}{\partial \theta} * \theta_2 - Pmax_0 - \frac{\partial Pmax}{\partial \theta} * \theta_1 \quad (IV- 9)$$

Como os valores de $Pmax_0$ e $\frac{\partial Pmax}{\partial \theta}$ são constantes para qualquer ponto da reta de regressão pertencente à barra de carga, tem-se que:

$$\Delta Aumt. = \frac{\partial Pmax}{\partial \theta} (\theta_2 - \theta_1) \quad (IV- 10)$$

Uma vez determinada a expressão (IV- 10), fica evidente que ela não mostra só o delta de aumento da $Pmax$, mas também o delta de diminuição da mesma no caso em que $\cos \theta_1 > \cos \theta_2$. Com base nesta afirmação, é possível determinar um Fator de Aumento/Diminuição (FAD) da $Pmax$ com relação ao fator de potência em termos percentuais, conforme equação (IV- 11).

$$\%FAD = \frac{\frac{\partial Pmax}{\partial \theta} (\theta_i - \theta_f)}{Pmax_f} * 100 \quad (IV- 11)$$

Nesta expressão, tem-se:

θ_f : ângulo de referência pertencente ao fator de potência de referência;

$Pmax_f$: potência máxima obtida para o fator de potência de referência;

θ_i : ângulo para o qual se deseja conhecer o aumento/diminuição percentual da $Pmax$;

FAD : fator de aumento/diminuição da $Pmax$; (+) aumento e (-) diminuição.

A partir deste ponto, o uso da equação (IV- 11) pode ser feito de duas formas: (a) direta, calculando o FAD para qualquer conjunto de fatores de potência; (b) indireta, por meio da criação de uma tabela de referência, para cada uma das barras de carga do sistema. Esta tabela reflete o impacto da variação do fator de potência na $Pmax$,

considerando um ponto de referência, que pode ser deslocado com o objetivo de se ter mais flexibilidade, durante a análise ao SEP.

Um exemplo é mostrado na **Tabela 4. 9** onde a referência é o fator de potência $\cos \theta_f$ para o qual tem-se uma potência P_{max_f} , determinada a partir da reta de regressão, considerada a potência máxima de referência.

Tabela 4. 9. Referência do Impacto da Incerteza do Fator de Potência na Pmax

	FP	%FAD
Incerteza Positiva	$\cos \theta_i$	FAD_i
	$\cos \theta_2$	FAD_2
	$\cos \theta_1$	FAD_1
Referência	$\cos \theta_f$	0,000
Incerteza Negativa	$\cos \theta_{\bar{1}}$	$FAD_{\bar{1}}$
	$\cos \theta_{\bar{2}}$	$FAD_{\bar{2}}$
	$\cos \theta_{\bar{k}}$	$FAD_{\bar{k}}$
Pmax	P_{max_f}	

Os fatores de potência que estão acima do $\cos \theta_f$ são obtidos a partir da consideração de uma Incerteza Positiva (aumento do fator de potência). Isto quer dizer que, se o fator de potência da carga fosse maior que o $\cos \theta_f$, a Pmax aumentaria em uma porcentagem igual ao FAD correspondente ao fator de potência $\cos \theta_i$, de acordo com a expressão (IV- 12).

$$\cos \theta_i = \cos \theta_{i-1} * [1 + IP] \quad (IV- 12)$$

Nesta equação, tem-se:

i : grandeza que varia de um até o número de fatores de potência a serem considerados acima do $\cos \theta_f$;

IP : incerteza positiva em porcentagem.

Da mesma forma os fatores de potência abaixo do $\cos \theta_f$ são obtidos a partir da consideração de uma Incerteza Negativa (diminuição do fator de potência). Portanto, se o fator de potência da carga fosse menor que o $\cos \theta_f$ a Pmax diminuiria em uma porcentagem igual ao FAD correspondente ao fator de potência $\cos \theta_{\bar{k}}$, de acordo com a expressão (IV- 13).

$$\cos \theta_{\bar{k}} = \cos \theta_{\bar{k}-1} * [1 - IN] \quad (IV- 13)$$

Nesta expressão, tem-se:

\tilde{k} : grandeza que varia de um até o número de fatores de potência a serem considerados abaixo do $\text{Cos } \theta_f$;

IN : incerteza negativa em porcentagem.

Do exposto, verifica-se que, para o caso em que $\text{Cos } \theta_f < \text{Cos } \theta_i$, a P_{max_f} aumentará em uma porcentagem igual a FAD_i e, quando $\text{Cos } \theta_f > \text{Cos } \theta_{\tilde{k}}$, a P_{max_f} diminuirá em uma porcentagem igual a $FAD_{\tilde{k}}$, como mostrado na **Tabela 4. 9**.

Neste ponto vale mencionar que o fator de potência de referência pode ser aquele da própria carga $C = P + jQ$ especificada na realização do estudo, ou ser escolhido de acordo com os critérios dos planejadores que realizam o estudo. Esta consideração não altera a análise genérica aqui realizada.

Cabe ressaltar que, tanto a *incerteza negativa* quanto a *incerteza positiva*, utilizadas em (IV- 12) e (IV- 13), devem derivar de análises prévias do comportamento do fator de potência das cargas do sistema, tanto nas atividades de Expansão quanto nas de Operação do SEP. Caso esta informação não esteja disponível, a incerteza ficaria a critério da experiência dos planejadores do sistema. É importante esclarecer que tanto a incerteza positiva quanto a incerteza negativa têm o mesmo valor percentual. O termo positivo e negativo aqui adotado só indica que os fatores de potência obtidos a partir da consideração desta incerteza são, respectivamente, maiores ou menores que o fator de potência de referência.

Desta forma, observando a **Tabela 4. 9**, pode-se dizer que, se a análise ao sistema é feita considerando o fator de potência de referência como ponto de partida, os FAD da Pmax para a barra de carga sob análise serão os já estabelecidos nesta tabela, ou seja, não seria preciso a realização de nenhum cálculo adicional.

A informação fornecida pela **Tabela 4. 9** é muito relevante. Contudo, para conseguir uma referência flexível, que facilite o estudo dos SEP em diversas condições, é interessante efetuar modificações que sejam simples e práticas permitindo efetuar várias análises. Com isso em mente, considerando que o fator de potência de referência não é mais o $\text{Cos } \theta_f$ e sim uma nova referência $\text{Cos } \theta_{nf}$, os novos valores do FAD passam a ser como indicado em (IV- 14).

$$\%FAD_n = \%FAD_{ant} - \%FAD_{nf} \quad (\text{IV- 14})$$

Nesta equação, tem-se:

FAD_n : novo fator de aumento/diminuição para o fator de potência avaliado;

FAD_{ant} : fator de aumento/diminuição anterior (presente na **Tabela 4. 9**) do fator de potência avaliado;

FAD_{nf} : fator de aumento/diminuição correspondente à nova referência $\cos \theta_{nf}$.

Uma vez feita esta modificação nos valores do FAD com a nova referência, da mesma forma que mudou o fator de potência de referência, a $Pmax_f$ também mudará, ou seja, os novos valores do FAD estarão em função de uma nova potência máxima de referência $Pmax_{nf}$, a qual pode ser calculada a partir da expressão (IV- 6).

Por outro lado, no caso em que seja preciso conhecer o valor da potência máxima em uma determinada barra de carga, e não apenas o aumento ou a diminuição percentual, é possível fazer o cálculo a partir do FAD correspondente e a potência máxima de referência, como expressa a equação (IV- 15).

$$Pmax = Pmax_f + Pmax_f * FAD \quad (IV- 15)$$

4.3.5. Análise da Variação do Fator de Potência no Sistema Exemplo

Aplicando a expressão (IV- 11) nas barras de carga do **Sistema Exemplo** determina-se o fator de aumento/diminuição da $Pmax$ para todas elas. Esta expressão pode ser utilizada de forma livre, para determinar o FAD para qualquer conjunto de fatores de potência, utilizando um deles como referência. Neste caso a **Tabela 4. 10** mostra os valores de FAD, tomando como referência um FP = 0,9 indutivo para todas as barras de carga. É considerada uma incerteza positiva e negativa de 1% para o cálculo dos fatores de potência acima e abaixo do fator de potência de referência, sendo utilizadas as expressões (IV- 12) e (IV- 13), respectivamente.

Conforme mencionado anteriormente, se a análise do sistema for feita considerando o fator de potência de referência como ponto de partida, os FAD de cada barra de carga já estão calculados na **Tabela 4. 10**. Porém, se for utilizada outra referência é possível recalculer os valores do FAD para cada barra de carga, utilizando a expressão (IV- 14). Um exemplo da aplicação desta expressão é mostrado na **Tabela 4. 11** para a barra de carga **C4**.

Tabela 4. 10. Fatores de Aumento/Diminuição para as Barras de Carga do Sistema
Exemplo

		C4	C5	C6
		FP	%FAD	%FAD
Incerteza Positiva	0,99	26,371	26,378	26,426
	0,98	21,361	21,366	21,405
	0,97	17,507	17,511	17,543
	0,96	14,250	14,253	14,279
	0,95	11,373	11,375	11,396
	0,94	8,765	8,767	8,783
	0,93	6,360	6,362	6,374
	0,92	4,117	4,118	4,125
0,91	2,004	2,004	2,008	
FP_Ref	0,9	0,000	0,000	0,000
Incerteza Negativa	0,89	-1,911	-1,911	-1,915
	0,88	-3,741	-3,742	-3,749
	0,87	-5,502	-5,503	-5,513
	0,86	-7,200	-7,202	-7,215
	0,85	-8,843	-8,845	-8,862
	0,84	-10,437	-10,439	-10,458
	0,83	-11,985	-11,988	-12,010
	0,82	-13,493	-13,497	-13,521
	0,81	-14,964	-14,968	-14,995
0,8	-16,400	-16,404	-16,434	
Pmax_Ref (p.u.)		3,1133	3,4621	2,4157

Tabela 4. 11. Exemplo de Mudança de Referência para o Cálculo do FAD

C4		
Nova Referência	FP Testados	%FAD Novo
FP_Ref = 0,85	0,88	5,102
Pmax_Ref = 2,8397	0,81	-6,121
FP_Ref = 0,95	0,90	-11,373
Pmax_Ref = 3,4650	0,98	9,988

Na **Tabela 4. 11** são utilizadas duas referências diferentes para as quais foram calculados os novos valores do FAD. Estas novas referências são menores e maiores do que o fator de potência de referência, respectivamente, de forma a exemplificar a mudança do FAD em condições de aumento e diminuição do ponto de referência.

Com a realização deste último passo é finalizada a análise da incerteza do fator de potência na potência máxima das barras de carga. No entanto, neste ponto é interessante fazer uma comparação entre os valores de Pmax obtidos diretamente da linearização e dos calculados através do FAD, utilizando a equação (IV- 15). Na **Tabela 4. 12** são mostrados os valores de Pmax da barra de carga **C4** só para os fatores de potência que foram envolvidos nos exemplos acima apresentados.

Tabela 4. 12. Valores de Pmax Calculados pela Linearização e pelo FAD

		C4		
FP	Linearização	Calculado	Calculado	Calculado
		FAD (FP_Ref=0,9)	FAD (FP_Nova_Ref=0,95)	FAD (FP_Nova_Ref=0,85)
	Pmax (p.u.)	Pmax (p.u.)	Pmax (p.u.)	Pmax (p.u.)
0,98	3,7740	3,7783	3,8111	-
0,95	3,4650	3,4674	3,4650	-
0,90	3,1133	3,1133	3,0709	-
0,88	2,9975	2,9968	-	2,9846
0,85	2,8397	2,8379	-	2,8397
0,81	2,6504	2,6474	-	2,6659

Analisando os dados da **Tabela 4. 12** é possível perceber que a diferença entre os valores obtidos a partir da linearização e os calculados pelo FAD inicial é pequena. Uma vez efetuada a mudança de referência acontece um aumento nesta diferença, a qual fica mais marcante para o caso de fatores de potência menos indutivos (0,90, 0,95 e 0,98). Já para o caso dos fatores de potência mais indutivos (0,88, 0,85 e 0,81) os valores de potência máxima não apresentam uma diferença tão grande. Isto enfatiza a importância da escolha do fator de potência que será a referência de cada uma das barras de carga, pois influencia o valor da potência máxima estimada.

Finalmente, com base no estudo realizado é possível dizer que o processo aqui descrito possibilita uma maior sensibilidade com relação aos estudos de estabilidade de tensão, uma vez que introduz uma “quantificação” de como a incerteza no fator de potência influencia o valor da Pmax das barras de carga do sistema. Esta análise permite avançar no estabelecimento de uma MST mais adequada às características próprias do SEP sob estudo.

4.3.6. A Incerteza do Fator de Potência e a MST

A análise de sensibilidade descrita acima permite estabelecer uma relação entre a incerteza do fator de potência e a variação da Pmax, possibilitando determinar o valor da parcela da MST relativa a esta incerteza. Tal parcela corresponde ao próprio valor do FAD – Fator de Aumento / Diminuição da Potência Máxima.

As etapas propostas são relativamente simples de serem desenvolvidas e permitem um conhecimento mais apurado sobre o sistema elétrico, por parte dos planejadores, no que concerne aos aspectos de estabilidade de tensão e fator de potência das barras de carga.

4.4. Análise do Impacto da Variação do Despacho da Geração na Pmax das Barras de Carga

A análise feita neste item não visa abordar o complexo mundo do despacho econômico da geração, onde são considerados inúmeros fatores que determinam o despacho ótimo de cada usina. O interesse, neste trabalho, é analisar o impacto no valor de Pmax da contribuição ou participação dos geradores correspondente às variações que as barras de carga experimentam.

Deseja-se saber como o valor da potência máxima reage em função da porcentagem com a qual os geradores contribuem para as variações da carga (neste caso, o aumento). Nesta dissertação, propõe-se uma metodologia de estudo, a qual pode ser descrita por meio de quatro etapas:

Etapa 1 - Montagem dos Casos Base;

Etapa 2 - Aumento das Potências nas Barras de Carga e Despacho dos Geradores;

Etapa 3 - Cálculo das Potências Máximas;

Etapa 4 - Cenários de Despacho.

4.4.1. Etapa 1 - Montagem dos Casos Base

Nesta primeira etapa é criado um Caso Base para cada um dos geradores existentes no sistema. Em cada Caso Base, um gerador é considerado como a barra de referência, ou *slack*, de forma individual, assumindo o total das variações das barras de carga e as perdas do SEP. Desta forma, se estabelecem tantos Casos Base quantos geradores existirem no sistema e, para cada um destes casos, é calculada a potência máxima das barras de carga, utilizando a metodologia da curva PV.

Os valores de Pmax relativos a cada um dos casos possibilitam uma análise de sensibilidade com o objetivo de identificar a proximidade elétrica dos geradores aos centros de carga. Com base nesta proximidade, estes são classificados em três tipos: Geradores Externos, Geradores Internos e Geradores Vizinhos ou Intermédios.

Geradores Externos: encontram-se mais afastados eletricamente das barras de carga e, neste caso, as potências máximas apresentam os menores valores para o caso em que a barra *slack* assume 100% das variações das cargas.

Geradores Internos: encontram-se mais próximos eletricamente das barras de carga e, portanto, as potências máximas apresentam os maiores valores para o caso em que a barra *slack* assume 100% das variações das cargas.

Geradores Intermédios: encontram-se localizados em pontos intermediários, ou nas vizinhanças, das barras de carga, e, neste caso, as potências máximas apresentam

valores menores que os obtidos quando os Geradores Internos são despachados e maiores que os valores obtidos quando os Geradores Externos são despachados. Isto para o caso em que a barra *slack* assume 100% das variações das cargas.

Para o caso do **Sistema Exemplo** que está sendo analisado, o qual possui três geradores (G1, G2 e G3), foram definidos três casos bases e os dados relativos a cada um deles são mostrados na **Tabela 4. 13**.

Tabela 4. 13. Casos Base do Despacho da Geração para o Sistema Exemplo

CASOS BASES							
Barra <i>Slack</i>	Potências Máximas nas Barras de Carga (p.u.)				Potência Gerada no Ponto de MTP (p.u.)		
	P4_max	P5_max	P6_max	Perdas	G1	G2	G3
G1	2,3749	2,6388	1,8472	3,1974	8,7584	0,7	0,6
G2	2,8383	3,1536	2,2075	2,4963	0,9	9,1958	0,6
G3	2,5707	2,8563	1,9994	2,5054	0,9	0,7	8,3319

Com base nos valores das potências máximas mostradas na **Tabela 4. 13** é possível identificar os tipos de geradores presentes neste sistema os quais são listados na **Tabela 4. 14**. Esta informação é muito importante e é utilizada na etapa final da análise aqui apresentada.

Tabela 4. 14. Tipos de Geradores Presentes no Sistema Exemplo

Tipo de Gerador	Geradores do Sistema
Interno	G2
Intermédio	G3
Externo	G1

4.4.2. Etapa 2 - Aumento das Potências nas Barras de Carga e Despacho dos Geradores

Nesta segunda etapa, para cada aumento feito numa barra de carga foi calculada a diferença entre a potência com o aumento e a potência anterior a este, conforme (IV- 16).

$$\Delta P_{C_i} = \sum_{i=1}^n P_{(i+1)} - P_i \quad (IV- 16)$$

Nesta equação, tem-se:

ΔP_{C_i} : aumento total de potência ativa na barra de carga “i”;

P_i : potência ativa anterior ao aumento;

$P_{(i+1)}$: potência ativa com o aumento;

n : número total de iterações até o ponto de MTP.

O exposto acima pode ser analisado de uma melhor forma considerando que a curva PV da **Figura 4. 5** pertence a uma barra de carga qualquer onde P_1 é a potência anterior ao aumento e P_2 é a potência com o aumento. Desta forma, a diferença entre as duas utilizando (IV- 16) será pc_1 . Este mesmo processo se repete para o cálculo de pc_2 que é a diferença entre P_2 e P_3 . O aumento total de potência ativa (ΔP_{c_i}) para esta barra de carga é a soma de todas estas diferenças desde P_1 até P_{max} .

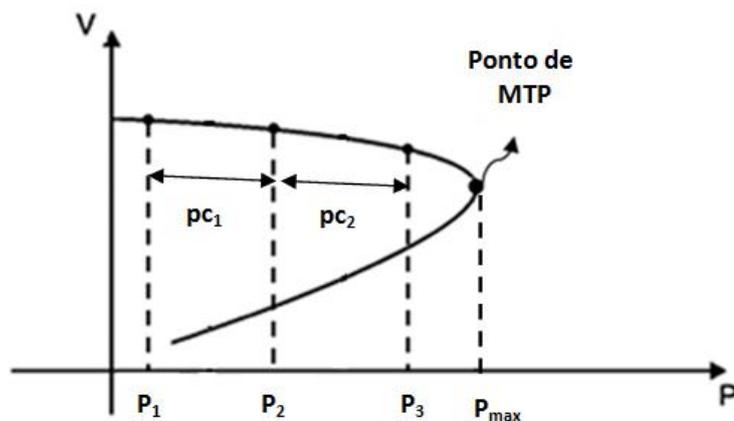


Figura 4. 5. Curva PV Mostrando os Aumentos de Carga

O processo acima descrito permite determinar o aumento de potência nas barras de carga de forma individual, porém a participação dos geradores deve ser definida em função das variações de potência de todas as barras de carga do sistema. Para isto, é preciso calcular o aumento total de potência ativa das barras de carga do sistema a partir da expressão (IV- 17).

$$\Delta P_{cs} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{c_i} \quad (\text{IV- 17})$$

Nesta equação, tem-se:

ΔP_{cs} : aumento total de potência ativa no sistema;

ΔP_{c_i} : aumento total de potência ativa na barra de carga "i";

n : número total de barras de carga no sistema.

Desta forma, o aumento na geração de cada um dos geradores do sistema corresponde a:

$$AG = \frac{\Delta P_{cs} * FPG}{n - 1} \quad (IV- 18)$$

Nesta expressão, tem-se:

AG: índice de aumento na geração para cada gerador;

ΔP_{cs} : aumento total de potência ativa no sistema;

FPG: fator de participação dos geradores;

n: número total de geradores do sistema.

Em (IV- 18) o fator de participação dos geradores no aumento total da potência ativa nas barras de carga do sistema pode ser diferente de um gerador para outro. No entanto, nesta análise, optou-se por manter um mesmo fator de participação para todos os geradores do sistema, visando distribuir este aumento de forma equitativa, evitando qualquer preferência no despacho.

Além disso, esta escolha garantiu a obtenção de resultados uniformes que permitiram observar o comportamento do gerador que é a barra *slack* quando os outros geradores contribuíam de forma igualitária no aumento da potência ativa nas barras de carga. Outro aspecto importante de se mencionar é que o aumento feito na geração só está considerando as variações nas barras de carga, deixando a barra *slack* assumir tanto as perdas do sistema como o restante da geração necessária para suprir a demanda.

Apesar deste trabalho adotar o procedimento indicado acima, os fatores de participação atribuídos aos geradores podem ser especificados com base em informações próprias do SEP, tais como o histórico do despacho das usinas que dele participam. Para isto, sugere-se uma análise prévia do sistema, com o objetivo de utilizar dados de avaliação próximos das condições históricas de operação que permitam obter resultados com um maior grau de certeza.

Para o caso do **Sistema Exemplo** foram estabelecidas diferentes condições de despacho atribuindo distintos fatores de participação para os geradores. Estes fatores de participação variam entre 0% e 100% do aumento total da potência ativa das barras de carga do sistema, os quais foram utilizados para o cálculo das potências máximas na etapa 3. Na **Tabela 4. 15** é possível observar a distribuição dos fatores de participação considerados para as condições de despacho estabelecidas. Cada um dos geradores é considerado como a barra *slack* de forma individual, lembrando que o **Sistema Exemplo** possui três geradores.

Tabela 4. 15. Fatores de Participação Utilizados nas Análises

Condição de Despacho	Participação <i>Slack</i> (%)	Participação Total dos Outros Geradores (%)	Participação Individual dos Outros Geradores (%)
1	100	0	0
2	90	10	5
3	80	20	10
4	70	30	15
5	60	40	20
6	50	50	25
7	40	60	30
8	30	70	35
9	20	80	40
10	10	90	45
11	0	100	50

Considerando o caso onde o gerador G1 é a barra *slack* e o fator de participação total é de 10% para os outros dois geradores, é possível observar, por meio da Tabela 4. 16, o aumento total de potência ativa em cada barra de carga, o aumento total de potência ativa no sistema, assim como o índice de aumento na geração, os quais foram determinados a partir das expressões (IV- 16), (IV- 17) e (IV- 18), respectivamente.

Tabela 4. 16. Exemplo de Cálculo Utilizando Fator de Participação Total de 10%

ΔPc_4	ΔPc_5	ΔPc_6	ΔPcs	AG	ΔPc_4	ΔPc_5	ΔPc_6	ΔPcs	AG
0,0180	0,0200	0,0140	0,0520	0,0026	0,0301	0,0335	0,0234	0,0870	0,0044
0,0184	0,0204	0,0143	0,0530	0,0027	0,0307	0,0341	0,0239	0,0888	0,0044
0,0187	0,0208	0,0146	0,0541	0,0027	0,0313	0,0348	0,0244	0,0905	0,0045
0,0191	0,0212	0,0149	0,0552	0,0028	0,0320	0,0355	0,0249	0,0923	0,0046
0,0195	0,0216	0,0152	0,0563	0,0028	0,0326	0,0362	0,0254	0,0942	0,0047
0,0199	0,0221	0,0155	0,0574	0,0029	0,0333	0,0370	0,0259	0,0961	0,0048
0,0203	0,0225	0,0158	0,0586	0,0029	0,0339	0,0377	0,0264	0,0980	0,0049
0,0207	0,0230	0,0161	0,0597	0,0030	0,0346	0,0384	0,0269	0,1000	0,0050
0,0211	0,0234	0,0164	0,0609	0,0030	0,0353	0,0392	0,0274	0,1020	0,0051
0,0215	0,0239	0,0167	0,0621	0,0031	0,0360	0,0400	0,0280	0,1040	0,0052
0,0219	0,0244	0,0171	0,0634	0,0032	0,0367	0,0408	0,0286	0,1061	0,0053
0,0224	0,0249	0,0174	0,0647	0,0032	0,0375	0,0416	0,0291	0,1082	0,0054
0,0228	0,0254	0,0178	0,0659	0,0033	0,0382	0,0424	0,0297	0,1104	0,0055
0,0233	0,0259	0,0181	0,0673	0,0034	0,0390	0,0433	0,0303	0,1126	0,0056
0,0238	0,0264	0,0185	0,0686	0,0034	0,0397	0,0442	0,0309	0,1148	0,0057
0,0242	0,0269	0,0188	0,0700	0,0035	0,0405	0,0450	0,0315	0,1171	0,0059
0,0247	0,0275	0,0192	0,0714	0,0036	0,0414	0,0459	0,0322	0,1195	0,0060
0,0252	0,0280	0,0196	0,0728	0,0036	0,0422	0,0469	0,0328	0,1218	0,0061
0,0257	0,0286	0,0200	0,0743	0,0037	0,0430	0,0478	0,0335	0,1243	0,0062
0,0262	0,0291	0,0204	0,0758	0,0038	0,0439	0,0488	0,0341	0,1268	0,0063
0,0267	0,0297	0,0208	0,0773	0,0039	0,0448	0,0497	0,0348	0,1293	0,0065
0,0273	0,0303	0,0212	0,0788	0,0039	0,0457	0,0507	0,0355	0,1319	0,0066
0,0278	0,0309	0,0216	0,0804	0,0040	0,0466	0,0517	0,0362	0,1345	0,0067
0,0284	0,0315	0,0221	0,0820	0,0041	0,0475	0,0528	0,0369	0,1372	0,0069

4.4.3. Etapa 3 - Cálculo das Potências Máximas

Uma vez estabelecidos os fatores de participação e os aumentos na geração para cada um dos geradores do sistema, nesta etapa são determinadas as potências máximas para cada uma das condições de despacho estabelecidas, considerando cada um dos geradores do sistema como barra *slack*, de forma independente, com o objetivo de observar o comportamento destas potências.

Após calcular a Pmax de cada barra de carga é possível determinar a variação percentual desta com relação a cada condição de despacho, utilizando o Caso Base como referência. Desta forma, a barra de carga “i” na condição de despacho “m” terá uma variação percentual de sua potência máxima dada por:

$$\Delta Pmax_i = \frac{Pmax_{CB} - Pmax_m}{Pmax_{CB}} * 100 \tag{IV- 19}$$

Nesta expressão, tem-se:

$Pmax_{CB}$: potência máxima na barra “i” para o despacho do Caso Base;

$Pmax_m$: potência máxima na barra “i” para a condição de despacho “m”;

$\Delta Pmax_i$: variação da potência máxima na barra “i” para a condição de despacho “m”;

m : número do cenário de despacho que está sendo avaliado.

As potências máximas para o **Sistema Exemplo**, sob as condições de despacho estabelecidas na **Tabela 4. 15**, são mostradas na **Tabela 4. 17**, **Tabela 4. 18** e **Tabela 4. 19**, as quais, em conjunto com as potências máximas dos Casos Base da **Tabela 4. 13**, foram utilizadas para a aplicação da expressão (IV- 19).

Tabela 4. 17. Potências Máximas nas Barras de Carga – Sendo G1 a Barra *Slack*

Participação <i>Slack</i> (%)	Participação Total (%)	Potência Ativa Gerada no Ponto de MTP			Total Gerado	Potência Máxima			Perdas	Total Consumido
		Pg_G1 (p.u.)	Pg_G2 (p.u.)	Pg_G3 (p.u.)		P4 (p.u.)	P5 (p.u.)	P6 (p.u.)		
100	0	8,7583	0,7	0,6	10,0583	2,3749	2,6388	1,8472	3,1974	10,0583
90	10	8,7429	0,9269	0,8269	10,4967	2,4709	2,7454	1,9218	3,3586	10,4967
80	20	7,7551	1,1681	1,0681	9,9913	2,5203	2,8003	1,9602	2,7104	9,9912
70	30	7,5792	1,4463	1,3462	10,3717	2,6221	2,9135	2,0394	2,7967	10,3717
60	40	6,8057	1,7253	1,6253	10,1563	2,6746	2,9717	2,0802	2,4298	10,1563
50	50	6,7086	2,0597	1,9597	10,728	2,7826	3,0918	2,1643	2,6893	10,728
40	60	6,0490	2,3798	2,2798	10,7086	2,8383	3,1536	2,2075	2,5093	10,7087
30	70	5,0119	2,6598	2,5598	10,2315	2,8383	3,1536	2,2075	2,0321	10,2315
20	80	4,5467	3,0054	2,9054	10,4575	2,8950	3,2167	2,2517	2,094	10,4574
10	90	3,7996	3,2935	3,1935	10,2866	2,8950	3,2167	2,2517	1,9233	10,2867
0	100	3,6488	3,6505	3,5505	10,8498	2,9529	3,281	2,2967	2,3191	10,8497

Tabela 4. 18. Potências Máximas nas Barras de Carga – Sendo G2 a Barra Slack

Participação Slack (%)	Participação Total (%)	Potência Ativa Gerada no Ponto de MTP			Total Gerado	Potência Máxima			Perdas	Total Consumido
		Pg_G1 (p.u.)	Pg_G2 (p.u.)	Pg_G3 (p.u.)		P4 (p.u.)	P5 (p.u.)	P6 (p.u.)		
100	0	0,9	9,1958	0,6	10,6958	2,8383	3,1536	2,2075	2,4963	10,6957
90	10	1,1800	8,3910	0,8800	10,451	2,8383	3,1536	2,2075	2,2516	10,451
80	20	1,4763	8,1834	1,1763	10,836	2,8950	3,2167	2,2517	2,4727	10,8361
70	30	1,7645	7,3726	1,4645	10,6016	2,8950	3,2167	2,2517	2,2382	10,6016
60	40	2,0527	6,6465	1,7527	10,4519	2,8950	3,2167	2,2517	2,0885	10,4519
50	50	2,3409	5,9679	2,0409	10,3497	2,8950	3,2167	2,2517	1,9862	10,3496
40	60	2,6290	5,3248	2,3290	10,2828	2,8950	3,2167	2,2517	1,9195	10,2829
30	70	2,9172	4,7115	2,6172	10,2459	2,8950	3,2167	2,2517	1,8825	10,2459
20	80	3,2723	4,6113	2,9723	10,8559	2,9529	3,281	2,2967	2,3252	10,8558
10	90	3,5688	4,0096	3,2688	10,8472	2,9529	3,281	2,2967	2,3165	10,8471
0	100	3,7817	3,0210	3,4817	10,2844	2,9529	3,281	2,2967	1,7538	10,2844

Tabela 4. 19. Potências Máximas nas Barras de Carga – Sendo G3 a Barra Slack

Participação Slack (%)	Participação Total (%)	Potência Ativa Gerada no Ponto de MTP			Total Gerado	Potência Máxima			Perdas	Total Consumido
		Pg_G1 (p.u.)	Pg_G2 (p.u.)	Pg_G3 (p.u.)		P4 (p.u.)	P5 (p.u.)	P6 (p.u.)		
100	0	0,9	0,7	8,3319	9,9319	2,5707	2,8563	1,9994	2,5054	9,9318
90	10	1,1487	0,9487	7,7772	9,8746	2,6221	2,9135	2,0394	2,2997	9,8747
80	20	1,4126	1,2126	7,2581	9,8833	2,6746	2,9717	2,0802	2,1569	9,8834
70	30	1,6922	1,4922	6,7620	9,9464	2,728	3,0312	2,1218	2,0653	9,9463
60	40	1,9877	1,7877	6,2885	10,0639	2,7826	3,0918	2,1643	2,0253	10,064
50	50	2,2999	2,0999	5,8482	10,248	2,8383	3,1536	2,2075	2,0485	10,2479
40	60	2,6290	2,4290	5,4930	10,551	2,8950	3,2167	2,2517	2,1877	10,5511
30	70	2,9172	2,7172	4,7042	10,3386	2,8950	3,2167	2,2517	1,9751	10,3385
20	80	3,2054	3,0054	4,0482	10,259	2,8950	3,2167	2,2517	1,8955	10,2589
10	90	3,4935	3,2935	3,4618	10,2488	2,8950	3,2167	2,2517	1,8854	10,2488
0	100	3,7817	3,5817	2,9297	10,2931	2,8950	3,2167	2,2517	1,9297	10,2931

Como resultado da utilização da expressão (IV- 19) foram obtidos os dados apresentados na **Tabela 4. 20**, **Tabela 4. 21** e **Tabela 4. 22** que mostram a variação percentual da potência máxima das barras de carga para cada condição de despacho.

Nestas tabelas observa-se que, para a maioria das condições de despacho dos casos estudados, as potências máximas das barras de carga apresentam aumento, quando comparadas com o Caso Base. Por exemplo, pode-se citar a Barra de Carga 4, onde a diferença entre o Caso Base e a Condição de Despacho 10 chega a 21,9%. Isto mostra o impacto que as diferentes condições de despacho têm sobre a estabilidade de tensão dos SEP e a importância de sua consideração no cálculo da MST.

De posse de um “mapeamento” desta variação, as equipes de planejamento podem adquirir uma maior sensibilidade do sistema, enxergando como as condições de despacho afetam os resultados dos estudos.

Tabela 4. 20. Variação Percentual da Potência Máxima para a Barra de Carga 4

Condição de Despacho	Participação Slack (%)	Participação Total (%)	Comparação das Condições de Despacho	Variação da Potência Máxima (%)		
				G1 - Slack	G2 - Slack	G3 - Slack
				P4	P4	P4
1	100	0	1- 2	4,042	0,000	1,999
2	90	10	1- 3	6,122	1,998	4,042
3	80	20	1- 4	10,409	1,998	6,119
4	70	30	1- 5	12,619	1,998	8,243
5	60	40	1- 6	17,167	1,998	10,410
6	50	50	1- 7	19,512	1,998	12,615
7	40	60	1- 8	19,512	1,998	12,615
8	30	70	1- 9	21,900	4,038	12,615
9	20	80	1- 10	21,900	4,038	12,615
10	10	90	1- 11	-	-	-
11	0	100	-	-	-	-

Tabela 4. 21. Variação Percentual da Potência Máxima para a Barra de Carga 5

Condição de Despacho	Participação Slack (%)	Participação Total (%)	Comparação das Condições de Despacho	Variação da Potência Máxima (%)		
				G1 - Slack	G2 - Slack	G3 - Slack
				P5	P5	P5
1	100	0	1- 2	4,040	0,000	2,003
2	90	10	1- 3	6,120	2,001	4,040
3	80	20	1- 4	10,410	2,001	6,123
4	70	30	1- 5	12,616	2,001	8,245
5	60	40	1- 6	17,167	2,001	10,409
6	50	50	1- 7	19,509	2,001	12,618
7	40	60	1- 8	19,509	2,001	12,618
8	30	70	1- 9	21,900	4,040	12,618
9	20	80	1- 10	21,900	4,040	12,618
10	10	90	1- 11	-	-	-
11	0	100	-	-	-	-

Tabela 4. 22. Variação Percentual da Potência Máxima para a Barra de Carga 6

Condição de Despacho	Participação Slack (%)	Participação Total (%)	Comparação das Condições de Despacho	Variação da Potência Máxima (%)		
				G1 - Slack	G2 - Slack	G3 - Slack
				P6	P6	P6
1	100	0	1- 2	4,039	0,000	2,001
2	90	10	1- 3	6,117	2,002	4,041
3	80	20	1- 4	10,405	2,002	6,122
4	70	30	1- 5	12,614	2,002	8,247
5	60	40	1- 6	17,167	2,002	10,408
6	50	50	1- 7	19,505	2,002	12,619
7	40	60	1- 8	19,505	2,002	12,619
8	30	70	1- 9	21,898	4,041	12,619
9	20	80	1- 10	21,898	4,041	12,619
10	10	90	1- 11	-	-	-
11	0	100	-	-	-	-

4.4.4. Etapa 4 - Cenários de Despacho

Utilizando os dados das etapas anteriores, definem-se diferentes tipos de cenários de despacho em função de qual gerador será a barra *slack* e de qual será a participação dos geradores restantes. Este último ponto, como comentado anteriormente, pode aliar informações tais como o histórico do despacho das usinas existentes no sistema, assim como a capacidade de geração que estas possuem.

Para a escolha do gerador que será a barra *slack*, a distância elétrica dos geradores às barras de carga é um aspecto muito importante a se considerar. Quanto mais próximo (menor distância elétrica) um gerador se encontrar de uma barra de carga, maiores valores de P_{max} está apresentará. O contrário também se verifica, ou seja, quanto maior a distância elétrica, menores valores de P_{max} serão encontrados. Esta “distância” pode ser utilizada como critério no momento de gerar os diferentes cenários de despachos, como feito neste trabalho.

Julga-se importante analisar diferentes cenários, para formar uma ideia sobre possíveis situações futuras. Recomendam-se três tipos de cenários de despacho: otimista, pessimista e intermediário. Um cenário otimista é aquele onde os geradores internos são despachados e assumem a maior parte das variações das barras de carga, obtendo maiores valores de potência máxima nas mesmas. Um cenário pessimista é criado quando os geradores externos são despachados, assumindo a maior parte das variações das barras de carga, o que gera menores valores de potência máxima. Um cenário intermediário é caracterizado pelo despacho dos geradores intermédios, os quais assumem a maior parte das variações das barras de carga, conseguindo valores de potência máxima inferiores aos valores obtidos no cenário otimista, porém maiores aos do cenário pessimista.

4.4.5. A Variação do Despacho dos Geradores e a MST

A parcela da MST relativa ao fator da variação do despacho dos geradores corresponde à própria variação percentual de P_{max} , para um cenário selecionado.

A análise de sensibilidade proposta neste item auxilia os planejadores na escolha do cenário que irá definir esta parcela. Aliada à experiência das equipes, possibilita a determinação de uma margem de estabilidade mais consistente.

Para o caso do **Sistema Exemplo**, utiliza-se a informação da **Tabela 4. 14** para definir os tipos de cenários de despacho possíveis, conforme **Tabela 4. 23**.

Tabela 4. 23. Cenários de Despacho

Tipo de Cenário	Barra <i>Slack</i>	Participação dos Outros Geradores (%)
Otimista	G2	0 – 100
Intermediário	G3	0 – 100
Pessimista	G1	0 – 100

Neste ponto é importante lembrar que, para cada um dos cenários de despachos listados na **Tabela 4. 23**, a variação percentual da potência máxima nas barras de carga já é conhecida para os fatores de participação avaliados, a qual é mostrada na **Tabela 4. 20**, **Tabela 4. 21** e **Tabela 4. 22**, permitindo ter mais elementos de juízo na escolha do cenário de despacho a ser considerado na determinação da MST.

4.5. Análises Complementares

Neste item são tratados os três últimos Fatores de Interesse relacionados à determinação de Pmax, os quais são considerados nas investigações sobre margens de estabilidade de tensão: (a) erro de previsão do crescimento da demanda; (b) análise de contingências; (c) incertezas das obras planejadas.

4.5.1. Influência do Erro de Previsão de Demanda na Pmax das Barras de Carga

Nos estudo de planejamento, a previsão da demanda a ser utilizada na elaboração dos planos é determinada com base em diversas informações sobre o SEP. Nesta dissertação, a variação da carga no horizonte de estudo é considerado um dado de entrada para as simulações realizadas por meio do programa de fluxo de potência.

No caso particular do erro de previsão de demanda, não foi criado um procedimento com passos específicos como nos estudos anteriores. Foi realizada uma análise mais direta sobre como a incerteza inerente à previsão de demanda afeta o valor de Pmax.

A análise deste fator de interesse se baseia no estudo do sistema da **Figura 2. 1** em conjunto com a equação (II- 15).

O comportamento de Pmax expresso pela equação (II- 15), frente ao aumento da carga (diminuição de Z_c), leva a concluir que, em um sistema no qual tanto a tensão da fonte quanto a rede são consideradas constantes, seu valor permanecerá invariante, mesmo com esta carga aumentando. Isto era de se esperar, pois o ponto de MTP ocorre

quando os módulos das impedâncias da linha (Z_L) e da carga se igualam, ou seja, Z_L define este ponto.

Quando se analisa esta rede alimentando uma carga do tipo potência constante, o aumento da carga é representado pelo deslocamento da sua curva em direção ao ponto de MTP. Isto pode ser ilustrado de uma forma mais clara ao se considerar a curva PV mostrada na **Figura 4. 6** relativa à barra de carga do sistema da **Figura 2. 1**.

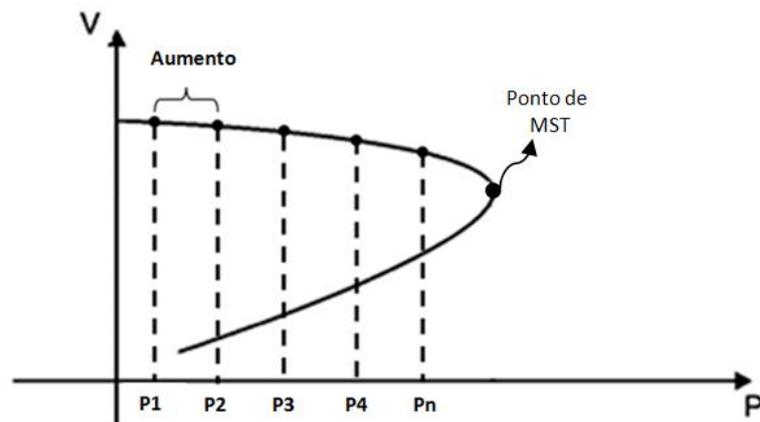


Figura 4. 6. Curva PV e Variação da Carga

Ao se aumentar a carga, o ponto de operação obtido a partir deste aumento se mantém sobre a curva PV (**Figura 4. 6**). Desta forma, mesmo com o aumento da carga, a potência máxima não se altera.

Considerando o contexto exposto acima, é possível levar este raciocínio para caracterizar o *Erro de Previsão de Demanda* utilizado neste trabalho. Este refere-se à incerteza ao se determinar o crescimento (valor futuro) da carga.

Conforme introduzido no Capítulo 3, sugere-se que seja estimado o erro médio de previsão de demanda, ocorrido para um determinado período de tempo, considerando um horizonte de previsão que permita estimar o comportamento histórico do sistema. Este erro médio é computado como sendo a diferença entre os valores da demanda projetada e da demanda efetivamente verificada.

Para os estudos de Expansão, recomenda-se o período de, no mínimo, os 5 últimos anos de operação do sistema. No planejamento da operação, o período deve ser avaliado tendo em vista o horizonte de previsão (anual, quadrimestral ou mensal). Quanto menor o horizonte de planejamento, menores as incertezas envolvidas na previsão de carga.

No caso do **Sistema Exemplo** que vem sendo estudado (**Figura 4. 1**), foram atribuídas diferentes porcentagens de erro ao valor da potência das barras de carga. Para isto, as cargas do Caso Base, que são teoricamente as “verdadeiras”, de referência,

Capítulo 4 – Proposta para Cálculo da Margem de Segurança de Tensão

foram modificadas em função de um erro de previsão diferente para cada caso avaliado, como é mostrado na **Tabela 4. 24**.

Tabela 4. 24. Erros de Previsão de Demanda Avaliados

Nome do Caso	Erro (%)	C4		C5		C6	
		P (p.u.)	Q (p.u.)	P (p.u.)	Q (p.u.)	P (p.u.)	Q (p.u.)
Caso Base	0	0,9	0,558	1	0,619	0,7	0,434
E2	2	0,918	0,56916	1,02	0,63138	0,714	0,44268
E4	4	0,936	0,58032	1,04	0,64376	0,728	0,45136
E6	6	0,954	0,59148	1,06	0,65614	0,742	0,46004
E8	8	0,972	0,60264	1,08	0,66852	0,756	0,46872
E10	10	0,990	0,61380	1,1	0,68090	0,770	0,4774

Com os dados da **Tabela 4. 24**, foram determinados os valores da potência máxima das barras de carga para cada caso de estudo de forma individual, utilizando a metodologia da curva PV, obtendo como resultado os dados mostrados na **Tabela 4. 25** e ilustrados na **Figura 4. 7**. Nota-se pela **Tabela 4. 25** que as potências máximas das barras de carga são praticamente as mesmas, com pequenas diferenças.

Tabela 4. 25. Potência Máxima das Barras de Carga para Cada Erro de Previsão de Demanda

Nome do Caso	Erro (%)	Potências Máximas nas Barras de Carga (p.u.)			Diferença entre a Pmax do Caso Base e a Pmax dos Outros Casos		
		C4	C5	C6	$\Delta C4$	$\Delta C5$	$\Delta C6$
Caso Base	0	2,375	2,639	1,847			
E2	2	2,375	2,639	1,847	0,000	0,000	0,000
E4	4	2,374	2,638	1,846	0,001	0,001	0,001
E6	6	2,372	2,636	1,845	0,003	0,003	0,002
E8	8	2,370	2,633	1,843	0,005	0,006	0,004
E10	10	2,366	2,629	1,840	0,009	0,010	0,007

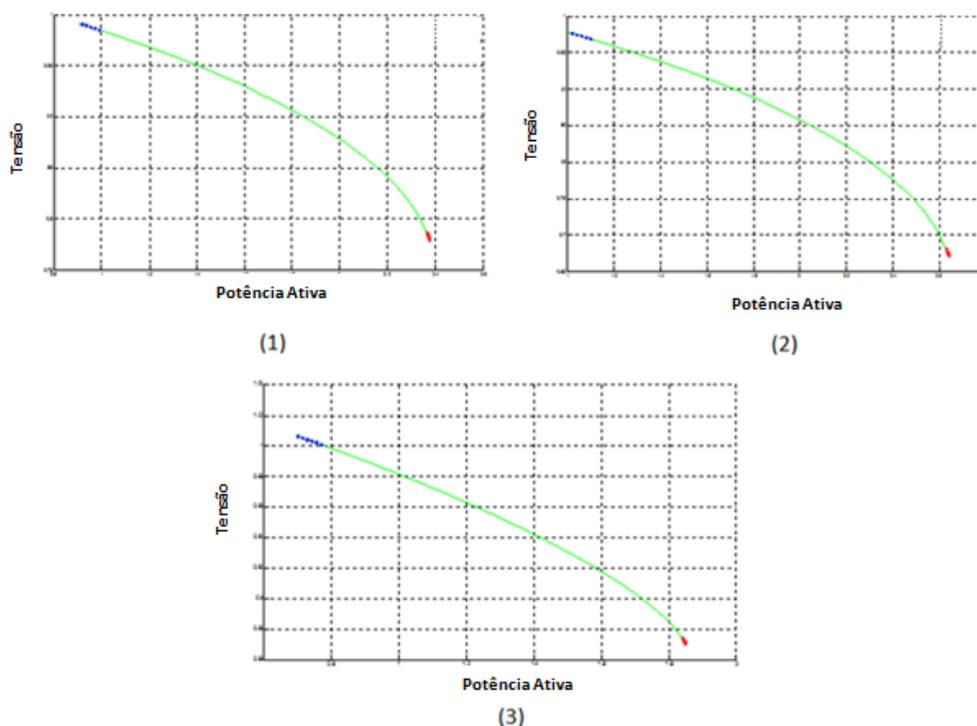


Figura 4. 7. Curva PV da Barra 4 (1), da Barra 5 (2) e da Barra 6 (3)

Além da análise feita previamente, é interessante comentar sobre a tensão crítica relativa à potência máxima no ponto de MTP. Observa-se na **Figura 4. 7** que há um leve deslocamento da potência máxima na curva PV de cada barra de carga, mesmo que o seu módulo não seja tão diferente de um caso para o outro. Isto se deve ao valor da tensão crítica que, como mostra a **Tabela 4. 26**, também apresenta uma pequena diferença entre cada caso, causando esse leve deslocamento da Pmax. No entanto, é importante notar que a maior diferença da potência máxima com relação ao Caso Base acontece para um erro de previsão de 10% que, mesmo em termos de planejamento da expansão, seria um erro quase inaceitável.

Tabela 4. 26. Tensão Crítica nas Barras de Carga para Cada Erro de Previsão de Demanda

Nome do Caso	Erro (%)	Tensão Crítica nas Barras de Carga (p.u.)			Diferença entre a Tensão Crítica do Caso Base e a dos Outros Casos		
		Vc4	Vc5	Vc6	$\Delta Vc4$	$\Delta Vc5$	$\Delta Vc6$
Caso Base	0	0,780	0,672	0,871			
E2	2	0,780	0,672	0,871	0,000	0,000	0,000
E4	4	0,781	0,673	0,871	-0,001	-0,001	0,000
E6	6	0,782	0,675	0,872	-0,002	-0,003	-0,001
E8	8	0,784	0,677	0,873	-0,004	-0,006	-0,002
E10	10	0,786	0,681	0,874	-0,006	-0,009	-0,003

O fato das potências máximas não serem alteradas conduz à possibilidade de incluir o erro de previsão de demanda de forma direta na determinação da MST. Neste trabalho, sugere-se utilizar a proposta apresentada em [Cortez01]: *considerar na MST uma parcela determinada pela média dos erros médios de previsão de demanda*.

4.5.2. Influência da Análise de Contingências na MST

Conforme já discutido no Capítulo 3, deve ser indicada uma *MST-contingência*. Sugere-se que, para determinar a *MST-contingência*, seja avaliada a pior contingência para o SEP, em termos de estabilidade de tensão. Esta margem passa a representar um limite de operação a ser respeitado para garantir a segurança do sistema, conforme mostrado na **Figura 4. 8**.

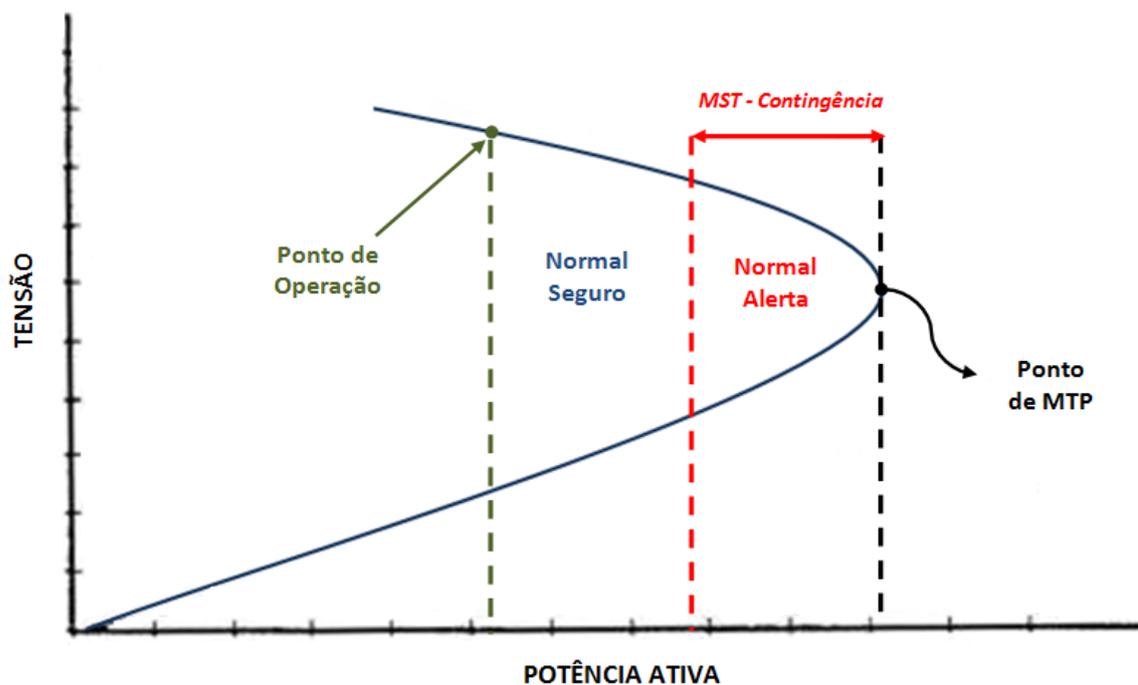


Figura 4. 8. Curva PV com os Estados Operativos do Sistema Delimitados pela *MST-contingência*

Na **Figura 4. 8**, a região compreendida entre o ponto de operação e o limite da *MST-contingência* é considerada segura, onde o sistema pode operar num estado normal-seguro; na região entre a *MST-contingência* e o ponto de MTP o sistema opera num estado normal-alerta. A **Figura 4. 9** mostra a relação entre a MST do Caso Base, que leva em conta os demais fatores de interesse, porém não considera a condição de contingências, e a *MST-contingência*.

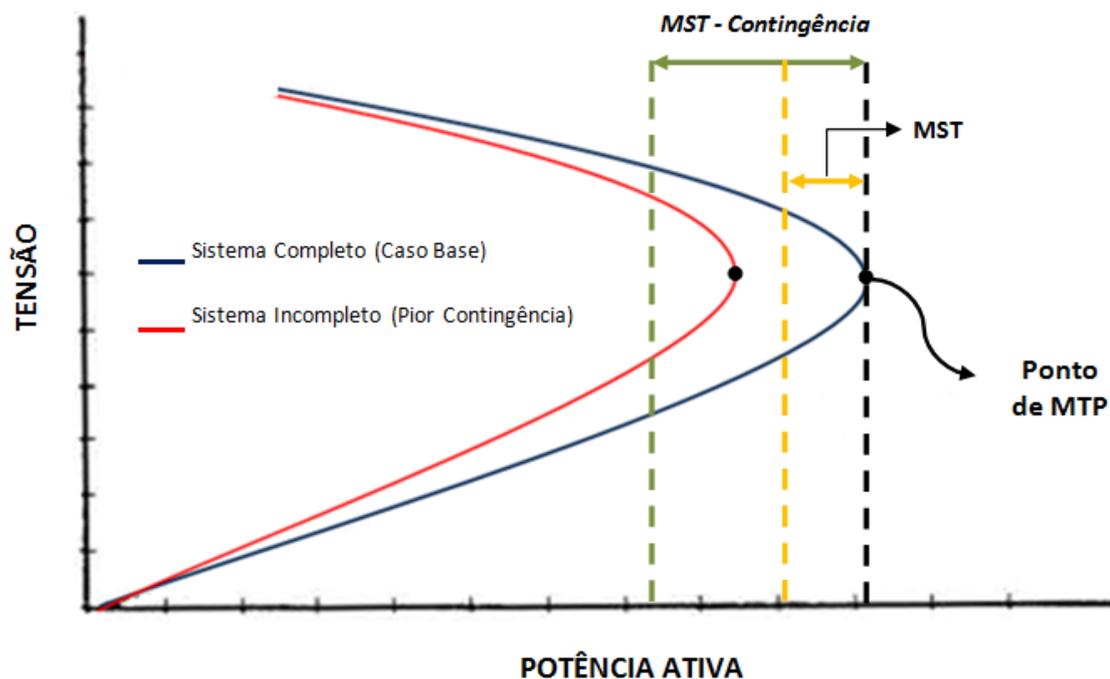


Figura 4. 9. Relação entre a MST e a *MST-contingência*

Uma das maneiras de se determinar o valor da *MST-contingência* é considerá-lo como sendo a soma do valor da MST do Caso Base com o valor da diferença das P_{max} das curvas PV. Este procedimento pode ser considerado, de certa forma, conservador, pois soma todas as incertezas. Sendo assim, deve ser avaliado pelos planejadores, pois pode gerar valores muito elevados para a *MST-contingência*, sendo incompatíveis com os investimentos da Expansão e o gerenciamento destes, na Operação. Exemplos desta situação são encontrados em alguns trabalhos, como por exemplo, [Gao96], [Wehenkel96] e [Matarucco10].

Vale mencionar que a adoção da *MST-contingência* nos SEP não irá eliminar totalmente o risco da ocorrência de instabilidade de tensão no sistema, mas, sim, irá reduzir as possibilidades de que esta aconteça em condições normais de operação, trazendo um maior grau de segurança à operação dos SEP.

4.5.3. Influência das Incertezas das Obras Planejadas na P_{max} das Barras de Carga

Conforme introduzido no Capítulo 3, a incerteza no cumprimento das obras de ampliação ou reforço planejadas para o SEP, principalmente com relação ao atraso das mesmas, tem um impacto significativo nos estudos de planejamento.

A consideração deste impacto na determinação da MST pode não ser uma tarefa simples, pois, dependendo do tipo de obra (usina, linha, etc.) e de sua localização (próxima ou distante das barras de carga, por exemplo), seu impacto no sistema em

termos de estabilidade de tensão será diferente. A referência [Pikulski08] discute esta questão com respeito a uma obra de reforço ou de construção de uma nova linha, cujo impacto é diferenciado dependendo dos seus parâmetros e da sua localização dentro do SEP.

A forma como essa incerteza poderia ser considerada nos estudos de planejamento suscita uma questão importante sobre a pertinência de se ponderar o atraso das obras de usinas e de linhas de transmissão como um só fator (atraso médio de todas as obras, por exemplo) ou fazer algum tipo de diferenciação entre eles (construção de usina com impacto mais significativo do que a construção de uma linha).

Além disso, como observado na **Tabela 3. 3**, para o caso do sistema elétrico brasileiro, os atrasos na construção de linhas de transmissão têm sido maiores que aqueles de novas usinas. Este fato aponta para que tais atrasos sejam estudados separadamente, já que possuem características particulares.

Diferentemente dos outros fatores de interesse, as particularidades próprias da incerteza relacionada às obras planejadas dificulta o estabelecimento de uma relação entre ela e o ponto de MTP e, conseqüentemente, sua inclusão como uma parcela da MST.

Sugere-se que, para a avaliação do impacto do atraso das obras nos estudos de estabilidade de tensão, seja feita uma análise do SEP com e sem as obras planejadas, visando observar o comportamento dos valores de P_{max} .

Diante do exposto, a metodologia proposta neste trabalho para a MST não considera de forma direta, como uma de suas parcelas, o fator relacionado às incertezas de obras planejadas.

4.6. Cálculo da Margem de Segurança de Tensão - Proposta

4.6.1. Pesquisas de Base

Uma vez realizadas as análises anteriormente descritas neste capítulo, é preciso estabelecer como elas irão compor o valor final da margem de segurança de tensão.

A proposta aqui apresentada se inspirou em duas referências relevantes sobre o tema, as quais especificam como esta margem poderia ser calculada com base nos fatores que a afetam, [Cortez01] e [CCPE02].

De [Cortez01], trabalho que constituiu um dos pilares desta dissertação, é extraída a expressão (IV- 20).

$$Mn(\%) \geq \frac{\sum_{i=1}^{10}(Tcd_i)}{10} + \left[\frac{\sum_{i=1}^{10}(Tcd_i)}{10} * \frac{\sum_{i=1}^{10}(Empd_i)}{10} \right] + \frac{\sum_{i=1}^{10} \left(\frac{Dins_i}{Dint_i} \right)}{10} \quad (IV- 20)$$

Nesta equação, tem-se:

Mn: Margem mínima para regime normal (%);

$\frac{\sum_{i=1}^{10}(Tcd_i)}{10}$: média da taxa de crescimento da demanda em 10 anos;

$\frac{\sum_{i=1}^{10}(Empd_i)}{10}$: média dos erros médios de previsão de demanda nos últimos 10 anos;

$\frac{\sum_{i=1}^{10} \left(\frac{Dins_i}{Dint_i} \right)}{10}$: média da relação entre as demanda instantânea e integralizada nos últimos 10 anos.

Como pode ser observado em (IV- 20), o valor final da margem mínima proposta por [Cortez01] corresponde ao somatório dos fatores relacionados a: taxa de crescimento da demanda, erros de previsão de demanda e relação entre demanda instantânea e integralizada. Estes são avaliados para um período de 10 anos e se relacionam ao planejamento da Expansão.

A taxa média de crescimento de carga e o erro médio de previsão de carga são considerados como valores já conhecidos e constantes, como mostrado em (IV- 21) [CCPE02].

$$Margem \geq \left[6 + \frac{DI}{D} \right] \% \quad (IV- 21)$$

Nesta expressão, considera-se:

6%: taxa média de crescimento de carga e erro médio de previsão de carga;

DI: demanda instantânea;

D: demanda integralizada em uma hora.

A metodologia proposta nesta dissertação, partiu desta concepção de margem, mais especificamente da investigação detalhada das equações (IV- 20) e (IV- 21).

O primeiro ponto observado foi a presença de fatores que precisariam ser atualizados, não ficando constantes. Um exemplo é o fator relacionado ao erro de previsão de carga. Adicionalmente, a investigação sobre o impacto de outros fatores,

além daqueles já considerados, mostrou-se relevante, para que se pudesse ter uma maior sensibilidade sobre suas incertezas nas análises de estabilidade de tensão.

A etapa de estudo sobre a estratégia proposta em [Cortez01] e [CCPE02] levou à percepção da necessidade de se estabelecer uma metodologia que calculasse a MST de forma adaptável às características próprias de cada sistema elétrico e das atividades de Expansão e de Operação. Sendo assim, a proposta aqui apresentada pode ser considerada uma evolução da formulação original apresentada por estas referências.

4.6.2. Proposta de Cálculo da MST

O cálculo do valor da MST proposta nesta dissertação é expressa pela equação (IV- 22).

$$\%MST = \%Empd + \%FAD + \%Vdg \quad (IV- 22)$$

Nesta equação, tem-se:

MST: margem de Segurança de Tensão;

Empd: fator relativo ao erro de previsão de demanda;

FAD: fator de aumento/diminuição relativo à incerteza do fator de potência da carga;

Vdg: fator relativo à variação do despacho da geração.

Em itens anteriores desta dissertação, cada um dos elementos apresentados em (IV- 22) foi discutido detalhadamente. As parcelas *FAD* e *Vdg* são determinadas a partir de análises realizadas sobre um Caso Base, tomado como referência. O *Empd* é calculado a partir do levantamento do histórico do SEP, com relação aos erros de previsão de demanda.

Neste item, é indicada a forma em que eles devem ser considerados no momento do cálculo da MST.

O *Empd* é um fator que deve ser incluído de forma direta, levando em consideração a análise feita no item 4.5.1, ou seja, por meio das média dos erros médios de previsão, como sugerido por [Cortez01] em (IV- 20).

O valor do *FAD* dependerá da incerteza do fator de potência, e sua inclusão na margem estará sujeita ao impacto desta no valor de Pmax. Caso está incerteza provoque uma diminuição da potência máxima nas barras de carga, seu valor deve ser incluído na MST. Caso contrário, o valor final da MST não terá a influência deste fator.

Capítulo 4 – Proposta para Cálculo da Margem de Segurança de Tensão

O valor do V_{dg} ficará definido pelo cenário de despacho escolhido, com base na análise feita no item 4.4. Sua consideração no valor final da MST dependerá do seu impacto sobre a P_{max} nas barras de carga. Caso o cenário de despacho considerado não gere nenhuma diminuição nesta potência, o valor final da MST não será afetado por este fator.

De modo a exemplificar o acima exposto, foi determinado o valor da MST para cada uma das barras de carga do **Sistema Exemplo**, para o qual foram utilizados os dados apresentados na **Tabela 4. 10**, **Tabela 4. 20**, **Tabela 4. 21** e **Tabela 4. 22**, considerando dois casos diferentes: (i) erro médio de previsão de demanda e incerteza negativa do fator de potência iguais a 1%; (ii) erro médio de previsão de demanda e incerteza negativa do fator de potência iguais a 2%.

O cenário de despacho avaliado corresponde a um despacho intermediário segundo a **Tabela 4. 23**, com um fator de participação de 10%, cujo efeito sobre a potência máxima nas barras de carga é apresentado na **Tabela 4. 20**, **Tabela 4. 21** e **Tabela 4. 22**.

Na **Tabela 4. 27** e **Tabela 4. 28** são apresentados os valores da MST para cada um dos casos avaliados, os quais não são influenciados pela variação do despacho da geração. De acordo com os dados mostrados na **Tabela 4. 20**, **Tabela 4. 21** e **Tabela 4. 22**, as potências máximas das barras de carga, para todas as condições de despachos avaliadas, apresentam aumento com relação ao Caso Base, o que gera um maior grau de segurança em termos de estabilidade de tensão. Portanto, o fator V_{dg} não é considerado no cálculo da MST.

Tabela 4. 27. MST para as Barras de Carga do Sistema Exemplo – Primeiro Caso

Primeiro Caso				
Barra de Carga	<i>Empd</i> (%)	<i>FAD</i> (%)	<i>Vdg</i> (%)	<i>MST</i> (%)
C4	1	1,911	-	2,916
C5	1	1,911	-	2,911
C6	1	1,915	-	2,915

Tabela 4. 28. MST para as Barras de Carga do Sistema Exemplo – Segundo Caso

Segundo Caso				
Barra de Carga	<i>Empd</i> (%)	<i>FAD</i> (%)	<i>Vdg</i> (%)	<i>MST</i> (%)
C4	2	3,741	-	5,741
C5	2	3,742	-	5,742
C6	2	3,749	-	5,739

Observa-se a grande diferença entre os valores de MST dos dois casos analisados. Em um primeiro momento, a diferença entre as incertezas consideradas poderia parecer pequena. Entretanto, seu impacto no valor da MST mostrou-se significativo, podendo impactar de forma determinante as decisões envolvidas nos estudos de planejamento.

É importante observar que o fato dos fatores de interesse relacionados à *análise de contingências* e à *incerteza das obras planejadas* não estarem incluídos nas parcelas da MST neste exemplo não implica que não devam ser avaliados. Conforme já discutido anteriormente, devem ser simuladas situações que permitam estabelecer uma relação entre eles e o Caso Base.

4.7. Considerações Finais

Neste capítulo foram estabelecidos métodos de análise que permitem avaliar e ponderar os fatores de interesse que afetam a MST, determinando sua participação no valor final desta margem.

A partir dos valores de MST calculados para o *Sistema Exemplo* é possível observar que estes variam de uma barra de carga para outra. Isto mostra que a consideração de um valor de MST fixo e único para todos os sistemas não seria adequado.

Para o caso de se adotar um valor de referência de MST para todo o sistema elétrico, sugere-se que seja utilizado aquele relativo a uma barra crítica, ou região crítica, em termos de estabilidade de tensão. A metodologia proposta neste trabalho permite a identificação das barras mais críticas, por meio dos valores das MST individuais. Caso a região crítica seja conhecida, esta informação torna-se interessante para delimitar as barras de carga a serem consideradas nos estudos de estabilidade de tensão, sem comprometer a segurança do sistema .

Os estudos realizados, confirmados pelas simulações no *Sistema Exemplo*, permitiram identificar algumas questões importantes, tais como:

- O evidente impacto que a variação do despacho da geração tem sobre a potência máxima nas barras de carga, consolidando o fato de que a segurança do sistema em termos de estabilidade de tensão é influenciado pelo tipo de cenário de despacho considerado na realização dos estudos.
- O erro de previsão de demanda, mesmo sendo um fator importante, é mais simples de se determinar, já que se baseia no histórico do erro de previsão do sistema sob estudo. Desta forma, sua consideração na MST é mais direta, pois

não é necessária a realização de análises adicionais para determinar sua influência nesta margem.

- O atraso de obras é um fator muito importante e tem influência marcante na definição da P_{max} . Logo, quanto maiores sejam as incertezas sobre estes atrasos, mais imprevisível é o comportamento futuro do sistema.
- A influência da incerteza no fator de potência da carga sobre a potência máxima se torna mais significativa para aqueles fatores de potência menos indutivos. Desta forma, barras de carga mais indutivas verão suas potências máximas menos afetadas por estas incertezas.
- A análise de contingências deve considerar a *MST-contingência* como uma fronteira que delimita as regiões de operação normal-segura e normal-alerta do SEP, indicando quando o sistema se encontra em condições operativas mais desfavoráveis à estabilidade de tensão. Isto permite assegurar recursos, determinados na Expansão, e instruções operativas, especificadas na Operação, que visam garantir a condição operativa segura do sistema.

5

APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

5.1. Considerações Iniciais

O objetivo deste capítulo é apresentar uma aplicação da metodologia proposta detalhada no Capítulo 4.

Foi adotado o sistema de 30 barras do IEEE (IEEE-30b) para as simulações, e foram definidas algumas condições operativas necessárias para o cálculo da MST, tais como, o erro médio de previsão de demanda, o despacho histórico dos geradores e a incerteza do fator de potência das barras de carga.

Neste capítulo são recolhidos os resultados mais significativos obtidos das simulações, com foco na análise do efeito dos parâmetros de interesse sobre o cálculo da MST. Dados parciais referentes a esta aplicação são apresentados no Anexo B desta dissertação.

5.2. Caracterização do Sistema Adotado para Aplicação da Proposta

O sistema IEEE-30b foi selecionado por ser utilizado em inúmeros artigos e trabalhos da literatura técnica nacional e internacional. Este sistema possui a topologia mostrada na **Figura 5. 1**, retirada de [UW13].

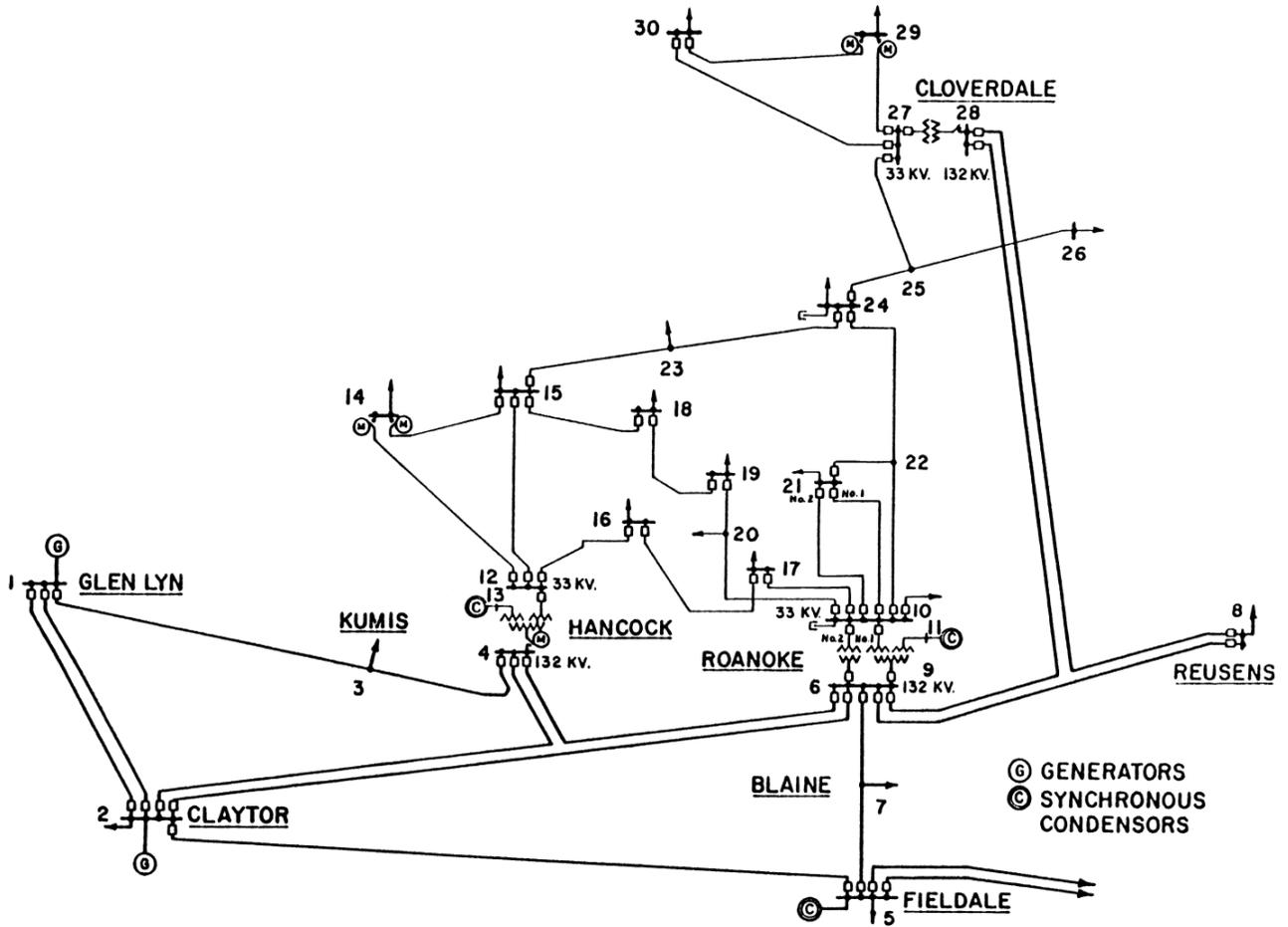


Figura 5. 1. Topologia do Sistema IEEE-30b. Fonte: [UW13]

Os dados das barras de carga e de geração do sistema IEEE-30b são apresentados na Tabela 5. 1.

Tabela 5. 1. Caracterização das Barras de Carga e de Geração do Sistema IEEE-30b

Nº da Barra	Tensão		Potência Gerada		Potência Consumida		G	B	Tipo
	Modulo	Ângulo	P	Q	P	Q			
1	1,06	0	2,602	-0,161	0	0	0	0	1
2	1,043	0	0,400	0,500	0,217	0,127	0	0	2
3	1	0	0	0	0,024	0,012	0	0	3
4	1	0	0	0	0,076	0,016	0	0	3
5	1,01	0	0	0	0,942	0,190	0	0	2
6	1	0	0	0	0	0	0	0	3
7	1	0	0	0	0,228	0,109	0	0	3
8	1,01	0	0	0	0,300	0,300	0	0	2
9	1	0	0	0	0	0	0	0	3
10	1	0	0	0	0,058	0,020	0	0,19	3
11	1,082	0	0	0	0	0	0	0	2
12	1	0	0	0	0,112	0,075	0	0	3
13	1,071	0	0	0	0	0	0	0	2
14	1	0	0	0	0,062	0,016	0	0	3
15	1	0	0	0	0,082	0,025	0	0	3
16	1	0	0	0	0,035	0,018	0	0	3
17	1	0	0	0	0,090	0,058	0	0	3
18	1	0	0	0	0,032	0,009	0	0	3
19	1	0	0	0	0,095	0,034	0	0	3
20	1	0	0	0	0,022	0,007	0	0	3
21	1	0	0	0	0,175	0,112	0	0	3
22	1	0	0	0	0	0	0	0	3
23	1	0	0	0	0,032	0,016	0	0	3
24	1	0	0	0	0,087	0,067	0	0	3
25	1	0	0	0	0	0	0	0	3
26	1	0	0	0	0,035	0,023	0	0	3
27	1	0	0	0	0	0	0	0	3
28	1	0	0	0	0	0	0	0	3
29	1	0	0	0	0,024	0,009	0	0	3
30	1	0	0	0	0,106	0,019	0	0	3

*Todos os dados da **Tabela 5. 1** estão em p.u.

Os dados dos ramos pertencentes ao sistema IEEE-30b são apresentados na **Tabela 5. 2.**

Tabela 5. 2. Caracterização dos Ramos do Sistema IEEE-30b

Barra		Parâmetros dos Ramos			Tap	Deslocamento de Fase
Origem	Destino	R	X	B		
1	2	0,0192	0,0575	0,0528	1	0
1	3	0,0452	0,1652	0,0408	1	0
2	4	0,0570	0,1737	0,0368	1	0
3	4	0,0132	0,0379	0,0084	1	0
2	5	0,0472	0,1983	0,0418	1	0
2	6	0,0581	0,1763	0,0374	1	0
4	6	0,0119	0,0414	0,0090	1	0
5	7	0,0460	0,1160	0,0204	1	0
6	7	0,0267	0,0820	0,0170	1	0
6	8	0,0120	0,0420	0,0090	1	0
6	9	0	0,2080	0	1	0
6	10	0	0,5560	0	1	0
9	11	0	0,2080	0	1	0
9	10	0	0,1100	0	1	0
4	12	0	0,2560	0	1	0
12	13	0	0,1400	0	1	0
12	14	0,1231	0,2559	0	1	0
12	15	0,0662	0,1304	0	1	0
12	16	0,0945	0,1987	0	1	0
14	15	0,2210	0,1997	0	1	0
16	17	0,0524	0,1923	0	1	0
15	18	0,1073	0,2185	0	1	0
18	19	0,0639	0,1292	0	1	0
19	20	0,0340	0,0680	0	1	0
10	20	0,0936	0,2090	0	1	0
10	17	0,0324	0,0845	0	1	0
10	21	0,0348	0,0749	0	1	0
10	22	0,0727	0,1499	0	1	0
21	22	0,0116	0,0236	0	1	0
15	23	0,1000	0,2020	0	1	0
22	24	0,1150	0,1790	0	1	0
23	24	0,1320	0,2700	0	1	0
24	25	0,1885	0,3292	0	1	0
25	26	0,2544	0,3800	0	1	0
25	27	0,1093	0,2087	0	1	0
28	27	0	0,3960	0	1	0
27	29	0,2198	0,4153	0	1	0
27	30	0,3202	0,6027	0	1	0
29	30	0,2399	0,4533	0	1	0
8	28	0,0636	0,2000	0,0428	1	0
6	28	0,0169	0,0599	0,0130	1	0

*Todos os dados da Tabela 5. 2 estão em p.u.

5.3. Condições para a Aplicação da Metodologia Proposta

Uma vez caracterizado o sistema sobre o qual será aplicada a metodologia é preciso definir alguns aspectos importantes para a sua implementação. Os valores selecionados consideram a realização de um estudo de planejamento da Expansão.

Com relação ao erro de previsão de demanda, será considerado um erro de 2%. No estudo de um SEP real, este erro seria determinado a partir da análise dos erros de previsão histórica do sistema.

Quanto à variação do despacho da geração, será adotado um fator de participação de 50% entre os geradores, visando manter uma distribuição uniforme das variações de carga para as duas barras de geração presentes no sistema. De forma similar ao erro de previsão de demanda, este fator deve ser determinado com base em estudos que considerem, por exemplo, o despacho histórico das usinas do sistema.

O aspecto relacionado à incerteza do fator de potência da carga foi definido a partir das características das cargas, estabelecendo-se uma faixa de avaliação com base nos fatores de potência. Foram utilizados os dados mostrados na **Tabela 5. 3** onde o menor fator de potência é 0,7071 (45º) e o maior é 0,9843 (10º). A faixa de avaliação foi estabelecida entre estes dois valores visando considerar todos os fatores de potência das barras de carga e permitindo obter informação suficiente para a realização desta análise.

Tabela 5. 3. Fatores de Potência das Barras de Carga do Sistema

Nº da Barra	P (p.u.)	Q (p.u.)	Teta (graus)	FP	Nº da Barra	P (p.u.)	Q (p.u.)	Teta (graus)	FP
30	0,106	0,019	10,1621	0,9843	3	0,024	0,012	26,5651	0,8944
5	0,942	0,19	11,4035	0,9803	23	0,032	0,016	26,5651	0,8944
4	0,076	0,016	11,8887	0,9785	16	0,035	0,018	27,2161	0,8893
14	0,062	0,016	14,4703	0,9683	2	0,217	0,127	30,3385	0,8631
18	0,032	0,009	15,7086	0,9627	21	0,175	0,112	32,6192	0,8423
15	0,082	0,025	16,9553	0,9565	17	0,09	0,058	32,7995	0,8406
20	0,022	0,007	17,6501	0,9529	26	0,035	0,023	33,3106	0,8357
10	0,058	0,020	19,0256	0,9454	12	0,112	0,075	33,8080	0,8309
19	0,095	0,034	19,6920	0,9415	24	0,087	0,067	37,6004	0,7923
29	0,024	0,009	20,5560	0,9363	8	0,3	0,3	45,0000	0,7071
7	0,228	0,109	25,5511	0,9022	-	-	-	-	-

Além da faixa de fatores de potência é preciso estabelecer o valor da incerteza que será considerada. Esta é importante para se definir o valor da parcela, a ela referente, a ser considerada na MST. Assim, para o caso do IEEE-30b será adotada uma incerteza negativa de 1% para todas as barras de carga.

5.4. Análise do Impacto da Incerteza do Fator de Potência

Neste item são aplicadas as etapas propostas no Capítulo 4 ao sistema IEEE-30b. Alguns resultados parciais das simulações encontram-se registrados no Anexo B, ficando neste item aqueles mais significativos para a análise final.

Etapa 1 - Cálculo da Pmax para Todas as Barras de Carga

O cálculo foi realizado segundo o descrito no item 4.3.1 e os dados correspondentes são apresentados na **Tabela B. 1** e **Tabela B. 2** do Anexo B.

Etapa 2 - Regressão Linear da Pmax com Relação ao Ângulo (θ) para as Barras de Carga

O resultado do processo de linearização é apresentado na **Tabela 5. 4**. A **Figura B. 1** do Anexo B mostra o gráfico da relação entre a Pmax e o ângulo (θ).

Tabela 5. 4. Linearização da Pmax das Barras de Carga com Relação ao Ângulo (θ)

Nº da Barra	Equações Lineares	Sx ²	Sy ²	Covariância	Coefficiente de Correlação Linear	Variância Residual	Erro Típico de Estimação
2	y = 0,791 - 0,009x	107,9167	0,0088	-0,9686	-0,9956	0,0001	0,0089
3	y = 0,087 - 0,001x	107,9167	0,0001	-0,1071	-0,9956	0,0000	0,0010
4	y = 0,277 - 0,003x	107,9167	0,0011	-0,3392	-0,9956	0,0000	0,0031
5	y = 3,436 - 0,039x	107,9167	0,1653	-4,2045	-0,9956	0,0015	0,0386
7	y = 0,831 - 0,009x	107,9167	0,0097	-1,0176	-0,9956	8,736E-05	0,0093
8	y = 1,094 - 0,012x	107,9167	0,0168	-1,3390	-0,9956	0,0002	0,0123
10	y = 0,211 - 0,002x	107,9167	0,0006	-0,2589	-0,9956	5,653E-06	0,0024
12	y = 0,408 - 0,004x	107,9167	0,0023	-0,4999	-0,9956	2,108E-05	0,0046
14	y = 0,226 - 0,002x	107,9167	0,0007	-0,2767	-0,9956	6,460E-06	0,0025
15	y = 0,299 - 0,003x	107,9167	0,0013	-0,3660	-0,9956	1,130E-05	0,0034
16	y = 0,127 - 0,001x	107,9167	0,0002	-0,1562	-0,9956	2,059E-06	0,0014
17	y = 0,328 - 0,003x	107,9167	0,0015	-0,4017	-0,9956	1,361E-05	0,0037
18	y = 0,116 - 0,001x	107,9167	0,0002	-0,1428	-0,9956	1,721E-06	0,0013
19	y = 0,346 - 0,003x	107,9167	0,0017	-0,4240	-0,9956	1,517E-05	0,0039
20	y = 0,080 - 0,001x	107,9167	0,0001	-0,0982	-0,9956	8,134E-07	0,0009
21	y = 0,638 - 0,007x	107,9167	0,0057	-0,7811	-0,9956	5,147E-05	0,0072
23	y = 0,116 - 0,001x	107,9167	0,0002	-0,1428	-0,9956	1,721E-06	0,0013
24	y = 0,317 - 0,003x	107,9167	0,0014	-0,3883	-0,9956	1,272E-05	0,0036
26	y = 0,127 - 0,001x	107,9167	0,0002	-0,1562	-0,9956	2,059E-06	0,0014
29	y = 0,087 - 0,001x	107,9167	0,0001	-0,1071	-0,9956	9,680E-07	0,0010
30	y = 0,386 - 0,004x	107,9167	0,0021	-0,4731	-0,9956	1,888E-05	0,0043

Etapa 3 - Cálculo da Pmax de Todas as Barras de Carga Utilizando a Retas de Regressão Estimada

As potências máximas linearizadas das barras de carga são mostradas na **Tabela B. 3** e **Tabela B. 4** do Anexo B. A **Figura B. 2** no mesmo anexo apresenta um exemplo do resultado desta linearização. A **Tabela 5. 5** mostra as equações lineares da **Tabela 5. 4** em termos da expressão (IV- 6).

Tabela 5. 5. Equações Linearizadas da Potência Máxima das Barras de Carga

Nº da Barra	Equações da Potência Máxima
2	$P_{max_2} = 0,791 - 0,009 \theta_i$
3	$P_{max_3} = 0,087 - 0,001 \theta_i$
4	$P_{max_4} = 0,277 - 0,003 \theta_i$
5	$P_{max_5} = 3,436 - 0,039 \theta_i$
7	$P_{max_7} = 0,831 - 0,009 \theta_i$
8	$P_{max_8} = 1,094 - 0,012 \theta_i$
10	$P_{max_{10}} = 0,211 - 0,002 \theta_i$
12	$P_{max_{12}} = 0,408 - 0,004 \theta_i$
14	$P_{max_{14}} = 0,226 - 0,002 \theta_i$
15	$P_{max_{15}} = 0,299 - 0,003 \theta_i$
16	$P_{max_{16}} = 0,127 - 0,001 \theta_i$
17	$P_{max_{17}} = 0,328 - 0,003 \theta_i$
18	$P_{max_{18}} = 0,116 - 0,001 \theta_i$
19	$P_{max_{19}} = 0,346 - 0,003 \theta_i$
20	$P_{max_{20}} = 0,080 - 0,001 \theta_i$
21	$P_{max_{21}} = 0,638 - 0,007 \theta_i$
23	$P_{max_{23}} = 0,116 - 0,001 \theta_i$
24	$P_{max_{24}} = 0,317 - 0,003 \theta_i$
26	$P_{max_{26}} = 0,127 - 0,001 \theta_i$
29	$P_{max_{29}} = 0,087 - 0,001 \theta_i$
30	$P_{max_{30}} = 0,386 - 0,004 \theta_i$

Etapa 4 - Impacto da Incerteza do Fator de Potência na Pmax das Barras de Carga

Com os dados obtidos nas etapas anteriores foi possível calcular os FAD das barras de carga aplicando a expressão (IV- 11), os quais são mostrados na **Tabela 5. 6**, para a incerteza anteriormente definida. Neste caso, a potência máxima de referência foi calculada a partir das equações lineares da **Tabela 5. 5** e o fator de potência de referência é o que as barras de carga possuem inicialmente, os quais são apresentados na **Tabela 5. 3**.

Tabela 5. 6. Fatores de Aumento/Diminuição das Barras de Carga

Nº da Barra	$\cos \theta_f$	θ_f (graus)	P_{max_f} (p.u.)	$\frac{\partial P_{max}}{\partial \theta}$	Incerteza Negativa = 1%		
					$\cos \theta_i$	θ_i (graus)	%FAD
2	0,8631	30,3385	0,5180	-0,0090	0,8544	31,3036	-1,6770
3	0,8944	26,5651	0,0604	-0,0010	0,8855	27,6890	-1,8598
4	0,9785	11,8887	0,2413	-0,0030	0,9688	14,3582	-3,0699
5	0,9803	11,4035	2,9913	-0,0390	0,9705	13,9619	-3,3356
7	0,9022	25,5511	0,6010	-0,0090	0,8932	26,7245	-1,7571
8	0,7071	45,0000	0,5540	-0,0120	0,7000	45,5701	-1,2349
10	0,9454	19,0256	0,1729	-0,0020	0,9359	20,6228	-1,8471
12	0,8309	33,8080	0,2728	-0,0040	0,8226	34,6543	-1,2411
14	0,9683	14,4703	0,1971	-0,0020	0,9586	16,5454	-2,1060
15	0,9565	16,9553	0,2481	-0,0030	0,9470	18,7434	-2,1618
16	0,8893	27,2161	0,0998	-0,0010	0,8804	28,3100	-1,0962
17	0,8406	32,7995	0,2296	-0,0030	0,8322	33,6782	-1,1481
18	0,9627	15,7086	0,1003	-0,0010	0,9530	17,6315	-1,9172
19	0,9415	19,6920	0,2869	-0,0030	0,9321	21,2351	-1,6134
20	0,9529	17,6501	0,0623	-0,0010	0,9434	19,3700	-2,7584
21	0,8423	32,6192	0,4097	-0,0070	0,8338	33,5039	-1,5115
23	0,8944	26,5651	0,0894	-0,0010	0,8855	27,6890	-1,2567
24	0,7923	37,6004	0,2042	-0,0030	0,7844	38,3382	-1,0840
26	0,8357	33,3106	0,0937	-0,0010	0,8273	34,1727	-0,9201
29	0,9363	20,5560	0,0664	-0,0010	0,9270	22,0333	-2,2233
30	0,9843	10,1621	0,3454	-0,0040	0,9745	12,9747	-3,2576

5.5. Análise da Variação do Despacho de Geração

Esta análise é desenvolvida segundo o estabelecido no Capítulo 4 para o sistema IEEE-30b.

Etapa 1 – Montagem dos Casos Base

Dois Casos Base foram identificados, devido à presença de duas barras de geração. Os dados correspondentes a estes casos são mostrados na Tabela 5. 7. Nesta tabela, é possível observar que as potências máximas das barras de carga são as mesmas para os dois casos, não permitindo estabelecer uma diferença entre os geradores do sistema.

Tabela 5. 7. Casos Bases dos Geradores do Sistema

	Barra <i>Slack</i>	
	Barra 1 (G1)	Barra 2 (G2)
Pmax_2	0,6198	0,6198
Pmax_3	0,0686	0,0686
Pmax_4	0,2171	0,2171
Pmax_5	2,6907	2,6907
Pmax_7	0,6512	0,6512
Pmax_8	0,8569	0,8569
Pmax_10	0,1657	0,1657
Pmax_12	0,3199	0,3199
Pmax_14	0,1771	0,1771
Pmax_15	0,2342	0,2342
Pmax_16	0,1000	0,1000
Pmax_17	0,2571	0,2571
Pmax_18	0,0914	0,0914
Pmax_19	0,2714	0,2714
Pmax_20	0,0628	0,0628
Pmax_21	0,4999	0,4999
Pmax_23	0,0914	0,0914
Pmax_24	0,2485	0,2485
Pmax_26	0,1000	0,1000
Pmax_29	0,0686	0,0686
Pmax_30	0,3028	0,3028

*Todos os dados da Tabela 5. 7 estão em p.u.

Etapa 2 - Aumento nas Barras de Carga e Despacho dos Geradores

Como não foi definida uma diferença entre os dois geradores, optou-se por atribuir o fator de participação estabelecido anteriormente para o caso em que cada um dos geradores foi considerado como a barra *slack*, como mostrado na Tabela 5. 8. O objetivo é determinar diferenças entre os despachos.

Tabela 5. 8. Fator de Participação dos Geradores

Condição de Despacho	Participação <i>Slack</i> (%)	Participação Total dos Outros Geradores (%)	Participação Individual dos Outros Geradores (%)
Caso Base	100	0	0
1	50	50	50

Etapa 3 - Cálculo das Potências Máximas

Na **Tabela 5. 9** nota-se que, para o fator de participação considerado quando o gerador G1 é a barra *slack*, as potências máximas das barras de carga apresentam uma pequena diminuição, da ordem de 1,961% com relação ao Caso Base. Por outro lado, quando o gerador G2 é a barra *slack*, as potências máximas das barras se mantêm invariantes, quando comparadas ao Caso Base, conforme **Tabela 5. 10**. Os valores de ΔP_{max} da **Tabela 5. 9** e da **Tabela 5. 10** são obtidos por meio da expressão (IV- 23).

Tabela 5. 9. Variação Percentual da Potência Máxima – G1 Barra Slack

	Barra 1 (G1) é Barra Slack		
	Caso Base	Participação Slack (50%)	ΔP_{max} (%)
Pmax_2	0,6198	0,6077	- 1,9608
Pmax_3	0,0686	0,0672	- 1,9608
Pmax_4	0,2171	0,2128	- 1,9608
Pmax_5	2,6907	2,6379	- 1,9608
Pmax_7	0,6512	0,6385	- 1,9608
Pmax_8	0,8569	0,8401	- 1,9608
Pmax_10	0,1657	0,1624	- 1,9608
Pmax_12	0,3199	0,3136	- 1,9608
Pmax_14	0,1771	0,1736	- 1,9608
Pmax_15	0,2342	0,2296	- 1,9608
Pmax_16	0,1000	0,0980	- 1,9608
Pmax_17	0,2571	0,2520	- 1,9608
Pmax_18	0,0914	0,0896	- 1,9608
Pmax_19	0,2714	0,2660	- 1,9608
Pmax_20	0,0628	0,0616	- 1,9608
Pmax_21	0,4999	0,4901	- 1,9608
Pmax_23	0,0914	0,0896	- 1,9608
Pmax_24	0,2485	0,2436	- 1,9608
Pmax_26	0,1000	0,0980	- 1,9608
Pmax_29	0,0686	0,0672	- 1,9608
Pmax_30	0,3028	0,2968	- 1,9608

Tabela 5. 10. Variação Percentual da Potência Máxima – G2 Barra *Slack*

	Barra 2 (G2) é Barra <i>Slack</i>		
	Caso Base	Participação <i>Slack</i> (50%)	ΔP_{max} (%)
Pmax_2	0,6198	0,6198	0,00
Pmax_3	0,0686	0,0686	0,00
Pmax_4	0,2171	0,2171	0,00
Pmax_5	2,6907	2,6907	0,00
Pmax_7	0,6512	0,6512	0,00
Pmax_8	0,8569	0,8569	0,00
Pmax_10	0,1657	0,1657	0,00
Pmax_12	0,3199	0,3199	0,00
Pmax_14	0,1771	0,1771	0,00
Pmax_15	0,2342	0,2342	0,00
Pmax_16	0,1000	0,1000	0,00
Pmax_17	0,2571	0,2571	0,00
Pmax_18	0,0914	0,0914	0,00
Pmax_19	0,2714	0,2714	0,00
Pmax_20	0,0628	0,0628	0,00
Pmax_21	0,4999	0,4999	0,00
Pmax_23	0,0914	0,0914	0,00
Pmax_24	0,2485	0,2485	0,00
Pmax_26	0,1000	0,1000	0,00
Pmax_29	0,0686	0,0686	0,00
Pmax_30	0,3028	0,3028	0,00

Etapa 4 - Cenários de Despacho

Para este sistema em particular, a partir dos dados da **Tabela 5. 9** e **Tabela 5. 10** é possível definir dois cenários de despacho diferentes considerando o fator de participação escolhido, os quais são listados na **Tabela 5. 11**.

Tabela 5. 11. Definição dos Cenários de Despacho

Tipo de Cenário	Barra <i>Slack</i>	ΔP_{max} (%)
Otimistas	G2	0,00
Pessimista	G1	- 1,9608

5.6. Cálculo da Margem de Segurança de Tensão

Uma vez concluídas as análises anteriores é calculada a MST para todas as barras de carga do sistema considerando as condições listadas na **Tabela 5. 12**. A MST

das barras de carga são apresentadas na **Tabela 5. 13** onde o menor valor é 4,88% e o maior é 7,29%.

Tabela 5. 12. Condições do Sistema para o Cálculo da MST

Erro de Previsão de Demanda	Incerteza do Fator de Potência	Cenário de Despacho
2%	1%	Pessimista

Tabela 5. 13. MST das Barras de Carga

Nº da Barra	Empd (%)	FAD (%)	Vdg (%)	MST (%)
2	2	1,6770	1,9608	5,6378
3	2	1,8598	1,9608	5,8206
4	2	3,0699	1,9608	7,0307
5	2	3,3356	1,9608	7,2964
7	2	1,7571	1,9608	5,7179
8	2	1,2349	1,9608	5,1957
10	2	1,8471	1,9608	5,8079
12	2	1,2411	1,9608	5,2019
14	2	2,1060	1,9608	6,0668
15	2	2,1618	1,9608	6,1226
16	2	1,0962	1,9608	5,057
17	2	1,1481	1,9608	5,1089
18	2	1,9172	1,9608	5,8780
19	2	1,6134	1,9608	5,5742
20	2	2,7584	1,9608	6,7192
21	2	1,5115	1,9608	5,4723
23	2	1,2567	1,9608	5,2175
24	2	1,0840	1,9608	5,0448
26	2	0,9201	1,9608	4,8809
29	2	2,2233	1,9608	6,1841
30	2	3,2576	1,9608	7,2184

5.7. Considerações Finais

Neste capítulo foi mostrado que a metodologia proposta é de fácil aplicação e pode se ajustar a sistemas de grande porte.

Em sua maioria, os valores de MST calculados para o sistema do IEEE-30b apresentam-se dentro dos patamares considerados em alguns órgãos de regulamentação do setor elétrico como o ONS, no caso do Brasil, assim como em algumas das referências estudadas como [Abed98], [Cortez01] e [CCPE02].

O valor final da MST nas barras de carga do sistema se ajusta às características do SEP que estiver sendo estudado, pois as incertezas consideradas em cada um dos fatores de interesse avaliados poderão mudar de um sistema para outro.

6

CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE DO TRABALHO

A metodologia para cálculo da Margem de Segurança de Tensão proposta nesta dissertação se baseia na ponderação dos fatores que afetam o seu valor. Tal ponderação considera a incerteza inerente aos estudos de planejamento elaborados nas atividades de Expansão e Operação dos sistemas elétricos.

A grande motivação para o desenvolvimento desta metodologia partiu da carência de trabalhos que tratem deste tema de forma clara, identificando os elementos considerados na composição dos valores adotados para a margem. Tal carência tem trazido questionamentos sobre a escolha de uma margem adequada, pois esta é determinante para garantir a segurança do sistema quanto à estabilidade de tensão.

Visando contribuir para alterar este cenário, foram levantados fatores considerados de interesse para o estudo da margem, destacando-se as incertezas relacionadas ao fator de potência da carga, às variações dos despachos dos geradores, ao erro de previsão de demanda e à execução das obras planejadas. A consideração da análise de contingências na elaboração dos planos foi também citada.

A análise de sensibilidade realizada mostra que o impacto dos fatores na determinação da MST a ser adotada nos estudos é bastante significativo, mesmo quando o grau de incertezas envolvido se apresenta aparentemente pequeno. O exemplo utilizado nas simulações mostra que uma diferença de 1% nas incertezas relacionadas ao valor de fator de potência e à previsão de demanda do sistema pode gerar uma diferença de cerca de 3% na MST, para o caso do *Sistema Exemplo*.

Uma diferença desta ordem origina estudos de planejamento muito distintos. Uma margem subdimensionada pode colocar o sistema em risco. Na Expansão, não seriam previstos os recursos necessários para se evitar a instabilidade de tensão. Na Operação, a elaboração das instruções operativas não incluiria os limites que garantam a segurança ao sistema. Uma margem superdimensionada conduz a projetos de Expansão que podem se tornar inviáveis devido aos altos investimentos e, em termos de Operação, leva à imposição de limites muito conservadores, restringindo o melhor uso dos recursos do sistema.

O objetivo da metodologia proposta é auxiliar a tomada de decisões de planejamento, permitindo às equipes uma maior sensibilidade sobre o comportamento

do sistema quanto aos aspectos de estabilidade de tensão. A análise dos fatores de interesse e do impacto de suas incertezas no valor da MST possibilita uma perspectiva mais apurada sobre as condições do sistema a serem consideradas na elaboração dos planos.

Da forma como está estruturada, a metodologia permite que as particularidades do sistema e das atividades de Expansão e de Operação possam ser consideradas na determinação do valor final da margem.

Como proposta de continuidade, cita-se a importância de se investigar o impacto que a relação entre as demandas instantânea e integralizada tem sobre o ponto de MTP.

Uma outra questão que merece ser aprofundada é a determinação da *MST-contingência*. Muitos trabalhos apontam valores elevados para esta margem, considerando a pior contingência para o sistema. Em muitos casos, respeitar esta margem pode se tornar inviável. Sendo assim, poderia se pensar em uma classificação de contingências e, conseqüentemente, de diferentes margens, correspondentes a níveis de segurança. Esquemas de emergência poderiam ser projetados para as situações mais críticas.

A aplicação da metodologia é bastante simples. Contudo, para ampliar sua utilização na prática das empresas, seria interessante implementá-la em uma ferramenta amigável de apoio ao planejamento.

Por fim, espera-se que esta dissertação contribua de forma significativa para uma operação mais segura dos sistemas elétricos em termos de estabilidade de tensão, trazendo todos os benefícios decorrentes de uma melhor qualidade da energia elétrica fornecida pelas empresas aos consumidores.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [Abed98] A. Abed, J. Aquilar, N. Chopra, P. Krzykos, A. Law, B. Lee, F. M. Elvain, S. Mogri, L. Pereira, C. Quist, R. Schellberg, J. Seabrook, Ch. Thomas, B. Tumarin, **“Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology”**, Western Systems Coordinating Council, May 1998.
- [Aghaei11] J. Aghaei, N. Amjady, H. A. Shayanfar, **“Multi-objective Electricity Market Clearing Considering Dynamic Security by Lexicographic Optimization and Augmented Epsilon Constraint Method”**, Available on: www.elsevier.com, February 2011.
- [Andrade13] S. R. C. Andrade, M. H. M. Vale, F. S. Chaves, D. Ramos, G. Campos, **“Sistema de Medição Fasorial da Cemig – Projeto e Aplicação”**, ERIAC - Encontro Regional Latino Americano da CIGRÉ, Maio 2013.
- [Ajarapu98] V. Ajarapu, B. Lee, **“Bibliography on Voltage Stability”**, IEEE Transactions on Power Systems, February 1998.
- [Ajarapu06] V. Ajarapu, **“Computational Techniques for Voltage Stability Assessment and Control”**, Power Electronics and Power Systems Series, Iowa State University, December 28, 2006, 250 pages.
- [Barquin95] J. Barquin, T. Gomez, F. L. Pagola, **“Estimating the Loading Limit Margin Taking Into Account Voltage Collapse Areas”**, IEEE Power and Energy Society, November 1995.
- [Bedoya06] D. B. Bedoya, C. A. Castro, L. C. P. da Silva, **“Computation of Power Systems Minimum Voltage Stability Margins”**, IEEE - International Conference on Power System Technology, May 2006.
- [Berizzi96] A. Berizzi, P. Bresesti, P. Marannino, G. P. Granelli, M. Montagna, **“System-area Operating Margin Assessment and Security Enhancement Against Voltage Collapse”**, IEEE Power and Energy Society, August 1996.
- [CCPE02] Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), **“Volume II: Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão. Critérios e Procedimentos para o Dimensionamento de Interligações entre Submercados”**, Novembro 2002.
- [Chaves07] F. S. Chaves, **“Avaliação Técnica do Desempenho da Compensação Reativa Shunt Capacitiva Aplicada à Expansão de Sistemas Elétricos”**, Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica (LRC/PPGE), Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2007.
- [Cortez00] A. N. Cortez, M. H. M. Vale, **“Metodologia Alternativa para a Determinação da Margem de Estabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência - Impactos Técnicos e Econômicos”**, IX ERIAC - Encontro Regional Latino Americano da CIGRÉ, Outubro 2000.
- [Cortez01] A. N. Cortez, **“Proposta de Critérios e Procedimentos para Avaliação da Estabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência”**, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Orientador: Maria Helena Murta Vale, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica (LRC/PPGE), Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Fevereiro 2001.
- [Cutsem91] T. V. Cutsem, **“A Method to Compute Reactive Power Margins with Respect to Voltage Collapse”**, IEEE Transactions on Power Systems, February 1991.

Referências Bibliográficas

- [Cutsem98] T. V. Cutsem, C. Vournas, **“Voltage Stability of Electric Power Systems”**, Power Electronics and Power Systems Series, Kluwer Academic Pub, United States, March 31, 1998, 378 pages.
- [Chiang97] H. D. Chiang, C. S. Wang, A. J. Flueck, **“Look-ahead Voltage and Load Margin Contingency Selection Functions for Large-scale Power Systems”**, IEEE Power and Energy Society, February 1997.
- [Chung03] C. Y. Chung, T. S. Chung, C. W. Yu, X. J. Lin **“Cost-based Reactive Power Pricing with Voltage Security Consideration in Restructured Power Systems”**, Available on: www.elsevier.com, July 2003.
- [CMSE12] Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, **“Ata da 112ª Reunião Plenária”**, Sala de Reuniões Plenária do Ministério de Minas e Energia – 9º andar, 12 de Junho de 2012, http://www.mme.gov.br/mme/menu/conselhos_comite/cmse.html
- [Dobson93] I. Dobson, L. Lu, **“New Methods for Computing a Closest Saddle Node Bifurcation and Worst Case Load Power Margin for Voltage Collapse”**, IEEE Transaction on Power System, August 1993.
- [Gao96] B. Gao, G. K. Morison, P. Kundur, **“Towards the Development of a Systematic Approach for Voltage Stability Assessment of Large-Scale Power Systems”**, IEEE Transactions on Power Systems, August 1996.
- [Gorgas13] J. Gorga, N. Cardiel, **“Notas de Aula do Curso: Análisis de Datos y Estadística Avanzada, Master Interuniversitario de Astrofísica UCM - UAM, Tema 4: Regresión Lineal Simple”**, Universidad Complutense de Madrid 2010 - 2011, Disponível em: http://pendientedemigracion.ucm.es/info/Astrof/POPIA/asignaturas/ana_dat_est/tema04_x2.pdf. Consultado no dia 11/03/2013.
- [Greene97] S. Greene, I. Dobson, F. L. Alvarado, **“Sensitivity of the Loading Margin to Voltage Collapse with Respect to Arbitrary Parameters”**, IEEE Power and Energy Society, February 1997.
- [Kazemi08] A. Kazemi, A. Zare, **“Proposing a Novel Method for Analyzing Static Voltage Stability”**, Selected Papers from the WSEAS Conferences in Istanbul, Turkey, May 27-30, 2008.
- [Kundur94] P. Kundur, N. J. Balu, M. G. Lauby, **“Power System Stability And Control”**, Electric Power Research Institute, McGraw-Hill India, January 1, 1994, 1176 pages.
- [Leal12] O. E. S. Leal, M. H. M. Vale, F. S. Chaves, D. S. Martins, S. R. C. Andrade, **“Tecnologia de Medição Sincronizada – Determinação da Margem de Estabilidade de Tensão nas Análises Integradas de Planejamento da Operação e de Tempo Real”**, XII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Rio de Janeiro – RJ, 20 a 23 de Maio de 2012.
- [Leal13] O. E. S. Leal, **“Metodologia para Cálculo de Equivalente de Rede para Monitoração da Estabilidade de Tensão dos Sistemas Elétricos de Potência Em Tempo Real”**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Orientador: Maria Helena Murta Vale, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica (LRC/PPGE), Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Julho 2013.
- [Leme07] R. C. Leme, A. C. Zambroni, R. S. Salgado, B. Isaías, L. Lopes, O. A. S. Carpinteiro, **“An Approach to Re-dispatch Generators Based on the Modified Power Flow Jacobian Matrix”**, Power Tech IEEE Lausanne, July 1- 5, 2007.
- [Lobato98] M. V. C. Lobato, **“Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica: Estudo do Fenômeno e de Métodos para Análise Estática”**, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Orientador: Maria Helena Murta Vale, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica (LRC/PPGE), Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 1998.

Referências Bibliográficas

- [MarianoJr08] L. M. Júnior, “**Procedimento para Avaliação do Impacto da Compensação Reativa Shunt Capacitiva na Estabilidade de Tensão**”, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Orientador: Maria Helena Murta Vale, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica (LRC/PPGE), Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Dezembro 2008.
- [Matarucco10] R. R. Matarucco, “**Método da Continuação Aplicado na Análise de Contingência de Linhas de Transmissão**”, Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Orientador: Dilson Amâncio Alves, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista Julio de Mesquita Filho, Ilha Solteira – SP, Fevereiro 2010.
- [Menezes07] T. V. Menezes, “**Estratégia Para Análise de Afundamento de Tensão No Planejamento do Sistema Elétrico**”, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Orientador: Maria Helena Murta Vale, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica (LRC/PPGE), Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Outubro 2007.
- [Morrison04] K. Morrison, L. Wang, P. Kundur, “**Power System Security Assessment**”, IEEE Power & Energy Magazine, page: 30 -39, September/October 2004.
- [ONS13] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), “**Submodulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos**”, Data de Vigência: 11/11/2011. Consultado em Abril de 2013.
- [Parker96] C. J. Parker, I. F. Morrison, D. Sutanto, “**Application of an Optimisation Method for Determining the Reactive Margin from Voltage Collapse in Reactive Power Planning**”, IEEE Transaction on Power System, August 1996.
- [Pikulski08] M. Pikulski, “**Controlled Sources of Reactive Power Used for Improving Voltage Stability**”, Aalborg, Denmark, 2008.
- [P&D13] Projeto P&D ANEEL – CEMIG/LRC-UFMG/CONCERT, “**Desenvolvimento de Protótipo de Sistema de Medição Fasorial Sincronizada**”, 2013.
- [Ribeiro10] G. L. S. Ribeiro, “**O Uso de Equivalentes de Redes na Análise da Estabilidade de Tensão dos Sistemas Elétricos de Potência**”, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Orientador: Maria Helena Murta Vale, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica (LRC/PPGE), Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Julho 2010.
- [Silva10] R. G. Silva, “**Aplicação dos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada na Avaliação da Estabilidade de Tensão**”, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Orientador: Maria Helena Murta Vale, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica (LRC/PPGE), Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Julho 2010.
- [Su99] M. C. Su, C. W. Liu, C. S. Chang, “**Rule Extraction for Voltage Security Margin Estimation**”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, December 1999.
- [Taylor94] C. W. Taylor, “**Power System Voltage Stability**”, 1ª edition, New York, McGraw-Hill Ryerson, 1994, 273 pages.
- [UW13] University of Washinton – Electrical Engineering, “**Power System Test Archive**”, Disponível em: <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>. Consultado no dia 28/05/2013.
- [Vale86] M. H. M. Vale, “**Centros Modernos de Supervisão e Controle de Sistemas de Energia Elétrica**”, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Dezembro 1986.
- [Vale12a] M. H. M. Vale, “**Notas de Aula da Disciplina Supervisão e Controle**”, Curso do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica (LRC/PPGE), Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2012.

Referências Bibliográficas

- [Vale12b] M. H. M. Vale, F. S. Chaves, O. E. S. Leal, D. S. Martins, S. C. Condega, R. G. F. Silva, S. R. C. Andrade, **“Avaliação Avançada da Estabilidade de Tensão em Tempo Real Utilizando Dados Fasoriais”**, XII EDAO – Encontro para Debates de Assuntos de Operação, 26 a 29 de Novembro 2012.
- [Wan00] H. Wan, J. D. McCalley, V. Vittal, **“Risk Based Voltage Security Assessment”**, IEEE Transactions on Power Systems, November 2000.
- [Wang00] R. Wang, R. H. Lasseter, **“Re-Dispatching Generation to Increase Power System Security Margin and Support Low Voltage Bus”**, IEEE Transactions on Power Systems, May 2000.
- [Warlanda02] L. Warlanda, **“A Voltage Instability Predictor Using Local Area Measurements (VIP++)”**, The Norwegian University of Science and Technology, PhD Thesis, 2002.
- [Wehenkel96] L. Wehenkel, **“Contingency Severity Assessment for Voltage Security Using Non-parametric Regression Techniques”**, IEEE Transactions on Power Systems, February 1996.
- [Zambroni94] A. C. Zambroni, V. H. Quintana, **“New Techniques of Network Partitioning for Voltage Collapse Margin Calculations”**, IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, November 1994.

ANEXO A – PROCESSO DE REGRESSÃO LINEAR

A referência básica adotada na preparação neste anexo é [Gorgas13]. Segundo esta referência, a *Análise de Regressão* é basicamente um estudo sobre a relação que existe entre uma *variável dependente* e uma *variável independente*, a qual pode ser modelada matematicamente por meio de uma *equação de regressão* que contém uma série de coeficientes e constantes chamados *parâmetros de regressão*.

Estes parâmetros são os que estabelecem a relação quantitativa entre a variável dependente e a independente e são estimados a partir de um conjunto de dados de entrada que podem ser produto de medições ou simulações. A realização desta estimação pode ser feita de várias formas e, dentre elas, citam-se: Método dos Mínimos Quadrados, Método da Máxima Verossimilhança, Técnicas Bayesianas, etc.

Dois elementos importantes merecem ser comentados. O primeiro deles é a existência de dois tipos de regressão, a linear e a não linear. Uma *Regressão Não Linear* é aquela na qual a relação entre a variável dependente e a variável independente não é uma função linear ou linearizável. Já uma *Regressão Linear* é aquela onde esta relação é uma função linear que, segundo [Gorgas13], é do tipo:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_n X_n \quad (\text{A- 1})$$

Nesta expressão, tem-se:

Y : variável dependente;

β_0 : parâmetro de interseção;

β_n : parâmetro relativo a cada variável independente ($n > 0$);

n : número de parâmetros independentes.

O segundo elemento a ser comentado é que a Regressão Linear pode ser classificada como uma *Regressão Linear Simples* ou *Múltipla*. A regressão simples é estabelecida quando *uma* variável independente influencia *uma* variável dependente, ou seja, $Y=f(X)$. Já no caso da regressão múltipla, *duas ou mais* variáveis independentes influenciam o comportamento de *uma* variável dependente, ou seja, $Y=f(X, W, Z)$.

No contexto desta dissertação, tendo em vista seus objetivos, é adotada a Regressão Linear Simples, utilizando o Método dos Mínimos Quadrados, para a estimação dos parâmetros de regressão.

a) Caracterização da Regressão Linear Simples

Como dito anteriormente uma regressão linear simples é a relação linear existente entre uma variável independente e uma variável dependente, a qual segundo [Gorgas13] pode ser expressa como:

$$Y_n = \beta_0 + \beta_1 X_n \tag{A- 2}$$

Nesta equação, tem-se:

Y_n : variável dependente;

X_n : variável independente;

β_0 e β_1 : parâmetros de regressão.

A expressão (A- 2) representa a equação de um reta. Desta forma, a regressão linear simples parte de um conjunto de dados de entrada que se distribuem aproximadamente ao longo de uma linha reta para os quais é ajustada uma Reta de Regressão, como mostrado na **Figura A. 1**, de tal forma que, como apresentado em [Gorgas13], a regressão de Y em X seja dada por (A- 3). Nesta equação, a e b são os parâmetros de regressão.

$$Y_n = a + bX_n \tag{A- 3}$$

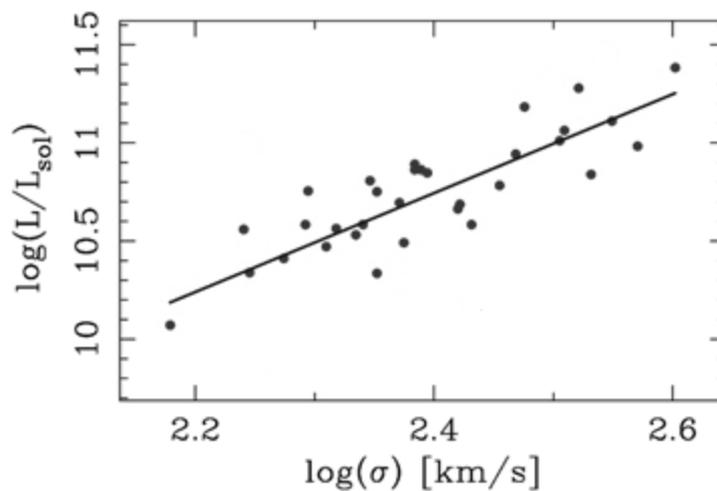


Figura A. 1. Diagrama de Dispersão com Reta de Regressão. Fonte: [Gorgas13]

b) Determinação da Reta de Regressão - Método dos Mínimos Quadrados

Para determinar a reta de regressão é preciso primeiro calcular os parâmetros de regressão a e b da expressão (A- 3). Neste caso, em particular, o cálculo é feito através do Método dos Mínimos Quadrados que tem por objetivo minimizar a soma dos

quadrados das distâncias entre os dados de entrada e os dados obtidos pela reta de regressão, como mostra a **Figura A. 2**, retirada de [Gorgas13].

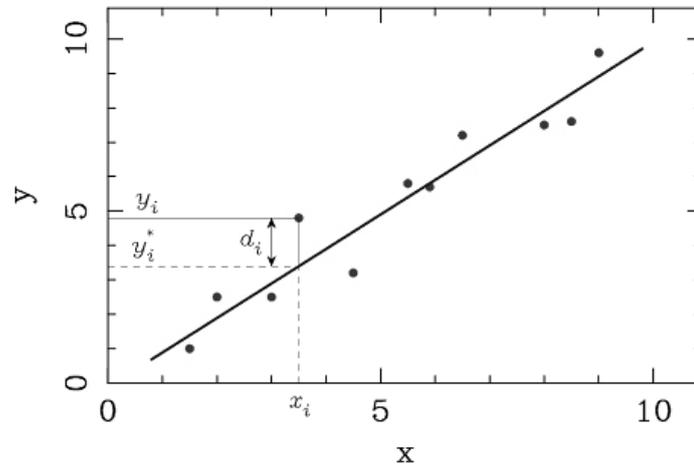


Figura A. 2. Distância entre os Valores Originais e os Valores Dados pela Reta de Regressão. Fonte: [Gorgas13]

Considerando o exposto, de [Gorgas13], tem-se que:

$$y_i^* = a + bx_i \quad (\text{A- 4})$$

$$d_i = y_i^* - y_i \quad (\text{A- 5})$$

Portanto,

$$M = \sum_{i=1}^N d_i^2 = \sum_{i=1}^N (y_i^* - y_i)^2 \quad (\text{A- 6})$$

Substituindo (A- 4) em (A- 6) resulta que:

$$M = \sum_{i=1}^N (a + bx_i - y_i)^2 \quad (\text{A- 7})$$

Derivando (A- 7) em função de **a** e **b**, e igualando a zero, tem-se que:

$$\frac{\partial M}{\partial a} = \sum 2(a + bx_i - y_i) = 0 \quad (\text{A- 8})$$

$$\frac{\partial M}{\partial b} = \sum 2(a + bx_i - y_i) x_i = 0 \quad (\text{A- 9})$$

Tirando as constantes do somatório de (A- 8) e (A- 9):

$$aN + b \sum x_i = \sum y_i \quad (\text{A- 10})$$

$$a \sum x_i + b \sum x_i^2 = \sum y_i x_i \quad (\text{A- 11})$$

Expressando (A- 10) e (A- 11) em forma matricial:

$$\begin{bmatrix} a \\ b \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} N & \sum x_i \\ \sum x_i & \sum x_i^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum y_i \\ \sum y_i x_i \end{bmatrix} \quad (\text{A- 12})$$

Sabendo que:

$$\bar{q} * \tilde{m} = \bar{e} \therefore \bar{q} = [\tilde{m}]^{-1} * \bar{e} = \frac{1}{\det(\tilde{m})} \text{adj}[\tilde{m}^T] * \bar{e} \quad (\text{A- 13})$$

Pode-se aplicar (A- 13) em (A- 12) para obter:

$$\begin{bmatrix} a \\ b \end{bmatrix} = \frac{1}{N \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2} \begin{bmatrix} \sum x_i^2 & -\sum x_i \\ -\sum x_i & N \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sum y_i \\ \sum y_i x_i \end{bmatrix} \quad (\text{A- 14})$$

Partindo de (A- 14), sabe-se que os parâmetros de regressão podem ser calculados por meio das expressões (A- 15) e (A- 16), onde y_i e x_i são os conjuntos de dados de entrada e N é o número total de dados.

$$a = \frac{\sum x_i^2 \sum y_i - \sum x_i \sum y_i x_i}{N \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2} \quad (\text{A- 15})$$

$$b = \frac{N \sum y_i x_i - \sum x_i \sum y_i}{N \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2} \quad (\text{A- 16})$$

É importante lembrar que, no momento de se calcularem os parâmetros de regressão, os dados contidos em y_i são relativos à variável dependente e os contidos em x_i são relativos à variável independente.

c) Avaliação Geral da Regressão Linear Simples

Até este ponto, foi definida a regressão linear simples e como determinar quantitativamente a relação existente entre uma variável dependente e uma variável

independente através da reta de regressão. Outro aspecto muito importante a ser considerado na realização de uma regressão é o conhecimento sobre o grau de linearidade que as variáveis possuem entre si e quão fiel é a representação feita pela regressão linear com relação aos dados de entrada.

Para isso é necessário estudar a correlação ou associação entre as variáveis, o que significa analisar até que ponto é significativa a dependência linear de uma variável com relação à outra. Esta análise é feita mediante o Coeficiente de Correlação Linear (r) que é a relação entre a covariância e o desvio padrão tanto da variável dependente como da variável independente, expresso em [Gorgas13] como:

$$r = \frac{Conv}{S_x S_y} \quad (A- 17)$$

$$Conv = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{N - 1} \quad (A- 18)$$

Como o desvio padrão é a raiz quadrada da variância, tem-se:

$$S_x^2 = \frac{\sum_{i=1}^N x_i^2 - N\bar{x}^2}{N - 1} \quad \therefore S_x = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N x_i^2 - N\bar{x}^2}{N - 1}} \quad (A- 19)$$

$$S_y^2 = \frac{\sum_{i=1}^N y_i^2 - N\bar{y}^2}{N - 1} \quad \therefore S_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N y_i^2 - N\bar{y}^2}{N - 1}} \quad (A- 20)$$

Sendo:

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^N x_i}{N} \quad (A- 21)$$

$$\bar{y} = \frac{\sum_{i=1}^N y_i}{N} \quad (A- 22)$$

O cálculo do coeficiente de correlação linear expresso em (A- 17) é feito com os dados de entrada para estabelecer a dependência linear entre eles e poder determinar o grau de significância desta relação. O valor deste coeficiente oscila entre 0 e 1. Antes de entrar em detalhes sobre a interpretação do valor do coeficiente de correlação é importante introduzir outro elemento de igual relevância que é a Variância Residual (S_r^2), relacionada a este coeficiente.

Esta *Variância Residual*, como dito em [Gorgas13], é a dispersão dos dados de entrada com relação aos dados estimados pela reta de regressão que foi ajustada. Em outras palavras, ela permite dizer qual é a diferença entre os dados de entrada e os dados estimados pela reta de regressão, podendo ser calculada como:

$$S_r^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - y_i^*)^2}{N - 2} = \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - a - bx_i)^2}{N - 2} \quad (\text{A- 23})$$

Relacionando-a com o coeficiente de correlação tem-se:

$$S_r^2 = \frac{N - 1}{N - 2} S_y^2 (1 - r^2) \quad (\text{A- 24})$$

A expressão (A- 24) não só fornece a variância residual do processo de regressão como também permite obter o desvio padrão com relação à reta de regressão ao se calcular a sua raiz quadrada, como mostra a expressão (A- 25). Esta informação é conhecida como Erro Típico de Estimação (S_e), o qual expressa quantitativamente a média dos erros ou resíduos dos dados de entrada com relação aos dados estimados.

$$S_e = \sqrt{S_r^2} = \sqrt{\frac{N - 1}{N - 2} S_y^2 (1 - r^2)} \quad (\text{A- 25})$$

Uma vez abordados todos estes elementos é possível fazer uma melhor interpretação do significado do coeficiente de correlação linear a partir das considerações, citadas em [Gorgas13]. Assim, para $r = 0$ a covariância é nula e, portanto, não existirá correlação entre as variáveis. Além disso, a variância residual será aproximadamente igual à variância da variável dependente (S_y^2) e a reta de regressão de Y sobre X terá uma inclinação nula o que gera uma reta horizontal.

Para $r = 1$ a variância residual é nula e, portanto, não existirá dispersão dos valores originais com relação aos valores estimados pela reta de regressão. Logo, todos os pontos estarão sobre ela e, neste caso, tem-se uma dependência funcional entre as variáveis e uma correlação positiva ou direta perfeita.

Da mesma forma, para $r = -1$ todos os pontos estimados estarão sobre a reta e a correlação será negativa ou inversa perfeita. Já quando $0 < r < 1$ ou $-1 < r < 0$ tem-se uma correlação positiva ou negativa, respectivamente, mas não perfeita, e evidentemente, a correlação será mais significativa quanto mais perto r fique de 1 (correlação positiva) ou de -1 (correlação negativa).

ANEXO B – RESULTADOS DA APLICAÇÃO DA PROPOSTA

Neste anexo estão registrados os resultados parciais das simulações realizadas no sistema IEEE-30b, implementadas no Capítulo 5, referentes à *Análise do Impacto da Incerteza do Fator de Potência*, da seguinte maneira: a **Tabela B. 1** e a **Tabela B. 2** relacionam-se à **Etapa 1**; a **Tabela B. 3** e a **Tabela B. 4** relacionam-se à **Etapa 3**; as **Figura B. 1** e **Figura B. 2** estão relacionadas às **Etapas 2 e 3**, respectivamente.

Tabela B. 1. Potências Máximas das Barras de Carga para Diferentes Fatores de Potência – Parte 1

Teta	FP	Pmax_2	Pmax_3	Pmax_4	Pmax_5	Pmax_7	Pmax_8	Pmax_10	Pmax_12	Pmax_14	Pmax_16
10	0,9848	0,7407	0,0819	0,2594	3,2156	0,7783	1,0241	0,1980	0,3823	0,2116	0,1195
11	0,9816	0,6843	0,0757	0,2397	2,9707	0,7190	0,9461	0,1829	0,3532	0,1955	0,1104
12	0,9781	0,6843	0,0757	0,2397	2,9707	0,7190	0,9461	0,1829	0,3532	0,1955	0,1104
13	0,9744	0,6843	0,0757	0,2397	2,9707	0,7190	0,9461	0,1829	0,3532	0,1955	0,1104
14	0,9703	0,6578	0,0727	0,2304	2,8554	0,6911	0,9093	0,1758	0,3395	0,1879	0,1061
15	0,9659	0,6578	0,0727	0,2304	2,8554	0,6911	0,9093	0,1758	0,3395	0,1879	0,1061
16	0,9613	0,6449	0,0713	0,2259	2,7994	0,6776	0,8915	0,1724	0,3328	0,1842	0,1040
17	0,9563	0,6322	0,0699	0,2214	2,7445	0,6643	0,8740	0,1690	0,3263	0,1806	0,1020
18	0,9511	0,6198	0,0686	0,2171	2,6907	0,6512	0,8569	0,1657	0,3199	0,1771	0,1000
19	0,9455	0,6198	0,0686	0,2171	2,6907	0,6512	0,8569	0,1657	0,3199	0,1771	0,1000
20	0,9397	0,6077	0,0672	0,2128	2,6379	0,6385	0,8401	0,1624	0,3136	0,1736	0,0980
21	0,9336	0,5958	0,0659	0,2087	2,5862	0,6260	0,8236	0,1592	0,3075	0,1702	0,0961
22	0,9272	0,5841	0,0646	0,2046	2,5355	0,6137	0,8075	0,1561	0,3015	0,1669	0,0942
23	0,9205	0,5841	0,0646	0,2046	2,5355	0,6137	0,8075	0,1561	0,3015	0,1669	0,0942
24	0,9135	0,5958	0,0659	0,2087	2,5862	0,6260	0,8236	0,1592	0,3075	0,1702	0,0961
25	0,9063	0,5614	0,0621	0,1966	2,4370	0,5899	0,7761	0,1501	0,2898	0,1604	0,0905
26	0,8988	0,5504	0,0609	0,1928	2,3892	0,5783	0,7609	0,1471	0,2841	0,1573	0,0888
27	0,8910	0,5504	0,0609	0,1928	2,3892	0,5783	0,7609	0,1471	0,2841	0,1573	0,0888
28	0,8829	0,5396	0,0597	0,1890	2,3424	0,5669	0,7460	0,1442	0,2785	0,1542	0,0870
29	0,8746	0,5290	0,0585	0,1853	2,2965	0,5558	0,7314	0,1414	0,2730	0,1511	0,0853
30	0,8660	0,5186	0,0574	0,1816	2,2514	0,5449	0,7170	0,1386	0,2677	0,1482	0,0837
31	0,8572	0,5085	0,0562	0,1781	2,2073	0,5342	0,7030	0,1359	0,2624	0,1453	0,0820
32	0,8480	0,4985	0,0551	0,1746	2,1640	0,5238	0,6892	0,1332	0,2573	0,1424	0,0804
33	0,8387	0,4887	0,0541	0,1712	2,1216	0,5135	0,6757	0,1306	0,2522	0,1396	0,0788
34	0,8290	0,4887	0,0541	0,1712	2,1216	0,5135	0,6757	0,1306	0,2522	0,1396	0,0788
35	0,8192	0,4791	0,0530	0,1678	2,0800	0,5034	0,6624	0,1281	0,2473	0,1369	0,0773
36	0,8090	0,4697	0,0520	0,1645	2,0392	0,4936	0,6494	0,1256	0,2425	0,1342	0,0758
37	0,7986	0,4605	0,0509	0,1613	1,9992	0,4839	0,6367	0,1231	0,2377	0,1316	0,0743
38	0,7880	0,4515	0,0499	0,1581	1,9600	0,4744	0,6242	0,1207	0,2330	0,1290	0,0728
39	0,7771	0,4427	0,0490	0,1550	1,9216	0,4651	0,6120	0,1183	0,2285	0,1265	0,0714
40	0,7660	0,4340	0,0480	0,1520	1,8839	0,4560	0,6000	0,1160	0,2240	0,1240	0,0700
41	0,7547	0,4255	0,0471	0,1490	1,8470	0,4470	0,5882	0,1137	0,2196	0,1216	0,0686
42	0,7431	0,4171	0,0461	0,1461	1,8107	0,4383	0,5767	0,1115	0,2153	0,1192	0,0673
43	0,7314	0,4089	0,0452	0,1432	1,7752	0,4297	0,5654	0,1093	0,2111	0,1168	0,0660
44	0,7193	0,4009	0,0443	0,1404	1,7404	0,4213	0,5543	0,1072	0,2069	0,1146	0,0647
45	0,7071	0,3931	0,0435	0,1377	1,7063	0,4130	0,5434	0,1051	0,2029	0,1123	0,0634

* Os valores das Pmax da **Tabela B. 1** estão em p.u.

Tabela B. 2. Potências Máximas das Barras de Carga para Diferentes Fatores de Potência – Parte 2

Teta	FP	Pmax_17	Pmax_18	Pmax_19	Pmax_20	Pmax_21	Pmax_23	Pmax_24	Pmax_26	Pmax_29	Pmax_30
10	0,9848	0,3072	0,1092	0,3243	0,0751	0,5974	0,1092	0,2970	0,1195	0,0819	0,3618
11	0,9816	0,2838	0,1009	0,2996	0,0694	0,5519	0,1009	0,2744	0,1104	0,0757	0,3343
12	0,9781	0,2838	0,1009	0,2996	0,0694	0,5519	0,1009	0,2744	0,1104	0,0757	0,3343
13	0,9744	0,2838	0,1009	0,2996	0,0694	0,5519	0,1009	0,2744	0,1104	0,0757	0,3343
14	0,9703	0,2728	0,0970	0,2880	0,0667	0,5305	0,0970	0,2637	0,1061	0,0727	0,3213
15	0,9659	0,2728	0,0970	0,2880	0,0667	0,5305	0,0970	0,2637	0,1061	0,0727	0,3213
16	0,9613	0,2675	0,0951	0,2823	0,0654	0,5201	0,0951	0,2585	0,1040	0,0713	0,3150
17	0,9563	0,2622	0,0932	0,2768	0,0641	0,5099	0,0932	0,2535	0,1020	0,0699	0,3088
18	0,9511	0,2571	0,0914	0,2714	0,0628	0,4999	0,0914	0,2485	0,1000	0,0686	0,3028
19	0,9455	0,2571	0,0914	0,2714	0,0628	0,4999	0,0914	0,2485	0,1000	0,0686	0,3028
20	0,9397	0,2520	0,0896	0,2660	0,0616	0,4901	0,0896	0,2436	0,0980	0,0672	0,2968
21	0,9336	0,2471	0,0879	0,2608	0,0604	0,4804	0,0879	0,2389	0,0961	0,0659	0,2910
22	0,9272	0,2422	0,0861	0,2557	0,0592	0,4710	0,0861	0,2342	0,0942	0,0646	0,2853
23	0,9205	0,2422	0,0861	0,2557	0,0592	0,4710	0,0861	0,2342	0,0942	0,0646	0,2853
24	0,9135	0,2471	0,0879	0,2608	0,0604	0,4804	0,0879	0,2389	0,0961	0,0659	0,2910
25	0,9063	0,2328	0,0828	0,2458	0,0569	0,4527	0,0828	0,2251	0,0905	0,0621	0,2742
26	0,8988	0,2283	0,0812	0,2410	0,0558	0,4439	0,0812	0,2207	0,0888	0,0609	0,2689
27	0,8910	0,2283	0,0812	0,2410	0,0558	0,4439	0,0812	0,2207	0,0888	0,0609	0,2689
28	0,8829	0,2238	0,0796	0,2362	0,0547	0,4352	0,0796	0,2163	0,0870	0,0597	0,2636
29	0,8746	0,2194	0,0780	0,2316	0,0536	0,4266	0,0780	0,2121	0,0853	0,0585	0,2584
30	0,8660	0,2151	0,0765	0,2271	0,0526	0,4183	0,0765	0,2079	0,0837	0,0574	0,2533
31	0,8572	0,2109	0,0750	0,2226	0,0516	0,4101	0,0750	0,2039	0,0820	0,0562	0,2484
32	0,8480	0,2068	0,0735	0,2182	0,0505	0,4020	0,0735	0,1999	0,0804	0,0551	0,2435
33	0,8387	0,2027	0,0721	0,2140	0,0495	0,3941	0,0721	0,1959	0,0788	0,0541	0,2387
34	0,8290	0,2027	0,0721	0,2140	0,0495	0,3941	0,0721	0,1959	0,0788	0,0541	0,2387
35	0,8192	0,1987	0,0707	0,2098	0,0486	0,3864	0,0707	0,1921	0,0773	0,0530	0,2341
36	0,8090	0,1948	0,0693	0,2057	0,0476	0,3788	0,0693	0,1883	0,0758	0,0520	0,2295
37	0,7986	0,1910	0,0679	0,2016	0,0467	0,3714	0,0679	0,1846	0,0743	0,0509	0,2250
38	0,7880	0,1873	0,0666	0,1977	0,0458	0,3641	0,0666	0,1810	0,0728	0,0499	0,2206
39	0,7771	0,1836	0,0653	0,1938	0,0449	0,3570	0,0653	0,1775	0,0714	0,0490	0,2162
40	0,7660	0,1800	0,0640	0,1900	0,0440	0,3500	0,0640	0,1740	0,0700	0,0480	0,2120
41	0,7547	0,1765	0,0627	0,1863	0,0431	0,3431	0,0627	0,1706	0,0686	0,0471	0,2078
42	0,7431	0,1730	0,0615	0,1826	0,0423	0,3364	0,0615	0,1672	0,0673	0,0461	0,2038
43	0,7314	0,1696	0,0603	0,1790	0,0415	0,3298	0,0603	0,1640	0,0660	0,0452	0,1998
44	0,7193	0,1663	0,0591	0,1755	0,0406	0,3233	0,0591	0,1607	0,0647	0,0443	0,1958
45	0,7071	0,1630	0,0580	0,1721	0,0398	0,3170	0,0580	0,1576	0,0634	0,0435	0,1920

* Os valores das Pmax da **Tabela B. 2** estão em p.u.

Tabela B. 3. Potências Máximas Linearizadas das Barras de Carga para Diferentes Fatores de Potência – Parte 1

Teta	FP	Pmax_2	Pmax_3	Pmax_4	Pmax_5	Pmax_7	Pmax_8	Pmax_10	Pmax_12	Pmax_14	Pmax_16
10	0,9848	0,7010	0,0770	0,2470	3,0460	0,7410	0,9740	0,1910	0,3680	0,2060	0,2690
11	0,9816	0,6920	0,0760	0,2440	3,0070	0,7320	0,9620	0,1890	0,3640	0,2040	0,2660
12	0,9781	0,6830	0,0750	0,2410	2,9680	0,7230	0,9500	0,1870	0,3600	0,2020	0,2630
13	0,9744	0,6740	0,0740	0,2380	2,9290	0,7140	0,9380	0,1850	0,3560	0,2000	0,2600
14	0,9703	0,6650	0,0730	0,2350	2,8900	0,7050	0,9260	0,1830	0,3520	0,1980	0,2570
15	0,9659	0,6560	0,0720	0,2320	2,8510	0,6960	0,9140	0,1810	0,3480	0,1960	0,2540
16	0,9613	0,6470	0,0710	0,2290	2,8120	0,6870	0,9020	0,1790	0,3440	0,1940	0,2510
17	0,9563	0,6380	0,0700	0,2260	2,7730	0,6780	0,8900	0,1770	0,3400	0,1920	0,2480
18	0,9511	0,6290	0,0690	0,2230	2,7340	0,6690	0,8780	0,1750	0,3360	0,1900	0,2450
19	0,9455	0,6200	0,0680	0,2200	2,6950	0,6600	0,8660	0,1730	0,3320	0,1880	0,2420
20	0,9397	0,6110	0,0670	0,2170	2,6560	0,6510	0,8540	0,1710	0,3280	0,1860	0,2390
21	0,9336	0,6020	0,0660	0,2140	2,6170	0,6420	0,8420	0,1690	0,3240	0,1840	0,2360
22	0,9272	0,5930	0,0650	0,2110	2,5780	0,6330	0,8300	0,1670	0,3200	0,1820	0,2330
23	0,9205	0,5840	0,0640	0,2080	2,5390	0,6240	0,8180	0,1650	0,3160	0,1800	0,2300
24	0,9135	0,5750	0,0630	0,2050	2,5000	0,6150	0,8060	0,1630	0,3120	0,1780	0,2270
25	0,9063	0,5660	0,0620	0,2020	2,4610	0,6060	0,7940	0,1610	0,3080	0,1760	0,2240
26	0,8988	0,5570	0,0610	0,1990	2,4220	0,5970	0,7820	0,1590	0,3040	0,1740	0,2210
27	0,8910	0,5480	0,0600	0,1960	2,3830	0,5880	0,7700	0,1570	0,3000	0,1720	0,2180
28	0,8829	0,5390	0,0590	0,1930	2,3440	0,5790	0,7580	0,1550	0,2960	0,1700	0,2150
29	0,8746	0,5300	0,0580	0,1900	2,3050	0,5700	0,7460	0,1530	0,2920	0,1680	0,2120
30	0,8660	0,5210	0,0570	0,1870	2,2660	0,5610	0,7340	0,1510	0,2880	0,1660	0,2090
31	0,8572	0,5120	0,0560	0,1840	2,2270	0,5520	0,7220	0,1490	0,2840	0,1640	0,2060
32	0,8480	0,5030	0,0550	0,1810	2,1880	0,5430	0,7100	0,1470	0,2800	0,1620	0,2030
33	0,8387	0,4940	0,0540	0,1780	2,1490	0,5340	0,6980	0,1450	0,2760	0,1600	0,2000
34	0,8290	0,4850	0,0530	0,1750	2,1100	0,5250	0,6860	0,1430	0,2720	0,1580	0,1970
35	0,8192	0,4760	0,0520	0,1720	2,0710	0,5160	0,6740	0,1410	0,2680	0,1560	0,1940
36	0,8090	0,4670	0,0510	0,1690	2,0320	0,5070	0,6620	0,1390	0,2640	0,1540	0,1910
37	0,7986	0,4580	0,0500	0,1660	1,9930	0,4980	0,6500	0,1370	0,2600	0,1520	0,1880
38	0,7880	0,4490	0,0490	0,1630	1,9540	0,4890	0,6380	0,1350	0,2560	0,1500	0,1850
39	0,7771	0,4400	0,0480	0,1600	1,9150	0,4800	0,6260	0,1330	0,2520	0,1480	0,1820
40	0,7660	0,4310	0,0470	0,1570	1,8760	0,4710	0,6140	0,1310	0,2480	0,1460	0,1790
41	0,7547	0,4220	0,0460	0,1540	1,8370	0,4620	0,6020	0,1290	0,2440	0,1440	0,1760
42	0,7431	0,4130	0,0450	0,1510	1,7980	0,4530	0,5900	0,1270	0,2400	0,1420	0,1730
43	0,7314	0,4040	0,0440	0,1480	1,7590	0,4440	0,5780	0,1250	0,2360	0,1400	0,1700
44	0,7193	0,3950	0,0430	0,1450	1,7200	0,4350	0,5660	0,1230	0,2320	0,1380	0,1670
45	0,7071	0,3860	0,0420	0,1420	1,6810	0,4260	0,5540	0,1210	0,2280	0,1360	0,1640

* Os valores das Pmax da Tabela B. 3 estão em p.u.

Tabela B. 4. Potências Máximas Linearizadas das Barras de Carga para Diferentes Fatores de Potência – Parte 2

Teta	FP	Pmax_17	Pmax_18	Pmax_19	Pmax_20	Pmax_21	Pmax_23	Pmax_24	Pmax_26	Pmax_29	Pmax_30
10	0,9848	0,2980	0,1060	0,3160	0,0700	0,5680	0,1060	0,2870	0,1170	0,0770	0,3460
11	0,9816	0,2950	0,1050	0,3130	0,0690	0,5610	0,1050	0,2840	0,1160	0,0760	0,3420
12	0,9781	0,2920	0,1040	0,3100	0,0680	0,5540	0,1040	0,2810	0,1150	0,0750	0,3380
13	0,9744	0,2890	0,1030	0,3070	0,0670	0,5470	0,1030	0,2780	0,1140	0,0740	0,3340
14	0,9703	0,2860	0,1020	0,3040	0,0660	0,5400	0,1020	0,2750	0,1130	0,0730	0,3300
15	0,9659	0,2830	0,1010	0,3010	0,0650	0,5330	0,1010	0,2720	0,1120	0,0720	0,3260
16	0,9613	0,2800	0,1000	0,2980	0,0640	0,5260	0,1000	0,2690	0,1110	0,0710	0,3220
17	0,9563	0,2770	0,0990	0,2950	0,0630	0,5190	0,0990	0,2660	0,1100	0,0700	0,3180
18	0,9511	0,2740	0,0980	0,2920	0,0620	0,5120	0,0980	0,2630	0,1090	0,0690	0,3140
19	0,9455	0,2710	0,0970	0,2890	0,0610	0,5050	0,0970	0,2600	0,1080	0,0680	0,3100
20	0,9397	0,2680	0,0960	0,2860	0,0600	0,4980	0,0960	0,2570	0,1070	0,0670	0,3060
21	0,9336	0,2650	0,0950	0,2830	0,0590	0,4910	0,0950	0,2540	0,1060	0,0660	0,3020
22	0,9272	0,2620	0,0940	0,2800	0,0580	0,4840	0,0940	0,2510	0,1050	0,0650	0,2980
23	0,9205	0,2590	0,0930	0,2770	0,0570	0,4770	0,0930	0,2480	0,1040	0,0640	0,2940
24	0,9135	0,2560	0,0920	0,2740	0,0560	0,4700	0,0920	0,2450	0,1030	0,0630	0,2900
25	0,9063	0,2530	0,0910	0,2710	0,0550	0,4630	0,0910	0,2420	0,1020	0,0620	0,2860
26	0,8988	0,2500	0,0900	0,2680	0,0540	0,4560	0,0900	0,2390	0,1010	0,0610	0,2820
27	0,8910	0,2470	0,0890	0,2650	0,0530	0,4490	0,0890	0,2360	0,1000	0,0600	0,2780
28	0,8829	0,2440	0,0880	0,2620	0,0520	0,4420	0,0880	0,2330	0,0990	0,0590	0,2740
29	0,8746	0,2410	0,0870	0,2590	0,0510	0,4350	0,0870	0,2300	0,0980	0,0580	0,2700
30	0,8660	0,2380	0,0860	0,2560	0,0500	0,4280	0,0860	0,2270	0,0970	0,0570	0,2660
31	0,8572	0,2350	0,0850	0,2530	0,0490	0,4210	0,0850	0,2240	0,0960	0,0560	0,2620
32	0,8480	0,2320	0,0840	0,2500	0,0480	0,4140	0,0840	0,2210	0,0950	0,0550	0,2580
33	0,8387	0,2290	0,0830	0,2470	0,0470	0,4070	0,0830	0,2180	0,0940	0,0540	0,2540
34	0,8290	0,2260	0,0820	0,2440	0,0460	0,4000	0,0820	0,2150	0,0930	0,0530	0,2500
35	0,8192	0,2230	0,0810	0,2410	0,0450	0,3930	0,0810	0,2120	0,0920	0,0520	0,2460
36	0,8090	0,2200	0,0800	0,2380	0,0440	0,3860	0,0800	0,2090	0,0910	0,0510	0,2420
37	0,7986	0,2170	0,0790	0,2350	0,0430	0,3790	0,0790	0,2060	0,0900	0,0500	0,2380
38	0,7880	0,2140	0,0780	0,2320	0,0420	0,3720	0,0780	0,2030	0,0890	0,0490	0,2340
39	0,7771	0,2110	0,0770	0,2290	0,0410	0,3650	0,0770	0,2000	0,0880	0,0480	0,2300
40	0,7660	0,2080	0,0760	0,2260	0,0400	0,3580	0,0760	0,1970	0,0870	0,0470	0,2260
41	0,7547	0,2050	0,0750	0,2230	0,0390	0,3510	0,0750	0,1940	0,0860	0,0460	0,2220
42	0,7431	0,2020	0,0740	0,2200	0,0380	0,3440	0,0740	0,1910	0,0850	0,0450	0,2180
43	0,7314	0,1990	0,0730	0,2170	0,0370	0,3370	0,0730	0,1880	0,0840	0,0440	0,2140
44	0,7193	0,1960	0,0720	0,2140	0,0360	0,3300	0,0720	0,1850	0,0830	0,0430	0,2100
45	0,7071	0,1930	0,0710	0,2110	0,0350	0,3230	0,0710	0,1820	0,0820	0,0420	0,2060

* Os valores das Pmax da Tabela B. 4 estão em p.u.

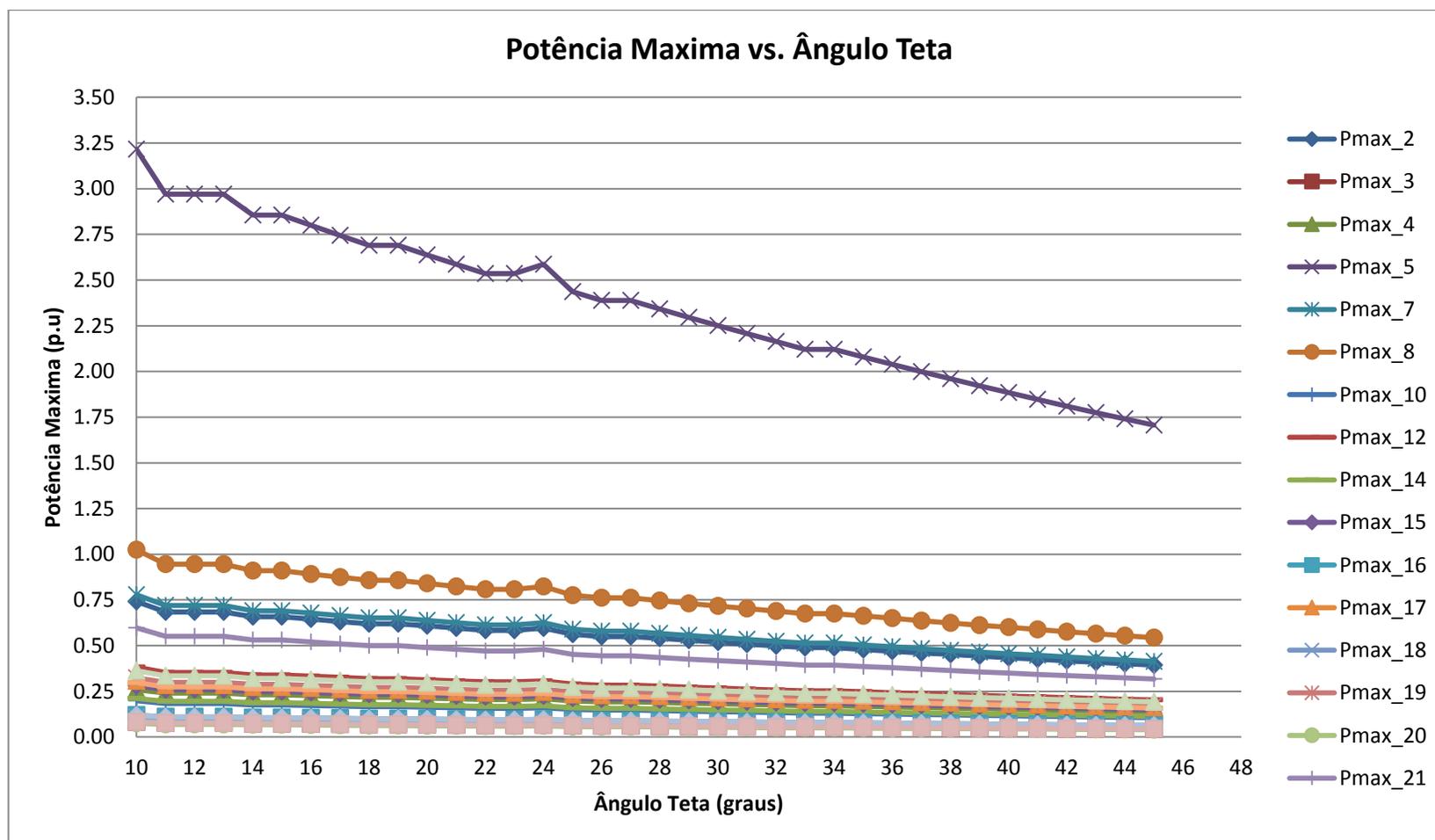


Figura B. 1. Gráfico de Dispersão da Potência Máxima vs. Ângulo (θ) – Sistema IEEE-30b

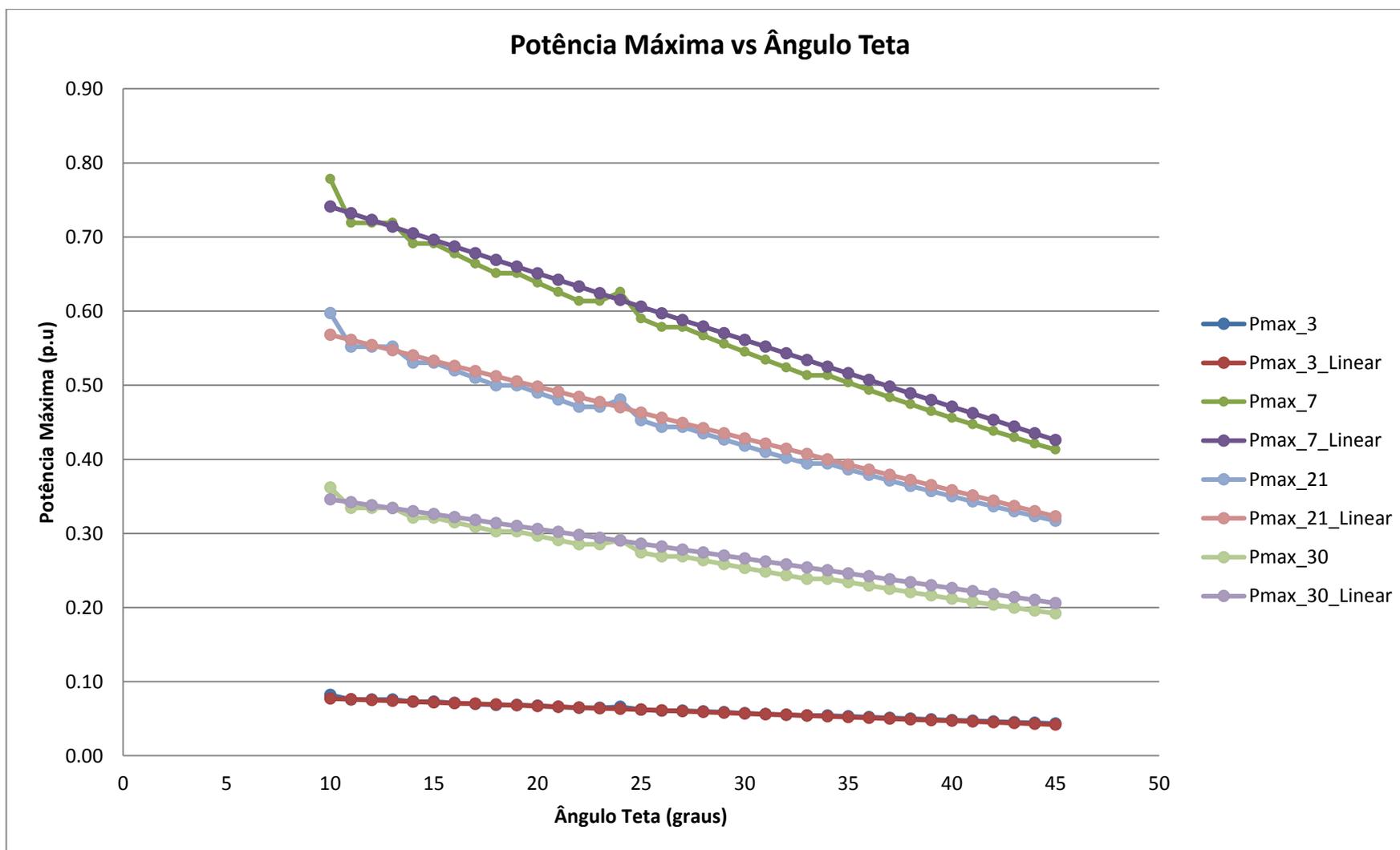


Figura B. 2. Exemplo do Resultado da Linearização em Algumas Barras de Carga do Sistema