

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 812

**MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO NO PLANEJAMENTO DOS  
SISTEMAS ELÉTRICOS - ANÁLISE DO IMPACTO DO DESPACHO DA  
GERAÇÃO**

**Afrânio Ornelas Ruas Vilela**

DATA DA DEFESA: 26/02/2014

**Universidade Federal de Minas Gerais**

**Escola de Engenharia**

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO NO PLANEJAMENTO  
DOS SISTEMAS ELÉTRICOS - ANÁLISE DO IMPACTO DO  
DESPACHO DA GERAÇÃO**

Afrânio Ornelas Ruas Vilela

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

Fevereiro de 2014

**"Margem de Estabilidade de Tensão no Planejamento dos  
Sistemas Elétricos - Análise do Impacto do Despacho da  
Geração"**

**Afrânio Ornelas Ruas Vilela**

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 26 de fevereiro de 2014.

Por:

*Maria Helena Murta Vale*

---

**Profa. Dra. Maria Helena Murta Vale  
DEE (UFMG) - Orientadora**

*Marco Aurélio de Souza Birchall*

---

**Prof. Dr. Marco Aurélio de Souza Birchall  
DELT (UFMG)**

*Fabício Silveira Chaves*

---

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

---

# Dedicatória

*A Deus pela vida e a minha família,*

*especialmente a meus pais*

*Geraldo Magno e Geny.*

---

# Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus pela minha vida e sabedoria, e por me guiar durante esse percurso de grandes conhecimentos e aprendizados.

Ao meu pai por ser meu ídolo e ser a pessoa em que me espelho, quem me dera ser metade do pai que o senhor é. À minha mãe por ser sempre uma mãe amorosa e dedicada a seus filhos, sem sombras de dúvida, a senhora é a melhor mãe do mundo. Às minhas irmãs Aline e Andressa. À primeira pelos cabelos brancos e preocupações (brincadeira com fundo de verdade), e pelo companheirismo de sempre. À segunda por suas palavras de conforto e carinho que sempre me trouxeram paz. Enfim, tenho muita sorte de ter uma família que sempre estará do meu lado independente do que ocorra.

À minha namorada pelo amor, companheirismo, cumplicidade, amizade e paciência, e por ter me aguentado nos momentos mais estressados.

Aos meus amigos pelas diversões de final de semana, pois um homem não vive só de deveres. Com certeza o entretenimento serviu para revigorar a semana.

Aos meus colegas do LRC pelas conversas descontraídas nos intervalos de aulas e pelas discussões técnicas que com certeza colaboraram para esse trabalho final.

À UFMG, ao PPGE e ao LRC pela oportunidade de crescer mentalmente e pessoalmente. À FAPEMIG pelo apoio financeiro necessário.

Aos professores do LRC pelo conhecimento e instrução. E finalmente à minha orientadora Maria Helena pela sua orientação e por ser uma verdadeira mãe aos seus alunos.

---

# Resumo

Esta dissertação de mestrado propõe uma metodologia inovadora para cálculo da margem de estabilidade de tensão aplicada aos estudos de planejamento dos sistemas de energia elétrica. Dentre os fatores investigados destaca-se a decisão sobre o despacho dos geradores nos estudos de simulação.

O objetivo principal da proposta é auxiliar na escolha do fator de distribuição entre os geradores que irão suprir a carga demandada, na etapa de elaboração dos planos. Tal escolha se baseia na chamada “distância elétrica” entre os barramentos de geração e de carga, fator determinante na identificação da margem.

---

# ***Abstract***

*This master thesis proposes an innovative methodology for calculating the voltage stability margin applied to power systems planning studies. Several parameters are investigated regarding their impact on voltage margin values. Special attention is given to the generation dispatch considered in simulation tasks.*

*The main objective of this methodology is to help planning staff to decide about the more adequate generation distribution factors. This decision is based on the so called “electrical distance” between generation and load buses. This distance is one of the major factors that influence voltage stability margin identification.*

---

# Sumário

<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>VII</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b> .....	<b>IX</b>
<b>LISTA DE SIGLAS</b> .....	<b>X</b>
<b>LISTA DE SÍMBOLOS</b> .....	<b>XI</b>
<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>12</b>
<b>2 CONCEITOS BÁSICOS</b> .....	<b>16</b>
2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	16
2.2 ESTABILIDADE DE TENSÃO.....	16
2.3 TEOREMA DA MÁXIMA TRANSFERÊNCIA DE POTÊNCIA.....	17
2.4 CURVA DO TIPO PV.....	22
2.5 MARGENS DE ESTABILIDADE.....	23
2.6 TIPOS DE CARGA.....	24
2.7 CONSTRUÇÃO DA CURVA PV EM SISTEMAS DE GRANDE PORTE.....	28
2.8 ATIVIDADES RELACIONADAS AOS SEP.....	29
2.8.1 <i>Atividade de Expansão</i> .....	29
2.8.2 <i>Atividade de Operação</i> .....	30
2.9 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	31
<b>3 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TRABALHO</b> .....	<b>32</b>
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	32
3.2 REVISÃO DE PESQUISAS ANTERIORES.....	33
3.3 INFLUÊNCIA DO DESPACHO DA GERAÇÃO NA MARGEM.....	35
3.4 DISTÂNCIA ELÉTRICA – DEFINIÇÕES.....	39
3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	40
<b>4 METODOLOGIA PROPOSTA – DISTÂNCIA ELÉTRICA E DESPACHO DE GERAÇÃO</b> .....	<b>42</b>
4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	42
4.2 SISTEMA EXEMPLO.....	42
4.3 ETAPA 1 – CÁLCULO DA DISTÂNCIA ELÉTRICA.....	44
4.3.1 <i>Passo 1 – Cálculo de Sensibilidade de Potência Ativa</i> .....	44
4.3.2 <i>Passo 2 – Análise de Perdas</i> .....	47
4.3.3 <i>Passo 3 – Análise de Distância Elétrica Estrutural (<math>Y_{barra}</math>)</i> .....	52

---

4.3.4	<i>Cenários de Estudos</i> .....	53
4.3.5	<i>Contribuições da Metodologia – Etapa 1</i> .....	60
4.4	ETAPA 2 – DESPACHO DA GERAÇÃO.....	60
4.4.1	<i>Cenários de Despachos</i> .....	61
4.5	DIRETRIZES NORMATIVAS PARA OS DESPACHOS DE GERADORES .....	67
4.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	68
<b>5</b>	<b>FERRAMENTA COMPUTACIONAL – PROTÓTIPO</b> .....	<b>70</b>
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	70
5.2	APRESENTAÇÃO DA FERRAMENTA.....	70
5.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	76
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO</b> .....	<b>77</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>78</b>

---

# Lista de Figuras

FIGURA 2.1: SISTEMA DE DUAS BARRAS. ....	17
FIGURA 2.2: VARIAÇÃO DAS GRANDEZAS ELÉTRICAS EM FUNÇÃO DE $ZL/ZC$ . FONTE:[SILVA10].....	20
FIGURA 2.3: MTP - DIFERENTES FATORES DE POTÊNCIA. FONTE: [SILVA10].....	21
FIGURA 2.4: CURVA PV - DIFERENTES FATORES DE POTÊNCIA. FONTE:[SILVA10] .....	22
FIGURA 2.5: IDENTIFICAÇÃO DA MET E DA MST NA CURVA PV.....	23
FIGURA 2.6: CURVAS CARACTERÍSTICAS DAS CARGAS. FONTE: [RIBEIRO11] .....	27
FIGURA 3.1: SISTEMA DE 5 BARRAS. FONTE: [SILVA01] .....	36
FIGURA 3.2: FATORES DE PARTICIPAÇÃO DOS GERADORES. FONTE: [SILVA01] .....	37
FIGURA 3.3: EFEITO DO REDESPACHO NA MET. FONTE: [SILVA01] .....	38
FIGURA 4.1: SISTEMA EXEMPLO.....	43
FIGURA 4.2: FLUXOGRAMA DE AUMENTO DE CARGA .....	45
FIGURA 4.3: COMPORTAMENTO DAS PERDAS COM O AUMENTO DA CARGA 5 .....	47
FIGURA 4.4: PERDAS TOTAIS NO MENOR $Pmax_g^5$ PARA CADA GERADOR SLACK.....	48
FIGURA 4.5: COMPORTAMENTO DAS PERDAS COM O AUMENTO DA CARGA 6 .....	49
FIGURA 4.6: PERDAS TOTAIS NO MENOR $Pmax_g^6$ PARA CADA GERADOR SLACK.....	49
FIGURA 4.7: COMPORTAMENTO DAS PERDAS COM O AUMENTO DA CARGA 7 .....	50
FIGURA 4.8: PERDAS TOTAIS NO MENOR $Pmax_g^7$ PARA CADA GERADOR SLACK.....	50
FIGURA 4.9: COMPORTAMENTO DAS PERDAS COM O AUMENTO DA CARGA 8 .....	51
FIGURA 4.10: PERDAS TOTAIS NO MENOR $Pmax_g^8$ PARA CADA GERADOR SLACK.....	51
FIGURA 4.11: ANÁLISE DE PERDAS - CARGA 5 .....	55
FIGURA 4.12: ANÁLISE DE PERDAS - CARGA 6 .....	55
FIGURA 4.13: ANÁLISE DE PERDAS - CARGA 7 .....	55
FIGURA 4.14: ANÁLISE DE PERDAS - CARGA 8 .....	56
FIGURA 4.15: ANÁLISE DE PERDAS - CARGA 5 .....	58
FIGURA 4.16: ANÁLISE DE PERDAS - CARGA 6 .....	58
FIGURA 4.17: ANÁLISE DE PERDAS - CARGA 7 .....	59
FIGURA 4.18: ANÁLISE DE PERDAS - CARGA 8 .....	59
FIGURA 4.19: CURVA PV - CARGA 6 - CENÁRIO TIPO 1, SITUAÇÃO 1 .....	62
FIGURA 4.20: CURVA PV - CARGA 6 - CENÁRIO TIPO 1, SITUAÇÃO 2 .....	63
FIGURA 4.21: CURVA PV - CARGA 6 - CENÁRIO TIPO 1, SITUAÇÃO 3 .....	63
FIGURA 4.22: CURVA PV - CARGA 6 - CENÁRIO TIPO 1, SITUAÇÃO 4 .....	64
FIGURA 4.23: CURVA PV - CARGA 6 - CENÁRIO TIPO 2, SITUAÇÃO 1 .....	65
FIGURA 4.24: CURVA PV - CARGA 6 - CENÁRIO TIPO 2, SITUAÇÃO 2 .....	66

---

FIGURA 4.25: CURVA PV - CARGA 6 - CENÁRIO TIPO 2, SITUAÇÃO 3 .....	66
FIGURA 5.1: ESTRUTURA BÁSICA DO PLANEST .....	71
FIGURA 5.2: PROCESSO DO PLANEST .....	71
FIGURA 5.3: TELA INICIAL DO PLANEST .....	74

---

# Lista de Tabelas

TABELA 3.1: FATORES QUE AFETAM O PONTO DE MTP. FONTE: [CONDEGA13] .....	33
TABELA 4.1: DADOS DAS BARRAS DO SISTEMA.....	43
TABELA 4.2: DADOS DAS LINHAS DO SISTEMA.....	43
TABELA 4.3: $Pmax_g^c$ DAS BARRAS DE CARGA .....	45
TABELA 4.4: MAIORES MÁXIMOS CARREGAMENTOS.....	46
TABELA 4.5: ÍNDICE DE PROXIMIDADE.....	46
TABELA 4.6: ÍNDICE DE SENSIBILIDADE ESTRUTURAL .....	52
TABELA 4.7: DADOS DAS BARRAS DO CENÁRIO 1 .....	53
TABELA 4.8: $Pmax_g^c$ DAS BARRAS DE CARGA .....	54
TABELA 4.9: MAIORES MÁXIMOS CARREGAMENTOS.....	54
TABELA 4.10: ÍNDICE DE PROXIMIDADE .....	54
TABELA 4.11: DADOS DAS BARRAS DO CENÁRIO 2 .....	57
TABELA 4.12: $Pmax_g^c$ DAS BARRAS DE CARGA .....	57
TABELA 4.13: MAIORES MÁXIMOS CARREGAMENTOS.....	57
TABELA 4.14: ÍNDICE DE PROXIMIDADE .....	57

---

# Lista de Siglas

<b>CCPE</b>	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
<b>CIGRÈ</b>	<i>International Council on Large Electric Systems</i>
<b>FAD</b>	Fator de Aumento/Diminuição - referente à incerteza do fator de potência
<b>FAPEMIG</b>	Fundação de Amparo à Pesquisa do estado de Minas Gerais
<b>FP</b>	Fator de Potência
<b>IEEE</b>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
<b>IHM</b>	Interface Homem-Máquina
<b>LRC</b>	<i>Lightning Research Center</i>
<b>MET</b>	Margem de Estabilidade de Tensão
<b>MST</b>	Margem de Segurança de Tensão
<b>MTP</b>	Máxima Transferência de Potência
<b>ONS</b>	Operador Nacional do Sistema Elétrico
<b>PPGEE</b>	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
<b>SEP</b>	Sistema Elétrico de Potência
<b>UFMG</b>	Universidade Federal de Minas Gerais

---

# Lista de Símbolos

$AG$	Índice de aumento na geração do gerador
$B$	Parâmetro <i>shunt</i> da linha
$D$	Matriz de sensibilidade da distância estrutural
$\dot{E}$	Tensão fasorial da barra de geração
$E$	Módulo da tensão da barra de geração
$FPG$	Fator de participação do gerador
$\dot{I}$	Corrente fasorial
$I$	Módulo da corrente
$I_{CC}$	Corrente de curto-circuito
$m$	Número total de barras de carga do sistema
$n$	Número total de iterações até o ponto de máximo carregamento
$P_0$	Potência ativa nominal
$P_C$	Potência ativa consumida
$P_{max}$	Potência ativa no ponto de máximo carregamento
$P_{max}_g^c$	$P_{max}$ da carga “c” para o gerador “g” como <i>slack</i>
$P_{max}_{max}^c$	Maior $P_{max}_g^c$ da carga “c”
$Q_0$	Potência reativa nominal
$R$	Resistência da linha
$\dot{V}$	Tensão fasorial da barra de carga
$V$	Módulo da tensão da barra de carga
$V_{crit}$	Módulo da tensão da barra de carga no ponto crítico
$X$	Reatância da linha
$\bar{Z}_C$	Impedância da carga
$Z_C$	Módulo da impedância da carga
$\bar{Z}_L$	Impedância da linha
$Z_L$	Módulo da impedância da linha
$Y_{barra}$	Matriz de admitância nodal
$\Delta P_C$	Aumento total de potência ativa na barra de carga
$\Delta P_{Cs}$	Aumento total de potência ativa no sistema
$\theta_C$	Ângulo da impedância da carga
$\theta_L$	Ângulo da impedância da linha
$\theta_V$	Ângulo da tensão da barra de carga

# 1 Introdução

A principal função dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) é fornecer energia para os consumidores com qualidade e de forma segura. Porém, observa-se que tais sistemas têm sido cada vez mais exigidos, operando muito próximo dos seus limites. Esta condição requer que os procedimentos que garantam uma operação segura sejam continuamente aprimorados em todas as atividades a eles relacionadas.

Dentre as atividades responsáveis pelo bom funcionamento dos SEP, duas se destacam: Expansão e Operação. Na Expansão, o objetivo principal é analisar o comportamento atual do sistema e prever o seu comportamento futuro, estabelecendo a execução de novos investimentos necessários para garantir um funcionamento adequado. Já a Operação está relacionada com o gerenciamento dos recursos já existentes nos sistemas. A Expansão engloba as etapas de planejamento, onde os planos são elaborados, e de execução das obras. A Operação também possui as etapas de planejamento e de execução dos planos, ou seja, a operação em tempo real. Esta dissertação se relaciona aos estudos realizados nas etapas de Planejamento da Expansão e de Planejamento da Operação.

Para se evitarem situações críticas, a elaboração dos planos tem exigido estudos cada vez mais aprimorados. Cresce em importância o desenvolvimento de metodologias que auxiliem as equipes de planejadores a melhor conhecerem o comportamento do SEP, facilitando o processo de tomada de decisão.

Nesse contexto, um dos limites mais relevantes a ser identificado e evitado é o da perda de Estabilidade de Tensão. Para compreendê-lo, é importante conhecer algumas definições introdutórias, como aquelas apresentadas pelo IEEE\CIGRE:

- **Estabilidade de Tensão:** Conforme definido pela força tarefa [IEEE/CIGRE04], a estabilidade de tensão refere-se à habilidade do sistema de potência de manter as tensões nos seus barramentos, após ser submetido a um distúrbio, a partir de uma condição de operação inicial. Este conceito pode ser complementado pela definição dada em [IEEE90]:

capacidade do sistema de manter as suas tensões, de tal forma que, quando a admitância da carga é aumentada, a potência consumida por ela também aumenta, e, assim, tanto a demanda quanto as tensões são controláveis.

- **Instabilidade de Tensão:** é um 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. A instabilidade de tensão pode ser provocada por uma perturbação, por um aumento de carga, ou devido à mudança do ponto de operação do sistema [IEEE90].

A Instabilidade de Tensão pode ser causada por perturbações no SEP, tais como a variação da carga, perda de geração, mudança na configuração da rede, dentre outras. Este fenômeno pode acarretar desligamentos parciais ou totais (*blackout*) do sistema, trazendo impactos extremamente negativos para empresas e consumidores. Sendo assim, torna-se vital envidar esforços para evitá-lo.

Atuando de forma preventiva, visando diminuir a ocorrência de situações críticas de instabilidade de tensão, análises devem ser incluídas já nas etapas de planejamento.

Apesar da instabilidade de tensão ser um processo dinâmico, a modelagem estática tem sido aquela utilizada nos estudos. Esta considera como ponto crítico de instabilidade, 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.

Esta *distância* é determinada pelas Margens de Estabilidade de Tensão. Normalmente, os órgãos normativos indicam valores fixos de margens de segurança a serem adotados em todos os sistemas, sem considerar as especificidades de cada um deles. Entretanto, uma margem única para todos os sistemas pode originar situações críticas que poderiam ser evitadas.

Adicionalmente, não são justificados os valores especificados para a Expansão e a Operação. Na expansão, uma margem subdimensionada não permitiria a previsão de recursos necessários para se evitar a instabilidade de tensão, e um valor

---

superdimensionado levaria a investimentos desnecessários. Na operação, uma margem subdimensionada levaria à elaboração de instruções operativas cujos limites não garantiriam a segurança do SEP e um valor superdimensionado levaria à imposição de limites conservadores, restringindo o melhor uso dos recursos do sistema.

Investigações recentes no LRC/PPGEE/UFMG, registradas em [Condega13], propõem uma mudança deste paradigma, apresentando uma metodologia para identificação da margem de estabilidade, considerando especificidades de cada sistema e das atividades de planejamento. Foram investigados diversos fatores que influenciam os valores das margens, incluindo, dentre outros: incertezas das obras planejadas, erro na previsão da demanda, ocorrência de contingências, variação do fator de potência, variação do despacho de geração.

Dando continuidade a tais desenvolvimentos, nesta dissertação enfoque é dado à análise do impacto da variação do despacho da geração nos estudos de planejamento. Verificou-se que este é um fator determinante na identificação da margem, pois influencia sobremaneira o valor do ponto de máxima transferência de potência, ou seja, do ponto crítico de estabilidade, justificando um aprofundamento das pesquisas anteriores.

Do exposto, pode-se identificar o **objetivo principal** deste trabalho: propor uma metodologia para identificação da margem de estabilidade de tensão, considerando as especificidades de cada sistema, em especial nos aspectos relacionados ao despacho dos geradores na determinação do ponto de máxima transferência de potência.

Nesta direção, visando subsidiar a escolha do fator de participação entre os geradores que irão suprir a carga demandada, neste trabalho é introduzido um novo conceito, a chamada “distância elétrica entre barras de geração e de carga”. A literatura apresenta diferentes definições para o que vem a ser “distância elétrica”, dependendo do estudo realizado. Conforme detalhado neste texto, a análise das principais formulações atualmente utilizadas mostra que estas não atendem aos estudos de estabilidade de tensão.

## Capítulo 1 - Introdução

---

A utilização da metodologia proposta pode trazer significativa **contribuição** para a área de planejamento, pois, informando sobre o impacto dos diferentes cenários de despacho nos limites de estabilidade, traz maior conhecimento sobre o SEP sob análise, servindo de diretriz para estudos mais ajustados ao mesmo.

Várias foram as **motivações** para a realização desta dissertação de mestrado. Dentre elas destacam-se a relevância da pesquisa para a engenharia dos sistemas elétricos, seu caráter inovador e as condições favoráveis para os desenvolvimentos no LRC/UFMG.

Esse trabalho está estruturado em seis capítulos. Após este capítulo introdutório, o Capítulo 2 tem como principal objetivo fazer uma breve revisão bibliográfica abordando as principais definições e terminologias relacionadas ao tema Estabilidade de Tensão e às atividades necessárias para o funcionamento do SEP.

No Capítulo 3, são feitas análises sobre os trabalhos anteriores, identificando pontos de melhorias e continuidades dos mesmos. São apresentados os fatores de incerteza que influenciam o SEP. Maior destaque é dado ao despacho de geração e sua influência nas margens de tensão. É feita uma revisão bibliográfica sobre Distância Elétrica, tema relevante neste trabalho, e sua utilização no SEP.

O Capítulo 4 apresenta uma metodologia para cálculo da distância elétrica entre os geradores e os centros de carga do sistema, e sugestões de como fazer o despacho, assim como análises de diferentes cenários.

No Capítulo 5, visando ampliar o uso da metodologia proposta na prática das empresas, é apresentado um protótipo para futura implementação de uma ferramenta amigável de apoio à equipe de planejamento.

Finalizando o texto, no Capítulo 6 são apresentadas as principais conclusões do trabalho. Após este capítulo, são incluídas as Referências Bibliográficas.

## 2 Conceitos Básicos

### 2.1 Considerações Iniciais

O objetivo deste capítulo é fazer uma revisão sucinta das principais definições e terminologias relacionadas ao tema Estabilidade de Tensão.

Conforme já introduzido no Capítulo 1, a modelagem estática utilizada nos estudos de estabilidade se fundamenta no limite caracterizado pelo ponto de máxima transferência de potência, cuja definição é aqui detalhada. O equacionamento pertinente, bem como as análises sobre o comportamento do SEP neste ponto crítico, são registrados.

Os modelos de carga são lembrados, visando contextualizá-los quanto ao ponto de instabilidade de tensão.

Um dos conceitos mais relevantes no âmbito desta dissertação está relacionado às margens de estabilidade de tensão. Várias são as definições sobre o que seria uma margem de estabilidade. Neste capítulo, são caracterizadas aquelas adotadas neste trabalho.

Finalizando o capítulo, são abordadas as atividades de Expansão e de Operação, com o objetivo de ressaltar a importância da determinação de uma margem consistente, para que o SEP opere de forma adequada.

### 2.2 Estabilidade de Tensão

A literatura apresenta diversas definições relacionadas ao tema Estabilidade de Tensão. Em um primeiro momento, podem parecer distintas, mas a partir de sua análise no contexto do SEP, percebe-se sua coerência, conforme discutido em [Cortez01].

Livros como, [Kundur94], [Taylor94], [Cutsem98] e [Ajjarapu06] são referências importantes nos estudos sobre Estabilidade de Tensão, trazendo definições e conceitos básicos essenciais.

Dentre as definições que se apresentam, muito utilizadas no setor elétrico são as do IEEE/CIGRÈ, já registradas no Capítulo 1 deste texto. Estas são adotadas na dissertação.

Outro termo muito usado é o Colapso de Tensão que, de acordo com o IEEE, “é o processo no qual a instabilidade de tensão, ou angular, provoca uma degradação no perfil das tensões em uma parte significativa do sistema”. Esse fenômeno pode acarretar uma perda parcial ou total (*blackout*) do sistema.

### 2.3 Teorema da Máxima Transferência de Potência

Um conceito clássico e muito importante é o teorema da Máxima Transferência de Potência (MTP). Sob o ponto de vista da análise estática, o limite ditado pela MTP corresponde ao limite da rede em relação à potência que esta pode entregar à carga. Este limite tem sido considerado como o ponto crítico de estabilidade de tensão, para cargas do tipo potência constante e pode ser identificado por meio do sistema de duas barras da Figura 2.1. O equacionamento relativo ao teorema da MTP, descrito a seguir, faz parte dos estudos básicos relacionados aos sistemas elétricos, conforme registrado em [Kundur94].

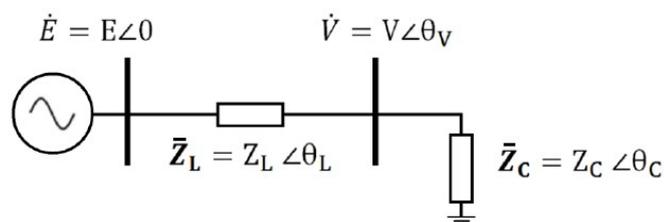


Figura 2.1: Sistema de Duas Barras.

Esse sistema possui uma fonte ideal de tensão terminal  $\dot{E} = E \angle 0^\circ$  ligada à barra de geração, uma carga de impedância  $\bar{Z}_C = Z_C \angle \theta_C$  ligada a uma barra de carga

## Capítulo 2 - Conceitos Básicos

---

com tensão  $\dot{V} = V \angle \theta_V$  e uma linha de transmissão com impedância  $\bar{Z}_L = Z_L \angle \theta_L$  que interliga as duas barras.

A corrente que circula no sistema é calculada da seguinte forma:

$$\dot{i} = \frac{\dot{E}}{\bar{Z}_L + \bar{Z}_C} \quad (2.1)$$

Tirando o módulo da Equação (2.1):

$$I = |\dot{i}| = \frac{E}{|\bar{Z}_L + \bar{Z}_C|} \quad (2.2)$$

Sabendo que  $|\bar{Z}_L + \bar{Z}_C| = \sqrt{Z_L^2 + Z_C^2 + 2Z_L Z_C \cos(\theta_L - \theta_C)}$ , tem-se que:

$$I = |\dot{i}| = \frac{E}{\sqrt{Z_L^2 + Z_C^2 + 2Z_L Z_C \cos(\theta_L - \theta_C)}} \quad (2.3)$$

A corrente de curto-circuito do sistema é calculada por:

$$I_{CC} = \frac{E}{Z_L} \quad (2.4)$$

Substituindo a Equação (2.4) na Equação (2.3):

$$I = \frac{E}{\sqrt{\left(\frac{Z_C}{Z_L}\right)^2 + 2\frac{Z_C}{Z_L} \cos(\theta_L - \theta_C)}} \quad (2.5)$$

Assim, a potência entregue à carga pode ser calculada da seguinte forma:

$$P_C = Z_C I^2 \cos \theta_C$$

$$P_C = \frac{I_{CC}^2 \cos \theta_C}{\frac{1}{Z_C} + \frac{Z_C}{Z_L^2} + \frac{2}{Z_L} \cos(\theta_L - \theta_C)} \quad (2.6)$$

Para determinar  $Z_C$ , a fim de que a potência entregue seja máxima, deve-se encontrar o ponto máximo da Equação (2.6). Portanto, é preciso fazer  $dP_C/dZ_C = 0$ .

Então, derivando a Equação (2.6) em relação a  $Z_C$ :

$$\frac{dP_C}{dZ_C} = -I_{CC}^2 \cos \theta_C \frac{\frac{Z_C^2}{Z_L^2} - 1}{Z_C + \frac{Z_C^3}{Z_L^2} + 2 \frac{Z_C^2}{Z_L} \cos(\theta_L - \theta_C)} \quad (2.7)$$

Igualando a Equação (2.7) a zero, resulta em:

$$\frac{Z_C^2}{Z_L^2} - 1 = 0$$

$$Z_C = Z_L \quad (2.8)$$

Logo, a potência máxima entregue à carga (ponto de MTP) ocorre quando o módulo da impedância da carga se iguala ao módulo da impedância da linha. Outras relações importantes também são obtidas por meio das equações seguintes:

$$\frac{P_C}{P_{max}} = \frac{2 \frac{Z_C}{Z_L} \cos(\theta_L - \theta_C)}{\sqrt{1 + \left(\frac{Z_C}{Z_L}\right)^2 + 2 \frac{Z_C}{Z_L} \cos(\theta_L - \theta_C)}} \quad (2.9)$$

$$\frac{V}{E} = \frac{\frac{Z_C}{Z_L}}{\sqrt{1 + \left(\frac{Z_C}{Z_L}\right)^2 + 2 \frac{Z_C}{Z_L} \cos(\theta_L - \theta_C)}} \quad (2.10)$$

$$\frac{I}{I_{cc}} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{Z_C}{Z_L}\right)^2 + 2\frac{Z_C}{Z_L}\cos(\theta_L - \theta_C)}} \quad (2.11)$$

Para a análise das Equações (2.9), (2.10) e (2.11), é mostrada a Figura 2.2. As curvas ilustram o comportamento das grandezas, quando se procede a um aumento da carga (diminuição de  $Z_C$ ), mantendo constante seu fator de potência.

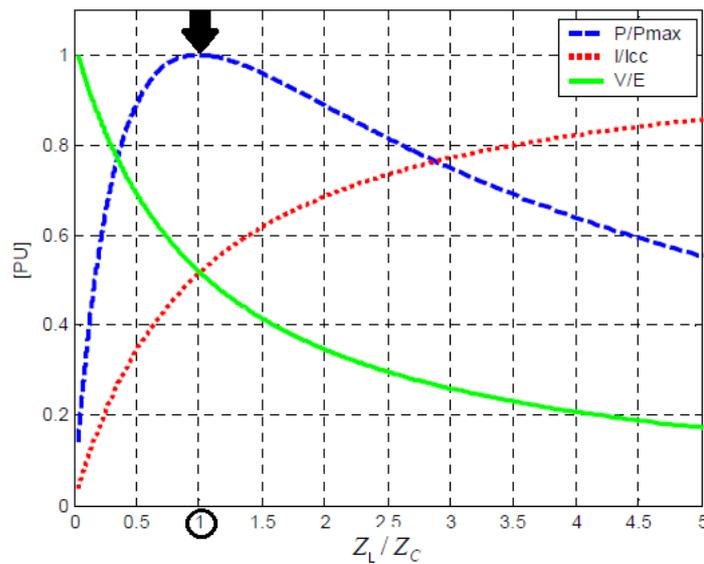


Figura 2.2: Variação das Grandezas Elétricas em Função de  $Z_L/Z_C$ . Fonte:[Silva10]

Relações importantes podem ser observadas a partir da análise das curvas da Figura 2.2, conforme tratado em [Kundur94]. Percebe-se que a potência máxima ocorre quando o módulo da impedância da carga é igual ao módulo da impedância da linha, confirmando assim a Equação (2.8). Para cargas muito leves ( $Z_C \gg Z_L$ ) a corrente tende a zero e a tensão na carga é praticamente igual à tensão da fonte. Conforme a carga vai aumentando, a impedância diminui e a corrente cresce, tendo assim uma maior perda na linha e um decaimento da tensão na carga. Apesar disso, a potência absorvida pela carga cresce, pois o crescimento de corrente sobrepõe o decaimento de tensão. Isso acontece até o ponto em que  $Z_C = Z_L$ , onde a potência tem o seu máximo. Depois desse ponto o decaimento de tensão é maior que o crescimento da corrente, tendo assim um decaimento da potência.

## Capítulo 2 - Conceitos Básicos

A Figura 2.3 ilustra essa situação para diferentes fatores de potência. É possível notar que, independente do fator de potência, a máxima transferência de potência ocorre sempre quando o módulo da impedância da carga é igual ao módulo da impedância da linha. Outras relações observadas são que quanto mais indutiva a carga menor a máxima potência que pode ser transferida e quanto mais capacitiva a carga maior a potência máxima.

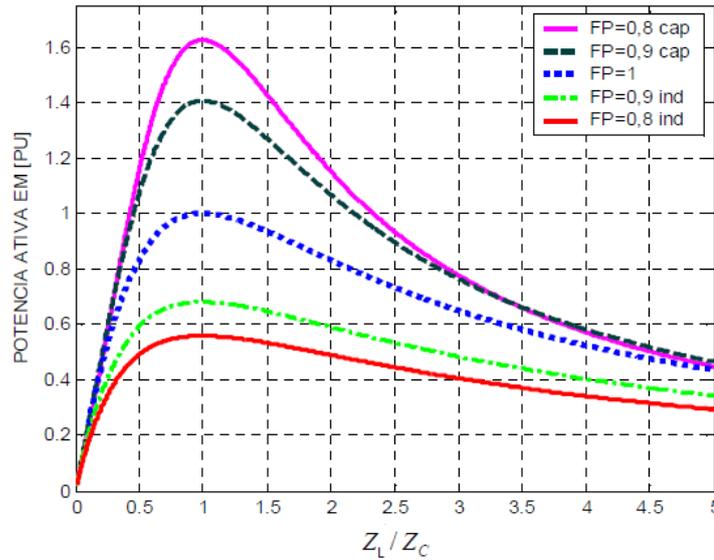


Figura 2.3: MTP - Diferentes Fatores de Potência. Fonte: [Silva10]

Para determinar de forma direta a potência do ponto de MTP usa-se a Equação (2.6), substituindo  $I_{CC}$  por (2.4) e fazendo  $Z_C = Z_L$ :

$$P_{max} = \frac{E^2 \cos \theta_c}{2Z_L[1 + \cos(\theta_L - \theta_c)]} \quad (2.12)$$

Uma importante definição, também muito usada no contexto deste trabalho, é o conceito de Tensão Crítica, que se refere à tensão no ponto de operação crítico. Para cálculo dessa tensão usa-se a Equação (2.10), fazendo  $Z_C = Z_L$ :

$$V_{crit} = \frac{E}{\sqrt{2}\sqrt{1 + \cos(\theta_L - \theta_c)}} \quad (2.13)$$

Essas duas últimas equações são muito usadas, pois caracterizam o ponto crítico do SEP.

### 2.4 Curva do Tipo PV

A Curva PV é uma ferramenta que basicamente relaciona a tensão em uma barra com seu respectivo crescimento do carregamento. A utilização dessa curva é uma das metodologias mais adotadas para estudos de Estabilidade de Tensão em um cenário de análise estática.

Para obtenção da curva PV em uma determinada barra do SEP é efetuado um aumento contínuo da carga atendida pela mesma, mantendo-se o fator de potência constante, de forma semelhante ao procedimento realizado para a construção das curvas da Figura 2.3. A cada aumento de carga são monitorados os valores de tensão e potência na barra.

A Figura 2.4 mostra um exemplo de Curva PV para diferentes valores de fatores de potência. Também conhecida como curva do “nariz”, sua ponta corresponde à potência ativa máxima que a rede pode suprir à carga. Observa-se que quanto mais capacitiva for a carga, maior é a tensão crítica e a potência no ponto de MTP.

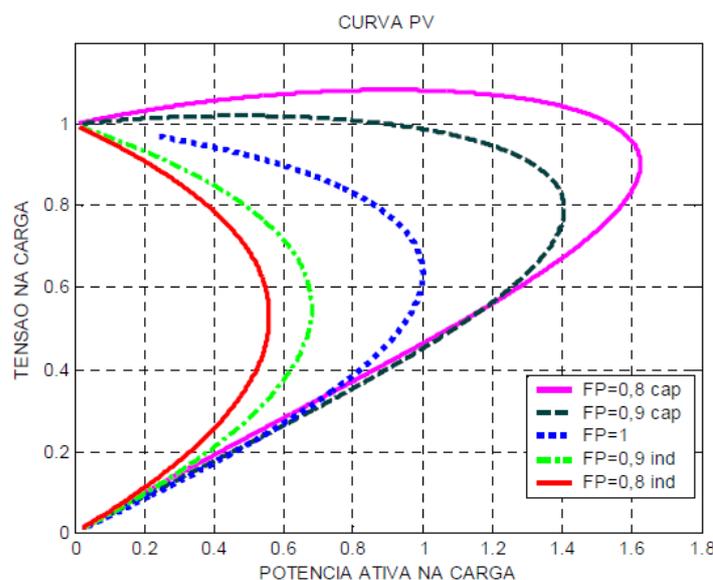


Figura 2.4: Curva PV - Diferentes Fatores de Potência. Fonte:[Silva10]

### 2.5 Margens de Estabilidade

Com base nos conceitos até aqui descritos, podem ser definidas as margens: Margem de Estabilidade de Tensão (MET) e Margem de Segurança de Tensão (MST).

A MET refere-se à “distância” que o ponto de operação atual está do ponto de instabilidade de tensão. A MST é definida como sendo a “distância mínima” entre o ponto de operação do sistema e o ponto de instabilidade de tensão. Corresponde ao limite, valor mínimo da MET, para que o sistema seja considerado seguro. Para ilustrar esses conceitos é mostrada a Figura 2.5.

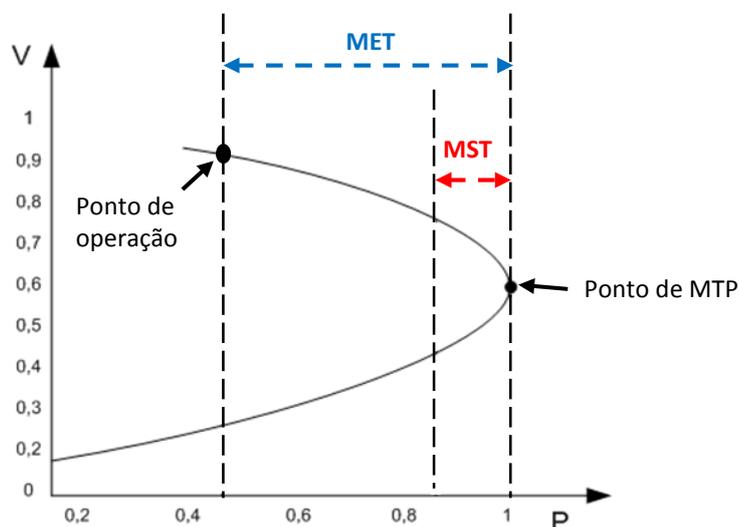


Figura 2.5: Identificação da MET e da MST na Curva PV

Conforme já comentado na introdução, normalmente, os órgãos normativos indicam valores fixos de MST a serem adotados em todos os sistemas, sem considerar as especificidades de cada um deles, e nas análises de Expansão e Operação, sem justificá-los.

Por exemplo, podem ser citados os valores indicados pelo ONS: “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”.

### 2.6 Tipos de Carga

A carga é um dos elementos mais importantes do SEP (talvez o mais importante) e o estudo do seu comportamento e da sua influência não poderia faltar nas análises de estabilidade de tensão. Em [Cortez01], o autor apresenta uma discussão sobre a definição de carga e seus modelos.

De acordo com o IEEE, *carga* seria:

- Componente conectado a um sistema e que consome potência;
- Total de potência ativa e/ou reativa consumida por todos os componentes conectados a um sistema de potência;
- Potência de saída de um dado gerador ou usina do sistema;
- Uma parte do sistema que não está representada explicitamente, mas por meio de um único elemento equivalente que consome potência e está conectado a uma dada barra do sistema.

Como é dito na última definição, as cargas nem sempre representam apenas consumidores. Geralmente as cargas são representadas por cargas equivalentes que englobam, além de consumidores, outros equipamentos do SEP tais como: linhas de transmissão, redes de distribuição, capacitores *shunt*, transformadores etc.

Os modelos matemáticos usados para representar a carga são, tradicionalmente, divididos em dois grupos:

1. Modelo dinâmico: Modelo que representa, através de equações diferenciais, o comportamento da carga em regime permanente ou transitório. Expressa a potência aparente da carga em função de sua tensão terminal (magnitude e frequência) num instante de tempo passado ou presente.
2. Modelo Estático: Modelo que representa cargas estáticas e serve como aproximação para as cargas dinâmicas. Expressa a potência aparente da carga em função de sua tensão terminal (magnitude e frequência) num dado instante de tempo. Existem três modelos matemáticos estáticos:

- a) Tipo impedância constante ( $Z_{cte}$ ): A potência da carga varia com o quadrado da tensão aplicada;
- b) Tipo corrente constante ( $I_{cte}$ ): A potência da carga varia linearmente com a tensão aplicada;
- c) Tipo potência constante ( $P_{cte}$ ): A potência da carga permanece constante com a variação da tensão aplicada.

Autores como CUTSEM e TAYLOR afirmam que a frequência não está diretamente relacionada com a estabilidade de tensão. Isso é verídico, pois, considerando que o SEP esteja operando em regime permanente, não apresenta variações relevantes no valor da frequência. Assim, podem ser usados os modelos estáticos como aproximação. Para representação dos tipos de cargas do modelo estático, existem dois modelos matemáticos:

1. Modelo polinomial: Representação polinomial das potências ativa e reativa da carga com a tensão.

$$P = P_0 \left[ \alpha_1 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + \alpha_2 \left( \frac{V}{V_0} \right) + \alpha_3 \right] \quad (2.14)$$

$$Q = Q_0 \left[ \alpha_4 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + \alpha_5 \left( \frac{V}{V_0} \right) + \alpha_6 \right] \quad (2.15)$$

Modelo conhecido como modelo ZIP, pois representa a carga como uma soma de componentes dos tipos impedância constante, corrente constante e potência constante. Os termos das Equações (2.14) e (2.15) representam:

P e Q: Potências efetivas (ativa e reativa) consumidas pela carga para qualquer valor de tensão;

$V_0$ : Tensão nominal na barra de carga;

$P_0$  e  $Q_0$ : Potências ativa e reativa nominais consumidas pela carga;

$\alpha_1$  e  $\alpha_4$ : Percentual de carga do tipo impedância constante;

$\alpha_2$  e  $\alpha_5$ : Percentual de carga do tipo corrente constante;

$\alpha_3$  e  $\alpha_6$ : Percentual de carga do tipo potência constante;

$\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 = 100\%$ ;

$\alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_6 = 100\%$ .

2. Modelo Exponencial: Representação exponencial das potências ativa e reativa com a tensão.

$$P = P_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{n_p} \quad (2.16)$$

$$Q = Q_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{n_q} \quad (2.17)$$

Onde:

$V_0$ : Tensão nominal na barra de carga;

$P_0$  e  $Q_0$ : Potências ativa e reativa nominais consumidas pela carga;

$n_p$ : Parâmetro de modelagem (ajuste) do comportamento da potência ativa;

$n_q$ : Parâmetro de modelagem (ajuste) do comportamento da potência reativa.

A partir dos parâmetros de ajustes, pode-se ter uma representação de cargas dos tipos impedância, corrente e potência constante, ou até mesmo uma representação de uma associação dos tipos de cargas.

Cada tipo de carga tem uma curva característica, e a interseção dessa curva com a curva PV indica o ponto de operação do sistema. A Figura 2.6 representa o comportamento das curvas referentes aos três tipos de carga, bem como o ponto de operação visto pela barra onde a carga está interligada.

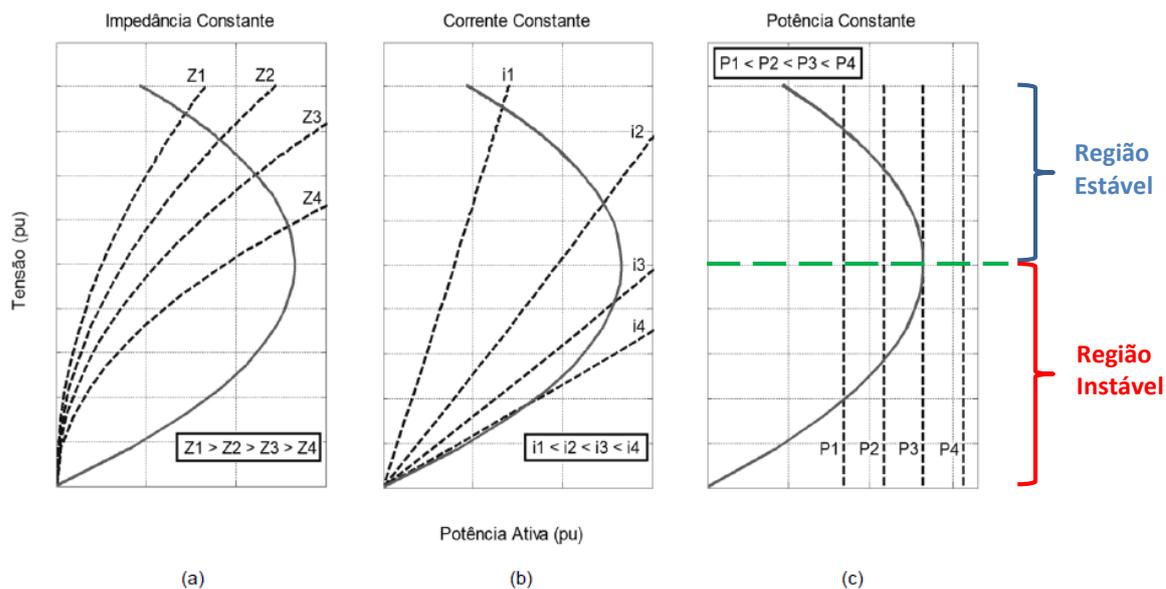


Figura 2.6: Curvas Características das Cargas. Fonte: [Ribeiro11]

Pela Figura 2.6 (a) e (b) percebe-se que sempre existe um ponto de interseção, ou seja, independente do aumento de carga, a rede consegue suprir cargas do tipo impedância e corrente constantes.

Já para cargas do tipo potência constante, ilustradas na Figura 2.6 (c), não há como suprir potências superiores ao ponto de MTP. A rede não consegue alimentar cargas acima da potência P3. Qualquer tentativa de se ultrapassar esse ponto, uma demanda superior de carga acarretará um aumento de corrente que provocará uma redução da tensão da barra. A tensão vai entrar em um decaimento contínuo, podendo ocasionar perda de uma parte do sistema ou até mesmo um *blackout*. Sendo assim, o ponto de MTP é considerado o ponto crítico de instabilidade de tensão para cargas do tipo potência constante. A curva correspondente à carga de potência P4 não intercepta a curva PV, ou seja, não existe ponto de operação para esta situação. Pode-se observar que, para cargas com potências inferiores a P3, existem duas soluções da magnitude da tensão, uma na parte superior da curva (região estável) e outra na parte inferior (região instável).

### 2.7 Construção da Curva PV em Sistemas de Grande Porte

A construção das curvas PV para as barras de carga de um sistema de maior porte é feita por meio de sucessivas soluções realizadas por Programas de Fluxo de Potência.

A formulação destes programas requer a definição de três tipos de barras: (i) barras do tipo PV – inclui barras de geração e demais barras de tensão controlada; barra slack, ou  $V\theta$  – referência angular do sistema e responsável por fechar o balanço de potência ativa incluindo as perdas; barras do tipo PQ – barras de carga e demais barras de tensão não controlada. Com relação aos componentes linhas, transformadores e *shunts*, estes são modelados por meio do modelo  $\pi$ .

Os tipos de barras são definidos com base nas grandezas especificadas para cada uma delas. Os resultados das simulações dependem das informações fornecidas para definir os casos a serem analisados.

O processo de construção das curvas PV das barras de carga segue o procedimento básico adotado para o sistema exemplo de duas barras da Figura 2.1. Procede-se ao aumento de carga das barras do tipo PQ, de acordo com o especificado pelo usuário do programa, mantendo o fator de potência original. A cada novo incremento, é executado um cálculo do programa onde são registrados os valores de V e de P para cada barra.

A questão que se apresenta é: como será feito o balanço carga-geração? Cada aumento da carga deve ser seguido pelo aumento correspondente de geração. Tratando-se de um ambiente de simulação, a distribuição desta geração entre os geradores do sistema deve ser informada pelo usuário, por meio de fatores de participação. Com base nestes fatores, as potências especificadas para as barras de geração vão sendo alterados, à medida que a carga vai aumentando, simulando o redespacho dos geradores. Caso não sejam informados os fatores de participação, a barra *slack* irá assumir todo o balanço de potência.

A escolha de como será realizado o despacho da geração impacta de forma significativa os resultados das simulações e, nesta dissertação, atenção é dada ao

valor da potência do ponto de máximo carregamento conforme tratado em detalhes nos capítulos seguintes.

### 2.8 Atividades Relacionadas aos SEP

Conforme já introduzido no Capítulo 1, as atividades de Expansão e de Operação são fundamentais para garantir o funcionamento adequado dos sistemas elétricos. Enquanto a Expansão visa garantir a aquisição de novos recursos para o SEP, a Operação é responsável pelo gerenciamento dos recursos já disponíveis.

Neste item são lembradas as etapas que caracterizam tais atividades. Para um maior entendimento a referência [Menezes07] contextualiza as atividades do SEP com maior detalhamento.

#### 2.8.1 Atividade de Expansão

A Atividade de Expansão compreende as seguintes etapas:

1. Planejamento: Refere-se à elaboração do plano de expansão (planos de obras e investimentos) necessário para ampliar o sistema; busca prever o comportamento futuro do SEP de forma a adequá-lo para atender ao mercado. São avaliadas diferentes alternativas considerando análises técnicas e econômicas. Para análises de estabilidade de tensão são feitos cálculos de fluxos de potência, formando a curva PV.
2. Implantação de obras: Refere-se à implantação de obras planejadas na etapa anterior; envolve a análise de viabilidade técnica das obras e o desenvolvimento de estudos de apoio.
3. Priorização de obras: Refere-se à priorização do programa de expansão, reforços e reformas no SEP e execução de obras planejadas, realizando ajustes necessários.

Em [Condega13], o autor discute a importância da Margem de Estabilidade de Tensão na Atividade de Expansão:

*“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”. [Condega13]*

### 2.8.2 Atividade de Operação

A Atividade de Operação compreende três etapas:

1. Planejamento: Estabelece diretrizes para que os SEP operem adequadamente. São feitos estudos em diferentes cenários, avaliando o desempenho do sistema para elaboração de Instruções Operativas. Para análises de estabilidade de tensão são feitos cálculos de fluxos de potência, formando a curva PV.
2. Operação em Tempo Real: Coordena os SEP com base nas diretrizes estabelecidas no planejamento. Uma das linhas de pesquisa que vêm sendo desenvolvidas no LRC/UFGM investiga o uso de dados provenientes dos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS) na determinação de índices que monitoram a MET em tempo real, com o propósito de evitar o risco de instabilidade.
3. Pós-Operação: Realiza análises dos acontecimentos e ações pelos quais o sistema já passou.

Assim como na Atividade de Expansão, [Condega13] expressa a 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.” [Condega13]*

*“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.”*  
[Condega13]

### 2.9 Considerações Finais

Os conceitos básicos apresentados neste capítulo permitem notar a influência de diversos fatores na determinação do valor da potência do ponto de MTP.

Nas etapas de estudo, as incertezas inerentes às análises de planejamento impactam este limite e, conseqüentemente, o valor das margens de estabilidade de tensão. Dentre as incertezas, podem ser citadas aquelas relacionadas à previsão da demanda, ao fator de potência, à execução das obras, à variação do despacho dos geradores etc. Conforme discutido em [Condega13], tais incertezas variam de sistema para sistema e devem ser avaliadas.

A metodologia proposta visa auxiliar a equipe de planejamento nas decisões relacionadas às incertezas presentes nos estudos. Destaque especial é dado ao despacho dos geradores, pois conforme descrito no próximo capítulo, este fator é determinante no cálculo da margem de estabilidade.

## 3 Contextualização do Trabalho

### 3.1 Considerações Iniciais

Conforme já citado, esta dissertação se enquadra no âmbito dos desenvolvimentos que vêm sendo realizados no LRC/PPGEE sobre o tema Estabilidade de Tensão, onde diversos trabalhos têm sido realizados.

No contexto deste trabalho, destacam-se as dissertações [Lobato98], [Cortez01], [Mariano08] e [Condega13]. A primeira mostra uma ampla análise do problema do ponto de vista estático; já na segunda o fenômeno é analisado sob o ponto de vista físico e matemático, com ênfase na determinação da margem de estabilidade de tensão a ser adotada na expansão do SEP; a terceira analisa o impacto da compensação capacitiva shunt na estabilidade de tensão; e a quarta dá continuidade à segunda, propondo uma metodologia que permite determinar as margens de segurança de tensão a serem adotadas nas etapas de planejamento da Expansão e da Operação dos SEP.

Em relação ao fenômeno estudado, visando análises do comportamento do sistema em tempo real, destacam-se as dissertações [Silva10], [Ribeiro11] e [Leal13]. As duas primeiras utilizam cenários criados por programas de fluxo de potência, e a terceira usa dados provenientes de Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada. Estes trabalhos têm como foco a construção de equivalentes da rede elétrica na determinação do ponto de MTP. Um resultado relevante dessas pesquisas é a implantação de uma metodologia para avaliação do risco de instabilidade de tensão em sistema elétrico real [Cemig10].

Com o objetivo de contextualizar os desenvolvimentos realizados na presente dissertação no âmbito das pesquisas anteriormente executadas, indicando de forma clara a sua contribuição, este capítulo está estruturado em três grandes tópicos:

- i. Revisão dos procedimentos propostos em [Condega13];

## Capítulo 3 - Contextualização do Trabalho

- ii. Revisão bibliográfica sobre a influência do Despacho de Geração na margem de estabilidade de tensão;
- iii. Definições apresentadas na literatura sobre Distância Elétrica.

### 3.2 Revisão de Pesquisas Anteriores

Trabalhos como [Abed98], [Wan00], [Cortez01], [Warlanda02] e [Pikulski08] abordam e apontam fatores que influenciam a margem de estabilidade de tensão. A partir desses fatores, [Condega13] propõe uma metodologia para cálculo da MST dos sistemas elétricos aplicada às atividades de planejamento da Expansão e da Operação. A Tabela 3.1, preparada por este autor, registra tais fatores.

Tabela 3.1: Fatores que Afetam o Ponto de MTP. Fonte: [Condega13]

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"><li>• Risco da ocorrência de outro evento importante antes dos 30 minutos de ajuste do evento anterior;</li><li>• Desligamentos não estudados nos sistemas membros;</li><li>• Desligamentos não estudados nos sistemas vizinhos;</li><li>• Desligamento de unidades após distúrbios importantes;</li><li>• Desligamento de linhas devido à baixa tensão após um distúrbio importante;</li><li>• Aumento de fluxo nas linhas após uma contingência importante;</li><li>• Incapacidade de realizar um reajuste adequado para voltar ao estado seguro.</li></ul>	Ocorrência de Contingências
Atrasos ou antecipação de obras previstas na expansão.	Incerteza das Obras Planejadas
<ul style="list-style-type: none"><li>• Intercâmbio elevado e variável de potência reativa com sistemas vizinhos;</li><li>• Limitações de potência reativa dos geradores vizinhos, mais restritas que as planejadas.</li></ul>	Despacho de Potência Reativa – Deficiência
<ul style="list-style-type: none"><li>• Limitadores da corrente de campo respondendo prematuramente;</li><li>• Os recursos de potência reativa do sistema não respondem.</li></ul>	Dinâmica do SEP Tempo Real
Diferença entre demanda instantânea (Operação) e demanda integralizada em uma hora (Expansão).	Demanda Instantânea/Demanda Integralizada

Dentre os fatores investigados, [Condega13] identifica cinco a serem analisados e avaliados na determinação da MST:

1. Incertezas das obras planejadas: Decorrem de diversas questões muitas vezes não puramente técnicas (política, economia etc.). Em [Condega13], o autor sugere a elaboração de um estudo sobre o histórico do planejamento e construção dos projetos realizados, para cada sistema em particular, durante um período de 5 a 10 anos, para a consideração deste fator na MST.
2. Erro na Previsão da Demanda: Vários fatores políticos, econômicos e sociais influenciam na previsão da demanda, tornando-a uma variável com incertezas e de impacto nas margens. Mesmo com o uso das melhores técnicas e ferramentas estatísticas e a experiência acumulada pelos planejadores existem questões na previsão da demanda não totalmente previsíveis.
3. Ocorrência de Contingências: A literatura sugere fazer uma análise das piores contingências em termos de Estabilidade de Tensão e investigar o impacto no ponto de MTP.
4. Variação do Fator de Potência da Carga: Em [Condega 13], é sugerida uma análise de sensibilidade para identificar o impacto dos fatores de potência das barras de carga no comportamento do ponto de MTP.
5. Variação do Despacho da Geração: A variação do despacho tem influência direta no ponto de MTP, trazendo impacto significativo nas margens de tensão. Tomadas de decisões em relação ao despacho de geradores podem ter influências negativas ou positivas nas margens.

Analisando a metodologia proposta por [Condega13], notaram-se pontos que merecem continuidade de investigação. De acordo com o autor, a variação do fator de potência da carga tem impacto direto na potência máxima transferida à carga, e que essa potência tem comportamento linear em relação ao ângulo de carga ( $\theta$ ).

*Observação: A análise do fator de potência foi totalmente refeita, mostrando que, para a maioria dos sistemas, a potência máxima transferida apresenta comportamento bem próximo do linear com o ângulo de carga. Porém, para alguns sistemas, o comportamento de potência máxima transferida é mais bem*

*representado (maior comportamento linear) com o fator de potência da carga ( $\cos \theta$ ).*

Para a análise do impacto do Despacho da Geração no ponto de MTP, [Condega13] cria uma classificação dos geradores com base em estudos de sensibilidade, considerando o percentual do aumento de carga que será fornecido pelos geradores. A potência referente ao percentual do aumento de carga é dividida igualmente entre os geradores. Os geradores são classificados em: Geradores Externos, Geradores Internos ou Geradores Intermediários de acordo com potência máxima das cargas.

*Observação: O estudo da metodologia citada acima mostrou que a análise individual de cada gerador seria mais adequada para uma melhor avaliação da proximidade dos geradores aos centros de cargas. Dividindo o percentual de aumento igualmente entre os geradores pode acarretar análise errônea de proximidade, pois a distância de um gerador pode mascarar a de outro.*

Após análises, verifica-se que maiores estudos no Despacho da Geração são necessários. Cálculos de “distância elétrica” seria outra forma de analisar a influência desses geradores no sistema e o quão perto das cargas eles estão.

### 3.3 Influência do Despacho da Geração na Margem

Neste item é apresentada uma revisão da literatura relativa a trabalhos que tratam da influência do despacho dos geradores na determinação da potência ponto de máximo carregamento.

Observa-se que os trabalhos citados são direcionados para os estudos de planejamento energético onde são decididos os despachos dos geradores que devem ser realizados na operação de tempo real. Eles apresentam propostas para se especificarem despachos mais “inteligentes”, aumentando assim o nível de segurança do sistema elétrico. Apesar de não se dedicarem ao planejamento elétrico do SEP, eles mostram a importância do estudo de impactos da geração na margem de estabilidade de tensão.

### Capítulo 3 - Contextualização do Trabalho

Em [Silva01], através de técnicas de análise modal estática, o autor apresenta um estudo detalhado sobre fatores de participação dos geradores e como eles impactam as margens de estabilidade de tensão. Para ilustrar, é utilizado o sistema simples de cinco barras da Figura 3.1.

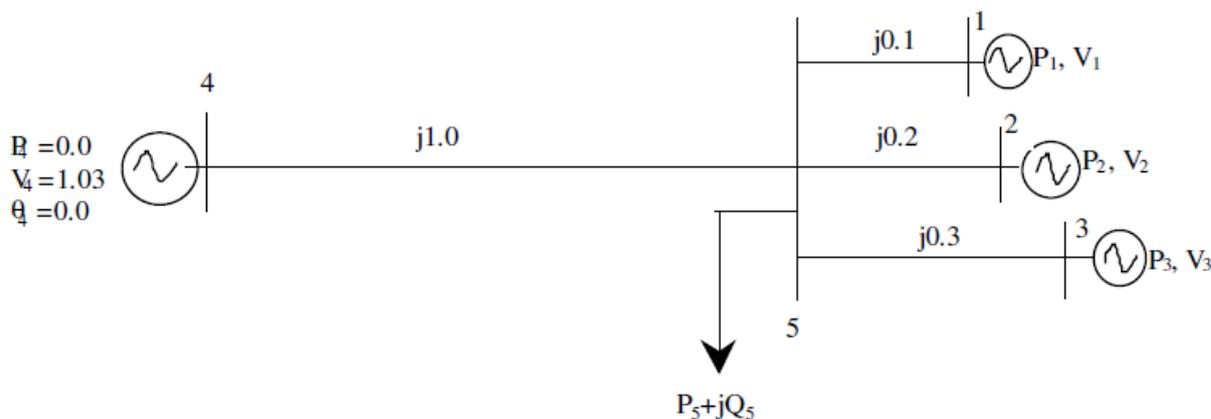


Figura 3.1: Sistema de 5 Barras. Fonte: [Silva01]

O sistema consiste de três geradores fornecendo energia a um centro de carga. Cada gerador está a uma distância diferente da carga. As potências geradas e as tensões de referência dos geradores são iguais. A Barra 4 tem contribuição desprezível para o sistema e é utilizada somente para ser a referência angular.

[Silva01] define um fator de participação ativo para os geradores, visando classificar quais podem injetar potência ativa na rede sem diminuir de forma relevante as reservas de potência reativa do sistema. O fator de participação dos geradores está relacionado com variações da potência ativa gerada dos mesmos. Geradores com maior fator de participação utilizam menos reativo da rede quando está injetando potência ativa no sistema. Já geradores com fatores de participação baixos indicam que os geradores consomem muito reativo ao injetar potência na rede. Assim, deslocando a geração do sistema para geradores com maiores fatores de participação, as margens estabilidade aumentariam.

Os fatores de participação são mostrados na Figura 3.2. Percebe-se que existe uma diferença entre os fatores de participação dos geradores, informando que o despacho de geração pode ser modificado para uma melhor margem de estabilidade.

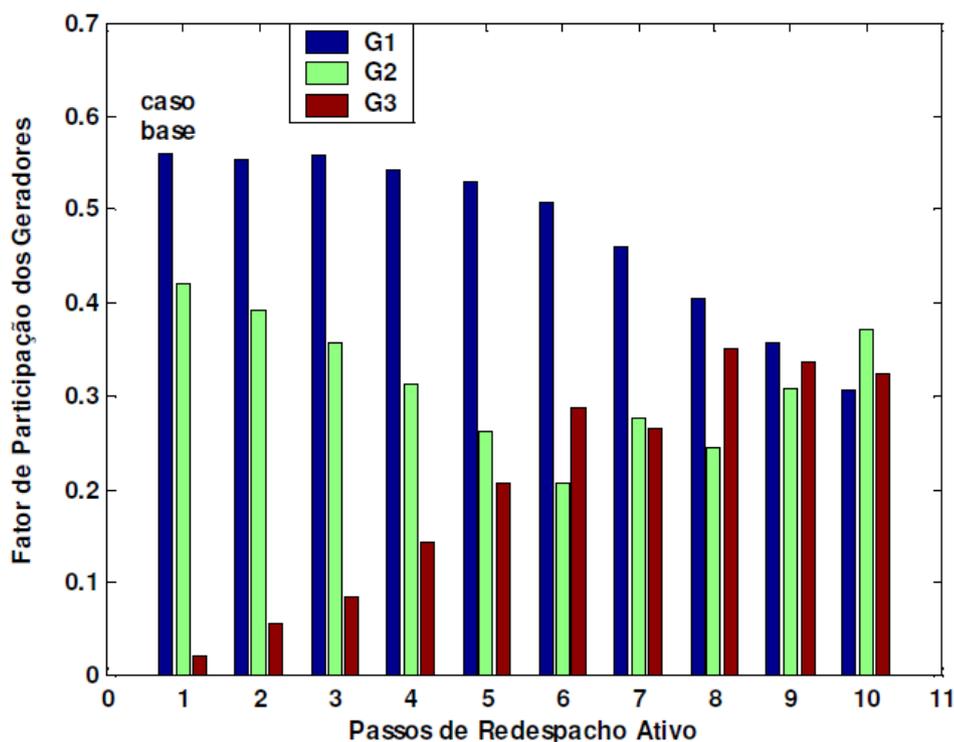


Figura 3.2: Fatores de Participação dos Geradores. Fonte: [Silva01]

A Figura 3.3 mostra a saída de potência ativa para os geradores, em cada passo de redespacho, e sua respectiva margem de estabilidade. Cada passo de redespacho ativo indica um cenário de despacho de geração. O Caso Base (passo 1) corresponde ao cenário onde os três geradores fornecem a mesma potência ativa para o sistema. A geração de potência ativa é então transferida do gerador que tem o menor fator de participação para o gerador que tem o maior. Repete-se o processo até que os fatores de participação dos geradores sejam aproximadamente iguais. Percebe-se que a MET aumenta significativamente com o processo de redespacho (em torno de 33% do caso base).

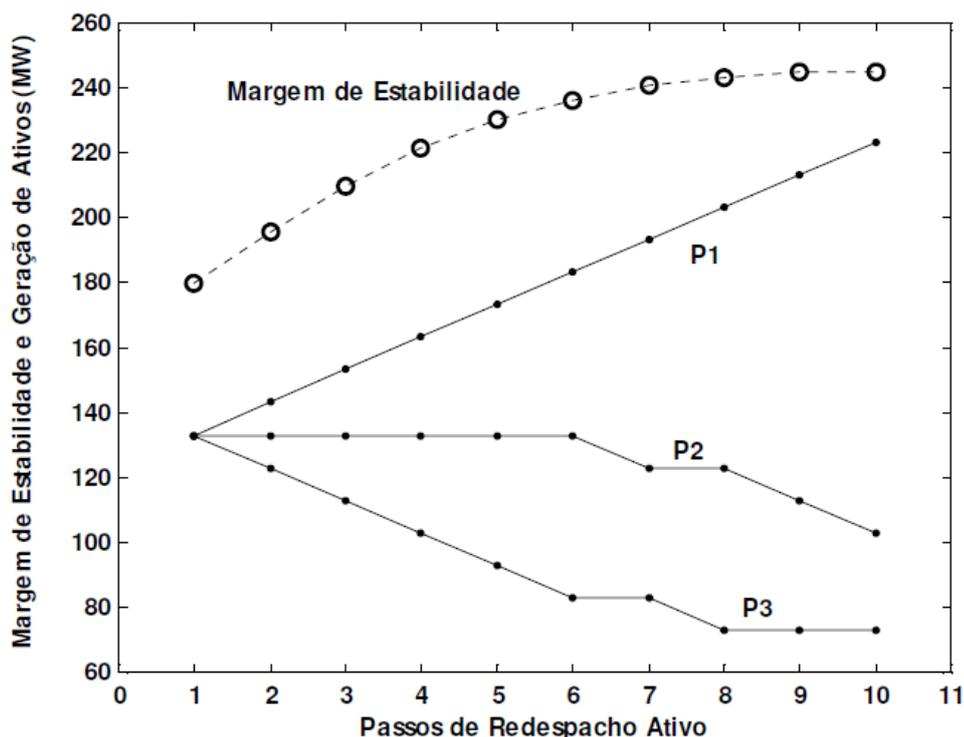


Figura 3.3: Efeito do Redespacho na MET. Fonte: [Silva01]

Em [Moreira01], o autor apresenta um procedimento para a programação da operação capaz de levar em consideração ambos os aspectos, econômicos e de segurança, fornecendo, como resultados, despachos de geração que atendam requisitos de estabilidade de tensão, com afastamento mínimo da solução economicamente ótima. Determina-se a margem de estabilidade de tensão do sistema através de métodos de curvas PV.

Em [Wang00], o autor propõe um método para aumentar a margem de segurança de tensão de um sistema de energia por redespacho da geração, usando um vetor normal encontrado em um limite de colapso de tensão. Este método utiliza o vetor normal, tal como um indicador para mudar a direção de geração de modo que mais energia possa ser transferida antes de atingir o ponto de instabilidade.

[Leme07] foca o problema de redespacho da geração a fim de aumentar a capacidade de carga do sistema elétrico. O fluxo de potência continuado é usado para fornecer uma sequência de soluções a partir de um caso base para a demanda de

potência máxima. O redespacho de potência ativa é feito a fim de reduzir as perdas na transmissão, aumentando a capacidade de carga do sistema de energia.

Nesta dissertação, a escolha do fator de participação dos geradores não visa identificar aquela que resultará na condição mais favorável, e sim, aquela que se aproximará da condição de tempo real.

### 3.4 Distância Elétrica – Definições

Distância é a medida de separação entre dois pontos, porém, distância elétrica tem conceitos diversificados, ou melhor, dependendo da sua aplicação, seu conceito muda. A literatura técnica apresenta trabalhos que utilizam o termo “distância elétrica” com base nos seguintes parâmetros:

- Impedância (ou admitância) dos ramos: maior a impedância, maior seria a distância;
- Matriz de Admitância Nodal ( $Y_{\text{barra}}$ ): considera, além da admitância dos ramos, a topologia da rede;
- Sensibilidade: baseia-se no maior ou menor acoplamento entre as grandezas elétricas.

Na operação de sistemas de energia, a distância elétrica tem sido referência para engenheiros que analisam a rede e o despacho de potência. Trabalhos como [Wu03], [Guo05], [Fang08] e [Zhao10] e usam a distância elétrica, a partir das informações da  $Y_{\text{barra}}$ , para dividir a rede e controlar a tensão/reativo com base em zonas. Já [Yang09] usa distância elétrica ( $Y_{\text{barra}}$ ) para restringir a corrente de curto-circuito.

[Kai12] também considera a distância elétrica com base em  $Y_{\text{barra}}$  para uma melhor divisão do SEP, utilizando-a para um melhor controle de tensão. Utiliza o algoritmo de Dijkstra para cálculo do menor caminho, mas enfatiza que esse método é relativamente ineficiente.

[Wang12] propõe uma modelagem da rede baseada em distância elétrica, considerando apenas a estrutura elétrica ( $Y_{\text{barra}}$ ), enquanto outras características de operação, como fluxo de potência, são ignoradas.

[Sanchez13] apresenta um método híbrido que combina um algoritmo convencional de divisão (baseado na Matriz Jacobiana) com um algoritmo evolucionário de divisão da rede, visando aperfeiçoar a divisão com base em distância elétrica (baseada na  $Y_{\text{barra}}$ ).

A literatura apresenta trabalhos que definem zonas de potência com base no método descrito em [Guo05] para desacoplar a rede, que usa a sensibilidade  $dV/dQ$  como a distância elétrica entre dois nós. Já para o cálculo de estabilidade de tensão, [Ruan08] define a sensibilidade da fase de tensão  $d\theta/dP$  como a distância elétrica. No entanto, os dois tipos de métodos têm a mesma conclusão: quanto maior o valor numérico menor a distância elétrica e mais forte a conexão entre dois nós.

[Liu11] analisa a distância elétrica com profundidade e admite que não há nenhum significado físico para os métodos de sensibilidade para descrever distância elétrica, além disso, há alguns problemas sobre o método de impedância para descrever a distância elétrica. [Liu11] sugere que a distância elétrica deva ser calculada pelo tempo de transferência de energia e que, em alguns casos, o tamanho de transferência de energia também deve ser considerado.

Observa-se que, mesmo havendo diversos trabalhos que utilizam os conceitos de distância elétrica nas suas propostas, muitos não identificam com clareza a definição por eles adotada. Adicionalmente, não apresentam aplicações voltadas para estudos de estabilidade de tensão.

### 3.5 Considerações Finais

As investigações registradas nesse capítulo reforçam o forte elo entre o despacho da geração e a margem de estabilidade de tensão. A revisão dos trabalhos publicados sobre o tema mostra que estes estão mais voltados para as decisões de planejamento da operação energética, ou seja, propõem estratégias para determinar

### Capítulo 3 - Contextualização do Trabalho

---

qual seria o despacho mais adequado em termos de segurança de tensão. Considerando que as decisões relativas ao despacho de geradores podem ter influências negativas ou positivas sobre a MET, as propostas buscam identificar os despachos mais favoráveis, como uma direção básica para a geração. Assim, ocorrências de alguns incidentes provocadas pela perda da estabilidade de tensão poderiam ser evitadas.

Nesta dissertação, a questão investigada é outra. Os estudos de planejamento elétrico trabalham com cenários futuros, lidando com diversas incertezas. A meta é definir qual seria o cenário mais provável de ocorrer. O problema não é decidir qual a melhor geração para evitar a instabilidade de tensão e, sim, qual despacho considerar nas análises de fluxo de potência, tendo em vista uma condição operativa futura.

Com respeito à revisão sobre o tema distância elétrica, verifica-se a presença de trabalhos que consideram, como parâmetros de decisão, a impedância dos ramos, a topologia da rede (por meio da matriz  $Y_{barra}$ ) ou a sensibilidade entre grandezas (por meio da matriz Jacobiana do Fluxo de Potência, por exemplo).

Nesta dissertação, conforme proposta apresentada no próximo capítulo, a definição da distância entre as barras de geração e de carga é específica para os estudos de estabilidade de tensão e tem como base os valores das potências do ponto de máximo carregamento.

# 4 Metodologia Proposta – Distância Elétrica e Despacho de Geração

## 4.1 Considerações Iniciais

Este capítulo apresenta a metodologia proposta na dissertação. Tal metodologia envolve duas etapas. A primeira é dedicada ao cálculo da distância elétrica entre os geradores e as cargas do sistema elétrico. A segunda tem por objetivo sugerir cenários de despacho, a partir dos cálculos das distâncias elétricas.

A metodologia é descrita por meio das análises realizadas em um sistema exemplo fictício. O cálculo da distância elétrica se baseia em passos básicos que, para um esquema de aumento de carga, calcula os pontos de máximo carregamento, determina os valores das perdas e sugere um índice de proximidade. Posteriormente, os resultados são comparados com aqueles provenientes do uso da matriz  $Y_{\text{barra}}$ .

O capítulo indica como, a partir dos índices, denominados índices de proximidade, obtidos das análises de distância elétrica, cenários de despacho podem ser gerados para posterior seleção, pelo planejador, daquele considerado o mais adequado.

Da forma como foi idealizada, a metodologia pode servir de diretriz para a tomada de decisões por parte da equipe de planejamento.

## 4.2 Sistema Exemplo

Para fundamentar a metodologia proposta, é adotado um sistema fictício de 8 barras, sendo 4 barras de geração (G1, G2, G3 e G4) e 4 barras de carga (C5, C6, C7 e C8), como mostrado na Figura 4.1. A Tabela 4.1 mostra os dados das barras do sistema e a Tabela 4.2 mostra os parâmetros das linhas de transmissão.

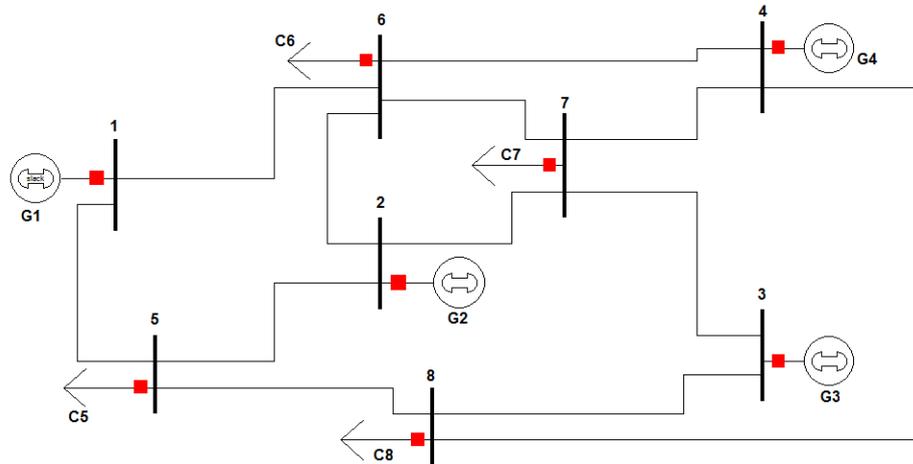


Figura 4.1: Sistema Exemplo

Tabela 4.1: Dados das Barras do Sistema

Nº da Barra	Tipo	Potência Consumida		Potência Gerada		Tensão	
		P	Q	P	Q	V	$\Theta$
1	PV ou V $\Theta$	0	0	0,9	0	1,05	0
2	PV ou V $\Theta$	0	0	0,9	0	1,05	0
3	PV ou V $\Theta$	0	0	0,9	0	1,05	0
4	PV ou V $\Theta$	0	0	0,9	0	1,05	0
5	PQ	0,9	0,6	0	0	1,0	0
6	PQ	1,0	0,619	0	0	1,0	0
7	PQ	1	0,7	0	0	1,0	0
8	PQ	1	0,54	0	0	1,0	0

Tabela 4.2: Dados das Linhas do Sistema

Barra		Parâmetros das linhas		
Origem	Destino	R	X	B
1	5	0,015	0,100	0,200
1	6	0,5	0,900	0,400
2	5	0,6	0,900	0,200
2	6	0,001	0,100	0,200
2	7	0,1	0,200	0,200
3	7	0,004	0,100	0,300
3	8	0,8	0,800	0,600
4	6	0,3	0,400	0,400
4	7	0,3	0,400	0,300
4	8	0,01	0,100	0,500
5	8	0,9	0,900	0,300
6	7	0,9	0,900	0,200

### 4.3 Etapa 1 – Cálculo da Distância Elétrica

Esta etapa tem o objetivo geral de analisar o impacto do despacho dos geradores na determinação da margem, possibilitando a geração de cenários de estudos mais consistentes. Seu objetivo específico é estimar a distância dos geradores aos centros de cargas. Estrutura-se em três passos:

1. Cálculo de Sensibilidade de Potência Ativa;
2. Análise de Perdas;
3. Análise de distância elétrica estrutural ( $Y_{barra}$ ).

#### 4.3.1 Passo 1 – Cálculo de Sensibilidade de Potência Ativa

Neste passo são calculados os índices de proximidade. A análise de sensibilidade é feita em três fases:

- Fase 1: Aumento de cada carga individualmente, considerando cada gerador como *slack*, obtendo o ponto de máximo carregamento ( $P_{max}$ ).
- Fase 2: Análise dos pontos de máximo carregamento obtidos.
- Fase 3: Determinação de um índice de proximidade entre geradores e cargas.

##### 1. Fase 1

Nessa fase é feito um aumento gradual para cada carga individualmente, mudando o gerador *slack*. O processo é mostrado no fluxograma da Figura 4.2.

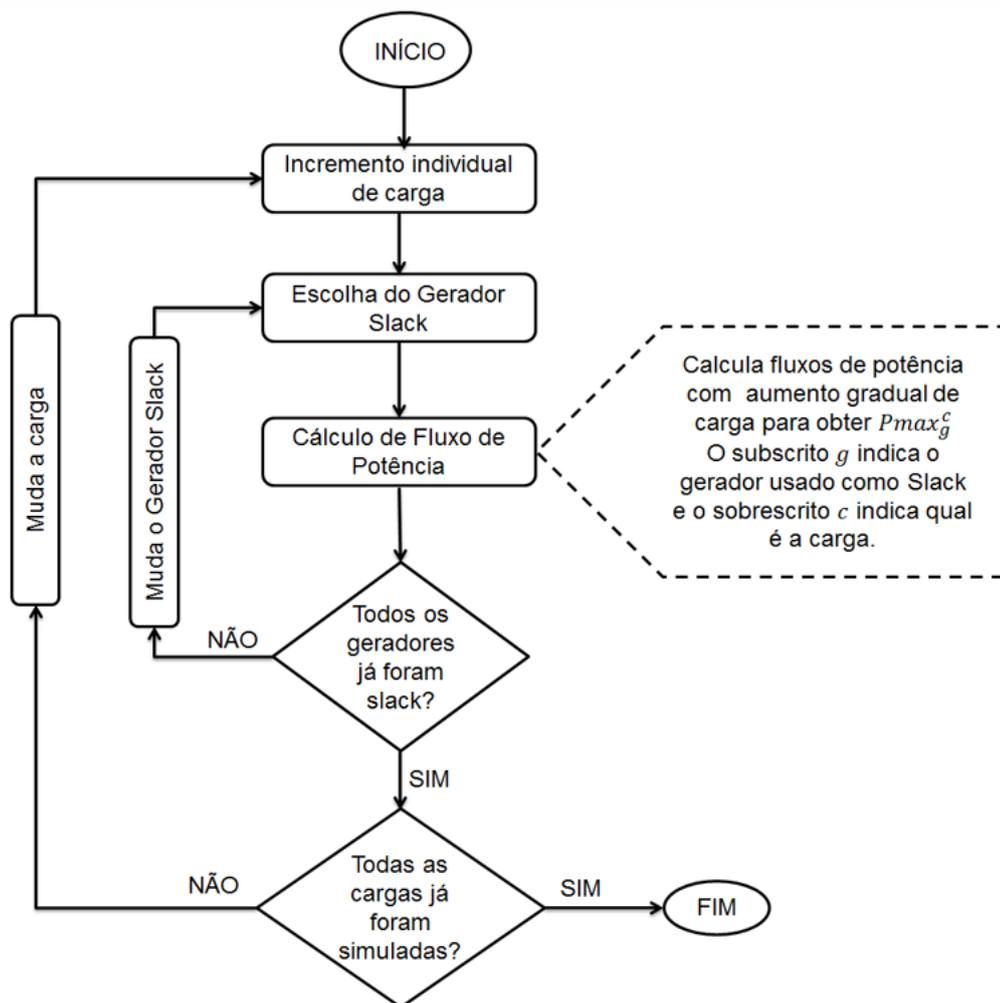


Figura 4.2: Fluxograma de Aumento de Carga

Ao final da Fase 1, obtém-se o máximo carregamento para cada situação. Assim, aparece o termo  $P_{max_g^c}$ , onde o subscrito  $g$  indica o gerador usado como *slack* e o sobrescrito  $c$  indica qual é a carga incrementada na situação.

Para o sistema exemplo são obtidos os resultados apresentados na Tabela 4.3 a seguir.

Tabela 4.3:  $P_{max_g^c}$  das Barras de Carga

		Carga Analisada			
		Carga 5	Carga 6	Carga 7	Carga 8
Gerador Slack	Gerador 1	3,1215	1,7984	1,7633	1,6610
	Gerador 2	1,9949	4,1071	3,4686	2,8146
	Gerador 3	1,9363	3,4004	4,1074	2,5733
	Gerador 4	1,8419	2,7315	2,9	3,6455

### 2. Fase 2

Nessa fase é realizada uma varredura dos  $Pmax_g^c$ , observando qual o máximo obtido. Assim, para cada carga é encontrado um  $Pmax_{max}^c$ . A Tabela 4.4 apresenta esses resultados.

Tabela 4.4: Maiores Máximos Carregamentos

Maiores Máximos Carregamentos - $Pmax_{max}^c$	
$Pmax_{max}^5$	3,1215
$Pmax_{max}^6$	4,1071
$Pmax_{max}^7$	4,1074
$Pmax_{max}^8$	3,6455

### 3. Fase 3

A partir da Fase 1 e da Fase 2, é possível estabelecer um índice de proximidade entre geradores e cargas. Tal índice é fundamentado na relação entre os  $Pmax_g^c$  e os  $Pmax_{max}^c$ .

$$\text{índice} = \frac{Pmax_g^c}{Pmax_{max}^c} \times 100 \quad (4.1)$$

Assim, quanto mais próximo de 100 for o índice, mais próximo da carga é o gerador. A Tabela 4.5 apresenta os valores encontrados.

Tabela 4.5: Índice de Proximidade.

Índice de Proximidade				
	Carga 5	Carga 6	Carga 7	Carga 8
Gerador 1	100	43,7879	42,9285	45,5632
Gerador 2	63,9097	100	84,4463	77,2072
Gerador 3	62,0316	82,7919	100	70,5895
Gerador 4	59,006	66,5059	70,6	100

Pela Tabela 4.5, percebe-se que, para a situação base do sistema exemplo, a Carga 5 está mais próxima do Gerador 1, a Carga 6 do Gerador 2, a Carga 7 do Gerador 3 e a Carga 8 do Gerador 4.

### 4.3.2 Passo 2 – Análise de Perdas

Para uma melhor informação sobre distância elétrica também são verificadas as perdas do sistema. São analisadas as perdas de cada situação de simulação usada para encontrar  $Pmax_g^c$ , ou seja, são avaliadas as perdas para as situações de aumento de carga para cada gerador *slack*.

A fim de obter uma análise consistente, são investigadas as perdas do sistema até o menor valor de  $Pmax_g^c$  de cada carga.

A Figura 4.3 mostra o comportamento das perdas do sistema para cada situação de aumento da Carga 5 e a Figura 4.4 mostra as perdas totais no menor  $Pmax_g^5$ .

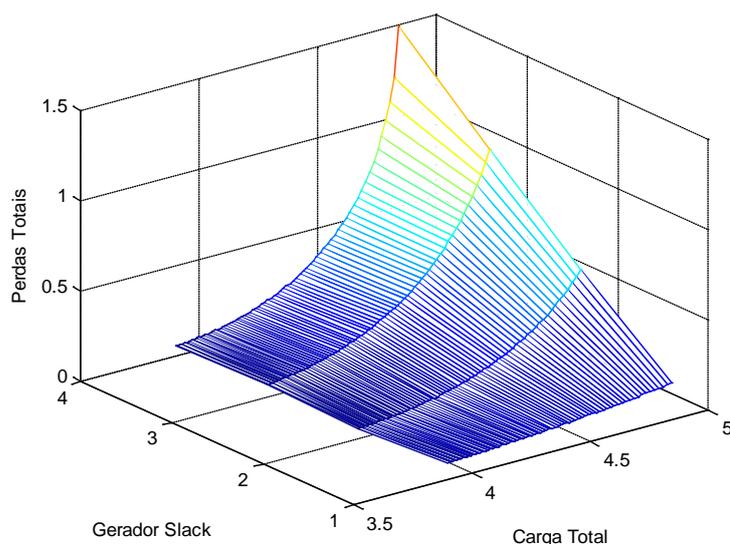


Figura 4.3: Comportamento das Perdas com o Aumento da Carga 5

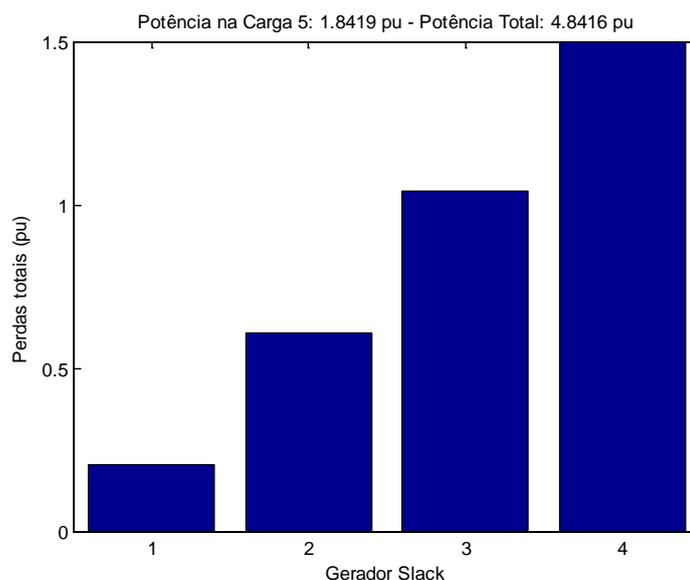


Figura 4.4: Perdas Totais no Menor  $Pmax_g^5$  para cada Gerador *Slack*

Pela Tabela 4.3, verifica-se que o menor  $Pmax_g^5$  obtido foi para a situação que tem o Gerador 4 como *slack* ( $Pmax_4^5$ ). Assim, as perdas são mostradas até esse ponto para fins de comparações. Percebe-se que as perdas têm um comportamento mais íngreme na situação do *slack* ser o Gerador 4 e um comportamento menos íngreme na situação do *slack* ser o Gerador 1. Já pela Figura 4.4 é possível ver que, no ponto  $Pmax_4^5$ , as perdas totais são significativamente menores para a situação quando o Gerador 1 é o *slack* do que para quando os outros geradores são o *slack*, validando ainda mais que o Gerador 1 está mais próximo da Carga 5.

As Figuras 4.5 e 4.6 mostram os resultados para a Carga 6.

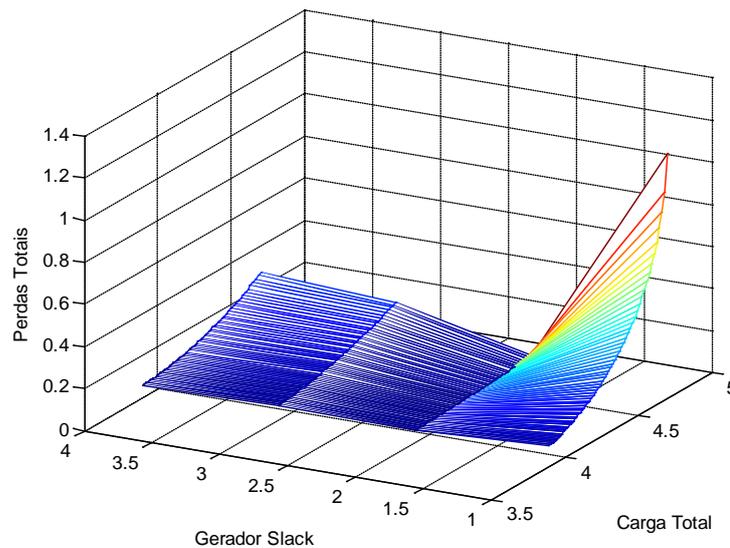


Figura 4.5: Comportamento das Perdas com o Aumento da Carga 6

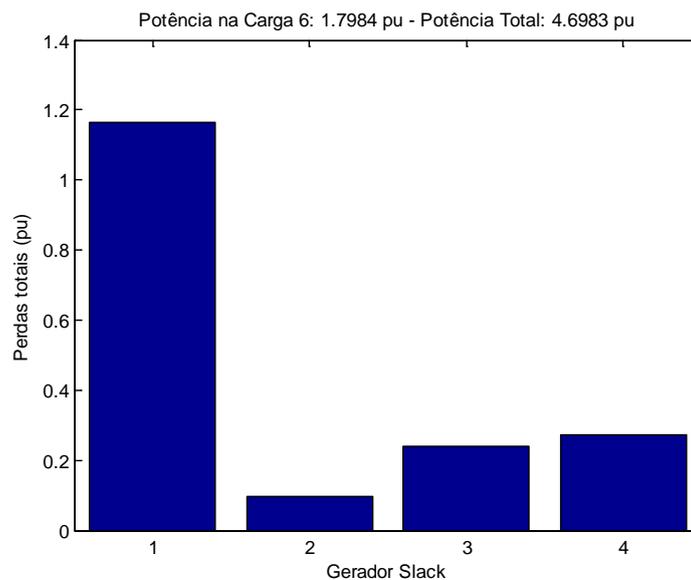


Figura 4.6: Perdas Totais no Menor  $P_{max}_g^6$  para cada Gerador Slack

Pela Figura 4.5, é possível confirmar que a Carga 6 está mais distante do Gerador 1. O comportamento das perdas para a situação em que este gerador é o *slack* é muito mais íngreme do que nas situações em que outros geradores são *slack*, assim como as perdas (Figura 4.6) para tal situação são muito maiores. Já o Gerador 2 sendo o *slack*, o comportamento das perdas é mais ameno e as perdas no menor

## Capítulo 4 - Metodologia Proposta – Distância Elétrica e Despacho de Geração

máximo carregamento também são inferiores, validando que o Gerador 2 é o mais próximo da Carga 6.

As Figuras 4.7 e 4.8 apresentam os resultados para a Carga 7.

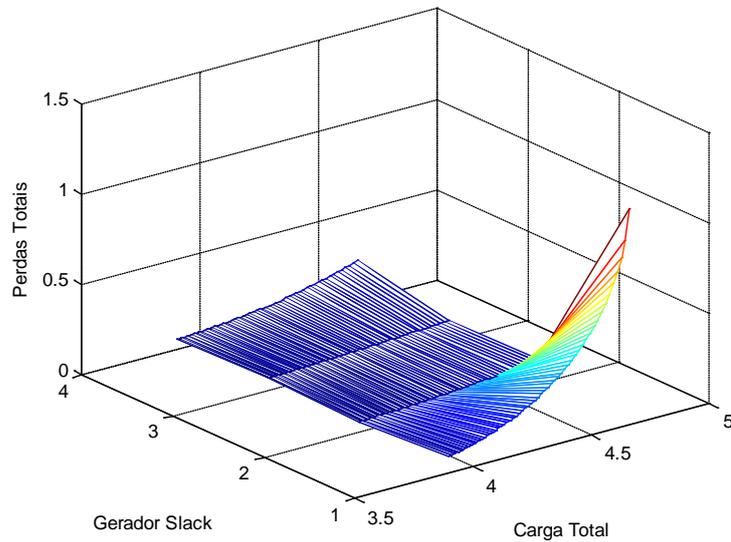


Figura 4.7: Comportamento das Perdas com o Aumento da Carga 7

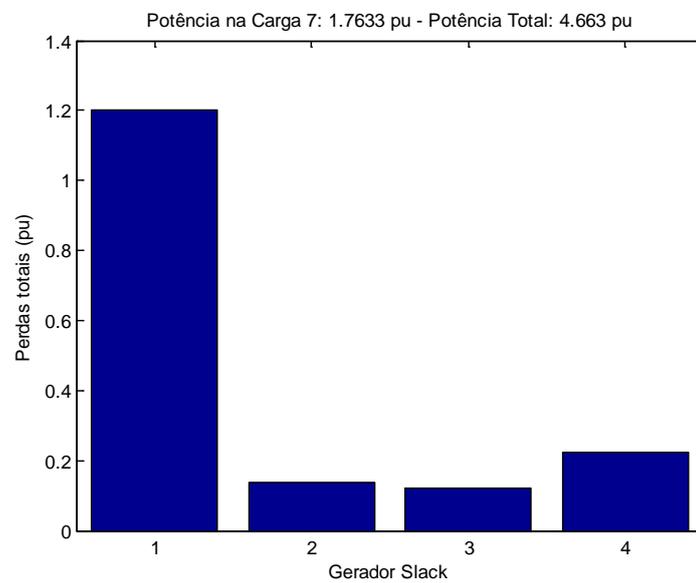


Figura 4.8: Perdas Totais no Menor  $P_{max_g^7}$  para cada Gerador Slack

## Capítulo 4 - Metodologia Proposta – Distância Elétrica e Despacho de Geração

As Figuras 4.7 e 4.8 mostram que o Gerador 1 é o mais distante da Carga 7. O comportamento das perdas é mais abrupto e as perdas no menor máximo carregamento são muito maiores. Em relação ao gerador mais próximo, percebe-se que o Gerador 2 e 3 têm comportamento das perdas bem parecido, porém o Gerador 3 apresenta, mesmo que seja pouca diferença, perdas menores.

As Figuras 4.9 e 4.10 mostram os resultados para a Carga 8.

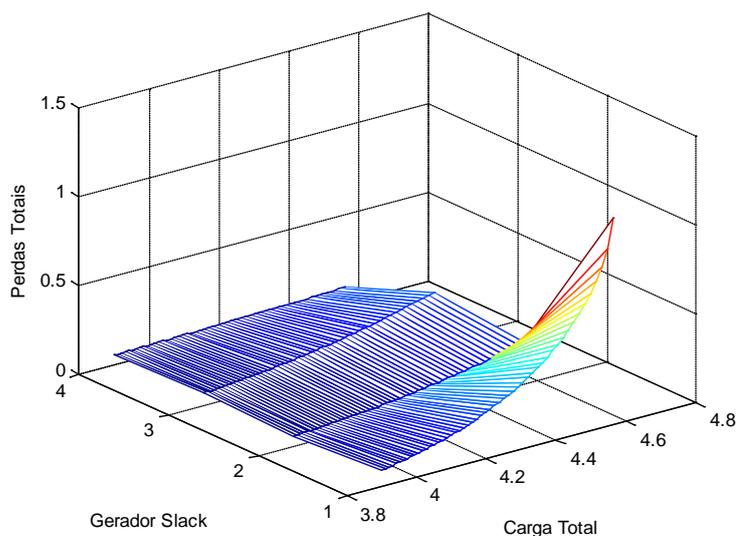


Figura 4.9: Comportamento das Perdas com o Aumento da Carga 8

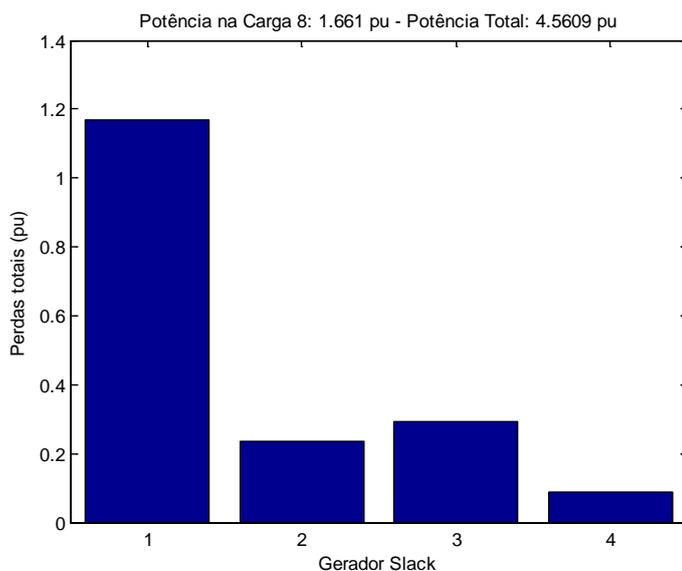


Figura 4.10: Perdas Totais no Menor  $P_{max_g}^8$  para cada Gerador Slack

Percebe-se que novamente o Gerador 1 é o gerador mais distante, apresentando perdas maiores. O gerador mais próximo é o Gerador 4, tendo um comportamento das perdas menos íngreme.

### 4.3.3 Passo 3 – Análise de Distância Elétrica Estrutural ( $Y_{barra}$ )

Existem diversas medidas de distância elétrica para uma rede de energia, conforme discutido anteriormente, e um dos mais simples é o valor absoluto da inversa da matriz admitância ( $Y_{barra}$ ) do sistema:

$$D = |Y_{barra}^{-1}| \quad (4.2)$$

Esta matriz de distância  $D$ , com elementos  $D_{ab}$ , dá a sensibilidade de distância entre o par de nós. Esse método é usado para fins de comparação com a metodologia proposta. Para o sistema exemplo, a matriz  $D$  é:

$$D = \begin{bmatrix} 0,2378 & 0,2869 & 0,3468 & 0,3282 & \mathbf{0,2332} & \mathbf{0,2840} & \mathbf{0,3326} & \mathbf{0,3210} \\ 0,2869 & 0,1793 & 0,2650 & 0,2921 & \mathbf{0,2868} & \mathbf{0,2229} & \mathbf{0,2480} & \mathbf{0,3065} \\ 0,3468 & 0,2650 & 0,1438 & 0,2838 & \mathbf{0,3445} & \mathbf{0,2840} & \mathbf{0,2104} & \mathbf{0,2921} \\ 0,3282 & 0,2921 & 0,2838 & 0,1969 & \mathbf{0,3233} & \mathbf{0,2861} & \mathbf{0,2799} & \mathbf{0,2314} \\ 0,2332 & 0,2868 & 0,3445 & 0,3233 & 0,2358 & 0,2876 & 0,3307 & 0,3142 \\ 0,2840 & 0,2229 & 0,2840 & 0,2861 & 0,2876 & 0,1829 & 0,2682 & 0,3024 \\ 0,3326 & 0,2480 & 0,2104 & 0,2799 & 0,3307 & 0,2682 & 0,1904 & 0,2931 \\ 0,3210 & 0,3065 & 0,2921 & 0,2314 & 0,3142 & 0,3024 & 0,2931 & 0,1815 \end{bmatrix}$$

Nessa matriz, o importante para a comparação é a parte em destaque, pois os geradores estão nos nós de 1 a 4 e as cargas nos nós de 5 a 8. Na matriz  $D$ , quanto menor for o valor do elemento  $D_{ab}$  menor será a distância entre a e b. Da matriz  $D$  é retirada a Tabela 4.6 com índices de sensibilidade de distância entre as cargas e os geradores.

Tabela 4.6: Índice de Sensibilidade Estrutural

Índice de Sensibilidade Estrutural				
	Carga 5	Carga 6	Carga 7	Carga 8
Gerador 1	0,2332	0,2840	0,3326	0,3210
Gerador 2	0,2868	0,2229	0,2480	0,3065
Gerador 3	0,3445	0,2840	0,2104	0,2921
Gerador 4	0,3233	0,2861	0,2799	0,2314

## Capítulo 4 - Metodologia Proposta – Distância Elétrica e Despacho de Geração

Percebe-se que, para o sistema exemplo, a Carga 5 está mais próxima do Gerador 1, a Carga 6 do Gerador 2, a Carga 7 do Gerador 3 e a Carga 8 do Gerador 4. Esse resultado é similar ao da metodologia proposta.

### 4.3.4 Cenários de Estudos

Neste item são criados dois cenários de estudos a partir do sistema exemplo, a fim de ampliar a análise da metodologia proposta e permitir uma melhor comparação com a análise estrutural. O Cenário 1 apresenta alterações apenas nos geradores. Já o Cenário 2 possui mudanças em geradores e cargas.

#### Cenário 1

O Cenário 1 tem os dados das barras de acordo com a Tabela 4.7. Verifica-se que as únicas mudanças em relação ao sistema exemplo são as potências geradas pelas Barras 2, 3 e 4.

Tabela 4.7: Dados das Barras do Cenário 1

Nº da Barra	Tipo	Potência Consumida		Potência Gerada		Tensão	
		P	Q	P	Q	V	$\Theta$
1	PV ou V $\Theta$	0	0	0,9	0	1,05	0
2	PV ou V $\Theta$	0	0	0,7	0	1,05	0
3	PV ou V $\Theta$	0	0	2	0	1,05	0
4	PV ou V $\Theta$	0	0	0,7	0	1,05	0
5	PQ	0,9	0,6	0	0	1,0	0
6	PQ	1,0	0,619	0	0	1,0	0
7	PQ	1	0,7	0	0	1,0	0
8	PQ	1	0,54	0	0	1,0	0

O cálculo de índice de proximidade segue os passos da Etapa 1.

#### 1. Cálculo de Sensibilidade de Potência Ativa

Usando a metodologia proposta, as potências máximas encontradas são mostradas na Tabela 4.8 e os maiores máximos carregamentos são mostrados na Tabela 4.9. Para o cálculo do índice de proximidade é usado o maior  $Pmax_g^c$  como referência. Tal índice é mostrado na Tabela 4.10.

Tabela 4.8:  $Pmax_g^c$  das Barras de Carga

		Carga Analisada			
		Carga 5	Carga 6	Carga 7	Carga 8
Gerador Slack	Gerador 1	3,1840	2,3297	2,4244	2,0063
	Gerador 2	1,9753	4,0671	4,0673	2,7315
	Gerador 3	1,9363	3,1402	3,8314	2,3530
	Gerador 4	1,8793	3,0175	3,6454	3,5031

Tabela 4.9: Maiores Máximos Carregamentos

Maiores Máximos Carregamentos - $Pmax_{max}^c$	
$Pmax_{max}^5$	3,1840
$Pmax_{max}^6$	4,0671
$Pmax_{max}^7$	4,0673
$Pmax_{max}^8$	3,5031

Tabela 4.10: Índice de Proximidade

Índice de Proximidade				
	Carga 5	Carga 6	Carga 7	Carga 8
Gerador 1	100	57,2828	59,6062	57,2709
Gerador 2	62,0377	100	100	77,9727
Gerador 3	60,8136	77,2101	94,1980	67,1690
Gerador 4	59,0248	74,1926	89,6272	100

De acordo com o índice de proximidade, a Carga 5 está mais próxima do Gerador 1, a Carga 6 e a Carga 7 do Gerador 2 e a Carga 8 do Gerador 4. Percebe-se que o Gerador 3 e o Gerador 4 também estão muito próximos da Carga 7. Assim, um estudo conjunto com a análise de perdas irá sustentar as alternativas.

## 2. Análise de Perdas

São analisadas as perdas de cada situação de simulação usada para encontrar  $Pmax_g^c$ , ou seja, são avaliadas as perdas para cada situação de aumento de carga com mudança do gerador *slack*. As Figuras 4.11, 4.12, 4.13 e 4.14 mostram, respectivamente, os resultados da análise de perdas das Cargas 5, 6, 7 e 8.

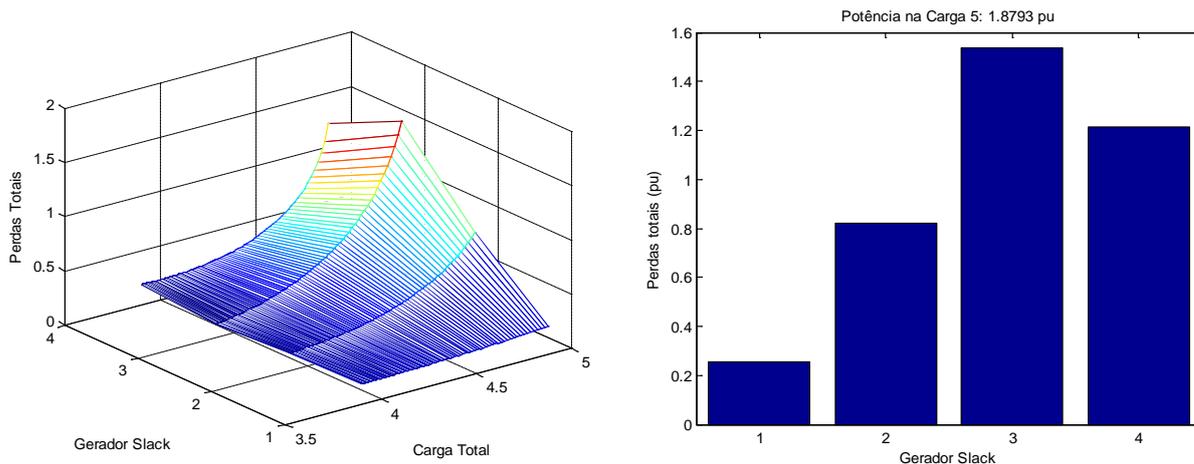


Figura 4.11: Análise de Perdas - Carga 5

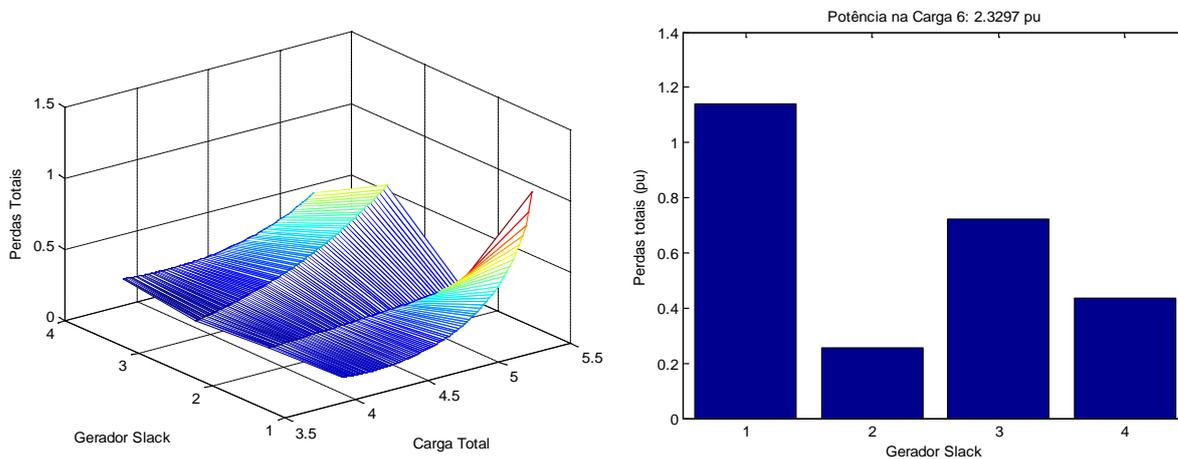


Figura 4.12: Análise de Perdas - Carga 6

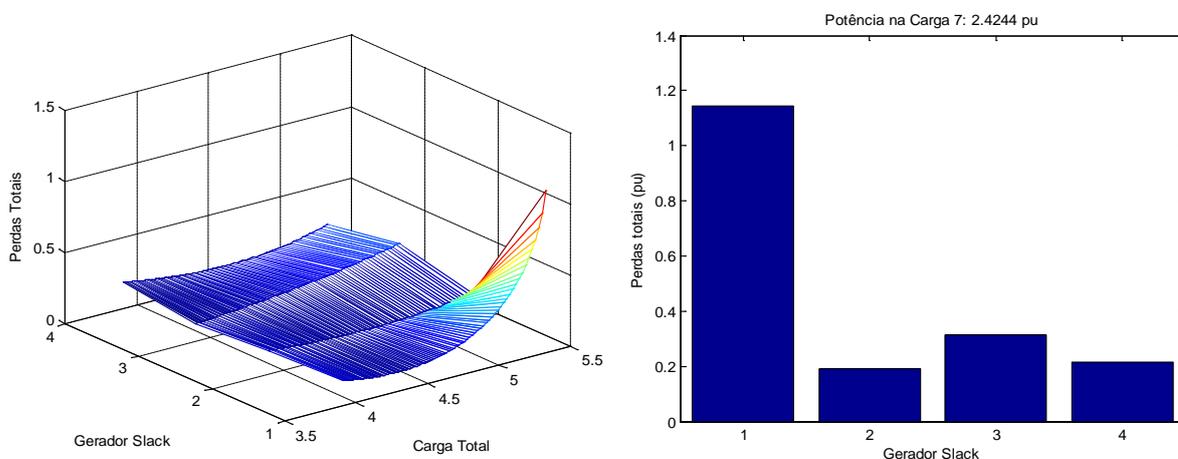


Figura 4.13: Análise de Perdas - Carga 7

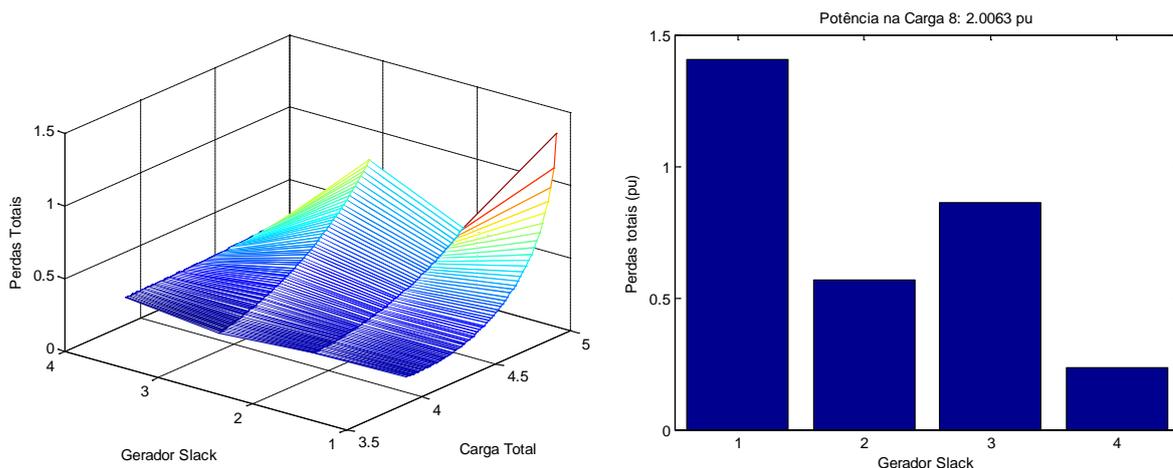


Figura 4.14: Análise de Perdas - Carga 8

As análises das perdas confirmam o índice de proximidade. Geradores mais distantes têm perdas maiores que geradores mais próximos. O comportamento das perdas é mais íngreme em situações onde o gerador mais distante é o *slack*.

### 3. Análise de distância elétrica estrutural ( $Y_{\text{barra}}$ )

Para a análise estrutural utiliza-se a matriz admitância ( $Y_{\text{barra}}$ ). Como os dados das linhas e a estrutura do sistema não foram alteradas, a distância elétrica estrutural também não mudará. Assim, é representada também pela Tabela 4.6.

Percebe-se que, como no sistema exemplo, a Carga 5 está mais próxima do Gerador 1, a Carga 6 do Gerador 2, a Carga 7 do Gerador 3 e a Carga 8 do Gerador 4. Este resultado difere daquele da metodologia proposta, mostrando que não considera todos os aspectos relevantes para os estudos de estabilidade de tensão.

### Cenário 2

O Cenário 2 possui os dados das barras de acordo com a Tabela 4.11. Verifica-se que as únicas mudanças em relação ao sistema exemplo são as potências geradas pelas Barras 1, 2, 3 e 4 e a potência consumida pela Barra 6.

Tabela 4.11: Dados das Barras do Cenário 2

Nº da Barra	Tipo	Potência Consumida		Potência Gerada		Tensão	
		P	Q	P	Q	V	$\Theta$
1	PV ou V $\Theta$	0	0	0,6	0	1,05	0
2	PV ou V $\Theta$	0	0	0,6	0	1,05	0
3	PV ou V $\Theta$	0	0	2	0	1,05	0
4	PV ou V $\Theta$	0	0	0,7	0	1,05	0
5	PQ	0,9	0,6	0	0	1,0	0
6	PQ	1,4	0,619	0	0	1,0	0
7	PQ	1	0,7	0	0	1,0	0
8	PQ	1	0,54	0	0	1,0	0

O cálculo de índice de proximidade segue os passos da Etapa 1.

### 1. Cálculo de Sensibilidade de Potência Ativa

Usando a metodologia proposta, os resultados obtidos encontram-se nas Tabela 4.12, Tabela 4.13 e Tabela 4.14.

Tabela 4.12:  $Pmax_g^c$  das Barras de Carga

		Carga Analisada			
		Carga 5	Carga 6	Carga 7	Carga 8
Gerador Slack	Gerador 1	3,1527	2,2795	1,9672	1,7284
	Gerador 2	1,7183	4,6664	4,0265	2,7047
	Gerador 3	1,6188	2,8095	3,1089	2,0267
	Gerador 4	1,5402	2,8093	2,9877	3,5737

Tabela 4.13: Maiores Máximos Carregamentos

Maiores Máximos Carregamentos - $Pmax_{max}^c$	
$Pmax_{max}^5$	3,1527
$Pmax_{max}^6$	4,6664
$Pmax_{max}^7$	4,0265
$Pmax_{max}^8$	3,5737

Tabela 4.14: Índice de Proximidade

Índice de Proximidade				
	Carga 5	Carga 6	Carga 7	Carga 8
Gerador 1	100	48,8482	48,8563	48,3647
Gerador 2	54,5040	100	100	75,6853
Gerador 3	51,3480	60,2060	77,2107	56,7135
Gerador 4	48,8540	60,2036	74,2001	100

De acordo com o índice de proximidade, a Carga 5 está mais próxima do Gerador 1, a Carga 6 e a Carga 7 do Gerador 2 e a Carga 8 do Gerador 4. O Resultado é análogo ao do Cenário 1, porém, percebe-se que, diferentemente do Cenário 1, os Geradores 3 e 4 não estão tão próximos da Carga 7.

### 2. Análise de Perdas

As Figuras 4.15, 4.16, 4.17 e 4.18 mostram, respectivamente, os resultados da análise de perdas das Cargas 5, 6, 7 e 8.

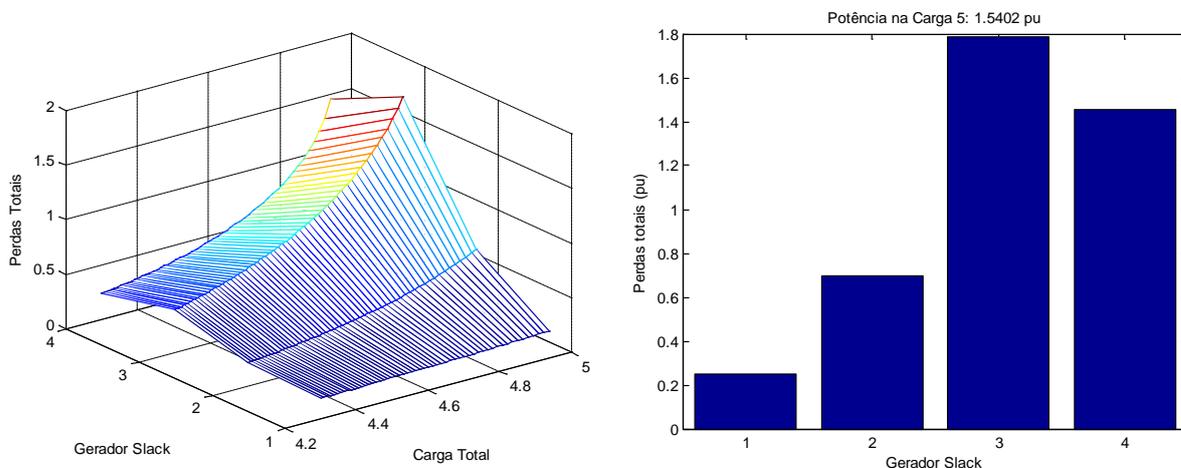


Figura 4.15: Análise de Perdas - Carga 5

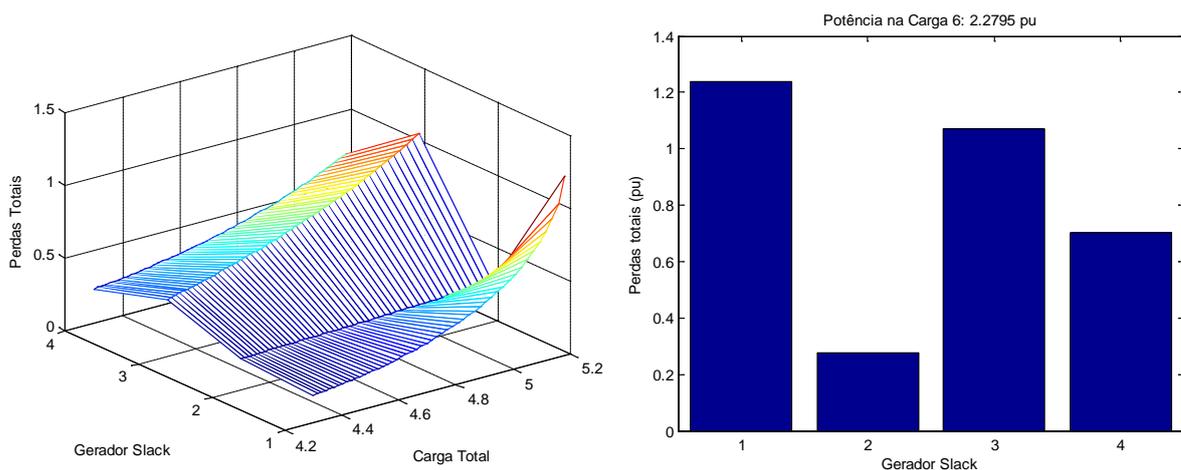


Figura 4.16: Análise de Perdas - Carga 6

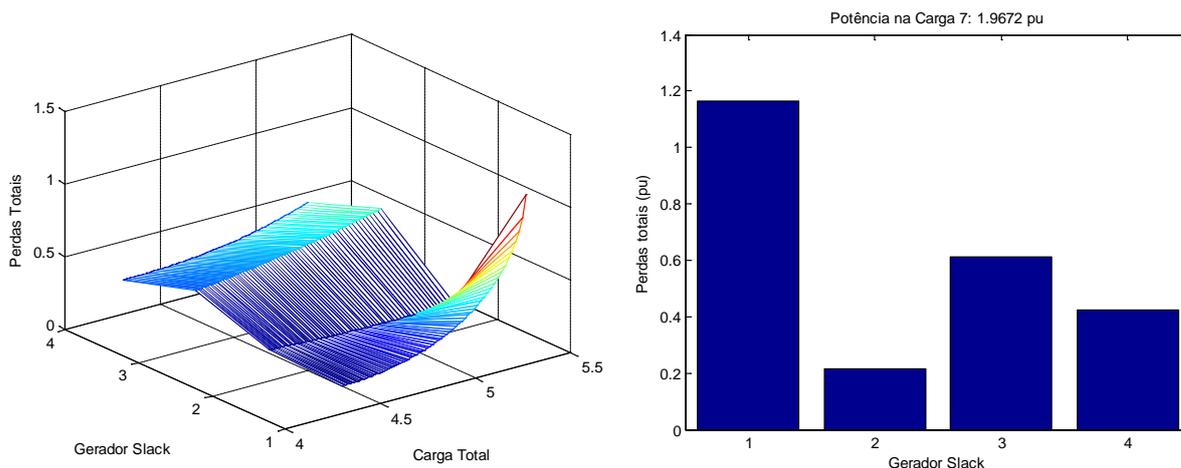


Figura 4.17: Análise de Perdas - Carga 7

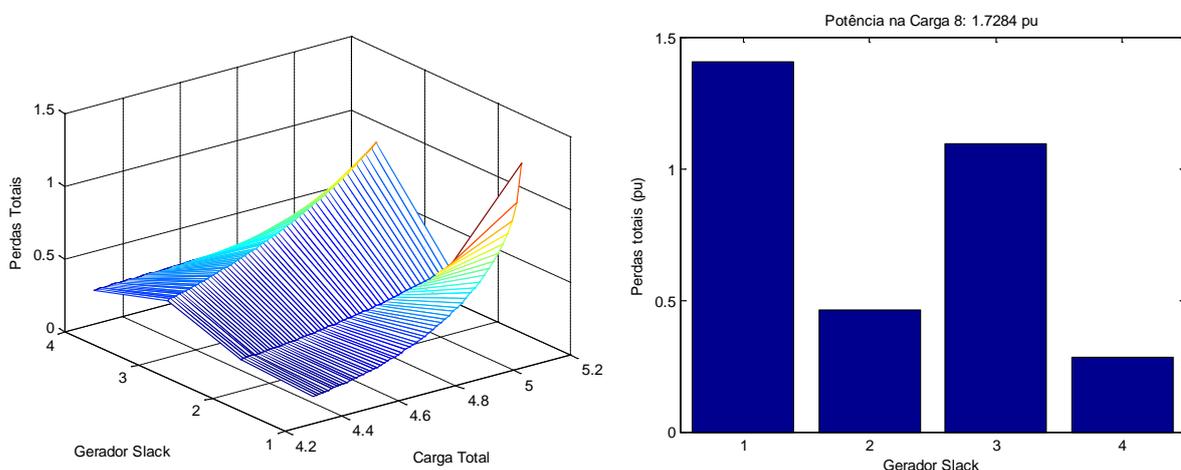


Figura 4.18: Análise de Perdas - Carga 8

Novamente, a análise das perdas confirma e sustenta o índice de proximidade, ou seja, cenários com geradores mais distantes têm perdas maiores que cenários com geradores mais próximos. O comportamento das perdas é mais íngreme em situações com geradores mais distantes sendo o *slack*.

### 3. Análise de distância elétrica estrutural ( $Y_{barra}$ )

A análise estrutural não se altera, pois a matriz admitância continua a mesma (não há mudança na estrutura da rede). Neste cenário, seus resultados diferem daqueles da metodologia proposta, mostrando, mais uma vez, que esta técnica não considera todos os aspectos relevantes para os estudos de estabilidade de tensão.

### 4.3.5 Contribuições da Metodologia – Etapa 1

A metodologia proposta pode trazer um grande auxílio às equipes de planejamento em informações e estudos de quanto o gerador está distante das barras de carga e sua influência nos máximos carregamentos das mesmas. Ao contrário das metodologias usadas para cálculo de distâncias que só utilizam as características da estrutura e topologia do sistema para estimar a distância elétrica, a metodologia aqui proposta leva em conta as particularidades das cargas e dos geradores a fim de estimar tal distância. Pelos cenários analisados percebe-se que a análise estrutural manteve-se inalterada, ou seja, mesmo mudando condições de cargas e de geração a distância elétrica continua a mesma; já a metodologia proposta consegue ter uma maior sensibilidade, ajudando o planejador a tomar decisões em relação ao despacho de geradores.

### 4.4 Etapa 2 – Despacho da Geração

Neste item é apresentada uma metodologia que busca facilitar a análise de diferentes alternativas, no sentido de decidir os cenários mais consistentes a serem simulados, incluindo o atendimento às normas do setor elétrico.

São feitos aumentos de carga e, por meio da metodologia da Curva PV e do Fluxo de Potência, calcula-se o ponto de máximo carregamento. O aumento de carga é calculado pela diferença entre a potência ativa com o aumento e a potência ativa anterior a este, conforme Equação (4.3). Nesta equação, tem-se:  $\Delta P_{c_j}$  – aumento total de potência ativa na barra de carga “j”;  $P_i$  – potência ativa anterior ao aumento;  $P_{(i+1)}$  – potência ativa com o aumento;  $n$  – número total de iterações até o ponto de máximo carregamento.

$$\Delta P_{c_j} = \sum_{i=1}^n (P_{(i+1)} - P_i) \quad (4.3)$$

A Equação (4.3) determina o aumento de potência ativa individualmente de cada barra de carga do sistema, porém o redespacho de geração é feito com relação ao total de geração necessária para suprir o aumento de carga. Assim, é calculado o

aumento total de potência ativa das barras de carga do sistema, utilizando a Equação (4.4). Nesta equação, tem-se  $\Delta P_{CS}$  – aumento total de potência ativa no sistema;  $\Delta P_{C_j}$  – aumento total de potência ativa na barra de carga “j”; m – número total de barras de carga do sistema.

$$\Delta P_{CS} = \sum_{j=1}^m \Delta P_{C_j} \quad (4.4)$$

A Equação (4.5) mostra como é feito o redespacho de geradores. Nesta equação tem-se:  $AG_i$  – índice de aumento na geração do gerador “i”;  $\Delta P_{CS}$  – aumento total de potência ativa no sistema;  $FPG_i$  – fator de participação do gerador “i”.

$$AG_i = \Delta P_{CS} * FPG_i \quad (4.5)$$

Dessa forma, cada gerador vai ter o seu fator de participação no aumento total de potência ativa do sistema, a partir da definição do planejador, com base nas investigações de distância elétrica obtida por meio da metodologia proposta.

### 4.4.1 Cenários de Despachos

Foram realizadas simulações considerando diferentes despachos de geração baseados nas informações obtidas pela metodologia de cálculo da distância elétrica.

Para as simulações foi considerado o sistema exemplo da Figura 4.1 sem modificações. Assim, os índices de proximidade encontrados são os mesmos da Tabela 4.5.

#### 4.4.1.1 Cenários de Despacho - Tipo 1

Os cenários do Tipo 1 são feitos considerando que somente o gerador *slack* supre todo o aumento de carga, sem fazer o despacho de geração dos demais geradores. O aumento de carga é feito somente na Carga 6. Para cálculo da MET, é considerada a Carga 6 operando de acordo com o caso base (potência ativa igual a 1,0 pu). Há quatro situações a serem analisadas, variando a barra considerada como *slack*.

### 1. Gerador 1 como *Slack*

A Figura 4.19 ilustra a Curva PV da Carga 6 para essa situação. O máximo carregamento encontrado é de 1,7984 pu. A MET é calculada como:

$$\text{MET} = 1,7984 - 1,0 = 0,7984 \text{ pu} \quad (4.6)$$

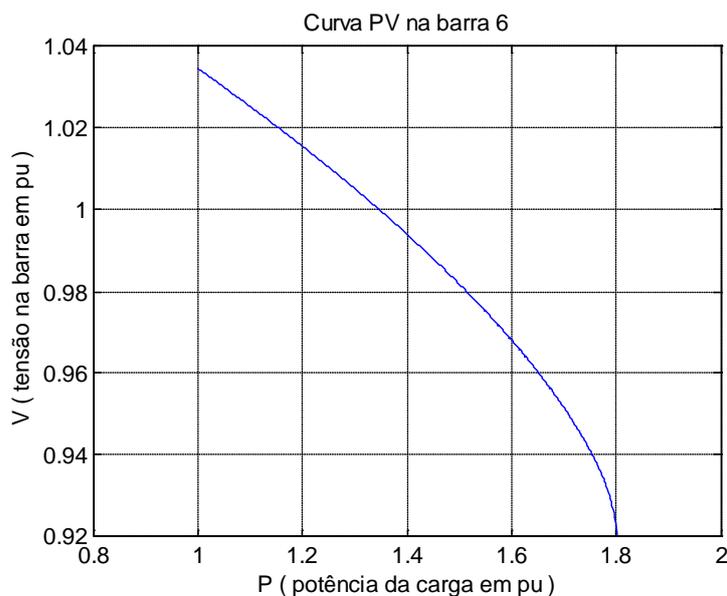


Figura 4.19: Curva PV - Carga 6 - Cenário Tipo 1, situação 1

### 2. Gerador 2 como *Slack*

A Figura 4.20 ilustra a Curva PV da Carga 6 para essa situação. O máximo carregamento encontrado é de 4,1071 pu. A MET é calculada como:

$$\text{MET} = 4,1071 - 1,0 = 3,1071 \text{ pu} \quad (4.7)$$

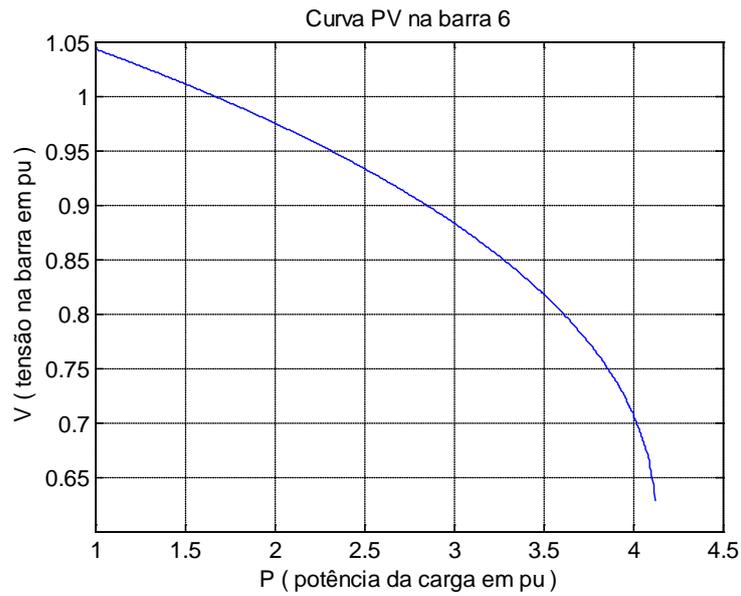


Figura 4.20: Curva PV - Carga 6 - Cenário Tipo 1, situação 2

### 3. Gerador 3 como *Slack*

A Figura 4.21 ilustra a Curva PV da Carga 6 para essa situação. O máximo carregamento encontrado é de 3,4004 pu. A MET é calculada como:

$$MET = 3,4004 - 1,0 = 2,4004 \text{ pu} \quad (4.8)$$

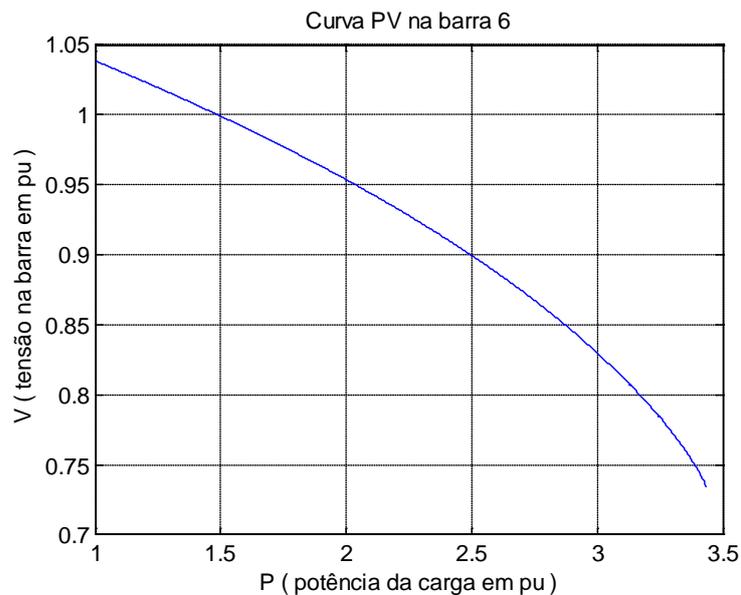


Figura 4.21: Curva PV - Carga 6 - Cenário Tipo 1, situação 3

### 4. Gerador 4 como *Slack*

A Figura 4.22 ilustra a Curva PV da Carga 6 para essa situação. O máximo carregamento encontrado é de 2,7315 pu. A MET é calculada como:

$$\text{MET} = 2,7315 - 1,0 = 1,7315 \text{ pu} \quad (4.9)$$

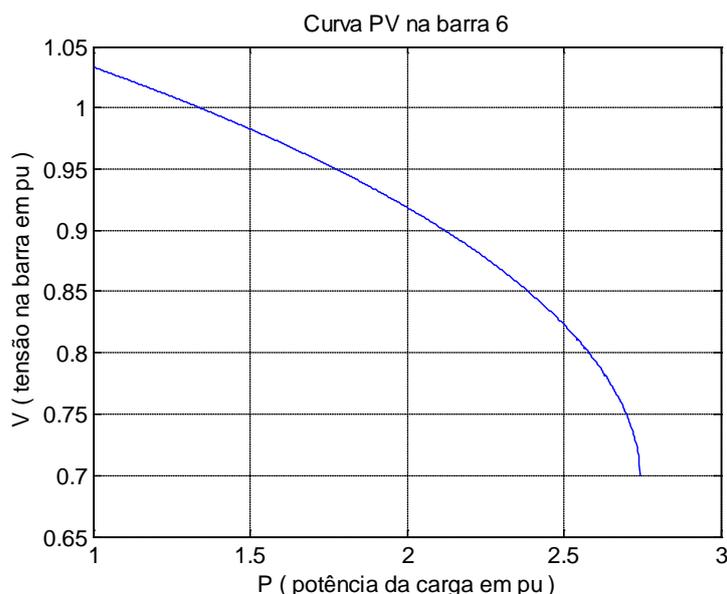


Figura 4.22: Curva PV - Carga 6 - Cenário Tipo 1, situação 4

### 5. Comparações entre as situações

Percebe-se que o máximo carregamento é alterado significativamente pela escolha do gerador que irá suprir o aumento das cargas e as perdas do sistema. A MET também é alterada. A melhor margem é a da situação com o Gerador 2 como *slack* e a pior situação, cerca de 74% menor, acontece na situação em que o Gerador 1 é o *slack*.

#### 4.4.1.2 Cenários de Despacho - Tipo 2

Novamente é feito o aumento somente na Carga 6. Para suprir o aumento de potência é considerado o despacho distribuído entre os geradores. A primeira situação considera o despacho entre os Geradores 1 e 4 (maiores distâncias à carga, conforme Tabela 4.5) e, na segunda situação, o despacho é feito entre os Geradores 2 e 3 (menores distâncias). Já na terceira situação, o despacho é feito entre todos os quatro

geradores do sistema. Para cálculo da MET, é considerada a Carga 6 operando de acordo com o caso base (potência ativa igual a 1,0 pu).

### 1. Despacho entre Geradores 1 e 4

A Figura 4.23 ilustra a Curva PV da Carga 6 para essa situação. O Gerador 4 foi considerado o gerador *slack* e o Gerador 1 teve fator de participação de 50% do aumento de carga. O máximo carregamento encontrado é de 3,09 pu. A MET é calculada como:

$$MET = 3,09 - 1,0 = 2,09 \text{ pu} \quad (4.10)$$

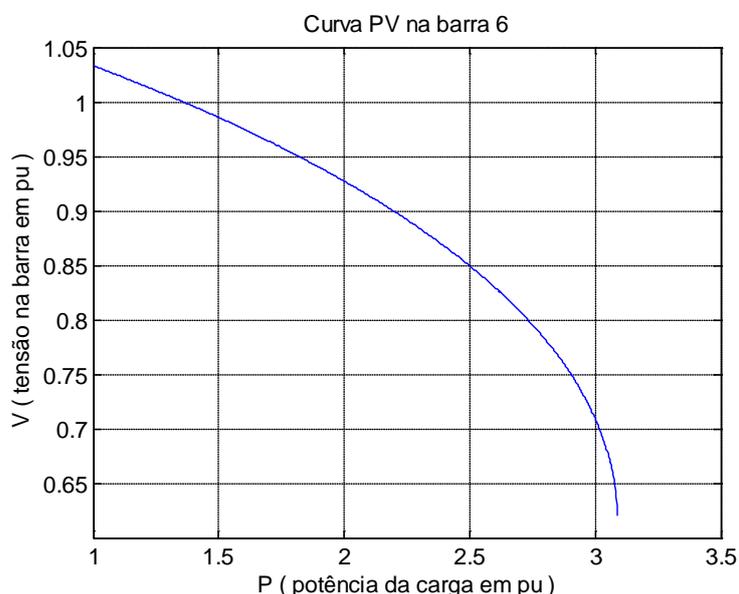


Figura 4.23: Curva PV - Carga 6 - Cenário Tipo 2, situação 1

### 2. Despacho entre Geradores 2 e 3

A Figura 4.24 ilustra a Curva PV da Carga 6 para essa situação. O Gerador 2 foi considerado o gerador *slack* e o Gerador 3 teve fator de participação de 50% do aumento de carga. O máximo carregamento encontrado é de 4,06 pu. A MET é calculada como:

$$MET = 4,06 - 1,0 = 3,06 \text{ pu} \quad (4.11)$$

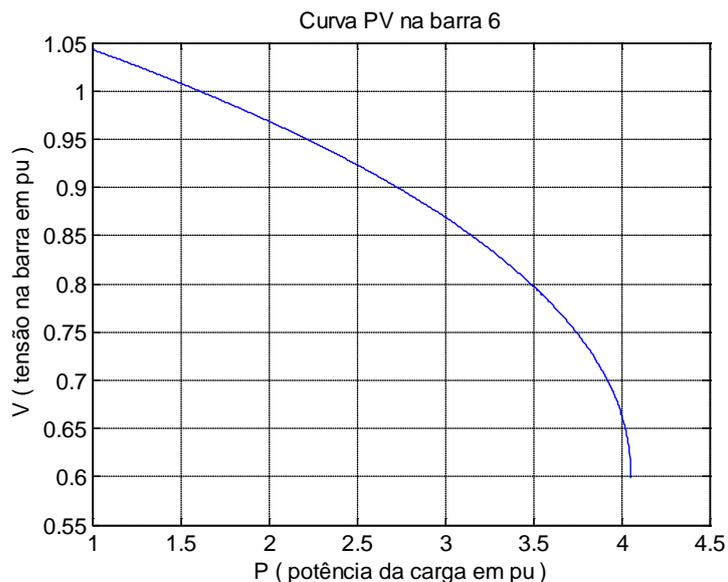


Figura 4.24: Curva PV - Carga 6 - Cenário Tipo 2, situação 2

### 3. Despacho entre todos os Geradores

A Figura 4.25 ilustra a Curva PV da Carga 6 para essa situação. O Gerador 2 foi considerado o gerador *slack* e os outros três geradores têm fator de participação de 25% do aumento de carga. O máximo carregamento encontrado é de 3,8583 pu. A MET é calculada como:

$$\text{MET} = 3,8583 - 1,0 = 2,8583 \text{ pu} \quad (4.12)$$

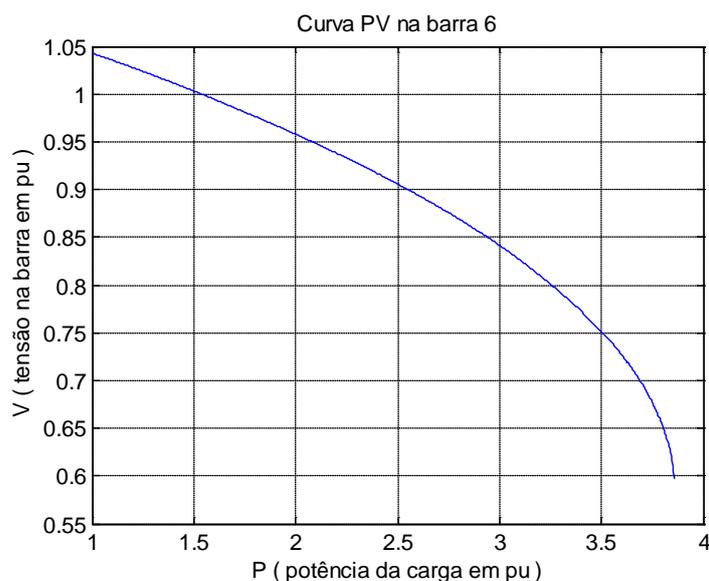


Figura 4.25: Curva PV - Carga 6 - Cenário Tipo 2, situação 3

### **4. Comparações entre situações**

Percebe-se que, na situação de despacho entre os geradores mais distantes, a MET é menor do que na situação de despacho entre os geradores mais próximos. O despacho entre todos os geradores apresenta uma situação intermediária, pois são utilizados os geradores mais próximos e os mais distantes.

### **4.5 Diretrizes Normativas para os Despachos de Geradores**

A definição dos geradores responsáveis pelo aumento de carga tem influência significativa no cálculo das Margens de Estabilidade de Tensão. Órgãos normativos apresentam diretrizes de como deve ser considerado o despacho de geração, apesar de serem um pouco vagas.

Por exemplo, pode ser citado a indicação do [ONS14]: “Durante o processo de incremento de carga em uma área estudada, o fator de potência deve ser mantido constante. Escolhe-se, então, o redespacho necessário, para fazer frente ao crescimento de carga, em grupos de geradores que provoquem carregamento no sistema de suprimento mais crítico”.

Outro documento que pode ser citado é o relatório [CCPE02]. A parte II desse relatório – Critérios e Procedimentos para Estudos Elétricos – descreve diretrizes e critérios básicos a serem adotados para a realização de diversos estudos elétricos de simulação da rede nos regimes permanente e transitório. O terceiro capítulo trata de estudos de Estabilidade de Tensão em regime permanente e sugere que: “Para uma análise inicial, a responsabilidade pelo aumento de geração deve ser distribuída com rateio proporcional à potência instalada por todos os geradores da área que contribuem de forma significativa para o esgotamento da transmissão da região em estudo”.

Como dito anteriormente, a escolha dos geradores que irão suprir o aumento de carga influencia muito o sistema e a responsabilidade de como escolher os redespachos de geradores fica para o planejador. Como citado nos relatórios, há alternativas de distribuir o aumento de geração igualmente entre todos os geradores

ou proporcionalmente às suas capacidades instaladas, ou apostar em um redespacho baseado na sensibilidade das equipes de planejamento.

O importante é determinar a área de geração responsável pelo redespacho, buscando incluir apenas geradores que influenciem as cargas que estão sendo analisadas.

### **4.6 Considerações Finais**

Este capítulo apresenta uma metodologia que permite estimar distâncias elétricas entre geradores e centros de carga, criando um índice que possibilita avaliar a influência da geração na carga.

Conforme mostram os resultados apresentados, o despacho de geradores tem impacto direto no máximo carregamento das barras do sistema, denotando a importância de se realizarem análises de sensibilidade das distâncias elétricas, visando à elaboração de planos mais consistentes.

Na prática, muitos estudos são realizados com o balanço carga-geração sendo feito apenas pela barra *slack*, sem proceder a uma investigação mais apurada sobre esta consideração. Caso esta barra esteja “longe” eletricamente dos centros de carga, o ponto de máximo carregamento poderá apresentar valores muito restritivos (cenário pessimista). Caso o gerador *slack* esteja “perto” da carga, valores elevados da potência crítica podem não garantir a segurança do SEP (cenário otimista). Os resultados das simulações reforçam estas conclusões. Os estudos realizados utilizando os Cenários de Despacho – Tipo 1 mostraram a influência da escolha do gerador *slack*. Já os resultados obtidos com os Cenários de Despacho – Tipo 2 mostraram como a escolha de quais geradores irão suprir a carga pode mudar significativamente a margem de estabilidade de tensão.

O redespacho que irá de fato ocorrer na operação em tempo real é praticamente impossível de ser previsto exatamente nos estudos de planejamento. A ideia da metodologia proposta é levar o planejador a compreender melhor o sistema elétrico que está sendo analisado, sob o ponto de vista do impacto da escolha dos

## **Capítulo 4 - Metodologia Proposta – Distância Elétrica e Despacho de Geração**

critérios de distribuição da geração nos valores das margens de estabilidade. Diante dos resultados das simulações de diferentes cenários, as equipes podem adotar aquele que se mostra o mais adequado, ponderando os critérios econômicos e de segurança.

Como a responsabilidade da definição do redespacho dos geradores, por parte dos planejadores, demanda o estudo bem elaborado sobre um assunto específico, nem sempre dominado perfeitamente pela equipe, surgiu a ideia de se propor uma ferramenta de auxílio para a tomada de decisões, tema do próximo capítulo.

# 5 Ferramenta Computacional – Protótipo

## 5.1 Considerações Iniciais

Visando ampliar o uso da metodologia apresentada na prática de empresas, este capítulo apresenta um protótipo de ferramenta amigável de apoio à equipe de planejamento.

Atualmente, um protótipo da ferramenta se encontra implementado no LRC/UFMG, denominado PlanEst (*Estabilidade de Tensão – Ferramenta de Apoio ao Planejamento*). Ele foi construído para a realização desta pesquisa de mestrado e inclui, não apenas a metodologia proposta nesta dissertação, como também aquela apresentada por [Condega13].

A ampliação deste protótipo, para uma versão projetada visando à prática do setor elétrico, poderia trazer ganhos significativos à área de planejamento. Os estudos relacionados à estabilidade de tensão poderiam ser mais facilmente integrados às demais ferramentas de análise nas etapas de Expansão e de Operação.

## 5.2 Apresentação da Ferramenta

A Figura 5.1 mostra a estrutura básica proposta para o aplicativo PlanEst. São identificados quatro módulos principais:

**PlanEst - IHM:** Corresponde à Interface Homem-Máquina, responsável pela troca de informação do aplicativo com o usuário. A IHM deve ser amigável e interativa com o planejador.

**PlanEst - Núcleo:** Responsável pela execução dos algoritmos relativos ao processo de decisão implementado na ferramenta.

**SEP:** Representa a integração dos algoritmos aos bancos de dados do sistema elétrico a ser analisado.

**Fluxo de Potência:** Representa a integração dos algoritmos ao programa para cálculo de fluxo de potência.

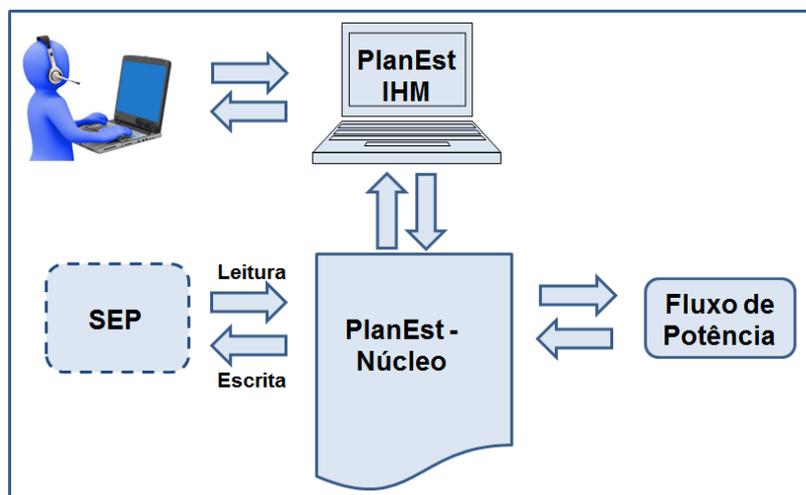


Figura 5.1: Estrutura básica do PlanEst

O processo de decisão do PlanEst é mostrado na Figura 5.2 e seus passos básicos são explicados a seguir.

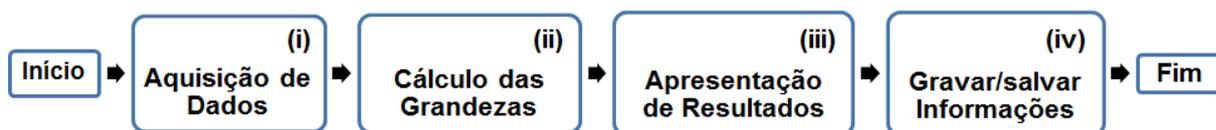


Figura 5.2: Processo do PlanEst

**Passo (i) – Aquisição de Dados** – São necessários dois grupos de dados para as avaliações de Estabilidade de Tensão no PlanEst:

- **Grupo 1** – Dados Fornecidos pelo Usuário ao PlanEst – Referem-se basicamente às informações que caracterizam o estudo a realizar. São elas:
  1. Fator de potência de referência e intervalo do fator de potência para análises de incertezas;

2. Variação do fator de potência de cada barra – incerteza;
  3. Barra de referência;
  4. Barras com aumento de carga e seus fatores de aumento;
  5. Geradores para o redespacho de potência ativa e seus fatores de participação;
  6. Fator de potência para cálculo do fluxo.
- **Grupo 2** – Dados de entrada do SEP – Compreendem os dados necessários para a execução do programa fluxo de potência. Incluem informações sobre o processo iterativo (tolerância, número máximo de iterações e faixa operativa de tensão) e os arquivos do SEP. Na versão atual, o aplicativo aceita arquivos extensão.txt no padrão IEEE ou arquivos extensão.xls.

**Passo (ii) - Cálculo das Grandezas de Interesse** - Dois grupos são identificados:

- **Grupo 1** - Grandezas referentes ao fluxo de potência:
  1. Fluxo de potência nas linhas;
  2. Potências nas barras;
  3. Tensão (módulo e ângulo) nas barras;
  4. Correntes (módulo e ângulo) das cargas;
  5. Correntes (módulo e ângulo) nas linhas;
  6. Perdas nas linhas;
  7. Matriz admitância ( $Y_{barra}$ ).
- **Grupo 2** - Grandezas referentes às análises de incertezas:
  1. Curva PV;

2. Ponto de máximo carregamento ( $P_{max}$ );
3. Influência do fator de potência no máximo carregamento;
4. Distância Elétrica entre cargas e geradores;
5. Margem de estabilidade de tensão;
6. Margem de segurança de tensão;
7. FAD – Fator de Aumento/Diminuição – referente à incerteza do fator de potência.

**Passo (iii) – Apresentação dos Resultados** – O PlanEst, na sua versão protótipo, permite a apresentação de diversos tipos de resultados, dependendo da escolha do usuário:

- Gráficos de curvas PV;
- Gráficos de análises do fator de potência;
- Gráficos de análises da distância elétrica;
- Tabelas de potências;
- Tabelas de correntes;
- Tabelas de tensões;
- Tabelas de distância elétrica.

Para uma evolução do protótipo desenvolvido, sugere-se que a apresentação dos resultados seja feita de várias formas diferentes como, por exemplo, por meio de telas e relatórios.

**Passo (iv) – Armazenamento dos Resultados** – O PlanEst, na sua versão protótipo, permite ao usuário salvar as simulações efetuadas, tais como arquivos relativos aos casos estudados, contendo todos os resultados apontados no Passo (iii).

A Figura 5.3 ilustra a tela inicial do PlanEst, na sua versão atual.

## Capítulo 5 - Ferramenta Computacional – Protótipo

The screenshot displays the PlanEst software interface, organized into four main functional areas:

- Dados do Fluxo de Potência:** Includes input fields for Tolerância (1e-3), Tensão mínima (0), Tensão máxima (2), Iterações (20), and Tipo de entrada (radio buttons for txt and xls). It features buttons for 'Arquivo de Dados' and 'Confirmar Dados'.
- Análise do Fator de Potência - FP:** Contains a 'Variação do fp' range (0.5 to 1.0), radio buttons for load selection ('Cargas paradas no fp original e somente a carga', 'Cargas paradas no fp = 0.9 e somente a carga', 'Todas as cargas variando'), a 'Regressão Linear' button, and a 'Mostrar Regressão' section with 'Equação de Pmax' and 'Calcular Pmax' buttons.
- Distância Elétrica:** Features a 'Calcular Distância Elétrica' button and a 'Selecionar a Barra de Carga' dropdown menu.
- Fluxo de Potência:** Includes 'Escolha da Slack' (Selecionar o Gerador), 'Barras com aumento de carga' (0), 'Fatores de aumento de carga (%)' (0), 'Geradores' (0), and 'Fatores de participação (%)' (0). It also has radio buttons for solving the flow ('Resolver o fluxo com fp original', 'Todas as cargas com fp ==> 0.9', 'Mudar fp da barra') and buttons for 'Confirmar Dados', 'Calcular Fluxo', 'Gerar Curva PV', and 'Gerar Arquivos de Saída'.

Figura 5.3: Tela Inicial do PlanEst

Nesta tela são identificadas quatro áreas que caracterizam conjuntos de simulações específicas, assim denominadas: Dados do Fluxo de Potência, Análise do Fator de Potência, Distância Elétrica e Fluxo de Potência.

### Área A – Dados do Fluxo de Potência:

Área da tela destinada à entrada dos dados do Grupo 2 do Passo(i), identificados no processo da ferramenta.

O ícone “Arquivo de Dados”, ao ser acionado, permite a escolha do arquivo de entrada do sistema. Para finalizar a entrada das informações, estes devem ser confirmados por meio do ícone “Confirmar Dados”.

### Área B – Análise do Fator de Potência - FP:

Os ícones da parte superior desta área, para as barras de carga do SEP, permitem a indicação do FP de referência e o seu intervalo para análises de incertezas. Podem ser selecionadas todas as barras de carga, um conjunto delas ou somente uma, por meio de ícones próprios. Ícones são disponibilizados para:

“Confirmar Dados”: acionado para confirmar os dados introduzidos pelo usuário.

“Regressão Linear”: acionado para dar início aos cálculos relacionados ao FP. Ao finalizarem-se os cálculos, aparece na tela a indicação de “concluído”.

A parte inferior desta área é dedicada à apresentação dos resultados da análise de fator de potência. Pode-se escolher a barra de carga a ser analisada e, para ela, obter vários resultados.

O ícone “Mostrar Regressão”, ao ser acionado, apresenta o gráfico da regressão linear calculada e a equação da reta obtida. Para um determinado FP escolhido, o ícone “Calcular Pmax” mostra os valores de potência máxima calculados por meio da regressão linear e, também, por meio do fluxo de potência. Para um determinado FP escolhido, ao se acionar o ícone “Calcular FAD”, é apresentado o FAD com relação ao FP de referência.

### **Área C – Distância Elétrica:**

A área superior direita da tela é destinada ao cálculo desta grandeza. O ícone “Calcular Distância Elétrica”, ao ser acionado, apresenta uma tabela contendo o índice de proximidade entre cargas e geradores. O ícone “Análise de Perdas” apresenta gráficos referentes ao comportamento das perdas.

### **Área D – Fluxo de Potência:**

Por meio dos ícones presentes nesta área da IHM, é feita a escolha da barra *slack*, a seleção das barras de carga que sofrerão aumento e seus respectivos fatores de aumento, a indicação dos geradores que participarão do redespacho e seus fatores de participação. A tela permite, também, a alteração do FP das barras de carga. Ícones são disponibilizados para:

“Confirmar Dados”: acionado para confirmar os dados introduzidos pelo usuário.

“Calcular Fluxo”: acionado para dar início à simulação do fluxo de potência.

“Gerar arquivos de saída”: quando acionado, gera e salva arquivo contendo informações relativas ao Grupo 1 do Passo (ii) identificadas no processo da ferramenta.

Para a barra selecionada, ao ser acionado o ícone “Gerar Curva PV”, é mostrada a curva PV desta barra.

### 5.3 Considerações Finais

A proposta de desenvolvimento de uma ferramenta de apoio aos planejadores apresentada neste capítulo é motivada pelos significativos benefícios que um aplicativo desta natureza poderá trazer para a engenharia de potência, em termos acadêmicos e práticos.

As facilidades por ele introduzidas permitem maior intimidade e sensibilidade com relação ao SEP, favorecendo que alternativas de Expansão e de Operação sejam propostas e analisadas de uma forma mais ágil e exata.

As incertezas inerentes aos estudos de planejamento causam impacto no valor das margens. Isso é um fato para os planejadores, Entretanto, sem uma ferramenta de apoio, fica extremamente difícil mensurar tal impacto. Por exemplo, pode-se citar o fator de potência. Qual o impacto de se escolher o valor 0,90 ou 0,92 nas análises?

Atualmente, a ferramenta disponível no LRC/UFMG, denominada PlanEst-Protótipo, tem potencial para servir de base a uma implementação projetada para aplicações práticas no setor elétrico.

## 6 Conclusão

A metodologia proposta nesta dissertação tem como principal objetivo contribuir para as áreas de planejamento dos sistemas elétricos, no que diz respeito às análises de estabilidade de tensão.

Dentre os aspectos inovadores da metodologia, destacam-se os procedimentos que permitem a determinação da distância elétrica entre barras de geração e carga e, com base nestes, as propostas de cenários de estudos de despacho.

Durante a pesquisa, dois indicadores foram definidos: índice de proximidade e fator de participação. O equacionamento do índice de proximidade se baseia nas potências ativas relativas ao ponto de MTP. O fator de participação dos geradores é identificado a partir do índice de proximidade, considerando, assim, as distâncias entre geradores e cargas.

Os resultados da aplicação da metodologia mostram-se bastante positivos, representando de forma consistente o impacto dos cenários de despacho na margem de estabilidade de tensão.

Como proposta de trabalhos futuros, pode-se citar a continuidade da pesquisa no sentido de investigar a aplicação da metodologia em outros estudos além daqueles voltados para a estabilidade de tensão.

Adicionalmente, propõe-se a implementação de uma ferramenta em nível profissional a ser utilizada em aplicações práticas no setor elétrico. Esta ferramenta poderia utilizar como ponto de partida o protótipo denominado PlanEst desenvolvido durante a elaboração desta dissertação.

Espera-se que este trabalho de mestrado possa trazer avanços para a engenharia de sistemas de energia elétrica.

# Referências Bibliográficas

- [Abed98] ABED, A. et al. Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology. Western Systems Coordinating Council, 1998.
- [Ajarapu06] AJJARAPU, V. Computational Techniques for Voltage Stability Assessment and Control. Ames, Iowa, USA: Editora Springer, 2006.
- [CCPE02] CCPE - Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos. "Critérios e Procedimentos para Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão.", 2002.
- [Cemig10] CEMIG, LRC, CONCERT, Desenvolvimento de Protótipo de Sistema de Medição Fasorial Sincronizada, Projeto P&D GT 354 – CEMIG ANEEL, 2010.
- [Condega13] CONDEGA, S. Y. C. Metodologia para Determinação da Margem de Estabilidade de Tensão sob a Perspectiva da Expansão e da Operação de Sistemas de Potência. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica (LRC/PPGE), UFMG: Dissertação de Mestrado, 2013.
- [Cortez01] CORTEZ, A. N. Proposta de Critérios e Procedimentos para Avaliação da Estabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica (LRC/PPGE), UFMG: Dissertação de Mestrado, 2001.
- [Cutsem98] CUTSEM, T. V. Voltage Stability of electric Power Systems. New York: Editora Springer, 1998.
- [Fang08] FANG, L.; LIN, H.; J., C. Probing into a Method for Power Network Partitioning Based on Clustering Analysis. Fujian Electric Power and Electrical Engineering: 2008. 13-15 p.
- [Guo05] GUO, Q. et al. Power Network Partitioning Based on Clustering Analysis in Mvar Control Space. Automation of Electric Power Systems: 2005. 36-40 p.
- [IEEE90] IEEE Working Group on Voltage Stability, Voltage Stability of Power Systems Concepts, Analytical Tools, and Industry Experience, IEEE Special Publication 90TH0358-2-PWR, Piscataway, New Jersey, 1990.

## Referências Bibliográficas

---

- [IEEE/CIGRE04] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. Definition and Classification of Power System Stability. IEEE Transactions on Power Systems, 2004.
- [Kai12] KAI, H.; SHAN, G.; QUAN, G. Research on Partition for Automatic Voltage/Var Control Based on Electrical distance to Generator. Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), 2012 IEEE: 2012.
- [Kundur94] KUNDUR, P. Power System Stability and Control. 1ª. ed. India: Editora McGraw-Hill, 1994.
- [Leal13] LEAL, O. E. S. Metodologia para Cálculo de Equivalente de Rede para Monitoração da Estabilidade de Tensão dos Sistemas Elétricos de Potência em Tempo Real. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica (LRC/PPGE), UFMG: Dissertação de Mestrado, 2013.
- [Leme07] LEME, R. C. et al. An Approach to Re-dispatch Generators Based on the Modified Power Flow Jacobian Matrix. Power Tech IEEE Lausanne: 2007.
- [Liu11] LIU, H.; BAO, H.; LIU, L. A New Method about Calculating Electrical Distance. Power Engineering and Automation Conference (PEAM), 2011 IEEE: 2011. 382-385 p.
- [Lobato98] LOBATO, M. V. D. C. Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica: Estudo do Fenômeno e de Métodos para Análise Estática. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica (LRC/PPGE), UFMG: Dissertação de Mestrado, 1998.
- [Mariano08] MARIANO JÚNIOR, L. Procedimento para Avaliação do Impacto da Compensação Reativa Shunt Capacitiva na Estabilidade de Tensão. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica (LRC/PPGE), UFMG: Dissertação de Mestrado, 2008.
- [Menezes07] MENEZES, T. V. Estratégia para Análise de Afundamento de Tensão no Planejamento do Sistema Elétrico. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica (LRC/PPGE), UFMG: Dissertação de Mestrado, 2007.
- [Moreira01] MOREIRA, F. S. Um Modelo de Pré-despacho com Margem de Estabilidade de Tensão. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - UNICAMP: Dissertação de Mestrado, 2001.
- [ONS14] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Brasil. Procedimentos de Rede, submódulo 23.3, 2014.

## Referências Bibliográficas

---

- [Pikulski08] PIKULSKI, M. Controlled Sources of Reactive Power Used for Improving Voltage Stability. Institute of Energy Technology Electrical Power Systems and High Voltage Engineering: Aalborg University, 2008.
- [Ribeiro11] RIBEIRO, G. L. S. O Uso de Equivalentes de Redes Na Análise da Estabilidade de Tensão dos Sistemas Elétricos de Potência. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica (LRC/PPGE), UFMG: Dissertação de Mestrado, 2011.
- [Ruan08] RUAN, X.; J., W. Reactive power plan based on grid zones and integrate sensitivity. Yunnan Electric Power: 2008.
- [Sanchez13] SANCHEZ, E. C. et al. Multi-Attribute Partitioning of Power Networks Based on Electrical Distance. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS: 2013. 4979-4987 p.
- [Silva01] SILVA, L. C. P. D. Uma Expansão dos Métodos de Curvas-PV e de Análise Modal Estática para o Estudo da Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica - UNICAMP: Tese de Doutorado, 2001.
- [Silva10] SILVA, R. G. F. D. Aplicação dos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada na Avaliação da Estabilidade de Tensão. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica (LRC/PPGE), UFMG: Dissertação de Mestrado, 2010.
- [Taylor94] TAYLOR, C. W. Power System Voltage Stability. New York: McGraw-Hill Ryerson, 1994.
- [Wan00] WAN, H.; MCCALLEY, J. D.; VITTAL, V. Risk Based Voltage Security Assessment. IEEE Transactions on Power Systems: 2000.
- [Wang00] WANG, R.; LASSETER, H. "Re-Dispatching Generation to Increase Power System Security Margin and Support Low Voltage Bus. IEEE Transactions on Power Systems: 2000.
- [Wang12] WANG, Y. et al. Study on structural vulnerabilities of power grids based on the electrical distance. Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), 2012 IEEE: 2012.
- [Warlanda02] WARLANDA, L. A Voltage Instability Predictor Using Local Area Measurements. The Norwegian University of Science and Technology, PhD Thesis: 2002.

## Referências Bibliográficas

---

- [Wu03] WU, Y.; G., C. Study on Reactive Power and Voltage. Master's thesis in Chongqing University: 2003.
- [Yang09] YANG, X.; LI, L.; LI, Y. A method of restrict short-circuit current of 500kv in Guangdong. Automation of Electric Power Systems: 2009. 104-107 p.
- [Zhao10] ZHAO, J.; LIU, F.; Y., D. Network Partitioning for Reactive Power/Voltage Control Based on a Mapping Division Algorithm. Automation of Electric Power Systems: 2010. 36-39 p.