

**UTILIZAÇÃO DOS COEFICIENTES DE
SENSIBILIDADE DAS PERDAS (*ITL*) NA
DETERMINAÇÃO DAS MELHORES BARRAS PARA
LOCALIZAÇÃO DE UMA UNIDADE DE GERAÇÃO
DISTRIBUIDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
RADIAIS**

EDISON CARLOS DOS SANTOS

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**UTILIZAÇÃO DOS COEFICIENTES DE SENSIBILIDADE
DAS PERDAS (*ITL*) NA DETERMINAÇÃO DAS MELHORES
BARRAS PARA LOCALIZAÇÃO DE UMA UNIDADE DE
GERAÇÃO DISTRIBUIDA EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO RADIAIS**

EDISON CARLOS DOS SANTOS

ORIENTADOR: MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM – 402/09

BRASÍLIA/DF: OUTUBRO – 2009

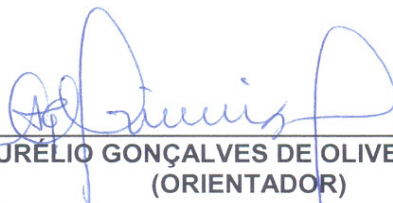
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

UTILIZAÇÃO DOS COEFICIENTES DE SENSIBILIDADE DAS
PERDAS (ITL) NA DETERMINAÇÃO DAS MELHORES BARRAS
PARA LOCALIZAÇÃO DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS

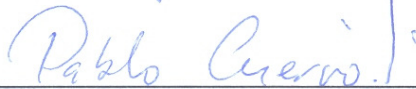
EDISON CARLOS DOS SANTOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE
BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU
DE MESTRE.

APROVADA POR:



MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA, Dr., ENE/UNB
(ORIENTADOR)



PABLO EDUARDO CUERVO FRANCO, Dr., ENE/UNB
(EXAMINADOR INTERNO)



JOÃO ODILON FREITAS E SILVA, Dr., ONS
(EXAMINADOR EXTERNO)

BRASÍLIA, 15 DE OUTUBRO DE 2009.

FICHA CATALOGRÁFICA

SANTOS, EDISON CARLOS DOS

Utilização dos Coeficientes de Sensibilidade das Perdas (*ITL*) na Determinação das Melhores Barras para Localização de Unidades de Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição Radiais [Distrito Federal] 2009.

xiii, 88p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica, 2009).

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Geração Distribuída

2. *ITL*

3. Sistemas de Distribuição Radiais

4. Redução de Perdas

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

SANTOS, E.S. (2009). Utilização dos Coeficientes de Sensibilidade das Perdas (*ITL*) na Determinação das Melhores Barras para Localização de Unidades de Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição Radiais. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação 402/09 Outubro/09, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 88 p.

CESSÃO DE DIREITOS

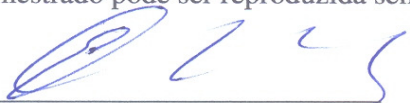
AUTOR: Edison Carlos dos Santos.

TÍTULO: Localização e Dimensionamento de Unidades de Geração Distribuída em Redes de Distribuição Radiais.

GRAU: Mestre

ANO: 2009

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.



Edison Carlos dos Santos

Universidade de Brasília – FT – Departamento de Engenharia Elétrica
70.910-900 – Cx. Postal 04591 - Brasília – DF – Brasil.

AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar a Deus e em seguida aos meus pais, João e Rosa, que sempre, com muito sacrifício, lutaram para proporcionar estudo e um lar repleto de amor e carinho.

Ao Professor Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, pela sua orientação segura e serena, acreditando sempre em mim e no meu trabalho e graças também ao seu incentivo e visão técnica foi possível vencer vários obstáculos e concluir esta dissertação.

A minha amada esposa Elenise, pela compreensão e apoio nos momentos mais difíceis e a minha querida filha Tatiana, pelas vezes que estive ausente para me dedicar ao estudo.

Aos meus filhos, irmãos e amigos que sempre entenderam a minha falta de tempo.

Aos colegas do laboratório com os quais tive uma convivência acadêmica de respeito, companheirismo e amizade: Juan, Wladimir, Filomeno, George, Robson e em especial a Larissa, que me ajudou muito com os seus “palpites” sempre certos. A todos serei sempre grato.

Dedicado aos meus filhos
Rafael, Guilherme e Tatiana, para que
acreditem sempre que nunca é tarde para
recomeçar.

RESUMO

UTILIZAÇÃO DOS COEFICIENTES DE SENSIBILIDADE DAS PERDAS (*ITL*) NA DETERMINAÇÃO DAS MELHORES BARRAS PARA LOCALIZAÇÃO DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS.

Autor: Edison Carlos dos Santos.

Orientador: Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira.

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasília, Outubro (2009).

O presente trabalho apresenta um método simples e rápido para identificar a melhor localização de unidades de geração distribuída em sistemas de distribuição radiais, visando minimizar as perdas técnicas.

O método proposto realiza um estudo de sensibilidade das barras que compõe o sistema de distribuição, de forma a avaliar o comportamento das perdas ativas totais da rede. Para isso, utiliza-se o *ITL* (*Incremental Transmission Losses*), que indica a sensibilidade da mudança das perdas ativas totais em função da variação incremental da potência ativa injetada em cada uma das barras do sistema analisado. Os coeficientes formados por esta relação indicam as barras mais susceptíveis a receber uma unidade de GD.

Para solução do fluxo de carga pelo método de Newton-Raphson e determinação dos coeficientes de sensibilidade das perdas, conhecidos como *ITL*, se utiliza de programação em MATLAB[®] e do pacote MATPOWER[®] como ferramentas computacionais.

Os resultados obtidos das simulações nos sistemas radiais de 5, 33 e 69 barras, clássicos da literatura, comparados com os originados da aplicação do método de varredura de todas as barras, mostram que com apenas uma simulação obtém-se a classificação, dentre as barras candidatas, daquelas que apresentam os menores valores de perdas totais do sistema. Assim, com este método proposto, tem-se, tanto uma redução significativa do tempo de processamento, quanto um aumento das alternativas de localização da GD para o estudo de viabilidade do empreendimento.

ABSTRACT

THE USE OF LOSS SENSIBILITY COEFFICIENTS (*ITL*) TO DETERMINE THE BEST BUSES TO LOCATE GENERATION UNITS DISTRIBUTED IN RADIAL DISTRIBUTION SYSTEMS.

Author: Edison Carlos dos Santos.

Academic Advisor: Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira.

Graduate Program in Electrical Engineering

Brasília, October (2009).

This study presents a simple and rapid method to identify the best location of generation units distributed in radial distribution systems, with the aim to minimize technical losses.

The proposed method carried out a study of the sensitivity of the buses comprising the distribution system, to evaluate the behavior of the total losses of the network. This involved the use of the *ITL* (*Incremental Transmission Losses*) index, that indicates the sensitivity of changes in total active losses to incremental variations in active power injected in each one of the buses of the analysed system. The coefficients produced by this ratio indicate the buses that are most susceptible to receiving a unit of GD.

To determine the power flow with the Newton-Raphson method, and to determine the loss sensitivity coefficients, known as *ITL*, MATLAB[®] and MATPOWER[®] were used as computational tools.

The results obtained from simulations in 5, 33 and 69 bus radial systems, classic in the literature, compared with those produced by the all-bar scanning method, show that with a single simulation, a ranking is obtained of the potential buses presenting the lowest total loss values for the system. Thus, the method proposed not only significantly reduces processing time, but also increases the GD location alternatives in feasibility studies.

SUMÁRIO

1 - INTRODUÇÃO	1
1.1 - CONDIÇÕES INICIAIS.....	1
1.2 - OBJETIVOS DO TRABALHO	2
1.3 - JUSTIFICATIVA	3
1.3 - CONTRIBUIÇÃO	4
1.3 - ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	4
2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	5
2.1 - HISTÓRICO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	6
2.2 - GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	9
2.2.1 - GD - definição	15
2.2.2 - GD - tecnologias.....	17
2.2.2.1-Combustíveis fósseis	17
2.2.2.2-Microturbinas	18
2.2.2.3-Célula a combustível	19
2.2.2.4-Sistema fotovoltaica	19
2.2.2.5-Sistema eólico.....	20
2.2.2.6-Pequenas centrais hidrelétricas.....	20
2.2.2.7-Biomassa	20
2.2.3 - GD - evolução.....	21
2.2.3.1-Abertura do mercado de energia	21
2.2.3.2-Preocupações com meio ambiente	22
2.2.4 - GD - aspectos atuais	22
3 - MATERIAL E MÉTODOS.....	26
3.1 - <i>ITL</i> - INCREMENTAL TRANSMISSION LOSSES.....	26
3.2 - A ANÁLISE DA SENSIBILIDADE	33
3.2.1 - Variáveis não-Controláveis ou de Perturbação.....	34
3.2.2 - Variáveis de Controle.....	34
3.2.3 - Variáveis de Estado	34
3.3 - ABERTURA ANGULAR EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS. 38	

3.4 - PROCEDIMENTO COMPUTACIONAL	42
3.4.1 - Sistema 05 barras	42
3.4.2 - Sistema IEEE 33 barras	43
3.4.3 - Sistema IEEE 69 barras	43
3.4.4 - Procedimento Adotado	44
4 - RESULTADOS E DISCUSSÃO	46
4.1 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL DE 05 BARRAS	46
4.2 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL IEEE 33 BARRAS	48
4.3 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL IEEE 69 BARRAS	53
5 - CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES	58
5.1 - CONCLUSÕES GERAIS	58
5.2 - RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	59
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	60
APÊNDICES	65
A - PROGRAMAÇÃO PARA CÁLCULO DOS COEFICIENTES <i>ITL</i>	66
B - DADOS DE ENTRADA DOS SISTEMAS SIMULADOS	67
B.1 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL DE 05 BARRAS	68
B.2 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL IEEE 33 BARRAS	70
B.3 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL IEEE 69 BARRAS	73
C - SOLUÇÃO DOS FLUXOS DE CARGA E COEFICIENTES <i>ITL</i>	77
C.1 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL DE 05 BARRAS	77
C.2 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL IEEE 33 BARRAS	79
C.3 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL IEEE 69 BARRAS	83

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Consumo de energia elétrica no Brasil (TWh).....	10
Tabela 2.2 - Histórico do PROINFA.	12
Tabela 2.3 - Custo aproximado das GD em US\$/kilowatt	23
Tabela 4.1 - Sistema 05 barras - classificação das barras.....	48
Tabela 4.2 - Sistema IEEE 33 - classificação das barras.....	51
Tabela 4.3 - Sistema IEEE 69 - classificação das barras.....	56
Tabela B.1 - Sistema 05 barras - Dados de entrada - $S_b=1\text{MVA}$ e $V_b=1\text{kV}$	68
Tabela B.2 - Sistema 05 barras - Dados do carregamento.....	68

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Vista do sistema de iluminação de Nova York em 1881	6
Figura 2.2 - Estrutura da oferta interna de energia elétrica segundo a natureza da fonte ...	11
Figura 2.3 - Previsões da matriz de fornecimento de energia elétrica.....	14
Figura 3.1 - Modelo equivalente π de uma linha de transmissão.	26
Figura 3.2 - Curva das perdas em função da injeção de potência ativa na barra M	31
Figura 3.3 - Curva das perdas em função da injeção de potência ativa na barra K.....	32
Figura 3.4 - Queda de tensão no ramo $R+jX$	39
Figura 3.5 - Diagrama fasorial para um sistema de distribuição radial.	40
Figura 3.6 - Diagrama fasorial para uma linha de transmissão.	41
Figura 3.7 - Fluxograma para localização de unidade de geração distribuída	45
Figura 4.1 - Valor do coeficiente <i>ITL</i> para cada barra de carga.	47
Figura 4.2 - Comportamento das perdas totais de potência ativa por barra.	47
Figura 4.3 - Sistema IEEE 33 barras - valores dos <i>ITL</i> originais.	48
Figura 4.4 - Comportamento do <i>ITL</i> com a abertura angular das tensões nodais	48
Figura 4.5 - Sistema IEEE 33 barras - valores dos <i>ITL</i> corrigidos. e abertura angular	50
Figura 4.6 - Comportamento das perdas totais nas barras 6 e 18.....	52
Figura 4.7 - Perdas reduzidas das barras 6 e 18.....	52
Figura 4.8 - Sistema IEEE 69 barras - valores dos <i>ITL</i> originais	54
Figura 4.9 - Comportamento do <i>ITL</i> com a abertura angular das tensões nodais.	54
Figura 4.10 - Sistema IEEE 69 barras - valores dos <i>ITL</i> corrigidos.....	56
Figura B.1 - Topologia do sistema 05 barras.....	68
Figura B.2 - Topologia do sistema IEEE 33 barras.....	70
Figura B.3 - Topologia do sistema IEEE 69 barras.....	73

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURA E ABREVIACÕES

AG	- Algoritmo Genético
CHP	- <i>Combined Heat and Power</i>
CIGRE	- <i>International Concil on Large Electricity Systems</i>
GD	- Geração Distribuída
GWh	- Giga Watts hora
IEA	- <i>International Energy Agency</i>
IEEE	- <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INEE	- Instituto Nacional de Eficiência Energética
ITL	- <i>Incremental Transmission Losses</i> -coeficiente de sensibilidade das perdas
ITL_K	- Coeficiente de sensibilidade das perdas referente à barra K
MME	- Ministério de Minas e Energia
PCH	- Pequena Central Hidrelétrica
PIB	- Produto Interno Bruto
PROINFA	- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SIN	- Sistema Interligado Nacional
TWh	- Tera Watt hora
WEA	- <i>World Energy Assessment</i>
WWI	- <i>Worldwatch Institute</i>
b_{KM}	- Susceptância série do ramo K-M
b_{KM}^{SH}	- Susceptância shunt
e	- Vetor unitário linha de dimensão (1xnb)
\bar{E}_K	- Fasor da tensão na barra K
\bar{E}_K^*	- Conjugado do fasor da tensão na barra K
\bar{E}_M	- Fasor da tensão na barra M
g_{KM}	- Condutância série do ramo K-M
G_K	- Geração na barra K
G_M	- Geração na barra M
$[H]_s$	- Sub-matriz H com a coluna relativa à barra de referência (s) eliminada, cuja dimensão é nbx(nb-1)
$[H]_{ss}^{-1}$	- Inverso da sub-matriz H, eliminando-se a linha e a coluna relativas à

	barra de referência (s), a dimensão da matriz é (nb-1)x (nb-1)
\bar{I}_{KM}	- Fasor da corrente injetada no lado da barra K da linha
j	- Operador rotacional ($1 \angle 120^\circ$)
kW	- kilo Watts
Mvar	- Mega volt amper reativo
MW	- Mega Watts
nb	- Número de barras do sistema
θ_K	- Ângulo da tensão nodal da barra K
θ_{KM}	- Diferença entre os ângulos das tensões nodais da barra K e M
θ_M	- Ângulo da tensão nodal da barra M
P_D	- Potência total demandada nas barras
P_{DK}	- Potência ativa demandada da barra K
P_{DM}	- Potência ativa demandada da barra M
P_G	- Potência total gerada nas barras
P_{GK}	- Potência ativa gerada na barra K
P_{GM}	- Potência ativa gerada na barra M
P_{KM}	- Fluxo de potência ativa da barra K para a M
P_L	- Perdas totais de potência ativa do sistema
P_{MK}	- Fluxo de potência ativa da barra M para a K
Q_{KM}	- Fluxo de potência reativa da barra K para a M
Q_{MK}	- Fluxo de potência reativa da barra M para a K
R_{KM}	- Resistência série do ramo K-M
s	- Barra de referência
\bar{S}_{KM}^*	- Conjugado do fasor do fluxo de potência complexa da barra K para a M
$ V_K $	- Módulo da tensão nodal na barra K
$ V_M $	- Módulo da tensão nodal na barra M
X_{KM}	- Reatância série do ramo K-M
Y_{BUS}	- Matriz de admitância nodal do sistema
Y_{KM}	- Admitância série do ramo K-M
Z_{BUS}	- Matriz de impedância nodal do sistema
Z_{KM}	- Impedância série do ramo K-M

1 - INTRODUÇÃO

Neste capítulo é apresentado um breve comentário sobre a geração no Brasil, a inovação tecnológica e as questões ambientais, além dos aspectos relacionados com a geração distribuída (GD), sua evolução e desafios. Em seguida são apresentados os objetivos e organização deste trabalho

1.1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A geração predominante no setor elétrico brasileiro é a centralizada, que representa grandes usinas interconectadas por linhas de transmissão e despacho centralizado. Em contrapartida, a geração distribuída (GD) se caracteriza pela geração de pequeno porte, localizada próximo ao centro de carga da rede de distribuição de energia elétrica.

O interesse pela pesquisa em geração distribuída vem crescendo à medida que a sua expansão no panorama energético mundial vem se tornando cada vez mais evidente. No Brasil a geração distribuída foi impulsionada pelo racionamento de energia ocorrido em 2001 que expôs a fragilidade do sistema de geração existente, abrindo espaço para que a discussão sobre geração descentralizada de energia ganhasse força, o que possibilitou a identificação das principais oportunidades e das barreiras para sua implantação.

Os impactos ambientais negativos derivados da produção e do uso da energia elétrica representam uma ameaça para a saúde e o bem-estar da humanidade. A crescente preocupação como o meio ambiente constitui um importante fator de fomento de políticas e medidas regulatórias para acelerar a difusão de novas tecnologias renováveis, a eficiência energética e a expansão da geração distribuída.

As inovações tecnológicas no setor elétrico, bem como a liberação dos mercados, constituem as principais forças impulsoras para a disseminação da GD, aliadas ao fato de que cada vez é mais difícil o financiamento das grandes centrais de geração, assim como lidar com os impactos ambientais decorrentes da sua implantação.

A inclusão da GD no cenário de oferta de energia no país traz vantagens econômicas e ambientais sobre a geração centralizada, pois economiza investimentos em transmissão e distribuição, reduz as perdas e melhora o perfil de tensão nestes sistemas, além de permitir o atendimento da demanda crescente de forma rápida e ainda ser adotada como uma alternativa para reduzir riscos de planejamento.

Portanto, os investimentos para implantação de uma unidade de GD requer, entre outras coisas, a análise da influência da sua localização nas perdas totais de potência ativa da rede. Essas perdas indicam uma quantidade de energia que é gerada, mas não se traduz em benefício de utilização, portanto não se transforma em receita, podendo impactar a análise de viabilidade econômica de um empreendimento de GD, sob o ponto de vista do investidor.

Diante desse contexto, é de suma importância encontrar a localização ótima para a inserção das unidades de GD, de forma a reduzir as perdas ativas totais do sistema.

Tem-se observado que os estudos existentes sobre localização ótima de unidade de GD em sistemas de distribuição radiais são baseados em modelos matemáticos os quais, em função da necessidade de varredura de todas as barras, estão sujeitos a aplicação de extensivo processamento computacional com métodos de otimização na busca da melhor barra para localização da unidade de GD, que minimize as perdas totais do sistema.

Assim, em função da celeridade que se busca no desenvolvimento de um projeto de localização ótima de uma unidade de GD em sistemas de distribuição radiais faz-se necessário o desenvolvimento de um método eficaz e de fácil aplicação na determinação das barras mais susceptíveis a receber uma unidade de GD. Desafio este que se pretende alcançar com esta pesquisa.

1.2 – OBJETIVOS DO TRABALHO

Este trabalho tem por objetivo apresentar um método de fácil aplicação, capaz de identificar as barras mais susceptíveis a receber uma unidade de GD, em sistemas de distribuição radiais. Para tanto se utiliza de programação em MATLAB[®] e do pacote MATPOWER[®] como ferramentas computacionais na solução do fluxo de carga e

determinação dos coeficientes de sensibilidade das perdas, conhecidos como *ITL* – *Incremental Transmission Losses*.

Destacam-se, para a consecução do objetivo do trabalho, os seguintes itens de pesquisa:

Desenvolver estudos necessários à consolidação de um procedimento que possibilite estender o uso dos coeficientes de sensibilidade das perdas em linha de transmissão, conhecidos como *ITL*, aos sistemas de distribuição radiais amplamente empregados no atendimento aos diversos tipos de consumidores pelas concessionárias de energia no país.

Desenvolver programação utilizando os códigos fontes do pacote MATPOWER[®] na solução do fluxo de carga pelo método de Newton-Raphson e na determinação dos valores dos coeficientes *ITL*.

Apresentar simulações em alguns sistemas de distribuição radiais utilizados como teste pelo IEEE, que comprovem segurança e facilidade da aplicação do método proposto para determinar a melhor localização de uma unidade GD, obtendo-se como resultado uma classificação das barras candidatas à localização da GD e assegurando uma significativa redução do tempo de processamento em relação aos métodos de varredura que avaliam todas as barras.

1.3 – JUSTIFICATIVA

A busca de um método de alocação de GD em sistemas de distribuição radiais que seja de eficiente aplicação e possibilite, com uma única simulação, a identificação e classificação das melhores barras para conexão de uma unidade de GD, ao contrário dos métodos computacionais complexos existentes na literatura que, dependendo do tamanho do sistema de distribuição, podem demandar um tempo de processamento considerável por prever a necessidade de varredura e teste de todas as barras.

1.4 – CONTRIBUIÇÃO

A principal contribuição deste trabalho está no desenvolvimento de um método de fácil aplicação para alocação de unidade de GD em sistemas de distribuição radiais, com base na análise dos coeficientes de sensibilidade das perdas *ITL*. Em decorrência do método proposto, a análise da localização da unidade de GD fica restrita às barras candidatas, obtendo-se assim, uma redução significativa no número de simulações e no tempo de processamento.

1.5 – ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Para um melhor entendimento do trabalho, os capítulos foram organizados da seguinte forma:

No capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica sobre a geração distribuída, abordando aspectos relacionados com a sua origem e evolução no mundo e no Brasil e uma visão geral sobre: definição, tecnologias empregadas, importância para a humanidade e perspectiva de expansão no Brasil:

No capítulo 3, que trata sobre material e métodos, são apresentados: a definição matemática dos coeficientes *ITL*, o seu comportamento para um sistema de transmissão de duas barras, a sua formulação com base na análise de sensibilidade das perdas em relação às variáveis de estado, abertura angular em sistemas de distribuição radiais, e por fim, o procedimento computacional do método proposto, junto com os sistemas utilizados nas simulações do trabalho.

No capítulo 4 são apresentados e analisados os resultados das simulações realizadas no sistema de 05 barras e nos sistemas IEEE de 33 e 69 barras.

Por último, no capítulo 5 são apresentadas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nos últimos anos e em todo o mundo, a desregulamentação da indústria de energia elétrica tem contribuído para mudanças significativas no setor elétrico e em seu mercado. Neste sentido, o sistema de distribuição, como espinha dorsal do desenvolvimento econômico e social sustentável¹, tem como desafio romper com o sistema convencional de grandes instalações de energia centralizada e buscar fontes de energia mais eficientes que atendam de forma flexível as mudanças das condições de mercado e a crescente preocupação da humanidade com as questões ambientais. Associando-se a estas transformações, os avanços tecnológicos têm posicionado favoravelmente a Geração Distribuída (GD) frente aos grandes sistemas centralizados, segundo IEEE POWER & ENERGY MAGAZINE (2007).

Particularmente, no Brasil, onde cerca de 80% da oferta total de energia elétrica são assegurados por grandes centrais hidrelétricas distantes dos grandes centros de consumo, a necessária adoção de novas formas de geração de eletricidade deve considerar o tratamento de questões tão diversas como: atendimento às comunidades isoladas; confiabilidade e flexibilidade de operação; disponibilidade e preços de combustíveis; prazos de construção e instalação; condições de financiamento e licenciamento ambiental; entre outras. De acordo, ainda, com LORA e HADDAD (2006), uma nova matriz energética deverá emergir, onde a geração em menor escala associada ao consumidor terá papel importante na ampliação de capacidade adicional em curto prazo, no aumento da eficiência da utilização dos recursos energéticos e na minimização dos impactos ambientais decorrentes.

Assim, diversos são os motivos que vem levando a humanidade a se reportar, precisamente para o final do século XIX e início do século XX, e retomar o seu interesse pela geração distribuída.

¹ Entende-se por desenvolvimento sustentável as ações aplicadas que suportem o desenvolvimento humano em todas as suas dimensões sociais, econômicas e ambientais WEA, (2000).

2.1 – HISTÓRICO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO²

No final do século XIX, no ano de 1880, Thomas Alva Edison instalou o primeiro sistema de distribuição de energia, no distrito de *Wall Street*, na cidade de Nova York. A pequena estação, chamada de *Pearl Street*, possuía seis caldeiras a carvão que geravam vapor para operarem motores alternativos de combustão interna e foi projetada para atender consumidores nas proximidades. Operando com um gerador de corrente contínua, o sistema atendia, através de cabos subterrâneos, inicialmente cerca de 400 lâmpadas incandescentes, totalizando aproximadamente 33 kW.



Figura 2.1 - Vista do sistema de iluminação da cidade de Nova York em 1881³.

Até 1882 e 1883 a *Edison Electric Illuminating Company of New York*⁴ tinha planos para difundir o seu sistema a mais de uma dezena de outras grandes cidades, dentre elas Chicago, Filadélfia, Londres, Berlim e Paris. O sistema de distribuição foi bem adaptado às áreas urbanas densamente povoadas e, durante as duas décadas seguintes, milhares de pequenas estações centrais (pequena escala e descentralizada) gerando até alguns megawatts foram implantadas nas grandes metrópoles do mundo ocidental. Até 1886,

² Texto com base no relatório Worldwatch Institute (WWI), paper 151, July 2000. Adaptado com informações de LORA e HADDAD (2006) e LEMOS, Chélen, (2007).

³ Disponível em: <<http://www.webexhibits.org/causesofcolor/3.html>>. Acesso em: 20/07/2008.

⁴ Empresa de serviço público de energia, criada por Thomas Edison, em dezembro de 1880, responsável pela construção da central geradora na Pearl Street, em Nova York. LEMOS, Chélen, (2007)

Edison tinha instalado 58 estações centrais e 500 instalações isoladas de iluminação nos Estados Unidos, Rússia, Chile e Austrália.

O sistema de distribuição criado por Edison era em corrente contínua, com limitada área de alcance. A exigência de se manter a geração próxima às cargas tornou-se cada vez mais inaceitável. Embora este sistema tenha passado por inúmeras melhorias, não foi possível resolver a questão do alto custo da transmissão, especialmente para áreas mais distantes.

As mudanças tecnológicas ocorridas no início do século XX, pesquisas com correntes alternadas na transmissão de energia, em conjugação com o desenvolvimento do transformador possibilitaram a transmissão de energia elétrica a longa distância, o que não era economicamente possível com o sistema de distribuição em corrente contínua da época. Ao mesmo tempo várias empresas européias já tinham começado a utilizar as turbinas a vapor, as quais eram mais leves e mais eficientes, a um custo menor que os sistemas com motor alternativo.

Assim, a partir de 1920, a corrente alternada passou a ser a tecnologia dominante e a instalação de grandes centrais de geração, conjugada com o aumento da rede de transmissão e distribuição no transporte de uma quantidade maior de energia para atender consumidores cada vez mais distantes, teve efeito no atendimento a uma demanda crescente por energia com redução de custo, através da economia de escala. Esta nova concepção utilizando grandes centrais de geração de energia foi favorecida pelo consenso amplo de que a geração, transmissão e distribuição deveriam ser definidas como um monopólio natural⁵.

Até a década de 1930, a maioria dos países industrializados tinha se ajustado ao novo modelo e nas quatro décadas seguintes o desenvolvimento tecnológico e institucional reforçou a tendência para grandes sistemas de energia, que criou notáveis declínios no preço para o consumidor. Melhorias na eficiência das turbinas a vapor elevaram a potência

⁵ O monopólio natural é uma situação de mercado em que os investimentos necessários são muito elevados e os custos marginais são muito baixos. Caracterizados também por serem bens exclusivos e com muito pouca ou nenhuma competição. Esses mercados são geralmente regulamentados pelos governos e possuem prazos de retorno muito grandes, por isso funcionam melhor quando bem protegidos. Disponível em: <<http://pt.wikipedia.org/wiki/Monopólio>>. Acesso em: 25/10/2008.

das unidades de geração, cuja maior dimensão saltou de 80 megawatts, em 1920, para 600, em 1960, e deste para 1400, em 1980.

No entanto, nas duas últimas décadas do século XX, novas políticas e tecnologias contribuíram para o processo de reversão da tendência de longas décadas em se implantar grandes centros de geração. Os principais fatores responsáveis pela reestruturação do setor de energia e sua desregulamentação encontram-se listados abaixo:

- O limite alcançado no desenvolvimento e melhoria da eficiência das turbinas a gás no mundo, para grandes sistemas de geração - WWI (2000);
- A crescente conscientização dos problemas ambientais provocados pela expansão da oferta com grandes centrais de geração - LORA e HADDAD (2006);
- A necessidade em atender de forma rápida ao constante aumento da demanda por energia, utilizando pequenas gerações - LORA e HADDAD (2006);
- O aperfeiçoamento de tecnologias que tornaram competitivas novas fontes e novos processos de geração de energia - LORA e HADDAD (2006);
- A reformulação institucional do setor elétrico, estabelecendo mudanças na legislação permitindo o livre acesso de produtores independentes à rede de transmissão - WWI (2000); e
- A remoção de barreiras à comercialização no mercado de energia de produtores independentes e a inclusão de leis catalisadoras das principais inovações tecnológicas na geração em pequena escala - WWI (2000).

De forma similar aos países desenvolvidos, o Brasil se insere neste novo cenário energético onde a expansão da oferta de energia com grandes centrais hidrelétricas já não se mostra, também, muito factível, por suas implicações sociais, ambientais e econômicas. Assim o setor elétrico brasileiro passa por um período natural de ajustes, apontando para um mercado mais competitivo e com uma forte sinalização na busca de soluções regionais e eficientes como a geração de eletricidade de forma distribuída, segundo LORA e HADDAD (2006).

Finalmente, o relatório do *Worldwatch Institute* WWI (2000) acrescenta que, do ponto de vista da geração de energia, a última década do século XX pode ter tido mais em comum com a sua primeira década do que com os 80 (oitenta) anos intermediários. O fornecimento

de energia pelos produtores independentes, assim como por algumas concessionárias, a partir de sistemas de cogeração, eólicos, fotovoltaicos, biomassa e a gás, faz renascer o antigo conceito de gerar energia através de pequenas centrais distribuídas próximas aos centros de consumo. De fato, esta nova era elétrica traz de volta, em muitos aspectos, a visão original de Thomas Edison, embora em um ambiente de desenvolvimento econômico e tecnológico totalmente diferente.

2.2 – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Para RODRIGUES et al. (2007) a geração predominante no setor elétrico brasileiro é a geração centralizada, que representa grandes blocos de geração interconectados por linhas de transmissão e despacho centralizado. Em contrapartida, a GD se caracteriza pela geração de pequeno porte, localizada na rede da distribuição, oferecendo vantagens ao setor elétrico devido à sua proximidade em relação à carga, o que pode permitir a diminuição das perdas associadas ao transporte de energia elétrica. Além disso, permite uma diversificação das tecnologias empregadas para produção de energia e a escolha pode ser feita em função dos requerimentos específicos da carga ou da disponibilidade dos recursos energéticos locais, podendo levar à postergação de investimentos.

De acordo com PEPERMANS et al. (2003), geração distribuída, por enquanto definida livremente como uma geração de eletricidade de pequena escala, é um conceito razoavelmente novo na literatura sobre mercados de eletricidade, embora essa definição não seja de toda nova, conforme histórico do sistema de distribuição apresentado no item anterior.

Atualmente, segundo REZA (2006), uma quantidade crescente de energia elétrica é fornecida por geradores descentralizados e de tamanho relativamente pequeno, isto é, menor que 100 MW. Essa forma de geração é referida como geração distribuída, isto porque ela se difunde ao longo do sistema de distribuição. Estes pequenos geradores são geralmente localizados próximos às cargas e são, na sua maioria, conectados às redes de distribuição.

Alguns tipos de GD são baseados em fontes de energia fóssil convencional, mas são, muitas vezes, em função da sua baixa emissão de carbono na atmosfera, classificados

como geração do tipo ambientalmente amigável. Dentro dessa classe estão as microturbinas geradoras supridas por gás natural e a geração combinada de aquecimento e eletricidade (CHP, do inglês *Combined Heat and Power*) que é praticamente uma conversão paralela de combustível em energias elétrica e térmica, resultando numa menor emissão de carbono em comparação com a alta emissão de carbono que seria produzida se as energias elétrica e térmica fossem geradas separadamente.

De acordo com PUTTGENS et al. (2003), a geração distribuída não pode ser confundida com geração renovável. As tecnologias empregadas podem ser renováveis ou não. De fato, algumas tecnologias em GD, se plenamente desenvolvidas, contribuem significativamente para o problema presente da poluição atmosférica.

A Tabela 2.1, a seguir, apresenta a projeção até 2030 da demanda de eletricidade no Brasil, e abrange os diversos tipos de aproveitamentos energéticos em uso no país. A projeção foi baseada em um cenário conservador, onde foi adotada uma taxa de crescimento constante do PIB no valor de 2,1% ao ano, desde 2004 até 2030.

Tabela 2.1 – Consumo de energia elétrica no Brasil (TWh)

Fonte de Energia	1990	2004	2015	2030
Carvão	4,5	10,4	7,4	6,5
Diesel	5,6	12,3	11,0	12,7
Gás Natural	0,0	19,3	41,5	65,3
Nuclear	2,2	11,6	24,2	24,2
Hidráulica	206,7	320,8	441,5	581,1
Renováveis	3,8	12,5	23,1	41,3
Total	222,8	386,9	548,8	731,2

Os dados projetados do crescimento médio anual da demanda no Brasil encontram-se disponíveis no capítulo 16 do relatório WEO (2006) da IEA - *International Energy Agency*, onde se destacam:

- Em 2004, 83% de toda a geração é de fonte hidráulica, uma fonte que é altamente dependente de variações climáticas. Em 2030, sua participação na matriz energética deverá ter uma suave redução para 79%;

- O uso do gás natural é uma prática recente no Brasil e tem sido indicado como uma excelente oportunidade para diversificação da matriz energética, com participação projetada para 2030 em 9%, correspondente a quase o dobro da sua participação em 2004;
- Segundo o relatório IEA (2006), a geração de energia vinda da biomassa está projetada para atingir 29 TWh em 2030, enquanto a energia eólica atingirá 11 TWh. O crescimento destas duas fontes renováveis está relacionado com o incentivo do governo ao programa PROINFA⁶; e
- O relatório conclui, ainda, que a energia solar emerge como uma nova fonte de geração renovável que se tornará competitiva ao final do período projetado.

O Brasil apresenta situação privilegiada em termos de utilização de fontes renováveis de energia, quando comparada com referências mundiais, onde, tais fontes correspondem a apenas 18,3% da geração de eletricidade no mundo, segundo informações da IEA.

Na Figura 2.2 observa-se que o Brasil apresenta uma matriz de geração de origem predominantemente renovável, com aproximadamente 75% da oferta sendo atendida por geração interna hidráulica. Somando-se às importações, que essencialmente também são de origem renovável, pode-se afirmar que mais de 80% da eletricidade no Brasil é de fontes renováveis, sem considerar que parte da geração térmica é originada de biomassa, segundo relatório final do BEN⁷.

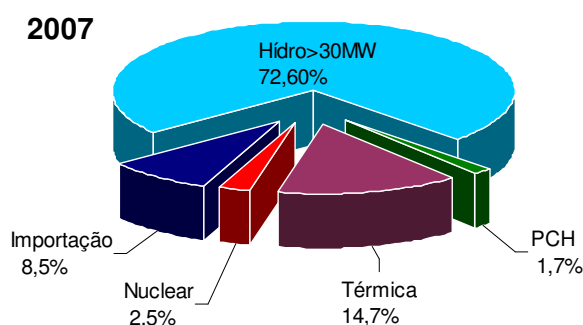


Figura 2.2 – Estrutura da oferta interna de energia elétrica segundo a natureza da fonte.

⁶ PROINFA é o programa brasileiro de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, instituído pela Lei Nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/programs_display.do?prg=5>. Acesso em: 20/07/2008.

⁷ BEN – Balanço Energético Nacional de 2008, referente aos resultados do ano base 2007. Disponível em: <http://www.worldenergy.org/documents/resultados_pre_ben_2008.pdf>. Acesso em: 20/04/2009.

O referido relatório destaca, ainda, que a geração de autoprodutores em 2007 apresentou crescimento de 13,1 % (treze vírgula um por cento) em relação ao ano de 2006, considerando o agregado de todas as fontes utilizadas. Tal crescimento, ocorrido para atender demandas próximas aos centros de carga, contribuiu para a redução das perdas nos sistemas elétricos de transmissão e distribuição da ordem de 3 % (três por cento), o que possibilitou que o aumento no consumo final de 2007 fosse atendido por um menor aumento proporcional da oferta interna de energia elétrica.

Assim, na busca de um importante instrumento de diversificação da matriz energética nacional, garantindo celeridade, confiabilidade e segurança no aumento da oferta interna de energia elétrica, sem esquecer as questões ambientais, é que foi criado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA. Coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), o programa tem implantação prevista em duas fases.

A primeira fase, com meta estabelecida de 3.300 MW instalados no Sistema Interligado Nacional (SIN), produzidos por fontes eólicas, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), foi dada como concluída com os projetos constantes na Tabela 2.2. Os projetos atualmente contratados responderão pela geração de aproximadamente 12.000 GWh/ano, quantidade capaz de abastecer cerca de 6,9 milhões de residências e equivalente a 3,2 % do consumo total anual do país.

Tabela 2.2 – Histórico do PROINFA

Fonte de Energia	Projetos Contratados	Potência Gerada (MW)	Demanda GWh/ano
PCH	63	1.191,24	4.348
BIOMASSA	27	685,24	2.501
EÓLICA	54	1.422,92	5.193
Total	144	3.299,40	12.042

A segunda fase do programa, também estabelecida pela Lei 10.438, consta do Art. 3º, inciso II, alínea “a”, cuja meta é transcrita abaixo:

a) atingida a meta de 3.300 MW, o desenvolvimento do Programa será realizado de forma que as fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa atendam a 10% (dez por cento) do consumo anual de energia elétrica do País, objetivo a ser alcançado em até 20 (vinte) anos, aí incorporados o prazo e os resultados da primeira etapa.

As dificuldades no atendimento à meta estabelecida para esta segunda fase do programa estarão relacionadas muito mais com questões de ordem ambiental, financeira e regulatória do que com o potencial disponível no Brasil para o aproveitamento das tecnologias contempladas para o programa.

Assim, conforme dados do MME-PROINFA, o Brasil possui: um potencial inventariado de 9.800 MW em pequenos aproveitamentos hidráulicos, que, em geral, procuram atender demandas próximas aos centros de carga, em área periférica ao sistema de transmissão; um potencial técnico de 8.000 MW na geração de energia a biomassa, somente a partir da utilização do bagaço de cana-de-açúcar; e um potencial eólico indicativo de 143.000 MW, apontado pelos dados do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro⁸.

Outra medida introduzida pelo novo marco regulatório do setor elétrico foi o reconhecimento formal da Geração Distribuída – GD, como uma das participantes efetivas no suprimento de energia às concessionárias, conforme. Art. 2º da Lei nº 10.848, de 15/03/2004.

Posteriormente, o Decreto nº. 5.163, de 30/07/2004, regulamentou a Lei nº 10.848, em seu Art. 14, e a GD foi definida da seguinte forma:

Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I – hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

⁸ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/energia_eolica/6_3.htm>. Acesso em 25/03/2009.

II – termelétrico, inclusive cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento.

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.

A Figura 2-3 tem-se as matrizes da oferta de fornecimento de energia elétrica estimadas para os anos de 2015 e 2030. Para se obter o percentual de cada aproveitamento energético em uso no país, que irá compor a projeção dessas matrizes, fez-se uso não só das informações constantes do relatório WEO (2006) da IEA, resumidas na Tabela 2.1, como da meta estabelecida pelo PROINFA para implantação da segunda fase do programa, ou seja, atingir 10% (dez por cento) do consumo anual de energia elétrica do país, porém, prevendo-se um cenário não muito favorável, onde a conclusão dessa segunda fase seria postergada para o ano de 2030.

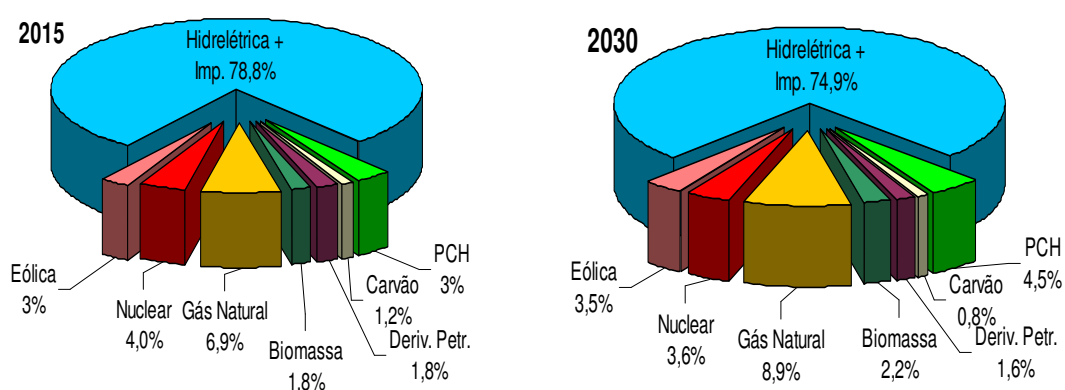


Figura 2.3 – Previsões da matriz de fornecimento de energia elétrica.

Não obstante o estudo da composição da futura matriz ser realizado com base em um cenário que prevê um moderado crescimento econômico e dificuldades no atendimento aos prazos para implantação dos empreendimentos do PROINFA em função das restrições regulatórias, ambientais e financeiras envolvidas, o Brasil caminha na direção da matriz energética mundial, onde se prevê uma maior participação do gás natural e uma menor participação da energia de origem hidráulica, de acordo com o relatório WEO (2006).

A Figura 2.3 demonstra que o Brasil projeta para as próximas décadas uma situação privilegiada em termos de utilização de fontes renováveis de energia, favorecida com a redução da demanda de carvão mineral e seus derivados e a expansão das fontes de energia de origem eólicas, térmica (biomassa) e hidráulica (PCH).

Todas essas evidências indicam que a geração distribuída terá, ao longo do tempo, uma participação crescente no cenário de produção de energia elétrica no Brasil, seguindo uma tendência mundial.

2.2.1 – GD – definição

Segundo ACKERMANN et. al (2000), na literatura existe um número grande de termos e definições usados em relação à geração distribuída. Por exemplo, os países Anglo-Americanos frequentemente usam o termo *Embedded Generation*, os países da América do Norte o termo *Dispersed Generation* e na Europa e parte da Ásia, o termo *Decentralised Generation* é aplicado para o mesmo tipo de geração. Além disso, no que diz respeito à classificação das unidades de geração distribuída, as seguintes diferentes definições são atualmente usadas:

- A *Electric Power Research Institute* define geração distribuída como geração na faixa de uns poucos kilowatts até 50 MW, segundo ACKERMANN et. al. (2000);
- A *IEEE* define GD como a geração de eletricidade com capacidade suficientemente pequena que permita sua conexão à rede de distribuição e próxima ao consumidor. PEPERMANS et. al. (2003);
- A *International Conference CIGRE Working Group on Dispersed Generation* define GD como uma geração que não é planejada de modo centralizado, nem é despachada de forma centralizada, cuja capacidade máxima de cada unidade de geração está entre 50 MW e 100 MW e usualmente encontra-se conectada à rede de distribuição;
- A *Gas Research Institute* considera a GD entre 25 kW e 25 MW. ACKERMANN et. al (2000); e
- O INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética define GD como uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próximo do(s) consumidor(es), independente da potência, tecnologia e fonte de energia. Segundo

LORA e HADDAD (2006), no Brasil, a GD é geralmente limitada em 30 MW ou em 50 MW, dependendo do autor.

Essas diferentes definições mostram uma falta de consenso no que diz respeito ao tamanho da tecnologia adotada para GD, bem como no nível de tensão para a eventual interconexão da unidade de geração com a rede elétrica. ACKERMANN et al. (2000), em sua linha de pesquisa, objetiva prover uma definição geral sobre geração de potência distribuída em mercados competitivos, ao tempo em que identifica que a questão relacionada aos diferentes tamanhos das unidades de geração deve-se às especificidades da regulação de cada país, tornando-a irrelevante ao conceito de GD.

ACKERMANN et al. (2000) estabeleceram que apenas os aspectos relacionados ao propósito e a localização seriam relevantes para a definição geral da geração distribuída. O primeiro, em conformidade com diferentes autores e organizações, por considerarem como propósito da GD o provimento de uma fonte de potência elétrica ativa e o segundo, também em consenso com a maioria dos autores, por entenderem que a idéia central da geração distribuída é localizar a unidade próxima à carga, portanto conectada na rede de distribuição ou na rede do consumidor no lado do medidor.

Assim, como resultado do trabalho realizado por ACKERMANN et al. (2000), chegou-se à definição geral de que a geração distribuída é uma fonte de potência elétrica conectada diretamente na rede de distribuição ou na rede do consumidor no lado do medidor. PEPERMANS et al. (2003) adotaram esta definição de GD como a melhor, uma vez que ela engloba todas as tecnologias de geração atualmente existentes e muitas aplicações em diferentes mercados. Entretanto, uma definição ainda mais abrangente foi apresentada por SEVERINO (2008), onde as especificidades do Brasil, como país em desenvolvimento com grande extensão territorial, distribuição populacional não uniforme, consumo de energia concentrado nos grandes centros e enorme necessidade de desenvolver sua economia, foram incorporadas.

Com base nestes aspectos relevantes da realidade brasileira, distintos das dos países desenvolvidos, que apresentam distribuição populacional e consumo de energia elétrica muito mais uniforme, SEVERINO (2008), propõe a ampliação da definição de localização da GD para abranger os casos em que a usina geradora esteja diretamente conectada ao

sistema de transmissão e os casos relativos ao atendimento às comunidades isoladas existentes em vários locais do país.

A definição proposta, segundo o autor, procura diferenciar GD de geração centralizada nos aspectos em que elas realmente se diferenciam de forma relevante e pretende abranger, com suficiente precisão, todos os casos possíveis de serem classificados como GD. Desta forma, a definição de GD abaixo transcrita, apresentada por SEVERINO (2008), que por ser muito mais genérica e condizente com a realidade do Brasil, passará a ser adotada também neste trabalho.

GD é a denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada por ocorrer em locais em que, provavelmente, não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo, dessa forma, significativamente, para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região. Então, uma fonte é considerada caso particular de GD quando ela: (a) está conectada diretamente a rede de distribuição; (b) está conectada do lado do medidor de um consumidor conectado a algum ponto do sistema elétrico; (c) supre cargas elétricas de uma instalação eletricamente isolada; (d) está conectada diretamente a rede de transmissão, desde que, neste caso, ela não possa ser considerada caso pertencente à geração centralizada. SEVERINO (2008).

2.2.2 – GD – tecnologias

O crescente aumento da GD é suportado pelos avanços tecnológicos, como controladores e conversores eletrônicos de potência. Atualmente existem muitas tecnologias de GD disponíveis. Uma visão geral dessas tecnologias é dada a seguir.

2.2.2.1 – Combustíveis fósseis

Esta categoria de GD utiliza pequenas instalações de geração baseadas em combustíveis fósseis. Os motores e turbinas a gás são os mais comuns desta categoria. Os motores alternativos ou motores de combustão interna são caracterizados pelo baixo custo,

tecnologia bem conhecida, possibilidade de cogeração térmica e elétrica, instalação modular e boa flexibilidade. Tais características, combinadas com a sua habilidade em iniciar sua operação e assumir a carga quando da falta de energia da rede, orientaram a sua indicação como a principal escolha como fonte de geração emergencial ou reserva. IEA (2002)

Entretanto, a sua utilização tem sido retraída em função do nível de ruído, do alto custo da manutenção e da alta emissão de poluentes na atmosfera, particularmente o óxido de nitrogênio. Estas emissões podem ser reduzidas, com perdas de eficiência, através da troca do combustível. REZA (2006).

Originalmente desenvolvidas para motores a jato, as turbinas a gás de todos os tamanhos são agora largamente utilizados na indústria de energia. Pequenas turbinas a gás industriais de 01 a 20 MW são normalmente usadas em aplicações de cogeração. O custo de manutenção é ligeiramente menor que os motores convencionais, assim como a emissão de óxido de nitrogênio no meio ambiente.

2.2.2.2 – Microturbinas

Segundo REZA (2006), uma microturbina a gás produz energia elétrica na faixa de 25 a 500 kW. Um gerador elétrico está integrado com a microturbina, que opera com alta velocidade (50.000 a 120.000 RPM). A energia gerada é produzida com uma frequência da ordem de alguns milhares de Hz. Portanto, um conversor eletroeletrônico é usado como interface entre o gerador e a rede. Dentro da interface a energia elétrica de alta frequência é convertida para CC (corrente contínua) e depois é invertida de volta para a frequência de 60 Hz da rede.

A maioria das microturbinas usa gás natural como fonte de suprimento primário e, como consequência, elas são tipicamente caracterizadas por baixo nível de emissão. O uso de fonte de energia renovável tal como o etanol é também possível.

2.2.2.3 – Célula a combustível

De acordo com REZA (2006), as células a combustível são geradores de energia compactos e silenciosos que usam o hidrogênio e o oxigênio para produzir eletricidade. A energia é gerada em corrente contínua através de processo eletroquímico. A célula a combustível consiste de um eletrodo positivo (anodo) e um eletrodo negativo (catodo). Para gerar eletricidade, o combustível (geralmente o hidrogênio) e um oxidante devem ser fornecidos para o anodo e o catodo, respectivamente. Reações eletroquímicas criam fluxos de íons, que geram eletricidade. Uma única célula a combustível produz uma pequena quantidade de eletricidade e uma quantidade maior pode ser obtida com um banco de células a combustível. Trata-se de uma geração modular, portátil e de baixa poluição sonora, não existem partes em movimento. Estas características tornam as células a combustível apropriadas para uso em áreas remotas e, no futuro, redes elétricas devem ser combinadas com uma infra-estrutura de gás e hidrogênio, possibilitando a implantação crescente de células a combustível como geração distribuída.

2.2.2.4 – Sistema fotovoltaico

O primeiro sistema fotovoltaico tornou-se disponível comercialmente na década de 70, após ser desenvolvido pelo programa de pesquisa aeroespacial.

Uma célula fotovoltaica, que converte luz solar diretamente em eletricidade, consiste da junção de duas ou mais camadas de semicondutores de propriedades físicas especiais. Estas camadas são dispostas de tal forma que quando esta célula é exposta a luz solar, os fótons causam o movimento dos elétrons em uma direção através da junção das camadas e uma corrente contínua é gerada. REZA (2006).

Atualmente a energia fotovoltaica tem um custo ainda alto, entretanto este valor de investimento tem reduzido nas últimas décadas. A implantação de uma nova instalação de geração fotovoltaica tem sido encorajada pela enorme disponibilidade da energia solar, vida útil do sistema acima de 20 anos, simplicidade de manutenção, alta modularidade e um curto prazo entre o projeto de planta de geração e o seu início de funcionamento. IEA (2002).

A instalação de um sistema fotovoltaico em áreas remotas, para atender às necessidades básicas de saúde, luz, alimentação e água das comunidades isoladas, pode se mostrar, em alguns casos, economicamente mais viável do que estender uma linha da rede de distribuição.

A outra aplicação dos sistemas fotovoltaicos é como geração distribuída, conectada diretamente à rede de distribuição.

2.2.2.5 – Sistema eólico

De acordo com REZA (2002), uma turbina eólica gera eletricidade extraindo a energia do vento que passa através de suas pás. Tal energia é uma das mais promissoras fontes na geração de energia renovável, uma vez não existir emissão de poluentes para a atmosfera no processo de geração. O crescente interesse na implantação destas turbinas está direcionado principalmente para as áreas de disponibilidade dos ventos, onde um parque de geração pode alcançar alguns MW. Em função de sua baixa densidade energética este tipo de geração adapta-se melhor à geração distribuída do que a geração centralizada.

2.2.2.6 – Pequenas centrais hidrelétricas

Uma usina hidrelétrica gera eletricidade a partir do movimento de uma massa de água por uma turbina hidráulica. Uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) produz energia elétrica abaixo de 30 MW e tem um baixo custo de investimento com um curto prazo de construção, aliado a um custo de operação e manutenção mínimo. A PCH produz um menor impacto ambiental em função de uma menor área alagada que uma grande planta de geração hidrelétrica.

2.2.2.7 – Biomassa

O termo biomassa refere-se a todo material orgânico que é produzido pela fotossíntese, incluindo todas as árvores, vegetais, sistema de esgoto, restos animais, esterco animal, resíduos agrícolas e certos tipos de restos industriais, e por isso a biomassa é considerada um substituto do combustível fóssil. REZA (2002).

Praticamente a biomassa é convertida em combustível líquido, sólido ou gasoso ou outro produto químico através de uma variedade de processos de conversão, e por último é então convertida em eletricidade. Em geral, a biomassa está disponível em abundância e pode ser considerada como energia renovável.

2.2.3 – GD – evolução

A seguir são listados os cinco principais fatores que, segundo PEPEMANS et al. (2003), contribuíram para a expansão da GD no mundo: desenvolvimento de tecnologias para Geração Distribuída, restrições na construção de novas linhas de transmissão, aumento da demanda do consumidor por energia de alta confiabilidade, abertura do mercado de eletricidade e preocupação com as mudanças climáticas. Estes cinco fatores podem ser reduzidos nas duas forças maiores, ou seja, abertura do mercado de energia e preocupação com meio ambiente, resumidas abaixo, segundo DRIESEN e BELMANS (2006).

2.2.3.1 – Abertura do mercado de energia

Em um mercado aberto é importante adaptar-se ao ambiente econômico da forma mais flexível e, para tanto, as tecnologias das GD geralmente possuem esta flexibilidade por conta do seu pequeno tamanho e menor tempo de construção em comparação com a maioria das grandes instalações de energia centralizadas. A operação de uma GD no período de picos de demanda pode ser muito mais lucrativa que a ampliação do sistema convencional. Além disso, o uso da GD permite reação de forma flexível à variação do preço da eletricidade, servindo como uma garantia contra essa flutuação no preço.

Nos Estados Unidos a procura por geração distribuída é direcionada principalmente para a volatilidade do preço, isto é, usando GD para suprir nos picos de consumo, já na Europa, a busca por GD está voltada para aplicação em aquecimento, com energias renováveis e melhoria da eficiência.

A GD pode também contribuir no fornecimento de serviços ancilares. Estes incluem serviços necessários para manter uma operação estável e sustentada da rede, mas não necessariamente suprindo diretamente consumidores.

2.2.3.2 – Preocupações com meio ambiente

Até o presente, políticas ou questões ambientais são provavelmente as principais forças que direcionam a expansão por GD no mundo. A Regulação Ambiental força os agentes do mercado de eletricidade a procurarem por soluções de energia mais limpa a custo eficaz. A GD pode também desempenhar um papel importante na otimização do consumo de energia de empresas que possuem uma ampla demanda tanto por aquecimento, quanto por eletricidade. Além disso, a maioria das políticas governamentais objetiva promover o uso da energia renovável estimulando o emprego das tecnologias que utilizam este tipo de energia.

2.2.4 – GD – aspectos atuais

De acordo com a reportagem da IEEE (2007), a ênfase da política da mudança climática na Europa tem sido para reduzir a emissão de gás de efeito estufa e melhorar a eficiência do setor de energia. Existe um objetivo claro da União Européia em promover geração renovável e tecnologia que garantirão baixa emissão de carbono, objetivando alcançar, até o ano de 2020, a marca de 20% de geração oriunda de fontes renováveis.

Fundamental também, para alcançar a meta acordada de desenvolvimento energético na Europa, é estabelecer política direcionada para um mercado aberto e competitivo que promova a expansão da GD em bases sustentável, eficiente e confiável.

Embora o crescimento da geração distribuída ofereça benefícios ambientais e sociais, o preço da potência gerada ainda reflete os elevados custos das tecnologias empregadas. A Tabela 2.3 mostra os dados aproximados dos custos de implantação de uma tecnologia GD por kilowatts gerado, segundo dados obtidos por HEYDT et al. (2005).

Tabela 2.3 – Custo aproximado das GD US\$/kilowatt

Tecnologia	Tamanho (kW)	Custo US\$/kW
Motor Diesel	20 - 10.000	125 - 300
Microturbina	30 - 200	350 - 750
Turbina à combustão	500 – 25.000	450 - 870
Aeroturbina	10 – 1.000	~ 1000
Célula a combustível	50 - 2000	1.500 – 3.000
Fotovoltaica	< 1 - 100	~ 3.000

Assim, em função dos elevados custos envolvidos, a análise de viabilidade econômica do empreendedor prevê estudo sobre a escolha da melhor localização da GD na rede de distribuição radial e o seu tamanho ótimo, de forma a reduzir as perdas totais de potencia ativa do sistema.

Nota-se, então, que a localização de uma unidade de geração distribuída em determinadas barras, conjugada com o seu tamanho ótimo, permite uma maior redução das perdas do que em outras. Encontram-se na literatura, alguns trabalhos que tratam da melhor localização da GD em um sistema de distribuição radial.

SALMAN (1996) analisa o efeito da geração distribuída nas perdas de um sistema de distribuição radial e baseia-se em cálculos do fluxo de potência para diversas localizações da GD. O artigo mostra que a GD tanto pode ajudar na redução das perdas do sistema, como pode causar um acréscimo em sua magnitude. Isto depende da localização da GD, da topologia da rede sob consideração e das cargas distribuídas nas barras.

Segundo BORGES e FALCÃO (2003), muita atenção deve ser dada para a questão da localização e tamanho de uma GD, pois a instalação de uma GD em um local não ótimo pode resultar em um aumento considerável das perdas totais do sistema com uma possível inviabilização do projeto desejado

MAHAT et al. (2006) propõem uma metodologia para achar o tamanho e localização ótima para conexão de uma GD do tipo eólica em um sistema de distribuição primário, para minimizar as perdas de potência ativa do sistema. As características da turbina eólica são representadas por uma expressão analítica, que relaciona a quantidade de potência reativa e

potência ativa que será consumida no processo de geração. Embora a abordagem desta pesquisa seja direcionada para usinas eólicas, tal especificidade não invalida a contribuição teórica para a resolução do problema da localização e tamanho ótimo da GD.

SINGH et al. (2007) apresentam uma técnica para o posicionamento ótimo e dimensionamento de uma unidade de GD utilizando uma abordagem com base em Algoritmo Genético (AG) para maximizar a redução das perdas totais de potência ativa nos sistemas de distribuição radiais para diferentes condições de carregamento. Trata-se de uma técnica de procura, utilizando ferramentas computacionais, para achar soluções aproximadas em problemas de otimização, que devido a sua natureza combinatorial e permutacional, os casos de médio e grande porte são de difícil resolução ótima, envolvendo pesado esforço computacional. Não sendo, portanto, um método de interesse em nosso trabalho.

Em GUEDES, M. (2006), a autora apresenta em sua dissertação, estudo de localização e dimensionamento ótimo de uma unidade de GD, objetivando a minimização das perdas totais do sistema. O método adotado tomou como base o desenvolvimento de um modelo matemático do sistema e, então, os métodos da aproximação quadrática e da coordenação de minimização cíclica foram aplicados ao modelo criado. Embora os resultados obtidos confirmem a eficácia do método proposto, o seu desempenho fica comprometido em função do tempo de processamento, o qual requer a varredura de todas as barras do sistema.

O artigo de ACHARYA et al. (2006) baseia-se no uso da expressão analítica para cálculo das perdas de transmissão desenvolvida por ELGERD (1981). Entretanto, para a obtenção da localização e tamanho ótimo de uma unidade de GD que resulte na minimização das perdas totais de potência ativa do sistema, há necessidade do emprego da matriz impedância Z_{bus} (inverso da matriz Y_{bus}) o que é de difícil obtenção para sistemas de distribuição radiais, uma vez que a matriz admitância Y_{bus} é em geral singular.

Recentemente, GÖZEL e HOCAOGLU (2006), analisando o trabalho de ACHARYA et al. (2006), consideraram que métodos baseados no uso do Z_{bus} , inverso da matriz admitância, são comprovadamente problemáticos para uso em sistemas radiais e desenvolveram um método analítico baseado na técnica de injeção de corrente equivalente, que usa: matrizes

das correntes de barra e de ramo, além da matriz incidência implementada em função da análise do fluxo de carga e da topologia do sistema de distribuição. O estudo utiliza modelos matemáticos e programação computacional de complexidade proporcional ao tamanho do sistema e, como o resultado depende da varredura de todas as barras, o tempo de processamento pode levar de horas a até dias, isto dependendo do tamanho dos degressos de injeção de potência que se aplica em cada barra.

Dos métodos citados para a obtenção da melhor localização de uma unidade de GD em função do seu dimensionamento ótimo, o trabalho desenvolvido por ACHARYA et al. (2006), foi o que mais avançou no estudo do uso dos fatores de sensibilidade das perdas em um sistema de distribuição radial. Na abordagem dos referidos autores, o método que utiliza tais fatores de sensibilidade pode não indicar a melhor barra para localização de uma unidade de GD que resulte no menor valor para as perdas do sistema, isto porque, o cálculo de sensibilidade tem como base o princípio da linearização da equação originalmente não-linear em torno do ponto de operação inicial e uma maior inclinação neste ponto pode não indicar a solução ótima global para outras condições de operação do sistema. Motivo pelo qual os próprios autores não recomendam o uso desses fatores de sensibilidade das perdas na alocação de unidades de GD, pois seus resultados tendem a ser imprecisos.

Contudo, com o estudo desenvolvido nesta dissertação, onde se trabalha na região da curva das perdas mais próxima da condição inicial de operação do sistema, ou seja, na região de maior sensibilidade da curva, o uso dos coeficientes *ITL* na alocação de unidades GD se mostra um procedimento mais eficiente e confiável.

3 – MATERIAL E MÉTODOS

Neste capítulo são apresentados os materiais e os métodos utilizados no trabalho. Ele inicia pelo estudo do *ITL*, sua definição, o seu comportamento para um sistema de transmissão de duas barras, o seu uso como um indicador de sensibilidade das perdas ativas em sistemas de distribuição radiais e a sua formulação matemática utilizando a matriz Jacobiana. Na seqüência, apresentam-se o comportamento da abertura angular em sistemas de distribuição radiais e o seu efeito no cálculo dos coeficientes de sensibilidade das perdas (*ITL*) e conseqüentemente no contexto do trabalho. Por fim, são apresentados: os materiais que são os sistemas utilizados nas simulações e como método, os procedimentos computacionais desenvolvidos, que envolvem o uso dos coeficientes de sensibilidade das perdas.

3.1 – *ITL* – INCREMENTAL TRANSMISSION LOSSES

Os vários estudos e métodos referidos no item 2.2.4 buscam a determinação da melhor localização de uma unidade de GD e do seu tamanho ótimo em um sistema de distribuição radial, de forma a propiciar o menor valor das perdas totais de potência ativa do sistema.

As perdas de potência ativa que se processa em uma linha de transmissão é apresentada por MONTICELLI (1983), através de análise do modelo equivalente π , que representa uma linha de transmissão conectando duas barras de um sistema maior (Figura 3.1).

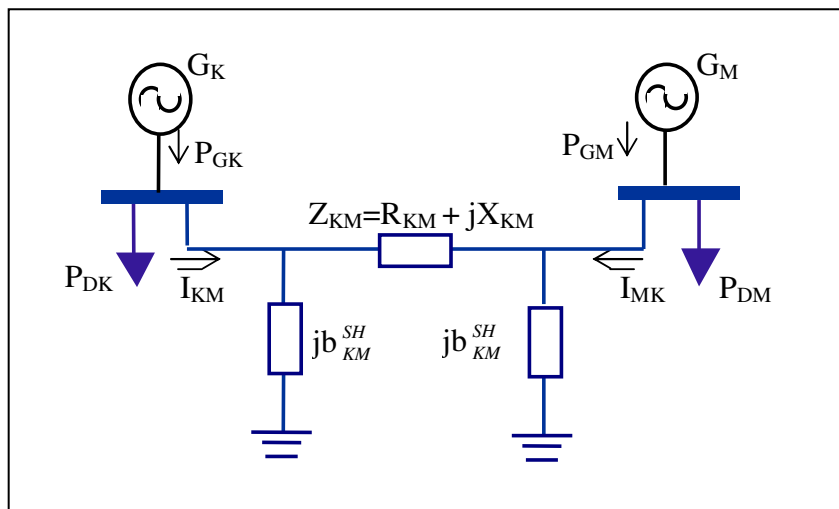


Figura 3.1 – Modelo equivalente π de uma linha de transmissão.

A corrente \bar{I}_{KM} é formada por uma componente série e uma paralela, e pode ser calculada a partir das tensões terminais \bar{E}_K , \bar{E}_M e dos parâmetros do modelo equivalente π .

$$\bar{I}_{KM} = Y_{KM}(\bar{E}_K - \bar{E}_M) + jb_{KM}^{SH} \bar{E}_K \quad (3.1)$$

Onde: $\bar{E}_K = |V_K|e^{j\theta_K}$ e $\bar{E}_M = |V_M|e^{j\theta_M}$

A admitância série (Y_{KM}), a condutância (g_{KM}) e a susceptância (b_{KM}) são dadas por:

$$Y_{KM} = \frac{1}{Z_{KM}} = g_{KM} + jb_{KM}, \quad g_{KM} = \frac{R_{KM}}{R_{KM}^2 + X_{KM}^2} \text{ e } b_{KM} = \frac{-X_{KM}}{R_{KM}^2 + X_{KM}^2}$$

O fluxo de potência complexa correspondente é dado por:

$$\begin{aligned} \bar{S}_{KM}^* &= P_{KM} - jQ_{KM} = \bar{E}_K^* \bar{I}_{KM} \\ \bar{S}_{KM}^* &= Y_{KM} |V_K| e^{-j\theta_K} (|V_K| e^{j\theta_K} - |V_M| e^{j\theta_M}) + jb_{KM}^{SH} |V_K|^2 \end{aligned} \quad (3.2)$$

Os fluxos P_{KM} e Q_{KM} são obtidos identificando-se a parte real e imaginária dessa equação complexa, conforme segue:

$$\begin{aligned} P_{KM} &= |V_K|^2 g_{KM} - |V_K| |V_M| g_{KM} \cos \theta_{KM} - |V_K| |V_M| b_{KM} \text{sen} \theta_{KM} \\ Q_{KM} &= -|V_K|^2 (b_{KM} + b_{KM}^{SH}) + |V_K| |V_M| b_{KM} \cos \theta_{KM} - |V_K| |V_M| g_{KM} \text{sen} \theta_{KM} \end{aligned} \quad (3.3)$$

Os fluxos P_{MK} e Q_{MK} são obtidos da mesma forma:

$$\begin{aligned} P_{MK} &= |V_M|^2 g_{KM} - |V_K| |V_M| g_{KM} \cos \theta_{KM} + |V_K| |V_M| b_{KM} \text{sen} \theta_{KM} \\ Q_{MK} &= -|V_M|^2 (b_{KM} + b_{KM}^{SH}) + |V_K| |V_M| b_{KM} \cos \theta_{KM} + |V_K| |V_M| g_{KM} \text{sen} \theta_{KM} \end{aligned} \quad (3.4)$$

Neste ponto faz-se necessário lembrar que o foco deste estudo está voltado somente para a análise do comportamento das perdas totais de potência ativa em sistemas de distribuição radiais em função da injeção de potência ativa em uma dada barra. Assim, a partir deste ponto, será dada maior ênfase ao fluxo, geração e perdas de potência ativa nos sistemas de potência analisados.

Assim, as perdas de potência ativa na linha é dada por:

$$P_L = P_{Perdas} = P_{KM} + P_{MK} = g_{KM} \left(|V_K|^2 + |V_M|^2 - 2|V_K||V_M|\cos\theta_{KM} \right) \quad (3.5)$$

$$P_L = g_{KM} |\bar{E}_K - \bar{E}_M|^2$$

Onde:

$|\bar{E}_K - \bar{E}_M|^2$ = queda de tensão na linha.

$g_{KM} |\bar{E}_K - \bar{E}_M|^2$ = perdas ôhmicas.

O balanço de potência ativa para o sistema de duas barras pode ser demonstrado em termos matemáticos conforme equação abaixo, onde a soma da potência ativa gerada é igual à soma da demanda de potência ativa com as perdas ativas P_L .

$$P_G = P_D + P_L \quad (3.6)$$

Onde:

$$P_G = P_{GK} + P_{GM}$$

$$P_D = P_{DK} + P_{DM}$$

P_L = Perdas totais de potência ativa do sistema.

A equação do balanço de potência pode ser ainda melhorada, incluindo a equação de P_L .

$$P_G = P_D + g_{KM} \left(|V_K|^2 + |V_M|^2 - 2|V_K||V_M|\cos\theta_{KM} \right) \quad (3.7)$$

O segundo termo desta equação é relativo às perdas totais de potência ativa na linha e representa uma função não-linear das variáveis de estado⁹ do sistema.

O fator que indica a sensibilidade das perdas totais de potência ativa de transmissão em relação à injeção de potência ativa é chamado de *ITL*, sua representação matemática é dada pela variação das perdas ativas totais do sistema (∂P_L) em relação à variação da potência líquida injetada (∂P_i) em uma barra “*i*”, segundo SANCHEZ (2004).

⁹ Variáveis de estado são os módulos das tensões nodais (V_K, V_M) e os ângulos das tensões nodais (θ_K, θ_M).

$$ITL_i = \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \quad (3.8)$$

Com o objetivo de facilitar o entendimento sobre a interpretação matemática dos coeficientes ITL em cada barra, serão repetidas as hipóteses simplificadoras 3, 4 e 5, utilizadas na análise de ELGERD (1981).

- Hipótese 03: A reatância da linha é bem maior do que a resistência;

$$X^2 \gg R^2$$

- Hipótese 04: O sistema funciona com módulos de tensão constantes; e

$$|V_K| = |V_M| = 1 pu$$

- Hipótese 05: O fluxo de potência ativa transmitida na linha é tão pequeno que o ângulo de potência assume valores para os quais:

$$\text{sen} \theta_{KM} \cong \theta_{KM} \quad \text{e} \quad \text{cos} \theta_{KM} \cong 1 - \frac{1}{2} \theta_{KM}^2$$

Aplicando-se a regra da cadeia na equação (3.8), os coeficientes ITL para as barras K e M serão escritos como:

$$ITL_K = \frac{\partial P_L}{\partial P_{GK}} = \frac{\partial P_L}{\partial \theta_{KM}} \frac{\partial \theta_{KM}}{\partial P_{GK}} = \frac{\partial P_L}{\partial \theta_{KM}} \left[\frac{\partial P_{GK}}{\partial \theta_{KM}} \right]^{-1}$$

$$ITL_M = \frac{\partial P_L}{\partial P_{GM}} = \frac{\partial P_L}{\partial \theta_{KM}} \frac{\partial \theta_{KM}}{\partial P_{GM}} = \frac{\partial P_L}{\partial \theta_{KM}} \left[\frac{\partial P_{GM}}{\partial \theta_{KM}} \right]^{-1}$$

Derivando-se as perdas de potência ativa na linha, equação (3.5), em relação à θ_{KM} e fazendo uso da hipótese simplificadora 04, obtém-se:

$$\frac{\partial P_L}{\partial \theta_{KM}} = 2g_{KM} \text{sen} \theta_{KM} = \frac{2R}{R^2 + X^2} \text{sen} \theta_{KM}$$

A equação do balanço de potência em cada barra é dada por:

$$P_{GK} = P_{KM} + P_{DK} \quad \text{e} \quad P_{GM} = P_{MK} + P_{DM}$$

Aplicando-se a hipótese simplificadora 04 nas fórmulas: P_{KM} , equação (3.3) e P_{MK} , equação (3.4), o cálculo das derivadas parciais é dado conforme abaixo:

$$\frac{\partial P_{GK}}{\partial \theta_{KM}} = g_{KM} \text{sen} \theta_{KM} - b_{KM} \cos \theta_{KM} = \frac{R \text{sen} \theta_{KM} + X \cos \theta_{KM}}{R^2 + X^2}$$

$$\frac{\partial P_{GM}}{\partial \theta_{KM}} = g_{KM} \text{sen} \theta_{KM} + b_{KM} \cos \theta_{KM} = \frac{R \text{sen} \theta_{KM} - X \cos \theta_{KM}}{R^2 + X^2}$$

As fórmulas dos coeficientes *ITL* para as barras *K* e *M* utilizando as derivadas parciais obtidas acima são dadas por:

$$ITL_K = \frac{\partial P_L}{\partial P_{GK}} = \frac{\partial P_L}{\partial \theta_{KM}} \left[\frac{\partial P_{GK}}{\partial \theta_{KM}} \right]^{-1} = \frac{2R}{R^2 + X^2} \text{sen} \theta_{KM} \frac{R^2 + X^2}{R \text{sen} \theta_{KM} + X \cos \theta_{KM}} \quad (3.9)$$

$$ITL_M = \frac{\partial P_L}{\partial P_{GM}} = \frac{\partial P_L}{\partial \theta_{KM}} \left[\frac{\partial P_{GM}}{\partial \theta_{KM}} \right]^{-1} = \frac{2R}{R^2 + X^2} \text{sen} \theta_{KM} \frac{R^2 + X^2}{R \text{sen} \theta_{KM} - X \cos \theta_{KM}}$$

$$ITL_K = 2R \frac{\text{sen} \theta_{KM}}{R \text{sen} \theta_{KM} + X \cos \theta_{KM}} \quad (3.10)$$

$$ITL_M = 2R \frac{\text{sen} \theta_{KM}}{R \text{sen} \theta_{KM} - X \cos \theta_{KM}}$$

Assim, fazendo uso das hipóteses 3 e 5 nas equações exatas para cálculo do *ITL* é possível obter as fórmulas mais simplificadas que favorecem a interpretação destes coeficientes nas barras *K* e *M*.

$$ITL_K \cong 2 \frac{R}{X} \theta_{KM} \quad e \quad ITL_M \cong -2 \frac{R}{X} \theta_{KM} \quad (3.11)$$

Tal índice é calculado para cada barra, utilizando os valores das variáveis de estado obtidos da resolução do fluxo de carga, no ponto de operação para o caso base, considerando as condições originais de carregamento e geração.

O valor do coeficiente de sensibilidade *ITL* de cada barra do sistema é baseado na linearização de uma equação original não-linear em torno da condição operacional inicial, ou seja, correspondendo à tangente no ponto em que a curva das perdas de potência ativa em função da potência injetada corta o eixo das ordenadas, no ponto zero do eixo das abscissas, conforme ilustrado nas Figuras 3.2 e 3.3, a seguir.

Assim a curva das perdas de potência ativa para uma determinada barra é desenhada para diferentes pontos de operação do sistema, isto é, para diferentes incrementos de injeção de potência ativa na referida barra.

Estas condições são retratadas na Figura 3.2, onde o eixo das abscissas representa a injeção de potência ativa na barra M , correspondendo a diferentes tamanhos de GD, e no eixo das ordenadas o valor referente às perdas totais de potência ativa para cada incremento de injeção de potência.

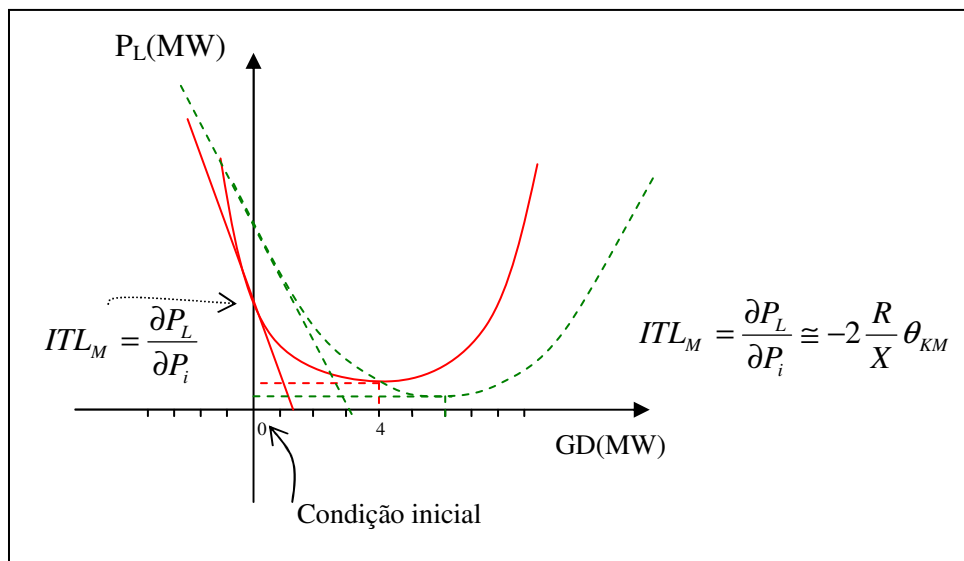


Figura 3.2 – Curva das perdas em função da injeção de potência ativa na barra M .

Esta interpretação gráfica, sobre a não-linearidade da curva das perdas em função do tamanho da GD, é analisada por ACHARYA et al. (2006), onde em seu artigo é demonstrado que as barras que possuem as maiores inclinações na condição inicial, podem não ser as que apresentam as perdas de potência ativa mais baixa, conforme barra hipotética, representada pela curva pontilhada da Figura 3.2.

De fato, o parágrafo acima, retrata uma ocorrência provável no estudo de sensibilidade utilizando os coeficientes ITL , isto porque tal coeficiente baseia-se na linearização de uma equação não-linear em torno da condição inicial de operação do sistema, onde uma maior inclinação da curva na condição inicial, pode não levar à identificação da melhor solução ótima global.

Em uma barra com coeficiente de sensibilidade *ITL* negativo na condição inicial, conforme Figura 3.2, é possível inferir o que se segue:

- Apresenta característica de barra de carga;
- À medida que a injeção de potência ativa na barra aumenta, as perdas totais de potência ativa na linha diminuem;
- O ponto da curva em que a inclinação é zero, ou seja, no vértice da curva, o *ITL* é zero e corresponde ao valor mínimo das perdas totais do sistema e ao tamanho ótimo da GD naquela barra;
- A partir desse ponto de menor valor das perdas, o aumento progressivo da GD implica no incremento proporcional das perdas totais na linha, na inclinação da curva e nos valores dos *ITL* positivos;
- Maior inclinação da curva implica em maior *ITL* em valor absoluto e maior a sensibilidade das perdas totais à injeção de potência ativa na barra; e
- *ITL* negativo de uma barra tem efeito na redução das perdas ativas para os casos de aumento da potência injetada ou redução da potência demanda na referida barra, caracterizando tratar-se de uma barra localizada perto do centro de carga.

Como foi verificado, para o sistema com duas barras (Figura 3.1), o valor do *ITL* na barra *M* é igual e de sinal contrário ao da barra *K*, apresentando assim um comportamento oposto, conforme representado na Figura 3.3.

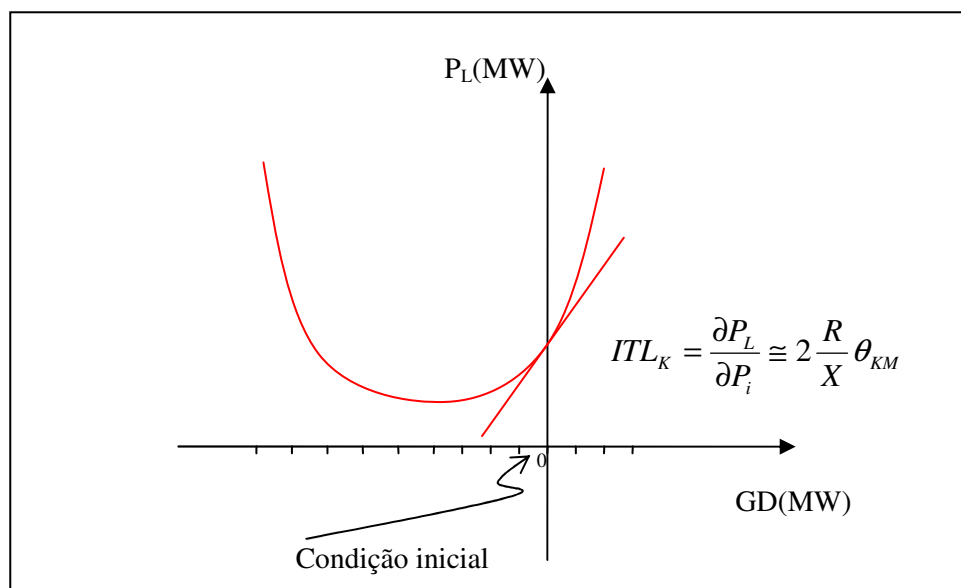


Figura 3.3 – Curva das perdas em função da injeção de potência ativa na barra *K*.

Neste caso a barra K é responsável pelo fluxo de potência na linha e corresponde à diferença entre a potência gerada e a demandada na barra. Segundo ELGERD (1981), o balanço de potência estabelece que a potência na linha tenha que suprir a potência demandada menos a gerada na barra M e as perdas na linha.

Assim, para uma barra com coeficiente ITL positivo na condição inicial de operação, conforme Figura 3.3, é possível deduzir:

- Apresenta comportamento de barra de geração, localizada longe do centro de carga;
- e
- O aumento da potência ativa gerada ou a redução da potência demandada na referida barra, implica no aumento das perdas ativas totais do sistema.

3.2 – A ANÁLISE DA SENSIBILIDADE

O estudo da sensibilidade das variáveis de um sistema de energia elétrica em relação a certo conjunto de ações de controle tem encontrado aplicação em vários problemas de análise de rede, na determinação de ações de controle corretivo a serem comandadas a partir de um centro de monitoração e controle do sistema.

Especificamente para se obter o máximo benefício da implantação de uma GD em um sistema de distribuição radial, a sua localização e tamanho adequado têm que ser determinados antes de sua instalação efetiva. Assim, torna-se imprescindível detectar previamente em uma rede de distribuição radial, a sensibilidade de cada barra à redução das perdas totais de potencia ativa da rede, quando da injeção de potência ativa em cada uma delas.

As perdas de potência ativa na linha são obtidas, conforme equação 3.5, em função das variáveis de estado do sistema $(|V_K|, |V_M|, \theta_K, \theta_M)$, onde determinada variável de estado pode ser sensibilizada mais intensamente que outras, quando mudada uma variável de controle, por exemplo, a potência de saída do gerador.

Para entender melhor estas relações de causa-efeito, as variáveis do sistema de potência, foram classificadas, segundo ELGERD (1981), conforme segue:

3.2.1- Variáveis não-Controláveis ou de Perturbação

São as demandas de potência ativa e reativa $(P_{DK}, P_{DM}, Q_{DK}, Q_{DM})$, as quais são determinadas pelo consumidor. As Variáveis de Perturbação constituem os componentes de um vetor “p”, dado por:

$$p = [p_1 \quad p_2 \quad p_3 \quad p_4]^T \cong [P_{D1} \quad Q_{D1} \quad P_{D2} \quad Q_{D2}]^T \quad (3.12)$$

3.2.2 - Variáveis de Controle

São as saídas do gerador $(P_{GK}, P_{GM}, Q_{GK}, Q_{GM})$ usadas para manipular ou controlar o nível de tensão e o ângulo de defasagem entre as barras. As variáveis de controle são representadas pelo vetor “u”, abaixo:

$$u = [u_1 \quad u_2 \quad u_3 \quad u_4]^T \cong [P_{GK} \quad Q_{GK} \quad P_{GM} \quad Q_{GM}]^T \quad (3.13)$$

As restrições operacionais que as variáveis de controle devem obedecer são as seguintes:

$$P_{Gi,\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi,\max}$$

$$Q_{Gi,\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi,\max}$$

3.2.3 - Variáveis de Estado

São os módulos das tensões nodais $(|V_K|, |V_M|)$, os quais são fortemente afetados pelas potências reativas geradas, e os ângulos das tensões nodais (θ_K, θ_M) , fortemente sensibilizados pelas potências ativas geradas. As variáveis de estado são representadas pelo vetor “x”, conforme abaixo:

$$x = [x_1 \quad x_2 \quad x_3 \quad x_4]^T \cong [\theta_K \quad |V_K| \quad \theta_M \quad |V_M|]^T \quad (3.14)$$

As restrições operacionais das variáveis de estado são:

- O módulo de tensão em qualquer barra deve ficar dentro da faixa tolerável de 5 a 10% em torno dos valores nominais.

- O ângulo de potência entre duas barras raramente funciona com valor superior a 30°, pois a medida que este ângulo se aproxima do limite de estabilidade ($\pm 90^\circ$) o sistema vai tornando-se eletricamente menos “firme”.

De acordo com o balanço de potência ativa, temos que, a soma da potência ativa gerada é igual a soma da demanda de potência ativa com as perdas ativas do sistema.

$$g(x, u, p) = P_G - P_D - g_{KM} (|V_K|^2 + |V_M|^2 - 2|V_K||V_M|\cos\theta_{KM}) = 0 \quad (3.15)$$

Segundo MONTICELLI (1983), as equações de fluxo de potência podem ser formuladas na seguinte forma compacta:

$$g(x, u, p) = 0 \quad (3.16)$$

As variações estáticas ou de regime permanente Δp sofridas pelo vetor “ p ”, resultado de flutuações nas cargas demandadas, resultarão variações no vetor de estado “ x ”, a menos que se exerça um controle sobre o sistema, variando o vetor “ u ” de Δu , as variações Δx não serão reduzidas à zero.

$$g(x + \Delta x, u + \Delta u, p + \Delta p) = 0 \quad (3.17)$$

A perturbação no vetor das variáveis dependentes “ x ” produzida por alterações introduzidas nos parâmetros “ p ” e nas variáveis de controle “ u ” pode ser obtida pela relação abaixo, resultado da expansão da função g numa série de Taylor em torno do valor nominal.

$$\frac{\partial g}{\partial x} \Delta x + \frac{\delta g}{\delta u} \Delta u + \frac{\delta g}{\delta p} \Delta p = 0 \quad (3.18)$$

Tirando o valor de Δx , da equação acima, fica:

$$\Delta x = - \left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]^{-1} \frac{\partial g}{\partial u} \Delta u - \left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]^{-1} \frac{\partial g}{\partial p} \Delta p \quad (3.19)$$

Fazendo-se:

$$Su = - \left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]^{-1} \frac{\partial g}{\partial u} \quad e \quad Sp = - \left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]^{-1} \frac{\partial g}{\partial p} \quad (3.20)$$

Pode-se reescrever a expressão anterior como se segue,

$$\Delta x = Su\Delta u + Sp\Delta p \quad (3.21)$$

Onde, Su e Sp são chamadas de Matrizes Sensibilidade, pois informam o quanto sensível é "x" em relação às variações de "u" e "p". Observa-se, ainda, que $[\partial g/\partial x]$ é a matriz Jacobiana, disponível a partir de uma solução convergida pelo método de Newton.

Segundo MENEZES e SILVA (2006), é possível calcular a sensibilidade das perdas de potência ativa relacionada com mudanças na injeção de potência ativa e reativa em qualquer barra usando a teoria da diferenciação parcial, como segue:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_L}{\partial \theta} &= \frac{\partial P_L}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial \theta} + \frac{\partial P_L}{\partial Q} \frac{\partial Q}{\partial \theta} \\ \frac{\partial P_L}{\partial V} &= \frac{\partial P_L}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial V} + \frac{\partial P_L}{\partial Q} \frac{\partial Q}{\partial V} \end{aligned} \quad (3.22)$$

Onde,

P_L = perdas totais de potência ativa do sistema,

P é o vetor da injeção de potência ativa nas barras,

Q é o vetor da injeção de potência reativa nas barras.

Este sistema de equações diferenciais parciais pode ser escrito de forma matricial conveniente rearranjando os termos:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \theta} \\ \frac{\partial P_L}{\partial V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial \theta} \\ \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial P} \\ \frac{\partial P_L}{\partial Q} \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

Como uma solução alternativa, o sistema de equações pode ser consideravelmente reduzido adotando as duas hipóteses simplificadoras utilizadas por ERWIN et al. (1988): o valor das perdas ativas na transmissão é função somente da injeção de potência ativa e esta é uma função somente dos ângulos de fase da tensão.

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \theta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial P} \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Rearranjando as matrizes acima, fica:

$$\left[\frac{\partial P_L}{\partial P} \right] = \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \left[\frac{\partial P_L}{\partial \theta} \right] \quad (3.25)$$

Onde: $[\partial P_L / \partial P] = ITL$, ou seja, a sensibilidade das perdas ativas totais com relação à injeção de potência ativa nas barras de carga ou de geração.

Assim:

$$ITL = \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \left[\frac{\partial P_L}{\partial \theta} \right] \quad (3.26)$$

Onde: $[\partial P / \partial \theta]$ é a sub-matriz H , que compõe a matriz Jacobiana, $J = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}$, a qual é representada pelas seguintes sub-matrizes:

$$H = \frac{\partial P}{\partial \theta} ; N = \frac{\partial P}{\partial V}$$

$$M = \frac{\partial Q}{\partial \theta} ; L = \frac{\partial Q}{\partial V}$$

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \cdots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_{NB}} \\ \cdot & \cdots & \cdot \\ \cdot & \cdots & \cdot \\ \cdot & \cdots & \cdot \\ \frac{\partial P_{NB}}{\partial \theta_1} & \cdots & \frac{\partial P_{NB}}{\partial \theta_{NB}} \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

No caso da sub-matriz H considera-se a barra de referência a barra “s”, onde o ângulo da tensão nodal é zero, conseqüentemente, se elimina a linha e a coluna “s” da sub-matriz H , ficando esta com a dimensão $(nb-1)$ por $(nb-1)$, onde nb representa o número de barras do sistema. Desta forma, acaba-se com a sua singularidade, podendo ser invertida, passando a apresentar a seguinte forma matricial:

$$\left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} = [H]_{ss}^{-1} \quad (3.28)$$

Enquanto $[\partial P_L / \partial \theta]$ é a matriz das derivadas parciais das perdas em relação aos ângulos das tensões nas barras, correspondendo ao somatório das colunas da sub-matriz H . Para se obter as perdas em relação aos ângulos, deve-se eliminar a coluna da sub-matriz H , relativa

à barra de referência “s”, cujo ângulo θ_l é igual a zero, deixando-a com as dimensões (nb) por (nb-1). Assim, para viabilizar a soma das colunas é utilizado o vetor unitário linha “e”, de dimensão (1) por (nb). A equação (3.24) pode ser escrita da seguinte forma:

$$\left[\frac{\partial P_L}{\partial \theta} \right] = e[H]_s \quad (3.29)$$

Conforme equação abaixo.

$$e.[H]_s = [H_{J,2} \quad H_{J,3} \quad \dots \quad H_{J,NB}] \quad (3.30)$$

$$H_{J,2} = \sum_{J=1}^{NB} \frac{\partial P_J}{\partial \theta_2} = \left(\frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} + \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} + \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} + \dots + \frac{\partial P_{NB}}{\partial \theta_2} \right);$$

$$H_{J,3} = \sum_{J=1}^{NB} \frac{\partial P_J}{\partial \theta_3} = \left(\frac{\partial P_1}{\partial \theta_3} + \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} + \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} + \dots + \frac{\partial P_{NB}}{\partial \theta_3} \right);$$

$$H_{J,NB} = \sum_{J=1}^{NB} \frac{\partial P_J}{\partial \theta_{NB}} = \left(\frac{\partial P_1}{\partial \theta_{NB}} + \frac{\partial P_2}{\partial \theta_{NB}} + \frac{\partial P_3}{\partial \theta_{NB}} + \dots + \frac{\partial P_{NB}}{\partial \theta_{NB}} \right)$$

Substituindo as equações (3.28) e (3.29), na equação (3.26), o valor do coeficiente de sensibilidade *ITL* será dado pela equação abaixo, SANCHEZ (2004):

$$ITL = e[H]_s [H]_{SS}^{-1} \quad (3.31)$$

3.3 – ABERTURA ANGULAR EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS

O estudo de sensibilidade das perdas ativas com o uso dos coeficientes *ITL* em sistemas de distribuição radiais não apresenta, para todas as topologias, resultados adequados, como o observado em sistemas de transmissão, onde os métodos incrementais para alocação das perdas no sistema de transmissão em mercados de eletricidade utilizam na sua formulação os coeficientes *ITL*, conforme observado no artigo de GALIANA et al. (2002).

Em algumas topologias de sistemas de distribuição radiais, o cálculo dos coeficientes *ITL* resulta em valores positivos para algumas barras de carga, onde se previam valores negativos. Isto ocorre devido ao acentuado efeito resistivo da relação R/X apresentado em

alguns trechos dos sistemas de distribuição radiais, ao contrário das linhas de transmissão, onde o efeito da resistência em relação ao da reatância indutiva é desprezível.

Para se observar as relações de fluxos de potência com quedas de tensão e aberturas angulares, uma ligação bem simples, constituída por uma barra de geração e uma barra de carga, interligadas por meio de uma linha de transmissão, representada apenas por uma impedância complexa e desprezando-se os elementos em paralelo (para terra) da linha é mostrada na Figura 3.4, abaixo. Com o objetivo de simplificar a análise será adotada a barra “i” como barra de referência, onde o fasor da tensão \bar{E}_i é definido pelo módulo da tensão V_i (mantido constante) e o ângulo de fase é zero.

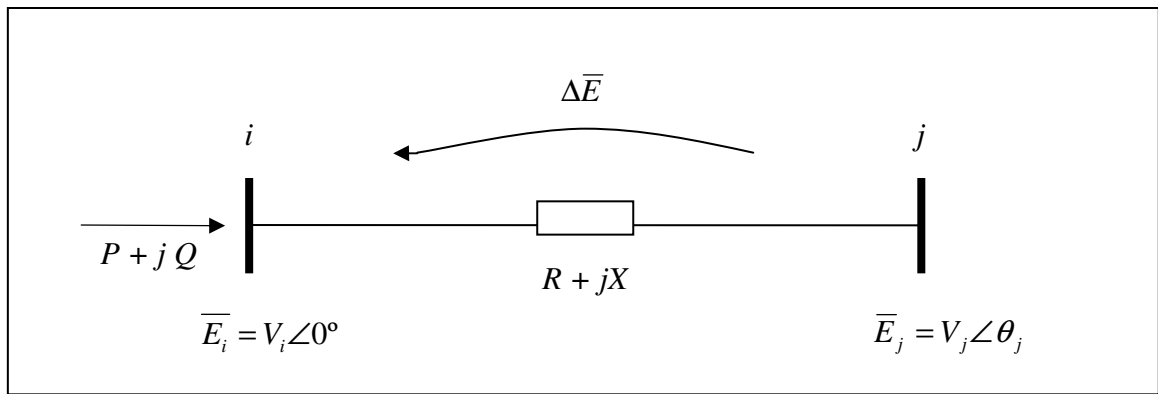


Figura 3.4 – Queda de tensão no ramo $R + jX$.

De acordo com ZANETTA JÚNIOR (2006), a queda de tensão neste trecho é dada por:

$$\Delta \bar{E} = \bar{E}_i - \bar{E}_j = \bar{I}_{ij}(R + jX), \quad \text{onde} \quad \bar{E}_i \bar{I}^* = P + jQ \Rightarrow \bar{I} = \frac{P - jQ}{\bar{E}_i^*} \quad \text{onde:} \quad \bar{E}_i^* = V_i \angle 0^\circ$$

Substituindo, fica:

$$\Delta \bar{E} = \left(\frac{P - jQ}{V_i} \right) (R + jX) \Rightarrow \bar{E}_j = \bar{E}_i - \Delta \bar{E} \Rightarrow V_j \angle \theta_j = V_i - \frac{RP}{V_i} - \frac{XQ}{V_i} + j \frac{RQ - XP}{V_i} \quad (3.32)$$

A tensão no final da linha, equação (3.32), dada pela tensão no início menos a queda de tensão no trecho, pode ser representada pelo diagrama fasorial da Figura 3.5, que desenha o comportamento do módulo e da abertura angular da tensão V_j , para um sistema de distribuição radial qualquer.

Observa-se na Figura 3.5, que as parcelas imaginárias têm efeitos preponderantes na abertura angular entre as tensões. Nos casos de sistemas de distribuição radiais, alguns trechos podem apresentar valores tão acentuados da resistência em relação ao da reatância indutiva, que o ângulo de abertura da tensão da barra final “j” pode ficar adiantado em relação ao da barra inicial “i”. Isto devido ao forte efeito da componente imaginária $j(RQ/V_i)$.

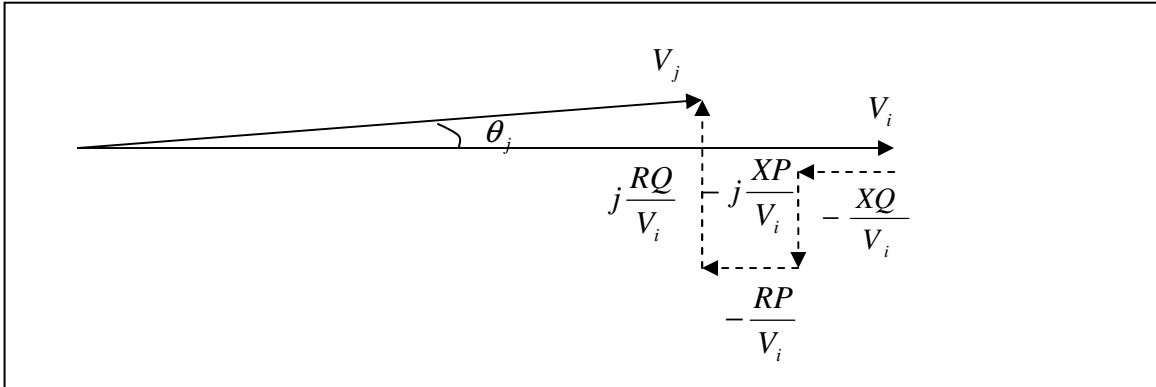


Figura 3.5 – Diagrama fasorial para um sistema de distribuição radial.

De acordo com ELGERD (1981), em sistemas de transmissão é possível desprezar o efeito da resistência em relação ao da reatância indutiva, considerando a resistência $R \approx 0$. Adotando tal simplificação, a queda de tensão passa a ter a seguinte expressão:

$$\Delta \bar{E} = \left(\frac{P - jQ}{V_i} \right) (jX) \Rightarrow \bar{E}_j = \bar{E}_i - \Delta \bar{E} \Rightarrow V_j \angle \theta^o = V_i - \frac{XQ}{V_i} - j \frac{XP}{V_i} \quad (3.33)$$

Pela Figura 3.6 é possível identificar que o fluxo de potência ativa atua principalmente no atraso do ângulo da tensão da barra final “j” em relação à barra inicial “i”, e que a variação da potência reativa Q afeta o módulo da tensão que está em fase com V_i .

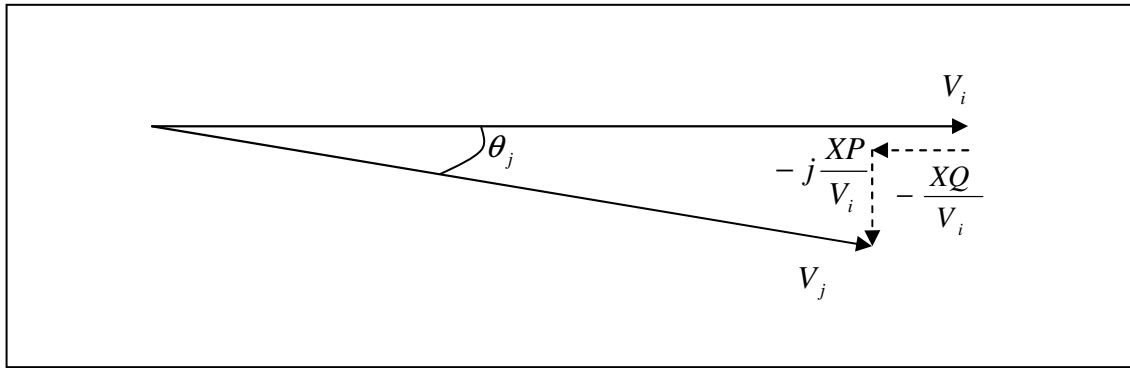


Figura 3.6 – Diagrama fasorial para uma linha de transmissão.

De acordo com o diagrama fasorial da Figura 3.5, em sistemas de distribuição radiais, o ângulo de abertura da tensão final pode estar adiantado ou atrasado em relação à tensão inicial, ao contrário do verificado no sistema de transmissão, onde o ângulo de abertura da tensão final atua principalmente em atraso em relação à tensão inicial.

Assim, se em determinado trecho de um sistema de distribuição radial, a abertura angular indicar que a tensão final encontra-se adiantada em relação à tensão inicial, o cálculo do *ITL* correspondente resultará em um valor incoerente com o esperado. Esta mudança no sinal da abertura angular (θ_j) tem interferência nos valores das derivadas parciais ($\partial P/\partial \theta$) da sub-matriz H , da matriz Jacobiana, utilizada na formulação dos coeficientes *ITL*.

Nos casos em que as barras de carga apresentam *ITL* positivo, torna-se necessário, para aplicação destes coeficientes, estabelecer uma rotina de ajuste do sistema, para que os valores calculados dos coeficientes *ITL* sejam consistentes e aplicáveis. Este ajuste utiliza a injeção adequada de uma quantidade de potência reativa em uma ou mais barras do sistema, de forma a inverter ou diminuir o fluxo de potência reativa na linha, o que favorece também a elevação do perfil de tensão do sistema para os limites apropriados ao seu funcionamento.

3.4 – PROCEDIMENTO COMPUTACIONAL

Para solução dos problemas de fluxo de carga dos sistemas de distribuição radiais simulados, optou-se pela utilização dos recursos do programa MATLAB[®], e do pacote MATPOWER[®], como ferramenta computacional. Este pacote foi desenvolvido como uma versão fechada e confiável, não possibilitando alterações em sua programação e em seu formato, tornando os resultados oriundos de sua aplicação amplamente aceitos. O pacote MATPOWER[®] pode ser obtido em ZIMMERMAN, R. D.; GAN, D (2005).

Logo, para o cálculo dos coeficientes *ITL*, assim como para a obtenção das condições de operação da rede em regime permanente, como nível de tensão nas barras, injeções de potência, fluxos de potência e perdas nas linhas, foi utilizado o pacote MATPOWER[®] como ferramenta computacional na solução dos problemas de fluxo de carga por meio do método de Newton-Raphson. O apêndice A mostra o código fonte do programa principal e demais funções necessárias ao cálculo dos coeficientes *ITL*.

Nas simulações os bancos de dados usados são arquivos de formato similar ao usado pelo pacote MATPOWER[®]. Os sistemas de distribuição radiais utilizados no desenvolvimento deste trabalho estão relacionados a seguir e os dados de entrada no Apêndice B.

3.4.1 – Sistema 05 barras

Trata-se de uma pequena rede de distribuição radial, composta por um único alimentador, cujos dados de entrada (arquivo: Case5.m, formato: MatPower3.0.0) e de carregamento estão apresentados nas Tabelas B.1.1 e B.1.2 do Apêndice B, e foram fornecidos pela Companhia Energética de Brasília

Com uma topologia radial, sem laço fechado e quatro trechos, mostrado na Figura B.1 do Apêndice B, o sistema de distribuição radial 05 barras possui características compatíveis com os objetivos didáticos pretendidos, ou seja, destacar nesta primeira análise as bases conceituais do método proposto para localização de uma unidade de GD com vistas à redução das perdas ativas totais do sistema.

3.4.2 – Sistema IEEE 33 barras

A fim de demonstrar a validade do método, repetiu-se o procedimento para o sistema IEEE 33 barras, cujos dados de entrada (arquivo: Ecase33bus.m, formato: MatPower3.0.0) podem ser obtidos em VENKATESH, RANJAN e GOOI (2004).

Este sistema, clássico na literatura, possui topologia radial de tamanho médio, sem laço fechado e 32 trechos, conforme mostrado na Figura B.2, do Apêndice B. O total de carga do sistema é de 3,72 MW em demanda de potência ativa e 2,3 Mvar em demanda de potência reativa.

3.4.3 – Sistema IEEE 69 barras

O artigo de BARAN e WU (1989) apresenta os dados de entrada (arquivo: Ecase69bus.m, formato: MatPower3.0.0) do sistema IEEE 69 barras, cuja topologia é mostrada na Figura B.3 do Apêndice B.

Este sistema, bastante utilizado na literatura, possui um alimentador principal e 7 (sete) laterais. A tensão é de 12,66 kV e as linhas de distribuição apresentam forte característica resistiva. O total de carga do sistema é de 3,802 MW em demanda de potência ativa e 2,719 Mvar em demanda de potência reativa.

As barras que apresentam valores de tensão próximos a 0,9 pu estão no alimentador lateral que interliga a barra 53 à barra 65, isto devido à condição de carregamento da barra 61 (1,244 MW e 0,888 Mvar), que corresponde a aproximadamente um terço da carga total do sistema.

Esta concentração relativamente alta de carga na barra 61 praticamente a credencia como uma das melhores opções para localização de uma unidade GD, com efeito extensivo na elevação do nível de tensão no referido alimentador lateral.

3.4.4 – Procedimento Adotado

O procedimento para determinação das melhores barras para localização de uma unidade de GD em sistemas de distribuição radiais é descrito a seguir. A Figura 3.7 apresenta o fluxograma que descreve tal procedimento.

- 1 – Colocar no formato padrão de uso pelo programa do MATPOWER[®], os dados de entrada do sistema de distribuição radial sob análise;
- 2 – Calcular o fluxo de carga do caso base, obtendo as condições iniciais do sistema;
- 3 – Calcular os coeficientes *ITL* para todas as barras de carga do sistema, utilizando a formulação do *ITL* e programação em MATPOWER[®];
- 4 – Caso alguma barra de carga apresente valor positivo para o seu coeficiente *ITL*. A correção faz-se necessária com a injeção de potência reativa *Mvar* no sistema de distribuição, priorizando os barramentos que apresentem os menores valores de tensão;
- 5 – Calcular o fluxo de carga do caso base com os novos valores de reativos injetados, este procedimento deverá ser repetido até que todas as barras de carga passem a apresentar valores negativos para os coeficientes *ITL*;
- 6 – Classificar em ordem decrescente os valores em módulo dos coeficientes *ITL*, obtendo-se assim, uma classificação geral das barras; e
- 7 – Selecionar as barras candidatas ao estudo de localização de uma unidade GD, cuja seleção pode ser limitada entre 10% a 20% dentre aquelas que apresentem as melhores classificações, ou seja, os maiores valores em módulo dos coeficientes *ITL*.

Os procedimentos indicados nos itens 4 e 5 correspondem aos cálculos de fluxo de carga pelo método de Newton, com tempo médio de convergência de 0,09 s (nove centésimo de segundo), que objetivam corrigir os coeficientes *ITL* nos trechos que apresentam valores positivos e não oneram o método computacional. Na realidade a necessidade de correção está restrita às barras com tensão muito baixa.

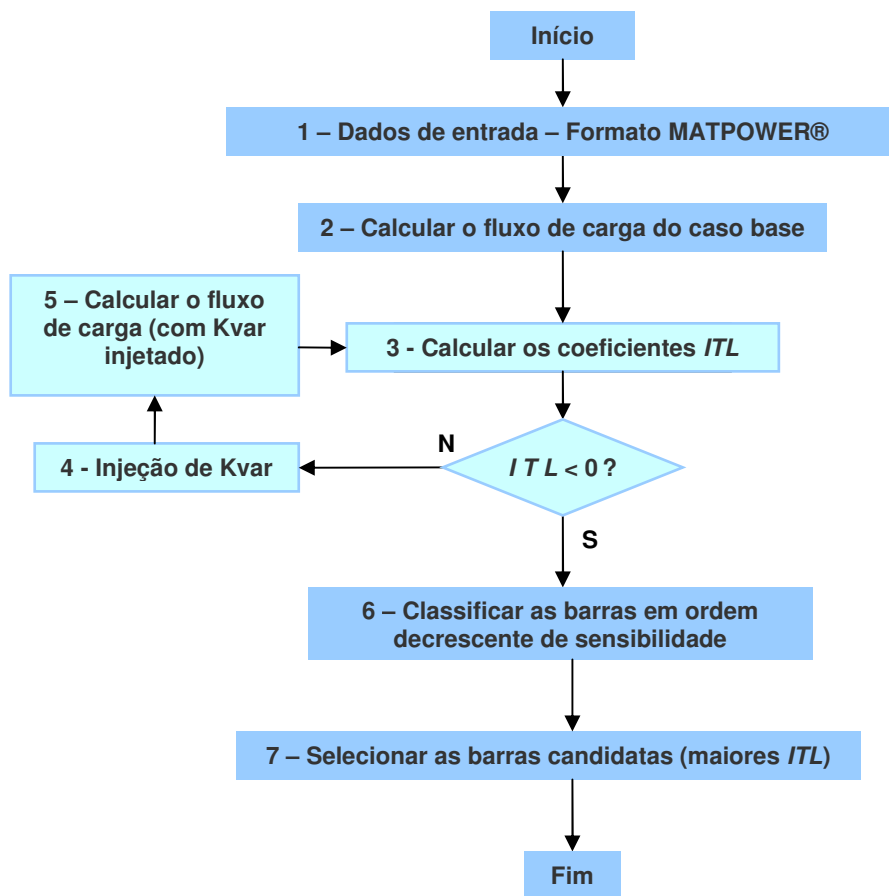


Figura 3.7– Fluxograma para localização de unidade de geração distribuída

4 - RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são apresentados e analisados os resultados das simulações aplicadas nos sistemas de distribuição radiais de 05, 33 e 69 barras.

O primeiro sistema, com uma topologia radial de 05 barras em linha, conforme Figura B.1, do Apêndice B, possui características compatíveis com os objetivos didáticos pretendidos, ou seja, destacar, nesta primeira análise, as bases conceituais do método proposto.

O segundo e o terceiro sistema possuem topologias radiais de tamanho médio e sem laço fechado. Tratam-se dos sistemas testes do IEEE de 33 e de 69 barras, cujas topologias constam respectivamente nas Figuras B.2 e B.3, do Apêndice B. Por serem de uso clássico na literatura, atendem ao propósito de demonstrar a validade do método que visa determinar as melhores barras para localização de uma unidade de GD utilizando os coeficientes *ITL*, com vistas à redução das perdas ativas do sistema.

4.1 – SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL DE 05 BARRAS

Utiliza-se a ferramenta MATPOWER[®] para calcular o fluxo de carga do sistema nas condições iniciais e obter os dados referentes às variáveis de controle (potência ativa e reativa geradas) e de estado do sistema. Em seguida, calculam-se os coeficientes *ITL* para as barras de carga 2, 3, 4 e 5. A barra 1, de referência, gera 45 kW para atender a potência demandada de 44 kW e as perdas totais de potência ativa de 1,0 kW.

Os valores dos coeficientes *ITL* para as barras de carga do sistema, Figura 4.1, apontam para as barras 5 e 4, respectivamente, como a primeira e a segunda candidata a receber uma unidade de GD.

Esta redução no número de barras a ser analisado possibilita que a escolha de uma, possa ser feita em função, por exemplo, das previsões de expansão da carga ou da disponibilidade dos recursos energéticos locais.

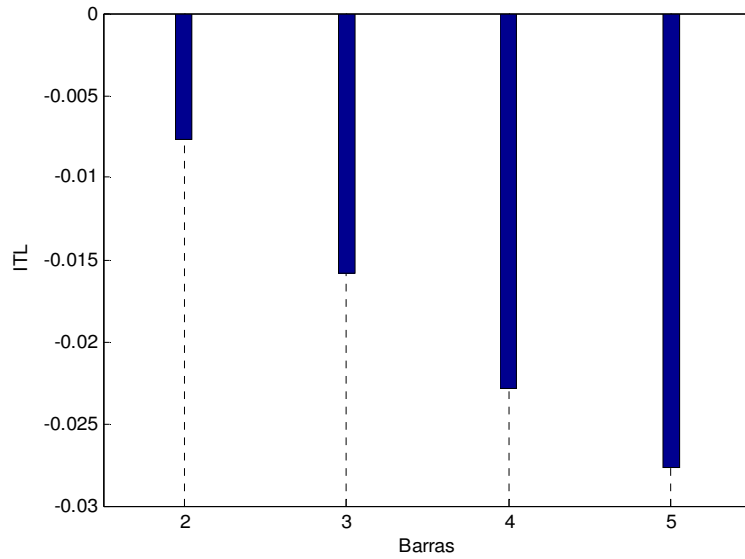


Figura 4.1 – Valor do coeficiente ITL para cada barra de carga.

A curva das perdas totais de potência ativa para cada barra em função da variação da potência injetada, Figura 4.2, é usada também para representar o comportamento das perdas em função da variação do tamanho da unidade de GD a ser instalada em cada uma das barras de carga do sistema. Observa-se que as barras 5 e 4, selecionadas como candidatas, apresentam inclinações ($\partial P_L / \partial P_i$) maiores na região mais próxima da condição inicial, indicando ser esta região a de maior sensibilidade das curvas das perdas em função da mudança incremental de potência ativa injetada.

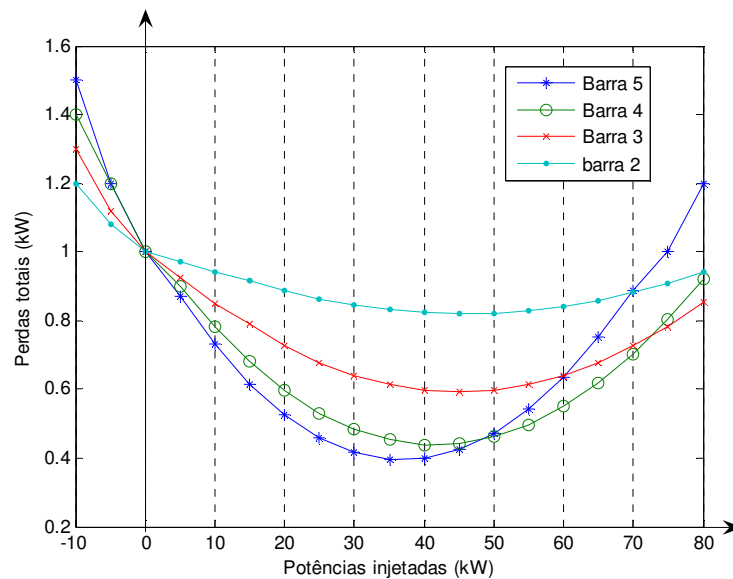


Figura 4.2 – Comportamento das perdas totais de potência ativa por barra.

Determinada a barra 5, como a mais sensível à redução das perdas ativas, o dimensionamento da unidade de GD pode ser obtido utilizando a programação MATPOWER® para cálculo do fluxo de carga do sistema. Para tanto, varia-se a potência injetada na barra até obter-se o menor valor das perdas ativas do sistema.

Pela Figura 4.2, verifica-se que a curva da barra 5 apresenta o menor valor das perdas ativas quando a potência injetada encontra-se em torno de 35 kW. Assim, o dimensionamento da GD deve ser limitado a este montante, pois acima deste valor, as perdas passam a ter comportamento diretamente proporcional ao aumento da potência injetada na barra 5.

Na Tabela 4.1, encontra-se a classificação de todas as barras de carga do sistema com os respectivos percentuais de redução das perdas ativas após a conexão da unidade de GD. Os cálculos dos percentuais de redução foram obtidos com base nas perdas totais do sistema original (1,0 kW).

Tabela 4.1 – Sistema 05 barras - classificação das barras.

Ordem	Barra	GD (kW)	Perdas (kW)	Redução
1°	5	35	0.39	61 %
2°	4	40	0.44	56 %
3°	3	45	0.59	41 %
4°	2	45	0.82	18 %

4.2 – SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL IEEE 33 BARRAS

Seguindo o procedimento computacional apresentado, verifica-se que para a rede IEEE 33 barras, nas condições iniciais de operação, algumas barras de carga apresentaram valores positivos de coeficiente *ITL*, tais barras são apresentadas no gráfico da Figura 4.3, abaixo.

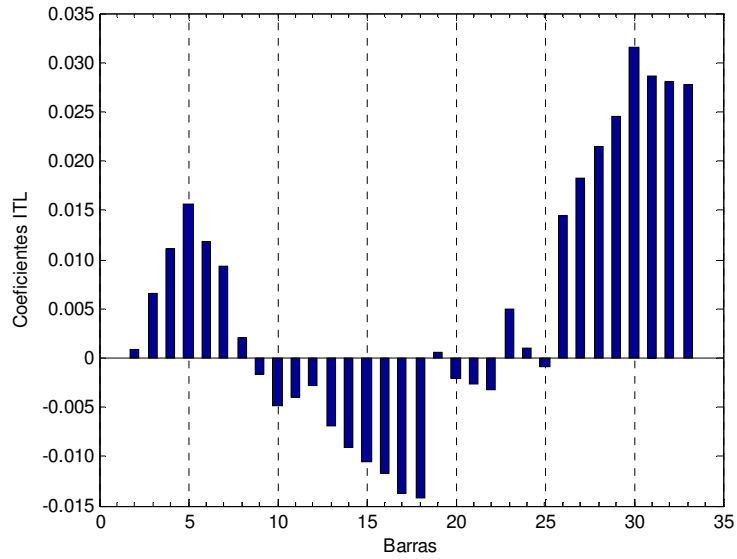


Figura 4.3 – Sistema IEEE 33 barras - valores dos *ITL* originais.

Com base na seção 3.3, que trata da abertura angular em sistemas de distribuição radiais em comparação com os sistemas de transmissão, traçou-se em um mesmo gráfico, os valores dos coeficientes *ITL* e dos ângulos das tensões nodais referentes a cada barra do sistema de distribuição sob simulação. Na Figura 4.4, a seguir, observa-se o comportamento similar que os coeficientes *ITL* guardam em relação às variações da abertura angular das tensões nodais.

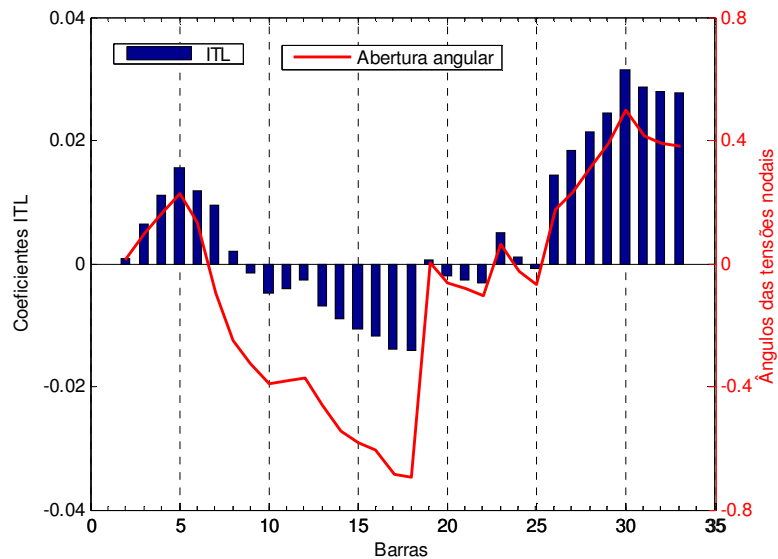


Figura 4.4 – Comportamento do *ITL* com a abertura angular das tensões nodais.

Neste caso, conforme previsto, a correção foi efetuada com a injeção de potência reativa nas seguintes barras: barra 12 - 1,0 Mvar, barra 18 - 0,575 Mvar e 1,0 Mvar na barra 33. A localização de tais bancos de capacitores foi realizada sem o uso de qualquer programa de alocação ótima, e o seu dimensionamento foi realizado no limite para manter o mesmo valor das perdas ativas totais do sistema original, ou seja, 0,211 MW.

Assim a correção pode ser feita com a injeção adequada de uma quantidade de potência reativa em uma ou mais barras que apresentem as tensões nodais mais baixas. Isto não só favorece a elevação do perfil de tensão do sistema para os limites apropriados ao seu funcionamento, como também garante que o ângulo de abertura da tensão final fique em atraso em relação à tensão inicial.

Observa-se que os valores dos coeficientes *ITL* para todas as barras de carga passaram a apresentar valores negativos, conforme apresentado na Figura 4.5. Isto possibilita destacar a barra 18, detentora do maior valor em módulo do coeficiente *ITL*, como a mais sensível à redução das perdas totais com a variação da potência ativa injetada.

Desta forma é possível criar uma lista de barras candidatas a receber a instalação de uma unidade de GD, classificando-as da mais sensível (barra 18) até a menos sensível (barra 2). Assim, a primeira barra candidata é a 18, a segunda é a 17, a terceira é a 16, e assim sucessivamente.

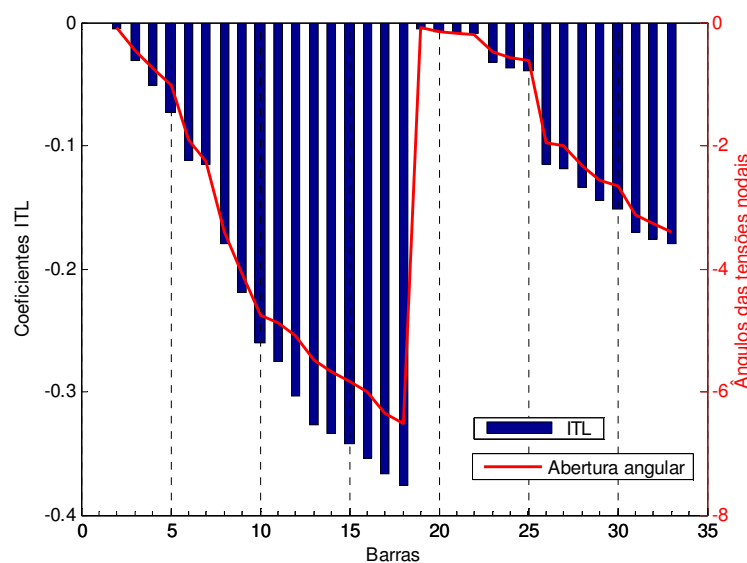


Figura 4.5 – Sistema IEEE 33 barras - valores dos *ITL* corrigidos e abertura angular.

Utilizando-se o programa de fluxo de carga do MATPOWER[®]; é possível obter, para cada barra candidata ou qualquer outra de interesse, o tamanho da GD que minimiza as perdas totais de potência ativa do sistema (Tabela 4.2).

Tabela 4.2 – Sistema IEEE 33 - classificação das barras.

Ordem	Barra	GD (MW)	Perdas (MW)	Redução
1°	18	0.8	0.1459	30,8 %
2°	17	0.9	0.1426	32,4 %
3°	16	1.0	0.1368	35,1 %
4°	15	1.05	0.1335	36,7 %
5°	14	1.1	0.1310	37,9 %
21°	6	2.6	0.1110	47,4 %

Os autores ACHARYA et al. (2006) concluem que para o sistema IEEE 33 barras a melhor localização de uma GD é na barra 6, onde se alcança o valor mínimo de 0,111 MW para as perdas ativas, na condição de instalação de uma unidade GD de 2,6 MW. Trata-se de um método que objetiva determinar a melhor localização de uma GD por meio da minimização das perdas, não se importando com o tamanho final dessa GD e nem com o estudo de sensibilidade relacionado com a curva das perdas que caracteriza esta barra no sistema.

Na Tabela 4.2, verifica-se que a barra 6 possui classificação número 21, estando bem distante das primeiras barras candidatas a receber uma unidade de GD. Pretende-se provar que a melhor opção na localização de uma unidade de GD não está no critério de minimização das perdas e sim na sua redução utilizando o método proposto. Neste caso são considerados os benefícios do uso dos coeficientes *ITL* na determinação da barra mais sensível às perdas totais de potência ativa do sistema, como também na oportunidade de trabalhar no melhor trecho da curva das perdas desta barra, obtendo, assim, resultados rápidos, projetos menores e mais eficientes de localização de GD. Na Figura 4.6 tem-se a representação gráfica do comportamento das perdas das barras 6 e 18, em relação à injeção de potência ativa.

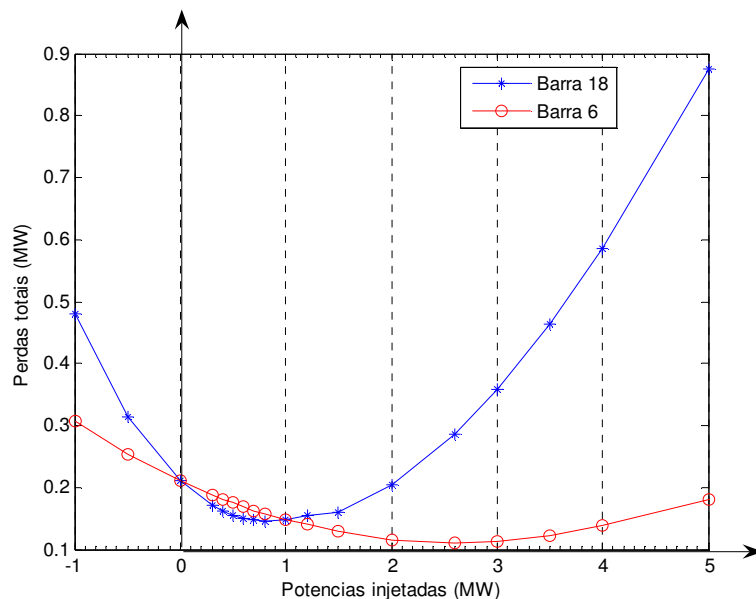


Figura 4.6 – Comportamento das perdas totais nas barras 6 e 18.

A Figura 4.7, mostra de forma comparativa os efeitos de redução das perdas ativas totais na barra 6 (classificação 21ª) e na barra 18 (classificação 1ª) quando da injeção de degraus de 0,1 MW de potência até o total de 0,8 MW. Verifica-se que, para a primeira injeção de 0,1 MW, a redução das perdas na barra 18 é 93% superior à da barra 6. A média é de 50% para injeção de 0,5 MW e à medida que se aumenta a injeção chegando a 0,8 MW, a redução das perdas na barra 18 mantém-se 20% superior ao da barra 6. Isto comprova a assertiva do parágrafo anterior e demonstra, ainda, que o trecho mais sensível da curva das perdas é o mais próximo da condição inicial.

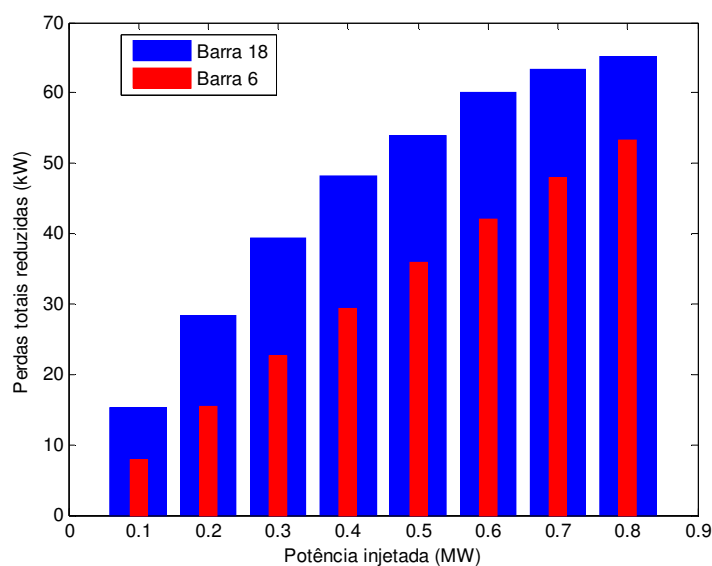


Figura 4.7 - Perdas reduzidas das barras 6 e 18.

Das simulações realizadas de mudança do nível de carregamento do sistema IEEE 33 barras, por meio da aplicação de carga leve, nominal e pesada, correspondendo respectivamente aos valores de 40%, 100% e 130% da potência demandada nas barras, obtiveram-se a mesma classificação das barras candidatas quanto ao estudo de sensibilidade, indicando que o nível de carregamento do sistema não implica em mudança na determinação da melhor localização de uma unidade GD, conforme também observado no trabalho de GUEDES et al. (2009).

Outra simulação realizada foi a instalação de um único banco de capacitores de 1,5 Mvar na barra 33. Tal procedimento, apesar de corrigir todos os valores de *ITL* para as barras de carga, ele apontava conseqüentemente para a mesma barra 33 como a mais sensível do sistema à localização de uma unidade de GD. Logo, muito cuidado deve ser tomado na injeção de potência reativa no sistema para correção dos coeficientes *ITL*, pois tanto um dimensionamento, quanto uma localização aleatória de bancos de capacitores no sistema simulado, poderá alterar o resultado quanto à identificação e classificação das barras candidatas a receberem uma unidade de GD.

Observou-se ainda, que após os ajustes nos valores dos coeficientes *ITL* e a obtenção da lista de classificação das barras mais susceptíveis a receber uma unidade de GD, o sistema modificado com a injeção de reativo poderia ser abandonado e o original reutilizado para os cálculos do fluxo de carga, dimensionamento da unidade GD e das perdas totais de potência ativa do sistema.

4.3 – SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL IEEE 69 BARRAS

De acordo com o procedimento computacional calcula-se o fluxo de carga para o sistema nas condições iniciais. A Figura 4.8, abaixo, representa os valores dos coeficientes *ITL* para cada uma das barras do sistema. Verifica-se que os coeficientes *ITL* apresentam valores positivos nos trechos do sistema compreendidos entre: as barras 6 e 27, as barras 30 e 35 e as barras 51 e 69.

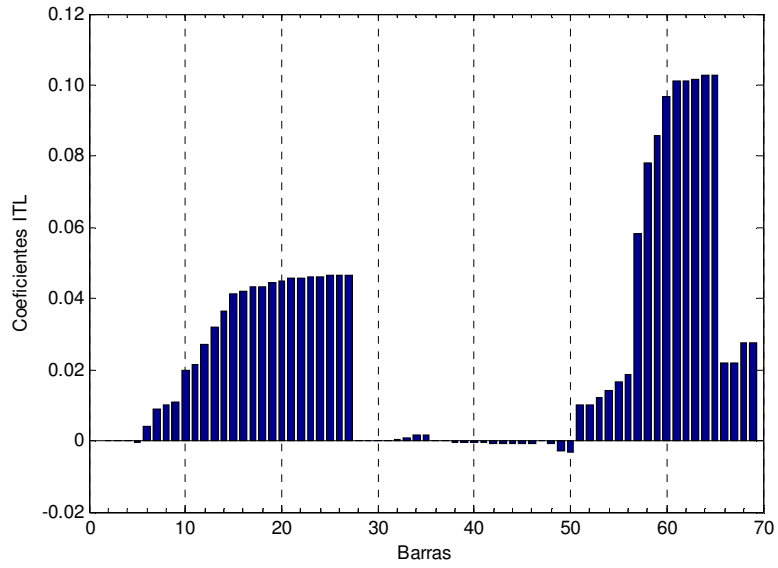


Figura 4.8 – Sistema IEEE 69 barras - valores dos *ITL* originais.

A Figura 4.9, abaixo, apresenta a similaridade entre o comportamento dos coeficientes *ITL* e dos ângulos das tensões nodais referentes a cada barra do sistema de distribuição sob simulação.

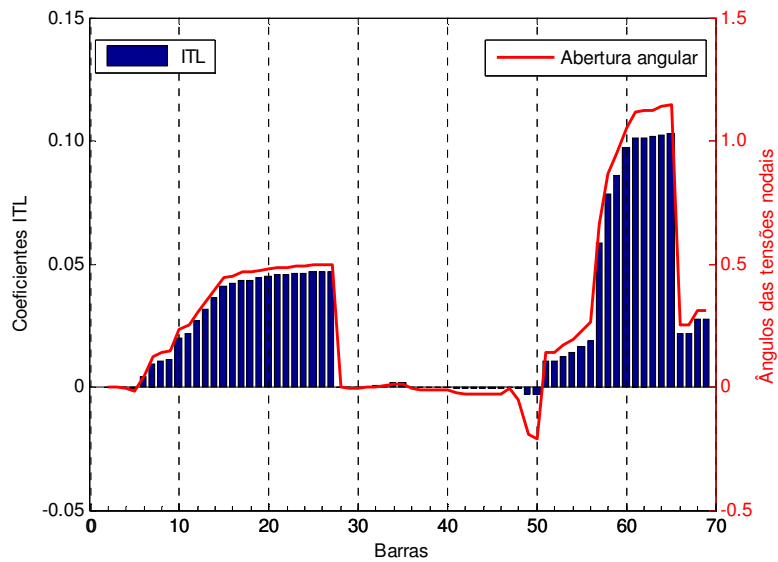


Figura 4.9 – Comportamento do *ITL* com a abertura angular das tensões nodais.

Ao contrário do ensaio anterior, onde a correção dos valores dos coeficientes *ITL* objetivou a manutenção do mesmo valor das perdas totais de potência ativa do sistema original, nesta simulação, deseja-se agregar à necessidade da correção de tais coeficientes, a oportunidade de contribuir ainda mais, para a redução de tais perdas e melhoria do nível das tensões nodais.

Assim, corrigindo cada um dos três trechos que apresentam valores positivos para os coeficientes *ITL*, têm-se as seguintes localizações dos bancos de capacitores:

- Trecho entre as barras 51 e 69. Seleciona-se a barra 61, que apresenta alta concentração de carga, obtém-se a maior redução das perdas ativas quando da instalação de 1,3 Mvar;
- Para o segundo trecho, compreendido entre as barras 6 e 27, seleciona-se a barra 27 por apresentar o menor nível de tensão nodal. Nestas condições obtém-se as menores perdas quando da instalação de 0,3 Mvar de potência reativa na barra 27.
- Para o último trecho, entre as barras 30 a 35, seleciona-se a barra 35 por apresentar o menor valor de tensão nodal do sistema, aplicando-se 0,03 Mvar na barra 35 obtém-se as menores perdas para o sistema.

Com estas instalações de potências reativas têm-se de imediato uma redução de 34,4 % das perdas totais de potência ativa do sistema, as quais passam de 0,225 MW nas condições iniciais, para 0,1476 MW nas condições dos coeficientes *ITL* ajustados.

A Figura 4.10, representa os valores dos coeficientes *ITL* já corrigidos, segundo procedimentos computacionais, as barras serão classificadas em ordem decrescente de sensibilidade, ou seja: 61, 62, 63, 64, 65, 60, 59, 58, 57, 27, 26, 25, ...

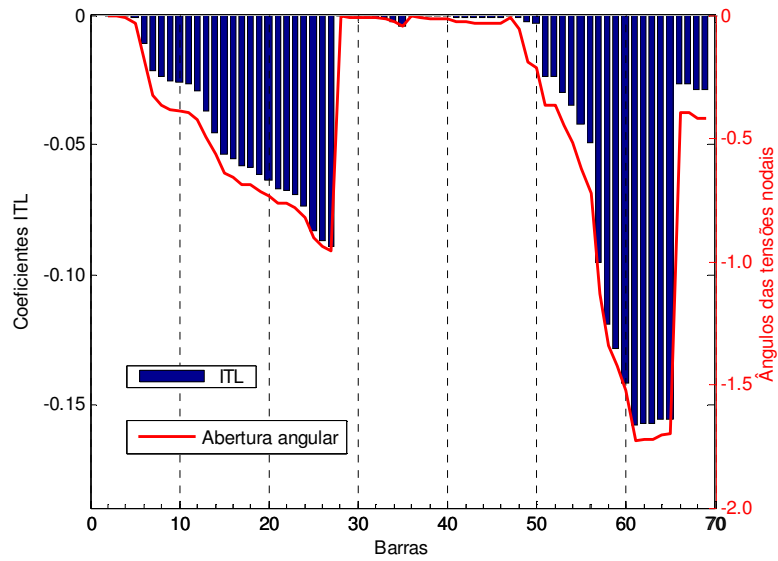


Figura 4.10 - Sistema IEEE 69 Barras - valores dos *ITL* corrigidos.

Utilizando-se o cálculo de fluxo de carga do MATPOWER[®] é possível obter, para qualquer uma das barras que compõem o sistema IEEE 69 barras, o tamanho da unidade de GD que venha a ser mais efetiva na redução das perdas totais de potência ativa do sistema.

A Tabela 4.3, apresenta o resultado do dimensionamento da GD para as barras candidatas, aquelas que possuem as melhores classificações e destaca, também, os seus percentuais de redução das perdas em relação ao valor referente ao caso base, que é de 0,2250 MW.

Tabela 4.3 – Sistema IEEE 69 - classificação das barras

Ordem	Barra	GD (MW)	Perdas (MW)	Redução
1º	61	1.8	0.0193	91,4 %
2º	62	1.8	0.0208	90,7 %
3º	63	1.8	0.0226	89,9 %
4º	64	1.6	0.0309	86,3 %
5º	65	1.4	0.0446	80,2 %
6º	60	1.9	0.0269	88,1 %
7º	59	1.9	0.0327	85,5 %
8º	58	1.9	0.0381	83,1 %
9º	57	2.1	0.0521	76,8 %
10º	27	0.6	0.1267	43,7 %

Da Tabela 4.3, acima, destaca-se o fato da barra 65 possuir um valor de Coeficiente *ITL* maior que o da barra 60, porém com um pior resultado global em termos de redução de perdas do sistema. Este fato exemplifica o já abordado na Figura 3.2, quanto à possibilidade da ocorrência de barras que, mesmo possuindo as maiores inclinações na condição inicial, não apresentam os melhores resultados em redução global das perdas ativas do sistema.

Esta particularidade no comportamento de algumas barras não invalida a aplicação do método proposto, uma vez que ele objetiva a classificação de várias barras candidatas para o estudo de localização de uma unidade de GD e não a determinação de uma única barra ótima.

Observa-se, ainda, que este método possibilita a análise de várias opções para localização de uma unidade de GD, o que implica nas melhores alternativas para o estudo de viabilidade técnico-econômica de um empreendimento.

Além disso, como as barras candidatas foram selecionadas entre as que possuíam os maiores coeficientes de sensibilidade, os tamanhos obtidos para as GD na Tabela 4.3 referem-se aos valores máximos. Conhecer o comportamento dos coeficientes de sensibilidade das perdas (*ITL*) e dimensionar a GD para que opere na faixa de maior sensibilidade da curva, ou seja, mais próximo das condições iniciais do que do vértice, abre a possibilidade de estudo de projetos mais compactos e eficientes.

Assim, o método proposto, além de possibilitar várias opções para localização de uma GD em função das características sociais, estratégicas, geográficas etc., ele permite, também, o ajuste do seu dimensionamento à tecnologia empregada e aos recursos financeiros disponíveis, tornando-se uma ferramenta importante no estudo de viabilidade de um projeto de implantação de GD.

5 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

5.1 – CONCLUSÕES GERAIS

Este trabalho apresentou um método de fácil aplicação para localização ótima de uma unidade de GD em sistemas de distribuição radiais, baseado na análise dos coeficientes de sensibilidade das perdas *ITL - Incremental Transmission Losses*. Uma das vantagens deste método, além da utilização de uma única simulação para a identificação e classificação das barras mais sensíveis à inserção de uma unidade de GD, está no estudo de grandes sistemas de distribuição em comparação com outros métodos computacionais mais complexos que utilizam a varredura de todas as barras.

Em decorrência do método proposto, a análise da localização da unidade de GD fica restrita a algumas barras candidatas, obtendo-se assim uma redução significativa no número de simulações e no tempo de processamento. Esta redução no número de barras possibilita que a escolha de uma, possa ser feita em função, por exemplo, das previsões de expansão da carga ou da disponibilidade dos recursos energéticos locais, favorecendo ao estudo de viabilidade do empreendimento. Oportunidade esta limitada a apenas uma barra nos demais métodos.

Constatou-se, também, que os métodos que objetivam determinar a melhor localização de uma unidade de GD utilizando o critério de minimização das perdas técnicas, não se importando com o valor final dessa unidade e nem com o estudo de sensibilidade relacionado com a curva das perdas que caracteriza cada barra do sistema, levam a projetos de grande porte e com sua eficiência técnico-econômica comprometida.

Observou-se que, após a localização da melhor barra para inserção de uma unidade de GD, o seu dimensionamento deve prever a sua operação dentro da faixa da curva das perdas de maior sensibilidade, ou seja, na região descendente da curva, mais próxima da condição inicial do que do vértice. Isto garante a utilização de unidades de GD menores e melhores resultados na redução das perdas

O critério econômico, indispensável em qualquer estudo de viabilidade de um projeto, favorecerá prioritariamente investimentos na barra com maior coeficiente de sensibilidade - *ITL*, projetos menores e instalações mais rápidas. Além disso, dimensionar uma unidade GD para trabalhar a maior parte do tempo na região mais sensível da curva das perdas, pode transformar um projeto, antes considerado grande e inviável, em oportuno e economicamente mais eficiente.

5.2 – RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Seguindo a mesma linha de pesquisa deste trabalho, utilizando a matriz Jacobiana no estudo de sensibilidade das perdas elétricas em sistemas de distribuição radiais, é possível fazer algumas sugestões para trabalhos futuros, que, tanto podem ampliar o alcance deste, como aperfeiçoá-lo. Os principais tópicos sugeridos são:

Complementar o presente trabalho com a simulação em um sistema de distribuição radial existente e em operação em alguma concessionária no país, e que possua a necessidade de um estudo prévio sobre a viabilidade técnico-econômica de implantação de uma unidade de geração distribuída;

Estudar, desenvolver e testar com as ferramentas propostas, outros métodos para alocação de unidades de GD utilizando sistemas de distribuição com topologia em anel e mista, incluir também no estudo, a avaliação do comportamento do método em face da existência de barras do tipo PV no sistema de distribuição;

Desenvolver estudo para aplicar, também, a sensibilidade das perdas totais de potência ativa com a variação da injeção de potência reativa. Da Equação 3.22 é possível obter novos coeficientes de sensibilidade que poderão indicar as melhores barras para a alocação de banco de capacitores. Tal análise já foi preliminarmente testada, e caso sua aplicação se comprove, será possível conjugar três pontos importantes: reduzir ao menor valor as perdas totais de potência ativa do sistema, garantir o ajuste necessário do fluxo de reativos nas linhas para o uso dos coeficientes *ITL* e elevar o perfil de tensão do sistema para os limites apropriados ao seu funcionamento.

6 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACHARYA, N.; MAHAT, P.; MITHULANANTHAN, N. “An Analytical Approach for DG Allocation in Primary Distribution Network”. ELSEVIER. Electrical Power & Energy Systems. February 2006.
- BARAN M. E.; WU F. F.; “Optimal Capacitor Placement on radial Distribution Systems”. IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 04, nº 1, pp.725-734. Janeiro 1989.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SODER, L. “Distributed Generation: a Definition”. ELSEVIER Electric Power Systems Research. December 2000.
- BORGES, C. L.T; FALCÃO, D. M.”Impact Of Distributed Generation Allocation and Sizing on Reliability, Losses and Voltage Profile”. IEEE 2003.
- CIGRE, Working Group on Dispersed Generation, CIRED, Nice, 02/06/1999.
- DRIESEN, J.; BELMANS, R. “Distributed Generation: Challenges and Possible Solutions”.Katholieke Universiteit Leuven. Department of Electrical Engineering. Belgium. IEEE 2006.
- ELGERD, Olle I.; “Electric Energy Theory: An Introduction”; McGraw Hill; 1981.
- ERWIN, S. R.; FALLON, S. A.; GIBSON, C. A.; “On-line calculation of Incremental Transmission Losses in a Electric Power System”. The University of Alabama. IEEE 1988.
- GALIANA, F. D.; CONEJO, A. J.; KOCKAR, I. “Incremental Transmission Loss Allocation Under Pool Dispatch”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, Nº 1. Fevereiro 2002.

- GUEDES, L. M.; “Localização e Dimensionamento de Unidades de Geração Distribuída em redes de distribuição Radiais”; ENE/FT:UnB, Mestrado em Engenharia Elétrica, 2006.
- GUEDES, L. M.; SANTOS, E. C.; OLIVEIRA, M. A. G. “Alocação de Geração Distribuída em Redes de Distribuição Radiais Considerando Análise de curva de carga”. XIII ERIAC, Argentina. Maio 2009.
- GÖZEL, T.; HOCAOGLU, H. M.; “Optimal Placement and Sizing of Distributed Generators in Radial System”. Gebze Institute of Technology, Department of Electronics Engineering. Kocaeli, TURKEY, 2006.
- HEYDT, G.T.; NIMPITIWAN, N.; BOSE A.; ZHANG, Y.; MELIOPOULOS A. P. S.; “New Implications of Power System Fault Current Limit”. PSERC Publication 05-62; October 2005.
- IEA. “Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets”. Paris, 128 pages, 2002
- IEEE POWER & ENERGY MAGAZINE. “Taking an Active Approach”. Volume 5 – Number 4 – July/August 2007.
- INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética. Geração Distribuída. Disponível em: http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=forum. Acesso em: 05/08/2008.
- LEMOS, C. F. “O Processo Sociotécnico de Eletrificação na Amazônia: Articulações e Contradições entre Estado, Capital e Território (1890 a 1990). Tese de Doutorado em Planejamento Urbano e Regional, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.
- LORA, E.; HADDAD, J. “Geração Distribuída: Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais”. Editora Interciência. Rio de Janeiro 2006.
- MAHAT, P.; ONGSAKULL W., P.; MITHULANANTHAN, N. “ Optimal Placement of Wind Turbine DG in Primary Distribution Systems for Real Loss Reduction”. Asian Institute of Technology. Thailand. March 2006.

MENEZES, T. V.; SILVA, L. C. P.; “A Method for Transmission Loss Allocation Based on Sensitivity Theory”. University of Campinas, DSCE/FEEC/UNICAMP. Campinas, São Paulo, Brasil. IEEE 2006.

Ministério das Minas e Energia. PROINFA. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/programs_display.do?chn=934>. Acesso em: 07/08/08.

MONTICELLI, A. J. “Fluxo de carga em redes de energia elétrica”. Editora Edgard Blucher Ltda, 1983.

PEPERMANS, G.; DRIESEN, J.; HAESLONCKX, D.; D’HAESELEER, W.; BELMANS, R. “Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues.” Electric University of Leuven. Energy Transport & Environment - ETE. Belgium. August 2003.

PUTTGENS, Hans B.; MACGREGOR, Paul R.; LAMBERT, Frank C. “Distributed Generation: Semantic Hype or the Dawn of a New Era?”. IEEE Power & Energy Magazine. January/February 2003.

REZA, Muhamad. “Stability Analysis of Transmission Systems With High Penetration of Distributed Generation”. Dissertation at Delft University of Technology. 2006.

RODRIGUES, F. F. C.; BORGES, C. L. T.; FALCÃO, D. M. “Programação da Contratação de Energia Considerando Geração Distribuída e Incertezas na Previsão de Demanda.” Sba: Controle & Automação – Sociedade Brasileira de Automática, 2007, vol. 18, nº 3, ISSN 0103-1759. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-17592007000300008&lng=es&nrm=iso=>>. Acesso em 01/04/2008.

SALMAN, S. K. “The Impact of Embedded Generation on Voltage Regulation and Losses of distribution Networks”. The Robert Gordon University, Aberden – IEE Colloquium. October 1996.

- SANCHEZ, J. C. M. “Estudo de Alocação de Perdas de Transmissão em Mercados de Eletricidade”. Tese de Mestrado. Departamento de Engenharia Elétrica. Faculdade de Tecnologia. Universidade de Brasília. 2004.
- SEVERINO, MAURO M. “Avaliação Técnico-Econômica de um Sistema Híbrido de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas da Amazônia”. Tese de Doutorado. Departamento de Engenharia Elétrica. Faculdade de Tecnologia. Universidade de Brasília. 2008.
- SINGH, Deependra; SINGH, Devender; VERMA, K.S. “GA based Optimal Sizing & Placement of Distributed Generation for Loss Minimization”. Proceeding of World Academy of Science, Engineering and Technology – PWAST.ORG December 2007.
- VENKATESH B.; RANJAN R.; GOOI H.B.”Optimal Reconfiguration of Radial Distribution Systems to Maximize Loadability”. IEEE Transactions on Power Systems, vol 19, nº 1, February 2004.
- WEA - World Energy Assessment – “Energy and the challenge of sustainability”, 517 p, 2000. Disponível em: <<http://www.undp.org/energy/activities/wea/drafts-frame.html>>. Acesso em: 25/07/2008.
- WEO – World Energy Outlook , “Chapter 16 – Focus on Brazil”, 2006. Disponível em: <<http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2006/brazil.pdf>>. Acesso em: 18/08/2008.
- WWI – Worldwatch Institute.“Micropower: The Next Electrical Era”, Organização de Pesquisa. Washington USA. Worldwatch Paper 151, july 2000. Disponível em: <<http://fuelcells.org/info/library/micropower.pdf>>. Acesso em: 27/07/2008.
- ZANETTA JÚNIOR, L. C.; “ Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência”, Editora Livraria da Física, 1ª edição, São Paulo, 2006.

ZIMMERMAN, R. D.; GAN, D. "MATPOWER: A MATLAB[®] Power System Simulation Package". Power Systems Engineering Research center (PSERC). Cornell University, Ithaca, NY. MATPOWER[®] homepage: <http://blackbird.pser.cornell.edu/matpower/>. Acesso em: 05/08/2007.

APÊNDICES

APÊNDICE A – PROGRAMAÇÃO PARA CÁLCULO DOS COEFICIENTES *ITL*

Neste apêndice são apresentados os principais passos de programação em MATLAB[®], utilizando código fonte do pacote MATPOWER[®] na determinação da matriz admitância *Ybus* e da matriz Jacobiana, matrizes estas necessárias à formulação dos coeficientes *ITL*. Tais passos de programação são passíveis de serem replicados para qualquer sistema de distribuição radial.

```
% A função runpf.m executa o fluxo de carga pelo Método de Newton
% Para executar o programa em um banco de dados, insira o nome do arquivo sem a
% extensão .m em casename.

[baseMVA, bus, gen, branch, success, et] = runpf('casename');

ref=find(bus(:,2)==3); % índice das barras de referência
pv=find(bus(:,2)==2); % índice das barras PV
pq=find(bus(:,2)==1); % índice das barras PQ
% A função makeYbus.m, forma a matriz admitância Ybus
[Ybus, Yf, Yt] = makeYbus(baseMVA, bus, branch);
% A função makeSbus, calcula injeções de potência, geração e carga
Sbus = makeSbus(baseMVA, bus, gen);
V0=bus(:,8).*exp(j*pi/180*bus(:,9)); % Tensão (magnitude e angulo)
% A função mpoption.m é usada para explicitar o método do fluxo de carga utilizado
% no %caso da opção 1 o método de Newton
mpopt=mpoption('PF_ALG',1);
% A função newtonpf.m implementa a solução do fluxo de carga pelo método de Newton
[V, converged, i] = newtonpf(Ybus, Sbus, V0, ref, pv, pq, mpopt);
% A função dSbus_dV.m computa as derivadas parciais das potências injetadas em
% razão da tensão (magnitude e ângulo) - Calcula a Matriz Jacobiana
[dSbus_dVm, dSbus_dVa] = dSbus_dV(Ybus, V);

% Matriz Jacobiana completa (full)
Jfull=[real(dSbus_dVa) real(dSbus_dVm); imag(dSbus_dVa) imag(dSbus_dVm)];

Dpa=real(dSbus_dVa([pv; pq],[pv; pq])); % Determina dP/dTheta
Dpv=real(dSbus_dVm([pv; pq], pq)); % Determina dP/dV
Dqa=imag(dSbus_dVa(pq, [pv; pq])); % Determina dQ/dTheta
Dqv=imag(dSbus_dVm(pq, pq)); % Determina dQ/dV
J=[Dpa Dpv; Dqa Dqv]; % J=[H N; M L]
% Cálculo da perda de potência ativa total do sistema
Perda=sum(branch(:,12)+ branch(:,14))
% Cálculo dos coeficientes ITL para todas as barras, exceto a barra de referência
Dpafull=real(dSbus_dVa);
nb=max(bus(:,1));
e=ones(nb,1);
Coeficientes_ITL=inv(Dpa)*(Dpafull(:, [bus(:,2)~=3]))'*e
```


APÊNDICE B – DADOS DE ENTRADA DOS SISTEMAS SIMULADOS

Neste apêndice estão apresentadas as topologias e os dados de entrada e de carregamento de cada um dos três sistemas de distribuição radiais utilizados nas simulações deste trabalho.

Na primeira simulação utiliza-se o sistema radial de 05 barras, mostrada na Figura B.1, cujas informações de linha e de barra foram fornecidas pela Companhia Energética de Brasília, e estão apresentadas nas Tabelas B.1 e B.2.

Para a segunda e terceira simulação utilizam-se os sistemas IEEE 33 e 69 barras, clássicos na literatura, possuindo topologia radial de tamanho médio, sem laço fechado, apresentadas respectivamente nas Figuras B.2 e B.3. Todos os dados de entrada e de carregamento constam das fontes de referência mencionadas neste apêndice.

Faz parte também deste apêndice, os programas de fluxo de carga em arquivo .m, no formato MATPOWER[®], referentes aos sistemas radiais: 05 barras, IEEE 33 barras e IEEE 69 barras, o que possibilitará a reprodução de todas as simulações realizadas neste trabalho.

B.1 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL DE 05 BARRAS



Figura B.1 - Topologia do Sistema 05 barras.

Por se tratar de uma pequena rede de distribuição radial, composta por um único alimentador, os dados de entrada e de carregamento do sistema estão apresentados nas tabelas abaixo:

Tabela B.1 – Sistema 05 barras - Dados de entrada – $S_b=1\text{MVA}$ e $V_b=1\text{kV}$.

Barra (de)	Barra (para)	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)
1	2	0.1	0.5
2	3	0.1	0.5
3	4	0.1	0.5
4	5	0.1	0.5

Tabela B.2 – Sistema 05 barras - Dados do carregamento.

Barra	Carga P(MW)	Carga Q(Mvar)
1	0	0
2	0	0
3	0.008	0.006
4	0.012	0.009
5	0.024	0.018

DADOS DE ENTRADA SISTEMA 05 BARRAS
 FONTE: Alimentador teste da Companhia Energética de Brasília
 FORMATO: MATPOWER3.0.0 - ARQUIVO: case5.m

```
function [baseMVA, bus, gen, branch, areas, gencost] = case5

% CASE5 Power flow data for 5 bus, 1 generator case.
% Please see 'help caseformat' for details on the case file format.
%
% Based on data from Joe H. Chow's book, p. 70.

% MATPOWER
% $Id: case9.m,v 1.6 2004/09/21 01:48:34 ray Exp $

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base

baseMVA = 1;
basekV = 1;

%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
bus = [
    1 3 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.1 0.9;
    2 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.1 0.9;
    3 1 0.008 0.006 0 0 1 1 0 1 1 1.1 0.9;
    4 1 0.012 0.009 0 0 1 1 0 1 1 1.1 0.9;
    5 1 0.024 0.018 0 0 1 1 0 1 1 1.1 0.9;
];

%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin
gen = [
    1 0.0 0 0 0 1 0 1 300 0.5;
    5 0.0 0 0 0 1 0 1 300 0.5;
];

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status
branch = [
    1 2 0.1 0.5 0 0 0 0 0 0 0 1;
    2 3 0.1 0.5 0 0 0 0 0 0 0 1;
    3 4 0.1 0.5 0 0 0 0 0 0 0 1;
    4 5 0.1 0.5 0 0 0 0 0 0 0 1;
];

return;
```

B.2 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL IEEE 33 BARRAS

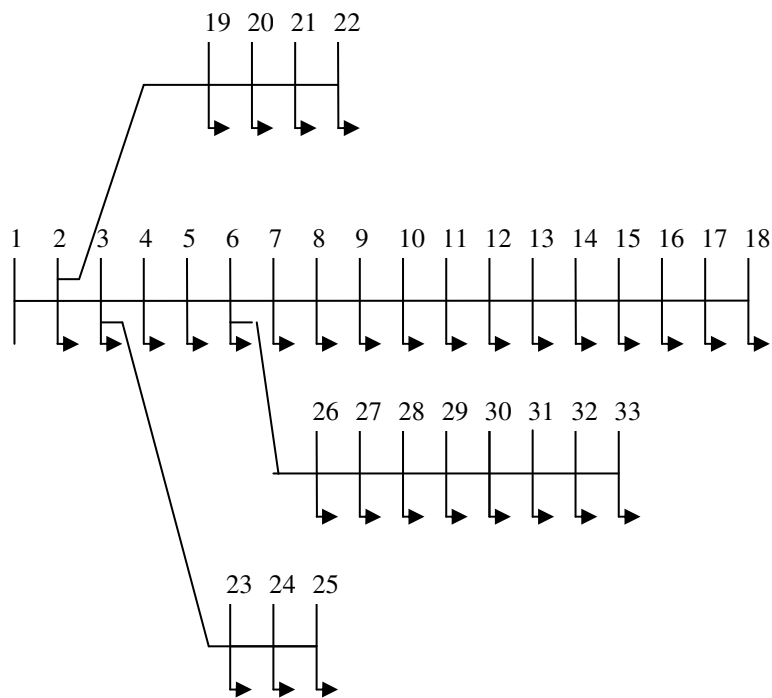


Figura B.2 - Topologia do sistema IEEE 33 barras.

DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA IEEE 33 BARRAS
Fonte: ARTIGO – VENKATESH, RANJAN e GOOI (2004)
FORMATO: MATPOWER3.0.0 – ARQUIVO: Ecase33bus.m

```
function [baseMVA, bus, gen, branch] = Ecase33bus;

% Ecase33bus Power flow data for 33 bus and 32 branch, 1 gen case from IEEE.
% Please see 'help caseformat' for details on the case file format.
%
% MATPOWER
% $Id:Ecase33bus.m,v 1.1 2005/01/27 22:57:59 ray Exp $

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base

baseMVA = 100;
basekV = 12.66;

% baseR = 1.602756
%Potencia de banco de capacitores = 0.0 MVar

%% bus data
% bus_itype Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
bus = [
1 3 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
2 1 0.100 0.060 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
3 1 0.090 0.040 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
4 1 0.120 0.080 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
5 1 0.060 0.030 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
6 1 0.060 0.020 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
7 1 0.200 0.100 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
8 1 0.200 0.100 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
9 1 0.060 0.020 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
10 1 0.060 0.020 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
11 1 0.045 0.030 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
12 1 0.060 0.035 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
13 1 0.060 0.035 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
14 1 0.120 0.080 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
15 1 0.060 0.010 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
16 1 0.060 0.020 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
17 1 0.060 0.020 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
18 1 0.090 0.040 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
19 1 0.090 0.040 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
20 1 0.090 0.040 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
21 1 0.090 0.040 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
22 1 0.090 0.040 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
23 1 0.090 0.050 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
24 1 0.420 0.200 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
25 1 0.420 0.200 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
26 1 0.060 0.025 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
27 1 0.060 0.025 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
28 1 0.060 0.020 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
29 1 0.120 0.070 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
30 1 0.200 0.600 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
31 1 0.150 0.070 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
32 1 0.210 0.100 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
33 1 0.060 0.040 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
];

%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin
gen = [
1 0 0 3 0 1 100 1 20 1.0
];
```

DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA IEEE 33 BARRAS
FONTE: ARTIGO - VENKATESH, RANJAN e GOOI (2004)
FORMATO: MATPOWER3.0.0 - ARQUIVO: Ecase33bus.m

continuação

```
%% branch data
%   fbus tbus   r       x       b rateA rateB rateC   ratio   angle   status
branch = [
    1   2  0.057526  0.029761  0  50  50  50    0    0    1;
    2   3  0.307595  0.156668  0  50  50  50    0    0    1;
    3   4  0.228357  0.116300  0  50  50  50    0    0    1;
    4   5  0.237778  0.121104  0  50  50  50    0    0    1;
    5   6  0.510995  0.441115  0  50  50  50    0    0    1;
    6   7  0.116799  0.386085  0  50  50  50    0    0    1;
    7   8  1.067786  0.770610  0  50  50  50    0    0    1;
    8   9  0.642643  0.461705  0  50  50  50    0    0    1;
    9  10  0.648882  0.461705  0  50  50  50    0    0    1;
   10  11  0.122664  0.040555  0  50  50  50    0    0    1;
   11  12  0.233598  0.077242  0  50  50  50    0    0    1;
   12  13  0.915922  0.720634  0  50  50  50    0    0    1;
   13  14  0.337918  0.444796  0  50  50  50    0    0    1;
   14  15  0.368740  0.328185  0  50  50  50    0    0    1;
   15  16  0.465635  0.340039  0  50  50  50    0    0    1;
   16  17  0.804240  1.073775  0  50  50  50    0    0    1;
   17  18  0.456713  0.358133  0  50  50  50    0    0    1;
   02  19  0.102324  0.097644  0  50  50  50    0    0    1;
   19  20  0.938508  0.845668  0  50  50  50    0    0    1;
   20  21  0.255497  0.298486  0  50  50  50    0    0    1;
   21  22  0.442301  0.584805  0  50  50  50    0    0    1;
   03  23  0.281515  0.192356  0  50  50  50    0    0    1;
   23  24  0.560285  0.442425  0  50  50  50    0    0    1;
   24  25  0.559037  0.437434  0  50  50  50    0    0    1;
   06  26  0.126657  0.064514  0  50  50  50    0    0    1;
   26  27  0.177320  0.090282  0  50  50  50    0    0    1;
   27  28  0.660737  0.582559  0  50  50  50    0    0    1;
   28  29  0.501761  0.437122  0  50  50  50    0    0    1;
   29  30  0.316642  0.161285  0  50  50  50    0    0    1;
   30  31  0.607953  0.600840  0  50  50  50    0    0    1;
   31  32  0.193729  0.225799  0  50  50  50    0    0    1;
   32  33  0.212759  0.330805  0  50  50  50    0    0    1;
];
return;
```

B.3 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL IEEE 69 BARRAS

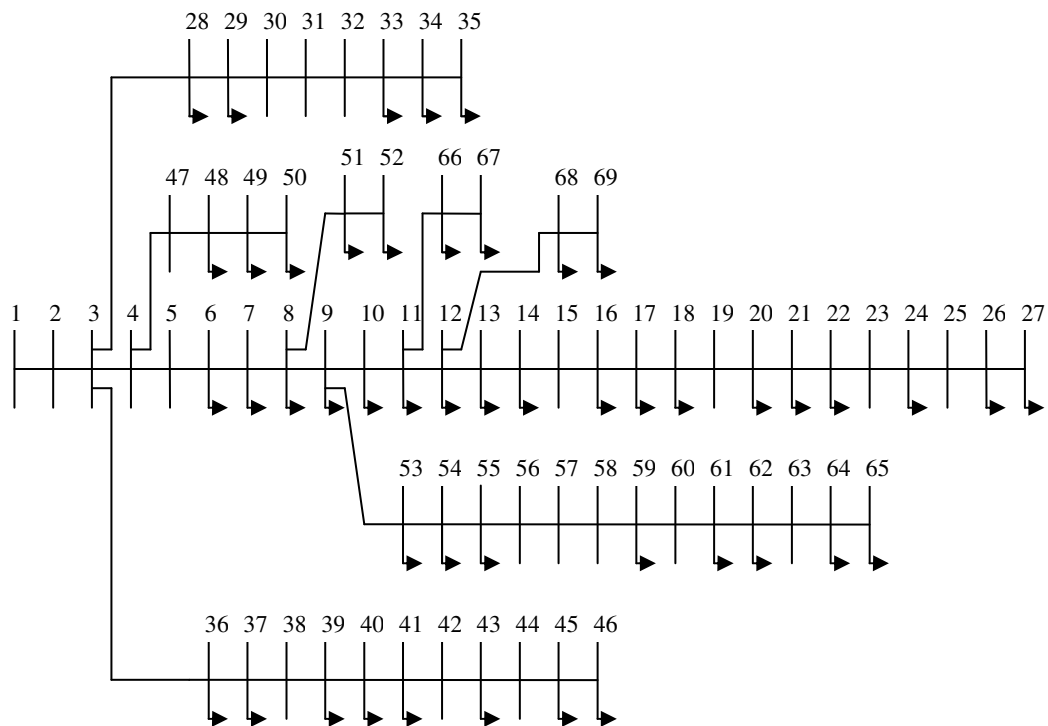


Figura B.3 - Topologia do sistema IEEE 69 barras

DADOS DE ENTRADA SISTEMA IEEE 69 BARRAS
FONTE: ARTIGO - BARAN e WU (1989)
FORMATO: MATPOWER3.0.0 - ARQUIVO: Ecase69bus.m

```
function [baseMVA, bus, gen, branch] = Ecase69bus;

% Power flow data for 69 bus and 68 branch, 1 gen case from IEEE.
% Please see 'help caseformat' for details on the case file format.
%
% MATPOWER
% $Id:Ecase81bus.m,v 1.1 2005/01/27 22:57:59 ray Exp $

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base

baseMVA = 10;
basekV = 12.66;

% base(ohm)= 16,02756;
% Potencia de banco de capacitores = 0.0 MVar

%% bus data
% bus_itype Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
bus = [
1 3 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
2 1 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
3 1 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
4 1 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
5 1 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
6 1 0.00260 0.0022 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
7 1 0.0404 0.030 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
8 1 0.075 0.054 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
9 1 0.03 0.022 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
10 1 0.028 0.019 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
11 1 0.145 0.104 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
12 1 0.145 0.104 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
13 1 0.008 0.0055 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
14 1 0.008 0.0055 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
15 1 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
16 1 0.0455 0.03 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
17 1 0.060 0.035 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
18 1 0.060 0.035 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
19 1 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
20 1 0.001 0.0006 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
21 1 0.114 0.081 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
22 1 0.0053 0.0035 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
23 1 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
24 1 0.028 0.02 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
25 1 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
26 1 0.014 0.010 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
27 1 0.014 0.010 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
28 1 0.026 0.0186 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
29 1 0.026 0.0186 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
30 1 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
31 1 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
32 1 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
33 1 0.014 0.010 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
34 1 0.0195 0.014 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
35 1 0.006 0.004 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
36 1 0.026 0.01855 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
37 1 0.026 0.01855 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
38 1 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
39 1 0.024 0.017 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
40 1 0.024 0.017 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
41 1 0.0012 0.001 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
42 1 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
43 1 0.006 0.0043 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
44 1 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
45 1 0.03922 0.0263 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
```


DADOS DE ENTRADA SISTEMA IEEE 69 BARRAS

CONTINUAÇÃO

FONTE: ARTIGO - BARAN e WU (1989)

FORMATO: MATPOWER3.0.0 - ARQUIVO: Ecase69bus.m

```

46 1      0.03922 0.0263 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
47 1      0      0      0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
48 1      0.079 0.0564 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
49 1      0.3847 0.2745 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
47 1      0      0      0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
48 1      0.079 0.0564 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
49 1      0.3847 0.2745 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
50 1      0.3847 0.2745 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
51 1      0.0405 0.0283 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
52 1      0.0036 0.0027 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
53 1      0.00435 0.0035 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
54 1      0.0264 0.019 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
55 1      0.024 0.0172 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
56 1      0      0      0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
57 1      0      0      0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
58 1      0      0      0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
59 1      0.100 0.072 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
60 1      0      0      0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
61 1      1.244 0.888 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
62 1      0.032 0.023 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
63 1      0      0      0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
64 1      0.227 0.162 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
65 1      0.059 0.042 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
66 1      0.018 0.013 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
67 1      0.018 0.013 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
68 1      0.028 0.020 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
69 1      0.028 0.020 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
];

%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin
gen = [
1 0 0 3 0 1 1 1 20 1.0
13 0.0 0.0 3 0 1 1 1 20 1.0
27 0.0 0.0 3 0 1 1 1 20 1.0
35 0.0 0.0 3 0 1 1 1 20 1.0
50 0.0 0.0 3 0 1 1 1 20 1.0
61 0.0 0.0 3 0 1 1 1 20 1.0
62 0.0 0.0 3 0 1 1 1 20 1.0
65 0.0 0.0 3 0 1 1 1 20 1.0
];

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status
branch = [
1 2 0.0000312 0.0000749 0 50 50 50 0 0 1;
2 3 0.0000312 0.0000749 0 50 50 50 0 0 1;
3 4 0.0000936 0.0002246 0 50 50 50 0 0 1;
4 5 0.001566 0.001834 0 50 50 50 0 0 1;
5 6 0.022835 0.011630 0 50 50 50 0 0 1;
6 7 0.023778 0.012110 0 50 50 50 0 0 1;
7 8 0.005753 0.002932 0 50 50 50 0 0 1;
8 9 0.003075 0.001566 0 50 50 50 0 0 1;
9 10 0.051099 0.016889 0 50 50 50 0 0 1;
10 11 0.011679 0.003862 0 50 50 50 0 0 1;
];

```

DADOS DE ENTRADA SISTEMA IEEE 69 BARRAS

CONTINUAÇÃO

FONTE: ARTIGO - BARAN e WU (1989)

FORMATO: MATPOWER3.0.0 - ARQUIVO: Ecase69bus.m

```
11 12 0.044386 0.014668 0 50 50 50 0 0 1;  
12 13 0.064264 0.021213 0 50 50 50 0 0 1;  
13 14 0.065137 0.021525 0 50 50 50 0 0 1;  
14 15 0.066011 0.021812 0 50 50 50 0 0 1;  
15 16 0.012266 0.004056 0 50 50 50 0 0 1;  
16 17 0.023359 0.007724 0 50 50 50 0 0 1;  
17 18 0.000293 0.000099 0 50 50 50 0 0 1;  
18 19 0.020439 0.006757 0 50 50 50 0 0 1;  
19 20 0.013139 0.004343 0 50 50 50 0 0 1;  
20 21 0.021313 0.007044 0 50 50 50 0 0 1;  
21 22 0.000873 0.000287 0 50 50 50 0 0 1;  
22 23 0.009926 0.003282 0 50 50 50 0 0 1;  
23 24 0.021606 0.007144 0 50 50 50 0 0 1;  
24 25 0.046719 0.015442 0 50 50 50 0 0 1;  
25 26 0.019273 0.006370 0 50 50 50 0 0 1;  
26 27 0.010806 0.003569 0 50 50 50 0 0 1;  
3 28 0.000274 0.000674 0 50 50 50 0 0 1;  
28 29 0.003993 0.009764 0 50 50 50 0 0 1;  
29 30 0.024819 0.008205 0 50 50 50 0 0 1;  
30 31 0.004379 0.001448 0 50 50 50 0 0 1;  
31 32 0.021899 0.007238 0 50 50 50 0 0 1;  
32 33 0.052347 0.017570 0 50 50 50 0 0 1;  
33 34 0.106566 0.035227 0 50 50 50 0 0 1;  
34 35 0.091966 0.030404 0 50 50 50 0 0 1;  
3 36 0.000274 0.000674 0 50 50 50 0 0 1;  
36 37 0.003993 0.009764 0 50 50 50 0 0 1;  
37 38 0.006569 0.007674 0 50 50 50 0 0 1;  
38 39 0.001896 0.002215 0 50 50 50 0 0 1;  
39 40 0.000112 0.000131 0 50 50 50 0 0 1;  
40 41 0.045441 0.053090 0 50 50 50 0 0 1;  
41 42 0.019342 0.022605 0 50 50 50 0 0 1;  
42 43 0.002558 0.002982 0 50 50 50 0 0 1;  
43 44 0.000574 0.000724 0 50 50 50 0 0 1;  
44 45 0.006794 0.008566 0 50 50 50 0 0 1;  
45 46 0.000056 0.000075 0 50 50 50 0 0 1;  
4 47 0.000212 0.000524 0 50 50 50 0 0 1;  
47 48 0.005309 0.012996 0 50 50 50 0 0 1;  
48 49 0.018081 0.044243 0 50 50 50 0 0 1;  
49 50 0.005128 0.012547 0 50 50 50 0 0 1;  
8 51 0.005790 0.002951 0 50 50 50 0 0 1;  
51 52 0.020708 0.006951 0 50 50 50 0 0 1;  
9 53 0.010856 0.005528 0 50 50 50 0 0 1;  
53 54 0.012665 0.006451 0 50 50 50 0 0 1;  
54 55 0.017732 0.009028 0 50 50 50 0 0 1;  
55 56 0.017551 0.008941 0 50 50 50 0 0 1;  
56 57 0.099204 0.033299 0 50 50 50 0 0 1;  
57 58 0.048897 0.016409 0 50 50 50 0 0 1;  
58 59 0.018979 0.006277 0 50 50 50 0 0 1;  
59 60 0.024089 0.007312 0 50 50 50 0 0 1;  
60 61 0.031664 0.016128 0 50 50 50 0 0 1;  
61 62 0.006077 0.003095 0 50 50 50 0 0 1;  
62 63 0.009046 0.004605 0 50 50 50 0 0 1;  
63 64 0.044329 0.022580 0 50 50 50 0 0 1;  
64 65 0.064951 0.033081 0 50 50 50 0 0 1;  
11 66 0.012553 0.003812 0 50 50 50 0 0 1;  
66 67 0.000293 0.000087 0 50 50 50 0 0 1;  
12 68 0.046133 0.015249 0 50 50 50 0 0 1;  
68 69 0.000293 0.000099 0 50 50 50 0 0 1;  
];  
return;
```

APÊNDICE C – SOLUÇÃO DOS FLUXOS DE CARGA E COEFICIENTES *ITL*

Serão apresentados os resultados da solução dos fluxos de carga e dos valores calculados para os coeficientes *ITL* referentes aos três sistemas de distribuição radiais. Para tanto se procedeu ao calculo do fluxo de carga simulando algumas condições do sistema: caso base, injeção de potência ativa ou de potência reativa.

C.1 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL DE 05 BARRAS

SOLUÇÃO DO FLUXO DE CARGA E *ITL* – SISTEMA 05 BARRAS
PROGRAMA: MATPOWER3.0.0\case5.m
CONDIÇÃO: CASO BASE
FONTE: Alimentador teste da Companhia Energética de Brasília

Newton's method power flow converged in 3 iterations.

Converged in 0.11 seconds

System Summary

How many?	How much?	P (MW)	Q (MVar)	
Buses	5	Total Gen Capacity	600.0	0.0 to 0.0
Generators	2	On-line Capacity	600.0	0.0 to 0.0
Committed Gens	2	Generation (actual)	0.0	0.0
Loads	3	Load	0.0	0.0
Fixed	3	Fixed	0.0	0.0
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of 0.0	0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	0.0	0.0
Branches	4	Losses (I ² * Z)	0.00	0.01
Transformers	0	Branch Charging (inj)	-	0.0
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.922 p.u. @ bus 5	1.000 p.u. @ bus 1
Voltage Angle	-3.91 deg @ bus 5	0.00 deg @ bus 1
P Losses (I ² *R)	-	0.00 MW @ line 1-2
Q Losses (I ² *X)	-	0.00 MVar @ line 1-2

Bus Data

Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.000	0.000	0.05	0.00	-	-
2	0.977	-1.097	-	-	-	-
3	0.954	-2.248	-	-	0.01	0.01
4	0.935	-3.231	-	-	0.01	0.01
5	0.922	-3.909	0.00	0.00	0.02	0.02
Total:			0.05	0.00	0.04	0.03

Perdas ativas do Sistema = 0.0010 (MW)

Bus Coeficientes_ITL =

2	-0.0077
3	-0.0158
4	-0.0228
5	-0.0277

SOLUÇÃO DO FLUXO DE CARGA E ITL - SISTEMA 05 BARRAS
PROGRAMA: MATPOWER3.0.0\case5.m
CONDIÇÃO: SIMULADO A ALOCAÇÃO DE GD DE 35 kW na barra nº 5
FONTE: Alimentador teste da Companhia Energética de Brasília

Newton's method power flow converged in 3 iterations.

Converged in 0.55 seconds

=====
| System Summary |
=====

How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	5	Total Gen Capacity	600.0	0.0 to 0.0
Generators	2	On-line Capacity	600.0	0.0 to 0.0
Committed Gens	2	Generation (actual)	0.0	0.0
Loads	3	Load	0.0	0.0
Fixed	3	Fixed	0.0	0.0
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of 0.0	0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	0.0	0.0
Branches	4	Losses (I ² * Z)	0.0	0.0
Transformers	0	Branch Charging (inj)	-	0.0
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.940 p.u. @ bus 5	1.000 p.u. @ bus 1
Voltage Angle	-0.14 deg @ bus 3	0.46 deg @ bus 5
P Losses (I ² *R)	-	0.00 MW @ line 1-2
Q Losses (I ² *X)	-	0.00 MVar @ line 1-2

=====
| Bus Data |
=====

Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.000	0.000	0.01	0.00	-	-
2	0.982	-0.070	-	-	-	-
3	0.963	-0.143	-	-	0.01	0.01
4	0.949	-0.005	-	-	0.01	0.01
5	0.940	0.464	0.04	0.00	0.02	0.02
Total:			0.04	0.00	0.04	0.03

Perdas ativas do Sistema =

3.9530e-004 (MW)

Bus Coeficientes_ITL

2	-0.0005
3	-0.0010
4	-0.0000
5	0.0032

C.2 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL IEEE 33 BARRAS

SOLUÇÃO DO FLUXO DE CARGA E I^{TL} - SISTEMA IEEE 33 BARRAS
PROGRAMAÇÃO: MATPOWER3.0.0\Ecase33bus.m
CONDIÇÃO: CASO BASE
FONTE: ARTIGO - VENKATESH, RANJAN e GOOI (2004)

Newton's method power flow converged in 3 iterations.

Converged in 0.67 seconds

System Summary

How many?	How much?	P (MW)	Q (MVar)	
Buses	33	Total Gen Capacity	140.0	0.0 to 21.0
Generators	7	On-line Capacity	140.0	0.0 to 21.0
Committed Gens	7	Generation (actual)	3.9	2.4
Loads	32	Load	3.7	2.3
Fixed	32	Fixed	3.7	2.3
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of 0.0	0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	0.0	0.0
Branches	32	Losses (I ² * Z)	0.21	0.14
Transformers	0	Branch Charging (inj)	-	0.0
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.904 p.u. @ bus 18	1.000 p.u. @ bus 1
Voltage Angle	-0.69 deg @ bus 18	0.50 deg @ bus 30
P Losses (I ² *R)	-	0.05 MW @ line 2-3
Q Losses (I ² *X)	-	0.03 MVar @ line 5-6

Bus Data

Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.000	0.000	3.93	2.44	-	-
2	0.997	0.014	-	-	0.10	0.06
3	0.983	0.096	-	-	0.09	0.04
4	0.975	0.162	-	-	0.12	0.08
5	0.968	0.229	-	-	0.06	0.03
6	0.949	0.135	0.00	-0.00	0.06	0.02
7	0.946	-0.097	-	-	0.20	0.10
8	0.932	-0.250	-	-	0.20	0.10
9	0.926	-0.325	-	-	0.06	0.02
10	0.920	-0.389	-	-	0.06	0.02
11	0.919	-0.382	-	-	0.04	0.03
12	0.918	-0.370	0.00	0.00	0.06	0.04
13	0.912	-0.463	-	-	0.06	0.04
14	0.909	-0.543	-	-	0.12	0.08
15	0.908	-0.582	0.00	-0.00	0.06	0.01
16	0.906	-0.605	-	-	0.06	0.02
17	0.904	-0.684	-	-	0.06	0.02
18	0.904	-0.694	0.00	-0.00	0.09	0.04
19	0.996	0.003	-	-	0.09	0.04
20	0.993	-0.064	-	-	0.09	0.04
21	0.992	-0.084	-	-	0.09	0.04
22	0.992	-0.104	-	-	0.09	0.04
23	0.979	0.065	-	-	0.09	0.05
24	0.973	-0.024	-	-	0.42	0.20
25	0.969	-0.068	-	-	0.42	0.20
26	0.948	0.174	-	-	0.06	0.03
27	0.945	0.231	-	-	0.06	0.03
28	0.934	0.314	-	-	0.06	0.02
29	0.925	0.392	-	-	0.12	0.07

SOLUÇÃO DO FLUXO DE CARGA E ITL - SISTEMA IEEE 33 BARRAS

PROGRAMAÇÃO: MATPOWER3.0.0\Ecase33bus.m

CONDIÇÃO: CASO BASE

FONTE: ARTIGO - VENKATESH, RANJAN e GOOI (2004)

continuação

30	0.922	0.497	0.00	0.00	0.20	0.60
31	0.918	0.412	-	-	0.15	0.07
32	0.917	0.389	-	-	0.21	0.10
33	0.916	0.382	0.00	-0.00	0.06	0.04
			-----	-----	-----	-----
		Total:	3.93	2.44	3.72	2.30

Perdas Ativas do Sistema =

0.2110 (MW)

Bus Coeficientes_ITL

2	0.0009
3	0.0065
4	0.0110
5	0.0156
6	0.0118
7	0.0094
8	0.0020
9	-0.0016
10	-0.0048
11	-0.0040
12	-0.0027
13	-0.0069
14	-0.0090
15	-0.0106
16	-0.0117
17	-0.0138
18	-0.0142
19	0.0005
20	-0.0021
21	-0.0027
22	-0.0032
23	0.0050
24	0.0010
25	-0.0009
26	0.0145
27	0.0183
28	0.0215
29	0.0245
30	0.0316
31	0.0287
32	0.0280
33	0.0278

SOLUÇÃO DO FLUXO DE CARGA E ITL - SISTEMA IEEE 33 BARRAS
PROGRAMA: MATPOWER3.0.0\Ecase33bus.m
CONDIÇÃO: SIMULADO INJEÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA - 1,0 Mvar na barra
12, 0,575 Mvar na barra 18 e 1,0 Mvar na barra 33

Newton's method power flow converged in 3 iterations.

Converged in 0.70 seconds

=====
| System Summary |
=====

How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	33	Total Gen Capacity	140.0	0.0 to 21.0
Generators	7	On-line Capacity	140.0	0.0 to 21.0
Committed Gens	7	Generation (actual)	3.9	2.5
Loads	32	Load	3.7	2.3
Fixed	32	Fixed	3.7	2.3
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of 0.0	0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	0.0	0.0
Branches	32	Losses (I ² * Z)	0.21	0.15
Transformers	0	Branch Charging (inj)	-	0.0
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.959 p.u. @ bus 30	1.000 p.u. @ bus 1
Voltage Angle	-6.52 deg @ bus 18	0.00 deg @ bus 1
P Losses (I ² *R)	-	0.04 MW @ line 2-3
Q Losses (I ² *X)	-	0.03 MVar @ line 5-6

=====
| Bus Data |
=====

Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.000	0.000	3.93	-0.12	-	-
2	0.998	-0.071	-	-	0.10	0.06
3	0.988	-0.448	-	-	0.09	0.04
4	0.983	-0.729	-	-	0.12	0.08
5	0.979	-1.026	-	-	0.06	0.03
6	0.972	-1.909	0.00	0.00	0.06	0.02
7	0.975	-2.248	-	-	0.20	0.10
8	0.973	-3.407	-	-	0.20	0.10
9	0.975	-4.086	-	-	0.06	0.02
10	0.976	-4.759	-	-	0.06	0.02
11	0.976	-4.869	-	-	0.04	0.03
12	0.976	-5.079	0.00	1.00	0.06	0.04
13	0.974	-5.477	-	-	0.06	0.04
14	0.975	-5.665	-	-	0.12	0.08
15	0.975	-5.826	0.00	0.00	0.06	0.01
16	0.976	-6.007	-	-	0.06	0.02
17	0.980	-6.352	-	-	0.06	0.02
18	0.982	-6.517	0.00	0.57	0.09	0.04
19	0.997	-0.082	-	-	0.09	0.04
20	0.994	-0.149	-	-	0.09	0.04
21	0.993	-0.168	-	-	0.09	0.04
22	0.992	-0.188	-	-	0.09	0.04
23	0.984	-0.479	-	-	0.09	0.05
24	0.977	-0.567	-	-	0.42	0.20
25	0.974	-0.610	-	-	0.42	0.20
26	0.971	-1.948	-	-	0.06	0.03
27	0.969	-2.003	-	-	0.06	0.03
28	0.964	-2.328	-	-	0.06	0.02
29	0.961	-2.565	-	-	0.12	0.07

SOLUÇÃO DO FLUXO DE CARGA E ITL - SISTEMA IEEE 33 BARRAS
PROGRAMA: MATPOWER3.0.0\Ecase33bus.m
CONDIÇÃO: SIMULADO INJEÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA - 1,0 Mvar na barra
12, 0,575 Mvar na barra 18 e 1,0 Mvar na barra 33

continuação

30	0.959	-2.663	0.00	0.00	0.20	0.60
31	0.961	-3.118	-	-	0.15	0.07
32	0.963	-3.259	-	-	0.21	0.10
33	0.966	-3.397	0.00	1.00	0.06	0.04
			-----	-----	-----	-----
	Total:		3.93	2.45	3.72	2.30

Perdas Ativas do Sistema =

0.2110 (MW)

Bus Coeficientes_ITL

2	-0.0048
3	-0.0311
4	-0.0511
5	-0.0728
6	-0.1118
7	-0.1158
8	-0.1801
9	-0.2197
10	-0.2607
11	-0.2753
12	-0.3039
13	-0.3272
14	-0.3338
15	-0.3423
16	-0.3540
17	-0.3662
18	-0.3763
19	-0.0052
20	-0.0078
21	-0.0084
22	-0.0089
23	-0.0327
24	-0.0368
25	-0.0388
26	-0.1148
27	-0.1189
28	-0.1335
29	-0.1442
30	-0.1520
31	-0.1706
32	-0.1756
33	-0.1792

C.3 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL IEEE 69 BARRAS

SOLUÇÃO DO FLUXO DE CARGA E I^{TL} - SISTEMA IEEE 69 BARRAS
PROGRAMAÇÃO: MATPOWER3.0.0\Ecase69bus.m
CONDIÇÃO: CASO BASE
FONTE: ARTIGO - BARAN e WU (1989)

Newton's method power flow converged in 4 iterations.

Converged in 0.11 seconds

=====
| System Summary |
=====

How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	69	Total Gen Capacity	160.0	0.0 to 24.0
Generators	8	On-line Capacity	160.0	0.0 to 24.0
Committed Gens	8	Generation (actual)	4.0	2.8
Loads	48	Load	3.8	2.7
Fixed	48	Fixed	3.8	2.7
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of 0.0	0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	0.0	0.0
Branches	68	Losses (I ² * Z)	0.22	0.10
Transformers	0	Branch Charging (inj)	-	0.0
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.909 p.u. @ bus 65	1.000 p.u. @ bus 1
Voltage Angle	-0.21 deg @ bus 50	1.15 deg @ bus 65
P Losses (I ² *R)	-	0.05 MW @ line 56-57
Q Losses (I ² *X)	-	0.02 MVar @ line 56-57

=====
| Bus Data |
=====

Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.000	0.000	4.03	2.80	-	-
2	1.000	-0.001	-	-	-	-
3	1.000	-0.002	-	-	-	-
4	1.000	-0.006	-	-	-	-
5	0.999	-0.019	-	-	-	-
6	0.990	0.049	-	-	0.00	0.00
7	0.981	0.121	-	-	0.04	0.03
8	0.979	0.138	-	-	0.07	0.05
9	0.977	0.147	-	-	0.03	0.02
10	0.972	0.232	-	-	0.03	0.02
11	0.971	0.251	-	-	0.14	0.10
12	0.968	0.304	-	-	0.14	0.10
13	0.965	0.350	0.00	-0.00	0.01	0.01
14	0.962	0.396	-	-	0.01	0.01
15	0.959	0.442	-	-	-	-
16	0.959	0.451	-	-	0.05	0.03
17	0.958	0.465	-	-	0.06	0.04
18	0.958	0.465	-	-	0.06	0.04
19	0.958	0.474	-	-	-	-
20	0.957	0.479	-	-	0.00	0.00
21	0.957	0.488	-	-	0.11	0.08
22	0.957	0.488	-	-	0.01	0.00
23	0.957	0.489	-	-	-	-
24	0.957	0.492	-	-	0.03	0.02
25	0.956	0.496	-	-	-	-
26	0.956	0.497	-	-	0.01	0.01
27	0.956	0.497	0.00	0.00	0.01	0.01
28	1.000	-0.003	-	-	0.03	0.02
29	1.000	-0.005	-	-	0.03	0.02

SOLUÇÃO DO FLUXO DE CARGA E ITL - SISTEMA IEEE 69 BARRAS
 PROGRAMAÇÃO: MATPOWER3.0.0\Ecase69bus.m
 CONDIÇÃO: CASO BASE
 FONTE: ARTIGO - BARAN e WU (1989)

continuação

30	1.000	-0.003	-	-	-	-
31	1.000	-0.003	-	-	-	-
32	1.000	-0.001	-	-	-	-
33	0.999	0.003	-	-	0.01	0.01
34	0.999	0.009	-	-	0.02	0.01
35	0.999	0.010	0.00	0.00	0.01	0.00
36	1.000	-0.003	-	-	0.03	0.02
37	1.000	-0.009	-	-	0.03	0.02
38	1.000	-0.012	-	-	-	-
39	1.000	-0.012	-	-	0.02	0.02
40	1.000	-0.013	-	-	0.02	0.02
41	0.999	-0.024	-	-	0.00	0.00
42	0.999	-0.028	-	-	-	-
43	0.999	-0.029	-	-	0.01	0.00
44	0.999	-0.029	-	-	-	-
45	0.998	-0.031	-	-	0.04	0.03
46	0.998	-0.031	-	-	0.04	0.03
47	1.000	-0.008	-	-	-	-
48	0.999	-0.053	-	-	0.08	0.06
49	0.995	-0.192	-	-	0.38	0.27
50	0.994	-0.211	0.00	-0.00	0.38	0.27
51	0.979	0.139	-	-	0.04	0.03
52	0.979	0.139	-	-	0.00	0.00
53	0.975	0.169	-	-	0.00	0.00
54	0.971	0.195	-	-	0.03	0.02
55	0.967	0.230	-	-	0.02	0.02
56	0.963	0.265	-	-	-	-
57	0.940	0.662	-	-	-	-
58	0.929	0.864	-	-	-	-
59	0.925	0.945	-	-	0.10	0.07
60	0.920	1.050	-	-	-	-
61	0.912	1.119	0.00	-0.00	1.24	0.89
62	0.912	1.122	0.00	-0.00	0.03	0.02
63	0.912	1.125	-	-	-	-
64	0.910	1.143	-	-	0.23	0.16
65	0.909	1.148	0.00	-0.00	0.06	0.04
66	0.971	0.252	-	-	0.02	0.01
67	0.971	0.252	-	-	0.02	0.01
68	0.968	0.310	-	-	0.03	0.02
69	0.968	0.310	-	-	0.03	0.02
Total:			4.03	2.80	3.80	2.69.02

SOLUÇÃO DO FLUXO DE CARGA E ITL - SISTEMA IEEE 69 BARRAS
PROGRAMAÇÃO: MATPOWER3.0.0\Ecase69bus.m
CONDIÇÃO: CASO BASE
FONTE: ARTIGO - BARAN e WU (1989)

continuação

Perdas Ativas do Sistema = 0.2250 (MW)

Bus	Coeficientes_ITL	Bus	Coeficientes_ITL
2	-0.0000	36	-0.0000
3	-0.0000	37	-0.0001
4	-0.0001	38	-0.0002
5	-0.0005	39	-0.0002
6	0.0042	40	-0.0002
7	0.0091	41	-0.0006
8	0.0102	42	-0.0007
9	0.0108	43	-0.0007
10	0.0197	44	-0.0007
11	0.0216	45	-0.0008
12	0.0270	46	-0.0008
13	0.0318	47	-0.0001
14	0.0365	48	-0.0008
15	0.0412	49	-0.0027
16	0.0421	50	-0.0030
17	0.0435	51	0.0103
18	0.0435	52	0.0103
19	0.0444	53	0.0123
20	0.0449	54	0.0141
21	0.0458	55	0.0165
22	0.0458	56	0.0188
23	0.0460	57	0.0585
24	0.0463	58	0.0781
25	0.0466	59	0.0859
26	0.0467	60	0.0968
27	0.0467	61	0.1011
28	-0.0000	62	0.1013
29	-0.0001	63	0.1015
30	0.0001	64	0.1026
31	0.0002	65	0.1029
32	0.0004	66	0.0217
33	0.0008	67	0.0217
34	0.0015	68	0.0277
35	0.0016	69	0.0277

SOLUÇÃO DO FLUXO DE CARGA E ITL - SISTEMA IEEE 69 BARRAS
PROGRAMAÇÃO: MATPOWER3.0.0\Ecase69bus.m
CONDIÇÃO: SIMULADO INJEÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA - 1,3 Mvar na barra
61, 0,3 Mvar na barra 27 e 0,03 Mvar na barra 35

Newton's method power flow converged in 3 iterations.

Converged in 0.11 seconds

=====
| System Summary |
=====

How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	69	Total Gen Capacity	160.0	0.0 to 24.0
Generators	8	On-line Capacity	160.0	0.0 to 24.0
Committed Gens	8	Generation (actual)	3.9	2.8
Loads	48	Load	3.8	2.7
Fixed	48	Fixed	3.8	2.7
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of 0.0	0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	0.0	0.0
Branches	68	Losses (I ² * Z)	0.15	0.07
Transformers	0	Branch Charging (inj)	-	0.0
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.931 p.u. @ bus 65	1.000 p.u. @ bus 1
Voltage Angle	-1.73 deg @ bus 61	0.00 deg @ bus 1
P Losses (I ² *R)	-	0.03 MW @ line 56-57
Q Losses (I ² *X)	-	0.01 MVar @ line 56-57

=====
| Bus Data |
=====

Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.000	0.000	3.95	1.13	-	-
2	1.000	-0.001	-	-	-	-
3	1.000	-0.003	-	-	-	-
4	1.000	-0.007	-	-	-	-
5	0.999	-0.034	-	-	-	-
6	0.993	-0.176	-	-	0.00	0.00
7	0.985	-0.327	-	-	0.04	0.03
8	0.984	-0.364	-	-	0.07	0.05
9	0.983	-0.384	-	-	0.03	0.02
10	0.978	-0.392	-	-	0.03	0.02
11	0.977	-0.394	-	-	0.14	0.10
12	0.975	-0.422	-	-	0.14	0.10
13	0.973	-0.493	0.00	0.00	0.01	0.01
14	0.970	-0.566	-	-	0.01	0.01
15	0.968	-0.642	-	-	-	-
16	0.968	-0.656	-	-	0.05	0.03
17	0.967	-0.685	-	-	0.06	0.04
18	0.967	-0.685	-	-	0.06	0.04
19	0.967	-0.714	-	-	-	-
20	0.967	-0.733	-	-	0.00	0.00
21	0.966	-0.764	-	-	0.11	0.08
22	0.966	-0.765	-	-	0.01	0.00
23	0.966	-0.782	-	-	-	-
24	0.967	-0.819	-	-	0.03	0.02
25	0.967	-0.902	-	-	-	-
26	0.967	-0.936	-	-	0.01	0.01
27	0.967	-0.956	0.00	0.30	0.01	0.01
28	1.000	-0.003	-	-	0.03	0.02
29	1.000	-0.007	-	-	0.03	0.02

SOLUÇÃO DO FLUXO DE CARGA E ITL - SISTEMA IEEE 69 BARRAS
PROGRAMAÇÃO: MATPOWER3.0.0\Ecase69bus.m
CONDIÇÃO: SIMULADO INJEÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA - 1,3 Mvar na barra
61, 0,3 Mvar na barra 27 e 0,03 Mvar na barra 35

continuação

30	1.000	-0.009	-	-	-	-
31	1.000	-0.009	-	-	-	-
32	1.000	-0.011	-	-	-	-
33	1.000	-0.016	-	-	0.01	0.01
34	0.999	-0.028	-	-	0.02	0.01
35	0.999	-0.043	0.00	0.03	0.01	0.00
36	1.000	-0.003	-	-	0.03	0.02
37	1.000	-0.010	-	-	0.03	0.02
38	1.000	-0.012	-	-	-	-
39	1.000	-0.013	-	-	0.02	0.02
40	1.000	-0.013	-	-	0.02	0.02
41	0.999	-0.024	-	-	0.00	0.00
42	0.999	-0.029	-	-	-	-
43	0.999	-0.029	-	-	0.01	0.00
44	0.999	-0.029	-	-	-	-
45	0.998	-0.031	-	-	0.04	0.03
46	0.998	-0.031	-	-	0.04	0.03
47	1.000	-0.009	-	-	-	-
48	0.999	-0.054	-	-	0.08	0.06
49	0.995	-0.193	-	-	0.38	0.27
50	0.994	-0.213	0.00	0.00	0.38	0.27
51	0.984	-0.364	-	-	0.04	0.03
52	0.984	-0.364	-	-	0.00	0.00
53	0.981	-0.446	-	-	0.00	0.00
54	0.979	-0.519	-	-	0.03	0.02
55	0.975	-0.621	-	-	0.02	0.02
56	0.972	-0.724	-	-	-	-
57	0.955	-1.134	-	-	-	-
58	0.947	-1.341	-	-	-	-
59	0.943	-1.422	-	-	0.10	0.07
60	0.939	-1.524	-	-	-	-
61	0.934	-1.727	0.00	1.30	1.24	0.89
62	0.934	-1.724	0.00	0.00	0.03	0.02
63	0.934	-1.721	-	-	-	-
64	0.932	-1.704	-	-	0.23	0.16
65	0.931	-1.699	0.00	0.00	0.06	0.04
66	0.977	-0.393	-	-	0.02	0.01
67	0.977	-0.393	-	-	0.02	0.01
68	0.974	-0.416	-	-	0.03	0.02
69	0.974	-0.416	-	-	0.03	0.02
Total:			3.95	2.76	3.80	2.69

SOLUÇÃO DO FLUXO DE CARGA E ITL - SISTEMA IEEE 69 BARRAS
PROGRAMAÇÃO: MATPOWER3.0.0\Ecase69bus.m
CONDIÇÃO: SIMULADO INJEÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA - 1,3 Mvar na barra
61, 0,3 Mvar na barra 27 e 0,03 Mvar na barra 35

continuação

Perdas Ativas do Sistema = 0.1476 (MW)

Bus	Coefficientes_ITL	Bus	Coefficientes_ITL
2	-0.0000	36	-0.0001
3	-0.0000	37	-0.0001
4	-0.0001	38	-0.0002
5	-0.0009	39	-0.0002
6	-0.0107	40	-0.0002
7	-0.0212	41	-0.0006
8	-0.0238	42	-0.0007
9	-0.0252	43	-0.0007
10	-0.0261	44	-0.0007
11	-0.0263	45	-0.0008
12	-0.0293	46	-0.0008
13	-0.0371	47	-0.0001
14	-0.0451	48	-0.0008
15	-0.0535	49	-0.0028
16	-0.0551	50	-0.0030
17	-0.0583	51	-0.0238
18	-0.0583	52	-0.0238
19	-0.0616	53	-0.0296
20	-0.0637	54	-0.0347
21	-0.0672	55	-0.0420
22	-0.0673	56	-0.0494
23	-0.0692	57	-0.0951
24	-0.0734	58	-0.1190
25	-0.0828	59	-0.1285
26	-0.0868	60	-0.1419
27	-0.0890	61	-0.1579
28	-0.0000	62	-0.1576
29	-0.0001	63	-0.1574
30	-0.0003	64	-0.1560
31	-0.0004	65	-0.1556
32	-0.0006	66	-0.0262
33	-0.0010	67	-0.0262
34	-0.0024	68	-0.0287
35	-0.0039	69	-0.0287