

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ALOCÇÃO DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM BASE NO
ITL (*INCREMENTAL TRANSMISSION LOSSES*)

LEONARDO COSTA DE OLIVEIRA

ORIENTADOR: MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA

MONOGRAFIA DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

BRASÍLIA/DF: DEZEMBRO - 2009

RESUMO

ALOCAÇÃO DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM BASE NO ITL (*INCREMENTAL TRANSMISSION LOSSES*)

À medida que os anos passam, a sociedade procura cada vez mais a modernização e a facilitação das atividades do dia a dia. Porém, a tecnologia associada a tudo isso, por vários anos, agiu sem pensar no que esse avanço acelerado poderia acarretar ao meio ambiente. Essa modernização desenfreada causou ao mundo inúmeros impactos ambientais. Para resolver essa situação, a saída foi utilizar essa tecnologia em pro da obtenção de fontes que não provocassem tais danos ambientais. Como em toda inovação, essas teriam dificuldade no começo, porém, com o passar dos anos, isso poderia ser extremamente difundido. Assim, quando trata-se diretamente da tecnologia que envolve a obtenção de energia elétrica, a utilização de combustíveis fósseis traz grandes danos ambientais. Mesmo usinas que se utilizam de energia limpa, causam, também, grandes impactos em sua construção. Logo, a alternativa seria a utilização de fontes renováveis de energia, e a tecnologia, nos dias de hoje, que se apresenta mais viável nessa situação é a utilização da luz solar por meio da energia fotovoltaica. No início, a energia solar começou a ser utilizada apenas para aquecimento, porém, com o passar dos anos, ela passou a ser utilizada também como fonte de energia elétrica. A partir disso, a evolução natural seria utilizá-la na rede de distribuição elétrica, pois se teria inúmeras vantagens em relação ao sistema convencional centralizado, no que diz respeito principalmente a perdas ao longo das linhas de transmissão. A essa forma de geração de energia diretamente na rede dá-se o nome de geração distribuída (GD), e uma de suas grandes vantagens é a possibilidade da utilização de células fotovoltaicas, que é uma fonte limpa de energia, em larga escala no sistema. Neste trabalho será abordada a importância da localização desses geradores no sistema de distribuição. Por meio de ferramentas computacionais, no caso o MatLab e o pacote MatPower, e do estudo de coeficientes de sensibilidade das barras, chamado ITL, são encontradas as barras, que na implementação de uma GD, causariam as menores perdas possíveis. Outro ponto abordado no trabalho é o comportamento do sistema elétrico, no que diz respeito à mudança dessa melhor posição para inserção de uma GD, mediante algumas alterações significativas nele.

Assim, as alterações feitas foram de reduzir uniformemente as cargas do sistema a fim de simular casos de carga média e carga leve, e de trocar duas cargas significativas do sistema de posição. Depois de realizadas estas alterações com alguns sistemas e várias vezes com cada um percebeu-se que a barra mais sensível do sistema continua a mesma do caso inicial. Também foi possível perceber que existe uma região onde a sensibilidade das barras é bastante parecida, ampliando a

possibilidade de inserção de uma GD para mais posições. Outra constatação foi a relação linear entre a redução uniforme das cargas e o valor absoluto dos coeficientes ITL.

SUMÁRIO

1 – INTRODUÇÃO.....	1
1.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	1
1.2 - OBJETIVOS DO TRABALHO.....	2
1.3 - ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	2
2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	4
2.1- SISTEMA ELÉTRICO.....	4
2.1.1 - GERAÇÃO.....	6
2.1.2 – TRANSMISSÃO.....	7
2.1.3 – DISTRIBUIÇÃO.....	9
2.2- FLUXO DE POTÊNCIA.....	10
2.3- GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	11
2.4- ENERGIA FOTOVOLTAICA.....	12
2.5- MÉTODOS DE ALOCAÇÃO DE PERDAS.....	12
3 – MATERIAIS E MÉTODOS.....	14
3.1 – MODELOS DO IEEE.....	14
3.2 - FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS.....	16
3.3-ASPECTOS COMPUTACIONAIS DO PROBLEMA DO FLUXO DE CARGA.....	17
3.4 - CÁLCULOS DO FLUXO DE POTÊNCIA.....	18
3.5 - CÁLCULO DO ITL.....	21
4 – RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	24
4.1 - COEFICIENTES ITL.....	24
4.2 - CASO DE 4 BARRAS DO IEEE.....	24
4.2.1 - CASO BASE DE 4 BARRAS.....	24
4.2.2 – COMPARAÇÃO DOS CASOS BASE, 50% DA CARGA E 25% DA CARGA.....	25
4.2.3 - CASO 4 BARRAS - 50% DA CARGA DESLOCADA DA BARRA 4 PARA BARRA 3.....	26
4.2.4 – GRÁFICOS REFERENTES AOS CASOS DE 4 BARRAS.....	26
4.3 - CASO 13 BARRAS DO IEEE.....	28

4.3.1 - COMPARAÇÃO DOS CASOS BASE, 50% DA CARGA E 25% DA CARGA DO SISTEMA IEEE DE 13 BARRAS.....	28
4.3.2 - CASO DE 13 BARRAS ONDE SÃO TROCADAS AS CARGAS SIGNIFICATIVAS DE POSIÇÃO.....	30
4.3.3-GRÁFICOS REFERENTES AOS CASOS DE 13 BARRAS.....	31
4.4 – CASO DE 69 BARRAS	32
4.4.1 - CASO BASE DE 69 BARRAS.....	32
4.4.2 - CASO DE 69 BARRAS ONDE SÃO TROCADAS AS CARGAS REFERENTES ÀS BARRAS 61 E 35.....	33
4.4.3 - CASO DE 69 BARRAS ONDE SÃO TROCADAS AS CARGAS REFERENTES ÀS BARRAS 61 E 10.....	34
4.4.4 - CASO DE 69 BARRAS ONDE SÃO TROCADAS AS CARGAS REFERENTES ÀS BARRAS 61 E 27.....	35
4.5 – DISCUSSÃO FINAL.....	36
5 – CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES.....	38
5.1 - CONCLUSÕES GERAIS.....	38
5.2 - RECOMENDAÇÕES FUTURAS.....	39
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	40
APÊNDICES.....	42
APÊNDICE A - PROGRAMAÇÃO PARA CÁLCULO DOS COEFICIENTES <i>ITL</i>	43
APÊNDICE B - SISTEMA RADIAL DE 4 BARRAS DO IEEE.....	45
B.1 - DADOS DE LINHA DO SISTEMA DE 4 BARRAS.....	46
B.2 - DADOS DAS BARRAS DO SISTEMA DE 4 BARRAS.....	47
B.3 - CÓDIGO REFERENTE AO FLUXO DE POTÊNCIA DO SISTEMA DE 4 BARRAS E SEU RESULTADO.....	48
APÊNDICE C - FLUXO DE CARGA NO SISTEMA RADIAL IEEE DE 13 BARRAS.....	52
C.1 - DADOS DE LINHA DO SISTEMA DE 13 BARRAS.....	52
C.2- DADOS DAS BARRAS DO SISTEMA DE 13 BARRAS.....	53
C.3- CÓDIGO REFERENTE AO FLUXO DE POTÊNCIA DO SISTEMA DE 13 BARRAS E SEU RESULTADO.....	54
APÊNDICE D – SISTEMA RADIAL DE 69 BARRAS.....	59

D1- CÓDIGO REFERENTE AO FLUXO DE POTÊNCIA DO SISTEMA DE 69 BARRAS E SEU RESULTADO.....	59
--	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 - Coeficientes ITL do sistema de 4 barras : caso base.....	25
Tabela 4.2 - Coeficientes ITL do sistema de 4 barras: caso base, 50% da carga, 25% carga.....	25
Tabela 4.3 -Coeficientes ITL do sistema de 4 barras: caso base de 4 barras, 50% da carga deslocada da barra 4 para a barra 3.....	26
Tabela 4.4 - Coeficientes ITL do sistema de 13 barras: caso base de 4 barras, 50% da carga deslocada da barra 4 para a barra 3.....	29
Tabela 4.5 - Coeficientes ITL do sistema de 13 barras: Cargas 9 e 6 trocadas, Cargas 9 e 7 trocadas, Cargas 9 e 13 trocadas.....	30
Tabela B.1 – Equilíbrio das Cargas.....	45
Tabela B.2 - Impedância das Linhas.....	47
Tabela B.3 - Potência da Carga.....	47
Tabela B.4 - Tensão: Erro Percentual.....	50
Tabela B.5 - Ângulo: Erro Percentual.....	50
Tabela B.6 - Perdas na Linha.....	51
Tabela C.1 - Impedância das Linhas.....	53
Tabela C.2 - Potência das Cargas.....	54

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Oferta interna de energia – Brasil 2009(%).....	4
Figura 2.2 – Estrutura básica de um sistema elétrico.....	5
Figura 2.3 - Estrutura básica de um sistema elétrico especificadas as tensões de cada etapa.....	5
Figura 2.4 – Representação de uma usina elétrica e representação de uma turbina.....	6
Figura 2.5 – Foto de uma turbina geradora.....	7
Figura 2.6 – Modelo teórico de um comprimento de linha de transmissão.....	8
Figura 2.7 – Representação do sistema de distribuição.....	10
Figura 2.8 – Mercado mundial das tecnologias fotovoltaicas.....	12
Figura 3.1 – Sistema radial de 4 barras do IEEE.....	14
Figura 3.2 – Sistema radial de 13 barras do IEEE.....	15
Figura 3.3 – Modelo de um sistema de duas barras.....	19
Figura 4.1 – Sistema radial de 4 barras do IEEE.....	24
Figura 4.2 – Gráfico comparativo dos casos de 4 barras : base, 50% da carga e 25% da carga.....	27
Figura 4.3 – Gráfico comparativo dos casos de 4 barras: base e 50% da carga deslocada para barra 3.....	27
Figura 4.4 – Sistema radial de 13 barras do IEEE – Modificado. Sistema radial de 13 barras do IEEE disponibilizadas as cargas.....	28
Figura 4.5 – Gráfico comparativo dos casos de 13 barras: base, 50% da carga e 25% da carga.....	31
Figura 4.6 – Gráfico comparativo dos casos de 13 barras: Cargas 9 e 6 trocadas, Cargas 9 e 7 trocadas, Cargas 9 e 13 trocadas.....	31
Figura 4.7 – Gráfico dos coeficientes ITL relativos a cada barra do sistema de 69 barras.....	33
Figura 4.8 – Gráfico dos coeficientes ITL relativos a cada barra do caso de 69 barras, com as cargas 61 e 35 trocadas.....	34
Figura 4.9 – Gráfico dos coeficientes ITL relativos a cada barra do caso de 69 barras, com as cargas 61 e 10 trocadas.....	35
Figura 4.10 – Gráfico dos coeficientes ITL relativos a cada barra do caso de 69 barras, com as cargas 61 e 27 trocadas.....	36
Figura B.1 – Disposição dos condutores do sistema de 4 barras.....	45
Figura B.2 – Sistema IEEE radial de 4 barras.....	46
Figura B.3 – Circuito equivalente do sistema IEEE radial de 4 barras.....	47

Figura C.1 – Sistema IEEE radial de 13 barras.....	52
Figura C.2 – Circuito em escala do sistema IEEE radial de 13 barras.....	55
Figura D.1 – Topologia do sistema de 69 barras.....	59

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURA, E ABREVIACÕES

EEFC	- Equações Estáticas de Fluxo de Carga
GD	- Geração Distribuída
GWh	- Giga Watts hora
G1	– Gerador da barra 1
G2	– Geração de barra 2
ITL	- Incremental Transmission Losses
kV	- kilo Volt
LT	- Linha de Transmissão
Pd1	- Potência ativa demandada na barra 1
Pd2	- Potência ativa demandada na barra 1
Pg1	- Potência ativa gerada na barra 1
Pg2	- Potência ativa gerada na barra 2
P12	– Perdas ativas na barra 1
P21	– Perdas ativas na barra 2
R	- Resistência
Sd1	- Potência aparente demandada na barra 1
Sd2	- Potência aparente demandada na barra 2
Sg1	- Potência aparente gerada na barra 1
Sg2	- Potência aparente gerada na barra 2
V1	- Tensão na barra 1
V2	- Tensão na barra 2
X	- Reatância
Ysh	– Admitância shunt
Z	- Impedância
α	- Ângulo das tensões
δ	- Fator de perda que relaciona R com X

1 - INTRODUÇÃO

Neste capítulo é apresentado um resumo sobre os objetivos do trabalho, além de um breve comentário sobre as novas tendências na geração de energia.

1.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A sociedade, desde sempre, vem buscando uma melhor forma de evoluir. Em termos tecnológicos, isso é mais facilmente percebido. No que diz respeito à geração de energia, a otimização do processo passa muito pelo fato de minimizar ao máximo qualquer tipo de perda dessa energia gerada.

No Brasil, a maior parte da energia gerada provém de grandes usinas interconectadas, mas a tendência atual é a utilização de equipamentos menores, e mais precisamente localizados, próximos aos consumidores. A esse tipo de geração em pequeno porte dá-se o nome de geração distribuída (GD). Para o uso de tal tecnologia, a disposição dos equipamentos geradores é de extrema importância.

Essa nova forma de geração traz grandes vantagens tanto no que diz respeito aos gastos em geral, como em termos ambientais, pois ela traz a possibilidade da utilização de fontes renováveis de energia.

Mesmo o Brasil dispondo, em grande parte, de fontes limpas de energia, com o intenso aumento da demanda de energia, é preciso criar, cada vez mais, alternativas que acompanhem essa demanda acelerada. A GD disponibiliza uma facilidade e uma rapidez de implantação significativa comparado com as usinas hidrelétricas, que ainda tem a desvantagem do grande impacto ambiental que elas acarretam na sua construção.

Como dito anteriormente, a localização da inserção da GD é muito importante para minimizar as perdas. Dependendo da barra à qual ela for implementada podem-se ter perdas e custos totalmente desnecessários. Para descobrir a melhor localização dessa geração é preciso um estudo aprofundado do fluxo de potência dos sistemas, ou seja, é preciso entender o comportamento dele mediante a cada alteração. E, a partir desse entendimento, é possível formular técnicas que revelam essa melhor posição de inserção.

1.2 - OBJETIVOS DO TRABALHO

Neste trabalho são aprofundados os estudos sobre uma das técnicas que revela a melhor posição para inserção de uma GD. Para a facilitação desse estudo, utilizou-se de programas computacionais como o MatLab e um pacote chamado MatPower, que possibilitam a simulação dos sistemas e seus comportamentos de maneira rápida e eficiente.

O principal enfoque do trabalho é no estudo dos coeficientes de sensibilidade das perdas conhecidos como *Incremental Transmission Losses* (ITL). Como esses coeficientes indicarão a melhor barra, ou seja, aquela que apresenta menos perdas mediante injeção de potência, e como esses coeficientes se comportam mediante algumas alterações no sistema, como mudança de cargas de posição ou de valores.

A partir desse estudo, será possível melhorar a confiabilidade dos coeficientes ITL como técnica de localização para inserção de uma GD e, assim, facilitar a evolução para uma geração descentralizada.

1.3- ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Nesse trabalho, os capítulos foram organizados de uma maneira que facilitasse a leitura e o entendimento do que se pretende discutir.

No capítulo 2, é apresentada a revisão bibliográfica resumindo as etapas de obtenção de energia, desde a geração até a distribuição. Também é possível encontrar um breve entendimento de fluxo de potência e a utilização de Geração Distribuída, além de se mostrar o panorama atual da utilização de alguns tipos de células fotovoltaicas. Finalmente, o capítulo mostra alguns métodos de alocação de perdas, incluindo o ITL.

No capítulo 3, são apresentadas as ferramentas computacionais que simplificarão o processo. Os modelos do IEEE utilizados para simular casos. Como calcular fluxos de potência e os coeficientes ITL dos sistemas.

No capítulo 4, são apresentados os resultados dos coeficientes ITL e variações dos casos-base, para entender melhor o comportamento desses coeficientes.

Finalmente, no capítulo 5 são apresentadas as conclusões e sugestões para futuros estudos.

2- REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A redação deste capítulo parte da incumbência de explicitar certos assuntos ao leitor, facilitando e dando suporte para o completo entendimento do trabalho. Para tal, tratou-se de fluxo de potência, geração distribuída e critérios para sua alocação.

2.1 - SISTEMA ELÉTRICO

No Brasil de hoje, segundo o Balanço Energético Nacional de 2009, pode-se ver pela figura 2.1 que a eletricidade representa 17,4% da energia total, o que corresponde a 101,5 GWh de capacidade instalada.

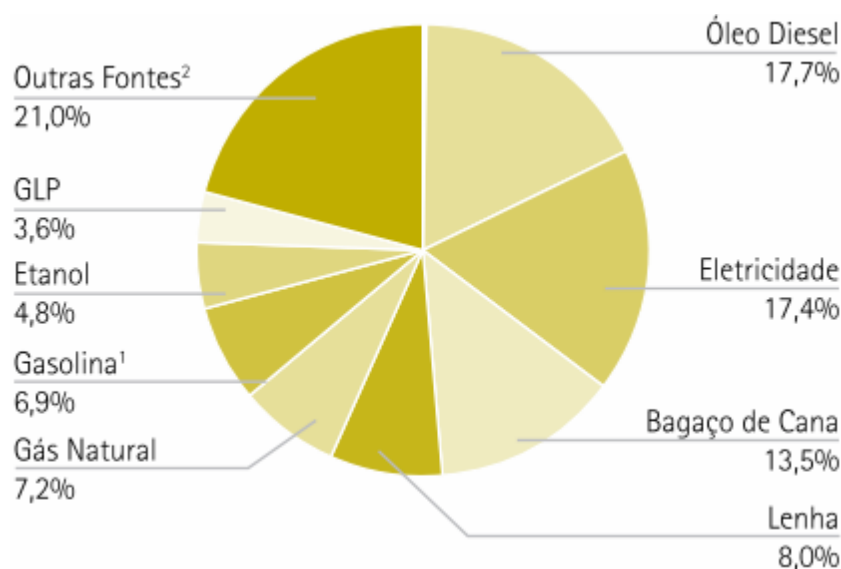


Figura 2.1 – Oferta interna de energia – Brasil 2009(%)

Disponível em: < <https://ben.epe.gov.br>>. Acesso 14/12/ 2009

E, desses 17,4%, 73,15 % são hidráulica. Essa estrutura hidráulica do sistema elétrico pode ser dividida em quatro grandes etapas: a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização. A energia elétrica gerada, proveniente do gerador de uma usina acoplado a uma turbina hidráulica, inicialmente passa por uma subestação para elevar a tensão, com intuito de diminuir as perdas. Em seguida é transportada, através de linhas de transmissão até um centro consumidor onde, normalmente, é rebaixada a tensão em uma subestação e em seguida, entregue a uma distribuidora. A distribuidora é encarregada de adequar essa energia ao consumidor final, utilizando, para isso, de transformadores, capacitores etc. Essa estrutura básica é mostrada nas figuras 2.2 e 2.3.

Estrutura Básica do Sistema Elétrico

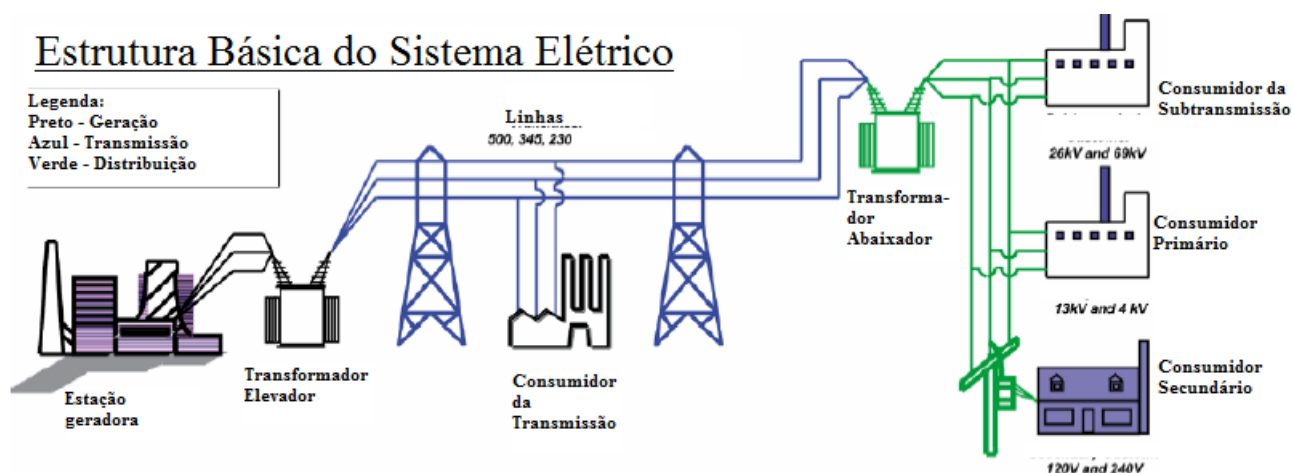


Figura 2 .2– Estrutura básica de um sistema elétrico

Disponível em : <<http://www.dee.ufc.br/~rleao/GTD/1Introducao.pdf>> - Modificado. Acesso 14/12/2009

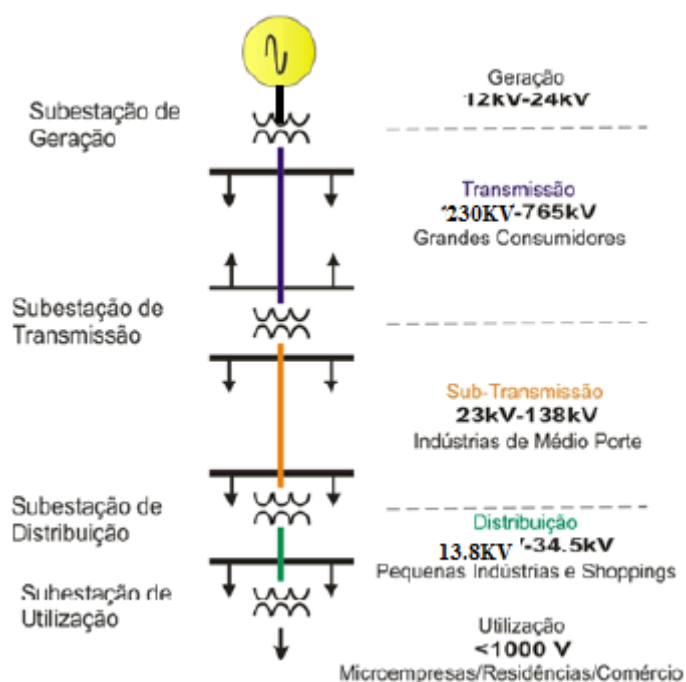


Figura 2.3 - Estrutura básica de um sistema elétrico especificadas as tensões de cada etapa.

Disponível em:<<http://www.dee.ufc.br/~rleao/GTD/1Introducao.pdf>> - Modificado. Acesso 14/12/2009

2.1.1 - GERAÇÃO

De um modo geral, a geração de energia por meio de uma usina hidrelétrica funciona da seguinte maneira: represa-se certa quantidade de água a fim de manter uma vazão constante naquele local. Essa vazão irá determinar a frequência na qual as máquinas irão operar. Faz-se esta água escoar pelas turbinas, esta por sua vez gira e aciona o gerador síncrono, mais precisamente o rotor (parte girante). Este, alimentado por uma tensão contínua, produz um campo girante que irá induzir uma tensão alternada no estator (parte fixa). Essa tensão passa por um transformador elevador e assim a energia está pronta para ser transmitida. Esse processo pode ser visto por meio da figura 2.4.

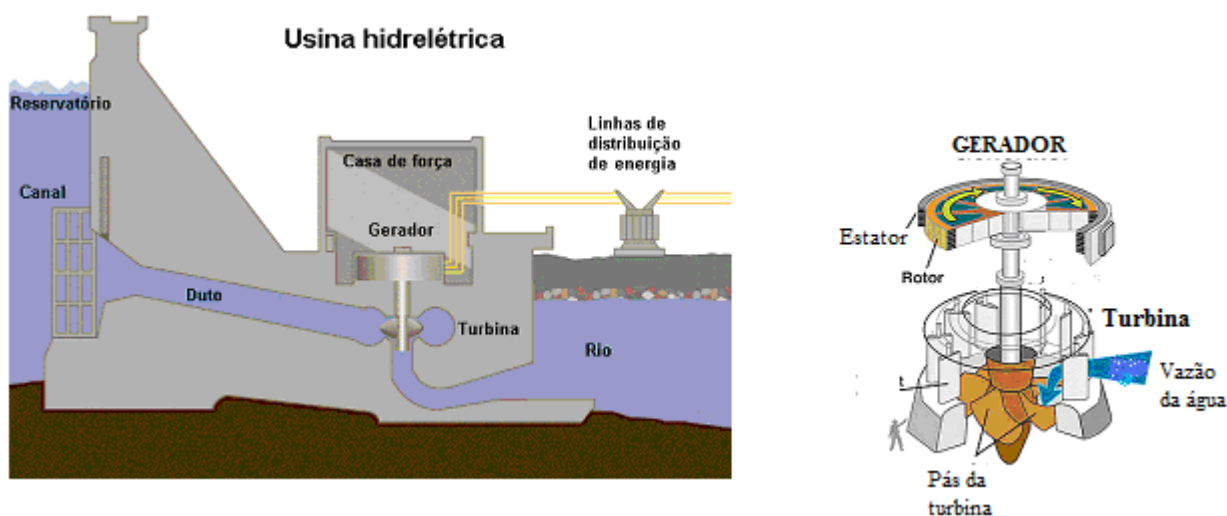


Figura 2.4 – Representação de uma usina elétrica e representação de uma turbina

Disponível em:<<http://www.brasilecola.com/upload/e/usina2.jpg>>. Acesso 14/12/ 2009

Disponível em:<http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/a/a4/Water_turbine.jpg> -

Modificado. Acesso 14/12/ 2009

○ *Turbinas* - Tendo a função de converter a energia potencial cinética e potencial da água em energia mecânica, as turbinas funcionam mediante a vazão de água, determinada pela abertura das pás dos distribuidores, de maneira a controlar a velocidade de giro do rotor, controlando, assim, a frequência em que será gerada a energia a ser transmitida.



Figura 2.5 – Foto de uma turbina geradora

2.1.2 - TRANSMISSÃO

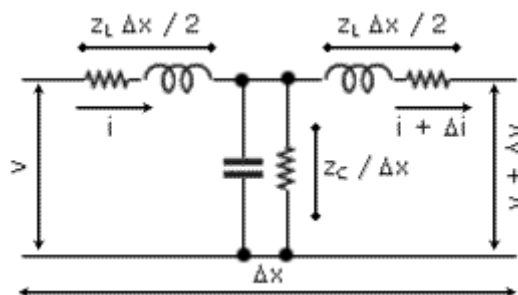
A transmissão da energia se dá por meio de linhas de transmissão, que, ao lado de outros componentes aderidos a ela, são responsáveis pela transmissão segura e eficiente dessa energia.

As linhas de transmissão são compostas por torres, normalmente metálicas, cabos feitos de alumínio, cobre, aço ou outras ligas metálicas, isoladores, espaçadores e alguns acessórios metálicos.

A transmissão da energia costuma ser feita utilizando-se níveis de tensão entre 230 e 765 kV. E, para atender cidades e regiões de pequeno porte, utiliza-se a sub-transmissão, onde os níveis de tensão são reduzidos para uma faixa entre 35 e 160 kV com o intuito de atender as necessidades locais.

Para que a transmissão a longas distâncias fosse possível foi preciso um estudo intenso. Parâmetros como indutância, capacitância, velocidade de propagação, constante de fase, comprimento de onda, impedância e outros tiveram que ser analisados, a fim de obter uma máxima eficiência.

Na figura 2.6 segue um modelo teórico de um pequeno comprimento de linha Δx :



LEGENDA:

Z_L – Impedância indutiva

Z_C – Impedância capacitiva

Δx – Pequeno comprimento de linha

V - Tensão

ΔV – Variação de tensão

i – Corrente

Δi – Variação de corrente

Figura 2.6 – Modelo teórico de um comprimento de linha de transmissão

Uma característica importante das linhas de transmissão a ser tratada é a relação capacitiva que esta possui com a terra, esta característica é mais evidente para linhas de longo alcance. Para compensar esse efeito, utilizam-se de capacitores em série ou reatores em paralelo, porém quando esses são utilizados, há uma questão a ser analisada: podem-se utilizar dois tipos de reatores, os controláveis que são os ideais se não fosse pelo seu elevado custo ou então os não controláveis que não atendem bem para o caso de sobrecargas. Para a escolha, há de se fazer uma avaliação de cada situação para decidir o que seria melhor.

Além das linhas de transmissão aéreas, existem outros tipos de linha com o intuito de facilitar a chegada dessas em certas áreas, de forma eficiente. Uma das maneiras utilizada em centros urbanos é a linha subterrânea. Esta, porém, tem a desvantagem no que diz respeito ao seu alto custo em função da isolamento e blindagem.

Outro tipo de linha utilizada nos dias de hoje são as linhas submarinas, que otimizam e muito o projeto, pois para o caso de longas travessias seria preciso torres enormes e cabos especiais. Seu principal problema é a grande capacitância, que limita seu alcance para o uso de corrente alternada.

Na transmissão, há um fator que interfere bastante na passagem da energia, principalmente para as linhas de tensão acima de 345 kV, esse fator é o efeito corona. A alta tensão da linha provoca um grande campo elétrico em volta dela e esse por sua vez rompe a rigidez dielétrica do ar, criando,

assim, pequenas descargas em torno do condutor, parecendo uma coroa. Esse efeito é aumentado por condições ruins dos cabos ou pela presença da chuva, elevando assim o nível de interferências e perdas. No Brasil, essa interferência é limitada por normas.

Um dos aspectos positivos do efeito corona é sua capacidade de amenizar as sobretensões, pois ele consegue ajudar a escoar a energia excedente.

Hoje em dia outra função da linha de transmissão é a capacidade de transportar mensagens de telecomunicações. Isso só é possível porque a telecomunicação utiliza frequências extremamente altas, não interferindo na condução da energia, que no Brasil é em 60 Hz. O grande problema que essas altas frequências poderiam causar seria a interferência em certos aparelhos da subestação. Porém esse problema é contornado por meio de utilização de bobinas de bloqueio, que filtram essas frequências para que elas não entrem na subestação.

2.1.3 - DISTRIBUIÇÃO

A distribuição da energia elétrica é feita por concessionárias que são companhias especializadas e destinadas exclusivamente a esse papel. Essa distribuição é normalmente feita por meio de tensões alternadas em um sistema trifásico. As transmissoras disponibilizam para as concessionárias essa energia em tensões abaixo de 230 kV, essas por sua vez levam até próximo aos consumidores em tensão entre 4 kV e 35 kV, onde por meio de um transformador abaixador (normalmente localizados nos postes da rua) entregam a esses consumidores finais a energia nas tensões de fase de 220V ou 110 V. Na figura 2.7 segue um diagrama que resume essa etapa do sistema elétrico:

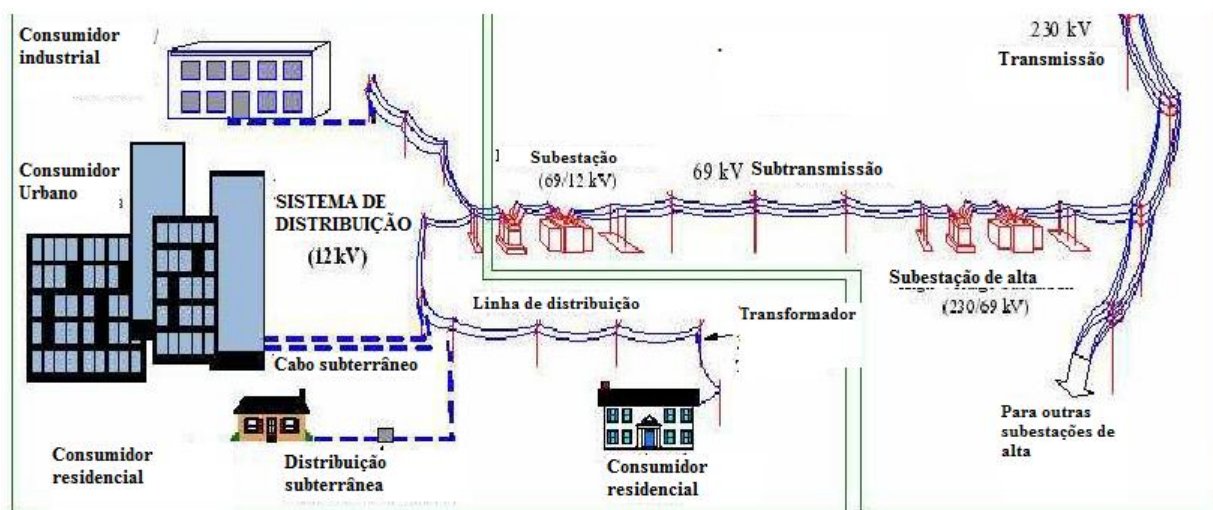


Figura 2.7 – Representação do sistema de distribuição

Disponível em:

<http://www.claitonfranchi.com/administra/upload/2/Geracao%20transmissao%20e%20distribuicao%20de%20energia%20elettrica.pdf> > - Modificado. Acesso 14/12/2009

A distribuição costuma utilizar-se de duas topologias básicas: a rede radial, utilizada em áreas menores, é baseada em uma única fonte de suprimento, um único alimentador; já a rede em anel aberto utiliza-se de várias linhas de alimentação.

2.2– FLUXO DE POTÊNCIA

A análise de fluxo de potência consiste no estudo de sistemas de potência. É preciso determinar o estado da rede e das distribuições do fluxo de potência ativa e reativa do sistema. Devido à complexidade desse estudo, normalmente utilizam-se de ferramentas computacionais para a análise.

Em uma rede de transmissão, alguns fatores costumam limitar o fluxo de potência. Eles são fluxos paralelos e em malha, limites térmicos dos equipamentos e de tensão. Fluxos de malha são aqueles que se formam entre dois sistemas interconectados por uma malha fechada; mesmo que cada sistema seja capaz de suprir sua própria carga. Fluxos paralelos são aqueles que, mesmo fazendo parte da transmissão normal de potência entre duas companhias, afetam regiões não desejáveis do sistema interconectado. Esses dois afetam, principalmente, a operação em regime permanente. Os efeitos podem ser observados nos valores das tensões, nas perdas de transmissão ou na redução de fornecimento de potência na região segura de operação. O controle de tensão é normalmente feito por uma combinação de ajustes na potência reativa de geradores. Isso pode ser feito por

compensadores em derivação fixos ou controláveis mecanicamente; e transformadores de tensão, também controláveis mecanicamente.

Além disso, há também dispositivos baseados em componentes eletrônicos que permitem um controle mais rápido das tensões no caso da ocorrência de transitórios. Os limites térmicos são limites físicos inerentes aos equipamentos dos sistemas de transmissão. Normalmente os sistemas de potência operam muito abaixo dos seus limites térmicos por questões de segurança no caso de contingências.

2.3 – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Nos últimos anos, novas alternativas de utilização de energia vêm sendo utilizadas. Uma alternativa de grande destaque nesse contexto é a GD. Nessa, consumidores ao se utilizarem de uma energia própria, passam a desfrutar de algumas vantagens em relação ao sistema convencional de aproveitamento de energia e a tirar parte do excesso de demanda que poderia haver no sistema. Dentre essas vantagens, podemos destacar o fato de esse consumidor ser capaz de negociar o seu excedente e poder, assim, participar diretamente do mercado em questão. Esse tipo de utilização de energia também traz vantagens para o sistema, como o fato de precisar de menos linhas no abastecimento de energia e a possibilidade de se utilizar fontes alternativas de energia, como a solar. Porém, nem tudo é vantagem na inserção da GD no sistema. A difusão dela na rede faz com que esta seja adaptada para suportar todos os problemas e restrições que a geração distribuída possa acarretar numa rede previamente não projetada para lidar com tais dificuldades. Alguns desses problemas podem ser: estabilidade dinâmica a ser mantida, a proteção e sua coordenação, perdas e outros.

A GD pode diminuir significativamente eventuais perdas de potência da rede, porém essas perdas são diferentes dependendo da barra em que ela for inserida. Ela, normalmente, não é significativa quando a injeção de potência ocorre próximo às subestações, mas para barras distantes ela pode ser significativa. Com relação à estabilidade de tensão, podemos verificar que essa é mais facilmente mantida quando a injeção ocorre próxima a carga, e podemos melhorá-la levando em conta a troca de reativos entre a carga e o gerador, onde um fator de potência capacitivo revela um melhor resultado. Na GD os geradores costumam ter como características fraco amortecimento e controlado com reguladores, além de uma baixa constante de inércia.

2.4 - ENERGIA FOTOVOLTAICA

A energia fotovoltaica consiste na transformação de energia luminosa em elétrica. Como já mencionado anteriormente, na geração distribuída pode-se utilizar-se da energia solar e para tal aproveitamento de energia luminoso é preciso equipamentos que efetuem tal transformação. Nesse caso são utilizadas as placas solares. Essas são compostas de células fotovoltaicas, podendo ser constituídas de alguns tipos de materiais, como pode ser visto pela figura 2.8 de GOETZBERGER, 2002.

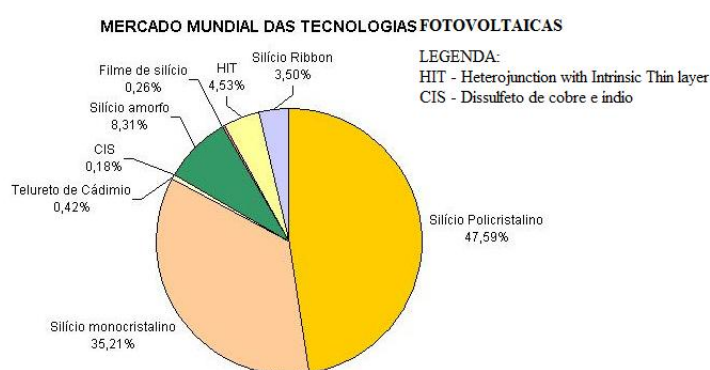


Figura 2.8 – Mercado mundial das tecnologias fotovoltaicas

Disponível em : <www.labeee.ufsc.br/> - Modificado. Acesso em 14/12/2009

Esse tipo de tecnologia ainda esbarra em um alto custo das placas, porém esse problema vem diminuindo aos poucos, e dependendo da utilização pode se tornar viável em poucos anos.

Ao incidir-se a luz sobre a célula fotovoltaica, os fótons chocam-se com os elétrons da estrutura, fornecendo a esses energia e transformando eles em condutores, assim, por meio de um campo provocado pela junção PN e um condutor externo ligado as extremidades, gera-se um fluxo de elétrons mantido pela luz incidente.

2.5 – MÉTODOS DE ALOCAÇÃO DE PERDAS

Para uma rede de distribuição, é interessante que haja um equilíbrio entre as perdas de cada

componente do sistema. Para isso, é preciso analisar algumas características, a fim de otimizar o processo. Algumas dessas características são: a potência injetada em cada barra, a localização desta na rede, a estabilidade do sistema, a facilidade de implementação, a consistência com a solução em fluxo de potência, além da topologia da rede. A grande dificuldade da alocação das perdas passa pelo fato do sistema não ser linear. Assim, foram criados métodos com o intuito de simplificar o processo, algumas vezes partindo da utilização de equações de circuitos elétricos, outras atribuindo metade da perda para carga e metade para os geradores e algumas técnicas mais foram utilizadas; porém, neste trabalho será somente abordado o método incremental de alocação chamado ITL.

Neste método, parte-se de uma solução de fluxo de potência, onde, a fim de precisar o fator ITL, analisa-se a variação das perdas totais mediante a uma variação incremental da potência ativa injetada em cada barra. Destaque para o fato de este método poder apresentar um fator de alocação negativo para algumas barras. Isso, normalmente, acontece para barras localizadas perto de grandes centros consumidores. Esse fato, de algumas barras apresentarem fator negativo, tem a vantagem de localizar as barras melhor posicionadas (fator negativo) e determinar melhor os lugares para acréscimo de carga ou geração. As barras de coeficientes ITL mais negativos revelam as barras mais sensíveis e, logo, a melhor posição para inserção de uma fonte de GD.

3 -MATERIAIS E MÉTODOS

Esta parte do trabalho identifica-se quais recursos serão utilizados para se chegar aos resultados desejados.

3.1- MODELOS DO IEEE

Para um aprofundamento correto do estudo, é preciso partir de modelos confiáveis, simples e complexos que já possuam toda uma análise de fluxo de potência. Dessa maneira, o IEEE disponibiliza alguns sistemas elétricos com diferentes complicações e suas análises de fluxo de potência já realizadas para que os usuários possam ter um modelo seguro a qual seguir. Neste trabalho, serão utilizados os sistemas de 4, 13 e 69 barras com o intuito de analisar o comportamento dos sistemas com relação as perdas mediante a injeção de potência nas diferentes barras e a partir daí poder definir onde uma GD seria melhor empregada. Como exemplo de esquema, os sistemas de 4 e 13 barras podem ser vistos nas figuras 3.1 e 3.2.

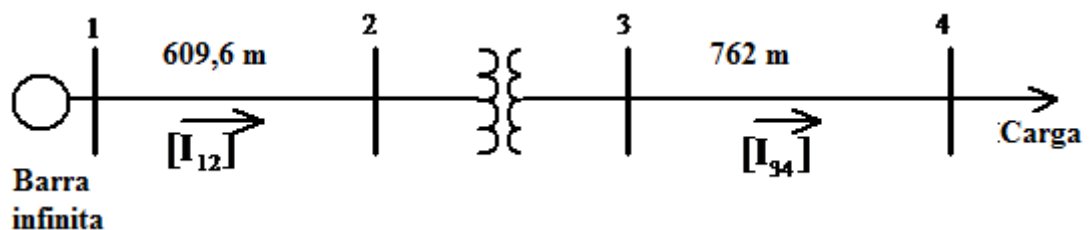


Figura 3.1 – Sistema radial de 4 barras do IEEE

Disponível em :< <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html>> - Modificado.Acesso em 14/12/2009

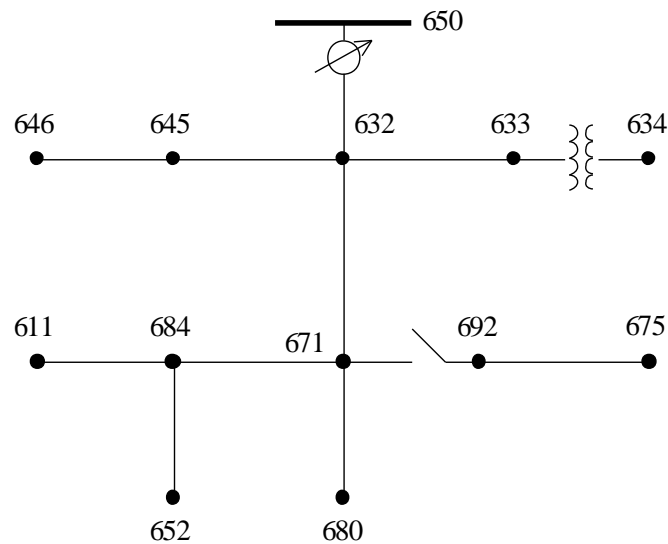


Figura 3.2 – Sistema radial de 13 barras do IEEE

Disponível em : < <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html> >. Acesso em 14/12/2009

Posteriormente no trabalho, para facilitar a simulação dos coeficientes ITL no caso de 13 barras, o número das barras será trocado nessa disposição:

650	-----	barra 1
634	-----	barra 2
633	-----	barra 3
632	-----	barra 4
645	-----	barra 5
646	-----	barra 6
675	-----	barra 7
692	-----	barra 8
671	-----	barra 9
680	-----	barra 10
684	-----	barra 11
652	-----	barra 12
611	-----	barra 13

Essa disposição não seguiu uma lógica na figura e sim no código de Matlab criado.

Ambos os modelos dispõem de dados referentes ao fluxo de carga. Porém, algumas alterações foram feitas durante o trabalho com a intenção de simplificar a análise geral das perdas do sistema.

3.2- FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

No caso do estudo de fluxo de carga e geração distribuída, ferramentas extremamente poderosas são os programas computacionais. Esses possuem a capacidade de simplificar os estudos de sistemas elétricos, seus fluxos de carga, e estabilidade. Permitindo, assim, corrigir problemas, prever situações, minimizando ao máximo as perdas no sistema. A ferramenta computacional utilizada é o MatLab; esta permite inúmeros tipos de manipulações matemáticas e, por meio dela, é possível a criação de modelos extremamente complexos, que são a base dos estudos mostrados nesse trabalho. Um desses modelos criados por meio do MatLab é o MatPower; este é capaz de simplificar cálculos de fluxo de potência de sistemas elétricos de inúmeras barras com apenas os dados referentes às características elétricas de cada barra e da linha que as conecta. Por meio de até dez iterações, utilizando o método de Newton, o MatPower permite a obtenção de resultados bastante específicos do circuito.

Por meio dos modelos representados nas figuras 3.1 e 3.2, é possível ver quais características elétricas são suficientes na montagem do sistema. Primeiramente, é preciso fornecer as características das barras. Assim, numeram-se cada uma, e especifica-se que espécie de barra ela é: V θ , PV, PQ. As barras V θ são utilizadas como barra de referência. Elas possuem os valores de módulo e ângulo de tensão, constantes; e, a partir delas, é feito todo o cálculo de fluxo de carga do circuito. Já as barras PV - ou barras geradoras convencionais - possuem os valores de tensão e potência ativa (P) constantes. Finalmente as barras PQ, ou barras de carga, dispõem de valores constantes tanto de potência ativa como reativa (Q). Voltando ao modelo, após especificar as barras, é preciso colocar os valores referentes a potência ativa e a reativa de cada barra (atribui-se zero para as barras que não possuem potência P ou Q; e para aquelas que queremos descobrir qual a potência demandada pelo circuito). Quando a barra possuir capacitor, eles serão representados através de sua susceptância ligada à referência $V = 1\text{pu}$. Assim, para o cálculo da potência equivalente da barra em questão, deve-se incluir a potência injetada Q_{cap} . Para o funcionamento do circuito, aos parâmetros Área e Zone, será atribuído o valor 1. O parâmetro Área não é explorado porque ele faz referência aos custos de energia. Como o objeto de estudo ainda não está relacionado aos custos, atribui-se o valor 1. Hipoteticamente, esse valor indica que todas as barras estão em um setor de preço do kW/h invariável. Vm e Va são, respectivamente, os valores de magnitude e ângulo da tensão, somente

necessários nas barras $V\theta$.

O próximo passo é identificar as características dos geradores. Primeiramente, determina-se a barra que este gerador está conectado. Assim realizado, atribui-se 0 aos parâmetros P_g e Q_g , referentes a potência ativa e reativa demandada pelo circuito, para que o MatPower determine-as. Outros parâmetros a serem determinados são a tensão de referência, a potência de base, em ambos coloca-se o valor 1 referente à 1 p.u. O parâmetro *status* funciona como um liga-desliga da máquina; onde, para um valor maior que zero, ela está funcionando e menor ou igual a zero, essa não está.

Após ter especificado os geradores, as características das linhas são atribuídas. A primeira etapa é determinar qual a barra de origem da linha e a barra de chegada. Posteriormente são atribuídos os valores das resistências e reatâncias, ambas em p.u. Logo após, a razão de transformação (*ratio*) é colocada. Mas caso não haja transformador, essa razão será 0. O próximo passo é colocar um defasamento em graus (*shift angle*), causado por transformador, caso este exista nessa linha. Finalmente o parâmetro *status* revela se está em funcionamento ou não; é atribuído 1 quando está e 0 quando não.

3.3 - ASPECTOS COMPUTACIONAIS DO PROBLEMA DO FLUXO DE CARGA

Como dito anteriormente, os problemas de fluxo de carga são normalmente extremamente complexos. Isso acontece por vários motivos como o fato de as equações não serem lineares, de poder se tratar de um sistema de muitas barras, de lidar com as perdas, o que normalmente é desconsiderado em cálculos manuais.

E para lidar com isso tudo e ainda demonstrar precisão e velocidade é necessária a utilização de programas computacionais. A maneira que esses programas dispõem para solucionar esses problemas são métodos iterativos de cálculo. Elgerd, Olle I.(1976), trata de três diferentes métodos iterativos para tal, eles são: Método de Gauss, Gauss-Seidel, e Newton-Raphson (este será o método adotado nesse trabalho). No primeiro método isolamos x de modo a promover uma função $x=F(x)$, posteriormente, atribuímos um valor inicial a x_1 , na primeira iteração $x_2 = F(x_1)$, na segunda $x_3=F(x_2)$ e assim por diante, seguindo o formato de $x_{i+1}= F(x_i)$ até convergir para as raízes do sistema. Esse método tem a desvantagem de convergir muito lentamente, e em alguns casos não há convergência. O segundo método foi criado como uma melhoria do primeiro método. Tomando

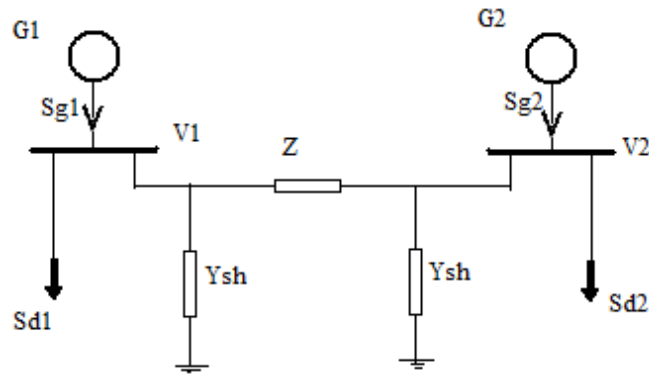
como exemplo um caso de duas raízes, no método de Gauss far-se-ia iterações separadamente para descobrir cada raiz. Já no método Gauss-Seidel aplica-se o método iterativo de maneira alternada, ou seja, descobre-se o valor de uma iteração de uma das raízes e o utiliza para a iteração da outra raiz. Resultando, assim, num significativo aumento de velocidade na convergência. O último método a ser tratado é o de Newton-Raphson, esse é considerado o método mais eficiente de iteração. Ele tem a capacidade de não divergir e convergir com uma maior velocidade. Nesse método admitem-se variações às estimativas iniciais \mathbf{x} e expande-se equações do tipo $f(\mathbf{x})=0$ em séries de Taylor em torno dessas estimativas. Posteriormente, a partir das derivadas parciais cria-se a matriz Jacobiana \mathbf{J} e estipula-se também a matriz $\mathbf{f}(\mathbf{x})$. Assim, com esses valores e a partir da fórmula a seguir chega-se aos valores da matriz de variações. Consequentemente nos valores de \mathbf{x} que são a soma do valor anterior desse com a variação. Com esse novo valor de \mathbf{x} o processo é realizado novamente e novamente, até convergir para uma raiz do sistema.

$$\mathbf{f} + \mathbf{J}D\mathbf{x} \gg 0 \quad (3.1)$$

$$D\mathbf{x} = -[\mathbf{J}]^{-1}\mathbf{f} \quad (3.2)$$

3.4 - CÁLCULOS DO FLUXO DE POTÊNCIA

Este trabalho também ressalta a importância da matemática referente ao fluxo de carga. Segundo Elgerd, maneira mais fácil de entender o funcionamento de um sistema elétrico e a partir de um modelo simples de duas barras, como pode ser visto na figura 3.3:



Legenda:

V1 – Tensão no gerador 1

V2 - Tensão no gerador 2

G1 – Gerador na barra 1

G2 – Gerador na barra 2

Sg1 – Potência aparente gerada na barra 1

Sg2 – Potência aparente gerada na barra 2

Sd1 – Potência aparente demandada na barra 1

Sd2 - Potência aparente demandada na barra 2

Ysh – Admitância shunt

Z - Impedância

Figura 3.3 – Modelo de um sistema de duas barras

Neste modelo há unidades geradoras e cargas localizadas em cada barra. A linha de transmissão é representada por uma impedância em série e duas admitâncias em paralelo.

Partindo das equações referentes ao balanço de corrente para as barras 1 e 2, e separando as partes reais e imaginárias, podemos chegar a quatro equações reais. São essas quatro equações que servem de base para entendermos o funcionamento dos sistemas de energia. A essas quatro equações são atribuídas o nome de equações estáticas de fluxo de carga, ou, EEFC. Elas podem ser vistas nas equações de 3.3 a 3.6.

$$P_{G1} - P_{D1} - \frac{|V_1|^2}{X_L} \sin \alpha + \frac{|V_1||V_2|}{X_L} \sin \delta - (d_1 - d_2) \dot{\delta} = 0$$

(3.3)

$$P_{G2} - P_{D2} - \frac{|V_2|^2}{X_L} \sin \theta + \frac{|V_1||V_2|}{X_L} \sin \theta + (d_1 - d_2) \dot{d} = 0 \quad (3.4)$$

$$Q_{G1} - Q_{D1} + \frac{|V_1|^2}{X_C} - \frac{|V_1|^2}{X_L} \cos \theta + \frac{|V_1||V_2|}{X_L} \cos \theta - (d_1 - d_2) \dot{d} = 0 \quad (3.5)$$

$$Q_{G2} - Q_{D2} + \frac{|V_2|^2}{X_C} - \frac{|V_2|^2}{X_L} \cos \theta + \frac{|V_1||V_2|}{X_L} \cos \theta + (d_1 - d_2) \dot{d} = 0 \quad (3.6)$$

Elas têm como característica dificultadora o fato de serem não lineares, o que normalmente requer ferramentas computacionais. Outra característica importante a ser mencionada é o fato de as perdas serem apenas dependentes das tensões. A última característica a que se dá ênfase é o de que o circuito possui doze variáveis, o que impossibilita a resolução do sistema. Assim, como saída há de se reduzir o número de variáveis para 4, pois há somente quatro equações. Para tal é preciso dividir as variáveis em grupos. Num primeiro grupo designaremos as variáveis não-controláveis ou de perturbação, essas serão as variáveis de demanda pela sua imprevisibilidade. Os outros grupos recebem o nome de variáveis de estado e de controle. Como pode-se perceber uma dependência da tensão e seus ângulos em relação às potências geradas, será atribuído às primeiras o nome de variáveis de estado e às potências geradas o nome de variáveis de controle. Assim, determinadas todas as variáveis, pode-se solucionar o sistema. Para tal, primeiramente precisamos analisar o fato de não ser possível conhecer previamente as perdas do sistema, assim também não é possível conhecer as variáveis de geração. Logo serão especificados os valores referentes à potência gerada em uma das barras, fazendo com que a outra seja uma incógnita. Outro problema que pode ser verificado nas equações é o fato dos ângulos das tensões de cada barra não poderem ser obtidos separadamente, mas apenas a diferença entre eles. Para resolver tal problema atribui-se, normalmente, zero ao ângulo da chamada barra de referência. Finalmente para que haja apenas 4 incógnitas também é preciso especificar o valor da tensão dessa mesma barra de referência, o que ainda traz a vantagem de controlar o nível de tensão do sistema. Dessa maneira as 4 incógnitas serão a tensão e o ângulo da barra não-referência, além das potências ativa e reativa geradas por uma das barras.

3.5 - CÁLCULO DO ITL

Para a escolha da melhor posição para colocação de uma geração distribuída é preciso definir modelos a serem seguidos. Como foi dito anteriormente, nesse trabalho utilizar-se-á do método ITL, e essa seção é responsável por apresentar a base teórica referente a esse método.

Para calcular as perdas incrementais de transmissão, ou, ITL, é preciso calcular a derivada parcial das perdas de potência ativa em relação à potência gerada. Mas para tal, algumas hipóteses são feitas com o intuito de simplificar e ressaltar os aspectos importantes do sistema. Assim, a primeira hipótese a ser feita é de a linha poder ser representada por apenas uma impedância série. A segunda hipótese é de que as perdas de potência ativa sejam relativamente pequenas em relação às potências geradas e demandadas. Outra hipótese importante a ser feita é de admitir a reatância muito maior que a resistência da linha. A quarta hipótese é que o sistema funcione com perfil horizontal de tensão onde os valores absolutos das tensões sejam iguais. Na quinta hipótese a diferença de ângulos das tensões V_1 e V_2 sejam aproximadamente zero, onde

(3.7)

$$\sin d \approx d$$

$$\cos d \approx 1 - \frac{1}{2}d^2$$

(3.8)

Assim, partindo das perdas de potência ativa nos dois extremos

$$P_{12} = P_{G1} - P_{D1} = \frac{R}{R^2 + X^2}(1 - \cos d) + \frac{X}{R^2 + X^2} \sin d$$

(3.9)

$$P_{21} = P_{G2} - P_{D2} = \frac{R}{R^2 + X^2}(1 - \cos d) + \frac{X}{R^2 + X^2} \sin d$$

(3.10)

Chega-se a perda total da linha

$$P_L = P_{12} + P_{21} = \frac{2R}{R^2 + X^2}(1 - \cos d) \quad (3.11)$$

derivando a equação 3.11 em relação a potência gerada chegamos as seguintes equações

$$ITL_1 = \frac{2R}{R^2 + X^2} \text{send} \frac{R^2 + X^2}{R \text{send} + X \cos d} = 2R \frac{\text{send}}{R \text{send} + X \cos d} \quad (3.12)$$

$$ITL_2 = \frac{2R}{R^2 + X^2} \text{send} \frac{R^2 + X^2}{R \text{send} - X \cos d} = 2R \frac{\text{send}}{R \text{send} - X \cos d} \quad (3.13)$$

considerando as hipótese de 3 a 5, podemos simplificar as equações acima, chegando a

$$ITL_1 \gg 2 \frac{R}{X} d \quad (3.14)$$

$$ITL_2 \gg -2 \frac{R}{X} d \quad (3.15)$$

Após todos esses cálculos, a constatação mais importante foi o fato das barras de geração apresentarem valores positivos para os coeficientes ITL, e as barras de carga apresentarem valores negativos para tais coeficientes. Isso pode ser observado nas equações 3.14 e 3.15.

Esses coeficientes são calculados a partir de condições iniciais de operação do sistema. Para observar a contribuição de um GD no sistema é preciso injetar na barra diferentes níveis de potência, e analisar para cada caso os níveis de perda desse mesmo sistema. Quando tal procedimento é realizado verifica-se um comportamento parabólico da curva, ou seja, há um ponto ótimo onde os níveis de perda são mínimos e para uma inserção ou retirada de potência da barra

essas perdas aumentam de maneira similar. Isso pode ser verificado na dissertação de Mestrado de Santos, E.S.(2009)

Para um caso de mais barras, os cálculos são mais complexos, sendo preciso a utilização de ferramentas computacionais. A ferramenta computacional utilizada para replicar o método ITL funciona partindo da obtenção da matriz jacobiana J e utilizando a soma dos elementos da submatriz H , formada pela derivada parcial da potência em relação ao ângulo, para determinar os coeficientes ITL. Há de se constatar que a submatriz H inclui também dados da barra de referência, a qual possui ângulo nodal igual a zero, assim, para que seja possível a inversão da matriz é preciso eliminar a linha e a coluna referentes a essa barra.

4- RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 - COEFICIENTES ITL

Neste capítulo são apresentados os coeficientes ITL referentes aos casos base de 4, 13 e 69 barras disponibilizados pelo IEEE. Para uma análise melhor do comportamento do ITL algumas mudanças foram feitas nos casos base, e a partir daí, os casos foram novamente analisados.

As mudanças escolhidas para essa melhor análise foi primeiramente reduzir as cargas de cada barra pela metade e depois para um quarto, simulando assim casos a meia carga e com carga leve, posteriormente trocou-se algumas cargas de lugar e analisou-se também os novos comportamentos do ITL.

4.2 – CASO DE 4 BARRAS DO IEEE

Seguindo a topologia referente ao sistema de 4 barras do IEEE, onde a única barra que possui carga é a de número 4, e essa carga é de 6000 kVA

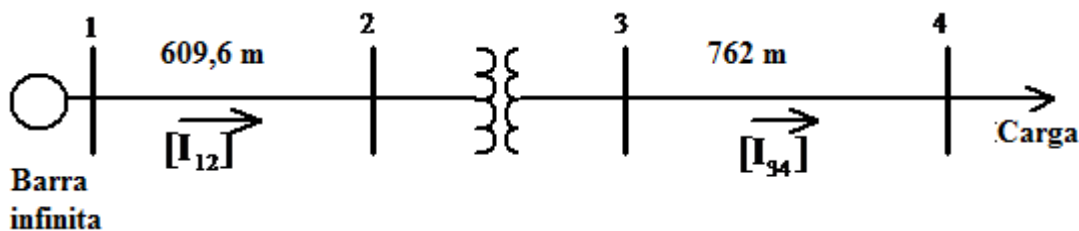


Figura 4.1 – Sistema radial de 4 barras do IEEE

Disponível em: < <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html> > - Modificado.
Acesso em 14/12/2009

4.2.1 - CASO BASE DE 4 BARRAS

Na tabela 4.1 se encontram os coeficientes ITL relativos ao caso base de 4 barras.

Barras	Coeficientes ITL
2	-0,0060
3	-0,0252
4	-0,1221

Tabela 4.1 - Coeficientes ITL do sistema de 4 barras : caso base

É possível observar, pelos valores acima, que a barra 4 apresenta a maior sensibilidade para a inserção de uma GD, pois possui o menor valor de coeficiente ITL, ou seja é a melhor posição para que fosse incluído o gerador.

4.2.2 – COMPARAÇÃO DOS CASOS BASE, 50% DA CARGA E 25% DA CARGA.

No caso base de 4 barras, só há uma carga e essa localizada na barra 4. Primeiramente reduziu-se essa carga pela metade para simular um caso com carga média. Já para simular um caso de carga leve do sistema, reduziu-se a carga localizada na barra 4 a 25% do valor inicial. Tendo isso, chegou-se aos seguintes resultados para os coeficientes ITL.

	Coeficientes ITL		
Barras	Caso base	50% da carga	25% da carga
2	-0,0060	-0,0031	-0,0015
3	-0,0252	-0,0119	-0,0058
4	-0,1221	-0,0517	-0,0243

Tabela 4.2 - Coeficientes ITL do sistema de 4 barras: caso base, 50% da carga, 25% carga

É possível verificar, pelos resultados acima, que a melhor posição para inserção de uma GD é na barra 4, pelo menor valor de coeficiente ITL sendo, assim, a barra mais sensível em todos os casos.

Outro fato interessante constatado é de que os valores absolutos dos coeficientes reduziram-se aproximadamente pela metade para o caso a 50% da carga. E o mesmo comportamento pôde ser

observado quando se reduz a carga a 25% do valor inicial, ou seja, os valores absolutos dos coeficientes ITL reduzem-se, aproximadamente, na mesma proporção da redução uniforme das cargas.

4.2.3 - CASO 4 BARRAS - 50% DA CARGA DESLOCADA DA BARRA 4 PARA BARRA 3

Uma última alteração a ser feita para analisar o comportamento dos valores dos coeficientes ITL foi o de deslocar metade da carga que se localizava na barra 4 para a barra 3, ou seja, a barra 3 ficou com metade da carga total inicial e a outra metade ficou na barra 4, assim foi possível verificar os valores na Tabela 4.3.

	Coeficientes ITL	
Barras	Caso base	50% DA CARGA DESLOCADA DA BARRA 4 PARA BARRA 3
2	-0,0060	-0,0061
3	-0,0252	-0,0242
4	-0,1221	-0,0668

Tabela 4.3 -Coeficientes ITL do sistema de 4 barras: caso base de 4 barras, 50% da carga deslocada da barra 4 para a barra 3

Mesmo diante dessa alteração significativa no caso base de 4 barras, é possível verificar que não teve alteração na melhor posição para se implementar uma GD, no caso essa posição continuou sendo a barra 4.

Outro fato a ser verificado melhor para os casos de 13 e 69 barras, é o comportamento dos valores absolutos dos coeficientes ITL. Nesse caso particular, é interessante perceber que os valores dos coeficientes referentes às barra 2 e 3 permaneceram praticamente aproximadamente iguais aos valores do caso base e o valor do coeficiente relativo a barra 4 reduziu-se à metade.

4.2.4 – GRÁFICOS REFERENTES AOS CASOS DE 4 BARRAS

Para uma melhor verificação das características dos coeficientes ITL referentes a mudanças feitas

no sistema, foram feitos gráficos sobre cada caso analisado. Para facilitar essa visualização atribuiu-se os valores absolutos dos coeficientes, sem levar em conta o fato de serem negativos. Esses gráficos podem ser vistos nas figuras 4.2 e 4.3.

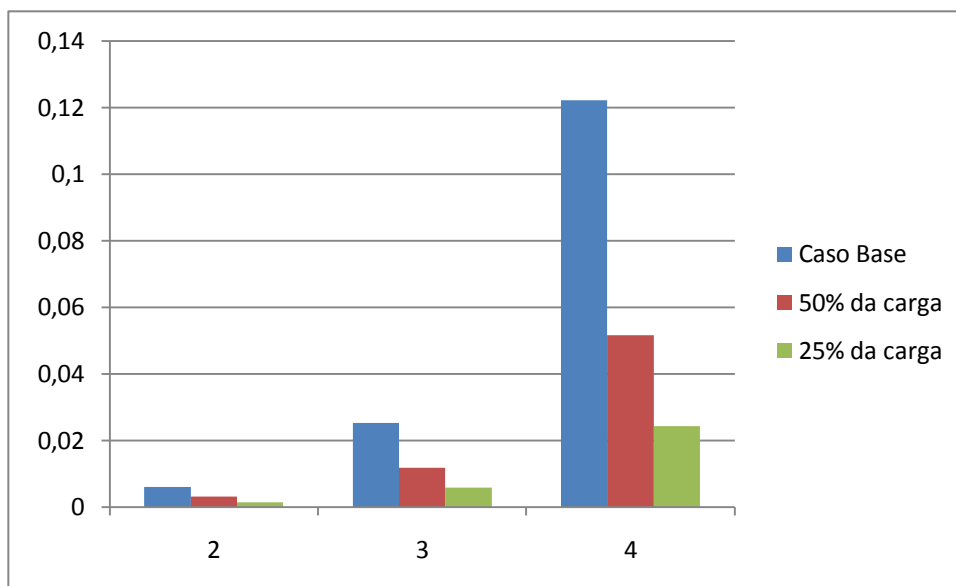


Figura 4.2 – Gráfico comparativo dos casos de 4 barras : base, 50% da carga e 25% da carga

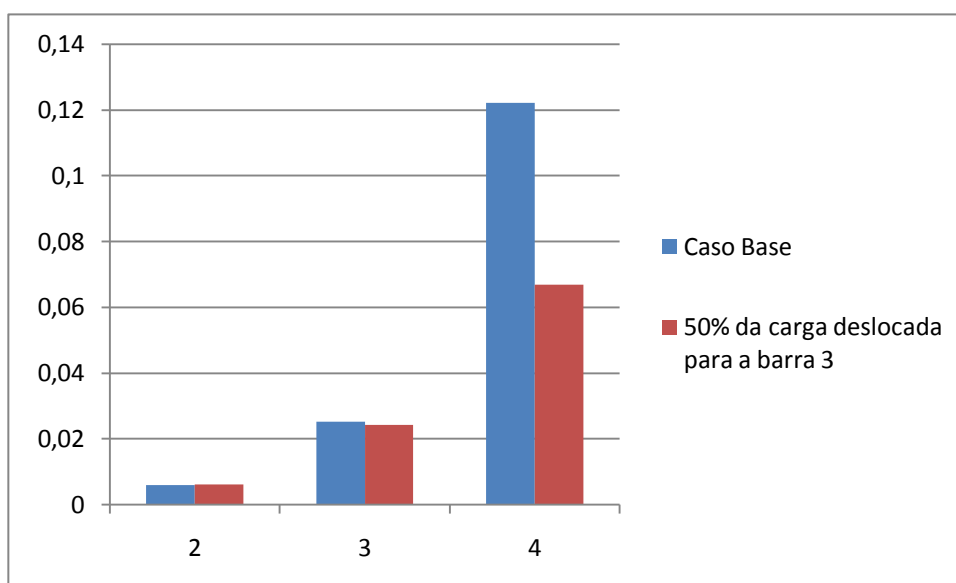


Figura 4.3 – Gráfico comparativo dos casos de 4 barras: base e 50% da carga deslocada para barra 3

Como constatado anteriormente os gráficos revelaram que simulações obtidas para os casos de 4 barras, caso base, a meia carga e a um quarto da carga e mesmo ao deslocar-se metade da carga para a barra 3 não mudaram o fato da barra 4 ser a mais sensível do sistema.

Outra constatação que pode ser feita ao analisar-se os gráficos dos casos de 4 barras, o de base, a

meia carga e a um quarto da carga é o fato dos valores absolutos dos coeficientes ITL reduzirem-se, aproximadamente, na mesma proporção da redução uniforme das cargas do sistema.

4.3 - CASO 13 BARRAS DO IEEE

Seguindo a topologia do sistema IEEE de 13 barras, modificados apenas os números das barras, e a disposição das cargas no sistema.

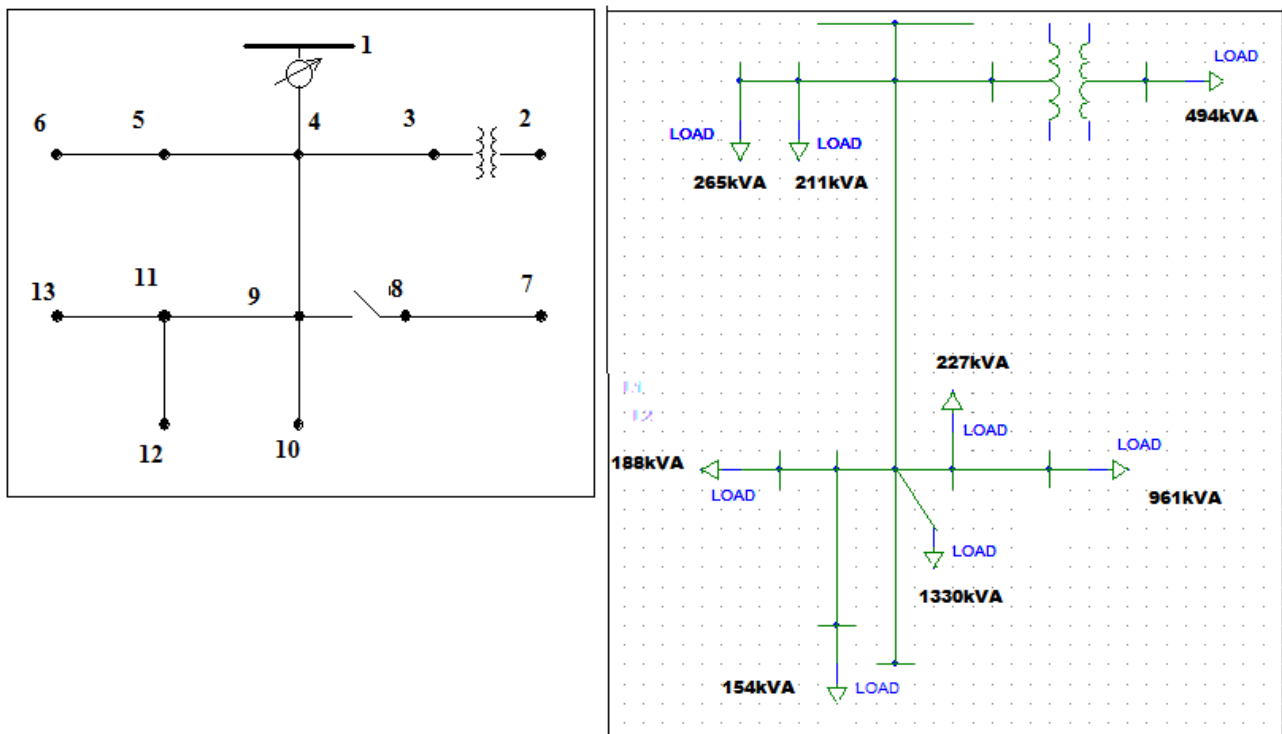


Figura 4.4 – Sistema radial de 13 barras do IEEE – Modificado. Sistema radial de 13 barras do IEEE disponibilizadas as cargas.

Disponível em: < <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html> >. Acesso em

14/12/2009

4.3.1 - COMPARAÇÃO DOS CASOS BASE, 50% DA CARGA E 25% DA CARGA DO SISTEMA IEEE DE 13 BARRAS.

Simulando o caso base do sistema de 13 barras do IEEE, e novamente reduzindo as cargas pela metade e a um quarto de seus valores iniciais, chegou-se aos seguintes valores de coeficientes ITL.

	Coeficientes ITL		
Barras	Caso base	50% da carga	25% da carga
2	-0.0662	-0.0367	-0.0234
3	-0.0530	-0.0309	-0.0206
4	-0.0518	-0.0303	-0.0204
5	-0.0525	-0.0306	-0.0205
6	-0.0530	-0.0308	-0.0206
7	-0.1143	-0.0683	-0.0485
8	-0.1017	-0.0579	-0.0391
9	-0.1017	-0.0579	-0.0391
10	-0.1017	-0.0579	-0.0391
11	-0.1033	-0.0591	-0.0401
12	-0.1036	-0.0592	-0.0401
13	-0.1047	-0.0602	-0.0411

Tabela 4.4 - Coeficientes ITL do sistema de 13 barras: caso base de 4 barras, 50% da carga deslocada da barra 4 para a barra 3

Novamente a relação entre a redução de cargas uniformemente e a redução dos valores absolutos dos coeficientes ITL se mostrou linear; pois, reduzindo as cargas a um quarto do valor inicial, os valores absolutos dos coeficientes também se reduziram, aproximadamente, a um quarto do valor inicial. O que não permite que haja alteração da barra mais sensível do sistema, no caso a barra 7, que apresentou o valor mais negativo de coeficiente ITL. Assim, esta se apresenta como a melhor posição para colocar-se uma GD.

Nos próximos casos escolheu-se a barra de maior carga, no caso a barra 9 que possui 1330 kVA, e trocou-a de lugar algumas vezes para verificar o comportamento do ITL.

4.3.2 - CASO DE 13 BARRAS ONDE SÃO TROCADAS AS CARGAS SIGNIFICATIVAS DE POSIÇÃO

Nesse caso, a carga referente à barra 9 foi colocada na barra 6 e a carga desta foi colocada na barra 9, e realizamos as mesmas alterações envolvendo as barras 7 e 13 em vez da barra 6. Sendo assim, os coeficientes ITL foram novamente observados.

	Coeficientes ITL			
Barras	Caso base	Cargas 9 e 6 trocadas	Cargas 9 e 7 trocadas	Cargas 9 e 13 trocadas
2	-0.0662	-0.0667	-0.0662	-0.0664
3	-0.0530	-0.0536	-0.0530	-0.0532
4	-0.0518	-0.0524	-0.0518	-0.0520
5	-0.0525	-0.0559	-0.0525	-0.0527
6	-0.0530	-0.0581	-0.0530	-0.0531
7	-0.1143	-0.0990	-0.1150	-0.1147
8	-0.1017	-0.0867	-0.1017	-0.1020
9	-0.1017	-0.0867	-0.1017	-0.1020
10	-0.1017	-0.0867	-0.1017	-0.1020
11	-0.1033	-0.0882	-0.1033	-0.1055
12	-0.1036	-0.0885	-0.1036	-0.1058
13	-0.1047	-0.0896	-0.1048	-0.1089

Tabela 4.5 - Coeficientes ITL do sistema de 13 barras: Cargas 9 e 6 trocadas, Cargas 9 e 7 trocadas, Cargas 9 e 13 trocadas.

Essa mudança de posição de cargas significativas do sistema não alterou o fato da barra 7 apresentar o valor mais negativo de coeficiente ITL, sendo assim, a barra mais sensível do sistema e, conseqüentemente, a melhor localização para implementar uma GD.

4.3.3 - GRÁFICOS REFERENTES AOS CASOS DE 13 BARRAS

Da mesma maneira que no caso de 4 barras, foram feitos alguns gráficos a fim de comparar os valores dos coeficientes ITL para cada caso do sistema de 13 barras.

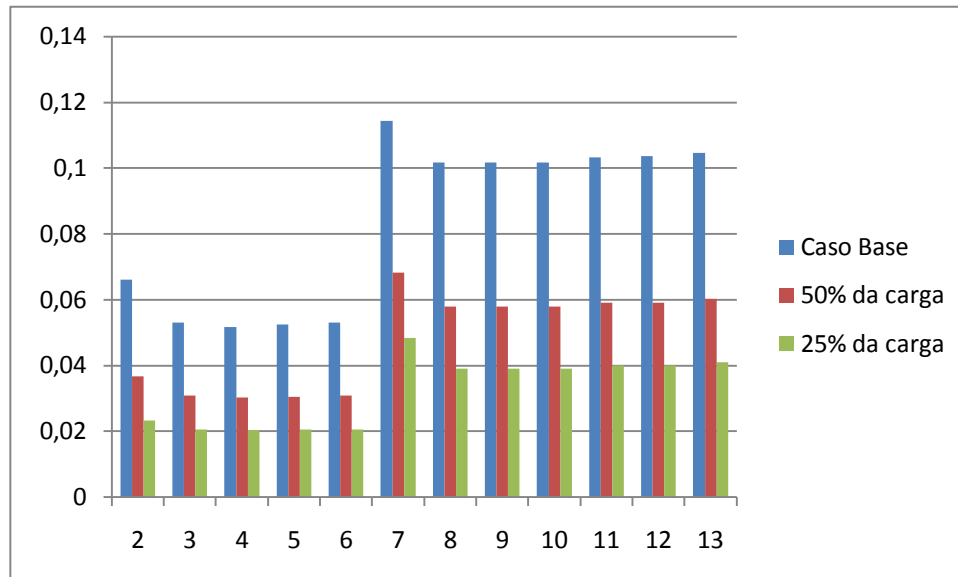


Figura 4.5 – Gráfico comparativo dos casos de 13 barras: base, 50% da carga e 25% da carga

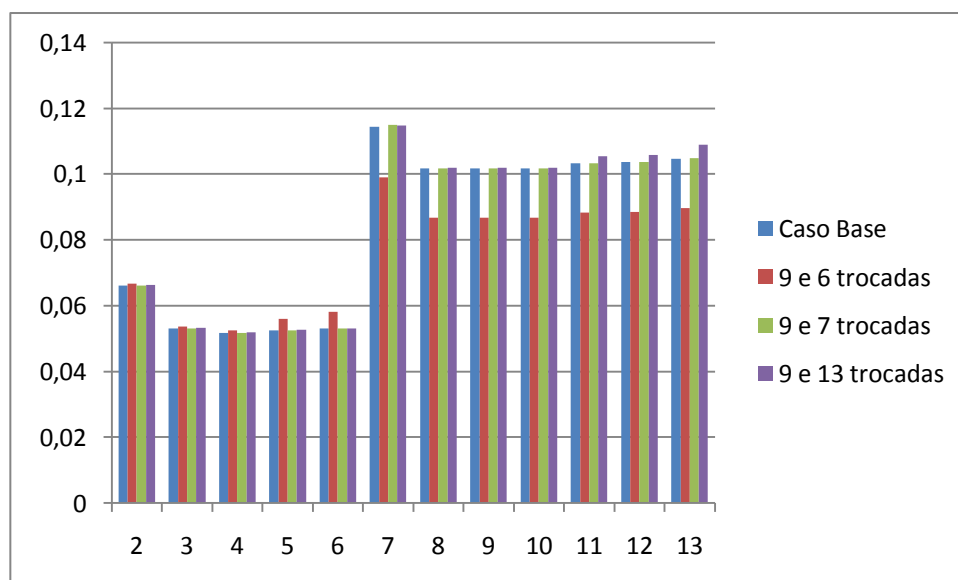


Figura 4.6 – Gráfico comparativo dos casos de 13 barras: Cargas 9 e 6 trocadas, Cargas 9 e 7 trocadas, Cargas 9 e 13 trocadas.

Exatamente da mesma forma constatada no caso de 4 barras, também é possível verificar que a

redução de todas as cargas de maneira proporcional não modifica a barra mais sensível do sistema. No caso do caso de 13 barras, a barra mais sensível é a barra 7. E também o fato de trocar as cargas de posição também não modifica qual barra será a mais sensível.

A mesma constatação realizada no caso de 4 barras no que diz respeito a relação linear entre a redução das cargas uniformemente e a redução dos valores absolutos dos coeficientes ITL também é verdadeira para o caso de 13 barras.

Os gráficos relativos ao caso de 13 barras mostra que apesar da barra 7 ser a mais sensível, existe uma região em que a sensibilidade das barras é parecida, ou seja, os coeficientes ITL são bem próximos. Essa constatação é importante, pois, caso não seja possível implementar uma GD na barra mais sensível por algum motivo, a inserção dela em qualquer barra dessa região teria uma eficiência parecida.

Também foi possível verificar que essa região de sensibilidade não se alterou mediante a troca de duas cargas significativas de posição, porém, ao envolver uma carga que não pertencia a essa região, no caso a barra 6, ela se tornou menos vantajosa em relação a outra região, ou seja, a diferença entre os coeficientes ITL se tornou menor. Isso pode ser facilmente verificado pela tabela 4.5.

4.4 – CASO DE 69 BARRAS

Para o caso de 69 barras foi mais interessante a verificação dos coeficientes ITL por meio de gráficos, pela grande quantidade de dados.

4.4.1 - CASO BASE DE 69 BARRAS

Na figura 4.7 encontram-se os valores dos coeficientes ITL relativos ao caso base de 69 barras, que tem sua topologia localizada nos apêndices.

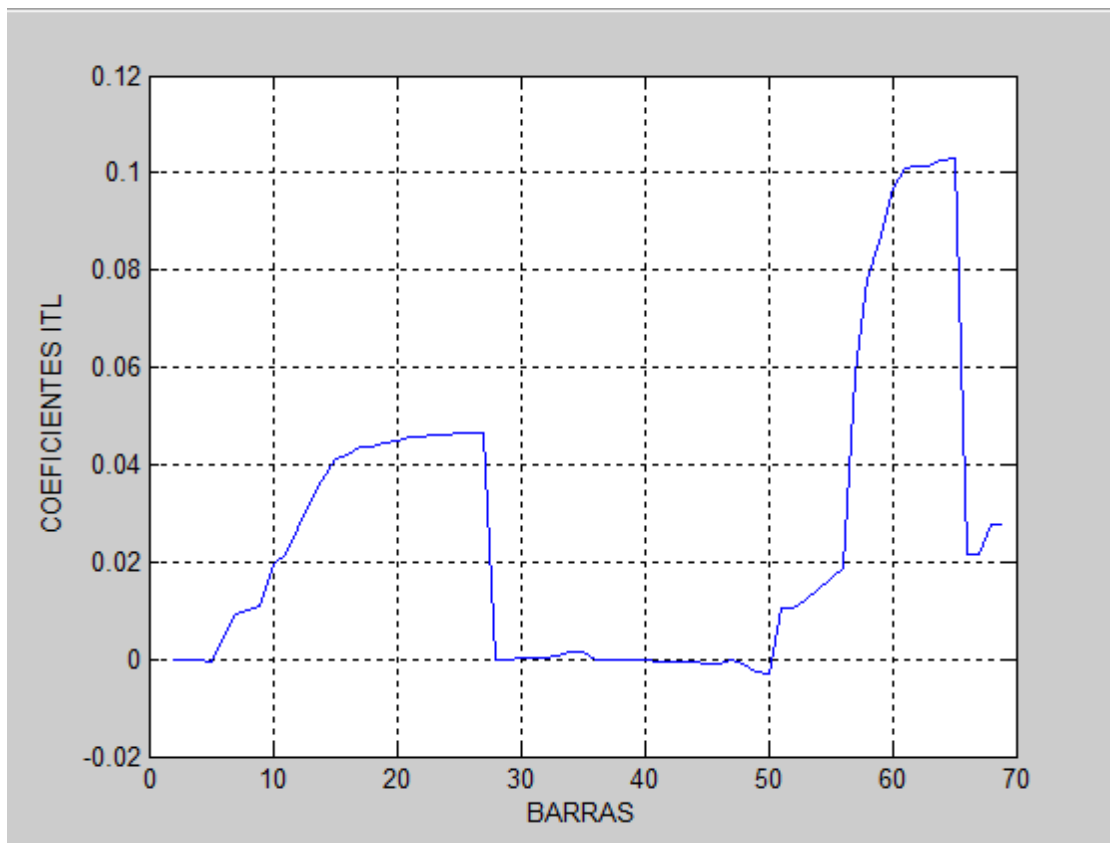


Figura 4.7 – Gráfico dos coeficientes ITL relativos a cada barra do sistema de 69 barras

Analisando o caso base é possível verificar que a melhor posição para colocar-se uma GD, ou seja, a barra de maior sensibilidade é a barra 50.

Depois de simulado o caso base de 69 barras, como realizado para o caso de 13 barras, escolheu-se a carga de maior valor, no caso a barra 61, e trocou-a de lugar algumas vezes com o intuito de verificar o comportamento dos coeficientes ITL.

4.4.2 - CASO DE 69 BARRAS ONDE SÃO TROCADAS AS CARGAS REFERENTES ÀS BARRAS 61 E 35

Primeiramente, fez-se com que as cargas localizadas nas barras 61 e 35 fossem trocadas entre elas a fim de perceber se o comportamento previsto pela pré-análise baseada nos casos de 4 e 13 barras seria também observado para um caso mais complexo e com muitas barras. Assim os valores dos coeficientes ITL encontrados após essa primeira alteração foram.

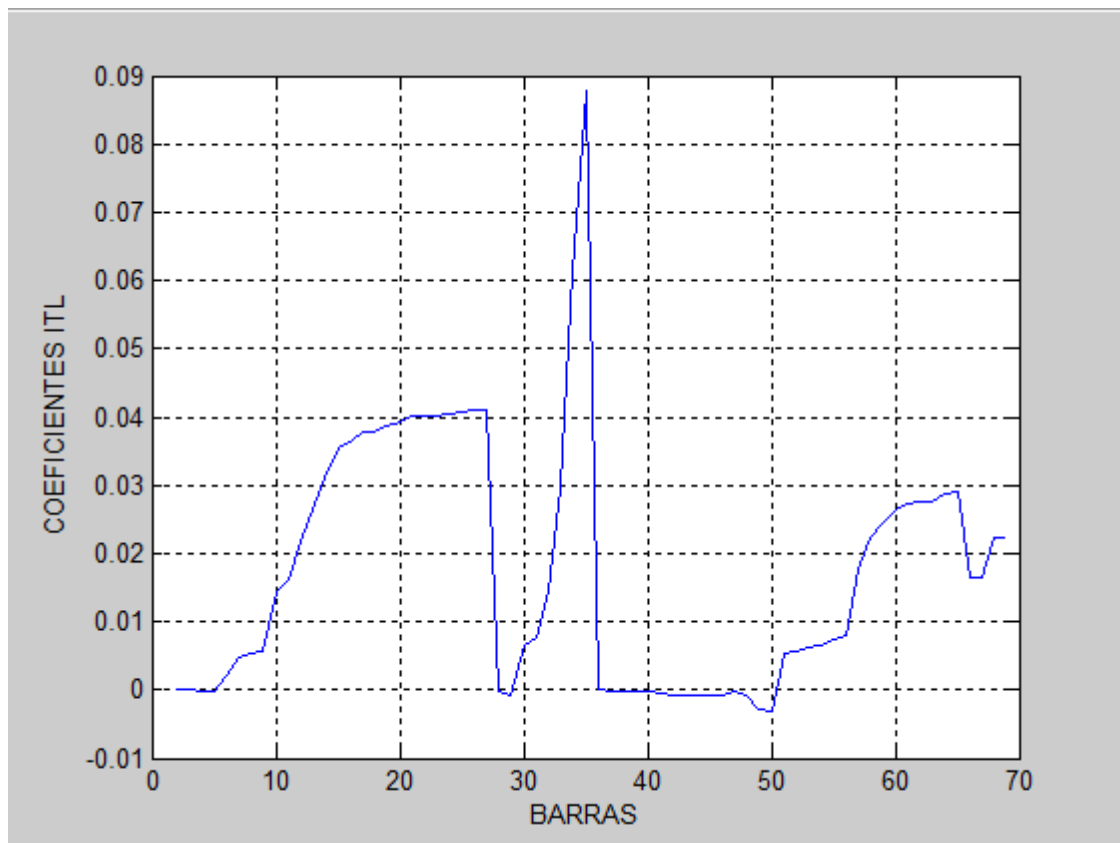


Figura 4.8 – Gráfico dos coeficientes ITL relativos a cada barra do caso de 69 barras, com as cargas 61 e 35 trocadas.

Mediante a primeira alteração no sistema de 69 barras, novamente verificou-se que a barra mais sensível não foi alterada, no caso a barra 50.

4.4.3 - CASO DE 69 BARRAS ONDE SÃO TROCADAS AS CARGAS REFERENTES ÀS BARAS 61 E 10

Seguindo o mesmo princípio da troca de cargas entre duas barras para análise do comportamento do ITL, trocou-se as cargas das barras 61 e 10 e foi possível verificar que a barra 50 continuou sendo a melhor posição para enxertar-se uma GD, pois apresentou menor coeficiente ITL.

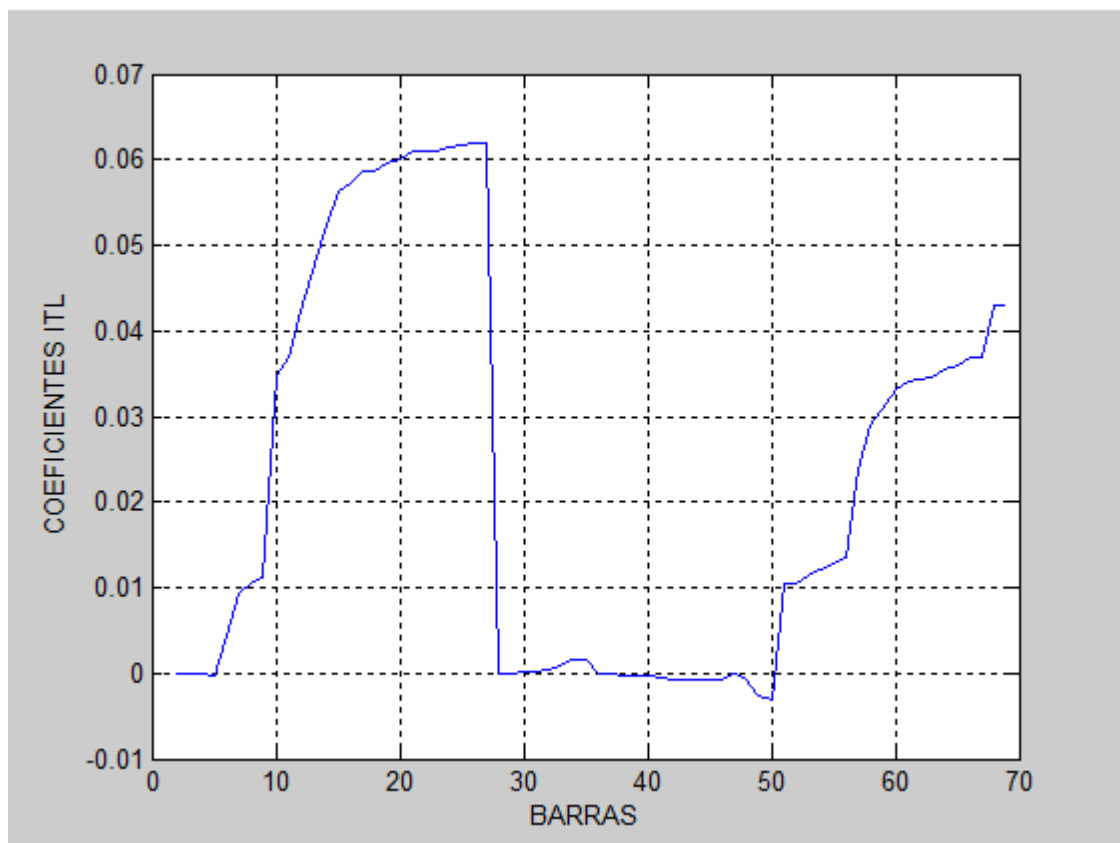


Figura 4.9 – Gráfico dos coeficientes ITL relativos a cada barra do caso de 69 barras, com as cargas 61 e 10 trocadas.

4.4.4 - CASO DE 69 BARRAS ONDE SÃO TROCADAS AS CARGAS REFERENTES ÀS BARRAS 61 E 27

Repetindo o processo, a fim de dar credibilidade a ele, foram trocadas as cargas referentes às barras 61 e 27 de lugar e constatou-se que a barra 50 manteve-se como a barra com maior sensibilidade do sistema.

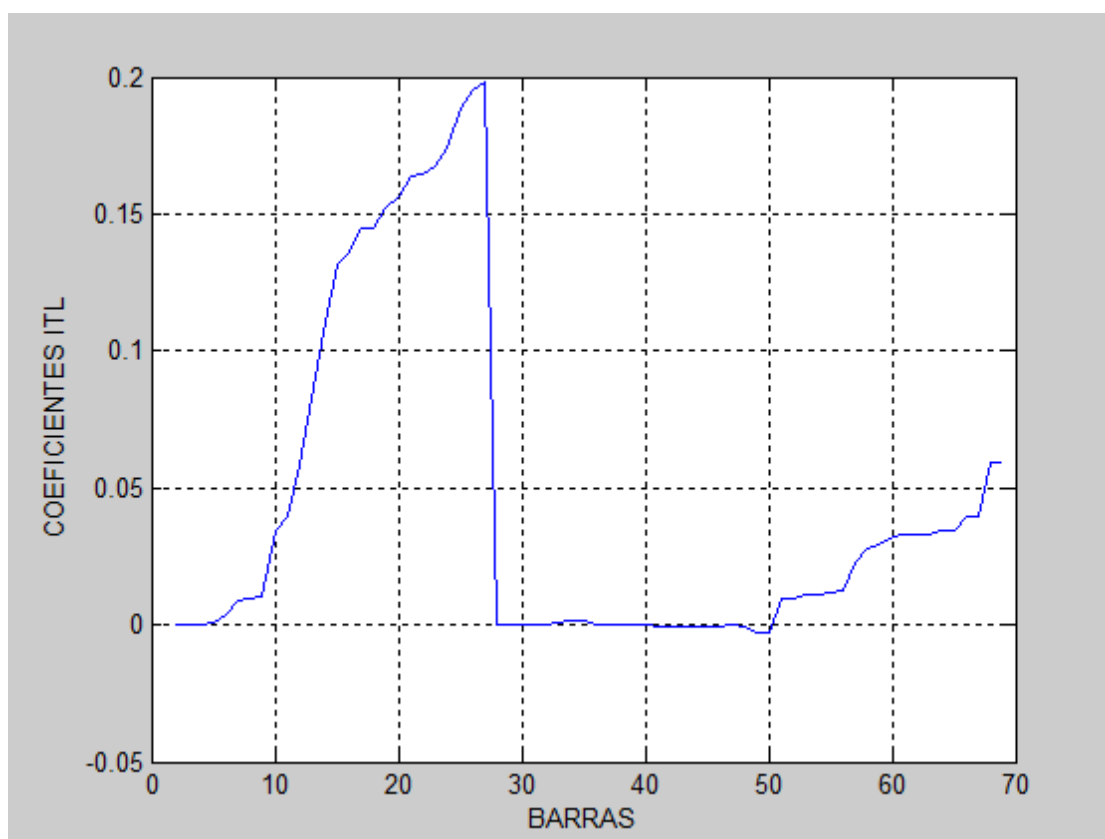


Figura 4.10 – Gráfico dos coeficientes ITL relativos a cada barra do caso de 69 barras, com as cargas 61 e 27 trocadas.

4.5 – DISCUSSÃO FINAL

Após seguir-se um processo para analisar o comportamento do ITL, primeiramente reduzindo as cargas uniformemente e depois trocando cargas de posição, e repetindo cada processo inúmeras vezes com três sistemas diferentes, é possível definir como o ITL se comporta, enriquecendo, assim, o entendimento sobre esse.

Com a redução uniforme das cargas, enxergou-se uma relação de proporção direta entre essa e os valores absolutos dos coeficientes ITL, isso é facilmente percebido pelos gráficos comparativos dos casos de 4 e 13 barras. E logicamente, como existe essa relação, a barra que apresenta maior sensibilidade não mudará mediante tal processo.

Outro ponto observado foi que a troca de posição das cargas entre duas barras possibilitou a constatação que tal alteração não influi na melhor posição para inserção de uma GD. Isso foi feito para os sistemas de 13 e 69 barras por três vezes cada, trocando-se a carga de maior valor por outra

no sistema, e em ambos os casos, a barra mais sensível não se alterou.

Finalmente, foi possível verificar que, mais do que apenas uma posição para implementação de uma GD, existe uma região onde a sensibilidade das barras é parecida, e maior do que nas outras regiões. E que a troca de duas cargas significativas de posição não altera a posição dessa região.

5 – CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

5.1– CONCLUSÕES GERAIS

Nesse trabalho foi verificado o quanto os métodos computacionais, no caso o pacote MatPower, são capazes de simplificar a resolução de fluxos de potências e obtenção de parâmetros importantes em um sistema elétrico.

Assim, esse método serviu para localização da melhor barra para a inserção de uma GD. Partindo da solução dos fluxos de potência, e elaborando códigos que analisassem a sensibilidade de cada barra foi possível constatar a barra que disponibilizaria a menor perda do sistema. Isso tudo com base na teoria do cálculo dos coeficientes ITL. Nesse método as barras que apresentaram menor coeficiente são as barras de melhor localização para a inserção de uma GD.

No trabalho foi possível verificar, também, o comportamento do ITL mediante alterações do sistema e constatou-se que diante de uma redução de todas as cargas do sistema uniformemente, os coeficientes ITL em termos absolutos também se reduzem proporcionalmente. Para chegar a tal conclusão, foi preciso analisar o sistema IEEE de 4 barras com carga completa, a meia carga e a um quarto da carga, além do sistema IEEE de 13 barras nas mesmas configurações. Em todos os casos, com redução de 50% da carga de maneira uniforme, os coeficientes ITL em valor absoluto também se comportam da mesma maneira, reduzindo-se à metade. E seguindo a mesma lógica, os valores absolutos dos coeficientes baixaram a 25% do valor inicial depois de uma redução uniforme das cargas do sistema. Assim, por serem diretamente proporcionais, é lógico pensar que mesmo com essas alterações, a barra que apresentava o menor coeficiente ITL, ou seja, a barra de melhor posição para a inserção de uma barra GD, não mudou.

Outra alteração que permitiu entender melhor o comportamento do ITL foi a troca de cargas de posição. Assim, no sistema de 4 barras do IEEE, apenas deslocou-se metade da carga que estava localizada na barra 4 para a barra 3, e verificou-se que esta mudança não alterava o fato da barra 4 ser a mais sensível do sistema. Nos outros sistemas, tanto de 13 barras como no de 69 barras, escolheu-se a carga de maior valor no sistema e fez-se ela trocar de posição por três vezes com outras cargas. E, mesmo diante dessa significativa alteração, a barra mais sensível continuou sendo aquela do caso inicial. Logo, a melhor posição para a inserção de uma GD nos sistemas continua a mesma nos casos observados, mesmo que duas cargas significativas em termos de valores sejam

alteradas de posição.

Outra constatação de extrema importância é o fato de haver uma região onde a sensibilidade é maior do que nas outras regiões, ou seja, caso não seja possível implementar uma GD na melhor posição por algum motivo, essa implementação pode ser feita em nessa região com uma eficiência parecida.

5.2 - RECOMENDAÇÕES FUTURAS

Por meio do trabalho apresentado, é possível fazer algumas sugestões para trabalhos futuros que ampliariam o conhecimento geral dessa evolução tecnológica para uma geração descentralizada.

Simulações com maior troca de cargas de posição serviriam para analisar se barra de maior sensibilidade do sistema seria alterada.

Simulações de sistemas maiores, e alguns sistemas existentes e já em operação no país, poderiam abranger a utilização do método ITL e ampliar o conhecimento do comportamento desse mediante a novas situações apresentadas.

Outra sugestão seria o estudo de outros métodos de alocação de unidades de GD que minimizem ao máximo as perdas, otimizando, cada vez mais, o processo de utilização da Geração Distribuída.

Outro fator interessante a ser observado é a quantidade de perdas evitadas mediante a implementação de uma GD. Tanto no que diz respeito a localização, quanto a quantidade de potência injetada no sistema.

6 -REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ELGERD, Olle I.; "Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica"; McGraw Hill; 1976

Radial Test Feeders - IEEE Distribution System Analysis Subcommittee

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

CEB – Companhia Energética de Brasília. Informações Técnicas

Disponível em :<www.ceb.com.br>

CEB.NTD 1.02 – Norma Técnica de Distribuição – Critérios para Projetos de Redes Aéreas Urbanas Convencionais (Redes Aéreas Nuas). 2 Edição, 2002.

Disponível em: <www.ceb.com.br>

Spolidoro, Daisy. , Macedo, Ferro Fernando. Mirand, Sônia de. , Coleção distribuição de energia elétrica (vol 7) - Aterramento e proteção contra sobretensões em sistemas aéreos de distribuição.

CUERVO, Pablo. Apostila de Análise de Sistemas de Potência. Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília , 2004

NASCIMENTO, Cássio Araújo do. PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA CÉLULA FOTOVOLTAICA.

Disponível em :<http://www.solenerg.com.br/figuras/monografia_cassio.pdf>

IEEE – The Institute of Electrical Eletronics Engineers. Radial Teste Feeders – IEEE Distribution System Analyses Subcommittee.2001.

Disponível em :<ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html>

COSTA, Paulo Moisés Almeida da. Máquinas Primárias. Escola Superior de Tecnologia de Viseu, 1999

Disponível em:<<http://www.estv.ipv.pt/PaginasPessoais/vasco/turbinas.pdf>>

LEÃO, Ruth.GTD – Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica. Universidade Federal

do Ceará Centro de Tecnologia ,Departamento de Engenharia Elétrica,2009

[Disponível em :<http://www.dee.ufc.br/~rleao/GTD/1Introducao.pdf>](http://www.dee.ufc.br/~rleao/GTD/1Introducao.pdf)

LIMA, Iberis Araujo. , FELTRIN, Antonio Padilha. COMPARAÇÃO DE PROPOSTAS PARA ALOCAÇÃO DOS CUSTOS DE PERDAS NA TRANSMISSÃO. Revista Controle & Automação/Vol.16 no.1/Jan., Fev. e Março 2005

Disponível em:<<http://www.scielo.br/pdf/ca/v16n1/25211.pdf>>

BELATI, Edmarcio A. , SOUZA, Alessandra M. de, COSTA,Geraldo R.ALOCAÇÃO DE PERDAS ATIVAS NA TRANSMISSÃO VIA SENSIBILIDADE M. USP – Escola de Engenharia de São Carlos – Departamento de Engenharia Elétrica – LOSEP

Disponível:<<http://www.lti.pcs.usp.br/robotics/grva/publicacoes/outras/cba2004-cd-rom/cba2004/pdf/1023.pdf>>

MARQUES, Frederico A. S.,MORÁN, Jesus A., ABREU, Lísias, SILVA, Luiz C. P. Da, FREITAS, Walmir - IMPACTOS DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA , Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação Universidade Estadual de Campinas

[Disponível:<http://www.nipeunicamp.org.br/agrener/anais/2004/Trabalho%2079.pdf?3bc2dbeb0a7bf779fe39c865b70b3b3f=19f52f3fae11e4a178d0cdcb0a667edf>](http://www.nipeunicamp.org.br/agrener/anais/2004/Trabalho%2079.pdf?3bc2dbeb0a7bf779fe39c865b70b3b3f=19f52f3fae11e4a178d0cdcb0a667edf)

SURBROOK, Truman C., ALTHOUSE, Jonathan R. Interpreting The National Electrical Code, National Fire Protection Association

SATO,Fujio . Noções Básicas de Proteção de Sistemas de Energia Elétrica,Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Departamento de Sistemas de Energia Elétrica,2005

[Disponível em:<http://www.dsee.fee.unicamp.br/~sato/EA611/ea611_prot.pdf>](http://www.dsee.fee.unicamp.br/~sato/EA611/ea611_prot.pdf)

[Maryland Metrics Technical Data Chart: Electrical Conductors Conversion Chart International Standard Sizes - Area & Resistance Annealed Copper Stranded Conductors](http://www.mdmetric.com/tech/wirearea.htm)

[Disponível: http://mdmetric.com/tech/wirearea.htm](http://mdmetric.com/tech/wirearea.htm)

APÊNDICES

APÊNDICE A – PROGRAMAÇÃO PARA CÁLCULO DOS COEFICIENTES ITL

Nesse apêndice apresenta-se o código do MatLab, utilizando o MatPower para a determinação da matriz admitância e da matriz Jacobiana, necessárias para obtenção dos coeficientes ITL. Para utilização deste basta colocar o caso a ser simulado onde se encontra o 'case name'.

```
[baseMVA, bus, gen, branch, success, et] = runpf('case name');

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

[Ybus, Yf, Yt] = makeYbus(baseMVA, bus, branch); % a função makeYbus forma a
%matriz de admitância Ybus

Sbus = makeSbus(baseMVA, bus, gen); % a função make Sbus calcula injeções de
%potência, geração e carga

V0=bus(:,8).*exp(j*pi/180*bus(:,9)); % Tensão (magnitudo a ângulo)

mpopt=mpoption('PF_ALG',1); % a função mpooption é usada para explicitar o método
%de fluxo de carga utilizado(opção 1 = método de Newton)

[V, converged, i] = newtonpf(Ybus, Sbus, V0, ref, pv, pq, mpooption); % a função
%newtonpf implementa a solução de fluxo de carga pelo método de Newton

[dSbus_dVm, dSbus_dVa] = dSbus_dV(Ybus, V);% a função DSbus_dV computa as
%derivads parciais das potências injetadas em razão da tensão -
%calcula a matriz Jacobiana

% 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/dV

Dpv=real(dSbus_dVm([pv; pq], pq));% determina dQ/dTheta
```

```
Dqa=imag(dSbus_dVa(pq, [pv; pq]));% determina dQ/dTheta
```

```
Dqv=imag(dSbus_dVm(pq, pq)); % determina dP/dV
```

```
J=[Dpa Dpv; Dqa Dqv]; % J = [H N;M L]
```

```
Dpafull=real(dSbus_dVa);
```

```
nb=max(bus(:,1));
```

```
e=ones(nb,1);
```

```
ITL=inv(Dpa')*(Dpafull(:,[bus(:,2)~=3]'))'*e
```

APÊNDICE B - SISTEMA RADIAL DE 4 BARRAS DO IEEE

O Matpower faz uma análise monofásica do sistema, e apenas com cargas balanceadas. No sistema de 4 barras, a carga já apresenta-se balanceada. Mas nos outros sistemas, todas as cargas são desequilibradas; assim, tivemos que fazer algumas considerações. A potência de cada fase foi somada e dividida por três. Por exemplo: barra 645 do sistema de 13 barras

Tabela B.1 – Equilíbrio das Cargas

	Desequilibrada			Total	Equilibrada		
	Fase A	Fase B	Fase C		Fase A	Fase B	Fase C
P (kW)	0	170	0	170	56,67	56,67	56,67
Q (kVAr)	0	125	0	125	41,67	41,67	41,67

No cálculo das impedâncias das linhas de transmissão, utilizamos os valores padrão de R e X retirados da Tabela 07 e 08 do Anexo IV da NTD 01.02 da CEB (Anexo 1) para condutores de alumínio. Para a resistência, leva-se em consideração a bitola do cabo e a temperatura do meio (50°). Para a reatância, necessita-se da disposição dos condutores na linha de distribuição para calcular a distância equivalente (Deq). Em todos os sistemas, a disposição será:

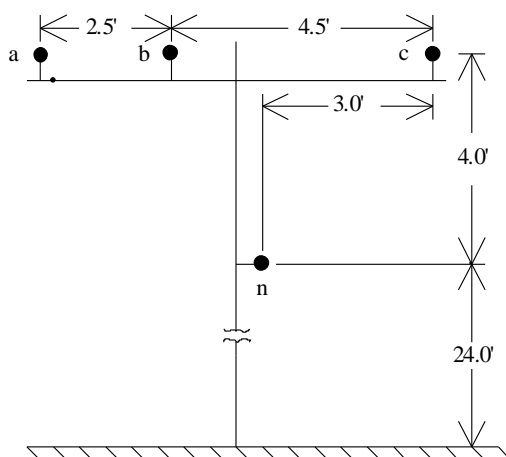


Figura B.1 – Disposição dos condutores do sistema de 4 barras

$$d_b = 575 \text{ mm}, d_c = 133 \text{ mm}, d_e = 212 \text{ mm}$$

$$D_{eq} = \sqrt{\frac{d_b^2 + d_c^2 + d_e^2}{3}} = 186 \text{ mm}$$

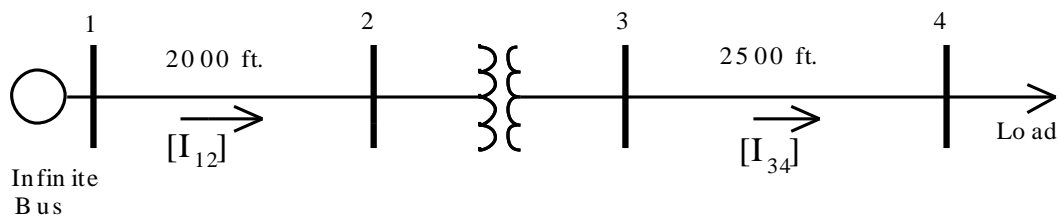


Figura B.2– Sistema IEEE radial de 4 barras.

Para a simulação de qualquer sistema, inicialmente devemos definir os tipos de barras. Assim, introduzimos os parâmetros necessários para o cálculo do fluxo de potência. Nesse sistema, nossa barra de referência (V, θ) será a barra 1 e as outras serão do tipo PQ. O único cálculo que deve ser feito previamente a simulação é o das impedâncias das linhas.

$$S_b = 6 \text{ MVA};$$

$$V_{dci} = 124 \text{ kV};$$

$$V_{linci} = 416 \text{ kV};$$

$$Z_{di} = \frac{12^2}{6} = 24 \text{ } \Omega;$$

$$Z_{linci} = \frac{416^2}{6} = 288 \text{ } \Omega$$

B.1 - DADOS DE LINHA DO SISTEMA DE 4 BARRAS

Conforme explicado em Materiais e Métodos, os valores das resistências (R) e reatâncias (X) foram retirados da Tabela 07 e 08 do Anexo IV da NTD 01.02 da CEB.

$$R = 5840 \text{ } \Omega;$$

$$X = 120 \text{ } \Omega;$$

Tabela B.2 - Impedância das Linhas					
Linha	Bitola	R (Ω)	X (Ω)	r (pu)	x (pu)
1-2	336,4	0,116	0,244	0,0044753	0,0094136
2-3	336,4	0,259	1,555	0,0099923	0,0599923
3-4	336,4	0,145	0,305	0,0055941	0,01

B.2 - DADOS DAS BARRAS DO SISTEMA DE 4 BARRAS

Na linha 2-3 há um transformador abaixador, por isso temos um lado de alta e outro de baixa tensão. Ou seja, as bases especificadas mais acima fazem referência aos trechos 1-2 e 3-4, respectivamente. A potência da carga é:

Tabela B.3 - Potência da Carga		
	Potência Trifásica	
Barra	P (kW)	Q (kVAr)
4	5.400	261,5
		Balanced
Phase-1		
kW		1800
Power Factor		0.9 lag
Phase-2		
kW		1800
Power Factor		0.9 lag
Phase-3		
kW		1800
Power Factor		0.9 lag

Agora, com todas as impedâncias calculadas e a potência da carga especificada, temos o seguinte circuito equivalente:

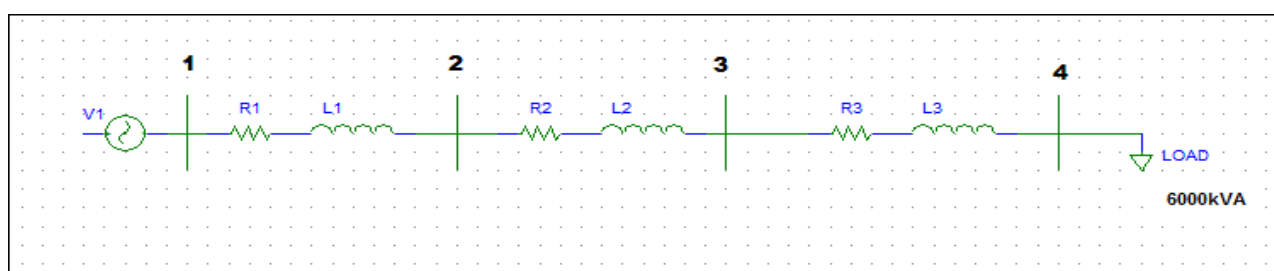


Figura B.3 – Circuito equivalente do sistema IEEE radial de 4 barras.

B.3 - CÓDIGO REFERENTE AO FLUXO DE POTÊNCIA DO SISTEMA DE 4 BARRAS E SEU RESULTADO

Com todos os parâmetros necessários já calculados, pode-se simular o sistema em questão:

```
function [baseMVA, bus, gen, branch, areas, gencost] = case41
%CASE4 Power flow data for 4 bus, 1 generator case.

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
baseMVA = 6;

%% 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 12.47 1 1.1 0.9;
    2 1 0 0 0 0 1 1 0 12.47 1 1.1 0.9;
    3 1 0 0 0 0 1 1 0 12.47 1 1.1 0.9;
    4 1 5.4 2.615 0 0 1 1 0 12.47 1 1.1 0.9;

];

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

];

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status
branch = [
    1 2 0.00447 0.00941 0 0 0 0 0 0 1;
    2 3 0.01 0.06 0 0 0 0 1 0 1;
    3 4 0.00559*9 0.10590278 0 0 0 0 0 0 1;

];

return;
```


Newton's method power flow converged in 4 iterations.

Converged in 1.03 seconds

=====

System Summary	
----------------	--

=====

How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	4	Total Gen Capacity	300.0	0.0 to 0.0
Generators	1	On-line Capacity	300.0	0.0 to 0.0
Committed Gens	1	Generation (actual)	6.0	4.2
Loads	1	Load	5.4	2.6
Fixed	1	Fixed	5.4	2.6
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0	-0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	-0.0	0.0
Branches	3	Losses ($I^2 * Z$)	0.57	1.55
Transformers	1	Branch Charging (inj)	-	0.0
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.824 p.u. @ bus 4	1.000 p.u. @ bus 1
Voltage Angle	-9.04 deg @ bus 4	0.00 deg @ bus 1
P Losses ($I^2 * R$)	-	0.44 MW @ line 3-4
Q Losses ($I^2 * X$)	-	0.94 MVar @ line 3-4

=====

Bus Data	
----------	--

=====

Bus #	Voltage Mag(pu)	Voltage Ang(deg)	Generation P (MW)	Generation Q (MVar)	Load P (MW)	Load Q (MVar)
1	1.000	0.000	5.97	4.16	-	-
2	0.989	-0.363	-	-	-	-
3	0.939	-3.604	-	-	-	-
4	0.824	-9.044	-	-	5.40	2.62
Total:			5.97	4.16	5.40	2.62

=====

Branch Data	
-------------	--

=====

Branch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection P (MW)	From Bus Injection Q (MVar)	To Bus Injection P (MW)	To Bus Injection Q (MVar)	Loss ($I^2 * Z$) P (MW)	Loss ($I^2 * Z$) Q (MVar)
1	1	2	5.97	4.16	-5.93	-4.08	0.039	0.08
2	2	3	5.93	4.08	-5.84	-3.55	0.088	0.53
3	3	4	5.84	3.55	-5.40	-2.61	0.444	0.94
Total:							0.572	1.55

Os resultados da simulação no Matlab não foram exatamente iguais aos do sistema IEEE. Os resultados estão esclarecidos nas tabelas abaixo.

Connection	Gr Y - Gr Y
Node-2	
V1	7107/-0.3
V2	7140/-120.3
V3	7121/119.6
Node-3	
V1	2247.6/-3.7
V2	2269/-123.5
V3	2256/116.4
Node-4	
V1	1918/-9.1
V2	2061/-128.3
V3	1981/110.9

Essa pequena divergência pode ser explicada pelo cálculo da reatância das linhas de transmissão. Nessa análise, foi utilizada tabelas da NTD 01.02 CEB. É possível que para o cálculo das reatâncias, o IEEE tenha utilizado outros valores; e isso causou uma pequena discrepância nas respostas.

Tabela B.4 - Tensão: Erro Percentual				
Barr a	Tensão (V) - simulado	Tensão (V) - IEEE	Erro (V)	Erro (%)
2	7.120,30	7.107,00	13,36	0,19
3	2.255,30	2.247,6	7,67	0,34
4	1.979,00	1.918,00	61,00	3,18

Tabela B.5 - Ângulo: Erro Percentual				
Barr a	Âng (deg) - simulado	Âng (deg) - IEEE	Erro (deg)	Erro (%)
2	-0,36	-0,30	0,06	21,00
3	-3,06	-3,70	0,63	-17,19
4	-9,04	-9,10	0,05	-0,61

As perdas nas linhas de transmissão são algo muito importante para se levar em consideração quando se analisa um fluxo de carga. Assim, pode-se dimensionar corretamente a potência de transformadores e geradores; e ainda os tipos de condutores que se deve instalar. Por isso, apresenta-se a tabela B.6:

Tabela B.6 - Perdas na Linha		
Linha	P (MW)	Q (MVar)
1-2	0,04	0,08
2-3	0,09	0,53
3-4	0,44	0,94

APÊNDICE C - FLUXO DE CARGA NO SISTEMA RADIAL IEEE DE 13 BARRAS

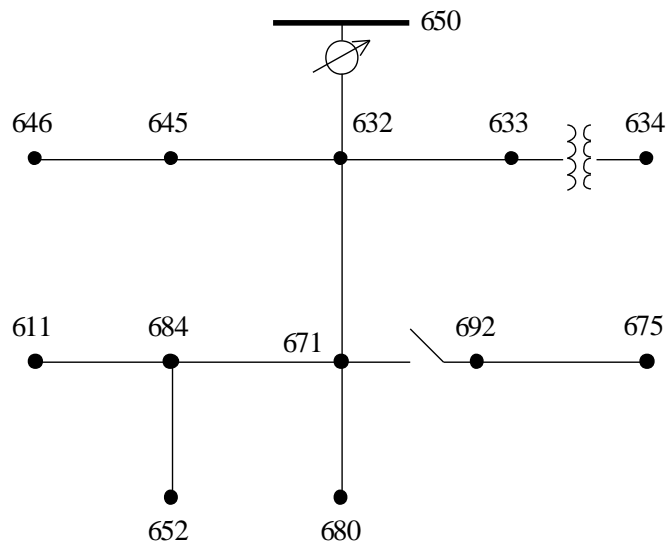


Figura C.1– Sistema IEEE radial de 13 barras.

Primeiro passo é definir as bases do sistema. A barra de referência (V , θ) será a barra 650 e as outras serão do tipo PQ. O regulador de tensão presente na linha 650-632 será ignorado, e o trecho 671-692 será contínuo sem perdas na linha.

$$S_b = 5 \text{ MVA};$$

$$V_{b_{alta}} = 416 \text{ V};$$

$$V_{b_{baixa}} = 048 \text{ V};$$

$$Z_b = \frac{416^2}{5} = 345;$$

Na linha 633-634 há um transformador abaixador, por isso temos um lado de alta e outro de baixa tensão. Ou seja, o $V_{b_{baixa}}$ fará referência somente à barra 634. Nesse sistema de 13 barras, os condutores utilizados são os de bitola AWG 1/0 ou 4/0 conforme especificado no sistema IEEE de 4 barras.

C.1 - DADOS DE LINHA DO SISTEMA DE 13 BARRAS

Conforme explicado em Materiais e Métodos, os valores das resistências (R) e reatâncias (X) foram

retirados da Tabela 07 e 08 do Anexo IV da NTD 01.02 da CEB.

$$R_b = 0,045 \Omega;$$

$$R_b = 0,045 \Omega;$$

$$X_b = 0,068 \Omega;$$

$$X_b = 0,068 \Omega;$$

Tabela C.1 - Impedância das Linhas					
Linha	Bitola	R (Ω)	X (Ω)	r (pu)	x (pu)
632-645	1/0	0,091	0,068	0,0263006	0,0196532
632-633	4/0	0,045	0,0641	0,0130058	0,018526
645-646	1/0	0,0546	0,0408	0,0157803	0,0117919
650-632	4/0	0,18	0,2564	0,0520231	0,074104
684-652	1/0	0,1456	0,1088	0,0420809	0,0314451
632-671	4/0	0,18	0,2564	0,0520231	0,074104
671-684	1/0	0,0546	0,0408	0,0157803	0,0117919
671-680	4/0	0,09	0,1282	0,0260116	0,037052
684-611	1/0	0,0546	0,0408	0,0157803	0,0117919
692-675	1/0	0,091	0,068	0,0263006	0,0196532
633-634	trafo	0,3807	0,6922	0,1100289	0,2000578
671-692	1/0	0	0	0	0

C.2 - DADOS DAS BARRAS DO SISTEMA DE 13 BARRAS

Redistribuição das potências conforme explicado em Materiais e Métodos: como o sistema é desbalanceado, a potência de cada fase foi somada e dividida por três.

Spot Load Data:

Node	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
	Model	kW	kvar	kW	kvar	kW	kVA r
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
	TOTAL	1158	606	973	627	1135	753

Tabela C.2 - Potência das Cargas		
	Potência Trifásica	
Barra	P (kW)	Q (kVAr)
634	400	290
645	170	125
646	230	132
652	128	86
671	1.155	660
675	843	462
692	170	151
611	170	80

C.3 - CÓDIGO REFERENTE AO FLUXO DE POTÊNCIA DO SISTEMA DE 13 BARRAS E SEU RESULTADO

Agora, com todas as impedâncias calculadas e as potências redistribuídas, pode-se simular o

sistema em questão:

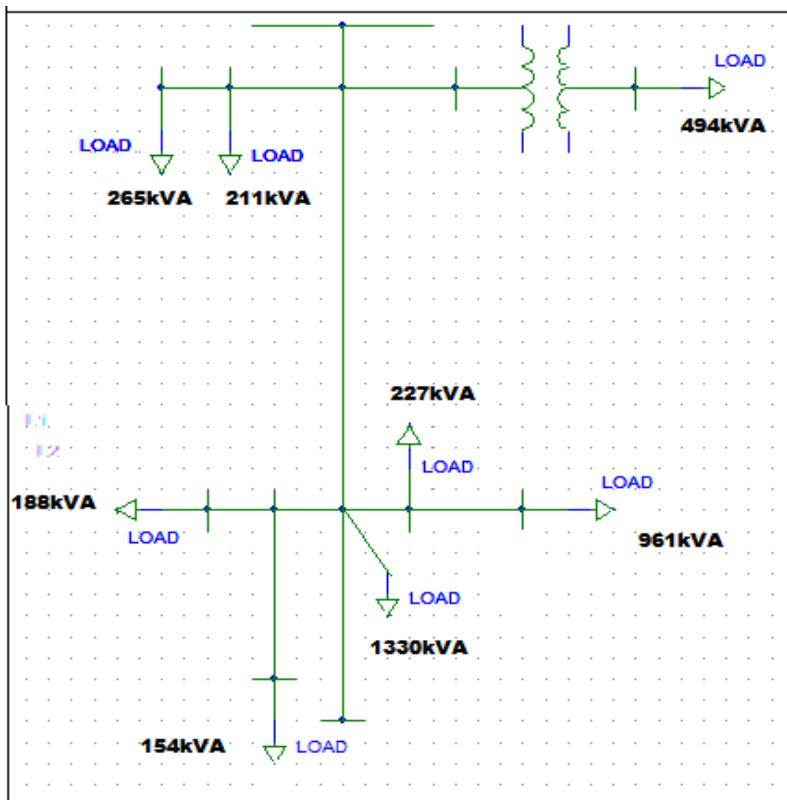


Figura C.2 – Circuito em escala do sistema IEEE radial de 13 barras.

Para a simulação dos coeficientes ITL no caso de 13 barras, o número das barras será trocado nessa disposição:

- 650 ----- barra 1
- 634 ----- barra 2
- 645 ----- barra 3
- 646 ----- barra 4
- 652 ----- barra 5
- 671 ----- barra 6
- 675 ----- barra 7
- 692 ----- barra 8
- 611 ----- barra 9
- 632 ----- barra 10
- 633 ----- barra 11
- 684 ----- barra 12
- 680 ----- barra 13

```

function [baseMVA, bus, gen, branch, areas, gencost] = case13

%CASE13      Power flow data for 13 bus, 1 generator case.

%Situação Inicial: sem GDFV
%Tensão SE = 1pu
%Carga Pesada (100%)

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
baseMVA = 5;

%% 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   4.16   1   1.1 0.9 ;
    2   1   0.4     0.29  0   0   1   1   0   4.16   1   1.1 0.9 ;
    3   1   0.17    0.125 0   0   1   1   0   4.16   1   1.1 0.9 ;
    4   1   0.23    0.132 0   0   1   1   0   4.16   1   1.1 0.9 ;
    5   1   0.128   0.086 0   0   1   1   0   4.16   1   1.1 0.9 ;
    6   1   1.155   0.66  0   0   1   1   0   4.16   1   1.1 0.9 ;
    7   1   0.843   0.462 0   0.6 1   1   0   4.16   1   1.1 0.9 ;
    8   1   0.17    0.151 0   0   1   1   0   4.16   1   1.1 0.9 ;
    9   1   0.17    0.08  0   0.1 1   1   0   4.16   1   1.1 0.9 ;
    10  1   0       0   0   0   1   1   0   4.16   1   1.1 0.9 ;
    11  1   0       0   0   0   1   1   0   4.16   1   1.1 0.9 ;
    12  1   0       0   0   0   1   1   0   4.16   1   1.1 0.9 ;
    13  1   0       0   0   0   1   1   0   4.16   1   1.1 0.9 ;

];

%% generator data
%   bus Pg   Qg   Qmax   Qmin   Vg   mBase   status   Pmax   Pmin
gen = [
    1   0   0   0.7 -0.7   1   1   1   300 1;

];

%% branch data
%   fbus   tbus   r   x   b   rateA   rateB   rateC   ratio   angle   status
branch = [
    10   3   0.026309578 0.019699351 0   0   0   0   0   1   ;
    10   11  0.013132901 0.01851739 0   0   0   0   0   1   ;
    3    4   0.015785747 0.011819611 0   0   0   0   0   1   ;
    1    10  0.052531603 0.07406956 0   0   0   0   0   1   ;
    12   5   0.042095325 0.031518962 0   0   0   0   0   1   ;
    10   6   0.052531603 0.07406956 0   0   0   0   0   1   ;
    6    12  0.015785747 0.011819611 0   0   0   0   0   1   ;
    6    13  0.026265802 0.03703478 0   0   0   0   0   1   ;
    12   9   0.015785747 0.011819611 0   0   0   0   0   1   ;
    8    7   0.026309578 0.019699351 0   0   0   0   0   1   ;
    11   2   0.109993297 0.199993066 0   0   0   0   1   0   1   ;
    6    8   0.0000001   0.0000001   0   0   0   0   0   0   1   ;

];

return;

```


Newton's method power flow converged in 4 iterations.

Converged in 0.14 seconds

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

How many?		How much?		P (MW)	Q (MVar)
Buses	13	Total Gen Capacity		300.0	-0.7 to 0.7
Generators	1	On-line Capacity		300.0	-0.7 to 0.7
Committed Gens	1	Generation (actual)		3.5	1.8
Loads	8	Load		3.3	2.0
Fixed	8	Fixed		3.3	2.0
Dispatchable	0	Dispatchable		-0.0 of -0.0	-0.0
Shunts	2	Shunt (inj)		-0.0	0.6
Branches	12	Losses ($I^2 * Z$)		0.27	0.38
Transformers	1	Branch Charging (inj)		-	0.0
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow		0.0	0.0
Areas	1				

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.888 p.u. @ bus 75	1.000 p.u. @ bus 50
Voltage Angle	-4.17 deg @ bus 75	0.00 deg @ bus 50
P Losses ($I^2 * R$)	-	0.16 MW @ line 50-32
Q Losses ($I^2 * X$)	-	0.23 MVar @ line 50-32

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

Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
50	1.000	0.000	3.53	1.81	-	-
34	0.912	-2.744	-	-	0.40	0.29
45	0.934	-2.064	-	-	0.17	0.13
46	0.932	-2.073	-	-	0.23	0.13
52	0.890	-3.961	-	-	0.13	0.09
71	0.893	-3.924	-	-	1.16	0.66
75	0.888	-4.168	-	-	0.84	0.46
92	0.893	-3.924	-	-	0.17	0.15
11	0.891	-3.984	-	-	0.17	0.08
32	0.937	-2.050	-	-	-	-
33	0.935	-2.097	-	-	-	-
84	0.892	-3.955	-	-	-	-
80	0.893	-3.924	-	-	-	-
Total:			3.53	1.81	3.27	1.99

Branch Data									
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	To Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	Loss (I ² * Z)		
							P (MW)	Q (MVar)	
1	50	32	3.53	1.81	-3.37	-1.58	0.164	0.23	
2	32	45	0.40	0.26	-0.40	-0.26	0.001	0.00	
3	32	33	0.41	0.30	-0.41	-0.30	0.001	0.00	
4	32	71	2.56	1.02	-2.47	-0.89	0.090	0.13	
5	45	46	0.23	0.13	-0.23	-0.13	0.000	0.00	
6	33	34	0.41	0.30	-0.40	-0.29	0.006	0.01	
7	71	84	0.30	0.09	-0.30	-0.09	0.000	0.00	
8	71	80	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	0.00	
9	71	92	1.02	0.14	-1.02	-0.14	0.000	0.00	
10	84	11	0.17	0.00	-0.17	-0.00	0.000	0.00	
11	84	52	0.13	0.09	-0.13	-0.09	0.000	0.00	
12	92	75	0.85	-0.01	-0.84	0.01	0.005	0.00	
Total:							0.269	0.38	

APÊNDICE D – SISTEMA RADIAL DE 69 BARRAS

Abaixo podemos ver a topologia do sistema de 69 barras:

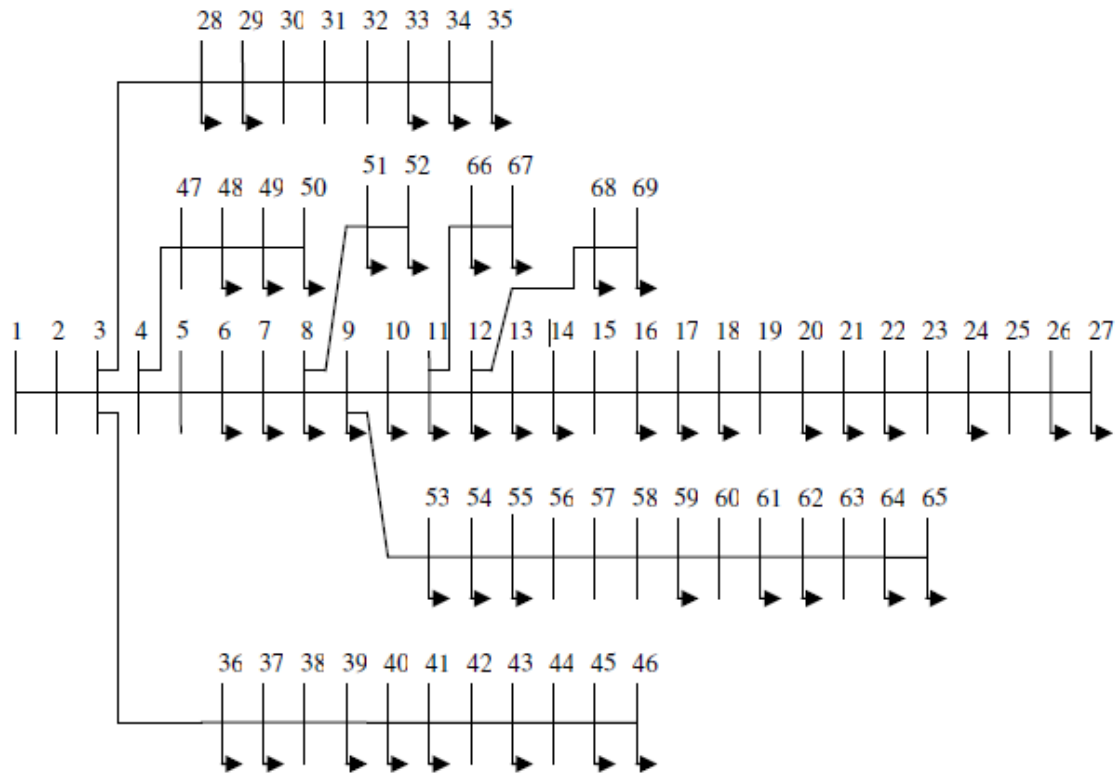


Figura D.1 – Topologia do sistema de 69 barras

D.1 - CÓDIGO REFERENTE AO FLUXO DE POTÊNCIA DO SISTEMA DE 69 BARRAS E SEU RESULTADO

```
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_i type 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;
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;
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 0.00 3 0 1 1 1 20 1.0
57 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;
   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;

Newton's method power flow converged in 4 iterations.

Converged in 0.30 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
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	-	-	0.38	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	0.00	-0.00	-	-
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

Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	To Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	Loss (I ² * Z) P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	4.03	2.80	-4.03	-2.80	0.000	0.00
2	2	3	4.03	2.80	-4.03	-2.80	0.000	0.00
3	3	4	3.75	2.60	-3.75	-2.60	0.000	0.00
4	4	5	2.90	1.99	-2.90	-1.99	0.002	0.00
5	5	6	2.90	1.99	-2.87	-1.97	0.028	0.01
6	6	7	2.87	1.97	-2.84	-1.96	0.029	0.01
7	7	8	2.80	1.93	-2.79	-1.92	0.007	0.00
8	8	9	2.67	1.84	-2.67	-1.84	0.003	0.00
9	9	10	0.78	0.53	-0.78	-0.53	0.005	0.00
10	10	11	0.75	0.51	-0.75	-0.51	0.001	0.00
11	11	12	0.57	0.38	-0.56	-0.38	0.002	0.00
12	12	13	0.36	0.24	-0.36	-0.24	0.001	0.00
13	13	14	0.35	0.23	-0.35	-0.23	0.001	0.00
14	14	15	0.34	0.23	-0.34	-0.23	0.001	0.00
15	15	16	0.34	0.23	-0.34	-0.23	0.000	0.00
16	16	17	0.30	0.20	-0.30	-0.20	0.000	0.00
17	17	18	0.24	0.16	-0.24	-0.16	0.000	0.00
18	18	19	0.18	0.13	-0.18	-0.13	0.000	0.00
19	19	20	0.18	0.13	-0.18	-0.13	0.000	0.00
20	20	21	0.18	0.12	-0.18	-0.12	0.000	0.00
21	21	22	0.06	0.04	-0.06	-0.04	0.000	0.00
22	22	23	0.06	0.04	-0.06	-0.04	0.000	0.00
23	23	24	0.06	0.04	-0.06	-0.04	0.000	0.00
24	24	25	0.03	0.02	-0.03	-0.02	0.000	0.00
25	25	26	0.03	0.02	-0.03	-0.02	0.000	0.00
26	26	27	0.01	0.01	-0.01	-0.01	0.000	0.00
27	3	28	0.09	0.07	-0.09	-0.07	0.000	0.00
28	28	29	0.07	0.05	-0.07	-0.05	0.000	0.00
29	29	30	0.04	0.03	-0.04	-0.03	0.000	0.00
30	30	31	0.04	0.03	-0.04	-0.03	0.000	0.00
31	31	32	0.04	0.03	-0.04	-0.03	0.000	0.00
32	32	33	0.04	0.03	-0.04	-0.03	0.000	0.00
33	33	34	0.03	0.02	-0.03	-0.02	0.000	0.00
34	34	35	0.01	0.00	-0.01	-0.00	0.000	0.00
35	3	36	0.19	0.13	-0.19	-0.13	0.000	0.00
36	36	37	0.16	0.11	-0.16	-0.11	0.000	0.00
37	37	38	0.13	0.09	-0.13	-0.09	0.000	0.00
38	38	39	0.13	0.09	-0.13	-0.09	0.000	0.00
39	39	40	0.11	0.07	-0.11	-0.07	0.000	0.00
40	40	41	0.09	0.06	-0.09	-0.06	0.000	0.00

41	41	42	0.08	0.06	-0.08	-0.06	0.000	0.00
42	42	43	0.08	0.06	-0.08	-0.06	0.000	0.00
43	43	44	0.08	0.05	-0.08	-0.05	0.000	0.00
44	44	45	0.08	0.05	-0.08	-0.05	0.000	0.00
45	45	46	0.04	0.03	-0.04	-0.03	0.000	0.00
46	4	47	0.85	0.61	-0.85	-0.61	0.000	0.00
47	47	48	0.85	0.61	-0.85	-0.61	0.001	0.00
48	48	49	0.77	0.55	-0.77	-0.55	0.002	0.00
49	49	50	0.38	0.27	-0.38	-0.27	0.000	0.00
50	8	51	0.04	0.03	-0.04	-0.03	0.000	0.00
51	51	52	0.00	0.00	-0.00	-0.00	0.000	0.00
52	9	53	1.86	1.28	-1.85	-1.28	0.006	0.00
53	53	54	1.85	1.27	-1.84	-1.27	0.007	0.00
54	54	55	1.81	1.25	-1.80	-1.25	0.009	0.00
55	55	56	1.78	1.23	-1.77	-1.23	0.009	0.00
56	56	57	1.77	1.23	-1.72	-1.21	0.050	0.02
57	57	58	1.72	1.21	-1.70	-1.20	0.024	0.01
58	58	59	1.70	1.20	-1.69	-1.20	0.010	0.00
59	59	60	1.59	1.13	-1.58	-1.12	0.011	0.00
60	60	61	1.58	1.12	-1.56	-1.12	0.014	0.01
61	61	62	0.32	0.23	-0.32	-0.23	0.000	0.00
62	62	63	0.29	0.20	-0.29	-0.20	0.000	0.00
63	63	64	0.29	0.20	-0.29	-0.20	0.001	0.00
64	64	65	0.06	0.04	-0.06	-0.04	0.000	0.00
65	11	66	0.04	0.03	-0.04	-0.03	0.000	0.00
66	66	67	0.02	0.01	-0.02	-0.01	0.000	0.00
67	12	68	0.06	0.04	-0.06	-0.04	0.000	0.00
68	68	69	0.03	0.02	-0.03	-0.02	0.000	0.00
Total:							0.225	0.10

1