UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A INJEÇÃO DE POTÊNCIA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

ALESSANDRO ARJONA ALVES

FOZ DO IGUAÇU 2016

Alessandro Arjona Alves

Avaliação da Estabilidade de Tensão nos Sistemas de Distribuição Considerando a Injeção de Potência da Geração Distribuída

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e Computação. Área de concentração: Sistemas Dinâmicos e Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Roberto Mendonça da Rocha Co-orientador: Prof. Dr. Edgar Manuel Carreño Franco

Foz do Iguaçu

2016

Avaliação da Estabilidade de Tensão nos Sistemas de Distribuição Considerando a Injeção de Potência da Geração Distribuída

Alessandro Arjona Alves

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora: Data da defesa pública: 01/04/2016.

> Prof. Dr. Carlos Roberto Mendonça da Rocha - (Orientador) Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE

Prof. Dr. Adriano Batista de Almeida Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE

Prof. Dr. **Jose Carlos de Melo Vieira Junior** Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo - USP

Resumo

O grande aumento de demanda por energia elétrica verificado nas últimas décadas, o crescente interesse por fontes alternativas e renováveis de energia tem colocado a geração distribuída (GD) em evidência no panorama energético mundial. Esse cenário propiciou um grande crescimento do uso deste tipo de fonte de energia. Assim, com diferentes tipos de interface e de fontes primárias de energia, com a possibilidade de alocação em distintos pontos da rede e com diferentes capacidades, a geração a distribuída traz diferentes impactos às redes de distribuição, inclusive à estabilidade de tensão dos sistemas. A estabilidade de tensão em redes com presença de geração distribuída é o objeto de estudo desta dissertação de mestrado. Neste sentido, são estudados os métodos para cálculo de fluxo de potência, os conceitos fundamentais da estabilidade de tensão e métodos de análise. O objetivo deste trabalho de pesquisa é avaliar os impactos da geração distribuída na estabilidade de tensão. Para tanto, foram avaliados alguns aspectos técnicos como fator de potência, localização e capacidade de geração. Através das análises desenvolvidas foi possível destacar a relação entre melhora na margem de estabilidade de tensão e o benefício em redução de perdas ocasionado pela GD. Também constatou-se que, com vistas à melhora da margem de estabilidade de tensão, é mais eficiente injetar potência na rede com o mesmo fator de potência da carga equivalente do sistema.

Palavras-chave: Estabilidade de Tensão, Geração Distribuída, Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.

Abstract

The huge rise in electricity energy demand seen in recent decades, the growing interest in alternative and renewable energy sources have placed the distributed generation (DG) in evidence in the global energy landscape. This scenario brings a significant growth in the use of this energy source. Thus, different types of interface and primary sources of energy, with the possibility of allocating different points in the network and with different capabilities, distributed generation brings different impacts to the distribution systems, including power system voltage stability. The voltage stability in networks with distributed generation is the object of this study. To this end, it has been studied methods for power flow calculation, the fundamental concepts of voltage stability and methods of analysis. The aim of this research is to evaluate the distributed generation impact on the voltage stability. Therefore, it has been evaluated some technical aspects such as power factor, location and generation capacity. Through the development of the analysis it was possible to highlight the relationship between improvement in stability margin and the benefit in reducing losses caused by GD. Also it was found that, with a view to improving the margin of voltage stability, it is more efficient to inject power in the network with the same power factor of the system equivalent load.

Keywords: Voltage Stability, Distributed Generation, Distribution Systems.

Dedico este trabalho àqueles que me ensinaram, me abriram portas, me fortaleceram e acreditaram em mim ao longo de toda essa jornada de mestrado.

Agradecimentos

Embora todo o esforço desprendido ao longo de todos os anos de trabalho e estudo, eu não teria chegado até aqui, concluindo mais uma importante etapa de minha vida, se não tivesse tido ao meu lado pessoas tão importantes como meus familiares, amigos e professores. Deste modo, eu não poderia deixar de agradecê-los.

Agradeço imensamente aos meus pais e demais familiares por todo apoio, conselhos, confiança e amor que dedicaram à mim ao longo de todos estes anos. Certamente não seria quem sou e muito menos não teria chegado onde cheguei se não fosse por vocês. Talvez não existam palavras suficientes e significativas que me permitam agradecê-los com justiça, com o devido merecimento, mas deixo claro que esta é minha intenção.

Também tenho muito a agradecer à UNIOESTE e à todos os seus funcionários por terem sido responsáveis pela grande transformação que houve em minha realidade social e profissional. Além disso, os anos vividos aqui durante a graduação e a pós-graduação são parte importante da minha vida. Faço um agradecimento à todos os meus professores, e em especial aos meus orientadores de Mestrado Dr. Carlos Roberto Mendonça da Rocha e Dr. Edgar Manuel Carreño Franco por terem me apoiado neste desafio que foi o Mestrado, acreditando em mim, aprimorando as minhas ideias, contribuindo com seu grande conhecimento ao esclarecer das minhas dúvidas que tive ao longo deste trabalho.

Aos amigos que contribuíram de forma direta ou indireta para que eu pudesse concluir este trabalho. Sem dúvida alguma, sem eles minhas alegrias não teriam sido tão intensas e minhas tristezas mais rigorosas. Tive o privilégio de tê-los como companhia. Não os menciono aqui para não correr o risco de menosprezar alguém.

Por fim, agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro concedido durante o tempo da pesquisa.

Sumário

| Lista de I | Figuras | xiii |
|------------|---|------|
| Lista de S | Símbolos | XV |
| Capítulo | 1 Introdução | . 1 |
| 1.1 | Introdução | . 1 |
| 1.2 | Considerações Gerais | . 1 |
| 1.3 | Objetivos | . 4 |
| 1.4 | Estrutura da Dissertação | 4 |
| Capítulo | 2 Introdução ao Fenômeno da Instabilidade de Tensão | 7 |
| 2.1 | Introdução | 7 |
| 2.2 | Instabilidade de Tensão | 8 |
| 2.3 | Análise de Estabilidade de Tensão | 9 |
| 2.4 | Caracterização do Máximo Carregamento dos Sistemas | 10 |
| 2.5 | Curvas PV e Curvas QV | 13 |
| 2.6 | Análise de Sensibilidade V-Q | . 17 |
| 2.7 | Análise Modal Q-V | . 19 |
| 2.8 | Relação Carga e Estabilidade de Tensão | 22 |
| 2.9 | Barra Crítica Para Condições de Estabilidade de Tensão | . 24 |
| 2.10 | Conclusões | . 25 |
| Capítulo | 3 Fluxo de Potência em Sistemas Trifásicos Desbalanceados com Presença de | |
| Geradore | s Distribuídos | . 27 |
| 3.1 | Introdução | 27 |
| 3.2 | Modelagem de Linhas Trifásicas Desbalanceadas | 28 |
| 3.3 | Algoritmo de Fluxo de Potência em Redes Radiais Trifásicas Desbalanceadas | 30 |
| | 3.3.1 Processo de varredura Backward | 31 |
| | 3.3.2 Processo de varredura Forward | . 32 |
| 3.4 | Despacho de Reativos para Geradores Distribuídos | . 32 |
| 3.5 | Implementação Computacional de Algoritmos para Análise da Estabilidade de | |
| Tens | ão | . 35 |

| 3.6 | Validação da Ferramenta Computacional |
|----------|--|
| 3.7 | Conclusões |
| | |
| Capítulo | 4 Impacto da GD sobre Estabilidade de Tensão41 |
| 4.1 | Introdução41 |
| 4.1 | Efeito de um Gerador Distribuído Sobre o Ponto de Máximo Carregamento do |
| Sistema | |
| 4.2 | Impacto do Fator de Potência da GD Sobre as Curvas PV do Sistema44 |
| 4.3 | Impacto da Localização da GD Sobre as Curvas PV do Sistema |
| 4.4 | Análise das Curvas PV de Distintas Barras de um Sistema |
| 4.5 | Conclusões |
| | |
| Capítulo | 5 Conclusões |
| Referênc | ias Bibliográficas |

Lista de Figuras

| Figura 2.1 | Sist. com uma única carga alimentada por um barramento de pot. infinita10 | |
|------------|---|--|
| Figura 2.2 | Potência, tensão e corrente na carga em função de Z_L sob um fator de | |
| | potência constante ($\phi_L = 30^\circ$)11 | |
| Figura 2.3 | Curva PV13 | |
| Figura 2.4 | Curvas PV para fator de potência constante na barra da carga14 | |
| Figura 2.5 | Impacto da impedância da linha sobre o MTP do sistema15 | |
| Figura 2.6 | Curva QV16 | |
| Figura 2.7 | Característica PV da carga e da rede23 | |
| Figura 3.1 | Condutores i e j e suas imagens i' e j' | |
| Figura 3.2 | Esquema de rede radial com representação monofásica31 | |
| Figura 3.3 | Fluxograma do processo de cálculo da potência reativa dos geradores cada | |
| | iteração do método de varredura Backward/Forward33 | |
| Figura 3.4 | Fluxograma do algoritmo para cálculo de fluxo de potência | |
| Figura 4.1 | Sistema-teste IEEE 34 barras42 | |
| Figura 4.2 | Curva PV para barra 27 do sistema IEEE de 34 barras sem GD42 | |
| Figura 4.3 | Efeito de um Gerador Distribuído sobre o MTP43 | |
| Figura 4.4 | Perfil de tensão do alimentador (fase A) para 100% da carga nominal43 | |
| Figura 4.5 | Curvas PV da barra 28 para diferentes níveis de penetração da GD trabalhando | |
| | com fator de potência unitário46 | |
| Figura 4.6 | Curvas PV da barra 28 para diferentes níveis de penetração da GD trabalhando | |
| | com fator de potência zero46 | |
| Figura 4.7 | Impacto do fator de potência da GD sobre as curvas PV do sistema47 | |
| Figura 4.8 | Efeito do fator de potência da GD sobre a carga equivalente de um sistema. 48 | |

| Figura 4.9 | Perdas de potência ativa como função do nível de penetração de GD para três |
|-------------|--|
| | fatores de potência diferentes: Injeção apenas de potência ativa (P), apenas |
| | de potência reativa (Q) e potência ativa especificada em 80% da potência |
| | nominal da GD (PQ) 49 |
| Figura 4.10 | Curvas PV da barra 23 para diferentes níveis de potência nominal da GD |
| | alocada em dois pontos distintos: barra 08 e barra 33 50 |
| Figura 4.11 | Perdas de potência ativa como função do nível de penetração de GD para |
| | dois pontos distintos de alocação da GD: barra 08 e barra 33 51 |
| Figura 4.12 | Curvas PV da barra 23 para diferentes níveis de potência nominal da GD |
| | alocada em dois pontos distintos: barra 08 e barra 33 |
| Figura 4.13 | Curvas PV das barras 08 e 23 para diferentes níveis de potência nominal da |
| | GD alocada na barra 33 |

Lista de Tabelas

Lista de Símbolos

| PGEEC | Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação |
|----------|---|
| UNIOESTE | Universidade Estadual do Oeste do Paraná |
| GD | Geração distribuída |
| MET | Margem de estabilidade de tensão |
| MTP | Ponto de máxima transferência de potência |
| SEP | Sistema Elétrico de Potência |

xviii

Capítulo 1

Introdução

1.1 Introdução

Para a manutenção da qualidade da energia entregue aos consumidores, um dos requisitos necessários é a manutenção da magnitude das tensões nodais de todo o sistema dentro de uma faixa bastante estreita. Os geradores distribuídos podem ser bastante úteis nesta tarefa. Seu uso, no entanto, também pode causar impactos negativos aos sistemas. Um deles é o problema da instabilidade de tensão.

Já é bem conhecido que há uma máxima potência que pode ser entregue a uma carga por uma linha de transmissão assim como mostra o teorema da máxima transferência de potência apresentado em (Condega, 2013). No entanto, desconhece-se que há uma máxima potência que pode ser injetada na rede por um gerador distribuído tendo em vista a não degradação do nível de segurança de tensão. Deste modo, é necessário que este aspecto seja considerado em estudos de crescimento de demanda, estudos de expansão de sistemas e de novas instalações de geração distribuída.

1.2 Considerações Gerais

O grande aumento de demanda por energia elétrica verificado nas últimas décadas, o crescente interesse por fontes alternativas e renováveis de energia e o desenvolvimento do modelo de mercado adotado com a reestruturação do setor elétrico brasileiro (Leis 9.074 de 7/7/1995, 9.427 de 26/12/1996, 9.648 de 27/5/1998, Decretos 2.003 de 10/9/1996, 2.335 de 6/10/1997 e 2.655 de 2/7/1998) tem colocado a geração distribuída (GD) em evidência no panorama energético brasileiro. Esse cenário gerou uma série de novos desafios na gestão e planejamento das redes de distribuição de energia elétrica.

A motivação para se enfrentar tais desafios são os benefícios que podem ser alcançados com a operação descentralizada das fontes de suprimento dos sistemas de distribuição. De acordo com (Barbosa e Azevedo, 2013), estes desafios têm caráter técnico, social, ambiental e econômico.

Em relação ao benefício ambiental está o aproveitamento de fontes renováveis de energia, como nos casos das PCHs e dos pequenos geradores eólicos e fotovoltaicos, e o aumento da eficiência energética em processos produtivos com a presença da cogeração. Isto contribui para redução das emissões de gases de efeito estufa, diminui a utilização de fontes de energia não renováveis e minimiza os custos ambientais pela redução da necessidade de grandes instalações de geração e de extensas linhas de transmissão. Do ponto de vista econômico, além de

possibilitar que investimentos em infraestrutura como linhas de transmissão e subestações sejam postergados e até mesmo reduzidos, a GD é atraente por reduzir o custo de produção de energia, o que favorece o desenvolvimento socioeconômico do país.

No sistema elétrico em que a GD está inserida, pode ocorrer significativa melhora no perfil de tensão dos alimentadores de distribuição, aumento da confiabilidade do suprimento aos consumidores próximos à geração local, por adicionar fonte não sujeita a falhas na transmissão e distribuição, também há a possibilidade de redução de perdas nos sistemas de distribuição e transmissão e, por fim, aumento da estabilidade do sistema nos casos em que haja reservas de GD constituída por máquina síncrona de certo porte. Além destes impactos diretos, a GD também propicia um atendimento mais rápido ao crescimento da demanda, redução dos riscos de planejamento do sistema e aumento da segurança energética por meio da diversificação de fontes geradoras.

Embora haja todos estes impactos positivos, há também os impactos negativos, os referidos desafios impostos pela GD à operação dos sistemas. As consequências negativas aos sistemas de distribuição de energia elétrica também têm sido amplamente abordado na literatura. Em (Paludo, 2014), por exemplo, foi feito um estudo dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição em regime permanente e foram destacadas a elevação da corrente de falta, diminuição do fator de potência na barra da subestação e a possibilidade de fluxo de potência reverso que ocasiona elevação da tensão nos pontos de conexão dos geradores, e problemas na coordenação da proteção.

Em (Mozina, 2010) estudou-se os impactos à segurança dos sistemas pela conexão de geradores distribuídos e é destacado que, em situações de ilhamento, geradores distribuídos não devem se manter conectados em paralelo com outras cargas já que podem não ser capazes de sustentar a tensão e manter a frequência e distorções harmônicas dentro de limites aceitáveis sob o ponto de vista da qualidade da energia entregue às cargas. Além disso, a reconexão do subsistema ilhado pode ser bastante complicada, principalmente onde há religadores automáticos, já que pode acontecer a perda de sincronismo dos geradores distribuídos com a rede da concessionária local.

De acordo com (Slootweg e Kling, 2002), o impacto da geração distribuída na estabilidade do sistema pode ser negligenciado quando sua penetração é baixa. Entretanto, à medida que o nível de penetração aumenta, a GD pode começar a influenciar o comportamento dinâmico do sistema como um todo.

Neste sentido, em (Kumar, Reddy e Thukaram, 2014) afirma-se que operar os geradores distribuídos no limite máximo de suas capacidades pode levar o sistema a operar próximo ao limite de estabilidade de tensão. De acordo com (Farooq *et al.*, 2012) isso ocorre por que o uso acentuado da compensação de potência reativa pode trazer o problema da instabilidade de tensão para a faixa normal de operação. Ou seja, o problema da instabilidade de tensão poderia ser alcançado com o sistema operando com tensões dentro da faixa normal.

Em (Freitas *et al.*, 2005) foi desenvolvido um estudo comparativo entre geradores síncronos e geradores de indução com rotor tipo gaiola de esquilo para aplicação em geração

distribuída. Através de um modelo dinâmico do gerador assíncrono os autores concluíram que para baixos níveis de carregamento do sistema o perfil de tensão é melhorado. No entanto, a tensão da barra monitorada reduz com o incremento da carga e isto faz o escorregamento do gerador aumentar. No limite o gerador de indução perde a estabilidade. Nesta situação o carregamento do sistema seria menor que o possível de ser alcançado sem a geração distribuída, ou seja, os autores verificaram impactos negativos às condições de estabilidade de tensão com a inserção de geradores de indução com rotor tipo gaiola de esquilo nas redes de distribuição.

Face ao impacto negativo da utilização deste tipo de gerador em redes de distribuição, em (Grilo *et al.*, 2012) os autores propuseram uma metodologia para rápida determinação das condições operacionais que levariam um gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo à instabilidade de tensão. Diferentemente de outros trabalhos em que se determina o nível máximo de carga para a qual o gerador é estável, neste trabalho os autores se propuseram determinar, para um determinado nível de carregamento do sistema, o nível máximo de potência que o gerador pode fornecer sem perder a estabilidade. Neste trabalho, a instabilidade de geradores de indução com rotor tipo gaiola de esquilo também foi associada à altos níveis de potência gerada (altas rotações).

Em (Chen *et al.*, 2006), os autores avaliaram o impacto de diferentes tipos de geradores distribuídos sobre a estabilidade de tensão dos sistemas. Os autores propuseram um novo método para o cálculo das matrizes de sensibilidades usadas no cálculo de fluxo de potência. Neste método, os autores contemplaram as características de diferentes tipos de gerador. Neste trabalho também foi destacado que a utilização de geradores assíncronos pode ter impacto negativo sobre a estabilidade de tensão já que estes absorvem reativos da rede.

Já em (Jun-fang *et al.*, 2012) o foco dos autores foi o impacto de diferentes modelos de geradores distribuídos para cálculo de fluxo de potência sobre a estabilidade de tensão dos sistemas. Os autores avaliaram o modelo em que as potências ativa e reativa injetadas na rede pelo gerador distribuído são constantes e iguais a um valor especificado (modelo PQ), o modelo em que a potência ativa e a tensão na barra do gerador são mantidos constantes e iguais a um valor pré-estabelecido (modelo PV), o modelo em que a potência ativa e a corrente na barra são especificados (modelo PI) e o modelo em que tanto a tensão como as potências ativa e reativa especificadas (modelo P-Q(V)). Os autores concluíram que a utilização de geradores distribuídos com capacidade de controle da tensão (modelados como barras PV) reduzem a margem de estabilidade de tensão do sistema enquanto que os outros tipos avaliados melhoram a estabilidade de tensão em diferentes níveis. As conclusões foram obtidas através da análise de um índice baseado na existência de solução do algoritmo de fluxo de potência.

Já em (Murthy *et al.*, 2014), os autores avaliaram o impacto de diferentes modelos de carga sobre a estabilidade de tensão. Através de um algoritmo de otimização baseado no procedimento de busca inteligente de um enxame de abelhas desenvolvido com o objetivo de alocação e dimensionamento ótimo de GD, os autores concluíram que um sistema cujas cargas são modeladas como corrente constante tem melhores condições de estabilidade de tensão do que este mesmo sistema com cargas modeladas como potência constate. A modelagem como

impedância constante propiciaria ao sistema um desempenho intermediário a estes dois modelos.

Além disso, em (Prada e Souza, 1998) os autores afirmam que, em alguns casos, a estabilidade de tensão pode ser mais restritiva ao crescimento da carga do que o limite térmico dos condutores. Neste trabalho também foi destacada a necessidade de se considerar a estabilidade de tensão como uma restrição para alocação de cargas em sistemas existentes e em estudos de expansão dos sistemas de distribuição. Esta restrição poderia evitar que novas linhas e transformadores instalados em sistemas operando com baixa margem de estabilidade de tensão não ficassem subcarregados.

Assim como destacado nos parágrafos anteriores, esforços científicos têm sido desprendidos nos últimos anos com o intuito principal de se assegurar o funcionamento harmônico dos sistemas, autoprodutor e rede de distribuição da concessionária de energia local. Neste sentido, dada a intrínseca relação entre a instabilidade de tensão e o máximo carregamento dos sistemas, o objetivo deste trabalho é avaliar o efeito da injeção de potência na rede por geradores distribuídos sobre o ponto de máximo carregamento dos sistemas.

1.3 Objetivos

O problema tratado nesta dissertação é a relação entre a margem de estabilidade de tensão dos sistemas e o efeito da utilização de geradores distribuídos. Sabe-se que a utilização de geradores distribuídos pode beneficiar o perfil de tensão dos alimentadores e, consequentemente, aumentar a capacidade de carregamento dos sistemas. No entanto, de acordo com (Silva *et al.*, 2012), a instalação da GD em locais inadequados e com potências inapropriadas pode ocasionar a degradação da qualidade de energia, inclusive no que concerne à estabilidade de tensão.

Assim, o objetivo deste trabalho é identificar fatores relacionados aos geradores distribuídos que têm impacto direto sobre a margem de estabilidade de tensão do sistema. Mais do que identificar estes fatores, o que se objetiva é entender como se dão estas relações. Como exemplo, o que se objetiva é entender a influência de fatores como fator de potência, localização e potência nominal da GD sobre a margem de estabilidade de tensão do sistema. Investigar se a geração distribuído pode, de algum modo, impactar negativamente as condições de estabilidade de tensão do sistema.

A avaliação da influência da GD sobre a estabilidade de tensão será feita pela análise das curvas PV do sistema, com base em índices de perdas ativas do sistema e pela análise do perfil de tensão e de carregamento em regime permanente. Serão apresentadas comparações entre as simulações realizadas para identificação das possíveis correlações entre as variáveis analisadas e a margem de estabilidade de tensão do sistema.

1.4 Estrutura da Dissertação

Este trabalho é composto por capítulos, os quais são descritos em linhas gerais a seguir:

- No Capítulo 1 apresentou-se o contexto dentro do qual se insere o objeto de estudo deste trabalho de pesquisa. Foi apresentado uma breve revisão de trabalhos com o tema "estabilidade de tensão" e foi destacada a relação entre este tema e a injeção de potência na rede por geradores distribuídos. Também são apresentados os objetivos gerais e específicos deste trabalho de pesquisa.
- No Capítulo 2 são apresentados conceitos fundamentais relacionados à estabilidade de tensão. A caracterização da estabilidade de tensão é realizada pelo estudo de um sistema hipotético de duas barras, por meio do qual se demonstra analítica e graficamente que há uma máxima carga que pode ser alimentada. Também são expostas algumas definições sobre a estabilidade de tensão tal como sua classificação segundo o modo de análise. Fez-se uma revisão de literatura em busca dos métodos comumente utilizados para análise estática da estabilidade de tensão. Neste sentido, são apresentados conceitos relativos às curvas PV do sistema e também sobre a análise modal.
- No Capítulo 3 são contemplados os sistemas de distribuição e um algoritmo para o cálculo de fluxo de potência com presença de geradores distribuídos. Estes conceitos/algoritmos servirão de base para o desenvolvimento dos testes apresentados no capítulo seguinte.
- No Capítulo 4 apresentam-se testes e resultados que foram desenvolvidos com o objetivo de se avaliar os impactos da injeção de potência na rede por fontes distribuídas sobre as condições de estabilidade de tensão. Neste capítulo, estudou-se o impacto de fatores como fator de potência e localização da GD sobre as condições de estabilidade de tensão.
- No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões acerca dos resultados obtidos e da pesquisa como um todo.

Capítulo 2

Introdução ao Fenômeno da Instabilidade de Tensão

2.1 Introdução

Este capítulo tem por objetivo contextualizar os desenvolvimentos realizados nesta dissertação. Deste modo, serão tratados os conceitos básicos relacionados ao tema Estabilidade de Tensão para posterior correlação com a geração distribuída.

Como mencionado no capítulo anterior, o problema da instabilidade de tensão está relacionado com a operação dos sistemas com níveis elevados de carregamento. Em sistemas de distribuição, elevados níveis de carregamento são possíveis de serem atingidos sem violar os limites de tensão por intermédio da compensação de reativos, o que pode ser feito, dentre outros meios, pelo uso de geradores distribuídos. No entanto, se a injeção de potência na rede por geradores distribuídos atinge um limite crítico, ações corretivas de controle de tensão podem causar o efeito oposto ao esperado.

A estabilidade de tensão é definida como a capacidade de um sistema elétrico em manter as tensões dentro de níveis aceitáveis em todas as barras da rede sob condições normais de operação e também após ser submetido a distúrbios. Por outro lado, um sistema deixa de ser estável quando uma perturbação, um aumento da demanda de carga ou outro tipo de alteração nas condições do sistema causa um declínio progressivo e incontrolável na tensão (Kundur, 1993).

É importante salientar que o estudo aqui realizado se baseia na análise estática do sistema elétrico e da estabilidade de tensão. A análise estática é focalizada para o ponto de operação do sistema e tem capacidade de propiciar rápida e simples avaliação das suas condições críticas. Por meio da análise estática do sistema e das cargas, por exemplo, será demonstrado que para um sistema ser estável deverá haver equilíbrio entre o sistema de produção/transmissão e as cargas.

Os modelos das cargas, por sua vez, são relembrados, visando contextualizá-los quanto ao ponto de instabilidade de tensão.

2.2 Instabilidade de Tensão

O problema de instabilidade de tensão está associado ao fluxo de potência ativa e reativa pelas linhas de transmissão. De acordo com (Isoda, 2009), este fenômeno é originado como consequência da tentativa do sistema elétrico de potência em atender carga elétrica além da capacidade conjunta da transmissão e da geração. A origem do fenômento de instabilidade de tensão nos sistemas elétricos também é associada à ocorrência de contingências e com a falta de suporte de reativos (Zeferino, 2011).

Conforme (Atencia, 2014), o fenômeno de instabilidade de tensão surgiu na operação dos sistemas elétricos depois da instalação de compensação de potência reativa com a finalidade de aumentar a potência máxima que pode ser transferida de geradores para cargas em níveis de tensão adequados. Inicialmente o sistema era operado com baixo carregamento e não havia necessidade de compensação reativa. Em situações de aumento do carregamento do sistema, os níveis de tensão do sistema diminuíam e as proteções de baixa tensão atuavam. Com a entrada de compensação reativa, pôde-se verificar a ocorrência do fenômeno de instabilidade de tensão com o sistema operando dentro da faixa nominal de tensão.

A instabilidade de tensão é caracterizada pela redução progressiva da magnitude da tensão em uma ou mais barras do sistema. Em casos em que não são tomadas medidas corretivas necessárias, esta condição pode se estender a regiões vizinhas, resultando em um colapso parcial ou total do sistema.

A instabilidade de tensão, portanto, acontece quando há um excesso de carga atendida pelo sistema. Especialmente quando há insuficiência de fontes de potência reativa para a manutenção dos níveis de tensão nodais. Por exemplo, quando a carga aumenta em um determinado barramento do sistema, a tensão deste barramento tende a diminuir até seu valor limite. A partir deste valor limite, se a carga aumentar ainda mais, ocorrerá uma forte degeneração da tensão caracterizando a instabilidade de tensão no sistema. Se a carga tem característica de potência constante, uma diminuição da sua tensão implica em um aumento da demanda de corrente. Assim, o aumento das perdas nos elementos série das linhas de transmissão causam uma sensível queda de tensão nas barras, que por sua vez provocam um aumento ainda maior das correntes nas linhas resultando num processo cíclico, o que pode levar a um colapso de tensão.

A tensão nos barramentos, no entanto, não pode ser tomada como indicador de suceptibilidade ao colapso. Embora uma barra seja mais fraca com relação ao colapso de tensão, a tensão desta barra pode ser maior que em uma barra mais forte. Além disso, as tensões nas barras podem estar de acordo com os limites impostos para manutenção dos índices de qualidade de energia e, ao mesmo tempo, o ponto de colapso pode estar muito próximo.

O fenômeno que envolve a instabilidade de tensão pode ocorrer de diferentes formas, dependendo da configuração do sistema, do modo de operação e, principalmente, do tipo de distúrbio. Dentro deste contexto de natureza diversificada está o colapso de tensão. Os termos instabilidade de tensão e colapso de tensão são frequentemente empregados de forma invariável, proporcionando muitas vezes determinada confusão na análise do fenômeno. Ambos os fenômenos são geralmente causados por grandes perturbações, tais como um excessivo aumento na demanda de carga. O colapso de tensão, no entanto, é um fenômeno mais complexo do que a instabilidade de tensão e é normalmente a consequência de um conjunto de fenômenos que acompanham a instabilidade de tensão levando a tensão nos barramentos de uma parte significativa do sistema para níveis muito baixos O colapso de tensão é a última e mais complexa fase de um fenômeno de instabilidade de tensão (Reis, 2005).

O colapso de tensão é na maioria das vezes uma consequência da instabilidade de tensão nos sistemas de potência, que pode atingir todo o sistema, sendo identificado como um colapso total, ou atingir somente uma área, sendo assim chamado de colapso parcial.

De acordo com (Paiva, 2007), a instabilidade de tensão pode apresentar-se na forma de uma progressiva queda ou elevação de tensão em algumas barras. Já o colapso se caracteriza por uma sequência de eventos acompanhados de instabilidade de tensão que levam o sistema de potência a um blecaute ou a tensões muito baixas em uma barra ou em um conjunto de barras de forma que o atendimento à demanda de potência fica comprometido.

2.3 Análise de Estabilidade de Tensão

Na literatura especializada, a abordagem sobre a análise de estabilidade de tensão é feita sobre dois enfoques principais: estabilidade estática e estabilidade dinâmica. A estabilidade de caráter dinâmico ou estático refere-se à consideração de que a alteração do estado do sistema é causada, respectivamente, por grandes ou pequenas perturbações.

Conforme (Isoda, 2009), para haver estabilidade do ponto de vista dinâmico, é necessário que haja estabilidade estática. Ou seja, a estabilidade estática é uma condição necessária, porém não-suficiente para a observação da estabilidade dinâmica. Deste modo, a estabilidade estática pode ser interpretada apenas como um indicativo (ou estimativa) da estabilidade de tensão.

A instabilidade dinâmica de tensão é causada, por exemplo, por desligamentos de linhas de transmissão e curtos-circuitos de grandes proporções. Sua ocorrência também é associada às cargas que possuem dinâmicas rápidas, como motores de indução, cargas controladas eletronicamente e conversores para sistemas de corrente contínua. Nesta classe de instabilidade de tensão, o fenômeno pode se manifestar em poucos segundos após a perturbação – instabilidade transitória de tensão, ou após decorrido vários minutos por meio da degradação lenta do perfil de tensões – instabilidade de tensão de longo prazo. Por outro lado, estabilidade estática de tensão – relacionada à pequenas perturbações, é causada pela variação normal da carga e pela perda do controle de tensão em uma barra, por exemplo. Este tipo de fenômeno é normalmente tratado como um problema de instabilidade de tensão de longo prazo (França, 2003).

De acordo com (Maciel, 2006), a análise dinâmica da estabilidade de tensão usa técnicas não-lineares de simulação no domínio do tempo ou freqûencia, proporcionando uma reprodução real da dinâmica da instabailidade de tensão. Este tipo de análise é adequada para estudos envolvendo coordenação de controles e proteções bem como para análises de situações

específicas de colapso de tensão. A vantagem desta abordagem de análise reside na possibilidade da reprodução mais realista da dinâmica da instabilidade de tensão, pois permite uma modelagem mais detalhada do sistema elétrico. Já a desvantagem está na necessidade de aquisição de uma quantidade considerável de dados, de longos tempos de simulação e grande esforço computacional.

No caso da estabilidade estática de tensão os modelos também são não-lineares, porém a análise é focalizada para o ponto de operação do sistema, observando-se a distância – em termos de carregamento do sistema – até a fronteira limítrofe da estabilidade. Esta distância é estabelecida tomando-se a máxima quantidade de carga (máximo carregamento) que pode ser atendida. A fronteira limítrofe, por suposição, é definida como sendo o lugar geométrico em que se encontra o ponto de equilíbrio instável mais "próximo" ao ponto de operação estável (Isoda, 2009).

Com base nos métodos estáticos pode-se ter informações sobre as condições críticas do sistema de modo simples e rápido. Isso ocorre já que estes métodos são focados em um ponto específico de operação, em equilíbrio, e por não considerarem as dinâmicas envolvidas nos sistemas. Por este mesmo motivo os resultados obtidos são considerados mais conservadores. Dentro desta classe de métodos de análise, muitos fornecem informações acerca das condições de estabilidade a partir de comparações de diferentes pontos de operação e de índices de proximidade ao colapso de tensão (Zeferino, 2011).

Neste trabalho de pesquisa é utilizada a ánalise estática da estabilidade de tensão para avaliação da efeito dos geradores distribuídos sobre as condições de estabilidade dos sistemas.

2.4 Caracterização do Máximo Carregamento dos Sistemas

Para compreensão do fenômeno de estabilidade de tensão, primeiro se estudará o comportamento estático de um sistema constituído por uma única carga alimentada por um barramento infinito por meio de um trecho de linha de transmissão, cujo diagrama esquemático é apresentado na Figura 2.1. O objetivo é demonstrar que há uma potência máxima que pode ser atendida por este sistema. Para tal propósito, assume-se que o módulo da tensão e a frequência são mantidos constantes no barramento infinito. Considera-se também que o sistema opera equilibrado, de modo que a representação por fase seja suficiente.



Figura 2.1- Sistema com uma única carga alimentada por um barramento de potência infinita.

De acordo com (Pereira, 2002), a carga S_L pode ser assumida como uma impedância Z_L = $R_L + jX_L$ sem perda de generalidade. Assim, a corrente I_{12} é dada por (2.1) e a potência ativa consumida pela carga é definida por (2.2).

$$I_{12} = \frac{V_1 \angle \theta_1}{(R + R_L) + j(X + X_L)}$$
(2.1)

$$P_L = R_L |I_{12}|^2 = \frac{R_L V_1^2}{(R+R_L)^2 + (X+X_L)^2}$$
(2.2)

Maximizando a potência ativa consumida pela carga em relação às variáveis R_L e X_L , as condições extremas são dadas por:

$$\frac{\partial P_L}{\partial R_L} = 0$$
$$\frac{\partial P_L}{\partial X_L} = 0$$

Obtendo-se após alguns cálculos:

$$(R + R_L)^2 + (X + X_L)^2 - 2R_L(R + R_L) = 0$$
$$-R_L(X + X_L) = 0$$

A solução para estas equações, sob a restrição $R_L > 0$, é única:

$$R_L = R \tag{2.3}$$

$$X_L = -X \tag{2.4}$$

Portanto, verifica-se em (2.3) e em (2.4) que a potência da carga é maximizada quando a impedância da carga é igual ao conjugado da impedância da linha de transmissão. Nesta condição, a potência reativa requerida pela reatância da linha de transmissão é fornecida integralmente pela reatância da carga. Cabe ressaltar que do total de potência ativa que parte do barramento infinito, apenas a metade chega à carga. No entanto, esta análise não traduz de maneira apropriada a realidade dos sistemas de energia elétrica. Seria necessário uma carga fortemente capacitiva para compensar os efeitos da impedância predominantemente indutiva das linhas.

Ao se especificar o fator de potência da carga ($cos \phi$), esta passa a ser dada por (2.5) e R_L passa a ser a única variável para maximizar a potência da carga.

$$Z_L = R_L + jX_L = R_L + jR_L \tan\phi \tag{2.5}$$

A corrente I_{12} e a potência ativa da carga agora são dadas por (2.6) e (2.7) respectivamente.

$$I_{12} = \frac{V_1 \angle \theta_1}{(R + R_L) + j(X + R_L \tan \phi)}$$
(2.6)

$$P_L = R_L |I_{12}^2| = \frac{R_L V_1^2}{(R + R_L)^2 + (X + R_L \tan \phi)^2}$$
(2.7)

A condição que maximiza a potência ativa da carga continua a mesma (2.8), e após alguns cálculos pode ser apresentada como em (2.9).

$$\frac{\partial P_L}{\partial R_L} = 0 \tag{2.8}$$

$$(R^2 + X^2) - R_L^2 (1 + \tan \phi^2) = 0$$
(2.9)

A Equação (2.9) é equivalente às equações (2.3) e (2.4). De outro modo, sob um fator de potência constante, a potência da carga é maximizada quando os módulos da impedância da carga e da impedância de transmissão são iguais, assim como na equação (2.10).

$$|Z_L| = |Z| \tag{2.10}$$

A tensão na barra de carga V_2 pode ser obtida conforme equação (2.11). Nesta equação, ao se especificar o fator da potência da carga (*cos* ϕ), a tensão V_2 fica em função apenas de R_L .

$$V_{2} = V_{1} \angle \theta_{1} \frac{R_{L} + jR_{L} \tan \phi}{(R + R_{L}) + j(X + R_{L} \tan \phi)}$$
(2.11)

Na Figura 2.2 é apresentado a potência ativa da carga P_L , a amplitude da tensão V_2 e a corrente na linha I_{12} em função de Z_L . Este gráfico foi obtido atribuindo-se 0,2 p.u. com ângulo de 70° à impedância da linha de transmissão e 1 p.u. à V₁. Como se pode perceber, para valores muito pequenos de Z_L a corrente que flui pelo sistema é bastante elevada, o que corresponde às condições de curto-circuito – tensão V_2 tende a zero. Consequentemente não há consumo de potência pela carga já que a potência é dissipada integralmente na impedância da linha. Por outro lado, à medida que Z_L aumenta, a corrente pelo sistema diminui e a tensão e potência consumida na carga crescem. Isso ocorre até Z_L atingir o valor de 0,2 p.u., exatamente o valor da impedância da linha. Nesta condição se maximiza potência consumida pela carga. A partir deste ponto ao aumentar o valor de Z_L reduz-se a potência consumida na carga já que o efeito da diminuição na corrente ($P_L = R_L \times |I_{12}|^2$) se sobrepõe ao aumento na tensão ($P_L = \Re e \{V_2 \times I_{12}^*\}$).



Figura 2.2 - Potência, tensão e corrente na carga em função de Z_L sob um fator de potência constante ($\phi_L = 30^\circ$).

2.5 Curvas PV e Curvas QV

Uma ferramenta comumente utilizada nos estudos de análise estática de estabilidade de tensão são as curvas PV e QV. São de uso prático e relativamente simples. Nas curvas PV, traçadas no plano (P, V), é retratado o comportamento da tensão de um determinado barramento em função do crescimento da carga em uma dada direção – por exemplo, a um fator de potência constante.

Na Figura 2.3 é apresentado o formato clássico de uma curva PV, bem como as grandezas que a caracterizam. Como se pode verificar, o ponto $P_{máx}$ corresponde à máxima carga ativa que pode ser atendida pelo sistema de produção. De acordo com (Reis, 2005) o colapso de tensão se desenvolve como uma avalanche, lentamente no início e rapidamente na parte final, normalmente quando o ponto de funcionamento do sistema se situa na vizinhança da potência máxima transmissível. Desta forma, o ponto $P_{máx}$ é muitas vezes designado por ponto de colapso de tensão ou de limiar da estabilidade e acontece à uma tensão denominada tensão crítica (V_{cr}). Cálculos de fluxo de potência com o método Newton-Raphson deixam de convergir no ponto de máximo carregamento, dado que a matriz jacobiana do fluxo de carga se torna singular.

Ainda em relação à Figura 2.3, no eixo das abscissas estão os cenários de carga do sistema – estes cenários retratam o crescimento da carga na direção desejada. Para cada um deles é executado um cálculo de fluxo de potência. De cada um destes resultados de fluxo toma-se o módulo da tensão da barra monitorada.

Para ilustrar o efeito do fator de potência da carga sobre o ponto de máximo carregamento do sistema da Figura 2.1, considere as curvas PV obtidas por meio da equação (2.11) para diferentes ângulos da impedância da carga e apresentadas na Figura 2.4. Estas curvas foram obtidas considerando a impedância da linha igual a 0,2 p.u. com ângulo de 70° ao aumentar o carregamento do sistema a um fator de potência constante. Como se pode perceber, o ponto de máximo carregamento para cargas indutivas é menor do que para cargas com característica capacitiva. Além disso, para cargas sobrecompensadas ($\phi < -30$) existe uma porção da curva PV ao longo da qual a tensão aumenta com a potência da carga. Isso ocorre porque com $tg \phi$ negativo, quanto mais potência ativa é consumida pela carga, maior é a injeção de reativos na rede. Assim aumenta-se a tensão na barra da carga e, ao mesmo tempo, libera-se capacidade de



Figura 2.3 - Curva PV



Figura 2.4 - Curvas PV para fator de potência constante na barra da carga.

atendimento de demanda, já que os reativos consumidos pela linha passam a ser fornecidos pela carga. Concomitantemente a isto está o aumento do ponto de máxima transferência de potência.

A partir da Figura 2.4 também é possível perceber que para cada fator de potência da carga existem dois valores de tensão para um mesmo valor de potência na carga, exceto em um ponto onde há um único valor de tensão, o ponto de "*Máxima Transferência de Potência*" (MTP). A existência de duas soluções de tensão para uma mesma potência pode ser explicada pela também existência de dois valores de corrente para uma mesma potência, ou seja, para pontos de operação correspondentes à porção superior da curva, tem-se tensões maiores e correntes menores que para pontos correspondentes à parcela inferior da curva.

Através desta figura também se pode constatar que a tensão no ponto de máximo carregamento do sistema está compreendida dentro de uma faixa relativamente grande. Ainda, existe a possibilidade de esta tensão estar dentro da faixa normal de operação. Por exemplo, para redes sobrecompensadas, a tensão crítica no limite entre as duas regiões de operação pode estar situada dentro ou mesmo acima da faixa nominal de operação. Deste modo pode-se concluir que a tensão de uma barra não deve ser utilizada como único parâmetro de avaliação das condições de estabilidade de tensão de um sistema.

Na Figura 2.5 são apresentadas as curvas PV do sistema da Figura 2.1 para diferentes valores de impedância – módulo. Nesta figura pode-se perceber que além do fator de potência da carga, o módulo da impedância da linha também tem impacto sobre o MTP. Também se pode concluir que os maiores valores de MTP correspondem aos menores valores de impedância. Assim como exposto na seção anterior, a máxima transferência de potência para carga ocorre quando a impedância da carga é igual a impedância da linha de transmissão. Deste modo, quanto menor for a impedância da linha, maior poderá ser a máxima carga atendida.

No contexto do uso da análise estática de estabilidade de tensão e curvas PV, uma das principais aplicações é a chamada Margem de Estabilidade de Tensão (MET), que consiste na diferença entre o carregamento atual da rede e o valor máximo de potência que a rede pode fornecer. É um índice reconhecido na comunidade científica e de fácil compreensão. Uma vantagem da MET de um sistema obtida por meio de curvas PV é a consideração das não



Figura 2.5 - Impacto da impedância da linha sobre o MTP do sistema

linearidades dos sistemas. Por outro lado, embora as curvas PV revelem a MET do sistema, elas não indicam medidas corretivas preventivas que resultem na melhora das margens do sistema.

De acordo com (Condega, 2013), o risco de perda de estabilidade de tensão é maior à medida que se reduz a MET. Assim, as Instruções Operativas geradas nos estudos de planejamento da operação devem considerar uma margem de estabilidade de tensão bem dimensionada para garantir a segurança do sistema elétrico sem, contudo, limitar o uso dos recursos existentes na rede. No entanto, na operação em tempo real nem sempre se apresentam as mesmas condições previstas no planejamento e, assim, o comportamento do SEP deve ser monitorado para verificar se a MET está sendo respeitada. Isto favorece ações de controle preventivo.

Assim, de forma a manter os níveis de tensão dentro de limites aceitáveis, em todos os barramentos de um sistema de distribuição de energia, é importante estudar os métodos de análise de estabilidade de tensão, pois estes indicam qual a distância de um determinado ponto de operação ao limite de estabilidade, além das possíveis medidas corretivas capazes de garantir um determinado nível de segurança.

A MET obtida por meio das curvas PV requer o cálculo de vários cálculos de fluxo de potência. Para aplicações em tempo real isso se configura como um problema, dado o tempo necessário para estes cálculos. Além disso, a margem de carga obtida por meio da curva PV exige que se assuma uma direção para o crescimento da carga, informação que nem sempre se encontra disponível. Neste sentido, uma prática bastante comum é considerar que a carga cresce com fator de potência constante. Porém é importante que seja investigado o impacto da incerteza neste fator sobre o valor da potência crítica para estabilidade.

Por outro lado, para certas aplicações não é necessário conhecer a margem de segurança de tensão de um sistema, mas somente algum indicador da situação operativa da rede, que não precisa necessariamente ter algum significado físico. O objetivo destes índices é definir um valor escalar que possa ser monitorado à medida que os parâmetros do sistema mudam. De acordo com (Costa, 2008) estes índices devem ter uma forma predefinida de modo que previsões aceitáveis possam ser feitas além de demandarem baixo custo computacional. Ainda

de acordo com (Costa, 2008), a estimativa da margem de segurança de tensão pode ser obtida de várias outras formas: fluxo de carga da continuação, métodos diretos, métodos baseados em sensibilidade, cálculo de índices de proximidade ao colapso de tensão, etc. Em (Gonçalves, 2015; Lourinho, 2001; Reis, 2005) é feita uma revisão dos índices de estabilidade de tensão.

Tal como nas curvas PV, as curvas QV são obtidas por meio de sucessivos cálculos de fluxo de potência. As curvas QV mostram a relação entre o valor da tensão num dado barramento e a potência reativa injetada neste mesmo barramento. De acordo com (Reis, 2005), a análise de estabilidade de tensão a partir das curvas QV surgiu devido à dificuldade de convergências dos cálculos de fluxo de potências próximo ao ponto de MTP.

As curvas QV, traçadas no plano (V, Q), podem ser determinadas ligando um gerador fictício com potência ativa zero e registrando a produção de potência reativa, tendo em conta a variação da tensão nos seus terminais. Este gerador é designado por compensador síncrono devido ao fato de não produzir potência ativa. As curvas QV podem ajudar a definir a quantidade de compensação necessária para repor um ponto de operação ou para obter os níveis de tensão desejados. Na Figura 2.6 é apresentada a forma clássica de uma curva QV.

Pode-se verificar na Figura 2.6 que o mínimo da curva QV é um valor negativo. Deste modo pode-se concluir que o sistema opera abaixo da capacidade máxima, e também que não há necessidade de compensação reativa. Conforme (Gonçalves, 2015) a porção da curva QV cuja derivada é positiva indica condições estáveis de funcionamento, enquanto os valores com derivada negativa correspondem às condições de instabilidade. Além disso, se o mínimo da curva QV for um valor positivo, o sistema necessita de injeção de potência reativa de forma a garantir a estabilidade. Assim sendo, para o caso mínimo da curva QV ser negativo, a diferença entre o mínimo da curva e o eixo das abcissas corresponde à margem de potência reativa que as cargas do sistema podem aumentar antes de atingir o MTP do sistema. Quando o mínimo da curva QV é positivo, esta diferença corresponde à potência reativa mínima necessária a ser injetada para garantir o funcionamento estável do sistema.

As curvas PV e QV são métodos de análise de estabilidade de tensão, voltados à análise de barramentos individuais, o que torna difícil identificar as áreas críticas em sistemas de grandes dimensões. Para uma análise de estabilidade de tensão a partir destas curvas, a escolha dos barramentos para análise deve ser feita segundo algum critério para diminuir o número de curvas necessárias. Uma solução face aos problemas apresentados pelas curvas PV e QV, é a



Figura 2.6 - Curva QV
análise de sensibilidade V-Q, e a análise modal. Estes métodos fornecem informação sobre a estabilidade de tensão de todo o sistema e permitem identificar as áreas mais problemáticas do sistema.

2.6 Análise de Sensibilidade V-Q

No âmbito da análise estática da estabilidade de tensão está inserida a matriz de sensibilidade V-Q. Estes índices de sensibilidade relacionam as variações de potência reativa nas barras do sistema e as respectivas variações dos módulos das tensões das barras, sendo obtidos a partir de uma redução, em um dado ponto de operação, da matriz Jacobiana do problema de fluxo de potência. Por meio desta técnica pode-se identificar quais as ações de controle têm maior efeito sobre a magnitude da tensão de uma determinada barra. Pode-se ainda identificar quais as magnitudes de tensão que são mais afetadas por uma determinada ação de controle. Neste sentido, está a aplicação desta técnica aos estudos de estabilidade de tensão, ou seja, pode-se avaliar as condições de estabilidade de tensão por meio do módulo e do sinal dos índices de sensibilidade (Gonçalves, 2015).

De acordo com (Reis, 2005) os métodos de análise de sensibilidade são baseados no aumento progressivo da potência da carga até que se atinja o ponto de colapso de tensão. Assim é necessário estabelecer a direção de crescimento da carga. O modo de crescimento da carga define a direção na qual a margem de carregamento é medida. Além disso, é necessário que se conheça a priori as características da rede e que as equações do sistema permaneçam as mesmas à medida que os parâmetros são variados.

Em (2.12) é apresentado o sistema linear de equações derivado das equações de fluxo de potência e que é resolvido a cada iteração do método de Newton-Raphson (Monticelli, 1983). A matriz de sensibilidades, também conhecida como matriz Jacobiana, descreve o sistema linear que melhor aproxima as equações diferenciais do ponto de equilíbrio (Reis, 2005).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = -\begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}$$
(2.12)

em que:

- ΔP : Vetor de erros de injeção de potência ativa nos barramentos PV e PQ
- ΔQ : Vetor de erros de injeção de potência reativa nos barramentos PQ
- $\Delta \theta$: Vetor de variações dos ângulos das tensões nos barramentos PV e PQ
- ΔV : Vetor de variações das tensões (módulo) nos barramentos PQ
- $J_{P\theta}$: Matriz de derivadas das equações de potência ativa em relação a θ
- J_{PV} : Matriz de derivadas das equações de potência ativa em relação a V
- $J_{Q\theta}$: Matriz de derivadas das equações de potência reativa em relação θ
- J_{QV} : Matriz de derivadas das equações de potência reativa relação a V

Em (2.12), assumindo que em cada ponto de operação as variações da potência ativa são desprezíveis ($\Delta P = 0$), é possível conhecer o valor da variação do ângulo de tensão (2.13). Ao substituir (2.13) em (2.12) obtém-se a expressão que relaciona a variação da potência reativa das barras com a respectiva variação das tensões nodais (2.14) e (2.15). A matriz J_{RQV} é a matriz Jacobiana reativa reduzida do sistema.

$$\Delta \theta = -J_{P\theta}^{-1} J_{PV} \,\Delta V \tag{2.13}$$

$$\Delta Q = J_{Q\theta} \left(-J_{P\theta}^{-1} J_{PV} \right) \Delta V + J_{QV} \Delta V = \left(J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV} \right) \Delta V = J_{RQV} \Delta V$$
(2.14)

$$\Delta V = J_{ROV}^{-1} \Delta Q \tag{2.15}$$

Os elementos da matriz J_{RQV} representam as sensibilidades entre as variações das injeções de potência reativa e as variações das tensões nas barras do sistema. Portanto, a estabilidade de tensão é avaliada considerando somente a relação incremental entre o módulo da tensão e a potência reativa injetada (Gatta *et al.*, 2010).

De acordo com (Gonçalves, 2015) a sensibilidade V-Q de um barramento representa o declive da curva QV num determinado ponto de funcionamento. Uma sensibilidade V-Q positiva corresponde a um ponto de operação estável e quanto menor for esta sensibilidade, mais estável é o sistema. Com a diminuição da estabilidade de tensão, o valor da sensibilidade aumenta tomando-se infinita no limite da estabilidade de tensão. Por outro lado, uma sensibilidade V-Q negativa corresponde a um ponto de operação instável. No entanto, as amplitudes das sensibilidades para diferentes condições de funcionamento não fornecem uma medida direta do grau de estabilidade. Além disso, a análise de sensibilidade V-Q não consegue identificar modos individuais de colapso de tensão, apenas fornece informação em relação aos efeitos das variações de tensão-potência reativa.

Um sistema é estável se em todos os barramentos a sensibilidade V-Q for positiva. Se em pelo menos um dos barramentos do sistema a sensibilidade V-Q for negativa considera-se o sistema instável. Neste ponto reside uma das principais vantagens da análise de sensibilidades. Com base na matriz J_{RQV} é possível determinar de maneira direta o impacto em todas as barras do sistema devido à variação da potência reativa, como no caso de um gerador distribuído, em uma barra específica. Também é possível avaliar o impacto em todo o sistema devido à instalação de um gerador distribuído em diferentes barras do sistema simultaneamente (Ayres, 2010).

Além da matriz de sensibilidade V-Q é possível determinar também a sensibilidade V-P. Estes coeficientes permitem estimar o impacto da variação da potência ativa nas tensões nodais do sistema (Ayres, 2010). Para tanto, analogamente à determinação da sensibilidade V-Q, basta assumir em (2.12) que em cada ponto de operação as variações da potência reativa são desprezíveis ($\Delta Q = 0$). Assim é possível conhecer o valor da variação do ângulo de tensão (2.16). Ao se substituir (2.16) em (2.12) obtém-se a expressão que relaciona a variação da potência ativa das barras com a respectiva variação das tensões nodais (2.17) e (2.18). A matriz $J_{RP\theta}$ é a matriz Jacobiana ativa reduzida do sistema.

$$\Delta \theta = -J_{Q\theta}^{-1} J_{QV} \Delta V \tag{2.16}$$

$$\Delta P = J_{P\theta} \left(-J_{Q\theta}^{-1} J_{QV} \right) \Delta V + J_{PV} \Delta V = \left(J_{PV} - J_{P\theta} J_{Q\theta}^{-1} J_{QV} \right) \Delta V = J_{RP\theta} \Delta V \qquad (2.17)$$

$$\Delta V = J_{RP\theta}^{-1} \Delta P \tag{2.18}$$

A análise das matrizes de sensibilidade ($J_{RP\theta}$ e J_{RQV}) permite estimar o impacto da instalação de um ou um grupo de geradores operando a um fator de potência determinado nas tensões nodais de todo o sistema. Da matriz J_{RQV} se obtém informações sobre problemas de estabilidade relacionadas à potência reativa. Já da matriz $J_{RP\theta}$ pode se obter informações sobre o impacto das ações de controle relacionadas a potência ativa, tais como cortes de carga ou redespacho de produção.

A inversa da matriz Jacobiana completa pode ser expressa em função das matrizes J_{RQV} e $J_{RP\theta}$ (2.19). Como se pode observar, a inversa da matriz completa do Jacobiano é composta pela inversa de suas submatrizes e também pela inversa das matrizes J_{RQV} e $J_{RP\theta}$. Assim, se uma destas matrizes for singular, a matriz Jacobiana completa também será. No ponto de máximo carregamento, a matriz reativa reduzida é singular. Já a matriz ativa reduzida fornece informação modal adicional comparativamente a J_{RQV} , visto que contempla tanto barramentos do tipo PV como PQ (Gonçalves, 2015).

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{RP\theta}^{-1} & -J_{RP\theta}^{-1} J_{PV} J_{QV}^{-1} \\ -J_{RQV}^{-1} J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} & J_{RQV}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$
(2.19)

2.7 Análise Modal Q-V

A análise modal se constitui como uma das ferramentas mais adequada para o estudo da estabilidade estática de tensão (Amorim, 2011). Sua principal vantagem em relação à análise de sensibilidade V-Q é o fornecimento de informações relativas aos mecanismos de instabilidade.

Nesta análise, propõem-se o cálculo dos menores autovalores e os respectivos autovetores críticos da matriz Jacobiana reativa reduzida (J_{RQV}) apresentada na seção anterior. Com base nos autovalores críticos desta matriz pode-se identificar os diferentes modos pelos quais o sistema pode se tornar instável. Os autovalores determinam os modos do sistema enquanto os autovetores fornecem uma medida aproximada para a instabilidade do sistema.

De acordo com (Gonçalves, 2015), os modos representam um comportamento transitório com uma única constante de tempo – monotonamente crescente ou decrescente, ou um único amortecimento e frequência – modos oscilatórios. Os sistemas lineares decompõem-se em modos e cada modo tem um autovalor e um autovetor esquerdo e direito associados à ele. O autovetor esquerdo traduz a participação relativa de cada equação do modo e o autovetor direito traduz a participação relativa de estado no modo.

Por meio de uma transformação de equivalência pode-se escrever que:

$$J_{RQV} = \xi \Lambda \eta \tag{2.20}$$

$$J_{ROV}^{-1} = \xi \Lambda^{-1} \eta \tag{2.21}$$

em que:

 ξ : Matriz de autovetores à direita da matriz J_{RQV}

 Λ : Matriz de autovalores da matriz J_{RQV}

 η : Matriz de autovetores à esquerda da matriz J_{RQV}

Substituindo-se (2.36) em (2.18), obtém-se:

$$\Delta V = \xi \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \tag{2.22}$$

ou de outra forma:

$$\Delta V = \sum_{i} \frac{\xi_{i} \eta_{i}}{\lambda_{i}} \Delta Q \qquad (2.23)$$

Cada autovalor λ_i e os respectivos autovetores direito ζ_i e esquerdo η_i definem i-ésimo modo de estabilidade do sistema.

Assumindo que J_{RQV} é aproximadamente simétrica:

$$\xi^{-1} = \eta \tag{2.24}$$

pode-se reescrever a equação (2.22) como:

$$\eta \,\Delta V = \,\Lambda^{-1} \,\eta \,\Delta Q \tag{2.25}$$

ou de outro modo:

$$\nu = \Lambda^{-1} q \tag{2.26}$$

em que:

v: Vetor de variações modais de tensão ($\eta \Delta V$)

q: Vetor das variações modais de potência reativa ($\eta \Delta Q$)

Comparativamente à (2.15), em (2.26) Λ^{-1} é uma matriz diagonal, enquanto J_{RQV} é não diagonal, e a equação (2.26) representa equações de primeira ordem (Costa, 2008).

$$\Lambda^{-1} = \begin{bmatrix} \lambda_1^{-1} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \lambda_2^{-1} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \lambda_n^{-1} \end{bmatrix}$$
(2.27)

A equação (2.26) pode ser representada matricialmente por:

$$\begin{bmatrix} \nu_1 \\ \nu_2 \\ \vdots \\ \nu_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda_1^{-1} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \lambda_2^{-1} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \lambda_n^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} q_1 \\ q_2 \\ \vdots \\ q_n \end{bmatrix}$$
(2.28)

Desta forma, a i-ésima tensão modal relaciona-se com a correspondente injeção de potência reativa modal e é dada por:

$$\nu_i = \frac{1}{\lambda_i} q_i \tag{2.29}$$

Com base em (2.29) pode-se concluir que a amplitude de cada variação modal da tensão é igual ao produto entre o inverso do autovalor λ_i e a amplitude da variação modal da potência reativa. Assim, se todos os λ_i são maiores que 0, o sistema opera em condições de estabilidade de tensão, ou seja, a variação da i-ésima tensão modal e da i-ésima potência reativa modal ocorrem na mesma direção. Por outro lado, se λ_i é menor que 0 a variação da i-ésima tensão modal e da i-ésima potência reativa modal ocorrem em direções opostas, o que indica que o sistema está em uma situação de instabilidade de tensão, e que um aumento na potência reativa provoca decréscimo nos níveis de tensão. Quando $\lambda_i = 0$, a i-ésima tensão modal corresponde ao colapso de tensão.

O valor de λ_i pode ser interpretado como uma medida de estabilidade da i-ésima tensão modal. Quanto menor for o valor positivo λ_i , significa que a i-ésima tensão modal está mais próxima da instabilidade. À medida que os consumos de energia reativa aumentam, o sistema vai perdendo a estabilidade de tensão e os autovalores de J_{RQV} tornam-se menores, até que no ponto crítico da estabilidade de tensão do sistema, pelo menos um destes autovalores se torna nulo. Os autovalores não fornecem, contudo, uma medida absoluta, devido à não linearidade do problema (Gonçalves, 2015).

De acordo com (Costa, 2008), os autovalores que em situações de baixo carregamento tinham componente real pequena podem não ser os autovalores críticos quando o sistema opera próximo às condições de instabilidade de tensão. Devido à isto, não se pode tomar a proximidade de um modo ao eixo imaginário como critério para se determinar o modo crítico. Com o aproximar dos pontos de operação ao ponto de singularidade, o modo crítico pode ser identificado medindo o deslocamento dos autovalores. O modo crítico tende a corresponder ao autovalor que originar um maior deslocamento em direção ao eixo imaginário à medida em que se aumenta o consumo de reativos.

Conforme (Reis, 2005), o conjunto dos autovetores associados aos autovalores críticos indicam quais as cargas responsáveis pelo colapso de tensão. Por meio da determinação dos autovetores próprios direito e esquerdo da matriz reativa reduzida do Jacobiano, obtém-se os fatores de participação dos barramentos tipo PQ. Os fatores de participação fornecem informação importante sobre as áreas do sistema mais vulneráveis em cada modo, estabelecendo assim uma relação entre os valores próprios e os barramentos do sistema. Os fatores de participação são calculados como o produto entre os vetores próprios, direito e esquerdo, da matriz J_{RQV} . Em (2.30) P_{ki} representa a contribuição do autovalor λ_i para a sensibilidade V-Q no barramento k.

$$P_{ki} = \xi_{ki} \eta_{ki} \tag{2.30}$$

A análise modal ajuda a determinar a estabilidade do sistema e quanta carga extra ou capacidade de transmissão de potência é necessária para atendimento à uma MET específica. Quando o SEP atinge o ponto crítico de estabilidade de tensão, a análise modal é útil pois ajuda a identificar as áreas críticas de estabilidade de tensão e os elementos que participam em cada modo. Por intermédio da aplicação deste método, consegue-se identificar os melhores locais para se proceder à instalação de compensadores estáticos de forma a melhorar as margens de estabilidade do sistema (Costa, 2008).

2.8 Relação Carga e Estabilidade de Tensão

Além dos sistemas de transmissão e produção, as cargas se apresentam como fator determinante à estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica. A consideração do seu comportamento é essencial para análise de estabilidade de tensão, já que são responsáveis pela evolução dinâmica das tensões e, em casos extremos, podem conduzir um sistema de energia elétrica ao colapso de tensão.

De acordo com (Ribeiro, 2011), os modelos que representam o comportamento da carga se diferenciam em estáticos e dinâmicos. Nos modelos dinâmicos a relação das potências ativa e reativa das cargas com a tensão e a frequência da rede é feita com base em equações diferenciais ou de diferenças para representação dos comportamentos em regime permanente e transitório. Já nos modelos estáticos esta relação não é feita com uso de equações diferenciais e equações diferença. Assim, neste ponto as cargas são modeladas estaticamente, ou seja, nenhuma dinâmica é representada.

Independentemente do modelo empregado ser estático ou dinâmico, as cargas elétricas são dependentes da frequência e da tensão. As cargas baseadas em motores são mais sensíveis à frequência, enquanto que nas cargas resistivas há uma maior influência da tensão. Neste trabalho de pesquisa consideram-se as variações de frequência na rede insignificantes de modo que as análises se concentrarão apenas nas variações da carga com a tensão.

Cada tipo de carga possui um comportamento característico e que deve ser tomado em conta na sua modelização. Isso se constitui em um problema difícil de ser resolvido, já que as cargas dos sistemas de energia elétrica são constituídas por um conjunto de vários dispositivos. O problema fundamental consiste na identificação da composição da carga num determinado momento. Deste modo, em sistemas de grande porte, as cargas são expressas por meio de cargas equivalentes, constituídas por três tipos básicos:

• Carga do tipo impedância constante (*Z_{cte}*):

$$P = \Re e\left\{\frac{|V|^2}{Z}\right\}$$
(2.31)

$$Q = \Im m \left\{ \frac{|V|^2}{Z} \right\}$$
(2.32)

(2.33)

• Carga do tipo corrente constante (I_{cte}) : $P = \Re e\{VI^*\}$

$$Q = \Im m\{VI^*\} \tag{2.34}$$

 Carga do tipo potência constante (*P_{cte}*): a potência permanece constante com a variação da tensão.

$$P = cte \tag{2.35}$$

$$Q = cte \tag{2.36}$$

Em (Ribeiro, 2011) e em (Pereira, 2013) são apresentados os modelos polinomial e exponencial para cargas. Nestes modelos, as cargas são expressas por parâmetros que definem suas características: Z_{cte}, I_{cte} ou P_{cte}. Assim pode-se estabelecer modelos mistos para representação de agregados de cargas com características heterogêneas ou para representação de áreas por uma carga equivalente. Na Figura 2.7 é retratado o comportamento dos três tipos de cargas no plano (P,V). Nesta figura pode-se perceber que na curva impedância constante a potência varia de forma quadrática com a tensão e de forma linear na curva de corrente constante.

Na Figura 2.7, como já mencionado, são apresentadas as curvas PV dos três tipos básicos de carga. Estas curvas foram traçadas sobre a curva PV da rede (Figura 2.4, $\phi = 30^{\circ}$). A interseção da característica PV da carga e da característica PV do sistema determina o ponto de operação visto pela barra onde a carga está conectada. De acordo com (Pereira, 2002), na maioria dos cenários de instabilidade de tensão existem alterações nos parâmetros do sistema que conduzem ao desaparecimento do equilíbrio caracterizado pela interseção entre estas duas curvas.

De acordo com (Ribeiro, 2011), para as cargas tipo impedância e corrente constantes, sempre haverá um ponto de interseção entre as suas respectivas curvas e a curva PV da rede. No entanto, quando as curvas PV destas cargas interceptarem a porção inferior da curva PV da rede, uma redução da impedância ou aumento na corrente será acompanhado de uma redução da tensão e da potência da carga. De acordo com (Pereira, 2002), se a carga for puramente



Figura 2.7 - Característica PV da carga e da rede

estática será possível operar o sistema nestas condições, já que isto não implica em instabilidade de tensão. Embora para alguns valores de corrente e impedância seja inviável a operação do sistemas devido ao baixo valor da tensão e ao elevado valor da corrente, estes tipos de carga não representam riscos à operação dos sistemas, já que não "reagem" à diminuição de potência consumida em pontos posteriores ao de máxima transferência de potência.

Cargas com característica de potência constante, ilustradas na Figura 2.7 (c), que interceptam a curva PV da rede em dois pontos (P1) representam as condições normais de operação. O ponto onde a característica da carga se torna tangente à característica da rede (P2) define o limite de carga do sistema. Um aumento de carga além deste limite (P3) resulta na perda do equilíbrio, fazendo com que o sistema deixe de operar. Quando isto acontece, a tentativa de aumento da carga corresponderá a um acréscimo de corrente que, por sua vez, fará diminuir a tensão da barra, de modo que a carga aumente a sua corrente na busca pela potência constante. Tal comportamento faz com que a tensão decaia em um processo dinâmico e contínuo. A curva correspondente à carga de potência P3 não intercepta a curva PV, ou seja, não existe ponto de operação para esta situação.

2.9 Barra Crítica Para Condições de Estabilidade de Tensão

Como se pode verificar em (Zeferino, 2011), a margem de segurança de tensão ou margem de carregamento é uma medida fundamental para quantificar a proximidade de um sistema à um colapso de tensão. Neste contexto, a margem de carregamento é definida como a distância, em termos de carregamento, desde o ponto de operação atual até o ponto de MTP do sistema para a barra crítica. A barra crítica é a mais suscetível ao colapso de tensão ou, de outro modo, a barra cuja variação de carga produz maior variação de tensão.

A análise estática considera um sistema de potência representado por equações algébricas associadas a cada ponto de equilíbrio. Por meio destas equações pode-se determinar a sensibilidade de tensão de cada barramento a pequenas alterações no sistema. Esta linearização pode trazer informações sobre uma determinada condição operativa tal como margem de estabilidade, áreas críticas, e margem de potência reativa necessária para compensação e manutenção da tensão.

Como mencionado, a barra crítica é aquela que apresenta maior variação de tensão em função de um aumento de carga, ou outra variação paramétrica. Este comportamento afeta suas barras vizinhas, caracterizando uma área crítica, visto que estas barras acabam por levar o sistema ao colapso de tensão. Em geral, esta área apresenta carências de suporte local de potência reativa, sendo esta a razão principal do colapso de tensão. Identificar a barra crítica pode indicar barras e áreas de vulnerabilidade de tensão do sistema, auxiliando na determinação de ações de controle (Francisco, 2005).

Em (Prada *et al.*, 2006) os autores afirmam que a barra crítica corresponde àquela cujo fluxo de potência ativa ou reativa se encontra próximo a um máximo permitido. Neste trabalho

foi apresentada uma metodologia para identificação da barra crítica bem como para o reforço das condições de estabilidade de tensão através do redespacho de potência ativa e reativa.

2.10 Conclusões

Neste capítulo foram apresentados conceitos fundamentais para análise do fenômeno de estabilidade de tensão em redes elétricas. Sua caracterização foi realizada pelo estudo de um sistema de duas barras por meio do qual se demonstrou analítica e graficamente que há uma máxima carga que pode ser alimentada. Foi destacada a análise estática da estabilidade de tensão bem como suas vantagens em relação à análise dinâmica. Ainda dentro deste contexto, apresentou-se os métodos de análise estática tal como as curvas PV e análise modal. Apresentou-se os modelos estáticos para representação do comportamento das cargas e fez-se uma correlação de cada um com a estabilidade de tensão.

Capítulo 3

Fluxo de Potência em Sistemas Trifásicos Desbalanceados com Presença de Geradores Distribuídos

3.1 Introdução

Nas últimas décadas tem-se testemunhado um considerável aumento na penetração de geradores distribuídos em sistemas de distribuição. Como mencionado no capítulo anterior, deste fato surgem diversos desafios relativos à operação e à estabilidade dos sistemas de energia elétrica. Assim, para o planejamento da operação e outros estudos relativos às redes de distribuição com presença de geradores distribuídos, é indispensável a utilização de algoritmos de cálculo de fluxo de potência que contemplem as características destas novas fontes de energia. Além disso, também é necessário que a técnica considere aspectos dos sistemas de distribuição, tais como o desbalanço de fases, presença de trechos bifásicos e monofásicos e redes não transpostas. Deste modo, com base em modelos mais realistas, os estudos dos sistemas de distribuíção podem conduzir a resultados em que os benefícios da geração distribuída sejam maximizados e os impactos negativos mitigados e até mesmo mantidos dentro de limites aceitáveis.

De acordo com (Carvalho, 2006), a estrutura topológica tipicamente radial dos sistemas de distribuição aliada à alta relação entre resistência e reatâncias das linhas tornam os métodos de Newton, desacoplado e desacoplado rápido ineficientes para a maioria dos problemas de fluxo de potência de distribuição. Além disso, os métodos comumente aplicados a sistemas de transmissão consideram os sistemas equilibrados e transpostos. Isso implica na possibilidade da utilização de uma modelagem monofásica. No entanto, isso não ocorre na distribuição.

Deste modo, neste Capítulo são apresentados os resultados do estudo sobre um método comumente aplicado para o cálculo de fluxo de potência em redes radiais de distribuição, o método da varredura *Backward/Forward Sweep*. O objetivo foi embasar a análise do impacto de geradores distribuídos sobre a estabilidade de tensão. Além disso, é apresentado um método para integração da geração distribuída nos cálculo de fluxo de potência e também a modelagem das linhas de distribuição.

3.2 Modelagem de Linhas Trifásicas Desbalanceadas

Devido ao fato das linhas de distribuição serem tipicamente não transpostas e operarem normalmente sob desbalanço de fases, a consideração de indutâncias e capacitâncias mútuas iguais em todos os fios não é válida. Neste contexto, para a representação das características eletromagnéticas de uma linha de distribuição é comum a formulação proposta em (Carson, 1926) e em (Kersting, 1991). A técnica é fundamentada no conceito de condutores imagens em que, para cada condutor a uma dada distância acima da terra, existe outro condutor imagem disposto a uma mesma distância sob a terra, conforme ilustrado na Figura 3.1. Conforme estes trabalhos, as impedâncias por unidade de comprimento (Ω /km) de um condutor *i* e entre os condutores *i* e *j* podem ser calculados através de (3.1) e (3.2), respectivamente.

$$z_{ii} = r_i + 4\omega P_{ii}G + j\left(X_i + 2\omega G \ln\left(\frac{S_{ii}}{RD_i}\right) + 4\omega Q_{ii}G\right)$$
(3.1)

$$z_{ij} = 4\omega P_{ij}G + j\left(2\omega G \ln\left(\frac{S_{ij}}{D_{ij}}\right) + 4\omega Q_{ij}G\right)$$
(3.2)

Em que:

 r_i – a resistência do condutor *i* por unidade de comprimento [Ω /milha];

 ω – frequência angular do sistema [rad/s];

 $G = 0,1609344 \times 10^{-3} [\Omega/\text{milhas}];$

- D_{ij} distância entre os condutores *i* e *j* [pés];
- S_{ii} distância entre o condutor *i* sua imagem *i*' [pés];
- S_{ij} distância entre o condutor *i* e a imagem do condutor *j* [pés];
- RD_i raio do condutor *i* [pés];

$$X_i = 2\omega G \ln \frac{RD_i}{GMR_i}$$
(3.3)



Figura 3.1 - Condutores i e j e suas imagens i' e j'.

$$P_{ij} = \frac{\pi}{8} - \frac{1}{3\sqrt{2}}k_{ij}\cos(\theta_{ij}) + \frac{k_{ij}^2}{16}\cos(2\theta_{ij})\left(0,6728 + \ln\frac{2}{k_{ij}}\right)$$
(3.4)

$$Q_{ij} = -0.0386 + \frac{1}{2} ln \frac{2}{k_{ij}} + \frac{1}{3\sqrt{2}} k_{ij} \cos(\theta_{ij})$$
(3.5)

$$k_{ij} = 8,565 \times 10^{-4} S_{ij} \sqrt{\frac{f}{\rho}}$$
(3.6)

GMR_i – raio geométrico médio do condutor *i* [pés];

 θ_{ij} – ângulo entre as linhas que conectam o condutor *i* a sua imagem *i*' e a imagem do condutor *j* (*j*') [rad];

 k_{ij} – variável obtida em função da frequência do sistema e da resistividade da terra.

f – frequência nominal do sistema [Hz];

 ρ – resistividade da terra [Ω /milha].

Para sistemas compostos por três condutores de fase e um condutor de neutro (caso típico de sistemas de distribuição de média e baixa tensão), agrupando as impedâncias próprias e mútuas sob a forma matricial obtêm-se a matriz de impedância série do trecho (3.7).

$$Z = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix}$$
(3.7)

A matriz de admitâncias de linhas de distribuição também é calculada com o uso de condutores imagens, cujas cargas têm sentido contrário às cargas dos condutores reais (q_i ' = - $q_i e q_j$ ' = - q_j). Assim, a diferença de potencial entre um condutor *i* e a terra é expressa por (3.8), em que $P_{ii} e P_{ij}$ são os coeficientes de potencial próprios e mútuos, os quais são dependentes do meio e das distâncias entre os condutores e dados por (3.9) e (3.10).

$$V_{ig} = P_{ii}q_i + P_{ij}q_{ij} \tag{3.8}$$

$$P_{ii} = \frac{1}{2\pi\varepsilon} ln \left(\frac{S_{ii}}{RD_i}\right) \tag{3.9}$$

$$P_{ij} = \frac{1}{2\pi\varepsilon} ln \left(\frac{S_{ij}}{RD_{ij}} \right)$$
(3.10)

Em que:

 ε – permissividade do meio (F/milha).

Organizando os coeficientes de potencial próprios e mútuos sob a forma matricial (3.11), aplicando a redução descrita em (3.12) obtém-se a matriz de capacitância por unidade de comprimento de um trecho do sistema de distribuição (3.13). Em (3.14) é apresentada a matriz de admitâncias *shunt* por unidade de comprimento para linhas de distribuição aéreas.

$$P = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} & P_{an} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} & P_{bn} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} & P_{cn} \\ P_{na} & P_{nb} & P_{nc} & P_{nn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [P_{ij}] & [P_{in}] \\ [P_{nj}] & [P_{nn}] \end{bmatrix}$$
(3.11)

$$[P_{abc}] = [P_{ij}] - [P_{in}][P_{nn}]^{-1}[P_{nj}] = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} \end{bmatrix}$$
(3.12)

$$[C_{abc}] = [P_{abc}]^{-1} (3.13)$$

$$[Y] = 2\pi f[C_{abc}] \tag{3.14}$$

3.3 Algoritmo de Fluxo de Potência em Redes Radiais Trifásicas Desbalanceadas

O cálculo do fluxo de potência em uma rede de energia elétrica consiste na determinação das tensões de todas as barras do sistema, bem como dos fluxos de corrente ou potência através de cada um de seus trechos. Este cálculo é feito para uma determinada condição de carga e geração, considerando que o sistema opera em regime permanente. No caso específico dos sistemas de distribuição, dado que estes sistemas operam normalmente sob condições de desbalanço de fases, este cálculo deve ser feito para cada uma das fases.

Segundo (Carvalho, 2006), um dos métodos mais tradicionais encontrados na literatura para resolução do problema de fluxo de potência em sistemas radiais é o *Backward/Forward Sweep*. Neste trabalho de pesquisa é utilizado o método da soma de potências, uma variação do algoritmo *Backward/Forward Sweep*.

O algoritmo *Backward/Forward Sweep*, descrito em (Pizzali, 2003) e em (Carvalho, 2006), consiste em dois passos básicos. O primeiro deles é a varredura reversa – *Backward Sweep*, em que são calculadas as correntes ou potências equivalentes em cada barra, iniciando das barras terminais do alimentador em direção à subestação. Já o segundo é o processo de varredura direta – *Forward Sweep* – que realiza os cálculos das quedas de tensão com as atualizações das tensões, que parte da subestação em direção às barras finais do alimentador. Esses passos são repetidos até que se obtenha a convergência do algoritmo.

O algoritmo é finalizado ao atender a um critério de convergência. Uma grande quantidade diferente de critérios de convergência podem ser considerados para este algoritmo. Em geral, como critério de convergência assume-se que o erro não deve ser superior a um valor pré-determinado. O erro, por sua vez, é a diferença dos valores calculados para uma variável do sistema entre duas iterações. Pode-se trabalhar com erros de tensão, de corrente, de potência ou de perdas e, ainda, com o somatório dos erros de todos os elementos do sistema, com o maior deles, ou com o de um elemento em especial, isto é, há várias possibilidades. O fato é que quando o valor de erro máximo adotado for muito pequeno, o resultado obtido por qualquer destes critérios tenderá a ser o mesmo. Neste trabalho foi utilizado como critério de convergência o maior erro de tensão entre duas iterações. Portanto, no processo de varredura *Forward*, ao atualizar o valor de tensão das barras, identifica-se aquela que apresentou o maior erro. Para que haja convergência do algoritmo este erro deve ser menor que o erro máximo especificado. Nos testes desenvolvidos neste trabalho de pesquisa adotou-se o valor de 0,0001 p.u. de tensão como erro máximo.

A seguir são descritos em detalhes cada um dos dois processos básicos do algoritmo de varredura *Backward/Forward Sweep*.

3.3.1 Processo de varredura Backward

No processo de varredura reverso é feito o cálculo das potências equivalentes em cada barra, no sentido das barras terminais para a barra fonte. Na Figura 3.2 é apresentado um esquema de rede radial. De acordo com esta figura, em que a potência flui da barra k para barra j, o cálculo das potências equivalentes em cada barra k para cada fase é realizado através da seguinte equação (3.15):



Figura 3.2 - Esquema de rede radial com representação monofásica.

$$\begin{bmatrix} S_{a_{k}}^{eq} \\ S_{b_{k}}^{eq} \\ S_{c_{k}}^{eq} \\ S_{n_{k}}^{eq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{a_{k}} \\ S_{b_{k}} \\ S_{c_{k}} \\ S_{n_{k}} \end{bmatrix} + \sum \begin{bmatrix} S_{a_{j}} \\ S_{b_{j}} \\ S_{c_{j}} \\ S_{c_{j}} \\ S_{n_{j}} \end{bmatrix} + \sum \begin{bmatrix} SL_{a_{kj}} \\ SL_{c_{kj}} \\ SL_{n_{kj}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Q_{a_{k}}^{sh} \\ Q_{b_{k}}^{sh} \\ Q_{c_{k}}^{sh} \\ Q_{n_{k}}^{sh} \end{bmatrix}$$
(3.15)
$$\begin{bmatrix} SL_{a_{kj}} \\ SL_{b_{kj}} \\ SL_{c_{kj}} \\ SL_{n_{kj}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa}Z_{ab}Z_{ac}Z_{an} \\ Z_{ba}Z_{bb}Z_{bc}Z_{bn} \\ Z_{ca}Z_{cb}Z_{cc}Z_{cn} \\ Z_{na}Z_{nb}Z_{nc}Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a_{kj}}^{2} \\ I_{b_{kj}}^{2} \\ I_{a_{kj}}^{2} \\ I_{n_{kj}}^{2} \end{bmatrix}$$
(3.16)

Em que:

 S_k^{eq} – Potência equivalente da barra k;

 S_k – Carga na barra k;

 $\sum S_j$ – Somatório das potências equivalentes das barras *j* diretamente conectadas à jusante a barra *k*;

 $\sum SL_{kj}$ – Somatório das perdas de potência nos ramos conectados entre a barra k e as barras j;

 Q_k^{sh} – Potência reativa *shunt* injetada na barra k (capacitiva: negativa; indutiva: positiva).

 I_{kj} – Corrente fluindo desde a barra k até a barra j.

Note-se que os termos S_k^{eq} , S_k , S_j , SL_{kj} , Q_k^{sh} e I_{kj} representam vetores com valores por fase, inclusive neutro.

3.3.2 Processo de varredura Forward

No processo de varredura *forward* é feita a atualização das tensões nodais. Primeiro, determina-se a corrente que percorre o trecho (3.17), depois a queda de tensão provocada por esta corrente (3.18).

$$\begin{bmatrix} I_{a_{kj}} \\ I_{b_{kj}} \\ I_{c_{kj}} \\ I_{n_{kj}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(S_{a_j}^{eq} / V_{ja} \right)^* \\ \left(S_{b_j}^{eq} / V_{jb} \right)^* \\ \left(S_{c_j}^{eq} / V_{jc} \right)^* \\ - \left(I_{a_{kj}} + I_{b_{kj}} + I_{c_{kj}} \right) \end{bmatrix}$$
(3.17)
$$\begin{bmatrix} V_{a_j} \\ V_{b_j} \\ V_{c_j} \\ V_{n_j} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{a_k} \\ V_{b_k} \\ V_{c_k} \\ V_{n_k} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{aa} Z_{ab} Z_{ac} Z_{an} \\ Z_{aa} Z_{ab} Z_{bc} Z_{bn} \\ Z_{ca} Z_{cb} Z_{cc} Z_{cn} \\ Z_{na} Z_{nb} Z_{nc} Z_{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{a_{kj}} \\ I_{b_{kj}} \\ I_{c_{kj}} \\ I_{n_{kj}} \end{bmatrix}$$
(3.18)

Em que:

 V_k – Vetor com tensões de fase da barra k;

 V_i – Vetor com tensões de fase da barra *j*;

3.4 Despacho de Reativos para Geradores Distribuídos

Considerando apenas a diversidade de fontes primárias de energia e o modo de acesso aos sistemas de distribuição, pode-se afirmar que há uma grande variedade de tipos de geradores distribuídos. Assim, cada um deles deve ter suas características e peculiaridades contempladas nos modelos usados para cálculo de fluxo de potência. No caso dos geradores síncronos trifásicos com regulação da corrente de campo para controle da tensão terminal, por exemplo, normalmente se emprega o modelo de barra de tensão contralada (Chen *et al.*, 2006). Ainda, no caso específico do gerador síncrono há que se considerar no modelo as características da curva de capabilidade da máquina. Os inversores trifásicos também podem ser modelados como barras de tensão controlada, no entanto, os limites de reativos diferem dos da máquina síncrona.

Além da modelagem de geradores distribuídos como barras de tensão controlada, há também os modelos PQ, PI e P-Q(V) descritos em (Jun-fang *et al.*, 2012). No entanto, neste trabalho é considerado apenas a modelagem de geradores distribuídos como barras PV. Os limites de reativos são estabelecidos apenas com base na potência nominal do gerador e na potência ativa especificada para a barra. Assim sendo, é preciso um método que contemple este modelo para resolução do problema de fluxo de potência. No caso específico do algoritmo

Backward/Forward é comum a utilização do método da compensação apresentado em (Shirmohammadi e Cheng, 1995).

O método da compensação consiste em calcular, para cada gerador, a quantidade de reativos necessários para atingir o nível de tensão especificado para a barra PV. A correção da potência reativa dos geradores é realizada a cada iteração do método da varredura, de acordo com o processo descrito no fluxograma da Figura 3.3.



Figura 3.3- Fluxograma do processo de cálculo da potência reativa dos geradores a cada iteração do método de varredura Backward/Forward

34

O método da compensação contempla os limites de geração de cada gerador individualmente. Nesse sentido, um gerador que excede sua capacidade de produção tem a respectiva barra de tensão controlada transformada em barra PQ e a potência reativa especificada para esta barra será o limite do gerador (máximo ou mínimo).

Ao início do processo, todas as barras com geradores são consideradas barras PV, inclusive aquelas que foram transformadas em barras PQ na iteração anterior. Estas barras formam o conjunto de barras PV originais (PV_{S,Original}). A partir de PV_{S,Original}, determina-se a tensão de sequência positiva $|V_1^j|$ dada por (3.19). Em (3.20) obtém-se a diferença ΔV_1^j entre a tensão especificada e o módulo da tensão de sequência positiva para cada barra j tipo PV.

$$\left|V_{1}^{j}\right| = \left|\frac{1}{3}\left(V_{a}^{j} + aV_{b}^{j} + a^{2}V_{c}^{j}\right)\right|$$
(3.19)

$$\Delta V_1^{\ j} = \frac{V_{esp}^j}{\sqrt[2]{3}} - \left| V_1^{\ j} \right| \tag{3.20}$$

Em que:

a – Operador adimensional = 1 \lt 120°;

 V_a^j, V_b^j, V_c^j – Tensões de fase na barra j.

Após o cálculo do vetor com as diferenças entre o módulo da tensão de sequência positiva e a tensão especificada, é preciso determinar a matriz de sensibilidade dos nós PV (Z_v). Esta matriz, obtida a partir de $PV_{S,Original}$, faz a relação incremental entre o módulo da tensão de sequência positiva (ΔV) e o módulo da corrente reativa de sequência positiva (ΔI_q), assim como representado em (3.21).

$$Z_{\nu} \times \Delta I_q = \Delta V \tag{3.21}$$

A matriz Z_v tem elementos de valores reais e constantes e tem dimensão igual ao número de barras PV. Os elementos dessa matriz são formados da seguinte maneira:

- Os elementos da diagonal
 - > $z_{ii} = O$ módulo da soma das impedâncias de sequência positiva dos trechos desde o nó *i* até o nó de referência.
- Os elementos fora da diagonal:
 - Se *i* e *j* são nós com modelos trifásicos, ou, são monofásicos conectados na mesma fase:
 - $z_{ij} = z_{ji} =$ Módulo da soma das impedâncias de sequência direita dos trechos compartilhados pelos nós *i* e *j*, até o nó referência.
 - Se i e j têm modelos monofásicos, conectados em distintas fases:

•
$$z_{ij} = z_{ji} = 0.$$

- Se i tem modelo trifásico e j monofásico:
 - *z_{ji}* = Módulo da soma das impedâncias de sequência direta dos trechos compartilhados pelos nós *i* e *j*, até o nó referência.

•
$$z_{ij} = \frac{z_{ji}}{3}$$

Cabe ressaltar que a matriz de sensibilidade considera de maneira distinta o efeito que geradores trifásicos e monofásicos têm sobre a tensão. Um gerador monofásico tem um terço do efeito de um gerador trifásico na tensão de sequência positiva. Como as fases podem estar desbalanceadas, a tensão a ser comparada com a tensão especificada V_{esp}^{j} é o módulo da tensão de sequencia positiva

Em seguida, deve-se calcular a matriz Z_{ν}^{*} (3.22). Essa matriz é utilizada para calcular os valores de correção de potência reativa (ΔQ) dos geradores a cada iteração do método da compensação (3.23). Ao término do cálculo de ΔQ , deve-se atualizar o valor das potências dos geradores (3.24) e analisar se há violações dos limites de geração. No caso de não haver violações, a potência de cada gerador fica estabelecida no valor calculado e finaliza-se o processo de atualização de potência reativa do método da compensação. Caso contrário, identifica-se as barras correspondentes aos geradores com violação de reativos e cria-se o conjunto PV_{limite} .

$$Z_{\nu}^{*} = Z_{\nu} \times diag(|V_{1}|)^{-1}$$
(3.22)

$$Z_{\nu}^{*} \times \Delta Q = \Delta V \tag{3.23}$$

$$P^{k+1} = P^k + \Delta Q^k \tag{3.24}$$

Estas barras são transformadas em barras PQ e seus geradores terão sua potência reativa fixada no limite excedido – máximo ou mínimo. As barras contidas em PV_{limite} são excluídas de PV_s e inicia-se o ciclo novamente. O ciclo deve ser repetido até que não haja violação dos limites de geração ou que o conjunto PV_s esteja vazio.

3.5 Implementação Computacional de Algoritmos para Análise da Estabilidade de Tensão

Nas seções anteriores deste capítulo, foi apresentada uma modelagem para as redes de distribuição que considera suas características peculiares, além de um algoritmo para o cálculo de fluxo de potência e outro para o despacho de reativos por geradores distribuídos modelados como barras do tipo PV. Estes foram implementados computacionalmente e se constituíram como ferramenta para estudos sobre a estabilidade de tensão em sistemas de distribuição radiais.

A ferramenta computacional foi desenvolvida em linguagem *Python* 3.4. Conforme (Kiusalaas, 2013), *Python* é uma linguagem de altíssimo nível, interpretada e interativa completamente orientada a objetos. Esta possui ainda sintaxes fáceis e muito intuitivas. Uma característica importante é o fato de possuir seu código aberto, o que se traduz em uma de suas grandes vantagens. Em virtude disso, há uma coleção bastante grande de bibliotecas que economizam muito tempo de desenvolvimento, tal como o *Numpy*, uma biblioteca matemática de código aberto para *Python* com suporte a matrizes e vetores, além de um grande número de funções matemáticas.

O *software* desenvolvido é constituído por quatro módulos principais: Rede, Fluxo, GD e Principal. O módulo rede tem por função a leitura dos dados da rede a ser simulada e criação dos "objetos de rede": objetos Barra e objetos Trecho. Na classe Barra estão informações relativas às barras da rede, tal como o número de identificação, a carga em cada uma das fases e a geração distribuída. Na classe Trechos estão informações relativas aos trechos da rede, por exemplo, matriz de impedância do trecho, barra inicial e final. Este módulo foi modelado para ser flexível em relação à rede a ser simulada, ou seja, qualquer rede de distribuição radial pode ser simulada desde que seus dados sejam tabelados conforme padrão reconhecido pelo módulo. Esses dados são lidos a partir de uma planilha *Excel*.

No módulo Fluxo, cujo fluxograma é apresentado na Figura 3.4, foi implementado as rotinas do método *Backward/Forward Sweep* apresentado nas seções anteriores. A este módulo é passado um objeto do tipo Rede. No processo de varredura reverso identifica-se uma barra



Figura 3.4 - Fluxograma do algoritmo para cálculo de fluxo de potência

terminal do sistema e faz-se o acúmulo das potências equivalentes de cada barra até a barra da subestação. Esta rotina também foi implementada com o objetivo de ser flexível quanto à rede a ser simulada e não são necessárias informações à priori sobre a topologia da rede. Após, executa-se a rotina de varredura direta, isto é, a atualização das tensões nodais. Se na rede houver geradores distribuídos, a cada iteração do método *Backward/Forward Sweep* faz-se chamada ao módulo GD cuja rotina está apresentada no fluxograma da Figura 3.3.

O gerenciamento da execução do módulo Fluxo é feito através do módulo Principal. Neste módulo foram implementadas rotinas para geração de dados para construção do perfil de tensão dos sistema, para construção das curvas PV e QV e para o cálculo das perdas do sistema. Nestas rotinas pode-se especificar, por exemplo, em quais barras há geradores distribuídos e o conjunto de valores de potência nominal dos geradores, ou seja, para um gerador instalado em uma barra qualquer, pode-se gerar dados para construção da curva PV para um conjunto de *n* valores de potência nominal do gerador.

A rotina para geração de dados para construção das curvas PV, por exemplo, faz sucessivas chamadas ao módulo Fluxo. Entre cada uma destas chamadas é armazenado o valor da tensão da barra para a qual será construída a curva PV – parâmetro configurável pelo usuário – e também a atualização das cargas do sistema segundo o fator especificado pelo usuário.

3.6 Validação da Ferramenta Computacional

Embora a metodologia para cálculo de fluxo e para despacho de reativos dos geradores distribuídos que foi apresentada seja consolidada na literatura especializada como sendo eficaz, sua implementação está sujeita a erros. Para assegurar que a ferramenta computacional desenvolvida e utilizada no âmbito deste trabalho atende aos requisitos funcionais foi feita uma verificação dos resultados comparando-os com os obtidos pelo *OpenDSS (Distribution System Simulator)*.

Conforme (Nie *et al.*, 2012) o *OpenDSS* é uma ferramenta para simulação de sistemas bastante abrangente já que contempla modelos de basicamente todos os elementos que constituem um sistema. Também comporta basicamente todo tipo de análise em regime permanente utilizada em sistemas de distribuição tal como análise de circuitos polifásicos, análise de sistemas com geração distribuída, simulações de variação anual de cargas e geradores, simulações de harmônicos, estudo de tensão entre neutro e terra, desenvolvimento de testes IEEE e etc.

O resultado da verificação é apresentado na Tabela 3-1. Para verificação dos requisitos funcionais da ferramenta computacional desenvolvida foram feitas duas simulações: uma sem geração distribuída e outra com geração distribuída. Em ambos os casos a barra da subestação tem 1,03 pu de tensão. Para a simulação com geração distribuída o gerador é alocado na barra 7 e modelado como barra PV. A barra de tensão controlada tem tensão especificada em 1 pu e a potência ativa especificada em 0,333 pu. Nestas condições o gerador teria capacidade de entregar ou consumir até 0.666 pu de potência reativa. Como se pode verificar nesta tabela, o erro de tensão (diferença entre a tensão obtida pela ferramenta desenvolvida em *Python* e a

| Barra | Sem GD | | | GD 0.333 pu na barra 7 | | |
|-------|-------------|--------------|-----------|------------------------|--------------|-----------|
| | Python [pu] | OpenDSS [pu] | Erro [pu] | Python [pu] | OpenDSS [pu] | Erro [pu] |
| 0 | 1.0300 | 1.0300 | 0.0000 | 1.0300 | 1.0300 | 0.0000 |
| 1 | 1.0274 | 1.0274 | 0.0000 | 1.0292 | 1.0292 | 0.0000 |
| 2 | 1.0257 | 1.0256 | 0.0000 | 1.0286 | 1.0286 | 0.0000 |
| 3 | 0.9939 | 0.9938 | 0.0001 | 1.0191 | 1.0191 | 0.0000 |
| 4 | 0.9939 | 0.9988 | -0.0050 | 1.0191 | 1.0219 | -0.0028 |
| 5 | 0.9573 | 0.9571 | 0.0002 | 1.0084 | 1.0084 | -0.0001 |
| 6 | 0.9286 | 0.9280 | 0.0006 | 1.0000 | 1.0000 | 0.0000 |
| 7 | 0.9286 | 0.9280 | 0.0006 | 1.0000 | 1.0000 | 0.0000 |
| 8 | 0.9282 | 0.9276 | 0.0006 | 0.9996 | 0.9996 | 0.0000 |
| 9 | 0.9279 | 0.9153 | 0.0126 | 0.9994 | 0.9895 | 0.0098 |
| 10 | 0.9158 | 0.9152 | 0.0006 | 0.9883 | 0.9883 | 0.0000 |
| 11 | 0.9204 | 0.8885 | 0.0319 | 0.9925 | 0.9649 | 0.0276 |
| 12 | 0.9148 | 0.9143 | 0.0006 | 0.9874 | 0.9874 | 0.0000 |
| 13 | 0.9158 | 0.9308 | -0.0150 | 0.9883 | 0.9973 | -0.0090 |
| 14 | 0.9194 | 0.8851 | 0.0343 | 0.9916 | 0.9617 | 0.0299 |
| 15 | 0.8909 | 0.8903 | 0.0006 | 0.9655 | 0.9655 | 0.0000 |
| 16 | 0.8903 | 0.8897 | 0.0006 | 0.9650 | 0.9650 | 0.0000 |
| 17 | 0.8485 | 0.8479 | 0.0006 | 0.9268 | 0.9268 | 0.0000 |
| 18 | 0.8903 | 0.9060 | -0.0157 | 0.9650 | 0.9744 | -0.0094 |
| 19 | 0.8485 | 0.8479 | 0.0006 | 0.9268 | 0.9268 | 0.0000 |
| 20 | 0.8485 | 0.8479 | 0.0006 | 0.9268 | 0.9268 | 0.0000 |
| 21 | 0.8446 | 0.8440 | 0.0006 | 0.9232 | 0.9233 | 0.0000 |
| 22 | 0.8458 | 0.8452 | 0.0006 | 0.9244 | 0.9244 | 0.0000 |
| 23 | 0.8402 | 0.8395 | 0.0006 | 0.9192 | 0.9192 | 0.0000 |
| 24 | 0.8446 | 0.8460 | -0.0014 | 0.9232 | 0.9258 | -0.0026 |
| 25 | 0.8397 | 0.8391 | 0.0006 | 0.9187 | 0.9187 | 0.0000 |
| 26 | 0.8400 | 0.8394 | 0.0006 | 0.9191 | 0.9191 | 0.0000 |
| 27 | 0.8394 | 0.8388 | 0.0006 | 0.9184 | 0.9185 | 0.0000 |
| 28 | 0.8394 | 0.8388 | 0.0006 | 0.9185 | 0.9185 | 0.0000 |
| 29 | 0.8394 | 0.8388 | 0.0006 | 0.9184 | 0.9185 | 0.0000 |
| 30 | 0.8393 | 0.8387 | 0.0006 | 0.9184 | 0.9185 | 0.0000 |
| 31 | 0.8392 | 0.8385 | 0.0006 | 0.9182 | 0.9183 | 0.0000 |
| 32 | 0.8393 | 0.8552 | -0.0158 | 0.9184 | 0.9274 | -0.0090 |
| 33 | 0.8391 | 0.8385 | 0.0006 | 0.9182 | 0.9182 | 0.0000 |

Tabela 3-1 - Perfil de tensão da Rede IEEE 34 barras obtido por meio do software desenvolvido em Python e por meio do OpenDSS.

tensão obtida pelo *OpenDSS*) da maioria das barras está a baixo de 0.001 pu. O maior erro de tensão foi verificado para a barra 14 na simulação sem geração distribuída e vale 0,0343 pu. Deste modo, dados que os erros são muito pequenos, pode-se concluir que a ferramenta desenvolvida atende os requisitos funcionais. Cabe ressaltar ainda que ambas ferramentas computacionais estão sujeitas a erros de arredondamento. Além disso, o método para cálculo de fluxo de potência utilizado no *OpenDSS* não é o mesmo que o implementado na ferramenta *Python*.

3.7 Conclusões

Neste capítulo foram apresentados conceitos fundamentais sobre as redes de distribuição. Salientou-se que os métodos de cálculo de fluxo de potência utilizados em sistemas de transmissão são ineficientes e até mesmo ineficazes quando aplicados aos sistemas de distribuição devido a características tais como radialidade, alta relação r/x, desbalanço de fases e a possibilidade da presença de trechos bifásicos e monofásico. Neste contexto, apresentou-se a modelagem das linhas de distribuição e um dos métodos comumente aplicados para solução do seu fluxo de potência. Face ao problema do algoritmo de varredura *Backward/Forward Sweep* poder ser aplicado apenas às redes radiais com um único ponto de injeção de corrente, foi apresentado, também, o método da compensação para contemplar geradores distribuídos ao longo da rede.

Capítulo 4

Impacto da GD sobre Estabilidade de Tensão

4.1 Introdução

Nas ultimas décadas houve um grande interesse dos pesquisadores sobre os impactos da geração distribuída nos sistemas de energia elétrica. Muitos dos trabalhos desenvolvidos dentro deste tema destacam os impactos positivos da GD. Porém, o aumento do nível de penetração deste tipo de geração também pode afetar a rede de modo negativo tal como na estabilidade de tensão do sistema.

Neste capítulo são apresentados os resultados dos testes desenvolvidos para avaliar a influência de geradores distribuídos na estabilidade de tensão de um sistema de distribuição de energia elétrica. Dentre os aspectos técnicos analisados estão, por exemplo, o fator de potência e a localização da GD.

4.1 Efeito de um Gerador Distribuído Sobre o Ponto de Máximo Carregamento do Sistema

Como exposto no capítulo intitulado "Introdução ao Fenômeno da Instabilidade de Tensão", a análise estática da estabilidade de tensão é utilizada como um indicativo da estabilidade dinâmica. A avaliação da MET se apresenta como uma das práticas utilizadas para esta finalidade. Nesta seção se demonstra que um gerador distribuído pode aumentar a MTP e, assim, aumentar a MET.

Para demostrar o efeito de um gerador distribuído sobre a MET, considere o sistema-teste IEEE 34 barras descrito em (Kersting, 1991) e em (Pizzali, 2003), cujo diagrama unifilar é apresentado na Figura 4.1. A potência e a tensão base adotados são 3 MVA 24,9kV trifásico, respectivamente. A barra da subestação é a barra 0 e sua tensão de referência é 1,03 p.u.. Um gerador distribuído trifásico modelado como barra PV foi alocado na barra 33. Todas as cargas do sistema são modeladas como potência constante. Os transformadores e banco de capacitores presentes na rede original foram removidos por não interessarem à análise que foi feita neste trabalho. Estas alterações também foram feitas em (Pizzali, 2003).

Para obtenção das curvas PV que são apresentadas neste trabalho, foi utilizado um fator multiplicador da carga – adimensional – que varia desde 1 até 3 com incrementos de 0,01. Note-



Figura 4.1- Sistema-teste IEEE 34 barras

se que o limite superior deste fator pode ser maior ou menor, como será visto adiante. Este fator é aplicado a todas as cargas do sistema, tanto à componente ativa quanto à reativa, ou seja, as cargas crescem com fator de potência constante. Para cada um dos cenários de carga é resolvido um fluxo de potência. De cada um deles, toma-se o módulo da tensão de uma fase de uma determinada barra e, assim, é possível traçar a curva PV apresentada na Figura 4.2. Cabe ressaltar que este procedimento foi aplicado em (Araujo e Prada, 2013) e que foi utilizada a ferramenta computacional descrita no item 3.5.

Na Figura 4.2, em que é apresentada a curva PV da fase *A* da barra 27 sem a presença de GD, pode-se perceber o comportamento decrescente da tensão com o aumento da carga. A partir de um fator multiplicador de 1,62, no entanto, a tensão apresenta valores inconsistentes. Isto sugere que o sistema já ultrapassou seu limite máximo de carregamento. Sendo assim, assume-se que a MTP do sistema é o fator multiplicador imediatamente anterior àquele que ocasiona um acréscimo de tensão, neste caso específico, o MTP é 1,62, ou seja, o ponto de máximo carregamento do sistema é 1,62 vezes sua potência original.



Figura 4.2 - Curva PV para barra 27 do sistema IEEE de 34 barras sem GD

Na Figura 4.3 são apresentadas as curvas PV da barra 27 obtidas para diferentes níveis de penetração de GD alocada na barra 33 do sistema (0, 0,2, 0,4, 0,6, 0,8 e 1,0 p.u. de potência nominal). Não houve critérios nem para escolha desta barra para alocação da GD e nem para a barra monitorada. Em todas as simulações o gerador é modelado como barra PV com tensão

especificada em 1 p.u. e potência ativa especificada em 80% da potência nominal. Como se pode verificar nesta figura, a injeção de potência na rede pelo gerador distribuído aumenta não só a tensão da barra 27, mas também o ponto de máximo carregamento do sistema, ou seja, a inserção da geração distribuída na rede melhora as condições de estabilidade de tensão do sistema. Esta é uma consequência bastante importante e que reforça os argumentos a favor da inserção de geração distribuída na rede de energia em detrimento de grandes plantas de produção. Por outro lado, a possibilidade de operar o sistema com níveis mais elevados de carregamento em virtude da presença de geradores distribuídos poderia ser problemática em situações de contingências em que o gerador saia de operação. Nesta situação, a margem de estabilidade de tensão seria drasticamente reduzida e o sistema poderia, inclusive, operar próximo ao ponto de máximo carregamento.



Figura 4.3 - Efeito de um Gerador Distribuído sobre o MTP

Na Figura 4.4 é apresentado o perfil de tensão do sistema teste (módulo da tensão da fase *A*) para alguns valores de potência nominal da GD alocada na barra 33. O gerador é modelado como barra PV com tensão especificada em 1 p.u. e potência ativa especificada em 80% da potência nominal. Como se pode verificar nesta figura, para um fator multiplicador da carga de 1,00 e considerando que o gerador injeta na rede potência ativa e reativa, o perfil de tensão do sistema sofre impactos positivos ao se aumentar o nível de penetração da GD desde 0 p.u. até 0,6 p.u. em incrementos de 0,2 p.u. Até 0,6 p.u. de potência nominal do gerador distribuído, observa-se elevação da tensão em todas as barras, o que contribui para um perfil horizontal de tensão.



Figura 4.4 - Perfil de tensão do alimentador (fase A) para 100% da carga nominal

Cabe salientar que para este nível de carregamento não seria possível operar o sistema com apenas 0,2 p.u. de geração distribuída. Conforme a Figura 4.4, nestas condições haveriam violações dos limites mínimos de tensão em algumas barras do sistema. A partir de 0,4 até 1,6 p.u. de geração distribuída não há ocorrência de violações dos limites mínimos ou máximos de tensão ou de carregamento.

4.2 Impacto do Fator de Potência da GD Sobre as Curvas PV do Sistema

Dentre os meios para injeção de potência na rede, os geradores síncronos se destacam pela flexibilidade quanto ao fator de potência possível de ser alcançado por meio do controle da corrente de excitação, cuja função é estabelecer a tensão interna do gerador síncrono. Como consequência, o sistema de excitação é responsável não somente pela tensão de saída da máquina, mas também pelo fator de potência e pela magnitude da corrente gerada. Assim, em tese, pode-se operar um gerador síncrono com qualquer fator de potência, inclusive entregar apenas potência reativa, como é o caso do compensador síncrono.

O compensador síncrono é uma máquina síncrona utilizada para compensar variações lentas de tensão, de forma a atender o que se procura em um sistema de transmissão ou distribuição, ou seja, a possibilidade de atender a máxima demanda possível com tensões dentro de uma faixa pré-estabelecida. Sua principal diferença em relação ao gerador síncrono é a não existência de uma fonte primária de energia. O compensador síncrono conectado à rede absorve potência ativa suficiente para vencer suas perdas internas, mas por outro lado oferece a possibilidade do controle da sua tensão terminal por meio da injeção ou absorção de reativos. Dado que o montante de potência ativa absorvida da rede para manutenção das perdas internas é muito pequena quando comparada com potência reativa injetada ou absorvida da rede, diz-se que compensador síncrono opera com fator de potência zero.

Também há geradores distribuídos conectados à rede por meio de inversores de frequência. A maioria dos inversores contemporâneos é do tipo CSI (*Current Source Inverter*) que são controlados pela corrente, operando com fator de potência unitário. Se, no entanto, for adotado um inversor do tipo VSI (*Voltage Source Inverter*) que são controlados pela tensão, pode-se gerar tanto potência ativa quanto reativa de acordo com a disponibilidade do inversor. Nestes inversores, para a geração ou consumo de potência reativa é necessário que o inversor seja configurado com um fator de potência capacitivo ou indutivo, respectivamente. Entretanto o inversor possui limitação para tal, determinada pela capacidade de potência reativa e esta é determinada pela capacidade dos semicondutores presentes nos comutadores do inversor. Quando a injeção de potência ativa é inferior à sua potência reativa da rede. No entanto, a maior parte da nova geração de inversores para sistemas fotovoltaicos, por exemplo, são sobredimensionados para que possam operar com um fator de potência de 0,9 atrasado ou adiantado mesmo sob operação em potência nominal (Albuquerque, Moraes e Guimarães, 2009).

Além dos inversores de frequência, geradores e compensadores síncronos, há também outros meios para injeção de potência na rede – potência ativa e reativa, tais como banco de capacitores ou geradores assíncronos. O fato é que é possível, do ponto de vista de disponibilidade de tecnologias, injetar potência na rede sob qualquer fator de potência.

Embora os fatos acima, há regulamentações normativas impostas pelas concessionárias de energia ou por agências reguladoras que restringem o modo de acesso dos autoprodutores às redes dos sistemas elétricos. Estas restrições são impostas para assegurar, por exemplo, um bom controle da regulação de tensão dos sistemas. A regulação de tensão no sistema elétrico representa um conjunto de ações do operador para manter as tensões dentro de faixas préestabelecidas para fazer frente às variações de carga e, em consequência, do carregamento do sistemas. Naturalmente, ao injetar potência em diversos pontos do sistema, as fontes de injeção de potência interferem neste processo. Por esta e por outras razões, as regulamentações normativas das concessionárias de energia ou das agências reguladoras do setor estabelecem requisitos técnicos mínimos para conexão de geradores distribuídos aos sistemas de forma a assegurar ao operador os meios de controle de tensão do sistema em regime permanente, considerando-se os impactos da operação dos geradores distribuídos.

De acordo com a Norma Técnica 6.012 da AES Eletropaulo e a Norma Técnica 6.09 da CEB Distribuição, por exemplo, o sistema de geração distribuída deve ser capaz de operar dentro das seguintes faixas de fator de potência quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20% da potência nominal do gerador:

- Sistemas de geração distribuída com potência nominal menor ou igual a 3 kW: fator de potência igual a 1 com tolerância de trabalhar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo;
- Sistemas de geração distribuída com potência nominal maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW: fator de potência ajustável de 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo;
- Sistemas de geração distribuída com potência nominal maior que 6 kW: fator de potência ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo.

À parte de questões técnicas e normativas, o objetivo desta seção é avaliar o impacto do fator de potência da fonte de injeção de potência nas condições de estabilidade de tensão do sistema.

Para avaliar o impacto de diferentes níveis de injeção de potência com diferentes fatores de potência, um gerador distribuído foi alocado na barra 33 do sistema. Avaliou-se o impacto sobre as curvas PV da barra 28 pela injeção apenas de potência ativa, injeção apenas de potência reativa e injeção simultânea de potência ativa e reativa. Neste último caso a potência ativa do gerador foi especificada em 80% da potência nominal. Para todos os casos em que o gerador é modelado como barra PV tensão especificada é 1 p.u.

Os resultados para o caso em que o gerador injeta potência ativa e reativa na rede foram apresentados na Figura 4.3. Cabe salientar que, como o gerador é modelado como uma barra PV, não se pode afirmar que há injeção de potência reativa. Isto está a cargo do módulo de despacho de reativos – método da compensação. Porém a potência ativa do gerador foi



especificada em um patamar tal que há possibilidades para isso. Os resultados obtidos com o gerador operando com fator de potência unitário (neste caso a barra é modelada como barra

Figura 4.5- Curvas PV da barra 28 para diferentes níveis de penetração da GD trabalhando com fator de potência unitário.

PQ) são apresentados na Figura 4.5. Já os resultados obtidos com o gerador operando com fator de potência zero são apresentados na Figura 4.6.

Como se pode perceber pela análise das Figura 4.3 e Figura 4.5, a injeção de potência na rede pelo gerador distribuído aumenta não só a tensão na barra monitorada, mas também o ponto de máximo carregamento do sistema. Esta consequência foi verificada para todos os valores de potência nominal do gerador que foram simulados.

Também é possível perceber na Figura 4.3 que com a injeção simultânea de potência ativa e reativa pelo gerador a tensão se mantém próximo a 1 p.u. em todos valores de potência nominal do gerador que foram estudados. Isso é devido ao controle de tensão da barra do gerador, ou seja, para controlar a tensão em baixos níveis de carregamento e altos níveis de penetração de GD o gerador absorve reativos para reduzir a tensão. Por outro lado, quando a situação se inverte, o gerador passa a fornecer reativos ao sistema. À medida que a carga do sistema aumenta, aumenta-se também a quantidade de reativos necessários para manutenção do nível de tensão.



Figura 4.6 - Curvas PV da barra 28 para diferentes níveis de penetração da GD trabalhando com fator de potência zero.

Quando o gerador perde a capacidade de suporte de reativos, a tensão na barra monitorada passa decrescer com o aumento do carregamento até o ponto de MTP. Já no caso em que o gerador injeta apenas potência ativa a falta do controle da tensão na barra de geração com injeção apenas de potência ativa faz a tensão se elevar mais. Embora isto, não foram verificadas consequências negativas às condições de estabilidade de tensão dos sistema.

Com a injeção apenas de potência reativa (caso apresentado na Figura 4.6) o gerador é modelado como uma barra de tensão controlada. Deste modo, o controle de tensão da barra do gerador afeta a tensão da barra monitorada que não se eleva muito além de 1 p.u., fato verificado para todos os valores de potência nominal do gerador que foram simulados.

Os impactos positivos às condições de estabilidade de tensão do sistema, por outra lado, não foram verificados para todos os níveis de potência nominal do gerador que foram analisados. Assim como se pode verificar na Figura 4.6, até 1,2 p.u. de potência nominal, um incremento na capacidade da GD aumenta a tensão da barra monitorada e a margem de estabilidade de tensão do sistema. A partir deste valor, no entanto, um incremento na potência nominal do gerador causa redução da tensão na barra monitorada e redução da margem de carregamento do sistema. Nestes casos ações de controle de tensão teriam efeito oposto ao esperado e levariam o sistema a operar mais próximo ao ponto de máximo carregamento. Isso configura a instabilidade de tensão. No entanto esta condição foi verificada para níveis muito elevados de potência nominal de GD.

A demanda original do sistema é de 0,586 p.u. de potência ativa e 0,346 de potência reativa. O montante de 1,2 p.u. de potência reativa injetada na rede supera em mais de 3,5 vezes a demanda de reativos do sistema. Ou seja, do ponto de vista prático seria inviável a ocorrência desta situação. Desta maneira, pode-se concluir que a injeção de potência reativa na rede também não traz impactos negativos às condições de estabilidade de tensão do sistema.

As análises desenvolvidas até aqui revelaram que a injeção de potência na rede por geradores distribuídos traz impactos positivos às condições de estabilidade de tensão do sistema independentemente da relação entre potência ativa e potência reativa fornecida pelo gerador. Além disso, a magnitude deste benefício à margem de estabilidade também é impactada pelo fator de potência do gerador distribuído. Isto pode ser verificado na Figura 4.7 onde são apresentadas as curvas PV do sistema para os três fatores de potência estudados: injeção apenas de potência ativa e injeção simultânea de potência ativa e



Figura 4.7- Impacto do fator de potência da GD sobre a curva PV do sistema.

reativa. Ao se analisar as referidas figuras, pode-se perceber que a melhora na margem de estabilidade de tensão do sistema pela injeção de simultânea de potência ativa e reativa é maior que a obtida com fatores de potência 1 e 0.

Dado que as impedâncias das linhas dos sistemas de distribuição podem ser consideradas constantes, as perdas de potência nestes elementos dependem exclusivamente do módulo da corrente que os percorre. Assim, quanto maior a corrente, maiores serão as perdas de potência. A corrente que flui através das linhas, por sua vez, depende da demanda de potência pela carga. Já a injeção de potência na rede por um gerador distribuído pode ser interpretada como uma carga negativa. Na Figura 4.8 é apresentado o efeito do fator de potência da GD sobre a carga equivalente de um sistema hipotético. Como se pode verificar nesta figura, a redução da carga equivalente do sistema é mais expressiva quando se injeta potência com o mesmo fp da carga. Desta maneira, maior será a redução da corrente através do circuito e, consequentemente, menores serão as perdas de energia do sistema. Com menores perdas, maior será a máxima potência que poderá ser atendida pelo sistema.



Figura 4.8 - Efeito do fator de potência da GD sobre a carga equivalente de um sistema hipotético.

Na Figura 4.9 são apresentadas as curvas de perdas percentuais de potência ativa do sistema teste de 34 barras para os três modos de injeção de potência estudados. Estas curvas de potência foram traçadas como função do nível de penetração da GD. Os valores percentuais estão em relação à potência ativa total injetada no sistema – potência injetada pela subestação e pelo gerador. Foi utilizado um fator multiplicador da carga de 1,00, ou seja, o sistema opera com 100% da carga original.



Figura 4.9 - Perdas percentuais de potência ativa como função do nível de penetração de GD para três fatores de potência diferentes: Injeção apenas de potência ativa (Injeta P), apenas de potência reativa (Injeta Q), e potência ativa especificada em 80% da potência nominal da GD com possibilidade de injeção de potência reativa (Injeta PQ).

Ao analisar esta figura se pode perceber que para cada modo de injeção de potência na rede existe um nível de penetração que minimiza as perdas. Note-se que a potência nominal da GD que minimiza as perdas de fato pode se encontrar entre dois valores que foram simulados. O ponto de destaque é que, a partir deste nível, um acréscimo na potência nominal da geração distribuída aumenta o fluxo de potência através da rede e isso faz aumentar as perdas percentuais de potência ativa. Isto está associado à ocorrência de fluxo reverso através da rede. Do ponto de vista de análise de curvas PV, para um dado nível de penetração de GD não se espera a ocorrência de fluxo reverso para a máxima carga que os sistema pode atender. Portanto, para esta análise interessa o trecho da curva que vai desde zero p.u. até o nível de penetração de GD que minimiza as perdas. Logo, para um mesmo valor de potência nominal da GD dentro desta faixa, a injeção simultânea de potência ativa e reativa resulta em menores perdas comparativamente aos outros dois modos de injeção de potência. Na sequência encontra-se a curva para injeção apenas de potência ativa e, por último, a curva para o caso em que se injeta na rede apenas potência reativa. Isso corrobora com a hipótese sobre a melhora na margem de estabilidade de tensão desenvolvida com auxílio da Figura 4.8. Ou seja, com menores perdas, maior será a máxima demanda que poderá ser atendida pelo sistema.

Sobre a Figura 4.9 é importante um comentário sobre o comportamento constante das perdas de potência ativa ao se injetar somente potência reativa na rede. Isto é uma consequência do controle da tensão da barra do gerador. Com um determinado nível de potência reativa o gerador consegue manter a tensão no valor especificado. Como a carga permanece constante, a partir deste nível, por mais que se aumente a capacidade de geração de reativos do gerador, o valor despachado será sempre o mesmo, consequentemente, as perdas também.

Esta mesma simulação foi feita com diferentes cenários de carga. Além do fator multiplicador da carga 1,00, utilizou também os fatores 1,20, 1,40 e 1,60. Para todos os cenários de carga que foram simulados as conclusões obtidas foram as mesmas. Verificou-se apenas deslocamento das curvas, ou seja, com uma carga maior, maior será o nível de penetração da

GD requerida para minimização das perdas. Do mesmo modo, também deverá ser maior o nível de injeção de reativos necessários para manter a tensão da barra controlada no valor especificado.

Com base nos testes realizados foi possível avaliar o impacto da geração distribuída sobre a margem de estabilidade de tensão do sistema. Constatou-se que a injeção de potência na rede por geradores distribuídos é benéfica aos sistemas em relação a este aspecto. Além disso, constatou-se também que injetar potência na rede com o fator de potência próximo ao da carga equivalente do sistema é mais eficiente do ponto de vista de melhora na margem de estabilidade de tensão. Deste modo, o fator de potência de operação da geração distribuída deve ser encarado como um recurso de otimização da operação de todo o sistema. Enquanto se deseja minimizar a circulação de reativos pelo sistema, a geração descentralizada de potência reativa se constitui em um excelente recurso para a manutenção dos níveis de tensão em limites estreitos e aceitáveis, bem como, elemento de redução de perdas técnicas. Não obstante, observou-se que as curvas PV e de perdas percentuais de potência ativa do sistema sofrem grandes impactos com a modelagem de uma barra de geração como barra de tensão controlada. No entanto não foram avaliados os impactos de outros modelos para a barra de geração.

4.3 Impacto da Localização da GD Sobre as Curvas PV do Sistema

A utilização de geradores distribuídos ao longo de alimentadores primários de distribuição de energia elétrica pode proporcionar alguns benefícios tanto para as concessionárias de energia quanto para os consumidores. Como discutido na seção anterior, a GD pode trazer melhoras ao perfil de tensão dos alimentadores e à margem de estabilidade de tensão do sistema. Além disso, pode-se minimizar as perdas de potência no sistema por meio do dimensionamento ótimo da GD. Neste sentido, o objetivo desta seção é avaliar a influência da localização da GD sobre estes fatores.

Para analisar o impacto sobre as condições de estabilidade de tensão pela instalação de um gerador distribuído em diferentes pontos da rede, foram traçadas as curvas PV da barra 23 para diferentes níveis de potência nominal do gerador, considerando o gerador alocado em dois pontos distintos: nas barras 08 e 33 do sistema teste de 34 barras. Os resultados obtidos estão



Figura 4.10 - Curvas PV da barra 23 para diferentes níveis de potência nominal da GD alocada em dois pontos distintos: barra 08 e barra 33

apresentados na Figura 4.10. Nestas simulações o gerador é modelado como barra PV, a sua potência ativa foi especificada em 80% da sua potência nominal e a tensão especificada é de 1 p.u.. A barra cuja tensão é controlada é a barra do gerador.

Como se pode verificar nestas figuras, para todos os valores de potência nominal do gerador que foram simulados, a instalação do gerador na barra 33 se apresentou como melhor opção, já que traz impactos benéficos mais expressivos do que o apresentado pelo gerador instalado na barra 08.

Este resultado tem forte relação com as perdas de energia do sistema obtidas para cada condição de GD estudada. A conexão de geração distribuída às redes de energia elétrica, na maioria das vezes, ajuda na diminuição das perdas elétricas. Mais do que isso, a conexão da geração distribuída em um determinado ponto da rede pode reduzir as perdas de energia com mais eficiência do que em outro ponto da rede. Isto pode ser verificado na Figura 4.11 onde é retratado o comportamento das perdas percentuais de potência ativa do sistema teste como função da potência nominal da GD para dois fatores multiplicadores da carga e para os dois pontos de instalação estudados – barra 08 e barra 33. Mais uma vez, as perdas percentuais de potência ativa são em relação à potência ativa total injetada na rede. Como se pode verificar, com os valores nominais de GD que foram considerados para elaboração da Figura 4.10 (0,2 e 0,4 p.u.), o sistema gera menos perdas com a GD alocada na barra 33 do que com a GD alocada na barra 08. Assim, com menores perdas, maior será a potência máxima que poderá ser atendida pelo sistema, o que corrobora com os resultados da Figura 4.9.

Deste modo pode-se concluir que o maior benefício auferido ao sistema em termos de melhora à margem de estabilidade de tensão será proporcionado pelo ponto de instalação da GD que proporcionar a maior redução de perdas ao sistema. As perdas nos sistemas de energia, por sua vez, estão intimamente relacionadas ao fluxo de potência através da rede. Considerando baixos valores de potência nominal da GD (até 0,6 p.u.), alocar a GD na barra 33 se configura como melhor opção. Nesta condição as cargas das barras vizinhas à barra 33 são alimentadas localmente e o fluxo de potência através do sistema é diminuído. Por outro lado, se a GD é alocada na barra 08, haverá fluxo de potência desde a barra 08 até as cargas das barras vizinhas à barra 33, ou seja, o fluxo de potência através da rede não sofre uma redução tão expressiva



Figura 4.11 - Perdas de potência ativa como função do nível de penetração de GD para dois pontos distintos de alocação da GD: barra 08 e barra 33

quanto a proporcionada pela instalação da GD na barra 33. Note-se que esta conclusão é válida desde que o nível de potência nominal da GD não cause fluxo reverso no sistema.

Neste sentido está uma das grandes vantagens da aplicação da Análise Modal. Com base nesta técnica pode-se determinar as barras mais vulneráveis do sistema, onde variações de potência ativa são mais desfavoráveis à estabilidade de tensão do sistema. Do mesmo modo, também é possível identificar as barras mais adequadas para proceder cortes de carga ou para alocação de geradores distribuídos com vistas a aumentar a margem de estabilidade de tensão do sistema.

Como mencionado anteriormente, a conexão de geração distribuída às redes de energia, na maioria das vezes, ajuda na diminuição das perdas elétricas. Entretanto, a interligação da GD à locais não apropriados pode resultar em um aumento das perdas e, consequentemente, em uma redução nos níveis de tensão nas barras pertencentes à esta rede. Outro ponto de destaque é a potência nominal dos geradores distribuídos frente ao benefício de redução de perdas que pode ser obtido. Como se pode verificar na Figura 4.11, para um fator multiplicador da carga de 1,00, a partir de 1 p.u. de potência nominal da GD o sistema passa a apresentar maiores perdas com a GD alocada na barra 33 do que com a GD alocada na barra 08. Com um fator multiplicador da carga de 1,50, no entanto, o sistema só passa a apresentar menores perdas para GD alocada na barra 08 com 1,4 p.u. de potência nominal da GD. Estas duas situações são representadas nos gráficos da Figura 4.11 pelo ponto de intersecção das duas curvas de perdas. A intersecção das duas curvas indica que a partir daquele valor, um incremento na potência nominal do gerador causa fluxo reverso no sistema. Como mencionado anteriormente, os menores índices de perdas são alcançados pela configuração de GD que proporcionar o menor fluxo de potência através da rede. Assim, como há fluxo reverso, o caminho desde a barra 08 até a subestação é menor que o caminho desde a barra 33 até a subestação. Em virtude disso, quando há fluxo reverso, o sistema com GD alocada na barra 08 tem menos perdas do que com GD alocada na barra 33.

O fato de o sistema apresentar menores perdas para a GD alocada na barra 08 na presença de fluxo reverso não quer dizer no entanto, que o consequente benefício à margem de estabilidade de tensão também será melhor do que o apresentado pelo sistema com GD alocada na barra 33 com potência suficiente para gerar fluxo reverso. Isto pode ser verificado com auxílio da Figura 4.12. Foram utilizados valores nominais de GD que ocasionam fluxo reverso no sistema com 100% de carregamento. Como se pode verificar nesta figura, a alocação da GD na barra 33 traz melhoras mais significativas à margem de estabilidade de tensão do sistema mesmo para maiores valores de potência nominal da GD. Como se sabe, a margem de estabilidade de tensão é definida como a distância que o ponto de operação atual está do ponto de máxima transferência de potência. Portanto, mesmo apresentando maiores perdas para baixo carregamento e alta penetração de GD, a alocação do gerador distribuído na barra 33 aumenta a máxima demanda que o sistema pode atender. Isso, como mencionado, é devido à redução mais eficiente da carga equivalente do sistema. Assim, ao se utilizar o índice de perdas do sistema como indicativo balizador para alocação da GD em sistemas, deve-se atentar à possibilidade da ocorrência de fluxo reverso.


Figura 4.12- Curvas PV da barra 23 para diferentes níveis de potência nominal da GD alocada em dois pontos distintos: barra 08 e barra 33

Em (Silva *et al.*, 2012), onde foi feita a proposta de uma técnica para alocação e dimensionamento de uma ou múltiplas fontes de GD visando o aumento da margem de estabilidade de tensão e a redução das perdas, por exemplo, os autores utilizaram o método da continuação e a análise modal para determinar o melhor ponto para conexão da GD. Para o dimensionamento da GD é resolvido um problema de otimização que visa a minimização das perdas de potência ativa.

Por meio dos testes que foram realizados nesta seção foi evidenciado que o impacto de um gerador distribuído sobre o ponto de MTP de um sistema depende, dentre outras coisas, do ponto de instalação do gerador. Foi evidenciado que, em sistemas radiais, a instalação de geradores distribuídos próximos à subestação traz benefícios menos expressivos à margem de estabilidade de tensão do sistema do que para geradores instalados em barras mais distantes da subestação. Constatou-se também que há uma relação entre o benefício à margem de estabilidade de tensão pela instalação da GD em uma determinada barra e a respectiva melhora no índice de perdas do sistema. Esta relação pode ser utilizada como indicativo balizador para alocação da GD em sistema. Para o caso de unidade de GD que proporcione uma redução de perdas no sistema, a melhor barra para alocação de GD será aquela que proporcionar o maior benefício em redução de perdas.

4.4 Análise das Curvas PV de Distintas Barras de um Sistema

Até o momento, foram estudados o impacto de alguns fatores sobre a margem de estabilidade de tensão de um determinado sistema. Para tanto, foram analisadas as curvas PV de diferentes barras sob diferentes condições. Destes estudos surgiu um questionamento: as conclusões obtidas por meio da análise de uma barra específica podem ser estendidas ao sistema como um todo? Deste modo, o objetivo desta seção é avaliar se a margem de estabilidade de tensão é uma característica de uma barra específica ou de todo o sistema.

Para o desenvolvimento desta análise, um gerador distribuído foi alocado na barra 33 do sistema teste. Foram avaliadas as curvas PV das barras 08 e 23 para diferentes níveis de potência nominal do gerador. Para esta simulação o gerador foi modelado como barra de tensão controlada com potência ativa especificada em 80% da potência nominal e tensão de 1 p.u. Os



Figura 4.13 - Curvas PV das barras 08 e 23 para diferentes níveis de potência nominal da GD alocada na barra 33

resultados são apresentados na Figura 4.13. Como se pode perceber nesta figura, para um mesmo valor de potência nominal do gerador, o ponto de MTP da curva PV da barra 08 é o mesmo da curva PV da barra 23. Assim, pode-se concluir que o ponto de MTP é uma característica do sistema e não de uma barra específica. Há, no entanto, diferença nos níveis de tensão das curvas PV das duas barras. Para o caso em que não há GD, por exemplo, a curva PV da barra 08 atinge o ponto de MTP com aproximadamente 0,78 p.u. de tensão. Já a barra 23 atinge este ponto com uma tensão aproximada de 0,58 p.u.. Embora o ponto de MTP seja uma característica do sistema, este resultado indica que a barra 23 é muito mais susceptível ao problema de instabilidade de tensão que a barra 08 ou, de outro modo, pode-se dizer que a barra 23 apresenta maior variação de tensão em função de um aumento de carga que o apresentado pela barra 08. Assim, se pode concluir que a barra 23 do que à barra 08.

4.5 Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os testes desenvolvidos para avaliação dos impactos dos geradores distribuídos sobre as condições de estabilidade de tensão dos sistemas. O primeiro aspecto técnico analisado foi a potência nominal da GD. O que se constatou foi que, dentre os valores de potência nominal simulados, um incremento na potência nominal da GD sempre resulta em benefícios à margem de estabilidade de tensão do sistema. Também há benefícios ao perfil de tensão e ao carregamento do sistema, no entanto, não para todos os valores de potência nominal que foram simulados. Contatou-se que se a GD provocar fluxo reverso no sistema, um incremento em sua potência nominal resulta em degradação do perfil de tensão e de carregamento do sistema, mesmo com benefícios à margem de estabilidade de tensão do sistema.

Também foram avaliados outros aspectos técnicos como fator de potência da GD e sua localização na rede. Constatou-se que com vistas à melhora na margem de estabilidade de tensão é mais eficiente injetar potência na rede com o mesmo fator de potência da carga equivalente do sistema. Também foi destacada a relação entre melhora na margem de estabilidade de tensão e o benefício em redução de perdas ocasionado pela GD.

Capítulo 5

Conclusões

Neste trabalho de pesquisa foi estudado o impacto de geradores distribuídos sobre a estabilidade de tensão de sistemas de energia elétrica. Inicialmente foram estudados os conceitos fundamentais para análise do fenômeno da estabilidade de tensão em redes elétricas. Foi demonstrado através de um sistema hipotético de duas barras que há uma máxima carga que pode ser alimentada. Quando a carga atendida pelo sistema é muito próxima ao valor máximo, o sistema opera com baixa margem de estabilidade de tensão e pequenas perturbações podem conduzi-lo à instabilidade.

Ainda dentro deste contexto, foi destacada a análise estática da estabilidade de tensão através da análise das curvas PV. Este método de análise estática conduz a resultados que podem ser usados como indicativo da estabilidade de tensão no que diz respeito ao seu comportamento dinâmico. Além disso, apresentou-se os modelos estáticos para representação do comportamento das cargas e fez-se uma correlação de cada um destes modelos com a estabilidade de tensão. Neste ponto destacou-se que para haver estabilidade deve haver equilíbrio entre carga e geração, ou seja, as curvas PV da carga e do sistema devem se intersectar em ao menos um ponto.

Para análise da estabilidade de tensão através das curvas PV são necessários vários cálculos de fluxo de potência. Para este propósito foi apresentado um método de cálculo de fluxo (*Backward/Forward Sweep*) que, aliado à uma modelagem adequada da rede, se pode contemplar as características peculiares das redes de distribuição (alta relação r/x, desbalanço de fases, e presença de trechos monofásicos e bifásicos). Também foi apresentado o método da compensação para o despacho de reativos de geradores modelados como barras de tensão controlada.

Tanto o algoritmo de cálculo de fluxo de potência como o método da compensação foram implementados em linguagem *Python* 3.4. Também foram implementados os mecanismos necessários para obtenção das curvas PV e QV do sistema, perfis de tensão e carregamento dentre outras ferramentas de análise. Como base neste software foram desenvolvidos testes para avaliação dos impactos dos geradores distribuídos sobre as condições de estabilidade de tensão dos sistemas.

O primeiro aspecto técnico analisado foi a potência nominal da GD. Através dos testes realizados foi possível concluir que a inserção de geradores distribuídos na rede teste sempre traz benefícios à margem de estabilidade de tensão. Esta é uma característica bastante importante da geração distribuída e que corrobora os argumentos à favor de sua utilização em detrimento de grandes plantas de geração. Por outro lado, concluiu-se também que quando o

nível de penetração de geração distribuída causa fluxo reverso no sistema, um incremento em sua potência nominal resulta em degradação do perfil de tensão e de carregamento do sistema. Ainda assim verificou-se impactos benefícios à margem de estabilidade de tensão do sistema. Deste modo, para os casos de novos acessantes deve-se ponderar entre o benefício à margem de estabilidade de tensão e o respectivo impacto aos perfis de tensão e carregamento para determinação da potência nominal do novo gerador.

Também foram avaliados outros aspectos técnicos como fator de potência da GD e sua localização na rede. Para os dois testes foi feita uma correlação com o respectivo benefício em redução de perdas do sistema. A principal conclusão foi que, desde que a GD não provoque fluxo reverso no sistema, o maior benefício auferido à margem de estabilidade de tensão pode ser atrelado à configuração localização/fator de potência que resulte no menor índice de perdas.

Embora os testes desenvolvidos aqui tenham levado a conclusões importantes do ponto de vista de auxílio à tomada de decisões, não foi possível constatar se problemas de instabilidade de tensão podem ou não ocorrer em sistemas de distribuição. Nos testes que foram apresentados neste trabalho de pesquisa, a inserção de geradores distribuídos na rede teste sempre trouxe impactos positivos à margem de estabilidade de tensão. Por outro lado, foram desenvolvidos testes de estresse do sistema e foi verificada a saturação do crescimento da tensão na barra de geração e da margem de estabilidade de tensão do sistema. Nestas condições, ações de controle de tensão pela ação de geradores distribuídos têm, de fato, efeito oposto ao esperado e o problema da instabilidade de tensão seria susceptível de ocorrer. Porém esta situação está longe de ser factível, ou seja, seriam necessários níveis muito altos de penetração da geração distribuída. Além disso, para que tais níveis de injeção de potência na rede sejam justificáveis, o carregamento da rede deveria ser muito alto, tal como 160% da carga original do sistema.

Assim, como sugestões de trabalhos futuros, são apresentados os seguintes pontos:

- Avaliação das condições de estabilidade de tensão em outros sistemas;
- Validação dos MTP's obtidos através de sucessivos cálculos de fluxo de potência (*Backward/Forward Sweep*) pela comparação com resultados obtidos por outros métodos, como exemplo, o método da continuação;
- Utilização de outras ferramentas de análise de estabilidade de tensão, tal como a Análise Modal. Esta por sua vez, deve ser estendida para contemplar as características dos sistemas de distribuição;
- Comparação de resultados obtidos por meio de distintas ferramentas de análise;
- Inclusão de distintos modelos de cargas no algoritmo de fluxo de potência para avaliação dos seus impactos sobre as condições de estabilidade de tensão;
- Inclusão de distintas formas de modelagem da GD no algoritmo de fluxo de potência para avaliação do seu impacto sobre as condições de estabilidade de tensão.

Referências Bibliográficas

Albuquerque, F.L. de, Moraes, A.J. de, Guimarães, G.C. (2009) Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica Operando como Gerador de Potência Ativa e Compensador de Potência Reativa. *VII Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica*. Uberlândia, Brasil, p. 1-6.

Amorim, E. da S. (2011) Aplicação da Análise Modal Estática no Estudo de Estabilidade de Tensão, Dissertação de mestrado, Universidade Estadual Paulista – UNESP, Ilha Solteira, Brasil.

Araujo, F.B., Prada, R.B. (2013) Distributed generation: Voltage stability analysis. 2013 IEEE Grenoble Power Tech Conference. Grenoble, France, pp. 1–4.

Atencia, V.P.G. (2014) *Identificação do Ramo de Transmissão Carregado sob o Ponto de Vista de Estabilidade de Tensão*, Dissertação de mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio, Brasil.

Ayres, H.M. (2010) *Desenvolvimento de Metodologias de Análise de Geradores Distribuídos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*, Tese de doutorado. Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas, Brasil.

Barbosa, W.P., Azevedo, A.C.S. de (2013) Geração Distribuída: Vantagens e Desvantagens. In II Simpósio de Estudos e Pesquisas em Ciências Ambientais na Amazônia, pp. 1–11.

Carson, J.R. (1926) Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return. *The Bell System Technical Journal*. **5**(4), 539–554.

Carvalho, M.R. (2006) *Estudo Comparativo de Fluxo de Potência para Sistemas de Distribuição Radial*, Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo - USP, São Carlos, Brasil.

Chen, H., Chen, J., Shi, D., Duan, X. (2006) Power Flow Study and Voltage Stability Analysis for Distribution Systems with Distributed Generation. 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting. Montreal, Canadá, pp. 1-8.

Condega, S.Y.C. (2013) *Metodologia Para Determinação da Margem de Estabilidade de Tensão sob a Perspectiva da Expansão e da Operação de Sistemas de Potência*, Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG, Belo Horizonte, Brasil.

Costa, A.F.M. (2008) *Índices de Estabilidade de Tensão num Sistema Eléctrico de Energia*, Dissertação de Mestrado. Universidade do Porto, Porto, Portugal.

Farooq, H., Zhou, C., Farrag, M.E., Ejaz, M. (2012) Investigating the impacts of distributed generation on an electrical distribution system already stressed by non-linear domestic loads. *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC*. Shanghai, China, pp. 2–5.

França, R.F. (2003) *Índices e Margens para Avaliação da Segurança de Tensão*, Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio, Rio de Janeiro, Brasil.

Francisco, G. de S. (2005) *Avaliação de Ferramentas de Análise de Estabilidade de Tensão*, Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, Itajubá, Brasil.

Freitas, W., Vieira Jr., J.C.M., França, A.M., Silva, L.C.P. Da, Costa, V.F. Da (2005) Análise Comparativa entre Geradores Síncronos e Geradores de Indução com Rotor tipo Gaiola de Esquilo para Aplicação em Geração Distribuída. Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica. 16(3), 332 – 344.

Gatta, P.O. La, Nascimento, F.R. do, Filho, J.A.P., Henriques, R.M. (2010) Utilização da Análise Modal para Avaliação da Segurança de Tensão em Sistemas de Potência com Compensação Série. *XVIII Congresso Brasileiro de Automática*. Bonito, Brasil pp. 1093–1100.

Gonçalves, N.M.N. (2015) *Índices de Estabilidade de Tensão de um SEE*, Dissertação de mestrado. Universidade do Porto, Porto, Portugal.

Grilo, A.P., Meira, P.C.M., Vieira, J.C.M., Freitas, W., Bansal, R.C. (2012) Analytical tools to assess the voltage stability of induction-based distributed generators. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 36(1), 31–39.

Isoda, L.Y. (2009) Análise da Estabilidade Estática de Tensão de Sistemas Elétricos de Potência Usando uma Rede Neural Baseada na Teoria da Ressonância Adaptativa, Tese de doutorado. Universidade estadual Paulista – UNESP, Ilha Solteira, Brasil.

Jun-fang, Z., Peng, W., Yingning, Q., Si-min, D. (2012) Impact of Distributed Generation on Voltage Stability. *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply* (*SUPERGEN 2012*). Hangzhou, China pp. 1–6.

Kersting, W.D. (1991) Radial Distribution Test Feeders. *Transactions on Power Systems*. **6**(3), 975–985.

Kumar, V. S. S., Reddy, K. K., Thukaram, D. (2014) Coordination of Reactive Power in Grid-Connected Wind Farms for Voltage Stability Enhancement. *IEEE Transactions on Power Systems*. 29(5), 2381–2390.

Kiusalaas, J. (2013) *Numerical Methods in Engineering with Python 3*. New York: Cambridge University Press.

Kundur, P. (1993) Power System Stability And Control. New York: McGraw-Hill.

Lourinho, I.J.S. (2001) *Estudo dos Índices de Estabilidade e Controlabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência Multimáquinas*, Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Florianópolis, Brasil.

Maciel, J. (2006) *Aspectos Práticos e Teóricos na Análise de Estabilidade de Tensão*, Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, Itajubá, Brasil.

Monticelli, A. (1983) *Fluxo de Carga em Rede de Energia Elétrica*. São Paulo: Edgard Blücher LTDA.

Mozina, C.J. (2010) Impact of Green Power Distributed Generation - Traditional Interconnection Methods to Mitigate Reliability Issues. *IEEE Industry Applications Magazine*. 16(4), 55–62, 2010.

Murthy, G.V.K., Sivanagaraju, S., Satyanarayana, S., Rao, B.H. (2014) Voltage Stability Analysis of Radial Distribution Networks with Distributed Generation. International Journal on Electrical Engineering and Informatics. 6(1), 195–204.

Nie, S. et al. Analysis of the Impact of DG on Distribution Network Reconfiguration Using OpenDSS. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, pp 1-5, 2012

Paiva, I. de F.B. de (2007) *Comportamento da Curva QV nas Barras da Região Crítica de um Sistema Elétrico*, Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, Itajubá, Brasil.

Paludo, J.A. (2014) Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente, Dissertação de mestrado. Universidade de São Paulo – USP, São Carlos, Brasil.

Pereira, R.M. da F.M. (2002) *Análise da Estabilidade de Tensão em Sistemas*, Dissertação de mestrado. Universidade do Porto, Porto, Portugal.

Pereira, R.M. da F.M. (2013) Estudo da Estabilidade Dinâmica de Tensão em Redes com Elevada Penetração de Energia Eólica, Tese de doutorado. Universidade do Porto, Porto, Portugal.

Pizzali, L.F.O. (2003) Cálculo de Fluxo de Potência em Redes de Distribuição com Modelagem a Quatro Fios, Dissertação de mestrado. Universidade Estadual Paulista – UNESP, Ilha Solteira, Brasil.

Prada, R.B., Bianco, A., Pilotto, L.A.S., Plomino, E.G.C. (2006) Identificação do Ramo de Transmissão Crítico para Reforço das Condições de Segurança de Tensão. Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica. 17(1), 89–102.

Prada, R.B., Souza, L.J. (1998) Voltage stability and thermal limit: Constraints on the maximum loading of electrical energy distribution feeders. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*. 145(5), 573–577.

Reis, C.S.M.M. dos (2005) *Determinação de Índices de Estabilidade de Tensão*, Dissertação de mestrado, Universidade do Porto, Porto, Portugal.

Ribeiro, G.L.S. (2011) *O Uso de Equivalentes de Redes na Análise da Estabilidade de Tensão dos Sistemas Elétricos de Potência*, Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG, Belo Horizonte, Brasil.

Shirmohammadi, D., Cheng, C.S. (1995) A Three-Phase Power Flow Method For Real-Time Distribution System Analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*. 10(2), 671–679.

Silva, H.J.B. da, Affonso, C.M., Souza, A.M., Oliveira, R.C.L. (2012) Alocação e Dimensionamento de Uma ou Múltiplas Fontes de Geração Distribuída Considerando Estabilidade de Tensão e Perdas. In *XIX Congresso Brasileiro de Automática*. Campina Grande - PB, pp. 3430–3436.

Slootweg, J.G., Kling, W.L. (2002) Impacts of distributed generation on power system transient stability. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*. 2(C), 862–867.

Zeferino, C.L. (2011) Avaliação e Controle da Margem de Carregamento em Sistemas Elétricos de Potência, Tese de doutorado, Universidade de São Paulo – USP, São Carlos, Brasil.