

OBTENÇÃO E TRATAMENTO DE DADOS PARA ESTUDO DE CASO DE IMPACTOS NA REDE OCACIONADOS POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

GUSTAVO D. DAL MOLIN, JEAN-MARC S. LAFAY, LUIZ N. ZENO

*Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR
Via do Conhecimento, Km 1, CEP 85503-390, Pato Branco – PR, Brasil*

E-mails: gustavo.dagios@gmail.com, jean.utfpr@gmail.com, zeno.nadal@copel.com

Abstract— Due to the advancement of technologies, the growing consumption of electricity, the concern with sustainability and the most competitive costs, distributed photovoltaic generation has grown significantly in the world and in Brazil. However, this growth of connections with the distribution systems requires studies that analyse the impacts that can be caused. In general, these studies are divided into steady-state analysis, which this work intends to contribute and dynamic analysis. In this way, these steady-state analysis can be made through power flow analysis through software of simulation of distribution systems. The analysed systems can be theoretical electrical systems or real distribution systems. However, a gap was observed in converting the real cases in electrical circuits, many papers were evaluated and presented different ways of treating the data. Therefore, this work aims to present the necessary data that must be demanded to the utilities to insert in the software and how to treat them, contributing with a facilitated and standard way that promotes this type of studies.

Keywords— Photovoltaic systems, distribution systems, data, simulation, study case.

Resumo— Devido ao avanço das tecnologias, ao crescente consumo de energia elétrica, à preocupação com sustentabilidade e aos custos mais competitivos a geração de energia solar fotovoltaica distribuída cresceu significativamente no mundo e no Brasil. Entretanto, esse aumento de conexões com as redes de distribuição exige estudos que analisem os impactos que podem ser causados. De modo geral, esses estudos são divididos em análises em regime permanente, as quais esse trabalho pretende contribuir e análises dinâmicas. Desse modo, essas análises em regime permanente podem ser feitas através do cálculo de fluxo de potência por meio de softwares de simulação de redes de distribuição. As redes analisadas podem ser sistemas elétricos teóricos ou sistemas de distribuição reais. Porém, foi observado uma lacuna em adaptar os casos reais em circuitos elétricos, muitos trabalhos foram avaliados e por modelarem redes de concessionárias diferentes, que disponibilizam os seus dados de acordo com as suas possibilidades, ocasionaram maneiras diferentes de se tratar os dados. Portanto, esse trabalho visa apresentar os dados necessários que devem ser demandados às distribuidoras para inserir nos softwares e como trata-los, contribuindo com uma maneira facilitada e padrão que promova esse tipo de estudos.

Palavras-chave— Sistemas fotovoltaicos, redes de distribuição, dados, simulação, estudo de caso.

1 Introdução

O consumo de energia elétrica apresentou um contínuo crescimento nas últimas décadas, que deve prosseguir se expandindo, devido principalmente a entrada de veículos elétricos no setor de transportes, o aumento populacional e a migração urbana.

Portanto, torna-se indispensável expandir a matriz de energia elétrica conduzindo a um progresso econômico e tecnológico de forma sustentável. Deste modo, está previsto que as energias renováveis tenham a mesma participação na geração de eletricidade mundial que o carvão possui, num valor de 31% de participação do total de geração (Energy Information Administration 2017).

Assim sendo, a energia eólica e a solar dominam o crescimento das energias renováveis e representam dois terços da capacidade relativa a ser adicionada até 2040, alcançando 2,5 e 1,4 trilhões de quilowatts-hora (kWh), respectivamente, de energia a ser gerada no mundo nesse período. Alguns dos fatores que mais promovem esse aumento dessas fontes são os custos mais competitivos, avanços tecnológicos e menores impactos ambientais (Energy Information Administration 2017). No Brasil, a participação da

energia eólica e solar seguem as mesmas tendências mundiais (Energética 2017).

Em relação à energia solar, a geração de energia por meio de células fotovoltaicas foi a que mais se destacou. A potência instalada de geração solar fotovoltaica no mundo aumentou ao menos 75 gigawatts (GW), equivalente a instalação de mais de 31.000 painéis solares a cada hora (REN21 2017). No Brasil, foi apresentado no mês de abril de 2018, uma potência instalada de sistemas fotovoltaicos de 1,44 gigawatts (GW), que representam cerca de 0,9% da potência instalada total no país. Apesar da participação em relação ao total ainda ser pequena, a capacidade instalada aumentou 1351,5% em relação ao mesmo mês no ano anterior (MME 2018).

Ainda, é possível observar que dos 245 megawatts de potência instalada 145 MW correspondem à geração centralizada, ou seja, usinas de maior porte, que estão localizadas geralmente longe dos centros de consumo e 100 MW em geração distribuída, que consiste na geração de energia elétrica nas redes de distribuição, próxima dos consumidores, geralmente localizadas em residências, no comércio e indústrias (Energia 2017).

Em 2012, a ANEEL instituiu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia, ao estabelecer a Re-

solução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012, fomentando a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede. Com isso, a partir de 2014, começou a aparecer números significativos, cerca de 29 megawatt pico (MWp) de potência instalada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (Nascimento 2017).

Dessa forma, na geração distribuída, os consumidores podem injetar energia na rede de distribuição, quando excederem o atendimento às cargas locais, modificando o sentido típico do fluxo de potência. Além disso, os sistemas fotovoltaicos possuem intermitência de geração e a presença de equipamentos de eletrônica de potência, como os conversores e inversores (Breu et al. 2008). Por isso, inúmeros estudos que visam avaliar os impactos que o aumento da geração distribuída fotovoltaica podem produzir nas redes de distribuição de energia elétrica vem sendo realizados (Solanki et al. 2012; Katiraei & Aguero 2011; Haque & Wolfs 2016).

Esses estudos de impactos possuem como principais objetivos avaliar a qualidade da energia, a coordenação de proteções e a operação das redes de distribuição, contribuindo com recomendações para o planejamento de redes com geração distribuída fotovoltaica. Em geral, eles são divididos em análises dos impactos em regime permanente, ou seja, uma análise estática dos impactos, como também análises dinâmicas que avaliam os períodos de transitório. Esse trabalho busca trazer contribuições especialmente para análises em regime permanente.

Os principais impactos em regime permanente que podem ser analisados dependendo do nível de penetração dos sistemas fotovoltaicos e de suas localizações ao longo do alimentador, como também das características da rede local são: alterações nos níveis de tensão ao longo das barras do alimentador; variações no desequilíbrio de tensão; mudanças no sentido do fluxo de potência; impacto na operação dos equipamentos; flutuações no fluxo de potência reativa e perdas elétricas (Katiraei & Aguero 2011).

Para tanto, essas análises podem ser feitas através de softwares de simulação de redes de distribuição que calculam o fluxo de potência, como o OpenDSS®, o POWERFACTORY® e o PSCAD®. Além disso, é necessário definir que rede de distribuição que será analisada. Uma possibilidade é usar como base modelos de sistemas elétricos testes, como os sistema 13 barras IEEE e o sistema 34 barras IEEE (IEEE Distribution Planning Working Group 1991). Outro modo é analisar um caso real, que tem como principal objetivo analisar casos práticos de redes, permitindo recomendações para o planejamento de novas redes e a operacionalização das existentes.

No entanto, a grande dificuldade está em adaptar os casos reais em circuitos elétricos para serem inseridos nos softwares, já que, por exemplo, no Brasil os sistemas de distribuição são de diferentes concessionárias, que podem fornecer dados sobre a rede de maneiras diferentes.

Portanto, esse estudo visa contribuir disponibilizando tabelas que indiquem quais os dados necessários a serem obtidos das distribuidoras para inserir em softwares de simulação de redes de distribuição, com isso, outros pesquisadores podem reproduzir seus estudos de casos seguindo um caminho padronizado.

2 Metodologia

Com o objetivo principal de identificar os dados necessários de uma rede de distribuição de energia elétrica real para realizar simulações de fluxo de potência, este trabalho propõe a metodologia seguindo o esquema da Figura 1. Essa metodologia, foi baseada em trabalhos que realizaram a adaptação de um alimentador real para a aplicação em software de simulação de redes, entretanto, foi observado que esses estudos apresentam algumas particularidades conforme o modo que os dados são disponibilizados e desenvolvidos (Ding et al. 2016; Jayakumar & Reji 2016; Magistrale et al. 2017; Kitworawut et al. 2017; Tie & Gan 2013; Shayani 2010; David & David 2017; Radatz et al. 2016; Nguyen & Kleissl 2015; Maciel et al. 2017).

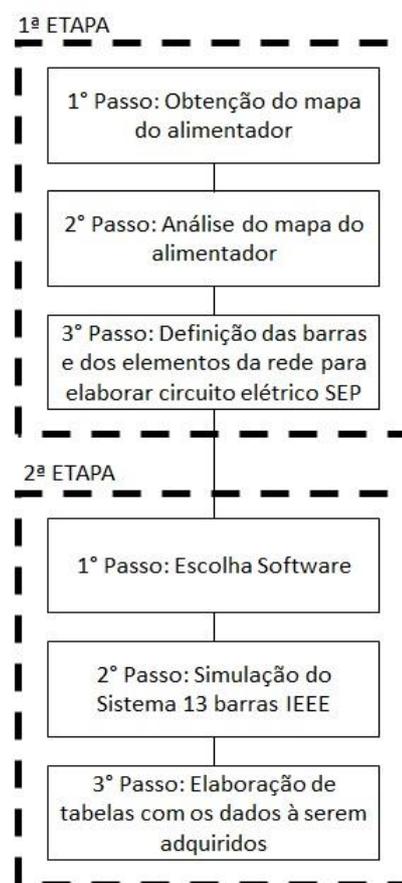


Figura 1. Fluxograma da metodologia

Para realizar um estudo de fluxo de potência da rede, ou seja, determinar as magnitudes da tensão nas barras e os respectivos ângulos de fase, além das distribuições dos fluxos de potência que fluem pelas

linhas e outras grandezas de interesse deve-se resolver um circuito elétrico que representa essa rede (Kagan et al. 2010). Para isso, existem inúmeros softwares de simulação de redes de distribuição que realizam esses cálculos, neste trabalho foi utilizado o OpenDSS®.

Para um estudo de caso a primeira etapa deve ser transformar a representação do alimentador real em um circuito elétrico para ser resolvido. O primeiro passo é obter o mapa do alimentador real e o segundo passo analisar esse mapa, pois ele deve indicar as trajetórias com as respectivas distâncias, localização e identificação dos elementos de distribuição (transformadores, reguladores de tensão, bancos de capacitores e linhas de distribuição). Caso ele não contenha essas informações básicas é necessário obter uma outra versão que contemple esses dados, ou partir para alguma simplificação. O mapa do alimentador representa, em uma escala menor, como realmente é constituída a rede de distribuição.

O terceiro passo é onde o alimentador real é convertido para um circuito elétrico de sistemas de potência, para isso foi elaborada a tabela de conversão Tabela 1, que relaciona a coluna A dos elementos de um circuito elétrico de sistemas de potência com a coluna B que indica os principais elementos encontrados em um alimentador real, mostrando como o autor sugere que sejam correlacionados. Por exemplo, as barras podem ser definidas onde estão os postes dos transformadores de distribuição, postes de fim de linha e pontos de derivação do alimentador.

Tabela 1. Tabela de Conversão

Elementos de um circuito elétrico de SEP (A)	Elementos de um alimentador real (B)
Barras	Postes com os transformadores de distribuição
	Postes de fim de linha
	Postes de derivação de ramais
Linhas	Linhas
Transformadores	Transformadores de distribuição
	Transformador da subestação
Bancos de Capacitores	Bancos de Capacitores
Geradores	Geradores
Cargas	Carga Consumidores
Reguladores de tensão	Reguladores de tensão
Bancos de Capacitores	Bancos de Capacitores
Equivalente de Thévenin	Subestação

Em muitos casos, os mapas dos alimentadores não vão apresentar todos os elementos, assim, pode ocorrer, por exemplo, do alimentador terminar nos transformadores de distribuição, não apresentando as redes secundárias e as cargas. Com isso, pode ser feita alguma simplificação considerando as cargas com os valores de potência dos transformadores de distribuição. Portanto, essa metodologia pode sofrer algumas modificações que afetam a fidelidade do circuito, por isso, se o mapa for bem completo, mais

próximo da realidade serão os resultados das simulações. Com a primeira etapa concluída, o mapa do alimentador é redefinido como um circuito elétrico de sistemas de potência.

Com o circuito elétrico definido a partir do mapa do alimentador, foi proposto desenvolver uma simulação do sistema 13 barras IEEE que é uma rede teórica baseada em redes de distribuição reais e que é consolidada na literatura. Essa simulação consiste no cálculo de fluxo de potência e determinação dos valores de tensão e de desequilíbrio de tensão (ANEEL 2015), em uma barra com e sem a presença de sistemas fotovoltaicos. O objetivo dessa simulação é validar a elaboração de tabelas, que contemplem os dados à serem adquiridos do órgão responsável pela rede, pois, se uma análise da tensão for coerente com os dados fornecidos pelo sistema 13 barras IEEE, os mesmos tipos de dados podem ser utilizados oriundos de um caso real.

Portanto, a segunda etapa é dividida em três passos: o primeiro é a escolha do software de simulação de redes de distribuição. O segundo passo é simular no software o sistema 13 barras IEEE, que é apresentado na Figura 2, para obtenção dos valores de tensão nas três fases da barra 675 sem o sistema fotovoltaico conectado nesta barra e com o sistema fotovoltaico com potência instalada de 850 kW, que é aproximadamente o valor da carga que também está conectada nesta barra. Em seguida, obter os valores de desequilíbrio de tensão na barra denominada 675 com o crescimento gradativo da potência instalada do sistema fotovoltaico trifásico conectado nesta mesma barra trifásica. Esse aumento parte de 0 kW que indica que não há potência fotovoltaica instalada até 850 kW que indica que o sistema fotovoltaico atinge aproximadamente a mesma potência da carga a qual ele está conectado (Aramizu & Vieira 2013).

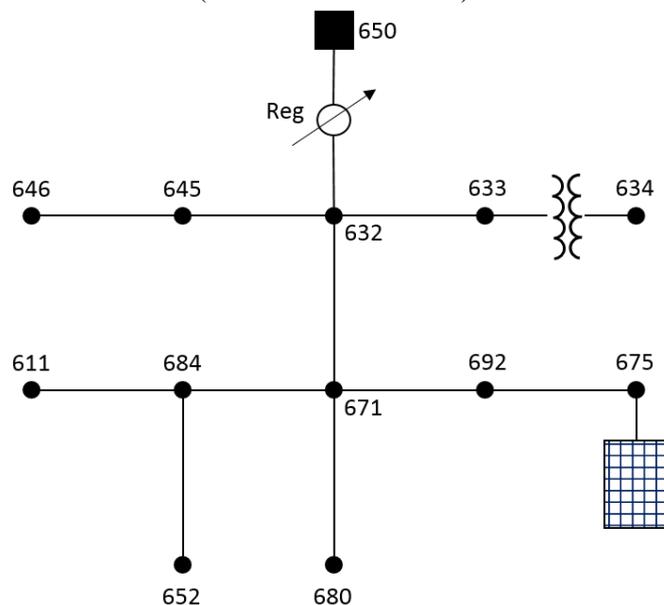


Figura 2. Sistema 13 barras IEEE Fonte: (IEEE Distribution Planning Working Group 1991).

Para validar os resultados obtidos eles foram comparados com dados aproximados de outro trabalho que serviu de referência para as análises (Aramizu & Vieira 2013). Além disso, para reforçar a validação, os valores encontrados na simulação do autor, sem a geração distribuída fotovoltaica, foram comparados com os valores disponibilizados pelo IEEE (IEEE Distribution Test Feeder Working Group 2004).

Por fim, no terceiro passo foram verificados os dados de entrada requisitados na simulação do sistema teste 13 barras IEEE com o circuito elétrico elaborado na primeira etapa e criadas as tabelas correspondentes.

Por exemplo, no circuito do sistema 13 barras IEEE, na biblioteca interna do OpenDSS®, para os bancos de capacitores os dados inseridos foram as tensões nominais, as potências reativas, o número de fases e os tipos de conexões com a rede. Assim, para o estudo de caso, se ele apresentar banco de capacitores no circuito elétrico que representa o alimentador real é elaborada uma tabela com essas informações, para que sejam demandadas à concessionária responsável. Entretanto, alguns dados foram determinados como obrigatórios e outros como facultativos, pois alguns podem ser estimados de outras maneiras.

3 Resultados

Através da aplicação da metodologia foi possível observar que para realizar uma análise em regime permanente de um caso real de uma rede de distribuição de energia elétrica, por meio de simulações que calculam o fluxo de potência, é necessário obter o mapa do alimentador e dados dos elementos da rede a ser analisada. Portanto, a seguir são apresentados os principais dados que devem ser obtidos para aplicar em um software de simulação de redes de distribuição.

De acordo com o primeiro passo da metodologia deve-se obter o mapa do alimentador elétrico conforme descrito na etapa 01. O mapa do alimentador é fundamental para um estudo de caso de redes de distribuição, pois demonstra quais são os elementos do circuito, como eles são conectados entre si e quais os locais onde poderão ser conectados os sistemas fotovoltaicos para estudos que envolvam esses sistemas de geração, os quais motivaram o presente artigo. Portanto, o mapa do alimentador é um dos dados que deve ser tratado e obtido juntamente com a concessionária responsável pela rede a ser estudada.

Assim, depois de definido o circuito, foram realizados os passos da etapa 02: O primeiro passo foi escolher software, que no caso foi o OpenDSS®. Em seguida, foi simulado o sistema 13 barras IEEE disponível na biblioteca interna do OpenDSS® e os resultados obtidos das tensões das três fases e do desequilíbrio de tensão na barra 675 são apresentados na Figura 3, Figura 4 e Figura 5.

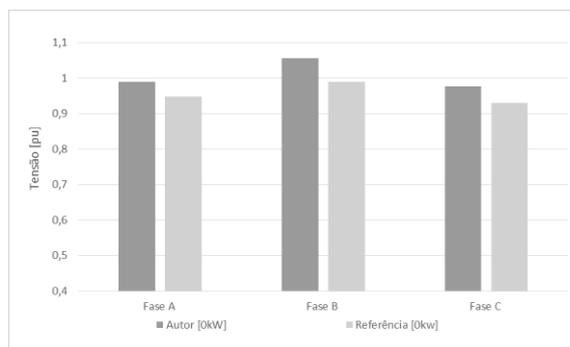


Figura 3. Tensão das três fases na barra 675 da simulação do autor e comparados com uma referência (Aramizu & Vieira 2013), para potência fotovoltaica instalada de 0 kW.

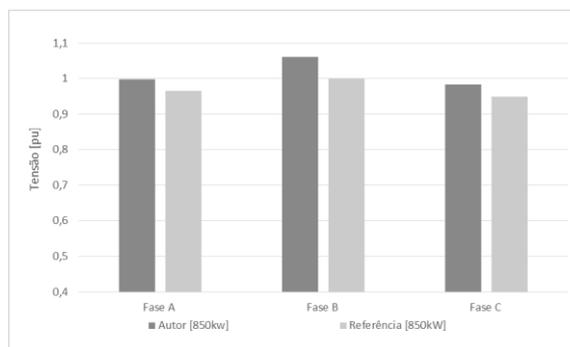


Figura 4. Tensão das três fases na barra 675 da simulação do autor e comparados com uma referência (Aramizu & Vieira 2013), para potência fotovoltaica instalada de 850 kW.

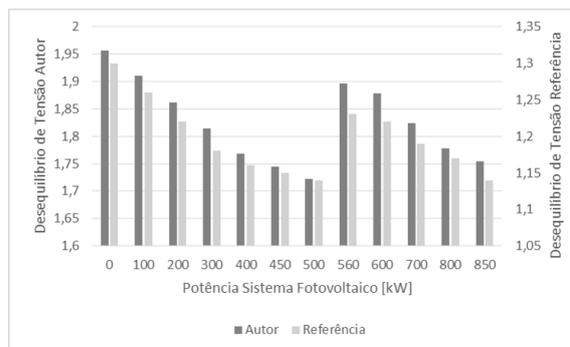


Figura 5. Desequilíbrio de tensão na barra 675 da simulação do autor e comparados com uma referência (Aramizu & Vieira 2013).

Os valores das tensões e do desequilíbrio de tensão nas três fases quando comparado com a referência seguiram o mesmo comportamento. As tensões nas três fases aumentaram com a presença do sistema fotovoltaico, além disso, para ambos, autor e referência, independentemente da potência instalada, a fase B apresentou o maior valor de tensão, a fase A o valor intermediário e a fase C o menor valor. O desequilíbrio de tensão, também para autor e referência, diminuiu com o crescimento gradativo da potência instalada até 560 kW, onde houve um aumento devido à atuação do regulador de tensão, então, os valores voltaram a diminuir. É importante observar, que algumas configurações de controle foram modificadas na simulação do autor para que o momento de atuação do regulador de tensão fosse o mesmo, com o intuito de observar o comportamento do desequilíbrio de tensão para as mesmas condições.

A diferença de magnitude dos valores pode estar relacionada com alguma modificação na modelagem do sistema teste elaborado no artigo de referência, mas o comportamento seguiu o mesmo. Além disso, quando comparado com outros estudos similares o comportamento com a presença dos sistemas fotovoltaicos também foi semelhante (Emmanuel et al. 2016; Matkar et al. 2017; Aramizu & Vieira 2013; Salehi et al. 2015). Também, foi realizada a comparação com os dados disponibilizados pelo IEEE (IEEE Distribution Test Feeder Working Group 2004) sem geração fotovoltaica, Tabela 2, os dados do autor se mostraram iguais aos do grupo de trabalho, até mesmo porque o circuito 13 barras disponível na biblioteca do OpenDSS® foi elaborado para alcançar esses mesmos resultados.

Tabela 2. Comparação do autor com IEEE

Tensão [pu] na barra 675 sem sistemas fotovoltaicos	
Autor	IEEE
Fase A: 0,98983	Fase A: 0,9835
Fase B: 1,0553	Fase B: 1,0554
Fase C: 0,9758	Fase C: 0,97715

Então, o terceiro passo da etapa 02 foi realizado, que foi elaborar tabelas dos dados a serem demandados para as concessionárias, baseando-se nos dados de entrada usados na simulação do sistema 13 barras IEEE.

A Tabela 3, apresenta os dados das linhas de distribuição que podem ser divididos de duas formas: podem ser demandadas as especificações dos condutores, da geometria das cruzetas dos postes e algumas especificações gerais locais. Ou podem ser demandadas, diretamente, as matrizes de constantes quilométricas em (Ω/km), pois as concessionárias podem já ter esses valores para análises internas e planejamento de novas redes.

Tabela 3. Dados das Linhas

Especificação Condutores			
Prioridade	Descrição	Valor	Observação
Obrigatório	Seção		Unidade AWG ou MCM
Obrigatório	Tipo de Cabo		Tipo CA ou CAA
Obrigatório	Código comercial ou encondimento		Exemplo: Código Tulip ou 19 x 3,38 mm
Facultativo	Resistência Elétrica Máxima à 20°C		Unidade Ohm/km
Facultativo	Diâmetro		Unidade mm ou polegadas
Facultativo	Resistência isolamento [1...N]		Unidade Ohm/km
Facultativo	Espessura isolamento [1...N]		Unidade mm
Facultativo	RMG (raio médio geomé-		Unidade mm ou pés

	trico)		
Facultativo	Temperatura de operação		Unidade °C
Especificação Geometria Cruzeta			
Prioridade	Descrição	Valor	Observação
Obrigatório	Altura da cruzeta		Unidade m
Obrigatório	Estrutura da cruzeta		Tipo N, M ou B
Obrigatório	Espaçamento entre as fases		Unidade m
Especificações Gerais			
Prioridade	Descrição	Valor	Observação
Obrigatório	Condutividade do solo		Unidade ohm.m
Obrigatório	Transposição de linha		Caso sim, % para cada sequência
Obrigatório	Distâncias das linhas		Unidade m

Na Tabela 4, são apresentados os dados referentes aos transformadores a serem demandados para serem inseridos em software.

Tabela 4. Dados dos Transformadores

Especificações			
Prioridade	Descrição	Valor	Observação
Obrigatório	Tensões nominais no primário e secundário		Unidade kV
Obrigatório	Potência Nominal		Unidade kVA
Obrigatório	Número de Fases		1, 2 ou 3
Obrigatório	Tipo de conexão no primário e secundário		Exemplo: Delta ou Estrela Aterrado
Obrigatório	%loadloss = percentual de perda total com base na carga nominal		%
Obrigatório	%noloadloss = percentual de perda a vazio com base na carga nominal		%
Obrigatório	XHL = reatância percentual do primário para o secundário		%
Obrigatório	XLT = reatância percentual do secundário para o terciário		%
Obrigatório	XHT = reatância percentual do primário para o terciário		%

Na Tabela 5, são apresentados os dados de carga, que basicamente, são a potência ativa e reativa para cada fase, que podem ser obtidas através de curvas típicas diárias das cargas ou definidas por valores fixos de demanda dessas cargas, além do número de fases, a tensão nominal e o tipo de conexão com a rede.

Tabela 5. Dados das Cargas

Especificações			
Prioridade	Descrição	Valor	Observação
Obrigatório	Potência Ativa		Unidade kW
Obrigatório	Potência Reativa		Unidade Kvar
Obrigatório	Tensões Nominal		Unidade kV
Obrigatório	Número de Fases		1, 2 ou 3
Obrigatório	Tipo de conexão		Exemplo: Delta ou Estrela

Na Tabela 6, são apresentados os dados dos bancos de capacitores, que se resumem na potência reativa de cada fase e no tipo de conexão com a rede.

Tabela 6. Dados Bancos de Capacitores

Especificações			
Prioridade	Descrição	Valor	Observação
Obrigatório	Tensões Nominal		Unidade kV
Obrigatório	Potência Reativa		Unidade kVar
Obrigatório	Número de Fases		1, 2 ou 3
Obrigatório	Tipo de conexão		Exemplo: Delta ou Estrela

Na Tabela 7, são apresentados os dados dos reguladores de tensão, que são divididos nas especificações físicas do transformador que está realizando a regulação e nos parâmetros de controle do regulador.

Tabela 7. Dados do Regulador de Tensão

Especificações do Regulador			
Prioridade	Descrição	Valor	Observação
Obrigatório	Tensões Nominal		Unidade kV
Obrigatório	Potência Nominal		Unidade kVA
Obrigatório	Número de Fases		1, 2 ou 3
Obrigatório	Tipo de conexão		Delta ou Estrela
Obrigatório	Resistência série		%
Obrigatório	Reatância de dispersão		%
Especificações Parâmetros de Controle			
Prioridade	Descrição	Valor	Observação
Obrigatório	Largura de Banda		Unidade V
Obrigatório	Relação TP		Adimensional
Obrigatório	Relação TC		Adimensional
Obrigatório	Tensão		Unidade V
Obrigatório	Impedância		p.u.

Obtidos esses dados da concessionária ou órgão que possui os dados da rede e mais o mapa do alimentador será possível estudar um caso real em um software de simulação.

4 Conclusão

Este estudo permitiu a elaboração de um método para a obtenção de informações de redes de distribuição para a aplicação em softwares de simulação, além disso, seguindo o método foram apresentadas em forma de tabelas os dados necessários à serem demandados para as concessionárias. Além disso, este método foi validado comparando os resultados das simulações com os resultados de outros trabalhos como referências.

Pela dificuldade de adquirir dados de uma forma padrão, foi possível concluir que seria interessante que as concessionárias elaborassem normas técnicas que disponibilizassem esses dados de alguns alimentadores típicos das suas redes para promover os estudos de impactos, operação e planejamento de redes de distribuição. Assim, a própria concessionária poderia se beneficiar, pois teria estudos constantemente sendo conduzidos e propondo soluções para as suas redes.

Agradecimentos

Este trabalho foi financiado pelo projeto de Pesquisa e Desenvolvimento PD 2866-0468 / 2017, concedido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e pela Companhia Paranaense de Energia (COPEL). Os autores agradecem também à FINEP, CAPES, SETI, CNPq, Fundação Araucária e UTFPR pelas bolsas e financiamentos adicionais.

Referências Bibliográficas

- ANEEL, 2015. Prodíst Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica.
- Aramizu, J. & Vieira, J.C.M., 2013. Analysis of PV generation impacts on voltage imbalance and on voltage regulation in distribution networks. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*.
- Breu, F., Guggenbichler, S. & Wollmann, J., 2008. Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation. *Vasa*, p.87–101.
- David, S. & David, S., 2017. Economics of distribution feeder conditioning: Modelling and analysis-A case study. *2017 International Conference on Nascent Technologies in Engineering, ICNTE 2017 - Proceedings*.
- Ding, F. et al., 2016. Voltage support study of smart PV inverters on a high-photovoltaic penetration utility distribution feeder. *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists*

- Conference, 2016–Novem, p.1375–1380.
- Emmanuel, M., Rayudu, R. & Burmester, D., 2016. Impact of large-scale integration of distributed photovoltaic with the distribution network .
- Energética, E. de P., 2017. Brazilian Energy Balance.
- Energia, M. de M. e, 2017. Boletim mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro Julho/2017. Available at: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139093/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+Elétrico++Dezembro-2014.pdf/9f7261af-89ef-4f00-b917-24e244f6e69a>.
- Energy Information Administration, U.S., 2017. International Energy Outlook 2017 Overview.
- Haque, M.M. & Wolfs, P., 2016. A review of high PV penetrations in LV distribution networks : Present status , impacts and mitigation measures. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, p.1195–1208. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.025>.
- IEEE Distribution Planning Working Group, 1991. Report: Radial distribution test feeders. *IEEE Trans. Power Syst.*, 6(3), p.975–985.
- IEEE Distribution Test Feeder Working Group, 2004. Radial Distribution Test Feeders. Available at: <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>.
- Jayakumar, P. & Reji, P., 2016. Modeling of power distribution feeder and analysis of small PV plant penetration in Kerala low voltage distribution system. *Proceedings of the 2016 International Conference on Cogeneration, Small Power Plants and District Energy, ICUE 2016*, (September), p.14–16.
- Kagan, N., De Oliveira, C.C.B. & Robba, E.J., 2010. *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica* 2º ed, São Paulo: Blucher.
- Katiraei, F. & Aguero, J.R., 2011. Solar PV Integration Challenges. *IEEE Power And Energy Magazine*, 9(3), p.62–71. Available at: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=5753332.
- Kitworawut, P.B. et al., 2017. An investigation into the technical impacts of microgeneration on UK-type LV distribution networks. *2016 IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2016*, p.124–129.
- Maciel, R. et al., 2017. DG impact evaluation on LV distribution grids using AMI data: a Brazilian case study. *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, 2017(1), p.1699–1702. Available at: <http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/oap-cired.2017.1284>.
- Magistrale, L., Prof, T. & Grillo, S., 2017. POLITECNICO DI MILANO Scuola di Ingegneria Industriale e dell ' Informazione Voltage regulation by means of storage device in LV feeder using OpenDSS interfacing with MATLAB.
- Matkar, G. et al., 2017. A Simple Mathematical Approach to Assess the Impact of Solar PV Penetration on Voltage Profile of Distribution Network. *2017 National Power Electronics Conference (NPEC)*, p.209–214.
- MME, 2018. Boletim mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro - Fevereiro/2018. *Ministerio de Minas e Energia*, p.65–900. Available at: http://www.mme.gov.br/documents/1138781/1435504/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+Elétrico++Abril++2018_v1.pdf/6764e3b1-8e42-4a9d-a258-0a1400803a05.
- Nascimento, R., 2017. Energia Solar No Brasil: Situação E Perspectivas.
- Nguyen, D. & Kleissl, J., 2015. Research on impacts of distributed versus centralized solar resource on distribution network using power system simulation and solar now-casting with sky imager. *2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2015*, p.2–4.
- Radatz, P. et al., 2016. Assessing maximum DG penetration levels in a real distribution feeder by using OpenDSS. *Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP*, 2016–Decem, p.71–76.
- REN21, 2017. Renewables 2017: global status report. Available at: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.049> <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>.
- Salehi, V. et al., 2015. Index-Based Assessment of Voltage Rise and Reverse Power Flow Phenomena in a Distribution Feeder Under High PV Penetration. , 5(4), p.1158–1168.
- Shayani, R.A., 2010. Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição. Available at: <http://www.repositorio.unb.br/handle/10482/7117>.
- Solanki, S.K., Ramachandran, V. & Solanki, J., 2012. Steady State Analysis of High Penetration PV on Utility Distribution Feeder. *Transmission and Distribution Conference and Exposition*, p.1–6.
- Tie, C.H. & Gan, C.K., 2013. Impact of grid-connected residential PV systems on the malaysia low voltage distribution network. *Proceedings of the 2013 IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference, PEOCO 2013*, (June), p.670–675.